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 relacionados a distribución de costos, distribución de ingresos y diseño tarifario a ser atendidos en el primer procedimiento de revisión de tarifas de la Autoridad.

RESOLUCIÓN

I. Introducción

La Sección 6A de la Ley 83[1] y el Artículo 6.25 de la Ley 57-2014[2] requieren que la Comisión de Energía de Puerto Rico ("Comisión") emita una determinación final en relación a la Petición de Revisión de Tarifas ("Petición") presentada por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") dentro del término de ciento ochenta (180) días desde que la Comisión determine que la Petición estaba completa para propósitos del Reglamento 8720.[3] La Comisión determinó que la Petición de la Autoridad estaba completa el 15 de julio de 2016. Consecuentemente, de conformidad con la Ley 83 y la Ley 57-2014, la Comisión debe emitir su determinación final no más tarde del 11 de enero de 2017.[4]

Tratándose del primer procedimiento de revisión y análisis detallado de las tarifas de la Autoridad realizado por un ente regulatorio independiente, el presente procedimiento requiere que la Autoridad, la Comisión y los interventores revisen y analicen una amplia gama de información relacionada a distintas áreas de las operaciones y servicios de la Autoridad. El limitado término provisto por la Ley 83 y la Ley 57-2014 para la Comisión emitir su determinación final y el hecho de que tal análisis exhaustivo no ha sido realizado en el pasado representan retos únicos para este procedimiento.

Para completar este procedimiento dentro del término de tiempo provisto, la Comisión debe tomar la difícil decisión de determinar aquellos asuntos para los cuales la Comisión podrá de forma responsable emitir una determinación final en o antes del 11 de

---

[1] Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1041, según enmendada, conocida como la Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.
[2] Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico, según enmendada.
[3] Nuevo Reglamento sobre Requisitos de Presentación para el Primer Procedimiento de Revisión de Tarifas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.
[4] *Véase* Resolución y Orden del 15 de julio de 2016. La Petición de la Autoridad fue presentada el 27 de mayo de 2016. El 13 de junio de 2016, la Comisión emitió una Resolución y Orden identificando ciertas deficiencias en la Petición de la Autoridad y le otorgó a ésta la oportunidad de remediar dichas deficiencias.

enero de 2017, y aquellos asuntos que deberán ser diferidos a un procedimiento separado que ha de comenzar una vez concluido el presente procedimiento. Como mínimo, la Comisión deberá: (a) determinar el requisito de ingreso apropiado (es decir, el número de dólares que la Autoridad deberá recibir para cubrir sus costos durante un año); (b) distribuir dicho requisito de ingreso a través de las distintas categorías de clientes; (c) determinar, para cada categoría de clientes, la "tarifa permanente"[5] a través de un diseño tarifario apropiado; y (d) requerir la reconciliación de dicha tarifa permanente con la "tarifa provisional" aprobada por la Comisión mediante Orden del 27 de junio de 2016. Los cuatro (4) pasos antes descritos representan los pasos con los que deberá cumplir la Comisión para establecer tarifas que sean justas y razonables y no discriminatorias.

La Petición de la Autoridad y los testimonios presentados por los interventores arrojan luz en la complejidad de los asuntos que rodean este procedimiento y demuestran la necesidad de un análisis detallado y minucioso, específicamente en aquellas áreas relacionadas a la distribución de costos y diseño tarifario. La insuficiencia de la información provista por la Autoridad y las discrepancias que han surgido durante el procedimiento de descubrimiento de prueba, en especial aquellas relacionadas a la distribución de costos y diseño tarifario, combinado con el limitado periodo de tiempo establecido por la Ley 83 y la Ley 57-2014, no permiten a la Comisión realizar el análisis requerido y necesario para distribuir la responsabilidad de costos y diseñar tarifas con la precisión que la Comisión desea realizar.

La Comisión, por lo tanto, determina que es en el mejor interés público y del consumidor de servicio eléctrico asegurar que el tiempo y los recursos necesarios para lograr una tarifa justa y razonable sean asignados adecuadamente a aquellos asuntos que requieren mayor tiempo del que está disponible. A tales efectos, mediante la presente resolución, la Comisión identifica aquellos asuntos relacionados a la distribución de costos y diseño tarifario que serán atendidos en el presente procedimiento y aquellos que serán diferidos a un procedimiento separados que ha de comenzar luego de concluido el presente procedimiento.

