

18 de Diciembre, 2018

**PR-053-2018**

Señor  
Roberto Jiménez  
Regulador General  
ARESEP

Estimado señor Jiménez:

Adjunto sírvase encontrar “Oposición al aumento de tarifas eléctricas solicitado por la Compañía Nacional de Fuerza y Luz para los sistemas de Generación ET-049-2018 y Distribución ET-048-2018” presentada por la Cámara de Industrias de Costa Rica. Para notificaciones favor a los correos electrónicos [cmontenegro@cicr.com](mailto:cmontenegro@cicr.com) ó [lpurras@cicr.com](mailto:lpurras@cicr.com), o a la dirección física Edificio Cámara de Industrias de Costa Rica, 350 mts Sur de la Fuente de la Hispanidad, sobre la Circunvalación a Zapote.

Atendiendo solicitud de la Oficina del Consejero del usuario, suscribo la presente con Representante Legal de la Cámara de Industrias de Costa Rica, Enrique J. Egloff Gerli, cédula de identidad número 1-0399-0262, vecino de San Rafael de Escazú.

A la Audiencia Pública a celebrarse el día 18 de diciembre de los corrientes, en representación de la Cámara de Industrias de Costa Rica estará asistiendo el Sr. Carlos Montenegro Godínez, cédula de identidad número 1-0632-0878, vecino de Sabanilla de Montes de Oca, Condominio La Ronda, casa # 10.

Agradeciendo la atención a la presente,

Suscribe atentamente,



Enrique Egloff  
Presidente



**Oposición al aumento de tarifas eléctricas solicitado por la CNFL para los sistemas de Generación ET-049-2018 y Distribución ET-048-2018**

# Indice

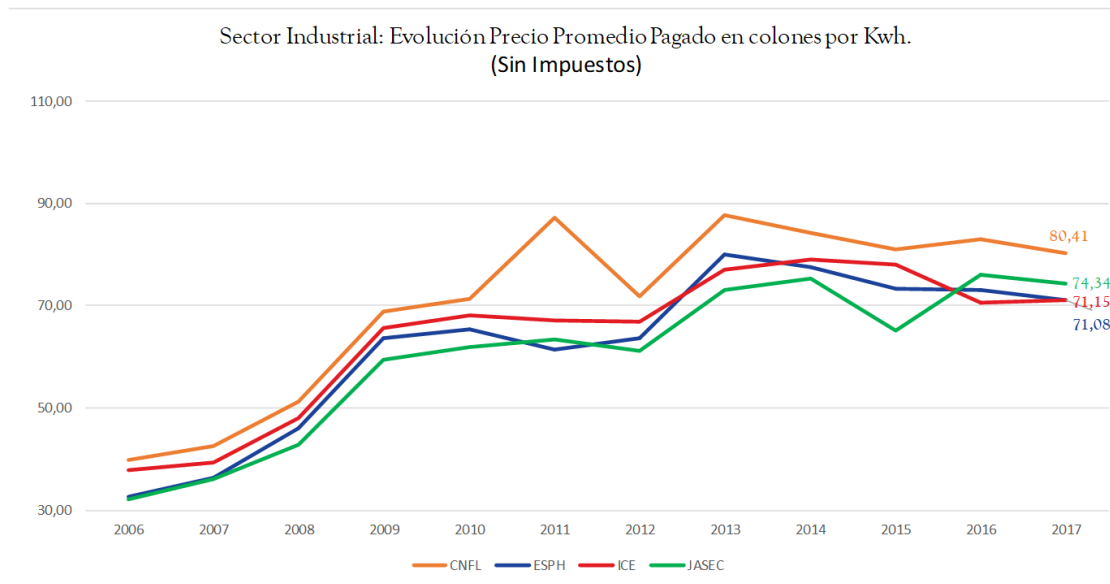
## Oposición al aumento de tarifas eléctricas solicitado por la CNFL para los sistemas de Generación ET-049-2018 y Distribución ET-048-2018

1. Evolución de Tarifas industriales e indicadores de gestión de la CNFL	3
2. CNFL: Solicitud de aumento de tarifas sistema de generación – ET-049-2018	4
2.1. Solicitud inconsistente desde la perspectiva técnica	4
2.2. Base jurídica contra el aumento	4
2.3. Ingresos de operación, gastos de operación y base tarifaria	6
2.4. Petitoria	8
3. CNFL: Solicitud de Aumento tarifario para el sistema de Distribución ET-048-2018	9
3.1. Crecimiento de la demanda y las tarifas	9
3.2. Cobros Ilegales en la Tarifa de Media Tensión	12
3.3. Ingreso, costos y gastos y base tarifaria	12
Anexos	16
- Estado de resultados de CNFL Distribución	16
- Tarifas eléctricas en Distribución para clientes regulados (CIER)	17

# Oposición al aumento de tarifas eléctricas solicitado por la CNFL para los sistemas de Generación ET-049-2018 y Distribución ET-048-2018

## 1. Evolución de Tarifas Industriales e Indicadores de Gestión de la CNFL.

La Compañía Nacional de Fuerza y Luz -CNFL-, pese a ser la empresa con más concentración de clientes en un área geográfica, es la compañía que presenta las tarifas a la industria más altas en el país, como lo muestran las estadísticas que publica la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos- ARESEP- sobre el Sistema Eléctrico Nacional.



Fuente: Elaborado en CICR con Estadísticas de ARESEP

En la Cámara de Industrias de Costa Rica interesados en la competitividad, se analiza la solicitud de aumento tarifario presentada para el año 2019 y se brindan justificaciones técnicas y legales en contra de dicho aumento.

De acuerdo al estudio comparativo que realiza la Comisión de Integración Energética Regional - CIER, y al que se logró acceso en el año 2015, la CNFL muestra lo siguiente:

Indicadores de Gestión de la CNFL-2015-

- 1- De 57 empresas evaluadas, la CNFL es la sexta con mayor densidad de clientes.
- 2- La tarifa promedio industrial de la CNFL es superior al promedio de tarifa industrial de las 10 empresas más caras.
- 3- La CNFL facturó 1,49 gigavatios hora por empleado, mientras el promedio en Suramérica es de 4,40 gigavatios hora por empleado.
- 4- La CNFL tiene 230 clientes por empleado, mientras el promedio de Suramérica es de 960 clientes por empleado.

Fuente: Elaborado con "Tarifas Eléctricas en Distribución para Clientes Regulados" América Latina 2015, CIER.

## 2. CNFL: Solicitud de Aumento de Tarifas Sistema de Generación – ET-049-2018-

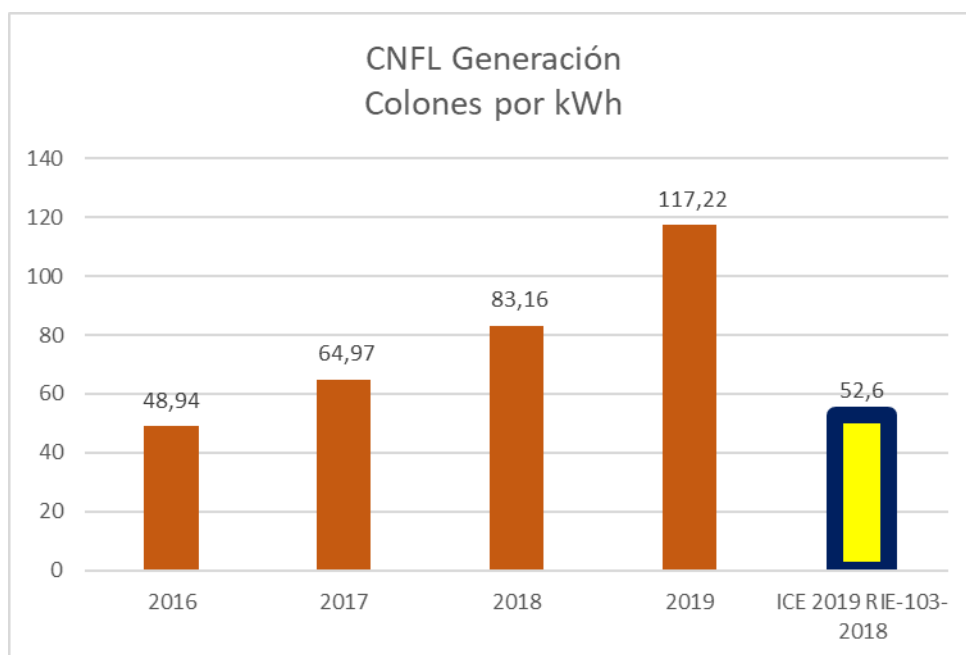
La CNFL, presenta una solicitud de aumento respecto a la tarifa vigente para el año 2019 de un 39,07% en el sistema de generación, con lo que desean 15 068 millones en ingresos nuevos por tarifa

### 2.1 Solicitud inconsistente desde la perspectiva técnica:

El sistema de generación de la CNFL presenta en su solicitud una tremenda inconsistencia, y es que el kilovatio hora que puede comprar al ICE, su dueño en 52,6 colones por kWh en promedio según la resolución de ARESEP RIE-103-2018, la compañía pretende que ARESEP se autorice a auto-comprarse a un costo promedio de 147,56 colones por kWh.

El Gráfico siguiente, muestra el precio promedio aprobado para el año 2017, así como lo aprobado según la CNFL, para los años 2017 y 2018. Cabe destacar que llama la atención que se hayan autorizado precios tan altos para los años 2017 y 2018, para dicho sistema. Esto porque la ARESEP mantiene como política que reconoce a los operadores que desean auto generar en vez de comprar al ICE, que se les reconoce lo mismo que se el ICE cobra a los distribuidores.

Lo anterior porque es responsabilidad de ARESEP proteger al consumidor de los excesos de un operador, que tome decisiones indebidamente afectando al consumidor con tarifas excesivas.



Como es evidente en la información del gráfico, el aumento pretendido, no solo es exagerado, desproporcional, sino que tampoco tiene respaldo legal y se solicita su rechazo.

**2.2 Base jurídica contra el aumento:** La Ley 7593, ley de ARESEP, respalda al consumidor, pues en su artículo 3 define el sentido de servicio al costo, en el sentido de que no se cobren en tarifas costos innecesarios para brindar el servicio.

**Art. 3 inciso b) "Servicio al costo. principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31."**

Adicionalmente, en el Artículo 32, se hace explícita la potestad de ARESEP de no incluir en la tarifa costos que no apliquen según el artículo 3.

**" 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.**

***(Nota de Sinalevi: Mediante dictamen N°, [C-242-2003 del 11 de agosto del 2003](#), se interpretó que el artículo 32 de la Ley 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, en el sentido que, dicho artículo "reconoce una cierta "discrecionalidad" a la Autoridad Reguladora e incluye conceptos jurídicos indeterminados en su redacción. Lo que da un margen de libertad de apreciación al Ente Regulador a efecto de determinar si una erogación es necesaria para la prestación del servicio, si es proporcional en relación con los "gastos normales de actividades equivalentes" o si es excesiva". )***

En vista de que el ICE puede venderle más barato de lo que le cuesta producirlo a la CNFL, no puede ARESEP aceptar que se carguen a la tarifa costos no requeridos para brindar el servicio. No puede ARESEP aceptar que pretenda la CNFL, cobrar por excesos innecesarios para brindar el servicio sea en costos y gastos como en inversiones.

