

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



**IN RE: ENMIENDA A CONTRATO DE
COMPROVANTAS DE ENERGÍA
RENOVABLE: PROYECTOS NO-
OPERACIONAL RESUN
(BARCELONETA), LLC**

CASE NO.: NEPR-AP-2020-0018

SUBJECT: Resolución Final sobre Solicitud de Aprobación de Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales entre ReSun (Barceloneta), LLC y la Autoridad.

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 en materia de producción de energía por medio de energía renovable sostenible o alternativa. 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 habría de ser adquiridas por la Autoridad mediante contratos de compraventa de energía y operación (“PPOAs”).²

El 16 de diciembre de 2011, la Autoridad y ReSun (Barceloneta), LLC³ (“ReSun”) otorgaron un Contrato de Compraventa de Energía y Operación (“Acuerdo”).⁴ El Acuerdo contemplaba el desarrollo, operación y venta de energía solar fotovoltaica (“Proyecto”) alrededor de Barceloneta con una capacidad de 10 MW.⁵ El Acuerdo fue enmendado el 19 de septiembre de 2012, para aumentar de 10 a 20 MW el sistema de energía solar

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 ReSun es una entidad de responsabilidad limitada, organizada bajo las leyes de Puerto Rico y sus principales dueños son Luis Alberto Rubí González y su hijo, William A. Rubí. Véase, Anejo D-5 del Exhibit B de la Petición, pág. 22.

⁴Véase Exhibit D de la Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional, *In re: Enmienda a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacional Resun (Barceloneta), LLC*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0018, 13 de julio de 2020.

⁵ *Id.*

M
JM
HK

fotovoltaico que sería interconectado con el sistema eléctrico de la Autoridad.⁶ El 16 de mayo de 2014, se presentó una segunda enmienda al contrato para aumentar de 20 a 25 MW la capacidad del sistema solar fotovoltaico.⁷ Finalmente, el Proyecto se modificó de manera que contempla una facilidad solar fotovoltaica con capacidad de 35 MW⁸. El Proyecto se interconectará a la red de la Autoridad a un voltaje de 115 kV a través de un nuevo seccionalizador interceptando la Línea 37400 que discurre entre los Centros de Transmisión⁹ de Cambalache y Barceloneta.¹⁰ La Autoridad anticipa que el Proyecto, estará en operación comercial dentro de aproximadamente veinticuatro (24) meses, contados a partir de que las partes firmen el Acuerdo.¹¹

Como se discute a continuación, mediante el caso de epígrafe, la Autoridad solicita del Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (“Negociado de Energía”), que evalúe el Acuerdo, en conformidad con las disposiciones de la Ley 57-2014¹² y la Ley 17-2019.¹³

II. Tracto Procesal y Fáctico 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 renovable¹⁴, incluyendo el Acuerdo.¹⁵

⁶ *Id.*

⁷ *Id.*

⁸ Véase, Exhibit D de la Petición, Tabla ES-3.

⁹ “TC”, por sus siglas en inglés.

¹⁰ Véase, Exhibit D de la Petición, Tabla ES-3.

¹¹ Véase Anejo B del Exhibit D de la Petición.

¹² Ley 57-2014, según enmendada, conocida como la “Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico (“Ley 57-2014”).

¹³ Ley 17-2019, según enmendada, conocida como la “Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico (“Ley 17-2019”).

¹⁴ Colectivamente denominados como los “Acuerdos” o los “PPOAs”.

¹⁵ 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



fml
JAS
M.

Los Acuerdos,¹⁶ fueron suscritos previo a la aprobación de la Ley 57-2014. Según la Autoridad, la renegociación de los Acuerdos 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 créditos de energía renovable ("CERs" o "RECs", por sus siglas en inglés).¹⁷ La Autoridad alega que los precios de los Acuerdos crearían una carga económica insostenible para la Autoridad y, en consecuencia, para Puerto Rico.¹⁸

En la Petición, la Autoridad expone que, como parte de la negociación para reducir los precios de los Acuerdos, 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.¹⁹ No empece a esto, en febrero de 2020 la Autoridad actualizó los MTRs y, los Acuerdos disponen que los proponentes debe cumplir con éstos.²⁰

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 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.

¹⁶ 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.

¹⁷ *Id.*

¹⁸ *Id.*

¹⁹ *Id.* a la pág. 4.

²⁰ *Id.* a la pág. 5.



frn
2015

La Autoridad aduce en su Petición, así como en los documentos que ha sometido para sustentarla, que los Acuerdos, incluyendo el que es objeto de examen en este caso: (i) añadirían más de 590 MW de generación de energía renovable a la red de la Autoridad; (ii) representan más de 1,000 millones de dólares 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 representa un paso importante para cumplir con los requisitos de la Cartera de Energía Renovable que le impone la Ley 17-2019 y el Plan Integrado de Recursos.²¹

M

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 B²², C²³, D²⁴, E²⁵, y G²⁶ (“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, por lo que contienen información deliberativa y confidencial de la Autoridad.²⁷

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, cada

²¹ *Id.*

²² Documento titulado *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transaction Memorandum* fechado 26 de mayo de 2020. Este documento fue presentado sellado.

²³ Documento titulado *Operating and Non-Operating Renewables Status Update*, fechado Junio 2020. Este documento fue presentado sellado.

²⁴ 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).

²⁵ 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.

²⁶ Documento titulado *Redline versions v. Non-Operational Amended PPOAs Template*. Este documento fue presentado sellado.

²⁷ Véase, Artículo 6.15 (a) de la Ley 57-2014.



JMR
HMS
M

uno debía tramitarse bajo un expediente administrativo separado.²⁸ A tenor con lo anterior, el Negociado de Energía ordenó a la Secretaría abrir un expediente administrativo separado para cada uno de los Acuerdos, bajo el cual se evaluará y tramará las enmiendas solicitadas. Entre otras cosas, 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 cuanto a los Acuerdos. Finalmente, el Negociado de Energía determinó que, de conformidad con las disposiciones del Artículo 6.32(e), las solicitudes de aprobación de enmiendas a los Acuerdos 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.²⁹

El 13 de julio de 2020, la Autoridad presentó un escrito titulado *Moción en Cumplimiento de Orden para Información Adicional* ("Moción"). En esa misma fecha, la Autoridad presentó un escrito titulado *Solicitud de Determinación de Confidencialidad de Documentos Adjuntos a Moción* ("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 Moción como Exhibits A³⁰, B³¹ y C³².

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 como Exhibit A, Exhibit B y Exhibit C.³³

El 29 de julio de 2020, el Negociado de Energía, emitió una Resolución y Orden mediante la cual le ordenó a la Autoridad a 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 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

²⁸ Véase, Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0018, 8 de julio de 2020.

²⁹ *Id.*

³⁰ Formato Excel de Exhibit I incluido en el informe producido por *New Energy Partners*. Este documento fue presentado sellado.

³¹ Formato Excel datos crudos utilizados para PREPA Operating and Non-Operating Renewables Status Update. Este documento fue presentado sellado.

³² Versión *redline* del PPOA enmendado. Este documento fue presentado sellado.

³³ Resolución y Orden, In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0018, de 24 de julio de 2020.



están relacionados a la evaluación de las enmiendas del contrato de compraventa de energía renovable de ReSun.³⁴

*JMN
HHS
M*

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* ("Segunda Solicitud de Confidencialidad").³⁵ 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 en Cumplimiento de Orden como Exhibit A³⁶, Exhibit B³⁷, Exhibit C³⁸, Exhibit D³⁹ y Exhibit G⁴⁰.

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.⁴¹

³⁴ Véase, *Moción para que se tome Conocimiento Administrativo de Exhibits Presentados en Caso Relacionado*, presentada por la Autoridad, 29 de julio de 2020.

³⁵ Valga 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 este 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 anexo 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.

³⁶ Formato Excel de Exhibit I incluido en el informe producido por *New Energy Partners*. Este documento fue presentado sellado.

³⁷ Hoja de trabajo que incluye costos de interconexión. Este documento fue presentado sellado.

³⁸ Documentos adicionales utilizados para evaluar y extraer datos. Este documento fue presentado sellado.

³⁹ Modelo para analizar el valor actual neto de los proyectos. Este documento fue presentado sellado.

⁴⁰ Hojas de trabajo del PIR. Este documento fue presentado sellado.

⁴¹ Resolución y Orden, *In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales*, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0018, 12 de agosto de 2020.