No obstante, la presente Resolución no deberá ser interpretada como que establece que la Comisión no atenderá asunto alguno relacionad a la distribución de costos y diseño tarifario. La resolución final y orden de la Comisión en este procedimiento atenderá aquellos asuntos para los cuales la evidencia presentada por la Autoridad y los interventores es suficiente para sustentar una conclusión responsable de que las tarifas serán justas y razonables. Lo que la Comisión no hará es emitir una resolución basada en evidencia insuficiente o sin el beneficio de contar con estudios confiables y exhaustivos, y cuyo resultado sea la aprobación de tarifas discriminatorias e irrazonables.

---

[5] El término "tarifa permanente" no se refiere a que dicha tarifa no es susceptible de cambios, sino que la misma no será alterada hasta tanto la Comisión determine lo contrario mediante un procedimiento de revisión de tarifas posterior.

CEPR
COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO
2014

La Parte II de esta Resolución detalla los asuntos que serán diferidos a un procedimiento posterior, mientras que la Parte III detalla aquellos asuntos que serán atendidos en el presente procedimiento. La Parte IV provee una lista de preguntas relacionadas a los temas de distribución de costos y diseño tarifario que son relevantes a las determinaciones que la Comisión desea realizar en el presente procedimiento.

II. Asuntos a ser diferidos para luego del 11 de enero de 2017.

A. Distribución de costos y la metodología del estudio de costos de servicio.

El propósito de un estudio de costos de servicio ("COSS", por sus siglas en inglés) es proveer las bases de costos para distribuir el requisito de ingresos de una compañía a través de las distintas categorías de clientes. Un COSS razonable requiere la entrada de múltiples datos, presunciones y cómputos. Éstos incluyen:

1. Data sobre la demanda del cliente durante distintas etapas del día, semana, mes y año;

2. La separación de inversiones en distribución a través de tipos de equipos, tales como, subestaciones, postes, transformadores y líneas de distribución, los cuales normalmente son distribuidos de forma separada una de la otra, toda vez que cada categoría de cliente utiliza cada uno de los equipos de forma distinta;

3. La fracción de las inversiones en distribución necesarias por el número de clientes, contrario a por niveles de demanda;

4. Identificar las fracciones de inversiones en distribución requeridas solo por clientes que se sirven de voltaje secundario, contrario a voltaje primario;[6]

5. La porción de los costos fijos de generación incurridos para reducir los costos de energía, contrario a la porción incurrida para servir la demanda;

6. Pérdidas en los sistemas de líneas de transmisión y distribución durante horas pico y durante el curso del año, por niveles de voltaje;

---

[6] El Sistema de distribución primaria de la Autoridad está compuesto de aproximadamente 300 subestaciones que transforman energía a voltaje de transmisión (sobre 35,000 voltios) y la reducen a voltaje de 4,160, 8,320 o 13,200 voltios, al igual que está compuesto de las líneas primarias que transportan energía de la subestación a cada uno de los clientes, típicamente a una distancia de varia millas. Algunos clientes comerciales e industriales se sirven directamente de las líneas primarias, pero todos los clientes residenciales y usuarios de luminaria pública y el 90% de los clientes comerciales e industriales se sirven de voltaje secundario menor a 600 voltios. Para proveerle servicio a estos clientes secundarios, la Autoridad utiliza transformadores y líneas secundarias para transportar energía del transformador al cliente.

