



# **ALCANCE N° 65 A LA GACETA N° 60**

Año CXLIII

San José, Costa Rica, viernes 26 de marzo del 2021

244 páginas

## **FE DE ERRATAS**

### **JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL**

### **INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**

### **AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

### **JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL**

## FE DE ERRATAS

### JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL

En el Diario Oficial *La Gaceta* N° 52 del 16 de marzo 2021, en el documento **Requisitos para Formar parte de las Empresas Interesadas en una Concesión** se incluyó en el segmento de Obligatorios el siguiente requisito:

- “Tener una cuenta bancaria a nombre del solicitante suscrito en una entidad financiera en Costa Rica autorizada y vigilada por la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF).”

El anterior requisito requiere leerse en el apartado **Aspectos de Cumplimiento para el Concesionario** considerando como correctos los siguientes puntos:

- 1) Rendir la garantía de cumplimiento que la Junta le solicite para respaldar el correcto cumplimiento de las obligaciones que asume.
- 2) Rendir el monto correspondiente al derecho de explotación en lo equivalente al periodo otorgado.
- 3) Estar inscritos o inscribirse ante la Superintendencia General de Entidades Financiera (SUGEF), conforme a lo establecido el artículo 15 y 15 bis de la Reforma a la Ley sobre estupefacientes, sustancias psicotrópicas, drogas de uso no autorizado, actividades conexas, legitimación de capitales y financiamiento del Terrorismo.
- 4) Desarrollar la plataforma tecnológica acorde al Modelo de Negocio definido y entregado por la Gerencia de Producción y Comercialización de la Junta de Protección Social.
- 5) Presentar el portafolio de juegos con sus respectivas modalidades, en las categorías de loterías electrónicas, apuestas y eventos, y los juegos de azar en las cuales están interesados en comercializar.
- 6) La aprobación de las modalidades de juego a comercializar, quedan a discreción de la Junta de Protección Social siempre y cuando se adapten a gustos y preferencias del mercado costarricense.
- 7) Tener una cuenta bancaria a nombre del solicitante suscrito en una entidad financiera en Costa Rica autorizada y vigilada por la Superintendencia General de Entidades Financieras (SUGEF).
- 8) Los concesionarios deben de cumplir con los siguientes documentos:
  - ✓ Reglamento para el otorgamiento de concesiones para la comercialización de loterías y juegos de azar por medio de la Web.
  - ✓ Convenio Concesión para la comercialización de loterías y juegos de azar por medio de la Web.
  - ✓ “Modelo de negocio Concesiones para la comercialización de loterías y juegos de azar por medio de la Web.”

Gerencia de Producción y Comercialización.—Evelyn Blanco Montero, Gerente.—1 vez.—O.C. N° 23806.—Solicitud N° 258155.—( IN2021538520 ).

**INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS**  
**AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RE-0018-IE-2021 DEL 24 DE MARZO DE 2021**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA  
DEL SERVICIO ELECTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC), PARA EL  
SERVICIO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE PRESTA.**

**ET-086-2020**

**RESULTANDO:**

- I. Que mediante la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), N° 3300 del 16 de julio de 1964, reformada con la Ley N°7799 del 30 de abril de 1998, se faculta a esa junta para prestar los servicios públicos que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- II. Que el 6 de diciembre de 2019 mediante resolución RE-0097-IE-2019 se resolvió la fijación tarifaria ordinaria de JASEC para el servicio de generación de energía eléctrica, que entró a regir a partir del 1 de enero de 2020.
- III. Que el 17 de diciembre de 2020, se recibió en Aresep, oficio GG-1248-2020, fechado 16 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de generación eléctrica. (Folios 1 a 44).
- IV. Que el 4 de enero de 2021, mediante oficio OF-0001-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) previno a JASEC de información faltante en su petición. (Folios 47 a 51)
- V. Que el 18 de enero de 2021, mediante oficio GG-042-2021, JASEC remitió la información prevenida como faltante mediante oficio OF-0001-IE-2021. (Folios 53 a 72)
- VI. Que el 20 de enero de 2021, mediante oficio OF-0052-IE-2021, se otorgó admisibilidad a la petición de JASEC y se solicitó la convocatoria a audiencia pública, con base en el informe IN-0008-IE-2021 de misma fecha. (Folios 77 a 81)

- VII. Que el 1 de febrero de 2021, en la Gaceta No 21, Diario Extra y La Teja, se publicó la convocatoria a audiencia pública para discutir la solicitud tarifaria presentada por JASEC. (Folios 82 a 92)
- VIII. Que el 10 de febrero de 2021, mediante oficio OF-0103-IE-2021, la IE solicitó información aclaratoria a JASEC. (Folios 93 a 96 ET-086-2020)
- IX. Que el 12 de febrero de 2021, mediante oficio GG-182-2021, JASEC remitió las aclaraciones solicitadas. (Folios 98 y 99)
- X. Que el 15 de febrero de 2021, mediante informe IN-0121-DGAU-2021, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el informe de instrucción de la audiencia pública. (Folios 101 a 102)
- XI. Que el 25 de febrero de 2021, se realizó la audiencia pública, según consta en acta AC-0133-DGAU-2021 del 4 de marzo de 2021. (Folio 149)
- XII. Que el 4 de marzo de 2021, mediante informe IN-0168-DGAU-2021, la DGAU emitió el informe de oposiciones y coadyuvancia a la solicitud de fijación tarifaria de JASEC para el sistema de generación de energía eléctrica, en donde consta que se recibió y aceptaron dos oposiciones (Folios 150 y 151). El audio y el video de la audiencia pública corren a folios 142 y 143.
- XIII. Que el 24 de marzo de 2021, mediante el informe técnico IN-0037-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0037-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

#### **II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

##### **1. Solicitud tarifaria**

De conformidad con lo indicado en el oficio GG-1248-2020, fechado 16 de diciembre del 2020 y recibido por la Aresep el 17 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para justar las tarifas del servicio de generación que presta. De manera complementaria, por medio del oficio GG-042-2021 del 18 de enero de 2021, recibido ese mismo día, JASEC dio respuesta a la prevención realizada mediante el oficio OF-0001-IE-2021 del 04 de enero de 2021, modificando su pretensión original.

JASEC solicitó un ajuste en la tarifa de generación de la siguiente manera:

- ✓ A partir del 01 de abril 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, un aumento de 28.64% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-0097-IE-2020.
- ✓ A partir del 1º de enero 2022 y hasta el 30 de junio 2022, con un aumento de 13,77% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-0097-IE-2020.
- ✓ A partir del 1º de julio 2022 y hasta el 31 de diciembre 2022, con una rebaja de 2,12% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-0097-IE-2020.

Los siguientes cuadros resumen la petición presentada por JASEC:

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio Vigente 1º Abr al 31 Dic 2021 sin CVC *	Efecto Liquidación 2019		Efecto Ajuste Ordinario 2021		Efecto Total Abr a Dic 2021		Precio Propuesta 1º Abr al 31 Dic 2021 sin CVC
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aumento Total	% de Ajuste	
<b>Tarifa Generación JASEC</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
a. Energía Punta	cada kWh	₡44,94	₡7,14	15,89%	₡5,73	12,75%	₡12,87	28,64%	₡57,81
b. Energía Valle	cada kWh	₡36,53	₡5,80	15,89%	₡4,66	12,75%	₡10,46	28,64%	₡46,99
c. Energía Noche	cada kWh	₡31,05	₡4,93	15,89%	₡3,96	12,75%	₡8,89	28,64%	₡39,94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>									
d. Potencia Punta	cada kW	₡2.546,00	₡404,52	15,89%	₡324,65	12,75%	₡729,17	28,64%	₡3.275,17
e. Potencia Valle	cada kW	₡2.546,00	₡404,52	15,89%	₡324,65	12,75%	₡729,17	28,64%	₡3.275,17
c. Potencia Noche	cada kW	₡0,00	₡0,00	0,00%	₡0,00	0,00%	₡0,00	0,00%	₡0,00

\* Precios sin combustibles, Resolución RE-097-2019

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio Vigente 1º Ene al 30 Jun 2022 sin CVC *	Efecto Liquidación 2019		Efecto Ajuste Ordinario 2022		Efecto Total Ene a Jun 2022		Precio Propuesta 1º Ene al 30 Jun 2022 sin CVC	
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste		
<b>Tarifa Generación JASEC</b>										
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>										
	a. Energía Punta	cada kWh	€50,09	€7,96	15,89%	-€1,06	-2,12%	€6,89	13,77%	€56,98
	b. Energía Valle	cada kWh	€40,72	€6,47	15,89%	-€0,86	-2,12%	€5,61	13,77%	€46,33
	c. Energía Noche	cada kWh	€34,61	€5,50	15,89%	-€0,73	-2,12%	€4,76	13,77%	€39,37
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>										
	d. Potencia Punta	cada kW	€2.838,16	€450,94	15,89%	-€60,27	-2,12%	€390,67	13,77%	€3.228,83
	e. Potencia Valle	cada kW	€2.838,16	€450,94	15,89%	-€60,27	-2,12%	€390,67	13,77%	€3.228,83
	c. Potencia Noche	cada kW	€0,00	€0,00	0,00%	€0,00	0,00%	€0,00	0,00%	€0,00

\* Precios sin combustibles, Resolución RE-097-2019

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio Vigente 1º Jul al 31 Dic 2022 sin CVC *	Efecto Ajuste Ordinario 2022		Precio Propuesta 1º Jul al 31 Dic 2022 sin CVC	
			Aum Absoluto	% de Ajuste		
<b>Tarifa Generación JASEC</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	a. Energía Punta	cada kWh	€50,09	-€1,06	-2,12%	€49,03
	b. Energía Valle	cada kWh	€40,72	-€0,86	-2,12%	€39,86
	c. Energía Noche	cada kWh	€34,61	-€0,73	-2,12%	€33,88
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	d. Potencia Punta	cada kW	€2.838,16	-€60,27	-2,12%	€2.777,89
	e. Potencia Valle	cada kW	€2.838,16	-€60,27	-2,12%	€2.777,89
	c. Potencia Noche	cada kW	€0,00	€0,00	0,00%	€0,00

\* Precios sin combustibles, Resolución RE-097-2019

## 2. Análisis de la solicitud

Como parte de esta petición de ajuste ordinario, JASEC incorporó la liquidación del periodo 2019, la cual tendría un efecto sobre los ingresos del periodo que va del 1 abril 2021 hasta el 30 junio 2022, dada la pretensión de recuperar esa liquidación en un lapso de 15 meses.

Por su importancia regulatoria, es necesario señalar, que la estructura de costos presentada por JASEC considera los gastos asociados al proyecto hidroeléctrico Toro 3, de conformidad con lo establecido en las normas NIIF's, lo cual implica la inclusión en el balance de situación financiera de los activos del proyecto como un derecho de uso, así como el respectivo pasivo por su arrendamiento.

En este apartado se presenta el análisis regulatorio de la solicitud tarifaria propuesta por JASEC para el servicio de generación de electricidad, correspondiente al estudio ordinario de los periodos 2021 (abril a diciembre) y 2022.

*Dentro de los aspectos relevantes tenemos la diferencia en los costos de operación y mantenimiento, donde se presentan diferencias con respecto a lo solicitado por JASEC para los años 2021 y 2022 por un monto de ₡1 108,44 y ₡1 149,91 millones respectivamente, producto de la exclusión de algunos gastos, entre ellos: la contratación realizada a “Consultores en Infraestructura GIP Limitada”, el impuesto de renta de capital y el diferencial registrado por encima del monto facturado por ICE para los mantenimientos menores de Toro 3.*

*Además, se registró una diferencia en el rédito teórico entre lo calculado por JASEC (7,82%) y el calculado por la IE (6,55%), lo cual obedece principalmente a que las variables macroeconómicas utilizadas por JASEC tienen corte enero 2020, mientras que las utilizadas por la IE tienen corte a enero 2021. Además, para el costo de endeudamiento el petente indicó que la tasa de interés de la deuda de este sistema era 10,47% porque utilizaron la devaluación real para convertir las tasas a colones, cuando lo que precede técnicamente es utilizar la expectativa de variación del tipo de cambio. Lo anterior explica la diferencia respecto el dato de la IE.*

*En lo que respecta a la base tarifaria, JASEC presentó diferencias en los saldos de sus activos, limitando la trazabilidad de la información presentada, lo cual repercutió en el cálculo según el detalle suministrado, esto se explica en el apartado e. Base Tarifaria.*

#### **a. Parámetros utilizados**

*Los parámetros o indicadores económicos utilizados en este informe son los siguientes:*

*Índice de Precios al Consumidor (IPC): se parte del último valor del IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), disponible al día de la audiencia pública. Este valor corresponde a 100,18<sup>1</sup> para el mes de enero de 2021. Considerando las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Programa Macroeconómico 2021-2022 (1,30% para el 2021 y 1,20% para el 2022), tal y como lo indica la metodología vigente en el apartado “Índice de actualización local” de la sección 3.1.1, se*

---

<sup>1</sup> El INEC realizó el cambio de base del IPC, pasando de junio de 2015 a diciembre de 2020. La serie de valores anteriores fue reajustada a partir de dicho cambio.

estimó el valor del IPC para los meses faltantes del 2021, así como para los años 2022 y 2023<sup>2</sup>.

**Cuadro No. 1**  
**Índice de Precios al Consumidor (IPC), base diciembre 2020**

<b>MES / AÑO</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Enero	99,2	100,2	101,4	102,6
Febrero	99,5	100,3	101,5	102,7
Marzo	99,5	100,4	101,6	102,8
Abril	99,0	100,5	101,7	102,9
Mayo	98,9	100,6	101,8	103,0
Junio	98,9	100,7	101,9	103,1
Julio	99,1	100,8	102,0	103,2
Agosto	99,1	100,9	102,1	103,3
Setiembre	99,4	101,0	102,2	103,4
Octubre	99,5	101,1	102,3	103,5
Noviembre	99,5	101,2	102,4	103,6
Diciembre	100,0	101,3	102,5	103,7
<b>Promedio Anual</b>	<b>99,3</b>	<b>100,7</b>	<b>102,0</b>	<b>103,2</b>
<b>Variación Anual (Dic.-Dic.)</b>	<b>0,89%</b>	<b>1,30%</b>	<b>1,20%</b>	<b>1,20%</b>
<b>Variación Promedio Anual</b>	<b>0,72%</b>	<b>1,45%</b>	<b>1,21%</b>	<b>1,20%</b>

*Nota: datos estimados de febrero de 2021 a diciembre de 2023.  
Fuente: elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.*

**Tipo de cambio de referencia estimado:** se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible al día de la audiencia pública, del tipo de cambio de referencia publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son 608,38 para la compra y 615,28 para la venta.

**Tipo de cambio del sector público no bancario estimado:** se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible, del tipo de cambio del sector público no bancario publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son ¢612,74 para la compra y ¢613,36 para la venta.

<sup>2</sup> Las proyecciones de inflación del BCCR en el Programa Macroeconómico incluyen 2021 y 2022. Para el 2023 se asume la misma inflación proyectada para el 2022, considerando que este indicador se ha mantenido por debajo de la meta de inflación en los últimos años.

Otros indicadores: de acuerdo con la metodología vigente, otras variables son las siguientes:

- *Tcc:* tipo de cambio de compra para el Sector Público No Bancario, calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2020 es de ¢586,25.
- *Tcv<sub>t</sub>:* tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2020 es de ¢588,34.

La información base se puede consultar en las siguientes direcciones electrónicas:

- IPC:

<http://inec.cr/economia/indice-de-precios-al-consumidor>

- CPI-U:

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

- ESTIMACIÓN INFLACIÓN ESTADOS UNIDOS:

<https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/2020-06-mpr-part3.htm>

- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR:

[https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Programa\\_Macr\\_oeconomico\\_2021-2022.pdf](https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Programa_Macr_oeconomico_2021-2022.pdf)

- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:

[https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?id\\_ioma=1&CodCuadro=%20400](https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?id_ioma=1&CodCuadro=%20400)

- TIPO DE CAMBIO SECTOR PÚBLICO NO BANCARIO:

[https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?id\\_ioma=1&CodCuadro=%20743](https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?id_ioma=1&CodCuadro=%20743)

Los datos y cálculos se encuentran adjuntos en el anexo 7.

## **b. Análisis del mercado**

En este apartado se presenta el análisis de mercado elaborado para fijar la tarifa del sistema de generación que presta JASEC, el cual se sustenta en dos secciones complementarias: en la primera, se presenta una síntesis de los

supuestos y principales resultados del informe propuesto por JASEC, y en la segunda, se muestran los escenarios estimados por la Intendencia de Energía (IE). En función se precisan las diferencias encontradas y las justificaciones que respaldan cada aspecto del mercado final propuesto por la IE.

**i. Mercado presentado por JASEC:**

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

1. JASEC solicitó un aumento de 28,64% a partir del 01 de abril al 31 de diciembre de 2021, y un ajuste al alza de 13,77% a partir del 01 de enero al 30 de junio de 2022, y un ajuste a la baja de -2,12% a partir del 01 de julio al 31 de diciembre de 2022. Esto provocará que la tarifa vigente del sistema de generación de JASEC se modifique según se explica en el cuadro siguiente:

**Cuadro No. 2**  
**Sistema de generación, JASEC**  
**Solicitud de ajuste tarifario presentado por bloque horario,**  
**Años 2021-2022**  
*(datos presentados en colones por kWh)*

Categoría Tarifaria	Tarifa propuesta a partir de 1 abril al 31 diciembre 2021	Tarifa propuesta a partir de 1 enero al 30 de junio 2022	Tarifa propuesta a partir de 1 julio al 31 diciembre 2020
<b><u>Por consumo de energía (kWh)</u></b>			
a. Energía punta	¢57,81	¢56,98	¢49,03
b. Energía Valle	¢46,99	¢46,33	¢39,86
c. Energía Noche	¢39,94	¢39,37	¢33,88
<b><u>Por consumo de potencia (kW)</u></b>			
d. Potencia punta	¢3 275,17	¢3 228,83	¢2 777,89
e. Potencia Valle	¢3 275,17	¢3 228,83	¢2 777,89
f. Potencia Noche	¢0,00	¢0,00	¢0,00

2. *El sistema de generación de JASEC incluye los siguientes proyectos hidroeléctricos: Birrís, Barro Morado, Tuis y Toro III, este último es un proyecto arrendado compartido en el 50% con el ICE.*
3. *La empresa justificó su solicitud tarifaria en que "...la generación hidráulica se ha visto afectada por fenómenos climatológicos extremos, (efecto de la niña y el niño), los cuales tienen gran impacto en las lluvias y por consiguiente afectan los caudales de los ríos, recurso vital para la generación de energía.*
4. *En esta vocación, JASEC presenta condiciones de generación a la baja producto tanto de la situación climática que se espera para el periodo 2021-2022 como también la salida de operación de la planta Birrís III durante los primeros 10 meses del año 2021 producto de un mantenimiento mayor que se va a realizar en la tubería de presión.*
5. *Adicionalmente, se incluye la liquidación tarifaria del periodo 2019, la cual se pretende recuperar en un periodo de 15 meses, de abril a diciembre 2021 y de enero a junio 2022.*
6. *Se prevé un nivel de generación de las plantas de JASEC para los próximos dos periodos, por lo que en esta solicitud tarifaria se proponen ajustes tarifarios en donde los costos son estables y la liquidación 2019 tiene gran peso en la petición.*
7. *En las estimaciones de generación de energía eléctrica y potencia JASEC utilizó datos reales hasta el mes de setiembre de 2020.*
8. *De esta forma JASEC proyectó una generación total de 175,4 GWh para el año 2021 y 205,5 GWh para el año 2022.*
9. *JASEC presentó liquidación del periodo 2019, el monto a liquidar es de 3 485,6 a favor de la empresa, es decir JASEC obtuvo ingresos inferiores a los estimados por la Aresep en el estudio ordinario tramitado en el expediente ET-061-2018.*
10. *Con la estructura tarifaria propuesta por JASEC y de acuerdo con las proyecciones de producción eléctrica, el sistema de generación tendrá ingresos por ¢10 947,5 millones para el año 2021 y ¢11 593,2 millones para*

el año 2022. (Estado de resultados generación, hoja 14.3 Aumento Propio, Folio 73)

**ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con los resultados propuestos por JASEC**

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

1. La energía que se espera produzca el sistema de generación de JASEC se calcula como la suma de las proyecciones individuales de cada una de sus plantas de generación. Esta estimación individual se calculó con los datos históricos desde el año 2009, en las que se disponga, y hasta diciembre de 2020. A diferencia, JASEC que utilizó información real a setiembre de 2020 lo que implica 3 meses menos de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones.
2. Las estimaciones de energía generada para el periodo 2021-2022 fueron realizadas mediante la aplicación del software Forecast Pro, el cual realiza análisis de series de tiempo que responden a modelos cuantitativos de patrones históricos de la serie de datos. Sin embargo, fue necesario ajustar la estimación del sistema Birris para 2021, debido a la salida de operación por mantenimiento de la planta Birris III hasta octubre 2021. El dato estimado de generación de la planta Toro III se tomó de las estimaciones presentadas por JASEC para el periodo 2021.
3. Con los términos anteriores la IE proyectó una producción total de energía de las plantas de JASEC de 180,2 GWh para el año 2021 y de 205,1 GWh para el año 2022.
4. Para estimar las ventas mensuales de energía, por periodo horario, se utilizó la distribución proporcional de la producción mensual de energía, reportadas por la empresa a la IE según RIE-089-2016, correspondientes al periodo 2020.

5. Con respecto a la estimación de la potencia para el año 2021 se utilizó la potencia real ajustada del periodo 2020, y para el 2022 se mantuvo la potencia real 2020.
6. Con las ventas estimadas de energía y potencia en periodo punta, en periodo valle y en horario nocturno y los precios vigentes que fueron publicados en la RE-0097-IE-2019 del 06 de diciembre de 2019, publicada en la Gaceta 237, Alcance 276 bajo el ET-076-2019 se obtienen ingresos vigentes de ¢8 868,4 millones para el año 2021 y ¢11 246,3 millones para 2022, tal como se amplía en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 3**

<b>ASPECTO</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Generación total (GWh)	180,3	205,1
Ingresos (En millones de colones)	8 868,4	11 246,3
¢ / kWh	49,2	54,8

Fuente: JASEC y ARESEP, Intendencia de Energía.

7. Con base en el análisis financiero contable efectuado por la IE, se establecen los ingresos requeridos por el sistema de generación de JASEC para los años 2021 y 2022.
8. Es importante indicar que, en esta ocasión, como parte integral del estudio ordinario y según lo dispuesto, JASEC solicitó liquidación tarifaria de ingresos, gastos e inversiones reales respecto a lo aprobado por la Aresep para el período 2019. A continuación, se detalla el cálculo correspondiente:

**Cuadro No. 4**

**Sistema de generación, JASEC**  
**Diferencias entre proyección e información real**

<b>Concepto</b>	<b>Proyección*</b>	<b>Real **</b>	<b>Diferencia</b>
Ventas del sistema de Generación (GWh)	224,40	149,84	-¢74,6
Ventas del sistema de Generación (Millones de colones)	¢11 743,0	¢8 257,3	-¢3 485,7
<b>Liquidación (millones de colones)</b>			<b>-¢3 485,7</b>

(\*) Proyecciones del último estudio ordinario vigente -ET-061-2018

(\*\*) Información real y proyectada de 2019

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y JASEC

9. *Se debe tomar en cuenta que en la resolución RE-0011-IE-2019 se generó un ajuste en los precios vigentes de -45,25% de abril a diciembre de 2019; -22,56% de enero a diciembre de 2020 y de -21,30% de enero a diciembre de 2021. Dado las fuertes diferencias de precios para el año 2019 y subsiguientes, es decir una rebaja muy fuerte para el primer año del periodo de análisis y con el fin de suavizar este efecto, la IE consideró prudente establecer un porcentaje uniforme de ajuste en los precios para el periodo de enero 2019 a diciembre 2021.*
10. *Para lo anterior se sumaron los ingresos vigentes del 1 de abril 2019 al 31 de diciembre 2021 (¢40 967,40) luego los ingresos propuestos para ese mismo periodo (¢29 379,30). El porcentaje de ajuste en los precios para todo el periodo fue de -28,29%.*
11. *Es importante advertir que esta decisión afectó los ingresos que la empresa debería percibir en los años 2019, 2020 y 2021, razón por la cual, siendo que la empresa solicita liquidar el periodo 2019 se toman solamente, como corresponde, los ingresos estimados por concepto de venta de energía para este periodo, por un monto de ¢11 743,0 millones.*
12. *Al considerar la liquidación de los conceptos de mercado, inversiones y financiero para el año 2019 del sistema de generación de JASEC, se estima un monto de -¢775,9 millones de colones, como ingresos que deben reconocerse a favor de la empresa, como ajuste en las tarifas del periodo en cuestión.*
13. *Esta liquidación 2019, se incluirá en el estado de resultados del periodo 2021-2022, con el propósito de ajustar las tarifas y saldar el monto liquidable.*
14. *Por otra parte, es necesario precisar que en el estudio tarifario resuelto según RE-0011-IE-2019, publicada el 07/02/2019, Gaceta 27, Alcance 28, se reconoció un monto de ¢3 021,00 millones como liquidación del periodo 2017, el cual afectaría las tarifas de los años 2019, 2020 y 2021. No obstante, por las implicaciones regulatorias que tiene para su pretensión, se debe indicar que en el presente estudio JASEC incorpora el monto completo en el estado de resultados del 2019, pero además presenta una tercera parte que*

*pretende reconocer en el año 2021, lo cual no procede (para mayor detalle ver punto “F” análisis financiero de la liquidación periodo 2019).*

15. *Por lo expuesto, se advierte que los resultados obtenidos por la Aresep en lo que corresponde a la liquidación, debido a las implicaciones regulatorias de las diferencias identificadas, no pueden ser comparados con la petición de la empresa, precisamente porque su solicitud incorpora montos que ya habían sido reconocidos y otros tratados de manera incorrecta.*
16. *Con todo lo anterior, se propone un ajuste en los precios vigentes del sistema de generación de JASEC de -10,8% para el periodo que va del 1 de abril al 31 de diciembre del 2021; un ajuste de -23,6% para el periodo que va del 1 de enero al 30 de junio 2022 y un ajuste de -23,8% para el periodo comprendido del 1 de julio al 31 de diciembre de 2022.*
17. *Con las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de JASEC obtendrá ingresos por ₡8 140,1 millones para el año 2021 y de ₡8 576,0 millones para el año 2022. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ₡45,2 para 2021 y de ₡41,8 para 2022, tal como se amplía en el siguiente cuadro:*

**Cuadro No. 5**

<b>ASPECTO</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Generación total (GWh)	180,3	205,1
Ingresos (En millones de colones)	8 140,1	8 576,1
¢ / kWh	45,2	41,8

Fuente: JASEC y ARESEP, Intendencia de Energía.

18. *Según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, la estructura tarifaria de JASEC Generación, debe ajustarse según se indica en el punto anterior a partir del primero de abril del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2022, de tal manera que permita equilibrar los costos propios de la empresa. Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente según resolución RE-0097-IE-2019 del 06 de diciembre de 2019 en la Gaceta 237, Alcance 276. Además, se mantiene la estructura que implica cargo por energía y potencia, ambos con segregación horaria. El aumento se realiza igual para todas las tarifas del sistema de generación.*

### c. Análisis de inversiones

Uno de los apartados más importantes del análisis tarifario del sistema de generación, es el relacionado con el análisis de inversiones, adiciones y retiros de activos asociados al servicio de generación de energía eléctrica, por el efecto que tiene sobre la base tarifaria y el cálculo de otras variables relacionadas. Dicho ejercicio está supeditado a la información aportada por JASEC, según consta en el folio 19 del expediente tarifario.

A continuación, se presenta un resumen del informe de inspección del plan de inversiones presentadas por JASEC (visible en el Anexo 6 y su hoja de cálculo electrónica denominada CFT-PHM-JASEC-GX-ET-086-2020+Liq2019 4-03-21.

#### i. Capacidad de Ejecución

El siguiente cuadro muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo establecido en la metodología, en donde se puede observar el porcentaje de ejecución por cada año y el promedio del periodo.

**Cuadro No. 6**  
**Porcentaje de Ejecución para el Sistema de Generación**  
**2015-2019**

Porcentaje de ejecución para el Sistema de Generación				
Año	Monto ARESEP (millones de colones)	Monto JASEC (millones de colones)	Porcentaje de Ejecución	Porcentaje de ejecución ajustado**
2015	4 167,71	2 684,27	64,41%	
2016	927,99	16,16	1,74%	
2017	2 246,80	39,87	1,77%	
2018	1 597,45	48 039,50	3007,26%	
2019	487,21	336,36	69,04%	
Promedio			628,84%	100,00%

\*Según Metodología Tarifaria Vigente

Fuente: Carpeta digital ET-086-2020\ET Generación\04. Plan Inversiones 2020-2022\4.1 Indices porcentagejes de Ejecución Gen, folio 16

Según Metodología Tarifaria Vigente

Informe Inversiones TMP-JASEC-GX- ET-076-2019 rev 04-12-19 (003).docx

RIE-085-2016, Fijación de Jasec Generación. ET-041-2016, del 22 de setiembre de 2016.

RIE-100-2015: Fijación Jasec Generación ET-057-215.

GACETA 246, ALCANCE DIGITAL No 209., del 20 de diciembre de 2012, Resolución 1005-RCR-2012, ET-131-2012

GACETA No.67 del 03 de abril del 2012 , RESOLUCIÓN 776-RCR-2012, ET-169-2011

El porcentaje promedio de ejecución registrado durante el período 2015-2019 es de un 628.84%. Como se puede apreciar en la tabla existen periodos, como es el caso del 2016 y 2017, en donde refleja un porcentaje de ejecución muy bajo respecto los recursos asignados por la Aresep. Sin embargo, en el 2018 según datos suministrados por JASEC, este ejecuta un 3007.26%, relacionado con la reclasificación del arrendamiento operativo de la planta hidroeléctrica Toro 3, en

aplicación de las normas NIIF's, cuyo tratamiento contable implica su inclusión como un activo por derecho de uso. En este contexto, se advierte los datos relacionados con el nivel de ejecución revelan la necesidad de que la empresa adopte medidas para mejorar su capacidad de gestión de inversiones de conformidad con la planificación realizada, siendo su responsabilidad mantener bajo control todos los procesos necesarios para garantizar la disponibilidad operativa y productiva del sistema de generación, mantener su vida útil e incidir directamente en los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico que brinda.

ii. Adiciones y retiros por incorporar en cálculo tarifario

La propuesta de adiciones y retiros aportados por JASEC, es la siguiente:

**Cuadro No. 7**

<b>Sistema de Generación Propuesta JASEC de Adiciones y Retiros (Millones de Colones)</b>			
<b>Rubro</b>			
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
Macroinversiones	0,00	0,00	0,00
Microinversiones	204,74	570,58	519,50
Planta General	119,41	0,00	0,00
<b>Adiciones totales</b>	<b>324,15</b>	<b>570,58</b>	<b>519,50</b>
<b>Retiros totales</b>	<b>22,13</b>	<b>40,85</b>	<b>16,50</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Al respecto, una vez analizada la información aportada por JASEC y actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones y retiros, según la IE:

**Cuadro No. 8**

<b>Sistema de Generación Propuesta ARESEP de Adiciones y Retiros (Millones de Colones)</b>			
<b>Rubro</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
	Macroinversiones	0,00	0,00
Microinversiones	201,56	555,24	502,13
Planta General	117,17	0,00	0,00
<b>Adiciones totales</b>	<b>318,74</b>	<b>555,24</b>	<b>502,13</b>
<b>Retiros totales</b>	<b>22,13</b>	<b>40,85</b>	<b>16,50</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Las principales diferencias en las adiciones, respecto a lo solicitado por la empresa, se deben a la actualización de parámetros económicos como tipo de cambio e inflación interna y externa, en tanto que lo referente a retiros se determinaron de acuerdo con lo aportado por la empresa.

iii. Liquidación de adiciones correspondiente al periodo 2019:

A continuación, se presenta el comparativo de adiciones proyectadas versus adiciones reales asociadas al periodo 2019, presentado por JASEC (ver folio 16 del ET-086-2020), con las justificaciones de las desviaciones observadas, teniendo como resultado final las adiciones y retiros del año 2019 por liquidar según cada cuenta contable.

**Cuadro No. 9**

<b>Junta Administrativa del Servicios Eléctrico de Cartago Sistema de Generación Eléctrica LIQUIDACIÓN DE ADICIONES Periodo 2019</b>			
<b>Concepto</b>	<b>Aprobado por ARESEP</b>	<b>Ejecución Real</b>	<b>Diferencia</b>
Macro inversión	-	-	-
Micro inversión	1 077,95	179,03	(898,92)
Planta General Gestión Administrativa Generac	50,35	79,59	29,23
Planta General Corporativa Generación	47,34	77,74	30,40
Subtotal liquidación adiciones	1 175,64	336,36	(839,29)
Liquidacion Retiros Generación	273,17	1,72	(271,45)
<b>TOTAL</b>	<b>902,47</b>	<b>334,63</b>	<b>(567,84)</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP*

#### **d. Retribución de Capital**

A continuación, se muestra el cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo para el servicio de generación de electricidad.

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la tasa  $R_k$  se obtiene mediante el método del costo promedio ponderado de capital según la siguiente ecuación:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A}$$

En donde:

$R_k$  = tasa de rédito para el desarrollo.

$r_d$  = costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.

$ti$  = tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Aresep.

$VD$  = valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.

$VCP$  = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado.

$A$  =  $VD+VCP$ .

$k_e$  = costo del capital propio.

Por su parte, el costo del capital propio ( $k_e$ ) se obtiene mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) según la siguiente fórmula:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$

En donde:

$k_e$  = costo del capital propio.

$k_l$  = tasa libre de riesgo.

$\beta_a$  = beta apalancada de la inversión.

$PR$  = prima por riesgo.

El coeficiente beta apalancada corresponde a un ajuste de la beta desapalancada según la siguiente ecuación:

$$\beta_a = \beta_d * \left[ 1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right]$$

En donde:

$\beta_a$  = beta apalancada de la inversión.

$\beta_d$  = beta desapalancada.

$t_i$  = tasa impositiva.

VD/VCP = relación entre deuda y capital propio.

El costo del capital propio ( $k_e$ ) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente. Tal y como lo dispone la metodología vigente, las variables fueron utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información), de la siguiente manera:

Tasa libre de riesgo ( $k_f$ ): es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, y se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **2,02%**. La información fue obtenida en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos<sup>3</sup>.

**Cuadro No. 10**  
**Tasa libre de riesgo**

<b>AÑO</b>	<b>TASA BONOS DEL TESORO (%)</b>
2016	1,84
2017	2,33
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
<b>PROMEDIO</b>	<b>2,02</b>

**Fuente:** Intendencia de Energía con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos.

Coefficiente beta desapalancada ( $\beta_d$ ): se consideró el valor correspondiente al beta desapalancado para la actividad de "Utility General". Como lo indica la metodología vigente, se utilizó el promedio de los últimos 5 datos anuales

<sup>3</sup> <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York<sup>4</sup> disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **0,2587**.

**Cuadro No. 11**  
**Coeficiente beta desapalancada**

<b>INDUSTRIA</b>	<b>BETA DESAPALANCADO</b>
Utility (General) publicado en enero 2017	0,2496
Utility (General) publicado en enero 2018	0,1942
Utility (General) publicado en enero 2019	0,1777
Utility (General) publicado en enero 2020	0,1933
Utility (General) publicado en enero 2021	0,4787
<b>PROMEDIO</b>	<b>0,2587</b>

*Fuente:* Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.

Coeficiente beta apalancada ( $\beta_a$ ): se considera una tasa impositiva ( $t_i$ ) de cero, como lo señala la metodología vigente. En cuanto a la variable VD, se consideró un monto de 44 676,77 millones de colones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. En cuanto a la variable VCP, se consideró un monto de 36 594,64 millones de colones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. A partir de lo anterior, se obtiene una relación deuda-capital propio de 1,22 con lo cual la beta apalancada corresponde **0,5746**.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York<sup>5</sup>, correspondiente a la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia pública. El promedio obtenido es de **5,33%**.

<sup>4</sup> <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>

<sup>5</sup> <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/implprem/>

**Cuadro No. 12**  
**Prima por riesgo**

<b>AÑO</b>	<b>PRIMA POR RIESGO</b>
2016	5,69%
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,33%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.*

Con base en la información anterior, a partir del modelo CAPM y en estricto apego a la metodología vigente, el costo del capital propio ( $k_e$ ) corresponde a **5,08%**.

**Cuadro No. 13**  
**Costo del capital propio**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$k_f$	Tasa libre de riesgo	2,02%
$\beta_a$	Coficiente beta apalancada	0,5746
PR	Prima por riesgo	5,33%
$k_e$	<b>Costo del capital propio</b> <b><math>k_e = k_f + \beta_a * PR</math></b>	<b>5,08%</b>

*Fuente: Intendencia de Energía.*

La tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente de la siguiente manera:

Costo del endeudamiento ( $r_d$ ): se utilizó la tasa de interés ponderada de las deudas con costo de JASEC, considerando sólo los saldos de las deudas contempladas en el último período contable disponible<sup>6</sup> (estados financieros a agosto de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **7,75%**.

<sup>6</sup> Con respecto a las tasas de interés en diferentes monedas, para considerar una única divisa se utilizó la "Paridad de tasas de interés", la cual establece un mecanismo de conversión a partir del valor esperado o futuro del tipo de cambio. Al ser tasas de interés anuales, se consideró el último valor de expectativas de variación del tipo de cambio a doce meses disponible el día de la audiencia pública, publicado por el BCCR en:

<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%205551>

Es importante señalar en el estado financiero auditado a diciembre de 2019, se incluía una deuda adquirida con la Compañía Cartaginesa de Electricidad por un monto de 3 900 millones de colones. Dicha deuda no fue considerada en el cálculo del rédito ya que, según la aclaración brindada por JASEC (visible a folios 104 y 105), este crédito se adquirió para el proyecto hidroeléctrico Torito II y su estructuración establece que se podrán registrar amortizaciones e intereses de esa deuda hasta que la planta inicie operaciones (lo cual aún no ha sucedido).

Tasa impositiva (ti): se considera igual a cero según lo establecido en la metodología vigente.

Valor de la deuda (VD): se consideró un monto de **44 676,77** millones de colones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente.

Valor del capital propio (VCP): se consideró un monto de **36 594,64** millones de colones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente.

Con base en la información anterior, a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, la tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) corresponde a **6,55%**.

**Cuadro No. 14**  
**Tasa de rédito para el desarrollo**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$r_d$	Costo del endeudamiento	7,75%
$t_i$	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (millones de colones)	44 677
VCP	Valor del capital propio (millones de colones)	36 595
A	VC+VCP (millones de colones)	81 271
$k_e$	Costo del capital propio	5,08%
<b><math>R_k</math></b>	<b>Tasa de rédito para el desarrollo</b> <b><math>R_k = r_d*(1-t_i)*VD/A + k_e*VCP/A</math></b>	<b>6,55%</b>

Fuente: Intendencia de Energía.

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

$R_{kr}$  = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

$R_{k,v}$  = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

$R_{k,e}$  = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

$nm$  = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo de las tarifas vigentes corresponde a 6,07% y fue determinado en la resolución RE-0097-IE-2019.

Por su parte el rédito ajustado por plazo y redondeo para el año 2021 corresponde a un 6,99%.

Todos los cálculos realizados se encuentran en los anexos 5 y 7.

En el apartado e. Base tarifaria se cuantifica el efecto que conlleva sobre la rentabilidad u utilidad del periodo, producto del ajuste en el porcentaje de rédito para el desarrollo.

#### **e. Base tarifaria**

En lo que respecta al cálculo del del activo fijo neto revaluados se identificó algunas diferencias en los saldos suministrados por JASEC, tal como se detalla seguidamente:

En el archivo "Base Tarifaria, Generación.xls" que da sustento al dato del AFNORP implícito en el estado de resultado tarifario, se visualiza los siguientes datos:

**Cuadro No. 15**  
**AFNORP según JASEC**  
**(Datos en millones de colones)**

		t	t+1	t+2
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
AFNOR Generación a Dic 2018	34.067,74	32.920,27	31.784,91	30.656,57
AFNOR Generación Toro 3 a Dic 2018	43.139,61	42.146,27	40.145,40	38.144,54
AFNOR Generación a partir Ene 2019	0,00	16,62	1.229,13	3.451,14
AFNOR Administrativo p Generac	1.107,58	1.308,22	1.365,79	1.410,63
<b>Subtotal Anual (AFNOR)</b>	<b>78.314,93</b>	<b>76.391,37</b>	<b>74.525,23</b>	<b>73.662,89</b>
<b>Promedio (AFNORP)</b>		<b>77.353,15</b>	<b>75.458,30</b>	<b>74.094,06</b>
<b>Capital de Trabajo</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

Fuente: JASEC, archivo "Base Tarifaria, Generación.xls", "Hoja 1".

Por su parte JASEC suministró su estado de resultados auditado para el ejercicio 2019 con las siguientes cifras:

**Cuadro No. 16**  
**Saldo de "Propiedad, Planta y Equipo" y "Derecho de uso"**  
**Estados Financieros Auditados JASEC, año 2019**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Estados Financieros Auditados Año 2019</b>			
	<b>Costo</b>	<b>Revaluado</b>	<b>TOTAL</b>
Generación Hidráulica	31.746	15.944	47.690
Depreciación Generación H.	(7.830)	(1.540)	(9.370)
<b>Total Generación H.</b>	<b>23.916</b>	<b>14.404</b>	<b>38.321</b>
Corporativo	1.196	437	1.633
Depreciación Corporativo	(355)	(55)	(410)
<b>Total Corporativo</b>	<b>841</b>	<b>382</b>	<b>1.223</b>
Toro 3	39.756		39.756
Depreciación TORO 3	(876)		(876)
<b>Total Derecho de Uso Toro 3</b>	<b>38.880</b>	<b>-</b>	<b>38.880</b>
<b>TOTAL</b>	<b>63.638</b>	<b>14.786</b>	<b>78.424</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de los saldos expuestos en los estados financieros auditados del año 2019.

Para efectos de estimación, JASEC presentó hojas de cálculo en formato Excel, con los saldos de los activos al año 2019 y las proyecciones futuras, considerando las adiciones y retiros. La IE validó la información suministrada por la empresa del año 2019, siguiente y subsecuentes, obteniendo el siguiente resumen:

**Cuadro No. 17**  
**Cálculo del AFNORP según JASEC**  
**(Datos en millones de colones)**

		t	t+1	t+2
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
AFNOR Generación a Dic 2018	32.789,86	31.862,67	30.724,23	29.596,10
AFNOR Generación Toro 3 a Dic 2018	39.433,39	38.297,00	37.255,15	36.213,30
AFNOR Generación a partir Ene 2019	171,63	359,19	896,28	1.220,55
AFNOR Administrativo p Generac	590,25	570,02	550,85	531,97
<b>Subtotal Anual (AFNOR)</b>	<b>72.985,12</b>	<b>71.088,89</b>	<b>69.426,51</b>	<b>67.561,91</b>
<b>Promedio (AFNORP)</b>		<b>72.037,01</b>	<b>70.257,70</b>	<b>68.494,21</b>
<b>Capital de Trabajo</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

**Fuente:** JASEC, según archivos "AFNOR Administrativo p Generac.xlsx", "AFNOR Generación (Act 2019 en adel).xlsx", "AFNOR Generación (Act a Dic 2018).xlsx" y "AFNOR Generación Toro 3 (Act a Dic 2018).xlsx".

Los datos expuestos en el cuadro anterior, contiene información segregada de los activos para cada uno de los periodos sujetos a análisis, según su categoría. En virtud de este nivel de detalle, esencial para efectuar los cálculos de AFNOR, la IE consideró esta información, partiendo de los datos del año 2019, actualizando las adiciones y retiros referidos en el apartado c. Análisis de inversiones, para así obtener el saldo del AFNORP de los años 2021 y 2022.

Adicionalmente, para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

- i. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las calculadas según la resolución RIE-131-2015 del 14 de noviembre de 2015 y sus reformas, la resolución RE-0032-IE-2019 del 1 de abril de 2019 y RE-0093-IE-2019 del 29 de noviembre de 2019, que establecieron las tablas de vidas útiles a ser consideradas en el cálculo tarifario para el sector eléctrico petición tarifaria.
- ii. Las adiciones de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección "Análisis de inversiones", apartado c.ii.

iii. Los retiros de activos detallados en el apartado c.iii del presente informe técnico.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación estimado por la IE presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, el resumen se muestra a continuación:

**Cuadro No. 18**  
**Cálculo del AFNORP, IE**  
**(Datos en millones de colones)**

AFNOR		t	t+1	t+2
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
AFNOR Generación a Dic 2018	32.789,86	31.657,25	30.534,08	29.418,05
AFNOR Generación Toro 3 a Dic 2018	39.433,39	38.297,00	37.255,15	36.213,30
AFNOR Generación a partir Ene 2019	171,63	359,17	893,65	1.370,57
AFNOR Administrativo p Generac	590,25	683,09	654,26	625,45
<b>Subtotal Anual (AFNOR)</b>	<b>72.985,12</b>	<b>70.996,51</b>	<b>69.337,15</b>	<b>67.627,37</b>
<b>Promedio (AFNORP)</b>		<b>71.990,82</b>	<b>70.166,83</b>	<b>68.482,26</b>
<b>Capital de Trabajo</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

La diferencia respecto a lo presentado por la empresa (visible en archivo electrónico "Base Tarifaria, Generación.xls") obedece a las inconsistencias de los saldos presentados por JASEC para cada grupo de activos, y que para efectos de cálculo la IE consideró aquella información que muestra los saldos de los activos a un nivel de detalle desagregado según su categoría, con su respectiva vida útil, tasa depreciación, entre otros.

Si consideramos la información detallada por JASEC y el cálculo de la IE, las diferencias no son significativas (-0,13% y -0,02% para los años 2021 y 2022 respectivamente).

Por su parte, la diferencia material (-7,01% y -7,57% para los años 2021 y 2022 respectivamente) surge de la comparación de los cálculos de la IE con la base tarifaria, según lo expuesto en los resultados propuestos por la empresa, la cual no presenta detalle.

### **Impacto sobre la rentabilidad o utilidad del periodo**

Las variaciones en la base tarifaria como en el porcentaje de rédito para el desarrollo conllevan a diferencias en la rentabilidad del periodo. A continuación, se detallan las diferencias:

- JASEC incluyó en su base tarifaria las sumas de ₡75.458,30 y ₡74.094,06 millones, para los años 2021 y 2022 respectivamente, mientras que la IE consideró las cifras de ₡70.166,83 y ₡68.482,26 millones, lo cual representa una disminución en la base tarifaria de ₡5.291,47 y ₡5.611,80 millones, en el mismo orden citados.

Al estimar el porcentaje de rédito esperado por JASEC (7,82%) sobre estas diferencias, se obtienen los montos de -₡413,47 y -₡438,68 millones, para los años 2021 y 2022, correspondiente a la disminución en el rédito para el desarrollo o utilidad del periodo por efecto del cambio en la base tarifaria.

- La IE consideró un rédito para el desarrollo en términos porcentuales del 6,99% y 6,55% para los años 2021 y 2022, mientras que JASEC propuso un porcentaje de 7,82% en ambos periodos. La diferencia asciende a un -0,82% y un -1,27% en el mismo orden citados.

El considerar estas diferencias en términos porcentuales sobre la base tarifaria estimada por la IE se obtienen las siguientes diferencias -₡577,37 y -₡867,42 millones, para los años 2021 y 2022, correspondiente a la disminución en el rédito para el desarrollo o utilidad del periodo, producto del ajuste en el porcentaje de rédito calculado.

JASEC incluyó en su rentabilidad o utilidad con tarifas propuestas de los periodos 2021 y 2022 las sumas de ₡5.898,70 y ₡5.792,05 millones respectivamente, mientras que la IE estimó la rentabilidad en las sumas de ₡4.907,69 y ₡4.485,95 millones, en el mismo orden citados, las diferencias entre el rédito para el desarrollo solicitado por JASEC y lo aprobado por la IE, se resumen en el siguiente cuadro:

**Cuadro No. 19**  
**Detalle de diferencias en el rédito para el desarrollo**  
**Solicitud JASEC vrs aprobado IE**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Efecto sobre la rentabilidad</b>		
	<b>Año 2021</b>	<b>Año 2022</b>
Δ Base Tarifaria	(413,64)	(438,68)
Δ % Rédito	(577,37)	(867,42)
<b>Total Diferencia entre solicitud y aprobado por IE</b>	<b>(991,01)</b>	<b>(1.306,10)</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

**i. Depreciación:**

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior se detalla a continuación:

**Cuadro No. 20**  
**Depreciación de los periodos 2021 y 2022**  
**(Datos millones de colones)**

<b>Depreciación</b>	<b>t+1</b>	<b>t+2</b>
	<b>Año 2021</b>	<b>Año 2022</b>
Costo	855,47	851,79
Revaluado	267,93	267,29
<b>Depreciación a Dic 2018</b>	<b>1.123,40</b>	<b>1.119,07</b>
Costo	1.041,86	1.041,86
Revaluado	0,00	0,00
<b>Depreciación Toro 3 a Dic 2018</b>	<b>1.041,86</b>	<b>1.041,86</b>
Costo	20,77	32,25
Revaluado	0,00	0,00
<b>Depreciación a partir Ene 2019</b>	<b>20,77</b>	<b>32,25</b>
<b>Subtotal Costo</b>	<b>1.918,10</b>	<b>1.925,90</b>
<b>Subtotal Revaluado</b>	<b>267,93</b>	<b>267,29</b>
<b>Subtotal</b>	<b>2.186,03</b>	<b>2.193,18</b>
Costo	27,75	27,75
Revaluado	1,08	1,08
<b>Depreciación Administrativo p Generación</b>	<b>28,83</b>	<b>28,83</b>
Total Costo	1.945,85	1.953,65
Total Revaluado	269,01	268,36
<b>Total Depreciación</b>	<b>2.214,86</b>	<b>2.222,01</b>

**Fuente:** Elaboración propia, a partir de la información aportada en el expediente ET-086-2020.

**Nota:** Pese a que la nomenclatura refiere a 2018 y 2019, estos datos corresponden a parte del nombre del archivo donde la información es visible.

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación difiere de lo estimado por la empresa (visible en archivo electrónico "Estado de Resultados Generación. xls") en los montos de -¢18,11 y -¢12,93 millones para los años 2021 y 2022 respectivamente.

**ii. Capital de trabajo:**

*En el caso del sistema de generación, no se incluye el capital de trabajo, debido a que no hay cuentas por cobrar relacionadas para su cálculo, según lo establecido por el formulario 7728.*

*Dado lo anterior, para los efectos el capital de trabajo asciende a \$0, por ende, no impacta la base tarifaria en los periodos sujetos a estudio.*

**f. Análisis financiero**

**i. Cálculo de la prorrata del Impuesto al Valor Agregado (IVA)**

*JASEC remitió información para realizar el cálculo de la prorrata en el sistema de distribución incluyendo toda la información agregada de los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y las cuentas comunes (intangibles, administrativos y comerciales). Esta práctica de la empresa limita la posibilidad de realizar una separación que permita asignar el IVA que debe ser reconocido como gasto en cada sistema. Por lo tanto, por esta única vez, siendo que se trata de un gasto real, se adopta el criterio de incluir la totalidad de dicho gasto en el sistema de distribución, pero advirtiendo a empresa que en la siguiente petición tarifaria y para la liquidación correspondiente al periodo aquí estimado (años 2021 y 2022), JASEC deberá separar por sistema el cálculo del IVA que corresponde registrar como gasto.*

**ii. Criterios regulatorios aplicados**

*Los criterios utilizados por la Intendencia de Energía (IE) para estimar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación para los años 2021 y 2022 son:*

- El año base considerado es el 2019, las cifras reales se actualizaron al mes de agosto 2020 de conformidad con la información remitida por JASEC, por lo que para el año 2020 se consideran datos reales a ese mes y proyectados con la inflación esperada para ese año para los meses de setiembre a diciembre.*
- Los indicadores de inflación y tipo de cambio utilizados en la estimación de costos y gastos para los años 2021, 2022 son los detallados en la sección 2.a., los cuales tienen una diferencia significativa con los*

*utilizados por JASEC, así que por esta causa hay un impacto en la estimación de todos los rubros.*

- *Se verifican los datos incluidos en los formularios “IE\_RE\_7734\_Registro\_de\_Costos\_y\_Gastos\_Generacion\_con\_base\_liquidacion.xlsx”, “Gasto Operativo Etapa Generación 2019-2020.xlsx” y “Gasto Operativo Etapa Administrac 2019-2020.xlsx” con sus respectivas cédulas y hojas de cálculo, de tal manera que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes. Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto a la inflación y los costos y gastos recurrentes que no hayan sido justificados en la petición tarifaria como necesarios para prestar el servicio se excluyen del cálculo.*

*En este contexto, conviene señalar, el procedimiento de JASEC para determinar sus gastos recurrentes y no recurrentes:*

- ✓ *Para los gastos recurrentes la empresa refiere al total de gastos de un periodo, este se incrementa en la suma equivalente a gastos no recurrentes del año anterior.*
- ✓ *Para los gastos no recurrentes la empresa refiere a la ejecución de gastos del año anterior, este lo señala con signo negativo, para que afecte el saldo final de la partida.*
- ✓ *El saldo total corresponde a la sumatoria de estos rubros.*
- ✓ *En el caso de las nuevas contrataciones, se incluyeron en una única columna, sin discriminar su pertinencia a gastos recurrentes o no recurrentes.*

*Al respecto, es necesario advertir que en diversas ocasiones, durante reuniones de trabajo sostenidas con los técnicos de la IE y JASEC, esta Intendencia ha informado a los funcionarios de JASEC sobre las limitaciones que implica el presentar los datos de esta manera; considerando que no refleja la ejecución de los gastos no recurrentes en el periodo que corresponden, por ejemplo, la columna de gastos no recurrentes del año 2021 debe reflejar el monto ejecutado de gastos de naturaleza no recurrente correspondientes a ese periodo, los cuales no tendrán impacto sobre periodos futuros.*

*Asimismo, en la columna de gastos recurrentes, esta debe reflejar el saldo de los gastos ejecutados de manera recurrente, es decir no debe*

*tener ninguna afectación por las erogaciones no recurrentes. De esta manera se mostrarían los saldos recurrentes y no recurrentes propios de cada periodo.*

- *JASEC analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto al indicador económico de proyección correspondiente (inflación, decretos salariales, etc.). Las variaciones en los costos y gastos recurrentes que no hayan sido justificados en la petición tarifaria se excluyeron del cálculo.*
- *JASEC definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
  - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- *Para el análisis de las partidas relevantes se valoraron las justificaciones y documentación de respaldo que presentó la empresa.*
- *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual es diferente a dicho indicador), si la empresa justificó adecuadamente dicha variación se considera el dato que indica la empresa.*
- *Se cotejan los datos de la cuenta de salarios con los reportes presentados a la Caja Costarricense de Seguro Social. En el caso de las partidas de "Personal" en los años 2021 y 2022 no tuvieron ajustes, debido a la referencia de la empresa de un crecimiento en remuneraciones del 0%.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- *Para asignar los costos y gastos comunes entre actividades y segregados de conformidad con la estructura de contabilidad regulatoria, se consideraron los conductores o drivers del petente.*

- Las remuneraciones capitalizables al valor de los proyectos de inversión se excluyen del cálculo, ya que no forman parte de la estructura de gastos del periodo.

**iii. Diferencias en el cálculo resultado del análisis de la información remitida por la empresa:**

**(a) Liquidación del periodo 2019:**

En el apartado 9 de la petición tarifaria, denominado **“liquidación del periodo anterior”** específicamente el archivo **“Liquidación 2019, Generación.xlsx”** se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2019 remitida por la empresa.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo se subejecutaron  $\text{C}\$775,93$  millones (ver documento **“IE\_RE\_7744\_ERT\_por\_sistema\_con\_Contabilidad\_Regulatoria corregido.xlsx”**), correspondientes a  $\text{C}\$5\,270,91$  millones de ingresos y  $-\text{C}\$5\,799,16$  millones de costos y gastos y  $\text{C}\$1\,304,17$  millones de rédito (otras variables).

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por la empresa se dieron en el rubro de ingresos ajustados y rédito (otras variables), la primera obedece principalmente a que JASEC consideró el total de la liquidación del año 2017 en el ejercicio 2019 ( $\text{C}\$3\,021,34$  millones), mientras que en la resolución RE-0097-IE-2019, del 6 de diciembre del 2019 (tal como se mostrará más adelante), la IE indicó que la liquidación del año 2017, si bien corresponde a ese monto, se recuperaría en los periodos 2019, 2020 y 2021 (específicamente con el monto de  $\text{C}\$1\,007,11$  millones en cada ejercicio).

