

Resumen Ejecutivo

Mediante esta Orden, la Comisión de Energía de Puerto Rico (“Comisión”) toma otro paso más en el prolongado y difícil proceso de proveerle a Puerto Rico una compañía eléctrica de excelencia.

Este proceso es prolongado porque la cultura y las prácticas que han surgido durante 75 años de monopolio, sujetas a la interferencia política continua y con visión a corto plazo, y sin ningún tipo de fiscalización por parte de una comisión objetiva, profesional y apolítica, no pueden ser cambiadas con celeridad.

El proceso es difícil porque el daño causado por esta cultura y estas prácticas — daño que se traduce en un profundo endeudamiento, un deteriorado sistema de instalaciones físicas, trabajadores desmoralizados, acreedores dudosos, desarrolladores de proyectos de energía renovable escépticos, y consumidores afectados— requerirá que todos carguemos con parte del costo y se realice algún esfuerzo por solucionar estos problemas.

Esta Orden es un paso adicional, ya que hemos emitido cinco órdenes que revelan a los consumidores, bonistas, desarrolladores de proyectos de energía renovable, y a los diseñadores de política pública del gobierno que nos hemos comprometido a tomar las decisiones difíciles que requieren los hechos que enfrentamos, para que la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) pueda salir de su crisis actual y alcanzar su potencial.¹ En conjunto, estas órdenes, junto con la Resolución Final y Orden que hoy emitimos, buscan producir la salud fiscal y la excelencia profesional que la Autoridad necesita para cumplir con sus obligaciones con los bonistas y sus clientes.

¹ Esas órdenes, cada una de las cuales ha sido citada y discutida en varios lugares de la presente Orden, incluyen la **Orden de Reestructuración** (la cual le asegura a los bonistas que la deuda participante será titulizada y pagada, a la vez que garantiza a los abonados de la Autoridad el beneficio de aproximadamente \$867 millones en concesiones por los bonistas. Véase la Orden de Reestructuración, CEPR-AP-2016-0001, de 21 de junio de 2016 a la página 2); la **Orden sobre la Tarifa Provisional** (la cual le proveyó a la Autoridad la liquidez necesaria y, de tal manera, permitió que tanto las operaciones de la empresa como las negociaciones con los bonistas pudieran continuar); la **Orden del Plan Integrado de Recursos** (que alineó los planes de la Autoridad en cuanto a combustible y plantas generatrices con la necesidades a largo plazo de Puerto Rico en cuanto a diversidad de combustibles, energía renovable y conservación de energía); la **Orden de Investigación sobre el Desempeño de la Autoridad** (que inició una investigación y auditoría del desempeño de la Autoridad, con la intención de desarrollar nuevos estándares de desempeño y responsabilizar a la Autoridad por el cumplimiento con los mismos); y la **Orden de Factura Transparente** (mediante la cual se aprobó el formato de la factura que se utilizará para identificar y presentar claramente a los clientes los cargos y los créditos que les aplican).

El propósito de esta Orden

Los pasos específicos que hemos tomado mediante esta Orden son establecer (a) el requisito de ingreso y las tarifas de la Autoridad para el año fiscal 2017 (1 de julio de 2016 al 30 de junio de 2017); y (b) establecer un procedimiento para actualizar dichas tarifas para los años subsiguientes. Si bien esta Orden describe estas tarifas mediante la implementación del requisito de ingreso de la Autoridad para el año fiscal 2017 (abreviado como "FY2017", por sus siglas en inglés), la situación es más complicada en cuatro aspectos.

