

1 P. POR FAVOR, ESCRIBA SUS NOMBRES Y DIRECCIONES EMPRESARIALES.

2 R. Somos Anna Sommer y Cathy Kunkel. Estamos patrocinando conjuntamente este testimonio.

3 Anna Sommer es presidenta de Sommer Energy, LLC. Su dirección comercial es P.O. Box 692,
4 Canton, NY, 13617.

5 Cathy Kunkel es analista de energía del Institute for Energy Economics and Financial Analysis
6 (Instituto de Economía de la Energía y Análisis Financiero). Su dirección comercial es 3430
7 Rocky River Drive, Cleveland, OH 44111.

8 P. POR FAVOR ESTABLEZCA SUS CALIFICACIONES.

9 Anna Sommer tiene más de 13 años de experiencia en el campo de la regulación de servicios
10 públicos. Durante ese tiempo, ella ha proporcionado asistencia técnica y testimonio de expertos a
11 los clientes que trabajan en una variedad de problemas de electricidad. Su trabajo reciente se ha
12 centrado en la planificación de los recursos de utilidad, la prudencia, el fraude y la mala
13 administración en la construcción de una central eléctrica de carbón, los requisitos de servicio de
14 las centrales eléctricas y la planificación de la eficiencia energética. Ella ha presentado
15 testimonio pericial en Indiana, Minnesota, Carolina del Norte y Dakota del Sur. Sommer se
16 graduó de la Universidad de Tufts con un B.S. en Economía y Estudios Ambientales y de UC
17 Berkeley con un M.S. En Energía y Recursos.

18 Cathy Kunkel es coautora de numerosos informes para el Instituto de Economía de la Energía y
19 Análisis Financiero relacionados con la regulación de servicios públicos, mercados de
20 electricidad, fusiones y adquisiciones y las finanzas de plantas de carbón. Anteriormente fue
21 Asociada Senior de Investigación en el Grupo de Mercados de Electricidad y Políticas del
22 Lawrence Berkeley National Laboratory. Ha sido testigo perito en ocho procedimientos de la
23 Comisión de Servicios Públicos de Virginia Occidental relacionados con la planificación de
24 recursos y la eficiencia energética. También ha participado en audiencias ante la Comisión de
25 Energía de Puerto Rico en su proceso de Plan de Recursos Integrados (CEPR-AP-2015-0002) y
26 2016 (CEPR-AP-2015-0001).

27 Kunkel se graduó de la Universidad de Princeton con un B.A. en física y de la Universidad de
28 Cambridge con un Certificado de Estudios Avanzados del Departamento de Matemáticas
29 Aplicadas y Física Teórica.

30 Nuestros currículos se adjuntan como Anexos 1 y 2.

31 P. ¿PARA QUIÉN ESTÁ USTED TESTIFICANDO?

32 A. Estamos testificando en nombre de ELAC, Enlace Latino de Acción Climática.

33 P. ¿CUÁL ES EL PROPÓSITO DE TU TESTIMONIO?

34 A. El propósito de nuestro testimonio es argumentar que la Comisión no debe "aprobar
35 completamente" el proyecto AOGP como lo solicitó la AEE. Más bien, habida cuenta de las

36 numerosas cuestiones pendientes, sería más apropiado exigir que la empresa de servicios
37 públicos volviera a obtener la aprobación adicional de la Comisión antes de emitir el Aviso Final
38 de Proceder (FNTP). Encontramos que las suposiciones de la AEE sobre los costos del proyecto
39 AOGP no son razonables. La AEE no ha proporcionado a la Comisión un proyecto que esté listo
40 para su construcción en un futuro previsible. No ha fundamentado un plan de financiación con
41 compromisos específicos ni proporcionado un calendario plausible.

42 **I. Diseño y construcción de AOGP**

43 P. ¿AEE SIGUE UN ENFOQUE DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE AOGP QUE
44 MINIMIZARÁ EL RIESGO A LOS ABONADOS DE EXCEDENTES EN COSTOS?

45 R. Esto no está claro.

46 Durante las vistas de diciembre de 2016, el entonces director ejecutivo de la AEE, Javier
47 Quintana, dijo a la Comisión que AEE seguía el enfoque "más conservador" para construir
48 AOGP¹, un proceso llamado diseño-oferta-construcción (DBB) en lugar de un diseño-
49 construcción. (DB)². Bajo un sistema de entrega de proyectos DBB, los elementos clave de un
50 proyecto de construcción son ítems independientes implementados por entidades separadas:
51 diseñar el proyecto, licitarlo a posibles contratistas sobre la base de ese diseño y luego construir
52 el proyecto. Un sistema de entrega de proyectos de DB se refiere a uno en el que esas tareas son
53 agrupadas e implementadas por uno o más contratistas que trabajan bajo un solo contrato. El

¹Aquí, y durante el testimonio, usamos AOGP para referirnos al gasoducto, no a la planta de conversión de gas natural en Aguirre

²Vistas en el caso número CEPR-AP-2015-0001, Panel E, Parte 2, 6 de diciembre de 2016.

(<https://www.youtube.com/watch?v=wugcnPQcDXo&t=17325s> aproximadamente a 4 horas 47 minutos en la vista).

54 riesgo del sistema DB, al que el Dr. Quintana parecía aludir en su declaración, es que los costos
55 pueden aumentar a medida que el diseño del proyecto se finaliza y porque los grandes proyectos
56 de infraestructura entregados por un método DB suelen involucrarse simultáneamente en el
57 diseño y la construcción, Será demasiado tarde para reevaluar el compromiso en el proyecto
58 aunque los costos aumenten. Exactamente esta situación ha ocurrido con otros proyectos
59 recientes de infraestructura de energía incluyendo los proyectos IGCC del condado Edwardsport
60 y Kemper. Edwardsport pasó de una estimación de costos inicial basada en un "diseño de
61 referencia" de aproximadamente \$ 2 mil millones a \$ 2,35 mil millones debido a "modificaciones
62 de diseño y crecimiento en el [Edwardsport] "incluso cuando estaba en construcción"³. Una vez
63 que el trabajo de diseño y las compras de equipo habían terminado, el costo volvió a subir a \$
64 2.88 mil millones⁴. La planta de IGCC del condado de Kemper, que originalmente se suponía
65 que costaba \$ 2,2 mil millones ahora se estima en \$ 6,6 mil millones en parte debido a que
66 "[Mississippi Power Company] descubrió que muchos de los diseños originales necesitaban
67 cambios importantes"⁵. Mencionamos estos ejemplos no porque AOGP es probable que sufran la
68 misma escala de aumentos de costos, sino más bien para ilustrar que estos riesgos son reales con
69 consecuencias considerables.