Además, como parte de la actualización de las otras variables, se consideran las variaciones en la rentabilidad y base tarifaria, para lo cual JASEC consideró el porcentaje de rédito sobre la rentabilidad o utilidad del periodo 2019 ( $\text{C}\$2\,084,68$  millones), según anexo No. 4 del informe IN-0013-IE-2019 (página 79 de 85), así como el porcentaje de rédito aprobado sobre la variación en las adiciones, más adelante se explican las desviaciones de estas variables.

La metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, refiere a la liquidación del periodo anterior del sistema de generación, tal como cita seguidamente:

“(…)

### **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.*

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

Donde:

*z = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.*

*LI<sub>z</sub> = Liquidación del período z.*

*ITA<sub>z</sub> = Ingresos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.2)*

*GTA<sub>z</sub> = Gastos Totales Ajustados del período z (ver fórmula 9.1)*

*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:*

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

Donde:

$z$  = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información

$GTA_z$  = Gastos totales ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de gastos reales y gastos estimados para el período  $z$ .

$GR_{COMA,z}$  = Gastos reales. Son los gastos reales por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio en el período  $z$ .

$GE_{COMA,z}$  = Gasto estimado por concepto operación, mantenimiento, administración y otros costos para el período  $z$ .

$COMA$  = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, asimismo, otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio.

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:

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

Donde:

$z$  = Período durante el que estuvo vigente la tarifa, tomando como referencia el último estado financiero auditado o disponible con información real con un desfase máximo de cuatro meses de información.

$ITA_z$  = Ingresos Totales Ajustados. Se refiere al ajuste por diferencial de ingresos reales e ingresos estimados para el período  $z$ .

$ITR_z$  = Ingresos Totales Reales. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período  $z$ .

$ITE_z$  = Ingresos Totales Estimados. Incluye los ingresos por concepto de venta de energía y otros ingresos para el período  $z$ .

En función de lo establecido en la metodología, se liquida el periodo anterior mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario. Así, en el presente estudio lo que procede es liquidar el 2019, cuya tarifa se fijó mediante la RE-0011-IE-2019, del 1 de febrero del 2019 (ET-061-2018).

A continuación, se muestra el resultado de actualizar cada una de las variables implícitas en el cálculo tarifario del periodo 2019 y el resultado de su liquidación.

- **Liquidación de Ingresos:**

$$ITA_z$$

A nivel de ingresos para el año 2019 Aresep aprobó ingresos por la suma de ¢15.051,09 millones, de los cuales ¢11.742,96 millones son por concepto de ventas de energía, dato visible en la RE-0011-IE-2019, del 1 de febrero del 2019 (página 11 de 63). Por su parte JASEC refirió en su estado de resultados

financiero a la suma de ¢11.700,73 millones por concepto de ingresos, de los cuales la suma de ¢8.257,33 millones corresponde a las ventas de energía, según datos incluidos en el archivo “IE\_RE\_7744\_ERT\_por\_sistema\_con\_Contabilidad\_Regulatoria.xls”, en la hoja “ERT Generación”; asimismo en el archivo “Liquidación 2019, Generación.xlsx” la empresa refirió al monto de sus ingresos por ¢11.841,63 millones, dato utilizado por el petente para estimar el ITAz.

Al actualizar el mercado real del periodo la IE determinó que la suma de los ingresos asciende a ¢9.780,18 millones, de los cuales ¢8.257,33 millones corresponde a las ventas de energía (el detalle de estos montos se muestra en el apartado “b. Análisis de mercado”). La principal desviación entre el monto indicado por JASEC y el monto actualizado por la IE, corresponde a la liquidación del año 2017, ya que JASEC incorpora la totalidad de esta en el ejercicio 2019, que si bien es cierto en el anexo No. 4 del informe IN-0013-IE-2019, se incluyó esta suma, también mediante la resolución RE-0011-IE-2019, se indicó:

“10. Tomando en cuenta la generación total de las plantas y las tarifas propuestas por Aresep, se estima que el sistema de generación de JASEC obtenga ingresos por ¢9 849,68 millones para el año 2019; ¢11 539,77 millones para el año 2020 y ¢11 726,15 millones para el 2021. Esto conlleva a determinar el precio medio del sistema de generación en ¢43,90 para 2019; ¢51,43 para 2020 y ¢52,26 para 2021.

11. Lo anterior, genera un ajuste en los precios vigentes de -45,25% de abril a diciembre de 2019; -22,56% de enero a diciembre de 2020 y de -21,30% de enero a diciembre de 2021. La base de cada uno de estos porcentajes respecto al rubro de ingresos con precios de vigentes para cada uno de los años.

12. Como se puede ver la aplicación de los anteriores ajustes tiene un efecto considerable en la diferencia de precios para el año 2019 y subsiguientes, es decir una rebaja muy fuerte para el primer año del periodo de análisis. Con el fin de suavizar este efecto, la IE consideró prudente establecer un porcentaje uniforme de ajuste en los precios para el periodo de enero 2019 a diciembre 2021.

13. Para lo anterior se sumaron los ingresos vigentes del 1 de abril 2019 al 31 de diciembre 2021 (¢40 967,40) luego los ingresos propuestos para ese mismo periodo (¢29 379,30). El porcentaje de ajuste en los precios se obtuvo como el cociente de la diferencia entre estos dos ingresos (-¢11 588,10) y el ingreso vigente. De esta forma se estima el ajuste tarifario en -28,29%.

14. Con el ajuste porcentual anterior, **se espera que JASEC obtenga ingresos por ¢11 742,96 para 2019; ¢ 10 685,47 para 2020 y también para 2021. [...]**

16. Debido a que **la liquidación tiene efecto hasta el 31 de enero de 2021**, a partir del 1 de enero de 2022 en adelante, los nuevos precios sufrirán un aumento del 9,74%, con respecto al precio de diciembre 2021. [...] Este ajuste corresponde a un periodo de 9 meses, por lo que el rédito para el desarrollo ajustado corresponde a un 5,83% para el 2019 y 3,83% para el 2020 y 2021 respectivamente.

Al determinar la IE que la petición tarifaria se realizará **plana por un periodo de 3 años (2019, 2020 y 2021) el rédito acumulado para dicho periodo corresponderá a un 13,69% [...]** [El resaltado no es parte del original].

Por su parte la resolución RE-0097-IE-2019 del 6 de diciembre del 2019, la IE reiteró:

“JASEC incluye la liquidación del periodo 2017 por un monto de ¢3 021,34 millones, pretendiendo su recuperación en el periodo 2019. Esta liquidación fue resuelta por la IE por medio de la resolución RE-0011-IE-209 (ET-061-2018), disponiendo que su recuperación se realizaría en tres tractos (2019, 2020 y 2021), específicamente la recuperación de aproximadamente ¢1 007,11 millones cada año. Por lo tanto, de manera consistente con lo dispuesto en su oportunidad, la Autoridad Reguladora distribuye el monto pendiente de recuperar (¢2 014,22 millones) para que se recupere en los periodos 2020 y 2021 (¢1 007,11 millones por año). [...]”

De lo anterior se desprende que, al ser una tarifa plana, dicha liquidación se recuperaría en tres años (2019, 2020 y 2021). No obstante, a pesar de lo señalado en reiteradas ocasiones, JASEC pretende aplicar la liquidación total en el año 2019, lo cual no corresponde. Además, incorpora la fracción correspondiente al año 2021. Lo anterior explica las desviaciones obtenidas para efectos de liquidación el periodo 2019, según se detalla:

**Cuadro No. 21**  
**Determinación de ITAz**  
**Sistema de Generación de JASEC**  
**Periodo 2019**

(Datos expresados en millones de colones)

	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Var. (Δ)</b>
Dato Real	11.841,63	9.780,18	(2.061,45)
Dato estimado	15.051,09	15.051,09	-
<b>ITAz</b>	<b>(3.209,46)</b>	<b>(5.270,91)</b>	<b>(2.061,45)</b>

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto pendiente por reconocer a la empresa, únicamente por la proporción de los ingresos, asciende a la suma de ¢5.270,91 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes de los años 2021 y 2022, específicamente en los meses de abril 2021 a junio 2022.

- **Liquidación de costos y gastos:**

**GTA<sub>z</sub>**

Para efectos de determinar las desviaciones entre los gastos estimados y reales del año 2019, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones:

Análisis de costos y gastos:

En lo que corresponde a los gastos, la ARESEP aprobó en la resolución RE-0011-IE-2019, la siguiente estructura de gastos:

**Cuadro No. 22**  
**Costos y Gastos del período 2019**  
**Monto Estimado por Aresep**  
**Según RE-0011-IE-2019**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Costos y Gastos</b>	<b>ARESEP (Estimado)</b>
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	8.635,12
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	898,41
Canon de regulación	0,54
Canon de agua	22,61
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	1.250,25
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	
Perdidas por deterioro y desvalorización	266,64
<b>Total Costos y gastos</b>	<b>11.073,58</b>

**Fuente:** Elaboración propia, a partir de datos de la RE-0011-IE-2019 e informe IN-0013-IE-2019.

En lo que corresponde a los gastos, JASEC remitió su ejecución real en el periodo 2019 en el archivo "IE\_RE\_7744\_ERT\_por\_sistema\_con\_Contabilidad\_Regulatoria.xlsx", este se complementa con los archivos "Liquidación 2019, Generación.xlsx", "Gastos Dep y Amort.xlsx", "IE\_RE\_7738\_Liquidación\_Costos\_y\_Gastos\_Generación.xlsx", "Cedulas Administrat y General 2019.xlsx" y "Cedulas Planta Generación 2019.xlsx", ARESEP por su parte revisó estos gastos y determinó el saldo actualizado de cada cuenta, tal como sigue:

**Cuadro No. 23**  
**Costos y Gastos del periodo 2019**  
**Comparativo monto ejecutado por JASEC**  
**versus monto actualizado por Aresep**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Costos y Gastos</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación (Δ)</b>
	<b>(Real)</b>	<b>(Actualizado)</b>	
Costos de Operación y Mantenimiento asociados a la Generación	3.207,16	2.211,21	(995,96)
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Generación	964,54	941,02	(23,51)
Canon de Regulación y Canon de Aguas	41,00	11,49	(29,51)
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Al Costo	2.053,28	2.108,97	55,70
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Revaluadas	-	-	-
Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	1,72	1,72	-
<b>Total Costos y Gastos</b>	<b>6.267,70</b>	<b>5.274,41</b>	<b>(993,28)</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

Al comparar la ejecución de gastos por parte de JASEC respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2019, se obtiene las siguientes desviaciones:

**Cuadro No. 24**  
**Costos y Gastos del periodo 2019**  
**Comparativo monto ejecutado por JASEC**  
**versus monto estimado por Aresep**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Costos y Gastos</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación (Δ)</b>
	<b>(Real)</b>	<b>(Estimado)</b>	
Costos de Operación y Mantenimiento asociados a la Generación	3.207,16	8.635,12	(5.427,96)
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Generación	964,54	898,41	66,13
Canon de Regulación y Canon de Aguas	41,00	23,15	17,84
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Al Costo	2.053,28	1.250,25	803,03
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Revaluadas	-	-	-
Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	1,72	266,64	(264,92)
<b>Total Costos y Gastos</b>	<b>6.267,70</b>	<b>11.073,58</b>	<b>(4.805,88)</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

Al comparar la actualización de los gastos por parte de Aresep respecto a lo otorgado vía tarifas en el periodo 2019, se obtiene las siguientes desviaciones:

**Cuadro No. 25**  
**Costos y Gastos del periodo 2019**  
**Comparativo monto actualizado por Aresep**  
**versus monto estimado por Aresep**  
**(Datos en millones de colones)**

<b>Costos y Gastos</b>	<b>ARESEP</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Variación</b>
	<b>(Actualizado)</b>	<b>(Estimado)</b>	<b>(Δ)</b>
Costos de Operación y Mantenimiento asociados a la Generación	2.211,21	8.635,12	-6.423,92
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Generación	941,0221	898,4098	42,6123
Canon de Regulación y Canon de Agua	11,49	23,15	-11,66
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Al Costo	2.108,97	1.250,25	858,72
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Revaluadas	0,00	0,00	0,00
Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	1,72	266,64	-264,92
<b>Total Costos y Gastos</b>	<b>5.274,41</b>	<b>11.073,58</b>	<b>(5.799,16)</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

Seguidamente se explican las diferencias identificadas en cada una de las cuentas de gastos:

**Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación:**

Para esta cuenta Aresep estimó la suma de ₡8.635,12 millones, mientras que JASEC presentó un saldo por la suma de ₡3.207,16 millones (la reducción entre la cifra estimada y ejecutada obedece esencialmente a la exclusión de la cuota del arrendamiento operativo del proyecto hidroeléctrico Toro 3 por la suma de -₡5.823,73 millones, por cuanto este se registró en el 2019 conforme a NIIF's), en el tanto, el dato actualizado por Aresep corresponde al monto de ₡2.211,21 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 JASEC incluyó la suma de -₡5.427,96 millones, mientras que Aresep determinó el monto de -₡6.423,92 millones, ambos a favor del usuario, entre JASEC y Aresep existe un diferencial de -₡995,96 millones, el cual se explica por los ajustes realizados en la cuenta de operación y mantenimiento, según detalle a continuación:

- a) *Remuneraciones: Para el caso del año 2019, se presentó una diferencia en las partidas de "Personal" entre lo ejecutado por JASEC y la revisión de la IE en la suma de -Ø28,93 millones. Tal como se indicó en los criterios regulatorios aplicados, se consideró los reportes a la C.C.S.S. y la conciliación del archivo "IE-RE-7714 Dic 2019.xlsx", cuyo monto ejecutado para el sistema de generación asciende a Ø586,12 millones, de esta cifra Ø7,07 millones corresponde al personal o gastos aplicados de inversiones (los cuales se excluyen de los gastos de operación, dado que son costos directamente atribuibles a la capitalización de activos), Ø41,78 millones se atribuye a las vacaciones disfrutadas, la diferencia restante de Ø537,27 millones corresponde a los demás rubros de personal, cuyo saldo se contempla en las partidas 01 "Remuneraciones" y 99 "Gastos aplicados a inversiones". Lo pertinente a cargas sociales y prestaciones legales se registraron en las cuentas destinadas para tal finalidad.*
- b) *P.H. Toro 3: JASEC presentó la ejecución de gastos de este proyecto que asciende al monto de Ø1.705,81 millones, de los cuales Ø978,70 millones corresponde a mantenimientos mayores (50% de los costos generados dentro del fideicomiso) y Ø727,11 millones correspondiente a los mantenimientos menores (facturados por ICE, cobro del 50% atribuible a cada arrendatario).*

*De este monto Aresep únicamente incorpora la suma de Ø738,78 millones, de los cuales Ø93,06 y Ø645,73 millones corresponde a mantenimientos mayores y menores respectivamente. Los principales ajustes se dieron en las siguientes partidas:*

- ✓ *22 "Servicios de Ing. ciencias económicas y sociales, y otros serv, gestión y apoyo", debido a que no se consideró los pagos realizados a "Consultores en infraestructura GIP Limitada" que para el año 2019 ascienden a Ø114,77 millones, en virtud de la orden de la Contraloría General de la República, al Consejo Directivo del ICE, a la Junta Directiva de JASEC, ambos en su doble condición de representantes legales de los fideicomitentes y fideicomisarios del P.H. toro 3 y al Junta Directiva del BCR, en su condición de representante legal fiduciario del P.H. Toro 3, que cita: "Ejecute conforme al ordenamiento jurídico, el procedimiento correspondiente para decretar la nulidad absoluta del contrato suscrito el 14 de marzo de 2011 entre el fiduciario del fideicomiso P.H. Toro 3 y la empresa GIP Ltda." Página 21 de 22, del oficio No. 18675 del 28 de noviembre del 2019 (DFOE-DI-2469).*
- ✓ *44 "Impuesto renta de capital", es necesario separar los rubros tarifarios o regulatorios de los fiscales, para el año 2019 JASEC registró Ø770,87 millones por este concepto. Para efectos tarifarios, los rubros impositivos a nivel fiscal no forman parte de*

la estructura de costos tarifarios, salvo el impuesto al valor agregado (IVA), que establece un impuesto en la venta de bienes y en la prestación de servicios, independientemente del medio por el que sean prestados, realizados en el territorio de la República. El suministro de energía eléctrica es objeto de este impuesto, excepto la energía eléctrica residencial, siempre que el consumo mensual sea igual o inferior a 280 kW/h; cuando el consumo mensual exceda de los 280 kWh, el impuesto se aplicará al total de kW/h consumido. (Ley 9635 Fortalecimiento de las finanzas públicas, Título I, Artículos 1 y 8 inciso 11).

- ✓ 74 “Mantenimiento y reparación de Birris I” Para efectos de considerar la facturación de ICE por concepto de mantenimientos menores del P.H. Toro 3, se incluyó el monto facturado de ¢645,73 millones (según documentación de respaldo), el cual es inferior a los registros efectuados por JASEC que ascienden a ¢727,11 millones.

En conclusión, para efectos de liquidación se considera la disminución de la cuenta **“Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación”** que asciende a la suma de -¢ 6.423,92 millones a favor del usuario.

#### **Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación:**

A nivel global, para esta cuenta Aresep estimó la suma de ¢3.306,33 millones, mientras que JASEC presentó un saldo de ¢3.524,69 millones, en el tanto, el dato actualizado por Aresep corresponde al monto de ¢3.442,05 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 JASEC incluyó la suma de ¢218,37 millones, mientras que Aresep determinó el monto de ¢135,73 millones, ambos a favor de la empresa, entre JASEC y Aresep existe un diferencial de -¢82,64 millones, el cual se explica en cada una de las partidas que conforman esta rúbrica.

Esta cuenta se revisó y actualizó, de su análisis se desprende que las principales variaciones corresponden a:

- a) La actualización de remuneraciones con los reportes de la C.C.S.S., específicamente la cuenta 99 “Gastos aplicados a inversiones”, ya que mientras que JASEC indica que corresponde al monto de -¢19,62 millones, se toma de la conciliación de salarios la suma de -¢97,05 millones lo que origina una diferencia de -¢77,43 millones
- b) La identificación de gastos de naturaleza no recurrente, los cuales se excluyen de la base de proyección, específicamente en las partidas:

22 “Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo”, por el levantamiento, confección e inscripción de planos ante el Catastro Nacional del terreno Cerrillos (¢3,25 millones),

34 “Rep. Acces. Útiles y Mat.de cocina, otros útiles mat. Y suministros” por la compra de sillas, bandera de Costa Rica y grabador eléctrico para metal (¢1,70 millones),

46 “Mant. y Rep. De equipo de taller, trabajo y seguridad” por la instalación y configuración total de un sistema que permita administrar el control de acceso del Almacén Central de JASEC (¢0,07 millones),

64 “Actividades de capacitación” por i) el alquiler de toldos, sillas y mesas para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos, ii) Servicio de alimentación para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos y iii) capacitación factura electrónica, estos ascienden a la suma de ¢1,90 millones y,

90 “Mobiliario y equipo de oficina y menaje” por la compra de la silla de ruedas y la refrigeradora para auditoría interna en la suma de ¢0,16 millones.

- c) De la partida 22 “Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo” se excluyó y clasificó de manera correcta dentro de la cuenta de gastos de operación y mantenimiento del sistema de distribución, el servicio de topografía y agrimensura (Aranceles por peritaje y avalúo del inmueble Subestación Tejar (¢2,00 millones) y el replanteo de linderos de la Subestación Tejar (¢0,95 millones).
- d) De la partida 64 “Actividades de capacitación” se excluyó el gasto por la atención del 55 aniversario de JASEC por la suma de ¢0,69 millones, ya que no es un gasto tarifario o necesario para prestar el servicio eléctrico.

Ahora bien, el monto global pertinente a gastos administrativos se distribuye entre los servicios de generación, distribución de energía eléctrica, alumbrado público y actividades no reguladas en los porcentajes del 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% respectivamente.

Para el año 2019 Aresep estimó en el sistema de generación la suma de ¢898,41 millones, mientras que JASEC presentó un saldo por la suma de ¢964,54 millones, en el tanto, el dato actualizado por Aresep corresponde al monto de ¢941,02 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 JASEC incluyó la suma de ¢66,13 millones, mientras que Aresep determinó el monto de ¢42,61 millones, ambos a favor de la empresa, entre JASEC y Aresep existe un diferencial de -¢23,51 millones, el cual se explicó en este apartado.

*En conclusión, para efectos de liquidación se considera un aumento de la cuenta “Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación” que asciende a la suma de ₡ 42,61 millones a favor de la empresa.*

#### **Canon de regulación:**

*Para esta cuenta Aresep estimó la suma de ₡0,54 millones, mientras que JASEC presentó un saldo por la suma de ₡31,09 millones, en el tanto, el dato actualizado por ARESEP corresponde al monto de ₡1,58 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 JASEC incluyó ₡ 30,55 millones, mientras que Aresep determinó el monto de ₡1,04 millones, ambos a favor de la empresa; entre JASEC y Aresep existe un diferencial de -₡29,51 millones, el cual se explica porque JASEC utilizó otro mecanismo para asignar el costo entre los sistemas, mientras que Aresep utiliza como conductor la relación de los ingresos que aporta cada sistema al sector electricidad.*

#### **Canon de agua:**

*Para esta cuenta Aresep estimó la suma de ₡22,61 millones, de conformidad con lo indicado por el Director de Aguas del MINAE en el oficio No. DA-0865-2017, del 18 de agosto del 2017, mientras que JASEC presentó un saldo por la suma de ₡9,91 millones, en el tanto, el dato actualizado por Aresep corresponde a ese mismo dato ₡9,91 millones, por lo tanto, no existe diferencias entre JASEC y Aresep; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 tanto JASEC como Aresep incluyeron la disminución de ₡ 12,70 millones a favor del usuario.*

#### **Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo:**

*Para esta cuenta Aresep estimó la suma de ₡1.250,25 millones, mientras que JASEC presentó un saldo por la suma de ₡2.053,28 millones, en el tanto, el dato actualizado por Aresep corresponde al monto de ₡2.108,97 millones; esto implica que para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019 JASEC incluyó ₡ 803,03 millones, mientras que Aresep determinó el monto de ₡858,72 millones, ambos a favor de la empresa; entre JASEC y Aresep existe un diferencial de ₡55,70 millones, el cual se explica en cada una de las cuentas que conforman esta rúbrica.*

*Esta cuenta a nivel regulatorio se compone por diferentes cuentas según la estructura de costos financieros de JASEC, estas se revisaron y actualizaron, de su análisis se desprende lo siguiente:*

✓ *Depreciación activos en operación*

*Según la RE-0011-IE-2019 el monto otorgado vía tarifa para el año 2019 es de ¢1.209,53 millones (¢1.167,90 y ¢41,53 millones, por concepto de la depreciación de activos de generación y administrativos, respectivamente, página 34 de 63 de la resolución), por su parte JASEC señala que la ejecución de esta cuenta asciende al monto de ¢2.048,52 millones (¢1.576,22 y ¢41,53 millones, por la depreciación de activos de generación al costo y revaluados, respectivamente), mientras que la actualización de la Aresep es por la suma de ¢2.084,77 millones (además de las cifras consideradas por JASEC, también se incluye los montos de ¢33,85 y ¢2,39 millones, por la depreciación de activos administrativos al costo y revaluados, respectivamente, lo cual genera un total de ¢1.610,07 y ¢474,70 millones, por concepto de la depreciación de activos de generación y administrativos, respectivamente).*

*La diferencia entre ambos corresponde al monto de ¢36,24 millones, la cual obedece a que JASEC no incluyó en su cálculo el gasto por depreciación originado por los activos administrativos, Aresep por su parte sí lo incluye y corrige el cálculo.*

✓ *Absorción de partidas amortizables e intangibles*

*Según el informe IN-0013-IE-2019 el monto otorgado vía tarifa para el año 2019 es de ¢40,72 millones (página 79 de 85), por su parte JASEC señala que la ejecución de esta cuenta asciende al monto de ¢4,76 millones, mientras que la actualización de la Aresep es por la suma de ¢24,21 millones, la diferencia entre ambos corresponde al monto de ¢19,45 millones, la cual obedece a que JASEC no incluyó en su cálculo el gasto por la amortización originada de los activos intangibles del área administrativa, Aresep por su parte sí lo incluye y corrige el cálculo.*

**Pérdidas por Deterioro y Desvalorización:**

*Para esta cuenta Aresep estimó la suma de ¢266,64 millones, JASEC por su parte indica que la pérdida del valor de activos retirados para el año 2019 es por la suma de ¢1,72 millones, misma cifra considerada por Aresep en la actualización, por ende, no hay diferencias entre ambos datos; esto implica que, para efectos de determinar las desviaciones a reconocer en la liquidación del año 2019, tanto JASEC como Aresep incluyen la suma de -¢264,92 millones a favor del usuario.*

Una vez actualizada la totalidad de los gastos, se llega a determinar el GTAz, tal como se muestra seguidamente:

**Cuadro No. 26**  
**Determinación del GTAz**  
**Sistema de Generación de JASEC**  
**Periodo 2019**

(Datos expresados en millones de colones)

	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	$\Delta$
<i>Dato Real</i>	6.267,70	5.274,41	(993,28)
<i>Dato estimado</i>	11.073,58	11.073,58	-
<b>GTAz</b>	<b>(4.805,88)</b>	<b>(5.799,16)</b>	<b>(993,28)</b>

Fuente: Elaboración propia.

Es así como se logra determinar que el monto a favor del usuario, únicamente por la proporción de los gastos, asciende a la suma de ¢5.799,16 millones, estos forman parte del cálculo de la liquidación del ejercicio 2019, afectando los ingresos vigentes de los años 2021 (abril a diciembre) y 2022 (enero a junio).

- **Liquidación del rédito para el desarrollo:**

Como bien lo define la metodología vigente según la resolución RJD-141-2015, el modelo general para determinar el ajuste porcentual por reconocer en las fijaciones ordinarias para el servicio de generación eléctrica requiere del cálculo de los siguientes componentes: a) ingresos totales, b) costos totales, c) rédito para el desarrollo, d) base tarifaria, e) período de aplicación, y f) monto y ajuste tarifario, de la siguiente forma:

$$IT = COMA + (R * BT) \quad (\text{Fórmula 1})$$

Donde:

- IT = Ingresos totales. Incluye los ingresos por venta de energía y otros ingresos que generan los operadores producto del servicio (ver fórmula 10).
- COMA = Costos y gastos totales de operación, mantenimiento y administración, así como otros costos en que incurran los operadores para brindar el servicio (ver apartado 3 sección VII).
- R = Tasa de rédito para el desarrollo (ver apartado 4 sección VII).
- BT = Base tarifaria. Valor total del Activo Fijo Neto en Operación Revaluado promedio (AFNORP) y el Capital de trabajo (ver apartado 5 sección VII).

Asimismo, la metodología en el apartado "liquidación del periodo anterior" indica que "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. [...]”

En este sentido siendo la base tarifaria y el rédito para el desarrollo componentes para el cálculo de la tarifa y que, según el modelo general, estas se utilizan para determinar la rentabilidad de un periodo ( $R*BT$ ), también deben ser revisadas y actualizadas; cabe señalar que, a nivel de resultados tarifarios, esta rentabilidad se presenta como el diferencial de los ingresos menos los gastos.

Para los efectos de esta actualización, en el presente informe se denominará en adelante “Otras variables del periodo z ( $OV_z$ )”.

### $OV_z$

Las adiciones y los retiros para el periodo a liquidar, incide en el resultado la depreciación del periodo y el activo fijo neto en operación promedio (AFNORP) que forma parte de la base tarifaria (BT).

En el apartado c “Análisis de inversiones” se puede observar las desviaciones de las adiciones y retiros para el año 2019. Una vez que se actualiza la base tarifaria con estos valores se obtiene el AFNORP, el cual forma parte de la base tarifaria, esta última presenta los siguientes montos:

### **Cuadro No. 27** **Determinación de $OV_z$** **Actualización de Base Tarifaria** **Sistema de Generación de JASEC** **Periodo 2019**

(Datos expresados en millones de colones)

	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	$\Delta$
Dato Real	78.651,49	74.817,08	(3.834,41)
Dato estimado	35.782,89	35.782,89	-
<b>Base Tarifaria</b>	<b>42.868,60</b>	<b>39.034,19</b>	<b>(3.834,41)</b>

**Fuente:** Intendencia de Energía. **Nota:** Para efectos de este informe “ $OV_z$ ” corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

Al fijar la tarifa del año 2019, según el informe IN-0013-IE-2019 el proyecto hidroeléctrico Toro 3, se registraba como un arrendamiento operativo, por lo que no formaba parte de la base tarifaria. Sin embargo, la realidad para ese periodo

corresponde a su incorporación como un activo por “derecho de uso” en aplicación de las NIIF’s, de manera que este proyecto incrementa la base tarifaria y, por ende, siendo consistentes, también se debe considerar los pasivos asociados dentro del costo de endeudamiento, que forma parte del rédito para el desarrollo.

Al considerar la actualización de la porción del pasivo correspondiente a este proyecto dentro del cálculo del rédito en términos porcentuales el porcentaje de rédito teórico actualizado pasa de un 5,83% a un 7,06%, por lo tanto, para efectos de liquidación, el año 2019 debe alcanzar el rédito actualizado que asciende a un 7,06%.

En lo concerniente a la rentabilidad estimada para el año 2019, JASEC refiere al porcentaje teórico del 5,83%. Por su parte la IE consideró los ingresos estimados por la suma de ¢15.051,09 millones, de los cuales ¢11.742,96 millones son por concepto de ventas de energía (dato visible en la RE-0011-IE-2019, del 1 de febrero del 2019, página 11 de 63) y los costos estimados de ¢11.073,58 millones. Una vez actualizado el monto de los ingresos, conforme la explicación dada en los apartados “Liquidación de ingresos” y “b. Análisis de mercado” se obtiene la diferencia entre los ingresos y los gastos por el monto de ¢3.977,51 millones, este corresponde a la rentabilidad estimada para el periodo 2019, que en términos porcentuales representa un 11,12%.

Es así como a partir de esta información, se calcula las diferencias en términos porcentuales entre el rédito estimado y el actualizado, tal como sigue:

**Cuadro No. 28**  
**Determinación de OVz**  
**Actualización de Rédito en términos porcentuales**  
**Sistema de Generación de JASEC**  
**Periodo 2019**  
(Datos expresados en millones de colones)

	JASEC	ARESEP	Δ
Dato Real	7,06%	7,06%	0,00%
Dato estimado	5,83%	11,12%	5,29%
<b>Rédito para el desarrollo (%)</b>	<b>1,23%</b>	<b>-4,06%</b>	<b>-5,29%</b>

**Fuente:** Intendencia de Energía. **Nota:** Para efectos de este informe “OVz” corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

Ahora bien, dado que sobre la desviación en la base tarifaria no se ha reconocido rédito alguno, se calcula sobre esta el rédito actualizado del 7,06%, para el caso específico de la IE este cálculo resulta en el monto de ¢2.755,61 millones. Adicionalmente, se debe considerar la desviación del rédito (en términos porcentuales), ya que esta desviación impacta sobre la base tarifaria que se había estimado de forma inicial, de este cálculo la IE estima el monto de - ¢1.451,43 millones, estos ajustes totalizan ¢1.304,17 millones por parte de la IE versus ¢3.418,78 millones que propuso JASEC

Los ajustes descritos corresponden al diferencial en el rédito para el desarrollo (en términos económicos), el cual se debe incorporar en la liquidación del periodo, tal como se muestra a continuación:

**Cuadro No. 29**  
**Determinación de OVz**  
**Ajuste de rentabilidad**  
**(en términos monetarios)**  
**Sistema de Generación de JASEC**  
**Periodo 2019**

(Datos expresados en millones de colones)

	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	$\Delta$
Base tarifaria estimada	35.782,89	35.782,89	-
Diferencial de Base tarifaria	42.868,60	39.034,19	(3.834,41)
Rédito	7,06%	7,06%	0,00%
Diferencial en rédito	1,23%	-4,06%	-5,29%
<b>Ovz</b>	<b>3.418,78</b>	<b>1.304,17</b>	<b>(2.114,61)</b>

**Fuente:** Elaboración propia. **Nota:** Para efectos de este informe "OVz" corresponde al diferencial que se incluye en la liquidación del periodo, producto de actualizar las otras variables como son la base tarifaria y la rentabilidad asociada.

**LI<sub>z</sub>**

Para la liquidación del periodo se considera los rubros citados previamente, ITAz, GTAz y las otras variables OVz o liquidación de rédito. Al actualizar todas las variables que formaron parte del cálculo tarifario del año 2019, se obtienen los siguientes resultados por efecto de liquidación:

**Cuadro No. 30**  
**Determinación de Liz**  
**Liquidación del periodo**  
**Sistema de Generación de JASEC, Periodo 2019**  
(Datos expresados en millones de colones)

<b>Resumen liquidación</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Δ</b>
ITAz	(3.209,46)	(5.270,91)	(2.061,45)
GTAz	(4.805,88)	(5.799,16)	(993,28)
OVz	3.418,78	1.304,17	(2.114,61)
<b>Liz</b>	<b>1.822,36</b>	<b>775,93</b>	<b>(1.046,44)</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

- **Liquidación total:**

*Una vez definido el ajuste por liquidación tarifaria correspondiente a la suma de ¢775,93 millones, se procede a actualizar el estado de resultados tarifario del año 2019, donde se visualiza el impacto de la liquidación y el equilibrio de las variables implícitas en el cálculo como por ejemplo el rédito para el desarrollo, tal como se muestra a continuación:*

**Cuadro No. 31**  
**Estado de resultados ajustado y actualizado**  
**Sistema de generación, Periodo 2019**  
**Datos expresados en millones de colones**

#	Descripción	ARESEP Actualizado y Ajustado (ET-086-2020)
4.1	<i>Ingresos por Ventas</i>	¢8.257,33
4.9	<i>Otros Ingresos</i>	¢1.522,85
	<i>Liquidación Periodo 2017</i>	¢1.007,11
	<i>Otros Ingresos (Beneficios Toro 3)</i>	¢515,74
	<b>Sub Total</b>	<b>¢9.780,18</b>
	<b>Liquidación del periodo 2019 (Liz)</b>	<b>¢775,93</b>
	<b>Total de ingresos Regulados</b>	<b>¢10.556,10</b>
5.	<i>Costos y Gastos</i>	
5.2	<i>Costos de Operación y Mantenimiento asociados a la Generación</i>	¢2.211,21
5.3	<i>Costos Comerciales asociados al Servicio de Generación</i>	¢0,00
5.4	<i>Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Generación</i>	¢941,02
5.4.1.07.06.01	<i>Canon de Regulación</i>	¢11,49
5.8	<i>Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio Al Costo</i>	¢2.108,97
5.10	<i>Pérdidas por Deterioro y Desvalorización</i>	¢1,72
	<b>Total de Gastos Regulados</b>	<b>¢5.274,41</b>
	<b>Utilidad o pérdida de operación</b>	<b>¢5.281,69</b>
	AFNOR-PROMEDIO	¢74.817,08
	CAPITAL DE TRABAJO	¢0,00
	<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>¢74.817,08</b>
	<b>RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA</b>	<b>7,06%</b>

*Fuente: Elaboración propia, a partir de los datos actualizados por Aresep.*

El efecto de la liquidación del ejercicio 2019, ajusta los ingresos de los años 2021 (abril a diciembre) y 2022 (enero a junio), por un periodo de 15 meses, por lo que el impacto en la tarifa de ese periodo se presenta a continuación:

**Cuadro No. 32**  
**Liquidación del periodo 2019 (Liz)**  
**Y su impacto Tarifario entre abril 2021 a junio 2022**  
**Sistema de Generación de JASEC**  
(Datos expresados en términos porcentuales)

<b>Impacto en Tarifaria</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Δ</b>
<i>Ingresos Vigentes (Abr 21 a Jun 22)</i>	<b>11.469,78</b>	<b>11.715,00</b>	<b>245,22</b>
ITAz	27,98%	44,99%	17,01%
GTAz	-41,90%	-49,50%	-7,60%
OVz	29,81%	11,13%	-18,67%
<b>Liz</b>	<b>15,89%</b>	<b>6,62%</b>	<b>-9,27%</b>

**Fuente:** Elaboración propia. **Notas:** \*En el caso de JASEC el ajuste tarifario por efecto de liquidación corresponde a un 15,89%, el cual está visible en el oficio GG-042-2021 del 18 de enero del 2021, en la página 15 de 17.

En conclusión, mientras que con los datos de JASEC se estima un ajuste del 15,89% para los meses de abril 2021 a junio de 2022 por efecto de la liquidación del periodo 2019, la Aresep propone un ajuste del 6,62%.

**(b) Proyección de costos y gastos para los años 2021 y 2022:**

Se detalla a continuación la comparativa entre lo remitido por la empresa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario:

**Cuadro No. 33**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2021**  
**Monto en millones de colones**

<b>Código Contabilidad Regulatoria</b>	<b>Descripción</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>DIF ABS</b>	<b>DIF %</b>
<b>5.</b>	<b>Costos y Gastos</b>				
<b>5.1</b>	Compras de Energía	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.2</b>	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	€3.280,45	€2.172,01	-€1.108,44	-33,79%
<b>5.3</b>	Costos comerciales asociados al servicio de generación	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.4</b>	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	€504,76	€477,79	-€26,97	-5,34%
<b>5.4.1.07.06.01</b>	Canon de regulación	€41,62	€18,30	-€23,32	-56,03%
<b>5.4.1.07.07</b>	Canon de aguas	€0,00	€10,20	€10,20	0,00%
<b>5.5</b>	Gastos de investigación y desarrollo	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.6</b>	Gastos complementarios de operación	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.7</b>	Gastos sociales y ambientales	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.8</b>	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	€2.254,12	€2.233,66	-€20,45	-0,91%
<b>5.9</b>	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
<b>5.10</b>	Perdidas por deterioro y desvalorización	€40,85	€40,85	€0,00	0,00%
<b>5.12</b>	Otros gastos	€0,00	€0,00	€0,00	0,00%
	<b>Total de gastos</b>	<b>€6.121,80</b>	<b>€4.952,82</b>	<b>-€1.168,98</b>	<b>-19,10%</b>

**Fuente:** Elaboración propia, a partir de datos presentados por JASEC en el ET-086-2020 y la revisión de Aresep.

**Cuadro No. 34**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2022**  
**Monto en millones de colones**

<b>Código Contabilidad Regulatoria</b>	<b>Descripción</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>DIF ABS</b>	<b>DIF %</b>
<b>5.</b>	<b>Costos y Gastos</b>				
5.1	Compras de Energía	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	₡3.293,06	₡2.143,15	-₡1.149,91	-34,92%
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	₡501,32	₡463,90	-₡37,41	-7,46%
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	₡42,66	₡18,52	-₡24,14	-56,59%
5.4.1.07.07	Canon de aguas	₡0,00	₡10,33	₡10,33	0,00%
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.6	Gastos complementarios de operación	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.7	Gastos sociales y ambientales	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	₡2.254,57	₡2.240,26	-₡14,31	-0,63%
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	₡32,83	₡16,50	-₡16,33	-49,74%
5.12	Otros gastos	₡0,00	₡0,00	₡0,00	0,00%
	<b>Total de gastos</b>	<b>₡6.124,43</b>	<b>₡4.892,66</b>	<b>-₡1.231,77</b>	<b>-20,11%</b>

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos presentados por JASEC en el ET-086-2020 y la revisión de Aresep.

A continuación, se indican las diferencias en el cálculo realizado por Aresep respecto al presentado por la empresa:

**Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación:**

Además de lo indicado en los criterios regulatorios aplicados, se consideran las exclusiones citadas para esta cuenta en el apartado "(a) Liquidación del periodo 2019", ya que estas afectan la proyección de los años 2021 y 2022, específicamente en las partidas 22 "Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo", 44 "Impuesto renta de capital" y 74 "Mantenimiento y reparación de Birris I", el ajuste de estas partidas incide en una reducción por las sumas de ₡1.017,65 y ₡1.052,84 millones para los años 2021 y 2022, respectivamente, respecto a lo solicitado por JASEC. Los demás ajustes se dan principalmente por el indicador económico utilizado (inflación).

*Para los años 2021 y 2022 JASEC solicitó para la cuenta “Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación” las sumas de ¢3 280,45 y ¢3 293,06 millones respectivamente, lo cual difiere con las estimaciones de Aresep en los montos de ¢1 108,44 y ¢1 149,91 millones, en el mismo orden citado. La IE por su parte incluyó las sumas de ¢2 172,01 y ¢2 143,15 millones respectivamente*

**Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación:**

*A nivel global JASEC pretendía cubrir sus costos administrativos para los años 2021 y 2022, en las sumas de ¢3 699,02 y ¢3 673,75 millones, mientras que la IE llegó a determinar las sumas de ¢3 297,57 y ¢3 193,32 millones por este concepto.*

*Las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de -¢401,46 y -¢480,44 millones para los años 2021 y 2022 respectivamente, estas se explican principalmente por los siguientes ajustes:*

- a) La aplicación de los criterios generales de proyección, referidos al inicio del apartado f. Análisis financiero.*
- b) La clasificación de gastos no recurrentes en el año 2019, que JASEC consideró como recurrentes, lo cual incide en la base de proyección, tal como se detalló en el apartado “(a) Liquidación del periodo 2019”.*
- c) Para la partida 22 “Servicio de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo” se llegó a determinar para el año 2021 el monto total ejecutado de ¢143,46 millones, de los cuales ¢86,64 millones corresponde a gastos no recurrentes (este último monto se origina al considerar la suma de ¢65,57 millones de las nuevas contrataciones por cuanto la empresa no justificó su origen). De esta manera la diferencia de ¢56,95 millones corresponde a gastos recurrentes, dato utilizado para la proyección del año 2022.*
- d) No justificó el incremento en la partida 55 “Dietas” para los años 2021 y 2022, por lo que se mantiene la base y se proyecta con el indicador económico (inflación).*
- e) La partida 73 “Gastos aplicados a alumbrado público”, esta se proyectó con la inflación de cada periodo.*

*En lo que corresponde a la asignación de los gastos administrativos, se mantuvo los porcentajes indicados por JASEC. Para los años 2019 y 2020 se asignó un 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% a los servicios de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente; para los años*

2021 y 2022 la distribución fue del 13,65%, 77,08%, 2,12% y 7,15%, en el mismo orden citados.

Ahora bien, de la información anterior, se desprende la asignación hacia los sistemas de generación, distribución y alumbrado público, en las sumas de ¢477,79, ¢2 698,94 y ¢74,19 millones respectivamente, para el año 2021 y los montos de ¢463,90, ¢2 620,49 y ¢72,03 millones para el año 2022, en el mismo orden citados.

En conclusión, para efectos del ajuste tarifario del sistema de generación, en la cuenta “Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación” en los años 2021 y 2022 se consideró las cifras de ¢477,79 y ¢463,90 millones respectivamente.

### **Canon de regulación**

Se actualiza el monto real para el año 2021 según OT-331-2020, resolución RE-1785-RG-2020 del 18 de diciembre del 2020 y los porcentajes de asignación por sistema de conformidad con la metodología vigente. Para el caso del año 2022 se ajustó con la inflación del periodo.

**Cuadro No. 35**  
**Servicio de Regulación Eléctrica**  
**Datos expresados en millones de colones**

<b>Servicio</b>	<b>Monto 2021</b>	<b>Monto 2022</b>	<b>% asignado al sistema</b>
Distribución	103,36	104,61	83,02%
Generación	18,30	18,52	14,70%
Alumbrado Público	2,84	2,88	2,28%
<b>Total</b>	<b>124,50</b>	<b>126,01</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Elaboración propia con base en OT-133-2020, resolución RE-1785-RG-2020.

### **Canon de aguas**

En cuanto a la partida de canon de aguas, el cálculo realizado por JASEC se ajusta únicamente por la inflación estimada por esta Intendencia para los años 2021 y 2022. De esta manera los montos estimados para esos periodos corresponden a ¢10,20 y ¢10,33 millones, respectivamente.

#### ***Pérdidas por deterioro y desvalorización:***

*Para efectos de esta cuenta, JASEC indicó que para los años 2021 y 2022 retiraría un grupo de activos, cuyo valor en libros sería de a ¢40,85 y ¢32,83 millones, respectivamente, por su parte la IE conforme al retiro de activos presentado en el apartado “c. Análisis de inversiones” considera que la pérdida por el valor de esos activos asciende a ¢40,85 y ¢16,50 millones, en el mismo orden citados.*

*En resumen, mientras que JASEC estimó para los años 2021 y 2022 costos y gastos que ascienden a las sumas de ¢6.121,80 y ¢6.124,43 millones respectivamente, la IE consideró los montos de ¢4.952,82 y ¢4.892,66 millones en el mismo orden citados.*

#### ***iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:***

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 6,99% y 6,55%, para los años 2021 y 2022 respectivamente, se concluye que el servicio de generación de electricidad que presta JASEC requiere una rebaja total en los ingresos proyectados por ¢727,85 millones en los meses de abril a diciembre del 2021 y ¢2.670,93 millones en el año 2022 (¢1.180,28 y ¢1.490,65 millones para el primer y segundo semestre respectivamente).*

*Estos montos consideran el aumento en los ingresos por efecto de liquidación por las sumas de ¢465,56 (en los meses de abril a diciembre del 2021) y ¢310,37 millones (en los meses de enero a junio del 2022). Lo anterior representa una disminución total del 10,83% en la estructura de costos y gastos sin costo variable de generación a partir del 01 de abril del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, así como una rebaja del 23,63% que regirá desde el 01 de enero hasta el 30 de junio del año 2022 y por último una disminución del 23,84% a partir del 01 de julio y hasta el 31 de diciembre del año 2022.*

*De esta forma se mantiene el criterio de ARESEP para la entrada en vigencia de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigencia que establece la metodología de Costo variable de generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).*

**Cuadro No. 36**  
**Estado de resultados tarifario -con liquidación 2019-**  
**Tarifas propuestas para el 2021 -Millones de colones-**

Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	JASEC	ARESEP
<b>4.</b>	<b>Ingresos</b>		
4.1.	Ingresos por Ventas	¢10.947,45	¢8.140,15
4.9.	Otros Ingresos	¢330,47	¢403,50
	Liquidación del Periodo 2017	¢1.007,00	¢1.007,00
	Liquidación del Periodo 2018	¢775,41	¢775,41
	<b>SubTotal Ingresos</b>	<b>¢13.060,33</b>	<b>¢10.326,06</b>
	Efecto liquidación del periodo 2019*	-¢1.039,83	-¢465,56
	<b>Tota ingresos regulados</b>	<b>¢12.020,49</b>	<b>¢9.860,50</b>
<b>5.</b>	<b>Costos y Gastos</b>		
5.1	Compras de Energía	¢0,00	¢0,00
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢3.280,45	¢2.172,01
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢504,76	¢477,79
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢41,62	¢18,30
5.4.1.07.07	Canon de aguas	¢0,00	¢10,20
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢0,00	¢0,00
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢0,00	¢0,00
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢2.254,12	¢2.233,66
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢40,85	¢40,85
5.12	Otros gastos	¢0,00	¢0,00
	<b>Total de gastos</b>	<b>¢6.121,80</b>	<b>¢4.952,82</b>
	<b>Utilidad o pérdida de operación</b>	<b>¢5.898,70</b>	<b>¢4.907,69</b>
	AFNOR-PROMEDIO	¢75.458,30	¢70.166,83
	CAPITAL DE TRABAJO	¢0,00	¢0,00
	<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>¢75.458,30</b>	<b>¢70.166,83</b>
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,82%	6,99%

**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-086-2020 y datos estimados por Aresep.

**Nota:** \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada.

**Cuadro No. 37**  
**Estado de resultados tarifario -con liquidación 2019-**  
**Tarifas propuestas para el 2022 -Millones de colones-**

Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	JASEC	ARESEP
<b>4.</b>	<b>Ingresos</b>		
4.1.	Ingresos por Ventas	¢11.593,15	¢8.576,07
4.9.	Otros Ingresos	¢330,47	¢337,50
	Liquidación del Periodo 2017	¢0,00	¢0,00
	Liquidación del Periodo 2018	¢775,41	¢775,41
	<b>SubTotal Ingresos</b>	<b>¢12.699,03</b>	<b>¢9.688,98</b>
	Efecto liquidación del periodo 2019*	-¢782,55	-¢310,37
	<b>Tota ingresos regulados</b>	<b>¢11.916,49</b>	<b>¢9.378,61</b>
<b>5.</b>	<b>Costos y Gastos</b>		
5.1	Compras de Energía	¢0,00	¢0,00
5.2	Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación	¢3.293,06	¢2.143,15
5.3	Costos comerciales asociados al servicio de generación	¢0,00	¢0,00
5.4	Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio de generación	¢501,32	¢463,90
5.4.1.07.06.01	Canon de regulación	¢42,66	¢18,52
5.4.1.07.07	Canon de aguas	¢0,00	¢10,33
5.5	Gastos de investigación y desarrollo	¢0,00	¢0,00
5.6	Gastos complementarios de operación	¢0,00	¢0,00
5.7	Gastos sociales y ambientales	¢0,00	¢0,00
5.8	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	¢2.254,57	¢2.240,26
5.9	Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluadas	¢0,00	¢0,00
5.10	Perdidas por deterioro y desvalorización	¢32,83	¢16,50
5.12	Otros gastos	¢0,00	¢0,00
	<b>Total de gastos</b>	<b>¢6.124,43</b>	<b>¢4.892,66</b>
	<b>Utilidad o pérdida de operación</b>	<b>¢5.792,05</b>	<b>¢4.485,95</b>
	AFNOR-PROMEDIO	¢74.094,06	¢68.482,26
	CAPITAL DE TRABAJO	¢0,00	¢0,00
	<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>¢74.094,06</b>	<b>¢68.482,26</b>
	RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA	7,82%	6,55%

**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-086-2020 y datos estimados por Aresep.

**Nota:** \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada.

**Cuadro No. 38**  
**Efecto total en tarifas**  
**Liquidación 2019 y Ordinario 2021 (abril a diciembre)**

	<i>Millones de colones</i>	<i>Porcentaje</i>
<i>Efecto de liquidación 2019</i>	465,56	6,9%
<i>Efecto del ordinario 2021 (abr-dic)</i>	-1.193,41	-17,8%
<b><i>Efecto tarifario Total</i></b>	<b>-727,85</b>	<b>-10,8%</b>

*Fuente: Elaboración propia*

**Cuadro No. 39**  
**Efecto total en tarifas**  
**Liquidación 2019 y Ordinario 2022 (enero a junio)**

	<i>Millones de colones</i>	<i>Porcentaje</i>
<i>Efecto de liquidación 2019</i>	310,37	6,2%
<i>Efecto del ordinario 2022 (ene- jun)</i>	-1.490,65	-29,8%
<b><i>Efecto tarifario Total</i></b>	<b>-1.180,28</b>	<b>-23,6%</b>

*Fuente: Elaboración propia*

**Cuadro No. 40**  
**Efecto total en tarifas**  
**Ordinario 2022 (julio a diciembre)**

	<i>Millones de colones</i>	<i>Porcentaje</i>
<i>Efecto de liquidación 2019</i>	-	0,0%
<i>Efecto del ordinario 2022 (jul-dic)</i>	-1.490,65	-23,8%
<b><i>Efecto tarifario Total</i></b>	<b>-1.490,65</b>	<b>-23,8%</b>

*Fuente: Elaboración propia*

### III. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

**Gráfico No. 1**  
**Variables que componen la estructura de costos sin combustibles**  
**Periodo 2021, (expresado en términos porcentuales)**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-086-2020.

**Gráfico No. 2**  
**Variables que componen la estructura de costos sin combustibles,**  
**Periodo 2022, (expresado en términos porcentuales)**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-086-2020.

#### IV. ESTRUCTURA TARIFARIA

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin CVG del servicio de generación de JASEC, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con una rebaja de 10,83% a partir del 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2021; una rebaja de 23,63% a partir del 1 de enero y hasta el 30 de junio de 2022 y una rebaja de 23,84% a partir de 1 de julio y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente para los periodos 2021 y 2022 según la resolución RE-0097-IE-2020, publicada en el Alcance digital N° 276, Gaceta N° 237 del 12 de diciembre de 2019.

Para el segundo semestre de 2022, se omite el efecto de liquidación sobre las tarifas del servicio generación.

La tarifa vigente para el sistema de generación de JASEC para el año 2023 es la que se indica en la columna 4 del Cuadro No. 41.

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin CVG:

**Cuadro No. 41**

JASEC Sistema de generación	Rige desde el 1/abr/2021 hasta el 31/dic/2021	Rige desde el 1/ene/2022 hasta el 30/jun/2022	Rige desde el 1/jul/2022 hasta el 31/dic/2022	Rige desde el 1/ene/2023 en adelante
<b>Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	40,07	38,26	38,15	50,09
Periodo Valle	32,57	31,10	31,02	40,72
Periodo Noche	27,69	26,43	26,36	34,61
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	2 270,10	2 167,58	2 161,75	2 838,16
Periodo Valle	2 270,10	2 167,58	2 161,75	2 838,16
Periodo Noche	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: Elaboración propia.

[...]

#### VI. CONCLUSIONES:

1. JASEC solicitó aumentos del 28,64% para el periodo abril-diciembre del 2021 y del 13,77% para el periodo enero-junio 2022, así como una rebaja de -2,12% para el periodo julio-diciembre 2022.