CEPR
COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO
2014

7. La medida en la que la demanda en diversas horas del año contribuye a las necesidades de inversiones en generación, transmisión y distribución necesarias para proveer servicio durante las horas pico;

8. La contribución de cada categoría de cliente a la demanda durante horas pico y críticas.

Aunque la Petición de la Autoridad incluye un COSS, la información de apoyo provista es insuficiente para la Comisión emitir una determinación sobre la razonabilidad de los resultados incluidos en el COSS. Como parte del *Schedule* G-1, la Autoridad presentó información de demanda eléctrica que identificó como la demanda pico no coincidente (*non-coincident peak load*) para cada categoría de cliente para los meses del año fiscal 2014. Las respuestas de la Autoridad a los requerimientos de información de la Comisión revelan ciertas preocupaciones. A modo de ejemplo, la información provista para varias categorías de clientes provienen de distintos años y, en algunos casos, la información fue simulada y no corresponde a información real.[7] Además, la Autoridad no ha realizado un estudio formal de demanda, ni ha explicado como estimó la demanda para la mayoría de las categorías de clientes.[8] El 22 de julio de 2016, la Comisión emitió una Orden en la cual le requirió a la Autoridad que proveyera información de demanda específica para cada categoría de cliente. La Autoridad aún no ha provisto dicha información para algunas categoría de clientes, incluyendo aquellos clientes comerciales que se sirven de voltaje de distribución primario (tarifa GSP) y los clientes que se sirven de voltaje de transmisión (tarifa GST).

El procedimiento de descubrimiento de prueba también ha revelado preocupaciones adicionales. Presunciones y determinaciones importantes realizadas por la Autoridad carecen de suficiente explicación, como, por ejemplo, (a) la separación de distribución entre equipos primarios y secundarios[9]; (b) la determinación de distribuir costos para cada categoría de cliente basado en una sola hora de demanda pico en un solo mes, en lugar de basarse en varias horas o varios meses;[10] (c) distribuir los costos fijos de generación basado en un distribuidor de Promedio y Exceso de Demanda (*Average and Excess Demand allocator*), en lugar de utilizar la demanda estimada de cada categoría de cliente;[11] (d) distribuir los costos de generación a base de aproximaciones de la demanda pico no coincidente (*non-coincident peak load*) por categoría de cliente, en lugar de utilizar

---

[7] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CEPR-PC-04-21(a) incluida en el 6to Requerimiento de Información de la Comisión.

[8] Un estudio de demanda envuelve seleccionar una muestra representativa de clientes de cada categoría de clientes, recopilar un año o más de información por hora para cada clientes, y ponderar dichos resultados para determinar la curva de demanda para toda la categoría.

[9] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CEPR-PC-02-31 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión.

[10] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CEPR-PC-02-03 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión.

[11] *Id.*

el método más tradicional de estimar la contribución de cada clase a la demanda pico coincidente del sistema (*system coincident peak load*);[12] y (e) utilizar un método no-tradicional para computar el Promedio y Exceso de Demanda (*Average and Excess Demand*).[13]

Finalmente, la Autoridad reconoció desde temprano en el procedimiento que su COSS contenía errores de cómputo.[14] La Autoridad aún no ha provisto una versión corregida del COSS.

B. Estudio de Costos Marginales

El diseño tarifario propuesto por la Autoridad se basa en los resultados de un estudio de costos marginales. El propósito de un estudio de costos marginales es guiar el diseño de las tarifas, de forma que las señales a los clientes dirigidas a incentivar la reducción en consumo (en total o durante periodos específicos) refleje los costos futuros que resultan de su consumo. Un estudio de costos marginales es comúnmente utilizado para sustentar decisiones relacionadas a: (a) si las tarifas de energía deben aumentar o disminuir según el nivel de consumo; (b) el tamaño de los diferenciales utilizados para las tarifas *Time-of-Use* (TOU); y (c) la forma más adecuada para establecer tarifas que recuperen los costos relacionados a la demanda pico.[15] La Autoridad descansó en el estudio de costos marginales para sustentar su propuesta para el diseño de las tarifas de energía distribuida y medición neta, el ajustador de retención de demanda (*load-retention rider*), rechazar la implementación de tarifas TOU y por temporada, y eliminar el cargo de energía invertida (*inverted energy charge*) incluido en la tarifa GRS.

El estudio de costos marginales de la Autoridad, según presentado, no provee base adecuada para la Comisión emitir una determinación en cuanto a las propuestas realizadas por la Autoridad. La determinación de la Autoridad de distinguir entre proyectos necesarios para servir de forma confiable la demanda existente y proyectos necesarios para servir el aumento en demanda generan importantes preocupaciones. Tomando en consideración la disminución de demanda de la Autoridad, junto con las expectativas de la Comisión de que los esfuerzos de eficiencia energética jugarán un papel importante de cara al futuro,[16] tales proyectos que pueden ser evitados a través de reducciones en demanda

---

[12] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CEPR-PC-02-06 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión.