70 P. ¿ESTÁ AEE SIGUIENDO UN ENFOQUE DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE
71 OFERTAS PARA AOGP?

³ Publicado de prensa Duke Energy "Duke Energy Indiana Files Cost Update for Clean Coal Gasification Power Plant.", Nov 24, 2009

⁴ Veer Duke Energy 8-K filed April 16, 2010 at <http://services.corporate-ir.net/SEC/Document.Service?id=P3VybD1hSFwY0RvdkwYRndhUzUwWlc1cmQybDZZWEprTG1OdmJTOWtiM2R1Ykc5aFpDNXdhSEEvWVdOMGFXOXVQVkJFUmlacGNHRm5aVDAyT0Rrek56YzJKbk4xWW50cFpEMDFOdz09JnR5cGU9MiZmbj02ODkzNzc2LnBkZg==>

⁵ <http://www.powermag.com/kemper-county-igcc-costs-rise-and-delays-loom-again/>

72 A. A pesar del testimonio del Dr. Quintana en diciembre de 2016, la elección de la metodología
73 de prestación de AOGP por parte de AEE no está clara en este momento. El programa de
74 gráficos de Gantt para AOGP, proporcionado en respuesta a la Solicitud de Información de la
75 Comisión 01-01, muestra que el diseño detallado en la parte terrera, el diseño marino, el diseño
76 de la estructura y el diseño detallado de la tubería comenzarán el 28 de agosto, 25 de agosto, 25
77 de septiembre y 25 de septiembre de 2017, respectivamente. La fabricación se suponía hubiese
78 iniciado el 3 de octubre de 2016 y la instalación comenzaría el 28 de agosto de 2017. Este
79 itinerario parece demostrar que AEE emplearía un enfoque de diseño-oferta que incluso admite
80 es más arriesgado para los contribuyentes de la AEE.

81 P. ¿HAY ALGO MÁS QUE LE GUSTARÍA AGREGAR SOBRE LA METODOLOGÍA DE
82 ENTREGA PARA AOGP?

83 R. Sí. El principal acuerdo relacionado con la construcción en vigor es el acuerdo de AEE con
84 una subsidiaria de Excelerate Energy (Aguirre Offshore Gasport, LLC o "AOG") para la
85 construcción de la terminal de GNL. En ese acuerdo, la cláusula 15.1, relativa a la "Adquisición
86 de Servicios de Ingeniería " del Acuerdo de Infraestructura dice que:

87 "A pesar de cualquier estipulación en contrario del presente Contrato, AEE reconoce y
88 acepta que (i) AOG no tiene licencia para practicar ingeniería en Puerto Rico y (ii) nada de
89 lo contenido aquí será interpretado como (A) una oferta o acuerdo de AOG (B) que
90 requiera o permita que AOG realice los Servicios de Diseño e Ingeniería, ni requiera o
91 permita que ningún Ingeniero realice ningún servicio de construcción u otras Obras. Por lo
92 tanto, AOG evaluará y seleccionará, siguiendo el mismo proceso usado para ejecutar

93 Subcontratos principales bajo la Cláusula 14, los Ingenieros que serán retenidos para
94 realizar los Servicios de Diseño e Ingeniería. Inmediatamente después de la selección
95 AOG, AEE y cada Ingeniero deberán ejecutar un Acuerdo de Ingenieros ... "

96 AEE ha ejecutado un contrato de servicios de ingeniería en el pasado con Alpha Engineering
97 Group, pero ese contrato parece haber expirado el 10 de junio de 2016⁶. Por lo tanto, no parece
98 que haya actualmente un consultor de ingeniería y diseño en su lugar.

99 El Anexo 2, Parte 3 del Acuerdo de Infraestructura también establece que AOG o un afiliado
100 proporcionará un Estudio de Diseño de Ingeniería Frontal (FEED) (consulte la página 8). No está
101 claro si el estudio FEED ha sido realizado o no y si se realizó, quién realizó el estudio y a qué
102 costo estimado llegaron. Por ejemplo, no sabemos si la estimación actual de los costos de 380
103 millones de dólares tiene alguna relación con el estudio FEED. Cuando ELAC le solicitó en ROI
104 9, proporcionar la base para esa estimación, la AEE simplemente nos dio un desglose de una
105 página del costo de AOGP sin atribución a la fuente de esa información.

106 P. ¿LA APARENTE FALTA DE UN CONSULTOR DE DISEÑO E INGENIERÍA PARA EL
107 AOGP LEVANTA PREOCUPACIONES ADICIONALES?

108 R. Sí. Las dos disposiciones antes mencionadas del Acuerdo de Infraestructura y la aparente
109 expiración del contrato con Alpha Engineering Group, plantean otra cuestión para la que no
110 tenemos respuestas porque el calendario en este caso no permitió un descubrimiento adicional.

111 Dada la aparente ausencia de un acuerdo entre la AEE y una firma de ingeniería para servicios de

⁶ ELAC ROI DRR 1 10_Attach 5.

112 diseño, ¿es realista esperar que una firma con las credenciales necesarias y el ancho de banda
113 para trabajar en dicho proyecto esté disponible en agosto de 2017?

114 P. ¿CÓMO EL ACUERDO DE INFRAESTRUCTURA PROPONE PROPORCIONAR
115 AUMENTOS DE COSTO ENTRE AEE Y AOG?

116 A. Los aumentos de costos, en la medida en que no se deriven de un incumplimiento de AOG,
117 probablemente se convertirán en responsabilidad de la AEE y, por lo tanto, pasarán a los
118 abonados de la AEE. Ya parece que el costo de AOGP excede lo que originalmente fue
119 contemplado por el Acuerdo de Infraestructura entre AOG y AEE. El "precio del contrato"
120 esbozado en el acuerdo es de \$295 millones. Pero la estimación actual de costos de la AEE pone
121 el costo de AOGP en \$380 millones incluyendo \$339 millones sólo para la ingeniería y
122 construcción de la parte offshore del proyecto⁷. Esto plantea las siguientes preguntas:

123 1. El acuerdo de infraestructura prevé cambios en los costos, en particular porque la
124 Notificación Limitada de Proceder (LNTP) no fue emitida antes del 1 de julio de 2014 (ver
125 Cláusula 3.2 (e)). Sin embargo, el contrato no parece documentar este nuevo costo y no está
126 claro por qué la estimación de costos actual no sería una parte del contrato de alguna manera.