2. *Los ingresos propuestos para JASEC, para el periodo 2021-2022, deben ser de ¢16 716,2 millones, los cuales deberán de incorporarse en la tarifa a partir del 1 de abril del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2022.*
3. *El precio medio de venta del sistema de generación de JASEC se estima en ¢45,2 para el 2021 y de ¢41,8 para el 2022.*
4. *Del análisis resultaron diferencias respecto a lo solicitado por JASEC donde sobresalen los siguientes rubros:*
  - a. *En la cuenta de gastos de “Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación”, se ajustaron las siguientes partidas:*
    - *22 “Servicios de Ing. ciencias económicas y sociales, y otros serv, gestión y apoyo”, debido a que no se consideró los pagos realizados a “Consultores en infraestructura GIP Limitada”, en virtud de la orden de la Contraloría General de la República que cita: “Ejecute conforme al ordenamiento jurídico, el procedimiento correspondiente para decretar la nulidad absoluta del contrato suscrito el 14 de marzo de 2011 entre el fiduciario del fideicomiso P.H. Toro 3 y la empresa GIP Ltda.”*
    - *44 “Impuesto renta de capital” debido a que los rubros impositivos a nivel fiscal no forman parte de la estructura de costos tarifarios, salvo el impuesto al valor agregado (IVA).*
    - *74 “Mantenimiento y reparación de Birris I” Para efectos de considerar la facturación de ICE por concepto de mantenimientos menores del P.H. Toro 3, se incluyó el monto facturado (según documentación de respaldo), el cual es inferior a los registros efectuados por JASEC.*
  - b. *Se identificó desviaciones en la rentabilidad, originada por los siguientes factores: i) diferencias en los datos presentados para el cálculo de la Base Tarifaria, específicamente el AFNOR, lo cual se explica en el apartado e. Base Tarifaria y ii) diferencias en la rentabilidad esperada en términos porcentuales, ya que JASEC pretendía obtener un 7,82% mientras que la IE estimó un 6,55% (que ajustado por plazo corresponde a un 6,99% para el año 2021), lo indicado se explica en el apartado d. Retribución de Capital.*

c. *La liquidación del año 2019, ya que mientras que JASEC pretendía recuperar la suma de 1 822,38 millones la IE actualizó el monto a liquidar en la suma de 775,93 millones.*

5. *JASEC, El porcentaje promedio de ejecución es de un 628.84 %, en la tabla se puede observar que existen periodos, como el 2016 y 2017 en donde refleja un porcentaje de ejecución muy bajo, en ambos periodos fue de 1,7%, que de acuerdo con los recursos asignados por la Aresep, JASEC efectuó una subinversión, sin relación aceptable desde el punto de vista regulatorio, para el periodo 2018 de acuerdo con los recursos asignados a JASEC ejecuta un 3007.26%, se le solicita a la empresa tener mejor gestión de recursos económicos, debido a la diferencia tan significativa entre el 2017 y 2018, ya que las mismas son inversiones consideradas por la propia empresa como determinantes para garantizar la disponibilidad operativa y productiva del sistema de generación, mantener su vida útil e incidir directamente en los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio eléctrico por parte de JASEC.*

6. *Las justificaciones aportadas por JASEC resaltan la necesidad de cumplir con las metas y esfuerzos necesarios para garantizar la calidad y continuidad del servicio, mantener su cobertura y producción de energética sostenible según la estimación de estas consideradas en el plan de mantenimiento junto con la circunspección de los recursos disponibles.*

7. *Con base en el análisis técnico que antecede, se propone disminuir las tarifas del sistema de generación eléctrica que presta JASEC en un 10,84% en la estructura de costos y gastos sin costo variable de generación a partir del 01 de abril del 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, así como una rebaja del 23,63% que regirá desde el 01 de enero hasta el 30 de junio del año 2022 y por último una disminución del 23,83% a partir del 01 de julio y hasta el 31 de diciembre del año 2022.*

*[...]*

II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0037-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[...]*

## **POSICIONES RECIBIDAS EN AUDIENCIA PÚBLICA VIRTUAL:**

- 1. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 05-0302-0917. Notificaciones: Al correo electrónico [jorge.sanarrucia@aresep.go.cr](mailto:jorge.sanarrucia@aresep.go.cr), [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr).**

1. Costo de arrendamiento de planta Toro III:

*“[...] el arrendamiento de la Planta Toro 3 representa un monto significativo de los Gastos Totales Ajustados (GTA).*

*Ahora bien, puesto que del expediente tarifario ET-052-2020 se desprende que el ICE, acogiéndose a un pronunciamiento a la Procuraduría General de la República (PGR), no aplicó las Normas Internacionales de Información Financiera referentes a arrendamientos (NIIF 16) a este proyecto, nos encontramos ante un tratamiento financiero diferenciado, que no permite una comparación de este aspecto tan relevante entre ambos operadores. Si bien se puede comparar el valor del activo capitalizado (de la Planta Toro 3), no se puede determinar si, por ejemplo, una deuda es más cara que otra, respecto al mismo proyecto.*

*Efectivamente, a diciembre de 2020, el ICE ofrecía datos del valor del activo capitalizado cercanos a los 40.608 millones de colones, mientras que JASEC aportaba un dato de 39.580 millones de colones; diferencias mínimas no significativas. Sin embargo, para poder sopesar la eficiente administración financiera de este proyecto, también es necesario poder observar las deudas asociadas al proyecto, y cómo se están manejando por ambos operadores del fideicomiso, haciendo incluso una objetiva comparación entre ambos manejos. Es esto lo que los datos no permiten.*

*[...] Consejería del Usuario aboga porque se aclaren con cuáles normas internacionales de contabilidad se deben reportar este tipo de proyectos, con el fin de que se puedan obtener de ambos operadores datos comparables. [...]*

*Sobre este mismo proyecto (PH Toro 3) vale mencionar que la Intendencia de Energía, en su “Solicitud de información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, pide, entre otras cuestiones: [...]*

*Ello expresa de manera contundente (sic) como a la fecha del documento (10 de febrero de 2021) existen dudas razonables sobre la forma en que se está*

*administrando contable y financieramente el PH Toro 3. Tal parece que JASEC omitió información que debería estar presente desde el inicio de la gestión.*

*La duda que plantea este repaso de solicitudes de información y las respectivas respuestas es por qué la empresa operadora, sabedora del peso que tienen los datos asociados al proyecto Toro 3 en esta solicitud tarifaria, no ofreció -desde el inicio de la gestión- los datos que justifiquen profusamente la misma.”*

### **RESPUESTA:**

*Este argumento está relacionado con el proyecto hidroeléctrico Toro 3, y refiere específicamente las dudas que manifiesta el oponente sobre la información remitida por el petente y las normas contables utilizadas para registrar el valor de la Planta Toro III.*

*Al respecto, es necesario señalar que la Autoridad Reguladora no es competente para dictar normas contables. Lo anterior implica que cada prestatario de servicios públicos regulados tiene la potestad de elegir la base contable que utiliza. En este contexto, siendo que JASEC basa sus estados financieros en las normas NIIF's, corresponde a esta Intendencia realizar una revisión del valor de los pasivos, así como el derecho de uso del proyecto, con el fin de verificar que el registro sea consistente con la base contable adoptada por la empresa.*

*En lo que respecta al ICE, el tratamiento de los arrendamientos (incluido Toro 3), está visible en la resolución RE-125-IE-2020 del 15 de diciembre del 2020 (ET-052-2020), de la cual se extrae:*

*“En el caso de la Planta Hidroeléctrica Toro III, que por su naturaleza corresponde a una operación conjunta, paritaria en derechos y obligaciones compartidas con la Junta Administradora de Servicios Públicos de Cartago (JASEC), siendo la cuota de arrendamiento distribuida en partes iguales (50%) y registradas en el sistema de generación del ICE.*

*A nivel tarifario, la cuota asociada a estos arrendamientos se calculaba dentro de una partida denominada **“alquileres operativos de instalaciones”** y se registraba directamente en el Estado de Resultados Tarifario [...]*

*No obstante lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF 16 “Arrendamientos” y NIIF 11 “Operación Conjunta”, el registro contable debe reclasificarse como arrendamiento financiero, lo cual implica realizar el reconocimiento del activo, con su respectiva depreciación y el registro del pasivo por arrendamiento financiero, que es tratamiento tarifario que corresponde*

*realizar en sustitución de las cuotas de arrendamiento que simplemente se incorporaban como gasto durante el período en que fue estructurado el correspondiente financiamiento.”*

*De esta manera se aclara al opositor que tanto JASEC como ICE, incluyen el proyecto hidroeléctrico Toro 3, considerando en sus registros lo establecido en las NIIF'S. Ahora bien, esta intendencia en el marco de sus funciones valida cualquier ajuste en el valor de los pasivos o los saldos correspondientes al derecho de uso del proyecto, motivo por el cual y conforme a las potestades conferidas, se solicitó información adicional al prestador del servicio para su respectiva revisión.*

## *2. Claridad en las cuestiones que se debían subsanar:*

*“El oficio OF-0001-IE-2021 del 04 de enero de 2021, dirigido al señor Francisco Calvo Solano, Gerente General de JASEC, contiene una prevención a la solicitud tarifaria de JASEC (ET-086-2020) con diez cuestiones que se deben subsanar para dar continuidad al trámite de admisibilidad de la solicitud.*

*Según consta en el folio 73 (expediente digital ET-086-2020), la JASEC remite junto con la respuesta a este auto de prevención, el documento CJD-002-2021, en el que plantea una propuesta tarifaria para el sistema de generación completamente distinta a la original (folio N°7 del GG-1248-2020 del 16-12-2020). En documento CJD-002-2021, no consta, sin embargo, la justificación que motiva dicho cambio, lo que aumenta la incerteza en la información que presenta en la empresa en su solicitud. [...]*

*Una cuestión similar ocurre con los otros dos sistemas (alumbrado público y distribución), cuyos datos y documentos se pueden ver en los expedientes ET-085-2020 y ET-087-2020, respectivamente. [...]*

*No consta en la información remitida por la empresa la corrección del apartado “II. Impacto en las finanzas del Servicio de Generación” de la solicitud, donde inicialmente la empresa planteaba que requería ajustes de hasta el 48,56% para el 2021.*

*Es sumamente preocupante que la información presentada para un aumento tarifario que en definitiva tiene un gran impacto en la economía de la provincia de Cartago, sea tan imprecisa y fluctue (sic) drásticamente al solicitar un poco más de información.*

*[...] Por esta razón es necesario señalar la importancia de contar con una solicitud que sea lo suficientemente clara y esté debidamente respaldada con la documentación correspondiente al momento de su admisibilidad. Dada la*

*incompletitud inicial de la información y la dispersión posterior de la información que se aporta en, al menos, dos momentos posteriores, el análisis de toda esta documentación técnica resulta, en la mayoría de los casos, sumamente difícil (sic) para las personas usuarias o sectores que pudieran estar interesados.”*

**RESPUESTA:**

*Al respecto, se le indica al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, considerando que en esta fase se revisa el cumplimiento de los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*En este contexto, como consta en el expediente público, JASEC aportó la información prevenida como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público), lo cual dio sustento a la admisibilidad. En estos oficios JASEC comunicó de manera formal la incorporación de cambios en su petición, como consecuencia de la prevención realizada por parte de la Autoridad Regulara, aportando la información de las variables que lo provocaron. Por tanto, se aclara que fue la petición debidamente ajustada la que se consideró para realizar las convocatorias a las audiencias públicas realizadas.*

*Por otro lado, es necesario indicar al oponente que durante el proceso de revisión por el fondo de la información aportada por la empresas, el proceso contempla la realización de aclaraciones y consultas para una mejor comprensión, razón por la cual cualquier intercambio de información, para efectos de transparencia, se incluye en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, precisamente para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante, lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*En este contexto, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y que dicha información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología vigente, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Así, se le indica al oponente que sus argumentos y manifestaciones fueron consideradas al momento de*

*realizar las valoraciones técnicas que corresponde como parte del trámite regulatorio del presente estudio tarifario.*

### *3. Sobre el rédito para el desarrollo*

*“Como se sabe, el Rédito para el Desarrollo es una de las variables que determina el porcentaje de rentabilidad, y éste, a su vez, determina el ajuste. Existen en torno los cálculos del Rédito para el Desarrollo de esta solicitud (sic) (ET-086-2020) varias dudas que no deben pasar por alto.  
[...]*

*Llaman la atención acá dos datos. El primero de ellos es el valor de la deuda, el cual, como el cuadro señala, corresponde a un 55% del Valor total de los Activos. Un valor sin duda alto para una empresa que ha invertido grandes sumas en activos de capital propio. En segundo lugar, llama la atención el porcentaje final que se ofrece correspondiente a 7,82%, un dato cercano, pero no igual al es 7,70% del formulario 7745.*

*Los datos incorporados en el cálculo del Rédito para el desarrollo vuelven a ser tema de consulta. En la “Solicitud de información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, se pide:*

*“Para el sistema de Generación (ET-086-2020). Análisis del rédito para el desarrollo. 1.Explicar a qué corresponde y para qué fue adquirido el crédito con la Compañía Cartaginesa de Electricidad, incluido en el Estado Financiero Auditado a diciembre de 2019 con un monto de ¢3 900 125 922,18 en el sistema de generación. Además, se solicita aportar el contrato correspondiente y explicar por qué no se realizaron gastos financieros de esa deuda en el 2019 y por qué no se consideró ese crédito en el cálculo del rédito”.*

*La respuesta se encuentra en el oficio GG-182-2021 del 12 de febrero de 2021 (folio 98 del expediente digital):*

*“JASEC adquirió el proyecto hidroeléctrico Torito II a la compañía CCE S.A., para lo cual se firmó un financiamiento por el proyecto, que incluye estudios de prefactibilidad, idea registrada en el registro público y terrenos.  
[...]*”

*Puesto que no se aporta el contrato solicitado y queda claro entonces que se adquirió un crédito que, según se desprende de la explicación, no se está honrando aún, la Consejería solicita se revise a fondo en qué estado se*

*encuentran esos recursos, y para cuando se proyecta el inicio (sic) de esa “etapa comercial de producción” que la JASEC menciona.”*

#### **RESPUESTA:**

*Al respecto se aclara al opositor, que si bien es cierto JASEC pretendía percibir un rédito del 7,82%, una vez revisadas todas las variables que forman parte del cálculo del rédito, la IE llegó a determinar un porcentaje del 6,55% por este concepto, que al ajustarse por plazo correspondía a un 6,99% para el año 2021, esto conforme a la potestad de la Aresep para modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, según el artículo 30 de la Ley 7593.*

*En relación con el pasivo del proyecto hidroeléctrico Torito II a la compañía CCE S.A. esta no se consideró para efectos de cálculo, considerando que toda deuda a considerar debe estar claramente justificada, así como demostrar la aplicación de los recursos financiados. Consecuentemente, - esta Intendencia no estaría otorgando recursos vía tarifas para la atención de este registro, hasta que la empresa no justifique el proceder y destino de los fondos. Cabe manifestar que las observaciones del opositor fueron consideradas por esta Intendencia.*

#### **4. Competitividad de las tarifas de electricidad**

*“Como es de conocimiento general, existe una controversia sobre los precios de la electricidad en Costa Rica. Hay quienes afirman que son de los más altos de la región centroamericana; otros datos los ubican en un lugar intermedio, después de Nicaragua y Honduras. Los datos respaldan más esta segunda afirmación, es decir, que el precio de la electricidad en Costa Rica, si se le compara con el resto de países de la región, no es de los más caros, pero tampoco de los más baratos.*

*Para el caso del sector residencial, un análisis del sitio especializado GlobalPetrolPrices.com, el cual monitorea el costo de los precios de insumos como la electricidad, combustibles y gas natural en 150 países, publica un gráfico de “Precios de la electricidad para hogares, junio de 2020” que ubica a Costa Rica como el país con los precios más bajos en esta categoría. [...]*

*Sin embargo, si lo que se analiza es el costo de la electricidad para el sector empresarial o industrial, no hay duda que es este uno de los problemas que enfrenta el país, y que en ocasiones ha terminado con la fuga de capitales. [...]*

*Valga señalar que el ejemplo es significativo pues la empresa Vicesa está ubicada en el área de cobertura de JASEC y, sin embargo, le compra la energía que necesita al ICE.*

*Dejando allí ese ejemplo específico, si se hace una comparación entre operadores locales con una cantidad de abonados similar, y un dato de ventas en MWh en un rango de los 170 000 a 250 000, se encuentra que JASEC maneja un precio promedio por kWh (en ¢) que se puede considerar competitivo. [...]*

*Como puede verse, los ajustes solicitados afectan de manera significativa, al alza, los sistemas de generación y distribución (que incluyen la Tarifa Comercial y la Tarifa Industrial). Puesto, como se mostrado (sic) párrafos arriba con datos a 2018 y a 2020, los precios de JASEC se han mantenido competitivos en los últimos años, un alza generalizada como la que se propone no resulta oportuna si lo que se busca es mantener y mejorar esa competitividad. [...]*

*La propia JASEC, en su petición de aumento, reconoce que la crisis sanitaria COVID-19 ha afectado al comercio en la zona donde ellos prestan el servicio "...producto de los efectos económicos de la crisis sanitaria COVID-19, la cual ha perjudicado principalmente al comercio en la zona servida por JASEC..."*

*De tal suerte que no resulta oportuno aplicar un aumento a las tarifas cuando se reconoce que el comercio se ha visto seriamente afectado en sus ingresos. Más aún tratándose de una empresa que tiene como parte de su visión ser "...reconocidos por (su) eficiencia, tecnología e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago". Fuente: <https://www.JASEC.go.cr/filosofia/> [...]"*

## **RESPUESTA:**

*Lo manifestado por el opositor adquiere importancia en los análisis que realiza esta Intendencia de Energía, teniendo en consideración que la Intendencia ha promovido un proceso de modernización tarifaria que habilita la posibilidad de que las empresas eléctricas, que son las que mejor conocen su zona de concesión geográfica y las necesidades de los distintos sectores de consumo, puedan impulsar estrategias propias que contribuyan al uso eficiente de sus recursos, con el objetivo de que las tarifas eléctricas reflejen la modernización y eficiencia del sector en beneficio de sus abonados.*

*También es importante reiterar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

## PETITORIA

1. Que se admita la presente oposición.
2. Que los argumentos aquí esgrimidos sean considerados.
3. Que se revisen de manera minuciosa los documentos y datos aportados, así como los cálculos asociados al Rédito para el Desarrollo, tanto los del expediente ET- 086-2020 (Sistema de Generación) que aquí se han mencionado, como los que justifican esa misma variable en el expediente ET-087-2020 (Sistema de Distribución).

## RESPUESTA:

Al respecto, como se indicó, los argumentos manifestados por el Consejero del Usuario de la Aresep fueron considerados al momento de realizar el análisis técnico que sustenta la tramitación del presente estudio tarifario, proceso que contempló la valoración detallada de toda la documentación e información aportada por JASEC. En este contexto se agradece la participación del Consejo del Usuario en la Audiencia Pública y sus aportes.

2. **Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, portador de la cédula de identidad número 1-0399-0262, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma. Notificaciones: Al correo electrónico lporras@cicr.com y cmontenegro@cicr.com**  
**Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 01-0632-0878, debidamente autorizado. Presenta escrito mediante oficio PR-030-2021 (visible a folio 138).**

1. Variación desproporcionada:

“Para este sistema la JASEC pretende la siguiente variación en sus tarifas:

Sistema de generación de la JASEC: situación actual y propuesta de aumento 2021

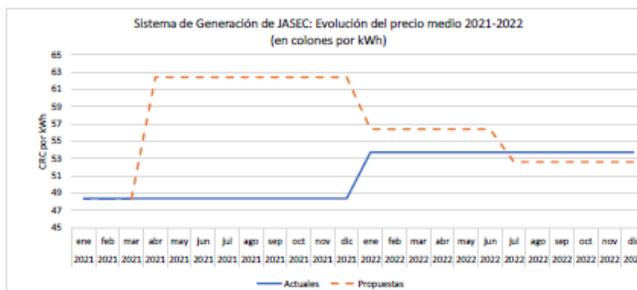
Tarifa	2020	Vigente 2021	Vigente 2022	Propuesta 2021	Propuesta enero a Junio 2022	Propuesta Julio a Dic 2022
a. Energía Punta	44,24	44,94	50,09	57,81	56,98	49,03
b. Energía Valle	35,96	36,53	40,72	46,99	46,33	39,86
c. Energía Noche	30,57	31,05	34,61	39,94	39,37	33,88
d. Potencia Punta	2 506,52	2 546,00	2 838,16	3 275,17	3 228,83	2 777,89
e. Potencia Valle	2 506,52	2 546,00	2 838,16	3 275,17	3 228,83	2 777,89
f. Potencia Noche	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: ET-085-2020, ET-086-2020, ET-087-2020, RE-097-IE-2019, RE-098-IE-2019, RE-0102-IE-2019, RE-0103-IE-2019 y RE-0103-IE-2020.

En términos de aumentos porcentuales y observando la evolución del precio medio, lo anterior significaría:

Aumentos tarifarios propuestos en porcentaje		
Propuesta de la JASEC	Comparación	Variación porcentual
Para abr-2021	vrs 2020	30,68%
	vrs vigente 2021	28,64%
Para jul-dic 2022	vrs vigente 2021	26,80%
	vrs vigente 2022	13,77%
	vrs propuesta	-1,43%
Para jul-dic 2022	vrs vigente 2021	9,09%
	vrs vigente 2022	-2,12%
	vrs propuesta 2021	-15,20%

Fuente: ET-085-2020, ET-086-2020, ET-087-2020, RE-097-IE-2019, RE-098-IE-2019, RE-0102-IE-2019, RE-0103-IE-2019 y RE-0103-IE-2020.



Pensar en aumentos del 28,64% para el 2021 y del 13,44% [sic] para el primer semestre del 2022 es evidentemente desproporcionado respecto a indicadores económicos como la inflación, más si se considera que el artículo 4 de la Ley de la ARESEP señala como objetivo de la Autoridad Reguladora: “Procurar el equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestatarios de los servicios públicos”. [...]

La desproporción en los precios es contraria a lo dispuesto en el artículo 32 de la Ley de la ARESEP que indica, de entre los costos que no pueden ser aceptado por la Autoridad Reguladora “(...) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.

## RESPUESTA:

Es importante indicar al opositor que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.

Así las cosas, JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, dicha información consta en los respectivos expedientes, la cual fue valorada de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Por lo que todo lo indicado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis.

2. Sobre precio en las tarifas de generación en comparación con las tarifas del ICE:

Es notorio también que, de aprobarse este aumento, las tarifas del Sistema de Generación de JASEC quedan por encima de sus homologas del ICE:

Comparación del precio de compra al ICE vrs solicitud de JASEC para el 2021 (en CRC)				
Tarifa	Venta ICE a JASEC Vigente 2021	Propuesta Jasec 2021	Exceso	% sobre precio al que puede comprar al ICE
a. Energía Punta	41,59	57,81	16,22	39%
b. Energía Valle	34,08	46,99	12,91	38%
c. Energía Noche	28,93	39,94	11,01	38%
d. Potencia Punta	2205	3275	1070	49%
e. Potencia Valle	2205	3275	1070	49%
f. Potencia Noche	0	0	0	Na.

Fuente: Paneles tarifarios de la ARESEP y ET-086-2020.

De aprobarse la propuesta planteada para el Sistema de Generación, la ARESEP incurriría en una contradicción directa contra lo dispuesto en el Reglamento No. 29847-MP-MINAE denominado: “Reglamento Sectorial de Servicios eléctricos” en el cual, el artículo 26, se establece que:

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

**RESPUESTA:**

Al respecto, lo manifestado por el opositor adquiere importancia considerando que la Autoridad Reguladora, en el ejercicio de sus competencias, tiene la responsabilidad de aplicar los criterios regulatorios garantizando la consistencia de sus decisiones, considerando que las empresas públicas, empresas municipales y cooperativas de electrificación regional están sujeta a un marco regulatorio común. En este caso, se aclara que, para el caso específico del tratamiento para las compras de energía que hace JASEC al ICE, que en efecto impactan las tarifas del sistema de distribución, está disponible y visible en el expediente ET-087-2020.

### 3. Reconocimiento de gastos:

[...] muchos de los rubros que la JASEC desea sean reconocidos por la ARESEP, tanto en la liquidación 2019 como en el e ajuste ordinario, presenta algunas inconsistencias que se detallan a continuación:

#### Costo del arrendamiento del Planta Hidroeléctrica Toro 3:

La JASEC indica en su solicitud (ver GG-1248-2020) que en cuanto a la liquidación 2019 y a **la conversión del arrendamiento Toro 3** por la aplicación de las NIIF que elimina el alquiler, reconoce algunos gastos de operación del Fideicomiso y aumenta el reconocimiento del rédito para el desarrollo y la depreciación de la planta). Se debe recordar que el PH Toro 3 (desarrollado mediante el Fideicomiso BCR-Toro 3) establece participaciones del 50-50 para ICE y JASEC. No obstante, lo que no resulta claro, es que, en el caso del ICE, según el ET-052-2020 no aplicó el tratamiento financiero de acuerdo con las normas NIIF 16 [...]

[...] mientras ICE presenta montos del valor capitalizado del activo por más de ¢40.600 millones la JASEC lo hace por aproximadamente ¢39.600 millones, lo que genera dudas acerca cuál es monto de lo que debe reconocerse en las tarifas por ese concepto.

#### Nulidad del contrato con la empresa GIP Ltda:

Es importante también, que la ARESEP considere la nulidad del contrato con la Unidad ejecutora del Fideicomiso (adjudicado a la empresa GIP Ltda.) ordenado por la Contraloría General de la república mediante el oficio 18675 con fecha 28 de noviembre del 2019 y que fue expuesto en un artículo del periódico La Nación [...].

Lo anterior genera dudas de si los costos incurridos producto de esta contratación cumplen con los criterios aplicados para la fijación de tarifas.

#### Las graves imprecisiones en la información suministrada por la JASEC:

La empresa cambia prácticamente el pliego tarifario propuesto: en generación pasa de un 48,56% de aumento a un 28,64% para el 2021, de un 20,11% a un 13,77% para el I semestre del 2022 y de un 4,23% a un -2,12% para el II semestre del 2022. Esto genera una gran incertidumbre, ya que, a pesar de las explicaciones esgrimidas por la JASEC al atender el oficio de la intendencia, no

*se muestra información que haya motivado el abrupto cambio en el pliego de las tarifas y esto es contrario a lo que de hecho se cita en el ya mencionado OF-0001-IE- 2021 [...]*

*Desde la perspectiva de los usuarios, la JASEC no está cumpliendo con lo solicitado por la Intendencia de Energía, pues no presentó una nueva solicitud de ajuste con las justificaciones exhaustivas sobre los cambios realizados al pliego.*

**RESPUESTA:**

*Seguidamente se hace referencia a los argumentos presentados por el opositor, en el mismo orden en que fueron presentados:*

*Costo del arrendamiento del Planta Hidroeléctrica Toro 3:*

*Este argumento está relacionado con el proyecto hidroeléctrico Toro 3, específicamente las dudas sobre la información remitida por el petente y las normas contables utilizadas para registrar el valor de la Planta Toro III.*

*Al respecto, se aclara que la Autoridad Reguladora no establece políticas contables. Lo anterior implica que cada prestatario de servicios públicos regulados tiene la potestad de elegir la base contable que aplica para realizar el registro de sus actividades.. En el caso específico, siendo que JASEC basa sus estados financieros en las normas NIIF's, esta Intendencia realizó la revisión del valor de los pasivos, así como el derecho de uso del proyecto, con el fin de garantizar que su registro sea consistente con la base contable adoptada por la empresa.*

*En lo que respecta al ICE, el tratamiento de los arrendamientos (incluido Toro 3), está visible en la resolución RE-125-IE-2020 del 15 de diciembre del 2020 (ET-052-2020), de la cual se extrae:*

*“En el caso de la Planta Hidroeléctrica Toro III, que por su naturaleza corresponde a una operación conjunta, paritaria en derechos y obligaciones compartidas con la Junta Administradora de Servicios Públicos de Cartago (JASEC), siendo la cuota de arrendamiento distribuida en partes iguales (50%) y registradas en el sistema de generación del ICE.*

*A nivel tarifario, la cuota asociada a estos arrendamientos se calculaba dentro de una partida denominada **“alquileres operativos de instalaciones”** y se registraba directamente en el Estado de Resultados Tarifario [...]*

*No obstante lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF 16 “Arrendamientos” y NIIF 11 “Operación Conjunta”, el registro contable debe reclasificarse como arrendamiento financiero, lo cual implica realizar el reconocimiento del activo, con su respectiva depreciación y el registro del pasivo por arrendamiento financiero, que es tratamiento tarifario que corresponde realizar en sustitución de las cuotas de arrendamiento que simplemente se incorporaban como gasto durante el período en que fue estructurado el correspondiente financiamiento.”*

*De esta manera se aclara al opositor que tanto JASEC como ICE, incluyen el proyecto hidroeléctrico Toro 3, considerando en sus registros las NIIF´s. En este sentido, esta Intendencia en el marco de sus funciones validó cualquier ajuste en el valor de los pasivos o los saldos correspondientes al derecho de uso de este proyecto.*

*Nulidad del contrato con la empresa GIP Ltda:*

*Para los efectos del ajuste tarifario del sistema de generación, se consideró la información señalada, específicamente el oficio 18675 del 28 de noviembre del 2019 de la Contraloría General de la República, el cual muestra la orden emitida hacia los fideicomitentes y fideicomisarios, así como al fiduciario del P.H. Toro 3, para ejecutar conforme al ordenamiento jurídico, el procedimiento correspondiente para decretar la nulidad absoluta del contrato suscrito el 14 de marzo del 2011 entre el fiduciario P.H. Toro 3 y la empresa GIP Ltda. El tratamiento tarifario sobre este tema en particular está disponible en el apartado “f. Análisis financiero”.*

*Las graves imprecisiones en la información suministrada por la JASEC:*

*Al respecto, se indica al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, es ahí donde se revisa que se cumplan los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*JASEC aportó la información prevenida como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público) y eso dio paso a que se admitiera la solicitud. En estos oficios referidos JASEC comunicó que cambió su petición de conformidad con lo prevenido, aportado la información de las variables que lo provocaron, siendo esta petición ajusta la que se consideró al momento en que se programó la convocatoria a Audiencia Pública.*

*Es importante recordar también, que el proceso de revisión del fondo de la información aportada dentro de una solicitud tarifaria requiere de constantes aclaraciones por parte del solicitante, por lo que es importante que cualquier intercambio de información se incluya en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante, lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida. Esta información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica como criterios orientadores del proceso de toma de decisiones. Así, lo manifestado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis regulatorio que sustenta el presente estudio tarifario.*

## **PETITORIA**

- 1. Que se admita esta oposición.*
- 2. A raíz de los argumentos expuestos en los apartados 1 y 2 del presente documento, que se rechace la solicitud presentada por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) tramitada bajo los expedientes ET-.086-2020 para el Sistema de Generación y ET-087-2020 para el Sistema de Distribución.*

## **RESPUESTA:**

*Al respecto, como se indicó, los argumentos manifestados por el oponente fueron considerados durante el análisis técnico realizado durante la valoración de la documentación e información que presentó la empresa para sustentar y respaldar su petición. En este sentido, se agradece la participación de la Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica en la audiencia pública, así como sus aportes.*

### **POSICIONES ENVIADAS AL EXPEDIENTE:**

- 3. Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653. Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lepiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. Notificaciones: Al correo rmeza@dhr.go.cr y kzeledon@dhr.go.cr  
Observaciones: No Hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio DH-DEED-0279-2021 (visible a folio 137).**

1. *Ajuste en tarifa de generación:*

*Con respecto a la propuesta de JASEC, debe indicarse que la metodología tarifaria vigente permite al prestador del servicio, revisar y actualizar las estimaciones de ingresos, gastos y costos realizadas para el ajuste tarifario vigente, de manera que las diferencias que afectaron el resultado financiero en ese período se agreguen en la siguiente petición tarifaria como una partida denominada “liquidación del período anterior”. Esto con la finalidad de “que vía tarifaria 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.”*

*En la petición para el año 2021 se incluyen ajustes en los ingresos por liquidaciones de los años 2017 a 2019, según el siguiente detalle (en millones de colones):*

*Liquidación 2017 1.007,0  
Liquidación 2018 775,4  
Liquidación 2019 —1.039,8*

*Dado que la liquidación de 2019 representa una devolución a los usuarios por ₡1.039,8 millones, lo esperable sería una reducción de las tarifas respecto a las aprobadas en la resolución RE-0097-IE-2019 y no un incremento del 28,64%, según se solicita en el expediente en cuestión. Más aún, a tarifas vigentes, el rédito para el desarrollo estimado por la empresa es de 4,55%. Debido a esta situación, la Defensoría observa que el aumento solicitado se realiza para elevar el rédito hasta 7,82% para el año 2021. Cabe indicar que en la solicitud realizada en el expediente ET-076-2019 resuelta en diciembre de 2019, la empresa solicitaba un rédito para el desarrollo de 6,03%.*

*Considerando la estructura de costos para este sistema, la Defensoría observa que el 90% del costo corresponden a gastos de operación y mantenimiento (54%) y depreciaciones y amortizaciones (37%).*

*Una limitante para el análisis de estos rubros se presenta en el expediente porque no se incluye un cuadro específico que muestre el comportamiento real de estos gastos para años anteriores, por esta razón la Defensoría solicita a la Autoridad Regulatoria analizar si los valores incluidos en esta solicitud obedecen al principio de servicio al costo.*

*Asimismo, se solicita a la ARESEP revisar el nivel de rédito pretendido. Esto porque, dada la situación económica actual, el rédito obtenido sin aumentar las tarifas (4,55) parece suficiente para una economía cuya tasa de inflación cerró en el 2020 con una tasa de 0,89% (menor al 1%). Cabe recordar que la solicitud realizada en el expediente ET-076-2019, la empresa solicitaba para este servicio un rédito para el desarrollo del 6%.*

*En la tabla 2 se presenta la revisión de la solicitud de aumento tarifario para el 2022 [...].*

*Debido a lo anterior, la Defensoría de los Habitantes considera que no se justifica el incremento tarifario solicitado por JASEC para el sistema de Generación; más aún, considerando que dichos incrementos se trasladan proporcionalmente a las tarifas del Sistema de Distribución, se estaría afectando de forma innecesaria y negativa a los usuarios finales de la energía eléctrica, es decir, a los hogares y a la industria regional.*

### **RESPUESTA:**

*En atención a los argumentos presentados por la Defensoría de los Habitantes, es necesario indicar que el artículo 30 de la Ley 7593 en efecto establece la competencia que tiene la Aresep para modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, facultada que se materializa una vez realizada la valoración técnica por el fondo toda la información aportada por el petente, así como los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*En este contexto, se aclara que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y dicha información consta en los respectivos expedientes, la cual se revisó de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica como principios orientadores del proceso de regulación económica y de la calidad que corresponde ejercer a la Autoridad Reguladora. En este sentido, se indica al opositor que sus*

*manifestaciones fueron consideradas al momento de realizar el análisis técnico que sustenta el presente estudio tarifario.*

## *2. Aspectos generales de oposición:*

### *Rédito Teórico y fórmulas financieras:*

*En relación con la propuesta de incrementar las tarifas para lograr un determinado nivel de rédito de desarrollo en cada sistema, la Defensoría ha recomendado a la Autoridad Regulador revisar los niveles propuestos de rédito en las fijaciones tarifarias pues, a pesar de tratarse de una misma industria e incluso en los mismos sistemas, se observan que los modelos financieros aplicados arrojan niveles de rédito diferentes para cada prestador del servicio (CNFL, ICE, JASEC, ESPH y Cooperativas). Considera la Defensoría que esta práctica de forzar los resultados económicos del prestador del servicio a un rédito determinado introduce rigideces innecesarias en la política tarifaria, al eliminar grados de libertad para fijar los precios del servicio pues, condiciona el ajuste tarifario al resultado de la aplicación de una fórmula matemática preestablecida y que sólo involucra variables financieras.*

*Para la Defensoría la utilización de fórmulas estrictamente financieras —dejando de lado consideraciones también importantes como el estímulo a la eficiencia—, atentan contra los objetivos de la Autoridad Reguladora establecidos en la Ley 7593 y sus reformas, en cuanto al logro del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios (artículo 4), así como la incorporación de los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica (artículo 31), entre otros aspectos.*

### *Información del expediente:*

*La Defensoría externa su preocupación por la inclusión de información relevante para el proceso de audiencia 15 días después de la publicación de la convocatoria en los medios de prensa (lunes 1 de febrero de 2021). Para el caso del sistema de generación la información incluida consiste en el documento GG-182-2021 de fecha 12 de febrero de 2021 que responde a la solicitud de información de ARESEP oficio OF-0103-IE-2021 de fecha 10 de febrero de 2021. Dada esta situación, la Defensoría recomienda a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública cuando en el expediente se disponga de la documentación completa [...]*

*Relacionado con lo anterior, y dada la inclusión de nueva información en el expediente días después de que se puso a disposición de los interesados, la empresa varió su pretensión tarifaria en los sistemas de generación y distribución. En generación la empresa cambió significativamente los ajustes solicitados de 48,56% a 28,64% para abril a diciembre 2021, de 20,11% a 13,77% para enero a junio 2022 y de 4,23% a -2,12% para julio a diciembre 2022. Situación similar se presentó en el sistema de distribución, donde los ajustes pasaron de 7,27% a 16,78% para abril a diciembre 2021, de 8,60% a 8,72% para enero a junio 2022 y de 0,13% a -0,74% para julio a diciembre 2022. Esta situación genera dudas sobre la calidad y veracidad de la información suministrada con la cual se define un ajuste tarifario en un servicio esencial como la energía eléctrica.*

*Informe para la solicitud de ajuste tarifario:*

*Finalmente, la Defensoría recomienda a la ARESEP solicitar a los prestadores de servicios que para cada expediente se elabore un informe de la solicitud en cuestión donde se resuman en cuadros los datos de ingreso, costo, inversión, rédito, base tarifaria, etc., y que incluya el histórico de dichas cifras, entre otros aspectos, e identificando los cuadros fuentes donde se encuentran los datos base dentro del expediente tarifario. Considera la Defensoría que la forma en que se presenta actualmente la información en los expedientes tarifarios no cumple con el principio de transparencia y no se presta para que las personas interesadas ejerzan su derecho a la solicitud de rendición de cuentas ante los prestatarios de los servicios públicos. En este sentido, se recomienda a la ARESEP asumir la posición de un usuario típico y determinar la forma en que debe presentarse la información para que pueda realizar una participación efectiva en el proceso de audiencia pública.*

### **RESPUESTA:**

*Seguidamente se contesta los argumentos presentados en el punto “Aspectos generales de oposición”, en el mismo orden mencionados:*

*Rédito teórico y fórmulas financieras:*

*Al respecto se aclara al opositor, que la IE llegó a determinar un porcentaje de rédito del 6,55%, que al ajustarse por plazo correspondía a un 6,99% para el año 2021, esto conforme a la potestad de la Aresep para modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, según el artículo 30 de la Ley 7593.*

*Cabe mencionar, que cada una de las variables que conforman el cálculo de la tarifa se realizó de conformidad con la metodología tarifaria vigente para el*

*servicio de generación eléctrica, además está intendencia vela por el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos de la Ley 7593, entre ellos los artículos 4 y 31 citados por el opositor.*

*Información del expediente:*

*Es importante recordarle al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, es ahí donde se revisa que se cumplan los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*JASEC aportó la información que se le previno como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público) y eso dio paso a que se admitiera la solicitud. Es en esos oficios donde JASEC comunicó que cambió su petición de conformidad con lo prevenido, aportado la información de las variables que lo provocaron, ese cambio fue el que se consideró para realizar las convocatorias a las audiencias públicas realizadas.*

*Es importante recordar también, que el proceso de revisión del fondo de la información aportada dentro de una solicitud tarifaria requiere de constantes aclaraciones por parte del solicitante, por lo que es importante que cualquier intercambio de información se incluya en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante, lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y que dicha información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología vigente, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Por lo que todo lo indicado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis.*

*Informe para la solicitud de ajuste tarifario:*

*Al respecto se aclara al opositor que, cada expediente contiene la información atinente a ingresos, costos, inversiones, rédito, base tarifaria, etc., en la etapa de admisibilidad se verificada que la solicitud de ajuste tarifario contenga dicha información, de conformidad con la resolución RRG-6570-2007 que cita como requisito:*

*“Contener una justificación técnica que incluya antecedentes, estudio de mercado, costos y gastos de operación reales y proyectados al último nivel de subcuenta, cargas tributarias, costos y beneficios ajenos a la actividad, activo fijo neto al costo y revaluado, programa de inversiones, servicio de la deuda, análisis económico-financiero de la empresa con las tarifas vigentes y las propuestas y la estructura de precios propuesta. [...]”*

*Cabe mencionar, que los documentos anexos a la solicitud presentada por el petente, lleva una serie de carpetas ordenadas de forma consecutiva para el análisis de las variables incluidas en el cálculo tarifario, cada carpeta contiene información resumida y segregada para su respectivo análisis. Ahora bien, el aporte del opositor en lo correspondiente a resumir los cuadros de las principales variables en un único informe es completamente valioso, por lo cual se agradece a su representada.*

## **PETITORIA**

- 1. Que se admita la presente oposición.*
- 2. Que se rechace totalmente la propuesta tarifaria.*

## **RESPUESTA:**

*Al respecto, se indica al opositor que sus argumentos fueron considerados en el marco del análisis técnico realizado por la Intendencia, que contempla el análisis detallado y exhaustivo de toda la documentación e información presentada por JASEC como respaldo y justificación de su petición. En este sentido, se agradece a la Defensoría de los Habitantes su participación y aportes.*

*[...]*

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021; tal y como se dispone.

**POR TANTO  
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de generación que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021, de la siguiente manera:

<b>JASEC</b>	Rige desde el 1/abr/2021 hasta el 31/dic/2021	Rige desde el 1/ene/2022 hasta el 30/jun/2022	Rige desde el 1/jul/2022 hasta el 31/dic/2022	Rige desde el 1/ene/2023 en adelante
<b>Sistema de generación</b>				
<b>Tarifa T-SD Ventas al servicio de distribución</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	40,07	38,26	38,15	50,09
Periodo Valle	32,57	31,10	31,02	40,72
Periodo Noche	27,69	26,43	26,36	34,61
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	2 270,10	2 167,58	2 161,75	2 838,16
Periodo Valle	2 270,10	2 167,58	2 161,75	2 838,16
Periodo Noche	0,00	0,00	0,00	0,00

- II. Tener como respuesta a las oposiciones lo externado 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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA., 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 Alberto Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—Solicitud N° 258587.—  
( IN2021538595 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RE-0019-IE-2021 DEL 24 DE MARZO DE 2021**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA  
DEL SERVICIO ELÉCTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC) PARA EL  
SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN.**

**ET-087-2020**

**RESULTANDO:**

- I. Que mediante la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), N° 3300 del 16 de julio de 1964, reformada con la Ley N°7799 del 30 de abril de 1998, se faculta a esa junta para prestar los servicios públicos que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- II. Que el 6 de diciembre de 2019 mediante resolución RE-098-IE-2019 se resolvió la fijación tarifaria ordinaria de JASEC para el servicio de distribución, que entró a regir a partir del 1 de enero de 2020.
- III. Que el 17 de diciembre de 2020, se recibió en Aresep, oficio GG-1247-2020, fechado 16 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de distribución. (Folios 23 a 45).
- IV. Que el 4 de enero de 2021, mediante oficio OF-0002-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) previno a JASEC de información faltante en su petición. (Folios 64 a 68)
- V. Que el 18 de enero de 2021, mediante oficio GG-043-2021, JASEC remitió la información prevenida como faltante mediante oficio OF-0002-IE-2021. (Folios 69 a 94). El 20 de enero de 2021, mediante oficio GG-020-2021, JASEC remitió la información complementaria al oficio GG-043-2021 específicamente sobre la tarifa de acceso. (Folios 101 a 103).
- VI. Que el 20 de enero de 2021, mediante oficio OF-0054-IE-2021, se otorgó admisibilidad a la petición de JASEC y se solicitó la convocatoria a audiencia pública, con base en el informe IN-0009-IE-2021 de misma fecha. (Folios 107 a 111; 95 al 100)

- VII. Que el 1 de febrero de 2021, en la Gaceta N° 21, Diario Extra y La Teja, se publicó la convocatoria a audiencia pública para discutir la solicitud tarifaria presentada por JASEC. (Folio 128 a 129)
- VIII. Que el 10 de febrero de 2021, mediante oficio OF-0103-IE-2021, la IE solicitó información aclaratoria a JASEC. (Folios 130 a 131)
- IX. Que el 12 de febrero de 2021, mediante oficio GG-183-2021, JASEC remitió las aclaraciones solicitadas. (Folios 130, 131 a 132)
- X. Que el 15 de febrero de 2021, mediante informe IN-0121-DGAU-2021, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el informe de instrucción de la audiencia pública. (Folios 134 a 135)
- XI. Que el 25 de febrero de 2021, se realizó la audiencia pública, según consta en acta AC-0133-DGAU-2021 del 4 de marzo de 2021. (Folio 175).
- XII. Que el 4 de marzo de 2021, mediante informe IN-0169-DGAU-2021, la DGAU emitió el informe de oposiciones y coadyuvancia a la solicitud de fijación tarifaria de JASEC para el sistema de distribución, en donde consta que se recibió y aceptó una oposición (Folios 176 a 177). El audio y el video de la audiencia pública corren a (folios 168 a 169).
- XIII. Que el 24 de marzo de 2021, mediante el informe técnico IN-0038-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0038-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## **II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

### **1. Solicitud tarifaria**

*De conformidad con lo indicado en el oficio GG-127-2020, fechado 16 de diciembre de 2020 y recibido por la Aresep el 17 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de distribución que presta . De manera complementaria, por medio del oficio GG-043-2021 del 18 de enero de 2021, recibido ese mismo día en la Aresep, dio respuesta a la prevención realizada mediante el oficio OF-0002-IE-2021 del 04 de enero de 2021, modificando su pretensión original, excepto la tarifa de acceso que la mantiene igual.*

*JASEC solicitó un ajuste en la tarifa de distribución de la siguiente manera:*

- A partir del 1º de abril 2021 y el 31 de diciembre 2021, un aumento de 16,78% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.*
- A partir del 1º de enero 2022 hasta el 30 de junio 2022, con un aumento de 8,72% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.*
- A partir del 1º de julio 2022 hasta el 31 de diciembre 2022, con una rebaja de 0,74% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.*

*A su vez solicita en cuanto a la tarifa de acceso:*

- A partir del 1º de abril 2021 y el 31 de diciembre 2021, una rebaja de 3,84% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.*
- A partir del 1º de enero 2022 y hasta el 31 de diciembre 2022, una rebaja de 17,95% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.*

*JASEC solicitó ajustes individuales aplicables a cada periodo indicado por separado.*

*En los siguientes cuadros se presenta el detalle de la petición presentada por JASEC:*

**Cuadro N° 1**  
**Sistema de Distribución, JASEC**  
**Tarifa vigente y propuesta**  
**Año 2021 y 2022**

JASEC, Solicitó ajustar la tarifa del servicio de distribución T-RE, T-CO, T-IN, T-CS, T-MT y T-MTb de la siguiente forma:

- A partir del 01 de abril del 2021 y hasta el 31 de diciembre 2021 un Aumento del 16,78% sobre la tarifa aprobada mediante resolución RE-128-IE-2020.
- A partir del 01 de enero de 2022 y hasta el 30 de junio 2022, un Aumento del 8,72% del primero de julio de 2022 hasta el 31 de diciembre de 2022.
- A partir del 01 de julio de 2022 y hasta el 31 de diciembre 2022 una Rebaja del 0,74%.

**Propuesta Tarifaria Acceso:**

➤ A partir del 1° de abril 2021 y hasta el 31 de diciembre 2021, una Rebaja de 3,84%

➤ A partir de del 1 de enero 2022 hasta el 31 de diciembre 2022 una Rebaja de 17,95% sobre la tarifa vigente aprobada en la resolución RE-098-IE-2019.

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1° Abr al 31 Dic 2021 sin CVC	Efecto de la Liquidación 2019 JASEC Abr-Dic 2021		Efecto del Ajuste Ordinario 2021, Abr-Dic 2021		Efecto del Ajuste Total		Precio 1° Abr al 31 Dic 2021 sin CVC
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	
<b>Tarifa T-RE Tarifa Residencial</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	a. Bloque 0-30 kWh cargo fijo	€1.980,60	€187,40	9,46%	€145,01	7,32%	€332,41	16,78%	€2.313,01
	b. Bloque 31-200 kWh cada kWh	€66,02	€6,25	9,46%	€4,83	7,32%	€11,08	16,78%	€77,10
	c. Bloque mayor a 200 kWh kWh adicional	€80,81	€7,65	9,46%	€5,92	7,32%	€13,56	16,78%	€94,37
<b>Tarifa T-CO: Comercios y Servicios:</b>									
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>									
	a. Consumo de Energía menor o i cada kWh	€93,33	€8,83	9,46%	€6,83	7,32%	€15,66	16,78%	€108,99
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	b. Bloque 0-3000 kWh cargo fijo	€167.340,00	€15.833,42	9,46%	€12.252,14	7,32%	€28.085,57	16,78%	€195.425,57
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	€55,78	€5,28	9,46%	€4,08	7,32%	€9,36	16,78%	€65,14
<i>Por consumo de potencia (kWh)</i>									
	d. Bloque 0-8 kW cargo fijo	€69.804,64	€6.604,79	9,46%	€5.110,89	7,32%	€11.715,69	16,78%	€81.520,33
	e. Bloque mayor a 8 kW cada kW	€8.725,58	€825,60	9,46%	€638,86	7,32%	€1.464,46	16,78%	€10.190,04
<b>Tarifa T-IN Industrial</b>									
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>									
	a. Consumo de Energía menor o i cada kWh	€93,33	€8,83	9,46%	€6,83	7,32%	€15,66	16,78%	€108,99
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	b. Bloque 0-3000 kWh cargo fijo	€167.340,00	€15.833,42	9,46%	€12.252,14	7,32%	€28.085,57	16,78%	€195.425,57
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	€55,78	€5,28	9,46%	€4,08	7,32%	€9,36	16,78%	€65,14
<i>Por consumo de potencia (kWh)</i>									
	d. Bloque 0-8 kW cargo fijo	€69.804,64	€6.604,79	9,46%	€5.110,89	7,32%	€11.715,69	16,78%	€81.520,33
	e. Bloque mayor a 8 kW cada kW	€8.725,58	€825,60	9,46%	€638,86	7,32%	€1.464,46	16,78%	€10.190,04
<b>Tarifa T-CS Preferencial de Carácter Social</b>									
<b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>									
	a. Consumo de Energía menor o i cada kWh	€67,15	€6,35	9,46%	€4,92	7,32%	€11,27	16,78%	€78,42
<b>Cientes consumo energía y potencia</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	b. Bloque 0-3000 kWh cargo fijo	€116.100,00	€10.985,18	9,46%	€8.500,50	7,32%	€19.485,68	16,78%	€135.585,68
	c. Bloque mayor a 3000 kWh cada kWh	€38,70	€3,66	9,46%	€2,83	7,32%	€6,50	16,78%	€45,20
<i>Por consumo de potencia (kWh)</i>									
	d. Bloque 0-8 kW cargo fijo	€46.912,72	€4.438,80	9,46%	€3.434,81	7,32%	€7.873,61	16,78%	€54.786,33
	e. Bloque mayor a 8 kW cada kW	€5.864,09	€554,85	9,46%	€429,35	7,32%	€984,20	16,78%	€6.848,29
<b>Tarifa T-MT Media Tensión</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	a. Energía Punta cada kWh	€51,22	€4,85	9,46%	€3,75	7,32%	€8,60	16,78%	€59,82
	b. Energía Valle cada kWh	€25,03	€2,37	9,46%	€1,83	7,32%	€4,20	16,78%	€29,23
	c. Energía Noche cada kWh	€17,07	€1,62	9,46%	€1,25	7,32%	€2,86	16,78%	€19,93
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>									
	d. Potencia Punta cada kW	€9.014,69	€852,95	9,46%	€660,03	7,32%	€1.512,98	16,78%	€10.527,67
	e. Potencia Valle cada kW	€6.463,95	€611,61	9,46%	€473,27	7,32%	€1.084,88	16,78%	€7.548,83
	c. Potencia Noche cada kW	€4.421,98	€418,40	9,46%	€323,76	7,32%	€742,16	16,78%	€5.164,14
<b>Tarifa T-MTb Media Tensión b</b>									
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>									
	a. Energía Punta cada kWh	€104,61	€9,90	9,46%	€7,66	7,32%	€17,56	16,78%	€122,17
	b. Energía Valle cada kWh	€35,94	€3,40	9,46%	€2,63	7,32%	€6,03	16,78%	€41,97
	c. Energía Noche cada kWh	€23,08	€2,18	9,46%	€1,69	7,32%	€3,87	16,78%	€26,95
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>									
	d. Potencia Punta cada kW	€3.072,38	€290,70	9,46%	€224,95	7,32%	€515,65	16,78%	€3.588,03
	e. Potencia Valle cada kW	€2.144,82	€202,94	9,46%	€157,04	7,32%	€359,98	16,78%	€2.504,80
	c. Potencia Noche cada kW	€1.374,45	€130,05	9,46%	€100,63	7,32%	€230,68	16,78%	€1.605,13

\* Precios sin combustibles, resolución RE-128-IE-2020

## **2. Análisis de la solicitud**

*En esta petición de ajuste ordinario, JASEC incorporó la liquidación del periodo 2019, la cual tendría un efecto sobre los ingresos del periodo que va del 1 abril 2021 hasta el 30 junio 2022, considerando la solicitud de JASEC para recuperar esa liquidación en un lapso de 15 meses.*

*Dentro de los aspectos relevantes, tenemos que en la liquidación de 2019, un ajuste incluido por el petente por ¢1 045 millones del año 2017 que no corresponde según lo dispuesto por medio de la resolución RE-030-IE-2019; un ajuste adicional incluido por JASEC en la liquidación del 2019, relacionado con la liquidación del periodo 2017 por un monto de ¢1 103,53, cuando lo que correspondía aplicar era sólo ¢ 367,84 millones y se estaba incluyendo todo el monto para el 2019 originando una diferencia menor a la solicitada por la empresa por un monto de ¢735.7 millones.*

*En las compras de energía al ICE según los registros de la IE las compras son mayores en ¢496.7 millones. El petente incluyó en la sección del estado de resultados de la liquidación en las compras de energía un rubro por ¢ 1822,34 millones, denominado "Liquidación Etapa de Generación", cuya valoración no corresponde ser valorado en este expediente referido al sistema de distribución.*

*En los gastos el petente incluyó un monto por ¢ 613,43 millones por concepto de "Intereses por pago atrasado al ICE", cuyo reconocimiento no procede dado le marco regulatorio aplicable, considerando que se trata de obligaciones derivadas de decisiones tomadas por la empresa, cuyos efectos no pueden ser trasladados a los usuarios.*

*En cuanto a los años 2021 y 2022 las principales diferencias son:*

- ✓ La estimación de las ventas por un monto ¢3 700.24 millones y un monto ¢3 828.54 millones menores a lo solicitado por el petente, respectivamente.*
- ✓ El monto de la liquidación con monto ¢719.13 millones y ¢739,12 millones, menores a los solicitado por el petente, respectivamente.*
- ✓ La estimación en la tarifa de servicio de generación (compras) por un monto de ¢1 667,29 millones y ¢ 3 017,10 millones, son menores a los solicitado por el petente, respectivamente.*
- ✓ En cuanto a los gastos los más significativos son los siguientes: gastos administrativos por un monto de ¢152,4 millones y ¢176,2 millones son menores a los solicitados por el petente, respectivamente y el cálculo del IVA por un monto también menor a lo solicitado por la empresa de ¢174,2 millones y ¢176,2 millones respectivamente.*

### a. **Parámetros utilizados**

En el siguiente cuadro resumen se puede observar el comportamiento de los índices de inflación (interno y externo) y el porcentaje de depreciación del colón respecto al dólar para los últimos años reales 2019, 2020 y las proyecciones para el 2021, 2022 y 2023.

**Cuadro N° 2**  
**Parámetros Económicos**

INDICES	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Variaciones según ARESEP (al final del año)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	1,52%	0,89%	1,30%	1,20%	1,20%
Inflación Externa (IPC-USA)	2,29%	1,36%	1,60%	1,70%	1,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	-5,38%	6,59%	0,95%	0,00%	0,00%
<b>Variaciones según ARESEP (promedio anual)</b>					
Inflación interna (IPC-CR)	2,10%	0,72%	1,45%	1,21%	1,20%
Inflación Externa (IPC-USA)	1,81%	1,23%	1,66%	1,51%	1,70%
Depreciación (¢/U.S.\$)	1,77%	-0,36%	4,58%	0,00%	0,00%
<b>Notas:</b> Los datos de 2021, 2022 y 2023 son estimaciones. Las variaciones se calculan a finales de año (diciembre) o como variación de los promedios anuales de los respectivos índices.					

Los parámetros o indicadores económicos utilizados en este informe son los siguientes:

Índice de Precios al Consumidor (IPC): se parte del último valor del IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), disponible al día de la audiencia pública. Este valor corresponde a 100,18<sup>1</sup> para el mes de enero de 2021. Considerando las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Programa Macroeconómico 2021-2022 (1,30% para el 2021 y 1,20% para el 2022), tal y como lo indica la metodología vigente en el apartado “Índice de actualización local” de la sección 3.1.1, se estimó el valor del IPC para los meses faltantes del 2021, así como para los años 2022 y 2023<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> El INEC realizó el cambio de base del IPC, pasando de junio de 2015 a diciembre de 2020. La serie de valores anteriores fue reajustada a partir de dicho cambio.

<sup>2</sup> Las proyecciones de inflación del BCCR en el Programa Macroeconómico incluyen 2021 y 2022. Para el 2023 se asume la misma inflación proyectada para el 2022, considerando que este indicador se ha mantenido por debajo de la meta de inflación en los últimos años.

**Cuadro N° 3.**  
**Índice de Precios al Consumidor (IPC), base diciembre 2020**

<b>MES / AÑO</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Enero	99,2	100,2	101,4	102,6
Febrero	99,5	100,3	101,5	102,7
Marzo	99,5	100,4	101,6	102,8
Abril	99,0	100,5	101,7	102,9
Mayo	98,9	100,6	101,8	103,0
Junio	98,9	100,7	101,9	103,1
Julio	99,1	100,8	102,0	103,2
Agosto	99,1	100,9	102,1	103,3
Setiembre	99,4	101,0	102,2	103,4
Octubre	99,5	101,1	102,3	103,5
Noviembre	99,5	101,2	102,4	103,6
Diciembre	100,0	101,3	102,5	103,7
<i>Promedio Anual</i>	99,3	100,7	102,0	103,2
<i>Variación Anual (Dic.-Dic.)</i>	0,89%	1,30%	1,20%	1,20%
<i>Variación Promedio Anual</i>	0,72%	1,45%	1,21%	1,20%

*Nota: datos estimados de febrero de 2021 a diciembre de 2023.*

*Fuente: elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.*

*Tipo de cambio de referencia estimado:* se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible al día de la audiencia pública, del tipo de cambio de referencia publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son 608,38 para la compra y 615,28 para la venta.

*Tipo de cambio del sector público no bancario estimado:* se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible, del tipo de cambio del sector público no bancario publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son ¢612,74 para la compra y ¢613,36 para la venta.

*Otros indicadores:* de acuerdo con la metodología vigente, otras variables son las siguientes:

- *Tcc:* tipo de cambio de compra para el Sector Público No Bancario, calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2020 es de ¢586,25.
- *Tcv<sub>t</sub>:* tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual

se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2020 es de ¢588,34.

La información base se puede consultar en las siguientes direcciones electrónicas:

- IPC: <http://inec.cr/economia/indice-de-precios-al-consumidor>
- CPI-U: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>
- ESTIMACIÓN INFLACIÓN ESTADOS UNIDOS:  
<https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/2020-06-mpr-part3.htm>
- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR:  
[https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPolíticaMonetariaInflación/Programa\\_Macroeconomico\\_2021-2022.pdf](https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPolíticaMonetariaInflación/Programa_Macroeconomico_2021-2022.pdf)
- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:  
<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>
- TIPO DE CAMBIO SECTOR PÚBLICO NO BANCARIO:  
<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20743>

Los datos y cálculos se encuentran adjuntos en el archivo zip anexo.