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.⁴² A tenor con las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene a su cargo, entre otros deberes, establecer e implementar las acciones regulatorias necesarias para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad y eficiencia del sistema eléctrico de Puerto Rico.⁴³

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.⁴⁴ 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.⁴⁵ El Negociado de Energía aplicará normas de política pública que sean coherentes con la Política Pública de Energía según declarada por legislación.⁴⁶

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 compra de energía o toda enmienda o extensión a un contrato de compra 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

⁴² Véase, Ley 57-2014 y la Ley 17-2019.

⁴³ Véase, Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014.

⁴⁴ *Id.*

⁴⁵ Véase, Artículo 6.3(b) de la Ley 57-2014.

⁴⁶ *Id.*



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.⁴⁷

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 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.⁴⁸ Además 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 anclada en combustibles fósiles, a la integración agresiva de energía renovable, según dispone la Ley 82-2010.⁴⁹

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 compra de energía. Como una cuestión de umbral, se faculta al Negociado de Energía a evaluar y aprobar todos los contratos entre las compañías de servicio eléctrico, incluidos los productores independientes de energía, antes del otorgamiento de dichos contratos.⁵⁰ 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.⁵¹

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 compañías de servicio eléctrico o cualquier productor independiente de energía; (ii) los términos y condiciones que deberán ser incluidos en todo contrato de compraventa de energía y en todo contrato de interconexión, incluidos los costos razonables de kilovatios hora (kWh) por tipo de tecnología de generación. Las guías y estándares que el Negociado de Energía establezca mediante dicho reglamento tendrán

⁴⁷ Artículo. 1.11(b) de la Ley 17-2019.

⁴⁸ *Id.*

⁴⁹ Ley 82-2010.

⁵⁰ Véase, Artículo 6.32 (a) de la Ley 57-2014.

⁵¹ *Id.*



fmm
MM
M

el propósito de asegurar el cumplimiento con los principios de la Ley 57-2014, la Ley 17-2019 y la Ley 83.⁵²⁵³

Al evaluar cada propuesta de contrato entre las compañías de servicio eléctrico, el Negociado de Energía tomará en cuenta lo establecido en el plan integrado de recursos. El Negociado de Energía no aprobará contrato alguno que sea inconsistente con el Plan Integrado de Recursos, especialmente en lo referente a las metas de energía renovable, generación distribuida, conservación y eficiencia que se establezcan tanto en el plan integrado de recursos como en la política pública energética.⁵⁴

Al evaluar cada propuesta de contrato entre las compañías de servicio eléctrico, el Negociado de Energía verificará que la interconexión 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.⁵⁵

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.⁵⁶

Al evaluar las propuestas de contrato de compraventa de energía, 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

⁵² 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”), y de la política pública del Gobierno de Puerto Rico.

⁵³ Véase, Artículo 6.32 (c) de la Ley 57-2014.

⁵⁴ Véase, Artículo 6.32 (d) de la Ley 57-2014.

⁵⁵ Véase, Artículo 6.32 (f) de la Ley 57-2014.

⁵⁶ Véase, Artículo 6.32 (g) de la Ley 57-2014.



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.⁵⁷

Las disposiciones que anteceden aplicaran a las enmiendas a los contratos otorgados previo a la aprobación de la Ley 57-2014, si se proponen una enmienda a los mismos. Es decir, toda extensión o enmienda a un contrato de compra de energía otorgado previo a la aprobación de la Ley 57-2014.⁵⁸

D. La Cartera de Energía Renovable

El Artículo 2.3 Ley 82-2010 crea la Cartera de Energía Renovable de Puerto Rico, la cual establece las metas de cumplimiento a corto, mediano y largo plazo en materia de producción de energía por medio de energía renovable sostenible o alternativa. Más específicamente, la Ley 82-2010 establece las siguientes metas:

Año	Porcentaje (%) Requerido de Energía Renovable
2015 hasta el 2022	20.0%
2023 hasta el 2025	40.0%
2026 hasta el 2040	50.0%
2041 hasta el 2050	100%

IV. Análisis

A. Ahorros Propuestos

Como parte de la evaluación del Negociado de Energía se 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, le representaría durante su vida útil un ahorro a los

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

⁵⁸ Véase, Artículo 6.32 (b) de la Ley 57-2014.



consumidores. 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.

ReSun intenta construir un proyecto solar de 35 MW en Arecibo. El proyecto pretende una interconexión con la red de la Autoridad a través de un nuevo seccionalizador que será localizado en la línea 37400 entre los Centros de Transmisión de Cambalache y Barceloneta a 115kV. La interconexión como se tiene conceptualizada puede incorporar terminaciones de interconexiones o, de ser necesaria, puede ser utilizada como un seccionalizador independiente.

Como parte del acuerdo enmendado del 16 de diciembre de 2011, la Autoridad y ReSun acordaron un PPOA con tasas de energía comenzando en \$0.145/kWh, mas \$.025/kWh por crédito verde y un escalador del 2%.

El PPOA renegociado es por un incremento de 75% de la capacidad en MW que el acuerdo original, y la tarifa base se acordó en \$ 0.099 / kWh, créditos verdes incluidos, con un aumento escalonado de un dos por ciento (2%) al 1 de julio de cada año del Acuerdo (no incluido el año de operación comercial inicial), siempre que la tasa (expresado en \$ / kWh) a pagar en cualquier año del Acuerdo, no exceda un máximo de \$ 0.1410 / kWh.

La tarifa base renegociada del Acuerdo se ajustó ahora en \$0.0985/kWh, la cual incluye los Certificados de Energía Renovable, con un aumento escalonado de un dos por ciento (2%) al 1 de julio de cada año del Acuerdo (no incluido el año de operación comercial inicial), siempre y cuando la tasa (expresada en \$/kWh) a pagar en cualquier año del Acuerdo, 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	\$10.4 M	\$13.9 M	\$310 M
Acuerdo (Contrato Renegociado)	\$6.1 M	\$8.6 M	\$190 M
Ahorros (\$ millones)	\$4.4 M	\$5.2 M	\$120 M
Ahorros (%)	42%	38%	39%

El ahorro que produce el Acuerdo es de suma importancia, ya que representa un beneficio para los consumidores. Veamos.



fmn
THH
M

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, que ReSun 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.

De otra parte, el proceso de restructuración de la Autoridad que se sigue bajo el Título III PROMESA, si bien permite que la Autoridad rechace o asuma contratos, ello no procede sin 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.⁵⁹

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 podrían recibir un beneficio adicional.

B. 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 producidos por el Proyecto, 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% y tope en \$ 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 cumplimiento con MATS.⁶⁰

⁵⁹ A modo de ejemplo, Tridewinds Energy Vega Baja LLC y Tradewinds Energy Barceloneta, LLC (como concesionarios de Tradewind LLC), presentaron objeción al rechazo de la Autoridad de ciertos PPOAs. (Ver Caso Núm. 17-04780-LTS, Dkt #2067). Mediante dicha objeción, los referidos acreedores se opusieron a la terminación de los contratos en cuestión sin responsabilidad adicional de la Autoridad. Específicamente alegan que, dado el incumplimiento de la Autoridad con los términos de los PPOA's, éstos comenzaron un procedimiento de arbitraje en el cual reclaman a la Autoridad \$34,000,000 por concepto de su incumplimiento con los PPOAs. De hecho, a la fecha de la presentación del caso bajo el Título III, la Autoridad reconoció que Tradewinds tenía una reclamación no asegurada de \$30,000,000. Igualmente, Tradewinds presentó la correspondiente reclamación (Proof of Claim) por \$34,000.00.

⁶⁰ Cabe destacar que, los consultores del Negociado de Energía constataron que, aun incluyendo los costos de interconexión atribuibles al Proyecto, tanto los que son atribuibles a la Autoridad por



[Handwritten signatures]

En conclusión, 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 renegociación de su Acuerdo, en comparación con el Acuerdo; además de generar ahorros netos, 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.

[Handwritten signatures]

Ante ello, concluimos que, bajo las circunstancias particulares de este caso, la tarifa, derechos, rentas o cargos que se paguen bajo el Acuerdo, es justa y razonable, y protege el interés público y el erario.

C. Cumplimiento con Requisitos de Interconexión

[Handwritten signature]

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.⁶¹ El punto de interconexión del Proyecto a la red es la línea 37400.⁶² Dicha línea opera a un voltaje de 115kV y transcurre desde el Centro de Transmisión de Barceloneta al de Cambalache. La interconexión del Proyecto se logrará a través de la instalación de un seccionalizador, el cual interceptará la línea 37400 en un punto localizado a 7.75 millas del Centro de Transmisión de Cambalache y 1.98 millas del Centro de Transmisión de Barceloneta.⁶³ Cabe señalar que el Proyecto debe construir una linea de transmisión de 0.05 millas desde el Proyecto hasta el mencionado seccionalizador.⁶⁴

Además de ReSun, que tiene una capacidad de 35MW, hay nueve (9) 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. Uno (1) de estos nueve (9) proyectos, conocido como Blue Beetle III, también se interconectará en el nuevo seccionalizador interceptando la línea 37400. A pesar de que la capacidad de la linea 37400 (*ie.* 239MW) es menor que la capacidad colectiva de los

mejoras que tiene que realizar para su beneficio y no para el beneficio exclusivo del Proyecto, se sigue sosteniendo un beneficio para el consumidor.