127 2. ¿AEE alguna vez solicitó y / o recibió una estimación de Lump Sum Turnkey (LSTK)? Si
128 es así, ¿de quién y cuál fue el estimado? Un contrato LSTK fijaría el costo total del proyecto
129 y puede indicar cuán arriesgado el contratista siente que el proyecto podría ser.

⁷ ELAC ROI DRR 1 09_Attach 1.xlsx

130 Además, la relación entre AOG y su empresa matriz Excelerate no está clara. La Lista 11 del
131 Contrato de Infraestructura⁸ vinculará AOG con su empresa matriz garante, Excelerate Energía.
132 Ese cronograma se ejecutará presumiblemente una vez que se emita el LNTP (ver Cláusula 32
133 del Contrato de Infraestructura). Sin embargo, los daños y perjuicios pagados por Excelerate
134 Energy no deben exceder \$60 millones (ver Cláusula 2 (d) del Anexo 11) y no está claro por qué
135 sería un límite aceptable para la responsabilidad de Excelerate por un proyecto de \$380 millones.

136 P. ¿CUÁLES SON LAS IMPLICACIONES DE ESTAS AMBIGUIDADES EN EL PLAN DE
137 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE AEE PARA AOGP?

138 A. Basado en la información disponible, parece que el plan de diseño y construcción de la AOGP
139 es probable que resulte en retrasos y excesos de costos que elevarán el costo de AOGP a los
140 clientes de la AEE.

141 Si AEE intenta construir el proyecto de acuerdo con el itinerario proporcionado en el diagrama
142 de Gantt, se aplicará efectivamente un enfoque de diseño-construcción que, como se ha descrito
143 anteriormente, limita la capacidad de la AEE de reevaluar su compromiso con el proyecto
144 conforme evoluciona y los costos aumentan. Por otro lado, si AEE no persigue un enfoque de
145 diseño-construcción, no vemos cómo cumplirá su calendario de inicio de instalación a fines de
146 agosto de 2017. En ambos casos, la AEE puede experimentar retrasos por la aparente falta de una
147 ingeniería y consultor de diseño.

⁸ ELAC ROI DRR 1 10_Attach 12.pdf

148 **I. Financiamiento para AOGP**

149 P. ¿SE HA OBTENIDO EL FINANCIAMIENTO PARA EL PROYECTO AOGP?

150 R. No. Dada la actual situación financiera de la AEE, la falta de acceso a los mercados de crédito
151 y la incertidumbre de aprobación del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración pendiente ante la
152 Junta de PROMESA, el financiamiento es uno de los aspectos menos ciertos del proyecto
153 AOGP.

154 El plan fiscal más reciente de la AEE indica que la AEE no espera volver a entrar en los
155 mercados de capital hasta el final de 2022⁹. Según el plan fiscal, "no se ha obtenido la parte
156 financiada por la deuda del 80% del proyecto AOGP"¹⁰

157 P. DADO QUE NO SE HA CONCERTADO NINGÚN FINANCIAMIENTO ¿ QUÉ
158 SUPOSICIONES HA HECHO LA AEE Y CUÁL ES LA BASE DE ESOS SUPUESTOS?

159 A. El modelo de AEE hace las siguientes suposiciones para el costo y financiamiento de AOGP:
160 80% / 20% estructura de capital de deuda / capital; 6.86% tasa de interés real; 2% de costo de
161 financiamiento durante la construcción y un costo de capital de \$ 408 millones. Algunos de los
162 supuestos de financiamiento han cambiado desde el caso de las tarifas de 2016 (que asumió un

⁹ Plan Fiscal AEE, April 28, 2017, p. 44.

¹⁰ Ibid p.2

163 costo de financiamiento¹¹ del 5%, una tasa de interés del 5% y una garantía de préstamo del DOE
164 para AOGP¹²) sin explicación alguna.

165 En general, la AEE ha sido extremadamente evasiva al responder a las preguntas de los
166 interventores relacionados con el financiamiento de este proyecto. A partir de la fecha de este
167 testimonio, la AEE no ha proporcionado ninguna información concerniente a (A) la participación
168 potencial de terceros en AOGP; (B) qué entidad (la AEE, la Corporación de Reestructuración de
169 la AEE, o un tercero) AEE espera emitir la deuda que se supone financiar el 80% del proyecto;
170 (C) la fuente y el calendario para el pago de la contribución del 20% de la AEE al proyecto; (D)
171 el estado de las negociaciones con el Departamento de Energía para una garantía de préstamo y
172 otros detalles clave. Buscamos esta información porque estos detalles tienen implicaciones reales
173 para el costo que se espera que paguen los abonados si la Comisión otorga la aprobación para
174 AOGP. Las preguntas sobre la financiación del proyecto se refieren a cuándo se espera que los
175 abonados aporten cuáles costos; los abonados potencialmente podrían ser requeridos a financiar
176 todo el proyecto como un gasto de transferencia si la AEE no puede acceder al financiamiento.
177 Además, la forma en que está estructurada el financiamiento tiene implicaciones para la
178 estructura jurídica del proyecto. Por ejemplo, si la AEE persigue la participación de terceros en
179 el financiamiento del proyecto, esto plantearía preguntas adicionales sobre la gobernanza del
180 proyecto y el control de costos.

¹¹ Expert Report of Jeremy Fisher and Ariel Horowitz, Case No. CEPR-AP-2015-0001, November 23, 2016, p. 118.

¹² Response to CEPR-RS-01-04 in Case No. CEPR-AP-2015-0001

181 Aunque apreciamos que la AEE no puede proporcionar detalles sobre el financiamiento que no
182 existe, la AEE pudo haber proporcionado una mayor transparencia en torno al itinerario, los
183 costos y los riesgos de las diferentes opciones.