[13] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CEPR-PC-02-01 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión.

[14] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a las preguntas CEPR-PC-02-02 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión y la Pregunta CEPR-PC-08-01, incluida en el 11mo Requerimiento de Información de la Comisión.

[15] El testimonio presentado por la Autoridad en apoyo a su propuesta de diseño tarifario establece que "el nuevo diseño utiliza, en parte, los resultados del estudio de costos marginales (PREPA Ex. 9) [...] como guía para alinear componentes específicos de las tarifas con los costos marginales" (PREPA Ex. 4.0, líneas 49-52).

[16] Véase, Resolución Final y Orden sobre el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002 (23 de septiembre de 2016), Parte VI.D y VII.B.1(k).

CEPA
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO
2014

podrían ser de mayor relevancia que aquellos dirigidos a atender un hipotético aumento en demanda. Este problema se manifiesta en el análisis de la Autoridad sobre la sincronización de los aumentos marginales en capacidad de generación y el alcance de los aumentos marginales en transmisión y distribución.

En cuanto a generación, la Autoridad asume que la demanda de sus clientes no afectará sus costos de capacidad de generación hasta luego del año 2035, toda vez que no se estima que se lleve a cabo aumento en capacidad de generación como producto de aumentos en demanda durante los próximos veinte (20) años de planificación. Dicha presunción está en conflicto con lo dispuesto por la Comisión en su Resolución Final y Orden sobre el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad el cual autoriza a la Autoridad a planificar la construcción de hasta tres unidades de ciclo combinado las cuales entrarían en servicio tan temprano como el año 2020. Similarmente, la Autoridad asume que cualquier aumento o reducción en demanda no tendrá efecto sobre las inversiones en transmisión durante los próximos veinte (20) años, aun cuando la Autoridad ha establecido que varios de los proyectos de transmisión propuesto son requeridos para asegurar la capacidad de servir aumentos en demanda. En el caso de distribución, la Autoridad reconoce que algunos proyectos locales son requeridos para servir áreas específicas que han experimentado aumentos en demanda, pero no incluye los costos asociados a alguno de estos proyectos en las categorías de "mejoras para asegurar capacidad para aumentos en demanda" y "construcción de nuevas líneas para aumentar confiabilidad". La Autoridad también excluye la mitad de la categoría de costos de "expansión para aumentos en demanda" a base de que la Autoridad cobraría a los clientes por estas inversiones directamente, en vez de a través de sus tarifas.[17]

Otras áreas de preocupación relacionadas al estudio de costos marginales incluyen: (a) la Autoridad no proveyó suficiente evidencia para justificar utilizar estimados de la pérdida promedio o marginal en las líneas, por nivel de voltaje o periodo de tiempo, para demanda pico de energía; y (b) la distribución de costos que considera como relacionados a demanda pico a las horas fuera de demanda pico.

C. Otros asuntos de diseño tarifario

Al igual que en el caso del COSS y el estudio de costos marginales, las mismas preocupaciones sobre la data, presunciones y los cómputos utilizados por la Autoridad impiden a la Comisión realizar una determinación final en cuanto a los siguientes asuntos:

1. *Bloques Inclinados para Tarifas Residenciales*: Una tarifa de bloque inclinado puede ser justificada si clientes más pequeño tienen curvas de demanda menos costosas que clientes de mayor tamaño, o si el costo marginal de generación y capacidad, más transmisión, distribución y pérdidas, exceden el costo promedio comprendido a ser recuperado a través de cargos por energía. Ni la información

[17] *Véase*, PREPA Ex. 9.0, líneas 307-327.

CEPR
COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO
2014

sobre demanda ni la información de costos marginales provista por la Autoridad son suficientes para realizar dichas determinaciones.

