

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



IN RE: ENMIENDAS A CONTRATO DE
COMPRAVENTA DE ENERGÍA
RENOVABLE: PROYECTOS NO-
OPERACIONAL (DESARROLLOS DEL
NORTE INC. D/B/A ATENAS SOLAR
FARM)

CASO NÚM.: NEPR-AP-2020-0016

ASUNTO: Resolución Final sobre Solicitud de
Aprobación de Enmiendas a Contrato de
Compraventa de Energía Renovable:
Proyectos No-Operacionales entre
Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar
Farm y la Autoridad de Energía Eléctrica.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción

Mediante la Ley 82-2010¹ se creó la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico, la cual establece las metas de cumplimiento a corto, mediano y largo plazo respecto a la producción de energía por medio de fuentes renovables sostenibles o alternativas. Como consecuencia, durante los años 2010-2013, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad"), otorgó aproximadamente sesenta (60) contratos para el desarrollo de facilidades de energía renovable que la Autoridad adquiriría mediante contratos de compraventa de energía ("PPOA", por sus siglas en inglés).²

El 28 de diciembre de 2012, la Autoridad y Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar Farm ("Atenas")³ otorgaron un Contrato de Compraventa de Energía y Operación ("Acuerdo").⁴ El Acuerdo contemplaba el desarrollo, operación y venta de energía solar fotovoltaica ("Proyecto") en el área de Manatí con una capacidad de 20 MW. El Acuerdo fue enmendado el 25 de mayo de 2014, para modificar y añadir ciertas cláusulas, incluyendo cambios al término del contrato y la compensación por la venta de energía.⁵ Luego de las

¹ Conocida como *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna*, 12 L.P.R.A. § 8121 (2010) *et seq.* ("Ley-82-2010").

² Power Purchase Agreements o "PPOAs" por sus siglas en inglés.

³ Manati Solar LLC, compañía de responsabilidad limitada autorizada a hacer negocios en Puerto Rico, sucesora en interés de Atenas, es la entidad que comparece en el PPOA renegociado. Véase Exhibit G de la Petición y Exhibit C de la *Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional*, 13 de julio de 2020.

⁴ Véase, Petición, pág. 10, núm. 14.

⁵ Véase, *Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional*, 13 de julio de 2020, Exhibit D.

renegociaciones, actualmente el Proyecto contempla una facilidad solar fotovoltaica con capacidad de 40 MW⁶. El Proyecto se interconectará a la red de la Autoridad a un voltaje de 115 kV en el Centro de Transmisión (“TC”, por sus siglas en inglés) de Manatí (“Manatí TC”).⁷ La Autoridad anticipa que el Proyecto, estará en operación comercial dentro de aproximadamente treinta (30) meses, contados a partir de la fecha en que las partes suscriban el Acuerdo.⁸

Según se expone a continuación, en el caso de epígrafe, la Autoridad solicita al Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (“Negociado de Energía”), evaluar el Acuerdo, de conformidad con las disposiciones de la Ley 57-2014⁹ y la Ley 17-2019.¹⁰

II. Tracto Procesal Pertinente

El 19 de junio de 2020, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un escrito titulado *Petición de Aprobación de Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales* (“Petición”). En la Petición, la Autoridad solicita al Negociado de Energía aprobar las enmiendas a los Acuerdos de Operación y Compraventa de Energía de dieciséis (16) proyectos de energía renovable¹¹ (“Acuerdos de Operación”), incluyendo el Acuerdo.¹²

⁶ Véase, Exhibit D de la Petición, Tabla ES-3.

⁷ Véase, Exhibit D de la Petición, Tabla ES-3.

⁸ Véase, Anejo B del Exhibit B de la Petición.

⁹ Ley 57-2014, según enmendada, conocida como *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico* (“Ley 57-2014”).

¹⁰ Ley 17-2019, conocida como la *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* (“Ley 17-2019”).

¹¹ Colectivamente denominados como los “Acuerdos” o los “PPOAs”.

¹² Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Xzerta -Tec Solar 1, LLC** y la Autoridad, con fecha del 2 de septiembre de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **SolarBlue Bemoga, LLC** y la Autoridad, con fecha del 10 de octubre 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Solaner Puerto Rico One, LLC** y la Autoridad, con fecha del 13 de junio de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Blue Beetle III, LLC** y la Autoridad, con fecha del 31 de octubre de 2011; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **PBJL Energy Corporation** y la Autoridad, con fecha de 20 de diciembre de 2011, Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **CIRO One Salinas, LLC** y la Autoridad, con fecha del 25 de octubre de 2010; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Guayama Solar Energy, LLC** y la Autoridad, con fecha de 22 de octubre de 2010; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Solar Project San Juan, LLC** y la Autoridad, con fecha de 10 de octubre de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Vega Baja Solar Project, LLC** y la Autoridad, con fecha de 10 de octubre de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Renewable Energy Authority, LLC** y la Autoridad, con fecha de 21 de noviembre de 2011; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **REA Energy Hatillo Solar Plant, LLC** y la Autoridad, con fecha de 13 de diciembre de 2011; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Caracol Solar, LLC** y la Autoridad, con fecha de 20 de



Los Acuerdos de Operación¹³ fueron suscritos previo a la aprobación de la Ley 57-2014. Según la Autoridad, la renegociación de los Acuerdos de Operación surge, entre otras cosas, debido a que: (i) desde hace años los precios acordados originalmente con los desarrolladores están muy por encima del precio actual del mercado, según determinado por la Junta de Gobierno de la Autoridad; y (ii) los contratos originales contemplaban un aumento sin tope y cargos adicionales por certificados de energía renovable (“CERs” o “RECs”, por sus siglas en inglés).¹⁴ La Autoridad alega que los precios de los Acuerdos de Operación crearían una carga económica insostenible para la Autoridad y, en consecuencia, para Puerto Rico.¹⁵

En la Petición, la Autoridad expone que, como parte de la negociación para reducir los precios de los Acuerdos de Operación, ésta tomó en consideración: (i) eximir a los desarrolladores de los requisitos técnicos mínimos (“Minimum Technical Requirements” o “MTRs”, por sus siglas en inglés) para los proyectos fotovoltaicos; y (ii) asumir la responsabilidad y costo de las instalaciones de interconexión para los proyectos.¹⁶ No obstante, en febrero de 2020 la Autoridad actualizó los MTRs, por lo que los Acuerdos de Operación disponen que los proponentes deben cumplir con éstos.¹⁷

En la Petición, la Autoridad argumenta que los Acuerdos de Operación: (i) añadirían más de 590 MW de generación de energía renovable a la red de la Autoridad; (ii) representan más de \$1,000 millones en ahorros para la Autoridad durante el plazo del contrato, **en comparación con los acuerdos originales**; (iii) los proponentes no tendrán una ganancia excesiva, (iv) los consumidores tendrán ahorros; y (v) los proyectos podrán integrarse a la red (interconectarse) sin atentar contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de la Autoridad. Igualmente, la Autoridad entiende que la renegociación de los Acuerdos

julio de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Sierra Solar Farm, LLC** y la Autoridad, con fecha de 18 de diciembre de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar Farm** y la Autoridad, con fecha de 28 de diciembre de 2012; Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **Morovis Solar, LLC** and y la Autoridad, con fecha de 8 de diciembre de 2011; y Acuerdo de Operación y Compraventa de Energía entre **ReSun (Barceloneta), LLC** y la Autoridad, con fecha de 16 de diciembre de 2011.

¹³ De la Petición surge que este grupo está compuesto de proyectos no construidos que: (i) estaban cerca de completar sus actividades de desarrollo, iniciadas anteriormente; (ii) sus proponentes demostraron la voluntad de negociar precios que reflejen los cambios en la industria y el mercado; (iii) tienen el potencial de comenzar su construcción en un corto plazo, con el fin de maximizar los beneficios asociados a los incentivos contributivos federales. Véase, Petición a la pág. 3.

¹⁴ *Id.*

¹⁵ *Id.*

¹⁶ *Id.* a la pág. 4.

¹⁷ *Id.* a la pág. 5.



representa un paso importante para cumplir con los requisitos de la Cartera de Energía Renovable establecidos mediante la Ley 17-2019 y el Plan Integrado de Recursos.¹⁸

A su vez, el 19 de junio de 2020, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía un documento titulado *Solicitud de Determinación de Confidencialidad de Documentos Adjuntos a Petición* ("Solicitud de Confidencialidad"). En la Solicitud de Confidencialidad, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía la designación y trato confidencial de los documentos incluidos en la Petición como Exhibits B¹⁹, C²⁰, D²¹, E²², y G²³ ("Documentos Confidenciales"). La Autoridad expuso que (i) en el proceso de negociación de las enmiendas, la Autoridad está en la posición de un comprador ordinario; (ii) que los Documentos Confidenciales son documentos e información relacionada a transacciones confidenciales que están en curso; y (iii) que los Documentos Confidenciales fueron preparados con el propósito de negociar las enmiendas a los Acuerdos de Operación, por lo que contienen información deliberativa y confidencial de la Autoridad.²⁴

El 8 de julio de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la que, entre otros asuntos, determinó que, para evaluar adecuadamente los Acuerdos de Operación, cada uno de ellos debía tramitarse bajo un expediente administrativo separado.²⁵ A tenor con lo anterior, el Negociado de Energía ordenó a la Secretaria abrir un expediente administrativo separado para cada uno de los Acuerdos, bajo el cual se evaluarán y tramitarán las enmiendas solicitadas.

De igual forma, el Negociado de Energía concedió la designación y trato confidencial para los documentos incluidos en la Petición como Exhibits B, C, D, E, y G; y le ordenó a la Autoridad presentar varios documentos para poder evaluar las enmiendas propuestas en

¹⁸ *Id.*

¹⁹ Documento titulado *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transaction Memorandum* fechado 26 de mayo de 2020. Este documento fue presentado sellado.

²⁰ Documento titulado *Operating and Non-Operating Renewables Status Update*, fechado Junio 2020. Este documento fue presentado sellado.

²¹ Documento titulado *Solar PPOA Interconnection Summary Report*, preparado por Sargent and Lundy y fechado 11 de junio de 2020. Este documento fue presentado en versión editada (*i.e.*, no confidencial).

²² Documento titulado *Review of Legacy y Solar PPOAs and Recommendations for Disposition*, preparado por New Energy Partners, Inc. y fechado 23 de diciembre de 2019. Este documento fue presentado sellado.

²³ Documento titulado *Redline versions v. Non-Operational Amended PPOAs Template*. Este documento fue presentado sellado.

²⁴ Véase, Artículo 6.15 (a) de la Ley 57-2014.