1. Si bien estas tarifas entrarán en vigor sesenta (60) días a partir de la fecha de vigencia de esta Orden,² habrá una conciliación al 1 de agosto de 2016, fecha en la cual entraron en vigor las tarifas provisionales.³
2. La primera factura en la que los clientes verán estas tarifas nuevas será en algún momento en marzo o abril de 2017, porque la Autoridad necesita tiempo para calcular las tarifas específicas para cada clase tarifaria y para recibir la aprobación de la Comisión sobre esos cálculos.
3. Puesto que las tarifas que hemos establecido en el día de hoy difieren de las tarifas provisionales, la diferencia será conciliada en las facturas que recibirán los clientes durante la misma cantidad de meses que estuvieron en efecto las tarifas provisionales, a partir de la entrada en vigor de las tarifas permanentes.
4. Estas tarifas permanecerán en vigor hasta tanto la Comisión las modifique de manera prospectiva.

Además de fijar nuevas tarifas, esta Orden incluye varias directrices dirigidas a asegurar que la Autoridad utilice los ingresos que recibe de sus clientes de manera prudente y eficiente. Entre estas directrices la más importante es la siguiente: la Autoridad deberá tratar el requisito de ingreso establecido en esta Orden como un límite en gastos anuales hasta tanto la Comisión haya modificado tal requisito de ingreso y

² Según requiere la Ley 57-2014 (según enmendada por la Ley 4-2016).

³ De acuerdo a la Sección 6.25(d) de la Ley 57-2014, las tarifas provisionales son tarifas que la Comisión ha aprobado de forma temporera hasta tanto la Comisión haya determinado las tarifas permanentes. Una vez la Comisión haya determinado las tarifas permanentes, deberá hacer que dichas tarifas permanentes tengan efecto desde la fecha que entraron en vigor las tarifas provisionales, pero, además, deberá ajustar las tarifas permanentes para compensar por cualquier diferencia (por debajo o por encima) entre las tarifas provisionales y las tarifas permanentes.

deberá preparar presupuestos departamentales que se ajusten a dicho límite. La Autoridad no gastará en exceso.

Junto a esta Orden se incluyen cuatro (4) anejos que contienen los detalles del requisito de ingreso base ajustado para la Autoridad. El Anejo 1 (una revisión del Exhibit 3 de Smith y Dady) presenta un resumen del requisito de ingreso base ajustado. El Anejo 2 (una revisión del Exhibit 4 de Smith y Dady) presenta un resumen de los ajustes realizados por la Comisión.⁴ El Anejo 3 (una revisión del Exhibit 5 de Smith y Dady) consiste de diez (10) páginas. Cada página contiene detalles específicos sobre cada ajuste realizado por la Comisión. El Anejo 4 consiste de dos (2) páginas y presenta un resumen de las cantidades por concepto de la CELI y Subsidios.⁵

La Autoridad deberá, no más tarde del 31 de enero de 2017, proponer un calendario de conferencias técnicas. El propósito de las mismas será proveer cualquier aclaración necesaria sobre las directrices incluidas en esta Orden y determinar las fechas límite para su cumplimiento.

Las limitaciones económicas y físicas de la Autoridad

La Autoridad se encuentra en estado de emergencia fiscal. Cada una de las tres agencias de calificación de bonos (Moody's, Standard and Poor's y Fitch) le han otorgado a la Autoridad una calificación de crédito de impago o cerca de impago. Esta situación no es sostenible. Hasta tanto la situación económica de la Autoridad no mejore, no podrá tomar dinero nuevo prestado. Si no puede tomar dinero nuevo prestado, no podrá reparar su infraestructura física en deterioro, preparar tal infraestructura para un futuro con energía renovable, pagar salarios que sean suficientes como para atraer y retener trabajadores de excelencia y no podrá modernizar su sistema de manera que sus clientes puedan ahorrar dinero en sus facturas de energía eléctrica. El camino hacia la transformación de la Autoridad en una compañía confiable, costo-efectiva, compatible con el ambiente, que responda a las necesidades de sus clientes —una compañía que sea el eje de la recuperación económica de Puerto Rico— deberá comenzar con un plan para la estabilización de las finanzas de la Autoridad.

