



**ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

**IN RE:** REVISIÓN DE TARIFAS DE LA  
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE  
PUERTO RICO

**NÚM.:** CEPR-AP-2015-0001

**ASUNTO:** Temas para discusión por los  
interventores en sus testimonios

**RESOLUCIÓN**

La evaluación de la Petición de Revisión de Tarifas ("Petición") presentada por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") el 27 de mayo de 2016 contempla diversos asuntos e intereses que deberán ser armonizados para lograr una tarifa justa y razonable, la cual viabilice la operación moderna y eficiente de la Autoridad. Según adelantado mediante Resolución y Orden emitida el 15 de julio de 2016, la Comisión no limitará su análisis a la evaluación matemática de las tarifas propuestas por la Autoridad, sino que realizará un análisis exhaustivo de sus operaciones y desempeño, a la luz de la política pública adelantada por la Ley 57-2014.<sup>1</sup>

La participación adecuada de los interventores es fundamental para la evaluación cabal de la Petición. La determinación final de la Comisión estará fundamentada en la pericia, evidencia e información presentada e intercambiada durante el procedimiento. Las aportaciones de los interventores proveerán herramientas para lograr establecer tarifas que respondan al mejor interés público y permitan encaminar los esfuerzos de modernización del servicio eléctrico.

Debido a la amplia gama de materias, asuntos e intereses que deberán ser analizados al momento de fijar y establecer las tarifas por consumo eléctrico de la Autoridad, la Comisión ha determinado conveniente identificar temas específicos cuya discusión permitirá una mayor profundidad en la evaluación de la Petición. Los temas identificados por la Comisión se anejan a la presente Resolución como Apéndice A. No obstante, el listado aquí provisto no deberá considerarse como una lista exhaustiva. Además de los temas expresamente incluidos en el Apéndice A de esta Resolución, los interventores podrán atender en sus testimonios escritos presentados de antemano aquellos temas que sean de interés para ellos, siempre y cuando sean relevantes al presente procedimiento.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada.

<sup>2</sup> Conforme al Calendario Procesal publicado por la Comisión mediante Resolución y Orden de 12 de agosto de 2016, **los interventores tendrán hasta el 14 de octubre de 2016 para radicar su testimonio escrito presentado de antemano ante la consideración de la Comisión.**

Al radicar sus testimonios escritos presentados de antemano, los interventores deberán observar las siguientes normas:

1. Los testimonios deberán seguir el formato de pregunta y contestación.
2. Todo testimonio deberá ser presentado en letra “Cambria” o “Times New Roman”, tamaño 12, doble espacio y cada línea y página deberá estar enumerada.
3. Deberá identificar claramente el nombre de la persona que provee el testimonio, sus credenciales y la materia específica sobre la cual estará testificando.
4. Todo testimonio deberá estar jurado ante notario público.
5. Versión en formato PDF con capacidad de búsqueda de texto (*searchable PDF*) deberá ser provista a la Comisión y a las demás partes.

Para beneficio de todas las partes involucradas, la Comisión publica la presente Resolución en el idioma español y el idioma inglés. De surgir cualquier discrepancia entre ambas versiones, prevalecerá lo dispuesto en la versión en inglés.

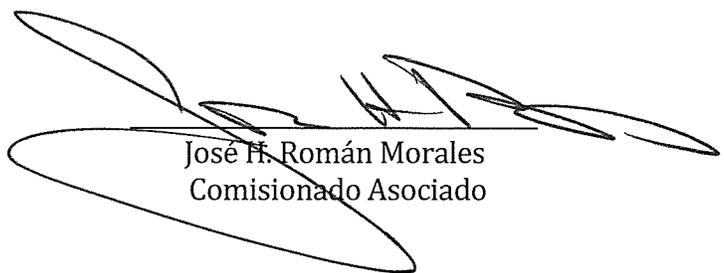
Notifíquese y publíquese.



