

GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DEL SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA

NEPR

Received:

Jun 8, 2020

5:46 PM

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

Caso Núm.: CEPR-AP-2018-0001

RE: Moción para Presentar Alegato
en el Idioma Español

**MOCIÓN DE ORGANIZACIONES AMBIENTALES LOCALES PARA
PRESENTAR ALEGATO EN EL IDIOMA ESPAÑOL**

AL HONORABLE NEGOCIADO:

Comparecen los interventores Comité Diálogo Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. -Enlace Latino de Acción Climática, Comité Yabucoeño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc., Sierra Club y su capítulo de Puerto Rico, Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., y CAMBIO Puerto Rico, Inc., (“Organizaciones Ambientales Locales”), y respetuosamente someten el alegato traducido al idioma español que anteriormente fue sometido en el idioma inglés ante el Negociado de Energía el 6 de marzo del 2020.¹ El único propósito de esta presentación es que los argumentos hechos estén también disponibles en el idioma español al público.

¹ Local Environmental Organizations, Legal Brief Expdte Núm. CEPR-AP-2018-0001 (6 de marzo de 2020).

Respetuosamente sometido el 8 de junio de 2020.

s/Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
(RUA Núm. 4182)
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel. & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Ruth Santiago

RUTH SANTIAGO
RUA Núm. 8589
Apartado 518
Salinas, Puerto Rico 00751
Tel. (787) 312-2223
rstgo@gmail.com

s/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 15th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

s/Laura Arroyo

LAURA ARROYO
RUA Núm. 16653
Earthjustice
4500 Biscayne Blvd Ste 201
Miami, FL 33137
Tel. (305) 440-5436
larroyo@earthjustice.org

s/Jordan Luebke

JORDAN LUEBKEMANN
Florida Bar No. 1015603
Earthjustice
111 S. Martin Luther King Jr. Blvd.
Tallahassee, FL 32301
Tel. (850) 681-0031
jluebke@earthjustice.org

CERTIFICADO DE DILIGENCIAMIENTO

Certificamos que la traducción del Alegato se radicó el 8 de junio de 2020 a través del sistema de radicación en línea del Negociado de Energía y se envió a la Secretaría y al Asesor Legal del Negociado de Energía de Puerto Rico a: secretaria@energia.pr.gov; astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; nvazquez@aeep.com; c-aquino@prepa.com, además de a las siguientes personas:

- AEE (mvazquez@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law)
- Sunrun (javier.ruajovet@sunrun.com);
- EcoEléctrica (carlos.reyes@ecoelectrica.com and ccf@tcmrslaw.com);
- Grupo Windmar (victorluisgonzalez@yahoo.com, mgrpcorp@gmail.com);
- Oficina Independiente de Protección al Consumidor (hrivera@oipc.pr.gov, jrivera@cnslpr.com);
- Empire Gas Company (manuelgabrielfernandez@gmail.com);
- National Public Finance Guarantee (acasellas@amgprlaw.com and corey.brady@weil.com);
- Progression Energy (maortiz@lvprlaw.com and rnegron@dnlawpr.com);
- Shell (paul.demoudt@shell.com, sproctor@huntonak.com);
- Wartsila North America (escott@ferraiuoli.com);
- Grupos interventores sin fines de lucro: (agraitfe@agraitlawpr.com);
- EDF (acarbo@edf.org);
- Arctas Capital Group (sierra@arctas.com, tonytorres2366@gmail.com);
- SESA PR & Caribe GE (cfl@mcvpr.com);
- Liga de Cooperativas de Puerto Rico y AMANESER 2025 (info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com)
- AES-PR (apagan@mpmlawpr.com, sboxerman@sidley.com, bmundel@sidley.com)

Respetuosamente sometido el 8 de junio de 2020.

f/Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
RUA Núm. 4182
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

s/Laura Arroyo

LAURA ARROYO
RUA Núm. 16653
Earthjustice
4500 Biscayne Blvd Ste 201
Miami, FL 33137
Tel. (305) 440-5436
larroyo@earthjustice.org

**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO**

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

Caso núm. CEPR-AP-2018-0001

RE: ALEGATO

ALEGATO DE LAS ORGANIZACIONES AMBIENTALES LOCALES

COMPARECEN, Comité Diálogo Ambiental, Inc., El Puente de Williamsburg, Inc. - Enlace Latino de Acción Climática, Comité Yabucoeño Pro-Calidad de Vida, Inc., Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc., Sierra Club y su capítulo de Puerto Rico, Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc., Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc., Amigos del Río Guaynabo, Inc., Campamento Contra las Cenizas en Peñuelas, Inc., y CAMBIO Puerto Rico (denominados colectivamente como las “Organizaciones Ambientales Locales”), representados por sus asesores legales, quienes respetablemente exponen y solicitan lo siguiente:

Contenido

Introducción	7
Argumento	13
I. El Plan de Acción y los Planes Preferidos de la AEE no integran adecuadamente la generación distribuida, los recursos renovables, el almacenamiento y la eficiencia energética. Las Organizaciones Ambientalistas Locales ofrecen algunas medidas para un Plan de Acción Propuesto que sí responde a este desafío.....	16
A. Siemens sobreestimó el costo de la generación distribuida al menos en un 50% 18	
B. Siemens sobreestimó el costo de los recursos renovables a nivel de las empresas de suministro de energía en un 30%.....	20
C. El plan Queremos Sol demuestra la viabilidad y la asequibilidad de la generación renovable distribuida.	23
D. Siemens no tomó en consideración todos los beneficios de los recursos renovables y el almacenamiento de energía, en particular su resiliencia.	25
E. Los modelos de Siemens incluyen márgenes de reserva extremadamente altos debido a la falta de comprensión de las capacidades de almacenamiento de las baterías.	29
F. El trato de Siemens a la eficiencia energética no cumple con la Ley 17-2019.....	34
G. La AEE no tomó en cuenta eficazmente el impacto de la adopción de vehículos eléctricos (VE) durante el período del estudio.	40
H. Las Organizaciones Ambientalistas Locales proponen varias medidas para facilitar la integración total de la generación distribuida, los recursos renovables y el almacenamiento de energía.....	41
II. El Negociado de Energía debe rechazar la propuesta del Plan de Acción de invertir \$3,800M en el concepto de minirredes de Siemens en los próximos tres años.	46
III. La AEE subestimó considerablemente el costo real del metano importado.	53
IV. El Negociado debe rechazar la propuesta de “protección contra riesgos” del Plan de Acción de la AEE.....	56
V. Los planes de la AEE todavía dejan a Puerto Rico vulnerable ante huracanes, eventos sísmicos y otros desastres.	61
A. El informe del London Economics [International] revela miles de millones de dólares en gastos de transmisión previstos que la AEE no incluyó en el Plan	

de Acción.....	63
B. El Plan de Modernización de la Red Eléctrica revela miles de millones de dólares en gastos de transmisión previstos que la AEE no incluyó en el Plan de Acción.....	66
VI. La AEE no tomó en cuenta los costos ambientales de las centrales de combustibles fósiles.....	68
A. La AEE no ha justificado la contribución de sus Planes Preferidos a la crisis climática.....	70
C. La AEE no tomó en cuenta el impacto de sus Planes Preferidos sobre el agua.....	73
D. La AEE no tomó en cuenta el impacto de sus Planes Preferidos en la contaminación del aire.....	77
E. La AEE no ha dado acceso a la información a las comunidades aledañas que luchan por la justicia ambiental y que están cercanas al Complejo de la Central Aguirre y otras centrales.....	80
F. El impacto del ruido del Complejo de la Central Aguirre.....	82
VII. Los consultores del PIR siguen teniendo conflictos de intereses.....	82
VIII. Siemens no incorporó los efectos económicos del Acuerdo de Reestructuración.....	86
IX. Es probable que las penalidades por la rescisión temprana del Contrato PPOA de AES sean inejecutables.....	88
Conclusión.....	91

Introducción

El objetivo del Plan Integrado de Recursos debe ser la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico para servir mejor al pueblo de Puerto Rico. Cada interrupción a gran escala en el servicio de energía presenta el riesgo de la pérdida o detrimento de la vida humana, según se experimentó tras el paso del Huracán María. Además de las pérdidas humanas inmediatas, cada apagón grande representa un golpe a la viabilidad de Puerto Rico. Luego de cada evento climatológico severo, muchos puertorriqueños, especialmente las personas en edad productiva laboral, abandonan el archipiélago junto a sus hijos y no regresan, dejando atrás una población cada vez más envejecida y vulnerable. La evidencia en este expediente demuestra que las energías renovables y el almacenamiento de energía, así como la eficiencia energética, son, por mucho, las opciones menos costosas y más resilientes para transformar la red eléctrica de Puerto Rico.

No obstante, en lugar de adoptar un sistema limpio, rentable, equitativo y resiliente, la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) ha solicitado al Negociado de Energía que apruebe planes que contienen numerosas deficiencias y que no resolverán los problemas energéticos de Puerto Rico. Los Planes Preferidos de la AEE dependen excesivamente de la importación de gas metano, en lugar de dar prioridad a la integración máxima de la energía renovable y la generación distribuida en la red eléctrica. La AEE no ha tomado en consideración ni ha dado prioridad eficazmente a los recursos renovables y el almacenamiento de energía en baterías, en particular los sistemas de paneles solares con baterías que se instalan en los techos de los

consumidores. Esto perpetúa el uso de una red eléctrica que depende de líneas de transmisión de larga distancia que fallan sistemáticamente, la importación de combustibles fósiles que desvía fondos de la economía de Puerto Rico y la emisión de contaminantes y gases de invernadero que ponen en riesgo la vida de las personas.

El pueblo de Puerto Rico rechazó los Planes Preferidos de la AEE y, durante un mes de vistas públicas celebradas en toda la Isla para discutir el Plan Integrado de Recursos (PIR), el público llenó las salas de audiencias para instar al Negociado a hacer lo mismo. En el presente documento, las Organizaciones Ambientales Locales ofrecen un resumen de algunos de los comentarios del grupo de deponentes.

Los deponentes señalaron que el PIR no integra una evaluación de la vulnerabilidad sísmica de la infraestructura existente y la infraestructura propuesta. El terremoto del 7 de enero de 2020 no solo intensificó la necesidad de descentralizar la red, sino que también demostró la resiliencia de los sistemas fotovoltaicos ante los eventos sísmicos.

Los deponentes, en especial los que residen en comunidades que luchan por la justicia ambiental, exhortaron al Negociado de Energía a considerar el daño continuo que causan las centrales eléctricas que operan con combustibles fósiles en Puerto Rico, en particular la planta de carbón AES.² El PIR de la AEE viola la

² Véase, p.ej., *Comentarios sobre* Núm. de Caso: *CEPR-AP-2018-0001* de NEPR: [Frente Unido Pro-Defensa del Valle de Lajas \(Mar. 2, 2020\)](#); [Leonor Vázquez \(Mar. 2, 2020\)](#); [Ametza Delgado Cardona \(Mar. 1, 2020\)](#); [Reverenda Eunice Santana Melecio \(Feb. 27, 2020\)](#); [José Rodríguez Maldonado \(Feb. 26, 2020\)](#); [Amnistía Internacional Sección de Puerto Rico \(Feb. 25, 2020\)](#); [Víctor Alvarado \(Feb. 25, 2020\)](#); [Braulio Quintero \(Feb. 22, 2020\)](#); [Luz Vega Orozco \(Feb. 19, 2020\)](#); [Oficina del Alcalde de Yabucoa \(Feb. 19, 2020\)](#); [Manuel José Martínez \(Feb. 19, 2020\)](#); [Daniel Cruz Donato \(Feb. 19, 2020\)](#); [Mavra Vicil Bernier \(Feb. 19, 2020\)](#); [Rafael Alberto Malavé \(Feb. 19, 2020\)](#); [Miguel Sarriera \(Feb. 18, 2020\)](#); [Martha Quiñones \(Feb. 16, 2020\)](#); [Ciudadanos en Defensa del](#)

Ley 17 al no tomar en cuenta la contaminación del aire y del agua bajo sus Planes Preferidos, así como la capacidad de agua, los riesgos de seguridad y la contribución de dichos planes al cambio climático. El Relator Especial de las Naciones Unidas sobre los Derechos Humanos y el Ambiente ha recalcado que “el aire limpio es un elemento esencial del derecho a un ambiente saludable, así como el agua limpia ... y un clima seguro”. La Corte Interamericana de Derechos Humanos también ha reconocido que el Estado debe garantizar el suministro de energía eléctrica sin afectar a las poblaciones especialmente vulnerables.³

Por último, los deponentes señalaron las muchas maneras en que se les ha mantenido fuera de este proceso.⁴ En primer lugar, todos los escritos y mociones, así como gran parte de la vista evidenciaria, se llevaron a cabo en inglés y con un vocabulario altamente técnico. Esto contrasta marcadamente con las vistas y comentarios públicos, donde los puertorriqueños se dirigieron al Negociado de Energía en su idioma natal, el español. Además, la AEE ha demostrado un desinterés manifiesto por el concepto de democracia energética, al continuar implementando segmentos de sus Planes Preferidos a través de solicitudes de propuestas (RFP, por sus siglas en inglés) secretas e ilegales y planes elaborados fuera de este expediente sin la participación del público.

[Ambiente](#), Iván Elías (Feb. 13, 2020); [Hispanic Federation](#), Maritere Padilla (Feb. 13, 2020); [Luis Pedraza](#) (Feb. 13, 2020); [Sergio Knaebel](#) (Feb. 13, 2020); [Reverenda Sary Rosario Ferreira](#) (Feb. 12, 2020); [Lissette Avilez Rios](#) (Feb. 12, 2020); [Damaris Pérez Pagán](#) (Feb. 12, 2020); [Rafael Díaz Santiago](#) (Feb. 12, 2020); [Relmagina Puerto Rico](#) (Feb. 11, 2020); [Renewable Energy Coalition](#), Ron Leonard, (Feb. 11, 2020); [Georgina Pietri](#) (Feb. 11, 2020); [Adriana Rivera](#) (Feb. 10, 2020); y [Marie Pérez](#) 4 de febrero de 2020).

³ *Río Negro Massacres v. Guatemala*, Preliminary Objection, Merits, Reparations, and Costs, Judgment, Inter-Am. Ct. H.R., párr. 284 (4 de septiembre de 2012).

⁴ Véase, p.ej., *Comentarios sobre* Núm. de Caso: *CEPR-AP-2018-0001* de NEPR: [Frente Unido Pro-Defensa del Valle de Lajas](#) (Mar. 2, 2020); [Reverenda Eunice Santana Melecio](#) (Feb. 27, 2020); [Amnistía Internacional Sección de Puerto Rico](#) (Feb. 25, 2020); y [Martha Quiñones](#) (16 de febrero de 2020).

Las Organizaciones Ambientales Locales comparten el sentir del público acerca de todas las deficiencias del PIR antes descrito y están de acuerdo en que se debe rechazar el PIR. La AEE reconoce que debe instalar de inmediato tantos sistemas de paneles fotovoltaicos y almacenamiento de energía como sea posible, pero no ofrece información específica sobre su ubicación, inversiones y asignaciones presupuestarias, ni identifica a los empleados o asesores de la AEE que efectivamente llevarán a cabo estas implementaciones. En cuanto a la generación distribuida y el almacenamiento de energía, la posición de la AEE es aún peor, ya que se niegan a ofrecer estímulos, promover la participación de los clientes, ofrecer incentivos o pagar por los servicios de los sistemas solares de generación distribuida y almacenamiento que los puertorriqueños están instalando por su cuenta. Y, por último, en cuanto a la eficiencia energética y respuesta a la demanda, la AEE admite libremente que no cuenta con ningún plan real para incorporar estos recursos esenciales.

La indiferencia de la AEE hacia los recursos de energía renovable, el almacenamiento de energía y la eficiencia energética contrasta de forma impactante con la meticulosa planificación que la AEE incluye en el PIR para los recursos que operan con gas, así como la planificación y los procesos que ya ha llevado a cabo para la adquisición de recursos que operan con gas. En particular, la AEE ha buscado activamente estos nuevos recursos que operan con gas sin tener un PIR aprobado, mediante solicitudes de propuestas secretas e ilegales realizadas sin la aprobación del Negociado de Energía ni la aportación del público.

Ante la ausencia de planes más específicos acerca de recursos de energía

renovable y almacenamiento de energía, la AEE no puede alegar que tiene un plan real para cumplir con los objetivos del Estándar de la Cartera de Energía Renovable, según descrito por la Legislatura en la Ley 17-2019 y por este Negociado en su Orden de mayo de 2018, en la que solicita a la AEE que presente este PIR. Afortunadamente, los expertos que declararon a nombre de las Organizaciones Ambientales Locales y otros grupos interventores han presentado al Negociado numerosas recomendaciones sobre requisitos para el Plan de Acción que implementarían de inmediato programas de energía renovable, almacenamiento de energía y eficiencia energética y comenzarían la transformación de esta red eléctrica.

Por otro lado, los Planes Preferidos de la AEE garantizarían décadas de dependencia continua en centrales eléctricas grandes y centralizadas y de líneas de transmisión extensas y vulnerables de norte a sur. Esto no promueve la resiliencia de la red eléctrica ante los desastres naturales y el impacto del cambio climático. La experiencia del huracán María y los eventos sísmicos de este año nos mostraron la importancia de descentralizar la red eléctrica. Un sistema de generación distribuida permitirá que podamos restaurar el servicio de energía lo antes posible luego de una emergencia, cumpliendo así con la responsabilidad de salvar vidas.

El Negociado de Energía debe rechazar los Planes Preferidos y el Plan de Acción presentado por la AEE, los cuales son fatídicamente defectuosos. Para iniciar inmediatamente la transformación de la red eléctrica de Puerto Rico, las Organizaciones Ambientales Locales exhortan al Negociado de Energía a ordenar a la AEE que adopte las medidas establecidas en este escrito judicial con respecto al

Plan de Acción. Y para continuar con el proceso de planificación de recursos a largo plazo, el Negociado de Energía debe ordenar a la AEE que rehaga su Plan Integrado de Recursos para corregir los errores aquí descritos.

Argumento

La Ley 17-2019 exige la transformación de la red eléctrica de Puerto Rico, con el fin de liberar a la Isla de la importación de petróleo y el carbón y otorgarle una verdadera independencia energética mediante “el uso de nueva tecnología, métodos alternos de generación, la generación distribuida, las fuentes de energía renovable [y] la integración de microredes”.⁵

Los Planes Preferidos de la AEE, el Escenario 4 Estrategia 2 y el Plan de Modernización del Sistema de Energía, no ofrecen esta transformación, sino meramente un cambio de un combustible fósil a otro. En cada paso de este proceso del Plan Integrado de Recursos, la AEE y Siemens han mostrado una inclinación a favor de las centrales eléctricas grandes, convencionales y centralizadas que operan con combustibles fósiles y en contra de las energías renovables y la generación distribuida. Según se detalla en los puntos I(a), I(b) y III, Siemens sobreestimó los costos de las energías renovables y la generación distribuida y subestimó los costos del gas y las centrales que operan con gas. Según se indica en los puntos I(c), I(e) y II, Siemens subestimó la capacidad de las energías renovables y la generación distribuida. Y según se detalla en los puntos IV al IX, Siemens no ha presentado al Negociado de Energía el panorama general de los verdaderos costos económicos y ambientales de sus Planes Preferidos.

Siemens introdujo todas estas preferencias, a favor de la generación con gas y

⁵ Ley 17-2019, Exposición de Motivos.

en contra de las energías renovables, en los modelos elaborados con el sistema Aurora. No obstante, esos modelos muestran que los Planes Preferidos de la AEE, los cuales dependen en gran medida del uso del gas, no superan en costo a una cartera que depende en gran medida del uso de energías renovables:

Valor neto actual, suponiendo una tasa de interés de un 9%, de 2019 a 2038	Escenario 3, Estrategia 2, Sensibilidad 8	Escenario 4, Estrategia 2	Plan de Modernización del Sistema de Energía
	\$14,357,561,000	\$14,350,195,000	\$14,431,214,000

Siemens también midió la resiliencia de las carteras utilizando una métrica de Energía Estimada No Servida: “un análisis de alto nivel sobre cómo funcionarían las distintas carteras derivadas de la combinación de escenarios y estrategias si, a partir del 2022, un huracán de gran intensidad impactara la Isla cada cinco años”.⁶ Si bien dicha métrica no explica todo sobre la resiliencia, Siemens predice que los Planes Preferidos de la AEE, basados en gran medida en el uso del gas, causarían pérdidas mucho mayores que la cartera basada en gran medida en los recursos renovables:

Valor actual neto de energía estimada no servida	Escenario 3, Estrategia 2, Sensibilidad 8	Escenario 4, Estrategia 2	Plan de Modernización del Sistema de Energía
	\$205,871,000	\$247,445,000	\$266,947,000

Por ende, tanto en términos de asequibilidad como de resiliencia, Siemens no ha logrado justificar sus Planes Preferidos. En junio de 2019, en defensa de sus Planes

⁶ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, *Integrated Resource Plan 2018-2019 with Errata*, Rev. 2.1, Sección 8.2.8 (7 de junio de 2019) [en adelante, PIR].

