

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



IN RE: SOLICITUD DE PROPUESTAS
PARA GENERACIÓN TEMPORERA DE
EMERGENCIA

CASO NÚM.: NEPR-AP-2020-0001

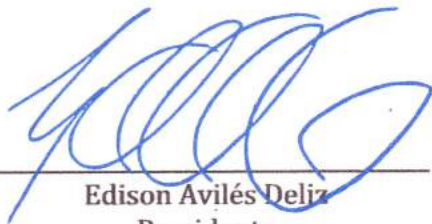
ASUNTO: Aprobación de Traducción.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

El Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") acordó la traducción al idioma español del documento original titulado *Resolution and Order, Request for Approval of Request for Proposals for Temporary Emergency Generation*, aprobado en el idioma inglés el 3 de marzo de 2020. De haber alguna discrepancia entre las versiones en español e inglés del documento original, prevalecerán las disposiciones de la versión en inglés.

Se **ORDENA** a la Secretaria del Negociado de Energía publicar la traducción aquí aprobada.

Notifíquese y publíquese.



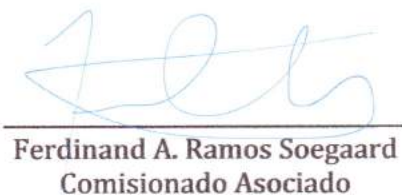
Edison Avilés Deliz
Presidente



Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado



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 4 de mayo de 2020. Certifico además que 4 de mayo de 2020, copia de esta Resolución y Orden, y su Anejo, fue notificada mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com, n-vazquez@aepr.com, c-aquino@prepa.com, kbolanos@diazvaz.law. Certifico además que hoy, 4 de mayo 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, 4 de mayo de 2020.


Wanda I. Cordero Morales
Secretaria



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



IN RE: SOLICITUD DE PROPUESTAS
PARA GENERACIÓN TEMPORERA DE
EMERGENCIA

CASO NÚM.: NEPR-AP-2020-0001

ASUNTO: Solicitud de Aprobación de
Solicitud de Propuestas para Generación
Temporera de Emergencia

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Trasfondo Procesal

El 6 y 7 de enero del 2020, Puerto Rico fue impactado por dos eventos sísmicos mayores con magnitud de 5.8 y 6.4¹, respectivamente, en la región sur, que resultaron en daños considerables a estructuras públicas y privadas, infraestructura, así como una interrupción del servicio eléctrico a través de toda la isla, incluyendo un apagón general ("Eventos Sísmicos"). Estos eventos causaron daños físicos a la infraestructura eléctrica incluyendo, pero sin limitarse a, las facilidades de generación de Costa Sur ("Facilidad Costa Sur") y EcoEléctrica, LLC ("Facilidad EcoEléctrica") de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad"). Desde entonces, han ocurrido más de cien (100) terremotos y réplicas lo suficientemente fuertes como para causar daños adicionales.

El 17 de enero de 2020, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía") emitió una Resolución y Orden en el Caso Núm. NEPR-MI-2020-0003 ("Resolución de 17 de enero"), mediante la cual inició un proceso para obtener información detallada sobre el estado de la infraestructura eléctrica de la Autoridad después de los Eventos Sísmicos.² El Director Ejecutivo de la Autoridad, junto con sus representantes designados, fueron citados a aparecer en una conferencia técnica en el Negociado de Energía el 21 de enero de 2020 para ofrecer información detallada sobre los Eventos Sísmicos, con énfasis particular en el estatus de la Facilidad Costa Sur.³

La conferencia técnica, en la que un grupo interdisciplinario de representantes de la Autoridad ofrecieron un informe al Negociado de Energía sobre los asuntos cubiertos en la Resolución de 17 de enero⁴, se celebró el 30 de enero de 2020. La Autoridad, también

¹ Magnitud reportada en la escala Richter.

