

16 de noviembre, 2023

**PR-061-2023**

Señor

Eric Bogantes Cabezas

Regulador General

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

Estimado señor Regulador:

En relación con la solicitud tarifaria propuesta por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), tramitada bajo los expedientes ET-081-2023 (Sistema de Generación) y ET-082-2023 (Sistema de Distribución), la Cámara de Industrias de Costa Rica (CICR) desea presentar la presente **coadyuvancia** que se detalla a continuación:

## **I. Sistema de Generación.**

### **1. La propuesta es afectada por liquidaciones de periodos anteriores.**

El ICE plantea un reconocimiento por liquidación de los años 2021 y 2022 que en suma le devolverían a los usuarios ₡40 316,80 millones vía tarifa en el 2024 (disminución tarifaria de 7,95%). En cuanto a la solicitud ordinaria, plantea una disminución en sus ingresos por ₡28 719,52 a partir de la actualización de la estimación de su rédito para el desarrollo teórico par el 2024, esto implicaría una rebaja tarifaria de 5,67% con respecto a las tarifas actuales. En suma, el ajuste planteado por el ICE implicaría ₡69 036,32 millones de rebaja en los ingresos tarifarios, lo que resultarían en tarifas de su Sistema de Generación 13,62% menores con respecto a las actuales.

El ICE es dueño del 68% de la capacidad instalada para la generación de electricidad y las tarifas de Generación, por el alto volumen de compra de energía que le realizan las demás empresas distribuidoras y su propio sistema de distribución, han servido de referencia nacional. Disminuir un 13,6% en las tarifas del Sistema de Generación del ICE implica disminuir los costos del Sistema de Distribución de todas las empresas distribuidoras y, por ende, luego del reconocimiento que debe realizar la ARESEP de este rubro, una mejora en la capacidad que tienen las empresas costarricenses porque se tornaría más competitivo el costo de producción que en mucho es determinado por el costo de la factura de electricidad.

## **2. Adecuación contable de los contratos BOT a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), implica apegarse a la legalidad.**

El apartado vii de la resolución RE-0008-IE-2023 del 9 de febrero del 2022 ordenó:

### ***“Consideraciones para estudios posteriores***

*1. El ICE para próximos estudios deberá presentar el cálculo de la reclasificación de los BOT y el auxiliar de activos con los montos incluidos, así como reflejarse en el apartado de activos por separado tanto en los EFA unificados y sobre todo en los EFA por sectores, y mencionar en dicho apartado las vidas útiles utilizadas, así como sus tasas de depreciación aplicadas, y todo el cálculo inicial con la connotaciones solicitadas en el oficio OF-872-IE-2020, así como cualquier otra información que crea conveniente. Lo anterior no limita la posibilidad de que la Intendencia solicite cualquier información adicional que considere necesaria para realizar las valoraciones técnicas que corresponda (...)*”

Lo anterior es una medida en la dirección correcta, ya que la reclasificación de los arrendamientos de operativos a financieros obedece a una disposición legal. La Autoridad Reguladora actuó como le corresponde, en su rol de ente regulador, al definir la estructura financiera de la empresa para que esta cumpliera con lo que literalmente indica la Ley 9573 en su transitorio único, que no deja espacio a la interpretación:

*“Transitorio Único: En un plazo no mayor a un año, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) deberá implementar en un ciento por ciento (100%) las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).”*

La CICR respalda la decisión de ARESEP de implementar 100% las normas NIIF en el ICE, ya que así se asegura una estandarización en cuanto al tratamiento de los arrendamientos operativos y esto disminuye el impacto de estos proyectos en las tarifas. Por ello, celebramos que en esta propuesta tarifaria el ICE haya presentado la reclasificación contable de 30 contratos BO (Construye y Opera), 7 contratos BOT (Construye, Opera y Transfiere) y 3 contratos de arrendamiento, que, de acuerdo con las NIIF, se deben reclasificar como arrendamientos financieros, lo cual conlleva a un reconocimiento de un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento financiero.

Con esta reclasificación contable, se incrementa la deuda financiera a ₡2 116 554 millones en comparación con el saldo a diciembre 2020 que ascendió a los ₡1 684 672,55 millones. Así las cosas, y al incorporar el costo de esta deuda, se da una actualización del rédito para el desarrollo pasando de 5,27% a 6,62% para el 2021 y de 5,88% a 6,89% para el 2022.

