

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO  
COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO

COMISION DE ENERGIA DE PUERTO RICO	
Recibido por:	<i>Jesus 10/10/16</i>
Fecha:	<i>4/29/16</i> Hora: <i>2:56</i>

AUTORIDAD DE ENERGIA ELECTRICA  
DE PUERTO RICO

NUM. CEPR-AP-2015-0002

*Parte Peticionaria*

**SOBRE:** PLAN INTEGRADO DE  
RECURSOS

ALEGATO DE LOS INTERVENTORES ENLACE LATINO DE ACCIÓN CLIMÁTICA-EL  
PUENTE DE WILLIAMSBURG, INC. Y COMITÉ DIALOGO AMBIENTAL, INC.

*A LA HONORABLE COMISION:*

Comparecen los interventores, Enlace Latino de Acción Climática-El Puente de Williamsburg, Inc. y el Comité Dialogo Ambiental, Inc., ante la Honorable Comisión de Energía de Puerto Rico por la representación legal que suscribe y muy respetuosamente expone, alega y solicita:

**I. Introducción**

La Honorable Comisión emitió una Resolución sobre el calendario para el proceso del Plan Integrado de Recursos (en adelante, PIR) de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (en adelante, la AEE) el pasado 19 de abril de 2016. Conforme el calendario establecido por la Honorable Comisión los interventores deberán someter sus alegatos por escrito exponiendo sus argumentos y opiniones y respondiendo a los planteamientos surgidos durante la conferencia técnica en el asunto de epígrafe a más tardar el 29 de abril de 2016. En cumplimiento con la Resolución de calendarización, antes referida, Enlace Latino de Acción Climática-El Puente de Williamsburg, Inc. y el Comité Dialogo Ambiental, Inc. (en adelante, ELAC) someten su alegato con relación al PIR de la AEE.

No cabe duda que los documentos sometidos por la AEE y Siemens Industry, Inc.-Siemens

Power Technologies International (en adelante, Siemens) apuntan a que la propuesta de PIR, el plan de recursos preferido y el plan de acción constituyen una continuación de la estructura y funcionamiento tradicional del sistema eléctrico de Puerto Rico basado en la construcción desmedida de plantas de generación fósil grandes e inflexibles y la dependencia abrumadora sobre la importación de combustibles contaminantes y no disponibles en Puerto Rico. Como se expone en más detalle en el Informe del Institute for Energy Economics and Financial Analysis (en adelante, IEEFA) que se aneja al presente escrito el PIR, el plan de recursos preferido y el plan de acción sometido por la AEE y Siemens minimizan el potencial de herramientas tal como el manejo de la demanda de energía eléctrica y la eficiencia energética a pesar de que en Puerto Rico ya hay evidencia de la respuesta de los abonados a cambios en precios de la energía eléctrica. La integración de generación de energía renovable en el PIR, el plan de recursos preferido y el plan de acción de la AEE y Siemens se ve amenazado por el “curtailment” o la reducción en aceptación del sistema eléctrico basado en las grandes plantas de generación de combustibles fósiles propuestas por Siemens y los márgenes de reserva gigantescos requeridos por ellas. El proyecto de Aguirre Offshore GasPort es la piedra angular de la propuesta de la AEE que pretende sustituir la dependencia abrumadora de un combustible fósil por otro basado en el alegado cumplimiento con la reglamentación ambiental sobre emisiones de mercurio y otros contaminantes atmosféricos tóxicos. Esto, sin considerar los impactos ambientales, particularmente al ecosistema marino y a las comunidades que dependen del mismo y el potencial de la energía renovable y sistemas de almacenamiento viables durante el periodo a corto plazo que vislumbra el plan de acción. El plan de recursos preferido recomienda la renovación del contrato de compra de energía de AES (e implícitamente la continuación del contrato original) y los contratos de compra de energía de las plantas de incineración de desperdicios sólidos propuestas sin siquiera mencionar los impactos ambientales de la

generación de cientos de miles de toneladas de los residuos al año de dichas operaciones. El PIR carece de un análisis de los impactos ambientales del plan de recursos preferido por lo que no cumple con el mandato ambiental de rango constitucional que en este caso requiere la preparación de una declaración de impacto ambiental.

La Honorable Comisión tiene la oportunidad, al evaluar el PIR y determinar si lo aprueba, desaprueba o desaprueba con requerimientos de cambiar la trayectoria del sistema eléctrico de Puerto Rico en el momento en que se tomarán decisiones sobre la infraestructura y el diseño del sistema que tendrán consecuencias mucho más allá del periodo de planificación del PIR. Ante el escenario de estrechez económica que enfrenta Puerto Rico, los recursos disponibles conviene invertirlos en opciones que cambien la trayectoria de exportación de estos para mantener un sistema anquilosado en el siglo pasado. Es imprescindible tomar el ejemplo de otras islas que se encuentran en el proceso de transformar sus sistemas eléctricos hacia mayor sostenibilidad y jurisdicciones donde se están implantando esquemas de manejar el consumo y generar energía desde las comunidades con tecnología fotovoltaica en el recurso techo de las residencias para aminorar las pérdidas de energía por transmisión a largas distancias cómo funciona el actual sistema eléctrico de Puerto Rico. En este proceso y momento, la Honorable Comisión tiene a su alcance las herramientas para lograr la transformación necesaria del sistema eléctrico en beneficio de los mejores intereses del Pueblo de Puerto Rico.

## **II. Asuntos Procesales y Descubrimiento de Prueba Pendiente**

El pasado 21 de abril de 2016, la Honorable Comisión emitió una Resolución y Orden con relación al descubrimiento de prueba solicitado por los interventores incluyendo la parte compareciente. En la Resolución del 21 de abril la Honorable Comisión determinó cuales solicitudes de producción de documentos pendientes debía cumplir la AEE. Lamentablemente, la AEE optó por proveer los documentos por correo regular, de hecho a la fecha del presente escrito la suscribiente no ha recibido los

documentos que la AEE indica haber enviado por correo lo cual no ha permitido que la parte compareciente tenga oportunidad de revisarlos previo la fecha límite para someter el presente escrito. En su escrito en cumplimiento de la Resolución y Orden de la Honorable Comisión la AEE indica que uno de los documentos que estaría proveyendo en respuesta a la solicitud de producción de documentos número 34 es el “Final Gas Delivery Options Assessment.pdf”, no así el Estudio Galway Energy Advisors, LLC, mencionado en el PIR. Entendemos que la AEE deberá proveer el estudio Galway citado en la página 5-4 del Volumen I del PIR. De igual manera, la AEE evade por completo la solicitud de producción de documentos número 36 que la Honorable Comisión le ordenó proveer. La AEE indica en su nueva contestación que no provee ningún documento con relación a las modificaciones aludidas en la sección 8.2.1 del Volumen I del PIR que claramente se refieren a modificaciones en cuanto a valores de carga estables mínimos (minimum stable loading values). La AEE deberá conforme la Resolución y Orden de la Honorable Comisión proveer dichos documentos. La información y documentos sobre las modificaciones a las unidades de la AEE es extremadamente importante para la evaluación de cuan necesario y en que termino de tiempo se requiere sustituir unidades de la AEE e incide directamente sobre el plan de recursos óptimo. Además, solicitamos que la Honorable Comisión conceda un término de tiempo razonable para que los interventores tengan oportunidad de revisar los documentos provistos por la AEE y poder proveer comentarios adicionales al respecto. La AEE no ha cumplido con el descubrimiento de prueba solicitado por la parte compareciente por lo que aclaramos que la discusión contenida en el presente alegato y en los comentarios de los peritos del IEEFA que se anejan se ven limitados por la falta de información necesaria. La Honorable Comisión determinó que los interventores tienen derecho a revisar los documentos que la AEE se ha negado a producir por alegadamente ser información de infraestructura energética crítica (en adelante, CEII). Sin embargo, las fechas fijadas por la Honorable Comisión para examinar los documentos fueron a escasos dos y tres días de la fecha de la

Resolución y Orden, exclusivamente en las oficinas de la AEE. ELAC ha informado que sus peritos designados en el presente proceso se encuentran fuera de Puerto Rico. Por lo que el esquema y tiempo concedido para revisar los documentos de la AEE fue insuficiente para coordinar el traslado de los peritos a Puerto Rico. Respetuosamente solicitamos se provean los documentos de forma electrónica como típicamente se hace en estos casos según nos informan los peritos de IEEFA. En la alternativa, solicitamos se conceda un término nuevo que se extienda hasta la fecha de la vista de argumentación oral y con suficiente antelación para revisar los documentos en las oficinas de la AEE.

### III. Derecho Aplicable

1. La política pública en torno a la protección y conservación del medioambiente en Puerto Rico surge de la Constitución del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. La Constitución establece que será política pública “la más eficaz conservación de los recursos naturales, así como el mayor aprovechamiento de los mismos para el beneficio de la comunidad . . .”. CONST. ELA, Art. VI § 19. El Tribunal Supremo de Puerto Rico ha interpretado la citada cláusula como una norma de revisión rigurosa a las decisiones administrativas que inciden sobre asuntos ambientales. Véase Municipio de San Juan v. JCA, 152 DPR 673, 742-43, 747-48 (2000) (opinión de conformidad emitida por el Juez Asociado Hernández Denton) señalando que el Tribunal Supremo adoptase “un criterio especialmente riguroso para revisar las decisiones de las agencias administrativas en asuntos ambientales”. Véase además Liana Fiol Matta, *De regreso al futuro: El hard look y la “nueva” revisión judicial rigurosa en casos ambientales*, 72 REV. JUR. UPR 71 (2003).

Nuestro más alto Foro ha establecido claramente que la cláusula constitucional sobre protección ambiental es justiciable. Así, pues, en Paoli Méndez v. Rodríguez, 138 DPR 449 (1992), aclarando que la cláusula de protección ambiental “no se reduce a un mero postulado de principios”. *Id.* en la pág. 460. Continuó nuestro Tribunal Supremo:

Los forjadores de nuestra Constitución tenían meridianamente clara su visión del ser humano y su interrelación e interdependencia sistémica con los recursos naturales y con la naturaleza de la cual forma parte integral. El hombre es tanto un componente como un interactivo en su medio ambiente natural, físico, social, económico y político. Esta visión integral del hombre, de su medio ambiente y de la naturaleza en general permea el principio constitucional de que todos tenemos la esperanza de un mundo mejor basado en los principios expuestos en el Preámbulo y en la Carta de Derechos de la Constitución. El medio ambiente natural y la naturaleza no sólo sirven el propósito de que el hombre pueda utilizarlos para su subsistencia material, sino para su recreación y uso del tiempo libre, para la contemplación de su belleza y majestuosidad, para sentirse orgulloso de su patria, para mejorar su calidad de vida, y para lograr un desarrollo integral de la personalidad y su autorealización como ser humano.

**La política pública sobre los recursos naturales expuesta en nuestra Constitución es una protección de lo que comúnmente llamamos “la naturaleza”. Es una protección frente al Estado, la sociedad, el gobierno, e incluso el hombre, que en el mundo contemporáneo, sin darse cuenta que está socavando su propia existencia, destruye la naturaleza en aras de un materialismo y un consumismo rampante, creando desbalances sistémicos irreversibles.**

*Id.* en las págs. 461-62 (énfasis suplido). De conformidad con lo anterior, ya desde Paoli Méndez quedó evidente que la cláusula constitucional ambiental provee garantías frente las actuaciones del Estado, así como contra las de entidades privadas, en detrimento de la conservación de la naturaleza. Además, el Tribunal Supremo en Paoli Méndez aclara que las leyes ambientales vienen a implantar el referido mandato constitucional, por lo que deben interpretarse de manera consistente con el mismo. *Véase id.* en las págs. 462-64.

Las citadas expresiones fueron reiteradas por el Tribunal Supremo en Misión Industrial v. JCA, 145 DPR 908 (1998). Allí, el Tribunal expresó en términos categóricos que la disposición constitucional es “un mandato que debe observarse rigurosamente y que prevalece sobre cualquier estatuto, reglamento u ordenanza que sea contraria a éste”. *Id.* en la pág. 919. Continuó el Tribunal Supremo:

**Conforme a este claro historial constitucional, en Puerto Rico, cualquier decisión o determinación del Estado que incida sobre los recursos naturales debe responder cabalmente al doble mandato del Art. VI, Sec. 19 de la Constitución del E.L.A., supra, de lograr la más eficaz conservación de los recursos naturales, a la vez que se procura el mayor desarrollo y aprovechamiento de esos recursos para el beneficio general**

de la comunidad. Dicha sección fija de modo incuestionable el criterio jurídico primordial para juzgar la validez o interpretar el significado de cualquier norma o decisión relativa al uso o protección de los recursos naturales formulada por la Asamblea Legislativa o por cualquier agencia, departamento, municipio o instrumentalidad gubernamental.

*Id.* en las págs. 919-20 (énfasis suplido). De conformidad con lo anterior, en Misión Industrial se aclara aún más el hecho que la cláusula constitucional ambiental establece el criterio rector para examinar la validez de “cualquier norma o decisión relativa al uso o protección de los recursos naturales formulada” y que convierte en nula cualquier actuación incompatible con la misma, pues “prevalece sobre cualquier estatuto, reglamento u ordenanza que sea contraria a éste”. *Id.* en las págs. 919-20. La referida interpretación fue confirmada por el Tribunal Supremo en Municipio de San Juan v. JCA, 152 DPR 673 (2000) y Rivera Colón v. Díaz Arocho, 165 DPR 408 (2005).

En virtud de lo expresado, además de declarar la política pública hacia la naturaleza, la Sección 19 del Artículo VI de la Constitución de Puerto Rico establece “una norma sustantiva que fija un criterio jurídico para medir la validez de las actuaciones del Estado cuando las mismas tienen el potencial de afectar el ambiente”. Municipio de San Juan, 152 en la pág. 748 (opinión de conformidad emitida por el Juez Asociado Hernández Denton) Así, la cláusula constitucional protectora de los recursos naturales es una limitación a los poderes del Estado que determina la validez de toda norma o decisión gubernamental que pueda afectar el uso o protección de la naturaleza.

2. El mandato constitucional fue eventualmente estatuido en la Ley sobre Política Pública Ambiental, Ley Núm. 416-2004, según enmendada, 12 LPRA §§ 8001-8007f (2014) (en adelante, LPPA). Esta ley obliga a todos los órganos gubernamentales a “interpretar, aplicar y administrar todas las leyes y cuerpos reglamentarios vigentes y los que en lo futuro se aprueben en estricta conformidad con la política pública” enunciada. 12 LPRA § 8001a (2014). Además, la Ley tiene los

siguientes propósitos: (1) establecer una política pública que estimule una deseable y conveniente armonía entre el hombre y su medio ambiente; (2) fomentar los esfuerzos que impedirían o eliminarían daños al ambiente y la biosfera y estimular la salud y el bienestar del hombre; y (3) enriquecer la comprensión de los sistemas ecológicos y fuentes naturales importantes para Puerto Rico. 12 LPRA § 8001 (2014) (citado en anotaciones).

La declaración de política pública enunciada en la LPPA impone a las agencias e instrumentalidades públicas el deber de tomar en consideración los efectos de las decisiones gubernamentales sobre el medioambiente:

A. El Estado Libre Asociado de Puerto Rico, en pleno reconocimiento del profundo impacto de la actividad del hombre en las interrelaciones de todos los componentes del medio ambiente natural, especialmente las profundas influencias del crecimiento poblacional, la alta densidad de la urbanización, **la expansión industrial**, recursos de explotación y los nuevos y difundidos adelantos tecnológicos y reconociendo, además, la importancia crítica de restaurar y mantener la calidad medio ambiental para el total bienestar y desarrollo del hombre, **declara que es política continua del Gobierno del Estado Libre Asociado**, incluyendo sus municipios, en cooperación con las organizaciones públicas y privadas interesadas, **el utilizar todos los medios y medidas prácticas, incluyendo ayuda técnica y financiera**, con el propósito de alentar y promover el bienestar general y **asegurar que los sistemas naturales estén saludables** y tengan la capacidad de sostener la vida en todas sus formas, así como la actividad social y económica, en el marco de una cultura de sustentabilidad, para crear y mantener las condiciones bajo las cuales el hombre y la naturaleza puedan existir en armonía productiva y cumplir con las necesidades sociales y económicas y cualesquiera otras que puedan surgir con las presentes y futuras generaciones de puertorriqueños.

B. El Estado Libre Asociado reconoce que toda persona tiene derecho y deberá gozar de un medio ambiente saludable y que toda persona tiene la responsabilidad de contribuir a la conservación y mejoramiento del medio ambiente. Asimismo, toda persona responsable por la contaminación de nuestros suelos, aguas y atmósfera tiene la obligación de responder por los costos de la descontaminación o restauración y, cuando procediere, compensar al pueblo de Puerto Rico por los daños causados.

12 LPRA § 8001 (2014) (énfasis suplido). Así también, en su Artículo 4, la LPPA indica lo siguiente:

A. Para llevar a cabo la política que se establece en el Artículo 3 de esta Ley, es **responsabilidad continua del Estado Libre Asociado utilizar todos los medios prácticos, en armonía con otras consideraciones esenciales de la política pública,**

**para mejorar y coordinar los planes, funciones, programas y recursos del Estado Libre Asociado con el fin de que Puerto Rico pueda:**

1. cumplir con las responsabilidades de cada generación como custodio del medio ambiente para beneficio de las generaciones subsiguientes;
2. asegurar para todos los puertorriqueños paisajes seguros, saludables, productivos y estéticos y culturalmente placenteros;
3. lograr el más amplio disfrute de los usos beneficiosos del medio ambiente sin degradación, riesgo a la salud de o seguridad u otras consecuencias indeseables;
4. preservar los importantes aspectos históricos, culturales y naturales de nuestro patrimonio y mantener, donde sea posible, un medio ambiente que ofrezca diversidad y variedad a la selección individual;
5. lograr un balance entre la población y el uso de los recursos que permita altos niveles de vida y una amplia participación de las amenidades de la vida; y,
6. mejorar la calidad de los recursos renovables y velar por el uso juicioso de aquellos recursos que sufran agotamiento.

12 LPRA § 8001a (2014) (énfasis suplido). El Tribunal Supremo ha expresado que la LPPA constituye el primer y principal esquema estatutario adoptado en Puerto Rico para atender de modo integral los asuntos concretos que se plantean en el País en relación con la administración del medio ambiente. Misión Industrial de PR v. JCA, 145 DPR 908 (1998); Municipio de Loíza v. Sucn. Marcial Suárez, 154 DPR 333 (2001).

El Artículo 4(B) (3) de la LPPA requiere que toda agencia proponente, analice las “alternativas a la legislación propuesta, o a la acción o decisión gubernamental en cuestión”. 12 LPRA § 8001a (b) (3) (c) (2014). Por su parte, el inciso (E), sub-inciso (32) de la Regla 112 del Reglamento de evaluación y trámite de documentos ambientales, Reglamento Núm. 7948 del 30 de noviembre de 2010 (Junta de Calidad Ambiental), impone similar obligación:

Deberá presentarse, a manera de comparación, el impacto ambiental de la acción propuesta y de las alternativas razonables consideradas. Además se deberá:

- a. dar consideración sustancial a cada alternativa que fuera evaluada, incluyendo la acción propuesta, de manera que las personas que utilicen la DIA (Declaración de Impacto Ambiental) puedan evaluar los méritos de ésta y las razones que favorecieron su selección;
- b. discutir de manera sustancial la alternativa de no llevar a cabo la acción

propuesta;

c. identificar la alternativa seleccionada;

d. discutir de manera sustancial las medidas de mitigación que fueran necesarios [sic] implementar como parte de la alternativa seleccionada.

Este proceso ha sido catalogado por el Tribunal Supremo como uno “**absolutamente necesario**”. Véase Mun. de San Juan v. JCA, 152 DPR 673, 738 (2000) (citando a Natural Resources Defense Council v. Callaway, 524 F.2d 79, 92 (2do Cir. 1975)). Véase también Frente Loiceños Unidos v. JCA, KLRA 2000-00105 (Sentencia del 30 de abril de 2002).

Sobre este particular, el Tribunal Supremo ha dispuesto que “no se pretende que la agencia proponente examine todo tipo de proyecto alternativo que pueda concebirse. **Lo esencial es que quede demostrado que el curso de acción propuesto es, en balance, el de menor impacto ambiental a la luz de todos los factores legítimos que son pertinentes**”. Misión Industrial v. JCA, 145 DPR 908, 925 (1998) (énfasis suplido); véase también Dávila v. Junta de Planificación, KLRA 2004-00802 (Sentencia del 30 de junio de 2005).

Según el Tribunal Supremo, “[e]l criterio para determinar cuáles alternativas deben ser discutidas y con cuánta profundidad es el de razonabilidad”. Mun. de San Juan, 152 DPR en la pág. 738. Así, pues, “aunque no es necesario discutir toda alternativa imaginable. *Id.*; véase también Dávila v. Junta de Planificación, KLRA 2004-00802 (Sentencia del 30 de junio de 2005); Frente Loiceños Unidos v. JCA, KLRA 2000-00105 (Sentencia del 30 de abril de 2002). De esta manera lo que se busca es que “las personas que utilicen la DIA puedan evaluar y comparar los méritos de cada alternativa”. Mun. de San Juan, 152 DPR en la pág. 738.

A la Junta de Calidad Ambiental (JCA), instrumentalidad pública cuya ley orgánica es la LPPA, se delegó la fiscalización del cumplimiento del mencionado estatuto. García Oyola v. JCA, 142 DPR 532 (1997). Según el Tribunal Supremo “[l]a función de la JCA se extiende a velar por el

fiel cumplimiento de la política pública y requisitos procesales y sustantivos contenidos en la ley y los reglamentos aprobados a su amparo”. *Id.* en la pág. 536.