² Véase Resolución y Orden, Conferencia Técnica, Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0003, *In Re: Impacto de los Recientes Eventos Sísmicos en el Sistema Eléctrico de Puerto Rico*, 17 de enero de 2020. ("Resolución del 17 de enero").

³ *Id.*

presentó documentos en cumplimiento con la Resolución de 17 de enero. Entre otros, la Autoridad presentó los siguientes documentos: (a) un informe resumiendo el progreso de la estabilización del sistema eléctrico en Puerto Rico tras los Eventos Sísmicos, (b) información sobre la capacidad, actual y a corto plazo, del sistema de generación eléctrica presente a la luz de la indisponibilidad de la Facilidad Costa Sur, (c) un informe resumiendo la evaluación preliminar de daños identificados en la Facilidad Costa Sur⁵, (d) un resumen de los impactos financieros de los Eventos Sísmicos a la Autoridad⁶, y (e) copias de las pólizas de seguro relevantes de la Autoridad cubriendo la Facilidad Costa Sur.⁷

En la conferencia técnica, los representantes de la Autoridad argumentaron que, dada la incertidumbre de los daños sufridos por la Facilidad Costa Sur y la probabilidad de que la Autoridad no podría ofrecer la carga base de generación durante la temporada de demanda pico (entre junio y septiembre del 2020), se podrían necesitar al menos 500 MW de generación temporera de emergencia para compensar por la pérdida de generación en la Facilidad Costa Sur. Los representantes de la Autoridad también admitieron que habían dado los pasos iniciales para publicar una solicitud de propuestas para obtener generación temporera de emergencia.

El 6 de febrero del 2020, el Negociado de Energía celebró una reunión ejecutiva con los representantes de la Autoridad para discutir alternativas para reducir el impacto de la pérdida de unidades de generación en la Facilidad Costa Sur.⁸ El 12 de febrero del 2020, la Autoridad presentó un documento titulado *Notificación y Solicitud Urgente de Aprobación de*

⁴ El 20 de enero del 2020, la Autoridad solicitó la recalendarización de la conferencia técnica, argumentando que necesitaban más coordinación para el personal de la Autoridad. Véase: *Urgente Solicitud de Posposición de Conferencia Técnica*. Además, los representantes legales de la Autoridad se presentaron en la conferencia técnica el 21 de enero de 2020 y volvieron a presentar el argumento en apoyo a la recalendarización de la conferencia. El Negociado de Energía le concedió a la Autoridad su solicitud de recalendarización de la conferencia técnica al 30 de enero de 2020.

⁵ Este informe, con fecha de enero 2020, está identificado como *Daños Sísmicos en Costa Sur (Resumen de la Inspección)*. El 2 de enero de 2020, la Autoridad radicó un documento titulado *Memorando de Derecho sobre Confidencialidad de Documentos*, solicitando el trato confidencial de este informe que está pendiente de resolución por parte del Negociado de Energía.

⁶ Este informe, con fecha de enero 2020, con título *Impacto Financiero tras el Terremoto M6.4 del 7 de enero del 2020 (Resumen para el Negociado de Energía de Puerto Rico)*. Inicialmente, la Autoridad solicitó el trato confidencial de este informe, sin embargo, durante la conferencia técnica celebrada el 30 de enero del 2020, la Autoridad retiró la petición de trato confidencial.

⁷ Véase *Moción en Cumplimiento con Orden Dictada en Sala el Pasado 30 de enero de 2020*, con fecha de 14 de febrero de 2020.

⁸ El 3 de febrero de 2020, la Autoridad radicó un documento titulado *Moción para Solicitar Reunión Ejecutiva*, bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2020-0003, mediante el cual solicitó una reunión ejecutiva. El 5 de febrero de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución bajo el mismo caso, mediante la cual calendarizó una reunión ejecutiva para las 6:30 p.m. el 6 de febrero de 2020.