Preferidos, Siemens presentó una tarjeta de resultados o “scorecard”, los cuales se ponderaron de manera tal que los Planes Preferidos parecieran mejores que la cartera basada en gran medida en recursos de energía renovable.⁷ En el Panel H, Siemens reconoció que, en retrospectiva, el uso de la tarjeta de resultados fue un error:⁸

Lcdo. Ángel R. Rivera de la Cruz, P.E., Comisionado Asociado de la Comisión de Energía: ¿Cuándo se desarrolló la tarjeta de resultados y cuándo se asignaron las ponderaciones; antes o después de que usted tuviera los resultados [de los modelos] en sus manos?

Dr. Bacalao: La tarjeta de resultados ... yo vi los resultados [de los modelos], miré la tabla y recordé, “Oye, nuestros amigos en Pace, ellos hacen estas tarjetas de resultados. Vamos a tratar de hacer algo como eso”. Me arrepiento de haber puesto los [resultados] ponderados, los resultados finales que incluyen las ponderaciones. Ahora me arrepiento. Porque incluso en Pace, a veces ellos piensan, “¿debemos poner los [resultados] ponderados o debemos simplemente dejar la columna tal como está?” En mi interior, me arrepiento.

Comisionado Rivera: OK. Gracias. De manera que la respuesta es: “Después”.

Bacalao: Sí.

En el Panel H, Anna Sommer, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, señaló que Siemens se había enfocado demasiado en modelos abstractos y que no había contestado las preguntas fundamentales en torno a la transformación de la red eléctrica de la AEE:

El punto es llegar a un 100% de energía renovable. La pregunta es ... ¿Cómo se llega a eso? ¿Cuáles son las restricciones para llegar a eso? ¿Son cosas como la capacidad de la AEE para

⁷ PIR, Exhibit 8-7.

⁸ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=13555>.

levantar capital para invertir en nueva generación? ¿Son cosas como el establecimiento de un programa para compensar a las personas que están instalando sistemas solares “detrás del contador” [“behind-the-meter”] a residentes de Puerto Rico? ¿Es un programa necesario para asegurarse de que los paquetes de recursos de energía distribuida [DER, por sus siglas en inglés] de Wildan y sus competidores puedan entrar en funcionamiento? Este es el tipo de cosas que limitan la implementación de estos recursos. ... ¿Qué es lo que nos impide alcanzar nuestra meta?

...

Puerto Rico ha expresado su deseo de tener un 100% de energía renovable. La meta para todos los que estamos aquí sentados como expertos es averiguar cómo llegar a eso.⁹

Los Planes Preferidos y el Plan de Acción de la AEE no responden a esas preguntas. En su escrito judicial, las Organizaciones Ambientales Locales detallan las propuestas de nuestros peritos, así como las de los peritos de otros grupos interventores, que **sí** responden a estas preguntas fundamentales y ofrecen un camino hacia la transformación de la red de la Isla, según lo exige la Ley 17-2019.

- I. **El Plan de Acción y los Planes Preferidos de la AEE no integran adecuadamente la generación distribuida, los recursos renovables, el almacenamiento y la eficiencia energética. Las Organizaciones Ambientales Locales ofrecen algunas medidas para un Plan de Acción Propuesto que sí responde a este reto.**

La Ley 17-2019 ordena a la AEE a “maximizar el uso de la energía renovable” y a la vez “reducir agresivamente el uso de combustibles fósiles” y “minimizar las

⁹ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/UGn8uAvm5NQ?t=2908>. La señora Sommer ha trabajado en la regulación de compañías de servicio eléctrico durante 15 años. Ha evaluado decenas de planes integrados de recursos y ejercicios de planificación. Posee experiencia en la evaluación de modelos del sistema Aurora y varios otros sistemas de software de modelización. Declaró ante el Negociado de Energía de Puerto Rico en un asunto en el 2017 y aportó comentarios en otros dos casos.

emisiones de gases de efecto de invernadero”.¹⁰ Los Planes Preferidos y el Plan de Acción de la AEE no solo no responden a este reto, sino que, de hecho, “obstaculi[zan] el desarrollo de un sistema moderno que integre los recursos renovables y la energía de fuentes de generación distribuida”, en flagrante violación de las obligaciones de la AEE.¹¹

Ante todo, debemos aclarar que definimos “generación distribuida” como “sistemas de generación instalados por los clientes detrás de los contadores”, de acuerdo con la definición incluida en el Plan Integrado de Recursos.¹² Esta aclaración es necesaria debido a la sorprendente aseveración de Siemens durante la vista, donde indicaron que considerarían que una central de gas de 300 megavatios concuerda con la definición de generación distribuida.¹³ La inclusión de Siemens de una central de gas de 300 megavatios dentro de la definición de generación distribuida demuestra un sesgo de Siemens a favor del gas y en contra de la generación distribuida y los recursos renovables.

El Negociado de Energía debe rechazar los Planes Preferidos y el Plan de Acción por estar sesgados y porque no facilitan el desarrollo del sistema moderno que Puerto Rico necesita, con la integración total de la generación distribuida, recursos renovables, eficiencia energética y almacenamiento de energía. En su lugar, el

¹⁰ Ley 17-2019, Artículo 1.5(6)(b), Artículo 1.11(d).

¹¹ Ley 17-2019, Artículo 1.10(d).

¹² PIR, Apéndice 4, págs. 3-20.

¹³ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/UGn8uAvm5NQ?t=9724>. “Cuando hablamos sobre recursos distribuidos, incluso la [planta] de 300+ MW en Palo Seco es un recurso distribuido. Comparamos eso contra los 900 MW que constituyen las dos unidades de Aguirre en el sur o la de 530 MW [que es] EcoEléctrica”.

Negociado de Energía debe adoptar el Plan de Acción Propuesto presentado por las Organizaciones Ambientales Locales, el cual responderá a ese desafío.

A. Siemens sobreestimó el costo de la generación distribuida al menos en un 50%

Siemens prevé que el Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de la generación solar distribuida sería de 15.3 centavos por kilovatio-hora (kWh) al presente y se reduciría a 8.6 centavos por kWh en el 2038.¹⁴ La mejor fuente de información para estas proyecciones son los datos reales de clientes existentes del mercado de la generación distribuida o la información de los instaladores de paneles solares en la isla (varios de los cuales son partes interesadas en el presente caso). Siemens pasó por alto estos recursos y, en su lugar, creó sus proyecciones aplicando distintos multiplicadores y sumadores [“multipliers and adders”] a las hipótesis genéricas del Informe Anual de Referencia sobre Tecnología (“Annual Technology Baseline” o ATB, por sus siglas en inglés) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés). Aunque el Informe Anual de Referencia sobre Tecnología ya incluye sus propias proyecciones sobre el costo nivelado de energía de la generación solar distribuida y a pesar de utilizar otras cifras del informe de referencia del NREL, Siemens decidió crear su propio costo nivelado de energía. Ahora Siemens alega que, según el costo nivelado de energía que ellos crearon, la generación solar distribuida es dos veces más costosa hoy en Puerto Rico que en los Estados Unidos continentales y que será cuatro veces más costosa en el 2038. El

¹⁴ PIR Apéndice 4, Sección 3, Exhibit 3-14.

testimonio del Dr. Agustín Irizarry Rivera,¹⁵ demuestra que el método utilizado por Siemens para realizar sus pronósticos ha sobreestimado exageradamente estos costos. Los errores considerables en los métodos de Siemens se hubiesen evitado si Siemens hubiese utilizado datos reales del mercado sobre los costos de estos sistemas.

El Dr. Irizarry tiene amplia experiencia en el costo de estos sistemas.¹⁶ Realizó el análisis que Siemens debió haber realizado: simplemente obtuvo cotizaciones reales sobre los costos de los equipos al precio al por menor en Puerto Rico, así como los costos de un préstamo personal que está disponible ampliamente para los puertorriqueños para este tipo de proyectos. El análisis del Dr. Irizarry en sobre los costos reales de los sistemas fotovoltaicos solares específicos para Puerto Rico produjo un Costo Nivelado de Energía proyectado de 7.8 centavos por kWh para los sistemas fotovoltaicos instalados en el techo en el 2019, el cual se reduciría a 1.8 centavos por kWh en el 2038.¹⁷ Luego que el Dr. Irizarry obtuvo sus resultados, descubrió que eran bastante similares a las proyecciones del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) sobre los costos de sistemas fotovoltaicos solares para el techo. Esto arroja dudas, al menos en cuanto a los sistemas fotovoltaicos solares para el techo, sobre la

¹⁵ El Dr. Irizarry tiene casi tres décadas de experiencia como ingeniero eléctrico en Puerto Rico. Moción de las Organizaciones Ambientales Locales para presentar testimonios periciales, Testimonio Directo de Agustín Irizarry-Rivera [en inglés] a la pág. 2, (23 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/las-Organizaciones-Ambientales-Locales-Motion-for-Submission-of-Testimony-with-Testimonies.pdf>. [en adelante, Test. Dir. de Irizarry Rivera]. El Dr. Irizarry se ha desempeñado como Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica y Computadoras de la Universidad de Puerto Rico, Recinto de Mayagüez, desde 1997. Como parte de sus funciones, el Dr. Irizarry ha realizado investigación y ha escrito numerosos artículos (con más de 50 publicaciones arbitradas) sobre la integración de la eficiencia energética, energía renovable y sistemas solares de generación distribuida a la red eléctrica.

¹⁶ Por ejemplo, el Dr. Irizarry y otros miembros de la Facultad de la Universidad de Puerto Rico - Mayagüez han desarrollado un modelo de paneles fotovoltaicos para el techo que está accesible para residentes de bajos ingresos. Véase, A. Montano, K. Alzate, S., Andrade, F., *A Case Study of Residential Electric Service Resiliency thru Renewable Energy Following Hurricane María*, Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPower) (Nov. 12-15, 2018).

¹⁷ Test. Dir. de Irizarry Rivera, págs. 27-29.

insistencia de Siemens en aumentar en un 16% todos los costos con base en los factores de costo por área del Departamento de la Defensa de los Estados Unidos.

Todos los escenarios de Siemens incluyeron el mismo pronóstico de que los clientes añadirían 1,176 MW de generación distribuida para el 2038, sin que la AEE ofreciera ningún incentivo o compartiera los costos y sin que estos recursos distribuidos tuvieran la capacidad de ofrecer servicios a toda la red eléctrica. Si el costo de estos sistemas se acerca más a la proyección del Dr. Irizarry que a la de Siemens, y si la AEE ofrece incentivos adecuados y mejor integración a la red eléctrica, entonces la generación distribuida podría contribuir mucho más a la red eléctrica de la Isla de lo que Siemens predice actualmente. A su vez, la carga de construir nuevos sistemas de generación sería menor para la AEE y los consumidores. La sobreestimación del costo de la generación distribuida por parte de Siemens obstaculiza la integración de ese recurso esencial, en contravención de la Ley 17-2019.

B. Siemens sobreestimó el costo de los recursos renovables de instalaciones de energía renovable a gran escala en un 30%.

Siemens pronosticó un Costo Nivelado de Energía para los sistemas solares de instalaciones de energía renovable a gran escala de \$67/MWh en el 2019, el cual varía durante el período de planificación y culmina en \$68/MWh en el 2038.¹⁸ Una vez más, la mejor fuente de información para estas proyecciones hubiese sido los datos reales del mercado sobre las de instalaciones de energía renovable a gran escala en Puerto

¹⁸ PIR, Exhibit 6-34.

Rico.¹⁹ En cambio, al igual que con sus pronósticos sobre el Costo Nivelado de Energía de la generación solar distribuida, Siemens decidió no utilizar datos reales. En su lugar, realizó sus proyecciones sobre el Costo Nivelado de Energía de las instalaciones de energía renovable a gran escala aplicando varios sumadores y multiplicadores a las hipótesis genéricas sobre el factor de capacidad solar y los costos de capital de los sistemas solares obtenidos de los estimados del Informe Anual de Referencia sobre Tecnología del NREL de 2018.²⁰ No obstante, según se explica en las págs. 20-21 del Testimonio Directo de Anna Sommer, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, el método de Siemens incluyó un error crítico en torno a la proporción entre el inversor y la carga (“Inverter Load Ratio” o ILR).²¹

Solo es adecuado utilizar el ILR cuando, por ejemplo, el factor de capacidad y el costo de capital por unidad están en unidades distintas. Por otro lado, el NREL explica que, al utilizar el factor de capacidad y los costos de capital para calcular el Costo Nivelado de Energía, no es adecuado aplicar el ILR si todas las variables utilizan unidades invariables.²² Sommer confirma que las cifras del Informe ATB del NREL ciertamente utilizan unidades invariables: “los estimados de costos de

¹⁹ Esto se pudo haber obtenido de los proyectos existentes o de los cuarenta y siete proyectos que se encuentran actualmente en negociación, mencionados en los Exhibits 4-17 y 4-18. La Dra. Elizabeth Stanton, quien testificó a nombre de Environmental Defense Fund, explica que Siemens también pudo haber obtenido estos datos mediante una Solicitud de Propuestas. Moción del Environmental Defense Fund para Presentar Testimonio Pericial. Test. Dir. de la Dr. Elizabeth Stanton [en inglés], pág. 28, (23 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/20191023-EDF-Expert-witness-Testimony.pdf> [en adelante, Test. Dir. de Stanton].

²⁰ Además, el NREL provee sus propias proyecciones de Costo Nivelado de Energía de los sistemas solares a nivel de las empresas de suministro de energía, pero Siemens decidió no utilizarlas y crear las suyas.

²¹ El PIR confirma que la proporción entre el inversor y la carga de 1.3 “se incluye al calcular el LCOE”, PIR, Sección 6.4.1.

²² Moción de las Organizaciones Ambientales Locales para presentar Testimonio Pericial, Test. Dir. de Anna Sommer, págs. 20-21, http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/las_Organizaciones_Ambientales_Locales-Motion-for-Submission-of-Testimony-with-Testimonies.pdf [en Adelante, Test. Dir. de Sommer].

capital del informe ATB son en $\$/kW_{DC}$, mientras que el factor de capacidad está en unidades de kWh_{AC}/kWh_{DC} .”²³ Por lo tanto, Siemens se equivocó al aplicar la proporción entre el inversor y la carga en este caso, al multiplicar los costos de capital solar por 1.3. “En efecto, Siemens ha incluido innecesariamente un sumador de un 30% al precio de los sistemas solares de instalaciones de energía renovable a gran escala”.²⁴

La AEE y Siemens hicieron preguntas directas sobre algunas cuestiones durante el testimonio de la Sra. Sommer, pero no sobre este asunto. La AEE ofreció testimonio de refutación para discutir algunos puntos en el testimonio de la Sra. Sommer, pero no se pronuncia sobre el señalamiento de Sommer de que Siemens sobreestimó en un treinta por ciento los costos de los sistemas solares de instalaciones de energía renovable a gran escala. El verdadero costo de estos sistemas a nivel de las empresas de suministro de energía es mucho menor que los datos erróneos utilizados por Siemens, e incluso menor que la hipótesis mínima (“Low Case Solar PV”) utilizada en el Exhibit 6-31 en el Escenario 3.²⁵ Y los modelos de Siemens demuestran que, aun teniendo este error a su favor, los Planes Preferidos de la AEE, que dependen en gran medida del uso del gas, no superan una cartera que escoge los recursos renovables y el almacenamiento de energía por encima de las centrales de gas.

²³ El Informe ATB del NREL presenta este mismo escenario como un ejemplo donde las unidades son invariables y, por consiguiente, no es adecuado aplicar el ILR.

²⁴ Test. Dir. de Sommer, pág. 21.

²⁵ Una vez más, si Siemens hubiese utilizado datos reales sobre los recursos solares a nivel de las empresas de suministro de energía, no hubiese habido oportunidad para cometer errores en el método de estimación.

C. El plan Queremos Sol demuestra la viabilidad y la asequibilidad de la generación renovable distribuida.

Varios grupos de la sociedad civil, entre ellos grupos comunitarios, ambientales, laborales, profesionales y del ámbito académico, se han unido para promover una plataforma conocida como Queremos Sol, para la transformación de la red eléctrica de Puerto Rico.²⁶ La propuesta establece una visión, objetivos y mecanismos para alcanzar la meta de 100% de generación renovable para el 2050, una meta que comparten todas las partes en este proceso, mediante progresos paulatinos en la eficiencia energética, programas de respuesta a la demanda y mayores cantidades de generación renovable distribuida con base en la comunidad. El plan esbozado en la propuesta de Queremos Sol supera a los Planes Preferidos de la AEE en cuanto a la maximización de recursos renovables, fomentar la generación distribuida y habilitar una red eléctrica centrada en los clientes.

A los participantes de la propuesta de Queremos Sol les preocupa el impacto de la generación de energía con combustibles fósiles y el cambio climático en Puerto Rico y buscan promover la discusión multisectorial sobre alternativas de mitigación y adaptación y su viabilidad para la isla-archipiélago.

Un informe pericial coincide con el tipo de transformación propuesta de Queremos Sol:

A corto plazo, es necesario explorar como una posible opción el enfoque ascendente para desarrollar una resiliencia descentralizada de los sistemas solares residenciales a las

²⁶ Véase, Queremos Sol, <https://www.queremossolpr.com/> (consultado por última vez el 6 de marzo de 2020). El Sr. Sandoval se basó en el plan Queremos Sol al preparar su testimonio y el plan se distribuyó a todas las partes como parte del descubrimiento de prueba.

microredes y hasta la red principal, debido a que un índice de penetración relativamente alto podría facilitar una variedad de opciones para el desarrollo de microredes que refuercen la solidez de la resiliencia comunitaria a la vez que provee economías de escala.²⁷

Los comentaristas públicos también exhortaron al Negociado de Energía a adoptar un plan como el de Queremos Sol, al señalar, por ejemplo:

Nuestro camino a seguir es ofrecer una base sólida para demostrar que alcanzar un 100% de energía renovable no solo es posible, manejable, más rápido y, de hecho, más económico que recurrir a la tecnología fracasada que llevó a la Isla al problema que enfrenta hoy. Vemos varias propuestas que suenan bien (como microredes o solicitudes de propuestas para dividir en secciones la transición de la [Base Naval] Roosevelt Roads), pero lo preocupante es que están apoyando las cosas en una infraestructura inestable para sostenerlas, en lugar de dar el paso lógico y comprometerse con una reforma fundamental para realizar los cambios necesarios y ofrecer una solución de la que todos se sientan orgullosos.

...Las propuestas para comprometer a la Isla con más infraestructura basada en el uso de combustibles fósiles, como el gas natural comprimido, en lugar de buscar una transición de los miles de millones que se invierten actualmente cada año en combustibles fósiles, tiene que ser el principio fundamental; de lo contrario, nunca se cubrirán las necesidades de los abonados. Nuestra solución enfocada en la ciencia se basa en documentos revisados por pares sobre la funcionabilidad de un 100% de energía renovable.

El análisis conduce a un conocimiento innovador. Si queremos ver una verdadera reforma en la reducción de gases de invernadero y tomamos en serio el concepto de la “electrificación de todo” como un método para reducir la dependencia de los combustibles fósiles en otras áreas, como el transporte y los sistemas de calefacción/enfriamiento de estructuras, las soluciones tienen que estar basadas sólidamente en la ciencia. En este nuevo estudio, un equipo dirigido por el Dr. Marc Pérez produjo una herramienta

²⁷ A. Kwasinski, F. Andrade, M. J. Castro-Sitiriche, & E. O’Neill-Carrillo, *Hurricane Maria Effects on Puerto Rico Electric Power Infrastructure*, IEEE Power & Energy Tech. Systems J., vol. 6, 85-94, (Mar. 2019), <https://ieeexplore.ieee.org/document/8644031>.

importante: el sobredimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos con relación a la capacidad de almacenamiento. En un análisis del ajuste ente la oferta y la demanda por hora durante el transcurso de un año, el Dr. Pérez demostró cómo la sobreconstrucción de sistemas solares en relación con el almacenamiento de energía da lugar a costos más bajos en los sistemas combinados, a la vez que se crea un sistema que puede suministrar energía las 24 horas del día, los 7 días de la semana. El estudio reveló que Minnesota, un estado del norte de los Estados Unidos con una alta variación solar estacional y pocas centrales hidroeléctricas, puede alcanzar un 95% de generación eólica y solar a un costo de 3.6 centavos por kilovatio-hora (KWh). Un estudio continuo sobre otra isla con una población de 1,000,000 de habitantes está demostrando la confiabilidad y el ahorro de costos que ofrecería este método para la isla de Puerto Rico, que es más grande y tiene más población.²⁸

Con la propuesta de Queremos Sol, Puerto Rico puede impulsar la transformación de su sistema eléctrico a comunidades y empresas con sistemas solares instalados en los techos.