Por su parte, el Artículo 4(B) lee de la siguiente manera:

Todos los departamentos, agencias, municipios, corporaciones e instrumentalidades públicas del Estado Libre Asociado de Puerto Rico y sus subdivisiones políticas deberán, **al máximo grado posible, interpretar, aplicar y administrar todas las leyes y cuerpos reglamentarios vigentes y los que en lo futuro se aprueben en estricta conformidad con la política pública enunciada en el Artículo 3 de esta Ley.** Asimismo, se ordena a los departamentos, agencias, municipios, corporaciones e instrumentalidades públicas del Estado Libre Asociado de Puerto Rico y sus subdivisiones políticas que en la implantación de la política pública de esta Ley, cumplan con las siguientes normas:

1. Utilizar un enfoque sistemático interdisciplinario que asegurará el uso integrado de las ciencias naturales y sociales y del arte de embellecimiento natural artístico al hacer planes y **tomar decisiones que puedan tener un impacto en el medio ambiente del hombre.**
2. Identificar y desarrollar métodos y procedimientos, en consulta y coordinación con la Junta de Calidad Ambiental establecida bajo el Título 11 de esta Ley, que aseguren no sólo la consideración de factores económicos y técnicos, sino igualmente aquellos factores referentes a los valores y amenidades establecidos, aún cuando no estén medidos y la evaluados económicamente.
3. Incluir en toda recomendación o informe sobre una propuesta de legislación y emitir, antes de efectuar cualquier acción o promulgar cualquier decisión gubernamental que afecte significativamente la calidad del medio ambiente, una declaración escrita y detallada sobre:
  - a) el impacto ambiental de la legislación propuesta, de la acción a efectuarse o de la decisión a promulgarse;
  - b) cualesquiera efectos adversos al medio ambiente que no podrán evitarse si se aprobase y aplicase la propuesta legislación, si se efectuase la acción o promulgase la decisión gubernamental de que se trate.
  - c) alternativas a la legislación propuesta, o a la acción o decisión la gubernamental en cuestión;
  - d) la relación entre usos locales a corto plazo del medio ambiente y la conservación y mejoramiento de la productividad a largo plazo; y,
  - e) cualquier compromiso irrevocable o irreparable de los recursos naturales que estarían envueltos en la legislación propuesta, si la misma se implementase; en la acción gubernamental, si se efectuase; o en la decisión, si se promulgase.

12 LPRA § 8001a (énfasis suplido). Este Artículo de la LPPA ha sido objeto de extensa jurisprudencia del Tribunal Supremo de Puerto Rico de la cual surge que el mismo: (a) es

obligatorio, y (b) que cualquier decisión o acción gubernamental tomada o implementada en violación a dicho artículo **carece** de validez y efectividad legal.

A su vez, el Artículo 4(B) (5) de la LPPA impone también el deber a todas las instrumentalidades del Gobierno de Puerto Rico de:

Aplicar el **principio de la prevención**, reconociendo que cuando y donde hayan amenazas de daños graves o irreversibles, no se debe utilizar la falta de una completa certeza científica como razón para posponer medidas costo-efectivas para prevenir la degradación ambiental. Esto debe hacerse tomando en consideración las siguientes premisas: (1) las personas, naturales y jurídicas, tienen la obligación de tomar acciones anticipadas para prevenir daños o peligros; (2) el peso de la prueba sobre la ausencia de peligros que pueda causar una nueva tecnología, proceso, actividad o sustancia química recae en el proponente de la misma, no en la ciudadanía; (3) antes de utilizar una nueva tecnología, proceso o sustancia química, o de comenzar una nueva actividad, las personas tienen la obligación de evaluar una amplia gama de alternativas, incluyendo la alternativa de no hacer nada; y (4) **las decisiones en las que se aplique este principio deben ser públicas, informadas y democráticas, y deben incluir a las partes afectadas.** (Énfasis suplido).

*Id.*

El Reglamento 6510 establece que el propósito de la preparación y evaluación de los documentos ambientales es posibilitar que se analice “toda la información necesaria para asegurar que se tomen en cuenta los factores ambientales en todas y cada una de las decisiones que pudieran en una u otra forma, afectar el ambiente”. Regla 202, Reglamento 6510. Exige, además, que se utilicen “todos los medios y medidas prácticas para alentar y promover el bienestar general y para crear y mantener las condiciones bajo las que él [ser humano] y la naturaleza puedan existir en armonía productiva”. *Id.*

Conforme a dicho propósito, se requiere la preparación de un documento ambiental para “[l]a toma de decisiones por parte de una Agencia Proponente mediante la cual se proponga realizar una acción o actividad que pueda ocasionar algún impacto sobre el ambiente”. Regla 203, Reglamento 6510 (definición “acción”). Dicho documento ambiental debe ser un escrito detallado que incluya “un análisis, evaluación y discusión de los posibles impactos ambientales

asociados a dicha acción”. *Id.* (definición “documento ambiental”) Además, debe crear un marco de referencia que permita la toma de decisiones informadas y que posibilite “el imprescindible análisis del ambiente que deben tener en cuenta los encargados de tomar las decisiones gubernamentales”. Regla 202, Reglamento 6510.

En el proceso de analizar los posibles efectos de la acción propuesta en el ambiente, el Reglamento 6510 requiere que se presente un documento de **Evaluación Ambiental (EA)**, cuyo propósito es determinar si la acción propuesta tendrá un posible impacto ambiental significativo.

A tales efectos, una EA debe considerar el impacto ambiental de la acción, es decir “[l]os efectos directos, indirectos y/o acumulativos de una acción propuesta sobre el ambiente”. Regla 203, Reglamento 6510. Si la acción propuesta conlleva un impacto ambiental significativo, la JCA requerirá a la agencia proponente la preparación de una **Declaración de Impacto Ambiental (DIA)** para cumplir con el artículo 4(B)3 de la LPPA. Conviene destacar aquí las definiciones de DIA, documento ambiental y la EA, según dispuestas en la Regla 203 del Reglamento 6510:

#### **DECLARACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (DIA)**

Documento ambiental presentado por una agencia proponente para cumplir con los requisitos del Artículo 4-C de la Ley Sobre Política Pública Ambiental [actual Artículo 4(b)(3) de la Ley Sobre Política Pública Ambiental, Ley Núm. 416 de 22 de septiembre de 2004], cuando se ha determinado que la acción propuesta conllevará un impacto significativo sobre el ambiente.

#### **DOCUMENTO AMBIENTAL**

Un escrito detallado sobre cualquier acción que incluye un análisis, evaluación y discusión de los posibles impactos ambientales asociados a dicha acción. Para efectos de este Reglamento, el término aplica solamente a una Declaración de Impacto Ambiental o una Evaluación Ambiental, según los requisitos de los Capítulos 4 y 5, respectivamente.

#### **EVALUACIÓN AMBIENTAL (EA)**

Documento Ambiental presentado por una agencia proponente para que la Junta de Calidad Ambiental determine si la acción propuesta tendrá o no un posible impacto ambiental significativo.

*Id.* Consecuentemente, el Reglamento de documentos ambientales reconoce como documentos ambientales la EA y la DIA. Respecto al propósito de estos documentos, dicho Reglamento dispone que son **“instrumentos de planificación que preparan las agencias como parte de su proceso de toma de decisiones sobre las distintas acciones bajo su consideración”**. Regla 202(b), Reglamento 6510. Como instrumento de planificación, el Tribunal Supremo ha determinado que el documento ambiental debe presentarse en las etapas más tempranas del proceso decisonal, pues:

el proceso de preparar y aprobar una declaración de impacto ambiental es, en esencia, sólo un **instrumento para asegurar que la conservación y el uso racional de los recursos naturales han de tenerse propiamente en cuenta al momento de hacer planes y tomar las primeras decisiones gubernamentales** sobre una propuesta que pueda tener un impacto en el medio ambiente.

Misión Industrial v. JCA, 145 DPR 908, 925 (1998).

El cumplimiento con la política pública ambiental exige de la agencia proponente un rol determinante. Esta agencia, según se define, es la **“instrumentalidad del [ELA] que se propone llevar a cabo cualquier acción para la que se requiere un documento ambiental o que asume la responsabilidad de cumplir con lo requerido en el Artículo 4 de la [LPPA]”**. Regla 203, Reglamento 6510 (definición **“agencia proponente**). Luego de completar el proceso de evaluación del documento ambiental, es la agencia proponente, no la JCA, la que determina si la acción propuesta, junto con las modificaciones que resulten de la evaluación, se va a llevar a cabo. Por supuesto, esa decisión estará sujeta a que la JCA determine que el documento cumple con los requisitos que disponen la LPPA y el Reglamento 6510. En el caso nuestro la AEE se constituyó en agencia proponente al proponer el PIR.

En términos de las actividades que requieren la preparación de una DIA, el Tribunal Supremo ha interpretado que la frase **“cualquier acción”**, para los efectos de la LPPA denota la intención de incluir **“una amplia gama de actividades que puedan causar impacto sobre el**

**medio ambiente**, entre ellas, "actividades de expedir licencias, concesiones o permisos".

Federación de Pescadores de Playa Picúa v. JP, supra; Municipio de San Juan v. JCA, supra.

Además, el Tribunal Supremo ha establecido lo siguiente:

Según el Reglamento, el efecto sustancial de una acción sobre uno o varios elementos del ambiente, tales como un recurso natural, la calidad de vida, la salud pública y los recursos renovables o no renovables, que pueda sacrificar los usos beneficiosos del ambiente a largo plazo a favor de los usos a corto plazo, cae bajo la definición de lo que es un "**impacto ambiental significativo**" a los fines de requerir la elaboración de una declaración de impacto ambiental.

Municipio de Loíza, 154 DPR en la pág. 363 (énfasis suplido).

En la DIA se detallarán y analizarán todas las consecuencias ambientales significativas que podrían resultar de la acción de que se trate. El objetivo que persigue la preparación de una DIA es dual. Primeramente, tiene el propósito de acreditar que la agencia proponente ha estudiado, minuciosamente, las consecuencias ambientales significativas del proyecto o acción en cuestión. Es decir, aquellos efectos previsibles, no los impactos que pudieran catalogarse como "remotos, triviales o especulativos". Misión Industrial, 145 DPR en la pág. 924. Segundo, que las partes concernidas están informadas de dichas consecuencias ambientales. *Id.* en la pág. 923; véase también PCME v. JCA, 166 DPR 599 (2005).

El Tribunal Supremo ha tenido la oportunidad de expresarse en cuanto a la obligación que impone la LPPA. En Salas Soler v. Secretario de Agricultura, 102 DPR 716 (1974), se **dejó sin efecto** el Reglamento para regir la venta, distribución y aplicación comercial de venenos comerciales hasta tanto el Secretario de Agricultura sometiera ante la JCA el documento ambiental requerido por la LPPA y se cumpliera con todas las disposiciones de dicha ley; esto, pues antes de promulgar un reglamento que tenía el potencial de afectar significativamente el ambiente, tenía que cumplir con el antiguo Art. 4(c) (ahora Art. 4(B)(3)) de la LPPA.

En el caso de Asociación de Residentes de Piñones v. JCA, 142 DPR 434 (1999) (voto particular de conformidad emitido por el Juez Asociado Hernández Denton) (caso resuelto mediante Resolución) el Tribunal Supremo emitió un *mandamus* exigiéndole a la JP que cumpliera con su deber ministerial de preparar una DIA.

Igualmente, varios casos del Tribunal Supremo **han invalidado** actuaciones de la JP por no haber cumplido con el requisito de haberse preparado el documento ambiental necesario. Por ejemplo, en el caso de Federación de Playa Picúa, Inc. v. Junta de Planificación, 148 DPR 406 (1999), la Federación de Pescadores impugnó la aprobación de un Reglamento especial para el sector Punta Picúa por no haberse preparado la DIA. Por su parte, la JP alegó que el proceso ambiental al adoptar un reglamento era responsabilidad de la agencia proponente y que la JCA no tenía facultad para decidir sobre la deseabilidad de un reglamento adoptado cuyo propósito era precisamente establecer un balance entre los recursos naturales y el desarrollo económico. También alegó la JP que se había aprobado el Reglamento conforme las disposiciones de la Ley Núm. 121 del 1 de noviembre de 1994, la cual establecía una “nueva” política pública ambiental para el Sector de Playa Las Picúas. El Tribunal Supremo declaró nulo el Reglamento aprobado, al establecer que la JP tenía el deber de preparar una DIA, e indicó que: “[e]l responsable de acatar el mandato vertido en el Art. 4 (c) no es sólo la Junta de Calidad Ambiental; este mandato trasciende estos límites y adquiere tangencia en todas las agencias del ELA y, por disposición expresa, a toda legislación”. *Id.* También indicó:

**El mero hecho de que la Junta de Planificación sea la agencia encargada de velar por el desarrollo integral de Puerto Rico no es justificación para que haga caso omiso del requisito de las DIA's. Más aún, el hecho de que la Junta sea la encargada de tan importante encomienda no la sitúa en un lugar más alto o prominente dentro del complejo mundo administrativo.**

*Id.*

La Regla 251 del Reglamento 6510 establece que una DIA debe **“prepararse lo antes posible dentro del proceso decisional y previo a establecer cualquier compromiso de naturaleza irrevocable de los recursos o del ambiente”**, y que “[e]l proceso de presentación, análisis y trámite de los documentos ambientales dispuesto en este reglamento **deben concluirse previo al inicio del proyecto o acción gubernamental propuesta**” (énfasis suplido). Dicha Regla es, a su vez, similar a la Sección 1502.5 del Reglamento aplicable del Council on Environmental Quality, implementando el homólogo federal a la LPPA, el National Environmental Policy Act (NEPA):

An agency shall commence preparation of an environmental impact statement as close as possible to the time the agency is developing or is presented with a proposal so that preparation can be completed in time for the final statement to be included in any recommendation or report on the proposal. The statement shall be prepared early enough so that it can serve practically as an important contribution to the decisionmaking process and will not be used to rationalize or justify decisions already made.

40 CFR § 1502.5 (2010). Varios circuitos apelativos federales se han expresado sobre el requisito de temporalidad del trámite de evaluación ambiental antes aludido. Así, por ejemplo, en National Wildlife Federation v. Appalachian Regional Commission, 677 F.2d 883 (Cir. D.C. 1981), el Tribunal expresó que “una agencia no puede retrasar la preparación de una DIA programática a tal nivel que el documento no tenga ninguna utilidad en el proceso decisional. Ello sería una evasión irrazonable e ilegal de NEPA”. *Id.* en la pág. 890 n.35 (traducción suplida) (“[A]n agency may not so delay the preparation of a programmatic EIS that the document could no longer have any useful decisionmaking function. This would be an unreasonable, hence unlawful, evasion of NEPA.”). Véase también Susquehanna Valley Alliance v. Three Mile Island Nuclear Reactor, 619 F.2d 231, 241 (3er Cir. 1980) (las agencias no tienen discreción irrestricta para determinar en qué momento debe comenzarse a preparar una DIA). De igual manera, en Metcalf v. Daley, 214 F.3d 1135 (9no Cir. 2000), el Tribunal aclaró que la frase “early enough”,

incluida en la citada Sección 1502.5 del Reglamento federal, significa “at the earliest possible time to insure that planning and decisions reflect environmental values.” *Id.* en la pág. 1142. El Tribunal Supremo de Estados Unidos ha avalado esta última interpretación. Andrus v. Sierra Club, 442 U.S. 347, 351 (1979).

De conformidad con lo anterior, surge de manera clara el hecho de que, siendo la DIA un documento de planificación que sirve para informar a las entidades gubernamentales proponentes sobre las consecuencias ambientales de sus acciones propuestas, el proceso de evaluación debe realizarse antes de que se comprometa el proceso decisorial en torno a la referida acción. Es por ello que la Regla 213 del Reglamento 6510 establece y prohíbe a toda agencia o entidad proponente “caus[ar] o tom[ar] acción alguna que tenga o pueda tener impacto ambiental significativo sin antes dar cumplimiento con las disposiciones [del] Reglamento”. Véase también Regla 243(C) del Reglamento 6510 (“La agencia proponente no tomará acción alguna respecto a la acción propuesta sin antes haber concluido el proceso de análisis de la EA radicada en la Junta de Calidad Ambiental y el proceso de Determinación de Impacto Ambiental”). Ello, por supuesto, se debe a que, si el propósito es que el Estado tome en consideración las consecuencias ambientales de sus actos, sería inefectivo permitir que dicha evaluación se realice después de tomada la decisión final para realizar determinada acción o, peor aún, después de realizada la acción.

3. La Ley 57-2014, según enmendada, conocida como Ley de Transformación y ALIVIO Energético requiere un proceso de regulación que promueva y proteja el interés público. Una de las funciones principales de la Comisión es la de fomentar la introducción de fuentes de energía renovable, incluyendo a escala de utilidad y de generación distribuida (en adelante, GD) en residencias, comercios, industrias, facilidades del gobierno, entre otras.

4. El procedimiento específico del PIR se rige por el Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Reglamento Núm. 8594), el Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones (Reglamento Núm. 8543) de la Honorable Comisión y la Ley de Procedimientos Administrativos Uniforme, Ley Núm. 170 del 12 de agosto de 1988 (LPAU).

El Reglamento del PIR describe al mismo como, “un proceso de planificación detallado” que:

considerara todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios de energía eléctrica durante un término de planificación de veinte (20) años, tomando en cuenta la producción y la demanda de los recursos de energía eléctrica. En términos generales, el PIR incluirá una evaluación del ambiente de planificación, un estudio cuidadoso y detallado de una gama de pronósticos de carga futuros, los recursos de generación al presente, los recursos de demanda al presente, las inversiones actuales en tecnología de conservación eléctrica, las instalaciones de transmisión y distribución existentes, y los pronósticos y análisis de escenarios pertinentes que apoyen el plan de recursos seleccionado por la AEE. Contendrá, además, una propuesta del Plan de Acción para la implementación del plan de recursos seleccionado. Sección 1.03.

Conforme el Reglamento Núm. 8594, el PIR deberá considerar los costos ambientales potenciales asociados con la operación del sistema eléctrico durante el periodo de planificación. Sección 2.03 (B) (11) (xvi). Los pronósticos a ser incluidos en el PIR deberán incluir elementos exógenos fuera del control de la Autoridad que incluyan, pero no se limiten a la reglamentación ambiental. Sección 2.04 (B) (1) (a) (ii). El PIR deberá contar con un análisis de sensibilidad que incluya la reglamentación ambiental, la generación por parte de los clientes, los costos o las restricciones ambientales, entre otros asuntos, Sección 2.04 (B) (3). En la selección del plan de recursos preferido, la AEE deberá escoger uno que considere los impactos ambientales con “una discusión detallada de cada uno de los factores” y “documentar por completo todos los criterios que utilizó para seleccionar el Plan de Recursos Preferido y justificar el razonamiento para haber seleccionado un plan de mayor costo.” Sección 2.04 (B) (5). Las Secciones 3.03 y 3.04 del

Reglamento Núm. 8594 facultan a la Honorable Comisión a aprobar, desaprobar o desaprobar con requerimientos al PIR propuesto.

5. El PIR preparado por Siemens Industry, Inc.-Siemens Power Technologies International (en adelante, el PIR de Siemens para distinguirlo del PIR preparado por la compañía Leidos) para la AEE no cumple con múltiples incisos del Reglamento Núm. 8594 entre ellos el requisito de que se presente “una descripción de planificación y reglamentación significativos que afectan el medioambiente en el cual opera, así como el modo en que estos factores impactan el sistema de la AEE.” Sección 2.03 (B) (1). La información suministrada en el PIR de Siemens no cumple con el requisito de describir todos los recursos de suministro existentes y la discusión detallada de las transacciones de compraventa de energía de otras entidades o al por mayor ya que según se discute más adelante no obra en el expediente información sobre el status preciso de los acuerdos de compra de energía renovable. Sección 2.03 (B) (5). De suma importancia es la descripción de la condición de los recursos de suministro existentes y expectativa de vida útil requerido en la Sección 2.03 (B) (6) (h) e (i) que no se provee en el PIR de Siemens y que como indicamos anteriormente en este escrito la AEE ha rehusado brindar información y documentos sobre modificaciones que incidan sobre los valores de carga estables para sus unidades. El PIR de Siemens carece de información sobre costos de capital y operacionales proyectados para el cumplimiento con los requisitos legales y reglamentarios, los propuestos y los que razonablemente se puedan prever, incluyendo la reglamentación ambiental según requerido en la Sección 2.01 (B) (6) (o), particularmente con relación al proyecto Aguirre Offshore GasPort y los acuerdos de compra de energía de los proyectos de energía renovable. Falta información en el PIR de Siemens sobre los costos ambientales potenciales asociados con las nuevas opciones de suministro conforme lo requiere la Sección 2.03 (B) (11) (xvi), particularmente con relación al recurso agua. El PIR de Siemens es completamente

deficiente en cuanto a identificación de nuevos recursos de demanda, de la amplia gama de nuevos programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda detallada y exhaustiva que invoca la Sección 2.03 (B) (13). De hecho, múltiples jurisdicciones han comprobado que la eficiencia energética y respuesta a la demanda son sus recursos más económicos como se discute más adelante. Lejos de proveer estimados del costo de paquetes de recursos de demanda para alcanzar al menos un dos por ciento de ahorro incremental anual por eficiencia energética según requiere en la Sección 2.03 (B) (13) (g), el PIR de Siemens posterga y relega este requisito. No se desprende que el PIR de Siemens haya cumplido con realizar un análisis de sensibilidad de la reglamentación ambiental y los costos o las restricciones ambientales más allá de algunas disposiciones sobre calidad de aire. Sección 2.04 (3) (ii), (vi). La selección del plan de recursos requerido carece de una discusión de los impactos ambientales del mismo. Sección 2.04 (5) (b) (c). Para cumplir con el mandato ambiental de rango constitucional, se deberá preparar una declaración de impacto ambiental para el plan de recursos preferido.