⁶¹ Petición a la pág. 4.

⁶² Véase, Exhibit D de la Petición, *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary Report*, Tabla ES-3, pág. IV.

⁶³ *Id.*, Figura 16-1 ReSun Location and Route, pág. 66.

⁶⁴ *Id.*, Tabla 16-1 ReSun Interconnection Summary, pág. 66.



JMM
JAS
M

nueve (9) proyectos antes mencionados (*ie.* 380MW)⁶⁵, 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 37400.⁶⁶ El estudio de flujo de potencia, realizado por Sargent and Ludy, consultores a la Autoridad, para analizar los efectos en conjunto de los nueve (9) proyectos antes mencionados en la red eléctrica de Puerto Rico, arrojó resultados satisfactorios bajo condiciones normales (*ie.* todos los proyectos inyectando su capacidad maxima 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.* perdida 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 (115kV/38kV), que se encuentra averiado en el Centro de Transmision de Hatillo y/o la modificación de ciertos ajustes en los relés de protección del sistema de transmisión.⁶⁷

Las facilidades por construirse en el punto de interconexión consisten en una estructura seccionalizadora de cuatro (4) terminales a 115kV, donde se instalarán tres (3) interruptores con sus respectivos pararrayos. También se construirá una estructura donde se instalarán los equipos de medición a un voltaje de 115kV; un cuarto de control prefabricado donde ubicarán los equipos de protección, control y comunicación; y se instalará un metro primario y uno de resguardo con equipos de medición independientes.

Bajo el Acuerdo, es responsabilidad de ReSun Barceloneta 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.⁶⁸ Los costos estimados de interconexión para ReSun son de \$4.42 millones, de los cuales \$3.96 millones son para los trabajos de instalación del seccionalizador en el punto de conexión y \$460 mil son para los trabajos en la línea de transmisión.⁶⁹ Cabe señalar que estos costos estimados no toman en consideración la posible contribución del proyecto Blue Beetle III a los costos del punto de conexión. En cuyo caso, ambos proyectos compartirían los costos de la porción del seccionalizador, convirtiendo los costos de interconexión del proyecto en \$2.64 millones, costando \$1.78 millones menos, con la contribución de Blue Beetle III. A pesar de que el

⁶⁵ *Id.*, Tabla ES-3, pág. IV.

⁶⁶ *Id.*, Section 16.1.2 Load Flow Analysis, pág. 67.

⁶⁷ *Id.*, Section 5.1.2 Load Flow Analysis, págs. 18-24.

⁶⁸ Véase, Exhibit G de la Petición, *Amended and Restated Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Puerto Rico Electric Power Authority and ReSun (Barceloneta), LLC*, Artículo 12.3 (b).

⁶⁹ Véase, Exhibit D de la Petición, *Section 16.3 Cost Estimate*, pág. 69.



Proyecto debe diseñar, financiar y construir las facilidades de interconexión, la Autoridad viene obligada a reembolsar al desarrollador los costos de interconexión incurridos. Dichos costos estarán sujetos a un tope pre-acordado y no incluirán los costos de terrenos.⁷⁰ 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).⁷¹

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.⁷² Inicialmente, la Autoridad contempló, como parte del proceso de renegociación, eximir el Proyecto del cumplimiento con los MTRs.⁷³

Finalmente, y según la información que obra en el récord administrativo, bajo los términos y condiciones del Acuerdo, ReSun no estará exenta de cumplimiento con los MTRs. Por el contrario, ReSun tiene que cumplir con los MTRs aprobados por la Autoridad en febrero de 2020, incluyendo la habilidad para controlar frecuencia y el *ramp rate*.⁷⁴ 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.⁷⁵

Luego de evaluar la información que obra en el récord administrativo, el Negociado de Energía entiende que los términos y condiciones del Acuerdo relacionados a los MTRs

⁷⁰ Véase, Exhibit G de la Petición, *Amended and Restated Renewable Power Purchase and Operating Agreement between Puerto Rico Electric Power Authority and ReSun (Barceloneta), LLC*, Artículo 4.6.

⁷¹ *Id.*

⁷² Véase. Exhibit B de la Petición, pág. 4.

⁷³ Petición a la pág. 4.

⁷⁴ Véase, Exhibit B de la Petición, pág. 5 y Exhibit G de la Petición, pág. 19, Artículos 4.4 y 4.8.

⁷⁵ Véase, Apéndice I del Exhibit G de la Petición.



aplicables al Proyecto presentados no atentan contra la confiabilidad y seguridad de la red eléctrica de Puerto Rico, sin embargo, 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.

E. Consistencia del Acuerdo con el Plan Integrado de Recursos (PIR)

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.⁷⁶ El 23 de septiembre de 2016, el Negociado de Energía aprobó el primer PIR de la Autoridad.⁷⁷ El PIR 2016 fue ejecutable a partir del 13 de marzo de 2017, y es considerado el PIR aprobado hasta tanto el Negociado de Energía apruebe otro.⁷⁸

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 2016.⁷⁹ Ello, a pesar de que no había transcurrido el término de tres años dispuesto por ley.⁸⁰

El 7 de junio de 2019, la Autoridad presentó ante el Negociado de Energía su propuesta de PIR.⁸¹ Tras múltiples trámites procesales, incluyendo la celebración de vistas públicas y vistas evidenciarias, el Negociado de Energía se encuentra evaluando el expediente administrativo de dicho caso y está próximo a emitir una determinación final sobre el mismo.

⁷⁶ Artículos 1.9 de la Ley 17-2019 y 6.23 de la Ley 57-2014.

⁷⁷ 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 (“PIR 2016”).

⁷⁸ 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 2016”).

⁷⁹ 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.

⁸⁰ *Id.*

⁸¹ Luego de analizar el sometimiento de 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”).



JMM
JAS
M

La información sometida por la Autoridad en relación con la aprobación del Acuerdo, la cual el Negociado de Energía ha evaluado cuidadosamente y en relación con la cual, también ha recibido el insumo de sus consultores, demuestra que el Proyecto es consistente con el PIR Propuesto. Ello, particularmente en cuanto a las metas de integración de energía renovable establecidos en la Ley 82-2010 y la Ley 17-2019, según se discutió anteriormente.

Sin embargo, es menester destacar que, aunque el costo que se propone en el Acuerdo es mayor que el utilizado por la Autoridad para propósitos de modelaje de proyectos de energía renovable en el PIR Propuesto, la Autoridad atribuye esa diferencia a costos asociados al retraso en el desarrollo y construcción del proyecto. Además, no podemos perder de perspectiva, que el costo utilizado en el PIR Propuesto constituye una proyección, por lo que, cuando se realicen los procedimientos competitivos para los nuevos contratos de los proyectos de generación de renovables, ese costo podría ser mayor o menor al propuesto en el Acuerdo. Sin embargo, enfatizamos, que es la expectativa del Negociado de Energía, que dichos costos sean menores, dados los beneficios que se atribuyen a la utilización de un proceso competitivo

Ante ello, el Negociado de Energía determina que la integración de generación mediante el proyecto, es consistente con el objetivo de integración de energía renovable de la Autoridad, el cual se propone satisfacer mediante una combinación de la adquisición directa en cuanto a: contratos de energía renovable no operacionales que se puedan renegociar satisfactoriamente; la adquisición de nueva generación a través del mecanismo de solicitud de propuestas o mejor dicho, procesos competitivos; la renegociación de los PPOAs operaciones; así como mediante la adquisición directa de energía y capacidad de los clientes de la Autoridad.

Finalmente, y no menos importante, el Acuerdo también es consistente con el PIR 2016, en la medida en que el proyecto está identificado en el mismo como uno de los proyectos que permitirán dar cumplimiento a la cartera de energía renovable, sujeto a que se pudiera lograr una negociación razonable en cuantos a sus costos. Específicamente y como parte de la aprobación del PIR 2016, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a renegociar los acuerdos allí identificados como no operacionales, incluyendo el Acuerdo Maestro, del cual surge el Acuerdo objeto de este caso.