Agustín F. Carbó Lugo  
Presidente



Ángel R. Rivera de la Cruz  
Comisionado Asociado



José H. Román Morales  
Comisionado Asociado

## CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó el 27 de septiembre de 2016. Certifico, además, que en esta fecha copia de esta Resolución fue notificada mediante correo electrónico a: n-ayala@aepr.com, c-aquino@aepr.com, glenn.rippie@r3law.com, michael.guerra@r3law.com, john.ratnaswamy@r3Law.com, codiot@opic.pr.gov, jperez@oipc.pr.gov, cfl@mcvpr.com, ivc@mcvpr.com, mmuntanerlaw@gmail.com, jfeliciano@constructorespr.net, abogados@fuerteslaw.com, jose.maeso@aae.pr.gov, edwin.quinones@aae.pr.gov, nydinmarie.watlington@cemex.com, aconer.pr@gmail.com,



epenergypr@gmail.com, jorgehernandez@escopr.net, ecandelaria@camarapr.net,  
pga@caribe.net, manuelgabrielfernandez@gmail.com, mreyes@midapr.com,  
agrattfe@agrattlawpr.com, mgrpcorp@gmail.com, attystgo@yahoo.com,  
y maribel.cruz@acueductospr.com.

María del Mar Cintrón Alvarado  
Secretaria

Certifico que la presente es copia fiel y exacta de la Resolución emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico. Certifico, además, que en el día de hoy 28 de septiembre de 2016 he procedido con el archivo de la presente Resolución he enviado copia de la misma a:

**Puerto Rico Electric Power Authority**

Attn.: Nélide Ayala Jiménez  
Carlos M. Aquino Ramos  
P.O. Box 363928  
Correo General  
San Juan, PR 00936-4267

**Rooney Rippie & Ratnaswamy LLP**

E. Glenn Rippie  
John P. Ratnaswamy  
Michael Guerra  
350 W. Hubbard St., Suite 600  
Chicago Illinois 60654

**Oficina Independiente de Protección al Consumidor**

p/c Lcdo. José A. Pérez Vélez  
Lcda. Coral M. Odio Rivera  
268 Hato Rey Center  
Suite 524  
San Juan, Puerto Rico 00918

**Sunnova Energy Corporation**

p/c McConnell Valdés, LLC  
Lcdo. Carlos J. Fernández Lugo  
Lcdo. Ignacio J. Vidal Cerra  
PO Box 364225  
San Juan, Puerto Rico 00936-4225

**Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico**

p/c Lcda. Maribel Cruz De León  
PO Box 7066  
San Juan, Puerto Rico 00916

**Autoridad Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico**

Lcdo. Pedro Santiago Rivera  
305 Calle Villamil, 1508  
San Juan, PR 00907

**Asociación de Constructores de Puerto Rico**

p/c Lcdo. José Alberto Feliciano  
PO Box 192396  
San Juan, Puerto Rico 00919-2396

**Asociación de Hospitales de Puerto Rico**

p/c Lcda. Marie Carmen Muntaner Rodríguez  
470 Ave. Cesar González  
San Juan, Puerto Rico 00918-2627



**Asociación de Constructores de Puerto Rico**

p/c Lcdo. José Alberto Feliciano  
PO Box 192396  
San Juan, Puerto Rico 00919-2396

**Oficina Estatal de Política Pública Energética**

p/c Ing. José G. Maeso González  
Lcdo. Edwin J. Quiñones Porrata  
P.O. Box 41314  
San Juan, Puerto Rico 00940

**Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico**

p/c Edward Previdi  
PO Box 16714  
San Juan, Puerto Rico 00908-6714

**Cámara de Comercio de Puerto Rico**

p/c Eunice S. Candelaria De Jesús  
PO Box 9024033  
San Juan, Puerto Rico 00902-4033

**Cámara de Mercadeo, Industria y Distribución de Alimentos**

p/c Lcdo. Manuel R. Reyes Alfonso  
#90 Carr. 165, Suite 401  
Guaynabo, Puerto Rico 00968-8054

**Grupo Windmar**

p/c Lcdo. Marc. G. Roumain Prieto  
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso  
San Juan, Puerto Rico 00909

**Asociación de Hospitales de Puerto Rico**

p/c Lcda. Marie Carmen Muntaner  
Rodríguez  
470 Ave. Cesar González  
San Juan, Puerto Rico 00918-2627