Sin embargo, el asiento contable de esta liquidación permite que se elimine de los costos por reconocer a tarifa, la cuota de mantenimiento total pagada histórica que fue estimada al momento de la firma de cada contrato, significa que, a los usuarios del Sistema de Generación del ICE, le fueron cobrados vía tarifa más de ₡85 580 millones en el 2021 con respecto a lo aprobado por ARESEP y de más de ₡40 161 millones para el 2022, que ahora deben ser devueltos a dichos usuarios.

El efecto neto de esta reclasificación implica la disminución por liquidaciones planteadas en el apartado I.1.

En la CICR celebramos que se reconozca tarifariamente, lo que corresponda según lo que dispongan las leyes del país ya que, como lo hemos reiterado, la ARESEP está obligada a rechazar los estados financieros del ICE que no se hayan realizado con aplicación de las normas NIIF.

### 3. Aumento en costos debe ser proporcional a los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional, pero a costos competitivos.

Tanto los ingresos como los gastos presentados por el ICE se presentan en el Estado de Resultado Tarifario a continuación:

Estado de Resultados tarifario del ICE para estudio tarifario 2023 del Sistema de Generación (en millones de ₡)

Rubro	2022	Proyectado 2023	Propuesto 2024	Proyectado 2023 vrs 2022	Propuesto 2024 vrs proyectado 2023
<b>Ingresos</b>					
Ingresos por Ventas	₡463 375,14	₡483 066,57	₡466 407,67	4,2%	-3,4%
Liquidación del periodo anterior (RE-0125-IE-2020)			₡40 316,99		
Ingresos adicionales para alcanzar redito tecnico 2024			-₡28 719,32		
Liquidación del periodo 2019 y 2020		-₡2 584,29			
<b>Total de ingresos regulados</b>	<b>463 375,14</b>	<b>480 482,28</b>	<b>478 005,35</b>	<b>3,7%</b>	<b>-0,5%</b>
<b>Costos y Gastos</b>					
Operación y mantenimiento	68 554,26	72 479,25	73 767,20	5,7%	1,8%
Compras de Energía	49 090,06	42 520,29	55 472,43	-13,4%	30,5%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	98 716,20	100 484,92	99 759,65	1,8%	-0,7%
Gastos administrativos	9 966,18	9 713,50	9 693,92	-2,5%	-0,2%
Gastos complementarios	8 120,86	8 174,39	8 232,80	0,7%	0,7%
Otros gastos	5 495,32	5 419,57	5 478,19	-1,4%	1,1%
Seguros	5 779,03	5 378,62	6 775,15	-6,9%	26,0%
Costos comerciales	167,60	184,82	185,14	10,3%	0,2%
Canon de regulación	312,84	671,12	689,91	114,5%	2,8%
Lubricantes	59,41	60,95	62,66	2,6%	2,8%
<b>Total de gastos</b>	<b>248 427,47</b>	<b>245 087,43</b>	<b>260 117,03</b>	<b>-1,3%</b>	<b>6,1%</b>
<b>Utilidad o pérdida de operación</b>	<b>214 947,67</b>	<b>235 394,84</b>	<b>217 888,31</b>	<b>9,5%</b>	<b>-7,4%</b>
AFNOR-PROMEDIO	2 542 930,56	2 440 623,92	2 350 474,24	-4,0%	-3,7%
CAPITAL DE TRABAJO	24 257,32	23 429,71	25 982,44	-3,4%	10,9%
<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>2 567 187,88</b>	<b>2 464 053,63</b>	<b>2 376 456,68</b>	<b>-4%</b>	<b>-4%</b>
<b>RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA</b>	<b>8,37%</b>	<b>9,55%</b>	<b>9,17%</b>	<b>0,01</b>	<b>0,00</b>

Fuente: compilación propia, con datos del expediente ET-081-2023.

Las variaciones en los costos y gastos de operación nos muestran que, salvo las partidas por compras de energía y seguros, las demás partidas presentan rebajas o aumentos que no superan el 3%. En las justificaciones planteadas en este expediente, se indica que el aumento en este monto obedece a las consideraciones que impliquen suplir eventuales faltantes de energía, por motivo de la influencia de la estación seca prolongada generado por la influencia del fenómeno de El Niño. Contempla este rubro la recontractación y en general, los compromisos adquiridos por el ICE en los contratos de compraventa de energía, bajo las leyes 7200 y 7508.