Solicitud Temporal de Emergencia ("Presentación del 12 de febrero").⁹ La Presentación del 12 de febrero, incluyó los siguientes documentos: (a) *Solicitud para Propuestas de Generación Temporal de Emergencia 12 de febrero del 2020 Borrador Confidencial* ("RFP Propuesto"), que incluye un borrador propuesto de un *Acuerdo de Arrendamiento y Operaciones* ("AAO Propuesto para Unidades de Combustible Dual")¹⁰; (b) *Evaluación de Justificación de Negocios, Capacidad de Generación Temporal de Emergencia* ("Evaluación de Justificación de Negocios"); y, (c) *Guía para Procesos de Adquisiciones de Bienes y Servicios a través de Solicitud de Propuestas (RFP)*. La Autoridad solicitó además que el Negociado de Energía tratara el RFP Propuesto y sus anejos como documentos confidenciales.¹¹

El 25 de febrero del 2020, la Autoridad presentó un documento titulado: (a) *Suplemento a la Notificación y Solicitud Urgente para Aprobación de la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia* ("Presentación del 25 de febrero"). La Presentación del 25 de febrero, incluyó los siguientes documentos: (a) Exhibit A: *Acuerdo de Arrendamiento y Operaciones*¹²; (b) Exhibit B: *Proyección de Carga vs. Disponibilidad de Generación, Disponibilidad de Generación / Itinerario de Apagones, Actualizado 24 de sept. 2020*; (c) Exhibit C: *Disponibilidad de Generación sin Costa Sur, enero a diciembre 2020* (la "Proyección") y (d) Exhibit D: *Revisión del Proyecto de Recuperación Costa Sur de la Dirección de la Autoridad de Energía Eléctrica 21/2/2020* ("Informe de Generación – Dirección"). El 25 de febrero del 2020, la Autoridad también presentó un documento titulado: *Memorando de Derecho Solicitando un Trato Confidencial a Ciertos Exhibits Anejados al Suplemento de*

⁹ En apoyo a su solicitud, la Autoridad radicó los siguientes documentos: (1) Memorando de Derecho Solicitando Trato Confidencial para Ciertos Exhibits Anejados a la Notificación y Solicitud Urgente para la Aprobación de la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia; (2) Notificación y Solicitud Urgente para la Aprobación de la Solicitud de Propuestas para la Generación Temporal de Emergencia; (3) Memorando de Derecho Solicitando Trato Confidencial para Ciertos Exhibits Anejados a la Notificación y Solicitud Urgente para la Aprobación de la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia identificada con un sello rojo "Esta versión incluye información confidencial" y; (4) Notificación y Solicitud Urgente para la Aprobación de la Solicitud de Propuestas para la Generación Temporal de Emergencia, identificada con un sello rojo "Esta versión incluye información confidencial".

¹⁰ Específicamente, el documento titulado: *Acuerdo de Arrendamiento y Operación concerniente a la instalación, arrendamiento y operación de emergencia de unidades despachables de combustible-dual de generación, ubicadas en [•], Puerto Rico como parte del Programa de Generación Temporal de la Autoridad*. La Autoridad propone el uso de este contrato para el proceso de adquirir generación temporera de emergencia mediante el uso de unidades de combustible dual.

¹¹ Véase Memorando de Derecho Solicitando el Trato Confidencial para Ciertos Exhibits Anejados a la Notificación y Solicitud Urgente para la Aprobación de la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia, 12 de febrero de 2020.

¹² Específicamente el documento con título: *Acuerdo de Arrendamiento y Operación concerniente a la instalación, arrendamiento y operación de generación de energía renovable y tecnología de almacenamiento de energía con baterías ubicado en [•], Puerto Rico como parte del Programa de Generación Temporal de la Autoridad* ("AAO Propuesto para Unidades de Energía Renovable"). La Autoridad propone el uso de este contrato para el proceso de adquirir generación temporera de emergencia mediante fuentes de energía renovable y tecnología de almacenamiento de energía con baterías.



Notificación y Solicitud Urgente de Aprobación a la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Generación de Emergencia.