**CEMEX de Puerto Rico, Inc.**

p/c Enrique A. García  
Lcda. Nydin M. Watlington  
PO Box 364487  
San Juan, Puerto Rico 00936-4487

**Energy & Environmental Consulting Services Corp.**

Jorge Hernández, PE, CEM, BEP  
560 C/ Aldebarán, Urb. Altamira  
San Juan, Puerto Rico 00920

**Asociación de Industriales de Puerto Rico**

p/c Manuel Fernández Mejías  
2000 Carr. 8177, Suite 26-246  
Guaynabo, Puerto Rico 00966

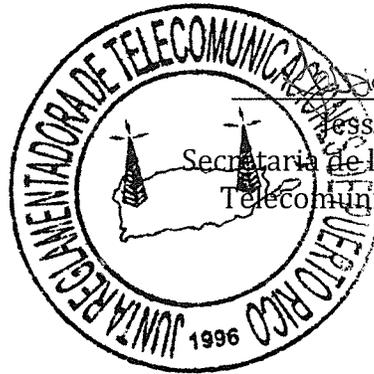
**Instituto de Competitividad y sostenibilidad Económica de Puerto Rico**

p/c Lcdo. Fernando E. Agrait  
701 Ave. Ponce de León  
Edif. Centro de Seguros, Suite 401  
San Juan, Puerto Rico 00907

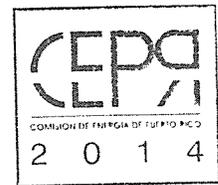
**Centro Unido de Detallistas, Inc.**

Lcdo. Héctor Fuertes Romeu  
PMB 191 – PO Box 194000  
San Juan, Puerto Rico 00919-4000

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 28 de septiembre de 2016.



*Jessica Fuster Rivera*  
\_\_\_\_\_  
Jessica Fuster Rivera  
Secretaria de la Junta Reglamentadora de  
Telecomunicaciones de Puerto Rico



**Apéndice A – Listado de Temas**  
**In Re: Revisión de Tarifas de la AEE**  
**CEPR-AP-2015-0001**

**A. Requisito de Ingresos (*Revenue Requirement*)**

1. ¿Es el aumento de aproximadamente \$222 millones en el requisito de ingreso propuesto por la Autoridad justo y razonable?
2. ¿Debe el requisito de ingreso (*revenue requirement*) incluir las inversiones de capital a razón de dólar por dólar (*dollar-for-dollar basis*)?
3. ¿Es apropiado el costo de deuda (*cost of debt*) estimado por la Autoridad?
4. ¿Qué razón de cobertura del servicio de la deuda (*debt service coverage ratio*) debe utilizar la Autoridad?
5. ¿Es el año de prueba (*test year*) propuesto por la Autoridad, el cual consiste de 12 meses de resultados reales, razonable?
6. ¿Son los ajustes al año de prueba (*test year*) propuestos por la Autoridad justos y razonables?
7. ¿Es el requisito de ingreso total de aproximadamente \$3.426 mil millones y la tarifa base propuesta por la Autoridad justa y razonable?
8. ¿Son los ingresos y cotos operacionales propuestos por la Autoridad justos y razonables?
9. ¿Son los costos por concepto de compra de energía propuestos por la Autoridad justos y razonables?

**B. Distribución del Requisito de Ingresos (*Revenue Requirement Allocation*)**

1. ¿Es la distribución del requisito de ingreso propuesto por la Autoridad razonable?
2. ¿Es el estudio de costos del servicio (*Cost of Service Study*) confiable? ¿Cómo debe la Comisión atender la problemática de distribuir el requisito de ingreso entre las distintas clases de clientes?
3. ¿Existe fundamento para concluir que la distribución entre clases, en ¢/kWh, vigente para el año 2014 es apropiada?