184 P. ¿QUÉ OPCIONES TIENE LA AEE PARA ASEGURAR FINANCIAMIENTO PARA
185 AOGP?

186 A. Hasta donde sabemos, la actual incapacidad de la AEE para acceder al mercado de crédito
187 deja a la AEE con cuatro opciones para construir el AOGP antes de 2023: (1) asegurar una
188 garantía de préstamo del DOE que permita financiar el puerto; (2) financiar el AOGP mediante la
189 emisión de Bonos de Reestructuración, conforme a la Ley 4-2016; (3) realizar una alianza
190 público-privada mediante la cual un tercero se apropie del proyecto y organice el financiamiento;
191 y (4) pagar por el AOGP directamente a través de tarifas incluyendo los gastos de capital como
192 un gasto de operación.

193 P. EN RELACIÓN CON LA PRIMERA OPCIÓN, ¿CUÁL ES EL ESTADO DE LOS
194 INTENTOS DE LA AEE PARA ASEGURAR UNA GARANTÍA DE PRÉSTAMO DE DOE
195 PARA EL PROYECTO?

196 R. Esto no está claro, aunque el AEE parece menos seguro de su capacidad para obtener una
197 garantía de préstamo que en el caso de las tarifas.

198 La AEE no ha facilitado esencialmente ninguna claridad sobre el estado de las negociaciones con
199 el Departamento de Energía para una garantía de préstamo o el itinerario de este proceso. En

200 respuesta a una petición de información la AEE indicó que: "La AEE mantiene una
201 comunicación constante con el Departamento de Energía y continúa buscando otras alternativas
202 de financiamiento sujetas al Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración y las negociaciones
203 pendientes sobre la deuda"¹³. No es posible para nosotros evaluar la probabilidad de que la AEE
204 reciba una garantía de préstamo del DOE sin más información, pero observamos que la AEE
205 parece estar menos segura de la posibilidad de una garantía de préstamo del DOE que en el caso
206 de la tarifa de energía, en donde la AEE declaró: La AEE emitirá la deuda [para AOGP] bajo el
207 programa de garantía de préstamos del DOE al final del año fiscal 2017, a partir del año fiscal
208 2018"¹⁴. De la información presentada en este caso, ya no parece que la AEE esté en camino de
209 emitir deuda bajo el programa del DOE al final del año fiscal 2017 (es decir, el 30 de junio de
210 2017). Asimismo, observamos que el Plan Fiscal de la AEE presentado a la Junta Supervisora de
211 PROMESA no hace referencia a la posibilidad de una garantía de préstamo del DOE para el
212 AOGP.

213 P. CON RELACIÓN A LA SEGUNDA OPCIÓN, LA LEY 4-2016 BRINDA LA AUTORIDAD
214 PARA FINANCIAR "COSTOS RELACIONADOS CON EL AGUIRRE OFFSHORE
215 GASPORT" CON OBLIGACIONES DE REESTRUCTURACIÓN SUJETAS A LA
216 APROBACIÓN DE LA COMISIÓN. ¿ESTÁ LA AEE SIGUENDO ESTA OPCIÓN?

217 A. La AEE no ha manifestado claramente su intención de aplicar esta opción de financiamiento.
218 En las vistas durante el proceso de las tarifas de energía, el Dr. Quintana declaró que la

¹³ Response to Commission Request of Information 01-03.

¹⁴ response to CEPR-AH-01-04 in Case No. CEPR-AP-2015-0001.

219 titulización "podría ser otra vía" para el financiamiento¹⁵. Sin embargo, el Plan Fiscal de la AEE
220 no incluye financiamiento para el AOGP como parte de Reestructuración.¹⁶

221 Si la AEE sigue este camino, parece improbable que la AEE pudiera obtener financiamiento
222 antes del 2 de marzo de 2018, fecha en la cual la AEE desea emitir el Aviso Final para Proceder
223 (que requiere cierre financiero como condición previa). El Acuerdo de Apoyo a la
224 Reestructuración, que permitirá a la AEE emitir Bonos de Reestructuración, aún no ha sido
225 aprobado por la Junta de PROMESA y puede ser transferido a un tribunal bajo el Título III¹⁷.

226 Entendemos que el financiamiento del AOGP con Bonos de Reestructuración requeriría la
227 modificación del Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración, que no podría ocurrir sin la aprobación
228 de la Junta de PROMESA y los bonistas¹⁸. Dado los muchos retrasos en la aprobación de la
229 actual RSA, nos parece probable que una enmienda a la RSA también se retrasaría.

230 P. CON RELACIÓN A LA TERCERA OPCIÓN, ¿ LAAEE HA LOGRADO UNA
231 ESTRUCTURA DE ALIANZA PÚBLICO-PRIVADA PARA LOGRAR FINANCIAMIENTO
232 PARA EL AOGP?

233 A. Una tercera posibilidad para financiar el AOGP sería perseguir AOGP como una alianza
234 público-privada mediante el cual un tercero privado sería dueño y financiaría el proyecto. La
235 AEE no ha aportado ninguna evidencia de que esté siguiendo esta opción¹⁹, pero el Plan Fiscal

¹⁵ Hearing in Case No. CEPR-AP-2015-0001, Panel E, Part 1, December 5, 2016. (<https://www.youtube.com/watch?v=C6hM9-azo6s> at 3 hours and 32 minutes)

¹⁶ AEE Fiscal Plan, April 28, 2017, p. 34.

¹⁷ R. Slavin, "Puerto Rico Court Case Gets Underway," *Bond Buyer*, May 17, 2017.

¹⁸ In testimony before Congress, the CEO of Excelerant Energy stated that AOG may have to suspend activities if the approval of the RSA is further delayed. Similarly, the company is looking for PROMESA to move forward with the critical projects process. (Testimony of Robert Bryngelson, House Natural Resources Subcommittee on Indian, Insular and Alaska Native Affairs, March 22, 2017).

¹⁹ Excelerant Energy offered no indication in its recent testimony to Congress that it is involved in any partnership financing efforts. The company appears to place considerable emphasis on the approvals for the RSA as the financial signal of moving forward.