A través del RFP Propuesto, la Autoridad tiene la intención de adquirir capacidad y energía para reemplazar la pérdida de 820 MW de carga base de la Facilidad Costa Sur **hasta que la facilidad sea reparada, reemplazada, o se adopte otra solución alternativa para manejar la condición actual de la Facilidad Costa Sur.** Según la Autoridad, las evaluaciones preliminares indican que la reparación de la Facilidad Costa Sur, de ser viable, tomaría no menos de doce (12) meses.¹³ La Autoridad argumenta que la generación temporera de emergencia ofrecería una capacidad adicional de generación para cubrir este periodo, pero más importante aún, proveería capacidad temporera de generación durante la temporada de carga pico que comienza en o alrededor de junio 2020.¹⁴

El propósito del RFP Propuesto, es buscar una entidad, o múltiples entidades, que pueden entrar en un acuerdo de arrendamiento, instalación, operación y mantenimiento (o acuerdos) con la Autoridad para capacidad de generación despachable de un total agregado de hasta 500 MW, por un periodo inicial de doce (12) meses, con una extensión potencial de seis (6) meses.¹⁵ La generación requerida será instalada en varias ubicaciones identificadas por la Autoridad en el RFP Propuesto. El RFP Propuesto también contempla la posible compra de los activos de generación por parte de la Autoridad.¹⁶

La Presentación del 12 de febrero y la Presentación del 25 de febrero contienen los argumentos de la Autoridad en apoyo de la aprobación del RFP Propuesto. Por las razones que se discuten abajo, y sujeto a las **condiciones** que se estipulan en adelante, el Negociado de Energía **APRUEBA** el RFP Propuesto.¹⁷ Además, el Negociado **CONCEDE** la solicitud de la

¹³ Véase el RFP Propuesto, p. 5.

¹⁴ *Id.*

¹⁵ El RFP Propuesto menciona en varias instancias que se espera que el AAO tenga un término inicial de doce (12) meses, con una (1) extensión potencial de seis (6) meses. Véase RFP Propuesto (*Término del Contrato*) en la p. 8. Sin embargo, el AAO Propuesto para Unidades de Combustible Dual y el AAO Propuesto para Unidades de Energía Renovable establecen que el término inicial del acuerdo será de seis (6) meses con dos (2) extensiones potenciales de hasta seis (6) meses cada uno. Véase la Sección 3.01, (*Término del Acuerdo*) del AAO Propuesto para Unidades de Combustible Dual en la página 11 y la Sección 3.01 (*Término del Acuerdo*) del AAO Propuesto para Unidades de Energía Renovable en la página 10. En los RFP y AAO actualizados, la Autoridad deberá aclarar la discrepancia entre ambos.

¹⁶ En términos generales, los términos y condiciones de una potencial adquisición de los activos de generación se discuten en la Sección 15 (*Opción de Compra*) del AAO Propuesto para Unidades de Combustible Dual y en la Sección 14 (*Opción de Compra*) del AAO Propuesto para las Unidades de Energía Renovable.

¹⁷ Como se discute en más detalle abajo, el Negociado de Energía no autoriza a la Autoridad a comprar activo alguno de generación como parte del RFP Propuesto. El RFP propuesto atiende una situación de emergencia para la cual la Autoridad pretende implementar una solución temporera. Cualquier solución permanente, o compromiso concerniente a activos de generación para atender la condición aún pendiente de evaluación en la Facilidad Costa Sur, se deberá atender en un proceso separado. Por lo tanto, la Autoridad solo está autorizada a establecer un acuerdo de arrendamiento (o múltiples acuerdos de arrendamiento) para la instalación,



Autoridad para la designación y el trato confidencial de: (a) el RFP Propuesto y sus anejos, y (b) Exhibits A y D de la Presentación del 25 de febrero.

