



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

IN RE: PLAN INTEGRADO DE RECURSOS
PARA LA AUTORIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2015-0002

ASUNTO: Resolución Final y Orden.

RESOLUCIÓN FINAL Y ORDEN
SOBRE EL PRIMER PLAN INTEGRADO DE RECURSOS
DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| I. INTRODUCCIÓN | 6 |
| A. Resumen de las Decisiones de la Comisión | 7 |
| 1. Determinaciones relacionadas al Plan de Recursos Propuesto por la AEE..... | 7 |
| 2. Determinaciones relacionadas al cumplimiento de la AEE con las Reglas del PIR de la Comisión..... | 9 |
| 3. Aprobación de un PIR Modificado | 13 |
| 4. Preparación para el siguiente ciclo de PIR | 13 |
| B. Metas y requisitos estatutarios..... | 13 |
| C. Los Planes y la Planificación Integrada de Recursos: Metas y objetivos | 15 |
| D. Los Requisitos de la Comisión..... | 17 |
| 1. El desarrollo de pronósticos, incertidumbres y escenarios | 18 |
| 2. El uso de un Modelo de Expansión de Capacidad para desarrollar los planes de recursos..... | 18 |
| 3. Poner a prueba los recursos mediante el análisis riguroso de los escenarios y las sensibilidades | 19 |
| 4. La selección de un Plan de Recursos Preferido | 20 |
| 5. El desarrollo de un Plan de Acción a cinco años | 20 |
| E. Expresión de las preocupaciones de la ciudadanía..... | 21 |
| 1. La participación de los intervinientes y amicus curiae..... | 21 |
| 2. Participación ciudadana | 21 |
| 3. Comentarios de la Comisión sobre la participación ciudadana..... | 23 |
| II. CONSIDERACIONES ÚNICAS DE ESTE PIR | 26 |
| A. Descripción de los recursos energéticos de la AEE..... | 26 |
| B. Limitaciones Económicas e Incertidumbre de Capital | 27 |
| C. Cumplimiento con los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire | 27 |
| D. Margen de Reserva, Tasas de Interrupciones Forzadas y Confiabilidad | 28 |
| E. Volatilidad en el precio del combustible fósil..... | 30 |
| III. RESUMEN DE LAS PRESENTACIONES DE PIR DE LA AEE | 31 |
| A. Resumen del Método de la AEE | 32 |
| B. Resumen de las Carteras, Futuros, y Sensibilidades | 36 |
| 1. Carteras | 36 |
| 2. Futuros | 37 |
| 3. Sensibilidades..... | 38 |
| IV. DEFICIENCIAS DEL PIR PROPUESTO | 39 |
| A. Modelización: herramientas y técnicas..... | 40 |
| 1. Sustitución del modelo de costos de producción por el modelo de expansión de capacidad..... | 40 |
| 2. Criterios de confiabilidad en el PIR de la AEE | 44 |
| 3. El rol de Siemens..... | 46 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| B. | Sensibilidades: Variaciones en el precio del combustible, la carga y el capital... | 48 |
| | 1.Variaciones en los precios del petróleo y el gas en el PIR de 2015..... | 49 |
| | 2.Variación del pronóstico de carga en el PIR de 2015 de la AEE | 55 |
| | 3.Incertidumbre sobre la disponibilidad de capital | 57 |
| | 4.Conclusión sobre las sensibilidades | 57 |
| C. | Provisión del modelo y los documentos de trabajo del PIR a la Comisión | 58 |
| D. | Recursos de manejo de la demanda..... | 60 |
| | 1.La eficiencia energética..... | 61 |
| | 2.La respuesta a la demanda..... | 63 |
| E. | Cumplimiento ambiental..... | 66 |
| | 1.Estándares de Mercurio y Tóxicos del Aire (MATS, por sus siglas en inglés) .. | 67 |
| | 2.Estándares Nacionales de Calidad del Aire Ambiental (NAAQS) | 68 |
| | 3.Otros asuntos ambientales | 69 |
| F. | Presunciones sobre el costo de la energía renovable | 70 |
| | 1.El costo del cumplimiento con el RPS | 70 |
| | 2.Los costos de las compras contractuales..... | 72 |
| | 3.El costo de la restricción de renovables..... | 73 |
| | 4.Los contratos de energía renovable existentes | 74 |
| G. | Plan de Acción | 76 |
| V. | DETERMINACIONES DE CUMPLIMIENTO CON EL REGLAMENTO 8594 | 78 |
| A. | Requisito de presentar un documento completo..... | 78 |
| B. | Desarrollo de alternativas viables..... | 79 |
| C. | Ambiente de Planificación, Pronóstico de Demanda, y Evaluación del Sistema de Confiabilidad | 79 |
| | 1.Ambiente de Planificación | 79 |
| | 2.Pronóstico de Demanda..... | 80 |
| | 3.Evaluación de Confiabilidad..... | 81 |
| D. | Evaluación de los Recursos Existentes..... | 81 |
| | 1.Recursos existentes de suministro..... | 81 |
| | 2.Recursos de la Demanda Existentes | 82 |
| | 3.Contadores Avanzados Existentes y Tecnologías Existentes | 82 |
| | 4.Facilidades de Transmisión Existentes | 82 |
| | 5.Facilidades de Distribución Existentes..... | 83 |
| E. | Evaluación de Generación Nueva, Combustible, Transmisión y Recursos de la Demanda | 84 |
| | 1.Opciones de Nueva Generación | 84 |
| | 2.Nuevas Instalaciones de Transmisión | 86 |
| | 3.Generación Distribuida Nueva y Opciones de Recursos de la Demanda | 86 |
| F. | Escenarios, Panes y Sensibilidades | 87 |
| G. | Plan de Acción | 87 |
| H. | Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda: Informe y Plan..... | 88 |

| | | |
|--|---|-----|
| I. | Métricas de Desempeño..... | 88 |
| J. | Modelos, Metodologías y Documentos de Trabajo..... | 89 |
| K. | Licitación Competitiva para Procurar Recursos Adicionales | 89 |
| L. | Eficiencia Energética, Energía Renovable y el Desempeño de Generación de Combustible Fósil | 90 |
| M. | Beneficio a los clientes y al interés público | 90 |
| VI. DETERMINACIONES Y DIRECTRICES RELACIONADAS A OPCIONES DE RECURSOS ESPECÍFICOS | | |
| 91 | | |
| A. | Generación | 91 |
| | 1.Continuación del Proceso de Permisos, y Sólo Permisos, de <i>Aguirre Offshore Gas Port</i> | 91 |
| | 2.Diferimiento de las conversiones a gas natural de las unidades de vapor de Aguirre 1 & 2 y las unidades de ciclo combinado 1 & 2 | 93 |
| | 3.Permisos para una unidad de combustible dual de gran capacidad en Aguirre | 94 |
| | 4.Reemplazo de turbina en las unidades de Aguirre de ciclo combinado 1 & 2 | 94 |
| | 5.Permisos para tres unidades de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Palo Seco; construcción de una unidad de ciclo combinado con capacidad de combustible dual..... | 95 |
| | 6.Retiro de las unidades de vapor de petróleo: Costa Sur 3 & 4, Palo Seco 1 & 2, San Juan 7 & 8..... | 95 |
| | 7.Designación San Juan 9 & 10 como “uso limitado” | 96 |
| B. | Inversiones en Proyectos de Transmisión y Distribución | 96 |
| C. | Evaluación de los Contratos de Energía Renovable Existentes para Proyectos No-operacionales | 97 |
| D. | Eficiencia Energética y Manejo de los Recursos de la Demanda..... | 97 |
| VII. APROBACIÓN DE UN PIR MODIFICADO | | |
| 97 | | |
| A. | Resumen: La necesidad de actuar, ahora | 97 |
| B. | El PIR Modificado..... | 98 |
| | 1.Segmento 1 del PIR Modificado: Plan de Acción | 99 |
| | a. AOGP | 100 |
| | b. Nueva Unidad de Ciclo Combinado en Aguirre | 100 |
| | c. Repotenciación de Aguirre 1 & 2 | 101 |
| | d. Unidades Pequeñas de Ciclo Combinado de Capacidad de Combustible Dual en Palo Seco | 101 |
| | e. Retiro de las Unidades de Vapor que Queman Petróleo..... | 102 |
| | f. Unidades de San Juan 9 & 10..... | 102 |
| | g. Litigios sobre Cumplimiento Ambiental..... | 102 |
| | h. Transmisión y Distribución | 102 |
| | i. Contratos Existentes de Proyectos de Energía Renovable que no están en Operación..... | 103 |



| | |
|---|------------|
| j. Contratos Nuevos de Energía Renovable..... | 103 |
| k. Eficiencia Energética, Respuesta a la Demanda y Almacenamiento de Energía | 103 |
| l. Cumplimiento con los MATS y Preocupaciones Ambientales en Términos Generales..... | 104 |
| 2.Segmento 2 del PIR Modificado: Información de Planificación de Recursos. | 106 |
| 3.Presentación por parte de la AEE..... | 106 |
| C. Preparación para el próximo ciclo de PIR..... | 107 |
| VIII. DETERMINACIONES DE HECHOS..... | 110 |
| IX. CONCLUSIONES DE DERECHO | 113 |
| APÉNDICE A | 119 |
| APÉNDICE B | 123 |

I. INTRODUCCIÓN

1. El 7 de julio de 2015, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“AEE” o “Autoridad”) presentó su primer Plan Integrado de Recursos (“PIR”)¹ a la Comisión. Mediante esta Resolución Final y Orden, la Comisión **DESAPRUEBA** el Plan Integrado de Recursos sometido por la AEE, **APRUEBA** un Plan Integrado de Recursos Modificado, **ORDENA** a la AEE a someter dicho Plan Integrado de Recursos Modificado con elaboraciones específicas y **ORDENA** a la AEE a desarrollar y llevar a cabo procedimientos internos para asegurar que en el futuro sus PIR cumplan con sus obligaciones en ley y satisfagan los estándares profesionales.

2. Esta **Parte I** resume las decisiones de la Comisión sobre las características del PIR de la AEE y su cumplimiento con nuestras reglas. Describe los aspectos básicos de la planificación integrada de recursos: la visión de la Legislatura, los principios y las prácticas de la planificación integrada de recursos y los requisitos de la Comisión. Luego procede a describir la participación que en este procedimiento tuvieron los interventores, los *amicus curiae* y la ciudadanía-- cuyos esfuerzos y asistencia agradecemos profundamente.

3. La **Parte II** discute las consideraciones singulares que afectan el PIR de la AEE-- limitaciones financieras, incertidumbre de capital, las dificultades que tuvo la AEE en cumplir con los cumplir con los Estándares de Emisión de Mercurio y Tóxicos de Aire (“MATS”, por sus siglas en inglés) de la Agencia Federal de Protección Ambiental (“EPA”, por sus siglas en inglés), los retos a los que se enfrentó la AEE en cuanto a la confiabilidad de sus cada vez más antiguas unidades generatrices y las cargas impuestas al consumidor debido a precios volátiles de combustibles fósiles.

4. La **Parte III** resume los elementos de los diferentes PIR presentados por la AEE.

5. La **Parte IV** detalla siete deficiencias mayores en dichas presentaciones, incluyendo el no haber usado un modelo de expansión de capacidad, depender de un único pronóstico de combustible en lugar de haber creado una gama de pronósticos y el haber proyectado los costos de la energía renovable de manera irreal.

6. La **Parte V** contiene nuestras determinaciones oficiales sobre el cumplimiento o el incumplimiento con cada disposición de nuestra Reglamento del PIR.

¹ La AEE radicó el PIR conforme al Artículo 6B de la Ley 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, conocida como la Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica (“Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941”); Artículo 6.23 de la Ley 57-2014, según enmendada conocida como la Ley de Transformación y ALIVIO Energético, Ley Núm. 170 de 12 de Agosto de 1988, según enmendada, conocida como la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme (“LPAU”); Reglamento Núm. 8543, conocido como el Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones; y el Reglamento Núm. 8594, conocido como el Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.



7. La **Parte VI** anuncia nuestras determinaciones y directrices con relación a opciones de recursos específicas.

8. La **Parte VII** resuelve el problema central que se presentó durante este procedimiento: dado el incumplimiento reiterado de la AEE, la ley no nos permite aprobar el PIR según presentado. Empero, para que Puerto Rico pueda mejorar su situación energética, se necesita un PIR ahora. La Comisión, por tanto, describe y aprueba un PIR Modificado, a la vez que le exige a la AEE que, dentro de los próximos 30 días, le presente a la Comisión ese mismo PIR Modificado con elaboraciones específicas.

9. Después de la Parte VII se encuentran las **Determinaciones de Hecho** y las **Conclusiones de Derecho**.

10. Esta Resolución Final y Orden afectará el requisito de ingreso que la AEE propuso en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, *In Re: Revisión Tarifaria de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*. En dicho procedimiento, la Comisión le dará instrucciones a la AEE para que haga los ajustes necesarios a su Petición.

A. Resumen de las Decisiones de la Comisión

11. La Comisión hace determinaciones en dos categorías principales: las características del plan de recursos propuesto por la AEE y el grado de cumplimiento de la AEE con las reglas de la Comisión.² La Comisión también aprobó un PIR Modificado y dirige a la AEE a que tome las acciones internas para ayudar a que esta última pueda preparar PIR en el futuro.

1. Determinaciones relacionadas al Plan de Recursos Propuesto por la AEE

- a. La Comisión APRUEBA la continuación de las actividades relacionadas a la obtención de permisos, ingeniería y planificación del proyecto Aguirre Offshore Gas Port (AOGP), sujeto a un límite de \$15 millones en gastos comenzando desde la fecha de emisión de esta orden. Este límite a los gastos aplica a los gastos totales combinados asociados al AOGP y a la conversión a gas natural de las unidades generatrices existentes en Aguirre (se discute en la parte VI(A)(2) más adelante). Hasta nuevo aviso, la Comisión expresamente DESAPRUEBA la construcción del AOGP o de cualquier otro gasto relacionado al AOGP que exceda el tope establecido de \$15 millones.
- b. Cualquier beneficio asociado a la conversión de las unidades generatrices de Aguirre a gas natural solo puede materializarse si el

² Este es solo un resumen. Los detalles aparecen en las Partes IV, V, VI, y VII de esta Resolución Final y Orden.

AOGP es construido. Puesto que, en estos momentos, la Comisión no está aprobando la construcción del AOGP, la Comisión DESAPRUEBA la conversión a gas natural de las unidades de vapor de ciclo combinado existentes en Aguirre; pero según señalado en la parte VI(A)(2) a continuación, la Autoridad puede continuar los esfuerzos de permisología relacionados a dichas conversiones, sujeto al mismo tope de \$15 millones según dispuesto previamente.

- c. La Comisión APRUEBA el que la AEE comience un proceso de obtención de permisos para una nueva unidad de ciclo combinado con capacidad para combustible dual en Aguirre a ser completada entre el año 2020 y el 2021. La Comisión ORDENA que la AEE desarrolle y radique para la aprobación de la Comisión un calendario propuesto para el desarrollo de dicha unidad, que debe incluir todas las etapas de desarrollo, incluyendo licitación pública. La AEE NO ESTÁ AUTORIZADA a comprometerse contractualmente con un contratista o comenzar de alguna forma la construcción de una nueva unidad en Aguirre hasta que la Comisión lo diga en su momento.
- d. La Comisión APRUEBA el reemplazo de las turbinas (también conocido como la “repotenciación”) de las dos unidades de ciclo combinado en Aguirre.
- e. La Comisión APRUEBA la obtención de permisos para tres pequeñas unidades de ciclo combinado con capacidad para combustible dual en Palo Seco. La Comisión APRUEBA la construcción de una de las tres unidades de ciclo combinado con capacidad para combustible dual en Palo Seco.
- f. La Comisión APRUEBA el retiro de Costa Sur 3 y 4, Palo Seco 1 y 2 y San Juan 7 y 8. La AEE deberá completar el retiro de estas unidades tan pronto como sea factible.
- g. La Comisión APRUEBA la designación de “uso limitado” bajo los MATS para las unidades San Juan 9 y 10.
- h. La AEE DEBERÁ BUSCAR aquellas inversiones en sus sistemas de transmisión y distribución que, conforme a la práctica prudente para una utilidad de servicio público, se requieran para la estabilidad y la habilidad de operar del sistema.
- i. La AEE DEBERÁ REALIZAR una auditoría detallada de todos los contratos de energía renovables existentes para los proyectos que aún no estén operando. La AEE DEBERÁ BUSCAR la renegociación de estos

contratos o la manera de sustraerse de ellos en la medida que sea legal y apropiado, según se detalla con más profundidad en la Parte VII.

- j. La AEE DEBERÁ COMENZAR un proceso de licitación competitiva conforme a la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y el Reglamento Conjunto aprobado por la Comisión y la AEE, para solicitar proyectos nuevos de energía renovable que sean elegibles a ser incluidos en los Requisitos de Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico (“RPS”, por sus siglas en inglés).
- k. La Comisión APRUEBA los recursos de eficiencia energética (“EE”) descritos en el PIR Suplementario.

2. Determinaciones relacionadas al cumplimiento de la AEE con las Reglas del PIR de la Comisión

12. El Reglamento del PIR de la Comisión, Reglamento Núm. 8594, refleja las herramientas estándar, técnicas y prácticas usadas por las utilidades públicas y las entidades reguladoras en los Estados Unidos continentales para lograr la meta de alcanzar sistemas eléctricos confiables al menor costo posible. Nuestro Reglamento del PIR es clara y convencional.

13. El cumplimiento de la AEE con nuestro Reglamento del PIR no fue satisfactorio. A pesar de múltiples órdenes por parte de la Comisión para identificar las deficiencias en las radicaciones de la AEE, el desempeño de la AEE en este procedimiento fue de incumplimiento. Desconocemos de instancia alguna, entre los tantísimos procedimientos de PIR en los Estados Unidos continentales, de la existencia de una brecha tan grande entre las expectativas de la entidad reguladora y la respuesta de la utilidad pública. Junto a su consultor principal, *Siemens Power Technologies International* (“Siemens PTI” o “Siemens”), la AEE desacató nuestras reglas, no empleo técnicas de planificación estándar, atrasó la producción de información requerida y demostró tener poca apreciación para el potencial de la eficiencia energética y la respuesta a la demanda. Estas conductas llevaron a que la AEE y Siemens llegaran a conclusiones que sobre-enfatizan las construcciones costosas, mientras sub-enfatizan los roles de las tecnologías de energía renovable y el comportamiento del consumidor como maneras de lograr la independencia energética que concibe la Ley 57. Un resultado de esta conducta fue un procedimiento que tomó muchos más meses y que le costó a la Comisión y a los consumidores muchos más dólares de los que debieron haber sido necesarios. El Estado Libre Asociado de Puerto Rico necesita que la AEE y su sistema de energía sea flexible, ágil y costo-efectivo. A la AEE le queda un largo camino por recorrer.

14. En dos órdenes emitidas este año, la Comisión aprobó un Cargo de Transición y una Tarifa Provisional.³ Nuestro mensaje ha sido inequívoco. El interés público exige que

³ *Orden de Reestructuración*, CEPR-AP-2016-001 (21 de junio de 2016); *Orden Estableciendo Tarifas Provisionales*, CEPR-AP-2015-001 (24 de junio de 2016).

la AEE tenga los recursos necesarios para cumplir con sus obligaciones financieras. El mismo interés público también requiere un sistema eléctrico que sea costo-efectivo, confiable y ambientalmente responsable. La Autoridad logrará dicho resultado sólo si su proceso de la planificación integrada de recursos es conducido de forma profesional, objetiva y abierta. Sólo de dicha forma evitará la Autoridad incurrir en gastos innecesarios y la insatisfacción de sus clientes que podría socavar la recuperación financiera de la AEE. En conjunto, la orden del Cargo de Transición, la orden de la Tarifa Provisional y esta orden del PIR, buscan producir la salud fiscal y la excelencia profesional que la AEE necesita para satisfacer las obligaciones con sus bonistas y clientes.

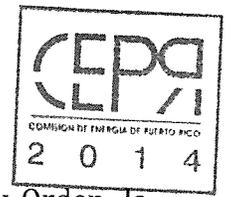
15. Esta Parte 1.A.2 resume nuestras determinaciones con relación al cumplimiento de la AEE, organizado en secuencia según los requisitos del Reglamento del PIR § 3.04(A)(1).

- a. En cuanto a la exhaustividad que se requiere de un PIR, el PIR de la AEE no cumplió. El PIR propuesto por la AEE está incompleto en varios sentidos, según se resume en la Parte V.A. de esta Orden.
- b. En cuanto al requisito de desarrollar una gama de alternativas viables, el PIR no cumplió. La AEE no empleó un modelo de expansión de capacidad, lo que está en contra de una regla explícita de la Comisión. Este fallo llevó a que se descartara tanto una exploración razonable de las carteras de recursos alternos como los medios rigurosos para su optimización. La metodología de la AEE y la gama de alternativas que produjo no son satisfactorias.
- c. En cuanto al requisito de evaluar el ambiente de planificación, el PIR cumplió. La AEE identificó adecuadamente la mayoría de los impulsores ambientales y de política pública que impactan en general la planificación del sistema eléctrico e identificó adecuadamente dichas políticas las cuales anticipó que impactarían la planificación de recursos a largo plazo.
- d. En cuanto al requisito de pronosticar la carga, el PIR no cumplió. La AEE no comparó la carga histórica real con los pronósticos históricos, no fundamentó adecuadamente cómo fue que desarrolló sus pronósticos y no exploró un conjunto razonable de incertidumbres futuras, en particular una demanda más baja consistente con anticipados programas de eficiencia energética y otros factores.
- e. En cuanto al requisito de realizar una evaluación de la confiabilidad, el PIR no cumplió. Una predicción de la pérdida de horas de carga no es un sustituto adecuado para el establecimiento de un margen de reserva de planificación específico.

- f. En cuanto al requisito de evaluar los recursos de suministro existentes, el PIR cumplió. La AEE describió adecuadamente su flota generatriz existente mediante la provisión de información sobre el tipo de recurso, la capacidad tanto nominal como pico disponible, los factores de capacidad para sus unidades, los tipos de combustible, los coeficientes de eficiencia térmica (“*heat rates*”), los costos operacionales, los gastos de capital y las fechas de retiro previstas para ciertos recursos.
- g. En cuanto al requisito de evaluar los recursos existentes del lado de la demanda, el PIR cumplió de manera limitada en el siguiente aspecto: la AEE describió adecuadamente sus programas de manejo de demanda existentes y la cantidad y tipo de generación distribuida. Sin embargo, esta descripción no debe confundirse con una verdadera evaluación profesional del potencial para acciones del lado de la demanda.
- h. En cuanto al requisito de evaluar los contadores avanzados existentes y las tecnologías de la red eléctrica, no es necesario hacer una determinación, toda vez que la Comisión relevó a la AEE del cumplimiento con este requisito.
- i. En cuanto al requisito de evaluar las instalaciones de transmisión existentes, el PIR cumplió. La AEE describió adecuadamente sus instalaciones de transmisión, así como las pruebas de contingencia sencilla y doble que realizaron y las actualizaciones que determinó eran necesarias para remover las limitaciones en la transmisión que afectan los proyectos tanto existentes como futuros.
- j. En cuanto al requisito de evaluar las instalaciones de distribución existentes, el PIR cumplió. La AEE describió adecuadamente, a un nivel elevado, la habilidad de su sistema de distribución de aumentar la penetración de la generación distribuida.
- k. En cuanto al requisito de evaluar nuevas opciones generatrices, el PIR cumplió. La AEE identificó y evaluó una gama de opciones nuevas tanto térmicas como renovables.
- l. En cuanto al requisito de evaluar nuevas instalaciones de transmisión, el PIR cumplió. La AEE identificó las nuevas instalaciones de transmisión que son necesarias para atender las limitaciones de transmisión y las contingencias críticas.
- m. En cuanto al requisito de evaluar nuevas opciones de generación distribuida y del lado de la demanda, el PIR cumplió. La AEE incluyó un pronóstico de generación distribuida nueva y evaluó el impacto de generación distribuida nueva en el sistema de distribución. La Comisión

relevó a la AEE del requisito de identificar una gama de recursos de eficiencia energética y del lado de la demanda.

- n. En cuanto al requisito de usar un Modelo de Expansión de Capacidad o una estructura modelo similar para desarrollar planes de recursos al menor costo, el PIR no cumplió. La AEE usó un modelo de costo de producción que no desempeña las funciones de un modelo de expansión de capacidad y no optimizó los recursos añadidos o retirados.
- o. En cuanto al requisito de someter un Plan de Acción que incluya ciertos elementos y que refleje el Plan de Recursos Preferido, el PIR no cumplió. La AEE propuso un Plan de Acción que no refleja con exactitud todos los elementos de su Plan de Recursos Preferido y cuyas acciones asociadas y fechas no reflejan con exactitud la planificación actual de la AEE.
- p. En cuanto al requisito de presentar un Plan e Informe de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda, no es necesario hacer una determinación, toda vez que la Comisión relevó a la AEE del cumplimiento con este requisito.
- q. En cuanto al requisito de establecer y cumplir con sus objetivos de desempeño, no es necesario hacer una determinación, puesto que la Comisión aún no ha establecido las medidas de desempeño.
- r. En cuanto al requisito de describir y proveer todo modelo, metodología y documentos de trabajo usados en la producción del PIR, la AEE no cumplió. La AEE no proveyó acceso suficiente y oportuno a los documentos de trabajo funcionales, modelos, o archivos de modelos.
- s. En cuanto al requisito de dar espacio a la licitación competitiva, la AEE cumplió. El Plan de Acción de la AEE incluyó su intención de adquirir generación nueva en Palo Seco y Aguirre, así como el reemplazo de turbinas de gas de ciclo combinado en Aguirre mediante el proceso de licitación competitiva.
- t. En cuanto al requisito de que el PIR sea de conformidad con los objetivos estatutarios respecto a la eficiencia energética, energía renovable y el desempeño de la generación a base de combustible fósil, la AEE no cumplió. La AEE resumió un cumplimiento incompleto con los RPS y no consideró el cumplimiento cabal con el programa gubernamental de eficiencia energética.
- u. En cuanto al requisito de que el PIR proteja el interés público y beneficie a todos los clientes, dadas las múltiples deficiencias e



incumplimientos que se detallan en esta Resolución Final y Orden, la AEE no cumplió.

3. Aprobación de un PIR Modificado

16. En ausencia de acciones ulteriores, nuestra desaprobación del PIR propuesto por la AEE dejaría a Puerto Rico sin un PIR. El que no exista un PIR es inaceptable, porque las necesidades energéticas del Estado Libre Asociado son apremiantes. Toda vez que en la actualidad la AEE aún no es capaz de preparar un PIR -- no uno que cumpla con las metas de política pública energética del Estado Libre Asociado de Puerto Rico --, en el día de hoy, la Comisión aprobará un PIR Modificado que consiste en un Plan de Acción e información de planificación de recursos.

4. Preparación para el siguiente ciclo de PIR

17. La AEE deberá mejorar su proceso de planificación de recursos. Esta Resolución Final y Orden dirige a la AEE a que (a) haga mejoras internas a sus procedimientos de planificación; (b) escoja, mediante licitación, un nuevo consultor de PIR, sujeto a la fiscalización y aprobación de la Comisión y (c) desarrolle procedimientos para la recopilación de datos claves sobre el desempeño de su sistema eléctrico.

B. Metas y requisitos estatutarios

18. En la Exposición de Motivos que acompaña la Ley 57-2014, la Legislatura expresó en lo aquí pertinente como sigue:

[E]xiste un amplio consenso en cuanto a la necesidad de alejarnos de la dependencia de combustibles fósiles y de lograr la autonomía energética utilizando al máximo posible los recursos energéticos que ya tenemos en Puerto Rico, tales como el sol y el viento, la conservación y la eficiencia.

Los altos costos energéticos limitan nuestra capacidad de estimular la economía, de fortalecer los pequeños y medianos comerciantes, de atraer inversión privada del exterior, desarrollar actividad comercial, industrial y manufacturera, y de promover la calidad de vida de todos los puertorriqueños. Esto es un obstáculo que impide que convertir a nuestro País en un lugar competitivo y atractivo en todos los ámbitos. Somos rehenes de un sistema energético poco eficiente, que depende desmedidamente del petróleo como combustible, y que no provee las herramientas para promocionar a nuestro País como un lugar de oportunidades en el mercado globalizado. El costo actual del kilovatio hora de aproximadamente veintisiete centavos (\$0.27) resulta ser extremadamente elevado en comparación con otras jurisdicciones

que compiten con Puerto Rico para atraer a los inversionistas y lacera severamente el bolsillo del consumidor local.

Luego de más de setenta (70) años de creada, y más de tres décadas luego de cumplir con su mandato de electrificación total del País, la AEE se ha convertido en un monopolio que se regula a sí misma, decide sus tarifas sin fiscalización real, incurre en ineficiencias operacionales, gerenciales y administrativas, cuyo costo final del día es asumido directamente por el consumidor, y mantiene una gobernanza interna que carece de transparencia y participación ciudadana. Todo ello contribuye a que Puerto Rico esté en una de las primeras posiciones con respecto a los costos energéticos más altos entre las jurisdicciones de los Estados Unidos.

19. Para poder realizar esta intención legislativa, es esencial tener un plan y un proceso de planificación dirigido y fiscalizado por la Comisión. La Ley 57, por tanto, requiere que la AEE someta y que la Comisión apruebe un plan integrado de recursos que se define como sigue:

un plan que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de servicios eléctricos durante determinado periodo de tiempo, incluyendo aquellos relacionados a la oferta energética, ya sean los recursos existentes, tradicionales y/o nuevos, y aquellos relacionados a la demanda energética, tales como la conservación y eficiencia energética, respuesta a la demanda o “demand response”, y la generación localizada por parte del cliente.⁴

La definición de la Comisión es similar: “un plan que contempla todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de servicios de energía durante un periodo específico, que incluye aquellos relacionados con el suministro de energía eléctrica, bien sean recursos existentes, tradicionales y/o nuevos y aquellos relacionados con la demanda energética tales como la conservación y eficiencia energética o la respuesta a la demanda y la generación de energía localizada por parte del cliente”.⁵

⁴ Ley 57-2014 § 1.3(ee).

⁵ Reglamento 8594 § 1.08(B)(20). La Agencia Federal de Protección Ambiental (“EPA”, por sus siglas en inglés) describe a los PIR como “los planes de las utilidades de servicio público para alcanzar el pronóstico de pico anual y de la demanda energética, junto al margen de reserve establecido, a través de una cartera de recursos de suministro y de la demanda por un periodo futuro de tiempo determinado.” *Energy and Environment Guide to Action, Chapter 7.1: Electricity Resource Planning and Procurement*, EPA.GOV (2015) *accessible en* <https://www.epa.gov/statelocalclimate/energy-and-environment-guide-action>.



20. El PIR deberá describir “la combinación de recursos de suministro de energía y de conservación que satisfaga a corto, mediano y largo plazo las necesidades actuales y futuras del sistema energético de Puerto Rico y de sus clientes *al menor costo razonable*”.⁶ El plan deberá reflejar una evaluación abarcadora del sistema eléctrico. Tal evaluación deberá incluir una gama de pronósticos y deberá abordar, pero no se limitará, a los siguientes temas: recursos de conservación; recursos generatrices convencionales y no convencionales, tanto existentes como futuros (incluidas sus eficiencias operacionales y la vida útil que les queda); la capacidad de transmisión y distribución; la estabilidad y confiabilidad del sistema; la necesidad de diversificar y las fuentes de suministro y estabilizar los costos energéticos; los impactos ambientales, incluidos el aire, el agua y los desperdicios sólidos y los procedimientos para la interconexión de los recursos renovables y otras plantas generatrices independientes, así como los costos de tal interconexión.⁷

21. Cada tres años, la AEE deberá reevaluar el PIR aprobado y enmendarlo según sea necesario para dar cuenta de el/los “cambio[s] sustancial[es] en la demanda energética o en el conjunto de recursos”.⁸

22. La Ley 57 además requiere que haya fiscalización de la Comisión y participación ciudadana: “Todo plan integrado de recursos estará sujeto a las reglas establecidas por la Comisión y deberá ser aprobado por la misma. Todo plan deberá hacerse con amplia participación ciudadana y de todos los grupos de interés.”⁹

23. La Comisión emitió las reglas requeridas y llevó a cabo la evaluación requerida mediante el proceso público que se describe en el Apéndice A.

C. Los Planes y la Planificación Integrada de Recursos: Metas y objetivos

24. Un plan integrado de recursos es la culminación de un proceso. El *proceso* “evalúa los méritos de la utilización de diferentes tipos de recursos energéticos para suplir la demanda de electricidad futura pronosticada con la meta de suplir la demanda de manera confiable y costo-efectiva”.¹⁰ El *plan* es la hoja de ruta para proveer un servicio eléctrico al menor costo durante el horizonte de planificación, que por lo general es de veinte años. “Al menor costo” significa el requisito de ingreso de menor costo, calculado al valor neto al presente desde el día de hoy hasta el final del periodo de análisis.

⁶ Ley 57-2014 § 6.23(a) (énfasis suplido).

⁷ Ley 57-2014 § 2.9(h)(ii).

⁸ Ley 57-2014 § 2.9(h)(i).

⁹ Ley 57-2014 § 1.3(ee).

¹⁰ *Kentucky Coal Association, Inc. v. Tennessee Valley Authority*, 68 F. Supp. 3d 703, 707 (2015).

25. Para crear esta hoja de ruta, la utilidad de servicio público primero debe evaluar si sus recursos son suficientes para cumplir con sus obligaciones. Los *recursos* de la utilidad incluyen generación del lado del suministro (propiedad de la utilidad o adquirida de un productor de energía independiente), la infraestructura de transmisión y distribución, los programas de eficiencia energética, los programas de respuesta a la demanda, y los recursos propiedad de los clientes o localizados como la generación distribuida. La obligación de la utilidad es satisfacer de manera confiable las necesidades del cliente tanto de consumo¹¹ como de carga.¹² Mediante el uso de información histórica, la utilidad crea pronósticos de consumo y de cargas. Luego, determina cuáles recursos, tanto existentes como futuros, son necesarios para suplir las cargas y el consumo pronosticados. Al evaluar estos recursos, la utilidad deberá considerar ciertos parámetros, tales como las limitaciones en las operaciones de las plantas generatrices (debido a limitaciones físicas o a reglamentación ambiental), así como otras metas de política pública, tales como la obligación de estar interconectado con las fuentes generatrices de energía renovable.

26. En conjunto, este plan y este proceso tienen el siguiente objetivo: informar a las entidades reguladoras de las necesidades de infraestructura y sus costos asociados, antes de que tales necesidades se conviertan en emergencias y antes que esos costos sean incurridos. La planificación integrada de recursos permite que la utilidad de servicio público exponga los pronósticos de sus necesidades y costos al escrutinio de las entidades reguladoras, las partes con interés, los consumidores y el público. Aborda las incertidumbres mediante la producción de planes alternativos para luego evaluar la robustez de dichos planes-- esto es, su habilidad de ser exitosos bajo múltiples escenarios futuros verosímiles. Permite que las entidades reguladoras evalúen, guíen y, donde sea necesario, dirijan los procedimientos decisionales de la utilidad pública.

27. Para que sea efectivo, este proceso de planificación deberá ocurrir de forma pública y transparente, de manera que quienes se vean afectados por las decisiones y aquellos con la pericia y las perspectivas que les permita contribuir a las decisiones puedan tener una oportunidad plena de compartir sus preocupaciones y contribuir sus conocimientos.

28. Un PIR es un documento viviente. Debe reflejar el mejor conocimiento disponible al momento de su formulación y las mejores decisiones posibles a la luz de dicha información. Deberá tomar en cuenta el riesgo y la incertidumbre. Si bien un PIR atiende las necesidades a largo plazo, también debe guiar las acciones a corto plazo. En la medida que surja nueva información -- tal como información sobre nuevas tecnologías y nuevas

¹¹ "Consumo" en este contexto significa la cantidad de electricidad consumida por un periodo de tiempo determinado en el territorio al que sirve la utilidad de servicio público. Se mide en gigavatio horas (gWh). Reglamento 8594 § 1.08(B)(13).

¹² "Carga" Eléctrica (otras veces llamada "demanda") significa la cantidad de electricidad requerida por los clientes en un momento determinado del año. Se mide en megavatios (MW). Reglamento 8594 § 1.08(B)(14).

necesidades de los clientes -- el plan deberá evolucionar. Como consecuencia, nuestro Reglamento del PIR exige un proceso tripartita-- uno en el que la AEE, la Comisión y la ciudadanía reevalúen el plan existente, incorporen nueva información y desarrollen un nuevo plan de acción. La reconsideración, revisión y reinversión periódica son esenciales para un proceso de planificación robusto.

29. Mientras el proceso de planificación sea llevado a cabo por la AEE, este es guiado y fiscalizado por la Comisión. En este primer proceso -- y en cada proceso futuro -- la prioridad de la Comisión será la costo-efectividad-- el proveer para las necesidades energéticas de Puerto Rico al menor costo factible. Las acciones que tome la AEE y sus clientes afectarán los costos durante décadas. Y como la construcción de capacidad nueva a menudo requiere largos plazos de entrega, la incertidumbre es inevitable. Por lo tanto, cada decisión deberá basarse en la mejor información disponible al momento en que dicha decisión es tomada. Este hecho subyace un PIR robusto-- es decir, que sea lo suficientemente flexible como para acomodar realidades que se aparten de las expectativas. Debemos hacer lo mejor posible por evitar agobiar a la AEE y sus clientes con costos innecesarios cuando estén disponibles alternativas de menor costo.

30. En resumen, la meta es reemplazar las plantas viejas y costosas con opciones de menor costo: plantas más eficientes, recursos renovables, eficiencia energética, respuesta a la demanda y tecnologías de generación distribuida-- algunas de las cuales le permiten a los clientes manejar sus propios costos y cada una de las cuales reducen el daño al ambiente a la vez que protegen a los consumidores de la volatilidad de los precios del combustible. Una planificación integrada de recursos que haya sido diseñada de manera apropiada y que se ejecute de forma continua realizará la intención legislativa de evolucionar el sector energético a uno que dependa menos de los combustibles fósiles importados y más de nuestros propios recursos.

D. Los Requisitos de la Comisión

31. La sección 2.04(A) del Reglamento del PIR, Reglamento 8594, requiere que la AEE lleve a cabo un análisis que compare las necesidades de los clientes con los recursos disponibles, y que luego cierre cualquier brecha en la necesidad mediante escenarios específicos de planificación.¹³ Este análisis tiene cinco pasos distintos (y requeridos): el desarrollo de pronósticos, incertidumbres y escenarios; el uso de un modelo de expansión de capacidad para desarrollar planes de recursos; el poner a prueba los planes de recursos mediante análisis rigurosos de escenarios y sensibilidades; la selección de un Plan de Recursos Preferido y el desarrollo de un Plan de Acción. A continuación, explicamos cada paso.

¹³ "Escenario" se refiere a la "combinación de requisitos de sistema necesarios para proveer carga, los precios de la materia prima, costos de capital y riesgos que influyen en la selección de recursos que suplen la carga futura" Reglamento 8594 § 1.08(B)(36).

1. El desarrollo de pronósticos, incertidumbres y escenarios

32. Para poder desarrollar un plan de recursos, el analista deberá pronosticar cambios en variables claves, tales como el consumo, la demanda, los precios del combustible, los costos de construcción y los costos de financiamiento.¹⁴ Como la pronóstico necesariamente conlleva incertidumbre, la utilidad pública deberá “desarrollar un conjunto de escenarios que abarquen una gama razonable de resultados posibles para los pronósticos inciertos”.¹⁵ A la hora de incorporar la incertidumbre a sus pronósticos,¹⁶ la utilidad deberá buscar captar una amplia gama de futuros posibles,¹⁷ a la vez que identifica un “caso de referencia” claro (conocido como el “caso base”). Este caso base es el mejor estimado de la utilidad de los resultados futuros más probables con relación a ciertas variables, tales como el costo del combustible. Representa la base desde la cual la utilidad pública busca tomar decisiones claves sobre los recursos.

33. La gama de futuros posibles se incorpora, ya sea individualmente o en conjunto, en “escenarios”. Cada escenario representa un conjunto de incertidumbres que se ubican en una gama de resultados posibles. Mediante la creación de planes de recursos, bajo tanto el caso de referencia como los escenarios alternos, la utilidad puede examinar cuáles decisiones son robustas (lo que significa que siguen siendo costo-efectivas bajo múltiples futuros verosímiles) y cuáles son menos robustas-- esto es, que probablemente tendrían un desempeño pobre si los hechos reales llegaran a desviarse de los hechos pronosticados.

2. El uso de un Modelo de Expansión de Capacidad para desarrollar los planes de recursos

34. El Reglamento indica que “[l]a AEE deberá usar un Modelo de Expansión de Capacidad o un modelo de estructura similar para desarrollar planes de recursos al menor costo posible.”¹⁸ Los modelos de expansión de capacidad son “herramienta[s] que determinan la capacidad generatriz óptima y/o la expansión de la red de transmisión para suplir un nivel de demanda futuro esperado y cumplir con una serie de especificaciones regionales o estatales (requisitos de confiabilidad, requisitos de cartera de energía

¹⁴ Reglamento 8594 § 2.04(B)(1)(c).

¹⁵ Reglamento 8594 § 2.04(B)(1)(c).

¹⁶ Reglamento 8594 § 2.04(B)(1)(c).

¹⁷ Reglamento 8594 § 2.04(B)(1) requiere que la utilidad de servicio público “... desarroll[e] una gama de resultados que se encuentren entre los percentiles cinco (5) y noventa y cinco (95) según entienda la [utilidad de servicio público].”