²⁵ Véase, Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0003, 8 de julio de 2020, estableciendo los epígrafes y números de caso para cada PPOA.



cuanto a los Acuerdos de Operación. Finalmente, el Negociado de Energía determinó que, de conformidad con las disposiciones del Artículo 6.32(e) de la ley 57-2014, las solicitudes de aprobación de enmiendas a los Acuerdos de Operación ameritan ser evaluadas con mayor detenimiento, por lo que emitirá su determinación respecto a cada uno de los Acuerdos dentro del término de noventa (90) días adicionales provisto para ello.²⁶

El 13 de julio de 2020, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional* ("Moción de 13 de julio"). En esa misma fecha, la Autoridad presentó un escrito titulado *Solicitud de Determinación de Confidencialidad de Documentos Adjuntos a Moción* ("Segunda Solicitud de Confidencialidad"). En la Segunda Solicitud de Confidencialidad, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía la designación y trato confidencial de los documentos incluidos en la Moción como Exhibits A²⁷, B²⁸ y C²⁹.

El 24 de julio de 2020, el Negociado de Energía, al amparo de las disposiciones de la Ley 57-2014, concedió designación y trato confidencial a los documentos identificados en la Moción de 13 de julio como Exhibit A, Exhibit B y Exhibit C.³⁰

El 29 de julio de 2020, el Negociado de Energía, emitió una Resolución y Orden mediante la cual ordenó a la Autoridad presentar otros documentos e información, en o antes del 30 de julio de 2020, a las 12:00p.m. En igual fecha, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción para que se tome Conocimiento Administrativo de Exhibits Presentados en Caso Relacionado* ("Moción de Conocimiento Administrativo"), ya que la Autoridad presentó varios exhibits bajo el caso In Re: Aprobación de Contrato de Compraventa de Energía Renovable con PBJL Energy Corporation, Caso Núm.: NEPR-AP-2020-0007 que están relacionados a la evaluación de las enmiendas del contrato de compraventa de energía renovable de Atenas.³¹

²⁶ *Id.*

²⁷ Formato Excel de Exhibit I incluido en el informe producido por *New Energy Partners*. Este documento fue presentado sellado.

²⁸ Formato Excel datos crudos utilizados para PREPA Operating and Non-Operating Renewables Status Update. Este documento fue presentado sellado.

²⁹ Versión *redline* del PPOA enmendado. Este documento fue presentado sellado.

³⁰ Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales (Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar Farm), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0016, 24 de julio de 2020.

³¹ Véase, *Moción para que se tome Conocimiento Administrativo de Exhibits Presentados en Caso Relacionado*, presentada por la Autoridad, 29 de julio de 2020.



Posteriormente, el 30 de julio de 2020, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden Solicitando Información Adicional* ("Moción en Cumplimiento de Orden"). El 31 de julio de 2020, la Autoridad presentó un documento titulado *Solicitud de Determinación de Confidencialidad de Documentos Adjuntos a Moción* ("Tercera Solicitud de Confidencialidad").³² En la Tercera Solicitud de Confidencialidad la Autoridad solicitó al Negociado de Energía la designación y trato confidencial de los documentos incluidos en la Moción en Cumplimiento de Orden como Exhibit A³³, Exhibit B³⁴, Exhibit C³⁵, Exhibit D³⁶ y Exhibit G³⁷.

El 12 de agosto de 2020, el Negociado de Energía, al amparo de las disposiciones de la Ley 57-2014 concedió designación y trato confidencial a los documentos identificados en la Moción en Cumplimiento de Orden como Exhibit A, Exhibit B, Exhibit C, Exhibit D y Exhibit G.³⁸

III. Derecho Aplicable

A. Facultades del Negociado de Energía

El Negociado de Energía es el ente regulador encargado de fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico.³⁹ A tenor con las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene a su

³² Debemos destacar que el 13 de julio de 2020 la Autoridad presentó escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional*, conforme la Resolución y Orden dictada por el Negociado de Energía, a la cual anejó la versión en formato Excel con sus fórmulas intactas Exhibit I del informe titulado *New Energy Partner Report* de 23 de diciembre de 2019 y la versión formato en Excel (con sus fórmulas intactas) de los cálculos y los datos crudos (raw data) utilizados para preparar las tablas incluidas en las páginas 17-37 del anejo titulado *PREPA Operating and Non-Operating Renewables Status Update* fechado de junio 2020. En igual fecha, la Autoridad presentó documento titulado *Solicitud de Determinación de Confidencialidad de Documentos Adjuntos*.

³³ Formato Excel de Exhibit I incluido en el informe producido por *New Energy Partners*. Este documento fue presentado sellado.

³⁴ Hoja de trabajo que incluye costos de interconexión. Este documento fue presentado sellado.

³⁵ Documentos adicionales utilizados para evaluar y extraer datos. Este documento fue presentado sellado.

³⁶ Modelo para analizar el valor actual neto de los proyectos. Este documento fue presentado sellado.

³⁷ Hojas de trabajo del PIR. Este documento fue presentado sellado.

³⁸ Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales (Desarrollos del Norte Inc. d/b/a Atenas Solar Farm), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0016, 12 de agosto de 2020.

³⁹ Véase, Ley 57-2014 y la Ley 17-2019.



cargo, entre otros deberes y facultades, establecer e implementar las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de Puerto Rico.⁴⁰

El Artículo 6.3 de la Ley 57-2014 dispone que el Negociado de Energía tiene, entre otras, la facultad de (i) implementar los reglamentos y las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad en tarifas del sistema eléctrico de Puerto Rico; y (ii) establecer las guías, estándares, prácticas y procesos a seguir para los procesos que la Autoridad lleve a cabo en relación con la compra de energía a otras compañías de servicio eléctrico y/o para modernizar sus plantas o instalaciones generadoras de energía.⁴¹

Además, el Negociado de Energía tiene el poder de establecer mediante reglamento las normas de política pública en relación con las compañías de servicio eléctrico, así como toda transacción, acción u omisión que incida sobre la red eléctrica y la infraestructura eléctrica en Puerto Rico e implementar dichas normas de política pública.⁴² El Negociado de Energía aplicará normas de política pública que sean coherentes con la Política Pública Energética según declarada por legislación.⁴³ De otra parte, el Artículo 6.32(c) de la Ley 57-2014, faculta al Negociado de Energía para adoptar las guías necesarias para la evaluación y aprobación de los contratos de compraventa de energía.⁴⁴

B. Facultades del Negociado de Energía en torno a los Contratos de Compra de Energía

El Artículo 1.11(b) de la Ley 17-2019 dispone que todo contrato de compraventa de energía o toda enmienda o extensión a un contrato de compraventa de energía otorgado previo a la aprobación de la Ley 57-2014, entre la Autoridad, o el Contratante de la red de transmisión y distribución, y cualquier productor independiente de energía se otorgará de conformidad con lo establecido en el Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 y la reglamentación adoptada por el Negociado al amparo de dicho Artículo.⁴⁵

Con el propósito de garantizar que dichos acuerdos tengan un precio adecuado y razonable, los parámetros establecidos por el Negociado de Energía serán cónsonos con los

⁴⁰ Véase, Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014.

⁴¹ *Id.*

⁴² Véase, Artículo 6.3(b) de la Ley 57-2014.

⁴³ *Id.*

⁴⁴ *Id.*, Artículo 6.32(c).

⁴⁵ Artículo. 1.11(b) de la Ley 17-2019.



que normalmente utiliza la industria para tales fines, así como con cualquier otro parámetro o método utilizado para regular los ingresos atribuibles a los acuerdos de compra de energía.⁴⁶ Más aún la Ley 17-2019 adoptó como política pública la reducción en la dependencia de combustibles fósiles, hasta lograr la erradicación de la generación de energía basado en carbón, derivados de petróleo y gas. Específicamente, la Ley 17-2019 modificó los estándares de la Cartera de Energía Renovable establecidas en la Ley 82-2010. Dicha enmienda incrementó el requisito de generación de energía a base de fuentes renovables a cuarenta por ciento (40%) para el 2025, sesenta por ciento (60%) para el 2040 y cien por ciento (100%) para el 2050.⁴⁷ De igual forma, la Ley 33-2019⁴⁸ estableció la meta de veinte por ciento (20%) para el año 2022.

Por lo tanto, los contratos de compra de energía se otorgarán considerando las metas y mandatos establecidos en la Cartera de Energía Renovable, que obligan a una transición de la generación de energía basada en combustibles fósiles, a la integración agresiva de energía renovable, según dispone la Ley 82-2010.

C. Criterios Aplicables a la Evaluación de los Contratos de Compra de Energía

El Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 establece un marco legal integral para la evaluación y aprobación de los acuerdos de compraventa de energía. Dicho Artículo, faculta al Negociado de Energía para evaluar y aprobar todos los contratos entre las compañías de servicio eléctrico, incluidos los productores independientes de energía, antes del otorgamiento de dichos contratos.⁴⁹ Esto incluirá, pero no se limitará, a la evaluación y aprobación de los contratos de compraventa de energía mediante los cuales un productor independiente de energía se disponga a proveer energía a la compañías de servicio eléctrico responsable de operar el sistema eléctrico de la Autoridad.⁵⁰

Consistente con lo anterior, el referido Artículo 6.32 faculta al Negociado de Energía para adoptar y promulgar un reglamento que disponga: (i) los estándares y requisitos con los que cumplirán los contratos de las compañías de servicio eléctrico, incluyendo los contratos entre la Autoridad, su sucesora, o el Contratante de la red de transmisión y distribución y cualquier compañía de servicio eléctrico o cualquier productor independiente de energía; (ii) los términos y condiciones que deberán incluirse en todo contrato de compraventa de energía y en todo contrato de interconexión, incluidos los costos razonables por kilovatios hora (kWh) por tipo de tecnología de generación. Las guías y estándares que

⁴⁶ *Id.*

⁴⁷ Ley 17-2019, Artículo 1.6(7); Artículo 4.2 (el cual enmienda el Artículo 2.3 de la ley 82-2010).

⁴⁸ *Ley de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático de Puerto Rico.*

⁴⁹ Véase, Artículo 6.32 (a) de la Ley 57-2014.