Entre tanto, la infraestructura física de la Autoridad se deteriora. Los años de gastar por debajo de lo presupuestado la han dejado en un estado poco confiable y de

⁴ Cada ajuste realizado por la Comisión está detallado en cada columna. La columna A contiene la suma total de los ajustes realizados por la Comisión, por línea, sobre el requisito de ingreso de la Autoridad. Las cantidades en la columna A del Anejo 2 se incorporan al Anejo 1, columna B. El Anejo 2, columnas 1 a la 10, detalla cada ajuste realizado por la Comisión.

⁵ La página 1 representa un resumen de las cantidades por concepto de la CELI y Subsidios según propuestas por la Autoridad. La página 2 contiene detalles adicionales relacionados a la CELI y Subsidios. También concilia la cantidad por concepto de Subsidios, según ajustada por la Comisión, reflejada en el requisito de ingreso ajustado.

deterioro, carente de personal con experiencia, en riesgo de incurrir en multas ambientales, y poco preparada para aceptar las cantidades de energía renovable que ordena la Ley 82-2010.⁶

Los problemas en gastos y desempeño

Los oficiales y consultores de la Autoridad describen una burocracia ineficiente con un alto nivel de ausentismo, con una plantilla inflada de personal administrativo que no añade ningún valor. Hay una falta de peritaje técnico y un historial de seguridad inaceptable. Los procedimientos para presupuestar y gastar no proveen suficiente información sobre los planes y la finalización de proyectos individuales. En cuanto a los proyectos de gran capital, la Autoridad a menudo no fue capaz de proveer explicaciones básicas, planes de trabajo u otra documentación que demuestre la debida diligencia.

Los gastos de infraestructura de la Autoridad no se han basado en las necesidades reales, sino en unos topes de gastos establecidos a nivel institucional sustentados en preocupaciones políticas con relación a los aumentos tarifarios. Como declararon testigos de la Autoridad: “históricamente, ha habido presión política por no aumentar las tarifas de la Autoridad como respuesta a las necesidades de costos e inversión y, por lo tanto, la Autoridad ha tenido que sacrificar la inversión de capital necesarios para poder mantenerse solvente y no quedarse sin efectivo”.⁷ En cada área importante —generación, transmisión y distribución (“T&D”) y servicio al cliente— el presupuesto de la Autoridad se redujo del FY2010 al 2016, y se agudizó especialmente entre el FY2014 y el FY2015. Entre los efectos perjudiciales ha estado el enfoque en el mantenimiento a modo de reacción en lugar del mantenimiento preventivo y nueva construcción.

Los topes de gastos artificiales esconden la verdad. Esta Comisión está comprometida con revelar la verdad. Así también debe hacer la Autoridad. En los procedimientos tarifarios futuros, la Autoridad tendrá que describir de forma precisa el costo total que debe satisfacer para cumplir con los estándares de calidad a los que nuestros ciudadanos tienen derecho. El costo total significa el costo total: los propósitos de emergencia, el mantenimiento preventivo, las mejoras al sistema y la expansión del sistema.

Algunos testigos de los interventores argumentaron que la deuda de la Autoridad es demasiado alta y que debería ser renegociada para reducirla. La Autoridad ya ha obtenido de los bonistas mayoritarios una reducción de 15% del principal, tasas de interés reducidas y un diferimiento del principal por cinco (5) años. Ningún interventor presentó prueba sobre cómo la Autoridad pudo haber obtenido más. En todo caso, la

⁶ Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico, según enmendada.

⁷ CEPR-SGH-01-08. Página 10. Primer Requerimiento de Información (junio 23, 2016).

Comisión no tiene autoridad legal para ordenar más negociaciones o para resultado de las negociaciones pasadas.