236 de la AEE se refiere a AOGP como una posible alianza público-privada²⁰. No sabemos qué
237 negociaciones se están llevando a cabo actualmente para construir el AOGP a través de una
238 alianza público-privada, pero si estas negociaciones se están llevando a cabo, a partir de abril de
239 2017 no se ha encontrado ningún socio privado para financiar el proyecto²¹.

240 P. CON RELACIÓN A LA CUARTA OPCIÓN, ¿CUÁL SERÍA EL IMPACTO DE PAGAR
241 POR EL AOGP DIRECTAMENTE A TRAVÉS DE LAS TARIFAS COMO UN GASTO A
242 SER COBRADO A LOS ABONADOS?

243 A. Actualmente, la AEE está financiando sus gastos de capital para el año fiscal 2017,
244 incluyendo los \$15 millones que la Comisión asignó a AOGP, como gastos de transferencia a
245 través de tarifas debido a su incapacidad para acceder a los mercados de crédito. Si la AEE
246 financia el AOGP y las conversiones de plantas de gas relacionadas como un costo de
247 transferencia en las tarifas, resultará en un golpe choque significativo a corto plazo. Estimamos
248 que un traspaso directo de los costos de capital para el AOGP y las conversiones de planta de gas
249 en el año fiscal 2019 (totalizando aproximadamente \$530 millones) daría lugar a un aumento en
250 las tasas de 3 centavos / kWh, comparado con un escenario sin AOGP. Estimamos que esto
251 resultará en una tasa total de aproximadamente 27 centavos / kWh en el año fiscal 2019, o un
252 35% más que la tasa actual²².

²⁰ p.5 of the Fiscal Plan refers to “modernization of infrastructure through Public Private Partnerships (including the AOGP project)”, although p. 71 does not appear to consider AOGP as a potential P3, stating “Fiscal Plan assumes PAYGO for T&D maintenance and currently uncommitted financing or investment for AOGP and executive of public-private partnerships for development of new generation

²¹ Puerto Rico Public Private Partnerships Authority, “Energy Projects”, presentation at P3 Summit Puerto Rico, April 20, 2017. <http://p3summitpr.com/wp-content/uploads/2017/04/P3-SUMMIT-Energy-FINAL.pdf>

²² AEE Fiscal Plan, April 28, 2017, p. 17

253 P. POR FAVOR RESUMAN LAS OPCIONES DE FINANCIAMIENTO DE LA AEE PARA
254 EL AOGP.

255 R. Como se indicó anteriormente, la AEE no ha proporcionado prácticamente ningún detalle
256 sobre el estado o la probabilidad de las diversas opciones de financiamiento del AOGP. Nuestra
257 conclusión es que, a menos que la AEE pueda asegurar financiamiento a través de una garantía
258 de préstamo o una alianza público-privada - ninguna de las cuales ha tenido éxito hasta la fecha -
259 las únicas opciones restantes son bonos de reestructuración o gastos de capital financiados por
260 los abonados. La búsqueda de financiamiento a través de bonos de reestructuración podría
261 resultar en retrasos en el proyecto²³. Los retrasos en el AOGP se traducirán en mayores costos
262 del proyecto y posiblemente mayores sanciones de cumplimiento con MATS (porque AEE estará
263 fuera de cumplimiento con MATS por un período más largo). Por otra parte, el financiamiento
264 del proyecto a través de los gastos de capital financiados por los abonados daría como resultado
265 tasas excesivamente altas para el año fiscal 2019.

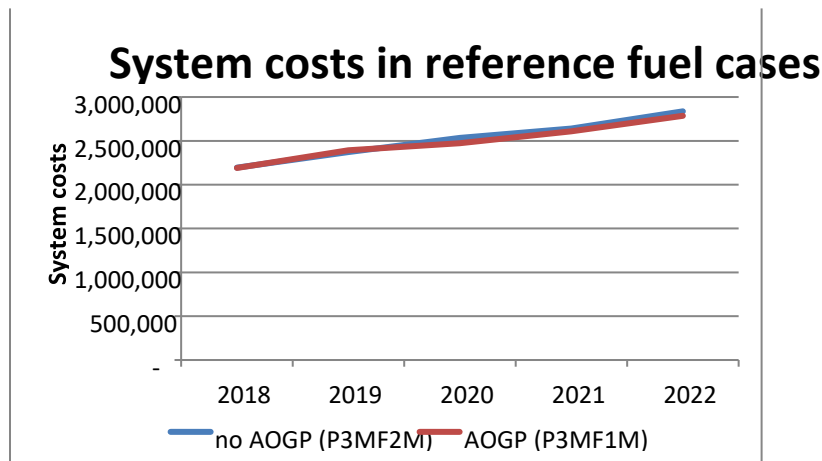
266 **II. Costos a corto plazo en el AOGP vs. escenarios "no AOGP"**

267 P. SEGÚN EL MODELAJE DE LA AEE, CUANDO LOS ABONADOS COMENZARIAN A
268 OBTENER LOS BENEFICIOS DEL PROYECTO AOGP RELATIVO AL ESCENARIO "NO
269 AOGP"?

²³ The current project timeline has already been delayed multiple times. The project was approved by FERC in 2015 with a projected in-service date of the second quarter of 2017: <http://excelerateenergy.com/ferc-issues-order-authorizing-excelerates-aguirre-offshore-gasport-project/>

270 A. A largo plazo (20 años), el modelaje de la AEE muestra que el mayor costo de capital del
271 escenario de AOGP es compensado por el ahorro de combustible a largo plazo. Sin embargo, en
272 el análisis los beneficios del escenario AOGP no son significativos hasta más de cinco años.

273 Como se muestra en la Figura 1, los costos del sistema de los dos escenarios son casi idénticos
274 para los primeros cinco años del análisis de modelado de la AEE²⁴. El valor presente neto del
275 escenario AOGP (P3MF1M) durante los primeros cinco años es de \$9.59 mil millones, mientras
276 que el valor actual neto del escenario "no AOGP" (P3MF2M) durante los primeros cinco años es
277 \$ 9.68 mil millones, una diferencia de poco menos de 1 %.²⁵



278

279 P. ¿POR QUÉ ES ESTO SIGNIFICATIVO?

²⁴ AEE's modeling analysis in the P3MF1M scenario (tab AG_Base) was modified to include the Ag 1&2 Steam Unit Gas Fuel Conversions and Ag 1&2 CC Unit Dual Fuel Conversions in the Capital Costs Amortization Schedule. It is unclear to us why they were not included in AEE's original modeling.