⁵⁰ *Id.*



el Negociado de Energía establezca mediante dicho reglamento tendrán el propósito de asegurar el cumplimiento con los principios de la Ley 57-2014, la Ley 17-2019 y la Ley 83.^{51,52}

Al evaluar cada propuesta de contrato entre las compañías de servicio eléctrico, el Negociado de Energía tiene el deber de garantizar que ésta es consistente con la política pública energética establecida en la Ley 17-2019,⁵³ así como con el Plan Integrado de Recursos ("PIR") aprobado.⁵⁴ El Negociado de Energía no aprobará contrato alguno que sea inconsistente con el PIR, especialmente en lo referente a las metas de energía renovable, generación distribuida, conservación y eficiencia que se establezcan tanto en el PIR como en la política pública energética.⁵⁵

Más aún, el Negociado de Energía debe asegurar que la interconexión de los proyectos propuestos no amenace la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica y requerirá la eliminación de cualquier término o condición en la propuesta de contrato que sea contraria o amenace la operación segura y confiable de la red eléctrica. El Negociado de Energía no aprobará contrato alguno cuando exista evidencia técnica que demuestre que el proyecto en cuestión o las condiciones contractuales de un proyecto atentarían contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico.⁵⁶

El Negociado de Energía también se asegurará que las tarifas, derechos, rentas o cargos que se paguen a productores independientes de energía sean justos y razonables, y protejan el interés público y el erario. Igualmente, la tarifa de interconexión a la red de transmisión y distribución, incluyendo los cargos por construcción, la tarifa de trasbordo, así como cualquier otro requerimiento aplicable a los productores independientes de energía o a otras compañías de servicio eléctrico que deseen interconectarse al sistema de transmisión y distribución, también sean justos y razonables. En este proceso, el Negociado de Energía deberá asegurarse que las tarifas permitan una interconexión que no afecte la confiabilidad del servicio eléctrico y promueva la protección del ambiente, el cumplimiento con los mandatos de ley, y que no impacte adversamente a los clientes.⁵⁷

⁵¹ Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, conocida como la "Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico" ("Ley 83").

⁵² Véase, Artículo 6.32 (c) de la Ley 57-2014.

⁵³ *Id.*, Artículo 6.32(b).

⁵⁴ *Id.*, Artículo 6.32(d).

⁵⁵ *Id.*

⁵⁶ *Id.*, Artículo 6.32(f).

⁵⁷ *Id.*, Artículo 6.32(g).



De igual forma, el Negociado requerirá a la compañía del servicio eléctrico responsable de la operación del Sistema Eléctrico que presente un "Estudio Suplementario" para el proyecto objeto del contrato propuesto o el análisis técnico correspondiente que sustente el contrato. En caso de que un proyecto no requiera que se haga un "Estudio Suplementario", la compañía de servicio eléctrico responsable de la operación del Sistema Eléctrico emitirá al Negociado de Energía una certificación a esos efectos, en la que expondrá las razones por las cuales las circunstancias y características del proyecto hacen innecesario un "Estudio Suplementario" o una evaluación técnica.⁵⁸

Las disposiciones que anteceden aplican también a las enmiendas a los contratos otorgados previo a la aprobación de la Ley 57-2014, si se proponen una enmienda a los mismos. Por lo tanto, toda extensión o enmienda a un contrato de compraventa de energía otorgado previo a la aprobación de la Ley 57-2014, debe ser aprobada por el Negociado de Energía antes de su otorgación.⁵⁹

Por lo tanto, al evaluar los contratos de compraventa de energía propuestos el Negociado de Energía debe determinar primordialmente: (i) si la propuesta es consistente con el PIR Aprobado;⁶⁰ (ii) si la propuesta es consistente con la política pública energética de Puerto Rico; (iii) si la estructura de cargos propuesta es justa, razonable y protege al interés público y al erario; (iv) si la interconexión del proyecto propuesto pone en riesgo la confiabilidad y estabilidad del sistema; y (v) si los parámetros respecto a la ganancia y los escaladores de precio están basados en parámetros utilizados normalmente por la industria.

IV. Análisis

A. Ahorros Propuestos

Como parte de la evaluación del Acuerdo, el Negociado de Energía verificó que las tarifas, el escalador, las tarifas máximas y la capacidad utilizada fueran precisas. A su vez, el Negociado de Energía revisó todos los cálculos para confirmar que cada uno de los ahorros individuales se calcularan correctamente y reflejaran la diferencia entre los términos económicos originales y los renegociados. Además, el Negociado de Energía verificó los cálculos que New Energy Partners realizó a petición de la Autoridad, para determinar si este proyecto, según renegociado, representaría un ahorro a los consumidores durante su vida útil. Mediante el análisis independiente realizado por el Negociado de Energía y sus consultores, se corroboró el análisis de la Autoridad en cuanto a los aspectos antes mencionados.

⁵⁸ *Id.*, Artículo 6.32(h).

⁵⁹ *Id.*, Artículo 6.32(b).

⁶⁰ Véase Final Resolution and Order on the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority, *In Re: Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority*, Caso Núm. GEP-AP-2015-0002, 23 de septiembre de 2016 ("Orden Final del PIR").



Atenas propone construir un proyecto solar de 40 MW en Manatí. El proyecto se interconectará con la red de la Autoridad a través de una expansión a la barra de 115 kV del Centro de Transmisión de Manatí.

Como parte del acuerdo enmendado del 28 de diciembre de 2012, la Autoridad y Atenas acordaron un PPOA cuyo precio por concepto de energía comienza en \$0.145/kWh, más \$0.015/kWh por cada CER producido. Ambas cantidades están sujetas a un escalador anual de 2%.

El PPOA renegociado es por una capacidad de 40 MW. La tarifa base se acordó en \$0.098/kWh, inclusive de los CERs. Dicho precio inicial está sujeto a un escalador anual de 2%, aplicado al 1 de julio de cada año del Acuerdo (no se incluye el año de operación comercial inicial), siempre que la tarifa a pagar en cualquier año del Acuerdo (expresado en \$/kWh), no exceda un máximo de \$0.1410/kWh.

Comparando los términos de los Acuerdos Previos con el Acuerdo Renegociado, y utilizando la misma metodología para calcular los ahorros para el resto de los Acuerdos, el Negociado de Energía identificó, de forma independiente, los siguientes ahorros comparativos:

	Año 1	Año Final	Costo Total
Contrato Actual	\$11.2 MM	\$15.9 MM	\$350 MM
Acuerdo (Contrato Renegociado)	\$6.9 MM	\$9.9 MM	\$220 MM
Ahorros (\$ millones)	\$4.3 MM	\$6.0 MM	\$130 MM
Ahorros (%)	39%	38%	38%

El ahorro que produce el Acuerdo es importante, ya que bajo la totalidad de las circunstancias particulares que evalúa el Negociado de Energía en este caso, representa un beneficio para los consumidores. Veamos.

Actualmente, según las representaciones de la Autoridad, el Acuerdo está vigente y, para todos los efectos prácticos las partes vienen obligadas a cumplir con las obligaciones que asumieron en cuanto a este. Es decir, Atenas podría reclamar a la Autoridad el cumplimiento específico con los términos del Acuerdo o, la terminación del mismo y el pago de los daños que dicha terminación le haya causado.⁶¹

⁶¹ Claro está, salvo que la Autoridad pueda demostrar que dicha terminación se justifica conforme a derecho.



No obstante, de acuerdo con la Junta de Gobierno de la Autoridad, bajo el Título III de la Ley Federal PROMESA,⁶² la Autoridad puede modificar o rescindir de los Acuerdos Operacionales si tal acción es en beneficio de la Autoridad y los ciudadanos de Puerto Rico.⁶³ A esos fines, el 7 de julio de 2020, la Autoridad, a través de la Junta de Supervisión Fiscal, radicó en la Corte de Distrito Federal para el Distrito de Puerto Rico un documento titulado *Omnibus Motion of Puerto Rico Electric Power of Authority for Entry of an Order (A) Authorizing PREPA to Reject Certain Power Purchase and Operating Agreements, and (B) Granting Related Relief* ("Moción de 7 de julio").⁶⁴ Mediante la Moción de 7 de julio, la Autoridad solicitó a la Corte del Título III rechazar veintisiete (27) acuerdos de compraventa de Energía renovable que fueron otorgados entre 2011 y 2013.⁶⁵

En apoyo a su petición, la Autoridad argumentó que ninguno de los proyectos rechazados estaría disponible para suplir energía costo-efectiva en un futuro cercano.⁶⁶ La Autoridad también argumentó que las tarifas acordadas bajo los contratos rechazados están por encima del precio del mercado actual para energía renovable, y en muchas ocasiones más del 30%, a los cuales le aplica un escalador ilimitado y costos adicionales por Certificados de Energía Renovable.⁶⁷ La Autoridad concluyó que si los proyectos asociados a los contratos rechazados se desarrollan bajo los términos actuales, los precios por energía y las condiciones contractuales de estos proyectos impondrían una carga financiera

⁶² *The Puerto Rico Oversight, Management and Economic Stability Act*. Pub. L. 114-187.

⁶³ Resolución 4749, Junta de Gobierno de la Autoridad, 20 de noviembre de 2019, pág. 1. Debemos señalar que si bien el proceso de restructuración de la Autoridad que se sigue bajo el Título III PROMESA permite que la Autoridad rechace o asuma contratos, ello podría tener ciertas consecuencias. Bajo la Sección 635 del Código Federal de Quiebras, que se hizo extensiva al Título III de PROMESA, el rechazo de un contrato existente se considera como un incumplimiento de la parte que rechaza el mismo, exponiendo a la parte contratante que rechaza el contrato, a la correspondiente compensación por el incumplimiento del contrato. Es decir, que un rechazo de un contrato, como sería el Acuerdo, podría implicar un costo para la Autoridad y, por ende, para los consumidores.

⁶⁴ *In Re: Puerto Rico Electric Power Authority*, United States District Court for the District of Puerto Rico, Case No. 17-BK-4780-LTS, FOMB, 7 de julio de 2020 (Docket Entry 2050).

⁶⁵ Moción de 7 de julio, pág. 3, ¶¶ 6 – 7. Debemos señalar que, el 8 de julio de 2020, la Autoridad presentó ante la Corte de Título III un documento titulado *Notice of Submission of Amended Exhibit to Omnibus Motion of Puerto Rico Electric Power of Authority for Entry of an Order (A) Authorizing RPEPA to Reject Certain Power Purchase and Operating Agreements, and (B) Granting Related Relief*, mediante el cual modificó la lista de acuerdos rechazados. (Docket Entry 2055). La Autoridad añadió un contrato y removió un contrato de la lista.

⁶⁶ *Id.*, pág. 3, ¶ 7. A esos efectos, la Autoridad argumentó que la inmensa mayoría de estos contratos no están en una etapa de desarrollo lo suficientemente adelantada como para que su construcción comience en un futuro cercano, y aquellos que pueden comenzar construcción están en la etapa inicial de desarrollo. *Id.*

⁶⁷ *Id.*, pág. 4, ¶ 9.



innecesaria a los clientes de la Autoridad.⁶⁸ Por tal motivo, la Autoridad solicitó a la Corte de Título III emitir una orden mediante la cual permita a la Autoridad rescindir de los contratos rechazados.⁶⁹

Por lo tanto, puesto que la Autoridad tiene la facultad de renegociar o solicitar rescindir de los Acuerdos Operacionales, además de analizar si el Acuerdo representa una opción de costo más bajo que el acuerdo original, el Negociado de Energía debe determinar si los precios renegociados son consistentes con los costos reales de operación, incluyendo un retorno de inversión razonable. El Negociado de Energía también debe determinar si dichos precios son consistentes con el mercado solar fotovoltaico en Puerto Rico.