#### **IV. Discusión**

##### **1. Proceso Parte A-Versiones del PIR**

La AEE comisionó la preparación de varias versiones de planes integrados de recursos y estudios con relación a las opciones de escenarios futuros y portafolios para el sistema eléctrico de Puerto Rico. La AEE ha sometido algunos de estos estudios a la Honorable Comisión y otros como el estudio Galway Energy Advisors sobre opciones para suministrar gas natural a las plantas del norte no han sido facilitados por la AEE. El informe final del Plan Integrado de Recursos de Primera Fase preparado por Leidos con fecha de noviembre 2014 (en adelante, el PIR de Leidos) fue sometido por la AEE a la Honorable Comisión en diciembre 2015. En la sección de recomendaciones del mismo se

propone obtener aprobación o consentimiento de la Agencia de Protección Ambiental federal (en adelante, EPA) para continuar quemando petróleo número 6 en las unidades de Palo Seco 3 y 4 hasta al menos final del 2018, reducir “las cargas de GD y RPS (estándar de portafolio renovable) legislado sobre AEE” y asegurar la operación comercial de la incineradora de desperdicios de Energy Answers. Pág. 6-2. De hecho, el PIR de Leidos incorporó un RPS reducido de 67% de la meta legal, parte de la cual sería suministrada por la propuesta incineradora de Energy Answers aunque al final se vislumbraba que dicha planta no se construiría. Págs. 3-2, 3-5. En el PIR de Leidos se vislumbraba expansiones al sistema de transmisión desde el sur hasta el norte debido a la presunción de que no habría disponibilidad de gas natural a las plantas del norte y si a las del sur. Se reconoce que para obtener los permisos de AOGP tendrían que limitar su capacidad de operación a 35% y 55% en las unidades de ciclo combinado y de vapor respectivamente. Pág. 3-2. En el PIR de Leidos se asumió que la planta de AES permanecería en operación durante el término del PIR por alegadamente ser la energía de menor costo en Puerto Rico. El PIR de Leidos reconoce que las unidades Clase H probablemente excederían los dos millones de galones de agua por día para el proceso de enfriamiento y recomienda el uso de torres de enfriamiento de agua. Pag.5-13. El PIR de Leidos al igual que el PIR de Siemens no contiene consideración alguna del uso de agua de proceso de ninguna de las plantas de la AEE. Esta es una consideración de suma importancia debido a la crisis de abastos de agua que enfrenta Puerto Rico y en particular que el Complejo Generatriz Aguirre extrae agua subterránea de la celda de Salinas del Acuífero del Sur que se encuentra en condición crítica y en peligro inminente de intrusión salina debido a la recarga insuficiente y extracciones excesivas particularmente por el Complejo Generatriz Aguirre. Véase Torres-

González, Sigfredo, and Rodríguez, J.M., 2016, Hydrologic conditions in the South Coast aquifer, Puerto Rico, 2010–15: U.S. Geological Survey Open-File Report 2015–1215, 32 p., <http://dx.doi.org/10.3133/ofr20151215>.

La AEE ha sometido dos versiones del PIR de Siemens y tres versiones del PIR Suplementado de Siemens, el de 1 de abril de 2016 fue notificado a los interventores el 5 de abril de 2016, el día antes de la conferencia técnica.

## **2. Pronóstico de Carga y Manejo de la Demanda-Eficiencia Energética, Respuesta a la Demanda**

Conforme se detalla con mayor precisión en el informe de IEEFA que se aneja al presente escrito, el pronóstico de carga en el PIR de Siemens no contiene un estimado realista de lo que sería la generación necesaria que sea consistente con la decreciente demanda que se ha experimentado en Puerto Rico en la pasada década. De igual manera, el informe IEEFA demuestra como el PIR de Siemens aplica erróneamente la herramienta de manejo de la demanda para lograr eficiencia energética como respuesta a incentivos que la AEE podría implantar.

## **3. Energía Renovable-Contratos de Compraventa de Energía y Generación Distribuida**

Los estudios del Instituto Tropical de Energía, Ambiente, y Sociedad (ITEAS) de la Universidad de Puerto Rico en Mayagüez (UPRM) establecen que el uso del 65% de los techos de estructuras residenciales construidas en Puerto Rico podría generar toda la energía consumida en Puerto Rico en 2009 cuando el consumo era mayor que el actual y 10% de los techos residenciales podrían cubrir 20% de la demanda energética a esa fecha. Véase [http://www.uprm.edu/aret/docs/Ch\\_1\\_Summary.pdf](http://www.uprm.edu/aret/docs/Ch_1_Summary.pdf), págs. 1-13 al 1-14. El recurso techo es especialmente recomendado para sistemas fotovoltaicos en Puerto Rico debido a las limitaciones

en la extensión geográfica y para también lograr mayor eficiencia en la distribución de energía.

La parte interventora entiende que la instalación de sistemas fotovoltaicos en los techos o predios de estructuras gubernamentales tal como las de la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados (en adelante, AAA) que es el cliente principal con mayor morosidad en el pago a la AEE y otras agencias del gobierno permitiría que la AEE reduzca las emisiones contaminantes sin necesariamente reducir ingresos, logrando así el desvinculamiento (decoupling) de la generación e ingresos. También se deberá considerar la ubicación de fincas solares en áreas de terreno previamente contaminados. El National Renewable Energy Laboratory (en adelante, NREL), agencia adscrita al gobierno federal ha establecido que la generación de energía renovable a base de instalaciones fotovoltaicas en los vertederos cerrados es viable en Puerto Rico debido a la relativa escasez de terrenos. Véase <http://www.osti.gov/bridge>. En varias jurisdicciones de los Estados Unidos se están promoviendo políticas de comunidades solares y respuesta a la demanda para lograr eficiencia energética. [www.solaramericacommunities.energy.gov](http://www.solaramericacommunities.energy.gov), A Guide to Community Solar, pag. 22;

[file:///C:/Users/Ruth%20Santiago/Downloads/2016\\_04\\_11\\_integrating\\_dr\\_guide\\_web%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Ruth%20Santiago/Downloads/2016_04_11_integrating_dr_guide_web%20(1).pdf) y <file:///C:/Users/Ruth%20Santiago/Downloads/%7BB1C7035C-B447-459A-8957-20BF3BDB6D0F%7D.pdf>. Muchos peritos aseveran que la tecnología de almacenamiento lo cambia todo con relación a generación distribuida (en adelante, GD) en techos residenciales. En California ya se está probando tecnología de almacenamiento de energía renovable a escala GW al igual que muchas otras demostraciones y pruebas. En un estudio de baterías Tesla se estima el costo en US\$125/kWh y esto está proyectado a llegar a US\$93/kWh en 2025. Véase <https://www.snl.com/InteractiveX/article.aspx?ID=35895928&KPLT=4;>

[www.ubs.com](http://www.ubs.com) investment research, [www.energystorage.org](http://www.energystorage.org), Equity Research, Goldman Sachs, October 2015, The Great Battery Race. Si AEE no incorpora en su PIR una penetración a gran escala de esta tecnología en los próximos cinco años van a subestimar y no estar listos para su integración en el sistema eléctrico de Puerto Rico.

La AEE deberá incorporar e implantar programas de eficiencia energética y manejo de la demanda que han dado resultados muy favorables en otras jurisdicciones. Véase

[http://www.nwcouncil.org/media/7149940/7thplanfinal\\_allchapters.pdf](http://www.nwcouncil.org/media/7149940/7thplanfinal_allchapters.pdf).

En un término corto de tiempo, la Islas Vírgenes Estadounidenses ha logrado un crecimiento impresionante en generación de energía eléctrica basada en fuentes renovables con alrededor de 20% de su generación eléctrica en este año que coincide con la meta que AEE alega no podrá alcanzar en 20 años sin un “curtailment” significativo. Con relación a esta transformación indican:

One of the greatest hurdles to energy transformation is the instinct to “go with what we know.” Consumers buy based on habit, cultural norms, and old ways of thinking. Utilities make decisions based on their existing knowledge of “tried and true” technologies. Legislators create policies based on political expedience and party-line thinking. Financiers make investments based on traditional methods of risk assessment and analysis.

To evolve beyond the status quo, consumers will need to expand their knowledge of clean energy technologies and make informed, sustainable choices. Utilities will need to open the door to new ways of doing business. Governments will need to shift their focus from politics to the public interest. Investors will need to take advantage of incentives and take a long-term view when weighing the risks and returns of energy projects.

Most importantly, people will need to understand the criticality of energy security, embrace the concept of sustainability, and actively support clean energy goals. Energy transformation involves a revolutionary shift in how entire communities think about and use energy.

Islands’ inherent vulnerability to the consequences of inaction on the energy front places them in a unique position to lead by example. Each milestone they reach is an opportunity to showcase the technical and economic viability of clean energy technologies—and influence change on a global scale.

Through the EDIN (Energy Development in Island Nations) project, the USVI has taken a bold step to increase its energy security and strengthen its economy. In so doing, it has also seized an opportunity to lead, charting a course for other islands to follow as they journey

toward energy transformation. [edinenergy.org/usvi.html](http://edinenergy.org/usvi.html), pag. 14. Véase además, <http://www.eere.energy.gov/islandsplaybook/pdfs/islands-playbook.pdf>

La Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico (Ley N° 82 de 19 de julio de 2010), requiere que los por cientos de energía renovable sostenible a ser producida en Puerto Rico serán doce por ciento (12%) de producción de energía renovable para el 2015 y quince por ciento (15%) de producción de energía renovable para el 2020 (en adelante, el RPS). El borrador del Plan Integral de Desarrollo Estratégico Sostenible de Puerto Rico (PIDESPR) específicamente provee para el desarrollo e implantación de proyectos de energía basados en fuentes renovables. Véase PIDESPR, página 27, <http://www.jp.gobierno.pr/puertoricoengrande/PIDESPR/tabid/57/Default.aspx> De igual manera, el PIDESPR establece que la misión con relación a asuntos de energía es lograr independizar a Puerto Rico de los combustibles fósiles. Véase PIDESPR, página 34. Reiteradamente, en el PIR de Siemens se hace alusión a cumplimiento con los Estándares de Mercurio y Tóxicos Atmosféricos (en adelante, MATS) promulgados por EPA como justificación para el plan de recursos preferido por la AEE/Siemens. Sin embargo, se omite indicar que el manejo de la demanda para lograr eficiencia energética y la generación de energía de fuentes renovables lograría el mismo propósito sin emisiones contaminantes. Con relación a la GD, el PIR Suplementado de Siemens establece una meta de 322 MW para el 2035. La parte interventora entiende que la GD debe incluirse como parte del cumplimiento con el RPS.

En la Tabla 5-6 de PIR Suplementado de Siemens se enumeran 43 contratos de compra de energía que suman 1056 MW. Ocho de ellos presuntamente están construidos y en operación, 17 fueron renegociados pero tienen fechas de vencimiento de diciembre 2016. Sin embargo, durante la conferencia técnica, la AEE admitió que estos proyectos tienen problemas para obtener

financiamiento. Los últimos 18 contratos no tienen probabilidades de realizarse. Los precios de estos contratos alcanzan \$197.00 por MWh. Además de que requieren la compra de certificados de energía renovables (RECs). El PIR Suplementado de Siemens no enumeró los otros 20 contratos de compra de energía y acuerdos (master agreements) que añadirían otros 1200 MW, ni se ha divulgado la etapa en que se encuentran. En la tabla 5-1, PIR Suplementado de Siemens establece una meta de RPS de 8% en el año actual, presuntamente porque la AEE y Siemens sostienen que para diciembre del año en curso llegaran a esa cifra de integración de energía renovable en el sistema eléctrico de Puerto Rico. Esta cifra a su vez constituye la base para el logro de metas futuras de energía renovable y cumplimiento del RPS como requisito de ley. De ser errónea esta proyección de 8% en el año actual contenida en el PIR de Siemens es más probable que la AEE no logre el cumplimiento de ley del RPS. Es de suma importancia que la AEE cumpla con la discusión detallada de las transacciones de compraventa de energía de otras entidades o al por mayor de la Sección 2.03 (B) (5) del Reglamento del PIR para facilitar que pueda cumplir con el RPS y no incida nuevamente en la situación de incumplimiento de la directriz del RPS.

Del PIR de Siemens se desprende que el escenario sin AOGP ni AES (P3MF2M\_S1) y cumplimiento total con el RPS tendría menor curtailment de energía renovable que el plan de recursos preferido por la AEE/Siemens.

### **Proyectos de Incineración de Desperdicios**

En la página 5-5 del PIR Suplementado de Siemens con fecha de 28 de marzo de 2016 se indica que la AEE tiene dos contratos para 89 MW de energía basada en la incineración de desperdicios sólidos (Waste to Energy) que incluye el incinerador de desperdicios sólidos propuesto por Energy Answers para Arecibo. Dicho incinerador procesaría 2,100 toneladas diarias

de residuos para generar 67MW que propone vender a la AEE. Sobre 30 organizaciones, grupos y políticos<sup>1</sup> a nivel de Puerto Rico y Estados Unidos han expresado su oposición a dicho incinerador por ser un proyecto no viable, de impacto significativo a la salud pública y el ambiente y mínima generación energética.

La tecnología para control de emisiones del incinerador no la hace segura para la población ni el medioambiente. El incinerador emitiría contaminantes tóxicos tales como mercurio, plomo, cadmio, dioxinas, y nano-partículas, además de generar ácidos que inevitablemente acidificarán y disolverán roca kárstica en la región, impactando el bosque del karso y los acuíferos. Un estudio de 2009 del *New York State Department of Environmental Conservation* muestra que los incineradores en Nueva York emitieron 14 veces más mercurio que las plantas de carbón por unidad de energía. El incinerador propuesto para Arecibo generaría sobre 1 millón de toneladas anuales de CO<sub>2</sub>, contribuyendo a la crisis de cambio climático. Vease, New York State Department of Environmental Conservation, “Matter of the Application of Covanta Energy Corporation for Inclusion of Energy from Waste Facilities as an Eligible Technology in the Main Tier of the Renewable Portfolio Standard Program. Case No. 03-E-0188,” Aug. 19, 2011. <http://documents.dps.ny.gov/public/Common/ViewDoc.aspx?DocRefId={DEEA097E-A9A6-4E53-898C-0BC2F4C60CC4}> Se espera que las regulaciones en emisiones que contribuyen al cambio climático continúen poniéndose más restrictivas, por lo que el Reglamento del PIR requiere

---

<sup>1</sup> Comunidades Arecibo y Peñuelas, Coalición Anti-incineración, Colegio de Médicos Cirujanos, Colegio de Químicos, Sociedad Puertorriqueña de Planificación, Facultad Graduada Escuela Salud Pública/UPR, Sindicato Puertorriqueño de Trabajadores, Asociación de Alcaldes, Federación de Alcaldes, Municipio Mayagüez, Municipio de San Juan, Municipio de Isabela, Comité de Derecho Ambiental del Colegio de Abogados, Partido Independentista Puertorriqueño, Movimiento de Unión Soberanista, Asociación de Pescadores de Arecibo, Coalición Nacional Puertorriqueña con sede en D.C., Juventud Hostosiana, Cambio, Madres de Negro, Coalición Anti-incineración, Basura Cero, Casa Pueblo, Sierra Club, Ciudadanos de Karso, Ciudadanos en Defensa del Ambiente (CEDDA), Earthjustice, Congresista Luis Gutiérrez, Congresista Nydia Velázquez y Congresista José Serrano, Candidato presidencial Bernie Sanders.

análisis sobre los costos ambientales potenciales asociados con las nuevas opciones de suministro conforme lo especifica la Sección 2.03 (B) (11) (xvi).

En el 2011 el Barrio Cambalache, donde se propone ubicar el incinerador, fue declarado zona de no cumplimiento en cuanto a parámetros de aire por exceder concentración de plomo proveniente de la compañía Battery Recycling, que también opera en la zona propuesta para el incinerador. Dicha declaración de no cumplimiento fue reiterada por la Agencia de Protección Ambiental federal en febrero de 2016. Actualmente, en Arecibo hay personas y niños contaminados con plomo que estarían expuestos a niveles acumulativos de contaminación de concretarse la construcción del incinerador.

Las emisiones del incinerador, a su vez, representan una amenaza directa a ecosistemas valiosos y sensitivos en la zona como el Caño Tiburones, el Bosque Cambalache, el Bosque Río Abajo (donde se lleva a cabo el programa con gobierno federal para la protección de la cotorra puertorriqueña), la Poza del Obispo y la Cueva del Indio. Cabe señalar que el proyecto ubicaría en el valle aluvial del Río Grande de Arecibo, en plena zona inundable.

Por otra parte, se estima que el incinerador generará sobre 420 toneladas por día de cenizas tóxicas. Energy Answers no ha suministrado información clara sobre la caracterización y la disposición de las cenizas. En algunos documentos se indica que las cenizas podrían ser peligrosas. Luego de una decisión judicial en febrero de 2015, Energy Answers informó su intención de llevar las cenizas a un vertedero que aún no se ha construido en Peñuelas. El impacto de transportar y disponer estas cenizas en Peñuelas no se ha evaluado. Este análisis es de suma importancia debido a la crisis que atraviesa Puerto Rico con las cenizas de la quema de carbón de AES, L.P. que se reseña más adelante en este escrito.

El incinerador representaría también una amenaza directa a la actividad agrícola y a la industria lechera de la zona. Estudios en Europa han demostrado una alta concentración de contaminantes en la leche proveniente de ganado que pastorea cerca de incineradores de basura. Allsop, Michelle, Pat Costner, Paul Johnston. Incineration and Human Health, p. 39 (2001). <http://www.greenpeace.org/norway/Global/norway/p2/other/report/2001/incineration-and-human-health.pdf>. Esto debido a que a través de la producción de leche el ganado elimina toxinas y contaminantes de su sistema. En la región de Arecibo se han decomisado miles de cuartillos de leche o porque el ganado se contaminó con plomo, proveniente de Battery Recycling en el Barrio Cambalache. Véase, Primera Hora, Decomisan leche contaminada en Arecibo. <http://www.primerahora.com/noticias/puerto-rico/nota/decomisanlechecontaminadaenarecibo-700259/> La posibilidad de que la contaminación proveniente de la incineradora termine afectando el ganado y los cultivos de la región es real y tiene el potencial de afectar a todo el país.

Por otra parte, una opinión del Secretario de Justicia de junio de 2013 declara nulo el contrato entre la Autoridad de Desperdicios Sólidos (ADS) y Energy Answers que pretendía obligar a los municipios a tener que llevar sus desperdicios sólidos al incinerador. Véase, Sánchez Betances, Luis, Opinión del Secretario de Justicia del Estado Libre Asociado, 4 de junio de 2013. Esto, por violar la Ley de Municipios Autónomos, la Ley de Reciclaje (Ley 70-1992) y la cláusula de comercio interestatal de la Constitución de los Estados Unidos por excluir a otras entidades privadas de participar libremente en el comercio). Además, el proyecto viola la Ley de política pública ambiental (Ley 416-2004).

Ya también se ha mostrado que Energy Answers no tiene disponible el agua que necesita para operar su facilidad. La operación del incinerador requiere de 2.1 millones de galones diarios

de agua. Esto es equivalente a agua para 21, 000 personas. El Departamento de Recursos Naturales y Ambientales denegó la solicitud de Energy Answers para extraer agua del Caño Tiburones en el 2013 y reiteró esta determinación en febrero de 2016. Caño Tiburones contiene agua salobre que nutre los ecosistemas y recarga los acuíferos en la zona del karso. La viabilidad del incinerador no se sostiene pues se basa en:

Datos poblacionales incorrectos que mostraban un incremento poblacional cuando en Puerto Rico estamos experimentando decrecimiento poblacional acelerado.

Que los municipios lleven su basura allí y paguen el costo de transportación y disposición. Tanto la Asociación como la Federación de Alcaldes han establecido que no van a llevar su basura al incinerador propuesto.

Un compromiso del gobierno, a través de contrato entre la ADS y Energy Answers a mantener un flujo de 2,100 ton/día de lo contrario Energy Answers puede reclamar al gobierno y/o municipios.

Energy Answers ha sometido una solicitud de financiamiento ante el Rural Utilities Services del Departamento de Agricultura federal. Aunque en inicio el proyecto se presentaba como uno de inversión privada, la realidad es que Energy Answers no cuenta con fondos para construir el proyecto por lo que está solicitando financiamiento a la agencia federal bajo un programa de energía renovable para comunidades rurales. El repago de dicho financiamiento provendría del costo de disposición que tendrían que asumir los municipios que ya han indicado no llevarían sus desperdicios al incinerador. El pasado mes de marzo, 2016, la ciudad de Baltimore detuvo el proceso para la construcción de un incinerador del Energy Answers en esa ciudad. Véase, Brentin, Mock. Baltimore scraps Its Waste to Energy Plan. Citylab, March 22, 2016. <http://www.citylab.com/politics/2016/03/baltimore-scraps-waste-to-energy-plan/474645/>

Una inversión de \$750 millones para generar 67MW no constituye optimización de costos. El incinerador produciría menos del 1% de la demanda eléctrica de Puerto Rico a través de la quema de una cantidad considerable de recursos. La incineración es la manera más costosa

de manejar desperdicios y de generar electricidad. La ciudad de Detroit ha pagado sobre \$1.2 billones en servicio de la deuda de su incinerador. Como consecuencia de ello, los residentes de la ciudad han tenido que pagar \$150/ton para disponer de los desperdicios. GAIA, Waste Incinerators: Bad News for Recycling and Reduction, p. 4, Oct. 2013. <http://www.no-burn.org/downloads/Bad%20News%20for%20Recycling%20Final.pdf>

Puerto Rico enfrenta una crisis energética precisamente por generar electricidad de manera contaminante y costosa. El incinerador sería otra fuente de energía contaminante y costosa.

Por las razones antes expuestas, el plan de recursos preferido no debe incluir los incineradores propuestos para Arecibo o Barceloneta, pues es son proyectos con impactos significativos a la salud pública y al ambiente, que enfrentan oposición de amplios sectores de la sociedad, y su viabilidad económica está basada en datos e información errónea, incompleta y obsoleta que no se sostiene.

#### **4. Recursos Fósiles-Cumplimiento Ambiental, Costos de Combustible, Aguirre Offshore GasPort, Contratos de Compraventa de Energía**

La parte interventora sostiene que la información provista en la sección anterior de este escrito presenta la mejor alternativa para lograr cumplimiento ambiental con MATS y otra reglamentación ambiental aplicable a la generación de energía, minimizar costos de combustibles, evitar inversión de sumas exorbitantes de capital en proyectos de quema de combustibles fósiles como el Aguirre Offshore GasPort (en adelante, AOGP) y contratos de compraventa de energía no sostenibles.

El plan de recursos preferido original (P3F1) y el modificado (P3MF1M) por la AEE y Siemens que incluye múltiples unidades nuevas Siemens Ciclo Combinado Clase H y

Siemens Ciclo Combinado 800 quemando combustibles fósiles al extremo de casi 70% de la generación en 2035 con gas natural o petróleo, alrededor de 16% con quema de carbón y el balance en energía renovable con “curtailment” o limitación para aceptación de esta última equivale a continuar el patrón de dependencia en combustibles contaminantes, no disponibles localmente y sujeto a fluctuaciones del mercado. El plan de recursos preferido por la AEE y Siemens (P3MF1M) excedería curtailment de energía renovable en más de 10% en 2026 y continuarían las excedencias en menor grado en varios otros años. En el Apéndice C del PIR Suplementado de Siemens se desprende que el curtailment de energía renovable del escenario preferido de la AEE y Siemens (P3MF1M) sería en promedio de 4.5% que equivale a 138, 379 MW y \$16.5 millones al año. Lo cual no cumpliría con la meta fijada de 2% de curtailment. El margen de reserva para el plan de recursos preferido de la AEE y Siemens alcanzaría el 74% sin las unidades GT y Cambalache y 47% con las mismas. La tasa de calor (heat rate) proyectado del plan de recursos preferido por la AEE y Siemens (P3MF1M) es de 8,278 BTUs que no se considera generación altamente eficiente. La tasa de calor sin el proyecto AOGP (P3MF2M) es menor que la del plan de recursos preferido de AEE y Siemens. El plan de recursos preferido (P3MF1M) y el originalmente preferido (P3F1) tampoco cumplirían con el Green House Gas (GHG) New Source Standard.