Los requisitos de ingreso antiguos y nuevos

Según demuestra el Anejo 1, la Autoridad propuso un requisito de ingreso total para el FY2017 de \$3.501 miles de millones. Esta cantidad consiste en un requisito de ingreso base de \$2.998 mil millones, más el Cargo de Transición de \$503 millones a ser recaudado por la Corporación de Revitalización de la Autoridad⁸ ("PREPARC", por sus siglas en inglés). Puesto que las cantidades recuperadas mediante el Cargo de Transición se encuentran fuera del ámbito de este procedimiento solo atenderemos el requisito de ingreso base.

Mediante esta Orden, aprobamos un requisito de ingreso base para el FY2017 de \$3,413,904,000. Dicha cantidad consiste de los siguientes componentes:

Gastos operacionales distintos al combustible y la compraventa de energía: \$694,390,000
Combustible: \$1,117,273,000
Compraventa de energía: \$819,907,000
CELI y subsidios: \$188,726,000
Cobertura del servicio de la deuda (CSD): \$440,146,000
Aportación a Inversión de Capital por consumidores: \$153,426,000

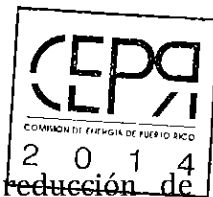
El total de Inversión de Capital es de \$279,218,000, que es la suma de la aportación a Inversión de Capital por consumidores (\$153,462,000) y la cantidad reconocida como margen del servicio de la deuda (\$125,756,000).⁹

Un cambio significativo a la propuesta de la Autoridad es nuestra decisión de conservar el límite de gasto de \$15 millones para el terminal *Aguirre Offshore Gasport*, según impuesto mediante la Resolución Final y Orden en el Plan Integrado de Recursos ("PIR"), sujeto a un análisis económico completo de las alternativas factibles.

Si las tarifas actuales de la Autoridad permanecen inalteradas, esta recibiría ingresos de \$3,236,904,000, lo cual produciría un déficit de \$177,000,000 sobre una base anual. Para eliminar este déficit, esta Orden aumenta el requisito de ingreso de la Autoridad para FY2017 por \$177,000,000. Con algunas excepciones, el aumento aparecerá en las facturas de los clientes como un aumento aproximado de 1.025

⁸ Una corporación pública e instrumentalidad del Estado Libre Asociado de Puerto Rico creada por la Ley 4-2016, conocida como la Ley para la Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

⁹ Véase Anejo 3, pág. 2.



centavos/kWh en el cargo por consumo de energía. Esta es una reducción de aproximadamente 0.274 centavos/kWh o 21% menos de la tarifa provisional establecida en nuestra Orden de 24 de junio de 2016.

Las tarifas provisionales establecidas arriba, se basaron en la proyección de déficit presentada por la Autoridad de \$222,256,000 sobre una base anual.¹⁰ Puesto que la Comisión actualmente ha encontrado un déficit de \$177,000,000 millones, la diferencia de \$45,256,000 millones (anualizados) deberá ser devuelta a los consumidores. La conciliación de estas sumas se llevará a cabo comenzando el primer mes en el cual la tarifa permanente entre en efecto, por la misma cantidad de meses en los cuales la tarifa provisional estuvo en efecto.

La Autoridad deberá presentar un escrito en cumplimiento, no más tarde del 15 de febrero de 2017, que describa el aumento para cada código de tarifa, el término durante el cual habría de ocurrir y el lenguaje que habría de incluir en la factura de cada cliente para explicar el aumento.

La asignación de ingresos

Una vez una comisión ha determinado el requisito total de ingreso de una empresa de servicio público, distribuye la responsabilidad de tal requisito entre las clases de cliente, y luego diseña tarifas para recaudar el ingreso asignado entre los clientes dentro de cada clase. Mediante ambos esfuerzos, una comisión busca distribuir los costos entre aquellos que los han ocasionado.

El punto de partida para determinar la causalidad de los costos es un estudio del costo de servicio ("COSS", por sus siglas en inglés). La Comisión está plenamente comprometida con la fijación de tarifas que estén guiadas por un COSS en el cual hayamos depositado nuestra confianza. Sin embargo, las lagunas en los datos provistos, junto con los numerosos juicios subjetivos y debatibles en el COSS de la Autoridad, nos han dejado sin ninguna confianza en que el COSS de la Autoridad describe con precisión la causalidad de los costos. Durante el 2017, la Comisión trabajará con la Autoridad y los interventores para solucionar estos problemas.