En cuanto a los seguros, esta cuenta reconoce las primas que deben ser pagadas de acuerdo con el valor asegurado para cada uno de los activos. El monto por ese gasto aumenta en un 26% (C1 397 millones), que principalmente obedece a aumentos en primas por seguros de los proyectos hidroeléctricos del ICE, que son el sostén de la generación de electricidad y aseguran el suministro eléctrico. El cuadro a continuación resume dicha información:

**Consolidado de las primas de seguro para el Sistema de Generación del ICE (en millones de ₡)**

Proyectos según tipo	Prima actual (2023)	Prima 2024	Diferencia absoluta	Diferencia relativa
Hidroeléctricos	4 123	5 542	1 419	34%
Térmicos	590	460	-130	-22%
Geotérmicos	588	698	109	19%
Obras civiles y electromecánicas	50	59	9	19%
Responsabilidad Civil e Integral de Delito	0	0	0	5%
Multirriesgo Combustible y Almacén Guayabo	27	16	-11	-40%
<b>Total</b>	<b>5 379</b>	<b>6 775</b>	<b>1 397</b>	<b>26%</b>

Fuente: consolidación propia con datos del ET-081-2023

La CICR insiste en la necesidad de implementar todos los programas viables de reducción de gastos implementados por el ICE. Lo anterior, en el entendido de que estas prácticas deben ser la norma para aspirar a ofrecer tarifas competitivas en el país, no la excepción.

## **II. Sistema de Distribución.**

### **1. Mejora la competitividad de las tarifas para los clientes finales, es un reto ante el fenómeno del niño para el 2024.**

*Efecto del ajuste ordinario que se propone:* El ICE ha planteado un ajuste ordinario para el 2024 con dos componentes: uno de ellos, es el ajuste propio para alcanzar un rédito teórico de 7,24% (actualizando el costo del endeudamiento y el reconocimiento de activos en la base tarifaria) que implican ingresos adicionales a los vigentes por hasta C12 712 millones; y el segundo, el reconocimiento de los efectos en los costos de generación y transmisión (Efecto GENTRA) presentado en los expedientes ET-081-2023 y ET-083-2023, que implican una disminución en el reconocimiento en los costos por hasta C9 763 millones. En suma, el efecto neto del ajuste presentado implica un reconocimiento adicional de ingresos de C2 949 que el ICE plantea, les sean reconocidos en un lapso de 24 meses. Esto implica una rebaja tarifaria de -1,40%.

*Efecto liquidaciones:* con el fin de mantener el porcentaje de rédito para el desarrollo de 4,87% y de 4,03% definidos por la Intendencia para el 2021 y 2022 respectivamente, el ICE plantea un reconocimiento a 24 meses ₡8 935 y ₡18 839 millones, que, incorporando el efecto GENTRA, implicarían una disminución tarifaria de 1,62%.

Así las cosas, el ICE está planteando una disminución para todas las tarifas para clientes finales de un 3,02%, que, en síntesis, puede ser resumido de la siguiente manera:

**Desglose del efecto tarifario planteado por el ICE para el 2024 (en millones de ₡)**

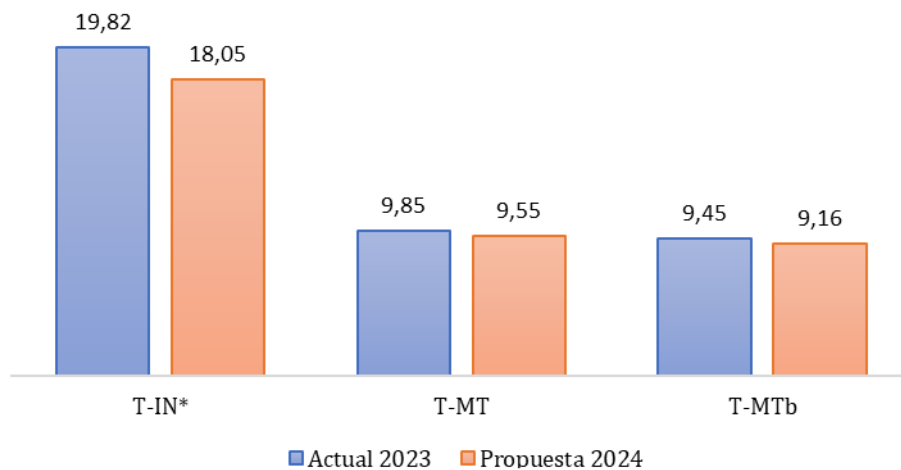
<b>Efecto</b>	<b>Monto</b>	<b>% Ajuste en tarifas</b>
Liquidación	-6 384,25	-1,62%
Ordinario	-5 526,05	-1,40%
Total Ingresos adicionales	-11 910,30	-3,02%

Fuente: ET-082-2023

Cabe destacar que el resto de los montos por reconocer se plantea sean reconocidos en el año 2025, lo que implicaría un aumento en las tarifas para ese año de hasta 5,34%.