En el escenario preferido (P3MF1M) el costo “all-in” para las nuevas unidades Siemens Ciclo Combinado 800 para San Juan y Palo Seco serían de \$120 MWh lo cual sería comparable con el costo de generación de energía renovable.

El Plan de Acción en el PIR Suplementario es para el plan de recursos preferido originalmente por la AEE/Siemens de P3F1, no el plan de recurso modificado (P3MF1M)

requerido por la Honorable Comisión y que incluye mayor integración de herramientas para lograr eficiencia energética.

En la página 8-10 del PIR Suplementado de Siemens se asevera que los costos de combustible en el escenario sin el proyecto AOGP (P3MF2M) se reducirían a una tasa promedio de 1.9% por año. Las emisiones de CO2 serían menores en el plan de recursos sin el proyecto AOGP (P3MF1M) que en el plan de recursos preferido de la AEE y Siemens (P3MF1M). Las reducciones mayores en emisiones de CO2 serían bajo el plan de recursos sin el proyecto AOGP o AES (P3MF2\_S1).

No surge del PIR de Siemens si incluye un análisis de las emisiones al aire relacionadas a la regasificación de gas natural licuado y emisiones de compuestos orgánicos volátiles asociadas a la combustión de gas natural.

La AEE alega que no se podrán realizar más modificaciones a las plantas para lograr valores menores estables de carga. Sin embargo, Siemens indica en el PIR Base que la AEE no le facilitó documentación alguna que compruebe esta alegación. Véase Vol. I, sec. 8.2.1 del PIR (Ago., 2015). Por lo que entendemos que la Honorable Comisión deberá requerirle esta información a la AEE.

### **Contrato de Compra de Energía entre la AEE y AES Puerto Rico, L.P.**

En el municipio de Guayama, ubica la planta de quema de carbón para generar energía eléctrica conocida como AES Puerto Rico, L.P., (en adelante AES, L.P.), siendo el carbón el combustible fósil más contaminante. Véase, R.V Percival, et al, 2006, Environmental Regulation: Law, Science and Policy (5<sup>ta</sup> ed., 1057). Por las que se detallan más adelante, la parte Interventora entiende que AES ha incumplido el contrato de compra de energía con la AEE y el mismo deberá ser dejado sin efecto. La diferencia entre la no renovación del contrato de AES y

la extensión del mismo equivale a un millón de dólares adicionales al año en el plan de recursos P3MF1M\_S1. En el PIR de Siemens se recomienda la extensión o renovación del contrato de compra de energía entre AES y AEE porque alegadamente representa la energía de menor costo. Sin embargo, los costos y externalidades que genera la operación de la planta de AES para el país reflejan que el costo real de la generación de energía a base de la quema de carbón excede los aproximadamente \$350 millones de dólares anuales que paga la AEE a AES.

Bajo el acuerdo original de compra de energía entre la AEE y AES se estableció que AES tenía que exportar los residuos de la quema de carbón fuera de Puerto Rico si no había uso beneficioso para estos residuos en el País. Bajo la Segunda Enmienda al Power Purchase and Operating Agreement de 17 de julio 2015, la AEE aceptó cambiar el contrato para permitir que AES disponga de las cenizas de carbón en Puerto Rico. Alegadamente, la decisión de enmendar el contrato respondía a una consulta a EPA. Sin embargo, la carta de la administradora regional de EPA con relación a este asunto indica que el gobierno de Puerto Rico podía implantar medidas más restrictivas con relación al manejo de las cenizas de carbón de AES. Aun en el caso de la enmienda, se requiere que no se almacenen las cenizas de carbón de AES por más de 180 días y que se dispongan de ellas en un vertedero en cumplimiento del Subtitulo D de la Ley de Recuperación y Conservación de Recursos federal (en adelante, RCRA). AES ha incumplido con esta cláusula del contrato de compra de energía al almacenar decenas de miles de toneladas de las cenizas de carbón en los predios de la planta según evidenciado por resoluciones de la Junta de Calidad Ambiental (en adelante, JCA) que se citan más adelante.

La carbonera AES genera más de 300,000 toneladas por año de cenizas de carbón que se ha comprobado contienen metales pesados y partículas radioactivas. Estas cenizas se utilizaron por varios años como material de relleno en proyectos de construcción sobre

el Gran Acuífero del Sur, particularmente en los municipios de Salinas, Guayama, Arroyo y Santa Isabel en violación al Contrato de Compra de Energía con la AEE y existe un peligro inminente de que las sustancias tóxicas se infiltren al Acuífero, única fuente de agua potable de decenas de miles de personas.

Las millones de toneladas de cenizas de carbón, que AES, L.P. mezcla con agua y denomina como Agremax se han descartado en gran medida (aunque no exclusivamente) en los municipios de Guayama, Salinas y Arroyo, bajo el pretexto de material de relleno para obras de construcción. El 17 de abril de 2015, la Agencia de Protección Ambiental federal (EPA, por sus siglas en inglés) emitió reglamentación con relación a las cenizas de carbón donde indican lo siguiente:

During the development of this final rule, EPA obtained information on a comparable situation in which large quantities of unencapsulated CCR were placed on the land in a manner that presented significant concerns. The AES coal-fired power plant in Puerto Rico lacked capacity to dispose of their CCR on-site, and off-site landfills in Puerto Rico were prohibited from accepting CCR. In lieu of transporting their CCR off of the island for disposal, AES created an aggregate (“AGREMAX”) with the CCR generated at their facility, and used the aggregate as fill in housing developments and in road projects. Over two million tons of this material was used between 2004 and 2012. Currently, there is insufficient information to determine whether groundwater has been contaminated as a result of this practice, and thus, EPA cannot classify this as either a proven or potential “damage case.” Nevertheless, the available facts illustrate several of the significant concerns associated with unencapsulated uses. Specifically, the AGREMAX was applied without appropriate engineering controls and in volumes that far exceeded the amounts necessary for the engineering use of the materials. Inspections of some of the sites where the material had been placed showed use in residential areas, and to environmentally vulnerable areas, including areas close to wetlands and surface waters and over shallow, sole-source drinking water aquifers. In addition, some sites appeared to have been abandoned. Consistent with the proposed rule, EPA does not consider the practices described in this section to be beneficial use, but rather waste management that would be subject to the requirements of the final rule. pg. 21328-9, <http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2015-04-17/pdf/2015-00257.pdf>

La EPA ha determinado que la exposición dañina al arsénico y PM 2.5 puede resultar cuando las cenizas de carbón no están controladas. (EPA Risk Assessment 2014, pp. 3-6 to 3-10, Evaluación de Riesgos de la EPA de 2014, pp. 3-6 a 3-10). La EPA también dio a conocer un

nuevo documento de apoyo técnico con la publicación de su regla final titulado "Casos de Daños: Impactos de Polvo Fugitivo", que concluye:

"La evidencia del impacto de polvo fugitivo durante todo el ciclo de vida del manejo de los residuos de combustión de carbón (CCR) ha estado disponible incluso antes de la publicación de la regla sobre los CCRs propuesta en junio de 2010. Desde que se publicó la regla propuesta, una gran cantidad de evidencia adicional ha sido revelada. Esta evidencia, junto con los resultados de la detección de riesgos de calidad del aire realizado por la EPA que demostraron riesgo para la salud humana asociados con el polvo fugitivo de los CCRs fue decisivo en la decisión de la EPA para regular los problemas de calidad del aire asociados al manejo de CCRs". (Traducción suministrada).

El informe se refiere específicamente a la planta de AES en Guayama, Puerto Rico destacando el riesgo para la salud humana, tanto la exposición al arsénico y elevada radioactividad de las cenizas. (pp. 3-5).

Las cenizas de carbón AES también se asocian con la contaminación en la República Dominicana (<http://www.mcclatchydc.com/2009/11/06/78461/coal-ash-from-us-blamed-for-dominican.html>) y varios casos de la contaminación de las aguas subterráneas.

Se ha comprobado que las cenizas de carbón de AES, L.P. contienen metales pesados y son sensibles a la humedad. Existe una amenaza constante de que los metales pesados presentes en las cenizas de carbón se filtrarán a través del suelo, al acuífero y contaminaran la única fuente de agua potable para decenas de miles de personas en varios municipios del sureste de Puerto Rico.

Ante la ausencia de mercado o uso beneficioso para las cenizas de carbón generadas por AES L.P, la JCA emitió la Resolución R-14-27-20 que revoca las resoluciones anteriores (Resoluciones R-96-39-1 y R-00-14-2) que eximían las cenizas de reglamentación y a solicitud de la EPA requiere la disposición de las cenizas y residuos de quema de carbón en vertederos en cumplimiento con el subtítulo D de la Ley de Conservación y Recuperación de Recursos federal (RCRA). La JCA le requirió a AES la confección de un plan para manejar la acumulación de cenizas de carbón de 200 pies de largo por 200 pies de ancho por 50 pies de alto en los predios de la planta. AES no ha cumplido y ha demandado a la JCA y a los municipios de Peñuelas y Maunabo por las ordenanzas municipales que regulan las cenizas de carbón. Los vecinos de los municipios de Peñuelas, Arroyo, Patillas, Maunabo, Yabucoa y Humacao han testificado sobre la gran cantidad de camiones cargados de cenizas de AES, L. P. que generan polvo fugitivo a través de sus comunidades en camino a los vertederos que ubican en Peñuelas y Humacao. Una vez allí, las cenizas de AES, L. P. son acumuladas y también generan grandes cantidades de polvo fugitivo. Se requirió que se taparan las cenizas para intentar controlar el problema de polvo fugitivo que generan. Sin embargo, se propone excavar las acumulaciones de cenizas para utilizar como cubierta diaria de los desperdicios en el vertedero en Humacao lo que vuelve a exponer las cenizas al viento levantando así grandes nubes de polvo fugitivo.

Las disposiciones en la Consulta de Ubicación para la aprobación de la planta de AES, L. P. requieren que las cenizas sean enviadas fuera de Puerto Rico al no existir mercado para los residuos de quema de carbón en Puerto Rico. La Resolución 94-71-1099-JPU de la Junta de Planificación de Puerto Rico establece lo siguiente:

De no desarrollarse un mercado que brinde un uso productivo, la parte proponente (AES L.P) se comprometió a disponer de las cenizas fuera de Puerto Rico, incluyendo la posibilidad de devolverlas a su lugar de origen. Resolución 94-71-1099-JPU Pág. 16.

Water Quality de 5 µg/L para concentraciones crónicas de selenio. Vease, <http://water.epa.gov/scitech/swguidance/standards/criteria/current/index.cfm> De igual manera, los niveles de cloruro exceden el mismo criterio por un factor de 13 para el criterio agudo y 50 para el crónico. Los niveles de plomo excedieron el mismo criterio por un factor de 9 para el criterio agudo y 250 para el crónico. Los criterios crónicos de aluminio y cadmio fueron excedidos por factores de 7.5 y 25 respectivamente. La máxima concentración de sulfato en la prueba L/S fue de 21,000 mg/L. El sulfato es considerado un estresor definitivo cuando excede 290 mg/l. Por lo que, los niveles de sulfatos en el lixiviado de las cenizas-Agremax alcanza cincuenta veces el criterio de estresor definitivo. Una concentración de boro de 1 a 2 mg/L es tóxica a la vegetación. La concentración de boro en el Informe LEAF alcanzó 12 mg/L, 6 a 12 veces el nivel peligroso.

El doctor Osvaldo Rosario, Catedrático de la Universidad de Puerto Rico, con experiencia Post Doctoral en la EPA ha señalado que:

*Todos los estudios han demostrado que la técnica clásica "Toxicity Characteristic Leachate Procedure" (TCLP), usada para determinar la capacidad de las cenizas de carbón para liberar al ambiente su contenido de metales tóxicos, subestimaba grandemente esa capacidad. No es cuestión de duda que las cenizas contienen numerosos metales tóxicos e isótopos radioactivos. Hasta los mismos análisis contratados por la AES reconoce esto. Lo que se cuestionó por años por grupos ambientales era el uso de la prueba de TCLP para medir la capacidad de las cenizas para liberar los metales tóxicos y cancerígenos al ambiente. Se cuestionó porque esta prueba de extracción se lleva a cabo bajo unas condiciones (un solo pH) de extracción limitada que no representa la variedad de ambientes (diferentes pH) donde están siendo depositadas las cenizas. Estas agencias, especialmente la EPA, ahora han investigado en*

La Junta de Planificación específicamente determinó que:  
De no desarrollarse un uso productivo para las cenizas se dispondrán fuera de Puerto Rico. Resolución 94-71-1099-JPU Pág. 51.

La Ley de Política Pública Ambiental de Puerto Rico, en su Artículo 4(B) (5), incorpora el principio de prevención también conocido como el principio de precaución. La Ley Orgánica de la JCA establece en parte pertinente que se deberá:

(5) Aplicar el principio de la prevención, reconociendo que cuando y donde haya amenazas de daños graves o irreversibles, no se debe utilizar la falta de una completa certeza científica como razón para posponer medidas costo-efectivas para prevenir la degradación ambiental. Esto debe hacerse tomando en consideración las siguientes premisas: (1) las personas, naturales y jurídicas, tienen la obligación de tomar acciones anticipadas para prevenir daños o peligros; (2) el peso de la prueba sobre la ausencia de peligros que pueda causar una nueva tecnología, proceso, actividad o sustancia química recae en el proponente de la misma, no en la ciudadanía; (3) antes de utilizar una nueva tecnología, proceso o sustancia química, o de comenzar una nueva actividad, las personas tienen la obligación de evaluar una amplia gama de alternativas, incluyendo la alternativa de no hacer nada; y (4) las decisiones en las que se aplique este principio deben ser públicas, informadas y democráticas, y deben incluir a las partes afectadas. Ley de Política Pública Ambiental, 12 Leyes de Puerto Rico Anotadas § 8001a.

La Universidad de Vanderbilt culminó un Estudio sobre el potencial de lixiviación de los residuos de la quema de carbón de la planta de AES en Guayama. El Estudio se titula, "Leaching Behavior of 'Agremax' collected from a Coal-Fired Power Plant in Puerto Rico"

*A.C. Garrabrants<sup>1</sup>, D.S. Kosson<sup>1</sup>, R. DeLapp<sup>1</sup> and Peter Kariher, Leaching Behavior of "AGREMAX" Collected from a Coal-Fired Power Plant in Puerto Rico, . EPA-600/R-12/724, December 2012, [www.epa.gov/ord](http://www.epa.gov/ord).* y fue comisionado por la EPA. Concluye el Estudio que el Agremax tiende a lixiviar altas concentraciones de arsénico, boro, cloruro y cromo y en segunda instancia fluoruro, litio, molibdeno, selenio, sulfato y talio dependiendo del pH del medio. En cuanto a la relación entre líquidos y sólidos, la tendencia de lixiviación del Agremax en primera instancia es de arsénico, boro, cloruro, cromo, fluoruro, litio, molibdeno y en segunda instancia es de aluminio y nitrato, selenio, sulfato y talio. La concentración de selenio en la prueba L/S alcanzó 3.6 mg/L. Esto es aproximadamente 720 veces el criterio de National Recommended

*detalle variando a condiciones más representativas (LEAF). Han encontrado que las cenizas de carbón exhiben la capacidad de cientos y, con algunos metales, hasta miles de veces más de contaminar el ambiente. Ponencia del doctor en química, Osvaldo Rosario ante el Senado de Puerto Rico en el expediente de la R.C. del S. 48.*

Aun utilizando la prueba TCLP, los resultados de las muestras de cenizas de carbón de AES, L. P. tomadas de un proyecto de construcción en Salinas, Puerto Rico reveló la presencia de 23 mg/kg de Arsénico 720 mg/kg de Bario, 140 mg/kg de Boro, 310 mg/kg de Manganeseo, 6500 mg/kg de Magnesio, 19 mg/kg de Selenio, 130 mg/kg de Vanadio y otros niveles elevados de metales pesados. Además, la muestra de cenizas de AES, L.P. arrojó niveles de radiación alpha pCi/g de 9.9 y beta pCi/g de 5.727. Analytical Report, Test America, Job Number 680-60518-7, 9/28/10.

Además, los resultados de las pruebas comisionadas por la propia AES, L.P. arrojan niveles de radioactividad de 70 y 12.9 pCi en la ceniza de fondo, 33 y 17 pCi/g en las cenizas volantes (fly ash), 14.7 y 10.1 pCi en Agremax que no es otra cosa que cenizas con agua. Véase págs. 5-6 de la Carta de AES a JCA con fecha de 25 de marzo de 2011 en el expediente de la JCA.

En Arroyo Barril, Republica Dominicana se dispusieron de 50,000 toneladas de cenizas de carbón de AES, L.P. y el pasado 4 de abril de 2016 se dio a conocer que AES acordó pagar once millones de dólares para transigir una demanda por los daños y perjuicios a residentes de la comunidad y anteriormente pagó seis millones por daños ambientales ocasionados. Véase, Settlement Agreement and Release entre AES Corporation, et als. y el Gobierno de la Republica Dominicana con fecha de 23 de diciembre de 2007. Por lo que es claro, que aun cantidades relativamente pequeñas de cenizas de carbón implican problemas de contaminación.

En conclusión, existe evidencia contundente sobre la peligrosidad del Agremax y las cenizas de combustión de carbón de AES, L.P. y el incumplimiento del Contrato de Compra de Energía por AES por el mal manejo de las mismas. Urgimos a que conforme la Ley de Política Publica Ambiental se aplique el principio de la prevención, reconociendo que las cenizas de carbón el Agremax representan amenazas de daños graves e irreversibles y no se debe utilizar la falta de una completa certeza científica como razón para posponer medidas para prevenir los riesgos que representan a la salud pública y la degradación ambiental.

AEE es el único cliente de AES, L.P. bajo el Acuerdo de Compra de Energía y AES ha incurrido en múltiples violaciones a las normas ambientales que proporcionan una base para reclamaciones de incumplimiento contractual. Véase Resolución de la Junta de Calidad Ambiental de 2 de septiembre de 2014 y estudio comisionado por EPA a Vanderbilt University titulado, “Leaching Behavior of “Agremax” Collected From a Coal-Fired Power Plant in Puerto Rico, EPA 600 R 12-724, Dec. 2012 documentando violaciones con relación a las cenizas de la planta de carbón y Administrative Compliance Order, CWA-02-2012-3100 sobre descargas contaminantes de AES, L.P. a la bahía.

### **Proyecto Aguirre Offshore GasPort**

El proyecto Aguirre Offshore GasPort (en adelante, AOGP) es un proyecto industrial suprarregional, propuesto en coordinación con la Excelerate Energy Company, LLP, con el fin de recibir, almacenar y regasificar gas natural licuado (en adelante, LNG) para suplir gas natural al Complejo Generatriz Aguirre de la AEE a través de una tubería marina. Según la descripción del proyecto en los expedientes de la Comisión Reglamentadora de Energía federal (en adelante, FERC) y de la Junta de Planificación de Puerto Rico (en adelante, JP), éste tiene los siguientes componentes:

- a. Una plataforma de atraque en alta mar [de aproximadamente 1,200 pies de largo] que estaría situada aproximadamente a tres (3) millas de la costa sur de Puerto Rico a una (1) milla fuera de la Bahía de Jobos, cerca de los Municipios de Salinas y Guayama, en donde embarcaciones de LNG descargarían a una embarcación de almacenamiento y regasificación de LNG, que estaría amarrada a la plataforma.
- b. Una instalación para recibir el LNG que consiste en una unidad flotante de almacenamiento y regasificación (en adelante, FSRU) conectada a la plataforma y
- c. Una tubería submarina con un diámetro exterior de 18 pulgadas recubierta de concreto recubierta de concreto de tres (3) pulgadas de espesor, resultando en un diámetro final de aproximadamente 21 pulgadas, para conectar el Terminal Marino al Complejo Generatriz Aguirre. La ruta de la tubería propuesta se extiende aproximadamente 4.1 millas a través de la cuenca de la Bahía de Jobos hasta llegar al límite de la propiedad del Complejo Aguirre donde se interconectaría con la tubería del Complejo.
- d. La plataforma de atraque del proyecto se compondría de trece (13) estructuras en el fondo marino, que se desglosan en: nueve (9) torres estructurales y cuatro (4) estructuras de pilotes tri/quad.
- e. La tubería de interconexión en el fondo marino sería instalada usando la técnica de empujar y halar "*push and pull*", que consiste en el tubo tendido en el suelo y la tubería colocada bajo la superficie del fondo marino, según solicitada por la Pipeline and Hazardous Materials Administration (en adelante, PHMSA). Véase <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/search/advResults.asp>, caso número CP13-193-000.

El Memorial Explicativo de AEE en el expediente de la Junta de Planificación (en adelante, JP) (Consulta Núm.:2014-69-0050-JGU) sobre la consulta de ubicación sometido por la AEE reconoce que: "El desarrollo físico de la Región Sur ha resultado, la mayoría de las veces, en la degradación del ambiente y en la posibilidad de desarrollo o conversión futura a otros usos." y que se deberá "propiciar un ambiente libre de contaminación para Puerto Rico" (Memorial pág. 22). Numerosos estudios han documentado los daños a la salud pública por la quema de combustibles fósiles. El PIR y el PIR Suplementado de Siemens no consideran los costos a la salud pública de la generación de energía utilizando combustibles fósiles.

Según el Memorial Explicativo, el propósito del proyecto es proveer una capacidad de almacenamiento de hasta 3.2 Bcf (billones de pies cúbicos) de gas natural y una

capacidad de entrega sostenida de 500 MMscf/d (millones de pies cúbicos estándar por día), con una capacidad de entrega pico de hasta 600 MMscf/d de gas natural directamente al Complejo Aguirre (Memorial págs. 10 y 11). En el Memorial se omite informar que la cantidad de gas natural relacionada a las emisiones informadas corresponde a una cifra mucho menor a 500 MMscf/d ó 600 MMscf/d. Las emisiones al aire del proyecto están directamente relacionadas con la cantidad de gas natural que estaría utilizando. Es decir, que el proyecto excedería las emisiones contaminantes al aire si opera de forma “sostenida” a 500 MMscf/d. El PIR deberá incluir que conforme las condiciones emitidas el 6 de mayo de 2014 por la EPA el proyecto AOGP no podrá operar por encima de los límites impuestos por EPA. Véase copia de la carta de EPA de 6 de mayo dev2014.