¹⁸ Reglamento 8594 § 2.04(B)(2)(a).

renovable, limitaciones en las emisiones de CO₂, etc.)”¹⁹ Este requisito asegura que los planes de recurso al menor costo sean *desarrollados y evaluados* mediante un algoritmo computarizado capaz de considerar una amplia gama de variables potenciales para múltiples elementos, tales como los costos de combustible, la carga, los costos de capital y los precios de la materia prima. Sin el beneficio de un modelo de expansión de capacidad que evalúe de forma automática (y objetiva) cantidad de planes, un analista se vería limitado a meramente poner a prueba un *puñado subjetivo de escenarios*. No debe sorprender el que diferentes presunciones acerca de precios de combustible futuros, precios de emisiones o de la demanda habrán de producir planes diferentes. Al poner a prueba una cantidad lo suficientemente grande de planes de recursos basados en una amplia gama de futuros posibles, un modelo de expansión de capacidad ayuda a identificar los escenarios que con más probabilidad resulten ser al menor costo para los consumidores. Ese es el significado de la *optimización*: obtener el mejor resultado posible basado en la estructura del sistema y la información acerca del futuro. La potencial combinación de decisiones sobre los recursos existentes (esto es, si retirar o no y, de ser así, cuándo) y la selección de nuevas opciones de recursos, en este caso, se lograría mejor mediante un modelo de expansión de capacidad.

35. Según explicaremos más a fondo en la Parte IV(A)(1), la AEE no acató el requisito de emplear un modelo de expansión de capacidad. Optó por el enfoque del “puñado”-- un escogido subjetivo de los candidatos a planes de recursos. Este enfoque impidió que la AEE y a la Comisión pudieran evaluar la gama completa de opciones potenciales y, por tanto, no las permitió asegurar que el plan fuera al menor costo.

3. Poner a prueba los recursos mediante el análisis riguroso de los escenarios y las sensibilidades

36. Los planes de recursos pueden ser creados mediante el uso de diferentes presunciones con miras al futuro-- presunciones sobre las trayectorias de los precios del combustible, pronósticos de carga, costos de construcción y costos de financiamiento. Todos estos planes pueden, en teoría, parecer óptimos (es decir, al menor costo), dependiendo del conjunto específico de presunciones que se usen para evaluar el plan. Los análisis de escenarios y sensibilidades aclaran la robustez de estos escenarios bajo una variedad de futuros diferentes. Por ejemplo, ¿continuaría el buen rendimiento de un plan de recursos que aparente ser al menor costo con una presunción de un precio bajo del gas natural en otros escenarios del precio del gas natural? En la alternativa, ¿tendría mejor rendimiento bajo esos mismos escenarios del precio del gas natural un plan que se determinó era al menor costo bajo un precio de gas alto? El *análisis de escenarios* evalúa los planes bajo una gama de presunciones razonablemente factibles acerca del futuro. Esa

¹⁹ Fisher, J., Santen, N., Luckow, P., De Sisternes, F., Levin, T. & Botterud, A. (2016). *A Guide to Clean Power Plan Modeling Tools: Analytical Approaches for State Plan CO₂ Performance Projections*; Synapse Energy Economics and Argonne National Laboratory. Retrieved from <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Guide-to-Clean-Power-Plan-Modeling-Tools.pdf>.

evaluación entonces ayuda a identificar aquellos planes que son al menor costo y que conllevan el menor riesgo.²⁰ Los *análisis de sensibilidad* determinan el efecto que una presunción particular de datos de entrada tiene en el rendimiento de los candidatos a planes de recursos. Puede ser usado para refinar o informar la selección de un plan de recursos preferido.²¹ El análisis de sensibilidades típicamente se realiza luego de haber llevado a cabo un análisis de escenario principal. Puede ser informado por los resultados del análisis de escenario, que pueden ser usados para identificar las presunciones y los planes de recursos claves que ameriten investigación más a fondo. El Reglamento del PIR requiere que la AEE lleve a cabo estos tipos de análisis.

4. La selección de un Plan de Recursos Preferido

37. El Reglamento del PIR exige que la AEE escoja y recomiende el plan que mejor se desempeñe bajo los análisis de escenario y de sensibilidades.²² La AEE podrá modificar dicho plan si la AEE puede demostrar que el plan modificado es a un precio comparable y es lo suficientemente robusto.²³

5. El desarrollo de un Plan de Acción a cinco años

38. El Reglamento requiere que la AEE identifique un conjunto discreto de acciones que deberá realizar durante los cinco años siguientes a la publicación del PIR y que estas acciones se fundamenten específicamente en la Cartera Preferida.

39. La Comisión diseñó su Reglamento del PIR para asegurar un análisis disciplinado cuyas bases sean transparentes. El cumplimiento con las reglas asegura que cada plan sea robusto, transparente, claramente vinculado a la necesidad y conforme al interés del consumidor. Las desviaciones significativas de las reglas habrían de ensombrecer los procesos analíticos y las bases de las propuestas de recursos, aumentando el riesgo de que los planes y las inversiones confluyan con el interés del consumidor. Según se hará claro mediante la discusión que sigue, las desviaciones de la AEE fueron significativas, en gran medida inexcusables y en última instancia incongruentes con la visión establecida en la Ley 57.

²⁰ Reglamento 8594 § 2.04(B)(1)(c).

²¹ Reglamento 8594 § 2.04(B)(3).

²² Reglamento 8594 § 2.04(B)(5).

²³ Reglamento 8594 § 2.04(B)(4).

E. Expresión de las preocupaciones de la ciudadanía

40. De conformidad con la necesidad de transparencia, la Comisión abrió este procedimiento a la participación ciudadana de dos maneras.²⁴ Primero, la Comisión permitió la participación de interventores y *amicus curiae* en los procedimientos probatorios. Segundo, la Comisión celebró dos vistas públicas, abiertas a toda la ciudadanía.

1. La participación de los interventores y *amicus curiae*

41. La Comisión se complació de contar con la participación de organizaciones interventoras y sus peritos, así como de *amicus curiae*. Estos participantes trajeron preguntas y preocupaciones importantes a la atención de la Comisión. Tales preguntas y preocupaciones se abordan en el texto de esta Resolución Final y Orden.

42. **Interventores:** la Asociación Puertorriqueña de Energía Verde (APEV), NRG Energy, Inc. y sus entidades afiliadas, York Capital Management Global Advisors, LLC, ITC Holdings Corp. (los Miembros del Consorcio), EcoEléctrica, L.P. (EcoEléctrica), Enlace Latino de Acción Climática, El Puente Williamsburg, Inc., y el Comité de Diálogo Ambiental, Inc. (ELAC), el Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (ICSE-PR or PRECSEI), el Instituto Nacional de Energía y Sostenibilidad Isleña de la Universidad de Puerto Rico (INESI), La Mesa de Diálogo Energético de Puerto Rico (Mesa), National Public Finance Guarantee Corp. (National) y Assured Guaranty Corp. y Assured Guaranty Municipal Corp. (Assured), la Oficina Estatal de Política Pública Energética (OEPPE), Pattern Santa Isabel LLC (Pattern), PVP Properties, Inc., Coto Laurel Solar Farm, Inc., Windmar PV Energy, Inc. y Windmar (Windmar) y la Oficina Independiente de Protección al Consumidos (OIPC).²⁵

43. **Amicus Curiae:** Energy Answers, LLC (Energy Answers) y Sunnova Lease Vehicle 3, LLC, Sunnova Asset Portfolio 4, LLC y Sunnova Asset Portfolio 5 LLC (Sunnova).

2. Participación ciudadana

44. En aras de maximizar la participación y la perspicacia ciudadana, la Comisión celebró dos vistas públicas. Ambas vistas se celebraron en español y fueron transmitidas en directo vía internet y grabadas. La primera vista fue celebrada el 18 de mayo de 2016 en la ciudad de San Juan. Un total de 14 participantes se dirigieron a la Comisión. Para que fuera posible recibir los comentarios de las personas que trabajan durante el día o que no residen en el área metropolitana, la Comisión celebró una segunda vista pública en la noche

²⁴ La historia procesal para este procedimiento aparece en el Apéndice A.

²⁵ Las posiciones y perspectivas de los interventores se resumen en el Apéndice B.

del 14 de junio de 2016 en la ciudad de Ponce. En esta segunda vista, un total de 12 participantes se dirigieron a la Comisión.

45. Algunos ciudadanos criticaron los procedimientos de educación e información que tanto la Comisión como la AEE usaron para informar a la ciudadanía sobre el proceso del PIR. Explicaron que la AEE y la Comisión deben implementar un programa educativo mediante el cual se le informa a la ciudadanía el propósito de un PIR, lo que implica la planificación integrada de recursos, los detalles específicos del PIR propuesto por la AEE y los efectos de la aprobación del PIR por parte de la Comisión. En particular, la entidad Espacios Abiertos recalcó la importancia de no sólo poner la información a la disposición del público, sino de publicar dicha información en un formato inteligible que pueda ser comprendido por todos los ciudadanos independientemente de su nivel de pericia.

46. Algunos ciudadanos arguyeron que el pronóstico de la demanda de la AEE era irrealmente alto, y que es más probable una demanda futura menor. También afirmaron que las estrategias de manejo de la demanda (“DSM”, por sus siglas en inglés) empleadas durante los tiempos pico podrían reducir el pronóstico de la demanda. Criticaron a la AEE por no haber incorporado las estrategias y los mecanismos de DSM en su pronóstico de carga. Afirmaron, además, que la AEE no abordó el asunto de un pico nocturno en la demanda (se discute más a fondo en la Sección IV.D.2.), y que tampoco le dio el peso necesario a la eficiencia energética ni a los esfuerzos del lado de la demanda, los cuales podrían ayudar a manejar este pico y, por tanto, reducir la dependencia de Puerto Rico en los combustibles fósiles.

47. Muchos criticaron, además, la presunción de cumplimiento parcial con los Requisitos de la Cartera de Energía Renovable (“RPS” por sus siglas en inglés) incluida en la Cartera Preferida, así como la falta de una consideración significativa a los proyectos renovables y la dependencia continua en la generación a base de combustibles fósiles. En particular, como expresó ELAC, la AEE basa su plan en la sustitución de gas natural por petróleo-- una estrategia que requerirá grandes inversiones para la construcción de varias plantas de combustible fósil, incluido el proyecto del Aguirre Offshore Gas Port (“AOGP”). Los ciudadanos abogaron por el acrecentamiento del rol de la energía renovable, particularmente la energía solar, eólica e hidráulica. Algunos llegaron a sugerir que la AEE debía construir sus propias instalaciones para generar energía renovable, y que deberían evitar los pagos a terceros mediante costosos contratos a largo plazo.

48. Durante la discusión del AOGP, varias organizaciones expresaron sus preocupaciones en cuanto al costo real de la construcción del terminal. También discutieron los problemas que la AEE ha confrontado a la hora de obtener los permisos necesarios de las agencias locales y federales. Además, los ciudadanos expresaron su preocupación sobre la posibilidad de que este proyecto esté vinculado a la construcción de un gasoducto que atravesase la Isla-- una idea que ya ha enfrentado fuerte oposición.

49. Los ciudadanos criticaron la compra de electricidad de la AEE a AES, puesto que la planta de carbón de esta última produce cenizas contaminantes que son perjudiciales a la

salud y al ambiente. Varios argumentaron a favor de la cancelación del contrato con AES durante el proceso de renegociación. Asimismo, muchos se opusieron a la planta que convierte desechos en energía de Energy Answers. A modo más general, se expresaron preocupaciones sobre los efectos de la quema de combustibles fósiles en la salud y en el ambiente, en particular las emisiones producto del uso de carbón. Otra preocupación de la ciudadanía lo era el mal uso de los recursos de agua de los acuíferos. ELAC expresó su preocupación en cuanto a la cantidad de agua que se usa para enfriar las plantas y las descargas de agua termalmente contaminada que se devuelve a los acuíferos, lo cual ha provocado la contaminación de importantes fuentes de agua que sirven a muchos ciudadanos.

50. Un grupo reducido enfatizó, además, que el PIR debería ser preparado en conjunto con una Declaración de Impacto Ambiental Programática (“DIA”) previo a su aprobación. Adujeron que el Artículo 4(B) de la Ley 416-2004, según enmendada, conocida como la “Ley de Política Pública Ambiental de Puerto Rico” (“Ley 416-2004”), requiere la preparación de una DIA para el PIR de la AEE.

51. Los ciudadanos también se mostraron preocupados por la participación de Siemens en el PIR, enfocados en el riesgo de parcialidad, toda vez que Siemens PTI preparó el PIR mientras que el Plan Preferido recomienda unas unidades de ciclo combinado específicas que son fabricadas por una empresa filial de Siemens AG.

3. Comentarios de la Comisión sobre la participación ciudadana

52. En la vista probatoria y las vistas públicas, los interventores y ciudadanos declararon sobre sus preocupaciones profundas y legítimas con relación a los efectos ambientales de la producción eléctrica. Muy alto en la lista de las preocupaciones se encuentra la ceniza de carbón producida por el proyecto AES, así como el potencial para la liberación de contaminantes ambientales del proyecto de convertir desechos en energía de Energy Answers. Algunos arguyeron que la Comisión debería impedir la renovación del contrato que la AEE tiene con AES²⁶ y, de hecho, anular ese contrato.

53. Nuestros estatutos no nos conceden el poder en ley para anular contratos existentes. Tampoco tenemos el poder legal para ordenar soluciones a los problemas de salud o a los daños ambientales—asuntos que le corresponde a la Legislatura colocar ante la atención de las agencias correspondientes.²⁷ En relación al proyecto de Energy Answers,

²⁶ La renovación del contrato vigente de AES no se convierte en una controversia antes del 2027.

²⁷ El artículo 4 B(3) de la Ley 416-2004, según enmendada, conocida como la “Ley de Política Pública Ambiental de Puerto Rico,” requiere que, previo a tomar cualquier acción gubernamental o promulgar cualquier decisión que afecte significativamente el ambiente, la agencia proponente debe cumplir con el proceso de planificación ambiental y considerar el impacto ambiental de sus acciones. La Ley 161-2009, según enmendada, conocida como la “Ley para la Reforma del Proceso de Permisos en Puerto Rico” delegó la autoridad de revisión ambiental de la Ley 416-2004 a la Oficina de Gerencia de Permisos, la cual concedió la Exclusión Categórica del Art. 4 B(3) al PIR de la AEE. *Determinación de Cumplimiento Ambiental mediante*

en esta Resolución Final y Orden la Comisión no determina si dicho proyecto es apropiado. Sin embargo, aunque el PIR presentado mencionaba la existencia del PPOA para el posible cumplimiento del RPS, la AEE no asumió que el proyecto podría convertirse en operacional durante el periodo de planificación y no fue modelado como una fuente de generación en el PIR. Por esta razón, nuestras Resolución Final y Orden no emite una determinación respecto si este proyecto es apropiado.

54. Por supuesto, se requiere que el PIR evalúe los “impactos ambientales de la Autoridad relacionados a emisiones al aire y consumo de agua, desperdicios sólidos y otros factores ambientales”²⁸-- asuntos que atendemos en la Parte VII de esta Resolución Final y Orden. Además, la Comisión tiene jurisdicción exclusiva sobre la calidad, confiabilidad y el costo del servicio eléctrico. En la medida que los vendedores de electricidad se comporten de manera que los exponga a multas y penalidades, o a cierres por parte de las autoridades ambientales, esos eventos pueden afectar la calidad, confiabilidad y el costo del servicio eléctrico. El comportamiento que aumente el riesgo de que ocurran tales eventos si cae dentro de la jurisdicción de la Comisión.²⁹

55. La Comisión atenderá el posible costo económico del daño ambiental en el caso tarifario pendiente y en los casos de PIR en el futuro. Además, en el marco del PIR, a la hora de comparar recursos en cuanto a su costo-efectividad, debemos tomar en cuenta la probabilidad de que ciertos recursos en algún momento estén sujetos a reglamentación ambiental costosa (tal como la tributación por las emisiones de carbón). El Reglamento del PIR Revisado de la Comisión atenderá estos dos temas. Por ahora, es necesario asegurar que, en cuanto a estos temas, la AEE desarrolle conocimiento cabal y peritaje, y que demuestre sensibilidad plena ante las preocupaciones de nuestros ciudadanos. Por lo tanto, según describimos en la Parte VII de este documento, dirigiremos a la AEE a que prepare un informe sobre los riesgos de litigación ambiental asociados a sus acciones.

56. Durante la Conferencia Técnica y las Vistas Públicas, los interventores y el público en general argumentaron la falta de justicia ambiental como una deficiencia en el PIR de la AEE. Específicamente, arguyeron que el PIR propuesto por la AEE fracasó en integrar y considerar implicaciones de justicia ambiental en la selección de los recursos

Exclusión Categórica para el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, No. 2016-DEC-00014, 8 de agosto de 2016.

²⁸ Ley 57-2014, § 2.9(h)(ii)(H).

²⁹ Véase, e.g., *National Association for the Advancement of Colored People v. Federal Power Commission*, 425 U.S. 662, 668 (1976) (concluyendo que la Comisión “claramente tiene un deber de prevenir que las entidades que regula cobren tarifas basadas en costos laborales ilegales, repetidos o innecesarios. En la medida que estos costos demuestren ser el producto de las prácticas laborales discriminatorias, la Comisión debe rechazar dichas tarifas.”).

preferidos.³⁰ La Comisión reconoce la importancia de asegurar la integración justa de la política ambiental como parte de su toma de decisiones.

57. La Comisión reconoce las preocupaciones esbozadas por algunos interventores y comentaristas del público en relación al impacto potencial negativo que ciertos proyectos propuestos puedan tener en el ambiente. Para abordar estas preocupaciones, la Comisión emitió instrucciones específicas a la AEE indicando que deben cumplir con todos los requisitos ambientales aplicables previo a comenzar con el desarrollo de cualquiera de tales proyectos, incluyendo, pero sin limitarse a, solicitar permisos de las agencias gubernamentales relacionadas con el ambiente. Adicionalmente, a lo largo de este proceso la Comisión ha integrado consideraciones ambientales en la evaluación del PIR propuesto por la AEE, de conformidad con los requisitos de la Ley 83³¹. Todas las determinaciones realizadas por la Comisión son el resultado del análisis comprensivo de la propuesta de la AEE, alegatos y comentarios de los interventores, comentarios del público en general y los documentos contenidos en el expediente, a la luz de la política pública propuesta por la Ley 57, la cual contempla una amplia variedad de consideraciones técnicas, operacionales, económicas y ambientales.

58. La Comisión se muestra agradecida a nuestros ciudadanos por haber traído estos asuntos de envergadura a nuestra atención.

59. Por último, los interventores plantearon varios asuntos que son de importancia para los consumidores, pero que, sin embargo, se encuentran fuera del ámbito estatutario de la planificación integrada de recursos. Uno de estos asuntos lo son las estrategias de prevención, las cuales son relevantes a los planes de adquisición de la AEE a corto plazo, pero no son investigados durante el proceso de planificación a largo plazo. Por ejemplo, dichas estrategias deben ser investigadas en casos tarifarios, donde determinamos como los costos de combustible (incluido el costo de las estrategias de prevención) deben ser justificados en las tarifas de la AEE. Otros asuntos planteados por los interventores fueron el trasbordo de energía al detal, la oferta competitiva y la titularidad de la generación, los cuales se relacionan a la estructura del mercado-- los tipos de vendedores y compradores de servicios de electricidad, los mecanismos por los cuales ofrecen dichos servicios y son pagados por ellos, y sus responsabilidades como participantes del mercado. Mientras un mercado de electricidad competitivo podría ofrecer valor en Puerto Rico, un procedimiento del PIR no es el foro apropiado para evaluar esta opción. Un procedimiento de PIR atiende la mezcla de recursos de generación que es apropiada para Puerto Rico. El tipo de estructura de mercado que con mayor probabilidad produzca dicha mezcla efectivamente es una tema a tratarse en un procedimiento distinto.

³⁰ Justicia Ambiental se refiere a la preocupación que los impactos ambientales de las acciones gubernamentales no recaigan desproporcionadamente en las poblaciones vulnerables.

³¹ Sección 6B (h)(ii)(h) de la Ley 83.

60. Los interventores también plantearon su preocupación en el impacto que puede tener el plan de recursos de la AEE en las tarifas. El Reglamento del PIR de la Comisión requiere que la AEE busque los planes que minimicen el valor presente de los costos totales, en vez de minimizar las tarifas a corto plazo. Aunque los costos impactan la tarifa de los consumidores, la Comisión dispone de mecanismos que asegurarán que tarifas justas y razonables se establezcan mediante casos separados. En esta Resolución Final y Orden sí abordamos los costos, mientras que las tarifas se fijarán en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, *In Re: Revisión Tarifaria de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*.

61. Esperamos que los interventores que trajeron estos asuntos a nuestra atención participen de los procesos en los cuales los atendemos.

II. CONSIDERACIONES ÚNICAS DE ESTE PIR

A. Descripción de los recursos energéticos de la AEE

62. La AEE tiene una capacidad generatriz total de 5,659 MW, parte de ella propiedad de la AEE mientras que el resto es comprada.³² La AEE es la dueña y operadora de catorce unidades eléctricas de vapor con una capacidad total de 2,892 MW, distribuida entre cuatro ubicaciones (Aguirre, Costa Sur, Palo Seco y San Juan); cuatro unidades de ciclo combinado (“CC”) (Aguirre 1 y 2 CC y San Juan 5 y 6 CC) con una capacidad total de 920 MW y veintiséis unidades de turbina de gas (“GT”, por sus siglas en inglés) (entre las cuales se incluyen Cambalache 1-3, Mayagüez 1-4 y una flota de turbinas de gas distribuidas) con una capacidad total de 826 MW.³³ Aparte de las unidades de vapor de Costa Sur, toda la flota térmica de la AEE opera mediante la quema de destilado de petróleo o combustible diésel.

63. La AEE compra una porción de su capacidad y energía de terceros que son propietarios de dos unidades termoeléctricas bajo los términos y las condiciones de los Contratos de Operación y Compraventa de Energía (“PPOA”, por sus siglas en inglés).³⁴ Estas compras incluyen 507 MW de capacidad mediante la quema de gas natural de EcoEléctrica, L.P. y 454 MW de capacidad mediante la quema de carbón de AES.³⁵ De acuerdo con la AEE, estas unidades de carga base tienen unos costos de producción que

³² PIR Revisado, Vol. I, Sección 3.1, Tabla 3-1, pág. 3-3. El PIR menciona que la AEE tiene una capacidad “nominal” (*nameplate*) de 5,839 MW. Esa capacidad nominal del generador representa el producto original máximo de diseño, mientras que el valor de 5,659 MW representa el producto máximo de generación termal disponible a la AEE.

³³ *Id.*

³⁴ *Id.*

³⁵ *Id.*; PIR Suplementario, Sección 10.5, pág. 9-5.

están entre los más bajos de toda la Isla.³⁶ EcoEléctrica comenzó operaciones comerciales en marzo de 2000. Es la única planta de ciclo combinado en la Isla que opera mediante gas natural.³⁷

64. A tenor con la Ley 82-2010, la AEE firmó PPOAs de energía renovable que actualmente ascienden a 1,600 MW, de los cuales 163.1 MW están operacionales.³⁸ La AEE también cuenta con aproximadamente 60 MW de capacidad de generación distribuida instalada, 71% de la cual se ubica en el norte, donde se concentra la mayoría de la carga.³⁹ La mayoría de esta generación es fotovoltaica e incluye la generación con y sin medición neta.⁴⁰

B. Limitaciones Económicas e Incertidumbre de Capital

65. Los problemas económicos de la AEE son hartamente conocidos, según se detalla en la Resolución Final y Orden de la Comisión con relación al Cargo de Transición.⁴¹ Existe incertidumbre con relación a cuándo la AEE tendrá acceso a los mercados de capital; y cuando logre tener acceso, en qué cantidades y a qué costo. Estas limitaciones afectan la planificación de la AEE a corto y largo plazo. Las altas tasas de interés aumentan el riesgo de parcialidad en contra de las inversiones que tengan mayores costos de entrada pero mayores beneficios a largo plazo.

C. Cumplimiento con los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire

66. Como cualquier utilidad de servicio público, la AEE debe cumplir con los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire (“MATS”, por sus siglas en inglés).⁴² El incumplimiento expone a la utilidad a las sanciones económicas y la ciudadanía a las emisiones ilegales. La AEE está atrasada respecto al calendario de cumplimiento previsto. En las Argumentaciones Orales (el 13 de mayo de 2016), la AEE indicó que podría cumplir

³⁶ *Id.*; PIR Revisado, Apéndice B, Tablas B-5 - B-6.

³⁷ EcoEléctrica usa gas natural que recibe como gas natural licuado (GNL) en su terminal de gas existente.

³⁸ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4, Tabla 4-2. Los PPOAs con la AEE incluyen: AES, Ilumina, LLC; Pattern Santa Isabel, LLC; Punta Lima; San Fermín Solar, LLC; Windmar Renewable Energy, Inc.

³⁹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4, Tabla 4-8, pág. 4-7.

⁴⁰ *Id.*

⁴¹ *Orden de Reestructuración*, CEPR-AP-2016-0001, 21 de junio de 2016.

⁴² Los Estándares de Mercurio y Tóxicos de Aire (*MATS*) son un conjunto de reglas promulgadas por la EPA el 16 de febrero de 2012 bajo las Secciones 111 y 112 la Ley de Aire Limpio (42 U.S.C. §7401 *et seq.*). Los *MATS* imponen los límites de razón de emisiones de mercurio y otros contaminantes que emiten ciertas clases de plantas generatrices existentes y nuevas.

hasta mediados del 2021 o el 2022.⁴³ La AEE está en negociaciones con la EPA sobre cómo lograr el cumplimiento sin contraer penalidades. La AEE ha afirmado que la culminación de esas negociaciones es contingente en parte en contar con un PIR aprobado. La incertidumbre respecto a las fechas y los métodos de cumplimiento afecta las decisiones de planificación de la AEE.

D. Margen de Reserva, Tasas de Interrupciones Forzadas y Confiabilidad

67. Un margen de reserva es la porción de la capacidad existente que una utilidad de servicio público integrada verticalmente como lo es la AEE⁴⁴ retiene en exceso de la capacidad necesaria para suplir la carga pico esperada. Es apropiado tener un excedente para que la utilidad pueda suplir los requisitos de los picos aun cuando algunas unidades se encuentran afectadas por interrupciones ya sean forzadas (inesperadas) o no forzadas (programadas). Las utilidades de servicio público típicamente distinguen entre su margen de reserva real (el margen que se retiene en un momento particular) y el margen de reserva de planificación (la cantidad de capacidad en exceso que es apropiada para propósitos de asegurar la confiabilidad).

68. El Reglamento del PIR requiere que la AEE tanto determine como documente un margen de reserva de planificación – el margen de capacidad en exceso que la AEE debe tener disponible para asegurar un servicio confiable sobre una base anual.⁴⁵ El margen de reserva de planificación es un objetivo crítico que la utilidad de servicio público debe alcanzar a lo largo del tiempo como respuesta al retiro de las unidades generatrices y las demandas pico cambiantes. Es un elemento crítico de la planificación al menor costo pues dicta el exceso de capacidad que la utilidad de servicio público debe tener disponible, ya que la construcción y/o mantenimiento de cada megavatio de exceso impone un costo en los clientes. Mientras la confiabilidad de la flota de la AEE mejore, se espera que el exceso de capacidad que la AEE debe mantener disminuya según se discute abajo, resultando en la reducción de costos a los clientes.

69. Los requisitos de margen de reserva de planificación se determinan típicamente mediante un análisis de adecuación de recurso. Para realizar dicha evaluación, un modelo riguroso de costo de producción se “calibra” cuidadosamente, es decir, se ajusta para poder dar cuenta de las tasas de interrupciones forzadas de las unidades existentes, así como de otros recursos disponibles (tales como los recursos disponibles de productores de energía independientes o hasta de los clientes). El modelo de costo de producción además toma en

⁴³ Argumentación Oral de la AEE, pág. 3-4, 13 de mayo de 2016.

⁴⁴ Una utilidad de servicio público verticalmente integrada es dueña del conjunto completo de recursos físicos necesarios para producir y proveer electricidad: generación, transmisión y distribución. Aunque la AEE está verticalmente integrada, no produce toda la electricidad que sus clientes consumen. Compra alguna de la electricidad de productores de energía independientes.

⁴⁵ Reglamento 8594 § 2.03(B)(4).

cuenta los impactos de las demandas pico, demanda por hora, los costos de operación de las unidades y la producción por unidad. Mediante el uso de un modelo estocástico,⁴⁶ los planificadores de la utilidad de servicio público determinan cuánta carga puede ser provista con los recursos existentes bajo una variedad de condiciones, y cuánta capacidad adicional podría hacer falta para cumplir con los requisitos futuros. Un margen de reserva de planificación “óptimo” se puede determinar al hallar el margen de reserva que minimice los costos totales del sistema, a la vez que toma en cuenta los impactos de la “energía no suplida” (es decir, la cantidad de electricidad que no sería provista a los clientes como resultado de la insuficiencia de capacidad). Estos modelos por lo general presumen, a base de datos históricos sobre las interrupciones programadas y forzadas, que la inmensa mayoría del sistema existente sigue estando disponible y opera como se requiere.

70. El sistema de la AEE difiere de aquellos en los Estados Unidos continentales porque no está interconectado a una red eléctrica amplia y diversa. Tal red cuenta con múltiples unidades generatrices que puedan compartir la totalidad de los requisitos de confiabilidad de la región. (Si todos los miembros de una comunidad se pusieran de acuerdo para compartir automóviles, la cantidad de autos que requiere esa comunidad sería menor.) La AEE no tiene interconexiones de transmisión con otras regiones; por lo tanto, debe proveer por sí sola y completamente sus propias necesidades de confiabilidad. La AEE tampoco tiene acceso a restricciones significativas del lado de los clientes o a opciones de energía de emergencia. En su lugar, el sistema relativamente pequeño de la AEE depende en gran medida de la disponibilidad de una cantidad pequeña de unidades. En estas circunstancias, sería de esperarse que la AEE tuviera unos márgenes de reserva que excedieran los de las utilidades de servicio eléctrico en los Estados Unidos.

71. Y ese es el caso. El margen de reserva de la AEE es de 90%, lo que significa que su flota generatriz existente, de estar disponible por completo, puede suplir más del doble de su carga pico.⁴⁷ Esta cantidad de excedente de capacidad es extraordinariamente grande relativo a otras utilidades de servicio eléctrico en los Estados Unidos, aun si consideramos las condiciones particulares de Puerto Rico. El *North American Electric Reliability Council* típicamente presume un margen de reserva de planificación de aproximadamente un 15% para los sistemas termoeléctricos en los Estados Unidos continentales.⁴⁸

⁴⁶ Los modelos estocásticos prueban un sistema bajo incertidumbres recopilando variables al azar, tales como la demanda, precios de combustible y apagones forzados, de una distribución de probabilidad. El modelo corre múltiples veces para determinar la gama de respuestas del sistema. En una evaluación adecuada de recursos, el modelo estocástico prueba bajo qué condiciones, y cuán rápido, el sistema no puede proveer suficiente generación.

⁴⁷ PIR Revisado, Tabla 3-1 (5,659 MW capacidad nominal), pág. 1-1. “El pico más reciente observado el 2 de octubre de 2014 en la hora 21 fue de 3,030 MW.”

⁴⁸ NERC. (2016). M-1 Reserve Margin. Retrieved from <http://www.nerc.com/pa/RAPA/ri/Pages/PlanningReserveMargin.aspx>.

72. Por ser Puerto Rico una isla, es razonable esperar que el margen de reserva de planificación de la AEE exceda el nivel típico de las utilidades estadounidenses. Pero el requisito de reserva de la AEE probablemente sería menor si sus unidades generatrices no tuvieran unas tasas de interrupciones forzadas tan elevadas. La AEE necesita una capacidad superior a lo normal para que haya luz cuando ocurren las tan inevitables interrupciones generatrices.⁴⁹ A modo de ejemplo, la AEE reporta 1,647 MW de capacidad instalada con tasas de interrupción forzada de 10% o más.⁵⁰ Estas tasas de interrupción forzada relativamente altas suponen que estas unidades están fuera de servicio, en promedio, unos tres días del mes debido a fallas técnicas, averías o error de operador. De acuerdo al modelaje del PIR de la AEE, el sistema comienza a incurrir en pérdida de horas de carga (es decir, una incapacidad de suplir la demanda a todas horas) a medida que el margen de reserva cae por debajo de aproximadamente 70%.⁵¹ El requisito de reserva tan alto de la AEE es el resultado no sólo de su aspecto isleño, sino también de la condición en la que se encuentra su flota generatriz.

E. Volatilidad en el precio del combustible fósil

73. Los costos del combustible fósil dominan los costos del sistema de la AEE.⁵² En el PIR de la AEE, muchas de las acciones a corto plazo se diseñaron específicamente para reducir la exposición a estos costos. Por lo tanto, el pronóstico del costo del combustible es

⁴⁹ PIR Revisado, Apéndice B.

⁵⁰ *Id.* Incluye Aguirre CCs (20%), San Juan CCs (21% and 10%), San Juan ST 1 (10%), Cambalache 1-3 (10%), y las unidades GT (15%).

⁵¹ PIR Revisado, Apéndice C-19, LOLH (*Loss of Load Hours*) en 2020; Apéndice E-7, Margen de Reserva Incluyendo Cambalache y las GTs en 2020. Resultados pertenecen al plan de recursos "P3F1," el cual fue el plan preferido por la AEE en el PIR Revisado. Resultados similares se pueden ver para el año 2019 en resultados de modelaje para el plan preferido actualizado de la AEE, "P3MF1M," según contabilizado en el Apéndice C-1 del PIR Suplementario.

⁵² Recursos:

- AEE, (15 de diciembre de 2014). *December 2014 Business Plan*. Draft IRP Attached Documents\Answer 6 Supp\201412-Business Plan Report.pdf, pág. 54.
- PIR Revisado, Apéndice C-7 (P3F1). El combustible representa el 58 por ciento de los costos del sistema en el 2016; 28 por ciento en el 2035. Los costos del sistema incluyen combustible para la generación, O&M, y capital, PPOAs, y costos de transmisión. No incluyen servicios de distribución, servicios al por menor, pensiones, o servicio a la deuda.
- AEE, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0001, *Initial Filing*, Exhibit 3.02. En junio de 2015, el combustible componía un estimado de \$1.4 billones del requisito de ingresos estimado de \$4.6 para el 2017 (30%); en mayo de 2016, el combustible componía 26% del requisito de ingresos estimado para el 2017.

crítico a la hora de determinar el mejor curso de acción. El fenómeno de los precios descendentes del combustible fósil ha afectado los procesos de planificación de muchas utilidades de servicio eléctrico. El proceso de planificación de la AEE no es la excepción.

III. RESUMEN DE LAS PRESENTACIONES DE PIR DE LA AEE

74. Explicados los mandatos estatutarios, los propósitos del PIR y las reglas de la Comisión, dirigimos nuestra atención a las presentaciones de la AEE. Esta Parte III describirá la metodología y las conclusiones de la AEE y el grado al cual su PIR cumplió o incumplió con las obligaciones legales de la AEE.

75. *Nota sobre la terminología y el proceso:* Durante este procedimiento que ha durado varios meses, la AEE y su consultor, Siemens, sometieron múltiples versiones de un PIR, usualmente en respuesta a directrices de la Comisión de corregir varias deficiencias. Hemos tomado nota de estas versiones y sus fechas en el Apéndice A, Cronología e historial del procedimiento. Los pasos importantes fueron: un Plan Integrado de Recursos de Primera Etapa (preparado por Leidos Engineering-- este documento no fue sometido oficialmente en este procedimiento, sino que fue producido en respuesta a un Requerimiento de Información de la Comisión); un “Borrador de PIR” (la presentación oficial inicial de la AEE); un “PIR Revisado”, también conocido como el “PIR Base” por la AEE y varios interventores; un “PIR Suplementario”; y un “PIR de Combustible Actualizado”. La Comisión hace las evaluaciones incluidas en esta Resolución Final y Orden fundamentándose en el mejor y el más completo conjunto de prueba disponible en la totalidad de las presentaciones de PIR de la AEE.

76. *Segunda nota sobre la terminología:* El proceso del PIR de la AEE fue liderado por Siemens PTI. La AEE mencionó que Siemens “preparó el PIR,”⁵³ y que “el equipo de Siemens trabajó de cerca con la gerencia de la AEE y sus consultores financieros en definir los escenarios futuros factibles y diseñar las carteras de suministro factibles.”⁵⁴ Durante el descubrimiento de prueba, la conferencia técnica y argumentos orales, Siemens contestó muchos de los Requerimientos de Información de la Comisión. La AEE en ningún momento indicó estar en desacuerdo con el proceso de Siemens, sus presunciones, determinaciones, o recomendaciones. Consecuentemente, la distinción entre el juicio de la AEE y el de Siemens no está claro. Para propósitos de brevedad, esta Resolución Final y Orden se referirá usualmente a la AEE, a pesar de que algunos elementos pudieron haber sido introducidos, recomendados o ejecutados por Siemens. Hacemos nota de que la AEE tiene la entera responsabilidad del contenido completo de su PIR, independientemente de que parte fue responsable de presunciones específicas, métodos empleados, hallazgos o recomendaciones.

⁵³ PIR Revisado, pág. 1-2.

⁵⁴ *Id.*

A. Resumen del Método de la AEE

77. Propósito General: El PIR de la AEE se enfoca en reconfigurar su flota generatriz existente para cumplir con los requisitos ambientales (en especial los *MATS* de la *EPA*), aumentar la confiabilidad, actualizar infraestructura, reducir la dependencia en petróleo, y satisfacer la cartera de energía renovable (RPS, por sus siglas en inglés).⁵⁵

78. El rol de AOGP: Bajo la mayoría de los escenarios, la AEE asumió que podría completar el proyecto de *Aguirre Offshore Gas Port* (AOGP) en el sur de Puerto Rico. Este proyecto aceptaría embarques de gas natural licuado, permitiéndole a la mayoría de la flota generatriz del sur de la AEE a correr con gas natural en vez de destilado o diésel. La AEE asumió que AOGP traería dos beneficios primordiales: Primero, convertir las unidades generatrices de petróleo a gas natural permitiría que estas unidades cumplieran con los *MATS*, debido a las razones de emisiones menores de metal y otros contaminantes tóxicos asociados con la combustión de gas natural. Segundo, la AEE asumió que los precios de gas serían menores que los de destilado. Muchos de los juicios de planificación de la AEE resultaron de la presencia asumida, y de los beneficios, de AOGP. En particular, todas las carteras de recursos candidatas de la AEE asumieron la operación de AOGP.

79. Opciones de Generación: Para las unidades que no cumplen con *MATS*: la AEE considera tres destinos: retiro, estatus de “uso limitado,” y conversión a gas natural. La AEE evaluó distintas combinaciones de retiro y conversiones, enfocándose en las plantas de *Aguirre* y *Costa Sur* localizadas en el sur de Puerto Rico. Para reemplazar estas unidades retiradas, el PIR de la AEE examinó nuevos recursos fósiles—usualmente restringidos a unidades de distintos tamaños y capacidades que quemasen diésel o gas natural, incluyendo unidades pequeñas (72 MW⁵⁶) SCC-800 y dos más grandes de ciclo combinado: unidades 369 MW F-Class y unidades 393 MW H-Class.⁵⁷

⁵⁵ La Ley 82 § 2.3 requiere que la AEE supla un porcentaje ascendente de ventas al por menor por recursos de energía renovable en o antes del 2035. La Ley requiere que la AEE cumpla con una meta de 12 por ciento de 2015-2019, 15 por ciento de 2020-2027, y 20 por ciento para el 2035, con metas interinas. La energía renovable elegible puede incluir solar, eólica, biomasa de desperdicios sólidos municipales, gases de vertedero, generación por marea y olas, pequeñas hidroeléctricas, entre otras.

⁵⁶ La AEE modelizó dos capacidades distintas de generación para cada opción generatriz nueva, dependiendo de si la unidad en cuestión se presume operada con diésel o gas natural. Por ejemplo, cada unidad SCC-800 tiene una capacidad de 70 MW cuando opera con diésel y de 72 MW cuando opera con gas natural. Si bien el método de la AEE es acertado desde una perspectiva técnica, para evitar confusión, en esta Resolución Final y Orden nos referimos a las capacidades de estas unidades generatrices operadas con gas natural.

⁵⁷ Los términos “Clase-F” y “Clase-H” se refieren a las distintas generaciones de tecnología de turbinas de ciclo combinado con distintas características operacionales y de desempeño. Para la planificación a largo plazo, la diferencia primordial entre la Clase-F- y la Clase-H es que las unidades de Clase-H tienen una capacidad mayor y son más eficientes, pero son más costosas. En este PIR, las unidades de ciclo combinado de Clase-F y

80. Futuros, carteras y planes de recursos: Para examinar las distintas estrategias para cumplir con MATS y el RPS, la AEE desarrolló planes basados en lo que la corporación llamó “futuros” y “carteras.” La AEE designó cuatro “futuros.” Cada futuro describió distintos conjuntos de presunciones sobre disponibilidad de combustible y de demanda. La AEE también diseñó tres “carteras” de estrategias de selección de recursos. Cada combinación de futuro y cartera resultó en un “plan de recursos.”

81. Presunciones: Implícita- o explícitamente, la AEE incorporó varias presunciones en su proceso de planificación de recursos, y las mantuvo a través de todos sus planes y sensibilidades. Específicamente: (a) gas natural permanecería de bajo costo mientras que los costos del destilado subirían sustancialmente; (b) a corto plazo, el gas natural estará disponible probablemente solo en el Sur (*i.e.*, en Aguirre o Costa Sur)— y, por lo tanto, la generación nueva de quema de gas natural necesaria para satisfacer las necesidades a corto plazo deben estar localizadas en el Sur; (c) el viento generalmente no estaría disponible como un recurso debido a la “oposición local;”⁵⁸ y (d) ninguna unidad generatriz termal además de las unidades de ciclo combinado de diésel o gas⁵⁹ sería costo-efectiva.⁶⁰

82. Localización e itinerario: La AEE determinó que la mayoría de la generación nueva debería estar localizada en el Sur,⁶¹ para co-localizarla con o reemplazar la generación existente, aprovechar la disponibilidad asumida de AOGP en la mayoría de los “futuros” presumidos, y utilizar el sistema de transmisión existente. La AEE no consideró otras localizaciones además de las de generación existentes. La calendarización de las adiciones de recursos se determinó basándose en la evaluación de Siemens del acceso a capital por la AEE y de su habilidad de ejecutar múltiples proyectos de construcción

de Clase-H tienen funciones similares a un costo por kilovatio-hora similar. Por otro lado, la SCC-800 y otras unidades pequeñas consideradas por la AEE sirven propósitos distintos.