F. Cumplimiento con Otras Disposiciones

Como hemos expresado 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 Reglamento 8815⁸², que no es de aplicación directa a este caso, contiene una serie de

⁸² 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 Flotas de Generación, 1 de septiembre de 2016 (“Reglamento 8815”).



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 cuidosamente 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 de 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.

V. Determinación:

En virtud de la discusión que antecede, el Negociado de Energía **APRUEBA** el Acuerdo, sujeto a las siguientes condiciones:

1. Previo a la firma del Acuerdo la Autoridad deberá someter al Negociado de Energía para su revisión y aprobación, la versión final del Acuerdo, incluyendo el Apéndice I del Acuerdo, que contendrá los MTR finales aplicables al Proyecto.
2. Se debe añadir una disposición al Acuerdo que reconozca expresamente que ninguna disposición del Acuerdo podrá ser interpretada de manera que atente de manera alguna, con la jurisdicción y autoridad del Negociado de Energía.⁸³
3. Se debe modificar la cláusula de resolución de disputas (Artículo 22.12 del Acuerdo), para atemperarla a las disposiciones aplicables establecidas en la Ley 57-2014.

Si la Autoridad resulta 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

⁸³ 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.

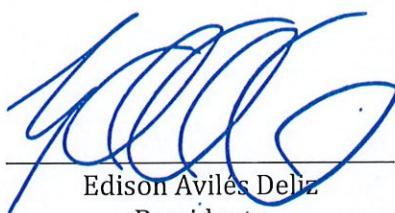


radicación electrónica del Negociado de Energía utilizando el enlace <http://www.radicación.energia.pr.gov>. Copia de la solicitud deberá ser enviada por correo regular a todas las partes notificadas de esta Resolución Final y Orden, dentro del término aquí establecido.

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.

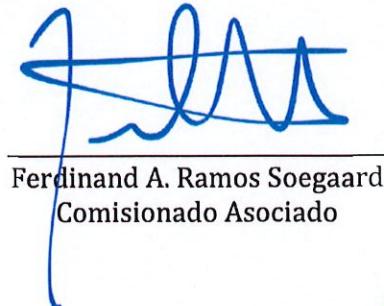
Regístrate y notifíquese.



Edison Avilés Deliz
Presidente



Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada



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 14 de agosto de 2020. El Comisionado Asociado Ángel R. Rivera de la Cruz emitió una opinión particular mediante la cual concurre con el resultado, pero no así con el análisis y los fundamentos esbozados en la presente Resolución y Orden. Certifico además que el 14 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@aepr.com, c-aquino@prepa.com y kbolanos@diazvaz.law. Certifico además que en este día, 14 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, 14 de agosto de 2020.


Wanda I. Cordero Morales
Secretaria





GOVERNMENT OF PUERTO RICO
PUBLIC SERVICE REGULATORY BOARD
PUERTO RICO ENERGY BUREAU

IN RE: ENMIENDA A CONTRATO DE
COMPRAVENTA DE ENERGÍA RENOVABLE:
PROYECTOS NO-OPERACIONAL RESUN
(BARCELONETA), LLC

CASE NO.: NEPR-AP-2020-0018

SUBJECT: Resolución Final sobre Solicitud de Aprobación de Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales entre ReSun (Barceloneta), LLC y la Autoridad.

Associate Commissioner Ángel R. Rivera de la Cruz, concurring

Today, the majority of the Puerto Rico Energy Bureau (“Energy Bureau”) determined to approve the proposed Power Purchase and Operating Agreement (“PPOA”) between the Puerto Rico Electric Power Authority (“PREPA”) and ReSun (Barceloneta) LLC (“ReSun”) (“Proposed Amended Contract”) regarding a 35 MW Solar Photovoltaic (“PV”) project (“Proposed Project”), as requested by PREPA through the June 19, 2020 motion titled *Petición de Aprobación de Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales* (“PREPA’s Petition”), filed under Case No. NEPR-AP-2020-0003.¹

Although I concur with approving the Proposed Amended Contract, I do not agree with the majority’s reasoning and arguments upon which they reached such determination. Therefore, I issue this opinion to establish the reasoning and basis of my concurrence.

* * *

In 2010, recognizing the adverse impact that fossil fuels may have on the environment, the Puerto Rico Legislative Assembly approved Act 82-2010,² which, among other things, established a mandatory Renewable Portfolio Standard (“RPS”) to promote the production of energy using renewable resources. Act 82-2010 established the RPS that retail energy providers (including PREPA) had to comply with, in order to achieve a goal of twenty percent (20%) power generation based on sustainable renewable sources by the year 2035.³

¹ In Re: Enmiendas a Contratos de Compraventa de Energía Renovable: Proyectos No-Operacionales, Case No. NEPR-AP-2020-0003. Through its Petition, PREPA requested the approval of sixteen renegotiated contracts, including the Proposed Amended Contract. On July 8, 2020, the Energy Bureau issued a *Resolution and Order* in Case No. NEPR-AP-2020-0003 (“July 8 Resolution and Order”), through which it separated the sixteen cases in an equal number of dockets. The Energy Bureau assigned Case No. NEPR-AP-2020-0018 as the docket number under which it would evaluate the Proposed Amended Contract. July 8 Resolution and Order, p. 7.

² *Public Policy Act on Energy Diversification through Sustainable and Alternative Renewable Energy in Puerto Rico*, as amended.

³ Act 82-2010, Statement of Motives, Art 2.3 (as enacted).

Retail energy providers may use Renewable Energy Credits (“REC”), equivalent to 1 MWh of electricity produced through renewables sources, to demonstrate compliance with the established RPS.⁴

Act 57-2014⁵ created the Energy Bureau as the independent and specialized entity in charge of regulating, overseeing and enforcing Puerto Rico’s energy public policy. Act 57-2014 entrusts the Energy Bureau with the power to establish RPS regulation and to ensure compliance with the RPS.⁶

Act 17-2019⁷ established the Puerto Rico public policy on energy, to, among other things, set parameters for a resilient, reliable and robust energy system, with just and reasonable rates for all classes of customers. Through Act 17-2019, the Legislature adopted parameters for a fleet modernization that considers and promotes a broader use of sustainable sources. Likewise, Act 17-2019 adopts a public policy for phasing out the use of fossil fuels, and ultimately eradicate our reliance on gas, coal and oil. Specifically, Act 17-2019 modified the RPS requirements established by Act 82-2010. It increased the RPS percentage of renewable generation to forty percent (40%) by 2025, sixty percent (60%) by 2040, and of one hundred percent (100%) by the year 2050.⁸ On the other hand, Act 33-2019⁹ established that by 2022, twenty percent (20%) of all generation must come from renewable sources.¹⁰ Moreover, Act 17-2019 calls for a total ban of coal-based generation by January 1, 2028.¹¹

As part of its oversight duties, Article 6.32 of Act 57-2014 grants the Energy Bureau the power to evaluate and approve all power purchase agreements that PREPA intends to enter with any independent energy provider, prior to their execution. This includes all agreements for the acquisition of energy that is produced using renewable resources.¹² The provisions of Article 6.32 do not apply to power purchase agreements entered prior to the enactment of Act 57-2014; however, any extension or amendment thereof are subject to the Energy Bureau’s approval.¹³

⁴ *Id.*, Art 2.11 (as enacted) (amended and renumbered as Art. 2.10 by Act 17-2019, Art. 4.9).

⁵ *Puerto Rico Energy Transformation and RELIEF Act*, as amended.

⁶ Act 57-2014, Art. 6.3(f), (u).

⁷ *Puerto Rico Energy Public Policy Act*.

⁸ Act 17-2019, Art. 1.6(7); Art. 4.2 (amending Art. 2.3 of Act 82-2010).

⁹ *Puerto Rico Climate Change Mitigation, Adaptation and Resilience Act*

¹⁰ Act 33-2019, Art. 5(4).

¹¹ *Id.*, Art. 1.6(3); Art. 4.11 (adding a new Art. 2.13 to Act 82-2010).

¹² Act 57-2014, Art. 6.32 (Act 57-2014, Art. 6.33 (as enacted), amended and renumbered as Art. 6.32 by Act 4-2016, Art. 26).