II. **Discusión y Análisis**

A. La Necesidad de Generación Temporera de Emergencia

La Autoridad argumenta que la pérdida de la capacidad de generación de 820 MW de la Facilidad Costa Sur, debido a los Eventos Sísmicos, tuvo los siguientes impactos: (a) escasez inmediata de capacidad de reserva; (b) condiciones que amenazan la vida, salud pública y seguridad; (c) posible daño significativo a la propiedad pública o privada; (d) escasez de capacidad operacional para satisfacer los meses de demanda pico (comenzando en junio 2020); (e) escasez de regulación primaria de secundaria de frecuencia del sistema; (f) uso amplio de unidades menos eficientes y menos flexibles que operan con combustibles de mayor costo, que resultan en costos operativos más altos; (g) reducción en la inercia del sistema eléctrico y de los márgenes de estabilidad dinámica y transitoria; y (h) alteración de los itinerarios de mantenimiento de la flota de generación de la Autoridad.¹⁸

La Autoridad también asevera que el tiempo estimado de reparación de la Facilidad Costa Sur es aproximadamente doce (12) meses.¹⁹ Según la Autoridad, las evaluaciones de daños siguen en proceso, puesto que los daños fueron significativos y este es el primer evento de esta magnitud que afecta una planta generatriz grande en la flota de la Autoridad.²⁰ Además, la Autoridad asevera que una inspección completa no se ha completado por motivo de los continuos sismos/réplicas que afectan la facilidad. De acuerdo a la Autoridad, algunos expertos han indicado preliminarmente que la Facilidad Costa Sur podría no ser viable para su uso por asuntos de seguridad.²¹ Durante la conferencia técnica que se celebró el 30 de enero del 2020 la Autoridad le planteó al Negociado de Energía que la evaluación final de daños de Costa Sur se completaría no más tarde del **1 de abril del 2020**.

A la luz de lo anterior, la Autoridad solicita al Negociado de Energía que revise y apruebe el RFP Propuesto, en cumplimiento con las disposiciones de la Ley 57-2014²² y el Reglamento 8815²³. La Autoridad también solicitó el trato confidencial de ciertos

operación y mantenimiento de capacidad de generación despachable para un valor total agregado de 500 MW por un periodo de tiempo que no excederá los dieciocho (18) meses.

¹⁸ Véase el RFP Propuesto en la p. 5.

¹⁹ *Id.*

²⁰ *Id.*

²¹ *Id.*

²² *Ley de Transformación y Alivio Energético*, según enmendada.

²³ *Reglamento Conjunto para la Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Otorgación de Contratos para la Compra de Energía y para el Proceso de Licitación, Evaluación, Selección, Negociación y Otorgación de Contratos para la Modernización de las Flota de Generación*, 1 de septiembre de 2016.



documentos que se presentaron con las mociones identificadas y presentaron un memorando de derecho estableciendo sus argumentos legales en apoyo de su petición.²⁴ La Autoridad argumenta que la información en los anejos incluye información considerada “secreto de negocios” bajo la Ley 80-2011²⁵. La Autoridad también argumenta que el borrador de la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia, incluyendo sus Exhibits, son parte de un proceso administrativo de licitación competitiva bajo el Reglamento 8815 y que deberá mantenerse confidencial dado que tal proceso no ha concluido. La Autoridad argumenta, además, que ciertos documentos incluidos como parte de la Presentación del 25 de febrero constituyen Información de Infraestructura Energética Crítica (“CEII”, por sus siglas en inglés) que deberá ser designada y tratada como confidencial en cumplimiento a la Ley de Protección de Infraestructuras Críticas de 2001, 42 U.S.C. § 5195c (“CIPA”, por sus siglas en inglés) y la Comisión Federal Regulatoria de Energía (“FERC”, por sus siglas en inglés) Orden Núm. 683, “Información de Infraestructura Crítica de Energía”, según enmendada, 18 C.F.R. § 388.113 (“Orden Núm. 683”).²⁶

B. Marco Legal Aplicable a la Evaluación del RFP Propuesto

Según expresado anteriormente, la Autoridad busca la revisión y aprobación del RFP Propuesto en cumplimiento con el Reglamento 8815. Sin embargo, la Autoridad enfatizó la necesidad de que el Negociado de Energía actuara diligentemente dada la emergencia provocada por los Eventos Sísmicos.