D. Siemens no tomó en consideración todos los beneficios de los recursos renovables y el almacenamiento de energía, en particular su resiliencia.

El Plan Fiscal de la AEE de junio de 2019, el Plan de Modernización de la Red Eléctrica (“Grid Modernization Plan”) y el Plan de Modernización del Sistema de Energía de la Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3) se crearon fuera del Plan Integrado de Recursos, sin comentarios del público ni de las partes interesadas ni optimización de modelos—y todas las centrales incluyen el desarrollo masivo de infraestructuras de gas.²⁹ Esta dependencia de la

²⁸ Véase *Acta Vista Pública - San Juan, Comentarios recibidos en Vista Pública (San Juan – 11 de febrero de 2020)*, Caso Núm: CEPR-AP-2018-0001 (4 de marzo de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/03/Comentarios-Publicos-11-feb-2020-SJ.pdf>.

²⁹ Escrito de Rocky Mountain Institute como Amicus Curiae, p. 14, *In re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*. Caso Núm: CEPR-AP-2018-0001 (20 de diciembre de 2019) [en adelante, RMI Amicus].

infraestructura de gas es lo que la administración de la AEE prefiere, no es el resultado de modelos menos costosos ni se deriva de las inquietudes de los abonados. Un ejemplo de esta preferencia en el Plan Integrado de Recursos es la hipótesis injustificada de Siemens de que solo las unidades térmicas estarán “fácilmente disponibles” luego de un suceso de gran magnitud.³⁰ Con base en esta preferencia, Siemens impuso en sus modelos la decisión poco rentable de construir 18 unidades de gas de 23 MW cada una para cubrir picos de demanda (“peaker units”) en el 2021.³¹ Luego de que se cuestionara su hipótesis, Siemens admitió que los recursos renovables podrían estar disponibles inmediatamente después de un suceso de gran magnitud y, por lo tanto, que la hipótesis original era errónea.³² Este es solo un ejemplo del sesgo a favor del gas y en contra de los recursos renovables que contaminan el Plan Integrado de Recursos. El Negociado de Energía debe rechazar los perjudiciados Planes Preferidos y el Plan de Acción y asegurarse de que el próximo Plan Integrado de Recursos no esté parcializado de esa manera.

Luego que los grupos interventores impugnaron a Siemens acerca de este punto, Siemens admitió en su testimonio de refutación que el Plan Integrado de Recursos no reconoció el valor total de los recursos renovables, al indicar que, de

³⁰ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Plan Fiscal para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico para 2019, pág. 80 (27 de junio de 2019), [https://aepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal Plan for PREPA Certified FOMB%20on June 27 2019.pdf](https://aepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%202019%20Fiscal%20Plan%20for%20PREPA%20Certified%20FOMB%20on%20June%2027%202019.pdf). Además, en respuesta al ROI 3.32(a) de las Organizaciones Ambientales Locales, la AEE alegó que los recursos térmicos “tienen más probabilidades de estar disponibles y de tener la capacidad de satisfacer las cargas críticas durante e inmediatamente después de un evento climático extremo que los recursos no térmicos, tales como las instalaciones solares, eólicas y baterías de almacenamiento de energía”.

³¹ PIR, Sección 8.3.

³² Además, Siemens no tomó en cuenta para nada el almacenamiento distribuido. Véase la respuesta de la AEE al ROI 3.56 de las Organizaciones Ambientales Locales.

hecho, los paneles solares podrían certificarse para soportar sucesos de gran magnitud y, por lo tanto, debieron haberse considerado para alimentar cargas críticas.³³ En diciembre, el Estudio sobre Almacenamiento de Energía del Negociado de Energía [“Energy Storage Study”] confirmó que “los recursos térmicos no son necesarios para evitar la pérdida de cargas críticas”.³⁴ En enero, el día después del evento sísmico que dejó sin servicio dos centrales de gas principales, los recursos renovables de Puerto Rico estuvieron preparados para alimentar carga crítica.³⁵ En la vista, el Dr. Bacalao explicó que si el Plan Integrado de Recursos hubiese reconocido correctamente todo el valor de resiliencia de los recursos renovables, la decisión de construir unidades de gas de 414 MW en el 2021 para cubrir picos de demanda podría no haber sido necesaria:

P: Veamos las circunstancias en las que un fabricante de recursos renovables les presenta un equipo que se garantiza que cumple con las expectativas de disponibilidad y que puede resistir un suceso de gran magnitud. ¿Aun así incluirían la decisión firme de acelerar [la construcción] de centrales de gas para cubrir picos de demanda? ¿No podrían acelerar los recursos renovables? ¿O es posible que los recursos renovables que ya se hayan añadido para el 2021 se certificaran para resistir un suceso de gran magnitud y que se garantizara su compatibilidad con los requisitos de disponibilidad? ¿Eso no cambiaría su decisión firme de acelerar [la construcción] de centrales de gas para cubrir picos de demanda?

³³ Moción de la AEE para presentar testimonio pericial corregido, Test. Dir. de Nelson Bacalao, PH.D. pág. 7, (20 de enero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/01/Corrected-Rebuttal-Testimony-of-Nelson-Bacalao-PH.-D.-in-Support-of-PREPAs-Draft-Integrated-Resource-Plan-CEPR-AP-2018-0001.pdf> [en adelante, Test. de Refutación de Bacalao].

³⁴ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Energy Storage Study For a renewable and resilient island grid for Puerto Rico*, Sección 6.1 (19 de diciembre de 2019), *archivado en* Caso Núm. NEPR-MI-2020-0002, <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/01/NEPR-MI-2020-0002-Estudio-Sistemas-de-Almacenamiento-de-Energi%CC%81a.pdf> [en adelante, Estudio sobre Almacenamiento de Energía del NEPR].

³⁵ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Presentación para el Panel A de la Vista Evidenciaria, Diapositiva 20 (3 de febrero de 2020).

A: Esa sería la segunda [opción, que los recursos renovables que ya se hayan añadido para el 2021 cambiarían la decisión firme de acelerar la construcción de las centrales de gas para cubrir picos de demanda].³⁶

El Estudio sobre Almacenamiento de Energía también confirmó que la decisión incorrecta de Siemens de imponer los recursos que operan con gas en los modelos había reducido inadecuadamente la cantidad de recursos renovables y de almacenamiento de energía seleccionados:

El análisis determinó que las centrales de gas (recursos térmicos) requeridas por el enfoque de las miniredes de la AEE para cubrir cargas críticas y cargas prioritarias afecta el desarrollo de los sistemas solares y de almacenamiento de energía. Debido a que el modelo está obligado a incluir los recursos térmicos, no se puede añadir tantos recursos solares y de almacenamiento de energía como podrían si les permitieran buscar las opciones más económicas para satisfacer la demanda.³⁷

En resumen, el Negociado de Energía debe rechazar toda inversión en centrales de gas para cubrir picos de demanda hasta que Siemens pueda corregir las hipótesis erróneas incluidas en su análisis. El objetivo principal del sistema eléctrico debe ser garantizar la resiliencia de la electricidad para las personas, lo cual no es lo mismo que garantizar la resiliencia de la red eléctrica. Los sistemas de energía renovable distribuida en los hogares pueden ofrecer mayor resiliencia que las centrales de gas centralizadas. El sesgo injustificado de Siemens en contra de los recursos renovables y la generación distribuida infringe los requisitos de la Sección 2.03(H)(2)(B) del Reglamento 9021 del Negociado de Energía, que establece que la

³⁶ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/vIXWJt52Hfk?t=2190>.

³⁷ *PREB Energy Storage Study*, Section 6.1.

AEE debe colocar la generación y el almacenamiento distribuido en un “marco competitivo con los recursos del suministro”. El Plan Integrado de Recursos no debe estar parcializado de esta manera.

E. Los modelos de Siemens incluyen márgenes de reserva extremadamente altos debido a la falta de comprensión de las capacidades de almacenamiento de las baterías.

El Artículo 1.11 (c) de la Ley 17-2019 exige que la AEE fije un “margen de reserva óptimo para Puerto Rico”. La AEE no lo hizo en este caso y, en cambio, optó por establecer un margen de reserva mínimo de origen desconocido que, a la larga y contrario a la lógica, no tuvo ningún efecto en la elaboración de los modelos. El margen de reserva debe constituir una limitación fundamental para la optimización de recursos, debido a que dicta el nivel de reservas que Puerto Rico considera óptimas en términos económicos. Esto le permite a la AEE desarrollar una Evaluación de la Necesidad de Recursos que identifique con exactitud la capacidad y los requisitos de energía esperados en el futuro, según lo exige la Sección 2.03(E) del Reglamento 9021. En la Ley 17-2019, la Legislatura destacó que la Evaluación de la Necesidad de Recursos debe examinar la notable diferencia entre la demanda de energía, que se redujo a 3,060 MW en agosto de 2017, y la capacidad de generación, que se mantuvo bastante alta, en 5,839 MW.³⁸ Esta diferencia ha aumentado desde la aprobación de la Ley 17. Al presente, la demanda de energía de Puerto Rico es de 2,302 MW, mientras que su capacidad de generación actual es de 5,985 MW.³⁹ La Legislatura

³⁸ Ley 17-2019, Exposición de Motivos.

³⁹ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Presentación para el Panel A de la Vista Evidenciaria, Diapositivas 15 y 20 (3 de febrero de 2020).

hizo hincapié en esa diferencia para señalar que el exceso de capacidad crea costos adicionales innecesarios para los abonados. No obstante, la AEE exagera este problema al permitir márgenes de reserva extraordinariamente altos, por razones que todavía carecen de fundamento. En parte, Siemens malinterpreta la capacidad del almacenamiento en baterías para remplazar las reservas térmicas. Debido a este problema, los Planes Preferidos de la AEE incluyen una capacidad instalada de alrededor de 7,000 MW, mientras que Siemens prevé que el pico de demanda bajará a 1,706 MW para el 2038.⁴⁰ Los Planes Preferidos de la AEE no resuelven el problema identificado por la Legislatura y la incapacidad de la AEE de establecer un margen de recursos óptimo o de identificar con exactitud las futuras necesidades de capacidad de la Isla van en contra de lo dispuesto en el Artículo 1.11(c) de la Ley 17-2019 y la Sección 2.03 (E) del Reglamento 9021.

La Sra. Sommer explica, y ninguna de las partes cuestiona, que “un margen de reserva más alto equivale a un costo más alto”.⁴¹ Asimismo, señala los márgenes de reserva “extraordinariamente altos” de un 50% a un 90% en S4S2 y de un 60% a un 100% en el Plan de Modernización del Sistema de Energía. La AEE debe justificar estos márgenes de reserva debido a que “está en riesgo una gran cantidad de dinero de los abonados y se produciría dicho exceso de construcción”.⁴² En el proceso del Plan Integrado de Recursos anterior, el Negociado de Energía explicó que supuso que los márgenes de reserva de planificación se reducirían a medida que se modernizara la

⁴⁰ PIR, Exhibits 3-24, 3-25 & 3-26.

⁴¹ Test. Dir. de Sommer, pág. 17; PIR, Exhibit 3-26. El pronóstico de demanda pico incluye reducciones relacionadas con la eficiencia energética esperada y la instalación de sistemas de generación distribuida.

⁴² Test. Dir. de Sommer, pág. 18.

flota de la AEE: “A medida que mejore la confiabilidad de la flota de la AEE, se reducirá la cantidad de capacidad excedente que la AEE debe planificar, lo que redundará en menores costos para los abonados”.⁴³ El plan de Siemens no produce esa reducción de costos, porque continúa planificando márgenes de reserva extraordinariamente altos.

En defensa de estos márgenes de reserva extraordinariamente altos, el Dr. Bacalao argumenta que estos “se remontan a los aspectos económicos de la integración de generación renovable, que incluyen almacenamiento, generación para los picos de consumo y centrales de ciclo combinado [CCGT, por sus siglas en inglés] flexibles, todos los cuales son necesarios para alcanzar el objetivo de optimización de suministro al menor costo”.⁴⁴ La postura del Dr. Bacalao conflige con el testimonio de otros testigos de Siemens y de la AEE en la vista. Al examinar específicamente el efecto del almacenamiento en baterías sobre el margen de reserva, el Sr. Efraín Paredes explicó que el almacenamiento en baterías ciertamente puede reemplazar las reservas térmicas y que de 1994 al 2001, la AEE utilizó exitosamente el sistema de baterías de Sabana Llana para el control diario de frecuencia y la reserva rodante.⁴⁵ El Sr. Paredes indicó que, “[t]écnicamene, no tenemos duda de que las baterías pueden hacer el trabajo [de reemplazar las reservas térmicas]”.⁴⁶ Más adelante, en el

⁴³ Puerto Rico Energy Bureau, Final Resolution and Order on the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority, párr. 68, Caso Núm.: CEPR-AP-2015-002 (23 de septiembre de 2016).

⁴⁴ Testimonio de Refutación de Bacalao, pág. 19. La postura de Siemens sobre este asunto es aún más evidente por su suposición de que la energía solar y la energía eólica no ofrecen capacidad acreditada, es decir, no pueden contribuir al margen de reserva.

⁴⁵ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=1847>. Véase, además, PREB Energy Storage Study, pág. 3.

⁴⁶ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=1969>.

Panel H, el Dr. Sáenz explicó que el reemplazo de la generación térmica con el almacenamiento en baterías produjo ahorros y estos ahorros fueron mayores en la S3S2 debido precisamente a que la cartera incluyó el mayor nivel de recursos renovables.⁴⁷ Los testimonios del Sr. Paredes y del Dr. Marcelo Sáenz demuestran que, contrario al argumento del Dr. Bacalao, la integración de recursos renovables y almacenamiento de energía en realidad deben reducir los márgenes de reserva, no generar márgenes extraordinariamente altos.

Entonces, la pregunta que sigue sin respuesta aquí es por qué los márgenes de reserva de los Planes Preferidos de la AEE son tan altos. En octubre de 2019, en su Testimonio Directo, la Sra. Sommer explicó que el Negociado y los grupos interventores podrían haber investigado a fondo ese asunto si la AEE les hubiese provisto copias electrónicas de sus archivos de elaboración de modelos, según se contempla en la Sección 2.02(F)(2) del Reglamento 9021. Finalmente, a través de una orden emitida en enero de 2020, el Negociado acordó que estos archivos de elaboración de modelos deben formar parte del récord.

Sin el beneficio de esos archivos de elaboración de modelos, las partes presentaron varias razones por las cuales los Planes Preferidos de la AEE incluyen márgenes de reserva extremadamente altos. La Sra. Sommer explicó que dichos márgenes extraordinariamente altos pudieran haber sido causados, en parte, por una disminución en la carga.⁴⁸ La Sra. Sommer también señaló que Siemens solo

⁴⁷ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=2836>.

⁴⁸ Test. Dir. de Sommer, pág. 18.

contabilizó 576 horas por año, en lugar de 8,760,⁴⁹ si la Pérdida de Horas de Carga constituye de algún modo un límite para la optimización, el modelo puede producir una cartera con una capacidad mucho mayor de la necesaria.⁵⁰ En tercer lugar, la Sra. Sommer explicó que Siemens podría haber modelado índices de interrupciones forzadas en el servicio (“forced outage”) de una manera que fomenta que el modelo desarrolle capacidad en exceso. Por último, la Orden del Negociado de Energía con relación al formato de la Vista Evidenciara planteó la posibilidad de que la visión de la AEE sobre las miniredes pueda tener un impacto sobre los requisitos de reserva.⁵¹

Sin los archivos de elaboración de modelos del sistema Aurora de Siemens, las partes no pudieron explorar ninguna de las posibilidades de los márgenes de reserva extremadamente altos de los Planes Preferidos de la AEE. Lo que sí sabemos es que la AEE y Siemens no han justificado la necesidad de estos márgenes de reserva extremadamente altos ni han ofrecido una explicación razonable sobre por qué el modelo elegiría desarrollar tanta capacidad. Hay que tener presente que debido a que Siemens dio por sentado que la energía solar y la energía eólica no proveen capacidad acreditada, es decir, no pueden contribuir al margen de reserva, la capacidad nominal total en cualquiera de estos escenarios es incluso mayor que los márgenes de reserva de 60% a 100%. La Evaluación de la Necesidad de Recursos que contiene estos márgenes de reserva no cumple con los estándares de la Sección 2.03(E) del

⁴⁹ Wartsila North America, Inc.'s. Mot. Submitting Initial Pre-Filed Test. of Expert Fladger, pág. 11, (23 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/20191023-Wartsila-Initial-Prefiled-Testimony-of-Brian-T.-Fladger.pdf> [en adelante, Test. Dir. de Fladger].

⁵⁰ Test. Dir. de Sommer, pág.19.

⁵¹ En el Asunto 7, el Panel F señala el “[i]mpacto de la visión de las miniredes de la AEE sobre los requisitos de reserva.” Negociado de Energía de Puerto Rico, Orden sobre el Formato y las Guías de la Vista Evidenciaria, Nombramiento del Oficial Examinador de la Vista, Exhibit A, pág. 3 (17 de enero de 2020).

Reglamento 9021 y justifica el rechazo de los Planes Preferidos de la AEE.

F. El trato de Siemens a la eficiencia energética no cumple con la Ley 17-2019.

El PIR supone que la AEE cumplirá con el 2% de reducción anual de la carga debido a la eficiencia energética, según lo exige la Ley 17, lo que culminará con una reducción de un 30% de la carga total de la AEE para el 2040. No obstante, el Plan de Acción no explica cómo la AEE lograría esto.⁵² El Dr. Bacalao reconoce que para aumentar la aceptación de la eficiencia energética, la AEE debe ofrecer una mayor variedad de programas de eficiencia energética⁵³ y, en efecto, el Artículo 1.9(3)(B) de la Ley 17-2019 exige que el PIR incluya “Una evaluación de los recursos de conservación disponibles en el mercado, incluyendo el manejo de demanda eléctrica ... y de los programas necesarios para obtener las mejoras en la conservación”. Tal como lo hizo en el PIR anterior, la AEE “no mostró suficiente aprecio por el potencial de eficiencia energética y respuesta a la demanda”, lo que llevó a “conclusiones que pusieron demasiado énfasis en las construcciones costosas, a la vez que restaron importancia a la función de la energía renovable y el comportamiento de los consumidores como maneras de alcanzar ... la independencia energética.”⁵⁴ La AEE desempeña un papel fundamental en los esfuerzos de eficiencia energética de la Isla, pero el Plan de Acción de la AEE no desempeña esa función. El Negociado de Energía debe adoptar las medidas del Plan de Acción presentadas por las Organizaciones

⁵² Ley 17-2019, Artículo 1.6 (11).

⁵³ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/RXb0bf5ScY?t=12664>.

⁵⁴ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Final Resolution and Order on the First Integrated Resources Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, párr. 13, de Caso Núm.: CEPR-AP-2015-002 (23 de septiembre de 2016).

Ambientales Locales, las cuales cumplirían con los requisitos de eficiencia energética de la Ley 17-2019.

Ante la ausencia de un plan de eficiencia energética de la AEE, el Negociado de Energía ordenó a la AEE que desarrollara escenarios de “baja eficiencia energética” y “ninguna eficiencia energética” para compararlos con el PIR de base.⁵⁵ En el Panel D, la asesora del Negociado, la Dra. Asa Hopkins, destacó la conclusión más importante del ROI 9: la inversión inicial de \$300M en eficiencia energética le ahorraría a la AEE \$1,000M en costos de generación evitados durante el proceso de planificación y luego, los próximos \$700M en gastos de eficiencia energética ahorrarían \$1,800M adicionales en costos de generación evitados durante el período de planificación.⁵⁶ A diferencia del PIR de junio de 2019, que supone el cumplimiento estricto del requisito de eficiencia energética, el Dr. Sáenz testificó en la Vista Evidenciaria que, debido a la negativa de la AEE a tomar acción sobre la eficiencia energética, “es nuestra opinión que el escenario más probable podría ser realmente el caso de ninguna eficiencia energética—ya sea el caso de baja eficiencia o el de ninguna eficiencia energética”.⁵⁷ En el escenario de ninguna eficiencia energética, la demanda solo se reduciría en un 5%, en lugar de un 30%, durante el período del estudio.⁵⁸ En

⁵⁵ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Puerto Rico Energy Bureau, ROI 9 to Puerto Rico Electric Power Authority* (29 de octubre de 2019)

⁵⁶ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=3669>. La mencionada inversión de \$300M en eficiencia energética es el costo de cambiar de un escenario de “ninguna eficiencia energética” al escenario de “baja eficiencia energética”, mientras que el costo de \$700M representa el cambio del escenario de “baja eficiencia energética” al escenario base. Cada aumento en el nivel de inversión en eficiencia energética genera ahorros de mucho más del doble. Íd.

⁵⁷ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=2970>.