In conducting such evaluation, the Energy Bureau must ensure that the proposed power purchase agreement is consistent with the energy public policy established by Act 17-2019,¹⁴ and with the Integrated Resources Plan (“IRP”).¹⁵ Moreover, the Energy Bureau must ensure that the charges and fees that will be paid to the independent energy producer are just, reasonable, and protect public interest and public finances.¹⁶ To that effect, the Energy Bureau should determine that parameters related to profit margin and price escalators are based on industry costs and profitability benchmarks, given the nature of the Proposed Project.¹⁷ The Energy Bureau should also ensure that the interconnection of the Proposed Project will not jeopardize the reliability and safety of the electric system.¹⁸

Article 1.11(b) of Act 17-2019 reiterates that any power purchase agreement, or any amendment to, or extension of, a power purchase agreement awarded prior to the approval of Act 57-2014, between PREPA and any independent power producer, shall be executed pursuant to the provisions of Article 6.32 of Act 57-2014 and the regulations adopted thereunder by the Energy Bureau.¹⁹ The referenced Article 1.11 also directs the Energy Bureau to establish the regulation parameters related to pricing, adjustments, price escalators, and profit margins of power purchase agreements.²⁰

Article 6.3 of Act 57-2014 gives the Energy Bureau the power to establish and implement regulations, as well as to enforce the necessary regulatory actions to implement guidelines, standards, practices, and processes pertaining to purchase power agreements.²¹ In addition, the Energy Bureau has the power to establish and implement, through regulation, the public policy rules regarding electric power service companies, as well as any transaction, action or omission in connection with the electric power grid and the electric power infrastructure of Puerto Rico.²² The Energy Bureau shall implement such public policy rules that are consistent with the Energy Public Policy.²³ Moreover, Article 6.32(c) of

¹³ Act 57-2014, Art. 6.32(b).

¹⁴ *Id.*

¹⁵ *Id.*, Art. 6.32(d).

¹⁶ *Id.*, Art. 6.32(g).

¹⁷ *Id.*

¹⁸ *Id.*, Art. 6.32(f).

¹⁹ Act 17-2019, Art. 1.11(b).

²⁰ *Id.*

²¹ Act 57-2014, Art. 6.3(c).

²² *Id.*, Art. 6.3(b).

²³ *Id.*



Act 57-2014, invests the Energy Bureau with authority to adopt the necessary guidelines for the evaluation and approval of power purchase agreements.²⁴

Given that Article 6.32 of Act 57-2014 provides a comprehensive statutory framework for the evaluation and approval of power purchase agreements, and for the evaluation and approval of the extensions and amendments of power purchase agreements, and given that the Energy Bureau has ample powers to adopt all necessary guidelines to conduct such evaluation and approval, the Energy Bureau has the power to evaluate and approve the Proposed Amended Contract.

As such, the determination the Energy Bureau has to make is *not* whether the Proposed Amended Contract results in savings when compared to the original contract. Rather, the questions before the Energy Bureau are: (i) whether the Proposed Amended Contract is consistent with the Approved IRP;²⁵ (ii) whether the Proposed Amended Contract is consistent with the Puerto Rico Energy Public Policy; (iii) whether the proposed rate structure is just, reasonable, and protects public interest and public finances; (iv) whether the interconnection of the Proposed Project jeopardizes the reliability and stability of the system; and (v) whether the parameters related to profit margin and price escalators are based on industry costs and profitability benchmarks.

It is evident that, with all other conditions being equal, a contract that originally had a starting price of 14.5 ¢/kWh with an additional charge of 2.5 ¢/kWh for Renewable Energy Credits and uncapped escalators, will be more expensive than a contract with a starting price of ~10 ¢/kWh, inclusive of RECs, with a 14.1 ¢/kWh price cap. However, this analysis alone does not determine if the Proposed Amended Contract is consistent with the Approved IRP and the Energy Public Policy. Nor does it provide guidance with respect to the other determinations the Energy Bureau must make in accordance with Article 6.32 of Act 57-2014.

The Approved IRP became legally binding and enforceable on March 13, 2017.²⁶ It is a modified version of the IRP filed by PREPA during the initial IRP approval proceeding.²⁷ The Approved IRP consists of two segments: (1) the Action Plan, and (2) the Resource Planning Information.²⁸ The Resource Planning Information is the final version of the

²⁴ *Id.*, Art 6.3(c).

²⁵ See 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, Case No. CEPR-AP-2015-0002, September 23, 2016 ("IRP Final Order").

²⁶ Resolution and Order, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Case No. CEPR-AP-2018-0001, March 14, 2018, p. 3.

²⁷ IRP Final Order, p. 83.

²⁸ *Id.*, pp. 83 – 90.



Updated Fuel IRP, filed by PREPA on April 25, 2016 in Case No. CEPR-AP-2015-0002 ("Updated Fuel IRP").²⁹ The Approved IRP lists a series of Solar PV projects that were considered during the IRP approval process, totaling 1,056 MW of Solar PV installations.³⁰ According to the Updated Fuel IRP, in addition to these 1,056 MW, 215 MW of generic PV capacity will be needed to achieve the then RPS mandated level.³¹ Since the new RPS calls for an increase in renewable energy sources, the capacity needed to meet the new RPS goals is much higher than the one considered in the Approved IRP.³²

The Proposed Amended Contract is for a 35 MW facility. It is identified as Contract No. 2012-P00061, PV Project # 39, in the Updated Fuel IRP of the Approved IRP, (then for 20 MW).

A
It is important to note that, even though the Energy Bureau considered the 1,056 MW + 215 MW = 1,271 MW of Solar PV capacity in the Approved IRP, the Energy Bureau determined that pricing for the non-operational PV PPOAs was not in line with what would have been considered reasonable at that time.³³ Therefore, the Energy Bureau instructed PREPA to "conduct a detailed audit of all existing renewable energy contracts for projects which are not yet operational, **and pursue renegotiation of or exit from** these contracts as appropriate".³⁴

Regarding new renewable energy contracts, the Energy Bureau instructed PREPA to perform a competitive bidding process pursuant to Regulation 8815³⁵ and to seek agreements consistent with such competitive bidding process.³⁶ The purpose of these

²⁹ Supplemental Integrated Resource Plan, In Re: Integrated Resource Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority, Case No. CEPR-AP-2015-0002, April 25, 2016.

³⁰ Updated Fuel IRP, p. 5-6, Table 5-6.

³¹ *Id.*, p. 5-4.

³² See Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan, Case No. CEPR-AP-2018-0001, June 7, 2019 ("Proposed IRP"). Under all scenarios studied in the Proposed IRP, it is required to add at least 2,000 MW of Solar PV capacity to meet the new RPS goals. However, the Proposed IRP is still under the consideration of the Energy Bureau.

³³ IRP Final Order, p. 62, ¶ 186. "The prices in the existing contracts exceed PREPA's own estimates of the reasonable all-in cost for new solar electricity." The Energy Bureau concluded that "[t]he contracts limit PREPA's ability to add cost-effective new renewable energy to its system." *Id.*, p. 61, ¶ 184.

³⁴ *Id.*, p. 82, ¶ 277 (emphasis supplied). See also, *id.*, p. 87, ¶ 299. PREPA was required to file bi-annual reports on its efforts to renegotiate or exit from the non-operational contract (*id.*). No meaningful progress was reported until recently.

³⁵ *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*, Regulation No. 8815, November 9, 2016 ("Regulation 8815").

³⁶ IRP Final Order, p. 87, ¶ 300.



A

directives (*i.e.* renegotiate the existing non-operational contracts and perform a competitive bidding process for new renewable generation procurement) was to ensure PREPA could obtain reasonable prices that would be consistent with real market conditions, in order to add cost-effective generation assets to the system.³⁷

Now, according to PREPA's Governing Board, under Title III of the *Puerto Rico Oversight, Management and Economic Stability Act*³⁸ ("PROMESA"), "PREPA may modify, renegotiate or resolve these PPOAs if such action is for the benefit of PREPA and the people of Puerto Rico."³⁹ Exercising this power, on July 7, 2020, PREPA, through the Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico ("FOMB"), as PREPA's representative, filed before the United States District Court for the District of Puerto Rico, a document titled *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* ("July 7 Motion").⁴⁰ Through the July 7 Motion, PREPA requested the Title III Court to reject twenty-seven (27) renewable energy PPOAs that were signed between 2011 and 2013.⁴¹

In support of its petition, PREPA averred that "none of the projects under the Rejected PPOAs would be ready to supply cost-effective energy to PREPA in the near-term."⁴² PREPA

³⁷ See *id.*, p. 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." To that effect, the Energy Bureau pointed out that, at that time, the "expected cost of new contracts in 2021 would be only \$130/MWh. This \$130/MWh figure is itself too high, because it reflects not only reasonable cost and reasonable profit (stated on a levelized basis), but also a payment for RECs ... including a REC price in any contract price that is already fully compensatory is excessive. PREPA's use of that REC-increased levelized cost of energy figure thus understates the extent to which new project would cost PREPA less than its existing contracts – if PREPA can withdraw from those existing contracts." *Id.*, p. 62, ¶ 186 (footnote omitted, emphasis supplied). The Energy Bureau stated that, if PREPA removed the REC price from the existing contract, the LCOE for renewables in 2021 could be about \$100/MWh, "which is 56% of the highest-priced existing contract (\$185/MWh) and 63% of the lowest-priced contract (\$160/MWh)." *Id.*, n. 208.