En cumplimiento con la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene el poder de adoptar los reglamentos que rigen los procesos para la compra de energía de otras compañías de servicio eléctrico y/o la modernización de facilidades de generación de electricidad.²⁷ El 1 de septiembre de 2016, el Negociado de Energía y la Autoridad adoptaron el Reglamento 8815. El propósito del Reglamento 8815 es establecer un proceso de licitación, evaluación, selección, negociación y otorgamiento para la contratación con terceros para la compra de energía y un proceso para la licitación, evaluación, selección, negociación y otorgamiento para la modernización y actualización de la flota de generación

²⁴ Véase Nota 11, *supra*.

²⁵ Véase Ley 80 del 3 de junio del 2011, según enmendada, conocida como la *Ley para la Protección de Secretos Industriales y Comerciales de Puerto Rico* (“Ley 80-2011”).

²⁶ Véase *Memorando de Derecho Solicitando el Trato Confidencial de Ciertos Exhibits Anejados al Suplemento de Notificación y Solicitud Urgente de Aprobación para la Solicitud de Propuestas para Generación Temporal de Emergencia*, presentado por la Autoridad el 25 de febrero de 2020 en el caso de epígrafe.

²⁷ Véase el Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014 [el Negociado de Energía tendrá los poderes y deberes que se establecen a continuación: ... (c) [establecer e 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 establecer las guías, estándares, prácticas y procesos a seguir para los procesos para la compra de energía, la modernización de plantas o instalaciones generadoras de energía, disponiéndose que todo contrato de compraventa de energía deberá cumplir con los estándares, términos y condiciones establecidos por el NEPR de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Política Pública Energética y esta Ley...].



de la Autoridad y otros recursos de la Autoridad. Estos procesos deberán ser consistentes y transparentes, de manera que fomenten y apoyen un clima de innovación e inversión del sector privado en Puerto Rico para atender las necesidades específicas de generación de electricidad de la Autoridad.²⁸

El Reglamento 8815 requiere que, previo a la publicación de un RFP, la Autoridad notifique por escrito al Negociado de Energía su recomendación sobre el proyecto propuesto, incluyendo todos los documentos relacionados que explican el proyecto y detallan la narrativa sobre cómo el proyecto propuesto y los términos del contrato, según descritos en el RFP propuesto, cumplen con el Plan Integrado de Recursos ("PIR"). El Negociado de Energía debe solicitar cualquier información adicional que estime necesaria, dentro de un término de diez (10) días tras recibir la notificación. Tras recibir la información requerida, el Negociado de Energía tiene cuarenta y cinco (45) días para aprobar, rechazar o proponer modificaciones al proyecto propuesto.²⁹ Si el Negociado de Energía no actúa dentro del término especificado, el RFP propuesto, y todos sus parámetros se darán por aprobados.

Bajo el Artículo 7.1 del Reglamento 8815, una vez completada la negociación de un contrato, el Comité del Proyecto preparará un informe, que deberá incluir: (i) las razones para firmar el Contrato, las razones para seleccionar el proponente elegido; (ii) una descripción del proceso que se siguió, incluyendo comparaciones entre el proponente elegido y otras propuestas presentadas; (iii) una explicación sobre cómo los términos de precios incluidos en el contrato cumplen con los parámetros establecidos en el RFP, según aprobado por el Negociado de Energía, y toda otra información pertinente al proceso de RFP y la evaluación que se completó.³⁰

Una vez que la Junta de Directores de la Autoridad apruebe un contrato, la Autoridad debe presentar el informe antes mencionado y la evaluación del contrato propuesto al Negociado de Energía, con el análisis requerido de información de rentabilidad y precios. El Negociado de Energía deberá revisar los términos y condiciones del contrato para asegurar el cumplimiento de los mismos con aquellos aprobados bajo el RFP y el contrato incluido como parte del RFP. El Negociado de Energía deberá completar su revisión dentro de un periodo de treinta (30) días desde la fecha del recibo de cualquier información adicional requerida por el Negociado de Energía o de la fecha de entrega del contrato y el informe, según aplique. El Negociado de Energía puede aprobar o rechazar el contrato propuesto.³¹ Nótese que, una vez aprobado por el Negociado de Energía, y previo a su ejecución, los

²⁸ Véase Artículo 1.2 del Reglamento No. 8815.