A través del PIR y el PIR Suplementado de Siemens se reitera que es necesario realizar ajustes al factor de capacidad de las unidades de vapor de Aguirre 1 y 2 repotenciadas para lograr que estén en cumplimiento con el GHG New Source Standard. En particular, se indica que, “los proyectos futuros de generación en Aguirre podrán permitir cambios en asignaciones de combustible de gas natural y factores de capacidad.” PIR Base, sec, 5.14.15 (jul, 2015). Es importante conocer el significado de esta aseveración debido a que implica que la AEE en su solicitud de permiso de emisiones para el proyecto AOGP fijó unos factores de capacidad bajos de 35% para las unidades de ciclo combinado y 55% para las unidades de vapor para evitar el proceso de análisis más riguroso de Prevention of Significant Deterioration (PSD) aun cuando se propone enmendar estos límites como indica la sección 5.14.15. La importancia de los límites establecidos por EPA radica en las emisiones al aire que emitiría el AOGP de no observarse las mismas. Esto a su vez implica que el Complejo Aguirre tendría que limitar

su operación ó factor anual de capacidad a aproximadamente 50% de su capacidad. (Las Unidades Aguirre 1y 2 a 55% y el Ciclo Combinado a 35% de capacidad). De lo contrario, las emisiones de contaminantes se dispararían muy por encima de las proyectadas.

Por lo que el proyecto no cumple con las disposiciones del PIDESPR. Se alega que el proyecto logrará la diversificación y uso de combustible más económico y limpio. (Memorial pág. 9) Sin embargo, el proyecto perpetua el uso de combustibles fósiles mientras que relega la implantación de proyectos de energía renovable al futuro a “largo plazo” (Memorial pag.23). “Mientras que la **energía renovable representa el futuro deseado a largo plazo** de Puerto Rico, el Plan Estratégico Corporativo de la AEE 2011-2015 establece la diversificación de las fuentes de energía para reducir el uso de combustibles, uno de sus principales objetivos y tareas inmediatas.” (Énfasis suplido, Memorial pág. 23). La alegación en el Memorial sobre energía renovable a largo plazo no concuerda con el RPS.

El PIR de Siemens revela que la AEE propone mover gas natural entre Aguirre y Costa Sur a través de un gasoducto terrestre a lo largo del sur de Puerto Rico. El PIR Base de Siemens revela que esta entre sus planes utilizar el proyecto AOGP para proveer gas natural a las plantas de la AEE en el Suroeste (Costa Sur) y quizás el Norte. Actualmente, Costa Sur está recibiendo suministros de gas natural de EcoEléctrica, un generador de energía eléctrica de propiedad privada, y el precio de venta de gas natural a la AEE está basado en una fórmula vinculada al precio del petróleo N°6 combustible con contenido de azufre de 0.5 por ciento, más un sumador por el transporte. Esto indica que los ahorros de la AEE de conversión de combustible están limitados por el esquema de precios de EcoEléctrica. Como puede deducirse del PIR, la AEE está planificando utilizar el proyecto AOGP para suministrar gas natural a la planta de Costa Sur y las plantas del Norte. De manera tal, que el proyecto AOGP es mucho mayor que lo que se ha

presentado y los impactos ambientales son mucho más significativos. Ello no sólo significa que, al evaluar el alcance, impacto ambiental y magnitud del proyecto, la AEE ha fallado en evaluar el impacto acumulativo del proyecto, sino que, al examinar alternativas de expansión futura al AOGP, la AEE podría estar fragmentando el proyecto, ambas violaciones a la LPPA. AEE presentó una versión original del PIR el 7 de julio, 2015, y una versión revisada el 17 de agosto de 2015, las citas siguientes son a la versión original. El PIR de la AEE proporciona la siguiente información indicativa de su intención de utilizar el proyecto AOGP para suministrar gas natural a todas sus principales plantas, fraccionando así el análisis requerido presentando menos impactos socioeconómicos y ambientales que el proyecto AOGP y el plan de recursos preferido de la AEE y Siemens en realidad implica:

A pipeline with one segment from Costa Sur to Aguirre and a second segment from Aguirre to San Juan, with a lateral to Palo Seco, would support the generation needs at the two northern sites. Planning such a project must consider the pipelines' costs as well as permitting feasibility. [Vol. I, sec. 4.2, pg. 4-2]

Undertake new studies of pipeline options to deliver natural gas to San Juan and Palo Seco sites, along with development of natural gas supply options in the south to feed such a pipeline. [Sec. 4.3]

A South-North pipeline from Aguirre to San Juan area could be more practical than the "preferred" western routes considered earlier. Section 2.6.1 of the 2008 GdN study referenced above identified two possible routes from Aguirre to the north. These routes' lengths were about 50 miles each, with about 600 acres of ROW including up to 64 acres of wetlands impact. [Sec.4.5.2, pg. 4-11]

A pipeline route along the south coast, from Costa Sur to Aguirre, generally is perceived as more practical and having less environmental and public impact than a pipeline along the northern coast. This portion of a system to transport natural gas from EcoEléctrica to the north may be less controversial than the South-North section.

The 2008 GdN report had a fairly extensive section on pipeline permitting issues and timing. **The potential permitting issues cannot be understated, but it is clear that a well-defined project with limited scope can avoid some of the complexity and time that may be encountered if additional, related projects must be considered simultaneously.** One consideration is whether the pipeline can be permitted locally, or whether certain related project elements, such as LNG terminals, may require a more extensive U.S. Federal National Environmental Policy Act (NEPA) review. So a well-considered permitting strategy is an

essential element of any pipeline development plan. [Enfasis suplido, Sec. 4.5.2, pág. 4-12].

**As future generation projects are implemented at Aguirre, each will need to obtain permits. These permits may allow changes in the natural gas fuel allocations and capacity factors as described above for AOGP permitting.**

If dispatch analyses favor even higher capacity factors for Aguirre units, then PREPA would need to consider the available sources for such additional volumes and whether pipeline capacity is needed to transport such volumes, e.g., from EcoEléctrica to Aguirre.

**A natural gas pipeline from Costa Sur to Aguirre could be considered only to provide capability to shift natural gas volumes between the two sites for backup or fuel price negotiating leverage purposes. The range of capacities needed for such purposes could be up to the full volumes required at either site. Based on Aguirre fuel needs, this could be 160 to 356 MMSCFD. Costa Sur natural gas volumes would be lower at about 155 MMSCFD, as only 2x410 MW units are located there and these will consume about 80 percent natural gas for MATS compliance, with the balance of fuel as HFO.**

The Aguirre fuel volumes can be reviewed based on the results of detailed dispatch analyses to determine whether Aguirre units would require higher annual CFs than those calculated above. If so, then a source for the additional natural gas volumes must be determined and pipeline capacity considered as needed. [Sec. 4.5.2.3, pág. 4-17]

The portfolio (P1F3) results indicate compliance with the proposed Clean Power Plan requirements, but it is marginal with respect of the GHG New Source Standard. The small CC at Palo Seco are below the 1,100 lb CO<sub>2</sub>/MWh limit and are in compliance and the Aguirre Repower when considered in aggregate are slightly below the limit for large sources (1,000 lb CO<sub>2</sub>/MWh) but one of them (Aguirre CC 2) is slightly above the limit and the other slightly below (see Figure 7-16). **This noncompliance can be addressed by adjusting the dispatch of the units by considering the restriction on emissions so that both Aguirre CC 1 and Aguirre CC 2 are above the minimum dispatch levels below which there are compliance issues.** [Sec. 7.4.2, pág. 7-37]

The P3F1 portfolio results indicate compliance with the proposed Clean Power Plan requirements, **but not in compliance with the GHG New Source Standard when individual units are considered, in particular the issue was observed with the Aguirre CC 1&2 for the same reasons indicated earlier, low dispatch levels and this could be addressed by adjusting the dispatch by for example including this limitation as a restriction in the operating cost optimization procedure.** [Sec. 7.10.2, pág. 7-59]

De igual manera, el Volumen IV del PIR provee lo siguiente:

For the proposed Portfolio 3, we observe that under Future 3 there is non-compliance with the proposed GHG New Source Performance Standard. As can

be observed in section 2.3.3.2, it is the Aguirre CC 1&2 repowered that have emission rates above 1,000 lb/MWh. These units are expected to have relatively high heat rates at partial load, as compared with an entirely new combined cycle plant. This is shown in the table below, where we added the expected CO2 emission rates at the different loading levels. As can be observed, **for loading below 70%, the generating units would exceed the CO2 limits defined by the GHG New Source Standard.** In the PROMOD simulations, the optimization seeks to minimize production costs subject to security constraints, and emission rate limits were not entered criteria. Thus, as these units had higher heat rates than the H-Class Combined Cycle Plants, they tended to dispatch at partial load in favor of higher production at the H-Class Combined Cycle and start more often, **which implies additional fuel consumption.** We examined the hourly production for the Aguirre CC 1&2 and, in average, they were dispatched at 53% of its rated capacity.

**One option to address this issue, which is present in all Portfolios, is forcing the Aguirre Repower units to dispatch higher than 70%, and this could be achieved by including emission limits in the PROMOD optimization solution. This will result in higher production costs than currently reported, but less production of CO2.** [Section 2.5, pág. 2-15 (énfasis suplido)].

Estas citas cristalizan la necesidad de una declaración de impacto ambiental para el Plan de Acción preferido de la AEE. Como se refleja en el PIR Base, uno de sus principales objetivos es convertir la flota de la AEE a la combustión de gas natural. Se propone el proyecto AOGP no sólo para proporcionar gas natural para el Complejo Generatriz Aguirre sino también para la planta de Costa Sur y quizás las plantas del Norte. Por ello, el proyecto AOGP es mucho más grande y tendría impactos ambientales significativamente mayores de los que se han presentado. EcoElectrica tiene potencial para expansión de entregas de gas natural. PIR Base, pág. 4-2, 5-2. La AEE no ha provisto el estudio de Galway Energy Advisors citado en el PIR sobre opciones para suministrar gas natural a las plantas del norte.

Con relación con los impactos del proyecto AOGP a la calidad de aire y las medidas de mitigación requeridas en estos aspectos, Puerto Rico se clasifica generalmente como en 'logro' con los Estándares Nacionales de Calidad del Aire (NAAQS) bajo la Ley de Aire

Limpio federal. DIA, en la pág. 4-150 (Tabla 4.10.1-2). Sin embargo, para la mayoría de los contaminantes de aire, las áreas se designan como 'inclasificable', debido a datos de monitoreo inadecuados. Debido a la red de monitoreo dispersa y el hecho de que algunos monitores se encuentran fuera de Salinas, no proporciona una representación justa de la calidad del aire. "La metodología de la EPA requiere que, en un análisis de impacto acumulativo, las fuentes principales cercanas se modelen de forma explícita (40 CFR Parte 51, Apéndice W, §8.2.3). Ni la planta AES ni ninguna de las otras operaciones industriales cercanas en Guayama se incluyeron explícitamente en el modelo computadorizado realizado para la DIA. La omisión de las fuentes principales cercanas conduce a la subestimación de las concentraciones ambientales máximas y una comparación inválida de las concentraciones ambientales calculadas con el NAAQS. Esta es una omisión grave, que la DIA reconoce podrían afectar el análisis y, en consecuencia, debe ser corregida en una DIA complementaria". Véase Informe de Daniel Gutman (Anejado a los Comentarios Suplementarios del Comité) (traducción suplida). Véase <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/search/advResults.asp>, caso número CP13-193-000.

La DIA del proyecto AOGP no aborda adecuadamente los contaminantes de aire peligrosos (HAPs) del proyecto y no logra estimar aumentos en ciertas emisiones de HAPs. La mitigación de HAPs es necesaria precisamente porque uno de los objetivos declarados del proyecto es la conversión del Complejo Generatriz Aguirre para mejorar la calidad del aire. "La protección de la salud pública de las emisiones de HAP es una función de un estudio de impacto ambiental, que requiere la evaluación de todos los impactos ambientales potencialmente significativos (40 CFR §1508.14). Entre los HAPs cuyas emisiones subirán al cambiar a gas natural, las de mayor preocupación, debido a su aumento en comparación con las

concentraciones de orientación, son el formaldehído y el benceno, ambos citados por el Mt. Sinai Hospital Pediatric Environmental Health Specialty Unit y acetaldehído, todos los cuales son cancerígenos y causan irritación respiratoria y una variedad de otros efectos adversos a la salud (FEIS, Vol. 2-2, pp. 65, 66). En cada caso el trasfondo modelado de la EPA o concentraciones de formación secundaria ya está por encima de las concentraciones de orientación, antes de añadir los impactos del Complejo Generatriz Aguirre y el AOGP. Así, es probable que la adición de las emisiones del proyecto sea significativa.” Véase Informe de Daniel Gutman (Anejado a los Comentarios Suplementarios del Comité Dialogo Ambiental en el expediente de FERC). Ambas la LPPA y el National Environmental Policy Act (NEPA) requieren mitigar estos impactos ambientales. Véase 40 CFR §§ 1500.2 (f), 1500.6, 1505.3 (a).

La parte interventora reconoce que el proyecto AOGP permitiría que el Complejo Generatriz Aguirre reduzca muchas emisiones contaminantes. Sin embargo, no es menos cierto que el AOGP aumentaría las emisiones de gases de invernadero CO<sub>2</sub> equivalentes (CO<sub>2</sub>e) y Compuestos Orgánicos Volátiles (en adelante, VOCs), estos últimos aumentarían entre 112 y 130%. Véase Laminas 55 y 56 de la Presentación en power point de AEE para la vista pública de 30 de septiembre de 2014. Con relación a las emisiones de aire nocivas del proyecto, los peritos de la parte compareciente señalan que:

"Los niños son especialmente vulnerables a la contaminación del aire exterior - particularmente el ozono que se puede formar a partir de compuestos orgánicos volátiles (VOCs). Con el Aguirre Offshore GasPort, los tipos de compuestos orgánicos volátiles que se liberaran incluyen productos químicos como el formaldehído, el benceno, tolueno, hexano, y estireno. Muchos de estos compuestos orgánicos volátiles tienen conocidos efectos a corto y a largo plazo. Estos efectos incluyen irritación de los ojos, la nariz, la garganta y la piel; dolor de cabeza, náuseas y mareos; fatiga y falta de aliento; y el empeoramiento de las condiciones respiratorias como el asma. Los efectos a largo plazo

derivados de la exposición crónica incluyen riesgos de algunos tipos de cáncer u otras enfermedades como la insuficiencia renal”

Pediatric Environmental Health Specialty Unit (PEHSU), Mount Sinai Hospital. págs. 1-2. Véase <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/search/advResults.asp>, caso número CP13-193-000.

Al aplicar los antemencionados criterios a la discusión de alternativas del PIR, surge con claridad que el mismo no cumple con lo requerido por el ordenamiento.

Luego de varias solicitudes de información a Excelerate Energy mediante comunicación emitida el 10 de diciembre de 2015, el Cuerpo de Ingenieros le informó a Aguirre Offshore GasPort, LLP que su solicitud de permiso había sido retirada de evaluación adicional en su sistema (“withdrawn from further evaluation in [their] system”), sin perjuicio de que pudiera ser presentada nuevamente en el futuro, cuando el peticionario le enviase toda la información requerida por la agencia. Así, que actualmente no existe ni siquiera una solicitud de permiso de construcción para el AOGP ante el Cuerpo de Ingenieros. Véase <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/search/advResults.asp>, caso número CP13-193-000.

La parte interventora ELAC presentó un análisis de Harvey Consultants del estudio titulado, “Horizontal Directional Drill Feasibility Report” con fecha del 1 de julio de 2015 (en adelante, Estudio Final Laney), que amerita examinarse con detenimiento. ELAC asevera que la construcción y operación del proyecto AOGP resultaría en impactos ambientales significativos. El mecanismo propuesto para el AOGP se conoce como taladro horizontal direccional (Horizontal Directional Drill, o HDD, por sus siglas en inglés) a través de la entrada a la Bahía de Jobos conocida como Boca del Infierno sin considerar los impactos de taladrar sobre el acuífero que le provee agua para formar el estuario de la Bahía de Jobos y a los cayos que la circundan. El HDD típicamente alcanza profundidades de entre 30 y 50 pies por debajo del cuerpo de agua, según establece la FERC. Sin embargo, en este caso “[t]he

borings were completed to depths between approximately 84 feet to 160 feet below seafloor surface (bss).” *Id.* El nivel de entrada propuesto no coincide con las profundidades típicas para este taladro según la propia FERC. Véase Orden de FERC del 24 de julio de 2015. Véase <https://elibrary.ferc.gov/IDMWS/search/advResults.asp>, caso número CP13-193-000.

Con relación a los materiales presentes bajo la superficie, en Boca del Infierno, donde se propone el HDD, el Estudio Final Laney indica lo siguiente:

The subsurface materials noted in the Geo Cim Full Geotechnical Data Report (Draft No 1) Aguirre Offshore Gasport dated June 19, 2015 and Preliminary Nearshore Geotechnical Investigation Report, Rev. 3 consisted predominantly of sand, cemented sand, clay, silt, packstone, and wackestone.

Gravel contents along sections of the HDD profile generally ranged between 10 percent and 72 percent based on the laboratory testing results. Of the 36 samples analyzed for grain size distribution, 17 indicated gravel contents in excess of 40 percent. **The high gravel content soils are present throughout the subsurface strata such that the HDD profile will likely progress through the high gravel content materials.**

Although we anticipate that bore hole stability may be provided by the soil matrix, **the risk of formational fluid loss may be high in the granular soils anticipated along the HDD profile . . . .”**

**On the exit side of the crossing a large dredge pit would be the likely option selected to attempt to contain drilling fluid returns within a limited area. Because the entry and exit sides of the crossing are located in water, we anticipate that the estimated volume of drilling fluid that would likely be expelled to a dredge pit at exit or on the seafloor could be on the order of approximately 3 million gallons. The environmental risk of inadvertent returns within the Boca del Infierno coral reef habitat is an additional concern for the proposed crossing.** While the HDD method of construction is being considered as a means to reduce the surface impacts to the Boca del Infierno coral reef habitat, no HDD installation is without some level of risk for inadvertent drilling fluid returns. Estudio Final Laney, Sección 1.3, en las págs. 2-3, 6 (énfasis suplido).

El Estudio Final Laney, más allá de los comentarios finales, confirma las aseveraciones de los interventores sobre los impactos del HDD, incluyendo las consideraciones sobre el material granular, la contaminación por líquidos de taladrar y los riesgos relacionados a la profundidad mayor donde se estaría taladrando. De hecho, según se anticipó en el estudio

titulado “Laney Horizontal Directional Drill Preliminary Feasibility Study” (en adelante, Estudio Preliminar Laney), el HDD podría presentar riesgos significativos e irrazonablemente altos a los arrecifes de coral y los hábitats de los alrededores de la Bahía de Jobs y la Reserva Nacional de Investigación Estuarina de Bahía Jobs (la Reserva o JBNERR).

Por su parte, el Estudio Preliminar Laney encontró que “[l]os riesgos potenciales identificados para el HDD propuesto son: (i) el contenido de grava en exceso de 40 por ciento que causa inestabilidad y la imposibilidad de mantener un agujero abierto durante la instalación de la tubería de soporte; (ii) el potencial para la fractura hidráulica y retorno de fluido de perforación inadvertido dentro del área y los arrecifes de coral; y (iii) problemas logísticos asociados con el trabajo en un entorno de alta mar en aguas de más de 50 pies y en una zona propensa a los mares agitados y el clima”. Estudio Preliminar Laney, en la pág. 1. En cuanto a este aspecto, todos los factores de riesgo mencionados en el Estudio Preliminar Laney quedaron confirmados en el Estudio Final Laney. El Estudio Preliminar Laney determinó que “[i]ndependientemente de la posibilidad de fractura hidráulica y retornos involuntarios de fluidos de perforación durante las operaciones de HDD, un importante volumen de fluido de perforación será expulsado al fondo del mar como resultado de operaciones de HDD. La propuesta de HDD en la Bahía de Jobs requeriría lugares de entrada y salida en el agua y la mayoría de los fluidos de perforación bombeado probablemente permanecerá en el fondo del mar. Normalmente, un gran hoyo de dragado se construiría en el lado de salida para contener los retornos de líquidos de perforación dentro de un área limitada; Sin embargo, no conocemos de ningún método eficaz de recuperar retornos de perforación desde el fondo del mar o de dragado. Anticipamos que el volumen estimado de fluido de perforación que probablemente se expulse a la fosa de dragado en la salida o en el fondo del mar durante las operaciones de HDD sería del orden de los 2 millones

de galones”. Estudio Preliminar Laney, en la pág. 2. El Estudio Preliminar Laney hace hincapié en que cuando, como en este caso, los lados de entrada y salida de la travesía se encuentran en el agua, anticipamos que el volumen estimado de fluido de perforación que probablemente se expulse a un pozo de dragado en la salida o en el fondo marino sería del orden de los 2 millones de galones de fluido de perforación entre la entrada y la salida. Contener y recoger el fluido de perforación en el lado de salida de la travesía en 70 pies de agua sería difícil, si no imposible, debido al estado del mar, marea, y trayectorias de flujo de agua en la zona y cualquier intento de recuperar el fluido de perforación del fondo del mar probablemente crearía más alteración al sitio. . . . Contener y recoger el fluido de perforación es probable que aumente la turbidez del agua y también crearía las consecuencias no deseadas a la vida marina al intentar recoger el fluido de perforación en el fondo del mar. Actualmente, no existe una industria para contener y recoger descargas de los fluidos de perforación mar adentro.” *Id.* en la pág. 7 (traducción suplida).

Otros riesgos aplicables señalados en el Estudio Preliminar Laney son que “[e]l proceso de apertura puede requerir un tiempo significativo para agrandar el agujero con el diámetro requerido. La probabilidad de fallo aumenta con el tiempo requerido para completar el proceso de apertura del agujero”, *id.* en la pág. 3, y que “[e]l punto de salida de la Bahía de Jobos del HDD propuesto se encuentra en el Mar Caribe en alta mar en aproximadamente 70 pies de agua. Con base en el conocimiento y la experiencia de Laney, los HDDs en el agua por lo general se han completado en profundidades de agua de 50 pies o menos debido al aumento sustancial de los riesgos de fracaso en agua de 50 pies o más”. *Id.* en las págs. 5-6. Por tal razón, Laney concluyó que los impactos de HDD serían devastadores para el ecosistema en la zona de Boca de Infierno. El texto de los Estudios Laney llevan a la conclusión de que el HDD bajo los arrecifes

de coral en Boca del Infierno tendrá impactos ambientales adversos significativos. El Estudio Final Laney confirma los altos riesgos asociados al HDD y aumenta el estimado de contaminación del fluido de perforación de 2 millones en el estudio preliminar a 3 millones de galones en el estudio final, Inexplicablemente, el contratista del proponente invierte su conclusión sobre la viabilidad de HDD. Los hechos en cuanto a la gran cantidad de material granular en la zona de perforación de HDD propuesto, las aguas más profundas donde la perforación se llevaría a cabo y la alta probabilidad de más contaminación del fluido de perforación de lo previsto en contradicción con la supuesta viabilidad de HDD y apuntan a la probabilidad de impactos ambientales significativos a los corales amenazados y en peligro de extinción y los hábitats bentónicos.