En otras palabras, el Negociado de Energía debe determinar si los términos renegociados son razonables, basado en la información disponible actualmente respecto a los precios de mercado de la energía solar fotovoltaica en Puerto Rico. Esto cobra mayor importancia, dado el caso que el Acuerdo no estuvo sujeto a un proceso competitivo.

Ante ello, resulta de suma importancia y pertinencia que, en el descargo de su responsabilidad de asegurarse de obtener costos justos y razonable, el Negociado de Energía evalúe la diferencia del costo actual y el costo renegociado de un Acuerdo, ya que de ese ahorro materializarse, los consumidores, bajo las circunstancias particulares de este caso podrían recibir un beneficio adicional.

B. Beneficio para los Consumidores; Razonabilidad de las tarifas propuestas

i. Beneficio para los Consumidores

Una revisión independiente realizada por los consultores del Negociado de Energía, utilizando como base el modelo de la Autoridad, refleja que el valor actual neto de los ahorros producido por el proyecto propuesto, al compararse con el caso base del Plan Integrado de Recursos Propuesto, permiten concluir que los consumidores (*ratepayers*) disfrutarán de un ahorro—el valor presente neto de los ahorros por los 25 años del Acuerdo—siempre que el costo de la energía sea de \$0.10/kWh o menos, con escalador de 2% con un tope de \$0.141/kWh y utilizando tanto la tasa de descuento de 8.50% utilizada en el Plan Integrado de Recursos Propuesto, así como las tasas más altas utilizadas en el Estudio de New Energy Partners, independientemente de que la EPA decida o no imponer requisitos de

⁶⁸ *Id.*

⁶⁹ *Id.*, pág. 5, ¶ 13.



cumplimiento con MATS.⁷⁰ En el caso específico del proyecto propuesto,⁷¹ al compararlo con el caso base del Plan Integrado de Recursos Propuesto, genera un ahorro (valor presente) de \$0.02844/kWh. Si le añadimos el costo de interconexión⁷² a este mismo análisis, el ahorro (valor presente) se reduciría, dependiendo del volumen de kWh producidos al año, pero continuaría generando ahorros.

Por lo tanto, el análisis del Acuerdo respalda los ahorros propuestos presentados como alcanzables por la renegociación que llevaron a cabo las partes y representa un ahorro para los consumidores al compararlo con los costos del escenario base del Plan Integrado de Recursos. Los ahorros del Proyecto se logran mediante la referida renegociación, en comparación con el contrato original. Esto además de generar ahorros netos (en valor presente), es decir, ahorros en las inversiones de interconexión por parte de la Autoridad o cualquier otro gasto asumido por la Autoridad como parte de la renegociación a través de la renegociación de su PPOA.

ii. Razonabilidad de las tarifas propuestas

Normalmente, la información respecto a los precios de mercado se obtiene mediante procesos competitivos. No obstante, la Autoridad no ha completado ningún proceso competitivo para la adquisición de recursos de generación mediante sistemas solares fotovoltaicos ("Solar PV"). Por lo tanto, la información respecto al mercado real de los precios de sistemas solares fotovoltaicos no está disponible en estos momentos.

La información más reciente respecto a los costos asociados a sistemas Solar PV son las presunciones de precios desarrolladas por la Autoridad en el proceso de revisión del PIR que está en estos momentos ante la consideración del Negociado de Energía, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan ("Proceso Actual del PIR"). De acuerdo con la Autoridad, los costos estimados para sistemas Solar PV a gran escala se determinan a través de los siguientes pasos: (1) establecer el costo operacional base y el estimado de costo de capital instantáneo (*overnight capital cost*); (2) evaluar los costos de interconexión y de adquisición de terrenos específicos para Puerto Rico; (3) determinar los costos de construcción y financiamiento específicos

⁷⁰ Cabe destacar que, el Negociado de Energía constató que, aun incluyendo los costos de interconexión atribuibles al proyecto propuesto, tanto los que son atribuibles a la Autoridad por mejoras que tiene que realizar para su beneficio y no para el beneficio exclusivo del Proyecto, se sigue sosteniendo un beneficio para el consumidor.

⁷¹ Se acordó un costo de energía de \$0.098/kWh, inclusive de los CERs. Dicho precio inicial está sujeto a un escalador anual de 2%, aplicado al 1 de julio de cada año del Acuerdo (no se incluye el año de operación comercial inicial), siempre que la tarifa a pagar en cualquier año del Acuerdo (expresado en \$/kWh), no exceda un máximo de \$0.1410/kWh.

⁷² Acordado en \$9,300,000, y financiado por Morovis Solar con amortización de 25 años y un interés anual de 8.50%.



para Puerto Rico; y (4) calcular el Costo Nivelado de la Energía ("LCOE", por sus siglas en inglés) para sistemas Solar PV en Puerto Rico.⁷³

La Autoridad calculó el LCOE para dos escenarios: (i) escenario intermedio, y (ii) escenario de bajo costo. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.⁷⁴

LCOE Solar PV en Puerto Rico (PIR Propuesto)

Año de Comienzo de Operaciones	Caso Bajo Solar PV 2018\$/MWh	Caso Intermedio Solar PV 2018\$/MWh
2018	62	69
2019	59	67
2020	56	63
2021	58	64
2022	60	67
2023	68	78
2024	67	77

Para el año 2020, el rango calculado para el LCOE fue \$56/MWh a \$63/MWh (equivalente a \$0.056/kWh to \$0.063/kWh). Para propósitos del PIR Propuesto, la Autoridad expresó que todos los recursos nuevos contenidos en el PIR Propuesto, serán desarrollados por terceros que podrán recuperar sus costos operacionales y de mantenimiento, así como sus costos capitales, mediante pagos periódicos hechos por la Autoridad.⁷⁵ Más aún, luego de conversaciones con algunas partes interesadas, la Autoridad estima que los desarrollos futuros serán financiados por terceros y entiende éstos podrán obtener financiamiento y tratar a la Autoridad como un contratante con acceso a crédito (*credit-worthy counterparty*), de ser necesario.⁷⁶ Basado en esta presunción, para propósitos del análisis del PIR Propuesto, la Autoridad calculó el Costo de Capital Promedio Ponderado (*Weighted Average Cost of Capital*, "WACC" por sus siglas en inglés) en 8.5%.⁷⁷

⁷³ Véase Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019, *In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan*, Caso Núm CEPR-AP-2018-0001, 7 de junio de 2019 ("PIR Propuesto"), pág. 6-19, § 6.4.

⁷⁴ *Id.*, pág. 6-23. Exhibit 6-31.

⁷⁵ *Id.*, pág. 6-2, § 6.2.

⁷⁶ *Id.*, § 6.2.1 (énfasis suplido).

⁷⁷ *Id.* Todas las presunciones utilizadas para calcular el WACC se presentaron en el Exhibit 6-1 del PIR Propuesto.



No obstante lo anterior, la Junta de Gobierno de la Autoridad definió el “precio de mercado” para Solar PV en \$0.10/kWh (i.e. \$100/MWh).⁷⁸ El 28 de julio de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en el presente caso (“Resolución de 28 de julio”) mediante la cual, entre otras cosas, requirió a la Autoridad explicar los fundamentos que tuvo su Junta de Gobierno para establecer en \$0.10/kWh el “precio de mercado” para Solar PV, así como presentar ante el Negociado de Energía cualquier Resolución emitida por la Junta de Gobierno de la Autoridad a esos respectos.⁷⁹ Aunque la Autoridad presentó casi toda la información requerida en la Resolución de 28 de julio, ésta no proveyó la información referente al precio de mercado de \$0.10/kWh.⁸⁰

De otra parte, la Autoridad incluyó como Exhibit E de su Petición, un documento titulado *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition* (“Reporte NEP”).⁸¹ Entre otras, el Reporte NEP analizó el cómputo de WACC y el LCOE incluidos en el PIR Propuesto. De acuerdo con el Reporte NEP, los costos estimados para Solar PV utilizados en el PIR Propuesto son completamente adecuados para propósitos de planificación, pero requieren algunos ajustes para poder compararlos en igualdad de condiciones con los Acuerdos Operacionales propuestos.⁸² Estos ajustes incluyen (i) el costo de capital si la Autoridad no tuviese acceso a crédito (*not credit-worthy*) y (ii) omisiones en los costos de operación y mantenimiento específicos para Puerto Rico, como lo es un seguro contra huracanes.⁸³

Contrario a las presunciones del PIR Propuesto de que la Autoridad se consideraría como un contratante con acceso a crédito, el Reporte NEP señala que al 31 de marzo de 2019, el reporte de riesgo de Moody actualizado establece que la Autoridad mantiene un índice de inversión de “Ca”.⁸⁴ De acuerdo con el Reporte NEP, esto corresponde a un riesgo de inversión incierto y altamente especulativo, el cual tiene un riesgo alto de incumplimiento.⁸⁵ Por consiguiente, el Reporte NEP concluye que la prima correspondiente al riesgo específico

⁷⁸ Petición, Exhibit B, *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transactions memorandum dated May 26, 2020*, pág. 2.

⁷⁹ Resolución de 28 de julio, pág. 4.

⁸⁰ Véase *Moción en Cumplimiento de Orden Solicitando Información Adicional*, 29 de julio de 2020.

⁸¹ Petición, Exhibit E, *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition*, New Energy Partners, Inc., 23 de diciembre de 2019.

⁸² Reporte NEP, pág. 15 (nota al calce omitida, énfasis suplido).

⁸³ *Id.*

⁸⁴ *Id.*, pág. 16 (citación omitida).