³⁸ Pub. L. 114-187.

³⁹ Resolution 4749, PREPA Governing Board, November 20, 2019, p. 1.

⁴⁰ In Re: Puerto Rico Electric Power Authority, United States District Court for the District of Puerto Rico, Case No. 17-BK-4780-LTS, FOMB, July 7, 2020 (Docket Entry 2050).

⁴¹ July 7 Motion, p. 3, ¶¶ 6 – 7. We must point out that on July 8, 2020, PREPA filed before the Title III Court a document titled *Notice of Submission of Amended Exhibit to 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*, through which it modified the rejected PPOAs' list (Docket Entry 2055). PREPA added one contract and removed one contract from the rejected PPOAs' list.

⁴² *Id.*, p. 3, ¶ 7. To that effect, PREPA argued that "the overwhelming majority of the projects contemplated under these agreements have not progressed to an advanced enough stage of development for building to begin in the near-term, and the few that may have commenced construction are at best in the early stages." *Id.*



A

also argued that “the contract rates for sales of energy agreed to by PREPA under the Rejected PPOAs are above current market prices for renewable energy, often by more than 30%, with uncapped escalation and additional charges for renewable energy credits.”⁴³ PREPA concludes that “[i]f the projects contemplated under the Rejected PPOAs were developed under current contractual terms, the energy prices and contractual conditions for these projects would impose an unnecessary financial burden on the ratepayers of Puerto Rico.”⁴⁴ For these reasons, PREPA requested the Title III Court to issue “an order authorizing PREPA to reject the Rejected PPOAs and granting such other relief as is just and proper.”⁴⁵

Since PREPA has the option to renegotiate or to seek the resolution of the non-operational contracts, the analysis regarding the Proposed Amended contract should not be limited to determining if it represents a lower cost option than the original contract. The Energy Bureau must determine if the renegotiated prices are consistent with the real costs of operation, including a reasonable rate of return for the contracting party, and if they are consistent with today’s Puerto Rico Solar PV market price.

In other words, the Energy Bureau must determine if the renegotiated terms are reasonable, based on the current available information regarding Solar PV pricing for Puerto Rico. This is of special significance given that the projects listed in PREPA’s Petition, and in particular the Proposed Amended Contract, were not subjected to a competitive bidding process.

Normally, information regarding real market prices are obtained through a competitive bidding process. However, PREPA has yet to complete a competitive bidding process for the procurement of Solar PV. Therefore, no real market data exists to establish a current market price for Solar PV.

The most recent information available regarding Solar PV costs in Puerto Rico, is the pricing assumptions developed by PREPA in the current IRP review proceeding, Case No. CEPR-AP-2018-0001, In Re: Review of the Puerto Rico Electric Power Authority Integrated Resource Plan (“Current IRP Proceeding”). According to PREPA, “[t]he cost estimates for utility scale solar PV projects are developed through the following steps: 1) establish baseline solar PV operating and overnight capital costs estimate; 2) evaluate interconnection and land costs specific to Puerto Rico; 3) assess construction and financing costs reflecting Puerto Rico specific assumptions; and 4) calculate Levelized Cost of Energy (LCOE) for solar PV in Puerto Rico.”⁴⁶

⁴³ *Id.*, p. 4, ¶ 9.

⁴⁴ *Id.*

⁴⁵ *Id.*, p. 5, ¶ 13.

⁴⁶ Proposed IRP, p. 6-19, § 6.4.



PREPA calculated the Levelized Cost of Energy (“LCOE”) under a Mid case and a Low case PV price scenarios. The results of these calculations are presented in Table 1.⁴⁷

Table 1: LCOE Solar PV in Puerto Rico (Proposed IRP)

Commercial On Line Year	Low Case Solar PV 2018\$/MWh	Mid Case 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

For year 2020, the calculated LCOE range (*i.e.* low to mid cases) was \$56/MWh to \$63/MWh (equivalent to \$0.056/kWh to \$0.063/kWh). For the purpose of the Proposed IRP, PREPA expressed that “[a]ll new resources are assumed in this IRP that will be developed by third parties that will recover operating and maintenance cost and recover its capital expenditures via periodic payments from PREPA.”⁴⁸ Moreover, following discussions PREPA held with stakeholders, PREPA “considers future builds to be financed by third parties and consider that PREPA obtain financial backing to contract **as a credit-worthy counterparty**, if and as needed.”⁴⁹ Based on this assumption, PREPA calculated a Weighted Average Cost of Capital (“WACC”) of 8.50%.⁵⁰

Notwithstanding the above, PREPA’s Governing Board defined the “market price” of Solar PV as \$0.10/kWh (*i.e.* \$100/MWh).⁵¹ On July 28, 2020, the Energy Bureau issued a Resolution and Order in the instant case (“July 28 Resolution”), through which, among other things, requested PREPA to explain the basis for PREPA’s Governing Board’s determination regarding the \$0.10/kWh market price for Solar PV and any Resolution the Governing Board had issued to that effect.⁵² Although PREPA submitted most of the information requested in

⁴⁷ *Id.*, p. 6-23. Exhibit 6-31.

⁴⁸ *Id.*, p. 6-2, § 6.2.

⁴⁹ *Id.*, § 6.2.1 (emphasis supplied).

⁵⁰ *Id.* All assumptions used in the WACC calculation were presented as Exhibit 6-1 of the Proposed IRP.

⁵¹ PREPA’s Petition, Exhibit B, *Non-Operating Renewable Energy PPOA Transactions memorandum dated May 26, 2020*, p. 2.

⁵² July 28 Resolution, p. 4.



the July 28 Resolution, it failed to provide the information regarding the \$0.10/kWh purported market price for Solar PV.⁵³

On the other hand, PREPA included as Exhibit E to its Petition, a document titled *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition* ("NEP Report").⁵⁴ Among other things, the NEP Report analyzed the WACC and LCOE calculations and assumptions included in the Proposed IRP. According to the report, "PV cost estimates used for the Integrated Resource planning purposes **are fully adequate for planning purposes but require some adjustments to be made to allow them to be compared on an apples-to-apples basis with the current PPOAs.**"⁵⁵ Such adjustments include "1) the cost of capital if PREPA is not credit worthy, 2) Omissions in the O&M costs that are Puerto Rico specific, such as Hurricane Insurance."⁵⁶

Contrary to the Proposed IRP assumption that PREPA would be considered a credit-worthy counterparty to any renewable source procurement contract, the NEP Report points out that "[a]s of March 31 2019, the Moodys updated credit risk for PREPA is under investment grade as Ca."⁵⁷ According to the NEP Report, "[t]his corresponds to a highly uncertain and speculative investment risk with significant default risk."⁵⁸ Therefore, the NEP Report concludes that PREPA's specific risk premium must be higher than the stated risk premium presented in the Proposed IRP.⁵⁹ The underlying conclusion is that PREPA should not be treated as a credit-worthy counterparty.⁶⁰

The NEP Report concluded that the asset beta (0.7), equity beta (1.08), risk free rates (2.95%) and market premium (5.5%) assumed in the Proposed IRP for Solar PV are all in line with nationally expected averages.⁶¹ However, the NEP Report determined that the PREPA Company Specific Risk Premium at the Caa and Ca Moodys Investment Ratings are

⁵³ See *Moción en Cumplimiento de Orden Solicitando Información Adicional*, July 29, 2020.

⁵⁴ PREPA's Petition, Exhibit E, *Review of Legacy Solar PV PPOAS and Recommendations for Disposition*, New Energy Partners, Inc., dated December 23, 2019.

⁵⁵ NEP Report, p. 15 (footnote omitted, emphasis supplied).

⁵⁶ *Id.*

⁵⁷ *Id.*, p. 16 (citation omitted).

⁵⁸ *Id.*

⁵⁹ *Id.*

⁶⁰ See *Id.*, p. 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."

⁶¹ *Id.*, p. 16.