Con relación a la ubicación del terminal, la DIA indica que se identificaron 4.1 acres (4.2 Cuerdas) de los arrecifes de parche y mostró que la cobertura de coral constaba de 11 especies diferentes, incluyendo dos especies protegidas por la Ley de Especies en Peligro de Extinción federal. DIA, en la pág. 4-50. Basado en el estudio de caracterización bentónica realizado por Aguirre LLC, la cubierta inferior en la proximidad de la ubicación del terminal propuesto consiste en aproximadamente 16 por ciento de hierbas marinas, 79 por ciento macroalgas, y 5 por ciento de coral pedregoso. DIA, en la pág. 4-58. La ubicación propuesta para el terminal tiene la mayor cantidad de arrecifes de coral de todos los sitios considerados. En cuanto a este aspecto, nótese que si bien la determinación de cumplimiento con la LPPA corresponde a la División de Evaluación de Cumplimiento Ambiental y al Director Ejecutivo de la OGPe, ello no libera a las demás instrumentalidades del gobierno, como la Honorable Comisión de Energía de ejercer un juicio independiente para hacer valer la política pública esbozada en dicha ley.

## **5. Transmisión y Confiabilidad**

La AEE y Siemens alegan que no sería viable añadir la generación adicional equivalente a dos unidades Clase H saliendo de las líneas de transmisión de Costa Sur. De ser así, se hace patente el análisis integral al que se hace referencia en el Informe IEEFA que se aneja al presente escrito lo cual redundaría en menor inversión en el sistema de transmisión.

#### **6. Estructura de Modelo-PROMOD y Presunciones Implícitas**

Recientemente, la Honorable Comisión determinó que la información de insumos al modelo PROMOD no estarían disponibles para la revisión de los peritos de la parte Interventora. Entendemos esta determinación es contraria en la práctica de otros casos de planes integrales de recursos e impone limitaciones al análisis de los peritos de IEEFA.

#### **7. Financiamiento-Deuda, Costo de Capital y Tarifas**

La AEE deberá aclarar cuáles de los componentes de su plan de acción conllevarán procesos de solicitudes de propuestas, licitación y subasta y como se determina el método de adquisición de unidades de generación.

La AEE deberá explicar cómo el plan de recursos preferido por ellos y Siemens impactará las tarifas de energía eléctrica en Puerto Rico y proveer un análisis de impacto de tarifas.

#### **8. Proceso-Peritos y Siemens**

El PIR Base y el PIR Suplementado de Siemens contienen múltiples referencias y recomendaciones para la adquisición por parte de la AEE de unidades generatrices fabricadas por la empresa matriz o afiliada de Siemens PTI, autores del PIR. En ambas versiones del PIR Base de Siemens se recomienda la adquisición de varias unidades Siemens SCC6-800H a razón de \$1.2 mil millones cada una aun cuando las unidades Clase

H genéricas podrían tener igual o mejor rendimiento. Véase Nota al calce 19 del Volumen I del PIR Base de julio 2015 (Nota 21 del Volumen I del PIR Base de agosto 2015), página 2-17 (3-17) y las Tablas 2-2 (3-2) y 2-3 (3-3). Además, Siemens optó por recomendar la adquisición de varias unidades de Siemens SCC-800 porque alegadamente “no era práctico analizar diferentes opciones de unidades de generación para todos los portafolios y escenarios futuros”. Véase página 2-7 del PIR Base de julio de 2015. Siemens indica que, “No recomendamos repotenciamiento (repowering) de estas unidades de vapor para los portafolios, ya que se podría argumentar que el desempeño sería similar a o levemente menos atractiva que una nueva unidad CC y los gastos capitales podrían ser levemente más bajos.” Página 2-14 (3-14). Resulta evidente que Siemens tiene un claro conflicto de interés en promocionar la compra del equipo de una compañía afiliada o de su propia empresa a la vez que pretende brindar servicios de consultoría independiente y que propenda a los mejores intereses de la AEE y de los abonados. Más aun, al ser Siemens los autores del estudio sobre integración de energía renovable conflige con el interés de su compañía o afiliada de vender unidades de generación a base de quema de combustibles fósiles. Esta relación pone en tela de juicio la confiabilidad de los resultados y recomendaciones del PIR Base y PIR Suplementado de Siemens.

## **9. Recursos de Agua, Red Eléctrica Inteligente, Calidad de Servicio y Otros**

### **Asuntos**

Los asuntos sobre impactos del plan de recursos preferido por AEE y Siemens a los recursos de agua constituyen parte del asunto de impactos ambientales y reflejan la necesidad de la preparación de una declaración de impacto ambiental con relación al plan de recursos preferido de la AEE y Siemens. Durante el proceso reciente del plan integrado de recursos del Tennessee Valley

Authority se preparó una declaración de impacto ambiental en consideración al carácter vinculante del referido plan. Véase, <https://www.tva.gov/Environment/Environmental-Stewardship/Integrated-Resource-Plan/2015-Integrated-Resource-Plan>. Otras entidades como Seattle City Light y el Departamento de Servicio Público de New York para el Reforming Energy Vision plan, han preparado declaraciones de impacto ambiental. Véase, <http://www.seattle.gov/light/news/issues/irp/docs/SCLEIS2006.pdf>.

La AEE debería realizar un análisis de como podría desarrollar un plan de recursos donde se desvincule al máximo posible la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles con la generación de ingresos (decoupling). Esto podría darse en gran medida a través de manejo de demanda de energía y a través del cobro por el uso de la infraestructura existente de la AEE para brindar otros servicios como por ejemplo PREPANET.

**En Mérito De Lo Expuesto**, Enlace Latino de Acción Climática-El Puente de Williamsburg, Inc. y el Comité Dialogo Ambiental, Inc., respetuosamente solicitan de la Honorable Comisión de Energía de Puerto Rico desapruere con requerimientos el Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, ordene la preparación de un nuevo Plan Integrado de Recursos que integre los planteamientos en el presente alegato y el Informe del Institute for Energy Economics and Financial Analysis y ordene la preparación de una Declaración de Impacto Ambiental para el nuevo plan de recursos preferido y que se provea el descubrimiento de prueba solicitado y conceda cualquier otro remedio que en derecho y justicia proceda.

Respetuosamente Sometida,

**Certifico:** El envío de copia fiel y exacta del presente escrito por correo electrónico en esta misma fecha a: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, P.O. Box 363928, Post Office Headquarters, San Juan, Puerto Rico 00936, Lcda. Nélide Ayala, [n-ayala@aepr.com](mailto:n-ayala@aepr.com), Lcda. Nitza D. Vázquez Rodríguez, [n-vazquez@aepr.com](mailto:n-vazquez@aepr.com), Windmar Corp., San Francisco St.#206, San Juan 00901, [victorluisgonzalez@yahoo.com](mailto:victorluisgonzalez@yahoo.com), Roumain & Associates, PSC, 1702 Ave. Ponce de León, 2do Piso San Juan, Puerto Rico 00909, Marc Roumain, [mgrpcorp@gmail.com](mailto:mgrpcorp@gmail.com), Eco Eléctrica, L.P., Carlos A. Reyes, P.E., Carretera 337, km. 3.7, Barrio Tallaboa Poniente, Peñuelas, Puerto Rico 00624, [carlosreyes@ecoelectrica.com](mailto:carlosreyes@ecoelectrica.com), Toro, Colon, Mulet, Rivera & Sifre, PCS, P.O. Box 195383, San Juan, Puerto Rico 00919-5383, Lcdo. Carlos Colon Franceschi, [ccf@tcmrslaw.com](mailto:ccf@tcmrslaw.com), [agraitfe@caribenet.com](mailto:agraitfe@caribenet.com), [ivc@mcvpr.com](mailto:ivc@mcvpr.com), Jose G. Maeso, Director Ejecutivo, Oficina Estatal de Política Publica Energética, P.O. Box 413314, San Juan,

P.R. 00940, Lcdo. Edwin Quiñones Porrata, edwin.quinones@aae.pr.gov, O'neill & Borges, LLC, American International Plaza, 250 Muñoz Rivera Ave, Ste. 800 San Juan, Puerto Rico 00918, Lcdo. Carlos Valdejuly, carlos.valdejuly@oneillborges.com, Lcdo. Javier Vázquez, javier.vazquez@oneillborges.com, Lcda. Ana Rodríguez, ana.rodriguez@oneillborges.com, Lcdo. Fermin Fontanes, [fermin.fontanes@oneillborges.com](mailto:fermin.fontanes@oneillborges.com), Adsuar, Muñiz, Goyco, Seda, Pérez-Ochoa, PSC, P.O. Box 702924, San Juan, P.R. 00936, Lcdo. Eric Perez-Ochoa, epo@amgprrlaw.com, fviejo@amgprrlaw.com, acasellas@amgprrlaw.com, Casellas, Alcover & Burgos, PSC, P.O. Box 364924, San Juan, Puerto Rico 00936, Lcdo. Heriberto Burgos, hburgos@cabprlaw.com, Lcda. Diana Pérez Seda, [dperez@cabprlaw.com](mailto:dperez@cabprlaw.com), Weil, Gotshall & Manges, LLP., Edward Soto, Esq.395 Brickell Ave., Suite 1200 Miami, Florida 33131, edward.soto@weil.com, Weil, Gotshall & Manges, 767 Fifth Ave. New York, New York 10153LLP, Sara Coehlo, Esq., sara.coehlo@weil.com, Gaspard Curioni, Esq. gaspard.curioni@weil.com, Salvatore A. Romanello Esq., salvatore.romanello@weil.com, Neill N. Levy, King & Spalding,LLP, 1700 Pennsylvania Ave. NW, Washington, D.C. 20006, nlevy@kslaw.com., Cadwalader, Wickersham & Taft, LLP, 700 6<sup>th</sup> Street, NW, Washington, D. C. 20001, Doron F. Ezickson, Esq., doron.ezickson.cwt.com, Felipe Lozada Montañez, Coordinador, Mesa de Dialogo Energético, PMB 359, 425 Carr. 693, Suite 1, Dorado, P.R. 00646, felipelozada1949@gmail.com, Instituto Nacional de Energía y Sostenibilidad Islena, Jardín Botánico, 1187 Flamboyán, San Juan, P. R. 00926, Lionel Orama Exclusa,D. Eng., P.E., lionel.orama@upr.edu, Alan M. Rivera Ruiz, Presidente, Asociación Puertorriqueña de Energía Verde, P.O. Box 50688, Toa Baja, P. R.00950-0688, energiaverde.pr@gmail.com, McConnell Valdés, LLC, P.O. Box 364225 San Juan, P. R. 00936, Lcdo. Carlos Fernández Lugo, cfl@mcvpr.com, Lcdo. Ignacio J. Vidal Cerra, ivc@mcvpr.com.

En Salinas, Puerto Rico, a 29 de abril de 2016.



/s/ Lcda. Ruth Santiago

RUA Núm. 8589

Apartado 518

Salinas, P.R. 00751

Cel: 787-312-2223

Fax: 787-824-4368

C.E. rstgo2@gmail.com



COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO  
Recibido por: *Cathy Kunkel*  
Fecha: *4/29/16* Hora: *2:56*

# Comments on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan

---

---

**April 29, 2016**



**Institute for Energy Economics  
and Financial Analysis**  
IEEFA.org

**Anna Sommer, President, Sommer Energy, LLC**  
**Cathy Kunkel, Energy Analyst, IEEFA**

# Introduction

PREPA's integrated resource plan suffers from the fundamental flaw that it does not explore the possibility of a future in which the island is *not* primarily dependent on imported fuels. The only futures contemplated are those in which at least half a billion dollars is transferred out of the island every year to pay for fossil fuels. Certainly, a plan to "do nothing" and stick with the status quo is not wise, but neither is a plan to invest over a billion dollars in infrastructure to move the island from reliance on one fossil fuel to another. PREPA's most recent modeling exercise, submitted on April 26, 2016, confirms that the benefits of its plan are largely dependent on a differential in fuel prices between natural gas and fuel oil. When that differential narrows, as it has recently, the benefit of PREPA's plan including constructing the Aguirre Offshore Gas Port largely evaporates. This fact should be extremely concerning to the Commission. We appreciate the urgency that the parties may feel and the need to "do something", but investing huge amounts of money into infrastructure that makes Puerto Rico reliant on natural gas and from which Puerto Rico cannot extricate itself should that reliance turn out to be a bad bet is not the solution.

We would like to see the Commission direct PREPA to engage in a stakeholder-based process with the goal of producing a plan that provides flexibility in the face of uncertainty about key assumptions such as fuel prices and future demand; takes into account rate impacts; and leverages cost-effective, less risky resources like renewables, energy efficiency, and demand response.

Given the absence of such a plan in the current IRP, these comments focus on flaws in the Company's current modeling such as risks overlooked and resources inappropriately modeled. Our comments address what we see as the major deficiencies in PREPA's IRP modeling, including

- a. a lack of modeling integrated supply and demand-side resources;
- b. the failure to consider a lower load forecast sensitivity;
- c. the unnecessarily high reserve margin that results in an overbuilding of thermal generation;
- d. capital cost assumptions which favor thermal generation;
- e. the failure to adequately consider renewable resources; and
- f. the unrealistic assessment of the costs and risks of AOGP.

# PREPA's Modeling was not Performed in an Integrated Manner

If PREPA had conducted meaningful IRP modeling, all generation resources – including supply side and demand side resources – would have been treated on a consistent and integrated basis as resources that can be used to meet electricity demand. Different resources – conventional generation, energy efficiency, demand response and renewables – would have been assigned a cost and a generation expansion model run to find the portfolio of resources that meets projected demand at the lowest system cost, subject to whatever constraints are externally imposed on the system (such as constraints of capital availability, for example). This was not done in this case. Instead, PREPA pre-selected generation expansion plans, layered a fixed amount of energy efficiency on top of them and then added varying amounts of renewable energy generation. Even in scenarios in which PREPA included higher amounts of renewable energy to achieve full compliance with the RPS, these additions were not accompanied by any reduction in the buildout of central station generation. Thus, there was no attempt to determine how much renewables, energy efficiency and demand response could be added, with a reduced amount of central station generation, to meet projected load at the lowest system cost.

Because of this failure to integrate supply-side and demand-side resources, both PREPA's August and Supplemental March IRPs are largely focused on changes or additions to its central station fleet. More distributed resources including wind, solar, demand response, and energy efficiency, to the extent they were included, generally have little influence on the treatment of the central station generators.

This presents a missed opportunity for PREPA. It consigns Puerto Rico to indefinite reliance on imported fuels and their associated risks simply because the alternative was not considered.

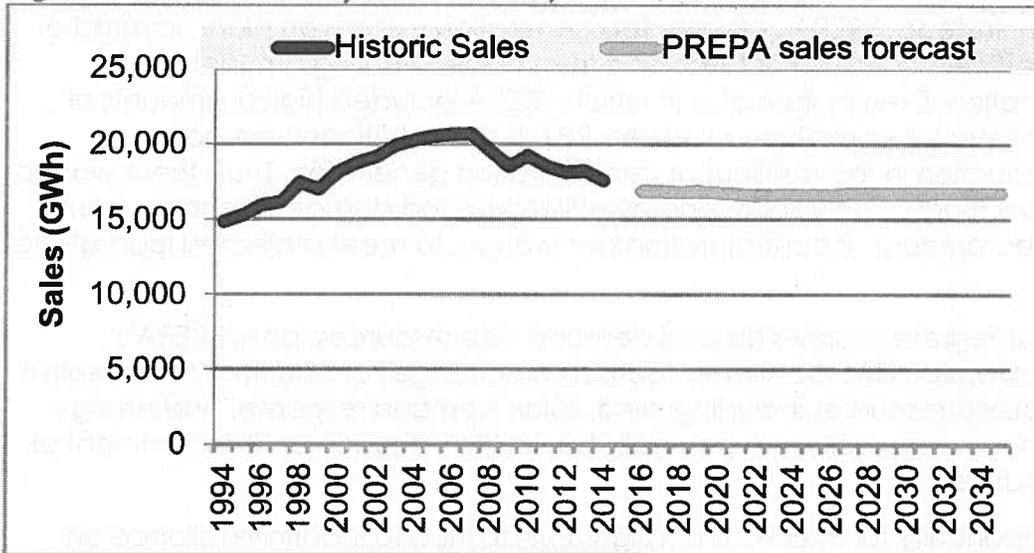
A scenario that relies on fossil fuel-free resource additions rather than investment in central station generators requires more creativity and effort to model than was required by PREPA's methodology, but cannot be dismissed out of hand as unachievable or uneconomic. The high cost of supplying electricity in Puerto Rico and uncertain economic growth and population should make PREPA wary of pursuing large-scale capital projects with unguaranteed costs and benefits. Rather PREPA should be pursuing a portfolio of resources that reduces reliance on imported fuel, allows flexibility of build-out, and leverages innovative solutions on both the demand and supply-sides.

# PREPA did not Consider a Lower Load Forecast Sensitivity

PREPA's IRP understates the risks to ratepayers from its assumed load forecast.

PREPA based its IRP modeling on only one load forecast and did not present any lower load forecast sensitivity. As shown in the following graph, PREPA's actual sales declined 15% from 2007 to 2014, a result of the economic crisis and loss of population. Yet PREPA's projected load forecast shows load remaining approximately flat from 2016 through 2035.<sup>1</sup> The discrepancy between the clear downward trend in sales over the last decade and the flat sales projection is not addressed in the IRP.

Figure 1. Actual and Projected Sales by PREPA, 1994 – 2035.



According to PREPA's "Demand Forecasts Methodology" document, the independent variables used in the regression analysis to forecast energy consumption for 2015-2019 for residential, commercial and industrial customers were GDP and GNP, electricity cost, disposable personal income and prior year's consumption. The analysis does not include population as an independent variable, which may account for the counterintuitive results of the regression analysis. While PREPA acknowledges that population is likely to continue to decline, the economic variables (GDP, GNP, disposable personal income) are all forecasted to increase. This despite the fact that, for example, Puerto Rico's GDP has steadily declined since 2007.<sup>2</sup> And the Census Bureau's most recent estimate of Puerto Rico's population puts it at 3,474,182<sup>3</sup> - close to the 2025 estimate given in PREPA's August IRP.<sup>4</sup>

<sup>1</sup> The load forecast presented in the figure is the "original" sales forecast (i.e. the sales forecast prior to subtracting energy efficiency) presented in Table 3-2 of PREPA's Supplemental IRP.

<sup>2</sup> GNP in constant dollars from <http://www.gdb-pur.com/economy/statistical-appendix.html>, versus Table 1-4 of Volume III of the August IRP.

<sup>3</sup> Annual Estimates of the Resident Population: April 1, 2010 to July 1, 2015  
Source: U.S. Census Bureau, Population Division

Release Dates: For the United States, regions, divisions, states, and Puerto Rico Commonwealth, December 2015.

<sup>4</sup> See Table 1-6 of Volume III.

For modeling purposes, the above forecast of energy sales must be converted into a forecast of electricity to be generated by PREPA's plants by adding technical and non-technical losses. PREPA assumes these technical and non-technical losses are constant through the forecast period, meaning that generation is approximately 20% higher than sales for the entire forecast period. Non-technical losses are assumed to be constant at 7% of sales, or more than 1,100 GWh per year. We know of no other U.S. utility that experiences that level of "non-technical" losses; in fact, "unbilled" or "unaccounted for" energy is generally so trivial that it is not separately estimated. At the April 6, 2016 technical conference, PREPA representatives stated that they are aggressively trying to reduce non-technical losses. It would have been reasonable to consider a scenario in which PREPA is successful in reducing its non-technical losses to a lower level.

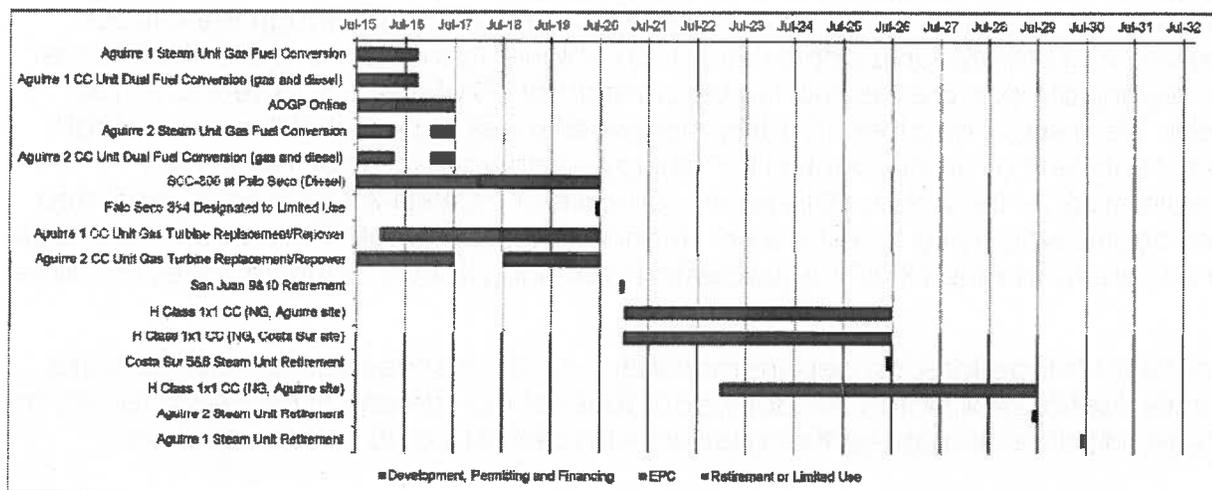
The fact that PREPA's load forecast departs markedly from the last decade of historical data, relies on a limited set of explanatory variables and does not include any of PREPA's attempts to reduce non-technical losses, suggest that a lower load forecast would have been more realistic.