⁸⁵ *Id.*



de la Autoridad debe ser más alta que la prima de riesgo presentada en el PIR Propuesto.⁸⁶ La conclusión subyacente es que, en estos momentos, la Autoridad no se debe considerar como una entidad que tiene acceso a crédito.⁸⁷

El Reporte NEP concluyó que el beta de activos (0.7), el beta de capital (1.08), la tasa libre de riesgos (2.95%) y la prima de mercado (5.5%) asumida en el PIR Propuesto para Solar PV están alineadas con los valores promedios nacionales.⁸⁸ No obstante, el Reporte NEP determinó que la prima de riesgo específica para la Autoridad a niveles de inversión "Caa" y "Ca" son 7.16% y 9.95%⁸⁹ respectivamente, en lugar del 4% asumido en el PIR Propuesto.⁹⁰ El Reporte NEP basó su conclusión en varios estudios académicos que reflejaron que el Incremento Implícito de Riesgo para contratantes que están situados por debajo del nivel de inversión son 3.16% y 5.95% para las clasificaciones "Caa" y "Ca-C" respectivamente.⁹¹

El Reporte NEP calculó el Costo de Capital en 16.05% y 18.86% para las clasificaciones "Caa" y "Ca" respectivamente.⁹² Estas son mayores al 12.91% asumido en el PIR Propuesto.⁹³

De otra parte, el Reporte NEP usó la misma presunción de Incremento Implícito de Riesgo para calcular el Costo de Deuda antes de impuestos (*Pre-Tax Cost of Debt*). El Costo de Deuda después de impuestos (*After-Tax Cost of Debt*) resultante es 5.5% y 7.45% para las clasificaciones "Caa" y "Ca", respectivamente.⁹⁴

Utilizando estos cálculos, el Reporte NEP concluyó que el WACC para las clasificaciones "Caa" y "Ca" son 11% y 13.5%, respectivamente.⁹⁵ Las correspondientes

⁸⁶ *Id.*

⁸⁷ Véase *Id.*, pág. 18. "When combined, the weight average cost of capital (WACC) is [sic] will be higher than used in the IRP due to these risk premia for failure of PREPA to reach investment grade counterparty status."

⁸⁸ *Id.*, pág. 16.

⁸⁹ *Id.*, pág. 18.

⁹⁰ *Id.*, pág. 16. "The Siemens PREPA company specific risk premium of 4% incorporates two major risk factors: one is the difficulty of doing business in Puerto Rico, and specifically with PREPA itself, - assuming PREPA is at the minimum investment grade at threshold at Moodys Baa3 rating or better."

⁹¹ *Id.*, pág. 17.

⁹² *Id.*, pág. 18.

⁹³ *Id.*, pág. 19.

⁹⁴ *Id.*, pág. 18.



Tasas de Capital son 11.97% y 14.1%.⁹⁶ En contraste, el PIR Propuesto asumió un WACC igual a 8.5% y una Tasa de Capital de 9.8%.⁹⁷

El resultado de aplicar el WACC y la Tasa de Capital calculados para las clasificaciones “Caa” y “Ca” al caso intermedio y al caso de bajo costo contenidos en el PIR Propuesto se presentan en la siguiente tabla.

LCOE Solar PV para Clasificaciones “Caa” y “Ca”⁹⁸

Año de Comienzo de Operaciones	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh	Caso Bajo Coto 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh
2018	81	90	98	110
2019	77	87	93	106
2020	73	82	89	100
2021	75	83	92	101
2022	78	88	95	107
2023	89	102	108	124
2024	87	101	106	123

El Reporte NEP también expresa que el LCOE calculado debe ajustarse removiendo el costo asociado a la interconexión (~\$4/MWh) dado que la Autoridad asumirá dichos costos bajo el Acuerdo.⁹⁹ Más aún, el Reporte NEP determinó que el LCOE calculado debe ajustarse también basado en los costos asociados a adquirir un seguro contra huracanes (~\$8/MWh), el cual no se consideró en el PIR Propuesto.¹⁰⁰ Los resultados de estos ajustes se presentan en la siguiente tabla.

⁹⁵ *Id.*, pág. 19.

⁹⁶ *Id.*

⁹⁷ *Id.*

⁹⁸ Como parte de las hojas de trabajo presentadas en apoyo al PIR Propuesto, la Autoridad incluyó el documento “PREPA IRP Solar Wind Storage Costs-Updated CF-Wind-final.xlsx”. Este documento se utilizó para calcular el LCOE para Solar PV, recursos de viento y de almacenaje de energía mediante sistemas de baterías incluidos en el PIR Propuesto. Una versión modificada de dicho archivo se utilizó para calcular el LCOE para las clasificaciones “Caa” y “Ca”, usando el WACC correspondiente.

⁹⁹ Reporte NEP, pág. 20.

¹⁰⁰ *Id.*, págs. 20 – 21.



LCOE Solar PV Ajustado para Clasificaciones Caa y Ca

Año de Comienzo de Operaciones	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Caso Bajo Costo 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh	Caso Bajo Coto 2018\$/MWh	Caso Intermedio 2018\$/MWh
2018	85	94	102	114
2019	81	91	97	110
2020	77	86	93	104
2021	79	87	96	105
2022	82	92	99	111
2023	93	106	112	128
2024	91	105	110	127

Para el año 2020, el rango de LCOE ajustado para la clasificación "Ca" es \$77/MWh a \$86/MWh (equivalente a \$0.077/kWh to \$0.086/kWh). Para la clasificación "Caa" el rango es \$93/MWh a \$104/MWh (equivalente a \$0.093/kWh to \$0.104/kWh). El rango general para el mismo año es \$77/MWh a \$104/MWh (i.e. \$0.077/kWh a \$0.104/kWh).¹⁰¹

La próxima tabla contiene un resumen de estos resultados, incluyendo una comparación con los LCOE presentados en el PIR Propuesto.

Rango de LCOE para Solar PV; PIR Propuesto, y Clasificaciones Caa y Ca

Año de Comienzo de Operaciones	PIR Propuesto (WACC = 8.5%) 2018\$	Caa (WACC = 11%) 2018\$	Ca (WACC = 13.5%) 2018\$
2018	62 - 69	85 - 94	102 - 114
2019	59 - 67	81 - 91	97 - 110
2020	56 - 63	77 - 86	93 - 104
2021	58 - 64	79 - 87	96 - 105
2022	60 - 67	82 - 92	99 - 111
2023	68 - 78	93 - 106	112 - 128
2024	67 - 77	91 - 105	110 - 127

El "precio de mercado" de \$0.10/kWh (i.e. \$100/MWh), según definido por la Junta de Gobierno de la Autoridad, está en la parte superior del rango para la clasificación "Ca" y

¹⁰¹ Para el año 2023, el cual corresponde con la fecha estimada para la disponibilidad comercial del proyecto propuesto, el rango general es \$93/MWh a \$128/MWh (correspondiente a \$0.093/kWh to \$0.128/kWh). Esto presupone que la Autoridad o su sucesora tendría acceso a crédito en ese momento. Según se discute más adelante, se espera que la Autoridad concluya el proceso de Título III dentro de los próximos dos años. Durante ese término también se estima que se complete el proceso de transferir las operaciones del sistema de Transmisión y Distribución a un operador privado.



por encima del rango para ambas, la clasificación "Caa" y el PIR Propuesto. Basado en la clasificación actual del crédito de la Autoridad y sus circunstancias económicas, la razón de \$0.10/kWh podría considerarse razonable para proyectos que estarían disponible comercialmente en un corto periodo de tiempo.

Más aún, en la Resolución 4749, la Junta de Gobierno de la Autoridad estableció que, para poder añadir 300 MW de proyectos solares nuevos en el año 2020 y 780 MW adicionales en el año 2021, según contemplado en el PIR Propuesto, la Autoridad debe completar las negociaciones con los contratantes de los PPOA existentes que tengan proyectos listos para comenzar (*shovel-ready*) a los fines de lograr obtener términos más beneficiosos para la Autoridad, y en consecuencia para sus clientes.¹⁰² La Junta de Gobierno de la Autoridad también expresó que al presente, la Autoridad tiene dieciséis proyectos de energía renovable con varios productores que están listos para comenzar.¹⁰³ El Acuerdo es uno de los referidos dieciséis proyectos. Debemos destacar que un "proyecto listo para comenzar", es un proyecto cuya planificación, proceso de permisología, diseño de ingeniería y otros aspectos preparatorios están en una etapa lo suficientemente avanzada como para comenzar su construcción en un periodo corto de tiempo.

Ahora bien, en el caso del Acuerdo, el precio inicial es de \$0.098/kWh, el cual incluye los Certificados de Energía Renovable. Este costo está por debajo de los \$0.10/kWh.

De otra parte, el Acuerdo contiene un escalador de 2%, el cual tiene un tope de 14.1 ¢/kWh. Es normal que este tipo de contrato contenga un escalador de precio. El escalador de 2% incluido en el Acuerdo está alineado con los escaladores comúnmente utilizados en la industria (entre 2% y 5%). No obstante, establecer un tope a dicho escalador no es tan común, por lo que, en el presente caso, representa un beneficio adicional para los clientes de la Autoridad. Por lo tanto, basado en el estado económico y financiero en que se encuentra la Autoridad actualmente, el precio inicial descrito anteriormente y el escalador de 2%, con tope de \$14.1/kWh pueden considerarse razonables y dentro de los estándares de la industria.

No obstante, aunque la Autoridad describió el Acuerdo como "listo para comenzar", el término para que el proyecto propuesto esté disponible para operación comercial es de aproximadamente treinta (30) meses, contados a partir de la fecha de otorgación del contrato.¹⁰⁴ Por lo tanto, el proyecto propuesto no podrá ayudar a la Autoridad en su meta de añadir 300 MW de capacidad solar fotovoltaica en el año 2020 o de añadir 780 MW durante el año 2021, según expresado por la Junta de Gobierno de la Autoridad en la Resolución 4749.

¹⁰² Resolución 4749, Junta de Gobierno de la Autoridad, 20 de noviembre de 2019, pág. 1.

¹⁰³ *Id.*, pág. 2 (énfasis suplido).

¹⁰⁴ PREPA's Petition, Exhibit B, *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transactions memorandum dated May 26, 2020*, Annex B, *PREPA Update on Non-Operational Renewables*, May 2020, pág. 17.



La fecha de operación comercial estimada del proyecto propuesto es de vital importancia ya que, durante este período de treinta meses, se espera que la Autoridad complete la transición con el Operador seleccionado para hacerse cargo de las operaciones del Sistema de Transmisión y Distribución de la Autoridad ("Sistema T & D"). De igual forma, se espera que la Autoridad culmine el proceso de Título III dentro del mismo término. Una vez la deuda de la Autoridad sea reestructurada y transferida a la Corporación con Propósito Especial (*Special Purpose Vehicle*) creada a tales efectos, la Autoridad estará en condiciones de obtener una mejor calificación crediticia y por ende mejores términos.

Bajo estas circunstancias, ya sea una Autoridad solvente o sea el Operador de Sistema T & D solvente, tal entidad sería contraparte en cualquier acuerdo de compraventa de energía futuro. En consecuencia, las presunciones actuales respecto a la clasificación Ca y Caa podrían no ser válidas en ese momento. Por lo tanto, la Autoridad o el Operador del Sistema de T & D, según sea el caso, estaría en mejor posición de procurar términos más favorables a los aquí descritos, que podrían a su vez acercarse más a los asumidos en el PIR Propuesto. Bajo esas nuevas circunstancias, el cargo de \$0.10/kWh establecido por la Autoridad como "precio de mercado", podría no ser razonable.