2. *Reajuste de cargos por energía y demanda*: Para aquellas tarifas con cargos por energía y cargos por demanda, una acción regulatoria típica es diseñar un cargo por energía que induzca al cliente a reducir el consumo que contribuye a los costos del sistema. Además, el cargo por demanda típicamente es utilizado para enviar señales sobre a los costos relacionados a ciertas horas de demanda pico para las cuales la demanda de facturación del cliente se entiende es una reflexión aproximada, y para recuperar ingresos adicionales a través de un cargo que un cliente no puede fácilmente evadir. Para sustentar un minucioso reajuste de dichos componentes de una tarifa, la Comisión deberá contar con información confiable la cual no tiene a su alcance en estos momentos. Específicamente, información sobre las curvas de demanda de los clientes dentro de cada categoría de cliente, la coincidencia de la demanda máxima del cliente con la demanda máxima del sistema, los costos marginales de energía, los costos marginales relacionados a demanda, y la sincronización de las demandas para determinar dichos costos.

3. *Optimizar los precios y periodos de las tarifas TOU existentes*: Para establecer precios y periodos apropiados para tarifas TOU es necesario contar con información acerca de las variaciones en el costo marginal de energía durante el año, así como el nivel del costo marginal relacionado a demanda y las horas en las cuales la demanda contribuye a dichos costos. El análisis de la Autoridad sobre la probabilidad de que el pico de demanda ocurra en varias horas[18] no parece proveer resultados razonables, toda vez que establece que la suma de las probabilidades sobrepasa el 1,000%, algo que es matemáticamente imposible. Aunque dicho análisis aparenta demonstrar una tendencia a que el pico en demanda ocurre en la mitad del día o tarde (entre 7:00 a 10:00 p.m.), al igual que diferencias significativas en los costos marginales de combustible por hora del día, la Autoridad argumenta que "la evidencia para implementar [...] diferenciales de precios bajo una tarifa TOU no es convincente" y, consecuentemente, la Autoridad no propone el uso de tarifas TOU y recomienda eliminar la tarifa TOU existente como alternativa para clientes y propone eliminar dicha tarifa TOU de algunos clientes con servicio de reserva (*standby*).[19] La Autoridad le solicita a la Comisión diferir la consideración de tarifas TOU a un procedimiento de revisión de tarifas posterior.[20]

4. *Tarifas por temporada*: El análisis de la Autoridad de la probabilidad de que la hora pico anual ocurra en cada mes levanta preocupaciones similares a aquellas discutidas en el caso de las tarifas TOU.

---

[18] *Véase*, PREPA Ex. 4.0, líneas 324-333.
[19] *Véase*, PREPA Ex. 4.0, líneas 334-340, 376-377, 904-905, 984 y 1010-1011.
[20] *Id.*, líneas 381, 906.

5. *Expansión de alternativa de tarifas TOU*: Aunque las tarifas TOU actualmente vigentes están limitadas a clientes de servicio general a voltaje primario o de transmisión que voluntariamente se acojan a estas, otras compañías de servicio eléctrico proveen alternativas de tarifas TOU para diversos tipos de clientes, incluyendo tarifas TOU voluntarias para clientes de servicio general de menor tamaño, residenciales y agricultores. Para la Comisión poder analizar la costo-efectividad de establecer tarifas TOU adicionales, necesita tener a su alcance mejor información acerca de la demanda de los clientes, los costos marginales, y los costos incrementales relacionados a la medición y administración de tarifas TOU.

6. *Estructura de la tarifa GSS*: La Autoridad ha establecido que "la tarifa GSS cubre a un grupo de clientes excesivamente amplio. Existe un argumento para dividir a éstos en múltiples tarifas. Sin embargo, al momento no hay información disponible para lograr el rediseño de dicha tarifa."[21] La Autoridad ha clarificado durante el descubrimiento de prueba que dicha tarifa incluye "clientes no-residenciales con demanda de 200kWh por mes hasta clientes con demanda de 50KVA. "Este grupo de clientes carece de homogeneidad y podría sugerir que las características de costos de estos clientes podría diferir significativamente [...] clientes de mayor tamaño podrían potencialmente tener cargos por demanda o TOU."[22] La Autoridad cuenta con muestras separadas de demanda desde el año fiscal 2010 para clientes comerciales e industriales acogidos a la tarifa GSS[23], podría tener alguna información para ciertos sub-grupos. La Comisión desea explorar las alternativas para re-estructurar la tarifa GSS, pero dicha tarea no puede lograrse en el presente caso como producto de la falta de información de demanda y costos.