PREPA argued during the technical conference that it was not necessary to run a sensitivity analysis with a lower load forecast because the energy efficiency scenario used in its Supplemental IRP sufficiently models the impacts of lower load. Energy efficiency should not be seen as a substitute for an accurate load forecast. PREPA should aim to obtain cost-effective energy efficiency resources in any scenario, regardless of the levels of forecasted loads. If the load forecast turns out to be lower than PREPA anticipates, that does not mean that PREPA should not continue to procure cost-effective energy efficiency. In developing an IRP, PREPA should consider the possibility that the level of energy efficiency considered in the supplemental IRP could be obtained on top of a lower load forecast.

Thus, PREPA's IRP does not provide any modeling of the optimum generation buildout, including cost-effective energy efficiency, to meet a lower load forecast.

By failing to model a lower demand forecast sensitivity, PREPA's IRP does not fully explore the risk to ratepayers of overbuilding its system. Under PREPA's preferred buildout plan, if the load forecast does not materialize, the costs of underutilized capacity must still be recovered from ratepayers. PREPA's preferred plan lacks flexibility because it appears that it must immediately make financial commitments totaling more than \$1.5 billion in order to meet its timeline (Figure 2 below). That figure includes transmission, AOGP, and central station generator costs. PREPA's ratepayers are on the hook for this investment even if the load to support it does not materialize as forecasted.

**Figure 2. Many of the Key Resource Decisions in PREPA's Preferred Plan Appear to Require Immediate Financial Commitments**



## **PREPA's Failure to Give Capacity Credit to Certain Resources Results in an Unnecessarily High Reserve Margin and an Overbuilding of the Generation System**

An assessment of need is a key part of any resource planning. The prior section discusses a key input to the needs assessment – the load forecast. In this section, we explain why the additional steps in PREPA's need assessment – namely the determination of capacity needed to maintain an adequate reserve margin - may not be appropriate and impose significant, unnecessary costs on customers.

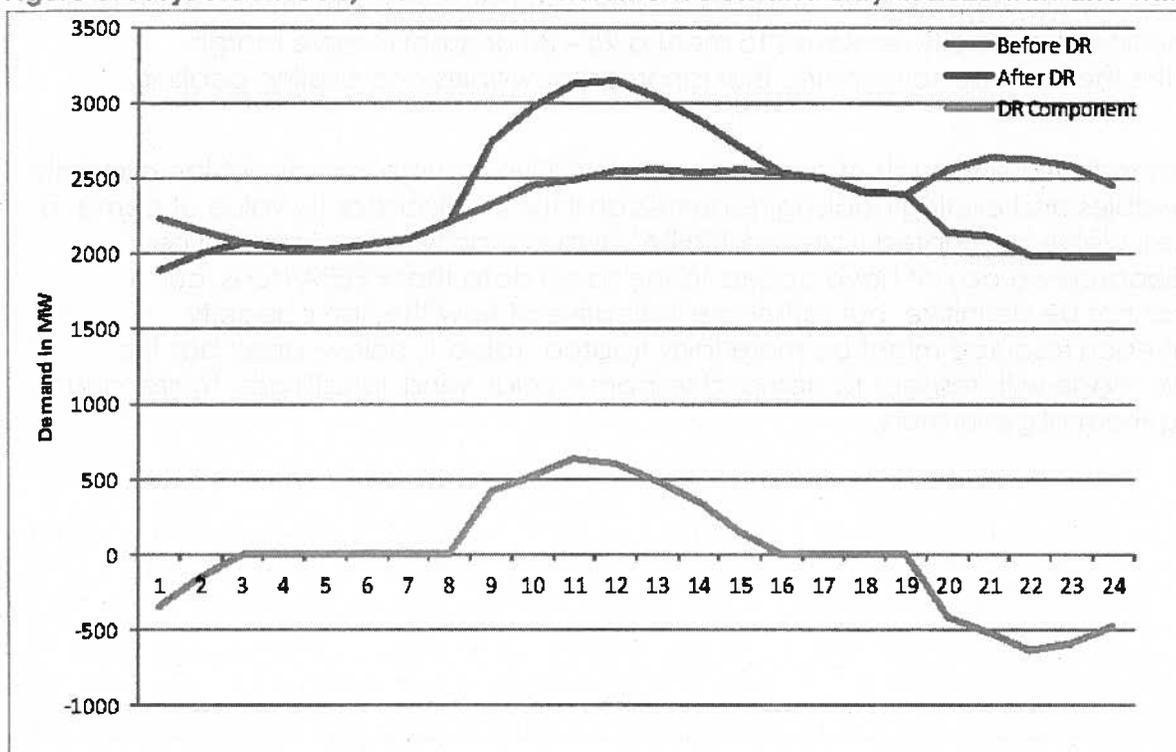
Like any other utility, PREPA seeks to provide customers with a reliable power supply. A utility may do so by reducing or shifting demand and by providing power in a pattern that matches customer demand. Apart from what seems to be PREPA's recent commitment to meet the Commission's energy efficiency scenario of an incremental 0.2 percent per year from 2017 to 2024 and stabilizing thereafter at 1.5% per year, the IRP is focused on meeting demand through supply-side measures only, i.e., providing power that matches customer demand. This approach undoubtedly raises costs to customers because it ignores lower-cost demand side options and the ability of demand-side management improve the value of generation to which PREPA has already committed.

Using demand response (DR), PREPA can shift or shave peak demand so that the peak occurs when its solar facilities are operating, enabling it to assign capacity credit to those solar resources. Demand response can take many forms, but a common DR program focuses on air conditioning (both residential and commercial) and cycles units more frequently during peak demand times and/or increases their setback temperature. Such a program would likely be appropriate for Puerto Rico given its climate.

Demand response can also take the place of “steel in the ground”, a scenario that PREPA never discusses. In fact, PREPA’s analysis of demand response seems entirely focused on demand response’s ability to avoid curtailment of renewables. It dismisses demand response out of hand as uneconomic because, PREPA contends, demand response’s cost would have to be combined with high cost PV generation, making both more expensive than a combined cycle unit. However, there is no reason that demand response must be paired with any resource; instead, it should be evaluated on its own merits for its ability to compete with any supply or demand side resource.

PREPA views demand response as providing no value other than that illustrated in Figure 3 – it moves consumption from hours 20 – 24 and 1 – 3 to hours 8 – 16. That is, the hourly demand curve moves from the blue line to the red line.

Figure 3. Projected Hourly Demand on Maximum Demand Day in 2025 with and without DR<sup>5</sup>



In this example, while DR shifts the peak to daytime hours, it does nothing else. It does not, for example, as the above-mentioned residential air conditioning DR program would do, contribute to reducing the peak load. In addition to failing to consider the ability of DR to shave peak load, PREPA’s IRP also underestimates the capability of many other resources to meet its peak load. This leads PREPA to inflate its reserve margin and to plan to build more generation resources than are necessary.

One of the benefits of DR that PREPA does not consider is that, by shifting the peak from evening to daytime hours, DR opens up the possibility that solar can contribute towards

<sup>5</sup>From page 7-2 of IRP Supplement.

meeting the peak system demand. PREPA's IRP currently does not give any "capacity credit"<sup>6</sup> to its solar generators. It also, inexplicably, does not give credit to wind or landfill gas plants. This leaves new thermal generation as the only resource that can be built to fill any identified capacity need.

PREPA's need is also inflated by the assumption that hundreds of megawatts worth of its existing generators provide no capacity credit despite the fact that they provide energy. And several of PREPA's units are accredited at a capacity much lower than their nameplate capacity either for reasons that are unknown or because of extremely high forced outage rates. Inexplicably, PREPA never analyzes the possibility of improving its fleet forced outage rates, which could be much more cost-effective than building new capacity.

While PREPA provides an estimate of reserve margins in its Supplemental IRP, e.g. Figure 8-1, it's our understanding that those graphs demonstrate a reserve margin metric that is essentially meaningless because they are based on the installed capacity of PREPA's units. Rather, something PREPA terms "firm capacity" was used as the benchmark to determine whether a portfolio had sufficient capacity resources to meet a 25 – 30 percent reserve margin requirement. It is the firm capacity metric that ignores renewables and existing peaking capacity.

In order to demonstrate how much of a difference alternative assumptions about the capacity credit of renewables and existing peaking resources and the peak capacity value of demand response makes, we've attempted to rework PREPA's firm capacity estimates using new assumptions. Because we do not have access to the same data that PREPA does, our assumptions cannot be definitive, but rather are indicative of how the firm capacity contribution of each resource might be more fairly treated. Table 1, below, describes the assumptions we made with respect to demand response, solar, wind, landfill gas, hydro, and certain existing thermal generators.

---

<sup>6</sup> Capacity credit is generally assigned to generators in accordance with the probability of their producing energy (in the case of renewables) or being available to produce energy (in the case of thermal power plants) at the time of system peak demand. In effect, the purpose of evaluating generators from the perspective of their "accredited capacity" rather than installed capacity is to assess how reliably those generators can meet peak needs.

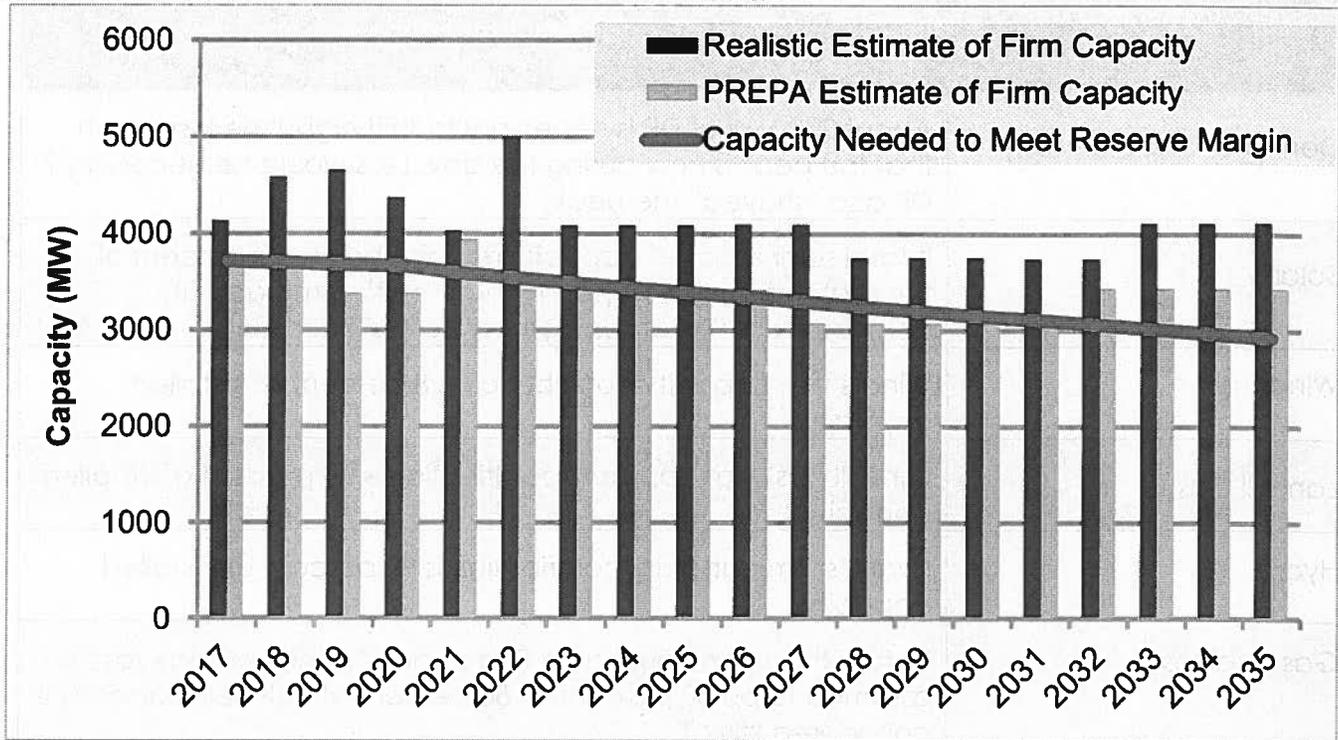
**Table 1. Description of Firm Capacity Contribution Assumptions in Figure 4**

Resource	"Firm" Capacity Contribution Assumption
Demand Response (DR)	About 200 MW of DR is necessary to shift nighttime load such that the peak is now during the day. Less would be necessary if DR also "shaved" the peak.
Solar <sup>7</sup>	If total solar installed capacity remains below 20 percent of thermal generation capacity then solar's firm capacity contribution is 50 percent, otherwise it is 7 percent.
Wind	Wind's firm capacity contribution is 8 percent of installed capacity.
Landfill Gas	Landfill gas' firm capacity contribution is 90 percent of installed capacity.
Hydro	Hydro's firm capacity contribution is 90 percent of installed capacity.
Gas Turbines	Rather than contributing no firm capacity, their outage rate is assumed to be 50 percent so 50 percent of installed capacity is considered "firm."
Cambalache Turbines	Rather than contributing no firm capacity, their capacity contribution is consistent with the Mayaguez units at 79 percent.
All Other Resources	Consistent with PREPA assumptions.

Under the assumptions outlined in Table 1, PREPA does not need to add as much new thermal generating capacity as it claims. In fact, with the assumptions in Table 1, the generation capacity buildout envisioned in PREPA's preferred scenario, P3MF1M, will result in significantly overbuilding the generation system.

<sup>7</sup> The accredited capacity value of solar is assumed to decrease at high penetration levels, though there is no consensus as to what constitutes a "high" level. Based on work by the Lawrence Berkeley National Lab and current accredited values in the Midcontinent Independent System Operator (MISO), we picked the values in Table 1.

Figure 4. By Leveraging Existing Resources and Adding in Demand Response, PREPA would Need Far Fewer New Resources to Meet its Peak Needs.<sup>8</sup>



As Figure 4 demonstrates, accounting for the ability of existing resources to meet peak needs implies that PREPA's preferred plan will result in far more capacity than is necessary. PREPA could greatly reduce the level of thermal generation necessary to meet the peak. If fewer thermal generators are built or repowered, then less capital investment is also needed. Figure 4 has some conservatism built into it in that it does not account for all 2,100 MW of potential renewables, since those renewables are also not part of PREPA's modeling.<sup>9</sup> And it does not account for the possibility that energy efficiency could also shift peak needs to the daytime or that demand response could shave as well as shift the peak from the nighttime.

<sup>8</sup> The PREPA estimate of firm capacity was developed using a spreadsheet provided in response to the Commission's 3<sup>rd</sup> Requirement of Information with modifications for the changes in timing and capacity envisioned under the P3MF1M plan. This was done since the yearly firm capacity estimates were not provided by PREPA in its Supplemental IRP.

<sup>9</sup> See Supplemental IRP at 5-5.

# PREPA's Modeling Likely Overstates the Benefit of its Preferred Thermal Generation Buildout Plan

PREPA's modeling relies heavily on a buildout of central station thermal generation to meet its projected load and reserve margin. PREPA appears to have underestimated the cost for these new generators. Table 2 shows the per kW assumptions made for the new CC and repowering options.

Table 2. Repower and New CC Options Included in P3MF1M and P3MF2M

Repower & New CC Configurations	Fuel	Unit Capacity (MW per unit)	Heat Rate (Btu/kWh HHV)	Capital Costs (\$2015/KW)
Aguirre CC 1 & 2 Gas Turbine Replacement/Repower	Natural Gas	263	7,582	703
	Diesel	255	7,368	726
F Class CC (GE S107F.05) (Duct Fired)	Natural Gas	369	7,310	1,001
	Diesel	359	7,065	1,030
H Class CC (Siemens SCC6-8000H) (Duct Fired)	Natural Gas	393	6,979	1,011
	Diesel	342	7,361	1,163

There are few estimates to compare against the Aguirre CC 1 & 2 repowering costs because project-specific proposals are often trade-secret and they also depend on how much of the existing infrastructure can be used. Data to compare against new F Class and H Class CCs is more widely available. For example, Lazard, which produces yearly estimates of the cost of energy from a variety of resources, estimates a 558 MW combined cycle will cost \$1,006 per kW. This figure is generally consistent with generic CC estimates we've seen in other IRPs. PREPA's cost estimates then, would seem to ignore the 16 percent premium on construction costs in Puerto Rico<sup>10</sup> and the higher per kilowatt cost associated with building these smaller units. (It is worth noting that both of these factors – the construction cost premium and the diseconomies of building smaller units – were included when modeling the cost of renewable energy).

Underestimating central station generator costs biases PREPA's analysis in favor of its preferred thermal generation buildout, as opposed to greater reliance on renewables and demand-side resources.

<sup>10</sup> See page 6-3 of the Supplemental IRP.

# PREPA's Modeling Understates the Benefits of Renewables

PREPA's modeling treats renewables as essentially an afterthought. The modeling runs that have incorporated higher levels of renewables simply include those renewables on top of the thermal generators, rather than as a substitute for them. In fact, PREPA claims that full RPS compliance "requires [the] three new H class 1x1 CCs to be built on an accelerated schedule in parallel".<sup>11</sup> PREPA ignores the possibility of using demand-side management strategies such as demand response to incorporate those renewables or energy storage technology including batteries. Despite this flaw, which tends to artificially increase the cost of higher levels of renewables, PREPA's run that includes the greatest amount of renewables (i.e. full compliance with the RPS), P3MF1M\_S5, is still only \$251 million or 1 percent more expensive than PREPA's preferred scenario.

PREPA's main argument against renewables is that additional renewable energy would result in an unacceptable level of curtailment (because PREPA's system peaks in the evening and, according to PREPA, there must be enough thermal generation capacity to meet this evening peak). PREPA does not consider any new additions of wind energy, even though wind is available during evening hours. And as we just discussed, PREPA writes off demand response as too expensive and serving no use except to limit curtailment.

PREPA also does not consider any additions of energy storage, even though energy storage will be built in other, lower cost jurisdictions in mainland<sup>12</sup> U.S. PREPA has provided no compelling evidence demonstrating that the technology cannot be economically deployed in Puerto Rico as well. In the one instance we are aware of in which PREPA examined battery storage costs, they relied upon a 2008 paper despite the fact that battery prices have declined significantly in the last eight years.<sup>13</sup> It is worth noting that Kauai Island Utility Cooperative in Hawaii recently signed a contract for a combined PV (17 MW DC) and battery (13 MW AC) system with a fixed price of \$145 per MWh.<sup>14</sup>

The technical conference revealed that all the renewables PREPA may be obligated to take are not included in its modeling. It appears that 1,056 MW of renewables, listed in Table 5-6 of the Supplemental IRP, are included, but a total of approximately 1,600 MW is contracted and a further 600 MW is governed by master agreements.<sup>15</sup> While it is unfortunate, indeed, that these contracts were signed for at above market prices,<sup>16</sup> if they must be taken then they ought to be included in the modeling so that the uncontracted-for resources can be developed around this

<sup>11</sup> Page 2-2 of Supplemental IRP.

<sup>12</sup> For example, SCE awarded contracts to 260 MW worth of energy storage projects in a 2014 solicitation for capacity resources. See [https://www.sce.com/wps/portal/home/procurement/solicitation/lcr/!ut/p/b1/hc\\_BCoJAEAbgZ-nQMXdsw7TbWouORFYG6V5CwzbB3DBLevss7BJlc5vh-4cZlkhIRBHfMhIXmSri\\_NkLY-fnjOnOai-rXNgAZoz7nIfKMBUQPgRzH4I98S0UWmc6MFuukwFwNAGM8tQH55tbGouaYtsBygLueD-hsVhSQrmARMEYB3hs6jvSikLIKXg9HrEioKYko00NapqV2LZvxsarOIOkf-IDXtSaVknmq7dXpW-CoLhUJP9z5FEKGA5Hc694DHo9VOA!!/d4/d5/L2dBISevZ0FBIS9nQSEh/](https://www.sce.com/wps/portal/home/procurement/solicitation/lcr/!ut/p/b1/hc_BCoJAEAbgZ-nQMXdsw7TbWouORFYG6V5CwzbB3DBLevss7BJlc5vh-4cZlkhIRBHfMhIXmSri_NkLY-fnjOnOai-rXNgAZoz7nIfKMBUQPgRzH4I98S0UWmc6MFuukwFwNAGM8tQH55tbGouaYtsBygLueD-hsVhSQrmARMEYB3hs6jvSikLIKXg9HrEioKYko00NapqV2LZvxsarOIOkf-IDXtSaVknmq7dXpW-CoLhUJP9z5FEKGA5Hc694DHo9VOA!!/d4/d5/L2dBISevZ0FBIS9nQSEh/)

<sup>13</sup> See for example: Bellero, Lauren. "Moody's: Batteries could soon become 'economically viable' for energy use." 25 September 2015, SNL Financial, available at: <https://www.snl.com/InteractiveX/article.aspx?ID=33984003&KPLT=4>

<sup>14</sup> Bandyk, Matthew. "Kauai battery project to deliver solar energy to co-op's customers after sunset." 30 March 2016, SNL Financial.

<sup>15</sup> According to page 5-5 of the Supplemental IRP, existing contracts, PPOAs and Master Agreements total 2,160.1 MW of renewable capacity.

<sup>16</sup> It's not clear why this might be the case, although we would note that these contracts do not seem to be the result of a competitive Request for Proposals (RFP) process since one has not been conducted by PREPA since at least January 1, 2009 (see response to ELAC Request No. 10).

portfolio. It doesn't make sense to pretend they don't exist and develop a thermal generator portfolio that ignores them. These additional renewables make it even more critical that more creative methods for integrating renewables, apart from gas CCs, be seriously explored and considered; otherwise curtailment charges across all portfolios will be underestimated.

If, on the other hand, PREPA has the opportunity to renegotiate some of these renewables contracts<sup>17</sup>, we see no reason why it should not be able to do so at much lower prices. Xcel Energy in Minnesota, which has a demonstrably worse solar potential than Puerto Rico (see Figure 5), believes that the all-in cost of solar in 2016 will be \$67.30 per MWh.<sup>18</sup> This price accounts for both the renewable attributes of that solar (the RECs) and the federal investment tax credit just as PREPA's estimate of about \$140 per MWh in 2016 would seem to.

Figure 5. Puerto Rico has a Much Better Solar Resource than much of Mainland U.S.<sup>19</sup>



Jurisdictions further south are seeing even lower per MWh costs. Over the summer of 2015, Austin Energy reported receiving at least one bid to provide solar at a cost of less than \$40 per MWh.<sup>20</sup> We attempted to get, but never received the calculations PREPA performed to determine the levelized cost of solar, so cannot say why PREPA arrives at such a markedly higher figure (\$140/MWh). One reason seems to be the assumption that PREPA would have to

<sup>17</sup> A review of the contracts indicates that PREPA has the option to terminate contracts which have not come online within a certain timeframe. It appears that this deadline has passed or is upcoming within the next year for many projects. With regard to 442MW of the 1,062MW of renewables included in Table 4-2 of Volume 1 of the August 2015 IRP, PREPA notes that there is "significant uncertainty about the actual future of these projects in their current contractual form."