## 2.3. Ingresos de Operación, Gastos de Operación y Base Tarifaria.

Tabla 1

### Estado de Resultados Sistema Generación A tarifas propuestas Miles colones

	2018	2019	AUMENTO:		
			Respecto 2017	Respecto 2018	Aumento en 3 años
<b>Ingresos de operación:</b>					
Ventas de bienes y servicios	39 097 881	38 310 349	23%	-2%	54%
Ingresos Tarifarios		15 068 674			
<b>Total de ingresos de operación</b>	<b>39 097 881</b>	<b>53 379 023</b>	<b>72%</b>	<b>37%</b>	<b>115%</b>
		-			
<b>Costos de operación:</b>					
Costos de operación y mantenimiento asociados a la ge	(10 977 035)	(10 601 844)	4%	-3%	
<b>Total costos de operación</b>	<b>(10 977 035)</b>	<b>(10 601 844)</b>	<b>4%</b>	<b>-3%</b>	
<b>Utilidad bruta</b>	<b>28 120 846</b>	<b>42 777 179</b>	<b>105%</b>	<b>52%</b>	
<b>Gastos de operación:</b>					
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados:	(6 568 806)	(6 245 910)	19%	-5%	
Partidas Amortizables (CD-1)	(180 863)	(187 870)	19%	4%	
Seguros (CD-102)	(457 220)	(456 251)	15%	0%	
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo	(8 798 692)	(9 687 619)	19%	10%	
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluad	(2 910 686)	(2 628 395)	-6%	-10%	
Pérdidas por deterioro y desvalorización	(53 539)	(18 700)	-94%	-65%	
Impuestos por Canon de Regulación	-	-			
Otros Impuestos	(207)	(214)	1270%	3%	
<b>Total gastos de operación</b>	<b>(18 970 012)</b>	<b>(19 224 958)</b>	<b>13%</b>	<b>1%</b>	<b>13%</b>
<b>Utilidad (pérdida) de operación</b>	<b>9 150 834</b>	<b>23 552 221</b>	<b>525%</b>	<b>157%</b>	<b>525%</b>

Fuente: Elaborado en CICR con ET-049-2018

Como puede observarse en el cuadro de ingresos y gastos del sistema de generación, el aumento en costos de operación respecto al 2018 es de un 1%, y el de costos de operación más bien cae, sin embargo el aumento en ingresos pretendido es de un 37%. Si ampliamos la visión a tres años, encontramos que respecto al año 2016, el aumento sería de un 115%.

¿Por qué se solicita un aumento tan desproporcionado en ingresos?

Obedece a la insistente solicitud de que se acepte una base tarifaria que incluye activos o inversiones que tanto ARESEP como la Contraloría General de la República, han señalado como inversiones que se realizaron sin contar con los análisis financieros correctos, en algunos casos se decidió la inversión a pesar de no ser rentable económicamente, y con problemas de ejecución que aún se investigan o procesan como es el caso de la planta de Balsa Inferior y el Eólico Valle Central.

Como se observa en el siguiente cuadro, tomado de expediente, se pretende que se acepte un monto de base tarifaria 92% superior al aceptado para el año 2016.

Tabla 2

CNFL

Base Tarifaria Sistema de Generación-Cifras en Miles de Colones

	2016	2019	Aumento	Aumento % (3 años)
Promedio Activo Fijo	122 160 550	357 307 882	235 147 332	92%
Capital de Trabajo		-	-	
Base Tarifaria	122 211 500	357 307 882	235 096 382	92%
RENTABILIDAD/BT		6,59%		
<b>Ajuste Tarifario Propuesto</b>		<b>39,33%</b>		
<b>Rédito</b>		<b>6,59%</b>		

Fuente: Elaborado en CICR con datos del ET-049-2018, Estudio tarifario CNFL GENERACIÓN.

Tabla 3: información sobre demanda esperada y precio promedio solicitado.

COMPAÑÍA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ : MERCADO SISTEMA DE GENERACION											
SISTEMA GENERACIÓN											
	Energía (kWh)				Demanda (KW)			Demanda (KW)	Crecimiento de Demanda		
	Punta	Valle	Nocturno	Total	Punta	Valle	Nocturno		Punta	Energía	Potencia
2017	150 131 728	166 601 648	160 733 271	477 466 647	1 263 668	1 200 255	970 870	1 263 668			
2018	156 402 766	157 223 375	156 504 200	470 130 342	1 290 455	1 168 262	1 040 880	1 290 455	-2%	2%	
2019	150 149 740	155 843 774	149 371 145	455 364 660	1 282 351	1 198 439	1 047 212	1 282 351	-3%	-1%	
SISTEMA GENERACIÓN											
	Energía (colones)				Demanda (colones)			TOTAL	Precio promedio		
	Punta	Valle	Nocturno	Total	Punta	Valle	Total		Punta	Potencia	
2017	8 456 205 095	7 646 049 938	6 340 979 872	22 443 234 905	4 391 591 292	4 188 390 256	8 579 981 548	31 023 216 453	64,97		
2018	11 231 282 656	9 189 706 294	7 800 169 350	28 221 158 300	5 708 635 442	5 168 087 518	10 876 722 960	39 097 881 261	83,16	26%	
2019	10 782 252 828	9 109 068 613	7 444 657 884	27 335 979 326	5 672 788 136	5 301 581 849	10 974 369 984	38 310 349 310	84,13	-2%	
								Propuesto	53 378 431 310	117,22	37%
									39,33%		
								Con liquidación	20 577 892 000		
									58 888 241 310	129,32	54%
									53,71%		

Fuente: ET-049-2018, Mercado Sistema Generación CNFL

Tabla 4: Precio promedio de compra la ICE y precio promedio de auto-compra de la CNFL.

CNFL: Precio Promedio de Compras al ICE y a CNFL Generación

COMPOSICION DE MERCADO (MWH)				Aumento		Ingresos 2019	Precio Promedio
	2017	2018	2019	2018	2019		
VENTAS	3 539 101	3 542 664	3 556 205	0,10%	0,38%	293 569	82,55
PERDIDAS	385 154	351 500	314 284	-8,74%	-10,59%		
ENERGIA DISPONIBLE	3 924 254	3 894 164	3 870 489	-0,77%	-0,61%	283 615	73,28
GENERACION PROPIA	477 467	470 130	455 365	-1,54%	-3,14%	67 193	147,56
COMPRAS AL ICE	3 454 130	3 414 823	3 415 124	-1,14%	0,01%	216 295	63,33

Fuente: Elaborado en CICR con información del ET-048-2018



Tabla 5: Estado de Resultado de Generación con tarifas propuestas

**Estado de Resultados**  
**Sistema Generación**  
**A tarifas propuestas**  
Miles colones

	Generación 2016 según ARESEP 2016	Generación		AUMENTO:			
		2017	2018	2019	Respecto 2017	Respecto 2018	Aumento en 3 años
<b>Ingresos de operación:</b>							
Ventas de bienes y servicios	24 830 300	31 023 219	39 097 881	38 310 349	23%	-2%	54%
Ingresos Tarifarios				15 068 674			
<b>Total de ingresos de operación</b>	<b>24 830 300</b>	<b>31 023 219</b>	<b>39 097 881</b>	<b>53 379 023</b>	<b>72%</b>	<b>37%</b>	<b>115%</b>
				-			
<b>Costos de operación:</b>							
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación		(10 192 409)	(10 977 035)	(10 601 844)	4%	-3%	
<b>Total costos de operación</b>		<b>(10 192 409)</b>	<b>(10 977 035)</b>	<b>(10 601 844)</b>	<b>4%</b>	<b>-3%</b>	
<b>Utilidad bruta</b>		<b>20 830 810</b>	<b>28 120 846</b>	<b>42 777 179</b>	<b>105%</b>	<b>52%</b>	
<b>Gastos de operación:</b>							
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio		(5 263 442)	(6 568 806)	(6 245 910)	19%	-5%	
Partidas Amortizables (CD-1)		(157 775)	(180 863)	(187 870)	19%	4%	
Seguros (CD-102)		(396 669)	(457 220)	(456 251)	15%	0%	
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo		(8 131 565)	(8 798 692)	(9 687 619)	19%	10%	
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluados		(2 797 581)	(2 910 686)	(2 628 395)	-6%	-10%	
Pérdidas por deterioro y desvalorización		(316 514)	(53 539)	(18 700)	-94%	-65%	
Impuestos por Canon de Regulación		-	-	-			
Otros Impuestos		(15,592)	(207)	(214)	1270%	3%	
<b>Total gastos de operación</b>	<b>-18702,5</b>	<b>(17 063 562)</b>	<b>(18 970 012)</b>	<b>(19 224 958)</b>	<b>13%</b>	<b>1%</b>	<b>13%</b>
<b>Utilidad (pérdida) de operación</b>	<b>24849002,5</b>	<b>3 767 248</b>	<b>9 150 834</b>	<b>23 552 221</b>	<b>525%</b>	<b>157%</b>	<b>525%</b>

Fuente: Elaborado en CICR con datos de ET-049 y Estudio tarifario para 2018.

Posible omisión de Información:

Al analizar la información presentada en el sistema de generación y contrastarla con el sistema de distribución – Et-048-2018- en encuentra que en el sistema de generación se esperan ingresos por 53379 millones de colones. Lo que serían ingresos, sin embargo en el sistema de distribución tiene costos de 13 848 millones que por su definición incluye el peaje, pero puede incluir otros gastos relacionados con la generación. Por tanto si se incluyen gastos de generación en el sistema de distribución, podría estar buscando la opción de pasar costos de un sistema al otro, sin evidenciar realmente el costo de la generación en su sistema. Por lo que se considera necesario que la ARESEP aclare este detalle adicional.

## 2.4 Petitoria:

En conclusión y considerando:

- Que la CNFL brinda tarifas industriales mayores que otras empresas del país, pese a contar con una alta densidad de clientes.
- Que la CNFL brinda tarifas industriales mayores que la mayoría de empresas de Suramérica, Europa y Estados Unidos, incluso países de Centroamérica.

- c) Que la CNFL tiene espacio para mejorar su eficiencia según los indicadores de gestión que muestra el estudio de CIER.
- d) Que ARESEP tiene que cumplir lo que su ley le indica de no aceptar costos o gastos innecesarios para brindar el servicio, por lo que no puede autorizar precios de autocompra a la CNFL superiores a los que le costaría comprarlas en el Sistema Eléctrico Nacional -en nuestro caso al ICE-.
- e) Que la Contraloría General de la República ha encontrado fallas en los análisis de factibilidad y en la ejecución de proyectos no conformes con las buenas prácticas.
- f) Que los consumidores, en especial los productores requieren tarifas competitivas que le permitan operar, invertir y brindar oportunidades de empleo a más costarricenses.

Por tanto:

Se solicita a la ARESEP que mantenga su posición firme de aceptar solo los costos y gastos requeridos para brindar el servicio, como lo indica su ley y que no acepte un precio superior al precio de referencia de venta de electricidad del ICE las distribuidoras.

### **3. CNFL: Solicitud de Aumento tarifario para el Sistema de Distribución -ET-048-2018-**

La CNFL, solicita un aumento en las tarifas del sistema de distribución de un 21,02% respecto a las vigentes para enero 2019, lo que conlleva 66 086 millones de colones.