Mientras tanto, debemos fijar tarifas. Un estudio del COSS disciplinado y fiable debería ser un aporte a la asignación de ingresos, pero es solo una consideración. Las comisiones típicamente se apartan del COSS a base de consideraciones tales como la gradualidad, la equidad entre las clases y las preocupaciones sobre la retención de cargas

¹⁰ Para los efectos de esta Orden sobre la tarifa base, la Comisión está utilizando la cantidad de \$222,256,000 (como demuestra el Anejo 1, columna A, línea 34) como la deficiencia de ingreso en la tarifa base reclamada por la Autoridad. La Orden Sobre la Tarifa Provisional emitida por la Comisión, el 24 de junio de 2016, destaca que la Autoridad incluyó como la deficiencia de ingreso la cantidad de \$222,256,790 en su solicitud e hizo referencia a dicha cuantía —en aras de brevedad— como aproximadamente \$222 millones. Véase, e.g., Orden Sobre la Tarifa Provisional de junio 24, 2016 a la pág. 2, nota al calce 3.

sustanciales. De hecho, la asignación de ingresos propuesta por la propia Autoridad se desvió de manera marcada de su COSS. Bajo estas circunstancias inusuales e inevitables, la Comisión distribuirá el aumento de ingreso mediante un aumento equitativo de centavos por kWh con una excepción. Dicha excepción, que se relaciona a dos grandes productores independientes de energía, se discute en el texto principal.

Diseño tarifario

A la hora de fijar tarifas para los clientes dentro de las clases de cliente, las comisiones, una vez más, son guiadas por algo llamado un estudio de costos marginales. Los precios que tienden hacia un costo marginal proveen señales de precio que son más eficientes que los precios que no tienen tal inclinación. De nuevo, tuvimos preocupaciones con el estudio de costos marginales de la Autoridad, incluidos los estimados de precios de combustible, los costos de energía renovable y la necesidad de invertir en la infraestructura. Atenderemos dichas preocupaciones en los meses venideros. Entre tanto, rechazamos la petición de la Autoridad de aumentar el cargo fijo para los clientes GRS sin subsidio de \$3.00 a \$8.00, y estamos a favor de fijar el precio en \$4.00. Retenemos la diferencia leve en las tarifas residenciales por kWh entre el consumo por debajo de y sobre 425 kWh. Retenemos las tarifas de horario de uso actuales y rechazamos la petición de la Autoridad de aumentar los cargos por demanda para los clientes industriales y comerciales, a la vez que permitimos que la Autoridad ofrezca una tarifa de retención de carga para los clientes más grandes que, de lo contrario, se podrían marchar, lo cual desplazaría los costos a otros clientes.

Rechazamos la solicitud de la AAA de una tarifa preferencial de 16¢/kWh bajo la Ley 50-2013.

Debido a la complejidad de la asignación de ingresos y el diseño tarifario, celebraremos un procedimiento separado en el año 2017 para explorar estos asuntos con mayor profundidad.

Medición neta

Clientes sin generación detrás del medidor toman toda su energía de la Autoridad. La energía despachada al cliente de la Autoridad se define como *aflujo* en la Orden de Reestructuración. Además, clientes de medición neta también proveen energía a la Autoridad, lo que definimos como *salida* en la Orden de Reestructuración.

Típicamente, un cliente de medición neta experimenta *salida* por espacio de algunas horas mensuales y *aflujo* en otras. Es nuestra intención que cada cliente sea facturado mensualmente por la suma del *aflujo* sobre el intervalo de medición con *aflujo* neto, y que le sea acreditada la suma de la *salida* sobre el intervalo de medición de la *salida* neta.