<sup>18</sup> Xcel 2015 IRP Supplement filed January 29, 2016.

<sup>19</sup> From AWS Truepower: [https://go.pardot.com/l/71132/2015-06-29/c5bfm?kc\\_referrer=https://www.awstruepower.com&kc\\_file=http://ww2.awstruepower.com/SOLAR-Resource-Map-North-America](https://go.pardot.com/l/71132/2015-06-29/c5bfm?kc_referrer=https://www.awstruepower.com&kc_file=http://ww2.awstruepower.com/SOLAR-Resource-Map-North-America)

<sup>20</sup> Trabish, Herman K. "Austin Energy gets record low solar bids at under 4 cents per kWh." 2 July 2015. *Utility Dive*. Available at: <http://www.utilitydive.com/news/austin-energy-gets-record-low-solar-bids-at-under-4-centskwh/401642/>

pay an additional \$30 per MWh in order to also receive the renewable attributes of the solar. Perhaps if it purchased RECs alone rather than in combination with energy, this might be the case, but an additional charge at that level (\$30 per MWh) is not consistent with the experience of other U.S. utilities of which we are aware. We know many, perhaps all, of PREPA's recently executed renewables contracts include a provision to pay for RECs at a cost of \$30 per MWh, but again, this is not typical for utility-scale renewables contracts executed with other utilities of which we are aware.

It is also possible that PREPA's capital cost figures for solar are already out of date. While the NREL report PREPA references was published in September 2015, the prices are linked to systems installed in the first quarter of 2015 that presumably would have locked in equipment prices in 2014 or even earlier.

Renewables have the added benefit of having no fuel price volatility risk. Whether PREPA continues to burn large quantities of natural or diesel fuel, it cannot guarantee that its customers would not have to bear further rate increases due to higher fuel costs. Because renewables are "fuel-free" this risk is entirely removed.

In summary, a build-out strategy centered around renewables provides an enormous risk reduction benefit to PREPA and its ratepayers. There is great uncertainty around Puerto Rico's economic future and its population and thus great uncertainty in PREPA's load forecast. Once PREPA's thermal fleet is built, those costs will have to be borne by customers regardless of whether population continues to decline. The fewer customers, the higher the charge that will be assessed on its remaining customers. While the same would be true of any renewables that are built, their smaller MW size compared to the proposed thermal fleet greatly reduces the resulting rate shock compared to a thermal generator. Additionally, the smaller size of renewable units means that there is more flexibility in building out the generation system in an incremental manner, and fewer renewables can be built if load does not materialize as forecast.

## **PREPA Overstates the Benefits of AOGP**

As discussed previously, most of PREPA's modeling for its August 2015 IRP is focused on different combinations of central station generators. The Company's preferred plan in the August 2015 IRP is known as "P3F1" and includes construction of the Aguirre Offshore Gas Port (AOGP) by mid-2017, allowing a transition of much of PREPA's fleet to natural gas. A similar, but alternative plan, "P3F2" does not include AOGP.<sup>21</sup> Generally, the generator replacement and repowering options included in this plan rely on light diesel as the fuel source. In its August 2015 modeling, PREPA estimated the present value of total system cost<sup>22</sup> of P3F1 at \$26.842 billion and P3F2 at \$29.301 billion, a difference of 9 percent. These totals are calculated over a "planning period"

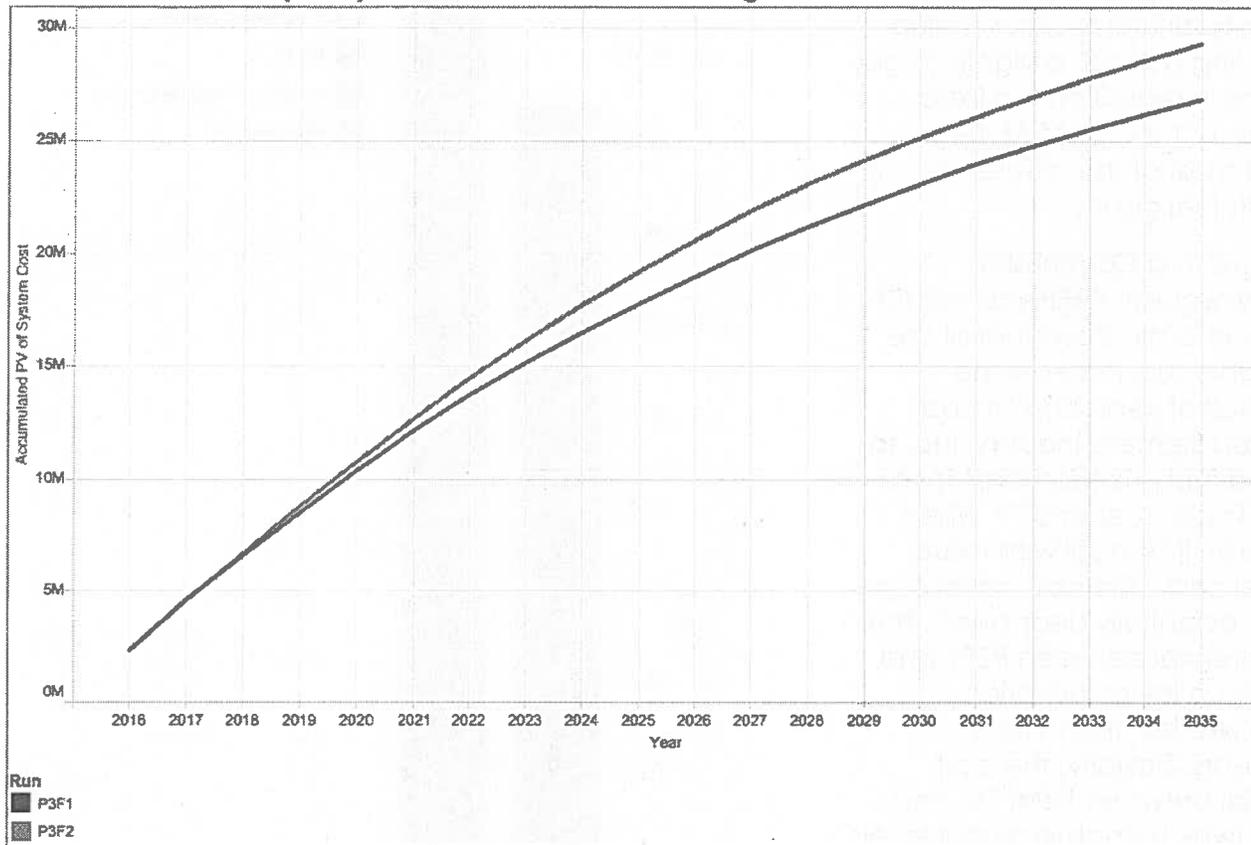
---

<sup>21</sup> PREPA presented modified versions of these plans, P3MF1M and P3MF2M in its Supplemental IRP, but we did not have access to the annual cost data for these plans to perform a similar analysis though we would expect similar magnitudes of differences, if not the same absolute difference between plans.

<sup>22</sup> Present value is a measure of cost that takes into account the "time value of money." Future expenditures are discounted in PREPA's model by its chosen "discount rate" – 6.86%.

of 2016 – 2035. However, as shown in Figure 6, below, the benefit of P3F1 does not immediately accumulate to ratepayers and is weighted towards the latter half of the planning period.

Figure 6. Most of the “Benefit” of PREPA’s Preferred Plan including AOGP (P3F1) Over a Similar Plan without AOGP (P3F2) Occurs Late in the Planning Period<sup>23</sup>



Because events further in the future are more difficult to predict, there is a risk that these assumed future benefits of P3F1 relative to P3F2 will not materialize.

The main projected benefit of P3F1 seems to be a reduction in fuel cost as shown in Figure 7.

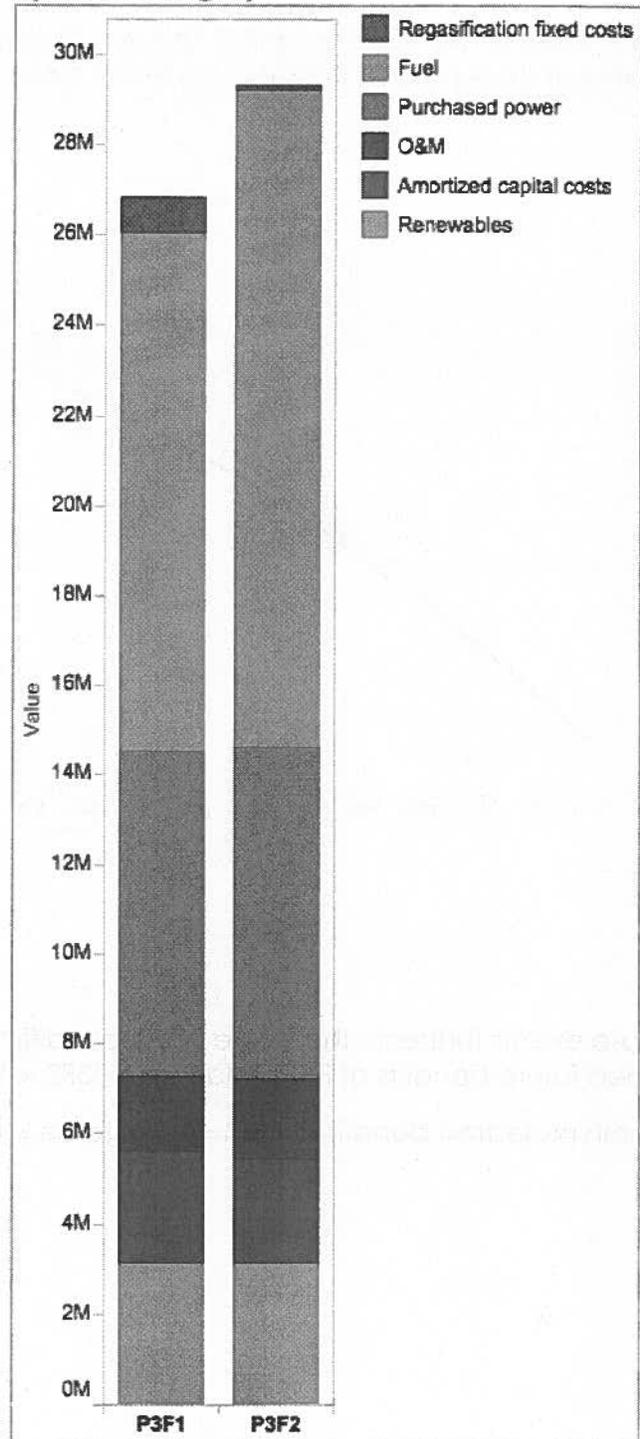
<sup>23</sup> Based on worksheet provided in response to the Commission’s 3<sup>rd</sup> Request to PREPA.

There is a small difference in "amortized capital costs" (defined as the PV of capital expenditures made on fossil-fuel facilities during the planning period), a slightly larger difference in regasification fixed costs due to the cost of AOGP in P3F1, but most of the difference has to do with fuel costs.

In response to a Commission discovery request, PREPA admitted that "[d]ue to the downturn of the oil and other fuel prices in the second half of year 2015" it had "requested Siemens Industry, Inc. to prepare a fuel price forecast for a "Low Oil Price" scenario."<sup>24</sup> When PREPA reran its model with these lower fuel costs, the cost advantage of AOGP essentially disappears. The cost differential between P3F1 and P3F2 under a lower fuel price scenario was less than 1% over twenty years. Similarly, the cost differential between P3MF1M and P3MF2M (which contain higher levels of energy efficiency, slightly less thermal capacity, and different online years for certain resources) was also less than 1% over twenty years.

These modeling results show that the cost advantage of AOGP is highly sensitive to future fuel prices. The benefit of AOGP is thus as volatile as oil and natural gas prices, which in turn places significant risk on ratepayers that no cost benefit will be realized under PREPA's preferred plan.

Figure 7. Present Value Cost of P3F1 and P3F2 by Cost Category



<sup>24</sup> Puerto Rico Energy Commission Fourth Requirement of Information, Request No. 1.

# Is PREPA's Preferred Plan Cost-Effective at Any Price?

During the technical conference held on April 6, 2016, PREPA seemed to express a belief that AOGP was cost-effective for ratepayers regardless of what the future might hold. This is at odds with the fact that its own modeling identified a specific, not infinite, cost differential between portfolios with and without AOGP and ignores the uncertainty of that benefit due to fuel price uncertainty.

PREPA's attitude that AOGP will be cost-effective no matter what the cost suggests that PREPA will fall victim to many of the problems that cause large infrastructure projects to be overtime and over budget. As described by Flyberg et al in a 2009 paper, large infrastructure projects often start late, come in over budget, and perform below expectations:<sup>25</sup>

*There are some phenomena that have no cultural bounds such as maternal love and a healthy fear of large predators. We can add to this list the fact that, across the globe, large infrastructure projects almost invariably arrive late, over-budget, and fail to perform up to expectations. Cost overruns and benefit shortfalls of 50 percent are common; cost overruns above 100 percent are not uncommon. For example, in one study of major projects in 20 countries, nine out of ten projects had cost overruns. Similarly, a study of 44 urban rail projects—in North America, Europe, and developing nations, including London's Tube and the metros in Washington, D.C., and Mexico City—found that the average construction cost overrun in constant prices was 45 percent; for a quarter of the projects, cost overruns were at least 60 percent. In addition, passenger ridership was, on average, 50 percent lower than forecast. Furthermore, for a quarter of the projects, ridership was at least 70 percent lower than estimated. An appropriate slogan seems to be "over budget, over time, over and over again." As comforting as it is to know that we are not alone in our folly, it would be even better to minimize the gap between expectations and performance for projects that consume such a large share of the private and, especially, public purse.*

*Executives typically attribute project underperformance to numerous uncertainties such as project complexity, technological uncertainty, demand uncertainty, lack of scope clarity, unexpected geological features, and negative plurality (i.e., opposing stakeholder voices). No doubt, all of these factors at one time or another contribute to cost overruns, benefit shortfalls, and time delays. The goal of this article, however, is not to explain, for example, how to implement complex projects more efficiently by overcoming these uncertainties. Rather, we explain why costs, benefits, and time forecasts for more complex projects are systematically over-optimistic in the planning phase in comparison to less-complex projects. In other words, "why do project planners, on average, fail to anticipate the greater costs of complex projects or those based on new technologies?"*

*The underlying reasons for all forecasting errors can usefully be grouped into three categories: delusions or honest mistakes; deceptions or strategic manipulation of information or processes; or bad luck. Bad luck or the unfortunate resolution of one of the major project uncertainties is the attribution typically given by management for a poor*

<sup>25</sup> Flybjerg, Bent and Garbuio, Massimo and Lovallo, Dan, Delusion and Deception in Large Infrastructure Projects: Two Models for Explaining and Preventing Executive Disaster (February 2009). California Management Review, vol. 51, no. 2, pp. 170-193. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2229781>

outcome. While not denying such a salient explanation, this article explores the underlying psychological and governance reasons for mis-estimation rather than proximate engineering causes.

*Deliberately or not, risks of scope changes, high complexity, and unexpected geological features are systematically underestimated during project preparation. Both delusion and deception see the high failure rates for ventures as a consequence of flawed decision making. According to the first explanation—delusion—the flaw consists in executives falling victim to what psychologists call the planning fallacy. In its grip, managers make decisions based on delusional optimism rather than on a rational weighting of gains, losses, and probabilities. They overestimate benefits and underestimate costs and time. They involuntarily spin scenarios of success and overlook the potential for mistakes and miscalculations. As a result, managers pursue initiatives that are unlikely to come in on budget or on time, or to ever deliver the expected returns. These biases are often the result of the inside view in forecasting: decision makers have a strong tendency to consider problems as unique and thus focus on the particulars of the case at hand when generating solutions. Adopting an outside view of the problem has been shown to mitigate delusion. It is applied by ignoring the specific details of the project at hand and uses a broad reference class of similar projects to forecast outcomes for the current project.*

*According to the second explanation—deception—decision making is flawed by strategic misrepresentation or the presence of what economists refer to as principal-agent problems. Whereas the first explanation is psychological, the second is due to the different preferences and incentives of the actors in the system. In this situation, politicians, planners, or project champions deliberately and strategically overestimate benefits and underestimate costs in order to increase the likelihood that their projects, and not their competition's, gain approval and funding. These actors purposely spin scenarios of success and gloss over the potential for failure. This results in managers promoting ventures that are unlikely to come in on budget or on time, or to deliver the promised benefits. However, this misrepresentation and failure can be moderated by measures that enhance transparency, provide accountability, and align incentives. [More specifically], those measures are: private financiers should participate, without a sovereign guarantee, for at least one third of the total capital needs; financial and non-financial rewards for planners who proposed realistic estimates; strict forecasts audit; criminal penalties for purposely misleading forecasts; place financial responsibility with bidders [i.e. the EPC contractor for Aguirre]; and place financial responsibility with contractors for delays and scope increases.*

PREPA performed no sensitivity analysis in which AOGP came online at a later date and/or with a higher cost. This despite the fact that it only has 14 months in which to construct and bring online the project in order to meet its July 2017 date – which is itself another delay from the mid-2014 in-service date projected in 2013.<sup>26</sup> And in 2014, PREPA estimated AOGP would have \$66 million in fixed operating expenses. It now says the cost will be \$77 million a year.

The \$385 million capital cost estimate is exclusive of financing costs, other than those incurred during construction, which also poses risk in that it is not clear at what terms AOGP could be

---

<sup>26</sup> See [http://www.platts.com/im.platts.content/productsservices/conferenceandevents/2013/pc302/presentations/mike\\_trammel.pdf](http://www.platts.com/im.platts.content/productsservices/conferenceandevents/2013/pc302/presentations/mike_trammel.pdf)

financed. PREPA's discount rate, equal to its weighted average cost of capital, is assumed to be 6.86 percent and is based on the assumption that "PREPA is able to resolve its current financial issues, and can borrow the capital required to finance cost-effective capacity at 9 percent nominal rate." A December 2015 agreement with Assured Guaranty is presumably the mechanism by which "PREPA is able to resolve its current financial issues" and borrow capital at reasonable rates, meaning that the assumed 6.86 percent rate is also in limbo. Part of the agreement required PREPA to file a petition to create a customer fee that would help repay PREPA's debt, and approval of that petition is pending before the Commission.

# Summary: PREPA's Thermal Buildout Plan Brings Unnecessary Risks and Consequences to PREPA Ratepayers

PREPA's preferred generation portfolio imposes significant risks on PREPA ratepayers:

- The risk to ratepayers of paying for stranded, underutilized generation capacity. The combination of PREPA's optimistic load forecast and PREPA's unnecessarily high reserve margin mean that the generation system will almost certainly be overbuilt under PREPA's preferred plan.
- The risk that the cost savings from switching to natural gas will not justify the high capital costs of the AOGP project.
- The risk that the AOGP project will be delayed and come in significantly over budget.

By failing to treat renewable energy, energy efficiency and demand response on a consistent and integrated basis with conventional generation, both in terms of modeling and in terms of capital cost assumptions, PREPA has underestimated the benefits to ratepayers of greater reliance on renewable and demand-side resources. Specifically, PREPA's IRP does not consider:

- The enhanced flexibility of relying on these resources in a situation of highly uncertain future load.
- The reduced volatility of fossil fuel prices to be passed through to ratepayers and reduced risk of rate shock.
- The economic development benefits for the island of greatly reducing the at least half a billion dollars a year that would be spent outside the island to pay for imported fuel.

We recommend that the Commission reject PREPA's IRP and ask it to initiate a stakeholder based process<sup>27</sup> that would develop a vision and a plan for electricity supply in the Commonwealth that is more robust, flexible, sensitive to rates, and less risky.

---

<sup>27</sup> The Department of Energy's Energy Transition Initiative provides one possible framework, the Islands Playbook, under which such a plan could be developed. See <http://www.eere.energy.gov/islandsplaybook/> for more detail. The framework has been used successfully on other Caribbean islands such as the U.S. Virgin Islands.

# Institute for Energy Economics and Financial Analysis

The Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) conducts research and analyses on financial and economic issues related to energy and the environment. The Institute's mission is to accelerate the transition to a diverse, sustainable and profitable energy economy and to reduce dependence on coal and other non-renewable energy resources. More can be found at [www.ieefa.org](http://www.ieefa.org).

## About the Authors

**Anna Sommer is President of Sommer Energy, LLC.** For over ten years, she has provided technical assistance and expert witness testimony to clients working on a variety of electric utility issues. Her recent work has focused on utility resource planning, power plant in-service requirements, and energy efficiency planning.

Ms. Sommer holds a BS in Economics and Environmental Studies from Tufts University and an MS in Energy and Resources from UC Berkeley.

**Cathy Kunkel, Energy Analyst,** is an independent West Virginia-based consultant focusing on energy efficiency and utility regulation. She has testified on multiple occasions before the West Virginia Public Service Commission for the nonprofit coalition Energy Efficient West Virginia. She has done graduate work for the Energy and Resources Group at the University of California-Berkeley and is a former senior research associate at Lawrence Berkeley National Laboratory. Kunkel has an undergraduate degree in physics from Princeton University and graduate degree in physics from Cambridge University.

# Introduction to Energy Economics and Financial Analysis

This book is a comprehensive guide to the economic and financial aspects of energy production and distribution. It covers the entire value chain, from the extraction of raw materials to the final delivery of energy to consumers. The book is divided into two main parts: the first part focuses on the economic aspects of energy, including the role of energy in the economy, the impact of energy prices, and the effects of energy policy. The second part focuses on the financial aspects of energy, including the valuation of energy assets, the financing of energy projects, and the management of energy risk.

## About the Authors

The authors of this book are leading experts in the field of energy economics and financial analysis. They have spent many years researching and writing about the energy industry, and their expertise is reflected in the depth and breadth of the book's coverage. The authors are also active in the industry, and their practical experience is reflected in the book's focus on real-world issues and challenges.

The authors are: [Author Name], [Author Name], and [Author Name].

The book is written in a clear and concise style, making it accessible to a wide range of readers. It is suitable for students, professionals, and anyone interested in the energy industry. The book is a valuable resource for anyone who wants to understand the economic and financial aspects of energy production and distribution.