## **b. Análisis del mercado**

### **i. Mercado presentado por JASEC:**

Conforme a la metodología tarifaria vigente, la Intendencia de Energía (IE) procedió a evaluar las variables que integran el estudio de mercado del servicio de distribución presentado por la empresa JASEC. Los aspectos más importantes del análisis realizado se detallan seguidamente:

1. Inicialmente JASEC solicita un aumento promedio del 16,78% para 2021 (abril a diciembre), 8,72% para el primer semestre del 2022 y de -0,74% para el segundo semestre del 2022. La petición se sustenta en un ajuste similar para las tarifas vigentes Residencial (T-RE), Tarifa Industrial (T-IN), Tarifa Comercios y Servicios (T-CO), preferencial de carácter social (T-CS), Tarifa Media Tensión (T-MT) y Tarifa Media Tensión b (T-MTb). Con el ajuste

*tarifario propuesto se pretende dar recursos a necesidades de operación e inversión que requiere el servicio, además recuperar el nivel de rédito de desarrollo, el cual es requerido para realizar inversión y mantenimiento del servicio eléctrico.*

- 2. En lo que respecta a la estructura tarifaria, JASEC no solicita ningún ajuste en materia de modernización tarifaria.*
- 3. JASEC estima las ventas de energía con datos reales a agosto 2020. La proyección de las ventas de energía se efectúa con la base de datos de facturación por bloques de consumo, la cual está detallada por el mercado de cada tarifa en forma mensual, compuesta por los siguientes rubros: kwh y kw (si corresponde), Importes (kwh y kw, si corresponde), cantidades de abonados, consumos y precios promedios, cifras que se presentan en detalle mensual y anual por bloques de consumo para cada Tarifa. Se presenta análisis del comportamiento de las ventas de energía durante el periodo enero 2019 – agosto 2020 para proyectarlo para el período setiembre 2020 - diciembre 2022.*
- 4. Para el periodo de proyección (setiembre 2020 - diciembre 2022.), se estima un nivel de crecimiento explicado principalmente por el crecimiento del sector residencial que conforme han avanzado el periodo de pandemia (desde marzo hasta el día de hoy), con la suspensión de clases y la implementación de teletrabajo, se ha obtenido un crecimiento en el consumo residencial en niveles de hasta 4%. JASEC afirma que esta situación ha implicado que las proyecciones se basen en tratar de recuperar el nivel de consumos que se venta presentando en el periodo 2019, por lo que se utiliza como propuesta “recuperar niveles de consumo 2019 a mediados del año 2021”, además de reconocer que las actividades presenciales (educación principalmente) se vayan retomando con normalidad desde inicios del 2021.*
- 5. Con la información anterior, JASEC proyecta una venta total para el servicio de distribución eléctrica de 606,3 GWh y 616,5 GWh para los años 2021 y 2022 respectivamente.*
- 6. Las ventas en colones de cada sector son el producto de multiplicar el total de KWh a vender por el precio medio de venta de cada kWh. Este*

*procedimiento se aplica para cada tipo de tarifa. Con esto JASEC proyecta que su sistema de distribución obtendrá ₡44 013 millones de colones para el año 2021, y para el 2022 esperan ingresos cercanos a los ₡50 563, todos estos montos con el ingreso del servicio de alumbrado público incorporado.*

- 7. El porcentaje de pérdidas del sector distribución estimado para la empresa es de 9,02% para el trienio.*
- 8. Sobre la producción esperada de las plantas propias, es decir las compras al sistema de generación de JASEC se estima en 175,4 GWh para el 2021, para el año 2022 la producción será de 205,5 GWh.*
- 9. Con esto JASEC proyecta que su sistema de distribución deberá pagar a su propio sistema de generación un monto de ₡10 947 millones de colones para el año 2021, y para el 2022 se espera este cercano a los ₡11 593,2 millones (mayor detalle en el estudio paralelo del sistema de generación ET-086-2020).*
- 10. La diferencia entre la energía requerida para cumplir con la demanda de la empresa distribuidora y su propia generación es cubierta por las compras de energía al ICE. Así las compras estimadas serán de 490,15 y 471,22 GWh para 2021 y 2022 respectivamente.*
- 11. En cuanto a la transmisión de energía calculan un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). Para JASEC el gasto para el pago de peaje serán ₡6 583 millones y ₡6 449 millones de colones para el año 2021, y para el 2022 respectivamente.*
- 12. Una vez determinada las unidades de energía, potencia y transmisión que deben adquirir del ICE, se les aplica la tarifa T-SD (de compra al ICE) y tarifa de transmisión en los pliegos tarifarios sin Costo Variable del Combustible, para determinar, en valores económicos, las compras a realizar al ICE.*
- 13. Para JASEC el gasto por compra de energía, potencia y peaje al ICE-Generación e ICE-Transmisión tomará valores de ₡26 984,8 millones para 2021 y de ₡28 653,7 millones para 2022.*

14. Además JASEC presenta una liquidación del año 2018. 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 y transmisión del ICE y a su propio sistema de generación, así como las ventas del sistema de distribución.

15. Considerando los ingresos vigentes estimados, y los montos del gasto y utilidad, JASEC propone una estructura tarifaria que pretende regir a partir del primero de abril del 2021 y la cual permitirá a la empresa alcanzar ingresos por  $\text{¢}48\,957,6$  millones durante 2021;  $\text{¢}51\,873,2$  millones para 2022

**ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE) y comparación con resultados de JASEC**

Como parte del análisis realizado por la IE, se procedió a realizar el análisis de las variables que dan sustento al estudio de mercado del servicio de distribución presentado por JASEC. Los aspectos más sobresalientes se detallan a continuación:

1. La Intendencia de Energía actualizó la información real a enero de 2021, esto implica 5 meses más de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep, lo cual explica parte de las diferencias entre el mercado presentado por JASEC y el elaborado por la IE.
2. Al realizar las estimaciones del sistema de distribución de JASEC, la IE ha empleado 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 tipos de tarifa. 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. Con esta metodología se proyectan los abonados por tipo de tarifa. La cantidad de abonados totales que estima Aresep difieren a las esperadas por JASEC en su solicitud en 0,1% para 2021; la IE estima un promedio mensual de abonados cercanos a 103 074.

3. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen del producto de los abonados proyectados y del consumo promedio mensual estimado por abonado y por tipo de tarifa. A la vez, este promedio de consumo se obtiene por tipo de tarifa como el promedio de los últimos dos años. De esta forma se estiman las siguientes ventas en unidades físicas para 2021 y 2022:

**Cuadro N° 4**  
**Sistema de distribución, JASEC: estimación de ventas anuales de energía,**  
**abonados directos y comparativo entre estimaciones Aresep-JASEC.**  
**2021 - 2022**

Aspecto	Proyección Aresep		Diferencia con proyección de JASEC (%) (**)	
	2021	2022	2021	2022
<b>Abonados</b>	103 074	105 792	0,3%	0,2%
<b>Ventas en (GWh) (*)</b>	614,5	618,0	-1.3%	-0,2%

\* / incluye ventas a alumbrado público

\*\* / Diferencia con referencia a la estimación de Aresep

Fuente: Intendencia de Energía

El detalle de las ventas esperadas, tanto en unidades físicas como monetarias, así como su desagregación por tipo de tarifa, se presenta en el Anexo 1.

4. Para el cálculo de los ingresos, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada para el año 2019 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó el pliego tarifario establecido por medio de la resolución RE-0128-IE-2020, publicada en la Gaceta 295, Alcance 332 del 17 de diciembre de 2020.

Con esto estima un ingreso para el sistema de distribución de ¢44 620 millones en 2021, para el año 2022 el ingreso sería de ¢51 041 millones, en todos ellos se consideran los ingresos por la venta al sistema de alumbrado público.

En comparación al ingreso con tarifas vigentes esperado por JASEC las diferencias son cercanas al 1% en todos los años.

5. *Con respecto a los gastos que debe asumir JASEC para adquirir la energía eléctrica, deben analizarse 3 aspectos básicos: las compras de energía que cancelan a su sistema de generación, las compras de energía y potencia que realizan a el ICE-Generación y el pago por concepto de peaje de energía al sistema de transmisión también del ICE.*

*Sobre la información de las compras de energía al sistema generación de JASEC la información puntual se encuentra detallado en el informe paralelo del sistema de generación JASEC (ET-076-2019). El monto aprobado para compras al sistema de generación de JASEC se espera que en 2021 sea de ¢8 140,1 millones, mientras que para el año 2022 sería de ¢8 576,1 millones.*

*Para JASEC-distribución el costo de compra al sistema de generación propia se mantiene inferior al costo de compra al ICE, por lo que no aplica un ajuste en este sentido.*

6. *Para definir las unidades físicas que se espera compre JASEC–Distribución a el ICE primero debemos determinar la disponibilidad de energía eléctrica que requiere el sistema para hacer frente a la demanda durante el periodo de interés. La disponibilidad se calcula con las ventas esperadas de energía por mes (las cuales se expusieron en líneas superiores) más el porcentaje de pérdida del sistema de distribución. La Intendencia de Energía utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 8,4% que es el promedio de la industria para los últimos dos años. Este valor es inferior al utilizado por JASEC para el periodo de análisis. Este supuesto también influye de forma directa en las proyecciones que realiza Aresep y en las diferencias que estas proyecciones tienen respecto a la propuesta de JASEC.*
7. *Con esto se estima la disponibilidad de energía requerida por JASEC para cubrir su demanda en 670,8 GWh para el 2021, y en 674,7 GWh para el 2022.*
8. *Con la disponibilidad de energía y las compras a JASEC-Generación (producción propia) se proyectan las compras de energía al ICE, por medio de la diferencia. Con estos términos la IE proyectó para 2021 compras al ICE-Generación por 500,8 GWh y para el 2022 de 479,4 GWh.*

9. Dada esta proyección de unidades físicas se estima un pago al ICE-Generación por concepto de pago de energía y potencia de ¢21 594,2 millones para 2021, y cercanos a los ¢22 777 millones para 202. Para esta estimación de ingreso, la IE utilizó los mismos precios del estudio presentado por JASEC.

10. Con respecto al pago por concepto de peaje de la transmisión se calcularon las unidades físicas a través de un porcentaje de kWh sujetos de peaje por mes (se exceptúa de este pago lo producido por las plantas propias, siempre que para su trasiego no utilicen las subestaciones del ICE). De esta forma se estima la energía trasegada y que paga peaje en el periodo 2020 y 2021 en la siguiente secuencia anual: 584,4 GWh; y 569,4 GWh.

11. Considerando las unidades físicas comprometidas al pago de transmisión la IE estima este importe en ¢6 601 millones para 2021 y ¢6 542 millones para 2022. Para el gasto por transmisión la IE utiliza el mismo pliego utilizado por JASEC. Las diferencias son cercanas al 0%.

12. Respecto a la liquidación presentada por JASEC para el año 2019, la Intendencia de Energía verifica y mediante registros de la RIE-089-2016, aprueba siguientes montos:

- Ingreso por ventas: ¢47 312,16 millones (incluye AP)
- Compra de energía al ICE: ¢34 702,7 millones (incluye energía, potencia y peaje)
- Compra de energía a JASEC-Generación: ¢8 257,3 millones

La integración de los montos anteriores a las evaluaciones financieras y de inversiones genera una liquidación del año 2019 de ¢3 951,15 millones, como ingresos faltantes al distribuidor y que se deben reconocer mediante ajuste tarifario, en un periodo de 15 meses, desde abril 2021 a junio de 2022.

13. Con base en las estimaciones de la IE se propone un ajuste en la estructura de costos sin CVG del sistema de distribución de JASEC conforme el siguiente desglose:

+ 8,29% de abril a diciembre del 2021

- 1,82% de enero a junio del 2022
- 8,03% de julio a diciembre de 2022

Todos estos ajustes recaen sobre el precio vigente del año respectivo.

14. Con esta modificación se estima que JASEC en su servicio de distribución alcance ingresos con la estructura de costos sin CVG tal como lo evidencia el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 5**  
**Sistema de distribución, JASEC: estimación de ventas anuales de energía a los abonados directos ingresos vigentes y propuestos por la IE (\*)**  
**2021 – 2022**

AÑO	VENTAS GWh	ING.VIG (millones ¢)	ING.PROP (millones ¢)
<b>2021</b>	<b>614,5</b>	<b>44 620,4</b>	<b>47 375,2</b>
<b>2022</b>	<b>618,0</b>	<b>51 041,1</b>	<b>48 552,7</b>

\*\_/Incluye alumbrado público

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía

Los principales resultados de las estimaciones efectuadas por la Intendencia de Energía se presentan en los cuadros de los anexos 1 y 2.

15. Lo anterior modifica el precio promedio de ventas de energía de ¢72,6 a ¢77,1. Esto para el año 2021.

### **c. Análisis de inversiones**

Uno de los aspectos relevantes a considerar dentro del análisis de un estudio tarifario, es lo relativo al análisis de la propuesta de inversiones, las adiciones y el retiro de activos, asociados con el Sistema de Distribución Eléctrica de JASEC, por el efecto que tiene sobre la base tarifaria y el cálculo de otras variables relacionadas. Dicho ejercicio está subordinado a la información aportada por la empresa distribuidora, según consta en el folio 62 del expediente tarifario.

A continuación, se presenta un resumen del “Análisis de las inversiones para el servicio de distribución de energía eléctrica según solicitud tarifaria presentada por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago”, visible en la carpeta 4 del Anexo 07 y su respectiva hoja de cálculo en formato electrónico

denominada CFT-RAA-JASEC-DX-ET-087-2020+Liq2019-20210304 rev Idga-0308.

*i. Capacidad de Ejecución*

El porcentaje promedio de ejecución de un 55,06 %, resultado que advierte debilidades en la capacidad de gestionar las inversiones según lo planificado. Lo anterior tiene implicaciones regulatorias, considerando que la empresa al momento de presentar su petición justifica el desarrollo de los proyectos argumento su importancia para garantizar la disponibilidad operativa del sistema de distribución, mantener su vida útil e incidir directamente en los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio.

El siguiente cuadro muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo establecido en la metodología, en donde se puede observar el porcentaje de ejecución por cada año y el promedio del periodo.

**Cuadro N° 6**  
**Porcentaje de Ejecución para el Sistema de Distribución**  
**2015-2019**

<b>Año</b>	<b>Monto ARESEP (millones de colones)</b>	<b>Monto JASEC (millones de colones)</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Porcentaje de ejecución ajustado</b>
2015	4 167,71	2 684,27	64,41%	
2016	3 773,28	1 322,41	35,05%	
2017	1 928,69	1 629,00	84,46%	
2018	5 627,20	1 509,74	26,83%	
2019	3 031,53	1 957,73	64,58%	
<b>Promedio</b>			<b>55,06%</b>	<b>55,06%</b>

*\*Nota JASEC: Se debe indicar la referencia de los documentos del cual se obtienen los datos de porcentaje histórico de ejecución. Y se debe adjuntar informe de ejecución y su hoja de cálculo según estudio técnico 1771-IE-2015/105061, Estudio Tarifario ET-056-2015, 1319-IE-2016/137234, ET-042-2016, Et-034-2017 y el estudio N°.ET-062-2018*

*Fuente: Carpeta digital ET-087-2020\ET Distribución\04.Plan de Inversiones 2020-2022Inversiones\4.1 Índices porcentajes de Ejecución Dis\ PI\_04\_INDICES Distr, Folio 62*

*ii. Adiciones y retiros a incorporar en cálculo tarifario*

Como el objeto del informe de inversiones es presentar los resultados y conclusiones del análisis realizado al programa de inversiones, adición de activos y liquidación presentado por JASEC para el sistema de distribución de energía eléctrica, se puede indicar que, en términos generales, las inversiones pretendidas por la empresa eléctrica tienden a garantizar la calidad y continuidad del servicio, mantener su cobertura según la estimación de estas consideradas en el plan de mantenimiento junto con la circunspección de los recursos económicos disponibles.

En ese sentido, para el periodo de análisis, la propuesta de adiciones y retiros señalados por JASEC es la siguiente:

**Cuadro N° 7**  
**Sistema de Distribución**  
**Propuesta JASEC de Adiciones**  
**(Millones de Colones)**

<b>Rubro</b>			
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<i>Macroinversiones</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Microinversiones</i>	1 552,93	720,33	622,89
<i>Planta General</i>	260,12	69,42	48,71
<b>Adiciones totales</b>	<b>1 813,05</b>	<b>789,75</b>	<b>671,60</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

De acuerdo con la metodología vigente, una vez analizada la información aportada por JASEC, actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio, la inflación externa e interna y la aplicación del porcentaje de ejecución, se muestra en el siguiente cuadro la propuesta de adiciones y retiros, estimados por la IE:

**Cuadro N° 8**  
**Sistema de Distribución**  
**Propuesta ARESEP Retiros**  
**(Millones de Colones)**

<b>Rubro</b>			
	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<i>Macroinversiones</i>	0,00	0,00	0,00
<i>Microinversiones</i>	841,90	385,89	331,43
<i>Planta General</i>	141,92	37,25	25,97
<b>Adiciones totales</b>	<b>982,82</b>	<b>423,14</b>	<b>357,40</b>
<b>Retiros totales</b>	<b>675,61</b>	<b>275,88</b>	<b>266,33</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.*

Las principales diferencias en las adiciones, respecto a lo solicitado por la empresa, se deben a la baja capacidad de ejecución de obra y en menor grado a la actualización de parámetros económicos ya indicados. En lo referente a retiros se determinaron de acuerdo con la información aportada por la empresa.

iii. Liquidación de adiciones correspondiente al periodo 2019:

De acuerdo con lo indicado por la JASEC, la solicitud liquidación tarifaria del periodo 2019, tiene la pretensión de que se le reconozcan los diferenciales por inversiones y gastos operativos, así como la venta de energía en este servicio.

A raíz de lo anterior, se presenta a continuación el cuadro resumen con la liquidación de adiciones y de retiros realizadas y justificadas por JASEC, relativo al sistema de distribución eléctrica.

Lo anterior se puede cotejar en las siguientes carpetas digitales:

Carpeta digital ET-087-2020\ET Distribución\09. Liquidación período ant\9.2 liquidación de Inversiones\PI-11 Liquidación Distr, Folio 62,

Carpeta digital ET-087-2020\ET Distribución\09. Liquidación período ant\9.2 liquidación de Inversiones\PI-11 Liquidación Distr, Folio 62

**Cuadro N° 9**

<b>Junta Administrativa del Servicios Eléctrico de Cartago</b> <b>Sistema de Distribución Eléctrica</b> <b>LIQUIDACIÓN DE ADICIONES</b> <b>Periodo 2019</b>			
<b>Concepto</b>	<b>Aprobado por ARESEP</b>	<b>Ejecución Real</b>	<b>Diferencia</b>
<b>Macro inversión</b>	-	-	-
<b>Micro inversión</b>	2 448,90	1 466,14	(982,76)
<b>Planta General Distribución</b>	423,60	297,90	(125,70)
<b>Planta General Corporativa</b>	157,27	193,69	36,42
<b>TOTAL</b>	<b>3 029,77</b>	<b>1 957,73</b>	<b>(1072,04)</b>
<b>LIQUIDACIÓN DE RETIROS</b>			
<b>Concepto</b>	<b>Aprobado por ARESEP</b>	<b>Ejecución Real</b>	<b>Diferencia</b>
<b>Macro inversión</b>	-	-	-
<b>Micro inversión</b>	640,46	288,90	(351,56)
<b>Planta General Distribución</b>	8,74	6,86	(1,88)
<b>Planta General Corporativa</b>	12,72	1,64	(11,08)
<b>TOTAL</b>	<b>661,92</b>	<b>297,40</b>	<b>(364,52)</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

iv. *Circunspecciones significativas*

- a. *Existe una sub - ejecución de inversiones en las cuentas asociadas con la distribución electricidad, lo cual pone en peligro la oportunidad, continuidad y calidad de la prestación del suministro eléctrico por la falta de oportuna inversión.*
- b. *Como parte del proceso de adición y liquidación, la JASEC debe presentar las justificaciones de la subejecución, de las obras proyectadas, así como el destino o uso del presupuesto, cuando los montos de inversión no sean utilizados en obras de distribución eléctricas.*
- c. *Debe la JASEC realizar un esfuerzo por mejorar el promedio de ejecución de obras al menos de un 85 %, tal que sea concordante con las buenas prácticas de ejecución de proyectos, y en correspondencia con las justificaciones aportadas, tal que demuestre un compromiso con la calidad y continuidad del servicio de distribución eléctrica.*

**d. Retribución de Capital**

*A continuación, se muestra el cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo para el servicio de distribución de electricidad.*

*De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la tasa  $R_k$  se obtiene mediante el método del costo promedio ponderado de capital según la siguiente ecuación:*

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A}$$

*En donde:*

- $R_k$  = *tasa de rédito para el desarrollo.*
- $r_d$  = *costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.*
- $ti$  = *tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Aresep.*

*VD = valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.*

*VCP = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado.*

*A = VD+VCP.*

*k<sub>e</sub> = costo del capital propio.*

*Por su parte, el costo del capital propio (k<sub>e</sub>) se obtiene mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) según la siguiente fórmula:*

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$

*En donde:*

*k<sub>e</sub> = costo del capital propio.*

*k<sub>l</sub> = tasa libre de riesgo.*

*β<sub>a</sub> = beta apalancada de la inversión.*

*PR = prima por riesgo.*

*El coeficiente beta apalancada corresponde a un ajuste de la beta desapalancada según la siguiente ecuación:*

$$\beta_a = \beta_d * \left[ 1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right]$$

*En donde:*

**Cuadro N° 10**  
**Coeficiente beta desapalancada**

<b>INDUSTRIA</b>	<b>BETA DESAPALANCADO</b>
<i>Utility (General) publicado en enero 2017</i>	<i>0,2496</i>
<i>Utility (General) publicado en enero 2018</i>	<i>0,1942</i>
<i>Utility (General) publicado en enero 2019</i>	<i>0,1777</i>
<i>Utility (General) publicado en enero 2020</i>	<i>0,1933</i>
<i>Utility (General) publicado en enero 2021</i>	<i>0,4787</i>
<b>PROMEDIO</b>	<b>0,2587</b>

*Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran*

Coeficiente beta apalancada ( $\beta_a$ ): se considera una tasa impositiva ( $t_i$ ) de cero, como lo señala la metodología vigente. En cuanto a la variable VD, se consideró un monto de 4 853,86 millones de colones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. En cuanto a la variable VCP, se consideró un monto de 27 329,36 millones de colones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de distribución del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. A partir de lo anterior, se obtiene una relación deuda-capital propio de 0,18 con lo cual la beta apalancada corresponde **0,3047**.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York<sup>3</sup>, correspondiente a la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia pública. El promedio obtenido es de **5,33%**.

**Cuadro N° 11**  
**Prima por riesgo**

<b>AÑO</b>	<b>PRIMA POR RIESGO</b>
2016	5,69%
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,33%</b>

Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.

Con base en la información anterior, a partir del modelo CAPM y en estricto apego a la metodología vigente, el costo del capital propio ( $k_e$ ) corresponde a **3,65%**.

<sup>3</sup> <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/implprem/>

**Cuadro N° 12**  
**Costo del capital propio**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$k_l$	Tasa libre de riesgo	2,02%
$\beta_a$	Coefficiente beta apalancada	0,3047
PR	Prima por riesgo	5,33%
$k_e$	<b>Costo del capital propio</b> <b><math>k_e = k_l + \beta_a * PR</math></b>	<b>3,65%</b>

Fuente: Intendencia de Energía.

La tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente de la siguiente manera:

Costo del endeudamiento ( $r_d$ ): se utilizó la tasa de interés ponderada de las deudas con costo de JASEC, considerando sólo los saldos de las deudas contempladas en el último período contable disponible<sup>4</sup> (estados financieros a agosto de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **9,61%**.

Con base en la información anterior, a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, la tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) corresponde a **4,55%**.

**Cuadro N° 13**  
**Tasa de rédito para el desarrollo**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$r_d$	Costo del endeudamiento	9,61%
$t_i$	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (millones de colones)	4 854
VCP	Valor del capital propio (millones de colones)	27 329
A	VC+VCP (millones de colones)	32 183
$k_e$	Costo del capital propio	3,65%
$R_k$	<b>Tasa de rédito para el desarrollo</b> <b><math>R_k = r_d * (1 - t_i) * VD/A + k_e * VCP/A</math></b>	<b>4,55%</b>

Fuente: Intendencia de Energía.

<sup>4</sup> Con respecto a las tasas de interés en diferentes monedas, para considerar una única divisa se utilizó la "Paridad de tasas de interés", la cual establece un mecanismo de conversión a partir del valor esperado o futuro del tipo de cambio. Al ser tasas de interés anuales y partiendo de la obligatoriedad de los prestadores de presentar al menos una solicitud de ajuste ordinario cada año (art. 30 Ley 7593), se consideró el último valor de expectativas de variación del tipo de cambio a doce meses disponible el día de la audiencia pública, publicado por el BCCR en:

<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20551>

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

$R_{kr}$  = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

$R_{k,v}$  = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

$R_{k,e}$  = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

$nm$  = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo de las tarifas vigentes corresponde a 4,58% y fue determinado en la resolución RE-0098-IE-2019. Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$R_{kr} = 4,58 + (4,55 - 4,58) * \frac{9}{12} = 4,55\%$$

Todos los cálculos realizados se encuentran en los anexo 07.

De acuerdo con la metodología vigente, cuando la fijación tarifaria corresponda a un periodo menor de un año, la rentabilidad se debe ajustarse. Este ajuste corresponde a un periodo de 9 meses, por lo que el rédito para el desarrollo ajustado corresponde a un 0,99% para el 2021 y 4,54% para el 2022.

#### **e. Base tarifaria**

Para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

- i. Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2019 correspondientes al sistema de distribución, donde se excluyen los activos totalmente depreciados.
- ii. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las calculadas según la resolución RIE-131-2015 del 14 de noviembre de 2015 y sus reformas, la resolución RE-0032-IE-2019 del 1 de abril de 2019 y RE-0093-IE-2019 del 29 de noviembre de 2019, que establecieron las tablas de vidas útiles a ser consideradas en el cálculo tarifario para el sector eléctrico petición tarifaria.

- iii. Las adiciones de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado c.ii.
- iv. Los retiros de activos detallados en el apartado c.ii del presente informe técnico.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 14**  
**Cálculo del AFNORP**  
**(Datos en millones de colones)**

	t	t+1	t+2	t+3
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
AFNOR Subtransmisión a Dic 2018	4.405,44	4.291,23	4.128,77	3.987,07
AFNOR Subtransmisión a Dic 201	114,53	111,07	104,66	98,25
AFNOR Distribución a partir Ene 2018	20.111,06	18.055,76	17.028,70	16.051,50
AFNOR Distribución a partir Ene 2019		111,07	104,66	98,25
AFNOR Administrativo para distribución	3.334,20	3.253,67	3.144,46	3.035,89
<b>Subtotal Anual (AFNOR)</b>	<b>27.965,23</b>	<b>25.822,81</b>	<b>24.511,26</b>	<b>23.270,97</b>
<b>Promedio (AFNOR)</b>		<b>26.894,02</b>	<b>25.167,03</b>	<b>23.891,11</b>

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia respecto a lo presentado por la empresa (visible en archivo electrónico “IE\_RE\_7746\_Calculo\_de\_Base\_Tarifaria Distribuc IE.xlsx” obedece:

- Las adiciones y retiros del año 2020, las adiciones y retiros incorporados por JASEC en el archivo “IE\_RE\_7746\_Calculo\_de\_Base\_Tarifaria Distribuc” para ese año, no corresponden con las adiciones remitidas en el apartado de inversiones, por lo que se crea una diferencia en adiciones para el año 2020 de ¢725,53 millones menos de las cifras reportadas por la empresa en el cálculo de la base tarifaria, diferencia que se arrastra para los años estimados (2021 ¢397,49 millones y 2022 ¢279,34 millones); en el caso de los retiros solo afecta el año 2020 por un monto de ¢448,18 de más. Al contar únicamente con justificación y respaldos para la información remitida en el análisis de inversiones, esa es la que se utiliza para el cálculo.

**i. Depreciación:**

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior es de:

**Cuadro N° 15**  
**Depreciación de los periodos 2021 y 2022**  
**(Datos millones de colones)**

<b>Descripción</b>	<b>Aresep</b>	
	<b>2021</b>	<b>2022</b>
<i>Amortización Activos Intangibles</i>	122,42	93,94
<i>Depreciación de Activos - Distribución</i>	1.035,88	1.043,69
<i>Depreciación de Activos - Administrativos y Generales</i>	84,19	83,53
<b>Total anual</b>	<b>1 242,49</b>	<b>1304,70</b>

*Fuente: Elaboración propia.*

Como resultado de la aplicación de los criterios incluidos en el apartado anterior, el gasto por depreciación y la amortización de intangibles difiere de lo estimado por la empresa (visible en los archivos electrónicos “Depreciación Servicio Distribución IE.xlsx” y “Activos Intangibles p Distribuc-IE.xlsx”).

Para el caso de las partidas amortizables, JASEC estima la adquisición de varios software, cuya amortización significa ¢20,38 millones para el año 2020, ¢23,95 millones para el año 2021 y ¢34,30 millones para el año 2022, no obstante, esa empresa no incluye el mes de adquisición de cada uno, por lo que se mantiene el criterio utilizado para el cálculo del gasto de depreciación de reconocer para el año de compra del software solamente la mitad de su amortización. Al no disponer de la fecha de adquisición de las nuevas licencias se considera su amortización por la mitad del periodo, una vez se verifique la fecha de compra se ajustará en el proceso de liquidación de cada uno de los periodos.

Los cambios indicados en el cálculo de la base tarifaria afectan el cálculo del gasto de depreciación de lo estimado por la empresa (visible en el archivo “Base Tarifaria, Distribución IE”), en un monto de -¢74,4 millones y -¢4,6 millones para el año 2021 y 2022 respectivamente.

**ii. Capital de trabajo:**

De conformidad con la metodología tarifaria vigente, los siguientes son los cálculos del capital de trabajo correspondiente al periodo en análisis:

**Cuadro N° 16**  
**Capital de trabajo de los períodos 2021 y 2022**  
**Datos millones de colones**

<b>Rubro</b>	<b>Año 2021</b>	<b>Año 202</b>
<i>Periodo medio de cobro</i>	38,33 días	38,33 días
<i>Costos diarios</i>	¢6 396,58	¢6320,16
<i>Capital de trabajo total (CT)</i>	¢681,03	¢672,90
<i>Base tarifaria total (AFNORP + CT)</i>	¢25 848,06	¢24 564,01

El cálculo del capital de trabajo se puede visualizar en el archivo “bases-Capital de Trabajo IE”.

**f. Análisis financiero**

**i. Cálculo de la prorrata del Impuesto al Valor Agregado (IVA)**

JASEC remitió información para realizar el cálculo de la prorrata en el sistema de distribución incluyendo toda la información agregada de los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y las cuentas comunes (intangibles, administrativos y comerciales). Esta práctica de la empresa limita la posibilidad de realizar una separación que permita asignar el IVA que debe ser reconocido como gasto en cada sistema. Por lo tanto, por esta única vez, siendo que se trata de un gasto real, se adopta el criterio de incluir la totalidad de dicho gasto en el sistema de distribución, pero advirtiendo a empresa que en la siguiente petición tarifaria y para la liquidación correspondiente al periodo aquí estimado (años 2021 y 2022), JASEC deberá separar por sistema el cálculo del IVA que corresponde registrar como gasto.

Para tal efecto, la IE actualizó los datos a utilizar en dicho cálculo visibles en el archivo “para calculo IVA IE.xlsx” como ventas de energía, otros ingresos regulados, ventas al sistema de alumbrado público, compras al ICE y al sistema de generación, así como los costos estimados por la IE para todos los sistemas

y las inversiones determinadas por los técnicos de la IE tanto para el año 2021 y 2022 respectivamente.

Con esto se actualizo la prorrata tanto de ventas y compras según los porcentajes de participación establecidos por la JASEC (hoja de cálculo con nombre "Distribución\_Ventas-compras.xlsx" y la hoja "Distribución\_Formulario.xlsx". Dichos Datos se actualizaron y están visibles en los archivos de Excel con nombre "Formulario IVA suministro energía eléctrica\_2021 IE.xlsx" y en el "Formulario IVA suministro energía eléctrica\_2022 IE.xlsx", (anexo 7), donde se obtuvo un monto a reconocer por IVA de ¢911,0 millones y ¢868,0 millones para los años 2021 y 2022 respectivamente.

## **ii. Criterios regulatorios aplicados**

Los criterios utilizados por la Intendencia de Energía (IE) para estimar los costos y gastos tarifarios del servicio de generación para los años 2021 y 2022 son:

- El año base considerado es el 2019, las cifras reales se actualizaron al mes de agosto 2020 de conformidad con la información remitida por JASEC, por lo que para el año 2020 se consideran datos reales a ese mes y proyectados con la inflación esperada para ese año para los meses de setiembre a diciembre.
- Los indicadores de inflación y tipo de cambio utilizados en la estimación de costos y gastos para los años 2021, 2022 son los detallados en la sección 2.a., los cuales tienen una diferencia significativa con los utilizados por JASEC, así que por esta causa hay un impacto en la estimación de todos los rubros.
- Se verifican los datos incluidos en los formularios "IE\_RE\_7734\_Registro\_de\_Costos\_y\_Gastos\_Distribucion\_con\_base\_liquidacion.xlsx", "Gasto Operativo Etapa Distribución 2019-2020.xlsx", "Gasto Operativo Etapa Subtrans 2019-2020.xlsx", "Gasto Operativo Etapa Comercial 2019-2020.xlsx", "Gasto Operativo Etapa Administrac 2019-2020.xlsx" con sus respectivas cédulas y hojas de cálculo, de tal manera que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes. Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto a la inflación y los costos y gastos recurrentes

*que no hayan sido justificados en la petición tarifaria como necesarios para prestar el servicio se excluyen del cálculo.*

*En este contexto, conviene señalar, el procedimiento de JASEC para determinar sus gastos recurrentes y no recurrentes:*

- ✓ Para los gastos recurrentes la empresa refiere al total de gastos de un periodo, este se incrementa en la suma equivalente a gastos no recurrentes del año anterior.*
- ✓ Para los gastos no recurrentes la empresa refiere a la ejecución de gastos del año anterior, este lo señala con signo negativo, para que afecte el saldo final de la partida.*
- ✓ El saldo total corresponde a la sumatoria de estos rubros.*
- ✓ En el caso de las nuevas contrataciones, se incluyeron en una única columna, sin discriminar su pertinencia a gastos recurrentes o no recurrentes.*

*Al respecto, es necesario advertir que en diversas ocasiones, durante reuniones de trabajo sostenidas con los técnicos de la IE y JASEC, esta Intendencia ha informado a los funcionarios de JASEC sobre las limitaciones que implica el presentar los datos de esta manera; considerando que no refleja la ejecución de los gastos no recurrentes en el periodo que corresponden, por ejemplo, la columna de gastos no recurrentes del año 2021 debe reflejar el monto ejecutado de gastos de naturaleza no recurrente correspondientes a ese periodo, los cuales no tendrán impacto sobre periodos futuros.*

*Asimismo, en la columna de gastos recurrentes, esta debe reflejar el saldo de los gastos ejecutados de manera recurrente, es decir no debe tener ninguna afectación por las erogaciones no recurrentes. De esta manera se mostrarían los saldos recurrentes y no recurrentes propios de cada periodo.*

- *JASEC definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
  - El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*

- *Para el análisis de las partidas relevantes se valoraron las justificaciones y documentación de respaldo que presentó la empresa.*
- *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual es diferente a dicho indicador), si la empresa justificó adecuadamente dicha variación se considera el dato que indica la empresa.*
- *Se cotejan los datos de la cuenta de salarios con los reportes presentados a la Caja Costarricense de Seguro Social. En el caso de las partidas de “Personal” en los años 2021 y 2022 no tuvieron ajustes, debido a la referencia de la empresa de un crecimiento en remuneraciones del 0%.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente.*
- *Para asignar los costos y gastos comunes entre actividades y segregados de conformidad con la estructura de contabilidad regulatoria, se consideraron los conductores o drivers del petente.*
- *Las remuneraciones capitalizables al valor de los proyectos de inversión se excluyen del cálculo, ya que no forman parte de la estructura de gastos del periodo.*

**iii. Diferencias en el cálculo resultado del análisis de la información remitida por la empresa:**

**a) Liquidación del periodo 2019:**

*En el apartado 09 de la petición tarifaria, denominado “**liquidación del periodo anter**” específicamente el archivo “**Liquidación 2019, Distribución.xlsx**” se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2019 remitida por la empresa.*

*Según lo expuesto en las metodologías aplicables al sector se liquida el periodo anterior mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario, para este estudio en particular se procede a*

liquidar el año 2019, cuya tarifa se fijó mediante la RE-0012-IE-2019, del 1 de febrero de 2019<sup>5</sup>.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo 2019 hubo una subejecución de ¢3 951,15 millones (ver documento **“Liquidación 2019 Distribución IE.xlsx”**), correspondientes a -¢2 930,7 millones de ingresos (ITAz) y -¢3 598,72 millones de costos y gastos (GTAz) y ¢352.43 millones por de rédito (OV) otras variables, el monto de liquidación se diluye en 15 meses según lo solicitado por el petente quedando un monto de ¢ 2 370,69 millones para el periodo 01 de abril al 31 de diciembre de 2021 y ¢ 1 580,46 millones para el periodo 01 de enero al 30 de junio del 2022.

Las principales variaciones con respecto a lo solicitado por la empresa son:

- En el rubro de ingresos se debe a que la empresa incluyo un monto de un ajuste dentro de la liquidación del 2019 por ¢1 045,44 millones correspondientes a diferencial cambiario de la liquidación del periodo 2017 el mismo fue apelado por JASEC en dicha ocasión y se rechazó en la RE-030-IE-2019 del 27 de marzo de 2019, por lo que no aplica reconocer nada en esta liquidación;
- Otro rubro significativo incluido por la empresa corresponde a el ajuste de la liquidación del 2017 la cual se hizo en tres periodos (en su momento) y se estaba incluyendo todo el monto para el 2019 esto ocasionó una diferencia de ¢735.7 millones.
- Por los costos y gastos totales ajustados (GTAz), se destaca las compras reales que tiene la IE versus las que indica el petente, estas son mayores en ¢496.7 millones, el petente incluyo en la sección del estado de resultados de la liquidación en las compras de energía un rubro que nombro “Liquidación Etapa de Generación” lo cual no procede ya que esta se liquida en ese sistema y no tiene que afectar al sistema de distribución es un monto de ¢ 1 822.34 millones.
- En cuanto a los gastos la empresa incluye un gasto por “Intereses por pago atrasado al ICE” el cual no es reconocido por la IE debido a que no es de carácter regulatorio ya que la empresa debe velar por sus obligaciones y no debe cargarse la misma al usuario incumpliendo así el servicio al costo el monto es de ¢613.43 millones.
- No se pudo constatar la mano de obra capitalizada a inversiones por lo que se dejó la estimación del estudio anterior.
- Se reconoce el rédito, que se debe a lo explicado en subapartado de liquidación de ingresos, al haberse calculado una tarifa para los años

---

<sup>5</sup> ET-077-2019

2019, 2020 y 2021 los ingresos contemplados para cada año correspondieron a un promedio simple, y eso hace que el rédito contemplado en el año 2019 difiera con el rédito teórico calculado en ese momento (1,82% versus 3,46%), por lo que al utilizar los ingresos realmente estimados para ese año en la liquidación se crea un faltante solo por ese rubro de ₡352,43.

- **Liquidación de ingresos y compras de energía: Jorge debe enviarlo**

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 propio y al sistema de Generación del ICE, al sistema de transmisión del ICE y las ventas del mismo sistema de distribución. La liquidación se realiza para el periodo 2019.

Tal y como se muestra en el cuadro inferior, al liquidar las compras al ICE generación, estas ofrecen una diferencia considerable entre lo real y lo estimado, lo cual es recompensado, casi en el mismo nivel por la baja compra a su propio sistema, producto de una menor producción de sus centrales eléctricas.

Por su parte a nivel de ingresos de distribución, las diferencias entre la estimación inicial y el monto real es cercano al 0%. En ambos conceptos de la liquidación (gasto e ingreso), no hay diferencia de peso con respecto a la estimación de JASEC.

El monto final a reconocer en el ajuste tarifario es de ₡1 074,4 millones de colones tal como se detalla a continuación:

**Cuadro No. 17**  
**JASEC-Sistema de distribución: Diferencias entre proyección e**  
**información real de conceptos de interés, 2019**  
*Datos en unidades físicas y monetarias.*

<b>Concepto</b>	<b>Proyección<sup>1/</sup></b>	<b>Real <sup>2/</sup></b>	<b>Diferencia</b>
Compra a ICE-Generación (GWh)	440.3	514.6	74.3
Compra a ICE-Generación (Millones de colones)	23 707.6	27 408.1	3 700.5
Compra a ICE-transmisión (GWh)	536.6	587.9	51.3
Compra a ICE-transmisión (Millones de colones)	6 476.6	7 294.6	818.0
Compra a JASEC-Generación (GWh)	224.4	149.8	-74.6
Compra a JASEC-Generación (Millones de colones)	11 743.0	8 257.3	-3 485.7
Ventas del sistema de Distribución (GWh)	610.7	575.8	34.9
Ventas del sistema de Distribución (Millones de colones)	47 353.8	47 312.2	41.6
<b>Liquidación (millones de colones)</b>			<b>1 074.4</b>

*1/ Proyecciones del último estudio vigente en RE-0012-IE-2019  
2/ Información real y proyectada de enero-diciembre 2019  
Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía y JASEC*

*Respecto a la liquidación del periodo 2017, es importante aclarar que si bien a JASEC-Distribución se le reconoció un diferencial de ¢1 103,53 millones mediante un aumento tarifario, es un efecto que ajustó las tarifas de un periodo trianual (2019 a 2022), según la Resolución RE-0012-IE-2019. Es decir que la tarifa establecida para el año 2019 estuvo diseñada para captar una tercera parte de esta liquidación y no la totalidad de la misma como lo pretende JASEC en su estudio tarifario.*

*De tal forma que el monto a incluir en la liquidación 2019 por concepto de liquidación 2017 es de ¢367,84*

*Esta liquidación 2019, se incluirá en el estado de resultados del periodo 2021-2022, con el propósito de ajustar las tarifas y saldar el monto liquidable.*

- **Liquidación de costos y gastos:**

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por la empresa y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario:

**Cuadro N° 18**  
**Comparativa**  
**Proyección costos y gastos**  
**Monto en millones de colones**

<b>RUBRO</b>	<b>Real JASEC</b>	<b>Real Aresep</b>	<b>Aprobado por ARESEP ET-062-2018</b>
Compras de Energía	34 205,95	34 702,66	30 184,20
Tarifa Servicio de Generación	8 257,33	8 257,33	11 038,53
Liquidación Etapa Generación 2019	1 822,34	0,00	0,00
<b>Subtotal Compras</b>	<b>44 285,61</b>	<b>42 959,99</b>	<b>41 222,73</b>
Gastos Efectivos Distribución Eléctrica	2 207,87	2 211,70	2 616,23
Mano de obra capitalizada a Inversiones	(378,01)	(246,73)	(246,73)
Gastos efectivos subtransmisión	112,52	189,58	119,03
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Distribución	2 236,24	2 359,78	2 225,58
Costos Comerciales aplicados	1 316,77	1 316,77	1399,70
Canon de Regulación	102,60	103,65	103,65
Intereses por pago atrasado ICE	613,43	0,00	0,00
Pérdida por Retiro de Activos	305,56	661,92	303,56
Depreciación y Amortización	1 196,77	1 196,77	1 624,94
<b>TOTAL, GASTOS GENERALES</b>	<b>7 682, 21</b>	<b>7 435,10</b>	<b>8 504,33</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-062-2018 y ET-087-2020

A continuación, se indican las diferencias más significativas en el cálculo realizado por Aresep respecto al presentado por JASEC y las cuales son visibles en el archivo "Liquidación 2019 Distribución IE.xlsx"

**Gastos Distribución Eléctrica:**

La principal diferencia fue el canon del 2019 que si es cierto se presenta por aparte está incluido en la partida del título, JASEC indica que fue de ¢73,06 millones, lo cual no concuerda con la metodología de asignación del canon entre los sistemas por lo que la IE deja el monto de la estimación del estudio que fijo la tarifa del periodo 2019 a saber ¢103,65 millones. Esto ocasiona que la diferencia sea de ¢30,6 millones respecto a lo indicado por el petente.

### **Gastos Subtransmisión:**

*En este rubro el petente dejó por fuera un gasto no recurrente de \$77,1 millones correspondiente al impuesto de capital originado por el arrendamiento de la subestación El Tejar la cual está debidamente justificado en el archivo de Word "Liquidación 2019 Dist", en su punto 52. (folios 61 al 62)*

### **Gastos Administrativos y Generales:**

*Las principales diferencias con lo solicitado por JASEC, radican:*

- ✓ *En la partida "22 Servicios de ing. ciencias económicas y sociales, y otros serv. gestión y apoyo" se traslada la línea de Servicio de topografía y agrimensura "Aranceles por peritaje y avalúo del inmueble Subestación Tejar" por un monto de \$2 001,16 millones.*
- ✓ *Replanteo de linderos de la Subestación Tejar \$954,82 millones, levantamiento, confección e inscripción de planos ante el Catastro Nacional del terreno Cerrillos \$3 252,38 millones, para un monto total de \$6 208,36 millones se trasladan al servicio de distribución por estar relacionadas con la subestación Tejar tal y como se detalla en las respectivas cédulas;*
- ✓ *Se elimina de la partida "64 Actividades de capacitación" lo correspondiente al pago de Laus Deo Inversiones P y D S.A.: Atención 55 Aniversario de JASEC por \$0,69 millones.*

*Ahora bien, el monto global pertinente a gastos administrativos se distribuye entre los servicios de generación, distribución de energía eléctrica, alumbrado público y actividades no reguladas en los porcentajes del 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% respectivamente.*

- **Liquidación del rédito para el desarrollo:**

*En cuanto al cálculo de la rentabilidad real obtenida en el año 2019 sí se da una diferencia significativa respecto a lo presentado por JASEC.*

*Tal y como se indicó la diferencia se debe a lo explicado en el apartado de liquidación de ingresos, al haberse calculado una tarifa para los años 2019, 2020 y 2021 los ingresos contemplados para cada año correspondieron a un promedio simple, y eso hace que el rédito contemplado en el año 2019 difiera con el rédito teórico calculado en ese momento (1,82% versus 3,46%), por lo que al utilizar*

los ingresos realmente estimados para ese año en la liquidación se crea un faltante significativo solo por ese rubro.(para efectos de la actualización, en el presente informe se denominara en adelante “OtRAS variables del periodo z (OVZ)”

**OV<sub>z</sub>**

Por lo que se procede a realizar el respectivo recálculo (visible en archivo “Liquidación 2019 Distribución IE F.xlsx”):

**Cuadro N° 19**  
**Recálculo del rédito para el año 2019**  
**Monto en millones de colones**

	<b>REAL</b>	<b>ESTIMADO AJUSTADO*</b>	<b>CALCULADO REAL</b>	<b>DIFERENCIA</b>
AFNOR RECALCULADO 2019	29 905,69	37 486,98	29 905,69	
Rédito calculado	490.42	682,31	1 034,74	<b>352,43</b>
Rédito porcentual	1,64%	1,82%	3,46%	

**Fuente:** Elaboración propia con datos de los ET-062-2018 y ET-087-2020

\*Estimado ajustado: en el Estado de Resultados tarifario del año 2019 (ET-062-2018) se ajustan los ingresos de conformidad con los montos de ingresos estimados de la sección de mercados según la resolución RE-0012-IE-2019, del 7 de febrero de 2019 y se recalcula el rédito para el año 2019 de conformidad con esos ingresos.

JASEC por su parte solo solicitó el porcentaje de rédito del año 2019 (3,45%) aplicado a la diferencia real en adiciones -~~Q~~1 072,02 millones, considerando un monto por este concepto en la liquidación de -~~Q~~37,02 millones.

Lo anterior resulta en una diferencia de ~~Q~~315,38 millones respecto a lo presentado por la empresa.

- **Liquidación total:**

Así las cosas, en resumen, el siguiente cuadro incluye la comparación de lo solicitado por JASEC respecto a lo calculado por Aresep:

**Cuadro N° 20**  
**Resumen comparativo de liquidación del año 2019**  
**Monto en millones de colones**

<b>Resumen liquidación</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Δ</b>
Ingresos	45 661,24	47 478,67	1 817,43
Costos y Gastos	51 967,82	50 395,08	-1 572,74
Rédito	37,02	352,43	315,38
<b>Total</b>	<b>-62 69,56</b>	<b>-2 563,98</b>	<b>560,10</b>

Fuente: Elaboración propia con datos de los ET-062-2018 y ET-087-2020

**b) Proyección de costos y gastos para los años 2021 y 2022:**

Se detalla a continuación la comparativa para cada año entre lo remitido por JASEC y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario:

**Cuadro N° 21**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2021**  
**Monto en millones de colones**

<b>Descripción</b>	<b>JASEC</b>	<b>Aresep</b>	<b>Δ ABS</b>	<b>Δ %</b>
Compras de Energía al ICE	₡28 180,38	₡28 195,47	₡15,09	0,05%
Tarifa Servicio de Generación	9 807,44	8 140,15	-1 667,29	17,0%
Gastos Distribución Eléctrica	2 332,77	2 321,13	-11,6	-0,5%
Mano de Obra Capitalizada a Inversiones	-206,16	-206,16	0,0	0,0%
Gastos Subtransmisión Eléctrica	63,02	63,56	-0,1	-0,06%
Canon de Regulación	105,43	103,36	-2,1	-2,0%
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Distribución	2 851,30	2 698,94	-152,4	-5,3%
Gastos Sección Comercial	1 331,20	1 315,96	-15,2	-1,1%
Efecto IVA para JASEC	1 085,18	911,00	-174,2	-16,1%
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo	1 316,92	1 281,88	-74,4	-47,6%
Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	275,88	275,88	0,0	0,0%
<b>Total de Costos y Gastos Operativo:</b>	<b>₡47 143,96</b>	<b>₡46 061,79</b>	<b>₡ -848,31</b>	<b>-2,0%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020

**Cuadro N° 22**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2022**  
**Monto en millones de colones**

<b>Descripción</b>	<b>JASEC</b>	<b>Aresep</b>	<b>Δ ABS</b>	<b>Δ %</b>
<i>Compras de Energía al ICE</i>	¢29 031,45	¢29 319,30	¢287,9	1,0%
<i>Tarifa Servicio de Generación</i>	11 593,15	8 576,07	-3 017,1	-26%
<i>Gastos Distribución Eléctrica</i>	2 340,22	2 316,78	-23,4	-1,0%
<i>Mano de Obra Capitalizada a Inversiones</i>	-209,57	-209,57	0,0	0,0%
<i>Gastos Subtransmisión Eléctrica</i>	64,28	63,87	-0,4	-0,6%
<i>Canon de Regulación</i>	107,03	104,61	-2,4	-2,3%
<i>Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Distribución</i>	2.831,82	2.620,49	-211,3	-7,5%
<i>Gastos Sección Comercial</i>	1.332,32	1.314,63	-17,7	-1,3%
<i>Efecto IVA para JASEC</i>	1.044,18	868,00	-176,2	-16,9%
<i>Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo</i>	1.309,34	1.304,70	-4,64	-51,2%
<i>Pérdidas por Deterioro y Desvalorización</i>	275,88	275,88	0,0	0,0%
<b>Total de Costos y Gastos Operativos</b>	<b>¢49 710,55</b>	<b>¢46 545,21</b>	<b>¢ -3.165,34</b>	<b>-6,0%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020

A continuación, se indican las diferencias en el cálculo realizado por ARESEP respecto al presentado por la empresa (se encuentran visibles en el archivo: "Estado de Resultados Distribución IE F.xlsx" toma los datos de: "Gasto Operativo Etapa Administrac 2019-2020 IE- GAJ.xlsx", "Gasto Operativo Etapa Distribución IE F.xlsx" 2019-2020 IE, Gasto Operativo Etapa Comercial 2019-2020 IE 2 DX.xlsx" y los archivos "Activos Intangibles p Distribuc-IE.xlsx" y "Canon de regulación.xlsx):

**Personal:**

La categoría de Personal se compone de las siguientes cuentas de la empresa: 01 Remuneraciones, 02 Contribuciones patronales, 03 Compensación de vacaciones, 04 Aguinaldos, 05 Prestaciones legales, 61 Contribución patronal a otros fondos adm. por entes públicos, 62 Fondo de capitalización laboral, 63 Régimen Obligatorio de pensiones complementarias y se resta la partida 99

*Gastos aplicados a inversiones (que son los gastos salariales capitalizables en el valor de las inversiones).*

*Respecto a las partidas de remuneraciones específicamente, aunque JASEC en los criterios de las proyecciones indica que “La proyección de la subcuenta se basa en los datos históricos y en el índice de inflación. De manera adicional en la estimación se incluye los salarios correspondientes a plazas que se encuentran vacantes, para lo cual el Departamento Talento Humano realiza los respectivos concursos internos y externos, con el fin de optar por una selección de personal apta para cada puesto.”, lo cierto es que mantiene las cuentas salariales constantes a partir de setiembre 2020, calculando ese mes como el promedio simple de los salarios pagados para el primer trimestre de ese año.*

*Así las cosas, se mantiene el criterio de JASEC de mantener sin incrementos las cuentas salariales, según lo indicado.*

#### **Gastos Distribución Eléctrica:**

*La principal diferencia en la estimación de esta cuenta para ambos años 2021 y 2022 se debe al cálculo de la inflación esperada para los años 2020, 2021 y 2022, la diferencia corresponde a -∅11,4 millones y -∅23,4 millones para cada uno de los años estimados respectivamente.*

#### **Gastos Subtransmisión Eléctrica:**

*La principal diferencia en la estimación de esta cuenta para ambos años 2021 y 2022 se debe al cálculo de la inflación esperada para los años 2020, 2021 y 2022, la diferencia corresponde a -∅0,1 millones y -∅0,4 millones para cada uno de los años estimados respectivamente.*

#### **Servicio de regulación(canon):**

*El monto del canon de regulación para el año 2021 se actualiza al canon real publicado mediante Resolución RE-1785-RG-2020 del 18 de diciembre de 2020, según consta en los expedientes OT-034-2020 y OT-331-2020, para el año 2022 se utiliza esa base actualizada a la cual se le aplica el índice de inflación estimado por Aresep para ese año. JASEC por su parte utiliza el canon del 2019 y lo proyecta con inflación para los años subsecuentes.*

*Se actualiza el porcentaje de asignación calculado por JASEC, con base en los Ingresos del Estado de Resultados a agosto 2020 (83,02% para distribución), y como resultado se cuenta con una la diferencia corresponde a -∅2,1 millones y -∅2,4 millones para cada uno de los años 2021 y 2022 respectivamente.*

### **Gastos Administrativos:**

A nivel global JASEC pretendía cubrir sus costos administrativos para los años 2021 y 2022, en las sumas de ₡3 699,02 y ₡3 673,75 millones, mientras que la IE llegó a determinar las sumas de ₡3 297,57 y ₡3 193,32 millones por este concepto.

Las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de -₡401,46 y -₡480,44 millones para los años 2021 y 2022 respectivamente, estas se explican principalmente por los siguientes ajustes:

- La aplicación de los criterios generales de proyección, referidos al inicio del apartado f. Análisis financiero.
- La clasificación de gastos no recurrentes de los años 2019 y 2020, que JASEC consideró como recurrentes, lo cual incide en la base de proyección:  
22 “Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo”, por el levantamiento, confección e inscripción de planos ante el Catastro Nacional del terreno Cerrillos (₡3,25 millones); 34 “Rep. Acces. Útiles y Mat.de cocina, otros útiles mat. Y suministros” por la compra de sillas, bandera de Costa Rica y grabador eléctrico para metal (₡1,70 millones); 46 “Mant. y Rep. De equipo de taller, trabajo y seguridad” por la instalación y configuración total de un sistema que permita administrar el control de acceso del Almacén Central de JASEC (₡0,07 millones); 64 “Actividades de capacitación” por i) el alquiler de toldos, sillas y mesas para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos, ii) Servicio de alimentación para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos y iii) capacitación factura electrónica, estos ascienden a la suma de ₡1,90 millones; y 90 “Mobiliario y equipo de oficina y menaje” por la compra de la silla de ruedas y la refrigeradora para auditoría interna en la suma de ₡0,16 millones.
- Para la partida 22 “Servicio de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo” se llegó a determinar para el año 2021 el monto total ejecutado de ₡143,46 millones, de los cuales ₡86,64 millones corresponde a gastos no recurrentes (este último monto se origina al considerar la suma de ₡65,57 millones de las nuevas contrataciones por cuanto la empresa no justificó su origen). De esta manera la diferencia de ₡56,95 millones corresponde a gastos recurrentes, dato utilizado para la proyección del año 2022.
- No justificó el incremento en la partida 55 “Dietas” para los años 2021 y 2022, por lo que se mantiene la base y se proyecta con el indicador económico (inflación).