#### **3.1 Crecimiento de la Demanda y las Tarifas**

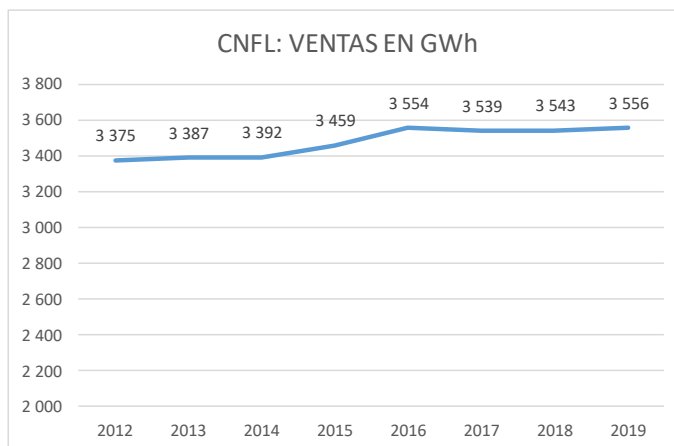
Sobre el crecimiento de la demanda, resulta de interés el bajo crecimiento de la demanda proyectada. Sin embargo, al analizar una serie un poco más amplia, podría considerarse viable, dado que en los últimos 7 años el crecimiento promedio anual es inferior al 0,87%. Esto debe ser objeto de análisis sobre el crecimiento de inversiones en generación, que además resultan caras y presionan los aumentos de tarifas.

Tabla 6

CNFL: Crecimiento en ventas

Año	GWh	Crecimiento
2012	3 375	
2013	3 387	0,36%
2014	3 392	0,15%
2015	3 459	1,98%
2016	3 554	2,74%
2017	3 539	-0,43%
2018	3 543	0,10%
2019	3 556	0,38%
<b>Crecimiento Promedio Anual últimos 7 años</b>		<b>0,874%</b>

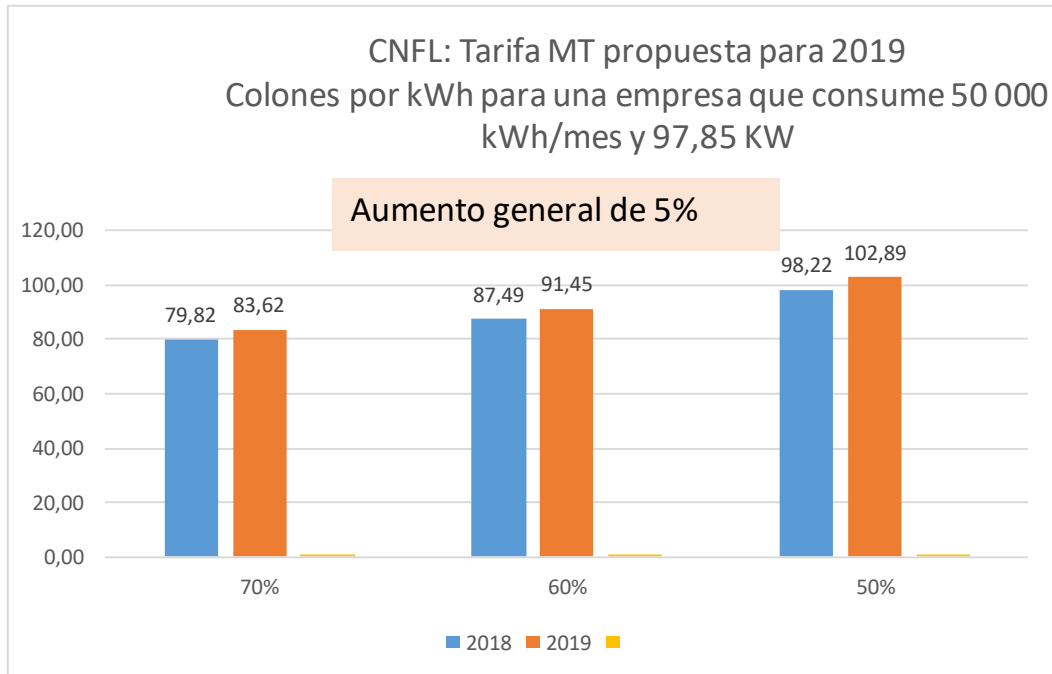
Fuente: Elaborado en CICR con datos de ET-049-2018 y Estadísticas de ARESEP



Fuente: Elaborado en CICR con datos de ET-049-2018 y Estadísticas de ARESEP

## Crecimiento Tarifas de Media Tensión

Un breve análisis de las tarifas de media tensión evidencian un crecimiento promedio cercano al 5% anual que contrasta con el crecimiento de las ventas.



Fuente: Elaborado en CICR para una empresa tipo con datos de ARESEP Y ET-048-2018

Tabla 7: Histórico de tarifas TMT

CNFL: Evolución de Tarifa anual promedio en Media Tensión - Colones -										
	2015	2016	2017	2018	Solicitado 2019	Aumento 2016	Aumento 2017	Aumento 2018	Solicitud 2019	Aumento sobre 2015
Energía Punta	54,4	62,8	55,6	62,0	64,9	15%	-11%	12%	5%	19%
Energía Valle	27,4	31,4	27,8	31,0	32,5	15%	-11%	12%	5%	18%
Energía Noche	19,3	22,6	20,0	22,3	23,4	17%	-11%	12%	5%	21%
Potencia Punta	9572,2	11018,8	9755,5	10878,6	11382,2	15%	-11%	12%	5%	19%
Potencia Valle	6810,8	7840,2	6941,4	7740,4	8098,8	15%	-11%	12%	5%	19%
Potencia Noche	4323,5	4977,1	4406,5	4913,3	5141,3	15%	-11%	12%	5%	19%

Fuente: Elaborado en CICR con datos de ARESEP

Lo anterior evidencia que pese a la rebaja del año 2017, los aumentos del orden del 15% o 12% dan un promedio en cuatro años de casi un 5%, lo que consideramos muy por encima de la inflación local.

### 3.2 Cobros Ilegales en la Tarifa de Media Tensión

<b>Cobro de Potencia Nocturna es un cobro indebido</b>			
Tarifa a la que vende el ICE CNFL			
<b>VENTAS A ICE DISTRIBUCIÓN Y A LA CNFL</b>		<b>VENTAS AL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN</b>	
<b>T-CB</b>		<b>T-SD</b>	
a. Energía Punta	52,71	a. Energía Punta	52,04
b. Energía Valle	43,19	b. Energía Valle	42,62
c. Energía Noche	36,67	c. Energía Noche	36,44
d. Potencia Punta	2795,77	d. Potencia Punta	2795,77
e. Potencia Valle	2795,77	e. Potencia Valle	2795,77
f. Potencia Noche	0	f. Potencia Noche	0
Tarifa que cobra CNFL al industrial			
<b>T-MT</b>			
a. Energía Punta	61,96		
b. Energía Valle	30,99		
c. Energía Noche	22,31		
d. Potencia Punta	10864,99		
e. Potencia Valle	7730,78		
f. Potencia Noche	4902,09		
Es absolutamente contra la ley de ARESEP faltar al servicio al costo y la potencia nocturna no tiene costo para las distribuidora pero la CNFL y todas las distribuidoras la cobran al industrial			
Fuente: Elaborado en CICR con Resoluciones oficiales y tarifa publicada por ARESEP en su sitio			

Del análisis de las tarifas vigentes y el pliego propuesto y la lectura del artículo 3 de la Ley de ARESEP, se evidencia una ilegalidad que consiste en que no se asocia el costo con la tarifa que se cobra a las industrias en media tensión. Obsérvese que aunque la distribuidora no tiene que pagar por la potencia nocturna, sí se la cobra a los clientes en media tensión.

Se le solicita a ARESEP, corregir esta situación, pues al comparar las tarifas industriales de Costa Rica con otros países, el país resulta sumamente caro, y cargos indebidos como este afectan directamente la competitividad de las empresas y no colaboran para una mayor inversión en el país.

No ha sido posible que se restablezca la TMTB, sin el requisito del 90% de factor de carga y como se evidencia se carga un costo que no existe para las empresas distribuidoras.

Tabla 8

## Estado de Resultados CNFL Sistema Distribución

A tarifas propuestas (Traslado Costo Total sistema Generación al sistema Distribución)

Miles colones

	2019	Aumento		
		Respecto 2018	Respecto 2017	Respecto a 2016: 3 años
<b>Ingresos de operación:</b>				
Ventas de bienes y servicios (1)	293 569 250	-13%	-6%	-11%
Otros Ingresos de Operación	6 802 625	12%		-28%
Otros Ingresos clasificados fu	-			
Ingresos Tarifarios	61 086 893			
<b>Total de ingresos de oper</b>	<b>361 458 769</b>	<b>5%</b>	<b>16%</b>	<b>6%</b>
<b>Costos de operación:</b>				
Compras de energía	(53 379 023)	90%	92%	-76%
Compras energía y potencia asc	(216 394 760)	-5%	0%	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación (4)	(13 841 213)	-6%	-1%	2%
<b>Total costos de operaciór</b>	<b>(283 614 996)</b>	<b>5%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>77 843 772</b>	<b>5%</b>	<b>51%</b>	<b>-5%</b>
<b>Gastos de operación:</b>				
Costos comerciales asociados al servicio de generación (5)	(18 361 012)	-2%	10%	1%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio (6)	(18 111 828)	-5%	-8%	-17%
Partidas Amortizables (CD-1)	(923 145)	9%	43%	-48%
Seguros (CD-102)	(145 416)	-1%	-39%	-62%
Depreciaciones y amortizaci	(14 611 138)	20%	77%	
Depreciaciones y amortizaci	(12 479 110)	6%	119%	
<b>Depreciación Total</b>	<b>(27 090 248)</b>	<b>13%</b>	<b>94%</b>	<b>111%</b>
Pérdidas por deterioro y desva	(271 929)	-77%	-93%	-43%
Impuestos por Canon de Regul	(478 180)	-7%	6%	41%
Otros Impuestos	(118 217)	3%	15%	43%
<b>Total gastos de operaciór</b>	<b>(65 499 975)</b>	<b>1%</b>	<b>18%</b>	<b>17%</b>
<b>Utilidad (pérdida) de ope</b>	<b>12 343 797</b>	<b>26%</b>	<b>-428%</b>	<b>-52%</b>

Fuente: Elaborado en CICR con datos ET-048-2018

Se pretende un aumento de un 5% en los ingresos, por 61 086 millones de colones, para cubrir aumentos en sus propias compras de un 90% a precios inaceptables, para financiar aumentos en depreciación que llegan a más que duplicarse en tres años, o bien al 94% en dos años.

Tabla 9

CNFL: Precio Promedio de Compras al ICE y a CNFL Generación

COMPOSICION DE MERCADO (MWH)	2017	2018	2019	Aumento		Ingresos 2019	Precio Promedio
				2018	2019		
<b>VENTAS</b>	3 539 101	3 542 664	3 556 205	0,10%	0,38%	293 569	82,55
<b>PERDIDAS</b>	385 154	351 500	314 284	-8,74%	-10,59%		
<b>ENERGIA DISPONIBLE</b>	3 924 254	3 894 164	3 870 489	-0,77%	-0,61%	283 615	73,28
<b>GENERACION PROPIA</b>	477 467	470 130	455 365	-1,54%	-3,14%	67 193	147,56
<b>COMPRAS AL ICE</b>	3 454 130	3 414 823	3 415 124	-1,14%	0,01%	216 295	63,33

Fuente: Elaborado en CICR con información del ET-048-2018

Sobre las auto compras de electricidad, repasando los datos del expediente:

De acuerdo a la información del ET-048-2018, al ICE se comprarían 3415124 MWh a un valor de 216 295 millones de colones, lo que arroja un precio promedio de 63,33 colones por kWh.

Pretendiendo la CNFL, que se le permita autocomprarse 455 365 MWh a un costo total de 67 193 millones de colones, arrojaría un precio promedio de generación de CNFL de 147,56 colones por kWh. Cabe aclarar, que 13 614 millones de colones asociados a la generación están incluidos en ese precio promedio -no queda claro que es peaje-.

En conclusión resulta inaceptable, aceptar por los consumidores que la CNFL pudiendo comprar a un precio más bajo, se autocompre a un precio exorbitantemente más alto. Es decir de aprobarse esta solicitud se estaría auto-comprando a un precio 2,32 veces el precio de compra que reportan al ICE.