⁵⁸ PIR Revisado, pág. 4-3.

⁵⁹ La AEE no consideró, por ejemplo, el uso de turbinas de combustión de ciclo simple para satisfacer los requisitos del margen de reserva a menor costo que una unidad de ciclo combinado. La AEE sí condujo un análisis limitado de las carteras que incluían motores recíprocos, los cuales son generadores pequeños comúnmente utilizados para la cogeneración combinada de electricidad y calor (combined heat and power, CHP) o para aplicaciones de energía auxiliar de reserva (backup power), en lugar de aplicaciones para la utilidad de servicio público. Estos análisis determinaron que los motores recíprocos eran más costosos que la SCC-800 y no contribuían un beneficio incremental. El método que utilizó la AEE para estos análisis, sin embargo, presumió un número específico de motores recíprocos en una localización central; la AEE no determinó la mejor cantidad o distribución de estas unidades.

⁶⁰ PIR Revisado, pág. 8-11.

⁶¹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 7-4 a la 7-8.

simultáneamente.⁶² El retiro de las unidades que no están en cumplimiento con MATS se presumió que ocurriría lo antes posible para mantener la confiabilidad,⁶³ al mismo tiempo “limitándose a la implementación de uno o dos proyectos generatrices mayores a la vez.”⁶⁴

83. **Modelaje:** La AEE no utilizó un modelo de expansión de capacidad para seleccionar sus planes de menor costo. En su lugar, la AEE se dejó llevar por las opiniones subjetivas de sus ingenieros y consultores para retirar y añadir recursos que cree mejorarían la confiabilidad del sistema y reducirían costos.⁶⁵ De este modo, la AEE creó sus planes de recursos “manualmente” seleccionando el tamaño y calendarización de las unidades a ser añadidas a una de sus cuatro localizaciones de generación (Aguirre, Costa Sur, Palo Seco, y San Juan/Metro Norte).⁶⁶

84. Para cada plan, la AEE desarrolló un estimado de costo utilizando un modelo de costo de producción⁶⁷ llamado PROMOD.⁶⁸ Cada plan se corrió una vez por año en el modelo, para cada año del periodo de planificación de veinte años (2016-2035). Esto produjo, para cada uno de los veinte años, una evaluación de los costos totales de producción para el sistema completo de la AEE.⁶⁹ El costo total del sistema para el periodo completo de veinte años, incluyendo los gastos capitales, se determinó en base anual así como en valor neto presente (NPV) (2016-2035) utilizando un modelo financiero basado

⁶² Siemens no desarrolló una restricción específica de capital para la adquisición de recursos nuevos.

⁶³ PIR Revisado, Vol. I § 7-5.

⁶⁴ La Respuesta de la AEE al Segundo Requerimiento de Información de la AEE (Segunda Respuesta), 12 de enero de 2016.

⁶⁵ *Id.* “Siemens estableció que los recursos nuevos y su calendarización estuvo basada en opiniones expertas y en el juicio profesional de sopesar numerosos parámetros importantes.” (Traducción suplida).

⁶⁶ Técnicamente hablando, en la planificación del sistema eléctrico, los recursos pueden ser seleccionados tanto por un algoritmo de computadora que busca un plan de menor costo, o subjetivamente por la opinión de un experto (*i.e.*, manualmente). El PIR de la AEE utiliza un proceso de selección manual en lugar de un algoritmo de computadora. Según explicamos en la Parte IV(A)(1), el algoritmo de computadora es el único apropiado para un PIR.

⁶⁷ Los modelos de costos de producción son herramientas que determinan la salida óptima de un conjunto dado de unidades generatrices en cada hora (o periodo de hora) dentro de un marco de tiempo específico (un día, una semana, un mes, un año, etc.). Generalmente estos modelos incluyen un detalle de alto nivel en el compromiso de unidades y despacho económico de unidades específicas, así como de las limitaciones físicas de su operación. No obstante, no están diseñados para determinar la adición óptima de nuevos recursos para satisfacer requisitos futuros de capacidad o el retiro de unidades no-económicas.

⁶⁸ PIR Revisado, § 8.

⁶⁹ Costos de producción incluyen los costos que oscilan con la cantidad de consumo. Para la AEE, estos costos incluyen: costos de combustible y mantenimiento, costos de emisiones y compra de energía. En las jurisdicciones que no son islas, los costos de producción pueden incluir las ventas y compras de energía del mercado.

en una hoja de cálculo.⁷⁰ Los resultados de PROMOD también fueron utilizados para determinar otras métricas de desempeño, tales como los niveles de restricción (*curtailment*) de energía renovable,⁷¹ emisiones, y pérdida de horas de carga.⁷² Cada plan también se evaluó con un modelo de planificación de sistemas de transmisión llamado PSS@E para comprobar si la capacidad de transmisión era suficiente para cada combinación de cartera/futuro.⁷³

85. De las tres carteras propuestas, la AEE seleccionó la cartera llamada Cartera 3 o P3 (por sus siglas en inglés). La AEE propuso un “plan de acción,” según requerido por la Comisión, basado en el plan de recursos representado por la combinación de la Cartera 3 y el conjunto de presunciones del futuro llamado “Futuro 1.” La Comisión entiende que el Futuro 1 es el “caso base” de la AEE, o su percepción de las circunstancias que lo más probable ocurran en el futuro. La combinación de la Cartera 3 y del Futuro 1, también llamada “P3F1,” es el plan de recursos preferido de la AEE.

86. Combustible fósil vs. renovables y el manejo de los recursos de la demanda:
En sus presentaciones del PIR, la AEE no examinó explícitamente un intercambio entre la generación fósil nueva o la existente por la energía renovable o la eficiencia energética. Por otro lado, el PIR de la AEE incorporó la energía renovable hasta satisfacer sus propias metas del RPS. Dicho de otra manera, el PIR de la AEE consideró la energía renovable como una obligación legal que satisfacer, en lugar de como un recurso capaz de competir con la generación fósil. La AEE también presumió que la energía renovable conllevaría un costo comparable a los que se contemplan en sus contratos actuales de energía renovable. El PIR

⁷⁰ El valor neto presente de los costos del sistema de la AEE equivale a lo conocido en otras jurisdicciones como el “valor presente del requerimiento de ingresos” o *PVRR*. En otras jurisdicciones, el cálculo del requisito de ingreso de una utilidad de servicio público puede incluir tanto costos como ingresos (por ejemplo, la venta del excedente de energía o capacidad a utilidades de servicio público vecinas). El requisito de ingreso es calculado como siendo “neto” de los gastos e ingresos y por tanto su valor presente se conoce como “valor neto presente” (“NPV”). El cálculo de los costos del sistema de la AEE no incluye ninguna fuente de ingreso (por ejemplo, la AEE no tiene ninguna utilidad de servicio público vecina a la cual le pueda vender energía o capacidad). No obstante, nos referimos al valor presente de los costos del sistema como “NPV” para efectos de claridad ya que esta es la terminología estándar de la industria y la AEE posiblemente puede incluir fuentes de ingreso (como cargos por trasbordo de energía) en cálculos futuros de los costos del sistema.

⁷¹ Según se discutirá en la Parte IV(D)(2), la restricción (“*curtailment*”) es necesario cuando los proyectos de energía renovable contratados proveerían (junto con las otras unidades generatrices) más despacho de energía que la carga de los clientes. Como la confiabilidad del sistema requiere una constante equivalencia entre el despacho y el consumo, la utilidad de servicio público debe restringir (“*curtail*”)—lo que no es otra cosa que ordenar a algunos generadores a no producir electricidad.

⁷² PIR Revisado, Sección 8.

⁷³ Si bien la AEE evaluó planes que no alcanzaban la confiabilidad mínima o los requisitos de transmisión adecuados, estos planes no fueron divulgados o discutidos; la AEE tampoco discutió la manera en la que los planes que fallaron fueron modificados para crear planes que fuesen confiables o adecuados.

Revisado no consideró el manejo de los recursos de la demanda—ni eficiencia energética ni respuesta a la demanda—para reducir el pico.

B. Resumen de las Carteras, Futuros, y Sensibilidades

87. El PIR Revisado presenta tres selecciones de carteras de recursos. Estas carteras se evaluaron bajo cuatro presunciones,⁷⁴ así como tres sensibilidades⁷⁵ en la cartera preferida (*i.e.*, Cartera 3 o P3). El PIR Suplementario creó y evaluó ocho planes adicionales, todos basados en la Cartera 3, y en el Futuro 1 (F1) o el Futuro 2 (F2).⁷⁶ Lo que la AEE se refiere como PIR Actualizado de Combustible no presenta ningún plan nuevo. En vez, re-analiza—utilizando los pronósticos de precios de combustible actualizados— los costos de siete planes incluidos en el PIR Revisado y el PIR Suplementario.

1. Carteras

88. Las tres carteras utilizadas por la AEE para representar los diferentes enfoques a la selección de los nuevos recursos termoelectricos a lo largo del horizonte de planificación:⁷⁷

Cartera 1 se enfoca en los esfuerzos para mejorar las características operacionales de los recursos existentes de la AEE, con solamente adiciones mínimas de unidades nuevas. La generación nueva se añadiría en el norte en la forma de tres unidades pequeñas de ciclo combinado (72 MW) en Palo Seco, pero la generación en Aguirre y en Costa Sur se repotenciaría en lugar de ser reemplazada del todo.⁷⁸

Cartera 2 prioriza aumentar la flexibilidad mediante la instalación de unidades pequeñas de ciclo combinado, incluidas tres unidades SCC-800 en

⁷⁴ El análisis del escenario principal incluyó once grupos de resultados en vez de los doce que se esperarían si la AEE hubiese evaluado cada combinación de cartera/futuro. La AEE no evaluó la combinación de la Cartera 1 y el Futuro 2 porque determinó que este escenario no sería factible.

⁷⁵ Las sensibilidades son investigaciones centradas en aislar el impacto de un factor de entrada en particular en el resultado de un análisis.

⁷⁶ Los planes incluidos en el PIR Suplementario incluyen una “M” en el nombre del plan para denotar que tanto la cartera como el futuro fueron “modificados” en comparación a los del PIR Revisado. Por ejemplo, en el PIR Suplementario, el plan basado en la Cartera 3 modificada y el Futuro 1 modificado se conoce como “P3MF1M.”

⁷⁷ PIR Revisado, Vol. I, Sección 7, en 7-1.

⁷⁸ “Repotenciación” en este caso es el proceso de reemplazar o actualizar los generadores de ciclo combinado existentes con nuevas turbinas. Siemens presumió que este proceso mejoraría el coeficiente de eficiencia térmica (“*heat rate*”) de la unidad, reduciría costos de operación y mantenimiento, mejoraría la capacidad de rampa de la unidad, y reducir apagones forzados.

el norte y un total de cinco unidades Clase F de 369 MW como reemplazo de la generación en Aguirre y Costa Sur.

Cartera 3 se enfoca en utilizar unidades de capacidad mayor, con la ubicación de una unidad Clase F en el norte y el reemplazo de la generación en Aguirre y Costa Sur con cuatro unidades Clase H de 393 MW. La AEE también desarrolló una versión “modificada” de la Cartera 3 que incluye aumento de eficiencia energética, tres unidades SCC-800 en el norte, y tres unidades H-Class en Aguirre y Costa Sur.

El conjunto de recursos específico de estas carteras, en términos de calendarización y localización de las adiciones de recursos, varió en distintos futuros.⁷⁹ Por ejemplo, la Cartera 2, se enfoca en unidades de ciclo combinado pequeñas, pero recomienda la fecha de retiro y/o reemplazo de las unidades de vapor de Aguirre y Costa Sur, dependiendo del futuro en consideración.⁸⁰ Todos los planes examinados por la AEE en su PIR Suplementario y PIR Actualizado de Combustible se basaron en la Cartera 3.

2. Futuros

89. La AEE desarrolló planes basados en cada cartera para cuatro conjuntos de presunciones de datos de entrada. Este conjunto de entradas se llaman “Futuros.”⁸¹ Estos Futuros representan una variación en los factores que no están bajo el control directo de la AEE e incluyen:

Futuro 1: Se construye el AOGP al comienzo del horizonte de planificación,⁸² *i.e.*, 2015.⁸³ Este Futuro puede ser interpretado como el “caso base” de la AEE.⁸⁴

⁷⁹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 7, Tabla 7-2, Tabla 7-3, y Tabla 7-4.

⁸⁰ PIR Revisado, Vol. I, Sección 7, Tabla 7-3.

⁸¹ PIR Revisado, Vol. I, § 6.

⁸² Aunque AOGP está, en parte, bajo el control directo de la AEE, la AEE consideró el destino del puerto fuera de su control por el trámite de los permisos y el riesgo de contra-parte.

⁸³ Las fechas y el itinerario propuesto por la AEE en el PIR Revisado y en las versiones subsiguientes están basadas en la aprobación de un PIR en o antes de julio de 2015. La AEE no actualizó este itinerario. Por esta razón, las fechas discutidas en el PIR Revisado, el PIR Suplementario, y el PIR Actualizado de Combustible no son realistas. La Comisión discute este tema en sus directrices a la AEE. Véase Partes VI and VII de esta Resolución Final y Orden.

⁸⁴ PIR Revisado, Vol. I, Sección 6.1.

Futuro 2: No se construye el AOGP. Este Futuro presume un pronóstico del precio del gas natural que es diferente al del Futuro 1; no obstante, presume el mismo pronóstico de carga costo de capital. ⁸⁵

Futuro 3: Sí se construye el AOGP y el norte obtiene disponibilidad del gas natural en el 2022, y éste es utilizado como combustible en las unidades generatrices nuevas. Aunque la AEE discutió varios métodos alternos en los que el gas sería transportado al Norte,⁸⁶ no incluyó ningún método en particular en el Futuro 3.⁸⁷ Este Futuro presume el mismo pronóstico, los mismos pronósticos de combustible, y el mismo costo de capital que el Futuro 1.⁸⁸

Futuro 4: Sí se construye el AOGP, pero se presume una carga reducida debido al uso de un pronóstico de carga base menor y la presunción de un aumento en la adopción de la generación distribuida. Este futuro presume los mismos pronósticos de costo del combustible y el costo de capital del Futuro 1.⁸⁹

Todos los planes que la AEE examinó en el PIR Suplementario y el PIR de Combustible Actualizado se basan en los Futuros 1 y 2.

3. Sensibilidades

90. La AEE exploró un número de casos de sensibilidad, evaluando el impacto del RPS, la selección de recursos, el impacto respuesta a la demanda, y la renovación de los *PPOAs* a largo plazo. Todos los casos de sensibilidad son versiones modificadas de la Cartera 3. Evaluaron la disponibilidad de combustible y de la demanda basándose en los Futuros 1 y 2.⁹⁰ Los casos de sensibilidad variaron el caso base de la AEE al cambiarle un sola entrada de las decisiones que la AEE enfrentará en los próximos años. El análisis del escenario principal de la AEE presumió, por ejemplo, que ninguna de las Carteras cumpliría con el RPS.⁹¹ La AEE incluyó varias sensibilidades para evaluar el impacto de niveles variables del

⁸⁵ PIR Revisado, Vol. I, Sección 6.2.

⁸⁶ Incluyendo un gasoducto de norte a sur, un terminal de gas en el Norte, y el embarque de GNL por contenedores de carga. PIR Revisado, Vol. I, § 5.

⁸⁷ Por lo tanto, en su cálculo de los costos del sistema bajo este futuro, la AEE no incluyó los costos adicionales relacionados a infraestructura de gas.

⁸⁸ PIR Revisado, Vol. I, Sección 6.3.

⁸⁹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 6.4.

⁹⁰ PIR Revisado, § 8; PIR Suplementario, § 8; PIR Actualizado de Combustible, § 8 & 9

⁹¹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4, pág. 2.

cumplimiento con el RPS, desde congelar la penetración de la cantidad de energía renovable a los valores actuales hasta cumplimiento cabal con el RPS. La AEE también evaluó un caso en el que ningún nivel incremental de renovables es requerido,⁹² y un caso en el que cumplimiento cabal con el RPS es logrado con la ayuda de los programas de respuesta a la demanda.⁹³ Las sensibilidades también fueron incluidas para evaluar las variaciones de los recursos seleccionados por la AEE, reemplazando las unidades pequeñas de ciclo combinado presumidas en el Norte con motores recíprocos o reduciendo la cantidad de generación nueva en Aguirre.⁹⁴ Además, se empleó una gama de sensibilidades para evaluar la costo-efectividad de los PPOAs con EcoEléctrica y AES, basándose en el escenario en el que AOGP está disponible y en el que no está disponible.⁹⁵

IV. DEFICIENCIAS DEL PIR PROPUESTO

91. Este PIR representa el primer intento de la AEE de estructurar un plan de recursos a largo plazo sujeto a la supervisión de la Comisión. Si bien los requerimientos de la Comisión pueden ser nuevos para la Autoridad, las herramientas y métodos para implementar la planificación de recursos eléctricos son prácticas estándar, bien documentadas, de la industria.⁹⁶ En los Estados Unidos continentales, 33 estados tienen reglamentación que requiere un PIR.⁹⁷ Múltiples organizaciones han discutido las mejores prácticas en la planificación a largo plazo.⁹⁸ Toda esta información estuvo disponible a la AEE y a Siemens.

⁹² PIR Revisado, Vol. I, Sección 9.2.

⁹³ PIR Suplementario, Sección 8.7.

⁹⁴ PIR Revisado, Vol. I, Sección 8.2.

⁹⁵ PIR Revisado, Vol. I, Sección 9.3.

⁹⁶ Véase, por ejemplo, Wilson, R., y Biewald, B. (2013) *Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning Examples of State Regulations and Recent Utility Plans*. The Regulatory Assistance Project. www.raponline.org.

⁹⁷ E.P.A., 2015. *Energy and Environment Guide to Action*, Capítulo 7.1 (Electricity Resource Planning and Procurement).

⁹⁸ Véanse, por ejemplo:

- *Id.*
- Wilson, R., and Biewald, B. (2013) *Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning Examples of State Regulations and Recent Utility Plans*. The Regulatory Assistance Project.
- Binz, R., Sedano, R., Furey, D., and Mullen, D. (2012). *Practicing Risk-Aware Electricity Regulation: What Every State Regulator Needs to Know*. CERES y The Regulatory Assistance Project.

92. A pesar de la disponibilidad de esta información, el PIR propuesto por la AEE tuvo múltiples fallas, en siete categorías: el marco de modelización; las sensibilidades de combustibles, precios y capital; compartir el modelo de y los documentos de trabajo con la Comisión y con los interventores; recursos de la demanda; cumplimiento ambiental; presunciones de energía renovable; y planes de acción. Abordamos cada uno de estos problemas aquí.

A. Modelización: herramientas y técnicas

1. Sustitución del modelo de costos de producción por el modelo de expansión de capacidad

93. Nuestro Reglamento del PIR requiere:

La AEE deberá utilizar un Modelo de Expansión de Capacidad o modelo de estructura similar para desarrollar planes de recursos del menor costo posible que cumplan las necesidades de los clientes en el escenario del caso de referencia y en varios escenarios futuros.⁹⁹

94. En la planificación de sistemas eléctricos, la frase "modelo de expansión de capacidad" tiene una definición estándar. Su uso es práctica estándar. Es un modelo capaz de elegir automáticamente entre múltiples opciones de recursos para hallar una cartera de recursos al menor costo, o cercana al menor costo —una cartera que satisface la necesidad de los clientes y otros parámetros. "Menor costo" se define como el menor valor presente neto de los requisitos de ingresos. Para eliminar cualquier duda, la Comisión definió el término "modelo de expansión de capacidad" en el Reglamento del PIR.¹⁰⁰ El personal de la Comisión reiteró esta definición a la AEE, en detalle, durante la Llamada Técnica en Conferencia.¹⁰¹

⁹⁹ Reglamento Núm. 8594 § 2.04(B)(2)(a).

¹⁰⁰ Reglamento 8594 § 1.08(B)(4). Los modelos de expansión de capacidad a escala de servicio público (*utility-scale*) son herramientas para determinar la expansión óptima (i.e., menor-costo) de la capacidad de generación para atender un nivel esperado de demanda futura y cumplir con un conjunto de especificaciones regionales/estatales (p. ej., requisitos de confiabilidad, carteras de energía renovable, límites en las emisiones de CO₂). Están diseñados para elegir la mejor combinación de recursos nuevos específicos (y/o retiros) para satisfacer un criterio de menor costo. Estos programas son capaces de resolver las dinámicas de unidades generatrices individuales específicas. En contraste, los modelos a escala "regional" de expansión de capacidad suelen agrupar tipos de unidades similares, puede que no distinguen tantas limitaciones de transmisión y modelizan menos horas del año. Para más información sobre las diferencias entre los tipos de modelos, véase Fischer, J., Santen, N., Luckow, P., de Sisternes, F., Levin, T., and Botterud, A., *Guide to Clean Power Plan Modeling Tools: Analytical Approaches for State Plan CO₂ Performance Projections*, (2016), disponible en <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Guide-to-Clean-Power-Plan-Modeling-Tools.pdf>.

¹⁰¹ Llamada técnica entre los consultores de la Comisión y la AEE, con asistencia de las partes interesadas, 22 de diciembre de 2015.

95. Similarmente, la *Electricity and Environment Guide to Action* (2015) de la Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU. ("EPA", por sus siglas en inglés) escribe la importancia de los modelos de expansión de capacidad en el proceso de PIR:

Los PIR están diseñados para producir un conjunto "preferido" único de recursos para servir las necesidades de los clientes, incluyendo nuevos recursos, cambios a recursos existentes y recursos de la demanda que se espera sean requeridos a lo largo del periodo de planificación. La modelización de expansión de capacidad típicamente resulta en uno o más conjuntos de mezclas de recursos adecuadas para una utilidad de servicio público—es decir, recursos que satisfagan las necesidades de los clientes y, bajo algún conjunto de circunstancias, sean de menor costo. Análisis posteriores de estas mezclas de recursos, que examinan los impactos totales del costo, el riesgo y la incertidumbre, y (en ocasiones) la tarifa, producen una cartera preferida única. Las carteras se evalúan bajo distintos escenarios, que representan distintos resultados en términos de políticas o de riesgo, y distintas sensibilidades, que representan incertidumbre en torno a variables de entrada específicas.¹⁰²

96. En vez de usar un modelo de expansión de capacidad, la AEE dependió de PROMOD, que es un modelo de costo de producción, no un modelo de expansión de capacidad. La distinción es crítica y bien comprendida en la industria eléctrica. Un modelo de expansión de capacidad puede seleccionar opciones de recursos (dado un conjunto de limitaciones) que satisfacen las necesidades de los clientes a través de un largo periodo de tiempo (p. ej., veinte años). Un modelo de costo de producción, en cambio, sólo puede determinar el despacho detallado de generación y sólo para un periodo de tiempo específico (p. ej., una semana, un año), dado un conjunto predeterminado de generadores, precios, limitaciones de operación y demanda horaria.¹⁰³ El modelo de costo de producción usado por la AEE *no tiene la capacidad de seleccionar, objetivamente, recursos nuevos apropiados o escoger retirar unidades no-económicas de manera consistente con una limitación de menor costo*. Sin embargo, ése es el propósito mismo de un PIR.

¹⁰² E.P.A., *Energy and Environment Guide to Action* (2015), Capítulo 7.1: Electricity Resource Planning and Procurement. Disponible en <https://www.epa.gov/statelocalclimate/energy-and-environment-guide-action>.

¹⁰³ Explicado en mayor detalle: Un modelo de costo de producción determina el rendimiento óptimo de un conjunto específico de unidades de generación a través de un periodo específico de tiempo (un día, una semana, un mes, un año). El modelo optimiza la generación específica de cada unidad a partir de un conjunto pre-determinado de unidades dentro de bloques de tiempo de determinada duración. Normalmente se usan bloques de una hora. Estos modelos usualmente incluyen un alto nivel de detalle sobre el *unit commitment* y el despacho económico de unidades específicas, así como sobre sus limitaciones físicas de operación. No están, sin embargo, diseñados para determinar la adición óptima de *recursos nuevos indeterminados* para satisfacer los requisitos futuros de capacidad o para reemplazar unidades no económicas en vías de retiro.

97. En 2014, la AEE contrató a la empresa Leidos para producir un "PIR de primera etapa", el cual no fue presentado ante esta Comisión en la presentación inicial de la Autoridad. Este "PIR de primera etapa" fue desarrollado usando el modelo de expansión de capacidad STRATEGIST®.¹⁰⁴ Ese PIR analizó once escenarios diferentes, incluyendo un caso base.¹⁰⁵ Sólo, una vez surgidos del modelo de expansión de capacidad, fueron analizadas las carteras bajo el modelo de costos de producción PROMOD —para obtener estimados anuales detallados de las operaciones y costos de las unidades. El procedimiento analítico de Leidos hubiese cumplido con el requerimiento de la Comisión de utilizar un modelo de expansión de capacidad. Eso no fue lo que ocurrió. Siemens meramente "revisó" el PIR de primera etapa. Luego Siemens desarrolló manualmente planes basados en las opiniones de sus analistas.¹⁰⁶ Estos planes subjetivamente desarrollados luego fueron analizados con el modelo de costos de producción PROMOD. El método de la AEE puede ser descrito como un acercamiento heurístico¹⁰⁷ en vez de un acercamiento riguroso. En ese sentido, éste es inapropiado bajo nuestro Reglamento del PIR.

98. Los modelos de costos de producción son apropiados para ciertos propósitos. Cuando se está probando una *decisión específica sobre recursos* con un conjunto limitado de posibles opciones alternativas, un modelo de costos de producción puede determinar los costos relacionados con la generación de cada opción con un alto grado de detalle; comparando, por lo tanto, chinias con chinias. Un modelo de costos de producción también es apropiado para examinar los costos y las operaciones de un conjunto conocido de recursos bajo diferentes condiciones. Pero en casos en los que hay *decisiones complicadas, interrelacionadas, que involucran múltiples opciones de recursos*, tales como el retiro de recursos, nuevos requerimientos de construcción y una alta incertidumbre en la demanda, los precios del combustible, las limitaciones de capital y las limitaciones de emisiones — precisamente la situación de la AEE— un modelo de costos de producción resulta insuficiente.

¹⁰⁴ Respuesta de la AEE a la Pregunta 2 del Segundo Requerimiento de Información de la Comisión, 12 de enero de 2016.

¹⁰⁵ PIR de primera etapa, tabla ES-1.

¹⁰⁶ AEE, Segunda Presentación de Información y Respuestas a la Solicitud de Producción de Documentos, Pregunta 3. Enero 2016: "La AEE usa el software de modelización de optimización de expansión de capacidad Strategist® para la planificación a largo plazo. La AEE no ha experimentado crecimiento de carga desde el 2006, por lo que no ha requerido estudios de suficiencia del sistema de generación recientemente. El PIR de primera etapa del 28 de noviembre de 2014 incluyó una representación del sistema de la AEE en Strategist®. El modelo de Strategist® se utilizó para desarrollar el plan de expansión de capacidad para cada una de las tres variaciones del caso base, según explicado en el informe del PIR de primera etapa".

¹⁰⁷ Un acercamiento heurístico es cualquier acercamiento a la solución de un problema, el aprendizaje o el descubrimiento, que emplea un método práctico que no está garantizado que sea óptimo o perfecto, pero suficiente para los fines inmediatos. En ese sentido, éste sería inferior a un modelo de expansión de capacidad que está diseñado para obtener escenarios óptimos.

99. Explicamos arriba que el uso de PROMOD por parte de Siemens provocó la selección "manual" de variables —variables tales como las fechas en las que los generadores existentes se retirarían y cuáles unidades, o combinaciones de unidades, podrían construirse en la alternativa. A menos que los empleados hayan probado un número extraordinariamente grande de carteras (cientos de ellos o más), es casi imposible que ellos hayan identificado una cartera de opciones que sea óptima, es decir, que minimice el costo a los consumidores. Un modelo de expansión de capacidad, en cambio, es capaz de hacer esas decisiones sobre la base no del juicio humano sino de parámetros objetivos, tales como el costo y la confiabilidad. El modelo de expansión de capacidad puede hacer esos juicios al probar, simultáneamente, literalmente cientos o incluso miles de combinaciones para hallar resultados óptimos.

100: Dado que el acercamiento de costos de producción necesariamente deja numerosas opciones sin identificar y, por lo tanto, no probadas, la falla de la AEE al no usar un modelo de expansión de capacidad dejó a ésta —y a la Comisión— incapaz de evaluar, rigurosa y transparentemente, si determinado plan minimiza el costo a los consumidores. Una guía de Mejores Prácticas de PIR específicamente llama la atención a esta deficiencia:

Es importante que el modelo integrado no excluya inadvertidamente combinaciones de opciones que merecen consideración ... [como en las] instancias en que las carteras de recursos futuros sean definidos por los usuarios, en vez de seleccionados por un modelo de la industria.¹⁰⁸

101. Resalta el impacto de esta deficiencia el hecho de que la AEE no pudo proveer, de manera oportuna, carteras que fueran responsivas a distintos requisitos de carga o precios de combustible. La AEE insistió, durante la Llamada de Conferencia Técnica,¹⁰⁹ que sus modeladores continuasen modelizando la Cartera 3 (en lugar de permitir que el modelo crease una serie de carteras óptimas). Argumentó que los requisitos de modelización adicionales al amparo de la Orden de la Comisión del 8 de diciembre¹¹⁰ podría tomar más de 2000 horas y entre seis y ocho meses para producir.¹¹¹ Si esa aseveración fuese cierta,

¹⁰⁸ Wilson, R. y Biewald, B., *Best Practices in Electric Utility Integrated Resource Planning: Examples of State Regulations and Recent Utility Plans* (2013), disponible en <http://www.raonline.org/document/download/id/6608>.

¹⁰⁹ Llamada técnica entre los consultores de la Comisión y la AEE, con la asistencia de las partes con interés, 22 de diciembre de 2015.

¹¹⁰ Orden de la Comisión (8 de diciembre de 2015). La Orden requirió a la AEE presentar materiales adicionales y corridas de modelización adicionales.

¹¹¹ Moción de Reconsideración de la AEE a la Orden del 4 de diciembre de 2015 según modificada por la Orden del 15 de enero de 2016. 28 de enero de 2016. (2080 horas, 22-24 semanas, párrafos 13-14); Moción de Reconsideración de la AEE a la Orden del 4 de diciembre de 2015 sobre cumplimiento del PIR y comentarios de los interventores. 24 de diciembre de 2015. (7 meses para completar, más un mes para negociar el contrato, párrafo 13).

sería cierto únicamente porque la AEE desobedeció el requerimiento de la Comisión de utilizar un modelo de expansión de capacidad. Un modelo estándar de expansión de capacidad no requeriría tanto esfuerzo, porque su propósito mismo es analizar (es decir, estimar el costo de), simultáneamente, muchos escenarios distintos de recursos.

2. Criterios de confiabilidad en el PIR de la AEE

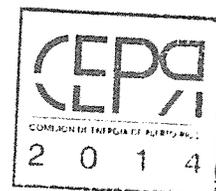
102. Un parámetro clave en la planificación eléctrica es la confiabilidad. Las luces deben permanecer encendidas. Para mantener la confiabilidad, los recursos deben exceder la capacidad en todo momento, de forma tal que, si una parte del sistema no estuviera disponible o si la carga excede el nivel previsto, haya recursos disponibles para compensar la diferencia. Todas las compañías de servicio público de electricidad deben, por lo tanto, mantener suficiente capacidad para satisfacer la demanda pico más una capacidad de amortiguación. Esta capacidad de amortiguación se conoce como el margen de reserva de planificación.

103. El Reglamento 8594 requiere que la AEE, en su planificación y modelización del sistema, proponga y use un margen de reserva de planificación.¹¹² Es práctica estándar que las compañías de servicio público de electricidad establezcan sus márgenes de reserva utilizando una evaluación de suficiencia de recursos. En esa evaluación, la compañía prueba la suficiencia de su sistema bajo varias condiciones de tensión hipotéticas. Estas pruebas determinan cuánta capacidad excedentaria debe estar disponible para mantener las luces encendidas. Una evaluación del margen de reserva de planificación hubiese permitido a la Comisión evaluar el propósito, valor y sincronización de las selecciones de recursos de la AEE.

104. En vez de cumplir con el requisito de la Comisión de usar un margen de reserva de planificación, la AEE utilizó PROMOD para calcular las horas de pérdida de carga (*loss of load hours*, o "LOLH", por sus siglas en inglés) potenciales futuras. Reconocemos que la LOLH es una medida aproximada de confiabilidad. Indica el número de horas en las que el sistema de una compañía de servicio público de electricidad es incapaz de satisfacer la demanda de los clientes. La AEE identificó un umbral de cuatro horas de pérdida de carga por año, por encima del cual considerarían que el sistema tiene una capacidad de generación insuficiente.¹¹³ Los consultores de la AEE luego ajustaron los planes hasta que alcanzaron el umbral de LOLH.

¹¹² Reglamento 8594, §2.03(B)(4).

¹¹³ El PIR de la AEE no discutió ni explicó su elección de cuatro (4) LOLH por año como su parámetro de confiabilidad. Sin embargo, hay múltiples referencias a este valor; es decir, referencias que dan a entender que las carteras fueron diseñadas para mantener las LOLH en cuatro o menos horas por año. PIR Revisado, Sección 8.3.3. ("De estos años sólo el AF 2022 excede significativamente el objetivo de 4 horas, con 9 horas reportadas, y éste fue investigado más extensamente"); PIR Revisado, Sección 8.4.3. ("Al igual que antes, sólo en 2022 se excedió el umbral de 4 horas y una investigación más extensa indicó que esto se debía a múltiples interrupciones de unidades."); y PIR Revisado Sección 8.10.3 ("La cartera se desempeña bien en términos de



105. Si bien la LOLH no es necesariamente una medida inapropiada de confiabilidad, no cumple con los requisitos de la Comisión de producir una evaluación transparente del margen de reserva de planificación. Asimismo, el uso de dicha medida por la Autoridad fue deficiente, causando que la métrica sea aún menos útil.

106. En primer lugar, en el mundo real, las horas de pérdida de carga en el sistema de la AEE son causadas típicamente por interrupciones forzadas en las principales unidades de generación o fallas en el sistema de transmisión. Estas circunstancias se producen aleatoriamente; éstas no siguen un itinerario fijo, previsto ni previsible. Cuando se lleva a cabo un análisis basado en la modelización, es posible capturar los efectos de esta aleatoriedad mediante el uso de modelización "estocástica"--modelización que puede variar factores clave de acuerdo a la representación estadística de la aleatoriedad. Al llevar a cabo un número suficiente de corridas de modelización estocástica, se puede alcanzar una conclusión robusta sobre la respuesta de un sistema a eventos aleatorios.

107. La AEE no utilizó el modelo de costos de producción en un marco estocástico.¹¹⁴ La modelización de la AEE, en cambio, presumió un solo itinerario programado de interrupciones forzadas. Los resultados que generó, por lo tanto, sólo son aquellos resultados que ocurrirían si las interrupciones forzadas ocurrieran todas exactamente de acuerdo al itinerario utilizado por la AEE.¹¹⁵ Pero, como notamos arriba, en el mundo real las interrupciones forzadas son aleatorias e impredecibles. Los resultados de una sola corrida del modelo son, por lo tanto, insuficientes para indicar el número de horas de pérdida de carga que ocurrirían en cualquier año determinado bajo un plan de recursos particular.¹¹⁶ Si la AEE hubiese corrido el modelo con múltiples corridas estocásticas, hubiese provisto una indicación más robusta de los años en los que estarían presentes escaseces crónicas. Pero la AEE no lo hizo así.

confiabilidad con cero pérdida de horas de carga en la mayoría de los años y siempre en o por debajo del umbral de 4 horas.").

¹¹⁴ AEE, Primera Presentación de Información y Respuestas a la Petición de Producción de Documentos, Respuesta a la 29(c). Octubre de 2015.

¹¹⁵ Debido a que las interrupciones forzadas ocurren aleatoriamente, los modelos cronológicos de costos de producción típicamente eligen un "itinerario" de interrupciones generado aleatoriamente que cumple con la expectativa estadística (es decir, número de horas de interrupción por año). Cuando se utiliza para evaluar la confiabilidad, como en el caso de la AEE, estos modelos típicamente corren muchas veces con itinerarios de interrupciones forzadas trazados aleatoriamente. La AEE corrió el modelo solamente una vez.

¹¹⁶ Por ejemplo, es posible que el itinerario de interrupciones forzadas en esta única iteración del modelo no coincida con ningún periodo de demanda pico de los clientes, indicando falsamente así que la AEE mantiene una capacidad razonable. Igualmente, es posible que el itinerario de interrupciones forzadas en esta única iteración del modelo coincida perfectamente con la demanda pico, sobre enfatizando así el potencial de interrupciones y requiriendo a la AEE retener irrazonablemente capacidad excedente.

108. En segundo lugar, al no evaluar el balance entre la consecución de un determinado LOLH y el costo de la energía no servida, la AEE no determinó si la medida LOLH se derivó de forma razonable. El análisis de LOLH de la AEE falla al no comparar el beneficio de una mayor confiabilidad con el costo de añadir la generación necesaria para producir ese beneficio. La AEE tampoco ofreció información en apoyo de su selección de la métrica de confiabilidad utilizada. La comparación de beneficio-costos es una característica necesaria de la planificación —aún para algo tan importante como la confiabilidad. En aquellos años en los que el modelo de la AEE pronostica más de cero LOLH, la cantidad total de energía no servida es pequeña —menos de una centésima de uno por ciento de la energía anual. Para mantener las LOLH por debajo de cuatro horas al año, la AEE en ocasiones tuvo que añadir a sus planes de recursos una capacidad de generación sustancial y costosa. Puesto que la AEE nunca indicó el valor de una LOLH (es decir, el costo a los clientes de estar sin electricidad por esa hora), la AEE no puede saber si el costo de la nueva generación necesaria para mantener las LOLH por debajo de cuatro horas por año se justifica por el beneficio que brinda a los consumidores.

3. El rol de Siemens

109. El PIR de la AEE fue escrito y construido casi completamente por Siemens PTI. Durante la Llamada de Conferencia Técnica, la Conferencia Técnica y el Argumento Oral, la mayoría de las respuestas y explicaciones fueron provistas por empleados de Siemens.¹¹⁷ Las respuestas al descubrimiento de prueba fueron frecuentemente provistas por Siemens, en lugar de la AEE. Inferimos de estos hechos, así como de las discusiones explícitas en el PIR¹¹⁸ y en las respuestas al descubrimiento,¹¹⁹ que numerosas decisiones y presunciones en el PIR fueron informadas por, y probablemente hechas por, Siemens en lugar de la AEE.

110. Siemens PTI estaba familiarizada con el sistema de la AEE porque había provisto consultoría sobre planificación de transmisión e integración de renovables a la AEE en el pasado.¹²⁰ Así que era lógico que Siemens PTI hiciera una oferta para conducir el análisis del PIR de la AEE. Pero Siemens PTI es propiedad de Siemens AG, que es también la compañía matriz de un fabricante de unidades generatrices —y un propósito clave de un PIR es determinar la necesidad y el tipo de unidades generatrices. El propósito de un proceso de planificación de menor costo es minimizar los costos del sistema a largo plazo. El proceso debe ser imparcial, en relación con los recursos específicos o los fabricantes de recursos de generación o demanda. El acercamiento típico, por lo tanto, describe las

¹¹⁷ Según notado en la Parte III, arriba.

¹¹⁸ Por ejemplo, PIR Revisado, Vol. 1, Secciones 3.2.3, 3.2.4 y 3.2.5.

¹¹⁹ Respuesta de la AEE a las Preguntas 2 y 3 del Segundo Requerimiento de Información de la Comisión, 12 de enero de 2016.

¹²⁰ Respuesta de la AEE a la Pregunta 1 del Segundo Requerimiento de Información de la Comisión, 12 de enero de 2016.

opciones de recursos solamente en términos genéricos. Si bien las características de los recursos genéricos deben estar informadas por datos reales de la industria, una selección de fabricantes específicos o especificaciones de proyectos típicamente se considera únicamente después de que las selecciones de recursos genéricos hayan sido escogidas; es decir, después de que se concluye el proceso de PIR. Cuando la consultora que conduce la planificación de recursos tiene un interés de negocio en la selección de recursos, existe el riesgo de un sesgo o parcialidad, intencional o no. Ese riesgo aumenta cuando la técnica de modelización utilizada por la consultora implica subjetividad. Dado ese riesgo, es especialmente importante que la compañía de servicio público de electricidad que contrata a la consultora la supervise e inserte su criterio independiente. La deferencia de la compañía a una consultora que tiene un potencial de sesgo o parcialidad no es una práctica prudente.

111. En este PIR, Siemens participó en la selección de tanto la metodología como los recursos — un rol especialmente influyente dada la falta de experiencia de la AEE en materia de PIR. Y su análisis no habló únicamente en términos de unidades genéricas. Al contrario, éste describió unidades específicas fabricadas por Siemens, junto con aquellas de varias otras compañías.¹²¹ La AEE condujo un estudio de preselección que incluyó turbinas de siete fabricantes,¹²² incluyendo Alstom, GE, Hitachi, MHI, Rolls-Royce y Wärtsila, además de Siemens. Pero el proceso de selección de recursos térmicos conducido por Siemens PTI sólo examinó de cerca tres opciones: una de GE y dos de Siemens Technologies.¹²³

112. Reconocemos que el testigo de Siemens aseveró que el brazo de consultoría era "independiente" del brazo de manufactura; sin embargo, ambos brazos tienen la misma dueña.¹²⁴ En un momento de profunda preocupación ciudadana en torno a las tarifas de la AEE y su desempeño, las percepciones de parcialidad o favoritismo son importantes. Si y cuando la AEE procure comprar equipo nuevo de generación, la Comisión requerirá y se

¹²¹ PIR Revisado, Vol. I, pág. 3-17.