²⁵ The nominal system costs produced by AEE's spreadsheet model were discounted using a 9% nominal discount rate.

280 A. El resultado de modelage a largo plazo de la AEE muestra una ventaja en costos para el
281 escenario AOGP.

282 Sin embargo, una comparación a plazo similar de los costos de los escenarios AOGP y "no
283 AOGP" es sensible a los posibles excesos de costos. Por ejemplo, la duplicación del costo inicial
284 de AOGP daría lugar a que el escenario de AOGP es el escenario más caro en los primeros cinco
285 años bajo el modelo de la AEE.

286 Creemos que este caso exige un equilibrio entre el impacto a largo plazo al abonado y el impacto
287 a corto plazo, y la Comisión no debe descartar la posibilidad de que, a corto plazo, el escenario
288 AOGP sea más caro que el escenario "no AOGP".

289 Tenga en cuenta que no hemos tenido la capacidad de probar el modelo econométrico de la AEE
290 de los precios de los combustibles, por lo que no podemos ofrecer una opinión sobre su
291 razonabilidad.²⁶

292 P. ¿POR QUÉ LA COMISIÓN DEBE BALANCEAR LOS IMPACTOS A LOS ABONADOS
293 A CORTO Y LARGO PLAZO AL EVALUAR EL AOGP?

294 A. Además de que los futuros beneficios financieros son inherentemente más especulativos,
295 creemos que la situación actual de la AEE hace que la concentración en los impactos a corto
296 plazo sea especialmente importante por dos razones.

²⁶ We are concerned, however, by AEE's apparent decision (according to AEE ROI_04_07 Attach 4, provided in response to Commission discovery) to base its regression forecasts on only 5 historical data points. This is too small of a sample size to produce reliable results.

297 En primer lugar, los próximos cinco años son críticos para que la AEE ejecute su plan de
298 reestructuración y recupere la entrada a los mercados de capital a fines de 2022. La capacidad de
299 la AEE para controlar los costos recibirá un mayor escrutinio al intentar lograr un renovado
300 acceso a los mercados de capital. Un importante proyecto de construcción que está plagado de
301 retrasos y aumentos de costos debilitará la confianza de los inversionistas.

302 En segundo lugar, no está clara la visión a largo plazo para la AEE más allá de los próximos
303 años. Cualquiera que sea el camino elegido podría tener implicaciones significativas para la
304 cantidad de energía renovable generada en el sistema de la AEE.

305 ¿POR QUÉ CREE QUE LA ENERGÍA RENOVABLE PODRÍA TENER UN PAPEL MÁS
306 IMPORTANTE EN EL FUTURO DE PUERTO RICO DE LO QUE SE CONSIDERÓ EN EL
307 ANÁLISIS DE LA AEE?

308 A. En su condición de restricción de crédito, la AEE ha tenido más éxito en la adición de
309 proyectos de energía renovable de terceros a su sistema en los últimos años. La AEE no ha
310 tenido acceso a los mercados de capital desde el 2014 y, como se describió anteriormente, no ha
311 tenido éxito en la búsqueda de financiamiento para el AOGP hasta el momento. Por el contrario,
312 la AEE pudo renegociar 18 acuerdos de compra de energía renovable en el 2014 y desde
313 entonces cuatro de esos proyectos han entrado en funcionamiento o están casi operantes.²⁷

²⁷ Puerto Rico Public Private Partnerships Authority, "Energy Projects", presentation at P3 Summit Puerto Rico, April 20, 2017.
<http://p3summitpr.com/wp-content/uploads/2017/04/P3-SUMMIT-Energy-FINAL.pdf>

314 A largo plazo, el Plan Fiscal de la AEE parece presentar una visión muy diferente para el futuro
315 de la AEE que la descrita en el presente procedimiento. El análisis de la AEE en este
316 procedimiento, similar al caso del PIR, presenta una visión a largo plazo de la AEE como una
317 empresa integrada verticalmente dependiente en gran medida la generación de estaciones
318 centrales para los próximos veinte años o más. Sin embargo, el plan fiscal de la AEE requiere
319 una inversión privada significativa en el sistema eléctrico de la isla a través de alianzas público-
320 privadas y afirma que la AEE está comenzando un "pivote de un propietario y operador de
321 generación a un modelo de Operador de Sistema de Distribución (DSO)"²⁸. Se reporta que la
322 AEE también está considerando contratos de terceros para el almacenamiento de energía.²⁹

323 La visión establecida en el Plan Fiscal requiere que la AEE aumente su generación de energía
324 renovable del 3% de la generación total en el año fiscal 2018 al 18% en el año fiscal 2026. Por el
325 contrario, el escenario AOGP en este caso muestra la generación de energía renovable
326 aumentando del 3% FY 2018 a sólo 8% en el año fiscal 2026³⁰. Creemos que la conversión a
327 largo plazo de la AEE a una empresa distribuidora podría dar lugar a una penetración
328 significativamente mayor de la energía renovable que la AEE ha asumido en su caso base en este
329 caso³¹. Una penetración más alta de las energías renovables daría como resultado un menor
330 consumo de combustibles fósiles de lo que la AEE ha asumido en sus escenarios AOGP en este
331 caso, haciendo más especulativos los beneficios a largo plazo del costo del combustible de su
332 escenario AOGP.

²⁸ AEE Fiscal Plan, April 28, 2017, p. 53.

²⁹ Puerto Rico Public Private Partnerships Authority, "Energy Projects", presentation at P3 Summit Puerto Rico, April 20, 2017.
<http://p3summitpr.com/wp-content/uploads/2017/04/P3-SUMMIT-Energy-FINAL.pdf>

³⁰ P3MF1M Final Reference Case Spreadsheet ("Generation Costs" tab)

³¹ Already, we note that the Governor's Fiscal Plan calls for \$115 million in renewable energy investment in 2017 that is not included in AEE's modeling in this case.

333 **III. Opciones de entrega de combustible a Puerto Rico**

334 P. LA AEE PROPORCIONÓ UN INFORME PREPARADO POR SIEMENS QUE EXPLORA
335 METODOS ALTERNATIVOS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL A PUERTO RICO
336 DISTINTOS AL PROYECTO AOGP. ¿TIENE ALGUNOS COMENTARIOS SOBRE ESE
337 INFORME?