Si se toma en cuenta la reciente resolución de ARESEP en tarifa ICE Para el año 2019, en la RIE-103 -2018, se aprobó un precio promedio de compra al ICE de 52, 6 colones por kWh. Con lo que en la realidad la autocompra de CNFL, sería 2,8 veces más caro que lo le costaría comprarle al ICE.

Llama la atención que si se analiza lo que ocurre a tres años, el Total de gastos de operación aumentarían un 18% en solo dos años. Evidentemente esto no es razonable si se considera que la demanda ha crecido en promedio un 0,87% en promedio en los últimos 7 años. No se observa un crecimiento de gastos acorde al comportamiento de las ventas.

Tabla 10

CNFL: BASE TARIFARIA- Cifras en miles de colones-				
	2017	2019	Aumento	Aumeto % s/2017
Promedio Activo Fijo	211 117 007	357 779 797	146 662 790	69%
Capital de Trabajo	3 795 028	6 285 803	2 490 775	66%
<b>Base Tarifaria</b>	<b>214 912 035</b>	<b>364 065 600</b>	<b>149 153 565</b>	<b>69%</b>
RENTABILIDAD/BT		3,39%		
<b>Ajuste nivel ingresos</b>		<b>20,81%</b>		
<b>AJUSTE TARIFARIO SOLICITADO</b>		<b>21,38%</b>		

Al analizar el aumento de la base tarifaria con respecto a lo reportado en 2017, el aumento sería de 149 153 millones, lo que resulta en un 69% más. Estos porcentajes de aumento de la base tarifaria en tan solo dos años no pueden ser aceptables.

### 3.3 Petitoria:

Considerando:

- a) Que en tarifas de distribución la CNFL presenta las tarifas más altas a la industria a nivel nacional.
- b) Que a nivel internacional la CNFL, muestra una gran brecha que le debe dar oportunidad de mejorar en sus costos.
- c) Que no es de recibo para el consumidor que por un bajo crecimiento de la demanda se busque el ajuste vía aumento tarifario.
- d) Que si se tomaron malas decisiones de inversión, se debe buscar la solución con a lo interno y con sus dueños y no únicamente vía ajuste tarifario, en especial cuando se observa que la ley de ARESEP no lo permite y que la CNFL puede comprar más barato de lo que produce.
- e) Que no es aceptable que en el sistema de distribución asuma un aumento de costos propios de generación de un 90% para el 2019.
- f) Que no es aceptable que en solo dos años se aumenten los gastos totales de operación en 18%, cuando estos son los gastos más controlables.
- g) Que ante una crisis en la que se supone está la empresa, en cuestión de dos años se aumenten un 10% los “gastos comerciales asociados al servicio de generación”.
- h) Que los consumidores, en especial los industriales que trabajan transforman materias primas e insumos en productos finales, requieren precios competitivos de estos servicios cuyo costo va al precio de los productos finales.

Por tanto se solicita a la ARESEP:

1. Rechazar la solicitud de aumento planteada por la CNFL para el año 2019.
2. Proceder a instruir a la CNFL para que no se cobre a los clientes de media tensión la potencia en el horario nocturno.



Anexo: Estado de Resultados de CNFL - Distribución

ET-048-2018

Tabla 11

**Estado de Resultados CNFL  
Sistema Distribución**

A tarifas propuestas (Traslado Costo Total sistema Generación al sistema Distribución)

Miles colones

	Distribución				Aumento		
	2016	2017	2018	2019	Respecto 2018	Respecto 2017	Respecto a 2016: 3 años
<b>Ingresos de operación:</b>							
Ventas de bienes y servicios (1)	331 131 045	310 783 160	336 920 267	293 569 250	-13%	-6%	-11%
Otros Ingresos de Operación	9 505 749	-	6 081 616	6 802 625	12%		-28%
Otros Ingresos clasificados fuera de operación		-	1 725 544	-			
Ingresos Tarifarios		-	-	61 086 893			
<b>Total de ingresos de oper</b>	<b>340 636 794</b>	<b>310 783 160</b>	<b>344 727 427</b>	<b>361 458 769</b>	<b>5%</b>	<b>16%</b>	<b>6%</b>
<b>Costos de operación:</b>							
Compras de energía	(22 357 990)	(27 783 077)	(28 121 587)	(53 379 023)	90%	92%	-76%
Compras energía y potencia asc	(223 068 825)	(217 343 611)	(227 448 195)	(216 394 760)	-5%	0%	
Costos de operación y mantenimiento asociados a la generación (4)	(13 629 597)	(13 962 120)	(14 702 177)	(13 841 213)	-6%	-1%	2%
<b>Total costos de operaciór</b>	<b>(259 056 412)</b>	<b>(259 088 808)</b>	<b>(270 271 959)</b>	<b>(283 614 996)</b>	<b>5%</b>	<b>9%</b>	<b>9%</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>81 580 382</b>	<b>51 694 352</b>	<b>74 455 468</b>	<b>77 843 772</b>	<b>5%</b>	<b>51%</b>	<b>-5%</b>
<b>Gastos de operación:</b>							
Costos comerciales asociados al servicio de generación (5)	(18 182 744)	(16 707 959)	(18 828 920)	(18 361 012)	-2%	10%	1%
Gastos administrativos (de apoyo a la gestión) asociados al servicio (6)	(21 802 303)	(19 669 870)	(18 997 667)	(18 111 828)	-5%	-8%	-17%
Partidas Amortizables (CD-1)	(1 764 603)	(646 148)	(845 000)	(923 145)	9%	43%	-48%
Seguros (CD-102)	(386 134)	(237 222)	(147 140)	(145 416)	-1%	-39%	-62%
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio al costo		(8 262 823)	(12 215 174)	(14 611 138)	20%	77%	
Depreciaciones y amortizaciones del ejercicio revaluaz		(5 702 961)	(11 783 137)	(12 479 110)	6%	119%	
<b>Depreciación Total</b>	<b>(12 820 763)</b>	<b>(13 965 784)</b>	<b>(23 998 311)</b>	<b>(27 090 248)</b>	<b>13%</b>	<b>94%</b>	<b>111%</b>
Pérdidas por deterioro y desva	(479 706)	(3 682 769)	(1 205 712)	(271 929)	-77%	-93%	-43%
Impuestos por Canon de Reguli	(340 302)	(450 206)	(516 332)	(478 180)	-7%	6%	41%
Otros Impuestos	(82 865)	(102 720)	(114 774)	(118 217)	3%	15%	43%
<b>Total gastos de operaciór</b>	<b>(55 859 420)</b>	<b>(55 462 679)</b>	<b>(64 653 856)</b>	<b>(65 499 975)</b>	<b>1%</b>	<b>18%</b>	<b>17%</b>
<b>Utilidad (pérdida) de ope</b>	<b>25 720 962</b>	<b>(3 768 327)</b>	<b>9 801 612</b>	<b>12 343 797</b>	<b>26%</b>	<b>-428%</b>	<b>-52%</b>

Fuente: Elaborado en CICR con datos ET-048-2018



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN  
ENERGÉTICA REGIONAL

# TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN PARA CLIENTES REGULADOS

América Latina

2015



## COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

La CIER (<http://www.cier.org.uy>) está integrada por Comités Nacionales en los países de Sudamérica Ibérica y un Comité Regional para Centroamérica y El Caribe en calidad de Miembros plenos. Participan también, con carácter de Miembros Asociados: CFE (México), y como Entidades Vinculadas: URSEA - Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (Uruguay); ASEP - Autoridad Nacional de Servicios Públicos (Panamá); y ADME – Administración del Mercado Eléctrico (Uruguay).

Informe preparado por:

**Virginia Féola**

**Auxiliar Técnico – Comisión de Integración Energética Regional**

Participación y revisión técnica:

**Ing. Jorge Caramés**

**Coordinador Técnico Internacional del Grupo de Trabajo CIER: Precios de la Energía y Tarifas Eléctricas en Distribución**

Coordinación:

**Cr. Juan Carlos Belza**

**Coordinador Internacional del Área Corporativa – Comisión de Integración Energética Regional**

Este informe se preparó en base al aporte de las empresas participantes de la Encuesta de Tarifas Eléctricas<sup>1</sup>, por lo que la CIER agradece oficialmente la contribución de datos e información brindada para este documento.

Reservados todos los derechos. La utilización de la información es estrictamente confidencial, y no se permite la reproducción total o parcial de estos informes, ni la transmisión por cualquier medio, sin el permiso previo y por escrito de la CIER.

La información de la CIER puede ser utilizada para elaboración de análisis, simulaciones y cálculos internos de la institución, pero no se permite hacia terceros la comercialización, difusión, utilización, entrega o suministro total o parcialmente de los datos, identificación de empresas, tablas y demás contenidos de los informes.

Página web: <http://sg.cier.org.uy/CIER/Productos/Tarifario.nsf>

**FECHA DE REFERENCIA PARA EL CÁLCULO DE LAS FACTURAS:** Para los cálculos de las facturas se utilizaron tarifas y tipo de cambio vigentes al **2/Enero/2015**.

<sup>1</sup> En la presente edición la información enviada por las empresas se complementa además con información de elaboración propia de CIER.



## Contenido

1. Aspectos metodológicos y aclaraciones.....	4
2. Tarifa utilizada y tipo de cambio al 02/enero/2015 .....	4
3. Caracterización de la muestra .....	5
4. Precios de la electricidad a consumidores finales .....	7
5. Clientes libres.....	13
6. Impuestos.....	14



## 1. ASPECTOS METODOLÓGICOS Y ACLARACIONES

Las tarifas analizadas abarcan los sectores **residencial, comercial e industrial** y la información contenida fue recabada a través de la **Encuesta de Tarifas Eléctricas de la CIER – Edición/2015**, realizada entre empresas de distribución de Latinoamérica.

Los cálculos realizados se basan en la definición de “**clientes típicos**”, definidos a través de potencia, energía, y tensión de suministro. Para el cálculo de la tarifa (US\$/MWh) se consideró la suma de los cargos tarifarios por: **cargo fijo, energía** (consumo), **potencia** (demanda o contratación) e **impuestos**, y luego se calculó el cociente entre la energía consumida. Adicionalmente en algunos países se incluyeron otros **cargos vinculados a la prestación del servicio eléctrico** (ej. Cargo por Reposición y Mantenimiento – Perú). No se incluyen tasas por servicios como ser: alumbrado público, aseo, etc.

En cuanto a la opción tarifaria aplicada por cada empresa, la metodología solicita que los valores tarifarios se calculen según aquella tarifa que resulte más representativa y conveniente para el cliente típico en cuestión. En particular, para el sector residencial y en el caso de que coexistan tarifas sociales y tarifas plenas, se solicita que se informe en forma separada la aplicación de tarifas sociales para evitar la inclusión de estas tarifas como “tarifa más conveniente” en el sector residencial.