¹²² PIR Revisado, Vol. I, Tabla 3-12.

¹²³ PIR Revisado, Vol. I, Tabla 3-3. No parece que los motores alternativos ni las unidades GE LM6000PG SPRINT SC fueron realmente consideradas en el proceso de desarrollo del plan. PIR Revisado en Vol. I, pp. 8-11: "Dado que para el Futuro 1, los resultados con los motores alternativos SCC-800 y Wärtsila son muy similares, se recomienda que los motores alternativos sean descartados como opción para fines del PIR y que el análisis se enfoque en el SCC-800 para las Carteras 1 y 2." La unidad SPRINT nunca se discute en el contexto del desarrollo del plan.

¹²⁴ Siemens PTI es parte de la división Siemens Smart Grid Solutions and Services, que a su vez cae bajo el ala de Energy Management de Siemens. (<http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/consulting-and-design/Pages/consulting-and-design.aspx>). Esta ala está separada del ala de Power and Gas, que es la responsable de la manufactura de las unidades generatrices, (<http://www.siemens.com/about/en/businesses/power-and-gas.htm>). Sin embargo, ambas alas son parte de la compañía matriz, Siemens AG (<http://www.siemens.com/press/pool/de/homepage/Siemens-company-presentation.pdf>).

asegurará de que el proceso de evaluación de propuestas de la AEE sea competitivo y objetivo.

B. Sensibilidades: Variaciones en el precio del combustible, la carga y el capital

113. El Reglamento 8594 requirió que la AEE considerase una gama de incertidumbres —no sólo en los pronósticos de carga,¹²⁵ sino también en factores tales como las condiciones económicas, la generación por los clientes, los precios del combustible y los costos de construcción.¹²⁶ Se le requirió a la AEE “identificar factores clave que influyan en los pronósticos más importantes... y desarrollar una gama de resultados posibles para aquellos pronósticos que abarquen, como mínimo, los resultados que se encuentren entre los percentiles cinco (5) y noventa y cinco (95) según entienda la Autoridad.”¹²⁷ La AEE tenía que “desarrollar un grupo de escenarios que comprendan la gama razonable de posibles resultados para los pronósticos inciertos,”¹²⁸ para “crear suficientes escenarios como para describir conjuntos de pronósticos factibles o probables, al igual que para captar una amplia gama de riesgos más extremos.”¹²⁹ El Reglamento luego requirió que la AEE utilizara estos distintos escenarios futuros en el desarrollo de los planes de recursos.¹³⁰ Estos requisitos reflejan una característica fundamental de la planificación: para crear un plan de recursos robusto, la compañía de servicio público de electricidad debe comprender cómo los resultados son afectados por los cambios en las variables clave.

114. La AEE no cumplió con estos requisitos. Su PIR exploró una gama inapropiadamente estrecha de presunciones sobre los precios del combustible, la carga de los clientes y la disponibilidad de capital. Sin embargo, cada uno de estos factores aporta

¹²⁵ Reglamento 8594, § 2.03(B)(2)(c).

¹²⁶ Reglamento 8594, § 2.04(B)(1).

¹²⁷ *Id.* El resultado de un percentil de cinco (5) es un pronóstico muy por debajo del estimado del futuro más probable de la AEE. Se define como siendo tan bajo que la AEE cree que sólo hay una probabilidad de 5% de que el resultado real caerá por debajo de este valor. En contraste, el resultado de un percentil de 95 significa que la AEE cree que hay sólo una probabilidad de 5% de que el resultado real caerá por encima de este valor. Estos valores sirven como el límite inferior y superior, respectivamente, en los estimados de incertidumbre. Su propósito es permitir a los observadores comprender el impacto de una deliberada y amplia gama de resultados, y no sólo lo que la AEE cree que es el resultado más probable. Mientras que un resultado por debajo de un percentil de cinco o por encima de un percentil noventa y cinco es, por definición, muy poco probable que ocurra, estos límites permiten a la AEE y a los observadores entender cómo el sistema podría cambiar o reaccionar a extremos de incertidumbre.

¹²⁸ Reglamento 8594, § 2.04(B)(1)(c).

¹²⁹ Reglamento 8594, § 2.04(B)(1)(c)(ii).

¹³⁰ Reglamento 8594, § 2.04(B)(2)(a).

una incertidumbre significativa, particularmente en el contexto actual de la AEE, según descrito en la Parte IB(B)(1) de esta Resolución Final y Orden. Al ignorar este requisito y así limitar su análisis, la AEE impidió a la Comisión evaluar la idoneidad de las distintas carteras de recursos bajo una gama de incertidumbres, incluyendo cómo se desempeña la cartera preferida por la utilidad (en términos de costo-efectividad) bajo esas incertidumbres. En combinación con el hecho de que la AEE no usó un modelo de expansión de capacidad, esta omisión particular dejó a la Comisión incapaz de evaluar futuros alternativos —incluyendo aquellos que tendrían una probabilidad razonable de ocurrir.

115. El PIR de la AEE exploró cuatro "futuros", descritos en la Parte III(B)(2), arriba. Estos futuros sólo variaban entre sí en algunos factores: la presencia o ausencia del AOGP, el suministro de gas al norte de la Isla y un "pronóstico de carga levemente menor".¹³¹ Dependiendo de este marco como el único medio para variar las presunciones de entrada proporcionó una gama inapropiadamente estrecha para tres factores requeridos al amparo del Reglamento:¹³² los precios del gas, la carga de los clientes y la disponibilidad de capital. En la evaluación, ninguno de estos factores fue variado de forma suficiente para probar el impacto de resultados inesperados en el sistema de la Autoridad, lo cual es una de los objetivos principales de un análisis de sensibilidad. Sin esta variación, no podemos evaluar los riesgos para la AEE por los altos precios del combustible, los cambios en la carga, o baja disponibilidad de capital. Tampoco podemos determinar la solidez de la cartera preferida de la AEE con respecto a las variaciones en estos factores. Lo exponemos en más detalle a continuación.

1. Variaciones en los precios del petróleo y el gas en el PIR de 2015

116. La estrategia de recursos preferida por la AEE dependía de la construcción del AOGP, la subsiguiente conversión de las unidades existentes impulsadas por petróleo a gas natural y la construcción de unidades adicionales impulsadas por gas natural. La AEE contemplaba estas acciones como una opción de bajo costo a base de su presunción de que los precios del petróleo permanecerían relativamente altos mientras los precios del gas permanecerían relativamente bajos. Sin embargo, como lo revelaran las múltiples versiones del PIR de la AEE, la ventaja económica del AOGP, comparada con otras selecciones de recursos, varió significativamente ante diferentes presunciones sobre los precios del combustible. Las presunciones de la AEE sobre el precio del combustible fueron deficientes de tres maneras: (a) la AEE descansó sobre un sólo pronóstico de precios de combustible, (b) ese pronóstico se desviaba sustancialmente y sin explicación alguna de los pronósticos ampliamente utilizados que produce la Administración de Información sobre Energía de los EE.UU. (EIA, por sus siglas en inglés) y (c) la AEE presumió que construir el

¹³¹ PIR Revisado, pág. 1-3. (Sección 1.2).

¹³² Reglamento 8594, §2.04(B)(1)(a).

AOGP forzaría a EcoEléctrica a bajar el precio del gas que provee a Costa Sur. Discutimos cada uno de estos problemas aquí.

117. *El pronóstico único*: La presentación inicial de la AEE descansaba sobre un solo pronóstico de precios de los combustibles, que cubría el periodo entre el 2016 y el 2035. Sus consultores crearon una trayectoria de precios de mercado específica para cada uno de los principales combustibles suministrados a la AEE: diésel, combustible pesado y gas natural. Ni la AEE ni los consultores de la AEE proveyeron pronósticos alternativos de precios de los combustibles, presuponiendo que *no existe incertidumbre sobre cuáles serán los precios del petróleo y del gas para todo este periodo de 20 años*. No obstante, la historia de los precios de los combustibles fósiles desde el 1973 —en Puerto Rico, los Estados Unidos y a nivel global— ha demostrado que los precios del petróleo y del gas no solamente son volátiles; están sujetos a una incertidumbre tremenda. Los precios de los combustibles fósiles son afectados de manera considerable, y frecuentemente impredecible, por los cambios en la tecnología (tales como la fracturación hidráulica), las regulaciones y la oferta y demanda globales. Depender únicamente de la trayectoria de precios para cada combustible presupone una certidumbre sobre los costos que no es consistente con las realidades física, tecnológica ni económica.

118. El 5 de junio de 2015, la AEE solicitó que la Comisión la relevara del requisito de "identificar factores clave que influyan en los pronósticos más importantes... y desarrollar una gama de resultados posibles para aquellos pronósticos",¹³³ incluyendo los pronósticos de los precios de combustibles. La AEE sostuvo que no podía obtener los datos necesarios porque su "metodología" era distinta de lo que la Comisión requería. El 26 de junio de 2015, denegamos la solicitud de la AEE. Requerimos que la AEE proveyera una gama de posibles resultados para sus pronósticos. La AEE no lo hizo.

119. El 21 de marzo de 2016, la AEE indicó que había preparado un pronóstico revisado de precios de combustibles (denominado como un escenario de "Precio Bajo del Petróleo").¹³⁴ Independientemente de si se ve este pronóstico revisado como un reemplazo para el pronóstico inicial o, en cambio, como un segundo punto de datos en una pretendida "gama" de pronósticos, el pronóstico revisado no aportó nada para acercar a la AEE al cumplimiento con el requisito explícito de tener una "gama de resultados posibles para aquellos pronósticos que abarquen, como mínimo, los resultados que se encuentren entre los percentiles cinco (5) y noventa y cinco (95)". El 13 de abril de 2016, la Comisión ordenó a la AEE presentar escenarios analizados con este nuevo pronóstico de precios de combustibles. El 19 de abril de 2016, la AEE presentó su PIR de Combustible Actualizado, que probaba varios escenarios clave con las proyecciones de precios de combustibles más bajas. Los resultados de estos escenarios indicaron una reducción sustancial en el beneficio

¹³³ Solicitud De Dispensa de la Autoridad de Energía. June 5, 2015. Subsección 2.04(B)(1).

¹³⁴ Respuesta de la AEE a la pregunta 1(c) del Cuarto requerimiento de información de la Comisión, 21 de marzo de 2016.

económico del proyecto AOGP. Este cambio en los resultados subrayó la necesidad de probar una gama de pronósticos de precios de combustibles en lugar de depender de una sola trayectoria. El hecho de que la AEE no evaluara múltiples trayectorias independientes de precios de combustibles es un incumplimiento con nuestro Reglamento del PIR,¹³⁵ es inconsistente con las prácticas estándares de planificación de recursos de electricidad y limita nuestra habilidad para evaluar los riesgos de costos y las incertidumbres asociadas con el plan de la AEE de construir el AOGP.

120. Unos pronósticos alternativos de precios de combustibles hubiesen probado la robustez de la decisión de la AEE sobre el AOGP. El principal beneficio del AOGP, ha sostenido la Autoridad, son los ahorros en los costos de combustible como resultado de sustituir el gas natural por el combustible en Aguirre y reducir el precio del gas suministrado a EcoEléctrica y Costa Sur (según discutimos más adelante). La decisión de reemplazar el combustible con gas natural es atractiva cuando el diferencial de precio entre ambas es alto. En la medida en que caigan los precios del petróleo, sin embargo, el beneficio económico que resulta del diferencial de precio también caerá. Este efecto puede apreciarse al examinar tres puntos de datos que la Comisión recibió para probar la costo-efectividad del AOGP. En el PIR de primera etapa de la AEE (28 de noviembre de 2014), no radicado, el valor implícito del AOGP es de aproximadamente \$5,500 millones.¹³⁶ En el PIR revisado (7 de julio de 2015), el beneficio del AOGP bajó a \$2,500 millones,¹³⁷ debido principalmente a la caída en los precios del combustible. El PIR de Combustible Actualizado (19 de abril de 2016) mostró un beneficio de AOGP aún menor —de tan sólo \$0.2 billones.¹³⁸ Esta caída repetida en las consideraciones económicas del AOGP demuestra el propósito de crear sensibilidades de precios del combustible. A la AEE no utilizar una gama de pronósticos de los precios del combustible, desde el inicio o en sus actualizaciones, hizo que el fundamento para justificar el AOGP se tornara en uno no confiable, a la vez que impidió a la Comisión y a los interventores evaluar suficientemente las decisiones de recursos de la AEE.

121. *La desviación de los pronósticos públicos confiables:* El pronóstico de precios de combustibles en el PIR Revisado de la AEE se desvió sustancialmente, sin explicación, de los pronósticos extensamente utilizados que produce la EIA, un brazo analítico

¹³⁵ El Reglamento 8594, § 2.04(B) indica: “Los pronósticos deberán incluir elementos exógenos *fuera del control de la Autoridad*” (énfasis suplido).

¹³⁶ Este valor representa la diferencia entre un escenario optimizado sin el AOGP en operación (“Statu quo”) y uno optimizado con el AOGP en operación. PIR de Primera Etapa, pág. ES-13, Tabla ES-2. Escenario 3 (Statu quo + AOGP): \$49,300 millones NPV. Escenario 9 (Statu quo): \$54,800 millones NPV.

¹³⁷ PIR Revisado, pp. 1-7, Tabla 1-3. P3F1 (base): \$26,840 millones NPV. P3F2 (sin AOGP): \$29,300 millones NPV.

¹³⁸ PIR de Combustible Actualizado, pp. 1-6, Tabla 1-4. P3MF1MFuel (base): \$22,700 millones NPV. P3MF2MFuel (no AOGP): \$22,920 millones NPV.

independiente del Departamento de Energía de los EE.UU. La EIA publica sus pronósticos en el *Annual Energy Outlook* (AEO), una evaluación detallada de los mercados de energía y de las necesidades energéticas de los EE.UU. Los pronósticos del AEO están sujetos al escrutinio público y se utilizan frecuentemente en la industria energética como punto de referencia para los pronósticos realizados por terceros. Las desviaciones de los pronósticos del AEO pueden ser apropiadas cuando éstas se explican y justifican. Pero es inusual que los pronósticos privados —aquí, producidos por Siemens— se desvíen sustancialmente de los datos publicados por la EIA sin explicación.

122. Siguiendo la práctica estándar de la industria, la AEE obtuvo su trayectoria de precios para los combustibles que se suministran a Puerto Rico utilizando dos pasos. Primero, la AEE determinó una trayectoria de precios "fundamental" que describió los precios de los combustibles que se intercambian en los mercados de materias primas. Luego, la AEE modificó esta trayectoria fundamental para reflejar los costos adicionales asociados con sus compras reales de combustible y su entrega. Los sumadores de la AEE incluyeron los costos de envío de carga, cargos por infraestructura o "capacidad", y cargos impuestos por las "restricciones financieras" sobre la AEE.¹³⁹

123. El pronóstico de la AEE de los precios del gas natural suministrado a Puerto Rico se deriva de los precios de intercambio en el "Henry Hub". El Henry Hub es la principal localidad de intercambio en los EE.UU. continentales. Para los analistas de la industria y las partes contratantes, los precios del Henry Hub suelen conformar la base para los contratos *forward* de materias primas y los pronósticos de precios de combustible. Los participantes del mercado ajustan estos precios del Hub para hacer predicciones sobre los precios regionales. Por ejemplo, en la región próxima al Henry Hub, los precios de entrega son similares al precio del Henry Hub; en otras regiones el precio puede ser más alto o más bajo, dependiendo de la disponibilidad de suministros locales de gas.

124. En el PIR Revisado, el pronóstico de la AEE de los precios del Henry Hub era de \$1 a \$2/MMBtu, o alrededor de un 30%, por debajo del pronóstico de caso de referencia de la EIA para 2015 de los mismos precios del Hub (véase la Figura 1).¹⁴⁰ En el 2016 tanto la Autoridad como la EIA revisaron sus pronósticos de precios de combustibles y los redujeron: El PIR Actualizado de Combustible luego redujo el pronóstico de precios de gas del Henry Hub en aproximadamente \$1/MMBtu. La EIA publicó el informe "de edición temprana" para 2016 poco tiempo después, el cual contenía un pronóstico de los precios del combustible que era de aproximadamente \$1/MMBtu debajo del pronóstico del 2015

¹³⁹ PIR Revisado, Vol. III, pp. 2-15 a la 2-16.

¹⁴⁰ AEO 2015. 14 de abril de 2015. Núm. del informe: DOE/EIA-0383(2015). Nota: El PIR Revisado de la AEE fue presentado el 17 de agosto de 2015.

de la EIA, poco después.¹⁴¹ El pronóstico de precio de combustible actualizado utilizado por la AEE estaba todavía cerca de un 30% por debajo de la información de la EIA.

125. Los pronósticos de la AEE para los precios del petróleo, basados en el precio fundamental de una corriente de petróleo extensamente intercambiada conocida como “West Texas Intermediate,” fueron consistentes con el informe de la EIA para el 2015 en el PIR Revisado. Sin embargo, el PIR Actualizado de Combustible pronosticó precios del petróleo mucho más bajos a largo plazo, estimando precios desde un 30% – 40% por debajo de los estimados concurrentes de la EIA (véase la Figura 2).

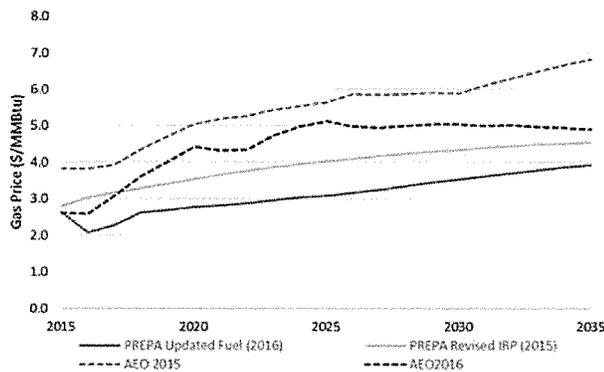


Figura 1. Precios de gas natural del Henry Hub en el PIR de 2015 de la AEE y los pronósticos del AEO (\$/MMBtu)

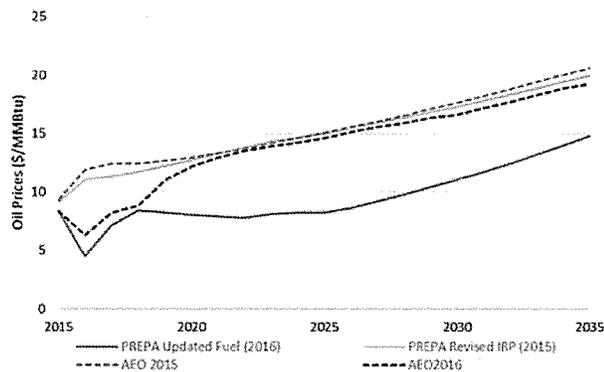


Figura 2. Precios del petróleo West Texas Intermediate en el PIR de 2015 de la AEE y los pronósticos del AEO (\$/MMBtu)

¹⁴¹ AEO 2016 Early Release. 17 de mayo de 2016. Núm. del informe: DOE/EIA-0383ER(2016). Nota: El PIR de Combustible Actualizado de la AEE fue presentado el 19 de abril de 2016.

126. La AEE no ofreció explicación alguna sobre por qué sus pronósticos del gas natural se desviaban tanto de los de la EIA, a pesar de haber indicado que los pronósticos del AEO de 2015 fueron utilizados "como referencia para la validación de las presunciones, el análisis y los resultados."¹⁴² Puesto que nuestra crítica aquí se enfoca en los pronósticos de precios fundamentales de la AEE y no en sus pronósticos de precios de entrega, las desviaciones no pueden ser explicadas por factores específicos a Puerto Rico.

127. Dado que las decisiones de recursos de la AEE dependen de sus presunciones sobre los precios futuros de los combustibles, la insuficiencia de sus pronósticos mina la credibilidad de sus decisiones de recursos.

128. *Los contratos con EcoEléctrica:* EcoEléctrica le vende a la AEE dos cosas: la electricidad producida por la unidad de ciclo combinado de EcoEléctrica y el gas natural importado por EcoEléctrica y utilizado por la AEE para impulsar la planta de Costa Sur. Los pagos de la AEE por la electricidad producida en EcoEléctrica se basan en parte en el precio del gas natural licuado (GNL) que se suministra al lugar. La AEE entiende que las condiciones de los dos contratos son desfavorables. La AEE estima que paga actualmente más de \$9/MMBtu por el gas que se suministra a Costa Sur, y más de \$17/MMBtu por una porción del gas que se quema en EcoEléctrica¹⁴³—precios que son de tres a cinco veces más altos que los precios de intercambio en el continente. Si bien parte de este diferencial de precio es atribuible a los costos del transporte del gas licuado, mucho del resto está basado en la estructura del contrato de la AEE con EcoEléctrica.

129. En base al PIR de primera etapa de 2014,¹⁴⁴ la AEE presumió inicialmente que con el AOGP en marcha, la competencia del nuevo puerto de gas forzaría a EcoEléctrica a reducir la prima que cobra a la AEE por el gas natural que se consume en las plantas de EcoEléctrica y Costa Sur.¹⁴⁵ A base de esa presunción, la AEE atribuyó al proyecto del AOGP unos ahorros en el costo de combustible en Costa Sur y EcoEléctrica de un 20% y casi un 60%, respectivamente.¹⁴⁶ La AEE en consecuencia vio al AOGP como la fuente de estos tres

¹⁴² PIR Revisado, Vol. III, pág 2-9.

¹⁴³ Véase el documento etiquetado como "Q3 Attachment.xlsx," provisto en respuesta a la pregunta 3 del Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión. Nota: Según se estructuró en el PPOA actual de la Autoridad con EcoEléctrica, a la AEE se le cobra un precio mayor (\$17/MMBtu a mediados de 2016) por la porción del gas que quema EcoEléctrica para propulsar su unidad generatriz cuando la unidad se despacha a un factor de capacidad superior al 76%. Una mayor explicación se provee en las respuestas de la AEE a las preguntas 3(b) y 4(a) del Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión.

¹⁴⁴ PIR de Primera Etapa, pág. 4-9 a la 4-11.

¹⁴⁵ La AEE afirmó que esta presunción constituía una prueba de la variación en el precio del combustible. Como lo aclaran las secciones previas, un ajuste de los términos contractuales no es una variación en los precios del combustible. Los precios del combustible no dependen únicamente de circunstancias específicas a la compañía sino también del mercado global de combustibles.

¹⁴⁶ PIR de Primera Etapa, pp. 4-9 a la 4-11.

beneficios: costos de generación reducidos en Aguirre, y reducciones en los costos del combustible en Costa Sur y EcoEléctrica. Atribuir estos beneficios al AOGP ignora la posibilidad de que la AEE pudiera obtener beneficios iguales o similares mediante la renegociación de los contratos con EcoEléctrica. Sobre esa posibilidad, la AEE no dijo nada.

2. Variación del pronóstico de carga en el PIR de 2015 de la AEE

130. La AEE usó dos pronósticos de carga diferentes en el PIR revisado. El Futuro 1 al 3 están basados en el mismo pronóstico de carga donde, “el Futuro 4 [de un total de cuatro Futuros considerados por la AEE] presume el menor y más reciente [de] los pronósticos oficiales de carga bruta de la AEE, que muestra una ligera aceleración de la caída en la carga”.¹⁴⁷ Esta aseveración presupone que la diferencia principal entre el pronóstico de carga utilizado en los Futuros 1 al 3 —el pronóstico “base” de la AEE— y el pronóstico de carga “menor” utilizado en el Futuro 4, es la fecha en que estos dos pronósticos fueron preparados. La Autoridad explicó durante la Conferencia Técnica que utilizó información sobre consumo reciente y medidas sobre la actividad económica local en la preparación en sus pronósticos de carga. De acuerdo con la Autoridad, pronósticos preparados en dos fechas diferentes variarán en ciertos aspectos, ya que dependen de información distinta. No obstante, la descripción de la AEE implica que su pronóstico base y menor fueron preparados utilizando la misma metodología y presunciones.

131. Depender de dos fechas distintas para los pronósticos no es un acercamiento apropiado para obtener variaciones en los pronósticos. El Reglamento 8594 ordena a la AEE a preparar pronósticos de carga que representen el “mejor entendimiento de la AEE de las circunstancias esperadas”, así como casos bajos y altos en los que la carga esté “significativamente por debajo” y “significativamente por encima” de las expectativas.¹⁴⁸ Por el contrario, los pronósticos de la Autoridad reflejan el mejor entendimiento de la AEE de las circunstancias esperadas en dos puntos diferentes en el tiempo. Si bien el requisito de preparar casos bajos y altos fue relevado para fines de este procedimiento, no podemos aceptar la afirmación de la AEE que el uso de pronósticos de dos fechas diferentes constituye una variación de acuerdo al espíritu del Reglamento 8594. Una gama razonable de presunciones sobre las circunstancias que afectan la carga, como el clima, penetración de generación distribuida, o crecimiento económico o actividad industrial, es la forma adecuada de capturar variaciones en los pronósticos de carga.

132. Mientras tanto, el pronóstico más reciente de la AEE debió ser utilizado como el pronóstico “base” porque fue basado en la mejor y más actualizada información disponible. Más aún, el pronóstico de carga “menor” no es sustancialmente menor que el obsoleto pronóstico “base” que utilizó la AEE en los Futuros 1, 2 y 3. En su punto más bajo, el pronóstico del Futuro 4 es 0.6% menor que el caso base, y promedia solamente 0.3% por

¹⁴⁷ PIR Revisado, Vol. I, Sección 6, pp. 4-5.

¹⁴⁸ Reglamento 8594, § 2.04(B)(2)(c)

debajo del caso base. Considerando que el pronóstico de carga base ya anticipa una pérdida en la demanda de alrededor del 5% para el año 2035, el hecho de que la "variación" en los pronósticos provea una gama de tan sólo 0.6% quiere decir que el PIR no probó ni puede probar una variedad de posibles resultados, así como no capturó ni puede capturar el impacto de caídas más significativas en la carga.

133. Por lo tanto, estamos de acuerdo con la preocupación, presentada por múltiples interventores, en torno a que la AEE no incluyó un pronóstico de carga sustancialmente menor a su pronóstico de carga "base",¹⁴⁹ ya que un pronóstico de carga sustancialmente menos puede ser justificado, cuando menos, por la continua pérdida de población en Puerto Rico.¹⁵⁰ Un pronóstico menor reduciría la necesidad de alguna porción de la capacidad de reemplazo, mientras que permitiría a la AEE construir unidades más pequeñas y/o más flexibles para reemplazar unidades que no estén en cumplimiento con los MATS. El Consorcio correctamente señaló que cuando la AEE incorporó un pronóstico de eficiencia reducida en el PIR Suplementario, el Plan de Acción redujo la necesidad de generación en Palo Seco de tanto como unos 369 MW¹⁵¹ a tan poco como unos 72 MW.¹⁵² Unos pronósticos de carga alternativos (y más bajos) podrían diferir la necesidad de nueva capacidad incremental, reducir las necesidades durante ciertas horas del día y cambiar la cantidad de energía renovable necesaria para cumplir con los requisitos del RPS de Puerto Rico.¹⁵³ Mientras que la Autoridad fue exenta del el requisito de preparar ambos casos, uno pronóstico de carga alta y un pronóstico carga baja, para efectos del presente procedimiento, ésta aún estaba obligada a presentar un caso de pronóstico de carga alta, además de su caso base.¹⁵⁴ En su lugar, la AEE presentó solamente un caso de pronóstico de carga baja. Aún si aceptamos esta desviación de las instrucciones explícitas de la Comisión, que no lo hacemos, no podemos aceptar la afirmación de la AEE. La AEE no examinó una un pronóstico de carga sustancialmente más alto en su PIR, según explícitamente indicado por la Comisión. Incluso, el pronóstico de carga "baja", presentado en el PIR no difería sustancialmente del pronóstico de carga "base". La AEE inhabilidad de la AEE de incorporar alguna variación sustancial en los pronósticos de carga para su PIR fue una deficiencia.

¹⁴⁹ ELAC; ICSE-PR; MESA; Consortium.

¹⁵⁰ ELAC; ICSE-PR; Mesa; Consorcio.

¹⁵¹ En P3F1.

¹⁵² En P3MF1M.

¹⁵³ El RPS requiere que la AEE suministre cierto porcentaje de sus ventas con energía renovable, en vez de ordenar una cantidad absoluta de energía por año. Si las ventas de la AEE disminuyesen, la cantidad de energía renovable necesaria para satisfacer los porcentajes requeridos por el RPS, por lo tanto, disminuiría también.

¹⁵⁴ Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Relevó. 25 de junio de 2015. Párrafo 2.

3. Incertidumbre sobre la disponibilidad de capital

134. Como notamos en la Parte IV(B)(3), la AEE se enfrenta a limitaciones en su habilidad para levantar capital. Estas limitaciones financieras se convierten en limitaciones de planificación. Para satisfacer la demanda de los clientes y cumplir con los MATS, la AEE pudiera necesitar inclinarse indebidamente en favor de acciones que requieran menos capital —acciones tales como escoger unidades más pequeñas y modulares, sustituir las reconversiones por nueva generación, comprar energía de productores independientes de energía en lugar de financiar su propia construcción y procurar la generación basada en los clientes. Bajo condiciones de capital más favorables, la AEE podría depender de obras capitales más grandes con periodos de recuperación de inversión extendidos. (No pretendemos que este párrafo favorezca un resultado sobre el otro; sí enfatizamos que un análisis de planificación apropiado debe considerar las limitaciones financieras.) Las limitaciones de capital no entraron en el mecanismo de modelización de la AEE con el cuidado apropiado. La AEE describió el Futuro 3, en el que el gas se presume disponible en el Norte, como un escenario que explora un "mayor capital".¹⁵⁵ En este Futuro, la AEE presumió que tendría "más acceso a capital"¹⁵⁶ y que por lo tanto gastaría más en obras capitales (a saber, la construcción de unidades nuevas). Sin embargo, la AEE presumió que el *costo* de ese capital sería el mismo que en todos los demás escenarios.¹⁵⁷ Esta presunción no es una representación razonable ni estándar en la industria de la disponibilidad de capital, la cual presupone limitaciones tanto en la cantidad de dinero que una compañía de servicio público de electricidad es capaz de tomar prestada y la tasa de interés que los proveedores de financiamiento le cobran. El costo de capital es un factor clave en la planificación a largo plazo porque determina el impacto relativo de los gastos a corto plazo versus los gastos futuros. Dada su situación financiera actual, la AEE debió haber hecho presunciones variadas y explícitas sobre tanto los límites y el costo de capital, para luego haber determinado cómo esas limitaciones hubiesen afectado sus opciones de recursos. La AEE no lo hizo así.

4. Conclusión sobre las sensibilidades

135. Afirmando que tenía datos insuficientes para producir una gama de pronósticos, la AEE procuró obtener un relevo de su obligación de considerar las sensibilidades. La Comisión denegó esa solicitud, advirtiendo que "el pronóstico de la AEE será evaluado en sus méritos".¹⁵⁸ Aún así, la AEE no cumplió. Este incumplimiento impidió a la Comisión de evaluar cómo cada incertidumbre podría afectar a los consumidores; y

¹⁵⁵ PIR Revisado, Vol. I, Tabla 6-1.

¹⁵⁶ PIR Revisado, Vol. I, p. 6-5.

¹⁵⁷ En otras palabras, los costos del Futuro 3 están basados en la misma tarifa de descuento que los costos en los Futuros 1, 2, and 4.

¹⁵⁸ Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Relevo. 25 de junio de 2015. Párrafo 18.

más técnicamente, cuán robustas serían las decisiones de PIR de la AEE en respuesta a las incertidumbres. En particular, la laguna en el análisis dejó a la Comisión incapaz de determinar el valor económico del AOGP —una de las decisiones a corto plazo más importantes que confronta hoy la AEE. Éste no es un desenlace aceptable.

C. Provisión del modelo y los documentos de trabajo del PIR a la Comisión

136. Las Secciones 2.04(B)(6)(a)-(c) del Reglamento 8594 requieren que la AEE provea:

- a) "[C]ualquier modelo de computadora con inclusión del soporte lógico [software] y las licencias necesarias para que la Comisión, o sus consultores, pueda conducir de manera independiente cualquier análisis del cual dependa la AEE";
- b) "[D]eberá proveer copias de [los programas o aplicaciones propietarias] a la Comisión y deberán ir acompañadas de las explicaciones e instrucciones que sean adecuadas como para duplicar los resultados"; y
- c) "[D]ocumentos de trabajo... electrónicamente en su formato nativo. Las copias electrónicas deberán ser claramente leíbles y estar completas. Toda fórmula y enlace viable deberá permanecer intacto para cada archivo electrónico."

137. La AEE no proveyó documentos de trabajo con su PIR, no proveyó acceso a sus herramientas de modelización. La AEE, en cambio, solicitó ser relevada de los ítems (a) y (b) arriba, afirmando que los modelos que utilizaba eran "propietarios" y que la información requerida era "información sobre infraestructura crítica de energía" (*critical energy infrastructure information* o "CEII", por sus siglas en inglés) protegida por las normas del Departamento de Seguridad Nacional de los EE.UU. Un tercer argumento fue que la Comisión no tenía necesidad de replicar los modelos porque el trabajo de modelización era realizado por ingenieros licenciados.¹⁵⁹ La Comisión denegó la solicitud de relevo de la AEE.¹⁶⁰

138. Proveer a los reguladores acceso a los modelos propietarios de PIR y los datos asociados es una práctica normal. En múltiples jurisdicciones, los reguladores requieren y los interventores solicitan acceso confidencial a los datos, documentos de trabajo y archivos de modelización de la compañía. Por ejemplo, la Comisión de Servicio Público de Georgia (GPSC, por sus siglas en inglés) requiere que la Georgia Power Company provea, como parte de su presentación de PIR, copias completas y funcionales y las licencias para todos los modelos utilizados. El personal de la GPSC luego utiliza esos modelos para probar el plan de la compañía contra los requerimientos de la GPSC. Un acceso similar por las

¹⁵⁹ Solicitud de Relevo de la AEE, 5 de junio de 2015.

¹⁶⁰ Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Relevo. 25 de junio de 2015. Párrafo 23.

comisiones es práctica estándar en los casos de revisión tarifaria, procedimientos para la aprobación de inversiones en infraestructura (tales como los Certificados de Necesidad y Conveniencia Pública), demandas de la EPA relacionadas a la Revisión de Nuevas Fuentes (*New Source Review*), procedimientos de establecimiento de precios a nivel estatal bajo la Sección 210 de la Ley de Políticas Regulatorias de Servicios Públicos de 1978, investigaciones sobre la compra de combustible y emisiones de solicitudes de propuestas para nuevos suministros de electricidad. Cuando no se proveen las licencias para los modelos propietarios o por alguna otra razón éstas no están disponibles, los interventores y el personal adquieren licencias para los modelos de las compañías y se les proveen los datos de modelización a través de respuestas a los descubrimientos de prueba. Para proteger la condición de propietarios, los interventores y el personal rutinariamente firman acuerdos de confidencialidad. Aquí, la Comisión estaba siguiendo la práctica estándar.

139. En cuanto a la información sobre infraestructura crítica de energía, el documento principal del PIR de la AEE contenía poco. El modelo de PROMOD no contenía ninguna información que típicamente se considere como CEII (la localización de la infraestructura crítica, o información que conduzca a la habilidad de interferir con la producción de energía). Puede que la AEE tenga componentes de datos de CEII en los modelos de transmisión, pero debió haber identificado la información específica que entendiera que fuera CEII y cooperado con la Comisión para asegurar que la información llegara sólo a los individuos autorizados bajo condiciones que protegieran la información. No había necesidad de sobre-designar información como CEII ni de negársela a los expertos debidamente autorizados.

140. Los documentos de trabajo ni el modelo financiero de la AEE tampoco merecían la confidencialidad que la AEE perseguía. La Comisión requirió el acceso al modelo, con todas las fórmulas y enlaces intactos, para que sus expertos pudieran examinar las presunciones y cálculos de la AEE, escudriñar decisiones específicas y probar una gama de presunciones y variables. La AEE no cumplió. La AEE, en cambio, proveyó una versión de su modelo financiero solamente para un número limitado de escenarios. En numerosas ocasiones la AEE había copiado al modelo información de otras localidades, sin indicación alguna de su fuente o derivación. Además, según nueva información se hacía disponible de la AEE, la Autoridad no actualizó sus respuestas al descubrimiento ni sus corridas de modelo. Esta resistencia a prácticas ordinarias de descubrimiento de prueba provocaron que la Comisión incurriera en gastos y tiempo innecesarios. La AEE no solicitó ni recibió un relevo de la reglamentación relevante (Sección 2.04(B)(6)(c) del Reglamento 8594), y dejó de seguir sus requisitos. La AEE tampoco siguió los requisitos de las Secciones 2.04(B)(6)(a) y (b), a pesar de que la Comisión había denegado esa solicitud con una explicación detallada.

141. La Comisión no fue la única entidad preocupada e impedida por la conducta de la AEE. El Consorcio, ICSE-PR y otros describieron persuasivamente los costos y los inconvenientes que les provocó. La Comisión invita a todas las partes a proponer procesos, estándares y consecuencias que la Comisión pueda utilizar para hacer que la AEE cree la

cultura interna que resulte en la cooperación de la AEE durante los procedimientos de la Comisión. La participación activa, vigorosa y eficiente de los interventores beneficiará a la Comisión, al público y a la AEE.

142. Ignorar una orden de la Comisión, o descartarla como innecesaria, y solicitar un relevo de —o ignorar— normas estándar, son conductas inaceptables. Son una falta de respeto a la Comisión y al interés público, y son contraproducentes a las propias metas de la AEE, que dependen de decisiones favorables de una Comisión que confía en su utilidad de servicio público de electricidad. Dejar a la Comisión (y al público) a oscuras no es manera de ganar la confianza.

D. Recursos de manejo de la demanda

143. Cualquier PIR que sea competentemente preparado debe considerar los recursos de manejo de la demanda ("DSM", por sus siglas en inglés)—una manera de influir la conducta de los clientes para reducir la necesidad de infraestructura de suministro más costosa. La Ley 57-2014 y nuestro Reglamento 8594, por tanto, requieren que la AEE considere los DSM —programas de eficiencia energética, programas de respuesta a la demanda y generación distribuida— a través de todo el proceso de PIR.¹⁶¹ Entre otros requisitos de presentación y modelización, el DSM es parte de la definición en nuestro Reglamento de Plan Integrado de Recursos,¹⁶² Plan de Recursos¹⁶³ y Modelo de Expansión de Capacidad.¹⁶⁴

144. Salvo por un tratamiento superficial de la generación distribuida, tanto el Borrador del PIR como el PIR Revisado ignoraron el potencial de los DSM. En cambio, la AEE solicitó que la Comisión la relevara de cumplir con casi todos los requisitos relacionados con los DSM, aduciendo que sólo podría proveer una estrategia de implementación, mas no podía evaluar el impacto de los DSM en el plan de expansión de capacidad. La Comisión concedió estas solicitudes de relevo, salvo por el requerimiento de una descripción de los programas de DSM existentes.¹⁶⁵ El Borrador de PIR ni el PIR Revisado abordan, por lo tanto, el impacto al día de hoy ni los impactos potenciales de los DSM más allá de un programa de eficiencia energética previamente ordenado y de pequeña escala que tiene que ver con el consumo por parte de las entidades del gobierno. El PIR Revisado sí incluye un cálculo aproximado de los ahorros potenciales asociados con un

¹⁶¹ Reglamento 8594, §1.08(B)(9).

¹⁶² Reglamento 8594, §1.08(B)(20).

¹⁶³ Reglamento 8594, § 1.08(B)(35).

¹⁶⁴ Reglamento 8594, § 1.08(B)(4).

¹⁶⁵ Reglamento 8594, § 2.03(B)(7); Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Relevo, ¶ 11, 25 de junio de 2015.

programa de iluminación comercial,¹⁶⁶ una nota breve que afirma que los enseres eficientes podrían brindar ahorros,¹⁶⁷ y tres oraciones sobre la implementación potencial de los DSM mediante reembolsos, financiamiento y la educación al cliente.¹⁶⁸

145. La utilidad sí evaluó diferentes niveles de generación distribuida, incluyendo de qué manera ésta podría impactar la red de distribución. Sin embargo, ni la eficiencia energética ni la respuesta a la demanda fueron exploradas hasta el PIR Suplementario —y sólo como resultado de la Orden de diciembre de la Comisión.¹⁶⁹ Se mencionan más detalles a continuación.

1. La eficiencia energética

146. El concepto "eficiencia energética" describe una gama de técnicas, tecnologías y prácticas que permiten a los consumidores disfrutar del mismo nivel de *servicios* de energía mientras en realidad consumen menos energía. El uso de bombillas LED en lugar de bombillas incandescentes, por ejemplo, puede proveer la misma cantidad de luz a los consumidores, pero con un consumo menor de energía.

147. En su abordaje de la eficiencia energética, la AEE identificó tres dificultades: (a) la AEE nunca ha implementado en forma alguna un programa de eficiencia energética; (b) la AEE no ha realizado un estudio del potencial de la eficiencia energética; y (c) el beneficio de los programas de eficiencia energética sería probablemente bajo debido a que el consumo per cápita en Puerto Rico está por debajo del de los consumidores de los Estados Unidos continentales. La AEE también sostuvo —sin datos que lo fundamentaran— que era poco probable que la eficiencia fuera a cambiar las posturas de la utilidad sobre la planificación de capacidad.