7. *Tarifas para clientes de medición neta y generación distribuida*. Las propuestas de la Autoridad para dichos clientes se basan en su entendimiento de que "el nivel de compensación provisto a dichos clientes excede el costo que el balance de los clientes evita"[24], tomando en cuenta los estimados de costos de energía marginales de la Autoridad. Según antes discutido, el estimado provisto por la Autoridad carece de suficiencia suficiente para sustentar sus conclusiones.

8. *Tarifas residenciales rebajadas*. Además de la tarifa RFR, la cual es requerida por mandato de ley, y los descuentos aplicables a equipos de preservación de vida, la Autoridad provee un descuento a ciertos clientes residenciales mediante tres

---

[21] *Véase*, PREPA Ex. 4.0, líneas 844-846.
[22] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CPER-PC-03-21(a) y (c) incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión.
[23] *Véase*, Respuesta de la Autoridad a la pregunta CPER-PC-02-20 incluida en el 5to Requerimiento de Información de la Comisión
[24] *Véase*, PREPA Ex. 4.0, líneas 581-582.

clases de tarifas: RH3, aplicables a residentes de vivienda pública, LRS, aplicable a ciertos clientes de escasos recursos, y GRS 111, aplicable a estudiantes, ancianos y personas con alguna discapacidad. La Autoridad ha propuesto cambios menores a la estructura del subsidio del costo de combustible aplicable a estas tarifas. No obstante, un análisis exhaustivo de cualquier otro cambio a estas tarifas, incluyendo la simplificación y coordinación de dichas tarifas, requiere contar con mayor información a la que es posible obtener durante este procedimiento.

9. *Desegregación de tarifas*: Sería útil dividir las tarifas entre costos que pueden ser evadidos por la Autoridad y aquellos que no son evadibles, de forma que las tarifas se adopten con alternativas de oferta y demanda futura en mente. La Autoridad propone tarifas desagregadas por función (generación, transmisión y distribución), pero dichas distinciones no asisten en determinar el trato a clientes que opten en un futuro por hacer uso se alguna oportunidad de trasbordo o suplirse de un proveedor independiente detrás del contador. La desegregación de costos depende en el resultado de un estudio de costos marginales confiable por lo que, a la luz de los señalamientos de insuficiencia antes discutidos, una determinación en cuanto a este elemento debe ser pospuesta para un procedimiento posterior.

III. Asuntos a ser atendidos en el presente procedimiento.

Luego de haber identificado los asuntos que la Comisión atenderá luego de concluido el presente procedimiento, a continuación se detallan los asuntos relacionados a la distribución de costos y diseño de tarifas que serán atendido en el presente procedimiento, entre otros que puedan surgir.

1. *Distribución de costos entre categorías de clientes*: A pesar de que no contar con un COSS completo y confiable, y que no es posible obtener uno antes de que concluya el presente procedimiento, la Comisión debe aún distribuir la responsabilidad por los costos de la Autoridad a través de las categorías de clientes, utilizando aquella información que esté disponible y de conformidad con aquellos principios que sean consistentes con los principios de justicia y razonabilidad y no-discriminación.

2. *Compra de Combustible y Energía*: La Comisión deberá determinar si se debe asignar una porción base de los costos de compra de combustible y energía a la tarifa básica, siendo la cláusula de ajuste utilizada para cubrir cualquier variación en comparación con dicho cargo base.

3. *Cargos por Cliente*: La Comisión deberá determinar el nivel de cargos fijos por cliente para clientes residenciales y categorías de clientes comerciales de menor tamaño, y para los clientes de servicio general secundario (tarifa GSS) y las tarifas general residencial (tarifa GRS).

CEPR
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO
2014

4. *Cargos por Energía*: La Comisión deberá determinar los cargos por energía apropiados para todas las categorías de clientes.