**IMPORTANTE: Los datos incluidos corresponden a indicadores por empresa y no representan valores globales de los países.**

**Información de elaboración propia de CIER:** CEMIG – COELBA – ELETROPAULO – LIGHT – CGE DISTRIBUCIÓN – CHILECTRA - CHILQUINTA

## 2. TARIFA UTILIZADA Y TIPO DE CAMBIO AL 02/ENERO/2015

Para los cálculos de las facturas de los “Clientes CIER” típicos se ha requerido a las empresas que utilicen el pliego tarifario vigente al 02/01/2015, así como el tipo de cambio del dólar estadounidense (compra) vigente a esa fecha según el siguiente cuadro:

PAÍS	DENOMINACIÓN	TIPO DE CAMBIO
ARGENTINA	PESO ARGENTINO	\$ 8,55
BOLIVIA	BOLIVIANO	\$ 6,86
BRASIL	REAL	\$ 2,69
CHILE	PESO CHILENO	\$ 613,41
COLOMBIA	PESO COLOMBIANO	\$ 2.374,00
COSTA RICA	COLÓN COSTARRICENSE	\$ 533,31
ECUADOR	DÓLAR	\$ 1,00
EL SALVADOR	DÓLAR	\$ 1,00
GUATEMALA	QUETZAL	\$ 7,60
MÉXICO	PESO MEXICANO	\$ 14,83
PANAMÁ	BALBOA	\$ 1,00
PARAGUAY	GUARANI	\$ 4.668,80
PERU	NVO.SOL PERUANO	\$ 2,98
REPÚBLICA DOMINICANA	PESO DOMINICANO	\$ 44,24
URUGUAY	PESO URUGUAYO	\$ 24,11
VENEZUELA	BOLIVAR	\$ 6,29



### 3. CARACTERIZACIÓN DE LA MUESTRA

Año 2014

Empresa	Cientes	Densidad (Clientes/ km <sup>2</sup> )	Energía Facturada (GWh/año)	Compra de Energía (GWh/año)	Facturación sin impuestos (miles de US\$/año)	Cantidad de empleados <sup>2</sup>	Energía facturada por empleado (GWh/ empleado)	Cientes/ empleado	Patrimonio
EDELAP (Ar)	346.266	59,91	3.012	2.376	74.843	533	5,65	650	Privado
EDEMSA (Ar)	412.242	3,75	3.536	3.428	122.151	695	5,09	593	Mixto
EDEN (Ar)	356.677	3,27	2.853	2.735	120.335	749	3,81	476	Privado
EDENOR (Ar)	2.769.260	597,21	18.087	20.649	370.287	4313	4,19	642	Privado
EDES (Ar)	185.719	2,44	981	1.018	43.813	416	2,36	446	Privado
EDET (Ar)	476.758	21,17	2.352	2.560	95.961	402	5,85	1.186	Privado
ENERSA (Ar)	336.671	5,98	2.269	2.583	128.883	453	5,01	743	Público
EPEC (Ar)	976.935	5,91	7.484	8.631	446.891	3612	2,07	270	Público
CRE (Bo)	486.312	262,47	2.511	2.728	212.392	717	3,50	678	Privado
DELAPAZ (Bo)	709.290	139,24	1.520	1.721	134.071	543	2,80	1.306	Mixto
ELFEC (Bo)	488.851	124,07	1.077	1.198	85.232	562	1,92	870	Mixto
AES ELETROPAULO (Br)	6.699.648	1.469,00	37.874	-	-	5900	6,42	1.136	Privado
CEMIG (Br)	7.936.965	14,00	26.934	-	-	7740	3,48	1.025	Mixto
CERON (Br)	584.566	2,46	2.992	3.970	437	734	4,08	796	Privado
COELBA (Br)	5.565.729	10,00	16.348	-	-	12712	1,29	438	Privado
COPEL (Br)	4.326.970	22,21	24.208	26.841	2.538.823	6071	3,99	713	Mixto
ELETROACRE (Br)	240.039	1,46	893	1.184	138.296	263	3,40	913	Mixto
ELETROBRAS RORAIMA (Br)	102.079	17,95	892	1.003	93.080	292	3,05	350	Mixto
LIGHT (Br)	4.221.622	385,00	21.500	-	-	3740	5,75	1.129	Mixto
CGE DISTRIBUCIÓN (Cl)	1.767.275	117,27	9.024	-	-	-	-	-	Privado
CHILECTRA (Cl)	1.737.322	840,90	15.702	-	-	675	23,26	2.574	Privado
CHILQUINTA (Cl)	549.194	47,77	2.619	-	-	-	-	-	Privado
CENS (Co)	437.246	19,75	12.333	1.005	-	409	30,15	1.069	Mixto
CHEC (Co)	446.631	42,89	884	1.017	146.457	869	1,02	514	Público
CODENSA (Co)	2.768.253	196,55	8.196	9.019	1.485.979	1043	7,86	2.654	Mixto
DISPAC (Co)	73.467	3,61	149	205	21.346	259	0,58	284	Público
EDEQ (Co)	168.514	85,89	359	438	64.281	341	1,05	494	Mixto
ELECTROHUILA (Co)	337.600	16,96	684	835	105.300	369	1,85	915	Público

<sup>2</sup> Los datos de empleados no incluyen los contratados por servicios tercerizados, becarios ni personal eventual.



Empresa	Clientes	Densidad (Clientes/ km <sup>2</sup> )	Energía Facturada (GWh/año)	Compra de Energía (GWh/año)	Facturación sin impuestos (miles de US\$/año)	Cantidad de empleados <sup>2</sup>	Energía facturada por empleado (GWh/ empleado)	Clientes/ empleado	Patrimonio
EPM (Co)	2.118.564	35,02	9.199	10.151	1.360.471	1026	8,97	2.065	Público
EPSA (Co)	500.879	22,62	1.734	2.011	277.204	809	2,14	619	Mixto
ESSA (Co)	699.838	14,64	1.740	2.051	325.261	947	1,84	739	Mixto
CNFL (Cr)	528.712	574,06	3.415	3.413	592.454	2296	1,49	230	Mixto
ICE (Cr)	723.228	24,86	3.476	-	661.058	-	-	-	Público
EEASA (Ec)	247.005	17,50	554	597	53.504	329	1,68	751	Público
EEQSA (Ec)	1.001.015	66,86	3.807	4.084	332.865	1486	2,56	674	Mixto
AES CLESA (Sv)	365.349	77,80	860	978	206.658	244	3,52	1.497	Privado
CAESS (Sv)	575.869	124,78	2.099	2.329	448.642	538	3,90	1.070	Privado
DELSUR (Sv)	358.632	83,66	1.436	1.575	321.988	287	5,00	1.250	Privado
DEUSEM (Sv)	73.827	46,73	124	144	34.059	43	2,88	1.717	Privado
EEO (Sv)	283.437	45,21	519	598	137.696	184	2,82	1.540	Privado
EEGSA (Gt)	1.107.516	178,40	2.931	3.204	645.567	473	6,20	2.341	Mixto
ENERGUATE OCCIDENTE (Gt)	976.529	35,67	1.204	1.500	210.241	-	-	-	Privado
ENERGUATE ORIENTE (Gt)	573.703	7,60	920	1.136	173.977	-	-	-	Privado
ANDE (Py)	1.348.192	3,31	9.795	12.457	686.939	5489	1,78	246	Público
ELECTROCENTRO (Pe)	679.142	106,99	723	713	109.947	346	2,09	1.963	Mixto
ELECTRODUNAS (Pe)	215.856	30,37	778	913	103.776	244	3,19	885	Privado
ELECTRONORTE (Pe)	302.736	70,22	709	839	95.488	-	-	-	Público
ELSE (Pe)	436.668	45,65	479	624	81.273	275	1,74	1.588	Mixto
ENOSA (Pe)	443.232	684,00	1.262	1.409	170.046	244	5,17	1.817	Público
HIDRANDINA (Pe)	755.468	584,28	1.747	1.962	233.236	648	2,70	1.166	Mixto
LUZ DEL SUR (Pe)	991.819	358,19	7.200	7.784	855.818	811	8,88	1.223	Privado
SEAL (Pe)	371.156	223,43	912	1.079	118.682	239	3,82	1.553	Mixto
EDE ESTE (Do)	617.188	52,68	2.638	4.124	475.221	2296	1,15	269	Público
EDENORTE DOMINICANA (Do)	781.134	41,22	2.587	3.787	462.507	2922	0,89	267	Público
EDESUR DOMINICANA (Do)	597.382	33,71	3.221	4.515	626.763	2283	1,41	262	Público
UTE (Uy)	1.398.128	7,93	8.376	-	1.630.426	6761	1,24	207	Público
CORPOELEC (Ve)	6.335.672	6,91	86.307	344	2.257.805	38090	2,27	166	Público



## 4. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD A CONSUMIDORES FINALES

### a. SECTOR RESIDENCIAL

Empresa	CLIENTE RESIDENCIAL Potencia=Mín. Admitida / Consumo: 200 kWh/mes / BT			CLIENTE RESIDENCIAL Potencia=Mín. Admitida / Consumo: 400 kWh/mes / BT		
	Tarifa Media (US\$/MWh)			Tarifa Media (US\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
EDELAP (Ar)	14	17	20	12	15	18
EDEMSA (Ar)	23	28	33	28	34	40
EDEN (Ar)	34	45	52	38	49	57
EDENOR (Ar)	10	10	12	8	9	10
EDES (Ar)	33	43	50	37	48	56
EDET (Ar)	29	33	39	31	36	42
ENERSA (Ar)	42	59	69	61	86	99
EPEC (Ar)	96	109	130	100	112	133
CRE (Bo)	79	83	95	87	92	105
DELAPAZ (Bo)	74	77	89	72	75	87
ELFEC (Bo)	92	97	111	97	102	117
AES ELETROPAULO (Br)	116	123	140	116	125	166
CEMIG (Br)	159	172	246	159	172	246
CERON (Br)	140	148	197	140	148	197
COELBA (Br)	136	147	202	136	147	202
COPEL (Br)	121	130	182	121	130	182
ELETROACRE (Br)	132	142	189	132	142	189
ELETROBRAS RORAIMA (Br)	108	110	133	108	110	133
LIGHT (Br)	155	165	202	155	167	235
CGE DISTRIBUCIÓN (Cl)	205	205	243	200	200	239
CHILECTRA (Cl)	173	173	206	170	170	202
CHILQUINTA (Cl)	204	204	242	199	199	237
CENS (Co)	163	163	163	196	196	196
CHEC (Co)	168	168	168	168	168	168
CODENSA (Co)	158	158	158	158	158	158
DISPAC (Co)	178	178	178	178	178	178
EDEQ (Co)	156	156	156	156	156	156
ELECTROHUILA (Co)	169	169	169	169	169	169
EPM (Co)	165	165	165	165	165	165
EPSA (Co)	168	168	168	168	168	168
ESSA (Co)	161	161	161	161	161	161
CNFL (Cr)	124	124	124	158	158	166
ICE (Cr)	158	158	158	219	219	230
EEASA (Ec)	101	101	101	102	102	102
EEQSA (Ec)	99	99	99	104	104	104





Empresa	CLIENTE RESIDENCIAL Potencia=Mín. Admitida / Consumo: 200 kWh/mes / BT			CLIENTE RESIDENCIAL Potencia=Mín. Admitida / Consumo: 400 kWh/mes / BT		
	Tarifa Media (US\$/MWh)			Tarifa Media (US\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
AES CLESA (Sv)	200	200	226	242	242	273
CAESS (Sv)	188	188	213	212	212	240
DELSUR (Sv)	241	241	272	243	243	275
DEUSEM (Sv)	210	210	237	250	250	283
EEO (Sv)	207	207	234	247	247	279
EEGSA (Gt)	209	209	234	213	213	239
ENERGUATE OCCIDENTE (Gt)	265	265	296	242	242	271
ENERGUATE ORIENTE (Gt)	258	258	289	258	258	289
ANDE (Py)	78	78	86	78	78	86
ELECTROCENTRO (Pe)	184	184	218	181	181	214
ELECTRODUNAS (Pe)	166	166	196	163	163	192
ELECTRONORTE (Pe)	168	168	200	163	163	193
ELSE (Pe)	173	173	205	170	170	201
ENOSA (Pe)	168	168	198	165	165	195
HIDRANDINA (Pe)	157	157	186	154	154	182
LUZ DEL SUR (Pe)	132	132	156	129	129	153
SEAL (Pe)	155	155	183	152	152	180
EDE ESTE (Do)	116	116	116	159	159	159
EDENORTE DOMINICANA (Do)	116	116	116	159	159	159
EDESUR DOMINICANA (Do)	116	116	116	159	159	159
UTE (Uy)	198	198	231	209	209	252
CORPOELEC -1 (Ve)	15	15	15	19	19	19
CORPOELEC -2 (Ve)	18	18	18	22	22	22
CORPOELEC -3 (Ve)	17	17	17	20	20	20
CORPOELEC -4 (Ve)	17	17	17	30	30	30
CORPOELEC -5 (Ve)	19	19	19	29	29	29
CORPOELEC -6 (Ve)	16	16	16	20	20	20
CORPOELEC -7 (Ve)	15	15	15	17	17	17
CORPOELEC -8 (Ve)	11	11	11	14	14	14
CORPOELEC -9 (Ve)	14	14	14	18	18	18