La manera en la cual el Cargo de Transición será recobrado de todo cliente de medición neta fue decidido y explicado en el procedimiento del Cargo de Transición.¹¹ Las determinaciones allí realizadas quedan inalteradas. El tratamiento de clientes de medición neta en cuanto a los cargos por la Autoridad se presenta aquí.

Para la **salida** que provenga de clientes de medición neta “**sin derecho adquirido**” [*non-grandfathered*], habrá un crédito igual a la suma del cargo por tarifa base del cliente; el cargo por combustible; el cargo por compraventa de energía y los subsidios por el Descuento de Hotel, Comercio en el Centro de la Ciudad, Análogos a Iglesias, acueductos rurales, GAS, Áreas Comunes de los Condominios y el distrito de irrigación; y el crédito Impuestos de la Ley 73. Estas partidas son o se asemejan a los costos normales de una empresa de servicio público (que los clientes de medición neta ya se les es permitido evitar).

Para la **salida** que provenga de clientes de medición neta “**sin derecho adquirido**” [*non-grandfathered*], el crédito **no** incluirá: CELI, el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado), el subsidio para el alumbrado público, la evaluación de la Comisión de Energía, y todas las partidas denominadas “ayuda para humanos” durante la vista técnica: equipo para preservar la vida, la Tarifa LRS, la Tarifa RH3, el subsidio de combustible residencial y la tarifa fija para la vivienda pública (Tarifa RFR). Estas partidas son mayormente compromisos sociales, cosas que benefician al público en general, incluidos los clientes de medición neta.

Para la **salida** que provenga de clientes de medición neta “**con derecho adquirido**” [*grandfathered*], el crédito será la suma de: la Tarifa Base, el cargo por combustible, el cargo por compraventa de energía, todas las partidas en la Cláusula Adicional de Subsidios, CELI y el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado).

Para el **aflujo** que reciba del sistema, cada cliente de medición neta deberá pagar la tarifa completa de acuerdo a su clase, incluidas las tarifas base, el cargo por combustible, el cargo por compraventa de energía, el cargo por CELI, el cargo completo por subsidio y el cargo por eficiencia energética (una vez se haya creado).

Rechazamos la propuesta de la Autoridad de excluir a los clientes de ingresos bajos de la oportunidad de beneficiarse de la medición neta.

Fijación de tarifas en el futuro

Para propósitos de fijar las tarifas futuras, la Comisión adopta tres procedimientos distintos, cada uno de los cuales ha sido diseñado para imponer disciplina en los gastos de la Autoridad.

¹¹ Véase Orden de Restructuración, Caso Núm. CEPR-AP-2016-0001, 21 de junio de 2016, págs. 71-84.

1. Un “caso tarifario de tres años” revisará los esfuerzos de reducción de costos de la Autoridad, la condición física de su sistema y sus presupuestos anteriores y prospectivos para cada departamento importante. Con esa información, la Comisión establecerá un nuevo requisito de ingreso, un nuevo costo de servicio, una nueva asignación de ingresos y un nuevo diseño tarifario.

2. Durante cada año entre cada caso tarifario de tres años, la Comisión realizará una serie de “estudios de presupuesto de un año”. En ellos, la Comisión examinará los presupuestos departamentales propuestos por la Autoridad para el año fiscal entrante, los comparará con los presupuestos de años anteriores, y luego usará esa información para establecer un requisito de ingreso justo y razonable para el año fiscal que comienza el siguiente 1^{ro} de julio. Este requisito de ingreso actualizado deberá reflejar (a) todas las reducciones de costos factibles que han sido implementadas durante el año anterior, junto con aquellas reducciones de costos que deberán ser implementadas en el año entrante; y (b) cualesquiera cambios conocidos y medibles que esperamos que ocurran en el año fiscal que se avecina.