5. *Tarifas por Bloques Inclinados*: La Comisión deberá determinar si mantiene o no la estructura de bloque inclinado para los clientes de tarifas GRS cuyo uso energético excede los 425kWh mensuales.

6. *Tarifas Especiales*: La Comisión debe determinar si provee o no guías generales para el desarrollo de las siguientes tarifas especiales (siendo dichas tarifas atendidas en detalle luego de concluido el presente procedimiento): tarifas TOU, tarifas de desarrollo económico, y tarifas especiales para generación distribuida y medición neta.

7. *Subsidios*: La Comisión deberá determinar las distintas categorías de subsidios, incluyendo determinar que subsidios inciden en el requisito de ingreso, distribuir la responsabilidad por dichos subsidios a través de las clases de clientes y reconciliar los costos estimados con los costos actuales.

IV. Preguntas relacionadas a asuntos de distribución de costos y diseño tarifario que han de ser atendidos en el presente procedimiento.

A la luz de lo anterior, la Comisión ha elaborado las siguientes preguntas las cuales resaltan las áreas que la Comisión estará atendiendo es su resolución final y orden. El propósito de dichas preguntas en asegurar que todas las partes utilicen sus recursos de forma efectiva para atender estos asuntos durante las siguientes etapas del procedimiento. Dichas pregunta son las siguientes:

A. Distribución de Costos

1. En ausencia de un COSS confiable, ¿cómo debe la Comisión atender la distribución de costos entre las categorías de clientes?

2. En ausencia de COSS confiable, ¿provee la distribución por kWh de costos vigente en el año 2014 una base apropiada para un aumento tarifario a través de todas las categorías de clientes?

3. ¿Deben distribuirse los costos no volumétricos de AES y EcoEléctrica a través de las clases en proporción al total de consumo de energía de cada clase, consumo energético en un periodo en particular, contribución a las horas pico de la Autoridad, o alguna otra consideración?

B. Diseño Tarifario

1. En el caso específico de la clase de clientes por la cual aboga, ¿existe algún componente específico de la tarifa (tal como, por ejemplo, cargo por cliente, cargo por energía, cargo por demanda) que debe ser re-balanceado en el

CEPR
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO
2014

presente procedimiento, sin esperar a un análisis adicional y revisión en un procedimiento 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 ingresos asignada a dicha clase, ¿cuáles de los componentes de la tarifa debería disminuir?

4. ¿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?

C. CELI

1. ¿Debe distribuirse la CELI entre todas las clases de clientes? Si no, ¿qué clases deben estar exentas de dicho cargo?

2. ¿Debe recuperarse los costos relacionados a la CELI del consumo bruto, flujo de entrada de energía o alguna otra forma de medir el consumo por parte de los clientes de medición neta que estén cubiertos por la exención dispuesta por el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendada por la Ley 4-2016?[25]

3. ¿Debe recuperarse los costos relacionados a la CELI del consumo bruto, flujo de entrada de energía o alguna otra forma de medir el consumo por parte de los clientes de medición neta que no estén cubiertos por la exención dispuesta por el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendada por la Ley 4-2016?

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 aplicación de la CELI?

5. ¿Es apropiado recuperar el costo asociado con la CELI a través de una cláusula de ajuste? De su contestación ser si, ¿con cuánta frecuencia debe ajustarse dicho cargo? ¿Qué restricciones, si alguna, debe la Comisión establecer en el ajuste para limitar su volatilidad?

---

[25] Para una discusión general sobre las distintas formas de medir el consume por parte de los clientes de medición neta, *véase* la Orden de Reestructuración del 21 de junio de 2016 emitida por la Comisión en el Caso Núm. CEPR-AP-2016-000, a la pág. 69.,

CEPR
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO
2 0 1 4

D. Subsidios

1. ¿Debe distribuirse el costo de subsidios entre todas las clases de clientes? Si no, ¿qué clases deben estar exentas de dicho cargo?

2. ¿Debe recuperarse los costos relacionados a los subsidios del consumo bruto, flujo de entrada de energía o alguna otra forma de medir el consumo por parte de los clientes de medición neta que estén cubiertos por la exención dispuesta por el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendada por la Ley 4-2016?