*Observación: La empresa CORPOELEC (Venezuela) participa de este Informe enviando la información de sus tarifas eléctricas correspondientes a las 9 (nueve) zonas de concesión de la empresa, que corresponden a las tarifas de las ex operadoras de dicho país previo a la reorganización y unificación del sector eléctrico venezolano que dio surgimiento a CORPOELEC.*



## b. SECTOR COMERCIAL

Empresa	CLIENTE COMERCIAL Potencia= 10 kW Consumo: 1.000 kWh/mes BT			CLIENTE COMERCIAL Potencia= 10 kW Consumo: 2.000 kWh/mes BT		
	Tarifa Media /US\$/MWh			Tarifa Media /US\$/MWh		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
	EDELAP (Ar)	39	42	53	28	30
EDEMSA (Ar)	40	46	58	39	46	57
EDEN (Ar)	56	65	80	37	42	52
EDENOR (Ar)	32	34	43	24	25	32
EDES (Ar)	55	63	78	35	41	50
EDET (Ar)	50	57	71	49	57	70
ENERSA (Ar)	77	97	119	63	79	97
EPEC (Ar)	144	160	199	148	164	204
CRE (Bo)	167	175	200	160	168	192
DELAPAZ (Bo)	116	121	140	117	123	141
ELFEC (Bo)	154	161	185	132	138	159
AES ELETROPAULO (Br)	116	125	152	116	125	152
CEMIG (Br)	159	170	207	159	170	207
CERON (Br)	140	148	197	140	148	197
COELBA (Br)	136	147	202	136	147	202
COPEL (Br)	121	130	182	121	130	182
ELETROACRE (Br)	132	142	189	132	142	189
ELETROBRAS RORAIMA (Br)	108	110	133	108	110	133
LIGHT (Br)	151	162	229	151	162	229
CGE DISTRIBUCIÓN (Cl)	196	196	234	169	169	202
CHILECTRA (Cl)	181	181	215	151	151	180
CHILQUINTA (Cl)	221	221	263	176	176	209
CENS (Co)	163	163	163	163	163	163
CHEC (Co)	201	201	201	201	201	201
CODENSA (Co)	186	186	186	186	186	186
DISPAC (Co)	178	213	213	178	213	213
EDEQ (Co)	187	187	187	187	187	187
EPM (Co)	199	199	199	199	199	199
EPSA (Co)	202	202	202	202	202	202
ESSA (Co)	207	207	207	207	207	207
CNFL (Cr)	212	212	239	208	208	235
ICE (Cr)	370	370	418	254	254	288
EEASA (Ec)	101	101	101	115	115	115
EEQSA (Ec)	99	99	99	101	101	101



Empresa	CLIENTE COMERCIAL Potencia= 10 kW Consumo: 1.000 kWh/mes BT			CLIENTE COMERCIAL Potencia= 10 kW Consumo: 2.000 kWh/mes BT		
	Tarifa Media /US\$/MWh)			Tarifa Media /US\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
	AES CLESA (Sv)	218	218	246	217	217
CAESS (Sv)	207	207	234	207	207	233
DELSUR (Sv)	219	219	247	218	218	246
DEUSEM (Sv)	240	240	271	239	239	271
EEO (Sv)	240	240	271	239	239	270
EEGSA (Gt)	257	257	288	207	207	232
ENERGUATE OCCIDENTE (Gt)	239	239	268	238	238	266
ENERGUATE ORIENTE (Gt)	255	255	285	254	254	284
ANDE (Py)	83	83	92	83	83	92
ELECTROCENTRO (Pe)	180	180	212	180	180	212
ELECTRODUNAS (Pe)	161	161	190	161	161	190
ELECTRONORTE (Pe)	157	157	185	156	156	185
ELSE (Pe)	168	168	199	168	168	198
ENOSA (Pe)	163	163	193	162	162	192
HIDRANDINA (Pe)	153	153	180	152	152	179
LUZ DEL SUR (Pe)	128	128	151	127	127	150
SEAL (Pe)	150	150	178	150	150	177
EDE ESTE (Do)	396	396	396	281	281	281
EDENORTE DOMINICANA (Do)	396	396	396	281	281	281
EDESUR DOMINICANA (Do)	396	396	396	281	281	281
UTE (Uy)	191	191	233	162	162	198
CORPOELEC -1 (Ve)	44	44	49	38	38	43
CORPOELEC -2 (Ve)	34	34	38	28	28	32
CORPOELEC -3 (Ve)	52	52	58	39	39	44
CORPOELEC -4 (Ve)	63	63	71	45	45	50
CORPOELEC -5 (Ve)	68	68	76	45	45	50
CORPOELEC -6 (Ve)	46	46	52	31	31	35
CORPOELEC -7 (Ve)	51	51	57	35	35	39
CORPOELEC -8 (Ve)	25	25	28	24	24	27
CORPOELEC -9 (Ve)	39	39	44	36	36	41

*Observación: La empresa CORPOELEC (Venezuela) participa de este Informe enviando la información de sus tarifas eléctricas correspondientes a las 9 (nueve) zonas de concesión de la empresa, que corresponden a las tarifas de las ex operadoras de dicho país previo a la reorganización y unificación del sector eléctrico venezolano que dio surgimiento a CORPOELEC.*



### c. SECTOR INDUSTRIAL

Empresa	CLIENTE INDUSTRIAL Potencia= 100 kW Consumo: 25 MWh/mes MT			CLIENTE INDUSTRIAL Potencia= 300 kW Consumo: 50 MWh/mes MT		
	Tarifa Media (US\$/MWh)			Tarifa Media (US\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
EDELAP (Ar)	15	16	20	23	25	32
EDEMSA (Ar)	46	52	65	64	72	90
EDEN (Ar)	21	24	30	31	35	43
EDENOR (Ar)	13	14	17	20	21	26
EDES (Ar)	20	22	28	32	36	45
EDET (Ar)	37	42	52	51	59	73
ENERSA (Ar)	39	40	51	49	52	66
EPEC (Ar)	29	34	42	52	58	73
CRE (Bo)	42	44	51	57	60	69
DELAPAZ (Bo)	61	63	73	73	77	88
ELFEC (Bo)	52	54	62	62	65	75
AES ELETROPAULO (Br)	97	104	127	111	119	145
CEMIG (Br)	109	117	143	131	140	171
CERON (Br)	125	132	176	144	152	202
COELBA (Br)	103	110	127	135	145	166
COPEL (Br)	91	97	137	105	113	159
ELETROACRE (Br)	102	109	145	122	131	175
ELETROBRAS RORAIMA (Br)	100	102	123	114	117	141
LIGHT (Br)	121	131	184	142	153	215
CGE DISTRIBUCIÓN (Cl)	134	134	160	155	155	185
CHILECTRA (Cl)	112	112	133	127	127	151
CHILQUINTA (Cl)	122	122	145	141	141	168
CENS (Co)	134	134	134	134	134	134
CHEC (Co)	139	139	139	139	139	139
CODENSA (Co)	122	122	122	122	122	122
EDEQ (Co)	156	156	156	156	156	156
ELECTROHUILA (Co)	111	111	111	111	111	111
EPM (Co)	112	112	112	112	112	112
EPSA (Co)	168	168	168	168	168	168
ESSA (Co)	161	161	161	161	161	161
CNFL (Cr)	152	152	172	222	222	250
ICE (Cr)	111	111	126	142	142	160
EEASA (Ec)	95	95	95	104	104	104
EEQSA (Ec)	90	90	90	99	99	99



Empresa	CLIENTE INDUSTRIAL Potencia= 100 kW Consumo: 25 MWh/mes MT			CLIENTE INDUSTRIAL Potencia= 300 kW Consumo: 50 MWh/mes MT		
	Tarifa Media (US\$/MWh)			Tarifa Media (US\$/MWh)		
	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA	Sin impuestos	Con impuestos excepto IVA	Con impuestos incluido IVA
AES CLESA (Sv)	210	210	237	234	234	264
CAESS (Sv)	184	184	208	197	197	222
DELSUR (Sv)	188	188	213	202	202	228
DEUSEM (Sv)	226	226	255	259	259	293
EEO (Sv)	230	230	259	265	265	299
EEGSA (Gt)	172	172	193	180	180	202
ENERGUATE OCCIDENTE (Gt)	175	175	196	189	189	211
ENERGUATE ORIENTE (Gt)	209	209	234	229	229	256
ANDE (Py)	45	45	49	54	54	59
ELECTROCENTRO (Pe)	127	127	150	-	-	-
ELECTRODUNAS (Pe)	104	104	122	127	127	149
ELECTRONORTE (Pe)	77	77	91	101	101	120
ELSE (Pe)	82	82	96	107	107	127
ENOSA (Pe)	95	95	112	102	102	121
HIDRANDINA (Pe)	74	74	87	109	109	128
LUZ DEL SUR (Pe)	71	71	83	92	92	109
SEAL (Pe)	112	112	133	141	141	166
EDE ESTE (Do)	198	198	198	213	213	213
EDENORTE DOMINICANA (Do)	198	198	198	213	213	213
EDESUR DOMINICANA (Do)	198	198	198	213	213	213
UTE (Uy)	138	138	169	131	131	160
CORPOELEC -1 (Ve)	30	30	33	31	31	35
CORPOELEC -2 (Ve)	29	29	32	26	26	29
CORPOELEC -3 (Ve)	32	32	35	27	27	31
CORPOELEC -4 (Ve)	35	35	39	41	41	46
CORPOELEC -5 (Ve)	40	40	45	47	47	53
CORPOELEC -6 (Ve)	25	25	27	29	29	32
CORPOELEC -7 (Ve)	21	21	23	25	25	28
CORPOELEC -8 (Ve)	25	25	28	24	24	26
CORPOELEC -9 (Ve)	34	34	38	42	42	47

*Observación: La empresa CORPOELEC (Venezuela) participa de este Informe enviando la información de sus tarifas eléctricas correspondientes a las 9 (nueve) zonas de concesión de la empresa, que corresponden a las tarifas de las ex operadoras de dicho país previo a la reorganización y unificación del sector eléctrico venezolano que dio surgimiento a CORPOELEC.*

## 5. CLIENTES LIBRES

El siguiente cuadro identifica la existencia y características requeridas para ser Cliente Libre o No Regulado en cada país, entendiéndose por tal aquel cliente de gran demanda que dada su capacidad negociadora contrata su abastecimiento de energía eléctrica directamente sin aplicación de una tarifa regulada y optando según su preferencia.