- *La partida 73 “Gastos aplicados a alumbrado público”, esta se proyectó con la inflación de cada periodo.*

*En lo que corresponde a la asignación de los gastos administrativos, se mantuvo los porcentajes indicados por JASEC. Para los años 2019 y 2020 se asignó un 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% a los servicios de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente; para los años 2021 y 2022 la distribución fue del 13,65%, 77,08%, 2,12% y 7,15%, en el mismo orden citados.*

*Ahora bien, de la información anterior, se desprende la asignación hacia los sistemas de generación, distribución y alumbrado público, en las sumas de ¢477,79, ¢2 698,94 y ¢74,19 millones respectivamente, para el año 2021 y los montos de ¢463,90, ¢2 620,49 y ¢72,03 millones para el año 2022, en el mismo orden citados.*

*Para el caso de distribución lo anterior representa una disminución en la estimación de este rubro de -¢152,4 millones para el año 2021 y de -¢211,3 millones para el año 2022, respecto a lo solicitado por JASEC.*

#### **Depreciación:**

*El cálculo del gasto por depreciación de los años 2021 y 2022 se encuentra en el apartado de base tarifaria de este informe.*

#### **Pérdidas por deterioro y desvalorización:**

*El cálculo de las pérdidas por deterioro y desvalorización de activos para los años 2021 y 2022, proviene del cálculo de los retiros de activos que se encuentra en el apartado de análisis de inversiones de este informe.*

#### **Cálculo de la tarifa de acceso:**

*Con respecto a la tarifa de acceso, se da una disminución de la tarifa mayor al rebajo solicitado por JASEC, debido a la depuración de los costos y gastos para los años 2021 y 2022 y así como a la diferencia de las estimaciones en las ventas, que se utilizan dentro la fórmula para el cálculo de la tarifa, ocasionando una diferencia de -10,95% y -5,84% respectivamente.*

#### **iv. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 0,99%, se concluye que el servicio de distribución que presta JASEC requiere un aumento del 8,29% a partir del 01 de abril de 2021,*

*una disminución de -1,82% del 01 de enero al 30 de junio del 2022 y una disminución del -8,03% a partir del 01 de julio al 31 de diciembre del 2022, en la estructura de costos y gastos sin combustible*

*De esta forma se mantiene el criterio de Aresep para la entrada en vigencia de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigencia que establece la metodología de Costo variable de combustible (CVC) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).*

**Cuadro N° 21**  
**Estado de Resultados Tarifario con Liquidación 2019**  
**Servicio de Distribución**  
**Tarifas Vigentes para el 2021 y 2022**  
**-Millones de colones-**

DESCRIPCIÓN	Tarifas Vigentes									
	Cifras según JASEC 2021	Cifras según ARESEP 2021	Δ ABS	Δ %	Peso Variación	Cifras según JASEC 2022	Cifras según ARESEP 2022	Δ ABS	Δ %	Peso Variación
<b>VENTAS DE ENERGÍA</b>										
Ventas de Energía a Consumidores Directos	43 285,34	43 900,10	614,76	1%	46%	49 732,14	50 281,00	548,86	1,1%	45%
Ventas de Energía al Servicio Alumbrado Público	727,62	720,30	-7,32	-1%	-1%	830,86	760,10	-70,76	-8,5%	-6%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2017	-367,67	-367,67	0,00	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0,0%	0%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2018	-12,18	-12,18	0,00	0%	0%	-12,18	-12,18	0,00	0,0%	0%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2019	-3 089,82	-2 370,69	719,13	-23%	54%	-2 319,58	-1 580,46	739,12	-31,9%	61%
<b>TOTAL VENTAS DE ENERGÍA</b>	<b>40 543,29</b>	<b>41 869,86</b>	<b>1 326,57</b>	<b>3%</b>	<b>100%</b>	<b>48 231,24</b>	<b>49 448,46</b>	<b>1 217,22</b>	<b>2,5%</b>	<b>100%</b>
<b>OTROS INGRESOS REGULADOS</b>										
Otros Ingresos	609,22	684,79	75,57	12%	100%	615,27	692,84	77,57	13%	100%
Ingresos por Tarifa a Acceso a Autogeneradores	8,85	8,85	0,00	0%	0%	10,07	10,07	0,00	0%	0%
<b>TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS</b>	<b>618,07</b>	<b>693,64</b>	<b>75,57</b>	<b>12,2%</b>	<b>100%</b>	<b>625,34</b>	<b>702,91</b>	<b>77,57</b>	<b>12,4%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL INGRESOS REGULADOS</b>	<b>41 161,36</b>	<b>42 563,50</b>	<b>1 402,14</b>	<b>3,41%</b>		<b>48 856,58</b>	<b>50 151,37</b>	<b>1 294,79</b>	<b>2,65%</b>	
<b>MENOS:</b>										
<b>COMPRAS DE ENERGÍA</b>										
Compras de Energía al ICE	28 180,38	28 195,47	15,09	0%	-0,9%	29 031,45	29 319,30	287,85	1,0%	-11%
Tarifa Servicio de Generación	9 807,44	8 140,15	-1 667,29	-17%	100,9%	11 593,15	8 576,07	-3 017,08	-26,0%	111%
<b>TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA</b>	<b>37 987,82</b>	<b>36 335,62</b>	<b>-1 652,20</b>	<b>-4%</b>		<b>40 624,60</b>	<b>37 895,37</b>	<b>-2 729,22</b>	<b>-6,7%</b>	<b>100%</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>3 173,54</b>	<b>6 227,88</b>	<b>-1 652,20</b>	<b>-52%</b>		<b>8 231,99</b>	<b>12 256,00</b>	<b>4 024,01</b>	<b>0,49</b>	
<b>MENOS:</b>										
<b>GASTOS GENERALES</b>										
Gastos Efectivos Distribución Eléctrica	2 332,77	2 321,13	-11,63	-0,5%	3%	2 340,22	2 316,78	-23,44	-1,0%	5,4%
Mano de Obra Capitalizada a Inversiones	-206,16	-206,16	0,00	0,0%	0%	-209,57	-209,57	0,00	0,0%	0,0%
Gastos Efectivos Subtransmisión Eléctrica	63,62	63,56	-0,06	-0,1%	0,0%	64,28	63,87	-0,41	-0,6%	0,1%
Gastos Efectivos Administrativos y Generales	2 851,30	2 698,94	-152,35	-5,3%	35,4%	2 831,82	2 620,49	-211,33	-7,5%	48,5%
Gastos Efectivos Sección Comercial	1 331,20	1 315,96	-15,25	-1,1%	3,5%	1 332,32	1 314,63	-17,69	-1,3%	4,1%
Canon de Regulación ARESEP	105,43	103,36	-2,07	-2,0%	0,5%	107,03	104,61	-2,42	-2,3%	0,6%
Efecto IVA para JASEC	1 085,18	911,00	-174,18	-16,1%	40,5%	1 044,18	868,00	-176,18	-16,9%	40,4%
Pérdida por Retiro de Activos	275,88	275,88	0,00	0,0%	0,0%	266,33	266,33	0,00	0,0%	0,0%
Amortización Activos Intangibles	161,81	122,42	-39,39	-24,3%	9,2%	144,57	93,94	-50,63	-35,0%	11,6%
Depreciación de Activos - Distribución y Subtransmisión	1 046,82	1 035,88	-10,94	-1,0%	2,5%	1 056,48	1 127,22	70,74	6,7%	-16,2%
Depreciación de Activos - Administrativos y Generales	108,29	84,19	-24,10	-22,3%	5,6%	108,29	83,53	-24,76	-22,9%	5,7%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>9 156,14</b>	<b>8 726,17</b>	<b>-429,97</b>	<b>-4,7%</b>		<b>9 085,95</b>	<b>8 649,83</b>	<b>-436,12</b>	<b>-5%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS</b>	<b>47 143,96</b>	<b>45 061,79</b>	<b>-848,31</b>	<b>-2%</b>		<b>49 710,55</b>	<b>46 545,21</b>	<b>-3 165,34</b>	<b>-6%</b>	
<b>UTILIDAD (O PÉRDIDA) DE OPERACIÓN</b>	<b>-5 982,60</b>	<b>-2 498,29</b>				<b>-853,96</b>	<b>3 606,16</b>	<b>4 460,13</b>	<b>-522%</b>	
<b>AFNOR PROMEDIO</b>	<b>26 011,31</b>	<b>25 167,03</b>	<b>-844,28</b>	<b>-3,2%</b>		<b>24 728,26</b>	<b>23 891,11</b>	<b>-837,14</b>	<b>-3,4%</b>	
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>		<b>681,03</b>					<b>672,90</b>			
<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>26 011,31</b>	<b>25 848,06</b>	<b>-163,24</b>	<b>-0,6%</b>		<b>24 728,26</b>	<b>24 564,01</b>	<b>-164,25</b>	<b>-0,7%</b>	
<b>RÉDITO</b>	<b>-23,00%</b>	<b>-9,67%</b>				<b>-3,45%</b>	<b>14,68%</b>			

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020

Notas: \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada. En la Base tarifaria de JASEC se encuentra incluido el capital de trabajo.

**Cuadro N° 22**  
**Estado de Resultados Tarifario con Liquidación 2019**  
**Servicio de Distribución**  
**Tarifas Propuestas para el 2021 y 2022**  
**-Millones de colones-**

DESCRIPCIÓN	Tarifas Propuestas									
	Cifras según JASEC	Cifras según IE	Δ ABS	Δ %	Peso Variación	Cifras según JASEC	Cifras según IE	Δ ABS	Δ %	Peso Variación
	2021	2021				2022	2022			
<b>VENTAS DE ENERGÍA</b>										
Ventas de Energía a Consumidores Directos	50 355,04	46 654,80	-3 700,24	-7%	124%	51 621,14	47 792,60	-3 828,54	-7%	121,1%
Ventas de Energía al Servicio Alumbrado Público	727,62	720,30	-7,32	-1%	0%	830,86	760,10	-70,76	-9%	2,2%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2017	-367,67	-367,67	0,00	0%	0%	0,00	0,00	0,00	0%	0,0%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2018	-12,18	-12,18	0,00	0%	0%	-12,18	-12,18	0,00	0%	0,0%
Liquidación Distribución de Recursos del Periodo 2019	-3 089,82	-2 370,69	719,13	-23%	-24%	-2 319,58	-1 580,46	739,12	-32%	-23,4%
<b>TOTAL VENTAS DE ENERGÍA</b>	<b>47 612,99</b>	<b>44 624,56</b>	<b>-2 988,43</b>	<b>-6%</b>	<b>100%</b>	<b>50 120,24</b>	<b>46 960,06</b>	<b>-3 160,18</b>	<b>-6,3%</b>	<b>100,0%</b>
<b>OTROS INGRESOS REGULADOS</b>										
Otros Ingresos	609,22	684,79	75,57	12%	100%	615,27	692,84	77,57	13%	100,0%
Ingresos por Tarifa a Acceso a Autogeneradores	8,59	8,59	0,00	0%	0%	8,26	8,26	0,00	0%	0,0%
<b>TOTAL OTROS INGRESOS REGULADOS</b>	<b>617,81</b>	<b>693,37</b>	<b>75,57</b>	<b>12,2%</b>	<b>100%</b>	<b>623,54</b>	<b>701,10</b>	<b>77,57</b>	<b>12,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>TOTAL INGRESOS REGULADOS</b>	<b>48 230,80</b>	<b>45 317,93</b>	<b>-2 912,87</b>	<b>-6,04%</b>		<b>50 743,78</b>	<b>47 661,16</b>	<b>-3 082,61</b>	<b>-6,07%</b>	
<b>MENOS:</b>										
<b>COMPRAS DE ENERGÍA</b>										
Compras de Energía al ICE	28 180,38	28 195,47	15,09	0,05%	-1%	29 031,45	29 319,30	287,85	1,0%	-11%
Tarifa Servicio de Generación	9 807,44	8 140,15	-1 667,29	-17%	101%	11 593,15	8 576,07	-3 017,08	-26%	110,5%
<b>TOTAL COMPRAS DE ENERGÍA</b>	<b>37 987,82</b>	<b>36 335,62</b>	<b>-1 652,20</b>	<b>-4%</b>	<b>100%</b>	<b>40 624,60</b>	<b>37 895,37</b>	<b>-2 729,22</b>	<b>-6,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>10 242,98</b>	<b>8 982,31</b>	<b>-1 652,20</b>	<b>-16%</b>		<b>10 119,18</b>	<b>9 765,79</b>	<b>-353,39</b>	<b>-3,5%</b>	
<b>MENOS:</b>										
<b>GASTOS GENERALES</b>										
Gastos Efectivos Distribución Eléctrica	2 332,77	2 321,13	-11,63	-0,5%	3%	2 340,22	2 316,78	-23,44	-1,0%	5,4%
Mano de Obra Capitalizada a Inversiones	-206,16	-206,16	0,00	0,0%	0%	-209,57	-209,57	0,00	0,0%	0,0%
Gastos Efectivos Subtransmisión Eléctrica	63,62	63,56	-0,06	-0,1%	0,0%	64,28	63,87	-0,41	-0,6%	0,1%
Gastos Efectivos Administrativos y Generales	2 851,30	2 698,94	-152,35	-5,3%	35,4%	2 831,82	2 620,49	-211,33	-7,5%	48,5%
Gastos Efectivos Sección Comercial	1 331,20	1 315,96	-15,25	-1,1%	3,5%	1 332,32	1 314,63	-17,69	-1,3%	4,1%
Canon de Regulación ARESEP	105,43	103,36	-2,07	-2,0%	0,5%	107,03	104,61	-2,42	-2,3%	0,6%
Efecto IVA para JASEC	1 085,18	911,00	-174,18	-16,1%	40,5%	1 044,18	868,00	-176,18	-16,9%	40,4%
Pérdida por Retiro de Activos	275,88	275,88	0,00	0,0%	0,0%	266,33	266,33	0,00	0,0%	0,0%
Amortización Activos Intangibles	161,81	122,42	-39,39	-24,3%	9,2%	144,57	93,94	-50,63	-35,0%	11,6%
Depreciación de Activos - Distribución y Subtransmisión	1 046,82	1 035,88	-10,94	-1,0%	2,5%	1 056,48	1 127,22	70,74	6,7%	-16,2%
Depreciación de Activos - Administrativos y Generales	108,29	84,19	-24,10	-22,3%	5,6%	108,29	83,53	-24,76	-22,9%	5,7%
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>9 156,14</b>	<b>8 726,17</b>	<b>-429,97</b>	<b>-5%</b>	<b>100%</b>	<b>9 085,95</b>	<b>8 649,83</b>	<b>-436,12</b>	<b>-4,8%</b>	<b>100%</b>
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS</b>	<b>47 143,96</b>	<b>45 061,79</b>	<b>-848,31</b>	<b>-2%</b>		<b>49 710,55</b>	<b>46 545,21</b>	<b>-3 165,34</b>	<b>-6%</b>	
<b>UTILIDAD (O PÉRDIDA) DE OPERACIÓN</b>	<b>1 086,84</b>	<b>256,15</b>	<b>-830,69</b>			<b>1 033,23</b>	<b>1 115,96</b>	<b>82,73</b>	<b>8%</b>	
<b>AFNOR PROMEDIO</b>	<b>26 011,31</b>	<b>25 167,03</b>	<b>-844,28</b>	<b>-3,2%</b>		<b>24 728,26</b>	<b>23 891,11</b>	<b>-837,14</b>	<b>-3,4%</b>	
<b>CAPITAL DE TRABAJO</b>		<b>681,03</b>					<b>672,90</b>			
<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>26 011,31</b>	<b>25 848,06</b>	<b>517,79</b>	<b>2,0%</b>		<b>24 728,26</b>	<b>24 564,01</b>	<b>508,65</b>	<b>2,1%</b>	
<b>RÉDITO PARA EL DESARROLLO</b>	<b>4,18%</b>	<b>0,99%</b>				<b>4,18%</b>	<b>4,54%</b>			

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020

Notas: \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada. En la Base tarifaria de JASEC se encuentra incluido el capital de trabajo.

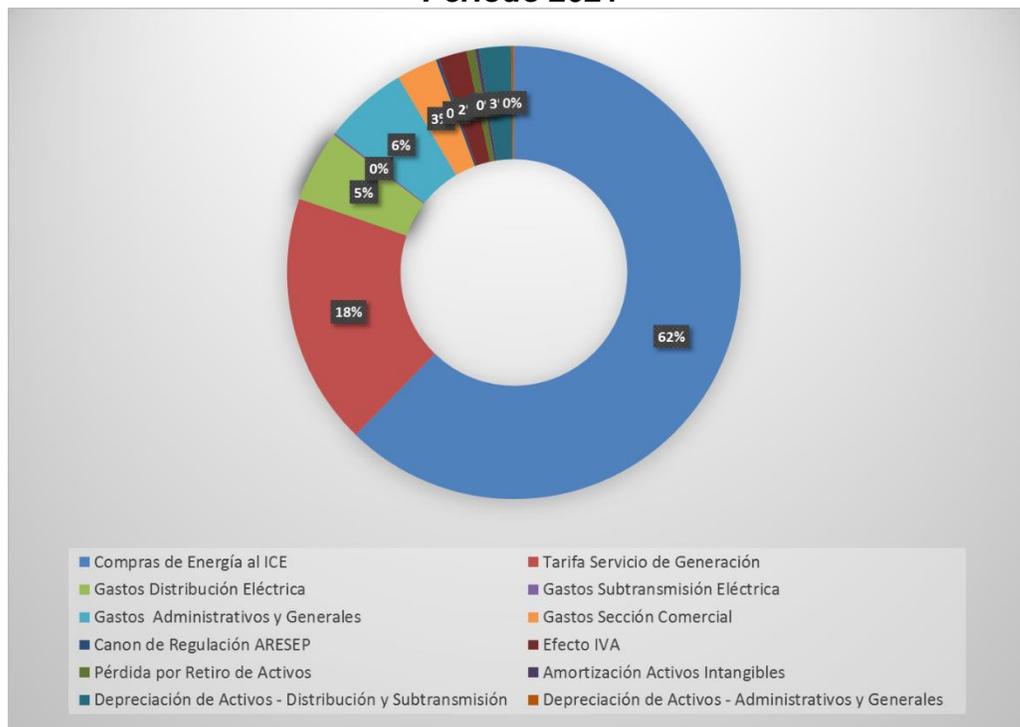
**Cuadro N° 23**  
**Efecto total en tarifas**  
**Liquidación 2019 y Ordinario 2021-2022**

ARESEP	2021		I Semestre 2022		II Semestre 2022	
	Millones de Colones	% de aumento	Millones de Colones	% de aumento	Millones de Colones	% de aumento
Efecto de Liquidación	2 370,69	7,13%	1 580,46	6,64%	0,00	0.00%
Efecto del Ordinario	384,01	1,16%	-2 034,17	-8,15%	-2 034,17	-8,03%
Efecto total en ingresos	2 754,70	8,29%	-453,97	-1,82%	-2 034,17	-8,03%

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020

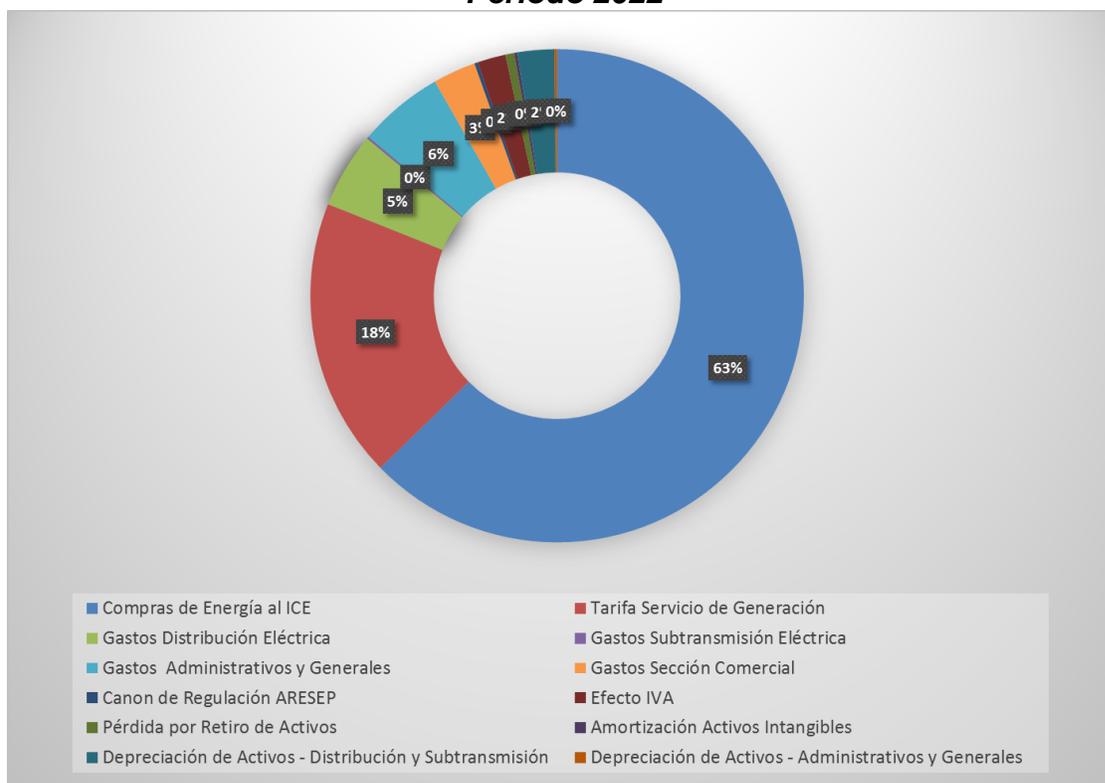
**III. COMPOSICIÓN DE LA TARIFA PROPUESTA**

**Gráfico N° 1**  
**Variables que componen la estructura de costos sin combustibles**  
**Expresado en términos porcentuales**  
**Periodo 2021**



Fuente: Elaboración propia con datos del ET-087-2020.

**Gráfico N° 2**  
**Variables que componen la estructura de costos sin combustibles**  
**Expresado en términos porcentuales**  
**Periodo 2022**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-087-2020.

#### **IV. ESTRUCTURA TARIFARIA**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin costo de generación de JASEC establecido por medio de la resolución RE-0128-IE-2020, publicada en la Gaceta 295, Alcance 332 del 17 de diciembre de 2020 (columna 1 y 3), deben ajustarse con un incremento del 8,29% a partir del 01 de abril de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2021, una disminución de -1,82% para el primer semestre de 2022 y de -8,03% de julio 2022 en adelante. El ajuste anterior permitirá cubrir el nivel de rédito de Desarrollo requerido para inversión y mantenimiento.

Los ajustes del presente estudio se realizan para la estructura de costos sin costo de generación (CVG). Aresep se encuentra en estudio tarifario para incorporar el ajuste extraordinario del costo variable por combustible (CVG) para el próximo trimestre.

El aumento se realiza igual para para todas las tarifas (columna 2, 4 y 5), a excepción de la T-MTb, la cual recibe el tratamiento explicado líneas atrás.

El cuadro a continuación muestra el detalle de los cambios realizados:

**Cuadro N° 24**  
**JASEC: Estructura de costos y tarifas del sistema de distribución, 2019-2022.**

JASEC Sistema de distribución		Columna 1	Columna 2	Columna 3	Columna 4	Columna 5
		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Propuesta del 1/abril/2021 al 31/dic/2021	Vigente desde el 1/ene/2022 al 31/dic/2022	Propuesta desde el 1/ene/2022 al 30/jun/2022	Propuesta desde el 1/jul/2022 al 31/dic/2022
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-30 Cargo fijo	1 980.60	2 144.70	2 237.10	2 196.30	2 057.40
	Bloque 31-200 cada kWh	66.02	71.49	74.57	73.21	68.58
	Bloque 201 y más kWh adicional	80.81	87.51	91.28	89.62	83.95
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>						
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	93.33	101.07	105.41	103.49	96.95
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	167 340.00	181 200.00	189 000.00	185 550.00	173 820.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	55.78	60.40	63.00	61.85	57.94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8 Cargo fijo	69 804.64	75 591.44	78 843.04	77 408.08	72 511.92
	Bloque 9 y más cada kW	8 725.58	9 448.93	9 855.38	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>						
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	93.33	101.07	105.41	103.49	96.95
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	167 340.00	181 200.00	189 000.00	185 550.00	173 820.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	55.78	60.40	63.00	61.85	57.94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8 Cargo fijo	69 804.64	75 591.44	78 843.04	77 408.08	72 511.92
	Bloque 9 y más cada kW	8 725.58	9 448.93	9 855.38	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>						
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>						
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh	67.15	72.72	75.85	74.47	69.76
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Bloque 0-3000 Cargo fijo	116 100.00	125 730.00	131 130.00	128 730.00	120 600.00
	Bloque 3001 y más cada kWh	38.70	41.91	43.71	42.91	40.20
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Bloque 0-8 Cargo fijo	46 912.72	50 801.76	52 987.04	52 022.64	48 732.16
	Bloque 9 y más cada kW	5 864.09	6 350.22	6 623.38	6 502.83	6 091.52
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta cada kWh	51.22	55.47	57.85	56.80	53.20
	Periodo Valle cada kWh	25.03	27.10	28.28	27.77	26.01
	Periodo Noche cada kWh	17.07	18.49	19.29	18.94	17.74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta cada kW	9 014.69	9 762.01	10 181.92	9 996.61	9 364.31
	Periodo Valle cada kW	6 463.95	6 999.81	7 300.91	7 168.03	6 714.65
	Periodo Noche cada kW	4 421.98	4 788.56	4 994.55	4 903.65	4 593.49
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>						
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>						
	Periodo Punta cada kWh	104.61	113.28	118.15	116.00	108.66
	Periodo Valle cada kWh	35.94	38.92	40.60	39.86	37.34
	Periodo Noche cada kWh	23.08	24.99	26.06	25.59	23.97
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>						
	Periodo Punta cada kW	3 072.38	3 327.08	3 470.20	3 407.04	3 191.54
	Periodo Valle cada kW	2 144.82	2 322.63	2 422.53	2 378.44	2 228.00
	Periodo Noche cada kW	1 374.45	1 488.39	1 552.41	1 524.16	1 427.75

**Cuadro N° 25**  
**Tarifa de Acceso**

<b>Categoría Tarifa</b>	<b>detalle del cargo</b>	<b>Rige desde el 01/abr/2021 al 31/dic/2021</b>	<b>Rige desde el 01/ene/2022 al 31/dic/2022</b>
Tarifa de acceso	cada kWh	€15,39	15,79

A continuación, se detalla el pliego tarifario resultante del análisis tarifario realizado en los apartados anteriores:

**Cuadro N° 26**  
**Pliego Tarifario JASEC**

<b>JASEC</b> <b>Sistema de distribución</b>		<b>Estructura de costos sin CVG</b>	<b>Estructura de costos sin CVG</b>	<b>Estructura de costos sin CVG</b>
<b>Categoría tarifaria</b>	<b>detalle del cargo</b>	<b>Rige del 1/abril/2021 al 31/dic/2021</b>	<b>Rige desde el 1/ene/2022 al 30/jun/2022</b>	<b>Rige desde el 1/jul/2022</b>
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 144.70	2 196.30	2 057.40
Bloque 31-200	cada kWh	71.49	73.21	68.58
Bloque 201 y más	kWh adicional	87.51	89.62	83.95
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	101.07	103.49	96.95
-				
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200.00	185 550.00	173 820.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60.40	61.85	57.94
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591.44	77 408.08	72 511.92
Bloque 9 y más	cada kW	9 448.93	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	101.07	103.49	96.95
-				
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200.00	185 550.00	173 820.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60.40	61.85	57.94
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				

<b>JASEC</b> <b>Sistema de distribución</b>		<b>Estructura de</b> <b>costos sin CVG</b>	<b>Estructura de</b> <b>costos sin CVG</b>	<b>Estructura de</b> <b>costos sin CVG</b>
<b>Categoría tarifaria</b>	<b>detalle del cargo</b>	<b>Rige del</b> <b>1/abril/2021 al</b> <b>31/dic/2021</b>	<b>Rige desde el</b> <b>1/ene/2022 al</b> <b>30/jun/2022</b>	<b>Rige desde el</b> <b>1/jul/2022</b>
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591.44	77 408.08	72 511.92
Bloque 9 y más	cada kWh	9 448.93	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	72.72	74.47	69.76
-				
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	125 730.00	128 730.00	120 600.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	41.91	42.91	40.20
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	50 801.76	52 022.64	48 732.16
Bloque 9 y más	cada kW	6 350.22	6 502.83	6 091.52
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	55.47	56.80	53.20
Periodo Valle	cada kWh	27.10	27.77	26.01
Periodo Noche	cada kWh	18.49	18.94	17.74
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta	cada kW	9 762.01	9 996.61	9 364.31
Periodo Valle	cada kW	6 999.81	7 168.03	6 714.65
Periodo Noche	cada kW	4 788.56	4 903.65	4 593.49
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>				
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>				
Periodo Punta	cada kWh	113.28	116.00	108.66
Periodo Valle	cada kWh	38.92	39.86	37.34
Periodo Noche	cada kWh	24.99	25.59	23.97
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>				
Periodo Punta	cada kW	3 327.08	3 407.04	3 191.54
Periodo Valle	cada kW	2 322.63	2 378.44	2 228.00
Periodo Noche	cada kW	1 488.39	1 524.16	1 427.75

**Cuadro N° 27**  
**Tarifa de Acceso**

<b>Categoría Tarifa</b>	<b>detalle del cargo</b>	<b>Rige desde el 01/abr/2021 al 31/dic/2021</b>	<b>Rige desde el 01/ene/2022 al 31/dic/2022</b>
Tarifa de acceso	cada kWh	Ø15,39	15,79

[...]

**VI. CONCLUSIONES:**

1. La empresa solicitó ajustes de la siguiente manera:
  - a) Para el periodo del 01 de abril al 31 de diciembre del 2021, un aumento del 16,78% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.
  - b) Para el periodo del 01 de enero 2022 al 30 de junio del 2022 un aumento del 8.72% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.
  - c) Para el periodo del 01 de julio al 31 de diciembre del 2022, Una disminución del 0,74% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.
  - d) En cuanto a la tarifa de acceso a partir del 1 de abril y hasta el 31 de diciembre 2021 una rebaja de 3,84%, a partir del 01 de enero del 2022 y hasta el 31 de diciembre del 2022 una rebaja del 17,95%, sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-098-IE-2020.
  
2. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone ajustar la estructura de costos y gastos sin combustibles, del servicio de distribución de JASEC, de la siguiente manera:
  - ✓ un aumento de 8,29% a partir del 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2021.
  - ✓ una rebaja del -1,82% a partir del 1 de enero al 30 de junio de 2022.
  - ✓ Una rebaja de -8,03% a partir de 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2022 en la estructura de costos y gastos sin CVG del servicio de distribución que presta JASEC.
  
3. Tarifa de acceso, se actualizaron los montos incluidos en el cálculo de la tarifa de acceso y se propone el siguiente ajuste:

- ✓ Una rebaja del 14,37%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0098-IE-2019, quedando cada kWh en ¢15,39 desde el 01 de abril al 31 de diciembre del 2021.
  - ✓ Una rebaja de 22,75%, sobre la tarifa propuesta en la RE-0098-IE-2019 quedando cada kWh en ¢15,79 desde el 01 de enero al 31 de diciembre del 2022
4. En lo que respecta al análisis de las inversiones, teniendo en consideración las implicaciones regulatorias, se advierte un importante nivel de subejecución de los proyectos relacionados con las cuentas asociadas al desarrollo del sistema de distribución, lo cual podría impactar el cumplimiento de los criterios de oportunidad, continuidad y calidad de la prestación del suministro eléctrico por la falta de oportuna inversión, no desarrollada según lo planificado. Como parte del proceso de adición y liquidación, la JASEC debe presentar las justificaciones de la subejecución, de las obras proyectadas, así como el destino o uso del presupuesto, cuando los montos de inversión no sean utilizados en obras de distribución eléctricas. Debe la JASEC realizar un esfuerzo por mejorar el promedio de ejecución de obras al menos de un 85 %, tal que sea concordante con las buenas prácticas de ejecución de proyectos, y en correspondencia con las justificaciones aportadas, tal que demuestre un compromiso con la calidad y continuidad del servicio de distribución eléctrica.
5. Del análisis resultaron diferencias respecto a lo solicitado por JASEC, donde sobresalen los siguientes rubros:
- a. El índice de inflación utilizado para los cálculos es de 0,72%, 1,45% y 1,21% para los años 2020, 2021 y 2022.
  - b. El rédito para el desarrollo utilizado en el cálculo es de 2,85% y 4,55% para los años 2021 y 2022 respetivamente.
  - c. JASEC sigue utilizando un método para sacar los gastos no recurrentes del cálculo que no es correcto para la trazabilidad y futura liquidación de esos gastos.
  - d. Las estimaciones de costos y gastos realizadas por Aresep os es de ¢2 082,17 millones menor para el año 2021 y ¢3 165,34 millones menor para el año 2022 a las presentas por JASEC, el mayor efecto en costos es la Tarifa que viene del servicio de generación por un monto de menos de ¢1 167,29 millones para el año 2021 y de menos ¢3 017,1 millones para el año 2022, en cuanto a los gastos la diferencia de menos por un monto de ¢402,66 millones para el año 2021 y de menos ¢436.04 millones se debe a los índices de inflación, la eliminación de gastos no

*recurrentes en las estimaciones, recalcule del IVA y depuración de los gastos administrativos ampliamente explicados en el apartado ii inciso b).*

- e. *Con respecto a la tarifa de acceso, se da una disminución de la tarifa mayor al rebajo solicitado por JASEC, debido a la depuración de los costos y gastos para los años 2021 y 2022 y así como a la diferencia de las estimaciones en las ventas, que se utilizan dentro la fórmula para el cálculo de la tarifa, ocasionando una diferencia de -10,95% y -5,84% respectivamente.*

*[...]*

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0038-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

*[...]*

- 1. **Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 05-0302-0917. Notificaciones: Al correo electrónico [jorge.sanarrucia@aresep.go.cr](mailto:jorge.sanarrucia@aresep.go.cr), [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr).**

- 1. *Costo de arrendamiento de planta Toro III:*

*“(...) el arrendamiento de la Planta Toro 3 representa un monto significativo de los Gastos Totales Ajustados (GTA).*

*Ahora bien, puesto que del expediente tarifario ET-052-2020 se desprende que el ICE, acogido a un pronunciamiento a la Procuraduría General de la República (PGR), no aplicó las Normas Internacionales de Información Financiera referentes a arrendamientos (NIIF 16) a este proyecto, nos encontramos ante un tratamiento financiero diferenciado, que no permite una comparación de este aspecto tan relevante entre ambos operadores. Si bien se puede comparar el valor del activo capitalizado (de la Planta Toro 3), no se puede determinar si, por ejemplo, una deuda es más cara que otra, respecto al mismo proyecto.*

*Efectivamente, a diciembre de 2020, el ICE ofrecía datos del valor del activo capitalizado cercanos a los 40.608 millones de colones, mientras que JASEC aportaba un dato de 39.580 millones de colones; diferencias mínimas no significativas. Sin embargo, para poder sopesar la eficiente administración financiera de este proyecto, también es necesario poder observar las deudas asociadas al proyecto, y cómo se están manejando por ambos operadores del*

*fideicomiso, haciendo incluso una objetiva comparación entre ambos manejos. Es esto lo que los datos no permiten.*

*(...) Consejería del Usuario aboga por que se aclaren con cuáles normas internacionales de contabilidad se deben reportar este tipo de proyectos, con el fin de que se puedan obtener de ambos operadores datos comparables. (...)*

*Sobre este mismo proyecto (PH Toro 3) vale mencionar que la Intendencia de Energía, en su “Solicitud de información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, pide, entre otras cuestiones: (...)*

*Ello expresa de manera contundente (sic) como a la fecha del documento (10 de febrero de 2021) existen dudas razonables sobre la forma en que se está administrando contable y financieramente el PH Toro 3. Tal parece que JASEC omitió información que debería estar presente desde el inicio de la gestión.*

*La duda que plantea este repaso de solicitudes de información y las respectivas respuestas es por qué la empresa operadora, sabedora del peso que tienen los datos asociados al proyecto Toro 3 en esta solicitud tarifaria, no ofreció -desde el inicio de la gestión- los datos que justifiquen profusamente la misma.”*

## **RESPUESTA:**

*Al estar el argumento relacionado con las normas contables utilizadas para registrar el valor de la Planta Toro III y contener dudas sobre la información remitida por el petente de esa planta, y al no haber argumentos relacionados con la petición tarifaria para el servicio de distribución, la respuesta se incluye en el informe de análisis de la petición del servicio de generación que presta JASEC.*

### *2. Claridad en las cuestiones que se debían subsanar:*

*“El oficio OF-0001-IE-2021 del 04 de enero de 2021, dirigido al señor Francisco Calvo Solano, Gerente General de JASEC, contiene una prevención a la solicitud tarifaria de JASEC (ET-086-2020) con diez cuestiones que se deben subsanar para dar continuidad al trámite de admisibilidad de la solicitud.*

*Según consta en el folio 73 (expediente digital ET-086-2020), la JASEC remite junto con la respuesta a este auto de prevención, el documento CJD-002-2021, en el que*

*plantea una propuesta tarifaria para el sistema de generación completamente distinta a la original (folio N°7 del GG-1248-2020 del 16-12-2020). En documento CJD-002-2021, no consta, sin embargo, la justificación que motiva dicho cambio, lo que aumenta la incerteza en la información que presenta en la empresa en su solicitud.*

*(...)*

*Una cuestión similar ocurre con los otros dos sistemas (alumbrado público y distribución), cuyos datos y documentos se pueden ver en los expedientes ET-085-2020 y ET-087-2020, respectivamente. (...)*

*No consta en la información remitida por la empresa la corrección del aparatado "II.*

*Impacto en las finanzas del Servicio de Generación" de la solicitud, donde inicialmente la empresa planteaba que requería ajustes de hasta el 48,56% para el 2021.*

*Es sumamente preocupante que la información presentada para un aumento tarifario que en definitiva tiene un gran impacto en la economía de la provincia de Cartago, sea tan imprecisa y fluctue (sic) drásticamente al solicitar un poco más de información.*

*(...)*

*Por esta razón es necesario señalar la importancia de contar con una solicitud que sea lo suficientemente clara y esté debidamente respaldada con la documentación correspondiente al momento de su admisibilidad. Dada la incompletitud inicial de la información y la dispersión posterior de la información que se aporta en, al menos, dos momentos posteriores, el análisis de toda esta documentación técnica resulta, en la mayoría de los casos, sumamente difícil (sic) para las personas usuarias o sectores que pudieran estar interesados."*

#### **RESPUESTA:**

*Al respecto, se le indica al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, considerando que en esta fase se revisa el cumplimiento de los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*En este contexto, como consta en el expediente público, JASEC aportó la información prevenida como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público), lo cual dio sustento a la admisibilidad. En estos oficios JASEC comunicó de manera formal la incorporación de cambios en su petición, como consecuencia de la prevención realizada por parte de la Autoridad Regulara, aportando la información de las variables que lo provocaron. Por tanto, se aclara que fue la petición debidamente*

*ajustada la que se consideró para realizar las convocatorias a las audiencias públicas realizadas.*

*Por otro lado, es necesario indicar al oponente que durante el proceso de revisión por el fondo de la información aportada por la empresas, el proceso contempla la realización de aclaraciones y consultas para una mejor comprensión, razón los la cual cualquier intercambio de información, para efectos de transparencia, se incluye en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, precisamente para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y que dicha información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología vigente, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Así, se le indica al oponente que sus argumentos y manifestaciones fueron consideradas al momento de realizar las valoraciones técnicas que corresponde como parte del trámite regulatorio del presente estudio tarifario.*

### *3. Sobre el rédito para el desarrollo*

*“Como se sabe, el Rédito para el Desarrollo es una de las variables que determina el porcentaje de rentabilidad, y éste, a su vez, determina el ajuste. Existen en torno los cálculos del Rédito para el Desarrollo de esta solicitud (sic) (ET-086-2020) varias dudas que no deben pasar por alto.*

*(...)*

*Llaman la atención acá dos datos. El primero de ellos es el valor de la deuda, el cual, como el cuadro señala, corresponde a un 55% del Valor total de los Activos. Un valor sin duda alto para una empresa que ha invertido grandes sumas en activos de capital propio. En segundo lugar, llama la atención el porcentaje final que se ofrece correspondiente a 7,82%, un dato cercano pero no igual al es 7,70% del formulario 7745.*

*Los datos incorporados en el cálculo del Rédito para el desarrollo vuelven a ser tema de consulta. En la “Solicitud de información adicional requerida para el*

*análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, se pide:*

*“Para el sistema de Generación (ET-086-2020). Análisis del rédito para el desarrollo. 1. Explicar a qué corresponde y para qué fue adquirido el crédito con la Compañía Cartaginesa de Electricidad, incluido en el Estado Financiero Auditado a diciembre de 2019 con un monto de ₡3 900 125 922,18 en el sistema de generación. Además, se solicita aportar el contrato correspondiente y explicar por qué no se realizaron gastos financieros de esa deuda en el 2019 y por qué no se consideró ese crédito en el cálculo del rédito”.*

*La respuesta se encuentra en el oficio GG-182-2021 del 12 de febrero de 2021 (folio*

*98 del expediente digital):*

*“JASEC adquirió el proyecto hidroeléctrico Torito II a la compañía CCE S.A., para lo cual se firmó un financiamiento por el proyecto, que incluye estudios de prefactibilidad, idea registrada en el registro público y terrenos. (...)”*

*Puesto que no se aporta el contrato solicitado y queda claro entonces que se adquirió un crédito que, según se desprende de la explicación, no se está honrando aún, la Consejería solicita se revise a fondo en que estado se encuentran esos recursos, y para cuando se proyecta el inicio (sic) de esa “etapa comercial de producción” que la JASEC menciona.”*

## **RESPUESTA:**

*Al estar el argumento relacionado con el impacto que tiene el financiamiento de la Planta Toro III y contener dudas sobre la información remitida por el petente de esa planta, y al no haber argumentos relacionados con la petición tarifaria para el servicio de distribución, la respuesta se incluye en el informe de análisis de la petición del servicio de generación que presta JASEC.*

### **4. Competitividad de las tarifas de electricidad**

*“Como es de conocimiento general, existe una controversia sobre los precios de la electricidad en Costa Rica. Hay quienes afirman que son de los más altos de la región centroamericana; otros datos los ubican en un lugar intermedio, después de Nicaragua y Honduras. Los datos respaldan más esta segunda afirmación, es decir, que el precio de la electricidad en Costa Rica, si se le compara con el resto de países de la región, no es de los más caros, pero tampoco de los más baratos.*

*Para el caso del sector residencial, un análisis del sitio especializado GlobalPetrolPrices.com, el cual monitorea el costo de los precios de insumos como la electricidad, combustibles y gas natural en 150 países, publica un gráfico de “Precios de la electricidad para hogares, junio de 2020” que ubica a Costa Rica como el país con los precios más bajos en esta categoría.*

*(...)*

*Sin embargo, si lo que se analiza es el costo de la electricidad para el sector empresarial o industrial, no hay duda que es este uno de los problemas que enfrenta*

*el país, y que en ocasiones ha terminado con la fuga de capitales.*

*(...)*

*Valga señalar que el ejemplo es significativo pues la empresa Vicesa está ubicada en el área de cobertura de JASEC y, sin embargo, le compra la energía que necesita al ICE.*

*Dejando allí ese ejemplo específico, si se hace una comparación entre operadores*

*locales con una cantidad de abonados similar, y un dato de ventas en MWh en un rango de los 170 000 a 250 000, se encuentra que JASEC maneja un precio promedio por kWh (en ¢) que se puede considerar competitivo.*

*(...)*

*Como puede verse, los ajustes solicitados afectan de manera significativa, al alza, los sistemas de generación y distribución (que incluyen la Tarifa Comercial y la Tarifa Industrial). Puesto, como se mostrado (sic) párrafos arriba con datos a 2018 y a 2020, los precios de JASEC se han mantenido competitivos en los últimos años, un alza generalizada como la que se propone no resulta oportuna si lo que se busca es mantener y mejorar esa competitividad.*

*(...)*

*La propia JASEC, en su petición de aumento, reconoce que la crisis sanitaria COVID-19 ha afectado al comercio en la zona donde ellos prestan el servicio “...producto de los efectos económicos de la crisis sanitaria COVID-19, la cual ha perjudicado principalmente al comercio en la zona servida por JASEC...”.*

*De tal suerte que no resulta oportuno aplicar un aumento a las tarifas cuando se reconoce que el comercio se ha visto seriamente afectado en sus ingresos. Más aún tratándose de una empresa que tiene como parte de su visión ser “...reconocidos por (su) eficiencia, tecnología e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago”. Fuente: <https://www.JASEC.go.cr/filosofia/> (...)*

**RESPUESTA:**

*Lo manifestado por el opositor siempre es de importancia en los análisis que realiza esta Intendencia de Energía, tanto así que la misma intendencia ha promovido actualizaciones no solo en la estructura tarifaria del sector eléctrico, sino que las empresas reguladas establezcan políticas de uso eficiente de sus recursos, con el objetivo de que las tarifas eléctricas reflejen la modernización y eficiencia del sector y eso sea trasladado a los usuarios del servicio eléctrico de manera oportuna.*

*También es importante reiterar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

#### **PETITORIA**

- 1. Que se admita la presente oposición.*
- 2. Que los argumentos aquí esgrimidos sean considerados.*
- 3. Que se revisen de manera minuciosa los documentos y datos aportados, así como los cálculos asociados al Rédito para el Desarrollo, tanto los del expediente ET- 086-2020 (Sistema de Generación) que aquí se han mencionado, como los que justifican esa misma variable en el expediente ET-087-2020 (Sistema de Distribución).*

#### **RESPUESTA:**

*Al respecto, como se indicó, los argumentos manifestados por el Consejero del Usuario de la Aresep fueron considerados al momento de realizar el análisis técnico que sustenta la tramitación del presente estudio tarifario, proceso que contempló la valoración detallada de toda la documentación e información aportada por JASEC. En este contexto se agradece la participación del Consejo del Usuario en la Audiencia Pública y sus aportes.*

- 2. Oposición: Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica, cédula jurídica número 3-002-042023, representada por el señor Enrique Javier Egloff Gerli, cédula de identidad número 1-0399-0262, en su condición de Apoderado Generalísimo sin límite de suma.**

**Observaciones: Hace uso de la palabra en la audiencia pública, el señor Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 01-0632-0878, debidamente autorizado. Presenta escrito. (visible a folio 164).**

**Notificaciones: Al correo electrónico: lporras@cicr.com y cmontenegro@cicr.com**

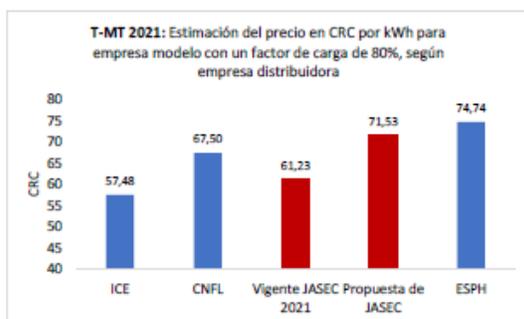
- *Variación desproporcionada*

“Al igual que ocurre para el sistema de Generación, para este Sistema de Distribución muestra aumentos desproporcionados en sus tarifas:

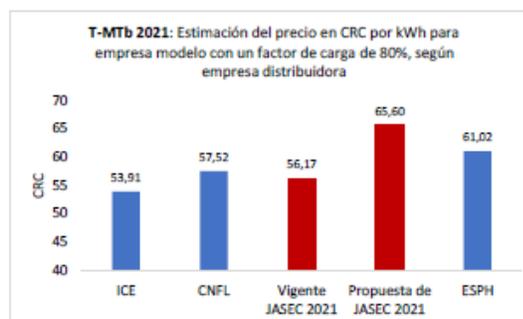
<b>Sistema de Distribución: aumentos tarifarios propuestos en porcentaje</b>		
<b>Propuesta de la JASEC</b>	<b>Comparación</b>	<b>Variación porcentual</b>
Para abr-2021	vs 2020	9,8%
	vs vigente 2021	16,8%
Propuesta enero a junio 2022	vs vigente 2021	22,8%
	vs vigente 2022	8,7%
	vs propuesta 2021	5,2%
Propuesta julio a diciembre 2022	vs vigente 2021	12,1%
	vs vigente 2022	-0,7%
	vs propuesta 2021	-4,0%

Fuente: ET-087-2020, RE-097-IE-2019, RE-098-IE-2019, RE-0102-IE-2019, RE-0103-IE-2019 y RE-0103-IE-2020.

Un aumento tarifario para el 2021 de un 9,8% anularía absolutamente la insuficiente rebaja resuelta en diciembre 2020 anterior, que en promedio anual representa un 7,9% para el Sistema de Distribución de JASEC. De hecho, según la Encuesta *“Perspectivas empresariales y factores de competitividad del sector industrial (2020)”* de la Cámara de Industrias de Costa Rica, el alto costo de la electricidad fue destacado dentro de los principales factores para la pérdida de competitividad por un 71% del total de empresas encuestadas y para 83% de las empresas grandes (que son las más mayores generadoras de empleo en el país). Es ese mismo sector industrial el que se vería seriamente afectado si se llegara a dar el aumento tarifario propuesto principalmente en las tarifas de media tensión:



Fuente: estimaciones propias según los datos de la RE-0132-2020 y el ET-087-2020.



Fuente: estimaciones propias según los datos de la RE-0132-2020 y el ET-087-2020.

Los gráficos anteriores demuestran la pérdida de competitividad en las tarifas T-MT y T-MTb de la JASEC: la propuesta aumenta el precio por kWh para ambas tarifas en un 17% con respecto a las tarifas vigentes para el 2021 y esta empresa distribuidora pasa de tener las segundas tarifas de media tensión más competitivas de entre las empresas distribuidoras, a tener la segunda tarifa más cara (solo superada por la ESPH) para el caso de T-MT y la más cara para el caso de la T-MTb. En comparación con el ICE (quien ostenta las mejores tarifas), la JASEC tendría una T-MT 24% más cara y una T-MTb 22% mayor.

*b) Información imprecisa*

Al igual que en generación, para el Sistema de Distribución, la empresa distribuidora varió por completo el pliego con las tarifas con respecto a la solicitud inicial:

Variación en los aumentos propuestos para las tarifas del Sistema de Distribución de JASEC		
Periodo de la solicitud	% de aumento en las tarifas inicial	% de aumento en las tarifas luego de la prevención realizada por la Intendencia de Energía
De abril a diciembre 2021	7,27%	16,78%
I semestre 2022	8,60%	8,72%
II semestre 2022	0,13%	-0,74%

Fuente: elaboración propia con base en la información del ET-087-2020.

Es válido preguntarse ¿a qué se debe que para el 2021 se aumente la petición tarifaria, con respecto al pliego inicial? Es importante para los usuarios contar con información clara y con datos que justifiquen los aumentos propuestos con el objeto de saber si las tarifas que se proponen están conforme a la legislación y garantizan los principios de economía y eficiencia necesarios para la prestación de un servicio de manera óptima.

**PETITORIA**

- a) Que se admita esta oposición.
- b) A raíz de los argumentos expuestos en los apartados 1 y 2 del presente documento, que se rechace la solicitud presentada por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) tramitada bajo los expedientes ET-086-2020 para el Sistema de Generación y el ET-087-2020 para el Sistema de Distribución.

**RESPUESTA:**

*Es importante indicar al opositor que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, dicha información consta en los respectivos expedientes, la cual fue valorada de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Por lo que todo lo indicado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis.*

*Las graves imprecisiones en la información suministrada por la JASEC:*

*Al respecto, se indica al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, es ahí donde se revisa que se cumplan los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*JASEC aportó la información prevenida como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público) y eso dio paso a que se admitiera la solicitud. En estos oficios referidos JASEC comunicó que cambió su petición de conformidad con lo prevenido, aportado la información de las variables que lo provocaron, siendo esta petición ajusta la que se consideró al momento en que se programó la convocatoria a Audiencia Pública.*

*Es importante recordar también, que el proceso de revisión del fondo de la información aportada dentro de una solicitud tarifaria requiere de constantes aclaraciones por parte del solicitante, por lo que es importante que cualquier intercambio de información se incluya en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante, lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida. Esta información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica como criterios orientadores del proceso de toma de decisiones. Así, lo manifestado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis regulatorio que sustenta el presente estudio tarifario.*

## **PETITORIA**

1. Que se admita esta oposición.
2. A raíz de los argumentos expuestos en los apartados 1 y 2 del presente documento, que se rechace la solicitud presentada por la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC) tramitada bajo los expedientes ET-.086-2020 para el Sistema de Generación y ET-087-2020 para el Sistema de Distribución.

## **RESPUESTA:**

Al respecto, como se indicó, los argumentos manifestados por el oponente fueron considerados durante el análisis técnico realizado durante la valoración de la documentación e información que presentó la empresa para sustentar y respaldar su petición. En este sentido, se agradece la participación de la Asociación Cámara de Industrias de Costa Rica en la audiencia pública, así como sus aportes.

## **POSICIONES ENVIADAS AL EXPEDIENTE:**

3. **Defensoría de los Habitantes, cédula de persona jurídica número 3-007-137653. Representada por la señora Ana Karina Zeledón Lépiz, portadora de la cédula de identidad número 108120378, en su condición de Directora de Asuntos Económicos de la Defensoría de los Habitantes. Notificaciones: Al correo rmeza@dhr.go.cr y kzeledon@dhr.go.cr Observaciones: No Hace uso de la palabra en la audiencia pública. Presenta escrito según oficio DH-DEED-0279-2021 (visible a folio 163).**

La tabla 3 presenta la revisión de la Defensoría de la solicitud de aumento tarifario para el sistema de distribución en el año 2021, según los datos contenidos en el expediente tarifario ET-087-2020. En la tabla, el resultado financiero para ese año, a tarifas vigentes, resulta en un excedente de operación negativo de ₡5.982,6 millones para un rédito para el desarrollo de 23% negativo.

Para revertir dicha situación y llegar a un rédito de 4,18% (pretendido por la empresa) se requieren ingresos adicionales por ₡7.069,5 millones, lo cual implicaría un aumento tarifario anual de 16.1%. En su propuesta, la empresa solicita un ajuste de 16,78% por 9 meses (abril-diciembre 2021), para obtener dicho ingreso adicional.

Tabla 3. JASEC-Sistema Distribución: Revisión del ajuste tarifario solicitado para el año 2021 para alcanzar el rédito para el desarrollo teórico (cifras en millones de colones)

<b>Situación a tarifas vigentes en 2021</b>		
Ingresos Totales	IT <sub>R</sub>	41.161,4
Costos Totales	COMA <sub>R</sub>	47.144,0
Excedente de explotación		-5.982,6
Base tarifaria	BT <sub>R</sub>	26.011,3
Rédito resultante	R <sub>R</sub>	-23,00%
<b>Situación proyectada para el año 2021</b>		
Ingresos Totales	IT <sub>E</sub>	48.230,8
Costos Totales	COMA <sub>E</sub>	47.144,0
Excedente de explotación		1.086,8
Base tarifaria	BT <sub>E</sub>	26.011,3
Rédito propuesto	R <sub>E</sub>	4,18%
<b>Cálculo de ajuste tarifario</b>		
Rédito propuesto para el año 2017	R <sub>E</sub>	4,18%
Ingreso total necesario para Rédito propuesto	IT*	48.230,8
Ajuste Tarifario (IT*-IT <sub>R</sub> )		7.069,5
Ajuste Tarifario porcentual		16,1%

Fuente: Elaboración propia con base en la información del expediente ET-087-2020.

En la petición para el año 2021 se incluyen ajustes en los ingresos por liquidaciones de los años 2017 a 2019, según el siguiente detalle (en millones de colones):

Liquidación 2017 -367,67

Liquidación 2018 -12,18

Liquidación 2019 -3 089,82

En todos los casos, las liquidaciones corresponden a devoluciones a los usuarios, incluyendo la propuesta para el año 2019 que se incluye en esta solicitud. Todas estas liquidaciones reducen la estimación de ingresos para el año 2021.

Por otra parte, la estructura de costos presentada por la empresa para el 2021, el mayor costo de operación lo constituyen las compras de energía que realiza a su sistema de generación y, principalmente al ICE (aproximadamente el 80% de la

energía). La tabla 4 presenta la estructura de costos para el año 2021 según la información aportada al expediente tarifario.