Dicho lo anterior, en estos momentos los dieciséis (16) proyectos que la Autoridad enumeró en su Petición son los proyectos que están más próximos a ser desarrollados. Aun si en el día de hoy se iniciara un proceso competitivo para la adquisición de recursos renovables de generación, como lo sería un Requerimiento de Cualificaciones o un Requerimiento de Propuestas, es probable que la fecha de operación comercial de los nuevos proyectos seleccionados mediante dichos procesos no estaría dentro del periodo estimado de veinticuatro a treinta y seis meses¹⁰⁵ de los proyectos propuestos por la Autoridad en su Petición.

Cabe señalar que bajo los términos del Acuerdo, se espera que Atenas tenga un *unlevered rate* de aproximadamente 8.51% y un *levered rate* de aproximadamente 9.6%.¹⁰⁶ El Reporte NEP establece que los inversionistas requieren un *unlevered rate* de entre 11.0% y 13.5% en la calificación de Caa a Ca¹⁰⁷ y un *levered rate* de entre 16.05% y 18.86%.¹⁰⁸ Los parámetros utilizados en el PIR propuesto fueron de 8.5% y 12.91%, respectivamente. A tales efectos, el Reporte NEP advierte que, si la Autoridad tuviese acceso a crédito, muchos de los Acuerdos de Operación devengarían primas altas por encima del costo de capital promedio ponderado de grado de inversión (8.5%).¹⁰⁹ Las circunstancias actuales de la Autoridad se acercan más a una calificación de Caa/Ca. Ante estas circunstancias

¹⁰⁵ Petición, Exhibit B, *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transactions memorandum dated May 26, 2020*, Annex B, *PREPA Update on Non-Operational Renewables, May 2020*, pág. 17.

¹⁰⁶ Reporte NEP, Exhibit 1.

¹⁰⁷ *Id.*, pág. 24.

¹⁰⁸ *Id.*, Exhibit 1.

¹⁰⁹ *Id.*, pág. 24.



particulares y específicas, la tasa de rendimiento estimada relacionada con el Acuerdo podría considerarse razonable. Por lo tanto, la estructura de precios propuesta generaría márgenes de ganancia que no tendrían un efecto adverso sobre el interés público y el erario.

A pesar de que se espera que la Autoridad culmine el procedimiento de Título III dentro de los próximos años, existe incertidumbre respecto a cuándo esto sucederá. También se desconoce cuándo la Autoridad podría obtener una calificación crediticia favorable una vez culmine el proceso de Título III. De otra parte, la Ley 82-2010, según enmendada por la Ley 17-2019, y la Ley 33-2019, establece un calendario agresivo para que la Autoridad logre un 20% de generación renovable para el 2022 y un 40% para el 2025. Por lo tanto, es necesario tomar acciones ahora para poder estar en una mejor posición de lograr dichas metas de generación renovable a tan corto plazo.

Según indicamos anteriormente, los proyectos enumerados en la Petición son los más próximos a ser desarrollados. Ante las presentes circunstancias especiales, el cargo inicial de \$ 0.098/kWh acordada por la Autoridad y Atenas, así como la tasa de rendimiento esperada, pueden considerarse razonables. Sin embargo, debemos señalar que las circunstancias que rodean los proyectos enumerados en la Petición son bien específicas y es poco probable que se repitan.

A tales efectos, debemos **ENFATIZAR** que nuestra determinación con respecto a la razonabilidad de la tarifa inicial de \$ 0.098/kWh del Acuerdo sólo aplica a las circunstancias especiales descritas anteriormente y **NO DEBE INTERPRETARSE** como una señal de precio para futuros procesos de licitación competitiva. **TAMPOCO DEBE INTERPRETARSE** como una aceptación de la definición de "precio de mercado" de \$0.10/kWh adoptado por la Junta de Gobierno de la Autoridad. Los precios de la energía solar fotovoltaica deben ser determinados por el mercado y no establecidos por la Autoridad de forma aleatoria.

C. *Cumplimiento con Requisitos de Interconexión*

En la Petición, la Autoridad expuso que, como parte de la renegociación, la Autoridad asumirá la responsabilidad y los costos de interconectar el proyecto a la red de la Autoridad. Originalmente, el punto de interconexión del Proyecto a la red era a un voltaje de 38kV en un seccionalizador existente en Manatí. Este punto de conexión requería la construcción de una línea de transmisión muy costosa alrededor del pueblo de Manatí. Debido a esto, se escogió un nuevo punto de conexión a 115kV en el Centro de Transmisión de Manatí,¹¹⁰ el cual permitió incrementar la capacidad del Proyecto de 20MW a 40MW. Para lograr la interconexión en el Manatí TC es necesario su expansión y ubicar una nueva estructura, donde se contempla acomodar un

¹¹⁰ Véase, Exhibit D de la Petición, *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary Report*, Tabla ES-3, pág. IV.



seccionalizador donde se conectará el Proyecto.¹¹¹ Cabe señalar que el Proyecto debe construir una línea de transmisión de 1.55 millas desde el Proyecto hasta Manatí TC.¹¹²

Manatí TC es una (1) de varias subestaciones a lo largo de la línea 37400. Además de Atenas Solar Farm, hay ocho (8) proyectos adicionales que pretenden conectarse en distintos puntos a través de la línea 37400, algunos directamente a un voltaje de 115kV y otros a voltajes menores, en ramales de distribución. A pesar de que la capacidad de la línea 37400 (*ie.* 239MW) es menor que la capacidad colectiva de los ocho (8) proyectos antes mencionados (*ie.* 380MW)¹¹³, hay varios centros de carga a lo largo de la línea que reducen la necesidad de exportar la capacidad total de los proyectos a la línea 37400.¹¹⁴ El estudio de flujo de potencia, realizado por Sargent and Ludy, consultores a la Autoridad, para analizar los efectos en conjunto de los ocho (8) proyectos antes mencionados en la red eléctrica de Puerto Rico, arrojó resultados satisfactorios bajo condiciones normales (*ie.* todos los proyectos inyectando su capacidad máxima y sin contingencia alguna que pudiese restringir el flujo de potencia). Dicho estudio incluyó una serie de escenarios en los que se modelaron distintas combinaciones del conjunto de proyectos antes mencionados. Los distintos escenarios del estudio evaluaron los efectos de algunas contingencias (*ie.* pérdida de segmentos de líneas de transmisión y/o averías de transformadores en las subestaciones a lo largo de la línea 37400). Bajo ciertas contingencias se registraron posibles sobrecargas en algunas líneas, sin embargo dichas sobrecargas pueden ser mitigadas mediante la reparación de un transformador (*ie.* 115kV/38kV), que se encuentra averiado, en el Centro de Transmisión de Hatillo y/o la modificación de ciertos ajustes en los relés de protección del sistema de transmisión.¹¹⁵

Las facilidades por construirse, en Manatí TC, para poder acomodar el punto de interconexión del Proyecto, consisten en añadir una estructura para extender la barra de 115kV y así crear facilidades para instalar hasta tres (3) terminales a 115kV, donde se instalarán dos (2) interruptores insulados con gas (*ie.* automáticos) junto con dos (2) interruptores, operados en ganga (*ie.* manuales), cada uno con sus respectivos pararrayos, de los cuales uno (1) es para la conexión del Proyecto y el otro para conectar la línea 37400. También se construirá una estructura donde se instalarán los equipos de medición a un voltaje de 115kV; se extenderá el cuarto de control existente para poder ubicar los nuevos equipos de protección, control y comunicación; y se instalará un metro primario y uno de resguardo con equipos de medición independientes. Además, para poder completar dichos trabajos, será necesario demoler y relocalizar una estructura de almacén existente, dentro del mismo predio de la subestación.

¹¹¹ *Id.*, Sección 15.1.1, *Transmission Line and Interconnection*, pág. 63.

¹¹² *Id.*, Tabla 15-1 *Atenas Interconnection Summary*, pág. 62.

¹¹³ *Id.*, Tabla ES-3, pág. IV.

¹¹⁴ *Id.*, Sección 15.1.2 *Load Flow Analysis*, pág. 63.

¹¹⁵ *Id.*, Sección 5.1.2 *Load Flow Analysis*, págs. 18-24.



Bajo el Acuerdo, es responsabilidad de Manatí Solar, LLC diseñar, financiar y construir las facilidades de interconexión del Proyecto; y brindar a la Autoridad una garantía de dos (2) años en contra de defectos de construcción.¹¹⁶ Los costos estimados de interconexión para el Proyecto son de \$9.3 millones, de los cuales \$6.3 millones son para los trabajos en Manatí TC para el punto de conexión y \$3.0 millones son para los trabajos en la línea de transmisión.¹¹⁷ A pesar de que el Proyecto debe diseñar, financiar y construir las facilidades de interconexión, la Autoridad viene obligada a reembolsar al desarrollador los costos de interconexión al sistema. Dichos costos estarán sujetos a un tope pre-acordado y no incluirán los costos de terrenos.¹¹⁸ La responsabilidad de la operación y el mantenimiento, así como el costo y el riesgo de reparación, de las facilidades de interconexión pasarán a la Autoridad una vez el Proyecto entre en operación comercial. En dicho momento, la Autoridad comenzará a reembolsar al Desarrollador (*ie.* mensualmente, a través del término del Acuerdo) los costos directos de las facilidades de interconexión (más 8.5% de interés).¹¹⁹

Luego de evaluar la información que obra en el expediente administrativo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los términos y condiciones del Acuerdo relacionados a la interconexión no atentan contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico.

D. Cumplimiento con Requisitos Técnicos Mínimos

En Puerto Rico, los contratos de la Autoridad para proyectos de energía renovable incluyen estrictos Requisitos Técnicos Mínimos ("MTRs", por sus siglas en inglés), lo cual no es típico en otras jurisdicciones y dificulta la comparación de precios.¹²⁰ Los PPOA renegociados requieren que los desarrolladores cumplan con los MTRs de la Autoridad, según actualizados.¹²¹ New Energy Partners ("NEP"), inicialmente recomendó que el Proyecto Solar de Atenas fuera aprobado.¹²²

¹¹⁶ Véase, Exhibit G de la Petición, *Amended and Restated Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Puerto Rico Electric Power Authority and Manatí Solar, LLC*, Artículo 12.3 (b).

¹¹⁷ Véase, Exhibit D de la Petición, *Section 15.3 Cost Estimate*, pág. 65.

¹¹⁸ Véase, Exhibit G de la Petición, *Amended and Restated Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Puerto Rico Electric Power Authority and Manatí Solar, LLC*, Artículo 4.6. Debemos aclarar que, a pesar de que el estimado de los costos de los trabajos para la interconexión, incluido en el estudio de Sargent and Lundy, es de \$9.3 millones, el Acuerdo contempla un tope de \$6.1 millones a ser reembolsados al desarrollador.

¹¹⁹ *Id.*

¹²⁰ Véase. Exhibit B de la Petición, pág. 4.