3. ¿Debe recuperarse los costos relacionados a los subsidios del consumo bruto, flujo de entrada de energía o alguna otra forma de medir el consumo por parte de los clientes de medición neta que no estén cubiertos por la exención dispuesta por el Artículo 4 de la Ley 114-2007, según enmendada por la Ley 4-2016?

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. ¿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?

7. ¿Con cuanta frecuencia, si alguna, debe ajustarse el cargo por subsidios?

E. TOU y Asuntos Relacionados

1. ¿Debe la Comisión mantener las tarifas TOU disponibles para nuevos clientes hasta que la Comisión hasta, al menos, la conclusión de un procedimiento posterior?

2. ¿Cómo debe la Comisión atender la determinación de los periodos de precios para las tarifas TOU y los diferenciales de precios?

CEPR
COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO
2014

3. ¿Existe alguna razón para entender que tarifas por temporada serán apropiadas en Puerto Rico? De ser así, ¿qué meses sería meses de alto precio?

F. 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 considerando 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? Si no, ¿cómo se debería re-distribuir los descuentos entre las tres categorías de tarifas?

G. 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 (pj. renovables v. no-renovables)?

   b. ¿Debería esto variar, dependiendo de si el cliente elige vender 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 y 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?

b. ¿Le ofrece a sus clientes la opción de pagar por cada kWh consumido? Si la contestación es si, ¿cuáles son sus tarifas más recientes, por tipo de contrato o instalación?

c. ¿Ofrece financiamiento a sus clientes? ¿Qué tarifa sería necesaria para cubrir los costos de financiamiento?

d. ¿Tiene programas para facilitar la instalación de su tecnología para aquellos clientes que no poseen los recursos para pagar por los costos iniciales de instalación?

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

José H. Román Morales
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó el 3 de noviembre de 2016. El Comisionado Asociado Ángel Rivera de la Cruz no intervino. En esta fecha, copia de esta Resolución fue notificada mediante correo electrónico a: n-ayala@aeepr.com, c-aquino@aeepr.com, glenn.rippie@r3law.com, michael.guerra@r3law.com, john.ratnaswamy@r3Law.com, codiot@opic.pr.gov, jperez@oipc.pr.gov, 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, agraitfe@agraitlawpr.com, mgrpcorp@gmail.com, attystgo@yahoo.com, maribel.cruz@acueductospr.com, eirizarry@ccdlawpr.com y pnieves@vnblegal.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 y que en el día de hoy _____ de noviembre de 2016 he procedido con el archivo de la presente Resolución, y he enviado copia de la misma a:

Puerto Rico Electric Power Authority
Attn.: Nélida 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

Sunnova Energy Corporation
p/c Vidal, Nieves & Bauzá, LLC
Lcdo. Pedro J. Nieves Miranda
P.O. Box 366219
San Juan, PR 00936-6219

Cámara de Mercadeo, Industria y Distribución de Alimentos
p/c Lcdo. Manuel R. Reyes Alfonso
#90 Carr. 165, Suite 501
Guaynabo, Puerto Rico 00968-8054

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, Puerto Rico 00907

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

Centro Unido de Detallistas, Inc.
Lcdo. Héctor Fuertes Romeu
PMB 191 – PO Box 194000
San Juan, Puerto Rico 00919-4000

CEMEX de Puerto Rico, Inc.
Lcdo. Edwin A. Irizarry Lugo
CCD Law Group, P.S.C.
712 Ave. Ponce de León
San Juan, Puerto Rico 00918

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

Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico
p/c Edward Previdi
PO Box 16714
San Juan, Puerto Rico 00908-6714

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

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

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

Oficina Independiente de Protección al Consumidor
p/c Lcdo. José A. Pérez Vélez
Lcda. Coral M. Odiot Rivera
268 Hato Rey Center
Suite 524
San Juan, Puerto Rico 00918

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

Energy & Environmental Consulting Services Corp.
Jorge Hernández, PE, CEM, BEP
560 C/ Aldebarán, Urb. Altamira
San Juan, Puerto Rico 00920

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

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

_____
María del Mar Cintrón Alvarado
Secretaria