Tabla 4. JASEC-Sistema Distribución: Costos de operación estimados para el año 2021 (Cifras en millones de colones)

Costos	Millones de ₡	%
Compras de energía	37.987,8	81%
Costos y gastos de operación	2.190,2	5%
Gastos comerciales	1.331,2	3%
Gastos administrativos	2.851,3	6%
Canon de regulación	105,4	0%
Efecto IVA	1.085,2	2%
Depreciaciones y amortizaciones	1.316,9	3%
Pérdidas por deterioro	275,9	1%
<b>Total de gastos de operación</b>	<b>47.144,0</b>	<b>100%</b>

Fuente: Elaboración propia con base en la información del expediente ET-087-2020.

Como se indicó, de la tabla 4 se observa que el mayor costo dentro de la estructura tarifaria lo constituyen las compras de energía (81%). No obstante, la información suministrada en el expediente no presenta un resumen de la evolución de los costos reales de la empresa para los años anteriores al 2021, lo cual limita al usuario analizar su comportamiento.

Según la información disponible, el aumento solicitado para el año 2021 (recursos adicionales por ₡7.069,7 millones) tiene como propósito principal cubrir el aumento en los costos de compra de energía, compensar la reducción en los ingresos debido a la liquidación de 2019 energía (₡3.089,8 millones) y permitir a la empresa alcanzar un rédito para desarrollo en este sistema del 4,18%. En relación con lo anterior, la Defensoría solicita a la ARESEP revisar el incremento en los costos de compra de energía, según lo que disponga respecto al incremento solicitado para el 2021 en la tarifa de generación (28,64%) y el hecho de que la empresa estima una rebaja del costo de compras al ICE de aproximadamente de 12% durante 2021 y una rebaja del 5% para el año 2022. Asimismo, se solicita a la ARESEP determinar una distribución en el tiempo de la liquidación de 2019 que establezca un balance entre la situación financiera de la empresa y los intereses de los usuarios.

La tabla 5 siguiente presenta la revisión realizada por la Defensoría del ajuste tarifario solicitado para las tarifas de distribución en el año 2022, según la información contenida en el expediente ET-087-2020.

La revisión realizada en la tabla 5 permite observar que el resultado financiero para el año 2022, a tarifas vigentes, resulta en un excedente de operación negativo de ¢854 millones para un rédito para el desarrollo de 3,45% negativo.

Para revertir dicha situación y llegar a un rédito de 4,18%, la empresa propone recibir ingresos adicionales por ¢1.887,2 millones, lo cual implicaría un aumento anual tarifario de 3,7%. En su propuesta, la empresa solicita un ajuste del 8,72% por 6 meses (enero-junio 2022), para obtener dicho ingreso adicional.

Tabla 5. JASEC-Sistema Distribución: Revisión del ajuste tarifario solicitado para el año 2022 para alcanzar el rédito para el desarrollo teórico (cifras en millones de colones)

<b>Situación a tarifas vigentes en 2022</b>		
Ingresos Totales	$IT_R$	48.856,6
Costos Totales	$COMA_R$	49.710,5
Excedente de explotación		-854,0
Base tarifaria	$BT_R$	24.728,3
Rédito resultante	$R_R$	-3,45%
<b>Situación proyectada para el año 2022</b>		
Ingresos Totales	$IT_E$	50.743,8
Costos Totales	$COMA_E$	49.710,5
Excedente de explotación		1.033,2
Base tarifaria	$BT_E$	24.728,3
Rédito propuesto	$R_E$	4,18%
<b>Cálculo de ajuste tarifario</b>		
Rédito propuesto para el año 2017	$R_E$	4,18%
Ingreso total necesario para Rédito propuesto	$IT^*$	50.743,8
Ajuste Tarifario ( $IT^*-IT_R$ )		1.887,2
Ajuste Tarifario porcentual		3,7%

Fuente: Elaboración propia con base en la información del expediente ET-087-2020.

En la petición para el año 2022 se incluyen ajustes en los ingresos por liquidaciones de los años 2018 y 2019, según el siguiente detalle (en millones de colones):

Liquidación 2018 —12,18  
Liquidación 2019 —2.319,58

*En ambos casos constituyen devoluciones a los usuarios, la primera establecida en una resolución anterior y para el año 2019 es la propuesta realizada por la empresa. Asimismo, de forma similar que, en la propuesta de 2021, en la estructura de costos para el año 2022, el mayor costo de operación lo constituyen las compras de energía que realiza a su sistema de generación y principalmente al ICE (aproximadamente el 82% de la energía). No obstante, debe considerarse que la empresa proyecta para ese año una rebaja en el costo de adquisición de energía del ICE (generación y transmisión) en la energía y potencia de alrededor del 5%.*

*Del análisis anterior, puede observarse que el aumento solicitado para el año 2022 (recursos adicionales por ₡1.887,2 millones) tiene como propósito principal cubrir el aumento en los costos de compra de energía, compensar la reducción en los ingresos debido a la liquidación de 2019 energía (₡2.319,6 millones) y permitir al sistema llegar a un rédito para desarrollo de 4,18%.*

*En relación con esta situación, la Defensoría solicita a la ARESEP revisar el incremento en los costos de compra de energía, según lo que disponga respecto al incremento solicitado en la tarifa de generación para ese año (13,77%) y el hecho de que la empresa estima una rebaja del costo de compras al ICE de aproximadamente de 12% durante 2021 y de 5% para el año 2022. Asimismo, se solicita a la ARESEP determinar una distribución en el tiempo de la liquidación de 2019 que establezca un balance entre la situación financiera de la empresa y los intereses de los usuarios.*

**RESPUESTA:**

*En atención a los argumentos presentados por la Defensoría de los Habitantes, es necesario indicar que el artículo 30 de la Ley 7593 en efecto establece la competencia que tiene la Aresep para modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, facultada que se materializa una vez realizada la valoración técnica por el fondo toda la información aportada por el petente, así como los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*En este contexto, se aclara que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y dicha información consta en los respectivos expedientes, la cual se revisó de conformidad con la metodología aplicable, la normativa vigente y la ciencia y la técnica como principios orientadores del proceso de regulación económica y de la calidad que corresponde ejercer a la Autoridad Reguladora. En este sentido, se indica al opositor que sus manifestaciones fueron consideradas al momento de realizar el análisis técnico que sustenta el presente estudio tarifario.*

## 1. Aspectos generales de oposición:

### *Rédito Teórico y fórmulas financieras:*

*En relación con la propuesta de incrementar las tarifas para lograr un determinado nivel de rédito de desarrollo en cada sistema, la Defensoría ha recomendado a la Autoridad Regulador revisar los niveles propuestos de rédito en las fijaciones tarifarias pues, a pesar de tratarse de una misma industria e incluso en los mismos sistemas, se observan que los modelos financieros aplicados arrojan niveles de rédito diferentes para cada prestador del servicio (CNFL, ICE, JASEC, ESPH y Cooperativas). Considera la Defensoría que esta práctica de forzar los resultados económicos del prestador del servicio a un rédito determinado introduce rigideces innecesarias en la política tarifaria, al eliminar grados de libertad para fijar los precios del servicio pues, condiciona el ajuste tarifario al resultado de la aplicación de una fórmula matemática preestablecida y que sólo involucra variables financieras.*

*Para la Defensoría la utilización de fórmulas estrictamente financieras —dejando de lado consideraciones también importantes como el estímulo a la eficiencia—, atentan contra los objetivos de la Autoridad Reguladora establecidos en la Ley 7593 y sus reformas, en cuanto al logro del equilibrio entre las necesidades de los usuarios y los intereses de los prestadores de los servicios (artículo 4), así como la incorporación de los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica (artículo 31), entre otros aspectos.*

### *Información del expediente:*

*La Defensoría externa su preocupación por la inclusión de información relevante para el proceso de audiencia 15 días después de la publicación de la convocatoria en los medios de prensa (lunes 1 de febrero de 2021). Para el caso del sistema de generación la información incluida consiste en el documento GG-182-2021 de fecha 12 de febrero de 2021 que responde a la solicitud de información de ARESEP oficio OF-0103-IE-2021 de fecha 10 de febrero de 2021. Dada esta situación, la Defensoría recomienda a la Autoridad Reguladora convocar a audiencia pública cuando en el expediente se disponga de la documentación completa [...]*

*Relacionado con lo anterior, y dada la inclusión de nueva información en el expediente días después de que se puso a disposición de los interesados, la empresa varió su pretensión tarifaria en los sistemas de generación y distribución. En generación la empresa cambio significativamente los ajustes*

solicitados de 48,56% a 28,64% para abril a diciembre 2021, de 20,11% a 13,77% para enero a junio 2022 y de 4,23% a -2,12% para julio a diciembre 2022. Situación similar se presentó en el sistema de distribución, donde los ajustes pasaron de 7,27% a 16,78% para abril a diciembre 2021, de 8,60% a 8,72% para enero a junio 2022 y de 0,13% a -0,74% para julio a diciembre 2022. Esta situación genera dudas sobre la calidad y veracidad de la información suministrada con la cual se define un ajuste tarifario en un servicio esencial como la energía eléctrica.

*Informe para la solicitud de ajuste tarifario:*

*Finalmente, la Defensoría recomienda a la ARESEP solicitar a los prestadores de servicios que para cada expediente se elabore un informe de la solicitud en cuestión donde se resuman en cuadros los datos de ingreso, costo, inversión, rédito, base tarifaria, etc., y que incluya el histórico de dichas cifras, entre otros aspectos, e identificando los cuadros fuentes donde se encuentran los datos base dentro del expediente tarifario. Considera la Defensoría que la forma en que se presenta actualmente la información en los expedientes tarifarios no cumple con el principio de transparencia y no se presta para que las personas interesadas ejerzan su derecho a la solicitud de rendición de cuentas ante los prestatarios de los servicios públicos. En este sentido, se recomienda a la ARESEP asumir la posición de un usuario típico y determinar la forma en que debe presentársele la información para que pueda realizar una participación efectiva en el proceso de audiencia pública.*

### **RESPUESTA:**

*Seguidamente se contesta los argumentos presentados en el punto “Aspectos generales de oposición”, en el mismo orden mencionados:*

*Rédito teórico y fórmulas financieras:*

*Al respecto se aclara al opositor, que la IE llegó a determinar un porcentaje de rédito del 6,55%, que al ajustarse por plazo correspondía a un 6,99% para el año 2021, esto conforme a la potestad de la Aresep para modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, según el artículo 30 de la Ley 7593.*

*Cabe mencionar, que cada una de las variables que conforman el cálculo de la tarifa se realizó de conformidad con la metodología tarifaria vigente para el servicio de generación eléctrica, además está intendencia vela por el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos de la Ley 7593, entre ellos los artículos 4 y 31 citados por el opositor.*

*Información del expediente:*

*Es importante recordarle al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, es ahí donde se revisa que se cumplan los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*JASEC aportó la información que se le previno como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público) y eso dio paso a que se admitiera la solicitud. Es en esos oficios donde JASEC comunicó que cambió su petición de conformidad con lo prevenido, aportado la información de las variables que lo provocaron, ese cambio fue el que se consideró para realizar las convocatorias a las audiencias públicas realizadas.*

*Es importante recordar también, que el proceso de revisión del fondo de la información aportada dentro de una solicitud tarifaria requiere de constantes aclaraciones por parte del solicitante, por lo que es importante que cualquier intercambio de información se incluya en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante, lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*Así las cosas, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y que dicha información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología vigente, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Por lo que todo lo indicado por el opositor se consideró a la hora de realizar el análisis.*

*Informe para la solicitud de ajuste tarifario:*

*Al respecto se aclara al opositor que, cada expediente contiene la información atinente a ingresos, costos, inversiones, rédito, base tarifaria, etc., en la etapa de admisibilidad se verificada que la solicitud de ajuste tarifario contenga dicha información, de conformidad con la resolución RRG-6570-2007 que cita como requisito:*

*“Contener una justificación técnica que incluya antecedentes, estudio de mercado, costos y gastos de operación reales y proyectados al último nivel de subcuenta, cargas tributarias, costos y beneficios ajenos a la actividad, activo fijo neto al costo y revaluado, programa de inversiones, servicio de la deuda, análisis económico-financiero de la empresa con las tarifas vigentes y las propuestas y la estructura de precios propuesta. [...]”*

*Cabe mencionar, que los documentos anexos a la solicitud presentada por el petente, lleva una serie de carpetas ordenadas de forma consecutiva para el análisis de las variables incluidas en el cálculo tarifario, cada carpeta contiene información resumida y segregada para su respectivo análisis. Ahora bien, el aporte del opositor en lo correspondiente a resumir los cuadros de las principales variables en un único informe es completamente valioso, por lo cual se agradece a su representada.*

## **PETITORIA**

- 1. Que se admita la presente oposición.*
- 2. Que se rechace totalmente la propuesta tarifaria.*

## **RESPUESTA:**

*Al respecto, se indica al opositor que sus argumentos fueron considerados en el marco del análisis técnico realizado por la Intendencia, que contempla el análisis detallado y exhaustivo de toda la documentación e información presentada por JASEC como respaldo y justificación de su petición. En este sentido, se agradece a la Defensoría de los Habitantes su participación y aportes.*

*[...]*

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021; tal y como se dispone.

**POR TANTO  
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar el ajuste en la estructura de costos y gastos sin combustible del sistema de distribución que presta JASEC a partir del 1 de abril de 2021, de la siguiente manera:

**Cuadro N° 28  
Estructura de costos y gastos sin combustible**

JASEC Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/abril/2021 al 31/dic/2021	Rige desde el 1/ene/2022 al 30/jun/2022	Rige desde el 1/jul/2022
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 144.70	2 196.30	2 057.40
Bloque 31-200	cada kWh	71.49	73.21	68.58
Bloque 201 y más	kWh adicional	87.51	89.62	83.95
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>				
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	101.07	103.49	96.95
-				
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200.00	185 550.00	173 820.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60.40	61.85	57.94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591.44	77 408.08	72 511.92
Bloque 9 y más	cada kW	9 448.93	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>				
○ <b>Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	cada kWh	101.07	103.49	96.95
-				
○ <b>Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200.00	185 550.00	173 820.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60.40	61.85	57.94
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591.44	77 408.08	72 511.92
Bloque 9 y más	cada kW	9 448.93	9 676.01	9 063.99
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>				

JASEC Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG	Estructura de costos sin CVG
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/abril/2021 al 31/dic/2021	Rige desde el 1/ene/2022 al 30/jun/2022	Rige desde el 1/jul/2022
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>		72.72	74.47	69.76
-				
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-3000	Cargo fijo	125 730.00	128 730.00	120 600.00
Bloque 3001 y más	cada kWh	41.91	42.91	40.20
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Bloque 0-8	Cargo fijo	50 801.76	52 022.64	48 732.16
Bloque 9 y más	cada kW	6 350.22	6 502.83	6 091.52
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	55.47	56.80	53.20
Periodo Valle	cada kWh	27.10	27.77	26.01
Periodo Noche	cada kWh	18.49	18.94	17.74
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	9 762.01	9 996.61	9 364.31
Periodo Valle	cada kW	6 999.81	7 168.03	6 714.65
Periodo Noche	cada kW	4 788.56	4 903.65	4 593.49
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Periodo Punta	cada kWh	113.28	116.00	108.66
Periodo Valle	cada kWh	38.92	39.86	37.34
Periodo Noche	cada kWh	24.99	25.59	23.97
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
Periodo Punta	cada kW	3 327.08	3 407.04	3 191.54
Periodo Valle	cada kW	2 322.63	2 378.44	2 228.00
Periodo Noche	cada kW	1 488.39	1 524.16	1 427.75

II. Fijar la tarifa de acceso de la siguiente manera:

<b>Categoría Tarifa</b>	<b>detalle del cargo</b>	<b>Rige desde el 01/abr/2021 al 31/dic/2021</b>	<b>Rige desde el 01/ene/2022 al 31/dic/2022</b>
Tarifa de acceso	cada kWh	₡15,39	15,79

III. Tener como respuesta a las oposiciones lo externado 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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA., 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 Alberto Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—Solicitud N° 258590.—  
( IN2021538608 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RE-0020-IE-2021 DEL 24 DE MARZO DE 2021**

**SOLICITUD TARIFARIA PRESENTADA POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA  
DEL SERVICIO ELÉCTRICO MUNICIPAL DE CARTAGO (JASEC) PARA  
EL SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO.**

**ET-085-2020**

**RESULTANDO:**

- I. Que mediante la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), N° 3300 del 16 de julio de 1964, reformada con la Ley N°7799 del 30 de abril de 1998, se faculta a esa junta para prestar los servicios públicos que define el artículo 5 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- II. Que el 1 de febrero de 2019 mediante resolución RE-0013-IE-2019 se resolvió la fijación tarifaria ordinaria de JASEC para el servicio de alumbrado público, que entró a regir a partir del 1 de abril de 2019.
- III. Que el 17 de diciembre de 2020, se recibió en Aresep, oficio GG-1249-2020, fechado 16 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del sistema de alumbrado público. (Folios 1 a 58).
- IV. Que el 4 de enero de 2021, mediante oficio OF-0003-IE-2021, la Intendencia de Energía (IE) previno a JASEC de información faltante en su petición. (Folios 60 a 63)
- V. Que el 18 de enero de 2021, mediante oficio GG-044-2021, JASEC remitió la información prevenida como faltante mediante oficio OF-0003-IE-2021. (Folios 65 a 81)
- VI. Que el 20 de enero de 2021, mediante oficio OF-0055-IE-2021, se otorgó admisibilidad a la petición de JASEC y se solicitó la convocatoria a audiencia pública, con base en el informe IN-0010-IE-2021 de misma fecha. (Folios 82 a 87)

- VII. Que el 1 de febrero de 2021, en la Gaceta N° 21, Diario Extra y La Teja, se publicó la convocatoria a audiencia pública para discutir la solicitud tarifaria presentada por JASEC. (Folio 98)
- VIII. Que el 10 de febrero de 2021, mediante oficio OF-0103-IE-2021, la IE solicitó información aclaratoria a JASEC. (Folios 93 a 96 ET-086-2020)
- IX. Que el 12 de febrero de 2021, mediante oficio GG-184-2021, JASEC remitió las aclaraciones solicitadas. (Folios 101, 105 y 106)
- X. Que el 15 de febrero de 2021, mediante informe IN-0121-DGAU-2021, la Dirección General de Atención al Usuario (DGAU) emitió el informe de instrucción de la audiencia pública. (Folios 103 a 104)
- XI. Que el 25 de febrero de 2021, se realizó la audiencia pública, según consta en acta AC-0133-DGAU-2021 del 4 de marzo de 2021. (Folio 140 a 157)
- XII. Que el 4 de marzo de 2021, mediante informe IN-0167-DGAU-2021, la DGAU emitió el informe de oposiciones y coadyuvancia a la solicitud de fijación tarifaria de JASEC para el sistema de alumbrado público, en donde consta que se recibió y aceptó una oposición (Folio 158). El audio y el video de la audiencia pública corren a folio 168.
- XIII. Que el 24 de marzo de 2021, mediante el informe técnico IN-0039-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó, fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos de la actividad de alumbrado público que presta Jasec a partir del 1 de abril de 2021.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0039-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## II. ANÁLISIS DEL ASUNTO

### 1. Solicitud tarifaria

De conformidad con lo indicado en el oficio GG-1249-2020, fechado 16 de diciembre de 2020 y recibido por la Aresep el 17 de diciembre de 2020, JASEC presentó la solicitud tarifaria para ajustar las tarifas del servicio de alumbrado público y mediante oficio GG-044-2021 del 18 de enero de 2021, recibido ese mismo día en la Aresep, dio respuesta a la prevención realizada mediante el oficio OF-0003-IE-2021 del 04 de enero de 2021, modificando su pretensión original.

JASEC solicitó un ajuste en la tarifa de alumbrado público de la siguiente manera:

- A partir del 1º de abril 2021 y el 31 de diciembre 2021, un aumento de 5,12% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-128-IE-2020.
- A partir del 1º de enero 2022 hasta el 30 de junio 2022, con un aumento de 0,82% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-099-IE-2020.
- A partir del 1º de julio 2022 hasta el 31 de diciembre 2022, con una rebaja de 2,66% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-099-IE-2020.

Al respecto, se aclara que JASEC solicitó ajustes individuales aplicables a cada periodo indicado por separado.

Los precios propuestos para el servicio de alumbrado público para cada periodo indicado son:

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Abr al 31 Dic 2021 sin CVC *	Efecto de la Liquidación 2019 JASEC Abr-Dic 2021		Efecto del Ajuste Ordinario 2021, Abr-Dic 2021		Efecto del Ajuste Total		Tarifa Propuesta 1º Abr al 31 Dic 2021 sin CVC *	
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste		
<b>Tarifa T-AP Tarifa Alumbrado Público</b>										
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>										
	Bloque 0-30 kWh	Cargo Fijo	€86,70	€3,01	3,48%	€1,43	1,65%	€4,44	5,12%	€91,14
	Cada kWh adicional	kwh adicional	€2,89	€0,10	3,48%	€0,05	1,65%	€0,15	5,12%	€3,04
	Bloque mayor a 50.000 kwh	Cargo Fijo	€144 500,00	€5 024,91	3,48%	€2 377,94	1,65%	€7 402,86	5,12%	€151 902,86

\* Precios sin combustibles, resolución RE-128-IE-2020

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Ene al 30 Jun 2022 sin CVC *	Efecto de la Rebaja ICE Ene a Jun 2022		Efecto de la Liquidación 2019 JASEC Ene-Jun 2022		Efecto del Ajuste Ordinario 2022, Ene-Jun 2022		Efecto del Ajuste Total		Precio 1º Ene al 30 Jun 2022 sin CVC *	
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste		
<b>Tarifa T-AP Tarifa Alumbrado Público</b>												
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>												
	Bloque 0-30 kWh	Cargo Fijo	₡94,80	-₡4,35	-4,59%	₡3,30	3,48%	₡1,82	1,92%	₡0,77	0,82%	₡95,57
	Cada kWh adicional	kwh adicional	₡3,16	-₡0,14	-4,59%	₡0,11	3,48%	₡0,06	1,92%	₡0,03	0,82%	₡3,19
	Bloque mayor a 50.000 kwh	Cargo Fijo	₡158 000,00	-₡7 245,69	-4,59%	₡5 494,37	3,48%	₡3 039,26	1,92%	₡1 287,94	0,82%	₡159 287,94

\* Precios sin combustibles, resolución RE-99-IE-2020

Categoría Tarifaria	Detalle del Cargo	Precio 1º Jul al 31 Dic 2022 sin CVC *	Efecto de la Rebaja ICE Jul a Dic 2022		Efecto del Ajuste Ordinario 2021, Jul-Dic 2022		Efecto del Ajuste Total		Precio 1º Jul al 31 Dic 2022 sin CVC *	
			Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste	Aum Absoluto	% de Ajuste		
<b>Tarifa T-AP Tarifa Alumbrado Público</b>										
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>										
	Bloque 0-30 kWh	Cargo Fijo	₡94,80	-₡4,35	-4,59%	₡1,82	1,92%	-₡2,52	-2,66%	₡92,28
	Cada kWh adicional	kwh adicional	₡3,16	-₡0,14	-4,59%	₡0,06	1,92%	-₡0,08	-2,66%	₡3,08
	Bloque mayor a 50.000 kwh	Cargo Fijo	₡158 000,00	-₡7 245,69	-4,59%	₡3 039,26	1,92%	-₡4 206,43	-2,66%	₡153 793,57

\* Precios sin combustibles, resolución RE-99-IE-2020

## 2. Análisis de la solicitud

### a. Parámetros utilizados

Los parámetros o indicadores económicos utilizados en este informe son los siguientes:

Índice de Precios al Consumidor (IPC): se parte del último valor del IPC publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC), disponible al día de la audiencia pública. Este valor corresponde a 100,18<sup>1</sup> para el mes de enero de 2021. Considerando las proyecciones de inflación señaladas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) en el Programa Macroeconómico 2021-2022 (1,30% para el 2021 y 1,20% para el 2022), tal y como lo indica la metodología vigente en el apartado “Índice de actualización local” de la sección 3.1.1, se estimó el valor del IPC para los meses faltantes del 2021, así como para los años 2022 y 2023<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> El INEC realizó el cambio de base del IPC, pasando de junio de 2015 a diciembre de 2020. La serie de valores anteriores fue reajustada a partir de dicho cambio.

<sup>2</sup> Las proyecciones de inflación del BCCR en el Programa Macroeconómico incluyen 2021 y 2022. Para el 2023 se asume la misma inflación proyectada para el 2022, considerando que este indicador se ha mantenido por debajo de la meta de inflación en los últimos años.

**Cuadro N° 1.**  
**Índice de Precios al Consumidor (IPC), base diciembre 2020**

<b>MES / AÑO</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>
Enero	99,2	100,2	101,4	102,6
Febrero	99,5	100,3	101,5	102,7
Marzo	99,5	100,4	101,6	102,8
Abril	99,0	100,5	101,7	102,9
Mayo	98,9	100,6	101,8	103,0
Junio	98,9	100,7	101,9	103,1
Julio	99,1	100,8	102,0	103,2
Agosto	99,1	100,9	102,1	103,3
Setiembre	99,4	101,0	102,2	103,4
Octubre	99,5	101,1	102,3	103,5
Noviembre	99,5	101,2	102,4	103,6
Diciembre	100,0	101,3	102,5	103,7
<i>Promedio Anual</i>	99,3	100,7	102,0	103,2
<i>Variación Anual (Dic.-Dic.)</i>	0,89%	1,30%	1,20%	1,20%
<i>Variación Promedio Anual</i>	0,72%	1,45%	1,21%	1,20%

*Nota: datos estimados de febrero de 2021 a diciembre de 2023.  
Fuente: elaboración propia con base en datos del INEC y el BCCR.*

Tipo de cambio de referencia estimado: se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible al día de la audiencia pública, del tipo de cambio de referencia publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son 608,38 para la compra y 615,28 para la venta.

Tipo de cambio del sector público no bancario estimado: se utilizó el promedio de los datos diarios del último mes natural completo disponible, del tipo de cambio del sector público no bancario publicado por el BCCR, tanto de compra como de venta. Estos valores corresponden al mes de enero de 2021 y son ¢612,74 para la compra y ¢613,36 para la venta.

Otros indicadores: de acuerdo con la metodología vigente, otras variables son las siguientes:

- Tcc: tipo de cambio de compra para el Sector Público No Bancario, calculado como la media aritmética diaria de los 12 meses disponibles del año anterior para el cual se está realizando la fijación tarifaria. El promedio para el año 2020 es de ¢586,25.
- Tcv<sub>t</sub>: tipo de cambio de venta establecido por el BCCR, calculado como la media aritmética diaria de los meses disponibles al año anterior para el cual

se está realizando la fijación ordinaria. El promedio para el año 2020 es de ¢588,34.

La información base se puede consultar en las siguientes direcciones electrónicas:

- IPC: <http://inec.cr/economia/indice-de-precios-al-consumidor>
- CPI-U: <http://data.bls.gov/cgi-bin/surveymost?cu>
- ESTIMACIÓN INFLACIÓN ESTADOS UNIDOS:  
<https://www.federalreserve.gov/monetarypolicy/2020-06-mpr-part3.htm>
- PROGRAMA MACROECONÓMICO DEL BCCR:  
[https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Programa\\_Macroeconomico\\_2021-2022.pdf](https://www.bccr.fi.cr/publicaciones/DocPoliticaMonetariaInflacin/Programa_Macroeconomico_2021-2022.pdf)
- TIPO DE CAMBIO DE REFERENCIA:  
<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20400>
- TIPO DE CAMBIO SECTOR PÚBLICO NO BANCARIO:  
<https://gee.bccr.fi.cr/indicadoreseconomicos/Cuadros/frmVerCatCuadro.aspx?idioma=1&CodCuadro=%20743>

Los datos y cálculos se encuentran adjuntos en el archivo zip anexo.

## **b. Análisis del mercado**

El servicio de Alumbrado Público de JASEC está conformado básicamente por el total de luminarias instaladas en las zonas donde suministra el servicio de energía eléctrica la empresa distribuidora.

La tarifa que respalda a este servicio público se encuentra sujeta a la aprobación por parte de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (Aresep), de acuerdo con lo estipulado en la ley N°7593.

Esta tarifa T-AP debe estar sujeta a revisión periódica de ajuste por parte del ente regulador, con el fin de evaluar la realidad de costos, ingresos y sus respectivos impactos a nivel social. La Aresep recomienda a cada empresa distribuidora a presentar al menos una vez al año, un estudio ordinario de ajuste tarifario y el análisis del mercado forma parte fundamental de este estudio de

*ajuste tarifario. Esto para velar porque las tarifas estén debidamente actualizadas y el cumplimiento del principio de servicio al costo.*

*A continuación, se presenta el análisis de mercado elaborado por el Área de Información y Mercados de la Intendencia de Energía (IE) para apoyar la toma de decisiones sobre el ajuste tarifario que solicita JASEC, para la actividad de alumbrado público. El análisis consta de dos secciones complementarias: en la primera se presenta una síntesis de lo solicitado por la empresa y en la 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 la IE.*

#### ***i. Mercado presentado por JASEC***

*Los aspectos más importantes del mercado para el servicio de alumbrado público, según lo solicitado por JASEC, son los siguientes:*

- a) JASEC solicitó los siguientes ajustes:*
  - Del 01 de abril al 31 de diciembre de 2021, un incremento de 5,12%.*
  - Para el primer semestre de 2022 -01 de enero al 30 de junio-, un aumento de 0,82%.*
  - Finalmente, para el segundo semestre de 2022 -01 de julio hasta el 31 de diciembre-, una rebaja de 2,66%.*

*Esto provocará que la tarifa pase de ¢2,89 a ¢3,04 por cada kWh para el año 2021. Asimismo, de enero a junio de 2022 de ¢3,16 por kWh a ¢3,19. Por su parte, de julio a diciembre de 2021 de ¢3,16 por kWh a ¢3,08.*
- b) JASEC presentó información real hasta agosto de 2020 y estima el resto de los periodos hasta diciembre de 2022. Se proyecta cerrar el año 2022 con un total de luminarias de 254 900 (folio 16, archivos digitales).*
- c) Se estableció un porcentaje de pérdidas por distribución del 9,08% para el periodo 2021-2022, esto para efecto del cálculo de la energía a comprar para brindar el servicio de alumbrado público (folio 16, archivos digitales).*
- d) Se utilizó un porcentaje de pérdidas por balastro de 17% y 5% para cada tipo de lámpara (folio 16, archivos digitales).*

- e) *Con las consideraciones anteriores el consumo de la red de alumbrado público del servicio facilitado por JASEC será de 13,5 GWh para el año 2021 y 13,2 GWh para el año 2022. (folio 16).*
- f) *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 la actividad de Alumbrado Público como gasto por compras de energía. Según JASEC, con tarifas vigentes este gasto será de ¢848,1 millones para el año 2021 y ¢830,9 millones para el año 2022 (folio 1).*
- g) *Los ingresos por ventas de energía de la actividad de alumbrado público con tarifas propuestas se estiman en ¢1 155,7 millones para 2021 y ¢1 252,7 millones para 2022. (folio 1).*

## **ii. Análisis de mercado de la Intendencia de Energía (IE).**

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

1. *La intendencia de Energía actualizó la información real a diciembre 2020, esto implica 4 meses más de información real para el desarrollo de estimaciones y proyecciones con que cuenta Aresep. Se encontraron diferencias entre las proyecciones de JASEC y la información real, lo cual explica las diferencias entre el mercado desarrollado por JASEC y el desarrollado por la IE.*
2. *Como resultado de la evaluación de las unidades físicas proyectadas por JASEC, la IE consideró que, según la petición tarifaria de JASEC para la actividad de alumbrado público, para el 2020 se tiene una cantidad de lámparas de 247 547 y según la información real de la intendencia, (Información mensual remitida por JASEC, según requerimiento de la resolución RIE-089-2016) se tienen 247 101 lo que representa una diferencia absoluta de 446 lámparas, esta cantidad de lámparas se obtiene de la suma enero a diciembre.*

En cuanto a la proyección de la cantidad de lámparas a instalar de JASEC es inferior a la proyección elaborada por la IE lo cual afecta directamente el monto correspondiente a la compra de energía provocando que la IE reconozca un monto mayor, ya que tomando en cuenta las adiciones y retiros para los años 2021 y 2022 se estima dicha cantidad en 253 862 y 264 724 respectivamente, las diferencias absolutas con respecto a las proyecciones de JASEC son de 1 291 y 9 824 lámparas para los dos años de estimación. De esta forma se proyecta que el inventario de luminarias totales seguirá la siguiente estructura:

**Cuadro N°2**  
**Actividad de alumbrado público, JASEC**  
**Número de lámparas, por tipo, 2020 - 2022**

Año	Total Aditivos Metálicos	Total Halógena	Total LED	Total Vapor de mercurio	Total Vapor de sodio en baja presión	Total
2020	2 534	2 939	39 076	1 387	201 165	247 101
2021	2 544	2 916	50 949	820	196 633	253 862
2022	2 544	2 916	69 496	384	189 384	264 724

Fuente: datos suministrados por la empresa.

3. La Intendencia de Energía utilizó como porcentaje de pérdidas por distribución 8,40%, mientras que JASEC utilizó 9,08%, (folio 16, archivos digitales). 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 JASEC.
4. Sobre los porcentajes de pérdidas por balastro, se utilizaron porcentajes de 5% para lámparas tipo LED, ya que, en los últimos estudios ordinarios de alumbrado público de otras empresas, se determinaron pérdidas del 5% y 3%, (en este caso se utilizó el mayor porcentaje). Para el resto de los tipos de luminarias se utilizó un porcentaje de pérdidas de 17%, esto acorde con el informe técnico de la Aresep (expediente 185-2000; del 21-02-2001).

5. Con los términos anteriores se realizan las siguientes proyecciones del mercado de la actividad de alumbrado público de JASEC para el periodo 2021-2022:

**Cuadro N° 3**  
**Actividad de alumbrado público, JASEC**  
**Energía requerida por las luminarias y compras**  
**Año 2020-2022**  
**Tarifas vigentes**

CONCEPTO	2020	2021	2022
<b>Luminarias</b>			
Cantidad_1/	247 101	253 862	264 724
Consumo (GWh)_2/	13,69	13,75	13,84
<b>Compras</b>			
Físicas (GWh)_3/	14,94	15,01	15,11
Monetarias (Millones de colones) ₡	844,77 ₡	738,24 ₡	797,23 ₡
Colones / kWh ₡	56,53 ₡	49,19 ₡	52,75 ₡

1/Datos reales a diciembre de 2020.

2/ Incluye el consumo propio de las lámparas (pérdidas

3/ Incluye el porcentaje de pérdida del sistema de distribución (8,40%)

Fuente: JASEC y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

6. 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 ₡56,53 para el año 2020, ₡49,19 para el año 2021 y ₡52,75 para el año 2022. Dentro del cálculo del precio promedio Aresep consideró las tarifas sin efecto del cargo variable por combustibles (CVG) 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.
7. Respecto a los ingresos que percibe la actividad de alumbrado público de JASEC, tal y como se establece en el procedimiento metodológico, el alumbrado público se cobra a los abonados del servicio de distribución, según la cantidad de kWh consumida. 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 0,06% de los abonados totales. Las ventas netas con respecto al total de ventas de energía para el año se suponen en 72,29% para 2020, 72,23% para 2021 y 72,38% para 2022. Además, el servicio de alumbrado público cobra un mínimo de 30 kWh por abonado, de manera que Aresep proyecta en 8,17% los abonados cuyo consumo mensual se encuentra por debajo de los 30 kWh.

8. Considerando los aspectos y supuestos descritos, se estima que la empresa obtendrá los siguientes ingresos:

**Cuadro N° 4**  
**Actividad de alumbrado público, JASEC**  
**Ventas totales y netas de energía.**  
**Ingresos recaudados de los abonados directos por alumbrado público**  
**con tarifa vigente y propuesta**  
**Año: 2021-2022**

CONCEPTO	2021	2022
Ventas totales (en GWh) _1/	599,98	603,62
Excesos (en GWh) _2/	166,59	166,72
Ventas netas (en GWh) _3/	433,40	436,89
Ing. Vigentes (millones de colones)*	₡ 939,34	
Ing. Vigentes (millones de colones)**	₡ 1 252,51	₡ 1 380,59
Ing. Propuestos (en millones de colones)*	₡ 988,09	
Ing. Propuestos (en millones de colones)**	₡ 1 301,27	₡ 1 391,21

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

\* Periodo de abril a diciembre de 2021

\*\* Periodo anual (año completo)

Fuente: JASEC y Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía.

9. Los ingresos vigentes y propuestos para el 2021 abarcan un periodo de abril a diciembre de ese año.

10. Los ingresos estimados dependen de las ventas de energía que facturará el sistema de distribución de la empresa JASEC para cada uno de sus abonados. Los supuestos utilizados y los valores de la demanda de energía de los abonados de JASEC se encuentran en el estudio de ajuste tarifario paralelo del sistema de distribución de la misma empresa.

Dado lo anterior, la IE propone una tarifa de ¢ 3,04 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, para abril a diciembre de 2021 y de ¢ 3,28 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, para el primer semestre de 2022 (01 de enero al 30 de junio), y ¢ 3,09 por kWh consumido y hasta 50 000 kWh, para el segundo semestre del 2022 (01 de julio hasta el 31 de diciembre). Esto representa un alza de 5,18% a partir del 1 de abril de 2021, aumento 3,88% para el primer semestre del 2022 y una disminución de 2,22% para el segundo semestre del 2022.

### **c. Análisis de inversiones**

Uno de los apartados más importantes del análisis tarifario de Alumbrado Público es el relacionado con el análisis de inversiones, adiciones y retiros de activos asociados al servicio de alumbrado público. Dicho ejercicio está supeditado a la información aportada por JASEC, según consta en el folio 14 del expediente tarifario.

A continuación, se presenta un resumen del informe del plan de inversiones presentadas por JASEC (visible en el archivo zip de anexos documento denominado “Informe Inversiones Sistema AP-JASEC-ET-085-2020-MCS-20210309 rev Idga.docx” y su hoja de cálculo electrónica denominada “CFT-MCS-JASEC-AP-ET-085-2020+Liq2019-LDGA20210503”).

#### *i. Capacidad de Ejecución*

El siguiente cuadro muestra el comparativo de adiciones reconocidas y ejecutadas conforme a lo establecido en la metodología, en donde se puede observar el porcentaje de ejecución por cada año y el promedio del periodo.

**Cuadro N° 5**  
**Porcentaje de Ejecución para el Sistema de Alumbrado público**  
**2015-2019**

<b>Año</b>	<b>Monto ARESEP (millones de colones)</b>	<b>Monto JASEC (millones de colones)</b>	<b>Porcentaje de Ejecución</b>	<b>Porcentaje de ejecución ajustado</b>
2015	166,10	151,29	91,08%	
2016	166,10	376,68	226,78%	
2017	166,10	185,55	111,71%	
2018	166,10	203,59	122,57%	
2019	292,91	205,94	70,31%	
<b>Promedio</b>			<b>124,49%</b>	<b>100,00%</b>

*\*Nota JASEC: Se debe indicar la referencia de los documentos del cual se obtienen los datos de porcentaje histórico de ejecución. Y se debe adjuntar informe de ejecución y su hoja de cálculo.*

*Fuente: Carpeta digital ET-085-2020\ET Distribución\04.Plan de Inversiones 2020-2022\Inversiones\4.1 Índices porcentajes de Ejecución AP\4.1.1. Informe de Ejecución 5 últimos años*

*El porcentaje promedio de ejecución de un 124,49%, representa la erogación que JASEC efectuó en sobre inversión, considerando que las mismas son inversiones planificadas por la propia empresa como determinantes, para garantizar la disponibilidad operativa del sistema de Alumbrado Público, mantener su vida útil e incidir directamente en los niveles de calidad y oportunidad en la prestación del servicio de Alumbrado Público por parte de JASEC.*

*ii. Adiciones y retiros por incorporar en cálculo tarifario*

*La propuesta de adiciones y retiros aportados por JASEC, es la siguiente:*

**Cuadro N° 6**

<b>Sistema de Alumbrado Público</b>			
<b>Propuesta JASEC de Adiciones y Retiros</b>			
<b>(Millones de Colones)</b>			
<b>Rubro</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
	Macroinversiones	0,00	0,00
Microinversiones	202,87	108,91	158,40
Planta General	24,81	108,00	0,00
<b>Adiciones totales</b>	<b>227,68</b>	<b>216,91</b>	<b>158,40</b>
<b>Retiros totales</b>	<b>70,79</b>	<b>29,04</b>	<b>53,59</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

*Al respecto, una vez analizada la información aportada por JASEC y actualizados los parámetros económicos de tipo de cambio y la inflación interna o externa y*

aplicado el porcentaje de ejecución, en el siguiente cuadro se presenta la propuesta de adiciones y retiros, según la IE:

**Cuadro N° 7**

<b>Sistema de Alumbrado Público Propuesta ARESEP de Adiciones y Retiros (Millones de Colones)</b>		
<b>Rubro</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>
	Macroinversiones	0,00
Microinversiones	105,92	152,98
Planta General	105,23	0,00
<b>Adiciones totales</b>	<b>211,15</b>	<b>152,98</b>
<b>Retiros totales</b>	<b>29,04</b>	<b>53,59</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

Las principales diferencias en las adiciones, respecto a lo solicitado por la empresa, se deben a la actualización de parámetros económicos como tipo de cambio e inflación interna y externa, en tanto que lo referente a retiros se determinaron de acuerdo con lo aportado por la empresa.

iii. Liquidación de adiciones correspondiente al periodo 2019:

A continuación, se presenta el comparativo de adiciones proyectadas versus adiciones reales asociadas al periodo 2019, presentado por JASEC (ver folio 14 del ET-085-2020), con las justificaciones de las desviaciones observadas, teniendo como resultado final las adiciones y retiros del año 2019 por liquidar según cada cuenta contable.

**Cuadro N° 8**

<b>Junta Administrativa del Servicios Eléctrico de Cartago</b>			
<b>Sistema de Distribución Eléctrica</b>			
<b>LIQUIDACIÓN DE ADICIONES Y RETIROS</b>			
<b>Periodo 2019</b>			
<b>Concepto</b>	<b>Aprobado por ARESEP</b>	<b>Ejecución Real</b>	<b>Diferencia</b>
Adiciones Macro inversión	-	-	-
Adiciones Micro inversión	171,34	197,39	26,05
Adiciones Planta General	6,65	8,55	1,90
<b>TOTAL LIQUIDACIÓN ADICIONES</b>	<b>177,99</b>	<b>205,95</b>	<b>27,95</b>
Retiros Macro inversión	-	-	-
Retiros Micro inversión	23,48	47,40	23,92
<b>TOTAL LIQUIDACIÓN RETIROS</b>	<b>23,48</b>	<b>47,40</b>	<b>23,92</b>
<b>TOTAL LIQUIDACIÓN</b>	<b>154,51</b>	<b>158,54</b>	<b>4,03</b>

Fuente: Intendencia de Energía, ARESEP

#### **d. Retribución de Capital**

A continuación, se muestra el cálculo de la tasa de rédito para el desarrollo para el servicio de alumbrado público.

De acuerdo con la metodología tarifaria vigente, la tasa  $R_k$  se obtiene mediante el método del costo promedio ponderado de capital según la siguiente ecuación:

$$R_k = r_d * (1 - ti) * \frac{VD}{A} + k_e * \frac{VCP}{A}$$

En donde:

$R_k$  = tasa de rédito para el desarrollo.

$r_d$  = costo del endeudamiento: valor de las obligaciones con costo financiero. Se obtiene del promedio ponderado de la tasa de interés de los pasivos con costo de la empresa con corte al último período contable del que se disponga información con el correspondiente detalle.

$ti$  = tasa impositiva. Se supone igual a cero (0), según acuerdo 15-149-99 de la Junta Directiva de la Aresep.

$VD$  = valor de la deuda. Se considera únicamente las obligaciones con costo financiero del sistema de generación. Se obtiene del último estado financiero auditado disponible.

$VCP$  = valor del capital propio o patrimonio. Es el valor del patrimonio del sistema de generación del último estado financiero auditado.

$A$  =  $VD+VCP$ .

$k_e$  = costo del capital propio.

Por su parte, el costo del capital propio ( $k_e$ ) se obtiene mediante el modelo de valoración de activos de capital (CAPM) según la siguiente fórmula:

$$k_e = k_l + \beta_a * PR$$

En donde:

$k_e$  = costo del capital propio.

$k_l$  = tasa libre de riesgo.

$\beta_a$  = beta apalancada de la inversión.

$PR$  = prima por riesgo.

El coeficiente beta apalancada corresponde a un ajuste de la beta desapalancada según la siguiente ecuación:

$$\beta_a = \beta_d * \left[ 1 + (1 - ti) * \frac{VD}{VCP} \right]$$

En donde:

- $\beta_a$  = beta apalancada de la inversión.  
 $\beta_d$  = beta desapalancada.  
 $ti$  = tasa impositiva.  
 $VD/VCP$  = relación entre deuda y capital propio.

El costo del capital propio ( $k_e$ ) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente. Tal y como lo dispone la metodología vigente, las variables fueron utilizadas de manera consistente, en cuanto a extensión de la serie histórica (5 años), la frecuencia de las observaciones (una observación por año, correspondiente al promedio anual publicado) y el cálculo del promedio (promedio aritmético simple de las 5 observaciones correspondientes a los 5 años más recientes para los que se disponga de información), de la siguiente manera:

Tasa libre de riesgo ( $k_f$ ): es la tasa nominal (TCMNOM) de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA). Se utilizará la tasa con el mismo período de maduración al que se calcula la prima por riesgo, y se empleó el promedio de los últimos 5 años completos disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **2,02%**. La información fue obtenida en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos<sup>3</sup>.

**Cuadro N° 9**  
**Tasa libre de riesgo**

AÑO	TASA BONOS DEL TESORO (%)
2016	1,84
2017	2,33
2018	2,91
2019	2,14
2020	0,89
<b>PROMEDIO</b>	<b>2,02</b>

Fuente: Intendencia de Energía con datos de la Reserva Federal de Estados Unidos.

<sup>3</sup> <http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15>.

Coeficiente beta desapalancada ( $\beta_d$ ): se consideró el valor correspondiente al beta desapalancado para la actividad de “Utility General”. Como lo indica la metodología vigente, se utilizó el promedio de los últimos 5 datos anuales publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York<sup>4</sup> disponibles al día de la audiencia pública, correspondiente a **0,2587**.

**Cuadro N° 10**  
**Coeficiente beta desapalancada**

<b>INDUSTRIA</b>	<b>BETA DESAPALANCAD O</b>
<i>Utility (General) publicado en enero 2017</i>	0,2496
<i>Utility (General) publicado en enero 2018</i>	0,1942
<i>Utility (General) publicado en enero 2019</i>	0,1777
<i>Utility (General) publicado en enero 2020</i>	0,1933
<i>Utility (General) publicado en enero 2021</i>	0,4787
<b>PROMEDIO</b>	<b>0,2587</b>

*Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.*

Coeficiente beta apalancada ( $\beta_a$ ): se considera una tasa impositiva ( $t_i$ ) de cero, como lo señala la metodología vigente. En cuanto a la variable VD, se consideró un monto de 451,29 millones de colones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. En cuanto a la variable VCP, se consideró un monto de 1 434,04 millones de colones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de alumbrado público del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente. A partir de lo anterior, se obtiene una relación deuda-capital propio de 0,31 con lo cual la beta apalancada corresponde **0,3401**.

Prima por riesgo (PR): se utilizó el promedio aritmético simple de los últimos cinco valores publicados por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York<sup>5</sup>, correspondiente a la variable “Implied Premium (FCFE)”, disponibles al día de la audiencia pública. El promedio obtenido es de **5,33%**.

<sup>4</sup> <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betas.xls>

<sup>5</sup> <http://people.stern.nyu.edu/adamodar/pc/impliedprem/>

**Cuadro N° 11**  
**Prima por riesgo**

<b>AÑO</b>	<b>PRIMA POR RIESGO</b>
2016	5,69%
2017	5,08%
2018	5,96%
2019	5,20%
2020	4,72%
<b>PROMEDIO</b>	<b>5,33%</b>

Fuente: Intendencia de Energía con datos del profesor Aswath Damodaran.

Con base en la información anterior, a partir del modelo CAPM y en estricto apego a la metodología vigente, el costo del capital propio ( $k_e$ ) corresponde a **3,83%**.

**Cuadro N° 12**  
**Costo del capital propio**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$k_f$	Tasa libre de riesgo	2,02%
$\beta_a$	Coefficiente beta apalancada	0,3401
PR	Prima por riesgo	5,33%
$k_e$	<b>Costo del capital propio</b> <b><math>k_e = k_f + \beta_a * PR</math></b>	<b>3,83%</b>

Fuente: Intendencia de Energía.

La tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) se determinó según las fuentes de información establecidas en la metodología vigente de la siguiente manera:

Costo del endeudamiento ( $r_d$ ): se utilizó la tasa de interés ponderada de las deudas con costo de JASEC, considerando sólo los saldos de las deudas contempladas en el último período contable disponible (estados financieros a agosto de 2020), tal y como lo establece la metodología vigente. El costo del endeudamiento calculado corresponde a **10,00%**.

Tasa impositiva ( $t_i$ ): se considera igual a cero según lo establecido en la metodología vigente.

Valor de la deuda (VD): se consideró un monto de **451,29** millones de colones, correspondiente al saldo de las deudas con costo según el último estado financiero auditado disponible (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente.

Valor del capital propio (VCP): se consideró un monto de **1 434,04** millones de colones, correspondiente al valor del patrimonio del sistema de alumbrado público del último estado financiero auditado (estado auditado al 31 de diciembre de 2019), tal y como lo establece la metodología vigente.

Con base en la información anterior, a partir del método del costo promedio ponderado de capital y en estricto apego a la metodología vigente, la tasa de rédito para el desarrollo ( $R_k$ ) corresponde a **5,31%**.

**Cuadro N° 13**  
**Tasa de rédito para el desarrollo**

<b>Variable</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$r_d$	Costo del endeudamiento	10,00%
$t_i$	Tasa impositiva	0
VD	Valor de la deuda (millones de colones)	451
VCP	Valor del capital propio (millones de colones)	1 434
A	VC+VCP (millones de colones)	1 885
$k_e$	Costo del capital propio	3,83%
<b><math>R_k</math></b>	<b>Tasa de rédito para el desarrollo</b> <b><math>R_k = r_d*(1-t_i)*VD/A + k_e*VCP/A</math></b>	<b>5,31%</b>

Fuente: Intendencia de Energía.

Rédito ajustado: la metodología tarifaria vigente establece que cuando se realiza un estudio tarifario para un periodo de tiempo menor a un año, la rentabilidad se ajustará de la siguiente manera:

$$R_{kr} = R_{k,v} + (R_{k,e} - R_{k,v}) * \frac{nm}{12}$$

En donde:

$R_{kr}$  = Tasa de rédito al desarrollo a reconocer para el nuevo ajuste tarifario.

$R_{k,v}$  = Tasa de rédito al desarrollo con tarifas vigentes.

$R_{k,e}$  = Tasa de rédito al desarrollo estimada.

$nm$  = Número de meses en que las nuevas tarifas estarán vigentes.

El rédito al desarrollo con las tarifas vigentes corresponde a 1,53%. Por lo tanto, el rédito ajustado para el 2021 se obtiene como sigue:

$$R_{kr} = 1,53 + (5,31 - 1,53) * \frac{9}{12} = 4,37\%$$

Todos los cálculos realizados se encuentran en el anexo 5 y el archivo zip.

### e. Base tarifaria

Para el cálculo de la estimación del activo fijo neto revaluado se utilizaron:

- i. Los saldos presentados en los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2019 correspondientes al sistema de alumbrado público, donde se excluyen los activos totalmente depreciados.
- ii. Las tasas de depreciación utilizadas corresponden a las calculadas según la resolución RIE-131-2015 del 14 de noviembre de 2015 y sus reformas, la resolución RE-0032-IE-2019 del 1 de abril de 2019 y RE-0093-IE-2019 del 29 de noviembre de 2019, que establecieron las tablas de vidas útiles a ser consideradas en el cálculo tarifario para el sector eléctrico petición tarifaria.
- iii. Las adiciones de activos se tomaron de las cifras detalladas en la sección “Análisis de inversiones”, apartado c.ii.
- iv. Los retiros de activos detallados en el apartado c.ii del presente informe técnico.

Con base en los criterios expuestos anteriormente, el saldo del activo fijo neto en operación presenta diferencias con respecto a los suministrados por la empresa, tal como se muestra a continuación:

**Cuadro N° 14**  
**Cálculo del AFNORP - Aresep**  
**(Datos en millones de colones)**

	t	t+1	t+2	t+3
	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022
AFNOR Alumbrado a Dic 2018	1 395,32	1 324,51	1 221,90	1 098,17
AFNOR Alumbrado a partir Ene 2019	116,62	258,42	450,01	572,87
AFNOR Administrativo p Alumbrado	91,65	91,25	88,00	84,76
<b>Subtotal Anual (AFNOR)</b>	<b>1 603,59</b>	<b>1 674,18</b>	<b>1 759,91</b>	<b>1 755,80</b>
<b>Promedio (AFNORP)</b>		<b>1 638,88</b>	<b>1 717,05</b>	<b>1 757,86</b>

Fuente: Elaboración propia.

La diferencia respecto a lo presentado por la empresa (visible en archivo electrónico Base Tarifaria, Alumbrado IE.xls) obedece principalmente a:

- Las adiciones y retiros del año 2020, las adiciones y retiros incorporados por JASEC en el archivo “IE\_RE\_7746\_Calculo\_de\_Base\_Tarifaria AP” para ese año, no corresponden con las adiciones remitidas en el apartado de inversiones, por lo que se crea una diferencia para el año 2020 de

€47,01 millones más de las cifras reportadas por la empresa en el cálculo de la base tarifaria, diferencia que se arrastra para los años estimados (2021 €40,70 millones y 2022 €35,10 millones). Al contar únicamente con justificación y respaldos para la información remitida en el análisis de inversiones, esa es la que se utiliza para el cálculo.

- Los activos administrativos, en el archivo “Base Tarifaria, Alumbrado” JASEC mantiene el vínculo de este saldo a una hoja de Excel desconocida que no fue adjuntada en la petición tarifaria, por lo que al actualizar el vínculo con el archivo “AFNOR Administrativo p Alumbr.xls” y realizar las depuraciones indicadas al inicio de esta sección, el saldo reportado por JASEC disminuye en -€12,22 millones, -€21,36 millones y -€29,39 millones para los años 2020, 2021 y 2022 respectivamente.

**i. Depreciación:**

El costo de depreciación calculado por la Intendencia, considerando los elementos indicados en el apartado anterior se detalla a continuación:

**Cuadro N° 15**  
**Depreciación de los periodos 2021 y 2022- Aresep**  
**(Datos millones de colones)**

	Aresep	
	2021	2022
Amortización Activos Intangibles	2,25	2,16
Depreciación de Activos - Alumbrado Público	93,22	101,42
Depreciación de Activos - Administrativos y Generales	3,24	3,24
<b>Total anual</b>	<b>98,72</b>	<b>106,83</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de las partidas amortizables, JASEC estima la adquisición de varios software, cuya amortización significa €2,78 millones para el año 2020, €2,60 millones para el año 2021 y €2,36 millones para el año 2022, no obstante esa empresa no incluye el mes de adquisición de cada uno, por lo que se mantiene el criterio utilizado para el cálculo del gasto de depreciación de reconocer para el año de compra de los software solamente la mitad de su amortización. Al no disponer de la fecha de adquisición de las nuevas licencias se considera su amortización por la mitad del periodo, una vez se verifique la fecha de compra se ajustará en el proceso de liquidación de cada uno de los periodos.

No obstante, los cambios indicados en el cálculo de la base tarifaria, los mismos no afectan significativamente el cálculo del gasto por depreciación, ya que en total difiere de lo estimado por la empresa (visible en archivo electrónico “Base Tarifaria, Alumbrado IE.xls”) en un monto de -€0,28 millones para el año 2021 y -€0,48 millones para el año 2022.

**ii. Capital de trabajo:**

Para el servicio de alumbrado público no se contempla el capital del trabajo dentro del cálculo de la base tarifaria.

**f. Análisis financiero**

**i. Cálculo de la prorrata del Impuesto al Valor Agregado (IVA)**

JASEC remitió información para realizar el cálculo de la prorrata en el sistema de distribución incluyendo toda la información agregada de los sistemas de generación, distribución, alumbrado público y las cuentas comunes (intangibles, administrativos y comerciales), por esa razón de la información remitida no se puede realizar una separación para asignar el IVA considerado como gasto a cada sistema. Por lo tanto, por esta única vez se incluirá la totalidad de dicho gasto en el sistema de distribución, pero la siguiente petición tarifaria y para la liquidación correspondiente al periodo aquí estimado (años 2021 y 2022), JASEC deberá separar por sistema el cálculo del IVA a consignar como gasto.