⁵⁸ Véase, *Puerto Rico Electric Power Authority Additional Responses To The Puerto Rico Energy Bureau Ninth Requirement Of Information*, pág. 3 (6 de diciembre de 2019).

la vista, la Dra. Elizabeth Stanton testificó, a nombre del interventor Environmental Defense Fund, que “si lo que se materializa es la eficiencia energética representada en la sensibilidad sobre la baja eficiencia energética ... la demanda—carga—sería mucho mayor en ese caso y, por tal razón, la obligación de la AEE de proveer recursos renovables bajo la Ley 17 sería mucho mayor.⁵⁹ Ni Siemens ni la AEE explican, ya sea en las respuestas al ROI 9 o en algún otro lugar, cómo la AEE justificaría este aumento en la demanda sin violar los objetivos obligatorios del Estándar de la Cartera de Energía Renovable (RPS, por sus siglas en inglés) que estipula la Ley 17.⁶⁰ En resumen, las proyecciones de carga incluidas en el Plan Integrado de Recursos de la AEE de junio de 2019 son incorrectas debido a la inacción de la AEE en cuanto a la eficiencia energética. Las predicciones de carga deficiente de la AEE son especialmente dañinas para su Plan Preferido, el Plan de Modernización del Sistema de Energía (Plan ESM, por sus siglas en inglés).

El Plan ESM no cumplirá con el Estándar de la Cartera de Energía Renovable si la carga real es mayor de la prevista—la misma circunstancia por la cual se diseñó el Plan ESM.⁶¹ Por consiguiente, el RPS y las predicciones de carga deficientes de la AEE obligan al negociado a rechazar el Plan ESM.

La conclusión principal del análisis de eficiencia energética de Siemens es que el Plan de Acción aprobado por el Negociado debe incluir medidas específicas que la

⁵⁹ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=13395>.

⁶⁰ Ley 17-2019, Artículo 1.6 (7) (que estipula que la generación de energía renovable de la AEE debe alcanzar “un mínimo de un 40 por ciento (40%) en o antes del 2025; un sesenta por ciento (60%) en o antes del 2040 y un cien por ciento (100%) en o antes del 2050.”).

⁶¹ PIR, Exhibit 1-9 (que muestra que el Plan ESM, bajo alta sensibilidad de carga, solo alcanza un 53% de renovables para el 2038, lo que va en contra del RPS).

AEE puede llevar a cabo para desempeñar su papel fundamental en los esfuerzos de eficiencia energética de la Isla. “Aunque el [Negociado de Energía] podría decidir en última instancia que los programas de eficiencia energética deben ser manejados por un administrador externo, en lugar de la AEE, la AEE debe incorporar en su Plan de Acción las medidas que sean necesarias para lograr los objetivos relacionados con la eficiencia energética (por ejemplo, la coordinación con dicho administrador)”.⁶² Debido a que el Plan de Acción de la AEE no incluye medidas adecuadas sobre eficiencia energética, las Organizaciones Ambientales Locales establecen una serie de medidas que el Negociado de Energía podría exigir a la AEE para mejorar la eficiencia energética de inmediato.

Durante el Panel D, los testigos identificaron una serie de programas de eficiencia energética de inicio rápido (“Quick-Start Energy Efficiency programs”) los cuales probablemente todas las partes considerarían como rentables:

- Calentadores de agua solares. En la vista, el Dr. Bacalao aceptó inmediatamente que los expertos de Siemens se equivocaron al rechazar los calentadores de agua solares.⁶³ La AEE podría facilitar las comunicaciones entre los proveedores y los clientes, ofrecer asistencia técnica con la instalación, incentivar la adopción de estos sistemas mediante asignaciones presupuestarias de la AEE y educar a los clientes a través de la participación.

⁶² Negociado de Energía de Puerto Rico, *Final Resolution and Order on the First Integrated Resources Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, párr. 191, Núm. de Caso: CEPR-AP-2015-002 (23 de septiembre de 2016).

⁶³ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/vIXWJt52Hfk?t=8350>.

- Programas de incentivos para refrigeradores. Ronny Sandoval, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, señaló que estos programas han tenido éxito en Puerto Rico anteriormente.⁶⁴ Además de las medidas antes descritas, la AEE podría proporcionar datos históricos de estos programas.
- La AEE podría hacer auditorías de energía gratuitas y proporcionar medidas de eficiencia energética a los clientes, así como opciones de sistemas solares y almacenamiento de energía.⁶⁵
- Varios peritos mencionaron otros programas que serían rentables y populares:⁶⁶
 - programa de reemplazo de enseres
 - ajuste (“tuning up”) de acondicionadores de aire
 - reemplazo de acondicionadores de aire muy viejos
 - expandir el programa de climatización de la Oficina de Política Pública para personas de bajos ingresos, que ya ha brindado servicios a 15,000 hogares.

Las Organizaciones Ambientales Locales también exhortan al Negociado de Energía a, en la medida en que sea compatible con un sistema centrado en el cliente, adoptar las recomendaciones del grupo de trabajo para mejorar la eficiencia

⁶⁴ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=8970>. El Sr. Sandoval tiene más de una década de experiencia administrativa con compañías de servicio de energía eléctrica. Su experiencia incluye trabajo de planificación de sistemas de transmisión y distribución, gestión de la demanda, eficiencia de la red eléctrica, transparencia de la red eléctrica y energía limpia.

⁶⁵ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=13532>.

⁶⁶ *Íd.*

energética, los recursos renovables distribuidos y el almacenamiento en los siguientes casos del NEPR:

- NEPR-MI-2019-0015: “Regulation for Energy Efficiency and Demand Response”
- NEPR-MI-2019-0019: “Public Policy on Energy Efficiency”
- NEPR-MI-2019-0011: “Process for the Adoption of Regulation for Distribution Resource Planning”

Por último, el Negociado de Energía debe orientar a la AEE a lograr que los clientes comerciales e industriales ahorren energía durante las horas pico a través de la respuesta a la demanda y la carga interrumpible. La Ley 17 exige que la AEE se comunique con estos clientes para discutir “los programas y estrategias de respuesta a la demanda, gestión de la demanda y eficiencia energética que toman en cuenta ... objetivos a corto plazo e incentivan a los clientes a hacer un uso más eficiente de la energía, con un enfoque que produce una reducción en los costos y el consumo de energía, así como mayor estabilidad y confiabilidad”.⁶⁷ Desafortunadamente, la AEE no tiene contratos activos para respuesta a la demanda o cargas reducibles y tampoco ha hecho ningún intento de comunicarse con clientes comerciales e industriales grandes para establecer dichos programas.⁶⁸ Puerto Rico tiene una base sólida de clientes comerciales, institucionales e industriales.⁶⁹ Muchos ya han establecido sus

⁶⁷ Ley 17-2019, Artículo 1.5(5)(f). Véase, además, Íd. Artículo 1.9(3)(B) (que requiere que la AEE evalúe las opciones disponibles para gestión de la demanda de electricidad).

⁶⁸ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=8435>.

⁶⁹En el 2018, estos clientes representaban más del sesenta por ciento de las ventas anuales de la AEE. PIR, Exhibit 3-2.

propios sistemas de generación y, por ende, están muy bien posicionados para iniciar programas de respuesta a la demanda y gestión de la demanda.

G. La AEE no tomó en cuenta eficazmente el impacto de la adopción de vehículos eléctricos (VE) durante el período del estudio.

El Artículo 1.2(p) de la Ley 17-2019, exige que el Plan Integrado de Recursos de la AEE incorpore “cambios en las condiciones del mercado energético” y “cambios en tecnología”. Uno de estos cambios que la AEE no incorporó en el Plan Integrado de Recursos es la penetración de los vehículos eléctricos en el mercado de Puerto Rico. Los testigos del Panel D explicaron que tomar en cuenta los vehículos eléctricos ayudaría a mitigar los riesgos relacionados con las predicciones de carga en todos los esfuerzos de planificación de sistemas de la AEE. Aunque el Dr. Bacalao realizó una presentación en la que contó el cambio hacia los vehículos eléctricos como “uno de los cambios que tendrá un impacto dramático” en la industria de la electricidad en el futuro cercano,⁷⁰ el Dr. Bacalao declaró en la vista que Siemens decidió excluir toda posibilidad de una mayor demanda de vehículos eléctricos. El Dr. Bacalao basa su afirmación en un “análisis preliminar” realizado por Siemens⁷¹ que no incluyó las condiciones reales de la Isla. De igual forma, el ingeniero Paredes de la AEE admitió que la AEE no monitorea la venta de vehículos eléctricos y que no tenía conocimiento de la cantidad actual de vehículos eléctricos en Puerto Rico.⁷² El Sr. Gerardo Cosme

⁷⁰ Nelson Bacalao et al, Siemens, *Integration of Renewable Generation Maintaining Reliability and Economics*, Diapositiva 3 (2018), <https://www.ccaps.umn.edu/documents/CPE-Conferences/MIPSYCON-PowerPoints/2018/IntegrationofRenewableGeneration.pdf>.

⁷¹ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=1564>.

⁷² Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=1646>.

explicó que para obtener esa información, la AEE solo tenía que comunicarse con el Departamento de Transportación, que asigna tablillas especiales a los vehículos eléctricos y, por lo tanto, debe tener el número exacto no solo de la cantidad actual de vehículos, sino también de la cantidad de tablillas emitidas durante los meses o años anteriores.⁷³ Asimismo, el Dr. Stanton declaró en la vista que aun el escenario más ambicioso de Siemens para la adopción de vehículos eléctricos en Puerto Rico estaba muy por debajo de los contemplados en los escenarios de alta penetración de vehículos eléctricos en los PIR comparables de otras jurisdicciones.⁷⁴ A la larga, la exclusión de los vehículos eléctricos en la predicción de carga representa otra ocasión en la que no se tomaron en cuenta los “cambios en las condiciones del mercado energético” y “cambios en tecnología” y plantea más dudas sobre si los Planes Preferidos de la AEE cumplen con lo estipulado en la Ley 17.

H. Las Organizaciones Ambientales Locales proponen varias medidas para facilitar la integración total de la generación distribuida, los recursos renovables y el almacenamiento de energía.

A la larga, todas las partes en este proceso, incluida la AEE, están de acuerdo en que la mejor manera de mejorar la rentabilidad, confiabilidad y resiliencia es “añadir[] tantos sistemas fotovoltaicos como sea práctico ... lo antes posible”.⁷⁵ El Plan de Acción de la AEE no logra ese reto, porque no incluye planes específicos para llevar a cabo esa tarea. El Exhibit 10-5 del Plan Integrado de Recursos incluye vagas

⁷³ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=5998>.

⁷⁴ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=2730>.

⁷⁵ PIR, Sección 10.1.1.

referencias a la planificación para la instalación de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento en baterías a nivel de las empresas de suministro de energía, junto con planes para no menos de diez proyectos de infraestructura de gas. Esto demuestra que no existe urgencia para añadir recursos renovables y ciertamente no para añadirlos hasta los límites prácticos de la capacidad de la AEE. Las Organizaciones Ambientales Locales exhortan al Negociado de Energía a rechazar el Plan de Acción de la AEE y, en su lugar, instruye a la AEE a tomar las siguientes medidas que podrían implementarse desde ahora, tanto a nivel regional como en toda la Isla, para añadir inmediatamente la generación distribuida, los recursos renovables y el almacenamiento de energía a la red, con el fin de lograr la red centrada en el cliente, que es uno de los cinco pilares fundamentales de la Junta de Gobierno de la AEE.⁷⁶ En el caso de las partidas que requieren reasignaciones presupuestarias, el Director de la AEE tendrá que presentar una solicitud a la Junta de Gobierno y a la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico (JSAF).⁷⁷

En primer lugar, la AEE debe proporcionar un itinerario expedito para implementar efectivamente el Comunicado Técnico 19-02, que permitiría la interconexión automática de sistemas fotovoltaicos distribuidos, así como la medición neta de dichos sistemas, una vez que un ingeniero independiente haya realizado una inspección.⁷⁸ El Artículo 1.5(8)(b) de la Ley [17-2019] requiere “procedimientos

⁷⁶ “Centrado en el cliente: El PIR incluye la participación de los clientes a través de la eficiencia energética, recursos energéticos para los clientes y respuesta a la demanda, desempeñando un papel preponderante en la matriz de suministro y consumo energético de Puerto Rico y empoderando a los clientes para participar y hacerse responsables de su seguridad y asequibilidad energética”. PIR, 1-1.

⁷⁷ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/UGn8uAvm5NQ?t=3343>.

⁷⁸ La respuesta de la AEE a la Solicitud de Información de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor dejó claro que aún no se ha completado la implementación.

acelerados bajo la regulación para interconectar generadores al sistema de distribución” y “un proceso efectivo para minimizar el tiempo de interconexión”. Esto concuerda con la política pública de Puerto Rico de que se “empodere al consumidor a que forme parte de la cartera de recursos energéticos mediante ... la instalación de generadores distribuidos”.⁷⁹

En segundo lugar, la AEE debe coordinar con los dueños de los sistemas existentes de generación y almacenamiento renovable distribuido para obtener una mayor visibilidad sobre estos recursos y debe ofrecer compensaciones a los clientes por los servicios que estos recursos podrían ofrecer a la red eléctrica. El Reglamento 9021 2.03(H)(2)(C) establece que la AEE debe aprovechar el bajo nivel de costos que representan para la empresa los recursos del lado de la demanda. Los puertorriqueños han instalado 172.75 MW de generación distribuida, con una cantidad considerable, aunque desconocida, de almacenamiento distribuido.⁸⁰ Aún sin ningún incentivo, Siemens predice que la generación aumentará a 1,176 MW para el 2038. Durante la vista, un perito catalogó esto como “el mayor recurso de una central eléctrica desaprovechada en el mundo”.⁸¹

Cuarto [sic], la AEE debe coordinar con el Negociado, el administrador del Programa de Eficiencia Energética y las partes interesadas para diseñar un plan de participación de clientes dirigido a “educar a los ciudadanos y a los clientes del

⁷⁹ Ley 17-2019, Artículo 1.5(2)(e).

⁸⁰ PIR, Apéndice 4, Exhibit 3-1. Véase, además, Escrito de RMI como Amicus Curiae, pág. 22 (que hace referencia a informes de desarrolladores de sistemas solares y explica que alrededor del noventa por ciento de las instalaciones luego del huracán María se realizaron en conjunto con sistemas de almacenamiento en baterías).

⁸¹ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (7 de febrero de 2020), <https://youtu.be/zkGmgsj6OTs?t=13114>.

servicio de energía eléctrica en cuanto a la reducción del consumo para alcanzar la eficiencia energética, estrategias de generación distribuida y otras herramientas disponibles para facultar a los clientes a tener más control sobre su consumo de energía”, según lo exige el Artículo 1.5(4)(b) de la Ley 17-2019. Observamos que la Parte 3 [sic] del Plan de Acción de la AEE se titula “Engaging the Customer”, pero en realidad no incluyó un plan para promover la participación de los clientes.⁸² Un plan para promover la participación de los clientes también ayudaría a la AEE a desarrollar “una serie razonable de suposiciones para variables econométricas y/o de aplicación final”, según lo requiere la Sección 2.03(C)(2)(c) del Reglamento 9021. Gerardo Cosme Núñez, ingeniero de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor, declaró que la mayor deficiencia de este PIR es “la falta de datos endémicos sobre el comportamiento energético y las preferencias de los consumidores....”.⁸³ Eric Ackerman, testigo de las organizaciones sin fines de lucro que posee décadas de experiencia en el sector energético, lo resume claramente: “¡La AEE tiene que analizar a sus clientes!”⁸⁴ Las Organizaciones Ambientales Locales exhortan al Negociado de Energía a exigir, como parte del Plan de Acción, el programa integral de participación del cliente recomendado por los grupos interventores sin fines de lucro. Esto ayudaría a la AEE a entender a sus clientes y crear conciencia sobre los programas de generación distribuida, los programas de eficiencia energética

⁸² PIR, Sección 10.3.

⁸³ *Independent Consumer Protection Office’s Mot. to Submit Expert Test., Direct Test. of Núñez, PE, CPI*, pág. 2, (23 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/20191023-OIPC-Informative-Motion-filing-intervenors-written-testimony.pdf> [en adelante, Test. Dir. de Núñez].

⁸⁴ *Not For Profit’s Mot. to Submit Expert Test., Direct Test. of Eric Ackerman*, pág. 17, (22 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/CEPR-AP-2018-0001-Motion-Submitting-expert-witnesses-statements.pdf> [en adelante, Test. Dir. de Ackerman].

y los programas de respuesta a la demanda. El comentario público de la organización Renewable Energy Coalition ofrece una herramienta que podría formar parte de la participación de los clientes en la generación distribuida: un mapa que combina “sistema LIDAR, mapas de servicios básicos a nivel de calle y una herramienta de análisis de diseño detallado de sistemas fotovoltaicos con lo mejor en diseño y dimensionado de sistemas eléctricos, sumado a un análisis económico financiable, todo eso vinculado a una herramienta de interconexión para evaluar la viabilidad de la red local y la conexión de subestaciones”.⁸⁵ La AEE también podría coordinar con la Oficina de Energía para ofrecer educación sobre el almacenamiento de energía, según se recomienda en el Estudio sobre Almacenamiento de Energía del Negociado de Energía.⁸⁶

Por último, la AEE debe implementar un sistema para incentivar a los clientes a construir sistemas distribuidos de energía solar y almacenamiento y deben compartir los costos de implementación con los clientes. El Proyecto del Senado 1879 describe este tipo de programa. Existe un precedente de órdenes del NEPR que exigen a la AEE la implementación de las propuestas legislativas: En mayo, el Negociado de Energía ordenó a la AEE rehacer el Plan Integrado de Recursos para cumplir con los requisitos de la Ley 17-2019, antes de que fuera firmada por el Gobernador. El Proyecto del Senado 1879 exigiría a la AEE cubrir hasta un 80% del costo total e instalación de sistemas de energía renovable en las residencias de los propietarios participantes con un consumo promedio para una familia de cuatro personas, u 800

⁸⁵ Renewable Energy Coalition, Ron Leonard, *Comments on PREB*. Caso Núm: *CEPR-AP-2018-0001* (11 de febrero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/02/Comentarios-Publico-s-11-feb-2020-1.pdf>.

⁸⁶ PREB Energy Storage Study, Sección 6.2. [en inglés].

kilovatios de energía al mes, lo que sea mayor. A su vez, el Proyecto establece que el exceso de energía producido por los sistemas instalados y adquiridos a través del incentivo debe utilizarse para reducir el costo de la energía en Puerto Rico.

Los fondos para la iniciativa de instalación de sistemas in situ/en el techo pueden provenir de fuentes a corto y a largo plazo que no causarían aumentos en las tarifas. De hecho, las personas que incorporan tecnologías de sistemas solares instalados en los techos experimentarán una reducción general en los costos de electricidad.⁸⁷

Si Puerto Rico realmente tiene la intención de añadir tantos sistemas fotovoltaicos y de almacenaje como sea posible, entonces las medidas para hacerlo, según se detallan en esta sección, deben formar parte del presupuesto de la AEE para el Año Fiscal 2020.⁸⁸

Se pueden ofrecer fondos adicionales a largo plazo si la AEE cumple con algunos de sus ahorros planificados. El Plan Fiscal contiene muchas iniciativas que generarán ingresos adicionales o fomentarán reducciones de gastos.

II. El Negociado de Energía debe rechazar la propuesta del Plan de Acción de invertir \$3,800M en el concepto de miniredes de Siemens en los próximos tres años.

En agosto de 2018, Siemens emitió por primera vez un aviso público sobre su propuesta de miniredes. La propuesta planteaba la inversión de miles de millones de

⁸⁷ El costo nivelado de energía solar distribuida, independientemente de si el cliente se queda o abandona la red eléctrica, es menor que la tarifa total de la AEE, aún con las sobreestimaciones de la AEE. Test. Dir. de Sommer, pág. 9.

⁸⁸ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Informe Mensual a la Junta de Gobierno [en inglés] (Dic. 2019), <https://aepr.com/es-pr/investors/FinancialInformation/Monthly%20Reports/2019/December%202019.pdf>.

dólares en nuevas líneas de transmisión y líneas de transmisión más resilientes.⁸⁹ Dieciocho meses más tarde, Siemens admite que la propuesta no ha pasado del nivel de planificación y exhorta a la AEE a no invertir ningún dinero en miniredes hasta que se completen más estudios. El equipo de la COR3 que redactó el Plan de Modernización de la Red Eléctrica (Plan GridMod o GMP, por sus siglas en inglés) expresó un profundo escepticismo por el concepto de las miniredes y recomendó que se llevara a cabo gradualmente, si acaso.⁹⁰ Siemens admitió en la vista que no sabían la cantidad exacta de carga crítica que las miniredes alimentarían y que ya no tenían claro cuáles eran los recursos específicos necesarios para alimentar las cargas críticas de las miniredes. En vista de todas estas incertidumbres, el Negociado debe rechazar la propuesta del Plan de Acción de la AEE de utilizar inmediatamente \$3,800M para inversiones relacionadas con el concepto de miniredes en el área de transmisión durante los próximos tres años. En cambio, las propuestas del Plan de Acción Propuesto de las Organizaciones Ambientales Locales son puntos de acción viables que la AEE puede tomar de inmediato para producir beneficios de resiliencia tangibles: ampliar considerablemente los recursos renovables, el almacenamiento y los recursos renovables distribuidos, e invertir en la distribución.