3. Para el FY2018 (que comienza el 1 de julio de 2017) habrá un procedimiento especial para atender cualquier enmienda al requisito de ingreso aprobado para el FY2017 que sea necesario para reflejar las acciones esperadas en el FY2018.

Durante las siguientes semanas, celebraremos una conferencia técnica para desarrollar, en conjunto con la Autoridad, un procedimiento que logre la sincronización necesaria entre la preparación del presupuesto y el requisito de ingreso. La Autoridad no deberá tender expectativa alguna de gastar más del requisito de ingreso aprobado para luego cobrarle a los abonados por el exceso. Tampoco habremos de repetir —jamás— la experiencia de este procedimiento tarifario del FY2017, en el cual los consultores de la Autoridad proveyeron un requisito de ingreso sin conexión aparente a los presupuestos departamentales reales.

La estructura corporativa de la Autoridad

La Autoridad formó “PREPA Holdings” en el año 2009 como una subsidiaria de su propiedad absoluta. PREPA Holdings es una compañía de responsabilidad limitada que a su vez es propietaria de otras tres entidades subsidiarias: PREPA Networks, LLC; Consolidated Telecom of Puerto Rico, LLC; e InterAmerican Energy Sources, LLC.

Debido al tamaño reducido de estas subsidiarias relativo a la Autoridad, sus efectos (tanto positivos como negativos) sobre la condición económica de la Autoridad serán ínfimos siempre que las subsidiarias mantengan su tamaño actual. Sin embargo, si alguna de estas compañías llegara a realizar una expansión sustancial o un proyecto de construcción de gran escala que requiera una inyección de capital significativo, el riesgo de daño económico aumenta para la Autoridad. En cuanto a los beneficios, la Autoridad adujo que se beneficia del conocimiento que sus subsidiarias tienen de la Autoridad, y de que sus ganancias permanezcan en la familia de la Autoridad.

Siempre que una compañía que tiene un monopolio se afilia a una compañía que compite en el libre mercado existe un riesgo de daño a los clientes de la compañía monopolizadora y a los competidores de los afiliados. Para impedir tal daño, la Comisión requiere que la Autoridad provea información acerca de las actividades de financiamiento y negocio de sus afiliados. Otras directrices, cuya intención es proteger a los consumidores y a la competencia de posibles daños, incluyen las siguientes:

1. La Autoridad no creará ninguna compañía afiliada nueva de manera directa o indirecta, ni inyectará patrimonio adicional en, ni prestará dinero adicional a, ninguna compañía afiliada directa o indirectamente sin haber informado a la Comisión con al menos 30 días de antelación a la acción a ser tomada.
2. La Autoridad deberá proponer un código de conducta que asegure, en la medida que sea factible, que las relaciones con sus afiliadas no resultan en costos adicionales para los clientes de la Autoridad, ni colocan a los competidores de la Autoridad en una posición de desventaja injusta.
3. Hasta nuevo aviso, la Autoridad no proveerá recursos o asistencia a, ni recibirá recursos o asistencia de, ninguna afiliada cuyas actividades de negocio incluyan la competencia para proveer nuevas instalaciones de energía renovable. La Autoridad deberá divulgar todo recurso o asistencia de esta índole que ha sido provisto a la fecha de publicación de esta Orden.

Conclusión

La Legislatura ha encargado a esta Comisión a emplear la plenitud de los poderes que le han sido delegados en ley para transformar a la Autoridad en una empresa de servicio público que sea moderna, eficiente y que responda a las necesidades de los consumidores. Esta transformación tomará tiempo. La Autoridad no se tornará más eficiente por la existencia de esta Orden. Quedan varios pasos por tomar —de infraestructura, operacionales, administrativos, económicos y físicos— antes de que los consumidores logren ver resultados positivos y medibles. Así como costear la educación de nuestros hijos nos impone costos hoy, pero nos provee beneficios para toda la vida, así también el pagar tarifas de energía eléctrica apropiadas hoy promete redundar en mejoras para nuestro futuro.