148. La AEE también indicó que no tuvo tiempo suficiente para llevar a cabo un estudio del potencial de DSM y que no tenía datos sobre los usos de los clientes. La Comisión concedió las solicitudes de relevo sobre múltiples aspectos de los DSM según requeridos por el Reglamento 8594, incluyendo: la Sección 2.03(B)(13), que requiere la identificación de nuevos recursos de manejo de la demanda; la Sección 2.04(B)(2)(a)(ii), que requiere que se consideren los DSM en un marco competitivo con recursos de suministro; y la Sección 2.04(B)(2)(d)(ii), que requiere que los planes de recursos del PIR incluyan programas de DSM a varios precios.

¹⁶⁶ PIR Revisado, Vol. III, Sección 3.2.2.1.

¹⁶⁷ *Id.*, Sección 3.2.2.2.

¹⁶⁸ *Id.*, Sección 3.2.2.3.

¹⁶⁹ Orden de la Comisión, 8 de diciembre 2015.

149. Pero “el relevo no incluía las disposiciones que permitirían que la AEE se abstuviera de incorporar recursos de manejo de la demanda de bajo costo en la presentación del PIR, [presunción] que es incongruente con una planificación de menor costo que fuera razonable.”¹⁷⁰ La Orden de diciembre, por tanto, requirió que la AEE “hallara un mecanismo para incorporar estos recursos [DSM] en el desarrollo de su plan.”¹⁷¹ En la Orden de diciembre, la Comisión también requirió que la AEE incorporara los impactos de un programa de eficiencia energética moderado en el PIR, al dictar tanto la tasa de adopción como el costo de la eficiencia. El PIR Suplementario de la AEE revisó el impacto de añadir aproximadamente un 1.5% de eficiencia energética incremental a un costo de \$0.045/kWh.

150. Cuando el PIR Suplementario de la AEE incorporó estas presunciones de eficiencia energética a las carteras “modificadas”, los resultados fueron universalmente más bajos que las carteras iniciales de la AEE (que no incluían eficiencia energética). Durante las Conferencias Técnicas, la AEE reconoció que las presunciones de la Comisión sobre los costos de la eficiencia energética se encontraban en una gama razonable, y que los ahorros en costos que se mostraron hacían de la eficiencia una meta cuya búsqueda valía la pena.

151. La eficiencia energética también tuvo un impacto sobre el plan de acción de la AEE. En el PIR Suplementario de la AEE, la presunción de eficiencia energética de la Comisión redujo la necesidad de capacidad a corto plazo (2020) en Palo Seco de una unidad de ciclo combinado (CC) Clase F de 369 MW en el PIR Revisado¹⁷² a una unidad SCC-800 de 72 MW.¹⁷³ El perfil de eficiencia energética que se presumió eliminó, además, la necesidad de tener una unidad Clase H (de cuatro) antes del final del periodo de planificación.¹⁷⁴ Según indicó la AEE:

Las inversiones de la Cartera 3 recomendada pueden ser modificadas para adaptarlas a la demanda reducida [resultado de la presunción sobre eficiencia energética]. El único cambio que se recomienda a base de este estudio es el de

¹⁷⁰ *Id.*, pág. 2.

¹⁷¹ *Id.*

¹⁷² PIR Revisado, Vol. I, pág. 1-4 (Sección 1.3: Cartera de Suministro Recomendada) indica: “Los elementos clave de los cambios incrementales al sistema de generación actual de la AEE en la Cartera de Suministro recomendada incluyen... Una unidad de ciclo combinado Clase F en Palo Seco para reemplazar a Palo Seco 3 o 4.”

¹⁷³ PIR Suplementario, pág. 8-2, Tabla 8-2 (Sección 8.1.1) “Los nuevos recursos de generación impulsados por combustibles fósiles incluyen [una unidad] SCC-800 1x1 CC con diésel como [el] combustible primario en Palo Seco antes del 1 de julio de 2020.”

¹⁷⁴ Mientras este cambio ocurra en la parte más remota del horizonte de planificación, éste no afecta el Plan de Acción de la AEE, el cual se enfoca en el corto plazo.

*no considerar el uso de una unidad de ciclo combinado de Clase F en el norte y en su lugar colocar una unidad más pequeña como la SCC-800 o una unidad similar, según propuesto e la Cartera 2. Esto brindará la flexibilidad que es requerida para la adaptación a la demanda reducida.*¹⁷⁵

152. Las presunciones razonables sobre la eficiencia energética tuvieron, por lo tanto, un efecto tangible: redujeron la capacidad de generación que se necesitaba en Palo Seco. Esta conclusión menoscaba la presunción del PIR de Primera Etapa de que “las medidas de los programas de DSM por incrementos implementadas en la AEE no habrían de impactar de manera material la nueva capacidad asociada ya sea en el Caso Base del PIR o cualquiera de los escenarios.”¹⁷⁶

2. La respuesta a la demanda

153. El concepto “respuesta a la demanda” (DR, por sus siglas en inglés) describe una gama de técnicas, tecnologías y prácticas que se utilizan para impactar el *tiempo* en que los consumidores consumen la energía en lugar de la cantidad real de energía que se consume. El tiempo en que ocurre el consumo es importante porque los sistemas de servicio público de electricidad deben estar diseñados y operados para satisfacer la demanda energética más alta al instante, también conocida como “demanda pico”. La respuesta a la demanda, cuando se diseña de manera costo-efectiva, puede reducir la necesidad de infraestructura costosa, aumentar la confiabilidad y reducir la restricción de renovables.

154. La respuesta a la demanda tiene un potencial especial de resolver los problemas que presenta la demanda pico bimodal en Puerto Rico. La AEE experimenta un pico al mediodía (aproximadamente entre las 10 am y las 4 pm) y otro pico durante la noche (entre las 9 pm y las 10 pm). El pico de mediodía se suple, en parte, con unidades solares fotovoltaicas (PV, por sus siglas en inglés). Según la AEE, el pico nocturno no puede suplirse con las PV solares.¹⁷⁷ Por lo tanto, el pico nocturno debe suplirse con generación fósil. En la medida en que más ciudadanos añadan capacidad solar para sus necesidades de mediodía, incrementan también la necesidad de capacidad fósil costosa y de encendido rápido —porque la capacidad solar no estará disponible en la noche ante la actual ausencia de capacidad de almacenamiento de energía. Este problema se ha observado en otras jurisdicciones que tienen una penetración de energía solar relativamente alta.

¹⁷⁵ PIR Suplementario, Sección 2, pág. 2-1.

¹⁷⁶ PIR de Primera Etapa, páginas 4-4 a la 4-5.

¹⁷⁷ Borrador del PIR de la AEE, Vol. I, Sección 2.2; véase además el Estudio de Integración de Generación Renovable de la AEE, pág. 16, 14 de febrero de 2014, (“El sistema de la AEE puede acomodar cantidades relativamente grandes de generación renovable, pero esto conlleva un costo puesto que hay una reducción en el despacho de unidades eficientes mientras que las unidades costosas se mantienen en operación para suplir el pico nocturno cuando se reduce sustancialmente la generación renovable.”).

155. Por lo tanto, existe un claro beneficio al reducir el pico nocturno, a través de medios tales como el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda. Sin embargo, el PIR Revisado de la AEE no consideró estas contribuciones potenciales. Luego de la Orden de diciembre, la AEE sí consideró la respuesta a la demanda, pero su tratamiento fue tanto insuficiente como erróneo, de varias maneras.

156. En primer lugar, la Orden de diciembre exigió que la AEE “co-optimizara la forma de la carga de energía renovable esperada y los programas de respuesta a la demanda,” y “evaluara las oportunidades de programas de escala comercial e industrial que fueran altamente costo-efectivos.”¹⁷⁸ En respuesta a ello, el PIR Suplementario de la AEE incluyó una evaluación del impacto de un programa de DR que, de ordinario, sería definido como un “desplazador de la carga”: se aumenta la demanda durante la mitad del día, de forma que coincida con la disponibilidad de generación PV, mientras que se reduce la demanda durante el pico nocturno.¹⁷⁹ La AEE presumió que el programa estaría diseñado y dimensionado de manera tal que tuviera como su principal objetivo reducir la restricción de renovables. Si bien este objetivo tiene mérito, éste no es el factor de costos principal en el sistema de la AEE. El principal factor de costos es la capacidad de generación térmica necesaria para suplir el pico nocturno. Por lo tanto, la primera meta no es reducir la restricción de los recursos renovables sino evitar la necesidad de añadir nueva capacidad de generación y retirar capacidad existente, toda vez que esa capacidad es necesaria actualmente para suplir el pico nocturno. En otras palabras, el análisis de DR de la AEE se enfocó en el valor secundario de la DR (mitigar la restricción de renovables), pero ignoró el valor primario (mitigar la necesidad de capacidad de generación que opere solamente durante unas pocas horas pico).

157. Más aún, la presunción de la AEE de que la DR serviría tan sólo para reducir la restricción de renovables, en lugar de optimizar la demanda, significó generalmente que el beneficio de la DR variaría de acuerdo a la flexibilidad general del sistema eléctrico.¹⁸⁰ Puesto que una flota más flexible se puede ajustar a la intermitencia de la generación renovable más fácilmente, aumentar la flexibilidad del sistema reduce la necesidad de la restricción de renovables. Si la DR se utiliza solo para reducir la restricción de renovables, se convierte en menos útil en la medida que aumenta la flexibilidad de la flota. El hecho de

¹⁷⁸ Orden de diciembre, pág. 3.

¹⁷⁹ El PIR Suplementario, pág. 1-2, indica: “La respuesta a la demanda requerida podría ser manejada mediante el desplazamiento de la demanda del pico-día [*sic*; “day-peak”] al pico nocturno para aumentar la habilidad de integrar renovables.”

¹⁸⁰ La flexibilidad de un generador o de una flota de generadores se refiere a la habilidad de ajustar rápidamente la producción en respuesta a las condiciones cambiantes (por ejemplo, cambios súbitos en la carga o en la disponibilidad de generación renovable). La flota generatriz actual de la AEE tiene razones de cambio de rampa (*ramp rates*) lentos, lo que significa que los unidades presentes no pueden cambiar su producción rápidamente.

que la AEE planifica reemplazar sus unidades actuales inflexibles con generadores nuevos, más flexibles, implica que la flexibilidad aumentará a través del tiempo, pero la flota generatriz de la AEE continuará siendo menos flexible en los primeros años del plan. Por lo tanto, esto requiere que en esos primeros años haya unas altas penetraciones de DR.¹⁸¹ Realísticamente, un programa de DR requerirá de varios años para su aumento gradual. Durante este periodo inicial, se esperará además que la flota generatriz de la AEE se torne más flexible, lo que reduce el valor de un programa de DR si sólo se utiliza para reducir la restricción de renovables.

158. Esta dinámica hace que un programa de DR que sólo se utiliza para mitigar la restricción de renovables sea costo-efectivo. Esto se refleja en las presunciones de la AEE: la penetración de DR llega a su máximo en el 2020 y luego se reduce durante el resto del periodo de planificación a medida que la restricción de renovables se mantiene en la meta de la AEE de 2% por año.¹⁸² La presunción de la AEE de que el DR sólo se puede utilizar como sustituto para la flexibilidad de su flota generatriz menosprecia la DR como un recurso individual y sugiere que la AEE vislumbra que no necesitará de la DR. Esta sugerencia no concuerda con la conducta de una utilidad de servicio público moderna.

159. En segundo lugar, la contabilización del costo de la DR por la AEE fue errónea. Cuando comparó el costo del escenario de DR contra su cartera preferida (P3), la AEE concluyó que el escenario de DR era más costoso por \$224 millones (valor presente neto).¹⁸³ Sin embargo, la comparación fue defectuosa de manera obvia: La cartera preferida no incluyó el cumplimiento completo con los requisitos del RPS y todos los costos asociados al mismo, mientras que el escenario de DR sí lo hizo. Un análisis apropiado de la DR compararía el costo de los escenarios con y sin DR, presumiendo en cada escenario el cumplimiento completo con el RPS. La comparación apropiada produjo un beneficio neto del programa de DR de unos \$27 millones.¹⁸⁴ Aunque positivo, este valor es relativamente bajo debido al error descrito anteriormente: diseñar la DR meramente para evadir la restricción de las renovables en lugar de diseñarla para evitar la capacidad nocturna. Si la AEE hubiese creado apropiadamente una cartera que optimizase la DR bajo un escenario de cumplimiento completo con la RPS, el valor de la DR hubiese sido mayor toda vez que le hubiese permitido a la AEE evitar pagar por la generación excedente durante el día (debido a la restricción de renovables) así como por el uso de generación fósil costos durante el pico de la noche. El error de la AEE en cuanto al costo de la DR se ilustra con su descripción del valor de la DR:

¹⁸¹ PIR Suplementario, Tabla 7-1, 19 de abril de 2016.

¹⁸² *Id.*

¹⁸³ PIR Suplementario, Tabla 8-6.

¹⁸⁴ \$26,060 millones en valor presente neto (PIR Suplementario, Tabla 8-6) comparados con los \$26,087 millones en valor presente neto (PIR Suplementario, Tabla 8-7; *Error tipográfico en el título de la tabla como "S1" en lugar de "S5"*).

Nótese, sin embargo, que, de entrada, no esperamos que la respuesta a la demanda sea económica, aún si presumimos que tiene cero costo y si consideramos el costo mínimo absoluto de la generación PV presentado en la sección anterior de entre \$110/MWh - \$130/MWh, el cual es considerablemente más alto que el costo de la generación convencional mediante una unidad de ciclo combinado Clase H (costo variable promedio de \$67/MWh y con costos totales -- incluidos los costos fijos y los costos de amortización de capital -- de \$93/MWh).¹⁸⁵

160. Esta lógica es errónea. La generación PV de “alto costo” que se consideró en este escenario no es una función del programa de DR. La generación PV sería usada para suplir la demanda o sería restringida. En cualquiera de los casos, la AEE pagaría por contrato el costo total de la generación PV independiente del programa de DR. De otro lado, la DR incremental permite que la generación PV, *la cual la AEE ya ha pagado* pueda, en efecto, suministrar energía a los consumidores y desplazar algunos de los recursos de combustible fósil más costosos que se mantienen para satisfacer el pico nocturno. El programa de DR costaría unos \$20/MWh y tendría un valor de desplazamiento de al menos \$67/kWh,¹⁸⁶ y podría, por lo tanto, ahorrar al menos \$47/MWh cuando entre en operaciones. La AEE reconoció su error durante la Conferencia Técnica, mas no corrigió este defecto en el PIR de Combustible Actualizado posteriormente.

161. En síntesis: Si la AEE hubiese diseñado el programa de DR de manera que permitiera el retiro de una unidad no económica más temprano, postergara la necesidad de nueva capacidad incremental para usarse exclusivamente durante el pico nocturno, o incorporara al sistema más energía renovable de bajo costo más rápidamente, los ahorros producto de un programa de DR serían mayores que lo que se estimó en sus escenarios. La respuesta a la demanda, por lo tanto, podría tener un impacto sobre las decisiones a corto plazo de la AEE de reemplazar varias unidades térmicas. El hecho de que la AEE no examinara un valor razonable para la respuesta a la demanda, y de que no incorporara la respuesta a la demanda a su plan de acción a corto plazo, es inconsistente con las prácticas sensatas de PIR, está en incumplimiento con la directriz de la Comisión y es contrario al interés público.

E. Cumplimiento ambiental

162. La Sección 2.9(h)(ii)(H) de la Ley 57-2014 requiere que el PIR incluya una “[e]valuación de impactos ambientales de la Autoridad relacionados a emisiones al aire y consumo de agua, desperdicios sólidos, y otros factores ambientales.” El tratamiento de esta materia por parte de la AEE fue insuficiente.

¹⁸⁵ PIR Suplementario, pág. 7-4.

¹⁸⁶ La menor unidad anticipada de costo variable. PIR Suplementario, pág. 7-4.

163. Un factor primario en la plantificación de la AEE es el cumplimiento con las políticas nacionales recién promulgadas sobre emisiones al aire, tales como los Estándares de Mercurio y Tóxicos del Aire (*Mercury and Air Toxics Standards* o "MATS", por sus siglas en inglés). Dada la severidad de su posición de incumplimiento (según lo discutido en la Parte II(C) de esta Resolución Final y Orden) y el efecto que tiene el cumplimiento sobre las opciones de capacidad, la AEE debió haber provisto información más detallada sobre los resultados probables de sus negociaciones con la EPA. El PIR tampoco discutió los efectos de otros estándares relevantes de emisiones al aire, tales como los Estándares Nacionales de Calidad del Aire Ambiental (*National Ambient Air Quality Standards* o "NAAQS", por sus siglas en inglés) y los problemas potenciales con los permisos relacionados con la calidad del aire en el AOGP.

1. Estándares de Mercurio y Tóxicos del Aire (MATS, por sus siglas en inglés)

164. Los MATS requieren reducciones considerables en las emisiones de metales pesados y gases ácidos, incluyendo las emisiones de mercurio, partículas de material y dióxido de azufre (SO₂). La regla fue emitida a principios del 2012 y requería cumplimiento inicial para el 16 de abril de 2015.¹⁸⁷ Las utilidades de servicio público tenían la opción de solicitar prórrogas de hasta dos años de la EPA, a base de las condiciones de cada unidad. La EPA concedió libremente las prórrogas de un año basado en la necesidad de tiempo adicional para instalar controles. Las prórrogas de dos años se limitaron por lo general a las utilidades de servicio público con preocupaciones válidas en cuanto a la confiabilidad. La AEE discute la disponibilidad de estas extensiones en su PIR Revisado, pero no menciona explícitamente si le han sido otorgadas extensiones.¹⁸⁸ Como resultado, el itinerario de cumplimiento con MATS no está claro en el récord. Esta información es crítica, como la extensión de un año hasta abril de 2016 ya transcurrió y la extensión de dos años se avecina. No obstante, ninguno de los Planes de Acción de la AEE cumple cabalmente con MATS antes del 2020.

165. La AEE identificó catorce (14) unidades, principalmente unidades de vapor impulsadas por petróleo, que resultan afectadas por los MATS. La AEE propone retirar, o designar como "Uso Limitado,"¹⁸⁹ diez (10) de estas unidades y convertir otras dos para que utilicen con gas natural.¹⁹⁰ Cada opción es una manera de cumplir con los MATS. Sin

¹⁸⁷ National Association of Clean Air Agencies, *Survey on MATS Compliance Extension Requests*, 17 de marzo de 2015, http://www.4cleanair.org/sites/default/files/Documents/MATS_extension_requests_table_March_2015.pdf.
accesible en

¹⁸⁸ PIR Revisado, Vol. IV, Sección 1.1.1.

¹⁸⁹ PIR Revisado, Vol. IV, Tabla 1-1.

¹⁹⁰ Según la AEE, las unidades de Costa Sur 5 & 6 (que queman una mezcla de destilado y gas natural) están en cumplimiento con MATS. PIR Revisado, Vol. Tabla 7-5.

embargo, la designación de “Uso Limitado” requiere que las facilidades tengan factor de capacidad menor que 8%, lo que significa que las facilidades pueden ser utilizadas para periodos pico solamente. De acuerdo con el Plan de Acción del PIR Suplementario (abril de 2016), no se espera que la flota de la AEE cumpla con los MATS hasta diciembre de 2020, como mínimo. La AEE espera retirar las últimas unidades de vapor propulsadas por petróleo, Palo Seco 3 & 4 y San Juan 9 & 10, para el 31 de diciembre de 2020,¹⁹¹ tiempo después de la última fecha límite de la EPA. En la medida que el retiro de estas unidades o la conversión de las unidades de vapor Aguirre 1 & 2 a gas natural dependa de la obtención exitosa de los permisos del AOGP y de su construcción, el cumplimiento de la AEE podría ocurrir aún después. El Plan de Acción de la AEE en el PIR Suplementario indica que “el cumplimiento con los MATS en las unidades de vapor Aguirre 1 & 2 depende de la disponibilidad del gas natural a ser suplido por el AOGP.”¹⁹²

166. Puesto que la AEE con toda probabilidad incumplirá con la fecha límite de abril de 2017 para el cumplimiento con los MATS, la AEE tendrá que negociar una transacción con la EPA, enfrentarse a multas o ambas. El análisis de la AEE no asumió penalidades o multas por incumplimiento, lo cual pudo haber impactado el desempeño económico de los distintos escenarios. Durante la Argumentación Oral, la AEE afirmó que la EPA esperaba a la conclusión del proceso del PIR antes de finalizar los términos del acuerdo con la AEE. Para asistir a la Comisión en su toma de decisiones, el PIR de la AEE debió haber provisto más detalles sobre su posición de cumplimiento actual y la probable resolución de los requisitos de los MATS. Por ejemplo, la AEE debió haber provisto su entendimiento de las vías alternas para el cumplimiento, las sanciones potenciales por incumplimiento u otras restricciones que la EPA pudiera requerir.

2. Estándares Nacionales de Calidad del Aire Ambiental (NAAQS)

167. Los Estándares Nacionales de Calidad del Aire Ambiental (NAAQS) requieren que los estados y territorios cumplan con ciertos estándares mínimos de calidad del aire para unos contaminantes peligrosos específicos a la salud humana y ambiental, incluyendo el ozono, las partículas finas, el dióxido de sulfuro (SO₂), el plomo y el monóxido de carbono. Cuando un área geográfica está en incumplimiento, los encargados de la calidad del aire a nivel estatal y territorial deben desarrollar planes para reducir las emisiones de estos contaminantes —o de aquellos químicos que conducen a la creación de estos contaminantes. Una característica común de estos planes son los límites de emisiones que se imponen a los generadores de energía eléctrica. Anteriormente se le ha requerido a la AEE limitar el contenido de azufre del combustible que se quema en las plantas en Puerto Rico, así como el total de horas de operación de estas plantas, para cumplir con los

¹⁹¹ PIR Suplementario, pág. 10-5.

¹⁹² PIR Suplementario, pág. 10-4.

requisitos de emisión de partículas finas.¹⁹³ Al presente, la flota de la AEE no está específicamente implicada en programas nuevos para mejorar la calidad del aire en Puerto Rico.

168. El PIR de la AEE no discute los NAAQS de manera alguna, ni evalúa si alguna de sus carteras de recursos activarían los requisitos de MATS. A pesar de que la flota generatriz actual de la Autoridad cumple actualmente con los NAAQS, su PIR debió haber discutido estos requisitos y sus implicaciones potenciales para las carteras de recursos futuras.¹⁹⁴

3. Otros asuntos ambientales

169. Mientras que la Autoridad si discutió la normativa de los MATS y el Plan de Energía Limpia (*Clean Power Plan* o CPP, por sus siglas en inglés),¹⁹⁵ el PIR de la AEE contiene sólo una discusión muy limitada sobre otros impactos ambientales. El PIR sí presenta reducciones estimadas para criterios específicos de contaminantes atmosféricos —óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂)— pero no discute el consumo de agua, la producción, disposición o el derrame de desperdicios sólidos ni algún otro factor ambiental. Además, hay numerosas cuestiones ambientales secundarias asociadas tanto a las instalaciones existentes como las instalaciones nuevas potenciales, incluyendo la disposición de las cenizas de carbón de la instalación de AES y el potencial consumo y/o contaminación del agua de la instalación del AOGP. El PIR no atiende ninguna de estas cuestiones.

170. Estos asuntos tienen un impacto en la planificación del PIR en el sentido de que: (a) afectan al público, en términos de su salud y el costo económico; (b) están sujetos a la reglamentación ambiental (ya sea nueva o existente) y, por lo tanto, podrían dar pie a costos cuyo valor sea mayores que cero (es decir, costos que ignoró la AEE) y (c) son consideraciones importantes bajo la Ley 57-2014.

¹⁹³ 60 F.R. 28333. 31 de mayo de 1995. Memorandos de entendimiento otorgados entre la Junta de Calidad Ambiental de Puerto Rico y la Autoridad.

¹⁹⁴ El Reglamento 8594, §2.01(B)(1) requiere que la AEE provea una descripción de los factores regulatorios de planificación significativos que afectan el ambiente, tales como las regulaciones y estándares ambientales que impactan recursos existentes o elecciones de recursos durante el horizonte de planificación.

¹⁹⁵ El Plan de Energía Limpia (CPP por sus siglas en inglés) es una regla emitida por la EPA bajo la Sección 111(d) de la Ley de Aire Limpio. Según la CPP, el sector eléctrico de Estados Unidos reduciría, a nivel nacional, las emisiones de CO₂ de los niveles en el 2005 en un 32% en o antes del 2030. Para alcanzar esta meta, la regla estableció los estándares de desempeño de emisiones para las tecnologías en las unidades generatrices eléctricas y estableció metas para los estados de los EEUU. La regla final no estableció metas de desempeño de emisiones de CO₂ para Alaska, Hawaii, Guam o Puerto Rico, pero anunció la intención de hacerlo de la EPA. La regla no estableció una meta para Puerto Rico, por lo cual la AEE no tiene ninguna obligación actual de cumplir con la misma. La regla también fue suspendida por las cortes.

F. Presunciones sobre el costo de la energía renovable

171. Al hacer presunciones sobre el costo de la energía renovable, el PIR de la AEE cometió errores sobrepuestos en cuatro áreas: el costo del cumplimiento con el RPS, los costos de las compras contractuales, el costo de la restricción de renovables, y el costo de los contratos de energía renovable existentes.

1. El costo del cumplimiento con el RPS

172. La Cartera de Energía Renovable, requisito de naturaleza estatutaria en Puerto Rico, obliga a la AEE a suplir cierto porcentaje de sus ventas de energía mediante el uso de energía renovable, como son la energía eólica o la solar. El RPS requiere que la AEE suministre el doce por ciento (12 %) de sus ventas mediante el uso de energía renovable en 2015, aumentando esta cifra a quince por ciento (15 %) en 2020.

173. Al abordar sus obligaciones sobre el RPS, la AEE cometió tres errores. Primero, en la planificación de utilidades de servicio público, la práctica estándar es presumir el cumplimiento de la utilidad con todas las obligaciones legales aplicables. Al aplicar la práctica estándar, la evaluación por la AEE de las distintas carteras de recursos debió haber presumido que la AEE cumpliría con los objetivos estatutarios. La posibilidad de que el cumplimiento completo hubiese sido demasiado costoso u operacionalmente impráctico amerita consideración, pero el lugar apropiado para esa consideración es en análisis suplementarios o en la modelización de sensibilidades.

174. En el PIR Revisado, sin embargo, la AEE presumió que sus obligaciones sobre el RPS serían menores que los requisitos estatutarios. Las presunciones del caso base de la AEE, el cual utilizó para comparar las distintas opciones de cartera de recursos, incluyó por tanto un conjunto de objetivos del RPS reducidos. Usando estas presunciones, la AEE comparó las carteras de recursos propuestas y eligió la Cartera 3 como su cartera preferida. La AEE luego probó el cumplimiento completo con el RPS solamente como un caso de sensibilidad, en lugar de un caso base. En este análisis de sensibilidad, la AEE investigó el impacto del cumplimiento completo con el RPS sobre los costos de su cartera preferida (la Cartera 3) solamente. La AEE nunca investigó los costos de sus demás carteras candidatas ante una presunción de cumplimiento completo con el RPS. Por lo tanto, es imposible evaluar cómo las otras carteras propuestas por la AEE se desempeñarían si se les requiriera cumplir con las obligaciones legales actuales de la AEE.

175. Segundo, la AEE presentó sus resultados de sensibilidad para un solo año (2035) en vez de presentarlos para el periodo completo de planificación. A base se estos resultados, la AEE concluyó que “el cumplimiento completo con el RPS añadirá costos significativos al sistema de la Autoridad” y que el cumplimiento completo con el RPS, por tanto, no es práctico. La AEE basó esta conclusión en su hallazgo de que la sensibilidad del cumplimiento completo con el RPS produce costos más altos en el año 2035 que en el caso

base en cada Futuro.¹⁹⁶ Los valores de costos para un solo año que usa la AEE para formular esta conclusión no son descontados con la tasa de descuento presumida por la AEE y por lo tanto no reflejan el valor presente de los costos que se incurran en 2035. (Sin embargo, al igual que todas las cifras de costos presentadas en el PIR, los resultados de costos del sistema en el año 2035 presentados como parte del análisis de sensibilidad del RPS se muestran en dólares reales de 2015).

176. Descansar en el valor no descontado de un solo año para evaluar el costo del cumplimiento con el RPS no es analíticamente prudente ni una práctica estándar de la industria. Por su naturaleza, los estimados de costos futuros en años futuros son más inciertos que los estimados de costos a corto plazo. Cuando se consideran los gastos recurrentes a través de un periodo largo de tiempo, es práctica estándar comparar los costos totales de los distintos escenarios sobre una base descontada o del “valor presente neto”. Comparar los costos totales de un escenario, incluyendo los gastos de cada año de un periodo de planificación (descontando al presente los gastos de cada año), permite una visión comprensiva del periodo completo, así como unas comparaciones de chinias con chinias de las distintas trayectorias de costos. El descuento de los costos de años futuros, mientras tanto, pone el énfasis apropiado en los valores de los costos al corto plazo frente al largo plazo. De hecho, es una práctica propia de la AEE comparar el valor de las carteras de recursos mediante el cálculo de los costos totales del sistema para el periodo completo de planificación a base del valor presente neto, según se demostró en su análisis de evaluación de la cartera principal.¹⁹⁷

177. De hecho, los apéndices del PIR (aunque no así el texto principal) muestran que a base del valor neto al presente, la sensibilidad que cumplía plenamente con los RPS¹⁹⁸ se estimaba que costaría unos *\$130 millones menos que* el escenario de caso base comparable —el escenario en el que no se cumple plenamente con los RPS.¹⁹⁹ La AEE nunca explicó por qué concluyó que el cumplimiento pleno con los RPS completa es más costoso que el cumplimiento con objetivos reducidos; en particular, por qué llegaron a esta conclusión a la luz del hecho de que el valor neto al presente de los costos totales del periodo de planificación para la sensibilidad que cumple plenamente con los RPS se ha demostrado que es menor que el valor neto al presente de los costos totales del periodo de planificación en el caso base (con objetivos reducidos). La AEE tampoco justificó su decisión de presentar solamente los hallazgos del año 2035.

¹⁹⁶ PIR Revisado, Vol. I, Sección 9.1.

¹⁹⁷ PIR Revisado, Vol. I, Sección 1.3.

¹⁹⁸ PIR Revisado, Vol. I, Apéndice C-11.

¹⁹⁹ PIR Revisado, Vol. I, Apéndice C-7.

178. Tercero, si bien la AEE suele presentar sus resultados en términos de años fiscales,²⁰⁰ dicha entidad presentó los resultados anuales para el caso de sensibilidad del cumplimiento pleno con los RPS en años naturales. Esta incongruencia complica los esfuerzos por comparar los costos entre los casos de sensibilidad y los casos base. Este tipo de incongruencia no debe ser parte de un PIR que haya sido preparado de forma competente.

2. Los costos de las compras contractuales

179. Al determinar el costo futuro de las compras de energía renovable, la AEE consideró dos tipos de proyectos: los proyectos asociados a contratos existentes y los proyectos genéricos futuros. Para los proyectos genéricos, la AEE presumió precios para el periodo de planificación futuro que indicó eran consistentes con los precios contractuales que había pactado entre 2010 y 2013. En aquellos contratos existentes, la AEE paga un precio por energía, más una prima por megavatio-hora que la AEE denomina un "crédito de energía renovable" (REC, por sus siglas en inglés). (Este uso del término "REC" no refleja el uso típico del término. Un REC refleja el "atributo renovable" de la energía producida. Un REC tiene valor solamente cuando hay un mercado organizado para los REC. No existe tal mercado en Puerto Rico.) El precio contractual de la energía (es decir, el precio sin el supuesto "REC") cubre de manera suficiente los costos prudentes de construir y financiar los proyectos de energía renovable más una ganancia razonable para sus dueños. La prima de REC queda, por tanto, en exceso de ese rendimiento razonable.

180. En términos de las presunciones prospectivas relacionadas con los proyectos genéricos, si el precio presumido de la energía proveniente de un generador de energía renovable es suficiente para recompensar al vendedor por sus costos razonables y una ganancia razonable, no existe razón actual para asumir una política o práctica que les concederá a los generadores una mayor compensación. Más aún, si la AEE conduce un procedimiento de subasta apropiado para seleccionar a los vendedores de energía renovable, es razonable presumir que las fuerzas de la competencia disciplinarán los precios hacia abajo hasta un nivel del costo razonable (incluyendo una ganancia razonable). Reconocemos que los vendedores de energía renovable podrían buscar en el futuro un tratamiento de escala de precios distinta ante la Legislatura o la Comisión. La Comisión tiene el compromiso de atender detenidamente tales posturas cuando éstas sean presentadas. Sin embargo, no existe base probatoria alguna para presumir que una prima, tal como la que se ha incorporado a los contratos existentes de la AEE, será requerida en contratos futuros, ya sea por ley o por las fuerzas de la competencia. Además, aún si fuese apropiado presumir que la AEE pagaría por los REC, el precio que pagaría la AEE por los REC sobrepasa el de otras jurisdicciones de los Estados Unidos, a pesar de la ausencia de un mercado de REC en Puerto Rico.

²⁰⁰ Los años fiscales de la AEE comienzan el 1 de julio y terminan el 30 de junio.

3. El costo de la restricción de renovables

181. En el contexto de los contratos de energía renovable, el término “restricción” (*curtailment*) se refiere a la acción que realiza la utilidad de servicio público de electricidad cuando se prevé que uno o más proyectos proveerán una producción mayor que la carga requerida por el sistema para suministrar la demanda de los clientes. Esta situación presenta un problema, pues en un sistema eléctrico interconectado, sin una capacidad de almacenamiento significativa, la cantidad generada debe ser igual a la cantidad consumida en todo momento. En esta situación, entonces, la utilidad debe restringir—lo que significa ordenar a algunos generadores que a que éstos dejen de producir electricidad (o, si la producen, “desecharla” en vez de inyectarla a la red interconectada). Bajo ciertos contratos de energía renovable, tales como los contratos “*take-or-pay*”, la AEE está obligada a pagar al generador que haya sido restringido por la electricidad que podía producir pero que se le ordenó no producir. Este pago en ocasiones se conoce como costo de restricción (*curtailment cost*).

182. La AEE presumió que siempre estaría obligada a pagar los costos totales de la restricción de renovables. Al diseñar y evaluar sus alternativas de carteras de recursos, la AEE procuró evitar las circunstancias que requieren restricción y de esta manera redujo estos costos. Al hacer esto, la AEE provocó que la meta de evitar la restricción de renovables prevaleciera sobre las demás metas, tales como el cumplimiento con el RPS. La AEE estableció un objetivo de restricción de un dos por ciento (2%) o menos de la energía renovable generada por todas las instalaciones con las que tiene un contrato de operación y compraventa de energía (*power purchase and operation agreement* o PPOA, por sus siglas en inglés).²⁰¹ De qué forma la AEE identificó esa meta, no lo explicó. Este límite autoimpuesto, e inexplicado, sobre la restricción de renovables la llevó a favorecer cantidades reducidas de capacidad de energía renovable en sus alternativas de carteras.

183. Es cierto que la restricción de renovables puede provocar costos a la AEE. Pero reducir los costos dicha restricción no debe ser un objetivo primordial; al contrario, éste debería ser un costo que se examine en el balance junto con los demás costos y beneficios del sistema. La planificación debe buscar la minimización de los costos *totales* del sistema, no meramente de un componente de esos costos. El método adoptado por la AEE, por tanto, falló al no evaluar si las carteras que contenían restricciones de renovables en exceso del 2 % podrían alcanzar ahorros en costos que superen cualquier aumento en el costo de la restricción. Al permitir niveles más altos de restricción de renovables, por ejemplo, la capacidad adicional de renovables en el sistema podría desplazar otros gastos capitales planificados, ahorrando así más dinero que el costo añadido por dicha restricción. Además, la capacidad adicional de renovables podría combinarse con otros medios para evitar su restricción, tales como el almacenamiento, la respuesta a la demanda o la generación con capacidad de aumento rápido. De hecho, los costos amortizados de capital de la AEE son, como mínimo, mayores por un orden de magnitud que sus costos

²⁰¹ PIR Revisado, Sección 2.

presumidos de restricción de renovables, aún en aquellos años en los que la AEE prevé costos relativamente altos de restricción.²⁰² Este hecho, por sí solo, sugiere que la AEE sobrevaloró los costos de la restricción de renovables como factor de costo.

4. Los contratos de energía renovable existentes

184. Entre 2010 y 2013, la AEE otorgó un gran número de contratos para proyectos de energía renovable (principalmente proyectos fotovoltaicos a escala de servicio público [*utility scale*]). La capacidad total de estos proyectos contratados es mayor que la cantidad necesaria para cumplir con las obligaciones del RPS de la AEE hasta 2030. Sin embargo, sólo una fracción de estos contratos han culminado en proyectos que estén operando. Para el proceso de modelización, estos proyectos y contratos suponen dos retos particulares: su probabilidad de puedan ser completados y sus altos costos. Los contratos limitan la habilidad de la AEE de añadir nueva energía renovable costo-efectiva a su sistema. En términos de la modelización, la incertidumbre en torno al costo y la disponibilidad de estos contratos dificulta identificar, y en qué medida, si la AEE puede reducir sus costos futuros de compra —y así alcanzar para la energía renovable la prioridad apropiada en el PIR. Este problema resulta claro de las propias palabras de la AEE:

Todos los proyectos con contrato existente (en operaciones o nuevos) tienen costos que son demasiado altos, y es poco probable que estos costos bajen de manera significativa si los desarrolladores llegaran a realizar nuevos proyectos. Para que la AEE pueda solicitar cualquier nuevo proyecto de generación renovable con nuevos precios actualizados reducidos, los proyectos nuevos con contratos existentes, PPOAs y Acuerdos Maestros no podrían ser llevados a cabo.²⁰³

Abordaremos primero la incertidumbre en torno a logra completar los proyectos; luego, la fijación de precios.

185. *Capacidad de completar los proyectos:* Un número sustancial de los contratos son para proyectos de energía renovable que no son actualmente operables.²⁰⁴ Un subconjunto de esos contratos que aún no son operables, afirma la AEE, probablemente no se construirá.²⁰⁵ En general, la AEE lista 1065 MW de contratos de energía renovable que

²⁰² Por ejemplo, el Apéndice C-7 del PIR Revisado (que tabula los costos para la P3F1) establece que los costos de restricción (*curtailment*) tienen en un rango desde \$0.9 millones a \$28 millones mientras que los costos de capital varían entre \$134 millones y \$165 millones para los años allí desglosados.

²⁰³ PIR Suplementario, pág. 5-6.

²⁰⁴ PIR Revisado, Vol. I., Tabla 4-2.

²⁰⁵ Memorando de la AEE en la Sección II, Núm. 1 en respuesta a la Orden de diciembre. (26 de febrero de 2016). Páginas 7-8; Respuesta de la AEE a la Pregunta 17(a) del Primer Requerimiento de Información de la Comisión, 15 de octubre de 2015.

no son aún operables (de los cuales una porción está actualmente en construcción), pero que fueron incluidos en la modelización. La AEE describe unos 600 MW adicionales de capacidad contratada que no se incluyó en la modelización.

186. *Fijación de precios:* Los precios en los contratos existentes rebasan las propias estimaciones de la AEE sobre el costo "todo incluido" (*all-in cost*) razonable para nueva electricidad solar. La AEE indica que los costos de los contratos de energía fotovoltaica existentes están entre los \$160 a los \$185/MWh.²⁰⁶ Sin embargo, la AEE también sostiene que el costo esperado actualmente de los contratos nuevos en el año 2021 sería de tan sólo \$130/MWh.²⁰⁷ Esta cifra de \$130/MWh es de por sí muy alta, pues refleja no sólo el costo razonable y la ganancia razonable (indicada sobre una base nivelada), sino también un pago por los REC. Según se discute en la Parte IV(F)(2) arriba, incluir un precio de REC en cualquier precio contractual que de por sí ya recompensa por completo resulta excesivo. El uso por la AEE de esa cifra de *costo nivelado de energía* ("levelized cost of energy" o "LCOE") aumentada por los REC, pues, subestima la medida en que los nuevos proyectos le costarían menos a la Autoridad que sus contratos existentes —si la AEE pudiera liberarse de esos contratos existentes. Al sacar la porción correspondiente a los REC, concluimos que la AEE podría otorgar nuevos contratos de energía renovable por aproximadamente un 55-65 % de los precios de los contratos existentes que se presumen en el PIR.²⁰⁸

187. *Conclusión:* Dadas las incertidumbres en torno a tanto la capacidad de completar los proyectos y los precios por encima del costo, la AEE debió haber determinado, en la medida que fuera factible, el estatus de cada proyecto antes de modelizar los costos de la energía renovable. Específicamente, la AEE debió haber determinado con un alto grado de certeza si determinado proyecto estará completo y operable durante el horizonte de planificación, e incluido únicamente esos proyectos en la modelización. La AEE también debió haber discutido sus esfuerzos para renegociar o terminar estos contratos, y la gama de resultados plausibles de esos esfuerzos. Para aquellos proyectos cuyo futuro permanecía verdaderamente incierto, la AEE debió haber utilizado el análisis de casos de sensibilidades; es decir, que debió haber realizado la modelización utilizando las presunciones de que todos, ninguno y al menos un porcentaje razonable inmediato de esos proyectos entraría en operación durante el periodo de planificación. Los resultados de este análisis debieron haber sido presentados de forma clara y explícita y las implicaciones debieron haber sido discutidas en el PIR. Dicho análisis hubiese informado a la AEE y a la Comisión sobre el nivel de riesgo de exposición a precios elevados.

²⁰⁶ PIR Suplementario, Tabla 5-6.

²⁰⁷ PIR Suplementario, Tabla 6-2.

²⁰⁸ \$130/MWh menos un precio por REC de \$30/MWh REC sugiere un costo nivelado de energía aproximado de \$100/MWh LCOE, lo que es un 56 % del contrato existente con el precio mayor (\$185/MWh) y 63% del contrato con el precio menor (\$160/MWh).