El concepto de miniredes de Siemens es la base del Plan Integrado de Recursos y de los Planes Preferidos: “El PIR se centra en el concepto de las miniredes, el cual

⁸⁹ Siemens publicó por primera vez el concepto de las miniredes en un artículo titulado *Resilient by Design: Enhanced Reliability and Resiliency for Puerto Rico’s Electric Grid*. Este artículo se mencionó por primera vez en este caso en un documento del 7 de agosto de 2018, titulado *Intervenors’ Topics and Questions For Consideration In Establishing the Agenda For the August 14, 2018 Conference*.

⁹⁰ Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3), *Grid Modernization Plan for Puerto Rico*, pág. 63 (2019) [en adelante, Plan GridMod].

se define como zonas de resiliencia en las cuales el sistema se puede segregar durante y después de un evento climatológico severo para garantizar que se pueda alimentar la carga utilizando recursos locales”.⁹¹ El Sr. Ronny Sandoval, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, resume las miniredes como “dar prioridad a los recursos de generación centralizados y la redundancia en su sistema de suministro a través de ocho áreas geográficas amplias para atender posibles interrupciones grandes en el servicio a los clientes en el futuro”.⁹²

El Sr. Sandoval señaló que el enfoque de las miniredes es vulnerable a fallas críticas que podrían sacar de servicio a toda una minired.⁹³ Si cada una de las miniredes depende de una central grande y centralizada que funciona con combustibles fósiles, como es la intención de Siemens, entonces un apagón causado por un evento sísmico u otro desastre en dicha central provocaría este tipo de falla. Además, Siemens adoptó un enfoque muy limitado para definir los eventos a los que responderían las miniredes; en específico, un “huracán de grandes proporciones cada cinco años, que pondría al sistema de miniredes en operación durante un mes”.⁹⁴ Los eventos sísmicos de enero del 2020 demuestran que este enfoque es demasiado limitado para definir los retos que enfrenta Puerto Rico en materia de resiliencia.

Por último, el Sr. Sandoval critica el concepto de las miniredes por falta de transparencia.⁹⁵ Se han ocultado al público muchos de los detalles fundamentales en el plan de las miniredes. Además, Siemens ha analizado este concepto de forma

⁹¹ PIR, págs. 1-2.

⁹² Test. Dir. de Sandoval, pág. 9.

⁹³ *Íd.*, pág. 11.

⁹⁴ *Íd.*

⁹⁵ *Íd.*

aislada, eludiendo la revisión por pares del Resilient Working Group (Grupo de Trabajo sobre Resiliencia) que lleva a cabo el proceso de Planificación del Sistema de Distribución en el Negociado. La AEE debe iniciar un proceso de participación de los clientes que permita a las personas de esta isla instruir a la AEE en cuanto a qué instalaciones y lugares deben considerarse verdaderamente como “cargas críticas”.⁹⁶ El Sr. Sandoval explica que este proceso debe integrar la planificación sobre resiliencia, para permitir que los clientes y terceros puedan ser parte de la solución, de acuerdo con lo estipulado en la intención de la Legislatura de que el Plan Integrado de Recursos se elabore “con amplia participación de los ciudadanos y de otros grupos interesados”.⁹⁷

En su análisis inicial, Siemens calculó la carga crítica con la carga total de los alimentadores que usan las instalaciones críticas, sabiendo que esto era una sobreestimación, ya que no toda la carga de estos alimentadores era carga crítica.⁹⁸ Sin embargo, luego de trabajar en el concepto de las miniredes durante 18 meses, Siemens y la AEE todavía no han podido calcular la cantidad específica de esa carga crítica. El Análisis de Almacenamiento de Energía determinó que, en algunas áreas, la carga crítica era menos del cuarenta por ciento de la carga del alimentador, y que

⁹⁶ El testimonio del Dr. Irizarry Rivera en la Vista Evidenciaria también respalda esta opinión. “En el caso de Puerto Rico, la microred es una opción, pero no tenemos que esperar a crear eso para desarrollar una gran resiliencia. Nuestra propuesta para alcanzar la resiliencia es comenzar con los ciudadanos y trabajar con las comunidades para tener un mínimo de energía [disponible] para cada ciudadano, familia o grupo de hogares cuando ocurra un evento catastrófico. Podemos hacer eso ahora. [...] Este es un enfoque ascendente para construir la microred”. Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/8nIYVqDaEb8?t=5700>.

⁹⁷ Ley 57-2014, Artículo 1.3 (ee).

⁹⁸ Test. Dir. de Sandoval, pág. 12.

las miniredes no eran la mejor solución de resiliencia en esas áreas.⁹⁹

Siemens tampoco sabe qué recursos alimentarán esa carga crítica. Según detallado anteriormente en el Punto I(c), debido al prejuicio en contra de los recursos renovables, Siemens supuso originalmente que solo los recursos térmicos podrían alimentar las cargas críticas.¹⁰⁰ A la larga, el Dr. Bacalao admitió que los recursos renovables y el almacenamiento de energía tenían la misma capacidad, lo que invalidó la decisión de Siemens de imponer en el modelo la decisión firme de construir centrales de gas para cubrir picos de demanda en el 2021 como parte del concepto de las miniredes. El Estudio sobre Almacenamiento de Energía del Negociado de Energía, publicado en diciembre de 2019, señala, además, que la AEE “no determinó si los sistemas de almacenamiento de más larga duración ofrecen una alternativa viable a las centrales de gas que se requieren actualmente como parte del modelo de miniredes del PIR.¹⁰¹

Ante estas incertidumbres, el Dr. Bacalao admitió en la vista que la implementación de las miniredes no estaba lista de ninguna manera y, de hecho, exhortó al Negociado de Energía a no invertir las sumas propuestas en el Plan de Acción sin estudiar el asunto más a fondo:

Nunca, jamás he visto un caso en el que inviertes esta cantidad de dinero [\$3,800M en tres años] sin llevar a cabo una planificación más detallada. Cada una de esas inversiones,

⁹⁹ *PREB Energy Storage Study, Executive Summary*, pág. 5 (“Synapse también comparó una estrategia de microredes en la cual sistemas distribuidos de energía solar y almacenamiento en baterías satisfacen la carga crítica y la carga prioritaria con la estrategia de miniredes identificada en el PIR. Las microredes tienen probabilidades de ser menos costosas y generar un mayor valor en la mayoría de las áreas, si las cargas críticas y prioritarias componen el 40 por ciento o menos de la carga de los alimentadores”.)

¹⁰⁰ PIR, Sección 1.2.1: “La necesidad de alimentar cargas críticas y cargas prioritarias dentro de las miniredes llevó a la necesidad de añadir entre 17 y 18 turbinas de gas (de 23 MW cada una) en ciertos lugares alrededor de la Isla”.

¹⁰¹ *PREB Energy Storage Study, Executive Summary*, pág. 6.

podemos considerar cada una de esas cuentas de inversión como necesidades que se identificaron. Hay una necesidad de llevar energía a esta subestación, a esta carga...

Antes de poder comenzar realmente a invertir ese dinero, hay que convertir esa necesidad en un plan más detallado y luego en una especificación de ese plan sobre las necesidades reales. De manera que existe un proceso. Entonces, ¿vamos a invertir esa cantidad de dinero? No antes de realizar este análisis.¹⁰²

El Dr. Bacalao resume el asunto más adelante: “Nunca invertirías esa cantidad de dinero [\$3,800M en tres años] sin una planificación detallada adicional”.¹⁰³ El Estudio sobre Almacenamiento de Energía del Negociado de Energía recomienda que se lleve a cabo un análisis completo para comparar el concepto de las miniredes con las estrategias de microrredes **antes** de que el Negociado de Energía autorice las inversiones en miniredes o en los recursos necesarios para operar las miniredes.¹⁰⁴ De acuerdo con el Plan de Modernización de la Red Eléctrica, el Estudio sobre Almacenamiento de Energía y el testimonio del Dr. Bacalao en la vista, el Negociado de Energía debe rechazar la propuesta del Plan de Acción de invertir en el concepto de las miniredes.

En última instancia, debido a que el concepto de las miniredes no está listo para su implementación, el Plan de Acción de la AEE no incluye medidas inmediatas y tangibles para aumentar la resiliencia. Las Organizaciones Ambientales Locales exhortan al Negociado de Energía que ordene a la AEE “investigar el potencial para

¹⁰² Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/vIXWJt52Hfk?t=8482>.

¹⁰³ Negociado de Energía en vivo, *Vista Evidenciaria / CEPR-AP-2018-0001*[en inglés], YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/vIXWJt52Hfk?t=9369>.

¹⁰⁴ *PREB Energy Storage Study*, Executive Summary, pág. 6 (énfasis nuestro).

la instalación de recursos de energía distribuidos que sirvan como alternativas sin cables [NWA, por sus siglas en inglés] que podrían aplazar o eliminar la necesidad de invertir en infraestructura convencional más costosa.”¹⁰⁵ Este no es un simple ejercicio teórico como el concepto de miniredes de Siemens. Los comentarios públicos de la Federación Hispana explican cómo la iniciativa “Solar Saves Lives” ya ha instalado sistemas distribuidos de microrredes solares en quince centros de salud; los recursos solares alimentan cargas críticas a la vez que ahorran cientos de miles de dólares anualmente.¹⁰⁶

El Negociado de Energía también puede orientar a la AEE a considerar la aportación de los sistemas distribuidos de almacenamiento de energía a la resiliencia, algo que Siemens se negó a hacer en este PIR.¹⁰⁷ La negación de Siemens va en contra del mandato de la Ley 17 de “Impulsar el uso de tecnología para almacenamiento de energía en **todos** los niveles”.¹⁰⁸ El escrito del Rocky Mountain Institute como *amicus curiae* ofrece numerosos ejemplos de compañías de servicio de electricidad y de varios PIR que han incorporado exitosamente la capacidad de [los sistemas] distribuidos para proveer servicios de red eléctrica bajo condiciones normales de operación, así como beneficios de resiliencia durante eventos climatológicos extremos.¹⁰⁹ Esos Planes Integrados de Recursos maximizaron ese beneficio al hacer que la compañía

¹⁰⁵ Test. Dir. de Sandoval, pág. 28.

¹⁰⁶ Hispanic Federation, Maritere Padilla, *Comments on PREB Dkt. No. CEPR-AP-2018-0001*, pág. 2, (13 de febrero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/02/Comentarios-de-Ciudadanos-1.pdf>.

¹⁰⁷ Respuesta de la AEE al ROI 3.56 de las Organizaciones Ambientales Locales.

¹⁰⁸ Ley 17-2019, Artículo 1.6(9) (énfasis nuestro).

¹⁰⁹ Escrito de RMI como Amicus Curiae, párrs. 21-22.

de servicio de electricidad dividiera los costos del almacenamiento distribuido con los clientes, según se vislumbra en el Proyecto del Senado 1879.

III. La AEE subestimó considerablemente el costo real del metano importado.

La Sección 2.03(G) del Reglamento 9021 exige que la AEE estime con exactitud los costos de las importaciones de gas metano. Esto es particularmente importante para entender los verdaderos costos de los Planes Preferidos de la AEE, basados en gran medida en el uso del gas. Al igual que con todos los recursos, la mejor fuente de información que tiene la AEE para predecir los precios del gas serían los datos reales del mercado. En este caso, esos serían los dos contratos que tiene la AEE para la importación de gas, para la planta Costa Sur (que actualmente está fuera de servicio) y las plantas 5 y 6 de San Juan. La AEE no toma en cuenta los datos reales sobre los precios del gas de estos contratos y alega, sin justificación, que, en el futuro, la AEE puede conseguir gas por varios dólares menos por MMBtu que lo que permiten sus contratos de gas actuales. En las págs. 23-26 de su Testimonio Directo, la Sra. Anna Sommer, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, presentó una descripción detallada de la sobreestimación en las predicciones de costos de gas metano de Siemens. El Testimonio de Refutación de la AEE no respondió al testimonio de la Sra. Sommer sobre este punto. La ignorancia deliberada de la AEE sobre los datos reales del mercado del costo de la importación de gas a Puerto Rico infringe lo estipulado en la Sección 2.03(G) del Reglamento 9021 e invalida las alegaciones de la AEE en torno a los costos de sus Planes Preferidos basados en gran medida en el uso del gas.

En los Exhibits 7-11 y 7-12 del PIR, la AEE reconoce que la manera más precisa

de predecir el costo del gas importado en la planta de gas de Costa Sur sería basar dicha predicción en los datos del contrato existente de EcoEléctrica para la compra de gas:

Costo del gas en \$/MMBtu	EcoEléctrica	Costa Sur
2018	9.02	9.02
2019	8.89	8.89
2020	8.98	8.98
2021	9.42	9.42
2022		9.51
2023		9.71

Otro punto de datos reales del mercado en los que la AEE pudo haberse basado para predecir los precios del gas es el costo del gas en el contrato de suministro de combustible para las plantas 5 y 6 de San Juan. La fórmula para este contrato es de un 115% de los precios del gas natural Henry Hub, más un sumador de \$8.50 en el primer año, \$7.50 en el segundo año y \$6.50 en los años subsiguientes. Usando las predicciones de precios de Siemens para el gas natural Henry Hub, obtenemos lo siguiente:

	Predicción para el gas Henry Hub	115% del gas Henry Hub	Sumador para las plantas 5 y 6 de San Juan	Precio final para las plantas 5 y 6 de San Juan
2018	\$2.91	\$3.347	\$8.50	\$11.85
2019	\$2.72	\$3.13	\$7.50	\$10.63
2020	\$2.79	\$3.21	\$6.50	\$9.71
2021	\$3.16	\$3.63	\$6.50	\$10.13
2022	\$3.27	\$3.76	\$6.50	\$10.26
2023	\$3.49	\$4.01	\$6.50	\$10.51

Siemens alega que la AEE podrá comprar gas para cuatro centrales de gas nuevas a precios considerablemente más bajos que lo que paga actualmente por el gas

de Costa Sur/EcoEléctrica y las plantas 5 y 6 de San Juan:

Costo del gas, \$/MMBtu	San Juan 5 y 6	Costa Sur	Costo del gas alegado por la AEE para las nuevas centrales de gas propuestas en San Juan, Palo Seco, Mayagüez y Yabucoa
2018	\$11.85	\$9.02	\$7.70
2019	\$10.63	\$8.89	\$7.48
2020	\$9.71	\$8.98	\$7.56
2021	\$10.13	\$9.42	\$7.99
2022	\$10.26	\$9.51	\$8.11
2023	\$10.51	\$9.71	\$8.37

La AEE alega que el contrato de las plantas 5 y 6 de San Juan incluye un costo adicional por la revaporización del gas, pero la AEE no hace ningún esfuerzo por presentar los costos de los contratos de gas con ese costo eliminado. La AEE también reconoce que el contrato de Costa Sur no incluye esos costos y, por lo tanto, es directamente comparable con los costos proyectados por la AEE para el gas en otros lugares.¹¹⁰ El director ejecutivo de la AEE, José Ortiz, ha admitido que el gas de Trinidad y Tobago le costará a la AEE \$3-\$4/MMBtu más de lo que costaría el gas de Estados Unidos.¹¹¹ En las págs. 21-23 de su Testimonio Directo, la Sra. Sommer también señala que Siemens ha subestimado los costos capitales de las centrales de gas. Siemens alega, sin justificación, que la AEE podrá adquirir centrales de gas con

¹¹⁰ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (3 de febrero de 2020), <https://youtu.be/weJfs72YtvE?t=11566>.

¹¹¹ José Javier Pérez, *José Ortiz alega que es posible bajar la factura eléctrica en un 40%*, *El Nuevo Día* (8 de agosto de 2018), <https://www.elnuevodia.com/noticias/locales/nota/joseortizalegaqueesposiblebajarlafacturaelectricaenun40-2440246/>.

costos de capital tan bajos como de \$816 por kW de capacidad, cuando el costo promedio de otras CCGT similares en la Lista Mundial de Proyectos Monitoreados de S&P [“S&P Global List of Tracked Projects”] es de \$1101/kW.

En resumen, los Planes Preferidos de la AEE, que dependen en gran medida del uso del gas, se basan en una predicción absurdamente baja del costo del gas metano, lo que infringe la Sección 2.03(G) del Reglamento 9021. La AEE ha ignorado deliberadamente el costo real actual de importar el gas a la Isla, lo que parcializó inadecuadamente su análisis a favor de más generación de gas y en contra de los recursos renovables y el almacenamiento de energía. Además, los modelos de Siemens demuestran que, aún con este error a su favor, los Planes Preferidos de la AEE, basados en gran medida en el uso del gas, no superan a una cartera que elige los recursos renovables y el almacenamiento de energía por encima de las centrales de gas.

IV. El Negociado debe rechazar la propuesta de “protección contra riesgos” del Plan de Acción de la AEE.

El Negociado debe rechazar la propuesta del Plan de Acción de la AEE de dedicar decenas de millones de dólares del presupuesto de la AEE a gastos “preliminares de permisos e ingeniería” para las centrales de turbinas de gas de ciclo combinado en Yabucoa y Mayagüez, así como los nuevos terminales de gas [“gasports”] para abastecer gas a estas CCGT.¹¹² La “protección contra riesgos” de la AEE no está respaldada por ninguno de los modelos de Siemens: el sistema Aurora

¹¹² PIR, Sección 10.1.7

nunca seleccionó ninguna de estas plantas de gas como una opción económica, incluso bajo condiciones de alta sensibilidad de carga.¹¹³ Esta es, más bien, una decisión firme de la alta gerencia de la AEE debido a un sesgo injustificado a favor del gas y en contra de los recursos renovables y el almacenamiento distribuido.

La AEE rehúsa revelar el costo de su “protección contra riesgos”. Esta “protección” conllevará dos años para “desarrollo, ingeniería preliminar, permisos y financiamiento” y cuatro años de “ingeniería, contratación y construcción”.¹¹⁴ En septiembre de 2019, en el primer Requisito de Información del Negociado, se solicitó el costo de contratar consultores externos para realizar este trabajo durante seis años: en específico, “los costos estimados de las actividades preliminares de permisos e ingeniería para cada uno de los terminales de buques de gas natural licuado en Yabucoa y Mayagüez y la CCGT Clase F de 302 MW”.¹¹⁵ La AEE nunca proporcionó una respuesta satisfactoria.¹¹⁶ En febrero del 2020, durante el Panel H, el Negociado volvió a solicitar el costo de la “protección contra riesgos” y destacó la urgencia de esta información.¹¹⁷ Hasta la fecha, la AEE todavía se niega a dar una respuesta sobre el costo de la “protección contra riesgos”. En la Orden emitida por el NEPR a la AEE en el primer PIR, el NEPR solo aprobó un plan similar para explorar el proceso de

¹¹³ Escrito de RMI como Amicus Curiae, pág. 16.

¹¹⁴ PIR, Exhibit 10-5.

¹¹⁵ ROI 1.15 del NEPR-AEE. (El Negociado ordenó a la AEE “[i]ncluir todos los estimados utilizados por componentes para determinar el total”.)

¹¹⁶ Respuesta de la AEE al ROI 1.15 de NEPR-AEE. La respuesta de la AEE simplemente repitió estimados de construcción de las CCGT y terminales completados, en lugar de los costos de permisos e ingeniería para estas instalaciones. Las cifras incluidas en la respuesta de la AEE ya figuraban en la página 10-7, así que claramente no respondían a la pregunta formulada.

¹¹⁷ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/UGn8uAvm5NQ?t=1194>.

permisos e ingeniería de un terminal de gas,¹¹⁸ debido a que el NEPR pudo limitar el costo total de permisos e ingeniería (\$15M).¹¹⁹ El NEPR debe rechazar la propuesta de la AEE de invertir decenas de millones de dólares en consultores para examinar dos terminales de gas y dos centrales de gas.

El precio de la “protección contra riesgos” es fundamental, porque ésta crea un costo de oportunidad: le resta recursos valiosos a la tarea que la AEE alega que es la principal prioridad, a saber, “la urgencia de añadir tantos sistemas fotovoltaicos como sea práctico¹²⁰ □¹²¹ □ Por lo tanto, añadir la “protección contra riesgos” al sobrecargado presupuesto de la AEE retrasa la labor de la agencia en la implementación de sistemas fotovoltaicos y baterías, eficiencia energética y poner al día la larga lista de sistemas de generación distribuida que están pendientes de añadirse al sistema. El récord demuestra que estos recursos son más económicos y resilientes que las centrales de gas centralizadas, que son más grandes.

La presunción de Siemens de que la AEE puede darse el lujo de invertir decenas de millones de dólares en proyectos de gas que tal vez nunca se construyan no concuerda con la realidad financiera de la AEE.¹²² Según señalado anteriormente, en el 2016, la AEE invirtió \$15M de fondos de los abonados en la planificación y permisos

¹¹⁸ El “Aguirre Offshore Gasport”. A la larga, este proyecto nunca se construyó y los \$15M invertidos en consultores fueron un total desperdicio de dinero de los contribuyentes.