7.16% and 9.95%,⁶² respectively, instead of the 4% assumed in the Proposed IRP.⁶³ The NEP Report based its conclusion on several academic studies that reflect that the Implied Increase in Risk from below Investment grade counterparty credit are 3.16% and 5.95% for Caa and Ca-C Moodys Investment Rating, respectively.⁶⁴

The NEP Report calculated the Cost of Equity as 16.05% and 18.86% for the Caa and Ca Moodys Investment Ratings, respectively.⁶⁵ These are higher than the 12.91% assumed in the Proposed IRP.⁶⁶

On the other hand, the NEP Report used the same Implied Increase in Risk assumption to calculate the Pre-Tax Cost of Debt. The resulting After-Tax Cost of Debt is 5.5% and 7.45% for the Caa and Ca Moodys Investment Ratings, respectively.⁶⁷

Using the calculated Cost of Equity and After-Tax Cost of Debt, the NEP Report concludes that the WACC for the Caa and Ca Moodys Investment Ratings, are 11% and 13.5%, respectively.⁶⁸ The corresponding Capital Charge Rates are 11.97% and 14.1%.⁶⁹ In contrast, the Proposed IRP assumed a WACC equal to 8.5% and a Capital Charge Rate of 9.8%.⁷⁰

The results of applying the WACC and the Capital Charge Rate calculated for the Caa and Ca Moodys Investment Ratings to the Mid case and Low case scenarios contained in the Proposed IRP are presented in Table 2.

⁶² *Id.*, p. 18.

⁶³ *Id.*, p. 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."

⁶⁴ *Id.*, p. 17.

⁶⁵ *Id.*, p. 18.

⁶⁶ *Id.*, p. 19.

⁶⁷ *Id.*, p. 18.

⁶⁸ *Id.*, p. 19.

⁶⁹ *Id.*

⁷⁰ *Id.*



Table 2: LCOE Solar PV for Caa and Ca Investment Ratings⁷¹



Commercial On Line Year	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Low Case 2018\$/MWh	Mid Case 2018\$/MWh	Low Case 2018\$/MWh	Mid Case 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

The NEP Report also states that the calculated LCOE should be adjusted by removing the costs associated to interconnection (~\$4/MWh) since PREPA will bear these costs under the Proposed Amended Contract.⁷² Moreover, the NEP Report determined that the calculated LCOE should be further adjusted based on the costs associated to hurricane insurance (~\$8/MWh) that were not considered in the Proposed IRP.⁷³ The results of these adjustments are presented in Table 3.

Table 3: Adjusted LCOE Solar PV for Caa and Ca Investment Ratings

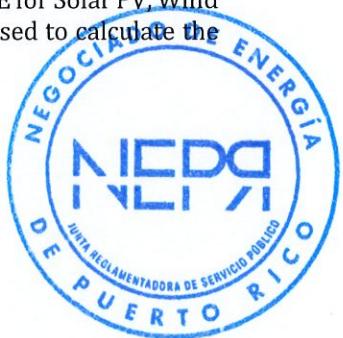
Commercial On Line Year	Caa (WACC = 11%)		Ca (WACC = 13.5%)	
	Low Case 2018\$/MWh	Mid Case 2018\$/MWh	Low Case 2018\$/MWh	Mid Case 2018\$/MWh
2018	85	94	102	114
2019	81	91	97	110
2020	77	86	93	104
2021	79	87	96	105
2022	82	92	99	111
2023	93	106	112	128
2024	91	105	110	127

For year 2020, the adjusted LCOE range (*i.e.* low to mid cases) for the Ca rating was \$77/MWh to \$86/MWh (equivalent to \$0.077/kWh to \$0.086/kWh). For the Caa rating the

⁷¹ As part of the workpapers submitted in support of the Proposed IRP, PREPA included the file "PREPA IRP Solar Wind Storage Costs-Updated CF-Wind-final.xlsx". This file is used to calculate the LCOE for Solar PV, Wind and Storage resources included in the Proposed IRP. A modified version of this file was used to calculate the LCOE for the Moody's Caa and Ca Investment Ratings, using the corresponding WACC

⁷² NEP Report, p. 20.

⁷³ *Id.*, pp. 20 – 21.



range was \$93/MWh to \$104/MWh (equivalent to \$0.093/kWh to \$0.104/kWh). The overall range for the same year was \$77/MWh to \$104/MWh (*i.e.* \$0.077/kWh to \$0.104/kWh).⁷⁴

Table 4 contains a summary of these results. Including a comparison with the LCOE included in the Proposed IRP.

Table 4: LCOE Range (Low to Mid case) for Solar PV; Proposed IRP, and Caa and Ca Investment Ratings

Commercial On Line Year	Proposed IRP (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

The \$0.10/kWh (*i.e.* \$100/MWh) “market price”, as defined by PREPA’s Governing Board, is at the high side of the range of the Ca Moody’s Investment Rating and above the range for both, the Caa Moody’s Investment Rating and the Proposed IRP. Based on PREPA’s current credit rating and financial circumstances (*i.e.* below investment grade rating), the \$0.10/kWh could be considered reasonable for projects that will be commercially available in a short period of time.

Moreover, in its Resolution 4749, PREPA’s Governing Board established that, in order to add 300 MW of new solar projects in 2020 and an additional 780 MW in 2021, as contemplated in the Proposed IRP, PREPA must “carry out a direct negotiation with existing PPOA counterparties that have shovel-ready projects in order to achieve more beneficial terms for PREPA and hence, the people of Puerto Rico.”⁷⁵ PREPA Governing Board also expressed that “[a]t the moment, **PREPA has 16 shovel-ready projects** (Projects) in place with several renewable energy producers.”⁷⁶ The Proposed Project is one of such sixteen projects. A shovel-ready project is a project where planning, permitting, engineering and

⁷⁴ For year 2023, which corresponds to the expected commercial online date for the Proposed Project, the overall range is \$93/MWh to \$128/MWh (corresponding to \$0.093/kWh to \$0.128/kWh). This presupposes that PREPA or its successor would not be credit-worthy at that time. As discussed below, it is expected for PREPA to come out of the Title III within the next couple of years. During that timeframe, it is also expected for the transfer of the operation of PREPA’s Transmission and Distribution system to a private operator to be completed.

⁷⁵ Resolution 4749, PREPA Governing Board, November 20, 2019, p. 1.

⁷⁶ *Id.*, p. 2 (emphasis supplied).



other preparation aspects are sufficiently advanced so that it can begin construction in a very short period of time.

Now, in the case of the Proposed Amended Contract, the initial rate is \$0.099/kWh, inclusive of RECs. This rate is slightly under the \$0.10/kWh.

The Proposed Amended Contract contains a 2% price escalator that is capped at 14.1 ¢/kWh. Price escalators are normally used in this type of contracts. The 2% included in the Proposed Amended Contract is in line with industry standard (between 2% and 5%). Capping such escalator is not as common, and in the present case, represents an additional benefit to PREPA customers. Therefore, based on PREPA's current financial circumstances, the initial rate described above and the 2% price escalator capped at 14.1 ¢/kWh can be considered reasonable and within industry standards.

However, even though PREPA described the Proposed Project as "shovel ready", its expected Commercial Operation Date is twenty-four months (24) after the contract's execution date.⁷⁷ Therefore, the Proposed Project will not be able to help PREPA achieve the addition of 300 MW of new solar projects in 2020 or the addition of 780 MW in 2021, as expressed in PREPA's Governing Board Resolution 4749. This was part of the basis to determine to seek a renegotiation of the "shovel ready" PPOAs.

The Proposed Project expected Commercial Operation Date is of special significance since during this twenty-four-month timeframe, PREPA is expected to complete the transition with the selected Operator to take over the operations of PREPA's Transmission and Distribution System ("T & D System"). Moreover, PREPA is also expected to exit the Title III process within the same timeframe. Once PREPA's debt is restructured and transferred to the Special Purpose Vehicle created to that effect, PREPA will be in position to obtain an improved credit rating.

Under these circumstances, either a credit-worthy PREPA or a credit-worthy T & D System Operator, would be the counterparty to any PPOA. As such, the current Ca and Caa Investment Ratings assumptions might not be valid at that time. Hence, PREPA or the T & D System Operator would be in position to procure better terms than the ones described herein, which could be closer to the ones assumed in the Proposed IRP. If this materializes, the \$0.10/kWh "market price" set by PREPA might not be reasonable.

That said, at this moment, the sixteen projects listed in PREPA's Petition represent the projects that are closest to being developed. Even if a new competitive procurement process (*i.e.* Request for Qualifications/Request for Proposals) was to start today, the Commercial Operation Date of the selected projects most likely would not be within the expected twenty-four to thirty-six months⁷⁸ of the projects listed in PREPA's Petition.

⁷⁷ 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, p. 17.