188. La AEE afirma que modelizó un caso en el que "la mayoría" de los contratos existentes entran en operación, así como un caso en el que "algunos" de los proyectos "no se materializan" y son, por lo tanto, reemplazados con los nuevos proyectos genéricos que se discuten aquí.²⁰⁹ Esta afirmación no releva a la Autoridad de la crítica que dirigimos aquí, por dos razones clave. En primer lugar, los escenarios descritos en el PIR Suplementario se definen muy vagamente para que sean útiles. "Algunos" y "la mayoría" no son descripciones aceptables en ausencia de información cuantitativa real. En segundo lugar, y crucialmente, en el PIR Suplementario la diferencia en costos entre estos dos escenarios nunca se discute. De hecho, la AEE no indica cuál de estos dos escenarios está representado realmente en los resultados de la evaluación de las carteras en el PIR Suplementario. Abordar este asunto de manera tan superficial no es consistente con un PIR ejecutado competentemente; tampoco satisface la prueba de evidencia sustancial. En última instancia, la manera en la que la AEE trata estos contratos otorgados pero no realizados deja a la Comisión con un conocimiento insuficiente sobre la medida en que la AEE podrá sustituir contratos más nuevos, de menor costo, por los contratos existentes de alto costo. Como resultado, la AEE no puede determinar fácilmente los beneficios de añadir nueva energía renovable al sistema de la Autoridad.

G. Plan de Acción

189. La Sección 2.04(B)(7) de nuestro Reglamento del PIR requirió que la AEE presentara un Plan de Acción. La AEE solicitó un relevo de este requisito con el fundamento de que la presentación de un Plan de Acción interferiría con las negociaciones con sus acreedores. La Comisión denegó la petición de la AEE. Aun así, el PIR Revisado no incluyó un Plan de Acción. Luego de una directriz explícita en la Orden de diciembre, la AEE incluyó dos Planes de Acción en el PIR Suplementario.²¹⁰

190. Estos Planes de Acción son deficientes en varios sentidos. El primer Plan de Acción²¹¹ no refleja con precisión las decisiones de recursos implícitas en la P3MF1M, que suplantó al P3F1 como la cartera preferida de la AEE luego de los análisis requeridos por la Orden de diciembre. En particular, el primer Plan de Acción sugiere que la AEE todavía planifica construir una unidad NGCC Clase-F en Palo Seco, en lugar de una o más unidades SCC-800 como se había indicado en la P3MF1M. La AEE explicó, tanto en la Conferencia Técnica como la Argumentación Oral que, de hecho, planifica seguir las decisiones sobre recursos de la P3MF1M y no de la P3F1. Sin embargo, la primera gráfica Gantt a corto plazo de la AEE hace referencia a la P3F1.²¹² El Plan de Acción del PIR Suplementario debe ser

²⁰⁹ PIR Suplementario, pág. 5-5.

²¹⁰ PIR Suplementario, Tablas 10-1 y 10-2.

²¹¹ *Id.*, Tabla 10-1.

²¹² *Id.*, Tabla 10-3.

claro y comprensible. Debe representar las acciones y solamente aquellas acciones que la Autoridad pretende tomar en realidad.

191. Ninguno de los Planes de Acción incluye esfuerzos de eficiencia energética, a pesar de que los resultados de los análisis contenidos en el PIR Suplementario se predicen en lograr los niveles de eficiencia energética indicados en la Orden de diciembre (según se discute en la Parte IV (D)(1) arriba). Si bien la Comisión podría decidir finalmente que los programas de eficiencia energética deben ser manejados por un administrador independiente en lugar de la AEE, la AEE aún debería incorporar a su Plan de Acción cualesquiera acciones necesarias para alcanzar las metas relacionadas a la eficiencia energética (por ejemplo, la coordinación con dicho administrador). Como resultado, el Plan de Acción del PIR Suplementario no es preciso ni comprensivo.

192. Por último, el Plan de Acción del PIR Suplementario usa fechas que no son realistas ni representativas de los planes reales de la AEE. En el PIR Suplementario, la AEE indica que:

Todas las fechas salvo que se indique lo contrario en el PIR Suplementario se mantienen consistentes con el PIR Base que es todo proceso [sic] para los proyectos a corto plazo se inician en julio de 2015.²¹³

193. Interpretamos este argumento, así como la presentación y discusión de la AEE durante la Argumentación Oral, en el sentido de que las fechas en el Plan de Acción no representan las fechas *reales* en las que la AEE planifica ejecutar los distintos elementos de su Plan de Acción. Durante la Conferencia Técnica y la Argumentación Oral, la AEE justificó esta elección indicando que lo que pretendía era permitir una fácil comparación entre el PIR Revisado y el PIR Suplementario. La AEE confirmó que las fechas en el PIR Suplementario, tales como terminar la construcción de AOGP para el segundo trimestre de 2017, eran obsoletas y poco probables de ser cumplidas. En última instancia, el enfoque de la AEE va contra el propósito de tener un Plan de Acción.

194. La Comisión necesita un entendimiento preciso de los planes reales de la AEE, incluyendo información sobre períodos de tiempo y costos probables. La decisión de la AEE de presentar su Plan de Acción sin incluir fechas reales dificulta la evaluación por la Comisión de los efectos de las acciones de la AEE, la determinación de itinerarios probables de gastos, la evaluación de metas y desempeño, o la anticipación de decisiones clave que deba realizar la AEE.

²¹³ *Id.*, Sección 10.1.



V. DETERMINACIONES DE CUMPLIMIENTO CON EL REGLAMENTO 8594

195. La Sección 3.04 del Reglamento 8594 requiere que la Comisión determine si la AEE cumplió con cada elemento específico. Presentamos esas determinaciones aquí, en la secuencia dispuesta en el Reglamento. Los fundamentos para cada una de estas determinaciones aparecen arriba en la Parte IV, "Deficiencias en el PIR propuesto por la AEE".

A. Requisito de presentar un documento completo²¹⁴

196. El PIR de la AEE estuvo incompleto, en por lo menos, siete maneras.

1. Utilizó solamente dos pronósticos de carga, en lugar de una gama de pronósticos, tales como aquellos que examinarían cómo los factores económicos, las restricciones de uso de terrenos y los tipos de uso por los consumidores impactan la demanda y el consumo.
2. Su discusión de los recursos y programas de la demanda estuvo innecesariamente limitada y no contenía evaluación alguna.
3. Su evaluación de la gama de tecnologías de generación convencionales y no convencionales, expresamente requerida por la Ley 57-2014, no abordó adecuadamente la gama de recursos de energía renovable ni discutió las opciones de almacenamiento.
4. No dejó claro cuándo la Autoridad va a cumplir con los MATS ni tomó en cuenta los demás factores ambientales esenciales discutidos previamente, así como las consideraciones de justicia ambiental.
5. Falló en no evaluar completa y apropiadamente los impactos de las carteras sobre las emisiones al aire, el consumo de agua, los desperdicios sólidos y otros factores ambientales.
6. No proveyó información sobre la vida útil, ni las fechas de retiro de las plantas que cumplen con los MATS.
7. La mayoría de las carteras analizadas en el PIR, incluyendo el Plan de Recursos Preferido, presumían un cumplimiento sobre la Cartera de Energía Renovable menor al requerido estatutariamente.

197. **Determinación:** La Autoridad **no cumplió** con el requisito de presentar un documento completo.

²¹⁴ Reglamento 8549, § 3.04(A)(1).

B. Desarrollo de alternativas viables²¹⁵

198. La AEE no utilizó un modelo de expansión de capacidad. Esta falla imposibilitó una exploración razonable de las alternativas de carteras de recursos y de medios rigurosos para optimizarlas. Haber utilizado un modelo de costo de producción fue un sustituto inadecuado. La metodología de la AEE y la gama de alternativas que produjo no es satisfactoria.

199. **Determinación:** *La Autoridad no cumplió con el requisito de desarrollar alternativas viables.*

C. Ambiente de Planificación, Pronóstico de Demanda, y Evaluación del Sistema de Confiabilidad²¹⁶

1. Ambiente de Planificación

200. La AEE discutió adecuadamente los factores ambientales u otras políticas determinantes. El Volumen IV del PIR Revisado la AEE mencionó su percepción de los factores determinantes de la regulación del aire: los Mercury and Air Toxics Standards (MATS) promulgados por la EPA, la propuesta del Plan de Electricidad Limpia (CPP, por sus siglas en inglés), y los Estándares de Gases de Invernadero (GHG, por sus siglas en inglés), los Estándares de Rendimiento de Fuente Nueva (NSPS, por sus siglas en inglés), los requisitos de Revisión/Prevención de Deterioro Significativo (NSR/PSD, por sus siglas en inglés) para fuentes de contaminación mayor y modificaciones sustanciales a fuentes de contaminación mayor.²¹⁷ La AEE también describió el requisito del RPS por la Ley 82-2010, y se refirió al Estudio de la AEE sobre la Integración de Energía Renovable (Febrero 2014), el cual discutió los requisitos y la posibilidad de cumplir con el RPS.²¹⁸ Finalmente, la AEE explicó adecuadamente el requisito de la Ley 57-2014 sobre eficiencia energética en las entidades públicas.²¹⁹

201. **Determinación:** *La AEE cumplió con este requisito sobre el ambiente de planificación.*

²¹⁵ Reglamento 8594, § 3.04(A)(2).

²¹⁶ Reglamento 8594 § 3.04(A)(3).

²¹⁷ PIR Revisado, Vol. IV, a las págs. 1-3; PIR Revisado, Vol. I, Sección 7, pág. 7-10.

²¹⁸ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4; PIR Revisado, Vol. I, Sección 9.

²¹⁹ PIR Revisado, Vol. III, Sección 3.2.1.

2. Pronóstico de Demanda

202. La AEE inicialmente produjo información histórica sobre la demanda pico del periodo de diez años previo al primer año del periodo de planificación del PIR (2015). La AEE también proveyó información sobre su consumo total anual de electricidad, al igual que sobre el consumo por cada clase de consumidor, incluyendo el factor de carga para cada clase de consumidor. El pronóstico de la AEE también consideró las pérdidas en las líneas. Sin embargo, la AEE erró al no comparar la carga histórica real con los pronósticos históricos de carga, según requerido por el Reglamento del PIR.²²⁰

203. La AEE tampoco explicó adecuadamente cómo desarrolló los pronósticos. Tampoco exploró un conjunto razonable de incertidumbres futuras, particularmente una demanda baja consistente con las recientes reducciones y la anticipada implementación de programas de eficiencia energética.²²¹ Estamos de acuerdo con los argumentos presentados por ICSE-PR y IEEFA (de parte de ELAC) en lo que respecta a estos asuntos. También estamos de acuerdo con el argumento de Mesa sobre que la situación financiera de la AEE, así como los cambios en la población y el consumo de electricidad, no fueron tomados en cuenta apropiadamente en los pronósticos de carga o en los planes de conjunto de recursos. Estas omisiones dejaron a la AEE imposibilitada de evaluar el riesgo de sobre-construir el sistema.

204. La AEE no describió el impacto que las estrategias existentes y futuras de manejo de recursos de la demanda, o que los programas corrientes y planificados de reducción a las pérdidas en las líneas, pudiesen tener en el pronóstico de la demanda. Según detallado en el Volumen III del PIR Revisado, la AEE asumió lograr un 80% del programa de eficiencia energética para las agencias gubernamentales y las corporaciones públicas, pero no anticipó medidas de eficiencia energética que pudiesen producir un pronóstico de demanda menor. (Sin embargo, le concedimos a la AEE una dispensa del requisito de radicar un caso reducido y un caso aumentado de demanda de electricidad del consumidor.²²² Al incluir una presunción moderadamente agresiva, según requerido por la Comisión, el modelo de la AEE demostró una necesidad menor para reemplazar la generación en Palo Seco.²²³

205. La AEE no incluyó información sobre respuesta a la demanda hasta después de la Orden de diciembre 8; lo que incluyó después fue incompleto. La AEE examinó un (1) solo programa hipotético de respuesta a la demanda para desplazar la carga—un

²²⁰ *Compárese* Reglamento 8594 § 2.03(B)(2)(b) con PIR Revisado, Vol. III.

²²¹ *Compárese* Reglamento 8594 § 2.03(B)(2)(c) con PIR Revisado, Vol. III.

²²² Resolución de la Comisión sobre Solicitud de Dispensas, ¶ 4, 25 de junio de 2015.

²²³ PIR Suplementario, pág. 10-2.

programa cuyo enfoque fue reducir la restricción de energía renovable en vez de reducir el pico de demanda de la tarde. Además, el perfil de eficiencia energética asumido también eliminó la necesidad de la unidad Clase-H (una de cuatro) a largo plazo.²²⁴

206. **Determinación:** La AEE **incumplió** con estos requisitos sobre pronóstico de carga.

3. Evaluación de Confiabilidad

207. En lugar de establecer un margen de reserva de planificación específico, la AEE rastreó la pérdida de horas de carga utilizando solamente un (1) modelo no estocástico. La AEE no sostuvo su meta de valor de pérdida de horas mediante la presentación de una evaluación de costo-beneficio.

208. **Determinación:** El PIR **incumplió** con el requisito de evaluación de confiabilidad.

D. Evaluación de los Recursos Existentes²²⁵

1. Recursos existentes de suministro

209. La Comisión proveyó una dispensa sobre la descripción de los recursos de suministro de la AEE. Aun así la AEE incluyó la información relacionada al tipo de recurso, capacidad instalada, y capacidad disponible para el pico, factores de capacidad para sus unidades, tipos de combustible, tiempos de corrida mínimos,²²⁶ razón de apagones forzados, coeficientes de eficiencia térmica, costos operaciones, gastos de capital, fechas de retiro esperado para ciertos recursos,²²⁷ y programas para que ciertas unidades cumplan con regulaciones de aire actuales y propuestas.²²⁸

210. **Determinación:** El PIR **cumplió** con este requisito informativo.

²²⁴ PIR Suplementario, pág. 8-2 menciona que, “Los recursos de la generación que quema combustible fósil incluyen una SCC-800 1X1 CC con diésel como el combustible principal en Palo Seco en o antes de 1 de julio de 2020.” (traducción suplida).

²²⁵ Reglamento 8594 § 3.04(A)(4).

²²⁶ Algunos interventores argumentaron que las presunciones de los tiempos fueron irrealmente altos, mientras que la AEE arguye que los valores utilizados en su modelización fueron una representación precisa de las habilidades de su flota existente. Sin la data de generación histórica por unidad por hora, no pudimos evaluar ninguno de los reclamos. En la Sección VII.C.3, Dirigimos a la AEE a comenzar a coleccionar esta data.

²²⁷ PIR Revisado, Vol. I, Tabla 3-1.

²²⁸ PIR Revisado, Vol. IV, Tabla 1-2; véase además PIR Suplementario, Sección 10.4, pág. 9-4.



2. Recursos de la Demanda Existentes²²⁹

211. El Reglamento 8594 requirió que la AEE describiera los recursos de la demanda existentes. La Comisión concedió la mayoría de las dispensas solicitadas por la AEE con respecto a *DSM*, con la excepción del requisito de que la AEE informara sobre los programas de *DSM* existentes.²³⁰ En respuesta, la AEE señaló que tiene dos programas de *DSM* atados a los programas de tarifas: un programa de tiempo-de-uso y un plan de tarifa interrumpible.²³¹ El programa de tiempo-de-uso (TOU) está dividido en dos periodos (pico y fuera de pico). Está disponible solo para clientes comerciales e industriales.²³² Al año 2013, la AEE tenía veinte-tres (23) clientes participando del programa *TOU* y ningún cliente en el programa de tarifa interrumpible.²³³

212. **Determinación:** *El PIR cumplió con el requisito de describir los recursos existentes de la demanda. Sin embargo, esta determinación no significa que esos recursos son adecuados.*

3. Contadores Avanzados Existentes y Tecnologías Existentes²³⁴

213. **Determinación:** *Ninguna determinación es necesaria porque una dispensa fue concedida.*

4. Facilidades de Transmisión Existentes²³⁵

214. El Reglamento 8594 le requirió a la AEE que describiera sus líneas y facilidades de transmisión, y que identificara cualquier restricción de transmisión o contingencias que ameritaban mejoras o actualización. La AEE describió sus facilidades de transmisión, así como las pruebas de contingencias singulares y dobles que condujo.²³⁶ En

²²⁹ Reglamento 8594, Sección 2.03(B)(7).

²³⁰ Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Dispensa, ¶ 11, 25 de junio de 2015.

²³¹ PIR Revisado, Vol. III, Sección 3.3.1, ¶ 3-7.

²³² *Id.*

²³³ *Id.* La AEE menciona que las tarifas de tiempo de uso (*TOU*) datan a 1989, cuando el patrón de la carga de la AEE era distinto a la actual.

²³⁴ Reglamento 8594 § 2.03(B)(8).

²³⁵ Reglamento 8594 § 2.03(B)(9).

²³⁶ PIR Revisado, Vol. II. La Comisión determinó previamente que el Vol. II del PIR Revisado y que la porción sobre el Análisis de Transmisión en el PIR Suplementario (radicado el 28 de marzo de 2016), el cual discute

ambos el PIR Actualizado como el PIR Suplementario, la AEE demostró que el sistema de transmisión actual necesita ser actualizada: para remover las restricciones de transmisión afectando los proyectos existentes y futuros, para permitir una mayor flexibilidad operacional, y acomodar la interconexión de generación distribuida y de recursos de la demanda a la red sin reducir la confiabilidad.²³⁷ La AEE también radicó los mapas esquemáticos de transmisión y sub-transmisión indicando los límites de transferencia,²³⁸ y un mapa mostrando la ruta física actual de las líneas de transmisión y sub-transmisión.²³⁹

215. **Determinación:** El PIR *cumplió* con el requisito de describir las facilidades de transmisión existentes.

5. Facilidades de Distribución Existentes²⁴⁰

216. El Reglamento 8594 le requirió a la AEE que “proveer, como mínimo, una caracterización de las restricciones en el sistema de distribución, incluyendo dónde el sistema de distribución está congestionado.” La AEE describió, en un términos generales, la habilidad del sistema de distribución de aumentar la penetración de generación distribuida, particularmente de la generación distribuida intermitente.²⁴¹ La AEE también evaluó una muestra de siete (7) alimentadores, los cuales son representativos del sistema de distribución de la AEE, contra una integración aumentada de generación distribuida fotovoltaica.²⁴² La AEE identificó los límites de generación *PV* en los alimentadores distribuidos existentes, e identificó las mejoras capitales al sistema necesarias para lograr integrar *PV* adicional.²⁴³

217. La AEE determinó que aumentar la generación distribuida al nivel de distribución afectaría la regulación del voltaje, regulación de frecuencia, y su habilidad de

las facilidades de transmisión de la AEE, son “confidenciales.” Resolución Final y Orden, *Descubrimiento de Prueba; Confidencialidad*, Apéndice A, pág. 20.

²³⁷ PIR Revisado, Vol. II, Sección 1; véase además PIR Suplementario, pág. 1-5.

²³⁸ Véase en general PIR Revisado, Vol. II; véase además PIR Suplementario, *Análisis de Transmisión*, *supra*.

²³⁹ Los diagramas de la AEE *Electrical System Diagram and Electrical System Map* (16 de julio de 2015) como parte de la Contestación de la AEE en Respuesta a la Resolución sobre la Solicitud de Dispensa. La AEE solicitó trato confidencial para estos mapas; sin embargo, la solicitud de la AEE fue considerada como renunciada porque estos mapas son públicos como parte del Plan de Mejoras Capitales de la AEE. AEE, *Plan de Mejoras Capitales*.

²⁴⁰ Resolución de la Comisión sobre la Solicitud de Dispensa, ¶ 14, 25 de junio de 2015.

²⁴¹ PIR Revisado, Vol. V.

²⁴² PIR Revisado, Vol. V, pág. 1-1.

²⁴³ *Id.*

manejar los flujos de energía/potencia en reversa.²⁴⁴ La AEE también determinó que ciertas mejoras serían necesarias para permitir que la generación distribuida supla toda la demanda pico en un alimentador,²⁴⁵ y notó que estudios adicionales son necesarios antes de que mayores niveles de generación distribuida sean incorporados al sistema.²⁴⁶ Para propósitos de la evaluación de este PIR, la AEE identificó suficientemente los retos y soluciones clave para integrar generación distribuida a la red.

218. **Determinación:** El PIR **cumplió** con el requisito de describir las facilidades de distribución existentes.

E. Evaluación de Generación Nueva, Combustible, Transmisión y Recursos de la Demanda²⁴⁷

B.

1. Opciones de Nueva Generación

219. La AEE identificó y evaluó una serie de opciones termales nuevas (incluyendo unidades de ciclo combinado pequeñas y grandes) y generación mediante energía renovable.²⁴⁸ Para estas unidades nuevas u opciones de repotenciación, la AEE identificó el tipo de recurso (fósil, renovable, *EE*, *DSM*), la capacidad de las unidades (MW/por unidad), los recursos de combustibles (si aplican), los coeficientes de eficiencia térmica de las unidades, la disponibilidad de las unidades y sus factores de carga ("*capacity factors*"), los costos de las unidades (localización, costos de operación, mantenimiento y capitales), su tiempo de construcción y vida anticipada, y las restricciones para su adquisición o construcción.²⁴⁹

220. La AEE también evaluó opciones de repotenciación y conversión de combustible que harían ciertas unidades capaces de quemar tipos de combustibles. La AEE, sin embargo, no consideró todas las readaptaciones (*retrofit*) posibles para cada unidad de su flota de generación que lograra cumplimiento con MATS sin tener que recurrir al

²⁴⁴ PIR Revisado, Vol. V, Tabla 5-1.

²⁴⁵ PIR Revisado, Vol. V, págs. 3-33 & 5-2 (protection relays replacements at feeder head; substation transformer LTC controls' upgrades; integration of voltage control systems capable of monitoring and controlling a feeder's voltage profile, such as volt/var control systems; integration of a dedicated voltage regulator at each feeder head).

²⁴⁶ *Id.*, pág. 1-2. La AEE prevé que 61 MW de la generación distribuida será añadida para el 2015, y hasta 322 MW para el 2035. Véase además PIR Suplementario, Sección 4, pág. 3-1; PIR Revisado, Vol. I, Sección 4.3, pág. 4-7.

²⁴⁷ Reglamento 8594, Sec. 3.04(A)(5).

²⁴⁸ PIR Revisado, Vol. I, Secciones 3.2 & 4.

²⁴⁹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 3, Tabla 3-2.

intercambio de combustible. Durante los Argumentos Orales, la AEE explicó que implantar controles de emisiones podían servir como camino al cumplimiento con MATS. Sin embargo, expresó que descartó esa opción ya que consideró que no era costo-efectiva. La AEE no proveyó evidencia de esta consideración o análisis indicando que la readaptación (*retrofit*) no fuera costo efectivo.

221. La AEE también evaluó varias opciones de infraestructura de combustible nuevas aparte de AOGP. En los escenarios del Futuro 3, la AEE analizó el impacto de la disponibilidad de gas natural en el Norte, pero no modeló ningún medio específico de distribución de gas natural al Norte. La AEE no modeló la expansión del puerto de gas de EcoEléctrica²⁵⁰. Durante la Vista Técnica, la AEE explicó que una expansión substancial de la generación en EcoEléctrica o Costa Sur no sería viable debido a las restricciones de transmisión y los límites a las servidumbre de paso existentes.²⁵¹ Si bien la AEE discutió el potencial de un gasoducto desde Costa Sur hasta Aguirre, esta opción no fue analizada. La disponibilidad de gas natural en Aguirre fue modelada como suplida por AOGP.

222. La AEE también evaluó la habilidad de que los proyectos de energía renovable, u otros productores de energía independientes, se interconectarán a la red de la AEE, tomando en cuenta el itinerario necesario para cumplir con la Ley 82-2010.²⁵² La AEE consideró veinte-siete (27) proyectos de energía renovable, la mayoría de los cuales eran *PV*, junto con otros proyectos de energía eólicos y producto de desperdicios sólidos.²⁵³ La AEE identificó la tecnología, capacidad, y factores de capacidad.²⁵⁴ Sin embargo, la AEE no describió todos los impactos al sistema asociados a la integración de generación renovable intermitente disponible, tal como los cambios en la necesidad de regulación de frecuencia o apoyo de voltaje. En vez de ello, la AEE hizo referencia a su Estudio de Integración de Renovables del 2014, el cual discutió estos temas en detalle.

²⁵⁰ PIR Revisado, Vol. I, Sección 5.

²⁵¹ Varios interventores argumentaron que la expansión del terminal de gas de EcoEléctrica y/o la construcción de un gasoducto entre Costa Sur y Aguirre sería costo-efectivo. Debido a que estos argumentos no fueron acompañados por evidencia técnica, no son suficiente para rebatir las conclusiones de la AEE.

²⁵² PIR Revisado, Vol. I, Sección 4, pág. 4-2.

²⁵³ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4, Tabla 4-2, 4-3; PIR Suplementario, Sección 5, pág. 4-5, y Tabla 5-6, pág 4-6. A pesar de que la AEE firmó acuerdos de compraventa de energía con dieciocho (18) proyectos de energía renovable adicionales, no consideró estos como recursos “nuevos” en la evaluación del PIR. PIR Suplementario, Sección 4, pág 4-5. “La AEE cuenta con 9 contratos para una capacidad total de 261.9 MW en energía eólica, 2 contratos de 3.5 MW de Gas de Desperdicios Sólidos, 5 contratos para un total de 150 MW de energía solar, y 2 contratos de 89 MW de Residuos a Energía (*waste-to-energy*), y 8 Acuerdos Máster para una disponibilidad total de 600 MW, en conjunto representan un gran total de contratos de energía renovable existentes, acuerdos de compraventa de energía, Acuerdos Máster de 2,160.1 MW.” *Id.*

²⁵⁴ PIR Suplementario, Sección 5, Tabla 5-6.

223. La AEE incorporó por referencia el análisis de almacenamiento de energía que condujo en su Estudio de Integración de Renovables del 2014 (realizado por Siemens PTI).²⁵⁵

224. **Determinación:** *El PIR cumplió.* El Reglamento 8594 no requiere que la AEE considere todos los recursos posibles, solo un rango suficiente de recursos.²⁵⁶

2. Nuevas Instalaciones de Transmisión

225. La AEE identificó las nuevas instalaciones de transmisión necesarias para mejorar la confiabilidad y atender las restricciones de transmisión y otras contingencias críticas.²⁵⁷

226. **Determinación:** *El PIR cumplió con el requisito de evaluar nuevas facilidades de transmisión.*

3. Generación Distribuida Nueva y Opciones de Recursos de la Demanda

227. En cuanto a la generación distribuida, el Reglamento 8594 requiere que la AEE incluya en su PIR una proyección de la expectativa de los tipos y cantidades de generación distribuida pertenecientes a los clientes.²⁵⁸ La AEE incluyó un pronóstico de la generación distribuida nueva en el Volumen I²⁵⁹ de su PIR Revisado y evaluó el impacto de la generación distribuida nueva en el sistema de distribución en el Volumen V.²⁶⁰

228. La Comisión le otorgó a la AEE una dispensa con respecto a los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda, el requisito de identificar una gama de estos recursos en el PIR. Se le requirió a la AEE incluir una trayectoria de eficiencia energética y a

²⁵⁵ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4.2 y Vol. V, pág. 3-57.

²⁵⁶ En su alegato, el Consorcio argumenta que la AEE erró en no considerar el plan de recursos alternativo presentado por ellos. Describe el mismo como uno que incluye una amplia gama de recursos de energía térmica y renovable, así como infraestructura de transmisión. Debido a que una descripción detallada del plan, incluyendo una evaluación de su confiabilidad y costo, no formó de la evidencia, la Comisión no puede considerar el mismo en los méritos.

²⁵⁷ PIR Revisado, Vol. II, Sección 11.

²⁵⁸ Reglamento 8594, § 2.04(B)(12).

²⁵⁹ PIR Revisado, Vol. I, Sección 4.3.

²⁶⁰ PIR Revisado, Vol. V.

realizar un análisis de respuesta a la demanda en el PIR Suplementario.²⁶¹ La respuesta a la demanda fue estudiada en la sensibilidad P3MF1M S4.²⁶²

*229. **Determinación:** El PIR **cumplió** con el requisito de incluir una proyección de nueva generación distribuida y opciones de recursos de la demanda.*

F. Escenarios, Panes y Sensibilidades²⁶³

230. El Reglamento 8594 requiere que la AEE “utilice un Modelo de Expansión de Capacidad o modelo de estructura similar para desarrollar planes de recursos al menor costo posible.” Según explicado previamente, la AEE usó un modelo de costo de producción, que no es “similar” a un modelo de expansión. PROMOD no es capaz de seleccionar nuevos recursos apropiados o identificar unidades no-económicas para su retiro. La insistencia de la AEE en utilizar instrumentos y técnicas inadecuadas, dejó ante la consideración de la Comisión planes de recursos en los que no podemos confiar.

*231. **Determinación:** El PIR **incumplió** con el requisito de utilizar un Modelo de Expansión de Capacidad.*

G. Plan de Acción²⁶⁴

232. La AEE solicitó una dispensa de este requisito a base de que la presentación de un Plan de Acción interferiría con sus negociaciones con sus acreedores. La Comisión rechazó la solicitud de la AEE²⁶⁵ e instruyó a la AEE a cumplir.²⁶⁶ En respuesta, la AEE incluyó el Plan de Acción en su PIR Suplementario, apoyado por dos planes de gastos de capital distintos.²⁶⁷ Las deficiencias de este enfoque fueron discutidas en la Parte XX.

*233. **Determinación:** El PIR **no cumplió** con el requisito de la presentación de un Plan de Acción adecuado.*

²⁶¹ PIR Suplementario, Sección 3.

²⁶² PIR Suplementario, Secciones 7 & 8.7.

²⁶³ Reglamento 8594, §3.04(A)(6).

²⁶⁴ Reglamento 8594, §3.04(A)(7).

²⁶⁵ Resolución de la Comisión sobre Solicitud de Dispensa, 25 de junio de 2015.

²⁶⁶ *Id.*

²⁶⁷ PIR Suplementario, Sección 9.

H. Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda: Informe y Plan²⁶⁸

234. El Artículo IV del Reglamento 8594 requirió que la AEE radicara en la Comisión, anualmente, un Informe Anual de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda (Informe Anual de EE & DR) y un Plan de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda (Plan EE & DR). El primer Informe Anual de EE & DR deberá ser radicado al completar el primer año completo de la implementación de los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda. El primer Plan EE & DR deberá ser radicado dentro de 120 días de seleccionado el tercer administrador.²⁶⁹

235. La Comisión otorgó a la AEE la dispensa de este requisito, determinando que información adicional sobre el desarrollo de recursos de la demanda sería pospuesta hasta la presentación de futuros PIR.²⁷⁰ Eficiencia energética y respuesta a la demanda son elementos importantes del PIR de la Compañía, y serán recursos claves para servir las necesidades de los clientes. La Comisión requiere de la AEE a incluir el Informe Anual de EE & DR y el Plan EE & DR en el siguiente PIR, a no ser que la Comisión solicite que se radique en una fecha previa.

*236. Determinación: Este requisito fue **dispensado** por la Comisión en este PIR y es diferido.*

I. Métricas de Desempeño²⁷¹

237. El Artículo V del Reglamento 8594 requiere que la Comisión abra un proceso dentro de sesenta (60) días desde la decisión del PIR. En ese procedimiento, la Comisión establecerá las metas para el desempeño de las áreas identificadas en el Artículo V, entre otras cosas. El desempeño de la AEE será evaluado a la luz de esas metas.²⁷² Las personas interesadas tendrán una oportunidad de someter comentarios.

238. Como el procedimiento de métricas de desempeño no comenzará hasta después de la decisión final de este primer PIR, la AEE no está requerida a cumplir con el Artículo V en su primer PIR.

*239. Determinación: Este requisito **no aplica** a este procedimiento.*

²⁶⁸ Reglamento 8594 § 3.04(A)(8).

²⁶⁹ Reglamento 8594 § 4.01 (B), (C).

²⁷⁰ Resolución de la Comisión sobre Solicitud de Dispensa, ¶ 21, 25 de junio de 2015.

²⁷¹ Reglamento 8594 § 3.04(A)(9).

²⁷² Reglamento 8594 § 5.01 (C), (D).

J. Modelos, Metodologías y Documentos de Trabajo²⁷³

240. La Sección 2.04(B)(6) del Reglamento 8594 requería que la AEE describiera todos los modelos y metodologías utilizadas en desarrollar el PIR, y proveyera las razones para haber escogido las mismas. Esa obligación incluía cualquier modelo propietario, y documentos de trabajos funcionales. (Documentos de trabajo funcionales permiten que la Comisión sustituya valores alternos en las hojas de cálculo (*spreadsheet*), con la hoja de cálculo realizando un cálculo automático a base de esos valores demostrando así resultados nuevos.) Sin esta información, la Comisión sería incapaz de verificar los análisis de la AEE.

241. La AEE solicitó una dispensa de este requisito, la cual fue denegada. La Comisión luego confirió tratamiento confidencial, por ser secreto de negocio, sobre las entradas de PROMOD; sin embargo, esta decisión no exime a la AEE de proveer a la Comisión las entradas de PROMOD y los documentos de trabajo funcionales.

242. La AEE no proveyó suficiente acceso a los documentos funcionales o a sus modelos financieros. En particular, los documentos de trabajo provistos inicialmente no eran funcionales. Documentos de trabajo funcionales no fueron provistos a la Comisión hasta el 2 de marzo de 2016, y solo después de tres Requerimientos de Información por la Comisión.

243. *Determinación: El PIR incumplió.*

K. Licitación Competitiva para Procurar Recursos Adicionales²⁷⁴

244. La licitación competitiva, conducida apropiadamente, induce a vendedores prospectivos a ofrecer un servicio o producto de calidad alta a un costo razonable. En el contexto del PIR de la AEE, las oportunidades para la licitación competitiva incluyen la provisión y construcción de generación nueva, suministro de electricidad comprada, y la repotenciación y modernización de su flota. En su PIR Suplementario, la Cartera Preferida de la AEE (según modificado) incluyó un intento para procurar generación nueva en Palo Seco, el reemplazo de las turbinas de gas de Aguirre CC, y generación nueva en Aguirre a través de licitación competitiva.

245. *Determinación: El PIR cumplió con el requisito de realizar procesos de licitación competitiva.*

²⁷³ Reglamento 8594 § 3.04(A)(10).

²⁷⁴ Reglamento 8594 § 3.04(A)(11).

L. Eficiencia Energética, Energía Renovable y el Desempeño de Generación de Combustible Fósil²⁷⁵

246. El Capítulo IV de la Ley 57 requiere a las agencias gubernamentales del ELA, al sistema judicial, a la Asamblea Legislativa y a los municipios reducir su consumo de electricidad por cierta cantidad durante periodos de tiempo específicos. El PIR de la AEE necesitaba considerar esas reducciones obligatorias, así como reducciones razonablemente pronosticadas debido al comportamiento de los consumidores en general, producto del efecto de otras medidas de eficiencia energética.

247. En su PIR Revisado, la AEE asumió que sólo un 80% de la reducción gubernamental obligatoria ocurriría, y excluyó cualquier otro tipo de eficiencia energética atribuible a otros consumidores. Este tratamiento fue inadecuado. Dicho documento debió haber incorporado un estimado aproximado de los ahorros alcanzados por la eficiencia energética a largo plazo de todas las categorías de consumidores, por la totalidad del periodo de planificación de 20 años. La Comisión ordenó a la AEE que modificara su pronóstico de demanda añadiendo un estimado aproximado de los ahorros en eficiencia que pudiesen ser alcanzados por medio de los programas de eficiencia energética.

248. El PIR Suplementario de la AEE incorporó estos programas de eficiencia energética a sus carteras modificadas. Sin embargo, el PIR Suplementario no consideró un escenario reflejando el cumplimiento completo (100%) del programa de eficiencia energética gubernamental. Para cumplir con el RPS, la AEE también evaluó el potencial de los recursos de energía renovable, incluyendo aquellos provistos por los productores independientes de energía. No obstante, la AEE evaluó analizó el cumplimiento completo de el RPS sólo como un caso de sensibilidad, en lugar de tratarlos como la obligación legal que es.

249. **Determinación:** *El PIR incumplió con el requisito de considerar el cumplimiento con los requisitos estatutarios relevantes.*

M. Beneficio a los clientes y al interés público²⁷⁶

250. Las subsecciones anteriores han identificado numerosas instancias de incumplimiento. Estas omisiones, particularmente la falta de un modelo de expansión, el método limitado de los pronósticos de precios de combustible y los limitados pronósticos de la demanda utilizados no permiten que la Comisión determine que el PIR propuesto promueve el interés público.

²⁷⁵ Reglamento 8594 § 3.04(A)(12).

²⁷⁶ Reglamento 8594 § 3.04(A)(13).

251. **Determinación:** *El PIR incumplió y la Comisión no está en posición de determinar que el mismo es de beneficio para los clientes o promueve el interés público.*

VI. DETERMINACIONES Y DIRECTRICES RELACIONADAS A OPCIONES DE RECURSOS ESPECÍFICOS

252. Esta Parte establece las acciones que la AEE tendrá que realizar bajo el PIR radicado, y los límites a dichas acciones. La AEE no podrá llevar a cabo acciones inconsistentes con estos límites. Aunque esta Resolución Final y Orden aprueba acciones, no determina la razonabilidad de los costos asociados a esas acciones. La Comisión examinará la razonabilidad de los costos en el caso tarifario. Esta Resolución Final y Orden no **prohíbe** a la AEE solicitar a la Comisión una decisión con respecto a la razonabilidad de los costos antes de que la AEE incurra en esos costos. Por otro lado, la Comisión se reserva el poder de requerirle a la AEE, en circunstancias particulares, de obtener el permiso de la Comisión antes de incurrir en costos.

253. Cada directiva descrita en esta Parte VI es incorporada, junto a fechas límites específicas y a requisitos suplementarios de informar, en el PIR Modificado aprobado de la Parte VII abajo.

A. Generación

1. Continuación del Proceso de Permisos, y Sólo Permisos, de *Aguirre Offshore Gas Port*

254. La Comisión APRUEBA que continúe el proceso de permisos, ingeniería y actividades de planificación relacionadas al proyecto de AOGP, sujeto a un límite de gastos de \$15 millones, comenzando desde el día que se emita esta Resolución Final y Orden. Estos gastos aplican a los gastos totales combinados de (1) permisos, ingeniería, y actividades de planificación asociados con AOGP; y (2) conversiones de gas en las unidades generatrices existentes en Aguirre (discutido en la Parte VI.B, a continuación). La Comisión está expresamente DESAPROBANDO la construcción de AOGP o cualquier otro gasto relacionado a AOGP. El término "AOGP" se refiere sólo al terminal *Aguirre Offshore Gas Port* en sí. El término expresamente excluye cualquier adición o modificación a la flota localizada en el lugar de Aguirre.

255. La Comisión no puede concluir que AOGP representa un trayecto de menor costo, y menor riesgo para servir las necesidades de los clientes y cumplir con la política pública energética de Puerto Rico, basado en los hechos presentados en este procedimiento. Existen tres razones principales.

256. **Pronósticos de combustible no confiables:** Según explicado en la Parte IV(B), la AEE no examinó un rango de trayectorias de precios de combustible. El análisis inicialmente presentado en el *PIR de Primera Etapa* indicó que el beneficio de AOGP era

aproximadamente \$2.5 billones. Al concluir el procedimiento del PIR, la disminución en los precios de gasolina y gas redujeron el beneficio relativo de AOGP a aproximadamente \$200 millones—un beneficio bajo para un proyecto ocupando un rol tan importante.

257. Falla en no analizar carteras alternas: Aún dicho pequeño valor positivo no apoya a AOGP porque, según detallado en la Parte IV(A)(1), la falla de la AEE en utilizar un modelo de expansión de capacidad significó que los escenarios incorporando a AOGP no se analizaron y compararon con las carteras optimizadas sin AOGP, tales como las carteras que satisficieron MATS con un costo potencial más bajo y sin depender del gas. Sin comparar AOGP con los escenarios optimizados alternos, sería irresponsable aprobar o comenzar gastos capitales mayores en este proyecto.

258. Incertidumbre en la Permisología: El proceso de permisos por sí solo ha atrasado, por dos (2) años, el proceso para que AOGP se complete. Mientras el PIR de Primera Etapa anticipó una fecha de conexión (*online*) en el primer cuarto de 2016,²⁷⁷ la AEE ahora predice que comenzará las operaciones a mediados o más tarde en el 2018.²⁷⁸ Los permisos requeridos por el *U.S. Fish and Wildlife Service and National Marine Fisheries Service*, radicados en agostos de 2013, están en su tercer año de revisión; a febrero de 2016 existían problemas sin resolver en el Borrador de la Evaluación Biológica (*Draft Biological Assessment*). Un proceso separado con el Cuerpo de Ingenieros de los EEUU, iniciado en julio de 2013, está en pausa hasta que el plan de mitigación de los recursos bénticos sea resuelto. No está claro cuándo estas resoluciones ocurrirán.

259. Conclusión: Un análisis comprensivo y competente de costo-beneficio podría favorecer a AOGP, demostrando que el proyecto puede proveer beneficios netos a los clientes de la AEE, reducir emisiones y ayudar a cumplir con los requisitos de MATS. Pero los riesgos de retraso y aumento en los costos son reales y significativos. El proyecto también crea una dependencia a largo plazo en gas natural importado, aun cuando la meta estatutaria, y de sentido común, es reducir nuestra dependencia en la importación de combustible fósil.

260. De hecho, al aumentar la penetración de energía renovable y haciendo de la eficiencia energética una prioridad, la necesidad de generación fósil por parte de la AEEE disminuirá sustancialmente. La Figura 3 demuestra que bajo un escenario en el que la eficiencia energética aumenta de manera moderada (“P3MF1M”), el consumo anticipado de gas natural por la AEE va en descenso hacia los niveles de consumo al presente para el principio del año 2013. En 15-20 años, la AEE pudiera consumir combustible fósil solo de sus contratos de compra de energía (AES y EcoEléctrica, o sus equivalentes), y Costa Sur. Bajo este apropiado y razonable escenario futuro, el valor de AOGP sería de muy corta duración.