¹¹⁹ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Final Resolution and Order on the First Integrated Resources Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, párr. I(A)(1)(a), p.2, Dkt. No. CEPR-AP-2015-002 (23 de septiembre de 2016).

¹²⁰ PIR, Sección10.1.1.

¹²¹ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=11494>.

¹²² “Debido a las precariedades presupuestarias y financieras acumuladas durante la última década, la AEE y el Gobierno carecen de los recursos económicos necesarios para su reestructuración operacional, su recuperación financiera y los enormes cambios infraestructurales necesarios.” Ley 17-2019, Exposición de Motivos.

para el terminal de gas de Aguirre [Aguirre Offshore Gasport], el cual nunca se construyó. Antes de eso, en el 2012, la AEE invirtió decenas de millones de dólares en planificación y permisos para el esquema del gasoducto Vía Verde, el cual tampoco se construyó. El PIR de la AEE debe basarse en medidas fiscales disciplinadas que hagan el mejor uso de los fondos de los abonados. La naturaleza modular de los recursos renovables, en especial los recursos renovables distribuidos, significa que las inversiones de la AEE pueden tener una tasa sostenida de implementaciones exitosas, a diferencia de la propuesta de la AEE de arriesgar decenas de millones de dólares en el desarrollo de proyectos de gas que, a la larga, podrían no añadir un solo megavatio al sistema. El abogado de AES lo explicó de la siguiente manera: “...a medida que se trabaja para desarrollar recursos renovables, estos se pueden añadir en segmentos más pequeños ... que otros recursos”¹²³ El Dr. Bacalao afirmó, “Correcto. [La generación renovable] es intrínsecamente más flexible”.

La protección contra riesgos también enfrenta a la energía limpia que exige el pueblo de Puerto Rico contra la generación con gas que favorecen la alta gerencia de la AEE y sus asesores. En su testimonio a nombre de la Oficina Independiente de Protección al Consumidor, Gerardo Cosme Núñez, CPI, advirtió que en esta circunstancia, la AEE podría retrasar o aumentar los costos de los sistemas renovables y de generación distribuida mediante “requisitos irrazonables o no autorizados o ‘improvisados’ de la AEE ... en lugar de tendencias de mercado libre

¹²³ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (6 de febrero de, 2020), <https://youtu.be/HO40ImpqKe8?t=13142>.

mundial”.¹²⁴ En el Panel D, la Sra. Cosme reiteró que la AEE “podría obtener malos resultados en su adquisición de eficiencia y sistemas renovables, lo que luego podría llevarlos a tener que regresar a la generación con combustibles fósiles”.¹²⁵ Este resultado sería intolerable, dado que todos los modelos de Siemens demuestran que los recursos renovables, la generación distribuida y la eficiencia energética son, por mucho, las opciones más económicas y más resilientes que la AEE tiene disponible.

En resumen, el Negociado de Energía debe rechazar la propuesta de “protección contra riesgos” de la AEE por tres razones. Primero, porque la AEE se niega a revelar al Negociado o al público los costos de contratar consultores para que dediquen seis años a actividades de permisos e ingeniería para la construcción de centrales de gas y terminales de gas. Segundo, independientemente del precio, la “protección contra riesgos” conllevará algún costo de oportunidad, al restarle fondos del presupuesto de la AEE a las opciones de recursos que todos reconocen que son las menos costosas y las más resilientes para la AEE—los recursos renovables, la interconexión de generación distribuida y la eficiencia energética. Por último, la “protección contra riesgos” también pone a la energía limpia que favorecen los puertorriqueños comunes en conflicto los recursos que operan con gas favorecidos por la alta gerencia de la AEE y sus asesores. Los peritos de los grupos interventores, quienes tienen experiencia con el sórdido historial de la AEE, advirtieron sobre el peligro de crear ese tipo de escenario.

¹²⁴ Test. Dir. de Núñez, pág. 3.

¹²⁵ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001 [Vista Evidenciaria]*, YouTube (4 de febrero de 2020), <https://youtu.be/-RXb0bf5ScY?t=5950>.

V. Los planes de la AEE todavía dejan a Puerto Rico vulnerable ante huracanes, eventos sísmicos y otros desastres.

Los “errores del pasado de la AEE . . . ahora nos obligan a usar el petróleo crudo”.¹²⁶ Los Planes Preferidos de la AEE repiten esos errores, ya que simplemente cambian un combustible fósil importado por otro. La Isla aún dependería extremadamente de centrales eléctricas grandes conectadas a un sistema de transmisión a larga distancia. Hemos aprendido que las centrales eléctricas son vulnerables a terremotos y que el sistema de transmisión es vulnerable a huracanes.

El ingeniero Marcel Castro Sitiriche, comentarista público, expuso una vez más el fracaso del sistema eléctrico luego del huracán María: “En promedio, estuvimos alrededor de 94 días sin luz. Hay comunidades que estuvieron más de 300 días sin electricidad . . . Alrededor de 200,000 familias estuvieron más de 150 días sin electricidad”. Al analizar los problemas del PIR, tales como la inversión en gas natural (metano) y en microrredes, el ingeniero Castro plantea dos preguntas fundamentales: “¿Cuántas muertes podría evitar esta inversión en caso de un huracán severo? ¿Cuántas CHoLES (horas de servicio de electricidad perdido para los clientes) se evitarían con esta inversión luego del azote de un huracán intenso?”¹²⁷

Otra comentarista pública, la Reverenda Sary Rosario Ferreira, reveló las consecuencias letales de la vulnerabilidad del sistema a los terremotos, al narrar su

¹²⁶ Ley 17-2019, Exposición de Motivos.

¹²⁷ Negociado de Energía en vivo, *Vista Pública Plan Integrado de Recursos - CEPR-AP-2018-0001*, (22 de febrero de 2020), <https://youtu.be/WMCInOws0j8?t=13380> (citando a Castro-Sitiriche, M., J. Gómez, Y. Cintrón, *The Longest Power Blackout in History and Energy Poverty*, Int'l Conference on Appropriate Tech. 2018, Porto-Novo, Benin (Nov. 2018), <http://bit.ly/CHoLESpaper>).

experiencia:

Para mí, el uso de energía renovable significa vida, salud y seguridad. Vida porque muchas personas dependen de equipo médico especializado para tener calidad de vida. El 7 de enero, día del Terremoto, la prima de un miembro de mi iglesia falleció porque al irse la luz, el equipo que la asistía dejó de funcionar. La energía renovable como energía solar en los techos de las casas con su sistema de almacenamiento brindaría una estabilidad energética con la que lamentablemente no contamos actualmente por nuestra dependencia de combustibles fósiles.¹²⁸

Los Planes Preferidos de la AEE, que proponen la inversión de miles de millones de dólares en infraestructura de gas y luego miles de millones adicionales en líneas de transmisión de norte a sur para mantener esas centrales de gas, es un enfoque innecesariamente costoso que no atiende las deficiencias de resiliencia que los recientes huracanes y terremotos han puesto de relieve.

Los huracanes Irma y María demostraron que las líneas de 230kV y 115 kV que transmiten energía desde las grandes centrales eléctricas centralizadas del sur hasta el norte fueron una de las principales vulnerabilidades del sistema. El plan de la AEE requiere una dependencia continua de estas centrales y estas líneas de transmisión e incluso contempla la inclusión de más centrales grandes centralizadas, también conectadas a la red eléctrica a través de las mismas líneas de transmisión vulnerables. Las líneas de transmisión de sur a norte son vulnerables a eventos climatológicos extremos, al crecimiento de la vegetación, al impacto de la fauna silvestre, a la falta de inversión en mantenimiento y al difícil acceso a las

¹²⁸ Sary Rosario Ferreira, *Comments on PREB Dkt. No. CEPR-AP-2018-0001* (11 de febrero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/02/Comentarios-de-Ciudadanos-1.pdf>.

servidumbres de uso, entre otros. En la vista, Daniel Hernández y Arthur Deliz, testigos de la AEE, admitieron que la AEE no pudo conseguir un seguro para estas líneas de transmisión, lo que expone a los abonados de la AEE a pagar el costo total de su reparación cuando llegue el próximo huracán.

Los eventos sísmicos también demostraron la vulnerabilidad de las grandes centrales eléctricas centralizadas: Tanto Costa Sur como EcoEléctrica están averiadas. El Servicio Geológico de Estados Unidos ha determinado que las áreas donde se encuentran las centrales de San Juan y Palo Seco presentan un alto riesgo de licuefacción en caso de un terremoto.¹²⁹ La Gran Zona de Falla del Sur atraviesa la Bahía de Jobos, donde se encuentran el Complejo de la Central Termoeléctrica Aguirre y la planta de carbón AES.¹³⁰

A. El informe del London Economics [International] revela miles de millones de dólares en gastos de transmisión previstos que la AEE no incluyó en el Plan de Acción.

Poco después de iniciar las vistas sobre el PIR de la AEE, el público se enteró del informe preparado por London Economics International (LEI) por encargo del Comité Oficial de Acreedores No Asegurados de la AEE y dirigido a criticar “las aseveraciones del Gobierno de que la Regla 9019 no afectará a los acreedores no incluidos en el acuerdo y evitará una posterior radicación de quiebra bajo el Título III

¹²⁹ Bachhuber, Hengesh, & Sunderman, Liquefaction Susceptibility of the Bayamon and San Juan Quadrangles, Puerto Rico, Figura 6, PDF p. 30 (2008), https://earthquake.usgs.gov/cfusion/external_grants/reports/03HQGR0107.pdf (que señala las zonas de alta susceptibilidad en áreas a lo largo de la llanura costera de Bayamón, la Bahía de San Juan y la Laguna San José); Hengesh, & Bachhuber, *Liquefaction susceptibility zonation map of San Juan, Puerto Rico*, en Mann, P. (ed.), *Active tectonics and seismic hazards of Puerto Rico, the Virgin Islands, and offshore areas: Geological Society of America Special Paper 385*, págs. 249–262 (2005).

¹³⁰ *Íd.*, pág. 250.

por parte de la AEE”.¹³¹ El informe es relevante para muchos aspectos de la operación de la AEE, la reconstrucción de su sistema eléctrico, la posible privatización de segmentos de la AEE, etc. Pero en lo que respecta a este PIR, el informe es más útil en su evaluación de los gastos de capital del sistema de transmisión que la AEE no incluyó en el PIR.

En específico, LEI procuró estimar los requisitos totales de ingresos de la AEE partiendo de hipótesis conservadoras, entre ellas:

- El informe de LEI incluye mayores reducciones de costos a corto plazo (aumentos en la eficiencia operativa) año tras año, al compararlo con las suposiciones incluidas en [el Plan Fiscal Certificado] de 2019;
- LEI ha hecho la presunción de que las tendencias poblacionales se estabilizarán (p. ej., no habrá más descensos) después del 2038;
- LEI ha calculado la cantidad de inversión en generación necesaria para predecir la carga; niveles más bajos de crecimiento de la demanda requieren menos inversión en generación, lo cual es menos costoso para el sistema en general;
- LEI ha continuado con las hipótesis optimistas de la AEE establecidas en el Plan Fiscal del Estado Libre Asociado de Puerto Rico (CFP, por sus siglas en inglés) para el 2019, donde se indica que el 90% de sus inversiones en transmisión durante los próximos 10 años se financiaría con fondos federales, a pesar de que eso es muy incierto;
- LEI ha postergado los objetivos de generación renovable para desacelerar los aumentos tarifarios en los que de otra manera hubiesen incurrido debido a los altos costos de los acuerdos de compra de energía y operación (PPOA, por sus siglas en inglés) y mayores inversiones de capital en transmisión relacionados con la integración de más recursos renovables;
- LEI ha utilizado un estimado muy conservador sobre las futuras inversiones en el sistema de transmisión, al limitar el total de gastos de capital para la red de transmisión a \$30,000 millones a lo largo del período de previsión (a pesar de que la COR3 de Puerto Rico ha sugerido que podría necesitarse tanto como \$90,000 millones, según se discute en la Sección 12.3);

¹³¹ El Informe de LEI se mencionó en los comentarios públicos y en las vistas celebradas por el NEPR.

- LEI no ha incorporado ningún cargo administrativo o margen de ganancia para los operadores de los activos de generación existentes de la AEE, ya que eso hubiese requerido más aumentos en las tarifas); y
- LEI ha limitado la compensación al concesionario con base en el valor neto actual (NPV, por sus siglas en inglés) de la tarifa del contrato de 20 años que se pagará en partes iguales en el transcurso de 20 años, lo que significa que la compensación del concesionario aumenta a un ritmo más lento que el sistema de transmisión.

Estas hipótesis constituyen el “Caso Base” de LEI. Además, LEI creó un “Caso Alternativo” que supone que solo se invertirían \$16,400 millones en mejoras o modernización del sistema de transmisión, de los cuales un 90 por ciento se financiarían con fondos federales, pero, por lo demás, LEI mantuvo las mismas hipótesis conservadoras. LEI considera esto como una autorización para cambiar el modelo de negocios de la AEE a uno enfocado en los recursos de energía distribuida (“DER-focused”).

Incluso con el cargo del Acuerdo de Reestructuración (RSA, por sus siglas en inglés), LEI estima que bajo el “Caso Base”, las tarifas de la AEE tendrían que aumentar de 27.8 a 30 centavos por kWh (nominal) durante los próximos cinco años. No obstante, las tasas aumentarían aún más, a 103 centavos por kWh, en el 2047 (65 centavos por kWh en dólares de 2019) bajo el Caso Base, véase la Figura 1, y 60 centavos por kWh (38 centavos por kWh en dólares de 2019) bajo el Caso Alternativo.

En resumen, los Planes Preferidos de la AEE, basados en gran medida en el uso del gas, dependerían de decenas de miles de millones de dólares en gastos de transmisión que la AEE no ha tomado en cuenta en su Plan de Acción. La imposición de estos costos a los abonados tendría implicaciones devastadoras para las tarifas de los consumidores, lo que fomentaría aún más la emigración de la isla y el abandono

de la red eléctrica por parte de los consumidores.

B. El Plan de Modernización de la Red Eléctrica revela miles de millones de dólares en gastos de transmisión previstos que la AEE no incluyó en el Plan de Acción.

La AEE también ha ocultado gastos necesarios en el Plan de Modernización de la Red Eléctrica, excluyendo el Plan Integrado de Recursos y la participación del público. Los comentarios públicos de Malu Blázquez Arsuaga a nombre de ReImagina Puerto Rico recogen las inquietudes de los puertorriqueños en torno a las actividades de la AEE fuera del Plan Integrado de Recursos:

Nos preocupa grandemente que hay varios procesos relacionados a la transformación energética del país, tales como los procesos de privatización, la renegociación de la deuda de la AEE con los bonistas, el desarrollo del Plan GridMod y la solicitud de fondos federales a FEMA, que están ocurriendo a la misma vez que el proceso de evaluación del PIR sin clara definición de secuencia, relaciones y dependencias entre estos procesos. No se debe firmar ningún acuerdo de concesión de generación a largo plazo sin contar con un PIR final aprobado por el NEPR. El PIR debe guiar las inversiones que se hagan, identificando las fuentes y localizaciones donde invertir para suplir la demanda de energía de forma confiable, resiliente y económica cumpliendo con el mandato de la Ley 17-2019.¹³²

El Propósito del Plan de Modernización de la Red Eléctrica es solicitar \$20,300 o \$21,000 millones a FEMA, de los cuales \$12,200 millones son para reconstrucción, en lugar de para la transformación de los sistemas existentes de transmisión y distribución y algunas subestaciones. La Tabla 4-5 del Plan GridMod presenta una lista de Refuerzos de Transmisión de Norte a Sur, los cuales describe como la “Columna vertebral de la transmisión de norte a sur”. La Tabla 4-12 propone invertir

¹³² Malu Blázquez Arsuaga, ReImagina Puerto Rico, *Comments on PREB Dkt. No. CEPR-AP-2018-0001*, (11 de febrero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/02/Comentarios-Publico-s-11-feb-2020-1.pdf>.

\$1,700 millones para fortalecer esa columna vertebral. De acuerdo con el Plan GridMod, la inversión en generación y combustible, es decir, infraestructura fósil, sería de \$3,800 millones.

Estas cifras se asemejan grandemente a las incluidas en el Plan de Modernización del Sistema de Energía, según descrito en distintas partes del PIR preliminar.

El Grupo de Trabajo estima que se necesita un total de aproximadamente \$21,000 millones para **reconstruir** el sistema eléctrico de Puerto Rico de acuerdo con los estándares de la industria, según se muestra en la Tabla 1. **Los mayores requisitos de inversión se centran en la reconstrucción directa de los sistemas de transmisión, subestaciones y distribución para fortalecer la red eléctrica y mejorar su capacidad de resistir condiciones de huracanes. Los gastos totales en estas categorías ascienden a \$12,200 millones, o el 60% del total.**¹³³

El plan enumera múltiples instalaciones de gas metano, entre ellas las de San Juan, Mayagüez, Palo Seco, Yabucoa y otras unidades para cubrir picos de demanda, pero admite que tener cuatro puntos de importación de gas aumenta los costos y no es lo más adecuado. No obstante, los asesores del gobierno discuten múltiples opciones y mecanismos para implementar la nueva infraestructura de gas natural, incluidos los gasoductos que han sido objeto de una fuerte oposición por parte de la sociedad civil.

En la página 55 del plan, la Figura 4-10 revela que el gas natural constituye un 43.72% de la “Producción total por tipo de combustible acumulado”, mientras que el diésel constituye un 13.53% y el bunker C un 19.36%, para un total de 32.89% de

¹³³ Plan GridMod, pág. ix.

generación mediante combustión de petróleo. En otras palabras, la generación con gas supera la de petróleo. Esto contradice el argumento de aumentar la generación con gas como una “transición” hacia la energía renovable o para propósitos de “diversificación de combustibles”. Por el contrario, cualquier aumento en la generación con gas exacerbaría necesariamente aún más la dependencia de una sola fuente de combustible importado.

El Plan ESM/GMP propone perpetuar la generación centralizada con combustibles fósiles, en particular la nueva infraestructura de gas metano “natural” altamente explosivo que conlleva la inversión de miles de millones de dólares con una continua dependencia de la transmisión de electricidad desde el sur de Puerto Rico hasta el área de San Juan. Cabe señalar que, por lo general, las centrales de gas metano y los gasoductos son desactivadas durante los terremotos para minimizar el riesgo de explosión de este combustible altamente volátil. Esto implica que la infraestructura de gas quedaría inoperante durante las réplicas de un terremoto, las cuales pueden durar meses, como es el caso actualmente en Puerto Rico.

VI. La AEE no tomó en cuenta los costos ambientales de las centrales de combustibles fósiles.

El Artículo 1.93(H) de la Ley 17-2019 requiere que el PIR incluya una evaluación de impacto ambiental. Los comentaristas públicos describieron las décadas de devastadores impactos a la salud e impactos ambientales sobre la Isla y las comunidades que luchan por la justicia ambiental en Puerto Rico que han tenido las centrales de combustibles fósiles, sobre todo la planta de carbón AES. También

exhortaron al Negociado de Energía a rechazar los Planes Preferidos de la AEE, que dependen en gran medida del uso del gas, con base en el impacto a la salud y el impacto ambiental que estos tendrán durante las próximas décadas. La breve discusión del impacto ambiental por parte de la AEE y AES no cumple con los requisitos de la Ley 17-2019, porque se enfoca en el cumplimiento legal—lo mínimo indispensable que exigen las leyes ambientales federales. Incluso dejando a un lado las numerosas violaciones en las que han incurrido la AEE y AES, según se detalla a continuación, la Ley 17-2019 exige que la AEE evalúe el impacto climático y el impacto sobre la salud más allá de los requisitos legales mínimos de la ley federal. Bajo la Ley 17, la AEE debe “reducir agresivamente el uso de combustibles fósiles, minimizar las emisiones de gases de efecto de invernadero y apoyar las iniciativas de Puerto Rico con respecto a la problemática del cambio climático . . .”. Es menester destacar que la Legislatura incluyó este requisito por separado del cumplimiento ambiental; de manera que, aun si la AEE pudiera lograr un cumplimiento ambiental, no cumpliría con el mandato de la Ley 17. Del mismo modo, la Sección 2.03(H)(2)(b)(ii)(F) del Reglamento 9021 requiere que el análisis de sensibilidad del plan de recursos de la AEE tome en cuenta los costos o restricciones ambientales, los cuales también incluye por separado de las regulaciones ambientales.

El Plan Integrado de Recursos de la AEE no cumple con el Artículo 1.9(H)(3) de la Ley 17-2019, porque se niega a medir el impacto de sus Planes Preferidos en cuatro áreas principales: (1) contribución a la crisis climática, (2) riesgos de seguridad, (3) contaminación del agua y (4) contaminación del aire.