¹²¹ Petición a la pág. 5. Véase también, *Moción para Presentar Enmienda Nunc Pro Tunc a Petición de Aprobación de Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales*, 20 de agosto de 2020.

¹²² Reporte NEP, pág. 8.



El Exhibit D de la Petición contiene un documento titulado *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary*, preparado en 19 de junio de 2020 por el consultor de la Autoridad, Sargent & Lundy ("Reporte S & L"). El Reporte S & L resume la metodología y resultados de un estudio inicial de interconexión para los proyectos relacionados con los Acuerdos Operacionales, incluyendo el proyecto propuesto.¹²³

De acuerdo con el Reporte S & L, el Proyecto propuesto no ocasiona violaciones térmicas si se considera por sí solo, o si se considera junto al proyecto no operacional de REA Vega Baja.¹²⁴ El Proyecto tampoco causa violaciones termales durante operación normal (sin contingencias) cuando se considera junto a otros proyectos no-operacionales que estarían eléctricamente conectados a la misma línea de transmisión (Línea 37400).¹²⁵ Ahora bien, durante operaciones de contingencia, el Proyecto propuesto podría agravar levemente situaciones de sobrecarga ya existentes.¹²⁶ No obstante, el Reporte S & L señala que tales posibles sobrecargas durante operación en contingencia podrían requerir que se revise la configuración de los relés del sistema de transmisión. También indican que la reparación de transformadores existentes permitiría proveer rutas alternas para la transmisión de la carga, y así disminuir las situaciones de sobre carga por operación en contingencia.¹²⁷

Finalmente, y según la información contenida en el expediente administrativo, bajo los términos y condiciones del Acuerdo, Atenas no estará exenta de cumplimiento con los MTRs. Por el contrario, tiene que cumplir con los MTRs aprobados por la Autoridad en febrero de 2020, incluyendo la capacidad de la facilidad propuesta para controlar frecuencia y el *ramp rate*.¹²⁸ Según surge del Exhibit G de la Petición, las partes negociaron ciertos principios como base para establecer los MTRs aplicables al Proyecto. El Apéndice I del Acuerdo, que debe contener los MTRs del Proyecto, no ha sido finalizado aún.¹²⁹

Luego de evaluar la información que obra en el expediente administrativo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los términos y condiciones del Acuerdo relacionados a los MTRs aplicables al proyecto propuesto, no atentan contra la confiabilidad

¹²³ Reporte S & L, pág. 1.

¹²⁴ *Id.*, Resumen Ejecutivo, pág. VIII, haciendo referencia al proyecto no-operacional de 25MW de REA Vega Baja (Renewable Energy Authority LLC), Caso Núm. NEPR-AP-2020-0012. El Reporte S & L también indica que el Proyecto no introduce violaciones térmicas cuando se considera junto al proyecto no-operacional M Solar, el cual ya no está siendo considerado para renegociación de PPOA. *Id.*

¹²⁵ *Id.*, Resumen Ejecutivo, pág. VIII.

¹²⁶ *Id.*,

¹²⁷ *Id.*, págs. 18-24.

¹²⁸ Véase, Exhibit B de la Petición, pág. 5 y Exhibit G de la Petición, pág. 19, Artículos 4.4 y 4.8.

¹²⁹ Véase, Apéndice I del Exhibit G de la Petición.



y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico. No obstante, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad presentar ante el Negociado de Energía la versión final del Apéndice I del Acuerdo para su revisión y aprobación.

E. Consistencia del Acuerdo con el Plan Integrado de Recursos de 2016 y el Plan Integrado de Recursos Aprobado

El Plan Integrado de Recursos (“PIR”) toma en consideración todas las fuentes razonables que sean necesarias para suplir la demanda de energía durante cualquier periodo establecido, que en el caso de Puerto Rico es de veinte (20) años.¹³⁰ El 23 de septiembre de 2016, el Negociado de Energía aprobó el primer PIR de la Autoridad.¹³¹ El PIR de 2016 se convirtió en final y firme a partir del 13 de marzo de 2017, y se consideró el PIR vigente hasta el momento en que, como discutiremos más adelante, el Negociado de Energía aprobó un PIR posterior.¹³²

El PIR de 2016 es una versión modificada del PIR presentado por la Autoridad durante el procedimiento de evaluación.¹³³ El PIR de 2016 contiene dos partes: (1) el Plan de Acción, y (2) la Información Respecto a la Planificación de Recursos.¹³⁴ Para propósitos del PIR de 2016, la Información Respecto a la Planificación de Recursos es la versión final del PIR de Combustible Actualizado (*Updated Fuel IRP*), presentado por la Autoridad el 25 de abril de 2016 en el Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002.¹³⁵

Ahora bien, el PIR de 2016 contiene un listado de proyectos Solar PV que fueron considerados durante el proceso de análisis y aprobación del PIR, los cuales suman una capacidad total de 1,056 MW.¹³⁶ De acuerdo con el PIR de Combustible Actualizado, además de los referidos 1,056 MW de capacidad agregada, se requerían 215 MW de capacidad genérica de Solar PV para alcanzar las metas de la Cartera de Energía Renovable vigente en

¹³⁰ Artículos 1.9 de la Ley 17-2019 y 6.23 de la Ley 57-2014.

¹³¹ Véase, Resolución Final y Orden sobre el Primer Plan integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, *In re: Plan integrado de Recursos para la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 26 de septiembre de 2016 (“Orden Final del PIR”).

¹³² Véase, Resolución sobre la Moción de Reconsideración de la Autoridad de Energía Eléctrica, *In re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 10 de febrero de 2017; y la Resolución, *In re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 10 de febrero de 2017 (colectivamente, “PIR de 2016”).

¹³³ Orden Final del PIR, pág. 83.

¹³⁴ *Id.*, págs. 83 – 90.

¹³⁵ Supplemental Integrated Resource Plan, *In Re: Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority*, Case No. CEPR-AP-2015-0002, 25 de abril de 2016.

¹³⁶ PIR de Combustible Actualizado, pág. 5-6, Tabla 5-6.



aquel entonces.¹³⁷ Puesto que la Cartera de Energía Renovable actual representa un incremento en las fuentes de energía renovable, en comparación con la Cartera anterior, la capacidad necesaria para cumplir con las nuevas metas es mucho más alta que la considerada en el PIR de 2016.¹³⁸

El Acuerdo está relacionado a una facilidad con capacidad de 40 MW. Está identificado como el Contrato Núm. 2013-P00070, Proyecto PV #5 en el PIR de Combustible Actualizado (con una capacidad de 20 MW en aquel entonces). Por lo tanto, formaba parte de los proyectos considerados durante el proceso de evaluación del PIR de 2016, así como parte de los contratos de compraventa de energía no-operacionales.

Es importante destacar que, aunque el Negociado de Energía consideró los Acuerdos Operacionales dentro del proceso de análisis del PIR de 2016, el Negociado de Energía determinó que los precios asociados a estos proyectos no-operacionales no se alineaban con lo que se consideraba razonable en aquél entonces.¹³⁹ Por lo tanto, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad realizar una auditoría detallada de los contratos de energía renovable existentes a los fines de buscar renegociar o rescindir de los mismos.¹⁴⁰

Respecto a los contratos de energía renovable nuevos, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a realizar procesos competitivos de acuerdo con el Reglamento 8815¹⁴¹ y promulgar acuerdos consistentes con dicho proceso competitivo.¹⁴² El propósito de estas directrices (i.e. renegociar los contratos no-operacionales existentes y establecer proceso competitivo para adquisición de nuevos recursos de generación) era garantizar que la Autoridad pudiera obtener precios razonables que fueran consistentes con las

¹³⁷ *Id.*, pág. 5-4.

¹³⁸ Véase PIR Propuesto. Bajo todos los escenarios del PIR Propuesto, se requiere integrar al sistema eléctrico al menos 2,000 MW de capacidad Solar PV para alcanzar los nuevos requisitos de la Cartera de Energía Renovable.

¹³⁹ Orden Final del PIR, pág. 62, ¶ 186. "The prices in the existing contracts exceed PREPA's own estimates of the reasonable all-in cost for new solar electricity." El Negociado de Energía concluyó que los contratos limitan la capacidad de la Autoridad de añadir nuevos recursos de energía renovable costo-efectivos a su sistema. *Id.*, pág. 61, ¶ 184.

¹⁴⁰ *Id.*, pág. 82, ¶ 277 (énfasis suplido). Véase también, *id.*, pág. 87, ¶ 299. El Negociado de Energía requirió a la Autoridad someter reportes semi- anuales en donde debía detallar las acciones tomadas para la renegociación o para rescindir de los contratos no-operacionales. (*Id.*). La Autoridad no reportó ningún progreso significativo hasta hace poco.

¹⁴¹ *Joint Regulation for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award of Contracts for the Purchase of Energy and for the Procurement, Evaluation, Selection, Negotiation and Award Process for the Modernization of the Generation Fleet*, Reglamento Núm. 8815, 9 de noviembre de 2016 ("Reglamento 8815").

¹⁴² Orden Final del PIR, pág. 87, ¶ 300.



condiciones reales de mercado, a los fines de añadir al sistema recursos de generación costo-efectivos.¹⁴³

En el presente caso, el proyecto propuesto formaba parte de los proyectos considerados en el análisis del PIR de 2016. De otra parte, en la medida en que el Acuerdo fue producto de la renegociación del contrato original mediante la cual se obtuvieron términos que, según establecido anteriormente son razonables dadas las circunstancias actuales de la Autoridad, se puede concluir que el Acuerdo es consistente con el PIR de 2016.

No obstante lo anterior, debemos destacar que este tipo de negociación solo aplica a los contratos de energía renovable preexistentes (*legacy*). Según se estableció en el PIR de 2016, todas las demás adquisiciones de generación renovable estarán sujetas a procesos competitivos. Esa es la única forma de garantizar que la Autoridad obtenga los términos más favorables para dicha contratación.

Ahora bien, debido a los efectos que tuvieron los Huracanes Irma y María en el sistema de energía eléctrica de Puerto Rico, el 14 de marzo de 2018, el Negociado de Energía determinó justificada una revisión del PIR de 2016.¹⁴⁴ Ello, a pesar de que no había transcurrido el término de tres años dispuesto por ley.¹⁴⁵

El 7 de junio de 2019, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía su propuesta de PIR.¹⁴⁶ Tras múltiples trámites procesales, incluyendo la celebración de vistas públicas y vistas evidenciarias, el 21 de agosto de 2020, el Negociado de Energía aprobó en parte y rechazó en parte el PIR Propuesto.¹⁴⁷ A esos fines, el Negociado de Energía aprobó un PIR Modificado y un Plan de Acción Modificado (conjuntamente "PIR Aprobado"), según descritos en la Resolución Final de 21 de agosto.¹⁴⁸

¹⁴³ Véase *id.*, pág. 63, ¶ 188. "Ultimately, PREPA's treatment of these signed-but-unrealized contracts leaves [the Energy Bureau] with insufficient knowledge about the extent to which PREPA will be able to substitute newer, low-cost contracts for the existing high-cost contracts. As a result, PREPA cannot readily determine the benefits of adding renewable energy to PREPA's system."