²⁷⁷ PIR de Primera Etapa, pág. 3-1 (*Aguirre Offshore Gas Port*).

²⁷⁸ Según discutido durante los Argumentos Orales, 13 de mayo de 2016.

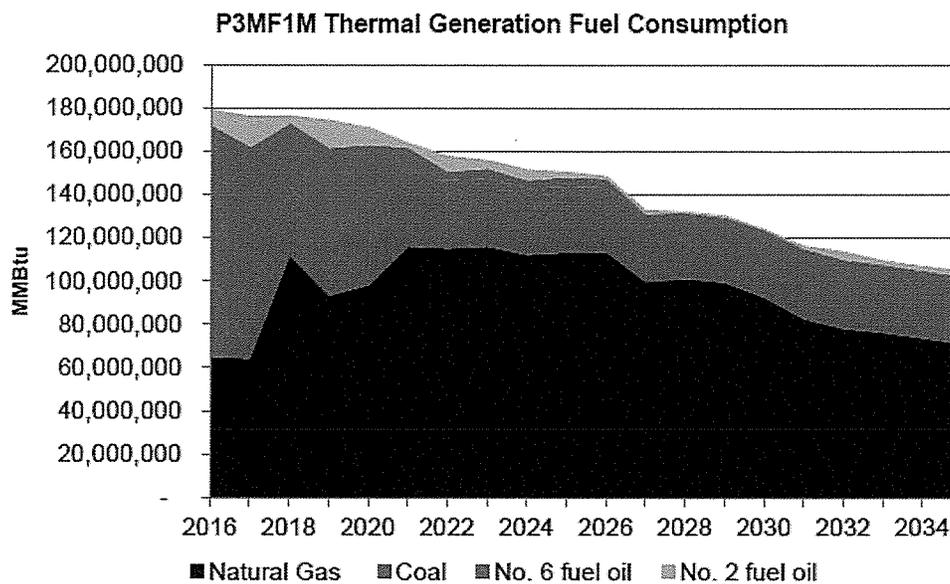


Figure 3. Consumo de combustible de Fuel P3MF1M, Figura 8-4 en el PIR Suplementario.

261. La AEE podrá preguntarle a la Comisión permiso para exceder, o llegar a compromisos que le causarían excederse del límite de \$15 millones. La Comisión concederá el permiso sólo después de una revisión económica minuciosa de AOGP en comparación con otras opciones alternas optimizadas. Al recibir dicha petición, la Comisión proveerá guías del tipo de información que la Comisión deberá recibir en apoyo del permiso solicitado. Si la información y los análisis adjuntos demuestran que AOGP es parte de un plan de recursos de menor costo, la Comisión podrá conceder dicho permiso para continuar con el proyecto sobre el límite de \$15 millones.

2. Diferimiento de las conversiones a gas natural de las unidades de vapor de Aguirre 1 & 2 y las unidades de ciclo combinado 1 & 2

262. Cualquier beneficio asociado con la conversión a gas natural de las unidades generatrices de Aguirre se materializará sólo si se construye AOGP. Como la Comisión no está aprobando la construcción de Aguirre en este momento, DESAPROBAMOS las conversiones a gas natural de las unidades existentes de Aguirre de vapor y de ciclo combinado. La Comisión aprobará las conversiones propuestas a gas natural sólo si aprobamos AOGP como el más costo-efectivo, y si también determinamos que dichas conversiones de las unidades existentes son parte de un plan de menor costo. La AEE podrá continuar las actividades de permiso, ingeniería, y planificación relacionadas a estas conversiones, sujeto al mismo límite total de gastos de \$15 millones discutido en la Parte VI.A arriba. La AEE no podrá subscribir ningún contrato relacionado a estas conversiones sin la autorización previa de esta Comisión.

3. Permisos para una unidad de combustible dual de gran capacidad en Aguirre

263. La Comisión APRUEBA que comience el proceso de permisos para una unidad nueva, de gran capacidad (sobre 100 MW), de ciclo combinado y de capacidad de combustible dual, a ser completada para el año 2020 o 2021. La Comisión ORDENA a la AEE a desarrollar y presentar, para la aprobación de la Comisión, una propuesta de calendario para el desarrollo de esta unidad, que deberá incluir todas las etapas de desarrollo incluyendo la solicitud de propuestas para licitar competitivamente la construcción de esta unidad. Sin embargo, la AEE NO ESTA AUTORIZADA, a comprometerse con un desarrollador o comenzar ningún tipo de construcción de una nueva unidad en Aguirre hasta tanto la Comisión determine lo contrario.

264. Sin AOGP, el plan de acción a corto plazo de la AEE requiere un trayecto para el cumplimiento de MATS—uno que no consista en convertir las unidades existentes para que funcionen con gas natural. En toda cartera considerada por la AEE, una unidad de gran capacidad de ciclo combinado en Aguirre reemplaza las unidades existentes. En el Futuro 1, las unidades de vapor que man gas por un periodo interino hasta el 2026, fecha en que serían reemplazadas por una unidad grande de ciclo combinado. En el Futuro 2, una unidad grande de ciclo combinado es construida en el 2020, con el retiro de las facilidades existentes ocurriendo un año después. En conjunto, estos análisis apoyan la existencia de una unidad nueva de ciclo combinado en Aguirre, ya sea una que queme gas natural (con AOGP) o diésel (como en el Futuro 2).

4. Reemplazo de turbina en las unidades de Aguirre de ciclo combinado 1 & 2

265. La Comisión APRUEBA el reemplazo de las turbinas (también referido como “repotenciación”) de las dos (2) unidades de ciclo combinado, Aguirre 1 y 2.

266. El reemplazo de las turbinas le permitirá a esta facilidad continuar operando con más flexibilidad. El reemplazo de las turbinas para las unidades de ciclo combinado, Aguirre 1 & 2, resultan en un costo moderado, pero proveen una mejora de veintiuno (21%) en el coeficiente de eficiencia térmica y mejoran el factor de capacidad tres veces. El tiempo de desarrollo total es además un año más corto que el requerido para construir una unidad grande nueva de ciclo combinado. Especialmente, y dada la necesidad de reducir la dependencia en las turbinas de vapor de Aguirre en preparación para el retiro de estas unidades que incumplen con los requisitos de MATS (según explicado en la Parte IV(E)(1)), concluimos que la repotenciación de las unidades de ciclo combinado de Aguirre es una inversión juiciosa.

5. Permisos para tres unidades de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Palo Seco; construcción de una unidad de ciclo combinado con capacidad de combustible dual

267. La Comisión APRUEBA el proceso de permisos para tres unidades pequeñas (por debajo de los 100 MW) de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Palo Seco. La Comisión APRUEBA la construcción de una de estas tres unidades de ciclo combinado en Palo Seco.

268. Independientemente de la decisión última sobre AOGP, la combinación de los requisitos de MATS y las restricciones en la transmisión requieren generación nueva en el Norte, sin importar la decisión final de AOGP. Proceder con la tarea de lograr los permisos para la construcción de estas tres unidades pequeñas, en lugar de una unidad grande de ciclo combinado, es el curso apropiado. Esto también ayudará a reducir los requisitos futuros del margen de reserva.

269. La cantidad de nueva generación localizada de manera óptima en el Norte depende de muchos factores, incluyendo de si AOGP se construye y si la demanda cambia con el paso del tiempo. Al aprobar la construcción de solo una (1) pequeña unidad en Palo Seco, preservamos la opción de aprobar unidades adicionales mientras reducimos el riesgo de incurrir en un exceso de capacidad.

6. Retiro de las unidades de vapor de petróleo: Costa Sur 3 & 4, Palo Seco 1 & 2, San Juan 7 & 8

270. La Comisión APRUEBA el retiro de Costa Sur 3 & 4, Palo Seco 1 & 2 y San Juan 7 & 8. La AEE deberá completar el retiro de estas unidades tan pronto como sea factible.

271. La flota generatriz actual de la AEE es mayormente de generación mediante la quema de petróleo. Construidas en los 1960s y 1970s, estas unidades se aproximan al final de su vida útil. Con excepción de Costa Sur 5 & 6, no cumplen con MATS. También son inflexibles en sus operaciones, tienen tasas y tiempos de ejecución mínimos altos, razones de cambio de rampa lentas, y tasas de interrupciones forzadas elevadas. Estas características operacionales pueden perjudicar la confiabilidad de la red de la AEE y son barreras a la integración de recursos de energía renovable. Los altos coeficientes de eficiencia térmica de estas unidades -- en promedio unos 10,000 MMBTU/kWh -- causa que consuman más combustible que las unidades de ciclo combinado, las cuales son más eficientes. Debido a que el combustible es el componente primordial en los costos del sistema de la AEE, reducir el consumo de combustible es crucial para un futuro que sea al menor costo. En pocas palabras, retirar estas unidades reducirá costos, mejorará la confiabilidad y ayudará a alcanzar el cumplimiento con MATS.

7. Designación San Juan 9 & 10 como “uso limitado”

272. La Comisión APRUEBA la designación de San Juan 9 & 10 como “uso limitado” según MATS.

273. San Juan 9 & 10 no están en cumplimiento con MATS. La AEE plantea que debe mantener estas unidades como “uso limitado” por el bien de la confiabilidad del sistema en tiempos de necesidad excepcional. Puesto que la AEE tiene planificado depender más de la generación en el Área Sur, la Comisión está de acuerdo que es apropiado mantener estas unidades para uso limitado. Sin embargo, en el 2015, la AEE excedió el límite del ocho por ciento (8%) del factor de capacidad que define el uso limitado. Dirigimos a la AEE a evitar tales infracciones en el futuro.

B. Inversiones en Proyectos de Transmisión y Distribución

274. La AEE DEBERÁ BUSCAR aquellas inversiones en los sistemas de transmisión y distribución que, conforme a las prácticas prudentes de las utilidades de servicio público, son necesarias para la estabilidad y capacidad de operacional del sistema.

275. El PIR de la AEE propone casi dos mil millones de dólares de inversión en infraestructura de transmisión. Divide estos gastos en tres categorías: Proyectos Principales, los cuales son necesarios para integrar generación nueva y fortalecer la capacidad de transferencia del Sur al Norte; Otros Proyectos, los cuales incluyen proyectos de mantenimiento general necesarios para la operación apropiada de todos los niveles del sistema de transmisión; y Proyecto de Apoyo, los cuales incluyen los gastos accesorios necesarios para completar las otras dos categorías de proyectos (tales como la compra de equipo).

276. La Comisión no evaluó, proyecto por proyecto, las inversiones de transmisión y distribución propuestas por la AEE. A base únicamente de la información presentada en este procedimiento del PIR, la Comisión concluye que las inversiones de transmisión propuestas por la AEE no dependen, en gran medida, de cambios a la flota generatriz de la AEE; sino que primordialmente son proyectos de mantenimiento aplazados. Diferimos una revisión más detallado de los gastos propuestos por la AEE al caso tarifario pendiente. En el ínterin, y a base de la información presentada en este procedimiento del PIR, dirigimos a la AEE a continuar las inversiones necesarias en su sistema de transmisión y distribución consistente con prácticas de utilidades prudentes. Además, dirigimos a la AEE a llevar registros detallados y precisos de cualquier gasto de transmisión o distribución que ocurra antes de que culmine el caso tarifario pendiente. Más detalles sobre estos requisitos aparecen en la Parte VII.

C. Evaluación de los Contratos de Energía Renovable Existentes para Proyectos No-operacionales

277. La AEE deberá conducir una auditoría detallada de los contratos existentes de energía renovable para los proyectos que todavía no están operacionales, e intentar renegociar o sustraerse de estos contratos según sea apropiado, como se detalla en la Parte VII.

D. Eficiencia Energética y Manejo de los Recursos de la Demanda

278. La Comisión APRUEBA los recursos de eficiencia energética descritos en el PIR Suplementario.

279. La AEE estima que el costo del combustible y la energía adquirida está entre \$0.08 y \$0.13/kWh, mientras que el costo de la eficiencia energética es alrededor de \$0.04/kWh.²⁷⁹ La eficiencia energética no solo evita los costos de combustible; también reduce la necesidad de nuevas inversiones de capital para las instalaciones generatrices (especialmente en cuanto a la capacidad añadida para suplir los pico en la demanda), así como las inversiones de capital para el mejoramiento de la infraestructura de transmisión y distribución. La eficiencia energética también puede ayudar a la AEE a cumplir con múltiples requisitos ambientales. Para reducir esta gran dependencia de los tan costosos y volátiles combustibles fósiles y de los costos de la compraventa de energía, y para mejorar su situación financiera, la AEE deberá aumentar el rol de la eficiencia energética.

VII. APROBACIÓN DE UN PIR MODIFICADO

A. Resumen: La necesidad de actuar, ahora

280. Según la autoridad que concede la Sección 3.03(A)(3) del Reglamento 8594, la Comisión DESAPRUEBA el PIR que presentó la AEE. El PIR de la AEE adolece de numerosas deficiencias, según se describe en la Parte IV; incumple con el Reglamento 8594 de la Comisión de múltiples maneras e incluye algunos recursos que la Comisión ha desaprobado, según se describe en la Parte VI.

281. Esta desaprobación crea un problema. Si no tomamos acciones ulteriores, no habrá un PIR aprobado. Dada la necesidad urgente de reformar el sistema eléctrico del E.L.A., la ausencia de un PIR es inaceptable. La AEE necesita un plan integrado de recursos, ahora. Pero este procedimiento ha hecho claro que la AEE no es capaz de preparar un PIR que satisfaga la Ley 57-2014, cumpla con el Reglamento 8594 de la Comisión, cumpla con las metas de política pública energética del E.L.A., y sirva los mejores intereses de sus

²⁷⁹ Confirmado por la AEE como razonable durante la Conferencia Técnica.

clientes. Durante los últimos catorce (14) meses,²⁸⁰ le dimos a la AEE muchas oportunidades de cumplir con nuestro Reglamento 8594. Aceptamos tres revisiones a la radicación original, dispensamos múltiples requerimientos, y permitimos desviaciones de prácticas estándares de la industria. Repetidamente, le dimos a la AEE y a sus consultores guías detalladas de las expectativas de la Comisión. Mas la AEE fue incapaz de producir un PIR de la calidad que merecen nuestros ciudadanos.

282. En estas circunstancias, pedirle a la AEE que arregle su PIR propuesto sólo atrasaría el proceso sin garantizar su éxito. Es por esto que la Comisión llenará el vacío ocasionado por el incumplimiento de la AEE. La propia Comisión emitirá y aprobará un "PIR Modificado". De acuerdo con la Sección 6.23(c) de la Ley 57-2014, la Comisión "revisará, aprobará, y, según fuere aplicable modificará [el PIR] para asegurar el cabal cumplimiento con la política pública energética del País y con las disposiciones de esta Ley." Este es un deber explícito que le impone la Ley. Este lenguaje requiere que la Comisión, en ausencia de un plan en cumplimiento por parte de la AEE, emita un PIR modificado que satisfaga la Ley. Procedemos en ese sentido mediante esta Resolución Final y Orden.

283. El PIR Modificado que se describe en la Parte VII.B. que sigue permitirá que la AEE cumpla con sus obligaciones para con el pueblo y los comercios de Puerto Rico. Aunque este PIR Modificado no represente el nivel de detalle y análisis que la Comisión espera de un PIR en el futuro, es una necesidad práctica dadas las condiciones únicas descritas en la Parte II, las deficiencias documentadas en la Parte IV y los incumplimientos determinados en la Parte V. La AEE enfrenta unas restricciones financieras y de capital extraordinarias. Su infraestructura no ha sido mantenida adecuadamente. Su flota generatriz incumple con MATS. Sus clientes son víctimas de los precios de combustible volátiles y de la degradación ambiental debido a los combustibles fósiles.

284. En resumen, mediante la especificación de las decisiones sobre acciones y gastos, este PIR Modificado posiciona a la AEE en un trayecto positivo. Debemos impulsar la AEE del pasado hacia el futuro, con un plan decisivo que alinee sus inversiones y acciones con las necesidades cambiantes del E.L.A. No podrá haber ni habrá más retrasos.

B. El PIR Modificado

285. El PIR modificado descrito en esta Parte VII.B consiste en dos segmentos. El Segmento 1 es el Plan de Acción; el Segmento 2 es la Información de Planificación de Recursos. Luego de presentar estos dos segmentos, proveemos directrices en la Parte VII.C, para requerir que la AEE presente ante la Comisión una actualización de este Plan Modificado, junto con ciertas elaboraciones. En la Parte VII.D emitimos directrices para mejorar el desempeño de la AEE durante el próximo ciclo de planificación del PIR.

²⁸⁰ Comenzando en julio de 2015, fecha en la que la AEE radicó el Borrador del PIR.

1. Segmento 1 del PIR Modificado: Plan de Acción

286. Este Plan Modificado consiste en directrices específicas a la AEE. Incorpora elementos del Plan de Acción propuesto por la AEE en su última versión de su PIR Actualizado para Combustible,²⁸¹ así como las determinaciones y decisiones de la Comisión en esta Resolución Final y Orden. En esta parte describimos las acciones que deberá tomar la AEE dentro de los próximos cinco años. Las acciones que la AEE tomaría después del Año Fiscal 2021 no se discuten en este Plan. (De modo que los elementos ausentes de este PIR Modificado incluyen la construcción potencial de generación nueva en Aguirre y Costa Sur, la extensión potencial de los contratos de AES y EcoEléctrica, cada uno de los cuales se discute en el Plan de Acción de la AEE.) Este Plan de Acción Modificado estará en vigor hasta tanto otro Plan de Acción haya sido aprobado por la Comisión.

287. La inclusión de acciones específicas o inversiones en este Plan de Acción Modificado no constituye la pre-aprobación de estas acciones o inversiones por parte de la Comisión, tampoco garantiza que la AEE fuera a recuperar los costos asociados con dichas acciones o inversiones. La AEE deberá someter a la Comisión las solicitudes específicas, así sean en un caso tarifario o en otro procedimiento, para la aprobación de acciones e inversiones individuales. Dichas solicitudes deberán estar acompañadas de documentación y análisis.

288. Para muchas de las siguientes directrices, la AEE deberá someter ante la Comisión información detallada, como lo son informes de progreso y, cuando sea requerido, borradores de solicitudes de propuestas, a tenor con la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos. La AEE deberá cumplir con los términos y condiciones de dicha Reglamentación Conjunta al llevar a cabo cualquier proceso de adquisición pública para cumplir con las disposiciones de esta Resolución Final y Orden. La Comisión ejercerá sus poderes para revisar y garantizar que la AEE emprenda un proceso de adquisición pública que cumpla plenamente con las metas y los objetivos del PIR Modificado, esta Resolución Final y Orden y todas las leyes y los reglamentos aplicables a los procesos de adquisición. La Comisión no aprobará ningún proceso de licitación pública que no se adecúe a los objetivos y las directrices aquí expuestas.

289. De acuerdo a lo anterior, proveemos una fecha límite para cada informe requerido. Si la AEE ve que no podrá cumplir con cualquiera de estas fechas límites, la Compañía deberá notificar a la Comisión no menos de diez (10) días antes de la fecha límite. Cualquier notificación a estos efectos deberá incluir una justificación del retraso y una propuesta de nueva fecha límite. Al pie de la narrativa que sigue, una Tabla provee un resumen del Plan de Acción Modificado.

²⁸¹ Particularmente con relación a la Sección 10 (sobre la generación térmica) y las Secciones 6 y 8 (sobre la transmisión).

290. Para cada uno de los siguientes artículos, el primer párrafo expone el propósito general y los párrafos secundarios describen las acciones específicas.

a. AOGP

291. La AEE debe tramitar los permisos, la ingeniería y la planificación del AOGP, sujeto al límite de gastos de \$15 millones para estas actividades.

1. En o antes del 31 de diciembre de 2016, y luego cada tres meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá radicar ante la Comisión un informe, detallando el estatus de los permisos para el AOGP y cualquier cambio en su estatus desde el último informe. Para el primer informe, la AEE deberá detallar cualquier cambio en el estatus de los permisos para el AOGP que haya ocurrido desde los Argumentos Orales en este procedimiento (13 de mayo de 2016).
2. La AEE podrá solicitar el permiso de la Comisión para exceder el límite de \$15 millones. La AEE deberá acompañar dicha solicitud con un análisis económico detallado del proyecto del AOGP que evalúe una gama de pronósticos de combustible, requisitos de la demanda, y mecanismos alternos para el cumplimiento oportuno con los requisitos de los MATS. Según discutido en la Sección VI.A, la Comisión proveerá más detalles con respecto a los requisitos de esta evaluación una vez haya recibido la solicitud de la AEE.
3. Si la AEE decide no proseguir con el AOGP, deberá presentar una moción ante la Comisión de manera oportuna mediante la cual expone su intención de desistir de las actividades relacionadas al proyecto; después de ello, no será necesaria la presentación de informes adicionales relacionados al proyecto.
4. Independientemente de sus planes para con el AOGP, la AEE deberá seguir una estrategia de cumplimiento con los MATS que sea diligente.

b. Nueva Unidad de Ciclo Combinado en Aguirre

292. La AEE deberá tramitar los permisos para una unidad nueva grande de ciclo combinado de capacidad de combustible dual en Aguirre, de manera que esta opción de recurso generatriz esté disponible en caso de que se determine que el AOGP no es costo-efectivo.

1. En o antes del 31 de diciembre de 2016, la AEE deberá presentar a la Comisión un plan detallado para la evaluación, localización, obtención de permisos, y proceso de adquisición pública para una unidad nueva de ciclo combinado de capacidad de combustible dual que reemplace las unidades de vapor en Aguirre.

2. En o antes del 31 de marzo de 2017, y cada seis (6) meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá radicar ante la Comisión un informe que detalle el estatus de los permisos para una unidad nueva de ciclo combinado de capacidad de combustible dual en Aguirre, y cualquier cambio en el estatus que haya ocurrido desde la última actualización.

c. Repotenciación de Aguirre 1 & 2

293. La AEE deberá tramitar los permisos y comenzar un proceso de licitación pública, a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para la repotenciación de las unidades CC Aguirre 1 & 2 por unas turbinas nuevas con capacidad de combustible dual.

1. En o antes del 31 de diciembre de 2016, y cada seis (6) meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe que detalle el estatus de los permisos para la repotenciación de las unidades existentes de ciclo combinado en Aguirre y cualquier cambio que haya ocurrido desde la última actualización.
2. En o antes del 30 de junio de 2017, la AEE deberá iniciar un proceso de licitación pública, a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para la adquisición e instalación de nuevas turbinas en las unidades de ciclo combinado existentes en Aguirre.

d. Unidades Pequeñas de Ciclo Combinado de Capacidad de Combustible Dual en Palo Seco

294. La AEE deberá tramitar los permisos para tres unidades pequeñas (de menos de 100 MW) de ciclo combinado de capacidad de combustible dual en Palo Seco. La AEE deberá iniciar un proceso de licitación pública a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para la adquisición de una de esas unidades pequeñas de ciclo combinado para Palo Seco.

1. En o antes del 31 de marzo de 2017 y cada seis (6) meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe que detalle el estatus de los permisos de las tres unidades pequeñas de ciclo combinado de capacidad de combustible dual en Palo Seco y cualquier cambio en ese estatus que haya ocurrido desde la actualización anterior.
2. En o antes del 30 de junio de 2017, la AEE deberá iniciar un proceso de licitación pública, a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para la adquisición de una unidad pequeñas de ciclo combinado para Palo Seco.

e. Retiro de las Unidades de Vapor que Queman Petróleo

295. La AEE deberá retirar las unidades de Costa Sur 3 & 4, las unidades de Palo Seco 1 & 2, y las unidades de San Juan 7 & 8 tan pronto como sea factible.

f. Unidades de San Juan 9 & 10

296. Las unidades 9 y 10 de San Juan deben tratarse de la siguiente manera:

1. La AEE deberá designar San Juan 9 & 10 como unidades de “uso limitado”.
2. Si la AEE tiene razones para operar San Juan 9 & 10 a un nivel que exceda la designación de “uso limitado”, deberá notificar dicha acción a la Comisión de antemano, de ser posible, pero en ningún caso notificará pasados catorce (14) días desde el inicio de dicha acción. Noventa (90) días luego de haber notificado a la Comisión, la AEE deberá radicar un informe que detalle el grado al cual su uso de San Juan 9 & 10 excedió la designación de “uso limitado” y las causas principales por las cuales se excedió.

g. Litigios sobre Cumplimiento Ambiental

297. En o antes del 31 de marzo de 2017 y cada seis (6) meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá radicar ante la Comisión un informe mediante el cual detalle el estatus de todos los litigios de cumplimiento ambiental corrientes que sean pertinentes a la AEE, así como cualquier riesgo sustancial que presenten dichos litigios.

h. Transmisión y Distribución

298. La AEE deberá tramitar las inversiones en sus sistemas de transmisión y distribución que, conforme a las prácticas prudentes de las utilidades de servicio público, sean requeridas para la confiabilidad y capacidad operacional del sistema

1. En o antes del 31 de marzo de 2017 la AEE deberá radicar ante la Comisión un plan de mantenimiento y mejoras de transmisión y un plan de mantenimiento y mejoras de distribución, incluyendo un presupuesto detallado.
2. Cada seis meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe que describa el progreso obtenido en el plan de mantenimiento de transmisión y en el plan de mantenimiento de distribución, así como la información de los gastos a la fecha en comparación con el presupuesto.

i. Contratos Existentes de Proyectos de Energía Renovable que no están en Operación

299. La AEE deberá conducir una auditoría independiente de los contratos existentes de energía renovable relacionados a los proyectos que no estén actualmente en operación. La AEE deberá tramitar, en la medida que estas acciones sean legales, la renegociación o la terminación de los contratos que no sean costo-efectivos y de aquellos cuya finalización sea poco probable.

1. En o antes del 30 de junio de 2017, la AEE deberá presentar a la Comisión una evaluación de cada contrato de energía renovable cuyas obligaciones no se hayan satisfecho que actualmente posea la AEE, así como los planes que tiene la AEE para lograr la renegociación o terminación de dichos contratos.
2. Cada seis meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe de progreso sobre sus esfuerzos por renegociar o dar por terminados estos contratos.

j. Contratos Nuevos de Energía Renovable

300. La AEE deberá iniciar un proceso de licitación pública, a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para los nuevos proyectos de energía renovable ubicados en la Isla, y tramitar los acuerdos que estén acorde a dicho proceso de licitación pública. Los proyectos elegibles deberán incluir todas las tecnologías que cualifiquen como renovable según los Requisitos de la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico.

1. En o antes del 30 de junio de 2017, la AEE deberá iniciar un proceso de licitación pública, a tenor de la Sección 6B(a)(iii) de la Ley 83 y la Reglamentación Conjunta aprobada por la Comisión y la AEE a tales efectos, para la adquisición de nuevos recursos de energía renovables.
2. Cada seis (6) meses, luego de que la Comisión haya aprobado el borrador de la solicitud de propuestas, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe de progreso que describa los resultados de sus esfuerzos por lograr acuerdos con los desarrolladores de los proyectos de energía renovable.

k. Eficiencia Energética, Respuesta a la Demanda y Almacenamiento de Energía

301. Eficiencia energética, respuesta a la demanda y almacenamiento de energía deben tratarse de la siguiente manera.

1. La AEE deberá cooperar con uno o más terceros administradores nombrados por la Comisión en la preparación de un estudio de potencial (o estudios de ser necesarios) sobre la eficiencia energética y respuesta a la demanda.



2. La AEE deberá cooperar con uno o más terceros administradores nombrados por la Comisión en el diseño y la implementación de programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda que sean costo-efectivos y de vanguardia.
3. En su siguiente PIR, la AEE deberá someter un análisis actualizado del potencial que existe para el almacenamiento de energía (a menos que la Comisión ordene que dicho análisis sea producido en una fecha anterior), con presunciones de costos actualizadas y métodos de modelización y de valoración mejorados.

I. Cumplimiento con los MATS y Preocupaciones Ambientales en Términos Generales

302. En o antes del 31 de diciembre de 2016, y cada seis (6) meses a partir de dicha fecha, la AEE deberá presentar a la Comisión un informe (que podría ser confidencial sólo en la medida exigida por ley) sobre el estatus de sus discusiones con la EPA respecto al cumplimiento con los MATS y a cualquier litigio ambiental pendiente.

Resumen del Plan de Acción Modificado

| Recurso | Acción | Informes a la Comisión |
|---|---|--|
| AOGP | Obtener permisos | Análisis económico; en la medida que sea necesario pero no más tarde del 30/06/17 |
| Aguirre CC nueva | Obtener permisos | Plan de ejecución; 31/12/16; Informe de permisos; 31/03/17 |
| Aguirre CC 1 & 2 | Obtener permisos Iniciar proceso de licitación pública | Informe de permisos; 31/12/16; Borrador de solicitud de propuestas; 30/06/17 |
| Palo Seco tres CC pequeñas | Obtener permisos | Informe de permisos; 31/03/17 |
| Palo Seco una CC pequeña | Iniciar proceso de licitación pública | Borrador de solicitud de propuestas; 30/06/17 |
| Palo Seco 1 & 2 | Retirar | Confirmación de retiro; 31/12/20 |
| Costa Sur 3 & 4 | Retirar | Confirmación de retiro; 31/12/20 |
| San Juan 7 & 8 | Retirar | Confirmación de retiro; 31/03/22 |
| San Juan 9 & 10 | Designar de "uso limitado" | Notificación e informe explicativo sobre los sobrepasos de uso limitado; según necesario |
| Litigios ambientales | | Informe de estatus; 31/03/2017 |
| Transmisión | Tramitar inversiones propuestas | Plan de transmisión; 31/03/17 |
| Distribución | Tramitar inversiones propuestas | Plan de distribución; 31/03/17 |
| Contratos de energía renovable existentes | Evaluar contratos no satisfechos | Informe de estatus; 30/06/17 |
| Nuevos proyectos de energía renovable | Iniciar proceso de licitación pública | Borrador de solicitud de propuestas; 30/06/17 |
| Eficiencia energética | Apoyar estudio de potencial | Estudio potencial; fecha depende del tercero administrador |
| Respuesta a la demanda | Apoyar estudio de potencial | Estudio potencial; fecha depende del tercero administrador |
| Cumplimiento con los MATS | Negociaciones con la EPA | Informes trimestrales; 31/12/16 |

2. Segmento 2 del PIR Modificado: Información de Planificación de Recursos

303. Según la Sección 6.C(h)(ii) de la Ley 57, todo PIR deberá incluir la siguiente información: una gama de pronósticos de la demanda futura; una evaluación de los recursos de conservación; una evaluación de la gama de tecnologías generatrices convencionales y no convencionales; una evaluación de los recursos de suministro de energía que incluya la transmisión y la distribución; una evaluación de los recursos para promover la diversificación, estabilizar los costos energéticos y mejorar la confiabilidad y la estabilidad de la red; una evaluación de las plantas generatrices existentes; una evaluación de los impactos ambientales de la AEE y una evaluación de la interconexión de la energía renovable con los proyectos de energía independientes.

304. Técnicamente, el PIR de la AEE incluyó la información requerida por la Ley 57. Sin embargo, según detallamos en la Parte V de esta Resolución Final y Orden, el PIR de la AEE no cumple con varios de los requisitos específicos del Reglamento 8594 de la Comisión. Ese incumplimiento se debe a deficiencias en la metodología analítica y en las evaluaciones de la AEE, y en la aplicación de la información que sí proveyó. El PIR de la AEE cumple, nominalmente, con la letra de la Ley 57-2014, pero en su forma actual no cumple con los objetivos de la Ley.

305. Para propósitos de la aprobación de este PIR Modificado, dado el cumplimiento nominal de la AEE con la lista estatutaria antes mencionada, la Comisión considerará como incluida en este PIR Modificado la información de planificación de recursos provista en la versión final del PIR Actualizado para Combustible. Esta información provee a la Comisión de suficiente conocimiento del sistema de la AEE y de sus opciones de recursos como para poder crear el Plan de Acción Modificado descrito anteriormente. Por lo tanto, la combinación de esa información de planificación con el Plan de Acción Modificado produce un PIR Modificado que la Comisión puede aprobar, de conformidad con la Ley 57-2014 y nuestro Reglamento 8594, que, de tal manera, permite que la AEE pueda continuar hacia adelante.

3. Presentación por parte de la AEE

306. Esta Resolución Final y Orden aprueba el PIR Modificado aquí descrito. Entrará en vigor el día en que esta Resolución Final y Orden sea publicada. De acuerdo a la Sección 3.03(A)(3) del Reglamento 8594, la AEE deberá, antes de haber transcurrido treinta (30) días desde dicha fecha de vigencia, **PRESENTAR ESTE PIR MODIFICADO ANTE LA COMISIÓN**, con cualquier fecha adicional y los detalles que la AEE determine asistirán a la Comisión y al público a hacer que la AEE responda por el desempeño de las responsabilidades aquí descritas. Una vez la Comisión haya determinado que el PIR Modificado presentado por la AEE se conforme a la Parte VII, la Comisión declarará que dicho PIR Modificado ha reemplazado el PIR Modificado de la Comisión como el PIR aprobado. Pero hasta tanto la Comisión no haya emitido dicha declaración, el PIR Modificado de la Comisión establecido en la Parte VII es el PIR aprobado de la AEE.

307. Tomamos esta determinación por una razón obvia: Esperar a la aprobación afirmativa de la AEE hasta que un PIR haya sido aprobado legalmente nos regresaría al *statu quo* de no tener un PIR hasta tanto la AEE encuentre la manera de cumplir con nuestras obligaciones claras. Dicho resultado sería incongruente con la Ley 57-2014, el Reglamento 8594 y el interés público. La Comisión no aceptará, y el público no tolerará, una situación en la cual el incumplimiento de la AEE deje al ELA sin un PIR. Efectivo hoy, este PIR Modificado es el PIR aprobado.

C. Preparación para el próximo ciclo de PIR

308. Los procedimientos futuros del PIR deberán tomar menos tiempo, producir más valor y resultar en un PIR que la Comisión pueda aprobar. La AEE deberá mejorar su proceso de planificación de recursos de manera que los PIR futuros cumplan con la ley y nuestro reglamento, a la vez que concuerden con o excedan los estándares de la industria. La Comisión abordará el desempeño de su planificación de recursos de la Autoridad en el procedimiento futuro sobre el desempeño en términos generales.²⁸² Entretanto, y para comenzar el proceso de mejorar, la Comisión emite los tres grupos de directrices que se describen a continuación.

1. **Mejoras internas:** La AEE deberá presentar a la Comisión, no más tarde que a noventa (90) días desde la fecha de esta Resolución Final y Orden, un informe que describa cómo habrá de mejorar el proceso de planificación de recursos. Este informe deberá incluir, como mínimo, lo siguiente:
 - a. (i) Los pasos específicos que la AEE pretende tomar para corregir las deficiencias identificadas en esta Resolución Final y Orden, (ii) los nombres y puestos de los ejecutivos y gerentes de la AEE que son responsables de tomar dichos pasos, (iii) las fechas en las que se ejecutarán los pasos..
 - b. Una descripción del marco de modelización que la AEE utilizará en su próximo PIR, incluida una discusión de cómo la AEE utilizará sus capacidades de modelización de expansión de capacidad.
 - c. Una descripción de cuáles son los departamentos internos que tendrán responsabilidades en el desarrollo del próximo PIR, una descripción de esas responsabilidades y los nombres de los líderes de dichos departamentos.

²⁸² El Reglamento 8594, § 5.01(A), menciona que dentro de los sesenta días a partir de la aprobación del primer PIR, la Comisión deberá comenzar un procedimiento para establecer los mecanismos de desempeño que le aplicarán a la AEE.

- d. Una descripción de los esfuerzos de capacitación profesional que la AEE tomará para cerciorarse de que su personal interno está lo suficientemente educado y familiarizado con los requisitos de la Ley 57-2014, nuestro Reglamento 8594, y prácticas estándares de la industria relacionadas con la planificación a largo plazo.
 - e. Una descripción de cómo la Compañía mejorará sus prácticas de mantenimiento de récords, incluyendo cómo (i) guardará, en formato digital, comunicaciones vitales, memorandos, papeles blancos (*white papers*) y contratos, y (ii) asegurará las líneas de control y autoría para todos los datos y análisis.
2. **Selección de un consultor de PIR:** Este procedimiento demostró la influencia que un consultor externo puede tener en la calidad de las presentaciones de la AEE ante la Comisión, y la eficiencia con la cual tales presentaciones son creadas y diseminadas. Un prerrequisito para mejorar el proceso de PIR, es que la AEE trabaje con un consultor de PIR cuya experiencia, habilidades y objetividad aseguren que el PIR que la AEE produzca cumpla con las reglas de la Comisión y satisfaga los estándares de la industria. Para lograr esa meta, la selección de la AEE del próximo consultor de PIR estará sujeta al siguiente procedimiento:
- a. En un momento determinado por la Comisión, y sujeto a las directrices de la Comisión, la AEE deberá presentar a la Comisión un proyecto de Solicitud de Calificación (*Request for Proposal* (“RFQ”) por sus siglas en inglés) para los servicios de consultoría del PIR. Dicho RFQ deberá establecer los requisitos mínimos de cualificación para la prestación de servicios de consultoría relacionados con el PIR. La Comisión examinará y, si es necesario, modificará el RFQ.
 - b. Una vez el RFQ sea aprobado por la Comisión, la AEE emitirá dicho RFQ y recibirá propuestas de potenciales consultores interesados. La AEE cualificará los respondientes basados en los requisitos incluidos en el RFQ aprobado.
 - c. La AEE debe presentar a la Comisión un conjunto de consultores potenciales, acompañado por una certificación del ejecutivo responsable de la AEE donde establezca que cada uno de los miembros de dicho conjunto cumple con los requisitos del RFQ. Además, la AEE debe proveer a la Comisión cualquier documento utilizado por la AEE para otorgar dicha certificación.
 - d. Sobre la determinación de la Comisión de que los miembros del conjunto satisfacen los requisitos del RFQ, la AEE debe tener la discreción en escoger uno o más consultores de dicho conjunto.

3. **Recolección de datos:** Como preparativo para el próximo PIR y otros procedimientos, y conforme a las mejores prácticas de las utilidades de servicio público, la AEE deberá comenzar de inmediato a recolectar datos precisos y completos sobre sus instalaciones de generación, transmisión y distribución, así como sobre los patrones de consumo y las necesidades de sus clientes.²⁸³ La AEE deberá mantener estos datos en un formato electrónico que se pueda acceder a nivel central. Los archivos deberán estar identificados claramente con información clave que incluya pero que no se limite a la fecha en la cual los datos fueron recolectados y las unidades en las que se presentan los datos. Estos archivos deberán al menos la siguiente información:
- a. Generación bruta y neta por hora en unidades de generación MWh.
 - b. Entrada de calor por hora por unidad generatriz en MMBtu.
 - c. Emisiones por hora de CO₂, SO₂, y NO_x por unidad generatriz para todas las unidades que están actualmente equipadas con monitores de emisión continua.
 - d. Datos sobre las interrupciones por unidad generatriz, con inclusión de las fechas y las horas en que comienza y termina cada interrupción, una clasificación de dichas interrupciones como planificada o no planificada y la causa principal de la interrupción.
 - e. Información sobre el combustible mensual por generador y tipo de combustible, con inclusión del balance inicial del inventario (cantidad y costo), las compras (cantidad y costo), el consumo (cantidad y costo) y el inventario final (cantidad y costo).
 - f. Gastos mensuales en los PPOA por tipo de combustible.
 - g. Excedente generatriz por hora o la restricción experimentado por los generadores renovables, por instalación.
 - h. Consumo por hora por clase de cliente en cada alimentador del sistema de distribución.
 - i. Demanda pico mensual por clase de cliente, con inclusión de la fecha y la hora en la que ocurre el pico.
 - j. Datos sobre la interrupción del servicio por alimentadores y subestaciones afectadas, la cantidad —por clase— de los clientes afectados por la interrupción y la causa principal de la interrupción.

²⁸³ La Comisión atenderá las capacidades de registro de datos y archivos de la Autoridad, así como las oportunidades que existen para mejorarlas en el procedimiento de desempeño que se verá próximamente.