A. La AEE no ha justificado la contribución de sus Planes Preferidos a la crisis climática.

La AEE no ha incluido las emisiones ascendentes de los gases de efecto de invernadero que producen sus centrales de gas.¹³⁴ Estas emisiones deben tomarse en cuenta para poder cuantificar adecuadamente su contribución al cambio climático. En las centrales de gas en tierra firme, los impactos ascendentes constituyen tanto como un 25% del impacto de una central de gas.¹³⁵ El gas metano que se utiliza en Puerto Rico tiene que almacenarse bajo condiciones criogénicas y hay que revaporizarlo en los terminales de gas antes de poder usarlo en las centrales. La AEE se niega a reconocer que sus terminales de gas planificados produzcan emisiones en lo absoluto.

Las centrales de Puerto Rico también deben incorporar las emisiones y fugas durante la licuefacción, transporte y revaporización del gas y mientras se encuentre en los muelles (“hotelling”). La combustión del gas metano también emite una mayor cantidad de compuestos orgánicos volátiles (COV), tales como formaldehído, benceno, tolueno, hexano y estireno.¹³⁶

¹³⁴ Respuestas de la AEE al ROI 2.28 y ROI 3.25 de las Organizaciones Ambientales Locales.

¹³⁵ En la vista, Matt Lee discutió los estudios del Laboratorio Nacional de Energía Renovable sobre las emisiones ascendentes de las centrales de gas. El estudio al que el Sr. Lee hizo referencia también señala que “En términos del [Potencial de Calentamiento Global] para 100 años, las emisiones ascendentes de gas natural constituyen entre un 26% y un 27% de las emisiones de gases de efecto de invernadero a lo largo del ciclo de vida en el caso de los sistemas eléctricos que no tienen sistemas de captura de carbono”. J. Littlefield et al., Skone, Nat’l Energy Tech. Lab, *Life Cycle Analysis of Natural Gas Extraction and Power Generation*, pág. 2, Ex. 7-1 & 7-2 (5 de abril de 2019), <https://www.netl.doe.gov/energy-analysis/details?id=3198>.

¹³⁶ Unidad Especializada en Salud Ambiental Pediátrica (PEHSU, por sus siglas en inglés), Escuela de Medicina Mount Sinai, *Comments on Draft Aguirre Offshore Gasport Environmental Impact Statement*, Dkt. No. CP13-193 de la FERC, págs. 1-2., en *Responses to Comments on the Draft Environmental Impact Statement* (páginas CO-65 y CO-66 del documento) (9 de septiembre de 2014), <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/02/f20/EIS-0511-FEIS-Volume2-Part2-2015.pdf>.

A través de la Ley 17-2019, la Legislatura retó a Puerto Rico a convertirse en líder mundial en la eliminación de gases de efecto de invernadero que contribuyen al cambio climático. Los puertorriqueños aceptan este reto: “Puerto Rico podría ser el mejor en energía en las Américas. El sol que nos baña, ... la brisa que nos acaricia es el motor ideal para la energía del futuro.¹³⁷ La negativa de la AEE a reconocer las emisiones ascendentes de gas metano y su negativa a reconocer que todos los terminales de gas producirán emisiones directamente sobre esta isla, va en contra del mandato de la Ley 17 de considerar la contribución de los Planes Preferidos al cambio climático.

B. La AEE no ha tomado en cuenta los riesgos de seguridad de sus Planes Preferidos.

La AEE se ha negado a considerar los riesgos que conlleva la importación de gas natural licuado a la Bahía de San Juan y cómo esto impacta la viabilidad de la infraestructura de gas propuesta en el PIR preliminar. El Departamento de Energía emitió una autorización provisional por dos años para importar gas metano, la cual expira a principios del 2021. Los estudios del Cuerpo de Ingenieros indican que los buques que transportan gas natural licuado no pueden transitar el canal de navegación de forma segura sin que se realice un dragado para ensanchar la bahía y hacerla más profunda y que el tráfico marítimo ya está congestionado y propenso a accidentes, aun si los buques más pequeños de transporte de gas natural licuado pudieran navegar en la bahía. La Guardia Costera ha realizado un análisis de los

¹³⁷ Adriana Rivera, *Comments on PREB Dkt. No. CEPR-AP-2018-0001*, (10 de febrero de 2020), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2020/02/Comentarios-de-Ciudadanos-1.pdf>.

riesgos que podrían representar el tráfico de gas natural licuado en la Bahía de San Juan para la salud y bienestar público, la infraestructura marina crítica y el ambiente marino.¹³⁸ La AEE incluso se niega a leer dicho análisis. El análisis podría incluir medidas de seguridad, advertencias, limitaciones o condiciones que se deben seguir para garantizar la seguridad en la bahía, pero la AEE depende completamente de New Fortress Energy para adaptar su conducta al análisis de la Guardia Costera. En otras palabras, la AEE ha abdicado su responsabilidad de velar por la seguridad de la Bahía de San Juan y la ha transferido a NFE.

En respuesta al ROI 3.57 de las Organizaciones Ambientales Locales, Siemens admitió que no había considerado en sus Planes Preferidos que el riesgo que presentaba el aumento en el nivel del mar, la marejada ciclónica o las inundaciones podría afectar las instalaciones que están cerca del agua. En diciembre de 2018, la AEE reveló al equipo de la COR3 que trabajaba en la elaboración del Plan GridMod que la planta de Palo Seco, el almacén y la infraestructura que los acompaña están ubicados en una zona de riesgo de tsunamis e inundaciones.¹³⁹ La AEE y Siemens no respondieron al ROI 3.57 y el PIR no toma en cuenta cuántas de las infraestructuras energéticas existentes o propuestas se encuentran en zonas susceptibles a inundaciones ni proporciona documentos relacionados con el aumento en el nivel del mar, la marejada ciclónica u otros riesgos de inundación que enfrentan las centrales

¹³⁸ Respuesta de la AEE al ROI 3.6 de las Organizaciones Ambientales Locales.

¹³⁹ Plan GridMod, pág. 107, Figura 6-6 (“Map of Palo Seco Plant and Depot in Flood Area”, donde se menciona a la AEE como la fuente de esta información).

eléctricas y la infraestructura de transmisión y distribución.¹⁴⁰

C. La AEE no tomó en cuenta el impacto de sus Planes Preferidos sobre el agua.

El uso de agua en las centrales eléctricas y la contaminación del agua que estas ocasionan ha sido una preocupación ciudadana desde el primer proceso del Plan Integrado de Recursos.¹⁴¹ La central eléctrica de Applied Energy System (AES) Corporation y el Complejo de la Central Eléctrica Aguirre, localizada en el sureste de Puerto Rico, son las dos fuentes primarias de emisiones tóxicas en Puerto Rico¹⁴² y afectan de manera desproporcionada a algunas de las comunidades más pobres de la Isla. La planta de carbón de AES en Guayama, que transmite electricidad al área metropolitana de San Juan, acumula cientos de miles de toneladas de cenizas de carbón en los terrenos de la planta que ya han contaminado parte del Acuífero del Sur, la única fuente de agua potable para decenas de miles de personas en Puerto Rico.

i. Impacto del Complejo de la Central Aguirre sobre el agua potable de las comunidades de Salinas.

El Complejo de la Central Aguirre tiene una franquicia para extraer hasta dos

¹⁴⁰ Los términos “marejada ciclónica” e “inundaciones” solo aparecen en una ocasión en el PIR de la AEE, mientras que el término “aumento en el nivel del mar” quedó fuera por completo. Puerto Rico Climate Change Council (PRCCC), *Puerto Rico’s State of the Climate 2010-2013: Assessing Puerto Rico’s Social-Ecological Vulnerabilities in a Changing Climate*, pág. 7 (2013), http://prccc.org/download/PR%20State%20of%20the%20Climate-FINAL_ENE2015.pdf (que señala los reclamos de la comunidad científica y académica de Puerto Rico para “un cese inmediato al endoso y la aprobación de proyectos en aguas costeras vulnerables a los efectos del aumento en el nivel del mar”).

¹⁴¹ *PREB September 23, 2016 Resolution and Order*, CEPR-AP-2015-0002, párr. 49 (“ELAC expresó su inquietud en cuanto a la cantidad de agua utilizada para enfriar las centrales y las aguas térmicamente contaminadas que se descargan en el acuífero, contaminando así los importantes recursos de agua de los que se sirven muchos ciudadanos”).

¹⁴² U.S. Env’tl. Prot. Agency, *2018 TRI Factsheet: State – Puerto Rico* (Nov. 12, 2019), https://enviro.epa.gov/triexplorer/tri_factsheet.factsheet_forstate?pZip=&pParent=NAT&pCity=&pCounty=&pState=PR&pYear=2018&pDataSet=TRIQ1&pPrint=0.

millones de galones agua al día (MGD) del Acuífero del Sur en Salinas. Al presente, la AEE extrae 655,342,000 galones al año, lo que equivale a 1.79 MGD. El Municipio de Salinas depende del acuífero para todo el suministro público de agua. Debido a la situación crítica del Acuífero del Sur y la sequía recurrente, el Departamento de Recursos Naturales y Ambientales (DRNA) activó el Comité Ejecutivo de Manejo de Sequía y adoptó planes de contingencia, así como la reducción de la extracción de agua del Acuífero del Sur, especialmente en el “bolsillo” de Salinas. Es decir, en el verano de 2019, hubo un racionamiento de agua en las comunidades de Salinas e interrupciones en el servicio de agua potable dos días a la semana.

De acuerdo con la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico (AAA), se identificó una inquietud acerca de los niveles de agua del pozo centinela de 2014 a 2019, evidenciado y respaldado por gráficas. Desde diciembre de 2017, los niveles de agua del pozo han disminuido de forma constante. También existe un problema con la concentración del total de sólidos disueltos (TDS, por sus siglas en inglés), porque este parámetro se considera como un estándar de la calidad del agua y hay una tendencia ascendente de TDS en el Municipio de Salinas que podría causar la exclusión del Acuífero como fuente de agua potable. Las constantes extracciones de agua como las de la franquicia del Complejo de la Central Aguirre de la AEE ponen en peligro esta fuente de agua.

La planta de carbón AES en Guayama también extrae grandes cantidades de agua del Acuífero del Sur. Bajo la Franquicia Núm. No. RO-06-10-99-PFI- 70380 del DRNA, AES puede extraer 87 millones de galones al año. Es fundamental que el PIR considere el impacto que tiene la extracción de agua de las centrales de combustibles

fósiles sobre los suministros de agua.¹⁴³

Asimismo, la planta AES ha contaminado el Acuífero del Sur con residuos de la combustión de carbón, también conocidos como cenizas de carbón. La Evaluación de Medidas Correctivas propuesta por AES no considera la implementación de una sola opción que limpiaría el agua contaminada, a la vez que evitaría la filtración de contaminantes al Acuífero.¹⁴⁴

ii El impacto de las estructuras de toma de agua de mar y las descargas de aguas térmicas de la AEE a la Bahía de Jobos en Salinas y el impacto sobre la pesca artesanal

La Planta de Aguirre ha sido tradicionalmente la única fuente de descarga en la Bahía de Jobos. La planta obtuvo una autorización del Sistema Nacional de Eliminación de Descargas Contaminantes (NPDES, por sus siglas en inglés) de la Agencia Federal de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) que le permite hacer descargas en la bahía. El agua de enfriamiento de la central eléctrica se descarga por una tubería de aproximadamente 0.8 millas (1.3 km) de largo hasta un punto en el extremo oeste de la bahía, a poca distancia de la costa de Punta Colchones.

¹⁴³ Véase, p.ej., Departamento de Recursos Naturales de Puerto Rico, Orden Administrativa 2016 -018 Para Declarar como Área Crítica los Acuíferos del Sur de los Municipios de Ponce, Juana Díaz, Santa Isabel, Salinas, Guayama, y Arroyo (28 de junio de 2016), <http://www.drna.pr.gov/documentos/orden-administrativa-2016-018-para-declarar-como-area-critica-los-acuiferos-del-sur-de-los-municipios-de-ponce-juana-diaz-santa-isabel-salinas-guayama-y-arroyo/>; Jason Rodríguez Grafal, *Acuífero del Sur: Retrocede la única fuente de agua potable de 30 mil sureños*, La Perla del Sur (29 de mayo de 2019), <https://www.periodicolaperla.com/acuifero-del-sur-retrocede-la-unica-fuente-de-agua-potable-de-30-mil-surenos1/>; U.S. Geol. Survey, *USGS Water Use Data for Puerto Rico*, <https://waterdata.usgs.gov/pr/nwis/wu> (consultado por última vez el 5 de marzo de 2020); Franquicia para el uso y aprovechamiento de aguas de AES-RO-06-10-99-PFI-70380.

¹⁴⁴ Véase, DNA-Environment, LLC, 2017 *Annual Groundwater Monitoring Report AES Puerto Rico LP*, Guayama, Puerto Rico (31 de enero de 2018), http://aespuertorico.com/wp-content/uploads/2018/02/2017_01_31_AES_Groundwater-Monitoring-and-Corrective-Action_Annual-Report.pdf.

Al Complejo de la Central Aguirre se le otorgó una dispensa para una temperatura máxima de descarga de aguas termales de 106 °F (41 °C). Esta temperatura máxima excede el valor de cumplimiento térmico de la Junta de Calidad Ambiental (JCA) de 90° F (32 °C).

Existe un impacto acumulativo de las actividades del Complejo de la Central Aguirre sobre la industria pesquera. La Declaración Preliminar de Impacto Ambiental (EIS, por sus siglas en inglés) en el caso del terminal de gas de Aguirre (Aguirre Offshore GasPort o AOGP) señala que:

El Proyecto de Demostración 316 de la AEE de 2003-2004 en la Bahía de Jobos reportó un patrón bimensual de abundancia de huevas de peces, lo que sugiere una reproducción continua de peces que desovan huevos planctónicos (Washington Engineers PSC, 2005). Había una abundancia relativamente alta de huevas de peces arrastradas por la corriente, debido posiblemente a la producción in situ de peces de orilla y el transporte desde fuentes cercanas de hábitats de corales y hierbas marinas a lo largo de la costa.¹⁴⁵

Las múltiples infracciones de AES a la Ley de Agua Limpia (CWA, por sus siglas en inglés) llevaron a Acuerdos de Consentimiento (Núms. CWA 02- 2015-3102 y CWA-02-2012-3452) y el requisito de un permiso del NPDES, a pesar de que la planta de AES se diseñó como una instalación de cero descargas.

Estos impactos ambientales a los cuerpos de agua ni siquiera se mencionaron y mucho menos se tomaron en cuenta en el PIR preliminar, en crasa violación del Reglamento 9021 y la Ley 17-2019 citada anteriormente.

¹⁴⁵ Federal Energy Regulatory Commission, *Aguirre Offshore Gasport Draft Environmental Impact Statement*, pág. 4- 58 (7 de agosto de 2014), <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/08/f33/EIS-0511-DEIS-2014.pdf>.

D. La AEE no tomó en cuenta el impacto de sus Planes Preferidos en la contaminación del aire.

Las centrales eléctricas de la AEE, incluido el Complejo de la Central Aguirre, están sujetas a un Decreto de Consentimiento (el Decreto) acordado por la AEE, la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos y el Departamento de Justicia en el Caso Civil Núm. 93-2527.

Las comunidades adyacentes al Complejo Aguirre y a las otras centrales eléctricas de la AEE tienen un interés particular en la trayectoria de infracciones constantes y sistemáticas de la AEE contra las leyes y reglamentaciones ambientales. Los residentes de estas comunidades tienen una alta incidencia de enfermedades relacionadas con la contaminación del aire al que están expuestos. De acuerdo con el Registro de Cáncer de Puerto Rico, entre el 2002 y el 2016, Salinas tenía la sexta tasa de cáncer más alta de la Isla.

Las comunidades cercanas al Complejo Aguirre están expuestas a una cantidad de contaminación excesiva y, según señalan varios expertos, corren un mayor riesgo de padecer enfermedades relacionadas con estas emisiones excesivas, en particular, los óxidos de azufre. Dan Gutman, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, señaló estos peligros en su testimonio:

Los picos de emisiones de dióxido de azufre a corto plazo causan constricción de los conductos bronquiales y síntomas respiratorios en las poblaciones susceptibles, lo que incluye a niños, adultos mayores, personas con condiciones respiratorias preexistentes, personas que realizan ejercicio al aire libre, personas de nivel socioeconómico más bajo y personas asmáticas. Cabe señalar que la prevalencia y severidad del asma es mayor entre los puertorriqueños (75 FR 35527). Los datos de salud, epidemiológicos, de exposición humana y otros datos acerca de la relación entre la exposición al dióxido de azufre a corto plazo y los

efectos respiratorios son suficientemente convincentes para que la relación se considere como casual, el hallazgo más contundente que puede emitir la EPA (75 FR 35520 [2010]).

[...]

El dióxido de azufre es solo uno de los contaminantes que emiten las centrales eléctricas de la AEE. Las emisiones de óxidos de nitrógeno son especialmente preocupantes, ya que contribuyen a la formación de ozono (80 FR 65292 [2015]) y las emisiones de material particulado—PM₁₀ y PM_{2.5}— que exacerban los síntomas de asma y afectan adversamente la función respiratoria a corto plazo, especialmente en los niños, además de aumentar las tasas de mortalidad, especialmente en los ancianos, a largo plazo (78 FR 3085 [2013]).¹⁴⁶

La Planta de Aguirre es actualmente una de las principales fuentes de Prevención de Deterioro Significativo (PSD, por sus siglas en inglés) para todos los contaminantes regulados por el programa de Revisión de Fuentes Nuevas (NSR, por sus siglas en inglés) de la EPA, excepto los compuestos orgánicos volátiles. Las emisiones de óxido de nitrógeno de las centrales eléctricas de combustibles fósiles de la AEE continúan representando un riesgo para los residentes de la Isla.

Además, las centrales eléctricas de la AEE emiten una variedad de contaminantes del aire peligrosos (HAP, por sus siglas en inglés) inherentes a la quema de petróleo o gas natural. Por ejemplo, la Tabla 5, a continuación, presenta una lista de los numerosos contaminantes del aire peligrosos emitidos por el Complejo

¹⁴⁶ *Local Environmental Organizations' Mot. to Resubmit Expert Test., Direct Test. of Gutman*, págs. 5, 11, (25 de octubre de 2019), <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/10/Motion-for-resubmitting-testimony-of-D.-Gutman-testimony.pdf> [en adelante, Test. Dir. de Gutman]. En más de una decena de casos, el Sr. Gutman ha realizado un análisis pericial sobre el impacto nocivo de las emisiones de los proyectos de compañías de servicios básicos sobre la salud humana. El Sr. Gutman ha testificado como perito ante agencias administrativas a nombre de la Agencia Federal de Protección Ambiental y las Organizaciones Ambientales Locales. Posee un Bachillerato en Ciencias del Massachusetts Institute of Technology y una Maestría en Ciencias de la Universidad de Illinois.

de la Central Aguirre de la AEE.

Tabla 5. Contaminantes del aire peligrosos emitidos por la Central Aguirre de la AEE en el 2011.

Nombre del contaminante	Libras/año
Antimonio	1,974
Arsénico	185
Benceno	137
Berilio	10
Cromo(III)	214
Cromo(VI)	47
Cobalto	664
Formaldehído	4,462
Ácido clorhídrico	120,627
Ácido fluorhídrico	3,978
Manganeso	1,221
Mercurio	3
Naftaleno	566
Níquel	15,592
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	155
Selenio	135

Las concentraciones de HAP establecidas en las guías de la EPA representan las concentraciones totales que incluyen el impacto de las emisiones de fuentes grandes, como la central eléctrica Aguirre, así como concentraciones de fondo que representan el impacto de fuentes más pequeñas. Las concentraciones de fondo de los HAP raras veces se monitorean. Sin embargo, la EPA ha elaborado modelos computadorizados de las concentraciones de fondo de HAP para cada área del país, incluidos los municipios de Salinas y Guayama, donde está localizada la central Aguirre de la AEE. Los modelos de la AEE incluyen aportaciones de fuentes del área, fuentes dentro y fuera de la carretera, transporte a larga distancia, fuentes no

identificadas, fuentes naturales y transformación atmosférica. Todas esas fuentes se pueden considerar como emisiones de fondo de fuentes estacionarias principales, tales como el Complejo de la Central Aguirre. El informe de 2005 sobre estos resultados muestra que las concentraciones de fondo de algunos HAP, como el benceno y el formaldehído, que son carcinógenos y causan irritación respiratoria, además de una variedad de efectos sobre la salud, ya están por encima de las concentraciones establecidas en las guías, antes de añadir el impacto del Complejo de la Central Aguirre. Por consiguiente, las emisiones peligrosas de la Central Aguirre de la AEE también tienen un efecto adverso sobre la salud de los residentes de las áreas adyacentes.