Estimaciones de la CICR muestran, para una empresa promedio, las opciones tarifarias para la industria, de acuerdo con la propuesta:

Tarifas para la industria del ICE (en ctvs. de \$)



Fuente: estimaciones propias con pliegos del ET-082-2023, para una empresa "tipo" con un factor de planta del 85% / \*Tarifa promedio.

En la búsqueda de toda rebaja posible en los costos propios tanto por el ICE como por ARESEP, es muy importante en la revisión de dichos costos, tomar en cuenta el contexto de las afectaciones provocadas por el fenómeno de El niño y los aumentos no previstos en la demanda de electricidad, ya que estamos ante la expectativa de preocupantes aumentos por Costo Variable de la Generación (CVG) en el 2024. Las medidas que ha tomado la ARESEP han implicado la suspensión del reconocimiento del CVG de manera temporal, por lo que una parte de la generación térmica realizada en el 2023 aún se adeuda. A esto se le suma las estimaciones por gasto de combustibles para el próximo año y lo que se debe agregar por alquiler de plantas térmicas de emergencia. En ausencia de esta fijación tarifaria, el impacto sería mayor y las consecuencias para la competitividad del país, más graves.

## **2. Disminución en el nivel general de gastos.**

El cuadro a continuación permite comparación rubro a rubro, del Estado de Resultados Tarifario que propone el ICE para el año 2024 con respecto a lo que estima cerrará el año 2023:

**Estado de Resultados tarifario del ICE para estudio tarifario 2023 del Sistema de Distribución (en millones de ₡)**

Rubro	2022	2023	2024	Proyectado 2023 vrs 2022	Propuesto 2024 vrs proyectado 2023
<b>Ingresos</b>					
Ingresos por Ventas	362 741,63	389 222,23	411 243,49	7,3%	5,7%
Otros Ingresos	3 419,52	3 452,45	3 485,70	1,0%	1,0%
Ingresos por generación distribuida	0,00	359,94	450,91		25,3%
Ingresos adicionales para alcanzar rédito aprobado	18 839,22	0,00	-27 774,93		
Efecto de Liquidación 2019 -2020-afectación 2023	0,00	-6 261,55	0,00		
Ingreso por peaje de distribución	0,00	137,23	141,07		2,8%
<b>Total de ingresos regulados</b>	<b>375 764,76</b>	<b>386 910,29</b>	<b>387 546,24</b>	<b>3,0%</b>	<b>0,2%</b>
<b>Costos y Gastos</b>					
Compras de energía y peaje	268 253,85	279 282,04	264 174,73	4,1%	-5,4%
Operación y mantenimiento	35 492,40	36 907,84	37 543,07	4,0%	1,7%
Comerciales	18 769,58	19 166,14	19 373,17	2,1%	1,1%
Activos en operación	19 302,34	19 697,49	21 344,31	2,0%	8,4%
Administrativos	10 001,97	9 486,79	9 548,87	-5,2%	0,7%
Gastos complementarios	6 239,12	7 474,92	7 522,11	19,8%	0,6%
Otros activos, canon y otros gastos	4 244,84	3 061,89	2 506,62	-27,9%	-18,1%
<b>Total de gastos</b>	<b>362 304,11</b>	<b>375 077,11</b>	<b>362 012,89</b>	<b>3,5%</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Utilidad o pérdida de operación</b>	<b>13 460,64</b>	<b>11 833,18</b>	<b>25 533,35</b>	<b>-12,1%</b>	<b>115,8%</b>
<i>PERIODO MEDIO COBRO</i>	<i>20,22</i>	<i>20,22</i>	<i>20,22</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>
AFNOR-PROMEDIO	329 985,75	323 772,30	354 719,85	-1,9%	9,6%
CAPITAL DE TRABAJO	4 022,08	4 152,14	4 207,54	3,2%	1,3%
<b>BASE TARIFARIA</b>	<b>334 007,83</b>	<b>327 924,45</b>	<b>358 927,39</b>	<b>-1,8%</b>	<b>9,5%</b>
<b>RENTABILIDAD/ BASE TARIFARIA</b>	<b>4,03%</b>	<b>3,61%</b>	<b>7,11%</b>	<b>0,00</b>	<b>0,04</b>

Fuente: Compilación propia con datos del expediente ET-082-2023.