País	Cliente Libre	Características requeridas para ser cliente libre
ARGENTINA	Si	<p>En Argentina existen los Grandes Usuarios, definidos de la siguiente forma:</p> <p><b>GUMA (Gran Usuario Mayor):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia Demandada <math>\geq 1</math> MW</li> <li>• Contrato de abastecimiento: pueden contratar mensualmente como mínimo el 50 % de sus necesidades de suministro</li> </ul> <p><b>GUME (Gran Usuario Menor):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia Demandada: 30 a 2.000 kW</li> <li>• Contrato de abastecimiento: pueden contratar el 100% de su demanda con contratos de duración mínima de 6 meses</li> </ul> <p><b>GUPA (Gran Usuario Particular):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia Demandada: 30 a 100 kW</li> <li>• Contrato de abastecimiento: pueden contratar el 100% de su demanda con contratos de duración mínima de 1 año</li> </ul>
BOLIVIA	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia demandada <math>&gt; 1.000</math> kW</li> </ul>
BRASIL	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda <math>\geq 3.000</math> kW y fecha de conexión a la red posterior al 8/7/1995; ó</li> <li>• Tensión de suministro <math>\geq 69</math> kV y fecha de conexión a la red anterior al 8/7/1995</li> <li>• Los consumidores con demanda <math>&gt; 500</math> kW pueden comprar energía a la distribuidora local a tarifa regulada o pueden negociar libremente la compra a generadores de fuentes incentivada (PCHs, térmicas a biomasa o eólicas)</li> </ul>
CHILE	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda <math>&gt; 2.000</math> kW</li> <li>• Clientes con potencia entre 500 kW y 2.000 kW pueden optar por ser libres o regulados. La contratación de su tarifa a precio libre debe ser por un período mínimo de 4 años, para lo cual debe informar a la distribuidora con 12 meses de antelación.</li> </ul>
COLOMBIA	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda máxima de potencia <math>\geq 100</math> kW ó</li> <li>• Consumo <math>\geq 55</math> MWh/mes promedio en los últimos 6 meses</li> </ul>
COSTA RICA	No	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No existe este tipo de clientes, todos los clientes deben comprar la energía eléctrica a la empresa distribuidora que le corresponda a través del pliego tarifario aprobado por el ente regulador.</li> </ul>
ECUADOR	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promedio de Demanda Máxima mensual <math>\geq 650</math> kW, durante los últimos 6 meses y consumo <math>\geq 4.500</math> MWh/año en los últimos 12 meses.</li> </ul>
EL SALVADOR	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En El Salvador los Usuarios Finales no tienen condiciones especiales, pues todos pueden ser comercializados.</li> </ul>
GUATEMALA	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Usuario No Regulado o Gran Usuario es un consumidor cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW), y esta registrado como tal en el Ministerio de Energía y Minas de Guatemala.</li> <li>• En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador). El pago por el uso de la red de distribución ó peaje en función de transportista si está regulado, y está establecido por CNEE en las resoluciones donde se establecen los pliegos tarifarios correspondientes.</li> </ul>
PANAMÁ	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda máxima <math>&gt; 100</math> kW. Sus compras de electricidad pueden realizarse a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas.</li> </ul>
PARAGUAY	No	-
PERÚ	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Demanda máxima anual <math>&gt; 2.500</math> kW</li> <li>• Los Usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor a 200 KW hasta 2.500 kW tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento. (Artículo 3 del Decreto Supremo N° 022-2009-EM)</li> <li>• Los clientes libres con potencia contratada <math>\geq 10</math> MW son denominados Grandes Usuarios.</li> </ul>
REP. DOMINICANA	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia máxima <math>\geq 1.100</math> kW en 2010</li> <li>• Potencia máxima <math>\geq 1.000</math> kW en 2011 y siguientes</li> </ul>
URUGUAY	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia contratada <math>\geq 250</math> kW y conectados a tensiones no menores a 30 kV pueden optar por ser libres o regulados.</li> </ul>
VENEZUELA	Si	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potencia <math>&gt; 5.000</math> kW</li> </ul>

## 6. IMPUESTOS

En este capítulo se exponen los tributos o impuestos que tienen una incidencia directa sobre el precio de venta final de la energía eléctrica. En los países considerados en este informe, se puede observar distintos criterios y porcentajes de aplicación de impuestos. Existen además diferencias dentro de un mismo país dada por la organización del Estado que determinan diferencias en la aplicación y definición de los tributos aplicados. Ejemplo de ello son Argentina y Brasil con una forma republicana federal y cuyos impuestos difieren según las Provincias (Argentina) o Estados (Brasil). En cada caso se consideran los impuestos informados por cada empresa.

### Impuesto al Valor Agregado (IVA)

Argentina, Bolivia, Chile, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Paraguay, Perú y Uruguay aplican IVA a sus clientes con porcentajes que varían desde un 5% (Costa Rica) a un 22% en Uruguay.

El IVA en Brasil (ICMS) es un impuesto estadual, que varía desde un 0% para consumos exentos hasta un 43% según el Estado donde se aplique.

En Argentina, Brasil, Costa Rica y Venezuela se aplican porcentajes de IVA diferenciados según se trate del sector residencial, comercial o industrial. En particular Venezuela no aplica IVA a los consumos residenciales, pero sí a los sectores comercial e industrial. En el resto de los países donde se aplica IVA el porcentaje es similar para todos los sectores.

En Uruguay, a partir de 2014 no se aplica IVA sobre el cargo fijo, pero sí se aplica sobre los demás cargos (potencia y consumo).

En Colombia, Ecuador, Panamá y República Dominicana no se aplica IVA al consumo eléctrico.

### Aplicación de otros impuestos

De los países considerados en este Informe, únicamente Argentina, Bolivia y Brasil aplican otros impuestos en sus facturas, además del IVA. En el caso de Argentina, existen impuestos a nivel nacional y además se aplican tributos provinciales y municipales. Brasil aplica tributos federales que varían mensualmente. Bolivia aplica dos impuestos que se aplican a nivel nacional.

### Cálculo de impuestos – Caso Brasil

En Brasil los impuestos se calculan “por dentro”, a través del siguiente cálculo:

$$\text{Tasa} = \frac{\text{alícuota de PASEP/COFINS} + \text{alícuota de ICMS}}{(1 - \text{alícuota de PASEP/COFINS} + \text{alícuota de ICMS})}$$

A los efectos de los cálculos, dado que se solicitan los cálculos de cada impuesto por separado, se estableció la siguiente metodología para los cálculos:

$$\text{Tasa por PASEP/COFINS} = \frac{\text{alícuota de PASEP/COFINS}}{(1 - \text{alícuota de PASEP/COFINS} + \text{alícuota de ICMS})}$$

$$\text{Tasa por ICMS} = \frac{\text{alícuota de ICMS}}{(1 - \text{alícuota de PASEP/COFINS} + \text{alícuota de ICMS})}$$

País	Aplicación de Impuestos (*)	
	IVA	Otros
ARGENTINA	Residencial: 21% Comerciales e Industriales: 27%	- 0,6% Ley Nº 23681. Destinado a la Prov. De Santa Cruz hasta su interconexión con el Sist. Argentino de Interconexión (SADI) - Impuestos Provinciales y Tasas Municipales difieren en su aplicación según empresa.
BOLIVIA	13%	- 0,90% Tasa de Regulación: a través de este impuesto se financia el funcionamiento de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (Regulador) - 3% Impuesto a las Transacciones: se aplica en todo el territorio nacional al ejercicio de actividades comerciales, industriales, profesionales, negocios etc. realizado por personas y empresas.
BRASIL	ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - Tributo de competencia estatal con alícuotas que varían según el Estado ( <a href="http://abradee.org.br/arquivos/pla_nilha-ICMS.zip">http://abradee.org.br/arquivos/pla_nilha-ICMS.zip</a> ) - La tasa a aplicar por ICMS sobre el total sin impuesto varía según rangos de consumo.	- PIS/PASEP: Programa de Integração Social / Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público: Porcentajes variables mensualmente y por empresa. - COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social: Porcentajes variables mensualmente y por empresa. En las empresas participantes de este informe ambos impuestos se calcularon con un porcentaje del 5 al 7% según la empresa.
CHILE	19%	No aplica
COLOMBIA	No aplica	No aplica
COSTA RICA	Residenciales: 5% para consumos mayores a 250kWh/mes Comerciales e industriales: 13%	No aplica
ECUADOR	No aplica	No aplica
EL SALVADOR	13%	No aplica
GUATEMALA	12%	No aplica
MÉXICO	16%	No aplica
PANAMÁ	No aplica	No aplica
PARAGUAY	10%	No aplica
PERÚ	IGV - Impuesto General a las Ventas: 18%	No aplica
REP. DOMINICANA	No aplica	No aplica
URUGUAY	22%	No aplica
VENEZUELA	Residenciales: No aplica Comerciales e industriales: 12%	No aplica

(\*) En los casos que no se indica sector es porque aplica a todos los sectores.





[secier@cier.org](mailto:secier@cier.org)

Blvr. Gral. Artigas 1040

CP: 11300 - Montevideo, Uruguay

Tel.: (+598) 2709 0611

Fax: (+598) 2708 3193



**REPUBLICA DE COSTA RICA**  
**REGISTRO NACIONAL**  
**CERTIFICACION LITERAL**  
**NUMERO DE CERTIFICACION: RNPDIGITAL-10209109-2018**  
**PERSONA JURIDICA: 3-002-042023**

---

**DATOS GENERALES**

**RAZON SOCIAL O DENOMINACION:** ASOCIACION CAMARA DE INDUSTRIAS DE COSTA RICA  
**ESTADO ACTUAL:** INSCRITA  
**NUMERO DE EXPEDIENTE:** 764 **DOCUMENTO ORIGEN:** TOMO: 296 **ASIENTO:** 7117 **FECHA INSCRIPCION / TRASLADO:** 17/12/2003  
**FECHA PUBLICACION:** 24/07/1974 **DOMICILIO:** NO APLICA EL LAS INSTALACIONES DE LA NUEVA SEDE DE DICHA CAMARA, DEL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD CUATROCIENTOS METROS AL SUR  
**OBJETO/FINES (SINTESIS):** ASOCIAR CON SUJECCION DE LAS LEYES Y A LOS ESTATUTOS A QUIENES DESARROLLEN ACTIVIDADES EMPRESARIALES INDUSTRIALES  
**PLAZO DE LA ENTIDAD JURIDICA:** INICIO: 24/07/1974 **VENCIMIENTO:** \*-NO HAY\*-  
**PRORROGAS EN EL PLAZO DE LA ENTIDAD JURIDICA:** INDEFINIDA