<b>Clase de Cliente</b>	<b>Tarifa Promedio - 2014</b>
GRS	\$0.268
GSS	\$0.297
GSP	\$0.275
GST	\$0.229
LIS	\$0.212
Alumbrado Público no medido, excluyendo Cargos por Equipo	\$0.263

4. ¿Cómo debe la Comisión balancear los ingresos recuperados por clase a través de la tarifa provisional al momento de establecer la distribución final del requisito de ingreso entre las distintas clases?
5. ¿Debe distribuirse el cargo no-volumétrico incluido en los costos de AES y EcoEléctrica a través de las clases de clientes en proporción al consumo energético de cada clase, al consumo energético en un periodo específico, la contribución de éstas a las horas de mayor demanda, o alguna otra consideración?
6. ¿Es razonable la distribución del costo de alumbrado público propuesto por la Autoridad?

### **C. Condición Financiera de la Autoridad**

1. ¿Debe la Comisión autorizar a la Autoridad recuperar a través de sus tarifas todos los costos que la Comisión determine son justos y razonables? De su contestación ser no, ¿por qué?
2. ¿Qué impacto tendría en la Autoridad el que la tarifa aprobada por la Comisión no sea suficiente para cubrir los costos relacionados a su operación y financiamiento?
3. ¿Debe la Comisión autorizar una tarifa que permita a la Autoridad generar ingresos suficientes para mejorar su condición financiera, incluyendo su calificación crediticia? De no ser así, ¿qué mecanismos podría utilizar la Comisión para permitir a la Autoridad tener acceso nuevamente a los mercados financieros?
4. Si la Autoridad continúa sin poder acceder a los mercados de financiamiento:
  - a. ¿Deben los consumidores proveer a través de las tarifas los fondos necesarios para cumplir con las inversiones de capital y mantenimiento de la Autoridad?

- b. De su contestación ser no, ¿qué medidas se podrán tomar para que la Autoridad reciba los fondos necesarios para continuar su operación?
5. ¿Qué efecto tendría en Puerto Rico el cese total o parcial de operaciones de la Autoridad?
6. ¿Debe la Autoridad depender únicamente de los fondos que genera a través de las tarifas que pagan sus clientes o debe la Autoridad procurar mecanismos de financiamiento como la emisión de bonos para cubrir los costos de inversión de capital?

#### **D. Diseño Tarifario (*Rate Design*)**

1. En el caso específico de la clase de clientes por la cual aboga, ¿existe algún componente específico de la tarifa (como por ejemplo, cargo por servicio, cargo por energía, cargo por demanda) que debe ser re-balanceado en el presente procedimiento, en lugar de algún procedimiento de diseño tarifario posterior?
2. En el caso específico de la clase de clientes por la cual aboga, si la Comisión determinara aumentar la porción del requisito de ingreso asignada a dicha clase, ¿cuáles de los componentes de la tarifa debería aumentar?
3. En el caso específico de la clase de clientes por la cual aboga, si la Comisión determinara disminuir la porción del requisito de ingreso asignada a dicha clase, ¿cuáles de los componentes de la tarifa debería disminuir?
4. ¿Cuál debería ser el mecanismo de recobro de los costos por compra de combustible y compra de energía de la Autoridad? ¿Deben modificarse las cláusulas de ajuste por compra de combustible y compra de energía propuestas por la Autoridad? De su contestación ser si, ¿qué modificaciones se deberían realizar?
5. ¿Existe alguna desventaja en transferir una porción base de los costos por compra de energía y combustible a la tarifa base, y recuperar cualquier diferencia entre la porción base y el costo real a las cláusulas de ajuste por compra de energía y ajuste de compra por combustible, según propuesto por la Autoridad?

#### **E. Contribución en Lugar de Impuestos (“CELI”)**

1. ¿Es el cómputo de la CELI propuesto por la Autoridad razonable?
2. ¿Debe distribuirse la CELI entre todas las clases de clientes? De su contestación ser no, ¿qué clases deben estar exentas de dicho cargo? ¿Por qué?