Los datos muestran que el ICE propone una rebaja general de los costos y gastos requeridos para el Sistema de Distribución en un 3,5%. Instamos al instituto a continuar con programas de reducción de costos que permitan una prestación más eficiente del servicio y una mayor competitividad de las tarifas. Esto permitiría un aumento de la demanda de electricidad del país, el consecuente aumento de ingresos para la distribuidora al tiempo que se propicia un aumento en los niveles de producción y de empleo en el país.

### 3. Observaciones sobre las liquidaciones tarifarias presentadas.

El cuadro a continuación muestra la liquidación que el ICE plantea le sea reconocida en cuanto a los costos y gastos en que incurrió su Sistema de Distribución para el año 2022:



Comparación de costos y gastos propuestos en la liquidación tarifaria del ICE para el 2021 y 2022

Rubro	2021				2022			
	ICE	ARESEP	Δ ABS	Δ %	ICE	ARESEP	Δ ABS	Δ %
Energía y potencia	192 732	184 986	7 745,48	4,0%	223 062	261 462	-38 399,73	-17,2%
Peaje	48 577	48 083			45 192	0		
Operación y mantenimiento	35 918	28 667	7 250,92	20,2%	35 492	20 802	14 690,42	41,4%
Comerciales	18 148	15 884	2 264,14	12,5%	18 770	17 640	1 129,52	6,0%
Administrativos	11 295	10 335	960,55	8,5%	10 002	11 008	-1 005,69	-10,1%
Canon de regulación Distribución	574	464	110,09	19,2%	497	402	95,66	19,2%
Seguros	270	95	174,95	64,8%	296	89	206,66	69,8%
Gastos complementarios de operación	6 577	6 008	569,56	8,7%	6 239	6 520	-280,55	-4,5%
Activos en operación	18 415	17 804	610,46	3,3%	19 302	18 291	1 010,91	5,2%
Bienes intangibles	1 805	1 408	397,00	22,0%	1 374	1 179	195,72	14,2%
Otros activos en operación)	2 532	5 638	-3 106,29	-122,7%	1 760	5 767	-4 006,92	-227,7%
Otros gastos	242	266	-24,01	-9,9%	318	222	95,57	30,1%
<b>Total de gastos</b>	<b>337 085</b>	<b>319 637</b>	<b>17 447,43</b>	<b>5,2%</b>	<b>362 304</b>	<b>343 381</b>	<b>18 923,57</b>	<b>5,2%</b>

Fuente: compilación propia con datos del ET-082-2023.

Es notorio que muchas de las partidas, muestran aumentos abruptos en comparación con lo aprobado por la ARESEP para cada uno de estos años. Por lo que consideramos importante traer a colación lo dispuesto en la ley de la ARESEP (Ley No. 7593) establece, en su artículo 32 lo siguiente:

*“Artículo 32.- Costos sin considerar. No se aceptarán como costos de las empresas reguladas:*

*a) Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*

***b) Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.***

*c) Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*

***d) Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.***

*e) Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*

*f) El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora”. (El resaltado no es del original).*

Instamos al ente regulador para que aplique todos los mecanismos de su competencia que garanticen a los usuarios de tarifas quienes asuman el costo o gasto ineficiente, o que no correspondan para la prestación de los servicios públicos.

### III. Petitoria.

A raíz de los argumentos expuestos en los apartados I y II del presente documento y una vez atendidas las observaciones presentadas para reducir en todo lo posible los costos de operación en aras de hacer lo más eficiente la operación del ICE y que se liquide conforme a la ley y a la metodología, garantizando el menor costo al consumidor y preparar el terreno para lo que viene el próximo año con respecto a los efectos del fenómeno del Niño, apoyamos la dirección que lleva **la solicitud presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad, que se tramita con los expedientes ET-081-2023 para el Sistema de Generación y el ET-082-2023 para el Sistema de Distribución.**

Atendiendo solicitud de la Oficina del Consejero del Usuario, suscribo la presente como Representante Legal de la Cámara de Industrias de Costa Rica, Sergio Capón Brenes, cédula de identidad 1-0602-0175, vecino de San Rafael de Escazú.

Para notificaciones, 350 metros sur de la Fuente de la Hispanidad, Edificio Cámara de Industrias de Costa Rica o a los correos [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com) o [lporras@cicr.com](mailto:lporras@cicr.com)

Con las muestras de mi mayor consideración.

Atentamente,

Sergio Capón Brenes  
Presidente

Copia: Sr. Mario Mora, Intendente de Energía, ARESEP