338 R. Sí. El análisis de viabilidad de Siemens ["AEE Ex 1 04 AEE Fuel Delivery Option
339 Assessment" (en adelante, "Fuel Assessment")] trata sobre la entrega de GNL en contenedores a
340 Aguirre, San Juan y Palo Seco y el envío de CNG a Aguirre, San Juan y Palo Seco. Siemens
341 resume su recomendación con respecto a la entrega de GNL como sigue:

342 • "La entrega de GNL en contenedores ISO a Aguirre sin el AOGP no es práctico debido a la
343 demanda de gas esperada y la cantidad de contenedores requerida diariamente y los viajes de
344 buques requeridos anualmente. Además, el dragado será necesario en el puerto de Aguirre, que
345 podría ser un defecto fatal ".

346 • "Los costos y riesgos operacionales para la entrega de GNL en contenedores ISO a San Juan
347 son prohibitivamente altos".³²

348 Abordamos cada uno de estos puntos a su vez. Siemens afirma que el volumen de 193
349 contenedores ISO de GNL por día para un total de 47 envíos de buques por año "hace que sea
350 poco práctico desde el punto de vista logístico".³³ Sin embargo, la AEE declara en su respuesta a

³² Page 6 of AEE Ex 1 04 AEE Fuel delivery Option Assessment.

³³ Page 10 of AEE Ex 1 04 AEE Fuel delivery Option Assessment.

351 la Solicitud de ELAC No. 79 que las entregas en buque actualmente a Aguirre ya están entre 3 y
352 4 a la semana, lo que significa que hay entre 156 y 208 embarques por año actualmente a
353 Aguirre. Esto significa que el cambio al GNL reduciría en realidad las entregas de los buques a
354 Aguirre. En el caso en que sea necesario el dragado en el puerto de Aguirre, Siemens no
355 considera la posibilidad de hacer exactamente lo que antes se describe en Jamaica³⁴:

356 *Para las entregas de las plantas de Bogue, New Fortress dejó de lado la idea de la entrega a*
357 *través de contenedores ISO de GNL a favor de las transferencias barco a barco de GNL a*
358 *granel. En la actualidad, el Athena Vender, un pequeño buque de GNL, es cargado en el mar*
359 *de los cargadores de GNL a gran escala y lleva el GNL a Montego Bay. Estas entregas están*
360 *en curso.*

361 Siemens nunca considera la viabilidad de desplegar una disposición similar de transferencia de
362 buque a buque de GNL para evitar el dragado del puerto de Aguirre.

363 En lo que respecta a la entrega de GNL a San Juan, Siemens sostiene que el costo es
364 prohibitivamente alto - un estimado de \$521 millones en capital incluyendo contingencia. Sin
365 embargo, esto incluye \$187 millones para un "buque de propósito especial" para transportar el
366 GNL. Esto solo hace la comparación con AOGP "manzanas con naranjas" porque los costos de
367 transporte de GNL para el AOGP se tratan como O & M ya que esa función sería contratada. De
368 hecho, los costos de O & M del AOGP son estimados por la AEE en \$77 millones por año.
369 Además de eso, Siemens asume una contingencia del 20 por ciento mientras que la contingencia
370 en la estimación AOGP es 15 por ciento. Y dado que se supone que más del costo de entrega del

³⁴ Page 14 of AEE Ex 1 04 AEE Fuel Delivery Option Assessment.

371 GNL en contenedores a San Juan es capital que en el caso del AOGP (la contingencia no se
372 aplica al cálculo de costos de O & M de AOGP), esto amplifica que la diferencia aparente de
373 costo entre entregas de GNL a San Juan y entregas a Aguirre. Por lo tanto, la afirmación de que
374 la entrega de GNL a San Juan es "prohibitivamente alta" debe considerarse dudosa.

375 Además, Siemens sólo consideró la entrega de GNL a San Juan a través de contenedores ISO en
376 su "Fuel Assessment". En las conclusiones del informe de Evaluación de Combustible, Siemens
377 recomienda que la AEE "evalúe la factibilidad de la entrega a gran escala de GNL y el
378 almacenamiento de tanques en sitio para mejorar la competitividad en costos del GNL para San
379 Juan y Palo Seco. Esa opción era la más favorable de las estudiadas en el informe de Galway.³⁵
380 No está claro por qué la AEE ya no habría dirigido a Siemens para evaluar una alternativa que se
381 consideraba la opción más favorable en un informe del 2015 sobre las opciones de suministro de
382 combustible para las plantas de energía de la AEE del norte.

383 Además, Siemens nunca consideró la viabilidad y el costo del desarrollo de los líquidos de gas
384 comprimido (LGC) de SeaOne como una alternativa. Entendemos que ese desarrollo ya está en
385 marcha y en la medida en que el suministro de energía se puede ubicar en la parte norte de la isla,
386 incluyendo el suministro de gas natural a San Juan en lugar de Aguirre, hay muchas más
387 posibilidades de reducir algunos de los miles de millones de dólares que la AEE dice que tendrán
388 que invertirse en líneas de transmisión en Puerto Rico.

389 **IV. Compromiso de la AEE con la transparencia y control de costos en AOGP**

³⁵ Page 26 of AEE Ex 1 04 AEE Fuel delivery Option Assessment.

390 P. SI FUESE APROBADO POR LA COMISIÓN, ¿LA AEE ESTÁ PREPARADA PARA
391 AVANZAR CON ESTE PROYECTO?

392 A. Al aprobar un gran proyecto de infraestructura, la Comisión debería tener confianza en la
393 capacidad y la disposición de la AEE para proporcionar información de manera transparente y
394 responsable y establecer mecanismos efectivos de control de costos.

395 A base de este caso, y los casos anteriores en los que hemos estado involucrados, no tenemos
396 confianza en la habilidad de la AEE para hacer esto. Este caso se ha caracterizado por
397 información incompleta e incoherente de la AEE, falta de atención a las directivas de la
398 Comisión³⁶ y respuestas evasivas y/o objeción a las preguntas de descubrimiento.