E. La AEE no ha dado acceso a la información a las comunidades aledañas que luchan por la justicia ambiental y que están cercanas al Complejo de la Central Aguirre y otras centrales.

La AEE tiene que cumplir con la Ley de Planificación de Emergencias y del Derecho a Saber de la Comunidad, pero tradicionalmente no ha cumplido con este requisito. El Plan de Recuperación de la AEE señala que DuPont realizó un análisis de seguridad que indica que el desempeño de la AEE está por debajo de los niveles básicos en todas las métricas.¹⁴⁷

El Municipio de Salinas tiene una de las tasas de desempleo más altas de Puerto Rico. Por consiguiente, prevalece la pobreza y un bajo ingreso familiar

¹⁴⁷ Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, *PREPA'S Transformation, A Path to Sustainability* (2015) [Presentación en PowerPoint] <http://www.gdb-pur.com/documents/PREPARecoveryPlan6-1-15.pdf>.

promedio. El ingreso familiar promedio y el ingreso personal per cápita son menores en Salinas que el resto de Puerto Rico.¹⁴⁸ Las comunidades adyacentes al Complejo de la Central Aguirre cumplen con los criterios de justicia ambiental debido a que el porcentaje de la población de bajos ingresos en el área es considerablemente mayor que el porcentaje estatal de población de bajos ingresos y más del 50 por ciento de las personas del área vive en poblaciones de bajos ingresos. Aguirre tiene un ingreso familiar promedio y un ingreso per cápita promedio sustancialmente más bajo y un porcentaje considerablemente mayor de familias viven por debajo del umbral de pobreza. La tasa de desempleo es más del doble del promedio en Aguirre que en el resto de Puerto Rico. Además, todos los demás datos de pobreza fueron considerablemente más elevados en Aguirre y Salinas que en Puerto Rico en general.

El ingreso familiar promedio en Guayama del 2013 al 2017 fue de \$15,296, comparado con el promedio nacional de \$57,652. Asimismo, el porcentaje de personas que vive en condiciones de pobreza es de 55.1%, comparado con el promedio nacional de 11.8%.¹⁴⁹ Esto concuerda con los patrones nacionales de disposición de cenizas de carbón en comunidades de bajos ingresos y comunidades de color, y en áreas donde se han introducido las cenizas de carbón y se ha experimentado una mayor depresión económica debido a lo indeseable de vivir cerca de depósitos de desperdicios tóxicos.¹⁵⁰

¹⁴⁸ U.S. Census, *QuickFacts: Salinas Municipio, Puerto Rico* (1 de julio de 2018) <https://www.census.gov/quickfacts/fact/table/salinasmunicipiopuertorico/PST045218?>.

¹⁴⁹ U.S. Census, *QuickFacts: Guayama Municipio, Puerto Rico* (1 de julio de 2018), <https://www.census.gov/quickfacts/fact/table/guavamunicipiopuertorico/PST045218>.

¹⁵⁰ Véase, p. ej., Earthjustice, *Mapping the Coal Ash Contamination* (6 de noviembre de 2019), <https://earthjustice.org/features/map-coal-ash-contaminated-sites>.

F. El impacto del ruido del Complejo de la Central Aguirre.

El ruido que genera el Complejo de la Central Aguirre es extremadamente alto. Los niveles de ruido del Complejo de la Central Aguirre han superado los 100 decibeles. Esto se complica por el hecho de que el Complejo colinda con la comunidad Montesoria de Aguirre. Durante años, los residentes de Aguirre y Diálogo han tratado de lograr que la agencia tome acción sobre este asunto. La contaminación acústica tiene serias implicaciones para la salud pública y la fauna silvestre. La AEE tiene que asegurarse de que los niveles de ruido sean iguales o estén por debajo del parámetro federal de 55 decibeles en las áreas sensibles al ruido (NSA, por sus siglas en inglés) más cercanas.

VII. Los consultores del PIR siguen teniendo conflictos de intereses.

Al presente, al igual que en el 2015, la rama de manufactura de Siemens ofrece equipo a la AEE a la misma vez que la rama de consultoría de Siemens asesora a la AEE en cuanto a la cantidad y el tipo de equipos que debe comprar. Esta no era, y todavía no es, una práctica prudente. Además, la AEE ahora contrató a otro consultor que tiene otro posible conflicto.

En el PIR de 2015, la Comisión criticó a la AEE por usar a Siemens como consultor:

Cuando el consultor que lleva a cabo la planificación de recursos tiene un interés comercial en la selección de los recursos, existe un riesgo de sesgo, ya sea intencional o no intencional. Ese riesgo aumenta cuando la técnica de elaboración de modelos utilizada por el consultor involucra la subjetividad. ... La deferencia de una compañía de servicio de electricidad a un consultor que tiene

posibilidades de no ser imparcial no es una práctica prudente.¹⁵¹

La Comisión señaló que la rama de consultoría de Siemens y la rama de manufactura de Siemens tienen un mismo dueño y que “[e]n un momento de gran inquietud ciudadana en torno a las tarifas y el desempeño de la AEE, las percepciones de sesgo y favoritismo son importantes.¹⁵² Desde ese entonces, las inquietudes de los ciudadanos solo han aumentado.

Hoy, al igual que en el 2015, Siemens sigue teniendo un interés comercial en el resultado de la selección de recursos del PIR, debido a que Siemens es uno de los mayores fabricantes de turbinas del mundo y ha participado en solicitudes de propuestas (RFP, por sus siglas en inglés) para nuevas opciones de generación en Puerto Rico. Independientemente de si la división de turbinas de Siemens en realidad está separada de su división de consultoría, los empleados de ambas divisiones saben que la compañía se beneficiará si la AEE compra turbinas Siemens. Además, los empleados de ambas divisiones saben que las probabilidades de esa compra aumentan con la cantidad de turbinas que la AEE decida comprar. Dicho de otra forma: una inclinación a favor de equipos que funcionan con gas podría beneficiar a la rama de manufactura de Siemens.

Un PIR tiene que ser completamente agnóstico a los intereses del consultor de la AEE y enfocarse en el desarrollo de una red eléctrica limpia, segura y confiable que suministre energía al menor costo posible.

¹⁵¹ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Final Resolution and Order on the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, párr. 110 (23 de septiembre de 2016).

¹⁵² *Íd.* párr. 112.

A principios del verano de 2018, la AEE volvió a elegir a Siemens como su consultor para el Plan Integrado de Recursos. A principios de julio de 2018, Siemens publicó un artículo titulado, “Resilient by Design: Enhanced Reliability and Resiliency for Puerto Rico’s Electric Grid.”¹⁵³ El artículo explicó que “Siemens [había] encargado este informe para anunciar el próximo PIR que guiará la reconstrucción y el desarrollo de la red eléctrica para Puerto Rico”.

En su artículo, Siemens explica que el Plan Integrado de Recursos consideraría un nuevo tipo de recurso: “unidades térmicas pequeñas que complementarían la flota”.¹⁵⁴ Las únicas dos unidades térmicas pequeñas consideradas por Siemens fueron las dos turbinas de gas industriales fabricadas por Siemens: la SGT-400 y la SGT-750. Siemens alega que estas unidades de Siemens son “un elemento fundamental del suministro de energía de las miniredes” y que son “altamente eficientes y flexibles”.

Esto es mucho más preocupante que el PIR de 2015, donde Siemens evaluó equipos fabricados por su propia rama de manufactura, pero por lo menos también permitió que compitieran equipos de otros fabricantes. El artículo de agosto de 2018 muestra que Siemens **solo** consideró su propio equipo. En el 2015, la Comisión opinó que el PIR debía considerar “opciones de recursos solo en términos genéricos” y “por lo general, solo se considera un grupo específico de fabricantes después que ... se

¹⁵³ Siemens, *Resilient by Design: Enhanced Reliability and Resiliency for Puerto Rico’s Electric Grid* (2018), <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:ece862442ca24d0cfce7ff0a9a0f94ac1b3cb9de/version:1532100326/puertoricoresiliency-wp-fprint.pdf>.

¹⁵⁴ *Íd.*, pág. 8.

concluye el proceso del PIR.¹⁵⁵ Hoy enfrentamos lo peor de dos mundos: Siemens todavía evalúa sus propios equipos, pero también prepara estimados genéricos, y en muchos casos muy deficientes, para los demás equipos.

Las Organizaciones Ambientales Locales también exhortan al Negociado de Energía a considerar el posible conflicto en la retención de la empresa King & Spalding por parte de la AEE. King & Spalding asesora a la AEE en sus negocios con New Fortress Energy. Obviamente, una investigación exhaustiva de la situación financiera de New Fortress Energy y su compañía matriz, Fortress Investment Group, sería parte de la debida diligencia de la AEE. En cambio, en el Panel C, los representantes de la AEE y King & Spalding admitieron que no habían tomado esas medidas.¹⁵⁶ Al mismo tiempo, King & Spalding representa a otras entidades de Fortress Investment Group, que figuran en la misma página web de Fortress Investment Group junto con New Fortress Energy.¹⁵⁷ El fundador de ambas compañías también funge como principal oficial ejecutivo (CEO) tanto de New Fortress Energy como de Fortress Investment Group.¹⁵⁸

El posible conflicto de intereses es evidente: King & Spalding asesora a la AEE en sus negocios con New Fortress Energy, a sabiendas de que los clientes de King & Spalding se benefician si sus negocios aumentan. El Sr. Bowe explicó que King & Spalding reconoció y evaluó la posibilidad de un conflicto de intereses en este caso. El

¹⁵⁵ Negociado de Energía de Puerto Rico, *Final Resolution and Order on the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, párr. 110 (23 de septiembre de 2016).

¹⁵⁶ Negociado de Energía en vivo, *Evidentiary Hearing / CEPR-AP-2018-0001* [Vista Evidenciaria], YouTube (3 de febrero de 2020), <https://youtu.be/weJfs72YtvE?t=11644>.

¹⁵⁷ Fortress Investment Group LLC, <https://www.fortress.com/> (consultado por última vez el 6 de marzo de 2020).

¹⁵⁸ New Fortress Energy, LLC, <https://www.newfortressenergy.com/about> (consultado por última vez el 6 de marzo de 2020).

Negociado de Energía ha dejado claro que no es prudente que la AEE tenga deferencia por un consultor que tiene un posible sesgo. Las Organizaciones Ambientales Locales solicitan que el Negociado de Energía exija más información sobre la relación entre New Fortress Energy y Fortress Investment Group, que investigue el posible conflicto de intereses y que finalmente determine si es prudente que la AEE continúe sus negocios con King & Spalding.

VIII. Siemens no incorporó los efectos económicos del Acuerdo de Reestructuración.

El Artículo 1.9(3)(A) de la Ley 17-2019 requiere que el Plan Integrado de Recursos incluya una evaluación de los factores económicos que afectan el consumo de electricidad. El Acuerdo de Reestructuración que la AEE y su Junta buscan establecer como parte del caso de quiebra de la AEE al amparo del Título III de la Ley PROMESA, es, sin duda, un factor económico que se debe considerar, ya que perjudicaría sustancialmente el sistema de energía, y en particular la capacidad de la AEE de fomentar la generación de energía renovable en los hogares de los clientes (sin hacer que los clientes abandonen su red eléctrica), de acuerdo con los requisitos del Estándar de la Cartera de Recursos Renovables de la Ley 17 y el mandato de la AEE centrado en el cliente.

De aprobarse el Acuerdo de Reestructuración endosado por la AEE, se elevarán las tarifas de electricidad mediante un recargo no evitable, denominado como un “Cargo de Transición”, que alcanzará los 4 centavos por kWh en varios años. En los primeros años del Cargo de Transición, los abonados tendrán que pagar cientos de millones de dólares para el servicio de la deuda de la AEE. Es decir, que los clientes

podrían ver un aumento tarifario de alrededor de un 20% que no corresponde a ningún gasto relacionado con la remodelación de la red para que sea resiliente, confiable, limpia y asequible, según lo ordena la Legislatura. Si se redujera esta cantidad, podría haber más ingresos disponibles para satisfacer las necesidades futuras. La cantidad excesiva que se ha planificado para pagar la deuda es inaceptable. Impulsar el Acuerdo de Reestructuración simplemente excluirá la posibilidad de nuevas inversiones en iniciativas de electricidad resiliente y asequible para el pueblo de Puerto Rico que son tan necesarias. La aprobación del Acuerdo de Reestructuración frustrará la capacidad de planificar iniciativas como las de los sistemas solares instalados en el techo.

Anna Sommer, perito de las Organizaciones Ambientales Locales, realizó el análisis que Siemens debió haber hecho: analizó el riesgo de abandono de la red al comparar el costo del autoabastecimiento de energía para los clientes contra las tarifas de la AEE, con el Cargo de Transición propuesto en el Acuerdo de Reestructuración ya incluido en dichas tarifas. La Figura 3 del testimonio de la Sra. Sommer demuestra que los clientes residenciales y comerciales ahorrarían cientos de dólares por MWh si abandonaran la red eléctrica de la AEE, si pueden levantar el capital de inversión necesario para instalar la opción de autoabastecimiento de energía o si tienen acceso a financiamiento o al arrendamiento por parte de un tercero (en el que un desarrollador asume los costos iniciales).

En palabras sencillas, si la AEE insiste en adoptar el Acuerdo de Reestructuración, los clientes que puedan salirse del sistema probablemente lo van a hacer, quedando los clientes con menos recursos a merced de las crecientes tarifas de

la AEE. Esto va en contra del principio de solidaridad descrito en el Artículo 1.4(vi) de la Ley 17-2019, “al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el objetivo de que los precios del servicio eléctrico sean asequibles para todos los consumidores, en especial aquellos de menores ingresos”.

El Artículo 1.9(3)(A) de la Ley 17-2019, obliga a la AEE a examinar el efecto económico más evidente del Cargo de Transición sobre el consumo de electricidad que propone el Acuerdo de Reestructuración y advierte al gobierno sobre estos efectos.

IX. Es probable que las penalidades por la rescisión temprana del Contrato PPOA de AES sean inejecutables.

En este PIR, AES ha alegado que si se rescinde el Acuerdo de Compra de Energía y Operación (PPOA), la AEE tendría que pagar cientos de millones de dólares a AES. No obstante, la Ley de Quiebras de los Estados Unidos establece el rechazo de contratos pendientes de ejecución como el PPOA de AES. La Ley de Quiebras no provee una definición explícita de un contrato pendiente de ejecución, 11 U.S.C. § 365(a), pero el historial legislativo de la Sección 365(a) indica que la intención del Congreso fue que el término significara un contrato que está pendiente de ejecución en cierta medida por ambas partes, como es el caso del PPOA de AES.

La Sección 365(a) del Capítulo 11 del Código de los Estados Unidos (11 U.S.C. § 365(a)) permite que un deudor en posesión asuma o rechace un contrato pendiente de ejecución que se estableció antes de una petición de quiebra, sujeto a la aprobación del tribunal. El deudor en posesión puede tomar esta decisión en cualquier momento antes de confirmar el plan, a menos que el tribunal disponga lo contrario a petición de la parte contratante no deudora. *Íd.* § 365(d)(2). Esta libertad le brinda al deudor

en posesión la oportunidad de determinar cuál de los contratos pendientes de ejecución establecidos antes de la petición de quiebra son beneficiosos para la sucesión y cuáles deben asumirse o rechazarse. Si se rechaza el contrato, se considerará que el contrato se incumplió en la fecha inmediatamente anterior a la fecha de radicación de la petición de quiebra, *Íd.* § 365(g)(1) y la parte no deudora tiene una reclamación general no garantizada por daños relacionados con el incumplimiento del contrato o no tiene derecho a recibir prioridad administrativa. 11 U.S.C. § 502(g).

Bajo la Ley Federal de Quiebras, se considera que el incumplimiento de un contrato rechazado ocurrió antes de la petición de quiebra, lo que deja a la parte no deudora con una reclamación general no garantizada por daños contractuales. 11 U.S.C.S. §§ 365(g)(1), 502(g). “Al permitir que los deudores se deshagan de los contratos que no son ventajosos y se queden con los que son beneficiosos, la Sección 365 adelanta uno de los propósitos principales de la Ley de Quiebras: darles un nuevo comienzo a los deudores que lo merezcan”.¹⁵⁹

La jurisprudencia citada anteriormente aplica al PPOA de AES. El PPOA está sujeto a rechazo por el representante del deudor en el caso de quiebra de la AEE bajo el Título III de la Ley PROMESA, en cuyo caso, las reclamaciones de AES en el PPOA serían una deuda no garantizada que podría recibir tanto como cero centavos de dólar en el plan de ajuste. El PIR establece claramente que la opción energética menos costosa es la de los sistemas solares instalados en las casas de los clientes.¹⁶⁰ Además

¹⁵⁹ *In re Hotel Airport, Inc.*, No. 11-06620 ESL, 2014 WL 4661943, pág. *24 (Bankr. D.P.R. 18 de septiembre de 2014) (citando a *Eagle Ins. Co. v. Bankvest Capital Corp. (In re Bankvest Capital Corp.)*, 360 F.3d 291, 296 (1st Cir. 2004).

¹⁶⁰ PIR, págs, 8-59.

de las opciones de financiamiento mencionadas anteriormente en este escrito judicial, el rechazo del PPOA de AES podría liberar hasta \$300 millones anuales en fondos para la instalación de sistemas solares en los hogares de los clientes, la cual es, sin duda, la opción más rentable.

Conclusión

Por las razones antes expuestas, el Negociado de Energía debe rechazar los dos Planes Preferidos y el Plan de Acción presentado por la AEE y, en su lugar, debe adoptar los puntos del Plan de Acción propuestos por las Organizaciones Ambientales Locales.

Respetuosamente sometido el 6 de marzo de 2020.

f/ Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS
Colegiado Núm. 5452
(RUA Núm. 4182)
Calle Condado 605, Oficina 611
San Juan, Puerto Rico 00907
Tel. & Fax (787) 948-4142
pedrosaade5@gmail.com

f/ Ruth Santiago

RUTH SANTIAGO
RUA Núm. 8589
Apartado 518
Salinas, Puerto Rico 00751
Tel. (787) 312-2223
rstgo@gmail.com

f/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY
Earthjustice
48 Wall Street, 15th Floor
New York, NY 10005
Tel. (212) 823-4991
rmurthy@earthjustice.org

f/Laura Arroyo

LAURA ARROYO
RUA Núm. 16653
Earthjustice
4500 Biscayne Blvd Ste 201
Miami, FL 33137
Tel. (305) 440-5436
larroyo@earthjustice.org

f/Jordan Luebke

JORDAN LUEBKEMANN
Florida Bar No. 1015603
Earthjustice
111 S. Martin Luther King Jr. Blvd.
Tallahassee, FL 32301
Tel. (850) 681-0031
jluebke@earthjustice.org

CERTIFICADO DE DILIGENCIAMIENTO

Certificamos que este Alegato se radicó el 6 de marzo de 2020 a través del sistema de radicación en línea del Negociado de Energía y se envió a la Secretaría y al Asesor Legal del Negociado de Energía de Puerto Rico a:

secretaria@energia.pr.gov; astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@aeep.com; c-aquino@prepa.com, además de a las siguientes personas:

- AEE (mvazquez@diazvaz.law; kbolanos@diazvaz.law)
- Sunrun (javier.ruajovet@sunrun.com);
- EcoEléctrica (carlos.reyes@ecoelectrica.com and ccf@tcmrslaw.com);
- Grupo Windmar (victorluisgonzalez@yahoo.com, mgrpcorp@gmail.com);
- Oficina Independiente de Protección al Consumidor (hrivera@oipc.pr.gov, irivera@cnslpr.com);
- Empire Gas Company (manuelgabrielfernandez@gmail.com);
- National Public Finance Guarantee (acasellas@amgprlaw.com and corey.brady@weil.com);
- Progression Energy (maortiz@lvprlaw.com and rnegron@dnlawpr.com);
- Shell (paul.demoudt@shell.com, sproctor@huntonak.com);
- Wartsila North America (escott@ferraiuoli.com);
- Grupos interventores sin fines de lucro: (agraitfe@agraitlawpr.com);
- EDF (acarbo@edf.org);
- Arctas Capital Group (sierra@arctas.com, tonytorres2366@gmail.com);
- SESA PR & Caribe GE (cfl@mcvpr.com);
- Liga de Cooperativas de Puerto Rico y AMANESER 2025 (info@liga.coop, amaneser2020@gmail.com)
- AES-PR (apagan@mpmlawpr.com, sboxerman@sidley.com, bmundel@sidley.com)

Respetuosamente sometido el 6 de marzo de 2020.

f/Pedro Saadé

PEDRO J. SAADÉ LLORÉNS

Colegiado Núm. 5452

RUA Núm. 4182

Calle Condado 605, Oficina 611

San Juan, Puerto Rico 00907

Tel & Fax (787) 948-4142

pedrosaade5@gmail.com

f/Raghu Murthy

RAGHU MURTHY

Earthjustice

48 Wall Street, 15th Floor

New York, NY 10005

Tel. (212) 823-4991

rmurthy@earthjustice.org