²⁹ *Id.* en el Artículo 4.2.

³⁰ *Id.* en el Artículo 7.1(a). Este informe deberá detallar la evaluación del Comité de Proyecto de cada uno de los pasos en el proceso de licitación competitivo, incluyendo las cualificaciones de los proponentes y la selección de la lista reducida, así como su evaluación con respecto a si el proceso se llevó a cabo de forma justa y transparente.

³¹ *Id.* en el Artículo 7.1(d).



términos y condiciones de un contrato o proyecto aprobado no podrán ser modificados sin la aprobación previa del Negociado de Energía.³²

La Sección 6.32 de la Ley 57-2014, según enmendada por la Ley 17-2019,³³ provee para la evaluación y aprobación de todos los acuerdos entre compañías de servicios eléctricos, incluyendo productores independientes de energía, previo a la ejecución del mismo. El párrafo (d) de la Sección 6.32 establece que, en la evaluación de cada propuesta para un acuerdo entre las compañías de servicios eléctricos, el Negociado de Energía deberá tomar en cuenta las estipulaciones del PIR. El Negociado de Energía no deberá aprobar un acuerdo que es inconsistente con el PIR, particularmente en todo aquello que concierne a la energía renovable, generación distribuida, y las metas de conservación y eficiencia establecidas en el plan integrado de recursos, así como en la Política Pública Energética.³⁴ Además, el Párrafo (e) de la Sección 6.32 provee un marco de tiempo para la revisión y evaluación de los acuerdos de la Autoridad.

Como se ha señalado anteriormente, el Negociado de Energía tiene el poder de establecer e implementar, por medio de reglamentación, reglas de política pública concernientes a las compañías de servicios eléctricos, así como también cualquier transacción, acción u omisión relacionada a la red de energía eléctrica y la infraestructura eléctrica de Puerto Rico. El Negociado de Energía deberá implementar dichas reglas de política pública de forma consistente a la Política Pública Energética.³⁵ Además, el Negociado de Energía tiene el poder de establecer e implementar reglamentos y las **acciones reglamentarias necesarias** para establecer las directrices, estándares, prácticas y procesos concernientes a los acuerdos de compra de electricidad, así como para modernizar plantas eléctricas o facilidades de generación de electricidad.³⁶

A pesar de que el Reglamento 8815 no contiene todas las disposiciones del Artículo 6.32 de la Ley 57-2014, según emendada por la Ley 17-2019, el Reglamento 8815 está alineado al Artículo 6.32 en lo concerniente al requisito de que el RFP propuesto debe ser consistente con el PIR de la Autoridad. Así mismo, el Reglamento 8815 provee un proceso expedito y meticuloso tanto para el RFP propuesto como el contrato negociado como resultado del proceso de selección, que también está alineado con el Artículo 6.32 y la política pública energética general según promulgada por la Ley 17-2019.

³² *Id.* en el Artículo 7.2(c). Es importante señalar que, el Reglamento 8815 tiene como intención ofrecer procesos flexibles, y, por lo tanto, deberá interpretarse de forma liberal de manera que se pueda lograr su intención y propósitos. *Id.* en el Artículo 10.3.

³³ *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* ("Ley 17-2019").

³⁴ Véase en general, la Sección 1.5 de la Ley 17-2019, donde se establecen las directrices generales de "Política Pública Energética 2050" de Puerto Rico.