3. ¿Cómo debe recuperarse de los clientes de medición neta cubiertos por la cláusula de derecho adquirido (periodo de gracia de 20 años a partir de la aprobación de la ley, *grandfathered*) dispuesta en el Artículo 29 de la Ley 4-2016 el costo asociado a la CELI? ¿Debe recuperarse de su consumo bruto, de la energía suplida por la Autoridad, de su consumo neto, o de algún otro método para calcular consumo?
4. ¿Cómo debe recuperarse de los clientes de medición neta no cubiertos por la cláusula de derecho adquirido (*non-grandfathered*) dispuesta en el Artículo 29 de la Ley 4-2016 el costo asociado a la CELI? ¿Debe recuperarse de su consumo bruto, de la energía suplida por la Autoridad, de su consumo neto, o de algún otro método para calcular consumo?
5. ¿Deben aquellos clientes con sistemas de generación detrás del contador (*behind-the-meter*) que no exportan energía a la Autoridad ser tratados igual que clientes de medición neta para propósitos de la aplicación de la CELI?

#### F. Subsidios

1. ¿Debe distribuirse el costo de subsidios entre todas las clases de clientes? De su contestación ser no, ¿qué clases deben estar exentas de dicho cargo?
2. ¿Cómo debe recuperarse de los clientes de medición neta cubiertos por la cláusula de derecho adquirido (*grandfathered*) dispuesta en el Artículo 29 de la Ley 4-2016 los costos asociados a subsidios? ¿Debe recuperarse de su consumo bruto, de la energía suplida por la Autoridad, de su consumo neto, o de algún otro método para calcular consumo?
3. ¿Cómo debe recuperarse de los clientes de medición neta no cubiertos por la cláusula de derecho adquirido (*non-grandfathered*) dispuesta en el Artículo 29 de la Ley 4-2016 los costos asociados a subsidios? ¿Debe recuperarse de su consumo bruto, de la energía suplida por la Autoridad, de su consumo neto, o de algún otro método para calcular consumo?
4. ¿Deben aquellos clientes con sistemas de generación detrás del contador (*behind-the-meter*) que no exportan energía a la Autoridad ser tratados igual que clientes de medición neta para propósitos de la distribución de costos de subsidios?
5. ¿Cuáles de los subsidios identificados por la Autoridad en los *Schedules E-8 y L-2 Supp* deben ser considerados como subsidios a ser distribuidos entre todas las clases de clientes? Por ejemplo, ¿deben los siguientes cargos ser considerados subsidios? ¿Por qué?
  - a. Tarifa análoga para iglesias y facilidades de beneficio al público.



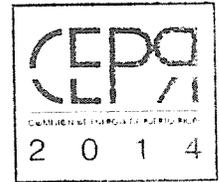
- b. Tarifa Agrícola (GAS)
  - c. Tarifa para áreas comunes en condominios residenciales
  - d. Tarifa Especial de la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados
6. ¿Cuáles subsidios de los identificados por la Autoridad en los *Schedules* E-8 y L-2 Supp están sujetos a discreción de la Comisión? ¿Por qué?
  7. ¿Deben incluirse todos los subsidios identificados por la Autoridad en los *Schedules* E-8 y L-2 Supp como parte de una cláusula de ajuste?
  8. ¿De determinarse incluirlo en una cláusula de ajuste, con cuanta frecuencia debe ajustarse el cargo por subsidios?

#### **G. Tarifas por Tiempo de Uso (TOU) y Asuntos Relacionados**

1. ¿Debe la Comisión mantener las tarifas TOU disponibles para nuevos clientes hasta que la Comisión concluya un procedimiento exhaustivo de diseño tarifario?
2. ¿Cómo debe la Comisión atender la determinación de los periodos de precios para las tarifas TOU y los diferenciales de precios?
3. ¿Existe alguna razón para entender que tarifas por temporada serán apropiadas en Puerto Rico? De ser así, ¿qué meses serían considerados meses de alto precio?