**ii. Criterios generales para las restantes cuentas de gasto**

Los criterios utilizados por la Intendencia de Energía (IE) para estimar los costos y gastos tarifarios del servicio de alumbrado público para los años 2021 y 2022 son:

- El año base considerado es el 2019, no obstante, las cifras reales se actualizaron al mes de agosto 2020 de conformidad con la información remitida por JASEC, por lo que para el año 2020 se consideran datos reales a ese mes y proyectados con la inflación esperada para ese año para los meses de setiembre a diciembre.

- *Los indicadores de inflación y tipo de cambio utilizados en la estimación de costos y gastos para los años 2021 y 2022 son los detallados en la sección 2.a., los cuales tienen una diferencia significativa con los utilizados por JASEC, así que por esta causa hay un impacto en la estimación de todos los rubros.*
- *Se verifican los datos incluidos en el formulario “IE\_RE\_7733\_Registro\_de\_Costos\_y\_Gastos\_Distribucion\_con\_base\_liquidacion” que jala la información de los archivos “Gasto Operativo Etapa Administrac 2019-2020”, “Gasto Operativo Etapa AP 2019-2020.” y “Cedulas Gastos Comercial 2019-2020Ag”, de tal manera que se haya separado la estimación de los costos o gastos recurrentes de los no recurrentes. Se analizaron las variaciones anuales de los costos y gastos recurrentes respecto a la inflación y los costos y gastos recurrentes que no hayan sido justificados en la petición tarifaria como necesarios para prestar el servicio se excluyen del cálculo.*

*En este contexto, conviene señalar el procedimiento de JASEC para determinar sus gastos recurrentes y no recurrentes:*

- ✓ *Para los gastos recurrentes la empresa refiere al total de gastos de un periodo, este se incrementa en la suma equivalente a gastos no recurrentes del año anterior.*
- ✓ *Para los gastos no recurrentes la empresa refiere a la ejecución de gastos del año anterior, este lo señala con signo negativo, para que afecte el saldo final de la partida.*
- ✓ *El saldo total corresponde a la sumatoria de estos rubros.*
- ✓ *En el caso de las nuevas contrataciones, se incluyeron en una única columna, sin discriminar su pertinencia a gastos recurrentes o no recurrentes.*

*Al respecto, es necesario advertir que en diversas ocasiones, durante reuniones de trabajo sostenidas entre los técnicos de la IE y JASEC, esta Intendencia ha informado a los funcionarios de JASEC sobre las limitaciones que implica el presentar los datos de esta manera; considerando que no refleja la ejecución de los gastos no recurrentes en el periodo que corresponden, por ejemplo, la columna de gastos no recurrentes del año 2021 debe reflejar el monto ejecutado de gastos de naturaleza no recurrente correspondientes a ese periodo, los cuales no tendrán impacto sobre periodos futuros.*

*Asimismo, en la columna de gastos recurrentes, esta debe reflejar el saldo de los gastos ejecutados de manera recurrente, es decir no debe tener ninguna afectación por las erogaciones no recurrentes. De esta manera se mostrarían los saldos recurrentes y no recurrentes propios de cada periodo.*

- *JASEC definió la relevancia de las partidas utilizando las herramientas financieras que se describen a continuación:*
  - *El análisis horizontal sobre las partidas y se discriminó las variaciones que superaron el indicador económico que corresponde a la cuenta (ejemplo: inflación).*
  - *El análisis vertical sobre: a) el grupo de cuentas para un periodo específico y b) las variaciones que surgen de un periodo a otro.*
- *Para el análisis de las partidas relevantes se valoraron las justificaciones y documentación de respaldo que presentó la empresa.*
- *Para el caso de partidas cuya proyección o ejecución no esté supeditado al indicador económico (se refiere a aquellas partidas que, como resultado de comparar dos periodos, su variación porcentual es diferente a dicho indicador), si la empresa justificó adecuadamente dicha variación se considera el dato que indica la empresa.*
- *Se cotejan los datos de la cuenta de salarios con los reportes presentados a la Caja Costarricense de Seguro Social. En el caso de las partidas de "Personal" en los años 2021 y 2022 no tuvieron ajustes, debido a la referencia de la empresa de un crecimiento en remuneraciones del 0%.*
- *Se excluyó de la proyección, las erogaciones de naturaleza no recurrente que no se presentarán en el futuro según lo indicado por la empresa.*
- *Para asignar los costos y gastos comunes entre actividades y segregados de conformidad con la estructura de contabilidad regulatoria, se consideraron los conductores o drivers presentados por JASEC.*
- *Las remuneraciones capitalizables al valor de los proyectos de inversión se excluyen del cálculo, ya que no forman parte de la estructura de gastos del periodo.*

**i. Diferencias en el cálculo resultado del análisis de la información remitida por la empresa:**

**(a) Liquidación del periodo 2019:**

En el apartado 09. Liquidación periodo anterior de la petición tarifaria, específicamente el archivo **“Liquidación 2019, Alumbrado”** se detalla la liquidación correspondiente al periodo 2019 remitida por la empresa.

Según lo expuesto en las metodologías aplicables al sector se liquida el periodo anterior mediante la revisión y actualización de todas las estimaciones realizadas para el cálculo del ajuste tarifario, para este estudio en particular se procede a liquidar el año 2019, cuya tarifa se fijó mediante la RE-0013-IE-2019, del 1 de febrero de 2019<sup>6</sup>.

Del resultado del análisis realizado por la IE se determinó que en el periodo se sobrejugaron  $\text{C}\$93,38$  millones (ver documento **“Liquidación 2019, Alumbrado IE v2”**), correspondientes a  $-\text{C}\$25,09$  millones de ingresos y  $\text{C}\$28,75$  millones de costos y gastos y  $\text{C}\$89,71$  millones de rédito.

Es importante acotar que en el cálculo de la liquidación total ( $L_z$ ) JASEC resta la diferencia en costos y gastos según la fórmula, no obstante, el saldo resultado del análisis de liquidación de costos y gastos da un total a recuperar para JASEC (gastos reales mayores a los estimados) por lo que el signo en la fórmula debía cambiarse para lograr el efecto deseado, es importante que JASEC comprenda bien la naturaleza de cada resultado para que lo presente correctamente en futuros estudios tarifarios.

La principal variación con respecto a lo solicitado por la empresa está en el rubro de rédito para el desarrollo, como se explicará más adelante se debe a que al haberse considerado en la RE-0013-IE-2019 el promedio simple de los ingresos totales para los años 2019, 2020 y 2021 para la calcular la tarifa de ese periodo, el rédito contemplado en el año 2019 difiere del rédito teórico calculado en ese momento (2,83% versus 4,87%), por lo que al utilizar los ingresos realmente estimados para el año 2019 en la liquidación se crea un faltante significativo solo por ese rubro.

---

<sup>6</sup> ET-063-2018

- **Liquidación de ingresos y compras de energía:**

Es importante indicar que, en esta ocasión, JASEC solicitó liquidación tarifaria de ingresos, gastos e inversiones reales respecto a lo aprobado por la Aresep para el período 2019 (según lo establecido en la resolución RE-0013-IE-2019). A continuación, se detalla el cálculo correspondiente:

**Cuadro N° 16**  
**Sistema de alumbrado público, JASEC**  
**Diferencias entre proyección e información real**

Concepto	Proyección*	Real **	Diferencia
Compras energía (GWh)	14,20	13,60	-0,6
Gasto por compra de energía (millones de colones)	837,11	911,60	74,5
Ventas netas (GWh)	432,58	423,10	-9,5
Ingresos (millones de colones)	1 336,74	1 311,60	-25,1

(\*)ET-063-2018

(\*\*) Información real 2019, RIE-089-2016

Fuente: Autoridad Reguladora, Intendencia de Energía e ICE.

Al respecto, hay que considerar que la resolución RE-0013-IE-2019 estableció ajustes diferenciados para cada año del periodo de la petición. No obstante, dado las fuertes diferencias de precios para el año 2019 y subsiguientes (2020-2021), con el fin de suavizar este efecto, la IE consideró prudente establecer un porcentaje uniforme de ajuste en los precios para el periodo de enero 2019 a diciembre 2021. Esto representa para el periodo 2019-2021 un aumento de 1,1% con respecto a la tarifa vigente y afectó el cálculo del rédito para el desarrollo esperado para el año 2019.

Esta liquidación 2019, se incluirá en el estado de resultados del periodo 2021-2022, con el propósito de ajustar las tarifas y saldar el monto liquidable.

- **Liquidación de costos y gastos:**

Se detalla a continuación la comparativa entre lo solicitado por JASEC y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario:

**Cuadro N° 17**  
**Comparativa de costos y gastos**  
**Monto en millones de colones**

<b>RUBRO</b>	<b>Real JASEC</b>	<b>Real Aresep</b>	<b>Aprobado por ARESEP ET-063-2018</b>
<i>Compras de Energía</i>	914,49	911,64	837,11
<i>Costos de Operación y Mantenimiento asociado a Alumbrado Público</i>	136,58	136,58	189,97
<i>Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al Servicio de Alumbrado Público</i>	88,72	86,58	83,15
<i>Costos Comerciales aplicados</i>	35,10	34,79	38,12
<i>Canon de Regulación</i>	2,81	2,81	2,74
<i>Pérdida por Retiro de Activos</i>	47,40	47,40	23,48
<i>Depreciación y Amortización</i>	86,29	91,41	107,90
<b>TOTAL GASTOS GENERALES</b>	<b>396,91</b>	<b>399,58</b>	<b>445,36</b>

*Fuente: Elaboración propia con datos de los ET-063-2018 y ET-085-2020*

A continuación, se indican las diferencias en el cálculo realizado por Aresep respecto al presentado por JASEC y las cuales son visibles en el archivo “Liquidación 2019, Alumbrado IE v2”, aunque a nivel individual el efecto no es tan significativo respecto a lo remitido por la empresa, no obstante, el signo con el que JASEC considera el total de liquidación de costos y gastos no es correcto, tal y como se indicó al inicio de esta sección, ya que la empresa resta la diferencia en costos y gastos según la fórmula, no obstante, el saldo resultado del análisis de costos y gastos da un total a recuperar para JASEC (gastos reales mayores a los estimados) por lo que el signo en la fórmula debía cambiarse para lograr el efecto deseado, es importante que JASEC comprenda bien la naturaleza de cada resultado para que lo presente correctamente en futuros estudios tarifarios:

**Compras de Energía:**

*El detalle se encuentra en la sección anterior.*

**Costos comerciales:**

*Las principales diferencias radican en la partida de “05 Prestaciones Legales” JASEC restó el registro recurrente, cuando justifican que es un saldo no recurrente, por lo que se traslada el saldo a la casilla correspondiente para que se considere en el total anual y en la partida de “66 Cortas y Reconexiones” cuyo*

*saldo se traslada en su totalidad al sistema de Distribución, ya que aunque la naturaleza de esta cuenta es por gasto que implica el no pago de los recibos, la corta y reconexión es del suministro eléctrico en el punto de entrega para cada usuario, no del alumbrado público.*

*Lo anterior da una diferencia de -Ø0,31 millones respecto a lo solicitado por JASEC.*

### **Gastos administrativos aplicados:**

*Las principales diferencias con lo solicitado por JASEC, radican en: se elimina el saldo de la partida "16 Publicidad e información" ya que la empresa no presentó la justificación de la naturaleza de ese saldo; en la partida "22 Servicios de ing. ciencias económicas y sociales, y otros serv. gestión y apoyo" se traslada la línea de Servicio de topografía y agrimensura (Aranceles por peritaje y avalúo del inmueble Subestación Tejar Ø2001,16174. Replanteo de linderos de la Subestación Tejar Ø954,81889) al servicio de Distribución por estar relacionadas con la subestación Tejar tal y como se detalla en las respectivas cédulas; se elimina de la partida "64 Actividades de capacitación" lo correspondiente al pago de Laus Deo Inversiones P y D S.A.: Atención 55 Aniversario de JASEC por Ø0,690 millones; y en inversiones para ese año, JASEC suma en "Personal capitalizado" Ø97,05 millones, por lo que se utiliza ese monto para aplicar en la partida 99 Gastos aplicados a inversiones".*

*Ahora bien, el monto global pertinente a gastos administrativos se distribuye entre los servicios de generación, distribución de energía eléctrica, alumbrado público y actividades no reguladas en los porcentajes del 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% respectivamente.*

*Lo anterior da una diferencia de -Ø2,14 millones respecto a lo solicitado por JASEC.*

### **Depreciación de activos:**

*En el caso de esta cuenta, la diferencia que se respecto a lo solicitado por JASEC es que se incluye tanto depreciación al costo como revaluada para todos rubros asignados a alumbrado público. JASEC contempla solamente la depreciación al costo de la "Asignación Directa" y "Asignación del Administrativo", no suman la "Asignación del gasto comercial" ni la depreciación revaluada, saldos que sí se incluyeron en la estimación realizada por Aresep para el año 2019, por lo que se suman esos montos según Estado de Resultados, Dic 219.*

Lo anterior da una diferencia de lo solicitado por JASEC de ¢5,12 millones.

- **Liquidación del rédito para el desarrollo:**

Las diferencias en ingresos y costos y gastos respecto a lo presentado por JASEC no es tan representativa, no obstante, en cuanto al cálculo de la rentabilidad real obtenida en el año 2019 sí se da una diferencia significativa respecto a lo presentado por JASEC.

Tal y como se indicó la diferencia se debe a lo explicado en el apartado de liquidación de ingresos, al haberse calculado una tarifa para los años 2019, 2020 y 2021 los ingresos contemplados para cada año correspondieron a un promedio simple, y eso hace que el rédito contemplado en el año 2019 difiera con el rédito teórico calculado en ese momento (2,83% versus 4,87%), por lo que al utilizar los ingresos realmente estimados para ese año en la liquidación se crea un faltante significativo solo por ese rubro.

Por lo que se procede a realizar el respectivo recálculo (visible en archivo "Liquidación 2019, Alumbrado IE v2"):

**Cuadro N° 18**  
**Recálculo del rédito para el año 2019**  
**Monto en millones de colones**

	<b>REAL</b>	<b>ESTIMADO AJUSTADO*</b>	<b>CALCULADO REAL</b>	<b>DIFERENCIA</b>
AFNOR RECALCULADO 2019	1 918,74	1 916,73	1 918,74	
Rédito calculado	4,09	54,27	93,50	<b>89,40</b>
Rédito porcentual	0,21%	2,83%	4,87%	

**Fuente:** Elaboración propia con datos de los ET-063-2018 y ET-085-2020

\*Estimado ajustado: en el Estado de Resultados tarifario del año 2019 (ET-063-2018) se ajustan los ingresos de conformidad con los montos de ingresos estimados de la sección de mercados según la resolución RE-0013-IE-2019, del 1 de febrero de 2019 y se recalcula el rédito para el año 2019 de conformidad con esos ingresos.

JASEC por su parte solo solicitó el porcentaje de rédito del año 2019 (4,87%) aplicado a la diferencia real en adiciones (¢27,95 millones), considerando un monto por este concepto en la liquidación de ¢1,36 millones.

Lo anterior resulta en una diferencia de ¢88,04 millones respecto a lo presentado por la empresa.

- **Liquidación total:**

Así las cosas, en resumen el siguiente cuadro incluye la comparación de lo solicitado por JASEC respecto a lo calculado por Aresep:

**Cuadro N° 19**  
**Resumen comparativo de liquidación del año 2019**  
**Monto en millones de colones**

<b>Resumen liquidación</b>	<b>JASEC</b>	<b>ARESEP</b>	<b>Δ</b>
Ingresos	-25,36	-25,09	0,27
Costos y Gastos	28,93	28,75	-0,18
Rédito	1,36	89,40	88,04
<b>Total</b>	<b>-55,66</b>	<b>93,07</b>	<b>148,72</b>

*Fuente: Elaboración propia con datos de los ET-063-2018 y ET-085-2020*

**(b) Proyección de costos y gastos para los años 2021 y 2022:**

Se detalla a continuación la comparativa para cada año entre lo remitido por JASEC y lo incorporado por Aresep en el cálculo tarifario:

**Cuadro N° 20**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2021**  
**Monto en millones de colones**

<b>Descripción</b>	<b>Jasec</b>	<b>Aresep</b>	<b>Δ ABS</b>	<b>Δ %</b>
<i>Compras de Energía y Potencia asociado al Servicio de Distribución</i>	€727,62	€738,24	€10,62	1%
<i>Costos de Operación y Mantenimiento asociado a Alumbrado Público</i>	€199,73	€196,42	-€3,31	-2%
<i>Costos Comerciales asociados al Servicio de Alumbrado Público</i>	€31,09	€30,73	-€0,36	-1%
<i>Canon de Regulación Alumbrado Público</i>	€3,85	€2,88	-€0,98	-25%
<i>Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público</i>	€78,38	€74,19	-€4,19	-5%
<i>Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo</i>	€98,99	€98,72	-€0,28	0%
<i>Pérdidas por Deterioro y Desvalorización</i>	€29,05	€29,04	-€0,01	0%
<b>Total de Gastos Operativos</b>	<b>€1 168,71</b>	<b>€1 170,21</b>	<b>€1,51</b>	<b>0%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-085-2020

**Cuadro N° 21**  
**Comparativa proyección costos y gastos año 2022**  
**Monto en millones de colones**

Descripción	JASEC	Aresep			Δ ABS	Δ %
		I semestre	II semestre	TOTAL		
Compras de Energía y Potencia asociado al Servicio de Distribución	€768,50	€396,12	€401,10	€797,23	€28,72	4%
Costos de Operación y Mantenimiento asociado a Alumbrado Público	€203,52	€98,97	€98,97	€197,95	-€5,57	-3%
Costos Comerciales asociados al Servicio de Distribución	€31,12	€15,35	€15,35	€30,70	-€0,41	-1%
Canon de Regulación Alumbrado Público	€3,85	€1,44	€1,44	€2,88	-€0,98	-25%
Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	€77,84	€36,02	€36,02	€72,03	-€5,81	-7%
Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo	€107,31	€53,41	€53,41	€106,83	-€0,48	0%
Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	€53,59	€26,80	€26,80	€53,59	€0,00	0%
<b>Total de Gastos Operativos</b>	<b>€1 245,74</b>	<b>€628,11</b>	<b>€633,09</b>	<b>€1 261,20</b>	<b>€15,46</b>	<b>1%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-085-2020

A continuación, se indican las diferencias en el cálculo realizado por ARESEP respecto al presentado por la empresa (se encuentran visibles en el archivo: IE\_RE\_7733\_Registro\_de\_CyG\_Distribucion\_con\_base\_liquidacion IE que toma los datos de: Gasto Operativo Etapa Administrac 2019-2020 IE, Gasto Operativo Etapa AP 2019-2020 IE, Gasto Operativo Etapa Comercial 2019-2020 IE 3 AP y los archivos Activos Intangibles p Alumbrado-IE y Canon de regulación):

**Personal:**

La categoría de Personal se compone de las siguientes cuentas de la empresa: 01 Remuneraciones, 02 Contribuciones patronales, 03 Compensación de vacaciones, 04 Aguinaldos, 05 Prestaciones legales, 61 Contribución patronal a otros fondos adm. por entes públicos, 62 Fondo de capitalización laboral, 63 Régimen Obligatorio de pensiones complementarias y se resta la partida 99

*Gastos aplicados a inversiones (que son los gastos salariales capitalizables en el valor de las inversiones).*

*Respecto a las partidas de remuneraciones específicamente, aunque JASEC en los criterios de las proyecciones indica que “La proyección de la subcuenta se basa en los datos históricos y en el índice de inflación. De manera adicional en la estimación se incluye los salarios correspondientes a plazas que se encuentran vacantes, para lo cual el Departamento Talento Humano realiza los respectivos concursos internos y externos, con el fin de optar por una selección de personal apta para cada puesto.”, lo cierto es que mantiene las cuentas salariales constantes a partir de setiembre 2020, calculando ese mes como el promedio simple de los salarios pagados para el primer trimestre de ese año.*

*Así las cosas, se mantiene el criterio de JASEC de mantener sin incrementos las cuentas salariales, según lo indicado.*

#### **Costos de operación y mantenimiento:**

*La principal diferencia en la estimación de esta cuenta para ambos años 2021 y 2022 se debe al cálculo de la inflación esperada para los años 2020, 2021 y 2022, además de ese cambio se actualiza el cálculo de las anualidades para el año 2020, ya que las mismas no coinciden con el reporte presentado a la CCSS, la diferencia corresponde a -€1,45 millones para cada uno de los años estimados, la diferencia restante es por el efecto de inflación indicado.*

#### **Costos Comerciales**

*La inflación estimada por Aresep tiene impacto también sobre este rubro, y se suma la reasignación de la cuenta “66 Cotas y reconexiones” a distribución, que representa una disminución -€0,20 millones y -€0,11 millones para los años 2021 y 2022 respectivamente. La asignación de estos costos entre el sistema de distribución, el de alumbrado público y las actividades no reguladas se realiza con los mismos porcentajes que utiliza JASEC (90,73%, 2,12% y 7,15% respectivamente). La restante diferencia es por el efecto mencionado de la inflación.*

#### **Servicio de regulación:**

*El monto del canon de regulación para el año 2021 se actualiza al canon real publicado mediante Resolución RE-1785-RG-2020 del 18 de diciembre de 2020,*

según consta en los expedientes OT-034-2020 y OT-331-2020, para el año 2022 se utiliza esa base actualizada a la cual se le aplica el índice de inflación estimado por Aresep para ese año. JASEC por su parte utiliza el canon del 2019 y lo proyecta con inflación para los años subsecuentes.

Se actualiza el porcentaje de asignación calculado por JASEC, con base en los Ingresos del Estado de Resultados a agosto 2020 (2,28% para alumbrado público), y como resultado se cuenta con una diferencia de - $\text{C}\$0,98$  millones para cada uno de los años 2021 y 2022.

### **Gastos Administrativos:**

A nivel global JASEC pretendía cubrir sus costos administrativos para los años 2021 y 2022, en las sumas de  $\text{C}\$3 699,02$  y  $\text{C}\$3 673,75$  millones, mientras que la IE llegó a determinar las sumas de  $\text{C}\$3 297,57$  y  $\text{C}\$3 193,32$  millones por este concepto.

Las diferencias entre ambas estimaciones ascienden a los montos de - $\text{C}\$401,46$  y - $\text{C}\$480,44$  millones para los años 2021 y 2022 respectivamente, estas se explican principalmente por los siguientes ajustes:

- La aplicación de los criterios generales de proyección, referidos al inicio del apartado f. Análisis financiero.
- La clasificación de gastos no recurrentes de los años 2019 y 2020, que Jasec consideró como recurrentes, lo cual incide en la base de proyección: 22 “Servicios de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo”, por el levantamiento, confección e inscripción de planos ante el Catastro Nacional del terreno Cerrillos ( $\text{C}\$3,25$  millones); 34 “Rep. Acces. Útiles y Mat.de cocina, otros útiles mat. Y suministros” por la compra de sillas, bandera de Costa Rica y grabador eléctrico para metal ( $\text{C}\$1,70$  millones); 46 “Mant. y Rep. De equipo de taller, trabajo y seguridad” por la instalación y configuración total de un sistema que permita administrar el control de acceso del Almacén Central de JASEC ( $\text{C}\$0,07$  millones); 64 “Actividades de capacitación” por i) el alquiler de toldos, sillas y mesas para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos, ii) Servicio de alimentación para inauguración de centros de recarga para vehículos eléctricos y iii) capacitación factura electrónica, estos ascienden a la suma de  $\text{C}\$1,90$  millones; y 90 “Mobiliario y equipo de oficina y menaje” por la compra de la silla de ruedas y la refrigeradora para auditoría interna en la suma de  $\text{C}\$0,16$  millones.
- Para la partida 22 “Servicio de Ing. Ciencias económicas y sociales, y otros serv. Gestión y apoyo” se llegó a determinar para el año 2021 el monto total ejecutado de  $\text{C}\$143,46$  millones, de los cuales  $\text{C}\$86,64$  millones corresponde

a gastos no recurrentes (este último monto se origina al considerar la suma de ¢65,57 millones de las nuevas contrataciones por cuanto la empresa no justificó su origen). De esta manera la diferencia de ¢56,95 millones corresponde a gastos recurrentes, dato utilizado para la proyección del año 2022.

- No justificó el incremento en la partida 55 “Dietas” para los años 2021 y 2022, por lo que se mantiene la base y se proyecta con el indicador económico (inflación).
- La partida 73 “Gastos aplicados a alumbrado público”, esta se proyectó con la inflación de cada periodo.

En lo que corresponde a la asignación de los gastos administrativos, se mantuvo los porcentajes indicados por JASEC. Para los años 2019 y 2020 se asignó un 27,34%, 67,06%, 2,51% y 3,09% a los servicios de generación, distribución, alumbrado público y actividades no reguladas, respectivamente; para los años 2021 y 2022 la distribución fue del 13,65%, 77,08%, 2,12% y 7,15%, en el mismo orden citados.

Ahora bien, de la información anterior, se desprende la asignación hacia los sistemas de generación, distribución y alumbrado público, en las sumas de ¢477,79, ¢2 698,94 y ¢74,19 millones respectivamente, para el año 2021 y los montos de ¢463,90, ¢2 620,49 y ¢72,03 millones para el año 2022, en el mismo orden citados.

Para el caso del alumbrado público lo anterior representa una disminución en la estimación de este rubro de ¢4,19 millones para el año 2021 y de ¢5,81 millones para el año 2022, respecto a lo solicitado por JASEC.

### **Depreciación:**

El cálculo del gasto por depreciación de los años 2021 y 2022 se encuentra en el apartado e.i de este informe.

### **Pérdidas por deterioro y desvalorización:**

El cálculo de las pérdidas por deterioro y desvalorización de activos para los años 2021 y 2022, proviene del cálculo de los retiros de activos que se encuentra en el apartado c.ii de este informe.

**ii. Análisis del efecto de la rentabilidad propuesta:**

*Del análisis realizado en los apartados anteriores y con base en el rédito para el desarrollo obtenido de 5,31%, se concluye que el servicio de alumbrado público que presta el JASEC requiere un aumento de 5,18% a partir del 1 de abril de 2021, un aumento de 3,88% para el primer semestre del año 2022 y una disminución de 2,22% a partir del 1 de julio de 2022.*

*De esta forma se mantiene el criterio de ARESEP para la entrada en vigencia de los ajustes en las tarifas de las empresas eléctricas, de tal manera que coincidan con las fechas de entrada en vigencia que establece la metodología de Costo variable de generación (CVG) la cual es aplicable a todas las tarifas del sector (1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre).*

**Cuadro N° 22**  
**Estado de resultados tarifario -con liquidación 2019-**  
**Tarifas vigentes para el 2021 y 2022**  
**-Millones de colones-**

Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	Aresep			
		2021	2022		
			I semestre	II semestre	TOTAL
<b>4.</b>	<b><u>Ingresos</u></b>				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢1 252,51	¢685,42	¢695,17	¢1 380,59
4.9.	Otros Ingresos Liquidación del Periodo 2019*	-¢55,84	-¢37,23	¢0,00	-¢37,23
<b>Total de Ingresos Regulados</b>		<b>¢1 196,67</b>	<b>¢648,19</b>	<b>¢695,17</b>	<b>¢1 343,36</b>
<b>5.</b>	<b><u>Costos y Gastos</u></b>				
5.1	Compras de Energía y Potencia asociado al Servicio de Distribución	¢738,24	¢396,12	¢401,10	¢797,23
5.2	Costos de Operación y Mantenimiento asociado a Alumbrado Público	¢196,42	¢98,97	¢98,97	¢197,95
5.4	Costos Comerciales asociados al Servicio de Alumbrado Público	¢30,73	¢15,35	¢15,35	¢30,70
5.5.1.07.06.01.	Canon de Regulación Alumbrado Público	¢2,88	¢1,44	¢1,44	¢2,88
5.6.	Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	¢74,19	¢36,02	¢36,02	¢72,03
5.10	Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo	¢98,72	¢53,41	¢53,41	¢106,83
5.12	Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	¢29,04	¢26,80	¢26,80	¢53,59
<b>Total de Gastos Operativos</b>		<b>¢1 170,21</b>	<b>¢628,11</b>	<b>¢633,09</b>	<b>¢1 261,20</b>
<b>Utilidad o pérdida de operación</b>		<b>¢26,46</b>	<b>¢20,08</b>	<b>¢62,08</b>	<b>¢82,15</b>
AFNOR-PROMEDIO		¢1 717,05	¢1 757,86	¢1 757,86	¢1 757,86
CAPITAL DE TRABAJO		¢0,00			¢0,00
<b>BASE TARIFARIA</b>		<b>¢1 717,05</b>	<b>¢1 757,86</b>	<b>¢1 757,86</b>	<b>¢1 757,86</b>
<b>RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA</b>		<b>1,54%</b>	<b>1,14%</b>	<b>3,53%</b>	<b>4,67%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-085-2020

Notas: \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada.

**Cuadro N° 23**  
**Estado de resultados tarifario -con liquidación 2019-**  
**Tarifas propuestas para el 2021 y 2022**  
**-Millones de colones-**

Codigo Contabilidad Regulatoria	Descripción	Aresep			
		2021	2022		
			I semestre	II semestre	TOTAL
<b>4.</b>	<b><u>Ingresos</u></b>				
4.1.	Ingresos por Ventas	¢1 301,27	¢711,44	¢679,77	¢1 391,21
4.9.	Otros Ingresos				
	Liquidación del Periodo 2019	-¢55,84	-¢37,23	¢0,00	-¢37,23
<b>Total de Ingresos Regulados</b>		<b>¢1 245,43</b>	<b>¢674,21</b>	<b>¢679,77</b>	<b>¢1 353,98</b>
<b>5.</b>	<b><u>Costos y Gastos</u></b>				
5.1	Compras de Energía y Potencia asociado al Servicio de Distribución	¢738,24	¢398,61	¢398,61	¢797,23
5.2	Costos de Operación y Mantenimiento asociado a Alumbrado Público	¢196,42	¢98,97	¢98,97	¢197,95
5.4	Costos Comerciales asociados al Servicio de Alumbrado Público	¢30,73	¢15,35	¢15,35	¢30,70
5.5.1.07.06.01.	Canon de Regulación Alumbrado Público	¢2,88	¢1,44	¢1,44	¢2,88
5.6.	Gastos Administrativos (de apoyo a la gestión) asociados a Alumbrado Público	¢74,19	¢36,02	¢36,02	¢72,03
5.10	Depreciaciones y Amortizaciones del Ejercicio al Costo	¢98,72	¢53,41	¢53,41	¢106,83
5.12	Pérdidas por Deterioro y Desvalorización	¢29,04	¢26,80	¢26,80	¢53,59
<b>Total de Gastos Operativos</b>		<b>¢1 170,21</b>	<b>¢630,60</b>	<b>¢630,60</b>	<b>¢1 261,20</b>
<b>Utilidad o pérdida de operación</b>		<b>¢75,21</b>	<b>¢43,61</b>	<b>¢49,17</b>	<b>¢92,78</b>
AFNOR-PROMEDIO		¢1 717,05	¢1 717,05	¢1 717,05	¢1 757,86
CAPITAL DE TRABAJO					
<b>BASE TARIFARIA</b>		<b>¢1 717,05</b>	<b>¢1 757,86</b>	<b>¢1 757,86</b>	<b>¢1 757,86</b>
<b>RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA</b>		<b>4,38%</b>	<b>2,48%</b>	<b>2,80%</b>	<b>5,28%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del ET-085-2020

Notas: \* El efecto de la liquidación se considera de la siguiente manera, si su signo es positivo representa una devolución a los usuarios, si es negativo es un reintegro a la empresa regulada.

**Cuadro N° 24**  
**Efecto total en tarifas**  
**Liquidación 2019 y Ordinario 2021-2022**

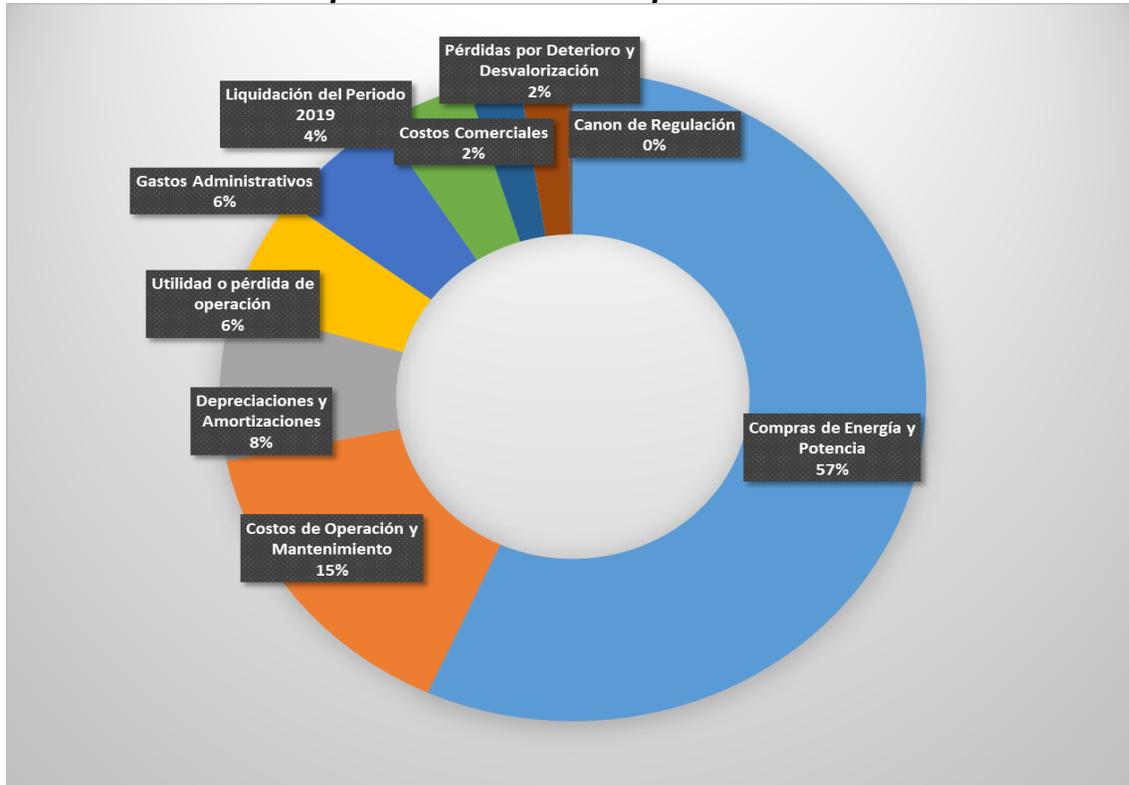
ARESEP	2021		I semestre 2022		II semestre 2022		Total 2022	
	Millones de colones	Porcentaje	Millones de colones	Porcentaje	Millones de colones	Porcentaje	Millones de colones	Porcentaje
Efecto de liquidación	55,84	4,67%	37,23	5,74%	-	0,00%	37,23	2,77%
Efecto del ordinario	(7,34)	-4,67%	(10,63)	-5,74%	(15,40)	0,00%	(26,03)	-2,77%
<b>Efecto total en ingresos</b>	<b>48,50</b>	<b>0,00%</b>	<b>26,60</b>	<b>0,00%</b>	<b>(15,40)</b>	<b>0,00%</b>	<b>11,20</b>	<b>0,00%</b>
<b>Efecto total en tarifas*</b>		<b>5,18%</b>		<b>3,88%</b>		<b>-2,22%</b>		<b>0,83%</b>

\*El efecto calculado en tarifas del 2021 tiene una diferencia con el efecto calculado en ingresos, porque considera el cambio en los ingresos de abril a diciembre 2021, que sería la vigencia del aumento propuesto, mientras que los ingresos son para los 12 meses de ese año

*Fuente: Elaboración propia*

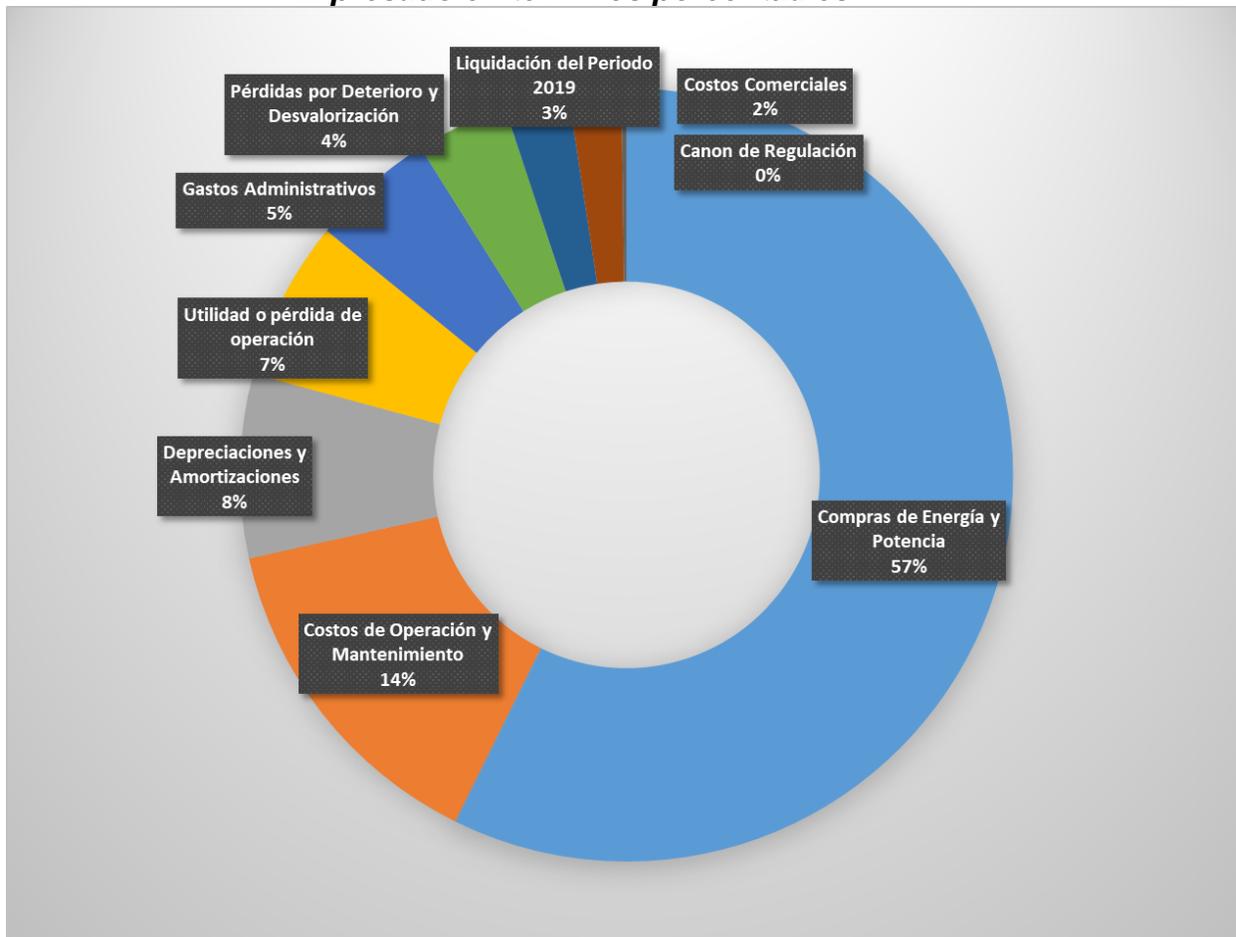
### III. COMPOSICION DE LA TARIFA PROPUESTA

**Gráfico N° 1**  
**Variables que componen la tarifa**  
**Periodo 2021**  
**Expresado en términos porcentuales**



*Fuente: Elaboración propia con datos del ET-085-2020*

**Gráfico N° 2**  
**Variables que componen la tarifa**  
**Periodo 2022**  
**Expresado en términos porcentuales**



**Fuente:** Elaboración propia con datos del ET-085-2020

#### **IV. ESTRUCTURA TARIFARIA**

De acuerdo con lo anterior, la estructura de costos sin CVG del servicio de alumbrado público de JASEC, según el análisis realizado por la Intendencia de Energía, debe ajustarse con un aumento de 5,18% a partir del 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2021; un aumento de 3,88% a partir del 1 de enero y hasta al 30 de junio de 2022; así como una rebaja de 2,22% a partir de 1 de julio de 2022.

Este ajuste se realiza sobre la tarifa vigente para el periodo de 2021 según RE-0128-IE-2020, publicada en Alcance digital N° 332, Gaceta N° 295 del 17 de diciembre de 2020. Y para las tarifas del 2022, sobre la resolución RE-0099-IE-2019, publicada en Alcance digital N° 276, Gaceta N° 237 del 12 de diciembre de 2019, y recurrida por la resolución RE-0103-IE-2019, la cual, fue publicada en Alcance digital N° 284, Gaceta N° 242 del 19 de diciembre de 2019.

Para el segundo semestre de 2022, se omite el efecto de liquidación sobre las tarifas del servicio de alumbrado público.

La siguiente tabla muestra el detalle de los precios sin CVG:

		Tarifa (incluye CVC)	Tarifa (incluye CVC)	Tarifa (incluye CVC)
		Rige a partir de 1/4/2021 al 31/12/2021	Rige a partir de 1/1/2022 al 30/6/2022	Rige a partir de 1/7/2022 en adelante
<b>JASEC</b>				
<b>Sistema de Alumbrado Público</b>				
<b>► Tarifa T-AP: Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	91,2	98,4	92,7
Bloque 31-50 000	cada kWh	3,04	3,28	3,09
Bloque mayor a 50 000	Cargo fijo	152 000	164 000	154 500

[...]

## VI. CONCLUSIONES:

1. La empresa solicitó ajustes a la tarifa de alumbrado público por tres tramos de la siguiente manera:
  - a. A partir del 1º de abril 2021 y el 31 de diciembre 2021, un Aumento de 5,12% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-128-IE-2020.
  - b. A partir del 1º de enero 2022 hasta el 30 de junio 2022, con un aumento de 0,82% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-099-IE-2020.
  - c. A partir del 1º de julio 2022 hasta el 31 de diciembre 2022, con una rebaja de 2,66% sobre la tarifa vigente aprobada mediante resolución RE-099-IE-2020.
  
2. Con base en el análisis técnico que antecede, se propone ajustar la estructura de costos y gastos sin combustibles, del servicio de alumbrado público de JASEC, de la siguiente manera: un aumento de 5,18% a partir del 1 de abril hasta el 31 de diciembre de 2021, un aumento de 3,88% a partir del 1 de enero al 30 de junio de 2022 y un rebaja de 2,22% a partir

de 1 de julio hasta el 31 de diciembre de 2022 en la estructura de costos y gastos sin CVG del servicio de alumbrado público que presta JASEC.

3. JASEC, según proyección presenta una ejecución promedio del 100%, de las obras previstas en alumbrado público, para el periodo comprendido del 2015-2019. Resalta lo relativo la carencia de proyectos que requieran de recursos económicos para la ejecución de obras mayores o macro inversiones (Fuente: Carpeta digital ET-085-2020\04. Plan de Inversiones 2020-2022\4.1 Índices porcentajes de Ejecución AP\4.1.1. Informe de Ejecución 5 últimos años\Ejecución Histórica AlumbradoPFI\_04\_INDICES AP, (Folio 14).
4. Se refleja una mala planificación por parte de JASEC en lo que respecta adiciones y retiros, pues presenta sobre ejecución del plan planteado y aprobado por Aresep.
5. Del análisis resultaron diferencias respecto a lo solicitado por JASEC, donde sobresalen los siguientes rubros:
  - a. El índice de inflación utilizado para los cálculos es de 0,72%, 1,45% y 1,21% para los años 2020, 2021 y 2022.
  - b. El rédito para el desarrollo utilizado en el cálculo es de 4,37% y 5,31% para los años 2021 y 2022 respetivamente.
  - c. JASEC sigue utilizando un método para sacar los gastos no recurrentes del cálculo que no es correcto para la trazabilidad y futura liquidación de esos gastos.

Las estimaciones de costos y gastos realizadas por Aresep es ¢9,13 millones menor para el año 2021 y ¢13,26 millones menor para el año 2022 a las presentas por JASEC, el mayor efecto se debe a los índices de inflación, la eliminación de gastos no recurrentes en las estimaciones y traslados de gastos al sistema de distribución.
  - d. JASEC no utiliza correctamente los conceptos de la liquidación tarifaria, por lo que utiliza signos contradictorios al resultado de cada variable en su cálculo.

La IE calculó una liquidación total del año 2019 de ¢93,1 millones, el cual dividido en los 15 meses que solicita JASEC, corresponden a ¢55,84 millones para el año 2021 y ¢37,23 millones para el 2022, el mayor impacto en este cálculo es la liquidación del rédito por el efecto de ingresos estimados para ese año tal y como se indicó.

[...]

- II. Que en cuanto a la audiencia pública, del oficio IN-0039-IE-2021 citado, conviene extraer lo siguiente:

[...]

- 1. Consejero del Usuario, representado por el señor Jorge Sanarrucia Aragón, portador de la cédula de identidad número 05-0302-0917. Notificaciones: Al correo electrónico [jorge.sanarrucia@aresep.go.cr](mailto:jorge.sanarrucia@aresep.go.cr), [consejero@aresep.go.cr](mailto:consejero@aresep.go.cr).**

1. Costo de arrendamiento de planta Toro III:

*“(...) el arrendamiento de la Planta Toro 3 representa un monto significativo de los Gastos Totales Ajustados (GTA).*

*Ahora bien, puesto que del expediente tarifario ET-052-2020 se desprende que el ICE, acogiéndose a un pronunciamiento a la Procuraduría General de la República (PGR), no aplicó las Normas Internacionales de Información Financiera referentes a arrendamientos (NIIF 16) a este proyecto, nos encontramos ante un tratamiento financiero diferenciado, que no permite una comparación de este aspecto tan relevante entre ambos operadores. Si bien se puede comparar el valor del activo capitalizado (de la Planta Toro 3), no se puede determinar si, por ejemplo, una deuda es más cara que otra, respecto al mismo proyecto.*

*Efectivamente, a diciembre de 2020, el ICE ofrecía datos del valor del activo capitalizado cercanos a los 40.608 millones de colones, mientras que JASEC aportaba un dato de 39.580 millones de colones; diferencias mínimas no significativas. Sin embargo, para poder sopesar la eficiente administración financiera de este proyecto, también es necesario poder observar las deudas asociadas al proyecto, y cómo se están manejando por ambos operadores del fideicomiso, haciendo incluso una objetiva comparación entre ambos manejos. Es esto lo que los datos no permiten.*

*(...) Consejería del Usuario aboga porque se aclaren con cuáles normas internacionales de contabilidad se deben reportar este tipo de proyectos, con el fin de que se puedan obtener de ambos operadores datos comparables. (...)*

*Sobre este mismo proyecto (PH Toro 3) vale mencionar que la Intendencia de Energía, en su “Solicitud de información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, pide, entre otras cuestiones: (...)*

*Ello expresa de manera contundente (sic) como a la fecha del documento (10 de febrero de 2021) existen dudas razonables sobre la forma en que se está administrando contable y financieramente el PH Toro 3. Tal parece que JASEC omitió información que debería estar presente desde el inicio de la gestión.*

*La duda que plantea este repaso de solicitudes de información y las respectivas respuestas es por qué la empresa operadora, sabedora del peso que tienen los datos asociados al proyecto Toro 3 en esta solicitud tarifaria, no ofreció -desde el inicio de la gestión- los datos que justifiquen profusamente la misma.”*

**RESPUESTA:**

*Considerando que este argumento está relacionado con la aplicación de las normas contables utilizadas para registrar el valor de la Planta Toro III, sin que exista relación con la petición tarifaria solicitada por JASEC para el servicio de alumbrado público, se le indica al oponente que la respuesta a este argumento se incluye en el informe preparado para el análisis de la petición del servicio de generación que presta JASEC.*

*2. Claridad en las cuestiones que se debían subsanar:*

*“El oficio OF-0001-IE-2021 del 04 de enero de 2021, dirigido al señor Francisco Calvo Solano, Gerente General de JASEC, contiene una prevención a la solicitud tarifaria de JASEC (ET-086-2020) con diez cuestiones que se deben subsanar para dar continuidad al trámite de admisibilidad de la solicitud.*

*Según consta en el folio 73 (expediente digital ET-086-2020), la JASEC remite junto con la respuesta a este auto de prevención, el documento CJD-002-2021, en el que plantea una propuesta tarifaria para el sistema de generación completamente distinta a la original (folio N°7 del GG-1248-2020 del 16-12-2020). En documento CJD-002-2021, no consta, sin embargo, la justificación que motiva dicho cambio, lo que aumenta la incerteza en la información que presenta en la empresa en su solicitud.*

*(...)*

*Una cuestión similar ocurre con los otros dos sistemas (alumbrado público y distribución), cuyos datos y documentos se pueden ver en los expedientes ET-085-2020 y ET-087-2020, respectivamente. (...)*

*No consta en la información remitida por la empresa la corrección del aparatado “II.*

*Impacto en las finanzas del Servicio de Generación” de la solicitud, donde inicialmente la empresa planteaba que requería ajustes de hasta el 48,56% para el 2021.*

*Es sumamente preocupante que la información presentada para un aumento tarifario que en definitiva tiene un gran impacto en la economía de la provincia de Cartago, sea tan imprecisa y fluctue (sic) drásticamente al solicitar un poco más de información.*

*(...)*

*Por esta razón es necesario señalar la importancia de contar con una solicitud que sea lo suficientemente clara y esté debidamente respaldada con la documentación correspondiente al momento de su admisibilidad. Dada la incompletitud inicial de la información y la dispersión posterior de la información que se aporta en, al menos, dos momentos posteriores, el análisis de toda esta documentación técnica resulta, en la mayoría de los casos, sumamente difícil (sic) para las personas usuarias o sectores que pudieran estar interesados.”*

#### **RESPUESTA:**

*Al respecto, se le indica al opositor que el momento procesal oportuno para que una empresa remita documentación faltante es en el periodo de admisibilidad, considerando que en esta fase se revisa el cumplimiento de los requisitos formales establecidos en la normativa vigente y se le previene al petente si hace falta algún documento según dichos requisitos de admisibilidad vigentes.*

*En este contexto, como consta en el expediente público, JASEC aportó la información prevenida como faltante mediante oficios GG-042-2021 (generación), GG-043-2021 (distribución) y GG-044-2021 (alumbrado público), lo cual dio sustento a la admisibilidad. En estos oficios JASEC comunicó de manera formal la incorporación de cambios en su petición, como consecuencia de la prevención realizada por parte de la Autoridad Regulara, aportando la información de las variables que lo provocaron. Por tanto, se aclara que fue la petición debidamente ajustada la que se consideró para realizar las convocatorias a las audiencias públicas realizadas.*

*Por otro lado, es necesario indicar al oponente que durante el proceso de revisión por el fondo de la información aportada por la empresas, el proceso contempla la realización de aclaraciones y consultas para una mejor comprensión, razón los la cual cualquier intercambio de información, para efectos de transparencia, se incluye en los expedientes respectivos previo a la audiencia pública, precisamente para que cualquier parte interesada en el proceso pueda revisarlos*

*y referirse a los mismos en el espacio que se estableció legalmente para eso, que la respectiva audiencia pública.*

*No obstante lo anterior, también es importante recordar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, pero esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

*En este contexto, se concluye que JASEC remitió la información requerida para que su petición fuera admitida, y que dicha información, que consta en los respectivos expedientes, se revisó de conformidad con la metodología vigente, la normativa vigente y la ciencia y la técnica aplicables. Así, se le indica al oponente que sus argumentos y manifestaciones fueron consideradas al momento de realizar las valoraciones técnicas que corresponde como parte del trámite regulatorio del presente estudio tarifario.*

### *3. Sobre el rédito para el desarrollo*

*“Como se sabe, el Rédito para el Desarrollo es una de las variables que determina el porcentaje de rentabilidad, y éste, a su vez, determina el ajuste. Existen en torno los cálculos del Rédito para el Desarrollo de esta solicitud (sic) (ET-086-2020) varias dudas que no deben pasar por alto.*

*(...)*

*Llaman la atención acá dos datos. El primero de ellos es el valor de la deuda, el cual, como el cuadro señala, corresponde a un 55% del Valor total de los Activos. Un valor sin duda alto para una empresa que ha invertido grandes sumas en activos de capital propio. En segundo lugar, llama la atención el porcentaje final que se ofrece correspondiente a 7,82%, un dato cercano pero no igual al es 7,70% del formulario 7745.*

*Los datos incorporados en el cálculo del Rédito para el desarrollo vuelven a ser tema de consulta. En la “Solicitud de información adicional requerida para el análisis técnico de la petición tarifaria”, OF-0103-IE-2021 del 10 de febrero de 2021, se pide:*

*“Para el sistema de Generación (ET-086-2020). Análisis del rédito para el desarrollo. 1. Explicar a qué corresponde y para qué fue adquirido el crédito con la Compañía Cartaginesa de Electricidad, incluido en el Estado Financiero Auditado a diciembre de 2019 con un monto de ¢3 900 125 922,18 en el sistema de generación. Además, se solicita aportar el contrato correspondiente y explicar*

*por qué no se realizaron gastos financieros de esa deuda en el 2019 y por qué no se consideró ese crédito en el cálculo del rédito”.*

*La respuesta se encuentra en el oficio GG-182-2021 del 12 de febrero de 2021 (folio*

*98 del expediente digital):*

*“JASEC adquirió el proyecto hidroeléctrico Torito II a la compañía CCE S.A., para lo cual se firmó un financiamiento por el proyecto, que incluye estudios de prefactibilidad, idea registrada en el registro público y terrenos.*

*(...)”*

*Puesto que no se aporta el contrato solicitado y queda claro entonces que se adquirió un crédito que, según se desprende de la explicación, no se está honrando aún, la Consejería solicita se revise a fondo en que estado se encuentran esos recursos, y para cuando se proyecta el inico (sic) de esa “etapa comercial de producción” que la JASEC menciona.”*

## **RESPUESTA:**

*Al estar el argumento relacionado con el impacto que tiene el financiamiento de la Planta Toro III y contener dudas relacionadas específicamente sobre la información remitida por el petente de esta planta, y considerando que no contempla argumentos referidos la petición tarifaria para el servicio de alumbrado público, se le indica al oponente que la respuesta a este argumento se incluye en el informe técnico que sustenta la petición del servicio de generación que presta JASEC.*

### **4. Competitividad de las tarifas de electricidad**

*“Como es de conocimiento general, existe una controversia sobre los precios de la*

*electricidad en Costa Rica. Hay quienes afirman que son de los más altos de la región centroamericana; otros datos los ubican en un lugar intermedio, después de Nicaragua y Honduras. Los datos respaldan más esta segunda afirmación, es decir, que el precio de la electricidad en Costa Rica, si se le compara con el resto de países de la región, no es de los más caros, pero tampoco de los más baratos.*

*Para el caso del sector residencial, un análisis del sitio especializado GlobalPetrolPrices.com, el cual monitorea el costo de los precios de insumos como la electricidad, combustibles y gas natural en 150 países, publica un gráfico*

de “Precios de la electricidad para hogares, junio de 2020” que ubica a Costa Rica como el país con los precios más bajos en esta categoría.

(...)

Sin embargo, si lo que se analiza es el costo de la electricidad para el sector empresarial o industrial, no hay duda que es este uno de los problemas que enfrenta

el país, y que en ocasiones ha terminado con la fuga de capitales.

(...)

Valga señalar que el ejemplo es significativo pues la empresa Vicesa está ubicada en el área de cobertura de JASEC y, sin embargo, le compra la energía que necesita al ICE.

Dejando allí ese ejemplo específico, si se hace una comparación entre operadores

locales con una cantidad de abonados similar, y un dato de ventas en MWh en un rango de los 170 000 a 250 000, se encuentra que JASEC maneja un precio promedio por kWh (en ¢) que se puede considerar competitivo.

(...)

Como puede verse, los ajustes solicitados afectan de manera significativa, al alza, los sistemas de generación y distribución (que incluyen la Tarifa Comercial y la Tarifa Industrial). Puesto, como se mostrados (sic) párrafos arriba con datos a 2018 y a 2020, los precios de JASEC se han mantenido competitivos en los últimos años, un alza generalizada como la que se propone no resulta oportuna si lo que se busca es mantener y mejorar esa competitividad.

(...)

La propia JASEC, en su petición de aumento, reconoce que la crisis sanitaria COVID-19 ha afectado al comercio en la zona donde ellos prestan el servicio “...producto de los efectos económicos de la crisis sanitaria COVID-19, la cual ha perjudicado principalmente al comercio en la zona servida por JASEC...”.