¹⁴⁴ Véase, Resolución y Orden, *In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2018, pág. 2.

¹⁴⁵ *Id.*

¹⁴⁶ Luego de analizar los documentos presentados por la Autoridad, el Negociado de Energía determinó que el mismo cumplía con los requisitos de presentación del Reglamento 9021. Véase, Resolución y Orden, *In re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. Case No. CEPR-AP-2018-0001, 3 de julio de 2019 ("PIR Propuesto").

¹⁴⁷ Véase, Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan, *In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica*, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, notificada el 24 de agosto de 2020. ("Resolución Final de 21 de agosto").

¹⁴⁸ *Id.*, pág. 296.



El PIR Aprobado establece que, a los fines de cumplir con los requisitos vigentes de la Cartera de Energía Renovable, es necesario integrar al sistema eléctrico al menos 3,500 MW de recursos renovables de generación, lo cual incluye recursos de generación Solar PV para el año 2025.¹⁴⁹ De igual forma, el Negociado de Energía estableció que esta capacidad de energía renovable podría ser suplida por fuentes de energía renovable existentes, fuentes de energía renovable provenientes de los contratos renegociados de compraventa de energía y recursos renovables nuevos desarrollados en el futuro, entre otros.¹⁵⁰

A diciembre de 2019, el sistema de la Autoridad contaba con una capacidad instalada de recursos renovables de generación igual a 460.4 MW, divididos en 250.9 MW de sistemas de gran escala (*utility scale*) y 209.5 MW de recursos de generación distribuidos, lo cual dista del requisito de 3,500 MW establecido en el PIR Aprobado.¹⁵¹ Por lo tanto, en términos de capacidad e integración de recursos renovables de generación al sistema de la Autoridad, se concluye que el proyecto propuesto es consistente con el PIR Aprobado.

Ahora bien, según discutimos anteriormente, el PIR Propuesto asumió que los contratantes de proyectos futuros considerarían a la Autoridad como un contratante con acceso a crédito (*credit-worthy counterparty*). A esos efectos, se asumió en el PIR Propuesto que los costos de capital serían comparables a aquellos asociados a corporaciones que tienen acceso a crédito (*investment-grade*). Aunque esta presunción es razonable para propósitos de planificación y análisis del PIR Propuesto, la misma debe ser corroborada con los precios reales del mercado al momento de procurar los recursos.

Según establecimos anteriormente, dadas las circunstancias actuales de la Autoridad, los costos asociados al Acuerdo se consideran razonables. Por lo tanto, en términos económicos se puede concluir que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado. Más aún, según expresamos anteriormente, el PIR Aprobado establece que los contratos renegociados pueden considerarse como parte de los recursos que suplirán la capacidad requerida de al menos 3,500 MW de fuentes renovables. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado.

F. Cumplimiento con Otras Disposiciones

Como expresamos anteriormente, el Acuerdo se evalúa en este caso, a tenor con las disposiciones del Artículo 6.32 de la Ley 57-2014. Ahora bien, a esta fecha el Negociado de Energía no ha adoptado un reglamento para evaluación de contratos. Sin embargo, el

¹⁴⁹ *Id.*, pág. 282.

¹⁵⁰ *Id.*, págs. 263-264, ¶ 847.

¹⁵¹ Véase, Exhibit A, *Moción en Presentación de Informe Anual en Cumplimiento con el Art. 2 de la Ley 82-2010*, 2 de junio de 2020, págs. 4 - 5.



Reglamento 8815¹⁵², **que no es de aplicación directa a este caso**, contiene una serie de parámetros análogos para la revisión de contratos de energía, que estimamos son pertinentes a la evaluación de este caso.

El Negociado de Energía ha evaluado cuidadosamente los términos del Acuerdo, tomando en consideración las disposiciones pertinentes de las Secciones 4 y 7.4 del Reglamento 8815 en forma alineada con las disposiciones antes discutidas en este escrito. Ante ello, concluimos que el Acuerdo cumple con las disposiciones pertinentes del Reglamento 8815 que rige, no sólo el contenido de un acuerdo de compraventa de energía, sino aquellas otras disposiciones relativas a los márgenes de ganancia y los escaladores de precio.

G. Consistencia con la Política Pública Energética; reducción de dependencia de combustibles fósiles

La Ley 17-2019 estableció como política pública la reducción de la dependencia de la generación a base de combustibles fósiles, que debe ser cero para el año 2050. A su vez, la Ley 17-2019 ordena un aumento de la generación renovable. Por lo tanto, en la medida en que la Autoridad esté obligada a cumplir con la Cartera de Energía Renovable establecida en la Ley 82-2010 y con el mandato de reducir la dependencia de la generación con combustibles fósiles, la Autoridad deberá adquirir la cantidad necesaria de recursos renovables de generación a precios razonables, determinados por el mercado. En ese sentido, el Acuerdo está alineado con la Política Pública Energética en cuanto a la Cartera de Energía Renovable, la reducción de la dependencia de la generación con combustibles fósiles y el aumento de generación de energía a través de recursos renovables de generación.

V. Conclusión

El Negociado de Energía **DETERMINA** que el Acuerdo es consistente con el PIR Aprobado. Más aún, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el proyecto propuesto está alineado con la Política Pública Energética sobre la Cartera de Energía Renovable, la reducción en la dependencia de generación a base de combustibles fósiles y el aumento en generación mediante recursos renovables.

Tomando en consideración las actuales condiciones financieras y económicas de la Autoridad, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la estructura de cargos propuesta, comenzando en 9.8¢/kWh con escalador anual de 2% hasta un máximo de 14.1¢/kWh, es razonable. Además, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el margen de ganancia es razonable y está alineado con los parámetros de rentabilidad. Del mismo modo, el Negociado de Energía **DETERMINA** que los escaladores y topes propuestos también están alineados

¹⁵² Reglamento Conjunto para la Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Otorgación de Contratos para la Compra de Energía y para el Proceso de Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Otorgación de Contratos para la Modernización de las Flota de Generación, 1 de septiembre de 2016 ("Reglamento 8815").



con los estándares de la industria. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la estructura de cargos propuesta protege el interés público y al erario. Finalmente, el Negociado de Energía **DETERMINA** la interconexión del proyecto propuesto al sistema eléctrico no pondría en riesgo la confiabilidad y estabilidad del sistema.

Por todo lo anterior, el Negociado de Energía **APRUEBA** el Acuerdo, sujeto a las siguientes condiciones:

1. La Autoridad modificará el Acuerdo para:

- a. Completar el Apéndice I del Acuerdo, de manera que contenga los MTRs finales aplicables al Proyecto;
- b. Añadir una disposición al Acuerdo que reconozca expresamente que ninguna disposición de este pueda ser interpretada de manera que atente de forma alguna, con la jurisdicción y autoridad del Negociado de Energía¹⁵³;
- c. Atemperar la cláusula de Resolución de Disputas (Artículo 22.12 del Acuerdo), a las disposiciones aplicables establecidas en la Ley 57-2014;
- d. Atemperar las definiciones y cláusulas del Acuerdo de manera que, el término para que comience la construcción del Proyecto, el cual es considerado por la Autoridad como uno "shovel ready", en ningún caso exceda ocho (8) meses contados a partir de la fecha de otorgamiento del Acuerdo.
- e. Atemperar las definiciones y cláusulas del Acuerdo de manera que, el término para que se complete la construcción del Proyecto, el cual es considerado por la Autoridad como uno "shovel ready", en ningún caso exceda el 10% del término propuesto para su terminación a menos que se solicite una extensión y el Negociado de Energía la apruebe.
- f. Previo a la firma del Acuerdo la Autoridad deberá someter al Negociado de Energía la versión final del Acuerdo, para su revisión y aprobación.

2. La Autoridad y el Proponente presentarán ante el Negociado de Energía informes de progreso mensuales sobre el estatus del Proyecto, a partir de 30 días de la firma del Acuerdo. Nótese que dichos informes deberán incluir información sobre

¹⁵³ A modo de guía se puede utilizar una disposición como la siguiente:

Notwithstanding anything to the contrary herein, no provision of this Agreement shall be interpreted, construed or deemed to limit, restrict, supersede, supplant or otherwise affect, in each case in any way, the rights, responsibilities or authority granted to the Energy Bureau under Applicable Law with respect to the Facility PREPA or Seller.



permisos, contratación de terceros para construcción del proyecto, y financiamiento, entre otros.

3. Ninguna extensión de los términos incluidos en el Acuerdo podrá ser concedida por la Autoridad sin previa autorización del Negociado de Energía. La solicitud de extensión debe ser debidamente justificada por la Autoridad e incluir toda la información y documentación pertinente.

Cualquier parte adversamente afectada por la presente Resolución y Orden podrá presentar una moción de reconsideración ante el Negociado de Energía, de conformidad con la Sección 11.01 del Reglamento 8543 y las disposiciones aplicables de la Ley 38-2017, según enmendada, conocida como "Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Gobierno de Puerto Rico" ("LPAU"). La moción a tales efectos debe ser presentada dentro del término de veinte (20) días contados a partir de la fecha de archivo en autos de la notificación de esta Resolución Final y Orden. Dicha solicitud debe ser entregada en la Secretaría del Negociado de Energía ubicada en el Edificio World Plaza, 268 Ave. Muñoz Rivera, Nivel Plaza Ste. 202, San Juan, P.R. 00918, o mediante el sistema de radicación electrónica del Negociado de Energía utilizando el enlace <http://www.radicación.energia.pr.gov>. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución Final y Orden, dentro del término aquí establecido.

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

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

Regístrese y notifíquese.

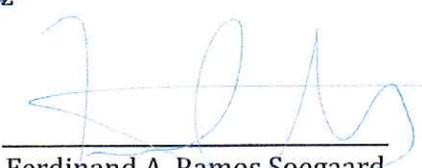




Edison Avilés Deliz
Presidente



Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado



Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 25 de agosto de 2020. La Comisionada Asociada Lillian Mateo Santos no intervino. Certifico además que el 25 de agosto de 2020 una copia de esta Resolución y Orden fue notificada por correo electrónico a los siguientes: astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com, n-vazquez@aeep.com, c-aquino@prepa.com y kbolanos@diazvaz.law. Certifico además que, en este día, 25 de agosto de 2020, he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía de Puerto Rico.

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 25 de agosto de 2020.



Wanda I. Cordero Morales
Secretaria