#### **H. Consumidores de Bajos Recursos**

1. ¿Son apropiados los descuentos contemplados en las tarifas LRS, RH3 y en algunas categorías de clientes en la tarifa GRS?
  - a. ¿Es la cantidad agregada de los descuentos (en millones de dólares) apropiada tomando en consideración la condición económica de otros clientes residenciales, comerciales y públicos?
  - b. ¿Es apropiada la estructura de cada uno de los descuentos antes descritos?
    - i. ¿Son razonables los criterios de elegibilidad?
    - ii. ¿Deben distribuirse los descuentos a través de más o menos kWh?
  - c. ¿Es la distribución de los descuentos entre las tres categorías de tarifas apropiada? De su contestación ser no, ¿cómo se debería re-distribuir los descuentos entre las tres categorías de tarifas?

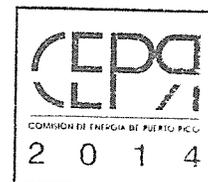


## I. Generación Distribuida y Energía Renovable

1. ¿Qué porción de las tarifas al detal, si alguna, debe ser inevitable a través de la generación detrás del contador (*behind-the-meter generation*)?
  - a. ¿Debe esto variar dependiendo del tipo de generación (ej. renovables v. no-renovables)?
  - b. ¿Debería esto variar, dependiendo de si el cliente elige exportar energía a la Autoridad (ej. hacer uso de medición neta) o solo reducir su consumo?
2. ¿Cómo debe la Comisión atender controversias relacionadas a la evasión de costos a causa de la generación detrás del contador (*behind-the-meter generation*)?
3. ¿Existen elementos particulares del diseño tarifario (ej. cargos mensuales fijos, cargos por demanda) que considera son irrazonablemente onerosos para la generación detrás del contador (*behind-the-meter generation*)?
  - a. ¿Hay alguna diferencia si la generación es renovable o no-renovable?
4. En el caso de abogar a nombre de los desarrolladores de generación detrás del contador (*behind-the-meter generation*):
  - a. ¿Qué tarifa al detal es necesaria para lograr que su tecnología sea comercialmente viable para distintos tamaños y tipos de instalación?

## J. Mecanismo de Ajuste Automático (*Formula Rate Mechanism*)

1. De aplicarse un mecanismo de ajuste automático, ¿cuál debe ser el término de tiempo entre cada ajuste? ¿Por qué?
2. ¿Es el establecimiento de un mecanismo de ajuste automático apropiado para Puerto Rico, tomando en consideración el contexto actual? ¿Por qué?
3. ¿Provee un mecanismo de ajuste suficientes incentivos para la Autoridad mejorar su desempeño y controlar sus costos?
4. ¿Qué beneficios o desventajas derivaría el consumidor de adoptarse un mecanismo de ajuste automático?
5. ¿Provee un mecanismo de ajuste automático suficiente oportunidad para la Comisión supervisar y fiscalizar el uso de fondos de la Autoridad?
6. ¿Qué modificaciones, si alguna, mejorarían el mecanismo de ajuste automático propuesto por la Autoridad?



## **K. Costos Operacionales e Inversiones de Capital**

1. ¿Son razonables los esfuerzos identificados por la Autoridad para mejorar el procedimiento de cobro de facturas y reducir pérdidas no-técnicas, incluyendo el hurto de energía? ¿Por qué?
2. ¿Son razonables los esfuerzos realizados por la Autoridad para reducir ineficiencias operacionales, mejorar el servicio al cliente y lograr ahorros en su presupuesto operacional? ¿Por qué?
3. ¿Ha demostrado la Autoridad que las inversiones capitales propuestas y estimadas para los años fiscales 2017, 2018 y 2019 son consistentes con el PIR aprobado por la Comisión?
4. ¿Qué elementos, si alguno, de los costos capitales y operacionales propuestos por la Autoridad, son inconsistentes con el PIR aprobado por la Comisión?
5. ¿Los acuerdos de compraventa de energía de la Autoridad actualmente vigentes reflejan una estructura de planificación de recursos y un proceso de compras razonable?
6. ¿Son los costos por combustible identificados por la Autoridad consistentes con las condiciones del mercado actuales?
7. ¿Cómo debe la Comisión atender costos capitales u operacionales que determine fueron incurridos de forma imprudente?
8. ¿Debe la Comisión mantener mayor control sobre las inversiones capitales a corto plazo de la Autoridad? De su contestación ser sí, ¿cómo puede la Comisión lograrlo?