**ADMINISTRACION**

**PLAZO DE DIRECTORES Y/O PRORROGAS:** SERA ADMINISTRADA POR UN PRESIDENTE, VICE PRESIDENTE EJECUTIVO, PRIMER VICEPRESIDENTE, SEGUNDO VICEPRESIDENTE Y TERCER VICEPRESIDENTE, SECRETARIO, PROSECRETARIO, TESORERO, VICETESORERO, Y 13 VOCALES, SIN PRELACION ALGUNA EN EL ORDEN DE SUS NOMBRAMIENTOS Y SU MENCION SE HARA POR EL ORDEN ALFABETICO DE SUS NOMBRES. LOS MIEMBROS DE LA DIRECTIVA SE NOMBRARAN POR UN PERIODO DE DOS AÑOS EN ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA CELEBRADA EN LA PRIMERA QUINCENA DE AGOSTO Y TOMARAN POSESION DE SUS CARGOS EL NUEVE DE AGOSTO, EXCEPTO EL VICEPRESIDENTE EJECUTIVO QUE SE ELEGIRA EN LA MISMA ASAMBLEA ORDINARIA POR UN PERIODO DE UN AÑO. EN LOS AÑOS PARES SE ELEGIRAN: PRESIDENTE, SEGUNDO VICEPRESIDENTE, TESORERO, PROSECRETARIO Y 7 VOCALES, NOMBRAMIENTOS QUE VENCERAN CADA 8 DE AGOSTO DEL AÑO QUE CORRESPONDA. EN LOS AÑOS IMPARES SE ELEGIRAN: PRIMER VICEPRESIDENTE, TERCER VICEPRESIDENTE, SECRETARIO, VICETESORERO Y 6 VOCALES CUYOS CARGOS VENCERAN CADA 8 DE AGOSTO DEL AÑO QUE CORRESPONDA. DE CONFORMIDAD CON EL ARTICULO 40 BIS, SE NOMBRARA UN VICEPRESIDENTE EJECUTIVO QUE SERA NOMBRADO POR UN PERIODO DE UN AÑO; PODRA SER O NO ASOCIADO, DENTRO DE SUS FUNCIONES ESTARA LA DE REPRESENTAR A LA CAMARA EN FOROS EVENTOS, COMISIONES, JUNTAS DIRECTIVAS, Y DEMAS REPRESENTACIONES QUE EL PRESIDENTE EXPRESAMENTE LE DESIGNA. LLEVARA A CABO ADEMÁS LAS FUNCIONES QUE LA JUNTA DIRECTIVA LE DESIGNA. EL VICEPRESIDENTE EJECUTIVO PODRA ESTAR VACANTE CUANDO LA JUNTA DIRECTIVA ASI LO CONSIDERE, EN ESE CASO A PESAR DE LA EXISTENCIA DE LA VACANTE POR RENUNCIA, VENCIMIENTO DEL PLAZO, O CUALQUIER OTRO, NO TENDRA QUE ELEGIR AL SUSTITUTO TEMPORAL NI SOMETER A CONOCIMIENTO DE LA ASAMBLEA DE ASOCIADOS EL NOMBRAMIENTO. LA FISCALIA ESTARA A CARGO DE UN FISCAL NOMBRADO POR UN PERIODO DE DOS AÑOS QUE SE ELEGIRA EN LOS AÑOS PARES.

**REPRESENTACION**

EL PRESIDENTE DE LA CAMARA ES EL REPRESENTANTE JUDICIAL Y EXTRAJUDICIAL DE LA INSTITUCION Y DE CONFORMIDAD CON LAS DISPOSICIONES DE LA LEY, TENDRA LAS FACULTADES DE APODERADO GENERALISIMO SIN LIMITE DE SUMA, PERO PARA VENDER, ENAJENAR O GRAVAR BIENES DE LA CAMARA DEBERA CONTAR CON EL PERMISO DE LA JUNTA DIRECTIVA. EL PRESIDENTE PODRA SUSTITUIR EN TODO O EN PARTE SU MANDATO, REVOCAR SUSTITUCIONES Y HACERLAS DE NUEVO SIN PERDER SU EJERCICIO. IGUALMENTE PODRA NOMBRAR, DESIGNAR Y REVOCAR EL NOMBRAMIENTO DE NUEVOS APODERADOS DE CUALQUIER CLASE Y DENOMINACION, CONFIRIENDOLES EN EL ACTO DE SU DESIGNACION, LAS FACULTADES Y ATRIBUCIONES QUE ESTIME CONVENIENTES Y NECESARIAS. LOS VICE PRESIDENTES SUSTITUIRAN EN SUS AUSENCIAS AL PRESIDENTE EN EL EJERCICIO DE TODAS SUS FUNCIONES, CUANDO EJERZAN TAL SUSTITUCION TENDRAN LAS MISMAS FACULTADES DEL PRESIDENTE.

**NOMBRAMIENTOS**

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VICEPRESIDENTE 03  
**OCUPADO POR:** OSCAR JOSE RODRIGUEZ LOPEZ CEDULA DE RESIDENCIA: 186200094222  
**REPRESENTACION:** REPRESENTACION JUDICIAL Y EXTRAJUDICIAL  
**VIGENCIA:** INICIO: 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VICEPRESIDENTE 02  
**OCUPADO POR:** SERGIO JOSE CAPON BRENES CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0602-0175  
**REPRESENTACION:** REPRESENTACION JUDICIAL Y EXTRAJUDICIAL  
**VIGENCIA:** INICIO: 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** PRESIDENTE  
**OCUPADO POR:** ENRIQUE JAVIER EGLOFF GERLI CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0399-0262  
**REPRESENTACION:** REPRESENTACION JUDICIAL Y EXTRAJUDICIAL  
**VIGENCIA:** INICIO: 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VICEPRESIDENTE 01  
**OCUPADO POR:** RICARDO SOLERA AGUILAR CEDULA DE IDENTIDAD: 2-0287-0140  
**REPRESENTACION:** REPRESENTACION JUDICIAL Y EXTRAJUDICIAL  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** RICARDO SANTIAGO DAPENA RIVERA CEDULA DE IDENTIDAD: 8-0084-0096  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 18/08/2010 **CARGO:** VICEPRESIDENTE EJECUTIVO  
**OCUPADO POR:** MARTA EUGENIA CASTILLO DIAZ CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0634-0867  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 10/08/2010 **VENCIMIENTO:** 09/08/2011

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** ROY GERARDO ROJAS PARKER CEDULA DE IDENTIDAD: 7-0106-0184  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** ANDREI GAGGION AZUOLA CEDULA DE IDENTIDAD: 1-1070-0236  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VICETESORERO  
**OCUPADO POR:** GERARDO ENRIQUE PORRAS GARITA CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0403-0640  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** PROSECRETARIO  
**OCUPADO POR:** MARIA MARCELA DE LA TRINIDAD CHACON CASTRO CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0660-0620  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** EUGENIA MARIA RODRIGUEZ CORRALES CEDULA DE IDENTIDAD: 1-1423-0753  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** MANUEL GRINSPAN FLIKIER CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0437-0313  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** TESORERO  
**OCUPADO POR:** ROLANDO CHARPENTIER RAMIREZ CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0511-0519  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** DENNIS PATRICK WHELAW CEDULA DE RESIDENCIA: 184001372220  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** JORGE ALBERTO CALDERON SUAREZ CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0809-0655  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** MARIA SOLEDAD GUERRA RESTREPO CEDULA DE IDENTIDAD: 8-0062-0110  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** JOHANKA MOHS PORRAS CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0838-0870  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** FRANCISCO JOSE ARIAS CORDERO CEDULA DE IDENTIDAD: 2-0453-0970  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** SECRETARIO  
**OCUPADO POR:** ENRIQUE SABORIO POZUELO CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0685-0132  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** RONALD GERARDO BOLAÑOS MAROTO CEDULA DE IDENTIDAD: 2-0348-0385  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** KEYTH AUXILIADORA ROJAS LORIA CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0787-0853  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2018 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/11/2017 **CARGO:** VOCAL  
**OCUPADO POR:** MOISES DE JESUS HERNANDEZ MENDEZ CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0902-0435  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2017 **VENCIMIENTO:** 08/08/2019

**FECHA DE INSCRIPCION:** 01/10/2018 **CARGO:** FISCAL  
**OCUPADO POR:** PABLO ELIAS MARIANO GURDIAN BOND CEDULA DE IDENTIDAD: 1-0625-0187  
**REPRESENTACION:** NO APLICA  
**VIGENCIA: INICIO:** 29/08/2019 **VENCIMIENTO:** 08/08/2020

**NO TIENE AGENTE RESIDENTE O NO APLICA PARA ESTE TIPO DE PERSONA JURIDICA  
FIN DE LOS NOMBRAMIENTOS O CARGOS DE LA PERSONA JURIDICA**

## **PODERES QUE HA OTORGADO LA PERSONA JURIDICA**

### **INFORMACION DETALLADA O POSIBLES MOVIMIENTOS EN LA CERTIFICACION DEL PODER CORRESPONDIENTE**

**CITAS DE INSCRIPCION DEL PODER:** 2014 - 274988 - 1 - 1 **FECHA:** 10/10/2014  
**TIPO DE PODER:** PODER GENERAL **ESTADO ACTUAL DEL PODER:** INSCRITO

**CITAS DE INSCRIPCION DEL PODER:** 2015 - 12417 - 1 - 1 **FECHA:** 20/01/2015  
**TIPO DE PODER:** PODER GENERAL **ESTADO ACTUAL DEL PODER:** INSCRITO

**NO EXISTEN MAS PODERES OTORGADOS POR LA PERSONA JURIDICA  
NO EXISTE INFORMACION DE AFECTACIONES SOBRE LA PERSONA JURIDICA  
NO EXISTE INFORMACION DE MOVIMIENTOS PENDIENTES SOBRE LA PERSONA JURIDICA**

## **OBSERVACIONES SOBRE LA PERSONA JURIDICA**

**CITAS DE INSCRIPCION:** 1 - 45 - 1 - 130 **FECHA:** 14/01/2004  
**DECLARADA DE UTILIDAD PUBLICA CONFORME A LA LEY**

**NO EXISTEN MAS OBSERVACIONES SOBRE LA PERSONA JURIDICA**

---

ESTA CERTIFICACION, CUYOS DERECHOS ARANCELARIOS FUERON DEBIDAMENTE CANCELADOS, CONSTITUYE DOCUMENTO PUBLICO CONFORME LO ESTABLECEN LOS ARTICULOS 369 DEL CODIGO PROCESAL CIVIL, 5 INCISO D) DE LA LEY DE CERTIFICADOS, FIRMAS DIGITALES Y DOCUMENTOS ELECTRONICOS N.8454, Y EL DECRETO EJECUTIVO N. 35488-J, PUBLICADO EN LA GACETA N. 196, DEL 8 DE OCTUBRE DE 2009. EN DICHO MARCO LEGAL SE ESTABLECE LA OBLIGATORIEDAD DE RECIBIR ESTE DOCUMENTO POR PARTE DE LOS ENTES PUBLICOS Y PRIVADOS, ASI COMO PARA LOS PARTICULARES, EN CASO DE QUE SE LE PRESENTEN PROBLEMAS PARA LA RECEPCION DE ESTE DOCUMENTO Y APLICACION DE SUS EFECTOS LEGALES, SIRVASE COMUNICARLO AL CENTRO DE ASISTENCIA AL USUARIO, TELEFONO. 2202-0888.

ESTIMADO USUARIO, EL REGISTRO NACIONAL LE INDICA QUE EL VALOR DE LA PRESENTE CERTIFICACION FUE ESTABLECIDO POR LA JUNTA ADMINISTRATIVA EN LA SUMA DE DOS MIL CUATROCIENTOS OCHENTA Y DOS COLONES CON CINCUENTA CENTIMOS MAS LOS TIMBRES RESPECTIVOS; NINGUNA PERSONA FISICA O JURIDICA PUEDE VARIAR ESE VALOR.

EMITIDA A TRAVES DEL PORTAL DE SERVICIOS DIGITALES Y CON DATOS CONSULTADOS A UNA REPLICA OFICIAL DE LA BASE DE DATOS DEL REGISTRO NACIONAL, A LAS 08 HORAS 29 MINUTOS Y 26 SEGUNDOS, DEL 18 DE DICIEMBRE DE 2018.  
PODRA SER VERIFICADA EN EL SITIO [www.rnpdigital.com](http://www.rnpdigital.com) DENTRO DE LOS SIGUIENTES 15 DIAS NATURALES.

SI LA CERTIFICACION CONTIENE ALGUNA INCONSISTENCIA EN LA INFORMACION, FAVOR DE CONTACTAR A [rnpdigital@rnp.go.cr](mailto:rnpdigital@rnp.go.cr), PARA DETERMINAR EL ORIGEN DE LA INCONSISTENCIA Y COMPETENCIA DE LA RESOLUCION.