399 Tampoco hay nada en este caso que indique una mejora en el fracaso histórico de la AEE para
400 controlar los costos en general. Como se señaló en el testimonio de Kunkel/Sanzillo, "Las
401 decisiones recientes de manejo de la AEE hacen cuestionar su capacidad para controlar los
402 costos. Por ejemplo, la AEE entró en un gran número de contratos por encima del mercado para
403 la energía solar a partir de 2010-2013. Además, al seleccionar a los contratistas para la
404 reestructuración de los bonos, en los que se pagan a los contratistas decenas de millones de
405 dólares, la AEE no utilizó la licitación ".³⁷ Para minimizar los futuros gastos imprudentes, la
406 Comisión está tratando de establecer un proceso de revisión y aprobación del plan costos de la
407 AEE antes de que se incurran; la AEE solicitó recientemente una "Stay of this Commission Order"

³⁶ For instance, the Commission's February 10, 2017 order required that AEE "highlight specific risk factors for each fueling option that may lead to delays, cost increases, or any combination thereof. AEE's report shall also include the results of its market research, including the price quotes received and AEE's evaluation of its market position with regards to fuel purchases and any important factors affecting AEE's ability to purchase fuel at market prices." While AEE provided an analysis of the risks of alternative natural gas fueling options (delivery of LNG or CNG by shipping containers), it did not provide any analysis of specific risk factors for the AOGP project itself.

³⁷ Case No. CEPR-AP-2015-0001, Testimony of Kunkel and Sanzillo on behalf of ICSE-PR, p. 15 (references omitted).

408 Un gesto que no inspira confianza en el proceso de presupuesto de la AEE.³⁸ Nada de lo que la
409 AEE ha proporcionado en este caso indica un cambio en la cultura corporativa en la AEE que
410 nos daría confianza de que la AEE ha mejorado su capacidad para controlar los costos en el
411 Proyecto AOGP.

412 **V. Conclusiones**

413 P. ¿QUÉ SE PIDE QUE LA COMISIÓN APRUEBE EN ESTE
414 PROCEDIMIENTO?

415 En este procedimiento, la AEE solicita a la Comisión que "apruebe el AOGP y las conversiones
416 de gas natural asociadas en Aguirre"³⁹. Por el contrario, la orden inicial de la Comisión de 10 de
417 febrero de 2017 en este caso parece contemplar sólo que la Comisión podría aumentar el tope en
418 gastos relacionados con el AOGP (actualmente \$15 millones).⁴⁰

419 P. POR FAVOR RESUMAN SUS CONCLUSIONES.

420 Estamos preocupados por el fracaso de la AEE de producir información básica sobre una
421 inversión propuesta de \$400 millones. Si bien simpatizamos con el hecho de que hay muchas
422 piezas en movimiento para los actuales esfuerzos de reestructuración de la AEE y que el
423 itinerario para algunos de estos procesos está fuera del control de la AEE, la AEE aún no ha
424 proporcionado una imagen completa o coherente de la situación de sus diversas opciones de

³⁸ Case Nos. CEPR-AP-2015-0001, CEPR-AP-2017-0001, CEPR-IN-2016-0002, "Resolution on Motions for Stay," May 26, 2017.

³⁹ Direct testimony of Rivera-Chico p. 2 lines 32-34.

⁴⁰ February 10, 2017 Commission order at p. 3.

425 financiamiento. La falta de transparencia de la AEE, que ha sido un patrón en este caso, el caso
426 de las tarifas y el anterior expediente del PIR, no inspira confianza de que los abonados estarán
427 protegidos de los excesos de costos o de que la AEE ha establecido metas y expectativas realistas
428 con respecto a este proyecto. En resumen, la AEE no ha presentado la calidad del análisis que
429 nos permita recomendar a la Comisión la aprobación de este proyecto.

430 Más específicamente, creemos que el itinerario propuesto por la AEE es excesivamente agresivo
431 dado que los elementos claves del plan del proyecto no han sido finalizados y que estas
432 incertidumbres exponen a los abonados al riesgo de retrasos y excesos de costos. El itinerario de
433 la AEE que indica el diseño y la construcción simultáneos del proyecto representa un enfoque
434 que la AEE ha reconocido previamente que es más riesgoso para los abonados debido al mayor
435 potencial de exceso de costos. Los abonados también pueden estar expuestos a retrasos, lo que
436 provoca excesos de costos, como resultado de la falta de contratistas de ingeniería y la falta de
437 financiamiento para el proyecto (especialmente si la Comisión no permite que la AEE financie el
438 proyecto a través de gastos de capital pagados por el abonado).

439 Por último, aunque la Comisión respalda la noción de que el gas natural debe adquirirse en
440 mayor cantidad, no creemos que la AEE haya demostrado adecuadamente la superioridad del
441 AOGP desde las perspectivas de logística, impacto ambiental o costos.

442 P. ¿CUÁLES SON SUS RECOMENDACIONES?

443 Estamos en total desacuerdo con la recomendación de la AEE que la Comisión "apruebe
444 plenamente" el AOGP y permitir que la AEE proceda con el AOGP y proyectos relacionados. En

445 el proceso en que la Comisión tiene la intención de revisar y aprobar los presupuestos anuales de
446 la AEE, no debe haber una presunción de que los gastos relacionados con el AOGP son
447 prudentes, por presuntamente estar de acuerdo con el plan de financiamiento desconocido que en
448 última instancia se desarrolle para el AOGP.

449 En cambio, no ofrecemos una opinión sobre si la Comisión debería levantar la actual tope de
450 gasto en el AOGP (porque no pudimos evaluar el modelo de costo de combustible de la AEE).
451 Sin embargo, recomendamos que la Comisión prohíba explícitamente a la AEE que emita una
452 Notificación Final para Proceder a la AOGP sin la aprobación futura de la Comisión y que dicha
453 aprobación no se conceda sin la aprobación por parte de la Comisión de un plan de
454 financiamiento e impacto de tasas para el proyecto. Recomendamos además que la Comisión no
455 permita gastos adicionales en las conversiones de plantas de gas natural a menos que se apruebe
456 el AOGP.

457 P. ¿CONCLUYE SU TESTIMONIO?

458 Sí, pero nos reservamos el derecho de suplementar nuestro testimonio si se proporcionan
459 respuestas de descubrimiento adicionales.