VIII. DETERMINACIONES DE HECHOS

1. En el desarrollo de las opciones de recursos, la AEE no utilizó un modelo de expansión de capacidad. Un modelo de expansión de capacidad está diseñado para determinar las combinaciones óptimas de una manera objetiva. El mismo considera factores tales como la demanda, los precios de las unidades y los precios de combustible bajo restricciones específicas, tales como la confiabilidad de la red, las limitaciones de emisiones y de capital.
2. En su lugar, la AEE desarrolló las carteras de recursos “manualmente”, es decir, subjetivamente, seleccionando aquellas unidades que se añadirían a una de sus tres localidades generatrices (Aguirre, Costa Sur and Palo Seco/Metro Norte). La AEE seleccionó estas unidades basándose en su expectativa de que éstas mejorarían la confiabilidad a la vez que reducirían los costos totales.
3. Para cada una de estas carteras diseñadas subjetivamente, la AEE estimó los costos de generación utilizando una sola ejecución de PROMOD. Acto seguido, los costos totales del sistema, incluyendo los gastos capitales, fueron determinados tanto anualmente como en valor presente neto, utilizando un modelo financiero basado en una hoja de cálculo.
4. PROMOD es un modelo de costos de producción. Un modelo de costos de producción determina el despacho de generación para un periodo de tiempo específico, tal como una semana o un año, considerando un conjunto predeterminado de generadores, precios, restricciones operacionales y demanda por hora. El modelo de costos de producción utilizado por la AEE no es capaz de determinar un conjunto de recursos a largo plazo que sea de menor costo, de manera que seleccione recursos nuevos y retire recursos existentes.
5. La AEE iteró los resultados de PROMOD utilizando un modelo de planificación de sistemas de transmisión llamado PSS@E para verificar la suficiencia de la transmisión para cada combinación de cartera/futuro.
6. El Reglamento 8594 requiere que, cuando pronostique la carga, la AEE considere una gama suficiente de incertidumbres, así como factores tales como las condiciones económicas, una menor demanda, la generación por los clientes, la eficiencia energética anticipada, los precios de combustible y los costos de construcción. Al contrario, el PIR de la AEE exploró una variación insuficiente de los precios de combustible del mercado, la carga de los clientes y la disponibilidad de capital. La AEE tampoco comparó la carga actual con los pronósticos históricos.
7. Luego de que la Comisión así se lo ordenase, la AEE exploró una variedad de casos de sensibilidad, todos los cuales están basados en el Cartera 3 y en el Futuro 1 o el Futuro 2. La Cartera 3 fue la cartera preferida de la AEE.
8. La AEE incorporó varias presunciones incorrectas en su proceso de planificación de recursos. Entre ellas se encontraban éstas:

- a. que el gas natural será de menor costo que el destilado de petróleo o que el diésel;
 - b. que a través del horizonte de planificación, el gas natural probablemente solo esté disponible en el Sur, como en Aguirre o Costa Sur;
 - c. que el viento no sería un recurso factible debido a aquello que la AEE denominó como “oposición local”; y
 - d. que los motores recíprocos, construidos de forma agrupada en localizaciones centralizadas, también eran costosos.
9. Los planes de recursos de la AEE no eran comprensivos ni completos, porque no incluyeron la eficiencia energética, la respuesta a la demanda u otros sustitutos factibles para los planes de infraestructura incluidos por la AEE. En respuesta a las órdenes de la Comisión, sin embargo, la AEE modificó la Cartera 3 para incluir un nivel modesto de eficiencia energética.
10. En el diseño de sus planes, la AEE tomó decisiones relacionadas con la elección del momento oportuno para las adiciones de recursos basándose en, entre otras cosas, el acceso a capital y la habilidad de ejecutar múltiples proyectos de construcción a la vez. El retiro de las unidades que no cumplen con los MATS se presumió que ocurriría tan pronto como fuese factible, para mejorar la confiabilidad sin exceder la habilidad práctica y financiera de la AEE de reemplazar las unidades.
11. La AEE presumió que sus obligaciones en cuanto a la cartera de energía renovable (RPS) serían menores que los requisitos estatutarios. La AEE luego evaluó el cumplimiento cabal del RPS como un caso de sensibilidad, en vez de un caso de referencia. La AEE no investigó los costos de sus otras carteras candidatas, presumiendo el cumplimiento cabal con el RPS. Ahora es imposible determinar el desempeño de las otras carteras propuestas por la AEE de haberse requerido que cumplieran con las obligaciones del RPS.
12. La AEE presentó sus resultados de sensibilidades para un solo año (2035) en vez de para el periodo completo de planificación de veinte (20) años (2016-2035). Basándose en estos resultados, la AEE concluyó que “el cumplimiento completo con el RPS añadirá costos significativos al sistema de la AEE” y que, por consiguiente, el cumplimiento completo con el RPS no era práctico.
13. Basarse en un valor no-descontado para un solo año para evaluar el costo del cumplimiento con el RPS no es ni analíticamente sensato ni una práctica estándar en la industria.
14. La AEE no tiene planes definitivos de cómo manejar los altos costos de los contratos existentes de energía renovable.
15. La AEE sobreestimó los costos de los contratos futuros de energía renovable.
16. La capacidad excedente es de 90%, lo que significa que la flota generatriz existente puede servir casi el doble de la carga pico. Esta cantidad excedente es alta comparada

con otras utilidades de servicio público en los EE.UU.; usualmente éstas planifican a base de un margen de reserva de planificación de un 15%. Poco de este sobrante puede atribuirse a la falta de interconexión de la red de Puerto Rico con otras áreas geográficas.

17. Los costos del sistema de la AEE son dominados por los costos de combustible fósil.
18. La AEE está atrasada en su agenda para cumplir con los *Mercury and Air Toxics Standards* (MATS). La AEE es incapaz de cumplir hasta mediados de 2021 o mediados de 2022 y está actualmente negociando con la EPA sobre cómo puede alcanzar el cumplimiento sin incurrir en penalidades.
19. La AEE enfrenta limitaciones sobre su habilidad de recaudar capital. Estas restricciones afectan su planificación de recursos. Para satisfacer la demanda de sus clientes y cumplir con los MATS, la AEE necesita considerar una gama más amplia de opciones de recursos que requieran menos capital. Esas opciones incluyen escoger unidades modulares más pequeñas, sustituir repotenciación por generación nueva, ejecutar acuerdos de compraventa de energía y conectar generación por los clientes.
20. El Plan de Acción de la AEE está incompleto porque no incorpora todas las acciones planificadas ni los recursos de la AEE (en particular, no considera la eficiencia energética), tampoco expone fechas ni itinerarios que sean precisos o realistas.
21. El Reglamento 8594 requirió que la AEE radicara un solo Plan de Acción que reflejara los componentes a corto plazo de su Plan Preferido a largo plazo. En lugar de esto, la AEE presentó dos planes de acción diferentes. Uno era congruente con el Plan Preferido; el otro no.
22. No existe suficiente base probatoria para determinar que el AOGP sea parte de un plan al menor costo, en parte debido a la ausencia de pronósticos de combustible y de ejecuciones de modelos que sean apropiados. No obstante, la posibilidad de que el AOGP resulte económico sí tiene suficiente mérito como para autorizar el desembolso de hasta \$15 millones para la tramitación de los permisos.
23. Debido a la incertidumbre del proyecto AOGP, es necesario diferir la conversión a gas natural de las unidades de vapor 1 & 2 y de las unidades de ciclo combinado 1 & 2 en Aguirre.
24. La prueba sostiene que se inicie un proceso de obtención de permisos para una unidad nueva de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Aguirre, a ser completada para el 2020 o el 2021.
25. La prueba sostiene el reemplazo de las turbinas de las unidades de ciclo combinado en Aguirre.
26. La prueba sostiene la tramitación de los permisos para tres unidades pequeñas de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Palo Seco, así como la construcción de una de estas tres unidades de ciclo combinado con capacidad de combustible dual en Palo Seco.

27. La prueba sostiene el retiro de Costa Sur 3 & 4, Palo Seco 1 & 2 y San Juan 7 & 8.
28. La prueba sostiene la designación de “uso limitado” para San Juan 9 & 10, según los MATS.
29. La prueba sostiene invertir en los sistemas de transmisión y distribución de la AEE, en la medida que sea con arreglo a las prácticas prudentes de las utilidades de servicio público para propósitos de la estabilidad y la capacidad operacional del sistema.
30. La prueba sostiene que se le exija a la AEE conducir una auditoría detallada de todos los contratos de energía renovable existentes para los proyectos que no están operacionales, y que se busque la renegociación o la terminación de tales contratos, en la medida que sea legal y apropiado.
31. La prueba sostiene la consecución de los recursos de eficiencia energética descritos en el PIR Suplementario.
32. La prueba sostiene que se le exija a la AEE prepararse para el próximo ciclo del PIR mediante (a) la creación de un plan para mejorar su proceso de planificación interna, (b) la utilización de un procedimiento de solicitud de cualificaciones (RFQ), supervisado por la Comisión para seleccionar su próximo consultor de PIR, y (c) la recolección de datos esenciales de planificación respecto a su sistema de electricidad.

IX. CONCLUSIONES DE DERECHO

1. El Artículo 6.3 (b) y (c) de la Ley 57-2014 le otorga a la Comisión autoridad para adoptar e implementar los reglamentos necesarios para “garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia, y razonabilidad de las tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico.” La Sección 6B(h)(iii) de la Ley 83, según enmendada por la Ley 57-2014, autoriza a la Comisión a establecer las reglas aplicables al desarrollo del PIR de la AEE. De acuerdo con esta disposición, la Comisión adoptó el Reglamento 8594, el cual establece el marco regulatorio y los requisitos de presentación que aplican a la radicación por la Autoridad y la revisión por la Comisión del primer PIR de la AEE.
2. La Sección 6B(h)(i) de la Ley 83, según enmendada por la Ley 57-2014, y el Artículo 6.23 de la Ley 57-2014, requieren que la AEE radique para la revisión y aprobación de la Comisión un PIR en o antes de 1 de julio de 2015.
3. La Sección 6B(h)(ii) de la Ley 83, según enmendada por la Ley 57-2014, requiere que el PIR contenga lo siguiente: (i) una gama de pronósticos de la demanda futura; (ii) una evaluación de los recursos de conservación disponibles en el mercado; (iii) una evaluación de la gama de los recursos de generación convencionales y no-convencionales disponibles en el mercado; (iv) una evaluación de la capacidad de transmisión y de la confiabilidad del sistema; (v) una evaluación comparativa de los recursos de suministro de energía incluyendo recursos de transmisión y distribución; (vi) una evaluación de la combinación de recursos diseñados para

promover la diversificación energética, estabilizar los costos de energía y mejorar la estabilidad y confiabilidad de la red; (vii) una evaluación de las plantas generatrices existentes de la AEE que estime las mejoras en la eficiencia operacional, vida útil, costos de retiro y decomisión; (viii) una evaluación de los impactos ambientales incluyendo aire, agua, desperdicios sólidos y otros factores ambientales; y, (ix) una evaluación de la interconexión de energía renovable para el cumplimiento con la Ley 82-2010 y otros productores independientes al sistema eléctrico de la AEE.

4. Según requerido por el Artículo 6.23(c) de la Ley 57-2014, la Sección 6B(h)(iii) de la Ley 83 y el Reglamento 8594, la Comisión ha evaluado el PIR. La Comisión desapruueba el PIR por las razones que se establecen en esta Resolución Final y Orden.
5. Según requerido por el Artículo 6.23(c) de la Ley 57-2014 y la Sección 3.04 del Reglamento 8594, la Comisión aprueba un Plan Integrado de Recursos Modificado, y ordena a la AEE radicar dicho documento con ciertas elaboraciones.
6. La Comisión no tiene el poder de anular un contrato o de ordenar a la AEE a resolver un contrato. La Comisión puede, y en esta Resolución Final y Orden ordena a la AEE a desarrollar un plan para que inicie un proceso de renegociación de ciertos contratos.
7. De acuerdo con el Párrafo B(3) del Artículo 4 de la Ley 416-2004, según enmendada, conocida como “Ley sobre Política Pública Ambiental”, la Oficina de Gerencia de Permisos (“OGPe”) emitió el 8 de agosto de 2016, una Determinación de Cumplimiento Ambiental por Exclusión Categórica (Caso Núm. 2016-DEC-00014) referente al procedimiento del PIR.
8. La determinación de la OGPe se limita a la aprobación por parte de la Comisión del PIR Modificado y no es aplicable a cualquier acción individual tomada por la AEE en relación al PIR Modificado aprobado mediante esta Resolución Final y Orden. La aprobación del PIR Modificado por parte de la Comisión no autoriza a la AEE a realizar actividades que requieran el permiso de cualquier otra agencia de gobierno, incluyendo la Junta de Calidad Ambiental y la OGPe, sin haber obtenido previamente el referido permiso. En el contexto de cualquier PIR, incluyendo el PIR Modificado, la “aprobación” por la Comisión de un proyecto significa que dicho proyecto puede ser parte de un plan de menor-costos si ciertas presunciones se basan en hechos. La “aprobación” no significa que dicho proyecto es consistente con las leyes, tales como las leyes ambientales, las cuales están fuera de la jurisdicción de la Comisión.

* * *

Cualquier parte adversamente afectada por la presente Resolución Final y Orden podrá presentar una moción de reconsideración ante la Comisión, de conformidad con la Sección 11.01 del Reglamento 8543 y las disposiciones aplicables de la Ley Núm. 170 de 12

de agosto de 1988, según enmendada conocida como la Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme (“LPAU”). La moción a tales efectos debe ser presentada dentro del término de veinte (20) días contados a partir de la fecha de archivo en autos de la notificación de esta Resolución Final y Orden. Dicha solicitud debe ser entregada en la Secretaría de la Comisión ubicada temporalmente en la Junta Reglamentadora de Telecomunicaciones en el 500 Ave. Roberto H. Todd, San Juan PR 00907-3941. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución Final y Orden, dentro del término aquí establecido.

La Comisión dentro de los quince (15) días de haberse presentado dicha moción deberá considerarla. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión judicial comenzará a transcurrir nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren los quince (15) días, según sea el caso. Si la Comisión acoge la solicitud de reconsideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución de la Comisión resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración. Si la Comisión acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días, salvo que la Comisión, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un periodo que no excederá de treinta (30) días adicionales.

De no optarse por el procedimiento de reconsideración antes expuesto, la parte afectada podrá, dentro del término de treinta (30) días, contados a partir del archivo en autos de esta Resolución Final y Orden, presentar recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones. Lo anterior, conforme a la Sección 11.03 del Reglamento Núm. 8543, las disposiciones aplicables de la LPAU y el Reglamento del Tribunal de Apelaciones.

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

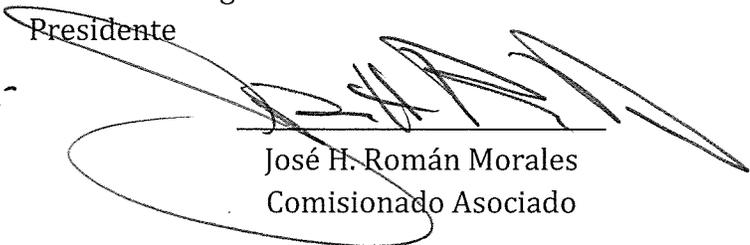
Notifíquese y publíquese.



Agustín F. Carbó Lugo
Presidente



Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado



José H. Román Morales
Comisionado Asociado

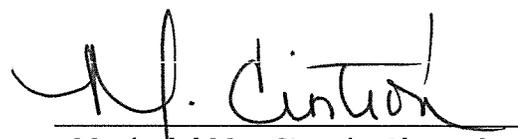


CERTIFICACIÓN

Certifico que la Comisión de Energía de Puerto Rico así lo acordó el 23 de septiembre de 2016. Certifico, además, que en esta fecha copia de esta Resolución Final y Orden fue notificada mediante correo electrónico a:

acasellas@amgprlaw.com
ana.rodriguez@oneillborges.com
carlos.valldejuly@oneillborges.com
cfl@mcvpr.com
dortiz@elpuente.us
edwin.quinones@aae.pr.gov
jose.maeso@aae.pr.gov
epo@amgprlaw.com
fermin.fontanes@oneillborges.com
hburgos@cabprlaw.com
jperez@oipc.pr.gov
lionel.orama@upr.edu
mgrpcorp@gmail.com
n-vazquez@aeep.com
valvarados@gmail.com
pnieves@fglaw.com

agraitfe@agraitlawpr.com
carlos.reyes@EcoEléctrica.com
ccf@tcmrslaw.com
codiot@oipc.pr.gov
dperez@cabprlaw.com
energiaverdepr@gmail.com
mehernandez@fglaw.com
felipelozada1949@gmail.com
fviejo@amgprlaw.com
ivc@mcvpr.com
lga@elpuente.us
lmateo@ferraiuoli.com
n-ayala@aeep.com
rstgo2@gmail.com
victorluisgonzalez@yahoo.com

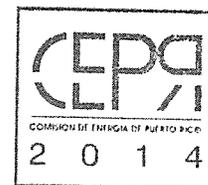


María del Mar Cintrón Alvarado
Secretaria

Certifico que la presente es copia fiel y exacta de la Resolución Final y Orden emitida por la Comisión de Energía de Puerto Rico. Certifico, además, que en el día de hoy 26 de septiembre de 2016 he procedido con el archive de la presente Resolución Final y Orden, y he enviado copia de la misma a:

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
Attn.: Nélide Ayala and Nitza D. Vázquez Rodríguez
PO Box 364267
Correo General
San Juan, PR 00936-4267

Roumain & Associates, PSC
1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso
San Juan, PR 00909



Lcdo. Fernando Agrait
701 Ave. Ponce de León
Edificio Centro de Seguros, Oficina 414
San Juan, PR 00907

Windmar Group
Attn.: Mr. Víctor González
Calle San Francisco #206
San Juan, PR 00901

EcoEléctrica, L.P.
Carlos A. Reyes, P.E.
Carretera 337 Km 3.7, Bo. Tallaboa Poniente
Peñuelas, PR 00624

Toro, Colón Mullet, Rivera & Sifre, PSC
Lcdo. Carlos Colón Franceschi
PO Box 195383
San Juan, PR 00919-5383

José G. Maeso González
Director Ejecutivo
Oficina Estatal de Política Pública Energética
PO Box 41314
San Juan, PR 00940

Felipe Lozada-Montanez
Coordinador, Mesa de Diálogo Energético
PMB 359
425 Carr. 693, Suite 1
Dorado, PR 00646

Enlace Latino de Acción Climática
41 Calle Faragan
Urb. Chalets de Villa Andalucía
San Juan, PR 00926

Lcda. Ruth Santiago
PO Box 518
Salinas, PR 00751

El Puente de Williamsburg, Inc.
211 South 4th St.
Brooklyn, New York 11211

Comité de Diálogo Ambiental, Inc.
Urb. Las Mercedes Calle 13 #71
Salinas, PR 00751

Adsuar Muñiz Goyco Seda & Pérez-Ochoa, P.S.C.
Lcdo. Eric Pérez-Ochoa
PO Box 702924
San Juan, PR 00936

Casellas, Alcover & Burgos, P.S.C.
Lcdo. Heriberto Burgos/Lcda. Diana Pérez
Seda
PO Box 364924
San Juan, PR 00936

McConnell Valdés, LLC
Lcdo. Carlos Fernández Lugo
PO Box 364225
San Juan, PR 00936

Ferraiuoli, LLC
Lcda. Lillian Mateo-Santos
PO Box 195168
San Juan, PR 00919-5168



Instituto Nacional de Energía y Asociación Puertorriqueña de Energía Sostenibilidad Isleña Verde

Lionel R. Orama Exclusa, D.Eng. P.E.
Jardín Botánico
1187 Flamboyán
San Juan, PR 00926

Alan M. Rivera Ruíz
Presidente
PO Box 50688
Toa Baja, PR 00950-0688

O'Neill & Borges, LLC

Lcdo. Carlos Valldejuly/Lcdo. Fermín Fontanes/Lcda. Ana Rodríguez
American International Plaza
250 Muñoz Rivera Ave, Ste. 800
San Juan, PR 00918

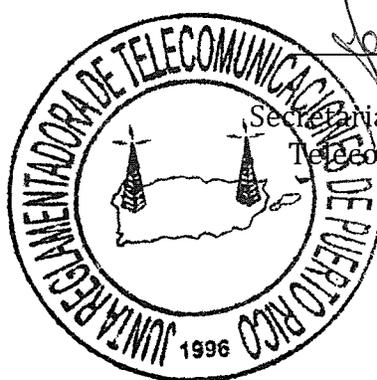
Oficina Independiente de Protección al Consumidor

Lcdo. José A. Pérez Vélez/Lcda. Coral Odiod
268 Ave. Ponce de León
Hato Rey Center, Suite 524
San Juan, PR 00918

Fiddler, González & Rodríguez, P.S.C.

Lcdo. Pedro J. Nieves-Miranda/Lcda. Melissa Hernández Carrasquillo
P.O. Box 363507
San Juan, Puerto Rico 00936-3507

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 26 de septiembre de 2016.



Jessica Fuster

Jessica Fuster Rivera
Secretaría de la Junta Reglamentadora de Telecomunicaciones de Puerto Rico



APÉNDICE A

ITINERARIO E HISTORIA DE LOS PROCEDIMIENTOS

- **Aprobación del Reglamento del PIR:** 22 de mayo de 2015. Reglamento Núm. 8594, conocido como el Reglamento para el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Reglamento 8594”), aprobado y adoptado por la Comisión. El Reglamento 8594 estableció los requisitos de radicación para el primer PIR de la AEE.²⁸⁴ El Reglamento 8594 fue adoptado conforme al procedimiento de emergencia de la Ley de Procedimiento Uniforme Administrativo, según autorizado por el Artículo 6.20 de la Ley 57-2014.
- **Solicitud de Dispensa:** 5 de junio de 2015. Según la Sección 2.06 del Reglamento 8594, la AEE solicitó la dispensa de veinticinco requisitos del Reglamento 8594.
- **Respuesta a la Solicitud de Dispensa:** 25 de junio de 2015. La Comisión emitió una Orden resolviendo la solicitud de dispensa de la AEE. La Comisión otorgó diez solicitudes de dispensa, concedió parcialmente cuatro de las solicitudes y denegó las restantes once.
- **Plan Integrado de Recursos Inicial de 2015 (“Borrador del PIR”):** 7 de julio de 2015. La AEE radicó su Borrador del PIR como parte de su radicación inicial conforme al Reglamento 8594. El Borrador del PIR fue preparado por *Siemens Power Technologies International* (“Siemens”).
- **Intervenciones:** 29 de julio de 2015 – 3 de noviembre de 2015. La Comisión recibió catorce (14) solicitudes de intervención.²⁸⁵ La Comisión concedió la intervención de: Grupo Windmar, EcoEléctrica, L.P., ICSE-PR, OEPPE, el Consorcio, Mesa de Diálogo,

²⁸⁴ El término “primer PIR” se refiere al hecho de que previo a este procedimiento, la AEE no tenía un plan integrado de recursos vigente y que el PIR de la AEE, según aprobado por la Comisión conforme a este procedimiento, sería el primer plan integrado de recursos energéticos en la historia de la AEE.

²⁸⁵ Las siguientes entidades solicitaron la intervención: Grupo Windmar, EcoEléctrica L.P., Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (“ICSE-PR”), Oficina Estatal de Política Pública Energética (“OEPPE”), el Consorcio compuesto por York Capital Management Global Advisors LLC; ITC Holdings Corporations and NRG Energy (“Consorcio”); Mesa de Diálogo Ambiental (“Mesa de Diálogo”), Enlace Latino de Acción Climática (“ELAC”), El Puente de Williamsburg, Inc. (“El Puente”), Comité de Diálogo Ambiental (“Comité de Diálogo”), Inc., National Public Finance Guarantee Corp. junto con Assured Guarantee Corp. y Assured Guarantee Municipal Corp. (“National-Assured”), Asociación Puertorriqueña de Energía Verde (“APEV”), Pattern Energy, e Instituto de Energía y Sostenibilidad Isleña (“INESI”).

ELAC, El Puente, Comité de Diálogo, National-Assured, APEV, Pattern Energy and INESI.²⁸⁶

- **Orden respecto a Deficiencias:** 3 de agosto de 2015. La Comisión emitió una Orden determinando que el Borrador del PIR de la AEE era deficiente. La Comisión identificó las deficiencias del PIR y ordenó a la AEE realizar los cambios necesarios a los fines de cumplir con el Reglamento 8594.
- **Plan Integrado de Recursos Revisado 2015 (“PIR Revisado”²⁸⁷):** 17 de agosto de 2015. En respuesta a la Orden respecto a Deficiencias emitida por la Comisión, la AEE radicó un PIR Revisado, el cual, según la AEE, atendió las deficiencias identificadas por la Comisión en el Borrador de PIR de la AEE. El PIR Revisado también fue preparado por Siemens.
- **La Comisión Emite el Itinerario Procesal:** 30 de septiembre de 2015. La Comisión emitió un Itinerario Procesal para el procedimiento del PIR. El Itinerario Procesal fue enmendado para acomodar las mociones de los interventores y las revisiones de la AEE a su PIR.
- **Orden de la Comisión sobre la participación de los Interventores y los Amigos del Foro (*Amicus Curiae*):** 23 de octubre de 2015. La Comisión emitió una Resolución Final y Orden para atender las solicitudes de intervención y las peticiones de amigos del foro.
- ***Amicus Curiae*:** 30 de octubre de 2015 – 3 de noviembre de 2015. Sunnova Energy Corporation, Energy Answers LLC y el Sr. William Driscoll radicaron mociones para participar como *amicus curiae*. La Comisión concedió las solicitudes de Sunnova y Energy Answers el 18 de noviembre de 2016 y denegó la petición del Sr. Driscoll en la misma fecha.
- **Descubrimiento:** 2 de noviembre de 2015 – 21 de marzo de 2016. El personal de la Comisión, la AEE y los Interventores tuvieron la oportunidad de conducir descubrimiento de prueba relacionado a una gama diversa de temas relacionados el PIR propuesto por la AEE y al testimonio de los interventores.
- **La Comisión emite una Notificación de Deficiencias (“Orden de Diciembre”):** 8 de diciembre de 2015.²⁸⁸ La Comisión emitió una Orden identificando las

²⁸⁶ El 18 de marzo de 2016, GPG radicó una moción solicitando intervenir en el procedimiento. El 4 de abril de 2016, la Comisión denegó la solicitud de GPG debido a lo adelantado que estaba el procedimiento y por el hecho de que la moción de GPG se radicó fuera del término dispuesto por la Comisión para solicitar la intervención.

²⁸⁷ La AEE y Siemens también se refieren a este documento como el “PIR Base”.

²⁸⁸ Esta orden fue inicialmente emitida el 4 de diciembre de 2015 pero fue notificada oficialmente el 8 de diciembre de 2015.

deficiencias en el PIR Revisado de la AEE y ordenando a la AEE realizar las revisiones necesarias a su PIR. La Orden de Diciembre también solicitó que los interventores comentaran acerca de varios temas allí identificados.

- **Respuesta de los Interventores:** 17 de diciembre de 2015. Los interventores ICSE-PR, INESI, el Consorcio, Mesa de Diálogo Ambiental, Enlace Latino de Acción Climática, El Puente de Williamsburg, Inc., y Comité de Diálogo Ambiental, Inc. radicaron sus respuestas a la Orden de Diciembre.
- **Conferencia Telefónica Técnica:** 22 de diciembre de 2015. El personal de la Comisión celebró una Conferencia Telefónica Técnica a los fines de clarificar los requisitos de la Orden de Diciembre emitida por la Comisión, así como clarificar el itinerario para completar el proceso y cualquier barrera técnica para el cumplimiento con el mismo. Tanto la AEE como los interventores estuvieron presentes.
C.
- **La AEE radica Moción de Reconsideración a la Orden de Diciembre:** 24 de diciembre de 2015. La AEE radicó una Moción de Reconsideración a la Orden de Diciembre, argumentando que, como consecuencia del alcance de la información requerida por la Comisión en dicha Orden, la Comisión debería conceder a la AEE tiempo adicional para preparar y someter la información requerida. La AEE solicitó siete (7) meses adicionales para proveer la información requerida por la Orden de Diciembre.
- **Orden de la Comisión sobre la Moción de Reconsideración a la Orden de Diciembre presentada por la AEE:** 19 de enero de 2016. La Comisión denegó la solicitud de la AEE respecto a la extensión de siete meses para responder a la Orden de Diciembre. La Comisión ordenó a la AEE proveer la información requerida en la Orden de Diciembre, en o antes de 28 de marzo de 2016.
- **La AEE Radica su Primer Memorando Interino en Respuesta a la Orden de Diciembre:** 26 de febrero de 2016. El primer memorando interino de la AEE discutió las presunciones sobre la generación distribuida, y el impacto de las presunciones de eficiencia energética en los pronósticos de carga a ser utilizados en el PIR, según requeridas por la Comisión en la Orden de Diciembre.
- **Intervención por la OIPC:** 9 de marzo de 2016. La Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC) radicó una moción solicitando intervenir en el proceso. La Comisión concedió la solicitud de la OIPC el 18 de marzo de 2016.²⁸⁹

²⁸⁹ La Comisión concedió la solicitud de la OIPC basado en sus responsabilidades específicas, según establecidas en la Ley 57-2014.

- **La AEE Radica su Segundo Memorando Interino en Respuesta a la Orden de Diciembre:** 18 de marzo de 2016. En el segundo memorando interino, la AEE detalló la manera en la cual construyó las carteras (según requerido por la Orden de Diciembre), e incluyó una lista de carteras y sensibilidades a ser analizadas en su PIR conforme a la Orden de Diciembre, así como un análisis de los impactos que tendrían en el sistema de transmisión estas carteras nuevas.
- **La AEE Radica su Plan Integrado de Recursos Suplementario del 2015 (“PIR Suplementario”):** 28 de marzo de 2016. La AEE radicó su PIR Suplementario atendiendo las deficiencias identificadas en la Orden de Diciembre. Las áreas discutidas en el PIR Suplementario incluyen una evaluación de AOGP, EcoEléctrica, AES, un itinerario modificado respecto al cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable (RPS), respuesta a la demanda, y una trayectoria para adoptar eficiencia energética.
- **Conferencia Técnica:** 6 de abril de 2016, San Juan, Puerto Rico. La Comisión celebró una Conferencia Técnica para discutir las presunciones, metodología y consideraciones del PIR.
- **La AEE Radica su Plan Integrado de Recursos con la Sensibilidad de Combustible de 2015 (“2^{ndo} PIR Suplementario”):** 25 de abril de 2016. La AEE radicó un 2^{ndo} PIR Suplementario, el cual incluyó las evaluaciones de las carteras tomando en consideración pronósticos de combustible actualizados, relativos a los pronósticos previamente provistos por la AEE, en respuesta al Cuarto Requerimiento de Información de la Comisión.
- **Alegatos de los Interventores:** 29 de abril de 2016. Se recibieron los comentarios y alegatos de parte de los interventores.
- **Argumentos Orales:** 13 de mayo de 2016, San Juan, Puerto Rico. La Comisión celebró una Vista de Argumentación Oral, la cual incluyó presentaciones de la AEE y los interventores, así como preguntas por parte del personal de la Comisión respecto a la metodología, entradas (“inputs”), y las determinaciones del PIR.
- **Vistas Públicas:** 18 de mayo de 2016, San Juan, P.R., y 14 de junio de 2016, Ponce, P.R. La Comisión celebró vistas públicas con el propósito de promover la participación ciudadana y permitir que el público en general expresara sus opiniones, preocupaciones y recomendaciones acerca del PIR propuesto por la AEE.



APÉNDICE B

RESUMEN DE LAS POSICIONES DE LOS INTERVENTORES

Consorcio

El Consorcio es un grupo compuesto por una firma de capital privado *York Capital Management Global Advisers, LLC* y *ITC Holdings Corp.*, la compañía matriz de una propietaria/operadora de sistemas de transmisión.²⁹⁰ El Consorcio plantea varias preocupaciones relacionadas con el proceso y con el contenido del PIR. Recomiendan que la Comisión rechace el PIR con varias recomendaciones y requerimientos.

El Consorcio sostiene que las tácticas dilatorias de la AEE y la falta de transparencia en el proceso de descubrimiento de prueba fallaron en proveer a la Comisión un expediente completo. También objetan la forma y la sustancia de la información facilitada por la AEE y sus reclamos de confidencialidad, alegando que los reclamos de confidencialidad de la AEE fueron excesivamente amplios y contravienen el procedimiento establecido por la Comisión, incluyendo el otorgamiento de un Acuerdo de Confidencialidad (*Non-Disclosure Agreement* o NDA, por sus siglas en inglés). El Consorcio sostuvo que la falta de acceso completo y oportuno a la Información sobre Infraestructura Energética Crítica (*Critical Energy Infrastructure Information* o CEII, por sus siglas en inglés) impidió que pudieran analizar y proveer recomendaciones en el presente procedimiento y en consecuencia la Comisión debe rechazar el PIR.

El Consorcio también sostiene que la AEE no consideró todos los recursos razonables al momento de desarrollar sus carteras (*portfolios*), citando como ejemplos alianzas con terceros o alianzas público-privadas. El Consorcio sostiene que la participación de terceros podría reducir significativamente los calendarios de construcción. El Consorcio hace notar además que el PIR —según presentado— no explora una gama suficiente de sensibilidades, ni se utilizó un marco de optimización. El Consorcio también sostiene que los tiempos de operación mínimos utilizados en los modelos de la AEE son irrealmente altos y sesgan el análisis del PIR a favor de la generación existente.

EcoEléctrica

EcoEléctrica es la propietaria/operadora de la única unidad de ciclo combinado que opera con gas natural existente en Puerto Rico, así como el único terminal de gas natural licuado en operación. EcoEléctrica apoya la idea de la generación distribuida y argumenta que la AEE debió haber dado una consideración más fuerte a una expansión de su terminal de Gas Natural Licuado (“GNL”) y la construcción de un gasoducto para transportar gas

²⁹⁰ NRG Energy, Inc., dueña y operadora de infraestructura de generación, fue por poco tiempo miembro del Consorcio. NRG se separó del Consorcio previo a la radicación del alegato de los interventores.

natural a Aguirre (en lugar del desarrollo de AOGP). También argumenta que las actividades de operación del sistema de la AEE deben segregarse de su generación por el bien de la estabilidad del sistema y con el fin de promover competencia en el sistema energético de la Isla. EcoEléctrica también critica específicamente la forma en que los pronósticos de precios de combustible de la AEE están estructurados, los cuales alegan no siguen las presunciones estándares de la industria. De igual forma alegan que las presunciones de la AEE respecto a los tiempos mínimos de operación son irrealmente altos lo cual favorece un PIR con la generación existente. Más aún, argumentan también, que los recursos más flexibles de la Isla tendrán que proveer considerables servicios de regulación de frecuencia en el supuesto de altos niveles de integración de generación renovable, y que la AEE debió haber tomado esto en consideración en sus análisis. Por último, EcoEléctrica sostiene que las presunciones de la AEE en torno al tiempo mínimo de operación, coeficientes de eficiencia térmica y costos de operación y mantenimiento deben ser modificadas, aunque no ofrece detalles específicos sobre este asunto.

ELAC

Este grupo de interventores incluye a Enlace Latino de Acción Climática, El Puente de Williamsburg, Inc. y el Comité Dialogo Ambiental, Inc. (en conjunto, ELAC). ELAC utilizó expertos del *Institute for Energy Economics and Financial Analysis* (IEEFA, por sus siglas en inglés), durante la conferencia técnica, así como en la preparación de su alegato.

ELAC argumenta que el PIR debió haber incorporado un análisis del consumo de agua y de los riesgos que representa para la AEE una escasez de agua en la Isla. ELAC plantea que el pronóstico de carga de la AEE es impreciso y que el PIR no consideró suficientemente la eficiencia energética, la respuesta de la demanda, la energía renovable o el almacenamiento de energía. ELAC también argumenta que los costos de energía renovable en el PIR de la AEE son excesivamente altos, y que la cartera de la AEE depende demasiado en la generación producida con combustibles fósiles. ELAC mostró preocupación por el impacto de la cartera preferida en el PIR sobre las tarifas y sugiere que como parte de la radicación del PIR se debió incluir un análisis del impacto tarifario de varias opciones de suministro.

El alegato de ELAC incluye sus argumentos respecto a los problemas ambientales causados por las cenizas de carbón provenientes de la generadora AES y sostiene que la AEE no solamente debe declinar la renovación de su contrato con AES, sino que debe terminar el contrato existente lo antes posible, basado en un pobre desempeño. ELAC también se opone al proyecto de incineración de basura propuesto por la compañía Energy Answers por motivos de impacto ambiental. ELAC sugiere además la existencia de un conflicto de intereses de parte de Siemens puesto que está afiliada a entidades que se dedican a la manufactura y venta de equipo de generación. Además, ELAC solicita un mecanismo para desacoplar los ingresos de la AEE a los fines de que estos sean independientes de su generación termal basada en combustibles fósiles, para de esa forma asegurar la administración imparcial de sus recursos.

Por último, ELAC argumenta que la construcción de AOGP redundará en un aumento en las emisiones de bióxido de carbono (CO₂) en Aguirre y en el Norte de la Isla, así como un aumento en el riesgo de un escape de metano. Sugieren además que el factor de capacidad modelado para los recursos de generación en AOGP requeriría un rendimiento mayor de gas natural en AOGP que lo que los permisos actuales del proyecto autorizan, y que los factores de capacidad modelados por la AEE provocarían la necesidad de una revisión bajo el programa de Prevención de Deterioro Significativo (*Prevention of Significant Deterioration program*, o PSD por sus siglas en inglés).

El informe de IEEFA, adjunto al alegato de ELAC, sostiene que las presunciones de carga de la AEE y el costo y valor de capacidad de los diferentes recursos han sesgado el análisis de sus carteras en favor de un exceso de construcción de la red eléctrica de la Isla con cantidades excesivas de recursos que operan casi exclusivamente con combustibles fósiles. IEEFA asevera que el pronóstico de carga de la AEE es irrealmente alto. IEEFA está en desacuerdo con el tratamiento de los cálculos de capacidad y margen de reserva de la AEE, argumentando que la AEE infravalora la habilidad, tanto de la respuesta a la demanda como de la energía renovable, para satisfacer la carga pico. De igual forma, establecen que la flota de generación actual de la AEE debe considerarse que brinda mayores beneficios de capacidad en general o puede ser renovada de manera costo-efectiva a los fines de brindar esos beneficios.

Además de indicar que los estimados de costos de capital de la AEE para los nuevos recursos termoeléctricos son muy bajos, IEEFA sostiene que los estimados de costos de la AEE para los recursos renovables y el almacenamiento de energía son muy altos. De manera similar, IEEFA presume que un programa de respuesta de la demanda enfocado en modificar el consumo energético de los acondicionadores de aire sería muy efectivo en desplazar la carga y potencialmente reducir la demanda pico.

ICSE-PR

El Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (ICSE-PR) es una organización sin fines de lucro enfocada en mejorar la salud y estabilidad económica de la Isla. ICSE-PR plantea numerosas preocupaciones en torno al proceso de evaluación del PIR, relacionadas con el descubrimiento de prueba y argumenta que requerirle a la AEE revisar su PIR contribuyó a la falta de claridad en el proceso. Sostienen que su habilidad para participar mediante el descubrimiento de prueba se vio limitada por la falta de cooperación de la AEE, incluyendo los reclamos de confidencialidad de la AEE. ICSE-PR asevera también que la Comisión no ha provisto a los interventores un acceso fácil a los interrogatorios y sugiere que la Comisión debe hacer disponible los mismos de forma electrónica. Por último, sugieren que la Comisión celebre en ocasiones futuras una conferencia con antelación a la vista para establecer el programa o calendario procesal.

ICSE-PR argumenta que el PIR no ha facilitado adecuadamente el trasbordo de energía (*wheeling*) al detal ni un mercado competitivo de energía. Aunque ICSE-PR enfatiza que el PIR de la AEE no considera adecuadamente la variación de los precios de los combustibles,

sus comentarios sobre este tema se enfocan mayormente en la falta de estrategias de protección por parte de la AEE.

ICSE-PR sostiene que el pronóstico de carga de la AEE es alto y que la AEE debe llevar a cabo estudios sobre el potencial de eficiencia energética. ICSE-PR tampoco está de acuerdo con la estrategia de la AEE para el cumplimiento con los MATS, y sostiene que la AEE permanecerá en incumplimiento por un periodo irrazonablemente largo de tiempo. ICSE-PR también señala que el PIR no discute el mandato expreso de la Ley 57-2014 de que el 60% de la generación fósil de la AEE sea "altamente eficiente" para mediados de 2019, y sugiere que la AEE podría reemplazar la mayoría de su generación termoeléctrica dentro de un periodo de cinco años.

INESI

El Instituto de Energía y Sostenibilidad Isleña (INESI) es un instituto de la Universidad de Puerto Rico enfocado en energía y sostenibilidad. INESI sostiene que el PIR no contiene evidencia de que la AEE haya procurado la aportación de las partes interesadas, y tampoco incluye un análisis comprensivo de impactos al ambiente discutiendo controversias como la disposición de la ceniza de carbón de la generadora AES. INESI también sostiene que el PIR no considera los impactos del cambio climático, la energía renovable, las técnicas de manejo de los recursos de la demanda, o el almacenamiento de energía. Sostienen que la AEE debe considerar el concepto de las micro redes como una manera tanto de integrar energía renovable como de proteger al sistema de las perturbaciones relacionadas con el cambio climático.

Mesa

La Mesa de Diálogo Energético (La Mesa) es una organización sin fines de lucro fundada en 2008 para representar a una variedad de grupos de partes interesadas, incluyendo personas y entidades con intereses ambientales. La Mesa afirma que el PIR según presentado no incorpora adecuadamente la eficiencia energética, la energía renovable ni la generación distribuida. Plantea además que factores tales como la situación financiera de la AEE y los cambios de población y de consumo en la Isla no han sido tomados en cuenta apropiadamente en el pronóstico de carga y los planes de combinación de recursos del PIR. En particular, sostienen que la moratoria sobre la emisión de nuevos bonos presenta un riesgo considerable para que la AEE cumpla con MATS, factor que no se consideró en el PIR propuesto. La Mesa argumenta que existe una posibilidad real de que los clientes comerciales e industriales medianos buscarán aislarse de la red ante precios más altos de energía. Finalmente, sostienen que el PIR no consideró el almacenamiento, y apuntan a que la AEE debe aprovecharse de su experiencia previa con un proyecto piloto de almacenamiento de energía.



National and Assured

National Public Finance Guarantee Corp. (National) y Assured Guaranty Corp. and Assured Guaranty Municipal Corp. (Assured) son aseguradoras de bonos que han suscrito gran parte de los bonos asegurados de la AEE. *National* y *Assured* sostienen que tanto el proceso del PIR como el análisis de la AEE han sido acertados y que el PIR debe ser aceptado tal como ha sido radicado. Concurren con el tratamiento de la AEE en cuanto a la eficiencia energética y de manejo de recursos de la demanda. *National* y *Assured* también concurren con la AEE en que sólo una cantidad limitada de energía renovable puede ser integrada al sistema de la AEE en su estado actual, que la tramitación de permisos representa una restricción significativa de la habilidad de la AEE de ubicar nueva infraestructura de generación y distribución y que AOGP es la mejor manera para que la AEE cumpla con los requisitos de MATS.

OEPPE

La Oficina Estatal de Política Pública Energética (OEPPE) es una oficina del gobierno de Puerto Rico encargada de asesorar al Gobernador en asuntos energéticos. El alegato de la OEPPE se enfoca en la costo-efectividad de la eficiencia energética y critica el proceso del PIR por éste no haber incluido un escenario que incorporase eficiencia energética. Sugieren que tal escenario debe ser incorporado en el Volumen III (Pronósticos de demanda y combustibles y manejo de la demanda) del PIR.