De tal suerte que no resulta oportuno aplicar un aumento a las tarifas cuando se reconoce que el comercio se ha visto seriamente afectado en sus ingresos. Más aún tratándose de una empresa que tiene como parte de su visión ser “...reconocidos por (su) eficiencia, tecnología e innovación, que contribuyen al desarrollo de Cartago”. Fuente: <https://www.jasec.go.cr/filosofia/> (...)

## **RESPUESTA:**

Lo manifestado por el opositor adquiere importancia en los análisis que realiza esta Intendencia de Energía, teniendo en consideración que la Intendencia ha promovido un proceso de modernización tarifaria que habilita la posibilidad de que las empresas eléctricas, que son las que mejor conocen su zona de

*concesión geográfica y las necesidades de los distintos sectores de consumo, puedan impulsar estrategias propias que contribuyan al uso eficiente de sus recursos, con el objetivo de que las tarifas eléctricas reflejen la modernización y eficiencia del sector en beneficio de sus abonados.*

*También es importante reiterar que el artículo 30 de la Ley 7593 establece que Aresep puede modificar, aprobar o rechazar las peticiones tarifarias, esa decisión se realiza una vez revisada por el fondo toda la información aportada por el petente y los aportes que realicen los participantes en la audiencia pública.*

### **PETITORIA**

- 1. Que se admita la presente oposición.*
- 2. Que los argumentos aquí esgrimidos sean considerados.*
- 3. Que se revisen de manera minuciosa los documentos y datos aportados, así como los cálculos asociados al Rédito para el Desarrollo, tanto los del expediente ET- 086-2020 (Sistema de Generación) que aquí se han mencionado, como los que justifican esa misma variable en el expediente ET-087-2020 (Sistema de Distribución).*

### **RESPUESTA:**

*Al respecto, como se indicó, los argumentos manifestados por el Consejero del Usuario de la Aresep fueron considerados al momento de realizar el análisis técnico que sustenta la tramitación del presente estudio tarifario, proceso que contempló la valoración detallada de toda la documentación e información aportada por JASEC. En este contexto se agradece la participación del Consejo del Usuario en la Audiencia Pública y sus aportes.*

*[...]*

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos de la actividad de alumbrado público que presta Jasec a partir del 1 de abril de 2021; tal y como se dispone.

**POR TANTO  
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Fijar un ajuste en la estructura de costos y gastos de la actividad de alumbrado público que presta Jasec a partir del 1 de abril de 2021, de la siguiente manera:

<b>JASEC Sistema de Alumbrado Público</b>		<b>Tarifa (incluye CVC)</b>	<b>Tarifa (incluye CVC)</b>	<b>Tarifa (incluye CVC)</b>
		Rige a partir de 1/4/2021 al 31/12/2021	Rige a partir de 1/1/2022 al 30/6/2022	Rige a partir de 1/7/2022 en adelante
<b>► Tarifa T-AP: Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
Bloque 0-30	Cargo fijo	91,2	98,4	92,7
Bloque 31-50 000	cada kWh	3,04	3,28	3,09
Bloque mayor a 50 000	Cargo fijo	152 000	164 000	154 500

- II. Tener como respuesta a las oposiciones lo externado 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. Los recursos ordinarios podrán interponerse ante la Intendencia de Energía, de conformidad con los artículos 346 y 349 de la LGAP.

De conformidad con el artículo 346 de la LGPA., 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 Alberto Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—Solicitud N° 258603.—( IN2021538626 ).

**INTENDENCIA DE ENERGÍA**  
**RE-0022-IE-2021 DEL 24 DE MARZO DE 2021**

**APLICACIÓN PARA EL II TRIMESTRE DE 2021 DE LA “METODOLOGÍA PARA EL AJUSTE EXTRAORDINARIO DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD PRODUCTO DE VARIACIONES EN EL COSTO DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACIÓN TÉRMICA PARA EL CONSUMO NACIONAL Y LAS IMPORTACIONES NETAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL, (CVG)” RELACIONADA CON EL SERVICIO DE GENERACIÓN DEL ICE Y EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN Y ALUMBRADO PÚBLICO DE TODAS LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS.**

**ET-013-2021**

**RESULTANDO:**

- I. Que el 14 de mayo del 2019, mediante la resolución RE-0100-JD-2019, la Junta Directiva aprobó la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional (CVG)”, tramitada en el expediente OT-010-2017 y publicada en La Gaceta N° 97, Alcance N° 118 del 27 de mayo del 2019.
- II. Que el 14 de agosto de 2019, la Intendencia de Energía, por medio del oficio OF-0966-IE-2019, establece el procedimiento a seguir para la correcta aplicación de la metodología tarifaria del Costo Variable de Generación (CVG), así como, precisar lo correspondiente a los requerimientos de información regulatoria que esta metodología ordena a las empresas de distribución eléctrica, incluidos aspectos relacionados con el envío de información, en forma y plazo.
- III. Que el 10 de marzo de 2021, mediante el oficio OF-0163-IE-2021, la Intendencia de Energía solicitó la apertura de expediente tarifario respectivo (folio 1).
- IV. Que el 11 de marzo de 2021, por medio del informe IN-0128-IE-2021, la Intendencia de Energía, emitió el informe de la aplicación del II trimestre de 2021 de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad, producto de variaciones en el costo de generación (CVG).

- V. Que el 16 de marzo de 2021, en los diarios nacionales: La Extra y la República, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 22 de marzo de 2021.
- VI. Que el 17 de marzo de 2021, en La Gaceta N° 53, se publicó la invitación a los ciudadanos para presentar sus posiciones, otorgando plazo hasta el 22 de marzo de 2021.
- VII. Que el 23 de marzo de 2021, mediante el informe IN-0216-DGAU-2021, la Dirección General de Atención del Usuario (DGAU) remitió el informe de oposiciones y coadyuvancias. el cual indica que, [...] *vencido el plazo establecido, no se recibieron posiciones [...]* (corre agregado al expediente).
- VIII. Que el 24 de marzo de 2021, mediante la resolución RE-0019-IE-2021, se aprobó el ajuste tarifario de estructura sin CVG para el sistema de distribución, el cual está pendiente de su publicación en el diario Oficial La Gaceta.
- IX. Que el 24 de marzo de 2021, por medio de la resolución RE-0020-IE-2021, se aprobó el ajuste tarifario de estructura sin CVG para el sistema de alumbrado público, el cual está pendiente de su publicación en el diario Oficial La Gaceta.
- X. Que el 24 de marzo de 2021, mediante el informe técnico IN-0042-IE-2021, la IE, analizó la presente gestión de ajuste tarifario y en dicho estudio técnico recomendó establecer los cargos trimestrales por empresa para el II trimestre de 2021 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación.

#### **CONSIDERANDO:**

- I. Que del informe técnico IN-0042-IE-2021, citado y que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

[...]

## **II. ANÁLISIS DEL ASUNTO**

### **1. Aplicación de la metodología**

*La aplicación de la “Metodología para el ajuste extraordinario de las tarifas del servicio de electricidad producto de variaciones en el costo de los combustibles utilizados en la generación térmica para consumo nacional y las importaciones netas de energía eléctrica del mercado eléctrico regional (CVG)” permite que se realicen ajustes trimestrales en las tarifas del sistema de generación del ICE por concepto de la*

*generación térmica y balance neto de comercialización de energía en el MER, los cuales provocan variaciones directas, positivas o negativas, en los gastos por compras de energía que realizan las empresas distribuidoras del país, tanto para el sistema de distribución eléctrica como para el servicio de alumbrado público.*

*Dado lo anterior, la metodología es un mecanismo de ajuste extraordinario, que se calcula de forma simultánea con los ajustes del sistema de generación para evitar desequilibrios financieros en los sistemas de distribución y alumbrado público, velando con ello por el equilibrio financiero y los flujos necesarios para el desarrollo del sistema de manera integral.*

*Esta metodología, por tanto, tiene por objetivos complementarios, evitar el desequilibrio financiero del ICE por consumo de combustibles para generación térmica y comercialización de energía neta en el Mercado Eléctrico Regional (MER). Asimismo, enviar señales de precio correctas y oportunas a los usuarios, consistentes con la marcada estacionalidad que caracteriza el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).*

*A continuación, se procede a realizar el análisis de las variables que se requieren para obtener el cálculo del Costo Variable de Generación (CVG) para el II trimestre 2021.*

## **2. Efecto del CVG sobre el sistema de generación**

*Para obtener los factores CVG de cada trimestre del sistema de generación del ICE, es necesario un análisis inicial de tres componentes: a) el gasto por combustible producto de la generación con fuentes térmicas; b) el monto de la comercialización de energía neta en el MER y c) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.*

*A continuación, se procede a presentar los resultados del mercado para cada uno de los sistemas y de las empresas.*

### **2.1 Gasto por combustible**

*Para estimar el gasto por combustible durante el II trimestre de 2021, es necesario estimar la generación con fuente térmica, la cual, se proyecta como la diferencia entre la demanda de energía a nivel nacional incluyendo pérdidas y la generación con las otras fuentes de energía disponibles (renovables), incluyendo las importaciones.*

*Las proyecciones de generación de cada una de las plantas se calculan de acuerdo con los datos históricos desde el año 2000 en las que se disponga, empleando el paquete estadístico especializado en series de datos 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.

La demanda de energía se obtiene a partir de la actualización realizada por esta Intendencia del estudio de mercado de cada una de las empresas distribuidoras. Esta actualización se basó en un mercado tendencial, en el cual se efectuó las estimaciones a partir de datos históricos mensuales de los abonados, consumo e ingresos por categorías tarifarias, hasta enero del 2021 (último mes disponible con información real), para este efecto se utilizó también el paquete Forecast Pro (el detalle por mes y categoría tarifaria y empresa distribuidora se presenta en el documento Excel de cálculo, anexo a este informe).

El siguiente cuadro muestra las proyecciones de producción con fuente térmica por trimestre elaboradas por la Intendencia de Energía con datos del ICE:

**Cuadro N° 1**  
**Sistema de generación, ICE: estimación de generación de electricidad con plantas térmicas, II trimestre por mes en GWh, año 2021.**

Mes	Estimación ICE GWh
Abril	9,69
Mayo	3,98
Junio	0,63
<b>TOTAL</b>	<b>14,30</b>

**Fuente:** Intendencia de Energía, Aresep.

Según la información del cuadro 1, la Intendencia de Energía después de analizar las proyecciones presentas por el ICE y compararlas con las propias, tomó la decisión de utilizar las del ICE, por cuanto estas históricamente presentan una desviación menor con los datos reales. Dicha proyección servirá de base para el cálculo del gasto por combustibles a reconocer durante el II trimestre del 2021.

La obtención del porcentaje de pérdida propio de su sistema de generación se obtuvo como resultado de la diferencia entre la generación total del SEN y la demanda de energía de este, dando como resultado un 11,4%<sup>1</sup>. Con esta información, se determinan las necesidades de energía para atender la demanda de sus consumidores directos.

---

<sup>1</sup> Correspondientes a 2019

Las compras de energía al ICE se determinan al disminuir de las necesidades de energía la generación propia y compras a terceros que, en el caso de las cooperativas, compran energía a Coneléctricas, R.L. entre otros.

Para las estimaciones de las industrias de alta tensión, se aceptaron las estimaciones del ICE.

El gasto en consumo de combustibles se presenta a continuación, según el trimestre que corresponda, al tiempo que se realiza la comparación con la información suministrada por el ICE.

**Cuadro N° 2**  
**Estimación del gasto en combustibles por generación térmica mensual,**  
**millones de colones**  
**II trimestre 2021.**

Ente	Abril	Mayo	Junio	TOTAL
Aresep	634,14	260,81	41,46	<b>936,40</b>
ICE	577,23	237,40	37,73	<b>852,37</b>

**Fuente:** Intendencia de Energía, Aresep.

La principal diferencia entre ambas estimaciones es por los precios de los hidrocarburos, para los cuales esta Intendencia utiliza el último precio vigente propuesto con impuesto.

Por su parte, el rendimiento de las plantas utilizado es el promedio real por planta obtenido de la información aportada por el ICE mediante el informe “Estimación del balance de energía para atender la demanda eléctrica nacional para el año abril-diciembre 2021: metodología y proyecciones de generación termoeléctrica y de importaciones netas de electricidad” del 18 de febrero de 2021 (corre agregado al expediente).

Los precios de los combustibles (diésel para uso automotriz 50 ppm de azufre y búnker térmico ICE) utilizados para los cálculos son los precios propuestos por la Intendencia de Energía en el estudio tarifario ET-009-2021, resolución RE-0010-IE-2021 del 26 de

febrero de 2021. Se utiliza el precio plantel con impuesto, más el flete de transporte de combustible que le corresponde pagar al ICE. Estos precios son ajustados de acuerdo con el tipo de cambio vigente para cada una de las fijaciones de combustibles establecidas por esta Intendencia.

Para obtener el flete que le corresponde pagar al ICE por concepto de transporte de diésel se utilizó el flete establecido en la RE-0124-IE-2020, publicada en La Gaceta 294, Alcance 329 del 16 de diciembre de 2020 y por concepto de transporte de búnker térmico ICE se utilizó el valor establecido en la resolución RE-0074-IE-2019, expediente ET-032-2019, publicada en la Gaceta 148, Alcance 197 del 17 de octubre de 2019. La tarifa de zona básica contempla distancias menores a 30 kilómetros para diésel y 39,34 kilómetros para búnker bajo azufre; considerando que el ICE se abastece del plantel más cercano que en este caso sería el de "Barranca" con una distancia promedio de 7 Km a la planta de Garabito, o incluso si tuvieran que movilizarse desde Caldera, se debe aplicar la misma tarifa de zona básica ya que la distancia de Garabito a Caldera es de aproximadamente 26 kilómetros.

Los precios utilizados para valorar el diésel térmico y el búnker de bajo azufre para generación se presentan en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 3**  
**Precios de combustibles para generación térmica**  
**colones por litro, II trimestre 2021.**

Componente	Búnker Térmico ICE	Diésel para uso automotriz de 50 ppm de azufre <sup>2</sup>
Precio Plantel (con impuesto)	282,51	468,78
Flete	6,91	6,20
<b>TOTAL</b>	<b>289,42</b>	<b>474,98</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.*

Dados estos precios de los combustibles y la cantidad de litros que se prevé consumir en el periodo de análisis, el gasto estimado para el año 2021, por mes, se detalla en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 4**  
**Consumo de combustibles para generación térmica**  
**millones de colones, II trimestre 2021.**

Mes	Gasto en combustible para Generación
Abril	634,14
Mayo	260,81
Junio	41,46
<b>TOTAL</b>	<b>936,40</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.*

**2.2 Comercialización de energía neta en el Mercado Eléctrico Regional (MER):**

Las importaciones y exportaciones al Mercado Eléctrico Regional por parte del ICE se basan en una estrategia empresarial y en los precios cambiantes que responden a la oferta y la demanda integral de todos los países de la región, además la información con que actualmente cuenta la Intendencia de energía es limitada. Por estas condiciones se considera compleja la estimación a futuro de la energía a importar y exportar al MER, por parte del ICE, y, por tanto, se aceptan las proyecciones presentadas por el ICE para tales efectos.

El cuadro siguiente muestra las importaciones y exportaciones al MER para el II trimestre del 2021.

**Cuadro N° 5**  
**Sistema de generación, ICE: importaciones y exportaciones al mercado**  
**regional mensual, en GWh, II trimestre 2021.**

Mes	Exportación MWh	Importación MWh
Abril	0,0	44,43
Mayo	0,0	29,25
Junio	0,0	3,31
<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>76,99</b>

*Fuente: Intendencia de Energía, con información aportada por ICE*

Según el cuadro anterior, el ICE no estima ingresos por concepto de exportaciones de energía para el próximo trimestre. Por lo contrario, se prevé un gasto neto por importaciones a un precio de referencia de 71,31 USD/MWh. Asimismo, se mantiene el tipo de cambio propuesto por el ICE, que es de ¢612,38 por dólar, según el reporte de

Balance Energético CVG suministrado por el ICE y contenido en el expediente tarifario del presente estudio (ET-013-2021).

A continuación, se detalla el saldo de la comercialización de energía neta en el MER en millones de colones estimadas para el II trimestre de 2021:

**Cuadro N° 6**  
**Sistema de generación, ICE: gasto por importaciones e ingreso por exportaciones al mercado regional por mes, en millones de colones, II trimestre 2021.**

Mes	Exportación	Importaciones	Comercialización de Energía neta en el MER
Abril	0,0	1 940,17	1 940,17
Mayo	0,0	1 277,29	1 277,29
Junio	0,0	144,66	144,66
<b>TOTAL</b>	<b>0,0</b>	<b>3 362,13</b>	<b>3 362,13</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

### 2.3 Liquidación del periodo anterior

Para el presente estudio, los montos pendientes por reconocer debido a la diferencia entre las estimaciones y los valores reales para el periodo comprendido de noviembre y diciembre de 2020 y enero del presente año, según se detalla a continuación:

**Cuadro N° 7**  
**Sistema de generación, ICE: liquidación de noviembre-diciembre de 2020 a enero 2021, en millones de colones**

Partida	Real
Gasto Generación térmica	194,63
Importaciones netas	-6 288,21
Ingresos por CVG	-7 818,15
Liquidación periodos anteriores	-5 883,23
<b>TOTAL</b>	<b>-4 158,66</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

De acuerdo con el cuadro anterior, para el periodo de liquidación, se obtuvo importaciones netas (diferencia entre importaciones y exportaciones) de ¢6 288,21 millones, dicho monto expresa que hubo mayor exportación en comparación a la importación de energía, por lo tanto, deberá ser reintegrado al usuario. Lo anterior, da como resultado un saldo neto por devolver a favor del usuario por concepto de liquidación de ¢4 158,66 millones para el II trimestre de 2021.

## 2.4 Factores por CVG

De esta forma, el siguiente cuadro muestra la integración de componentes que agrupa el Costo Variable por Generación (CVG):

**Cuadro Nº 8**  
**Sistema de generación, ICE: CVG por componentes,**  
**mensual, en millones de colones, II trimestre 2021.**

Mes	Gasto por combustibles	Comercialización de Energía neta en el MER	Liquidación periodo anterior
Abril	312,13	1 940,17	-1 386,22
Mayo	312,13	1 277,29	-1 386,22
Junio	312,13	144,66	-1 386,22
<b>TOTAL</b>	<b>936,40</b>	<b>3 362,13</b>	<b>-4 158,66</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

El cuadro anterior indica el CVG para ajustar las estructuras de costo sin combustibles del sistema de generación del ICE. Los montos por mes varían de forma considerable acorde con la estacionalidad climática del país y por lo tanto con la producción de energía con fuentes térmicas o de importación al mercado regional.

Para esta ocasión, contemplando el efecto del rezago -a favor del usuario-, la estimación del gasto en térmico y las importaciones netas, da como resultado un monto

a favor del ICE que asciende a ¢139,87 millones, que debe transformarse en un factor de ajuste porcentual que recaerá en los ingresos estimados con los precios sin CVG. De acuerdo con las proyecciones de mercado, específicamente a las ventas de energía del sistema de generación del ICE y a sus respectivos ingresos, se obtiene el siguiente factor por CVG:

**Cuadro N° 9**  
**Sistema de generación, ICE: factor por CVG propuesto,**  
**En millones de colones, II trimestre 2021.**

Mes	Gasto por combustibles	Comercialización de Energía neta en el MER	Liquidación (rezago)	Ingresos (sin CVG)	Factor
<b>TOTAL</b>	<b>936,40</b>	<b>3 362,13</b>	<b>-4 158,66</b>	<b>106 140,55</b>	<b>0,13%</b>

\*Incluye las ventas por T-SD, T-CB y T-UD  
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

El cargo por CVG se obtiene de dividir el monto total a reconocer en cada mes entre el total de ingresos estimados (sin CVG) de este mismo mes (incluyendo T-UD); dicho factor indica cuanto deberán aumentar o disminuir las tarifas respecto a la estructura sin CVG vigente en dicho periodo, con el fin de cubrir los costos asociados al combustible utilizado en la generación térmica, al balance de la comercialización de energía en el MER y eventualmente a liquidaciones de periodos atrás.

Para valorar la participación de los componentes de cada factor CVG estimado, el siguiente cuadro presenta el desglose respectivo:

**Cuadro N° 10**  
**Sistema de generación, ICE: factor por CVG y componentes,**  
**por mes, II trimestre 2021.**

	Gasto por combustibles	Comercialización de Energía neta en el MER	Liquidación periodo anterior	Factor Total
<b>TOTAL</b>	<b>0,88%</b>	<b>3,17%</b>	<b>-3,92%</b>	<b>0,13%</b>

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep.

### **3. Efecto del CVG sobre el Alumbrado Público.**

Otra de las diferencias más importantes entre la metodología de reconocimiento extraordinario anterior (Costo Variable por Combustible, CVC) y la actual (CVG), es que se incorpora el sistema de alumbrado público.

A partir del 2021, la tarifa de alumbrado público al usuario final también será ajustada por el efecto CVG. Para obtener los factores CVG de cada trimestral del sistema de alumbrado público de cada empresa distribuidora, es necesario un análisis inicial de dos componentes: a) la repercusión en las compras al ICE generación por el ajuste propio por concepto del CVG; y b) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.

En seguida se presenta análisis detallado de cada uno de estos componentes:

### **10.1 Efecto compras al ICE generación**

El sistema de alumbrado público es considerado un cliente más del sistema de distribución de cada empresa distribuidora, ya que requiere energía para que las luminarias brinden el servicio eléctrico. Sin embargo, el precio de compra no depende de los costos propios del sistema de distribución, sino que están en función de las tarifas del sistema de generación y transmisión del ICE.

Debido a lo anterior, la incorporación de los factores CVG en el sistema de generación del ICE tienen un efecto directo en el gasto por adquisición de energía eléctrica del sistema de alumbrado público.

El siguiente cuadro muestra el precio de referencia para la compra de energía del sistema de alumbrado público al sistema de generación del ICE, en cada trimestre, para la tarifa T-CB que corresponden a la compra del ICE y de la CNFL; y la tarifa T-SD para las compras del resto de las empresas distribuidoras.

**Cuadro N° 11**  
**Precio medio de compra del sistema de alumbrado público al sistema de generación del ICE, sin y con CVG, en colones, II trimestre 2021.**

<b>Tarifa</b>	<b>Precio medio Compra por cada kWh</b>	<b>II Trimestre</b>
T-CB	Sin CVG	49,51
	Con CVG	49,56
	Diferencia	0,05
T-SD	Sin CVG	49,27
	Con CVG	49,32
	Diferencia	0,05

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Es importante aclarar que los precios de referencia anteriores no tienen el porcentaje de pérdida de distribución, ya que la pérdida relativa puede ser distinta en cada empresa distribuidora y esto volvería compleja la presentación de los resultados. El ajuste por pérdidas se realizó en la compra de energía en unidades físicas.

Con la diferencia entre los precios de referencia con y sin CVG, se puede estimar el efecto en el gasto por compras de energía de cada sistema de alumbrado público, a través de la multiplicación con la proyección de compra en unidades físicas.

Para cada empresa que brinda el servicio de alumbrado público se estimó la energía requerida por las luminarias y que será compra al ICE generación. Esta estimación se realizó a partir de la serie histórica de consumo de las luminarias desde enero 2010 hasta enero de 2021.

El cuadro siguiente muestra la estimación de compras de energía del sistema de alumbrado público y el monto por efecto de ajuste CVG en las tarifas del ICE generación:

**Cuadro N° 12**  
**Sistema de alumbrado público: compras al ICE generación en GWh y efecto del CVG en millones de colones, por empresa y II trimestre 2021.**

Sistema de AP	Compras al ICE generación en GWh	Efecto del CVG en alumbrado público (millones de ₡)
ICE	32,3	1,7
CNFL	21,2	1,1
JASEC	3,6	0,2
ESPH	2,4	0,1
C.LESCA	2,3	0,1
C.GUANACASTE	1,6	0,08
C.SANTOS	1,0	0,05
C.ALFAARORUIZ	0,1	0,006

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

## 10.2 Liquidación del periodo anterior

Para el presente estudio se utilizó los datos reportados por las empresas distribuidoras mediante la resolución RIE-089-2016, esto con el fin de liquidar los meses de noviembre y diciembre 2020 a enero 2021.

Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 13**  
**Sistema de alumbrado público: liquidación del CVG en millones de colones, por empresa. De noviembre-diciembre 2020 a enero del 2021.**

<i>Empresa</i>	<i>Ingresos por CVG</i>	<i>Compras por CVG</i>	<i>Saldo por liquidar</i>
ICE	-137,7	- 169,5	31,8
CNFL	-56,0	-26,6	14,2
JASEC	-12,6	11,3	-1,4
ESPH	-7,6	-10,4	-2,9
C.LESCA	-8,2	-9,6	-1,3
C.GUANACASTE	-7,5	-1,8	5,7
C.SANTOS	-3,5	-0,2	-2,7
C.ALFAARORUIZ	-1,3	- 0,4	1,0

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

### **10.3 Factores por CVG**

*Una vez obtenidos los montos para ajustar las estructuras de costos sin CVG de cada sistema de alumbrado público, es necesario estimar las ventas netas y a partir de este el ingreso vigente sin CVG.*

*Las ventas netas se actualizan con la estructura de consumo del 2019 y con la proyección de los principales componentes del mercado (abonados y consumo) de cada empresa distribuidora (el detalle mensual y por componente se encuentra en el archivo Excel del anexo del presente informe).*

*Para el cálculo de los ingresos vigentes sin CVG, se utilizaron los precios en los pliegos tarifarios aprobados tal y como se detalla:*

- *Para las empresas de distribución eléctrica, las tarifas establecidas por medio de la resolución RE-0128-IE-2020, publicada en la Gaceta 295, Alcance 332 del 17 de diciembre de 2020.*
- *Para el caso de Jasec, se toma en consideración la tarifa de estructura sin CVG, propuesta en la resolución RE-0020-IE-2021, del 24 de marzo de 2021, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.*

El siguiente cuadro muestra las ventas netas y los ingresos sin CVG del sistema de alumbrado de cada empresa distribuidora:

**Cuadro N° 14**  
**Sistema de alumbrado público: ventas e ingresos CVG**  
**en millones de colones, por empresa y II trimestre 2021.**

<i>Sistema de AP</i>	<i>Ventas en GWh</i>	<i>Ingresos en colones</i>
ICE	693,7	2 774,9
CNFL	678,8	2 212,8
JASEC	106,1	322,4
ESPH	112,9	361,4
C.LESCA	96,6	368,1
C.GUANACASTE	118,1	353,1
C.SANTOS	24,5	92,5
C.ALFARORUIZ	7,0	21,3

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Con el monto que deben reconocerse y el ingreso vigente sin CVG, se pueden calcular los factores CVG para el sistema de alumbrado público.

El cuadro a continuación muestra los factores CVG que deberán ajustar la estructura de costos sin CVG del sistema de alumbrado público:

**Cuadro N° 15**  
**Sistema de alumbrado público: factor por CVG,**  
**según empresa, II trimestre 2021.**

<i>Empresa</i>	<i>II Trimestre</i>
ICE	-1,09%
CNFL	-1,28%
JASEC	-0,02%
ESPH	0,83%
COOPELESCA	0,40%
COOPEGUANACASTE	-1,60%
COOPESANTOS	3,02%

COOPEALFARORUIZ -4,48%

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

#### **4. Efecto del CVG sobre el sistema de distribución**

*De forma homologa al sistema de alumbrado público, el ajuste en el pliego tarifario del sistema de generación del ICE repercute en el gasto del sistema de distribución y por lo tanto es necesario el ajuste a las tarifas que pagan los abonados de distribución, por efecto del CVG.*

*Para obtener los factores CVG de cada trimestral del sistema de distribución de cada empresa distribuidora, es necesario un análisis inicial de dos componentes: a) la repercusión en las compras al ICE generación por el ajuste propio por concepto del CVG; y b) el reconocimiento por liquidación de periodos anteriores.*

*En seguida se presenta análisis detallado de cada uno de estos componentes:*

##### **4.1 Efecto compras al ICE generación**

*El monto por reconocer a las empresas distribuidoras por el ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE se obtiene como la diferencia entre el gasto por la compra con la tarifa con CVG menos el gasto por la misma compra, pero sobre la estructura de costos sin CVG del sistema de generación del ICE.*

*El monto obtenido con la resta anterior representa el efecto CVG que deben pagar todos los abonados del sistema de distribución, por lo tanto, es necesario restar también el monto asignado al sistema de alumbrado público por el mismo rubro (ver Cuadro N°12).*

*De acuerdo con lo anterior, los sistemas de distribución de todas las empresas del país deben pagar de manera adicional por las compras de energía al sistema de generación del ICE, los siguientes montos:*

##### **Cuadro N° 16**

**Sistema de distribución: monto a reconocer por ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE, en millones de colones, según empresa y sistema, II trimestre 2021.**

<b>Empresa</b>	<b>Efecto CVG total</b>	<b>Efecto CVG alumbrado público</b>	<b>Efecto CVG distribución</b>
ICE	65,95	1,67	64,28
CNFL	52,60	1,09	51,51
JASEC	7,07	0,18	6,89
ESPH	6,55	0,12	6,43
COOPELESCA	3,02	0,11	2,91
COOPEGUANACASTE	4,21	0,08	4,13
COOPESANTOS	1,00	0,05	0,95
COOPEALFARORUIZ	0,32	0,01	0,31
<b>Total</b>	<b>140,72</b>	<b>3,31</b>	<b>137,41</b>

*Nota: El efecto CVG total de esta tabla no incorpora el ajuste correspondiente a la tarifa T-UD.  
Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

#### **4.2 Liquidación del periodo anterior**

Para el presente estudio se utilizó los datos reportados por las empresas distribuidoras mediante la resolución RIE-089-2016, esto con el fin de liquidar el periodo comprendido de noviembre y diciembre de 2020 y enero 2021. La liquidación consiste en la diferencia entre el ingreso obtenido por el factor de CVG menos el gasto incurrido por el mismo factor y a este valor, se le debe restar la liquidación del sistema de alumbrado público calculado anteriormente. Los datos obtenidos se muestran en la siguiente tabla:

**Cuadro N° 17**  
**Sistema de distribución: liquidación del CVG en millones de colones,**  
**por empresa, noviembre-diciembre 2020 y enero 2021.**

<b>Empresa</b>	<b>Ingresos por CVG</b>	<b>Compras por CVG</b>	<b>Saldo liquidar alumbrado público</b>	<b>Saldo por liquidar distribución</b>
ICE	- 3 882,94	- 3 964,06	-169,49	-88,37
CNFL	- 3 453,64	- 2 845,87	-55,98	-663,75
JASEC	-532,84	-397,96	-12,59	-147,47
ESPH	-401,38	-240,51	-7,55	-168,42
C.LESCA	-440,72	-35,05	-8,23	-413,90

C.GUANACASTE	-110,02	-91,22	-7,49	-26,30
C.SANTOS	-21,13	-52,63	-3,49	28,02
C.ALFAARORUIZ	-19,07	-18,43	-1,34	-1,98

Fuente: Intendencia de Energía, Aresep

### 4.3 Factores por CVG

Una vez calculado el monto por liquidación de periodos anteriores y el reconocimiento por el ajuste en las tarifas de compra al sistema de generación del ICE, se debe estimar el mercado de cada empresa distribuidora, específicamente la venta a usuarios finales y los ingresos con la estructura de costos sin CVG.

Para la estimación de las cifras de ventas a los abonados directos la Intendencia actualizó las series históricas a enero de 2021 y se emplea 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 los datos históricos mensuales de abonados por sectores y que representen en mejor ajuste en relación con el comportamiento actual.

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) y de suavizamiento exponencial. Las ventas estimadas por sectores de consumo se obtienen de los abonados proyectados y del consumo promedio estimado por abonado.

Estas proyecciones fueron ajustadas con el fin de considerar los recientes cambios en el contexto nacional producto de los efectos de la pandemia por COVID-19. Estos ajustes a partir de información entregada por las empresas distribuidoras como proyección del mercado para el próximo trimestre desde la perspectiva propia.

Para el cálculo de los ingresos vigentes sin CVG, se utilizaron los precios promedios por tarifa obtenidos con la estructura mostrada con la información disponible para el año 2019 (enero a diciembre). A esta estructura de abonados y consumo, se le aplicó la estructura de costos sin CVG.

Las tarifas que se encuentran vigentes para el año 2021 son:

- La resolución RE-0127-IE-2020, expediente ET-054-2020 para ICE, publicada en la Gaceta 294, Alcance 330 del 16 de diciembre de 2020.

- Para las empresas de distribución eléctrica, las tarifas según la resolución RE-0128-IE-2020, publicada en la Gaceta 295, Alcance 332 del 17 de diciembre de 2020.
- Para el caso de Jasec, se toma en consideración la tarifa de estructura sin CVG, propuesta en la resolución RE-0019-IE-2021, del 24 de marzo de 2021, la cual está pendiente de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

De acuerdo con esto, se pueden estimar los ingresos de las empresas distribuidoras de energía sin el CVG y sin alumbrado público, y los factores por CVG correspondientes al II trimestre 2021, tal y como se detalla:

**Cuadro N° 18**  
**Sistema de distribución: ingresos por venta de energía a usuario final sin CVG y factores de CVG según empresa, II trimestre 2021.**

<b>Empresa</b>	<b>Ingreso sin CVG</b>	<b>Factor</b>
ICE	81 694,87	-0,03%
CNFL	71 322,86	-0,86%
JASEC	11 932,87	-1,18%
ESPH	11 566,86	-1,40%
COOPELESCA	10 071,64	-4,08%
COOPEGUANACASTE	11 159,95	-0,20%
COOPESANTOS	2 641,77	1,10%
COOPEALFARORUIZ	562,81	-0,30%

*Fuente: Intendencia de Energía, Aresep*

Los porcentajes anteriores son los que se utilizan para calcular las tarifas finales de cada empresa.

### III. CONCLUSIONES

1. *Se realizó la liquidación correspondiente a los meses de noviembre y diciembre 2020, y enero de 2021, dando un monto a trasladar a favor del usuario \$4 158,7 millones. Este saldo se explica, en lo fundamental, por el hecho de que el ICE tuvo una mayor cantidad de exportaciones en comparación a las importaciones de energía durante el periodo a liquidar.*
2. *Para el segundo trimestre de 2021 se proyecta importaciones netas, así como, gasto en combustible térmico, consistentes con la dinámica del SEN durante la estación seca.*
3. *Corresponde aplicar un ajuste de 0,13% en el factor por CVG para el II trimestre del año 2021 aplicable al sistema de generación del ICE. No obstante, se aclara que este ajuste que se propone aplicar es inferior a la estimación de 3,38% realizada en diciembre de 2020.*
4. *A partir del factor de CVG del sistema de generación del ICE se calculó su efecto en el gasto por compra de energía de cada una de las empresas distribuidoras, tanto para el sistema de distribución como para el sistema de alumbrado público.*
5. *A este efecto se le adiciona el monto por concepto de liquidación que, al igual que para el sistema de generación es calculado en distribución y alumbrado público, para el periodo de noviembre y diciembre de 2020, y enero de 2021.*
6. *Uniendo los efectos de liquidación y transferencia por compra de energía y potencia al ICE-Generación se estiman los cargos para el II trimestre del año 2021. Para el servicio de distribución del ICE y de las otras empresas distribuidoras el efecto CVG estará entre 1,10 % para el caso de Coopesantos y -4,08% para Coopelesca.*
7. *Mientras que en el caso de alumbrado público los factores por CVG del II trimestre estarán entre 0,83% para ESPH y -4,48% para el Coopealfaro.*
8. *Tanto para el sistema de distribución como el sistema de alumbrado público, de todas las empresas distribuidoras, los factores por CVG propuestos para el II trimestre 2021 son inferiores a los esperados en la aplicación anual.*
9. *Durante el proceso de audiencia pública no se recibieron oposiciones (corre agregado al expediente).*

[...]

- II. Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y en el mérito de los autos, lo procedente es establecer los cargos trimestrales por empresa para el II trimestre de 2021 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación; tal y como se dispone.

**POR TANTO  
LA INTENDENCIA DE ENERGÍA  
RESUELVE:**

- I. Establecer los siguientes cargos trimestrales por empresa para el II trimestre 2021 aplicables a la estructura de costos sin costo variable de generación de cada una de ellas:

ICE-Generación:

Trimestre	Factor CVG
II Trimestre	0,13%

Sistemas de distribución y de alumbrado público:

Empresa	Alumbrado Público	Distribución Eléctrica
ICE	-1,09%	-0,03%
CNFL	-1,28%	-0,86%
JASEC	-0,02%	-1,18%
ESPH	0,83%	-1,40%
COOPELESCA	0,40%	-4,08%
COOPEGUANACASTE	-1,60%	-0,20%
COOPESANTOS	3,02%	1,10%
COOPEALFARO	-4,48%	-0,30%

Fuente: Intendencia de Energía con datos de las empresas distribuidoras

- II. Fijar los precios de las tarifas para el servicio de generación que presta el Instituto Costarricense de Electricidad, tal y como se detalla:

ICE Sistema de generación		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Vigente del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-CB para ventas a ICE y CNF</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	42,79	42,85
Periodo Valle	cada kWh	35,06	35,11
Periodo Noche	cada kWh	29,76	29,80
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2 269,32	2 272,27
Periodo Valle	cada kW	2 269,32	2 272,27
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00
<b>► Tarifa T-SD Ventas al servicio de di</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	42,24	42,29
Periodo Valle	cada kWh	34,60	34,64
Periodo Noche	cada kWh	29,59	29,63
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2 269,32	2 272,27
Periodo Valle	cada kW	2 269,32	2 272,27
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00
<b>► Tarifa T-UD Usuarios directos del s</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	0,049	0,049
Periodo Valle	cada kWh	0,041	0,041
Periodo Noche	cada kWh	0,035	0,035
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	2,641	2,644
Periodo Valle	cada kW	2,641	2,644
Periodo Noche	cada kW	0,00	0,00

- III. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de distribución del ICE y de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla:

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<b>o demandas inferiores a 10 kW</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-140	Cargo fijo	1 225,00	1 224,63
	cada kWh	59,92	59,90
Bloque 141-195	Cargo fijo	2 310,00	2 309,31
	cada kWh	67,77	67,75
Bloque 196-250	Cargo fijo	3 425,00	3 423,97
	cada kWh	78,78	78,76
Bloque 251-370	Cargo fijo	4 210,00	4 208,74
	cada kWh	91,57	91,54
Bloque 371 y más	cada kWh	8 460,00	8 457,46
		106,45	106,42
<b>o demandas superiores a 10 kW</b>			
	Cargo fijo	8 460,00	8 457,46
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	63,70	63,68
<i>Por consumo de energía (kW)</i>	cada kW	10 528,34	10 525,18
<b>► Tarifa T-RH: tarifa residencial horaria</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Cargo fijo		
Periodo Punta	cada kWh	138,57	138,53
Periodo Valle	cada kWh	95,21	95,18
Periodo Noche	cada kWh	69,46	69,44
<b>► Tarifa T-RP: tarifa residencial modalidad prepago</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	Cargo fijo	1 225,00	1 225,00
	cada kWh	125,00	125,00
<b>► Tarifa T-CO: tarifa comercios y servicios</b>			
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	106,45	106,42
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	63,70	63,68
Por consumo de potencia (kW)	cada kW	10 528,34	10 525,18
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>o Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	106,45	106,42
<b>o Clientes consumo energía y potencia</b>			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	63,70	63,68
Por consumo de potencia (kW)	cada kW	10 528,34	10 525,18

Continuación...

ICE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>			
○ <b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh		90,48	90,45
○ <b>Cientes consumo energía y potencia</b>			
Por consumo de energía (kWh) cada kWh		54,15	54,13
Por consumo de potencia (kW) cada kW		8 949,09	8 946,41
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima) cada kWh		55,32	55,30
Periodo Punta (mínimo) cada kWh		52,63	52,61
Periodo Valle (máxima) cada kWh		20,55	20,54
Periodo Valle (mínima) cada kWh		19,55	19,54
Periodo Noche (máxima) cada kWh		12,64	12,64
Periodo Noche (mínimo) cada kWh		12,02	12,02
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima) cada Kw		8 976,63	8 973,94
Periodo Punta (mínimo) cada Kw		8 539,47	8 536,91
Periodo Valle (máxima) cada Kw		6 267,60	6 265,72
Periodo Valle (mínima) cada Kw		5 962,37	5 960,58
Periodo Noche (máxima) cada Kw		4 014,54	4 013,34
Periodo Noche (mínimo) cada Kw		3 819,03	3 817,88
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima) cada kWh		100,40	100,37
Periodo Punta (mínimo) cada kWh		95,51	95,48
Periodo Valle (máxima) cada kWh		34,49	34,48
Periodo Valle (mínima) cada kWh		32,81	32,80
Periodo Noche (máxima) cada kWh		22,15	22,14
Periodo Noche (mínimo) cada kWh		21,07	21,06
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima) cada Kw		2 948,68	2 947,80
Periodo Punta (mínimo) cada Kw		2 805,08	2 804,24
Periodo Valle (máxima) cada Kw		2 058,46	2 057,84
Periodo Valle (mínima) cada Kw		1 958,21	1 957,62
Periodo Noche (máxima) cada Kw		1 319,11	1 318,71
Periodo Noche (mínimo) cada Kw		1 254,87	1 254,49

CNFL Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 965,00	1 948,20
Bloque 31-200	cada kWh	65,50	64,94
Bloque 201-300	cada kWh	100,52	99,66
Bloque 301 y más	kWh adicional	103,91	103,02
<b>► Tarifa T-ReH: tarifa residencial horaria</b>			
<b>○ Clientes consumo de 0 a 500 kWh</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	151,62	150,32
Periodo Valle	cada kWh	62,16	61,63
Periodo Noche	cada kWh	26,02	25,80
<b>○ Clientes consumo más de 501 kWh</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	187,47	185,86
Periodo Valle	cada kWh	75,66	75,01
Periodo Noche	cada kWh	35,02	34,72
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	110,68	109,73
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	199 920,00	198 210,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	66,64	66,07
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	88 855,68	88 091,52
Bloque 9 y más	cada kW	11 106,96	11 011,44
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	110,68	109,73
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	199 920,00	198 210,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	66,64	66,07
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	88 855,68	88 091,52
Bloque 9 y más	cada kW	11 106,96	11 011,44

Continuación...

CNFL Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-PR: Tarifa promocional</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	110,68	109,73
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	199 920,00	198 210,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	66,64	66,07
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	88 855,68	88 091,52
Bloque 9 y más	cada kW	11 106,96	11 011,44
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	74,54	73,90
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	128 760,00	127 650,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	42,92	42,55
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	55 592,40	55 114,32
Bloque 9 y más	cada kW	6 949,05	6 889,29
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	56,46	55,97
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	54,59	54,12
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	28,23	27,99
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	27,29	27,06
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	20,33	20,16
Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	19,65	19,48
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kW	9 901,24	9 816,09
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	9 572,52	9 490,20
Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 045,05	6 984,46
Periodo Valle (mínima)	cada kW	6 811,15	6 752,58
Periodo Noche (máxima)	cada kW	4 472,33	4 433,87
Periodo Noche (mínimo)	cada kW	4 323,85	4 286,66
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kWh	107,12	106,20
Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	103,57	102,68
Periodo Valle (máxima)	cada kWh	36,80	36,48
Periodo Valle (mínima)	cada kWh	35,58	35,27
Periodo Noche (máxima)	cada kWh	23,62	23,42
Periodo Noche (mínima)	cada kWh	22,84	22,64
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta (máxima)	cada kW	3 146,22	3 119,16
Periodo Punta (mínimo)	cada kW	3 041,77	3 015,61
Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 196,36	2 177,47
Periodo Valle (mínima)	cada kW	2 123,44	2 105,18
Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 407,47	1 395,37
Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 360,74	1 349,04

JASEC Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargos	Vigente del 1/abr/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 144,70	2 119,50
Bloque 31-200	cada kWh	71,49	70,65
Bloque 201 y más	kWh adicional	87,51	86,48
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		101,07	99,88
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200,00	179 070,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60,40	59,69
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591,44	74 699,44
Bloque 9 y más	cada kW	9 448,93	9 337,43
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		101,07	99,88
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	181 200,00	179 070,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	60,40	59,69
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	75 591,44	74 699,44
Bloque 9 y más	cada kW	9 448,93	9 337,43
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i> cada kWh			
		72,72	71,86
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	125 730,00	124 260,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	41,91	41,42
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-8	Cargo fijo	50 801,76	50 202,32
Bloque 9 y más	cada kW	6 350,22	6 275,29
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	55,47	54,82
Periodo Valle	cada kWh	27,10	26,78
Periodo Noche	cada kWh	18,49	18,27
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	9 762,01	9 646,82
Periodo Valle	cada kW	6 999,81	6 917,21
Periodo Noche	cada kW	4 788,56	4 732,05
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	113,28	111,94
Periodo Valle	cada kWh	38,92	38,46
Periodo Noche	cada kWh	24,99	24,70
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	3 327,08	3 287,82
Periodo Valle	cada kW	2 322,63	2 295,22
Periodo Noche	cada kW	1 488,39	1 470,83

ESPH Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Tarifa	
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-30	Cargo fijo	2 059,80	2 031,00
	Bloque 31-200	cada kWh	68,66	67,70
	Bloque 201 y más	kWh adicional	88,78	87,54
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	94,69	93,36
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	159 810,00	157 560,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	53,27	52,52
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10	Cargo fijo	86 492,10	85 281,20
	Bloque 11 y más	cada kW	8 649,21	8 528,12
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	94,69	93,36
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	159 810,00	157 560,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	53,27	52,52
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10	Cargo fijo	86 492,10	85 281,20
	Bloque 11 y más	cada kW	8 649,21	8 528,12
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>				
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>				
	<i>Por consumo de energía (kWh)</i>	cada kWh	68,66	67,70
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Bloque 0-3000	Cargo fijo	142 080,00	140 100,00
	Bloque 3001 y más	cada kWh	47,36	46,70
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Bloque 0-10	Cargo fijo	73 897,70	72 863,10
	Bloque 11 y más	cada kW	7 389,77	7 286,31
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh	62,74	61,86
	Periodo Punta (mínimo)	cada kWh	60,14	59,30
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh	31,96	31,51
	Periodo Valle (mínima)	cada kWh	30,63	30,20
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh	26,03	25,67
	Periodo Noche (mínimo)	cada kWh	24,96	24,61
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta (máxima)	cada kW	10 511,14	10 363,98
	Periodo Punta (mínimo)	cada kW	10 075,98	9 934,91
	Periodo Valle (máxima)	cada kW	7 303,36	7 201,11
	Periodo Valle (mínima)	cada kW	7 001,00	6 902,99
	Periodo Noche (máxima)	cada kW	4 867,32	4 799,18
	Periodo Noche (mínimo)	cada kW	4 665,82	4 600,49
<b>► Tarifa T-MTb: tarifa media tensión b</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	Periodo Punta (máxima)	cada kWh	113,64	112,05
	Periodo Punta (mínima)	cada kWh	108,94	107,41
	Periodo Valle (máxima)	cada kWh	39,04	38,49
	Periodo Valle (mínima)	cada kWh	37,43	36,91
	Periodo Noche (máxima)	cada kWh	25,06	24,71
	Periodo Noche (mínima)	cada kWh	24,02	23,68
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>				
	Periodo Punta (máxima)	cada kW	3 337,68	3 290,95
	Periodo Punta (mínima)	cada kW	3 199,50	3 154,71
	Periodo Valle (máxima)	cada kW	2 330,02	2 297,40
	Periodo Valle (mínima)	cada kW	2 233,55	2 202,28
	Periodo Noche (máxima)	cada kW	1 493,11	1 472,21
	Periodo Noche (mínima)	cada kW	1 431,29	1 411,25

COOPELESCA Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVC	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 085,90	2 000,70
Bloque 31-200	cada kWh	69,53	66,69
Bloque 201 y más	kWh adicional	87,42	83,85
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
	cada kWh	90,39	86,70
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	220 500,00	211 500,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	73,50	70,50
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 520,60	42 704,20
Bloque 11 y más	cada kW	4 452,06	4 270,42
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
	cada kWh	90,39	86,70
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	220 500,00	211 500,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	73,50	70,50
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	44 520,60	42 704,20
Bloque 11 y más	cada kW	4 452,06	4 270,42
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	65,58	62,90
Periodo Valle	cada kWh	55,70	53,43
Periodo Noche	cada kWh	50,31	48,26
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
			0,00
Periodo Punta	cada kW	3 773,06	3 619,12
Periodo Valle	cada kW	3 773,06	3 619,12

COOPEGUANACASTE Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	2 008,50	2 004,60
Bloque 31-200	cada kWh	66,95	66,82
Bloque 201 y más	kWh adicional	94,38	94,19
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
	cada kWh	98,78	98,58
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	187 680,00	187 290,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	62,56	62,43
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	92 389,70	92 204,90
Bloque 11 y más	cada kW	9 238,97	9 220,49
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
	cada kWh	98,78	98,58
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	187 680,00	187 290,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	62,56	62,43
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-10	Cargo fijo	92 389,70	92 204,90
Bloque 11 y más	cada kW	9 238,97	9 220,49
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Periodo Punta	cada kWh	82,32	82,16
Periodo Valle	cada kWh	71,35	71,21
Periodo Noche	cada kWh	63,66	63,53
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Periodo Punta	cada kW	3 729,39	3 721,93
Periodo Valle	cada kW	3 729,39	3 721,93

COOPESANTOS Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-40	Cargo fijo	3 128,80	3 163,20
Bloque 41-200	cada kWh	78,22	79,08
Bloque 201 y más	kWh adicional	126,59	127,98
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
○ <b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	cada kWh	151,30	152,96
○ <b>Cientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 770,00	277 800,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,59	92,60
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-15	Cargo fijo	225 037,05	227 512,50
Bloque 16 y más	cada kW	15 002,47	15 167,50
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
○ <b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	cada kWh	151,30	152,96
○ <b>Cientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 770,00	277 800,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,59	92,60
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-15	Cargo fijo	225 037,05	227 512,50
Bloque 16 y más	cada kW	15 002,47	15 167,50
<b>► Tarifa T-CS: tarifa preferencial de carácter social</b>			
○ <b>Cientes consumo exclusivo de energía</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-250	cada kWh	108,07	109,26
Bloque 251 y más	cada kWh	151,30	152,96
○ <b>Cientes consumo energía y potencia</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	274 770,00	277 800,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	91,59	92,60
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Bloque 0-15	Cargo fijo	225 037,05	227 512,50
Bloque 16 y más	cada kW	15 002,47	15 167,50
<b>► Tarifa T-MT: tarifa media tensión</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
Periodo Punta	cada kWh	72,05	72,84
Periodo Valle	cada kWh	28,82	29,14
Periodo Noche	cada kWh	18,53	18,73
<i>Por consumo de potencia (kW)</i>			
Periodo Punta	cada kW	11 007,92	11 129,01
Periodo Valle	cada kW	7 996,31	8 084,27
Periodo Noche	cada kW	5 034,11	5 089,49

COOPEALFARORUIZ Sistema de distribución		Estructura de costos sin CVG	Tarifa
Categoría tarifaria	detalle del cargo	Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-RE: tarifa residencial</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-30	Cargo fijo	1 970,70	1 964,70
Bloque 31-200	cada kWh	65,69	65,49
Bloque 201 y más	kWh adicional	85,40	85,14
<b>► Tarifa T-CO: comercios y servicios</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u> , cada kWh		91,96	91,68
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	167 490,00	166 980,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	55,83	55,66
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-15	Cargo fijo	130 917,30	130 524,60
Bloque 16 y más	cada kW	8 727,82	8 701,64
<b>► Tarifa T-IN: tarifa Industrial</b>			
<b>○ Clientes consumo exclusivo de energía</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u> , cada kWh		91,96	91,68
<b>○ Clientes consumo energía y potencia</b>			
<u>Por consumo de energía (kWh)</u>			
Bloque 0-3000	Cargo fijo	167 490,00	166 980,00
Bloque 3001 y más	cada kWh	55,83	55,66
<u>Por consumo de potencia (kW)</u>			
Bloque 0-15	Cargo fijo	130 917,30	130 524,60
Bloque 16 y más	cada kW	8 727,82	8 701,64

IV. Fijar los precios de las tarifas para los sistemas de alumbrado público de las empresas distribuidoras de electricidad, tal y como se detalla:

ICE

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	160,00	158,40
	b. Bloque 41-50 000 kWh	cada kWh	4,00	3,96
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	200 000,00	198 000,00

CNFL

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	97,80	96,60
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,26	3,22
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	163 000,00	161 000,00

JASEC

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	
		Vigente del 1/abr/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	91,20	91,20
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,04	3,04
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	152 000,00	152 000,00

ESPH

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Bloque 0-30 kWh Cargo fijo	96,00	96,90
	b. Bloque 31-50 000 kWh cada kWh	3,20	3,23
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh Cargo fijo	160 000,00	161 500,00

COOPELESCA

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Bloque 0-30 kWh Cargo fijo	114,30	114,90
	b. Bloque 31-50 000 kWh cada kWh	3,81	3,83
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh Cargo fijo	190 500,00	191 500,00

COOPEGUANACASTE

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>			
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>			
	a. Bloque 0-30 kWh Cargo fijo	89,70	88,20
	b. Bloque 31-50 000 kWh cada kWh	2,99	2,94
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh Cargo fijo	149 500,00	147 000,00

COOPESANTOS

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	
		Propuesto del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-40 kWh	Cargo fijo	151,20	155,60
	b. Bloque 41-50 000 kWh	cada kWh	3,78	3,89
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	189 000,00	194 500,00

COOPEALFARORUIZ

Categoría tarifaria	detalle del cargo	Estructura de costos sin CVG	Tarifa	
		Rige del 1/ene/2021 al 31/dic/2021	Vigente del 1/abr/2021 al 30/jun/2021	
<b>► Tarifa T-AP Alumbrado público</b>				
<i>Por consumo de energía (kWh)</i>				
	a. Bloque 0-30 kWh	Cargo fijo	90,90	86,70
	b. Bloque 31-50 000 kWh	cada kWh	3,03	2,89
	c. Bloque mayor a 50 000 kWh	Cargo fijo	151 500,00	144 500,00

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 LGPA., 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 Alberto Mora Quirós, Intendente.—1 vez.—Solicitud N° 258616.—( IN2021538629 ).

## **JUNTA DE PROTECCIÓN SOCIAL**

### **Procedimiento para la presentación y apertura de las ofertas que presenten personas jurídicas para el proyecto de comercialización a través de concesionarios**

El objeto del presente procedimiento es regular la presentación y apertura de las ofertas que presenten personas jurídicas para el proyecto de comercialización a través de concesionarios de la Junta de Protección Social.

1. El envío de las ofertas se llevará a cabo el lunes 5 de abril del 2021 por medio del correo electrónico [concesiones@jps.go.cr](mailto:concesiones@jps.go.cr)
2. A partir del lunes 5 de abril a las 8:00 AM se inhabilita el correo [concesiones@jps.go.cr](mailto:concesiones@jps.go.cr).
3. Se habilitará nuevamente el correo [concesiones@jps.go.cr](mailto:concesiones@jps.go.cr) para que en el lapso entre las 9:00 AM y 11:00 AM se realice la remisión de la respectiva oferta, la cual debe venir en un documento PDF con clave de seguridad, la cual no debe ser suministrada a la Junta de Protección Social al momento del envío de la oferta.
4. Se convocará al acto de apertura, bajo modalidad virtual, el lunes 5 de abril a las 11:15 AM para la verificación del envío de las ofertas y se da apertura al envío de las respectivas claves.
5. Entre las 11:30 y hasta las 1:00 PM se solicitará a las personas jurídicas que remitieron la oferta, la remisión de la clave para la apertura de la respectiva oferta.
6. A las 1:01 PM se procederá a la inhabilitación del correo [concesiones@jps.go.cr](mailto:concesiones@jps.go.cr). Pasado este horario no se recibirán claves de seguridad.
7. Posteriormente, se procederá a la revisión de la remisión de cada oferta y su respectiva clave por parte de cada persona jurídica que haya presentado la misma.
8. Se aclara que, de no contarse con la remisión de la clave durante el periodo habilitado para ese fin, la oferta presentada no será tomada en cuenta en el proceso de análisis.
9. En caso de que una persona jurídica remita la oferta junto con la clave de seguridad, será responsabilidad de dicha instancia.
10. De las actuaciones que se realicen en el acto de apertura se levantará un acta, y el acto contara con soporte en audiovisual.

11. Para cada oferta y solicitud la persona jurídica es responsable de indicar si la misma contiene información confidencial o se considera secreto industrial.
12. El envío de los documentos de la oferta deberá venir comprimidos en un archivo ZIP, y este a su vez deberá subirse a la carpeta OneDrive, oportunamente se les dará a conocer a las personas jurídicas que han solicitado la boleta, por medio del correo concesiones@jps.go.cr. La oferta debe estar protegida con clave de seguridad.

Gerencia de Producción, Comercialización.—Evelyn Blanco Montero, Gerente.—1 vez.—  
Solicitud N° 258120.—( IN2021538519 ).