We must point out that, under the terms of the Proposed Amended Contract, ReSun is expected to earn an unlevered rate of return of about 6.3%.⁷⁹ The NEP Report states that investors require an unlevered return of about 11% - 13.5% at the Moody's rating of Caa to Ca.⁸⁰ The benchmark used in the Proposed IRP was 8.5%. To that effect, the NEP Report warns that "if PREPA was investment grade, then the Siemens benchmark plant and many of the PPOA projects would earn large premiums over the investment grade weighted average cost of capital (8.5%)."⁸¹ Today's circumstances are closer to the Caa/Ca rating. Therefore, under these particular and specific circumstances, the estimated unlevered rate of return earned by ReSun could be deemed reasonable, since it does not exceed the unlevered rate of return parameters.

As such, the proposed rate structure would yield profit margins that will not have a negative effect on the public interest and the public finances. We must point out that the NEP Report cautions that ReSun "will have to significantly improve both capital and operating efficiency in order to attract finance" and "would have to lower both capital and operating cost to be financeable at *even if PREPA's financial condition improved to investment grade*".⁸²

Although PREPA is expected to exit its Title III Proceeding within the next couple of years, there is still uncertainty as to when that will happen. There is also uncertainty as to when can PREPA obtain an investment-grade rating once it exits the Title III Proceeding. Moreover, as established in Act 82-2010, as amended by Act 17-2019 and Act 33-2019, PREPA is required to achieve a 20% renewable generation by 2022 and 40% by 2025. This is a very aggressive timetable. Therefore, actions must be taken now in order to achieve said renewable generation goals.

As stated before, the projects listed in PREPA's Petition are the closest to being developed. Under today's special circumstances the initial rate of \$0.099/kWh agreed upon by PREPA and ReSun, as well as the expected rate of return, could be deemed reasonable. As a result, I don't object to the approval of the Proposed Amended Contract.

However, it shall be pointed out that the circumstances surrounding the projects listed on PREPA's Petition are very specific and unlikely to repeat. As stated before, the Approved IRP mandated for PREPA to seek renegotiation or exit from these renewable PPOAs. To the extent that PREPA completed said renegotiation and obtained terms that,

⁷⁸ *Id.*

⁷⁹ NEP Report, Exhibit 1. It is important to note that for this particular project no levered rate of return could be determined. According to the NEP Report, a project with a low IRR, such a ReSun, typically can not pass the Debt Service Coverage Ratio test, nor would leverage boost return. *Id.*, p. 11.

⁸⁰ *Id.*, p. 24.

⁸¹ *Id.*, p. 24.

⁸² *Id.*, p. 25 (emphasis in the original).



under these special circumstances, are deemed reasonable, it can be concluded that the Proposed Amended Contract is consistent with the Approved IRP.

Now, this type of negotiation is only applicable to the legacy renewable energy contracts. As determined in the Approved IRP, all other renewable generation procurement shall be subject to competitive bidding processes. That is the only way to guarantee PREPA will obtain the most favorable terms for such procurement.

To that effect, I must **EMPHASIZE** that the determination regarding the reasonableness of the initial \$0.099/kWh rate associated with the Proposed Amended Contract, only applies to the special circumstances described above. It SHOULD NOT BE CONSTRUED as a price signal for future competitive bidding processes. Nor SHOULD IT BE CONSTRUED as an acceptance of PREPA's Governing Board's "market price" definition of \$0.10/kWh. Solar PV prices should be market-driven and not PREPA-established.

A Now, one of the criteria the PREPA Governing Board established for the evaluation of the renegotiated contracts was whether ratepayers will save money over the life of the project.⁸³ The NEP Report states that this is often the case, but not always.⁸⁴ Notwithstanding, the NEP Report also states that "[t]he analysis shows that ratepayers will have net energy benefits for PPOAs under at 10¢/Kwh or less."⁸⁵ According to the NEP Report, "[t]his is true irrespective of any future EPA decision to impose MATS compliance on PREPA, higher REC values, and at all discount rates."⁸⁶

Although important, this metric is not as relevant as the reasonableness analysis of Solar PV Prices. Even if the renewable generation costs are slightly higher than the fossil-fueled generation it displaces, PREPA would have to acquire a considerable amount of renewable resources in order to comply with the RPS goals.

Moreover, as stated before, Act 17-2019 established as public policy the reduction on the dependency of fossil-fueled generation, which has to be zero by 2050. At the same time, Act 17-2019 mandates an increase in renewable generation. Therefore, to the extent that PREPA is obligated to comply with the RPS established in Act 82-2010 and with the mandate to reduce the dependence on fossil-fueled generation, PREPA must acquire the necessary amount of renewable generation resources at reasonable, market-driven prices. In that regards, the Proposed Project is aligned with the Energy Public Policy regarding the RPS, the reduction in dependency of fossil-fueled generation and the increase in energy generation through renewable resources.

⁸³ Resolution 4749, PREPA Governing Board, November 20, 2019, p. 2.

⁸⁴ NEP Report, p. 27.

⁸⁵ *Id.*, (emphasis removed).

⁸⁶ *Id.*, (emphasis removed).



The Proposed Project also meets the requirement that its interconnection will not jeopardize the reliability and safety of the electric system. Exhibit D of PREPA's Petition contain a document titled *Renewable Energy PPOA Interconnection Summary*, prepared in June 19, 2020 by PREPA's consultant Sargent & Lundy ("S & L Report"). The S & L Report summarizes the methodology and results of an initial interconnection screening study for the projects listed in PREPA's Petition, including the Proposed Project.⁸⁷

According to the S & L Report, there are no violations when the Proposed Project is considered on its own or with the neighboring non-operating Blue Beetle Project.^{88,89} When the Proposed Project is considered in conjunction with other proposed non-operating projects located electrically along the same transmission line (Line 37400), there are no thermal violations under normal operation of the transmission system (*i.e.* no contingencies).⁹⁰ However, the S & L Report notes that "existing overloads are slightly increased following contingencies and some new overloads can appear" and "[t]he new overloads may require the revision of the existing relay settings in the transmission system."⁹¹ The S & L Report particularly points out that at the time of the study certain step-down transformers were out-of-service, thus reducing the paths that were available for load flow during contingencies, which in turn contributed to the overloads.⁹² Given that the overload risks during contingency operations may be addressed by providing minor maintenance and repair to existing transmission elements and by reviewing relay settings, we find that the Proposed Project will not jeopardize the reliability and safety of the electric system.

In summary, the Proposed Amended Contract can be deemed to be consistent with the Approved IRP. Moreover, the Proposed Project is aligned with the Energy Public Policy regarding the RPS, the reduction in dependency of fossil-fueled generation and the increase in energy generation through renewable resources.

Based on the current PREPA financial and economic conditions, the proposed rate structure, starting with a \$0.099/kWh rate, escalated at 2% annually and capped at \$0.141/kWh, could be considered reasonable. In addition, the profit margin at the current PREPA conditions can also be deemed reasonable, and in line with profitability benchmarks. Similarly, the proposed escalators and price cap are also in line with industry standards.

⁸⁷ S & L Report, p. 1.

⁸⁸ *Id.*, Executive Summary, p. VIII.

⁸⁹ In Re: Enmiendas a Contrato de Compraventa de Energía Renovable: Proyecto No-Operacional Blue Beetle III, LLC, NEPR-AP-2020-0006.

⁹⁰ S & L Report, Executive Summary, p. VIII.

⁹¹ *Id.*

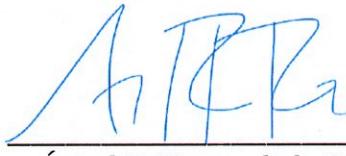
⁹² *Id.*, Load Flow Analysis, Section 5.1.2, pp. 16-24.



Therefore, it can be determined that the proposed rate structure protects public interest and public finances. Finally, PREPA provided sufficient information to determine that the interconnection of the Proposed Project will not jeopardize the reliability and stability of the system.

However, as established above, the determination regarding the reasonableness of the initial \$0.099/kWh rate, as well as the reasonableness of the price escalator and the profit margin associated with the Proposed Amended Contract, only applies to the special circumstances described above. It **SHOULD NOT BE CONSTRUED** as a price signal for future competitive bidding processes. Nor **SHOULD IT BE CONSTRUED** as an acceptance of PREPA's Governing Board's "market price" definition of \$0.10/kWh. Solar PV prices should be market-driven and not PREPA-established.

For all the above, I concur with the majority of the Energy Bureau's determination to approve the Proposed Amended Contract.



Ángel R. Rivera de la Cruz
Associate Commissioner

In San Juan, Puerto Rico, on August 14, 2020.