³⁵ Véase el Artículo 6.3(b) de la Ley 57-2014, *supra*.

³⁶ Véase el Artículo 6.3(c) de la Ley 57-2014, *supra*.



En estos momentos la Autoridad está enfrentando una emergencia como resultado del impacto de los Eventos Sísmicos. Existe incertidumbre con respecto a la Facilidad Costa Sur, un importante activo de generación que representa 820 MW de capacidad instalada y aproximadamente el veinticinco por ciento (25%) de la electricidad generada en Puerto Rico. Si no tomamos acción alguna hoy, esta emergencia se agravará durante la temporada de demanda pico que se espera comience al final de mayo/principios de junio. Durante este periodo, la Autoridad espera una deficiencia en la carga base de generación de más de 800 MW, si la Facilidad de Costa Sur no está disponible y no se toma acción alguna.³⁷

Bajo estas circunstancias, y basados en el hecho de que el Reglamento 8815 está alineado con el Artículo 6.32 de la Ley 57-2014 en cuanto a que el RFP propuesto sea consistente con el PIR de la Autoridad y el proceso de evaluación expedito, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el proceso establecido en el Reglamento 8815 es apropiado para la evaluación del RFP Propuesto y el AAO final. Por tanto, el Negociado de Energía evaluará el RFP Propuesto y el AAO final en cumplimiento sustantivo con el Reglamento 8815 y la Política Pública Energética establecida por la Ley 17-2019.

C. Consistencia del RFP Propuesto con el Plan Integrado de Recursos

La Autoridad está en la búsqueda de generación temporera en varios lugares en respuesta a la emergencia suscitada como consecuencia de los Eventos Sísmicos. Según la Autoridad, la generación temporera es necesaria para enfrentar condiciones que amenazan la vida, salud pública y seguridad. Mediante el proceso de RFP, la Autoridad busca generación temporera por parte de firmas calificadas para distintas ubicaciones por medio de AAOs. Como parte de los procesos en el Caso Núm.: NEPR-MI-2020-0003, la Autoridad le planteó al Negociado de Energía que los Eventos Sísmicos causaron un impacto mayor en la flota de generación y operaciones de la Autoridad, especialmente en la Facilidad Costa Sur.

De acuerdo al RFP Propuesto, la Autoridad pretende otorgar un contrato para **generación temporera de emergencia**. De ser aprobado, el contrato se otorgaría a la firma calificada cuya propuesta sea de mayor ventaja para la Autoridad, considerando el precio entre otros factores. Por medio del RFP, la Autoridad busca entrar en un acuerdo de arrendamiento, instalación, operación y mantenimiento con la Autoridad para capacidad de generación despachable. Con ello se pretende remplazar la mayoría de los 820 MW perdidos en la Facilidad Costa Sur hasta tanto pueda ser reparada, remplazada o queden aseguradas soluciones alternativas. La Autoridad espera otorgar el contrato por un periodo inicial de doce (12) meses, con la opción de que la Autoridad extienda el contrato por un periodo adicional de seis (6) meses, sujeto a la disponibilidad de fondos y las autorizaciones requeridas.

El 23 de septiembre de 2016, el Negociado de Energía aprobó el primer PIR de la Autoridad.³⁸ El primer PIR entró en vigor el 13 de marzo de 2017, y se considera el PIR

³⁷ Véase la Presentación del 25 de febrero, Exhibit C.



aprobado.³⁹ Debido a los impactos que tuvieron los huracanes Irma y María sobre el sistema de electricidad, el 14 de marzo de 2018 el Negociado de Energía determinó que ameritaba una revisión del PIR aprobado de la Autoridad.⁴⁰ Por lo tanto, el Negociado de Energía inició un procedimiento para revisar el PIR Aprobado de la Autoridad.⁴¹ Como parte del proceso de revisión del PIR en curso, el 7 de junio de 2019 la Autoridad presentó una nueva propuesta del PIR ("PIR Propuesto de la Autoridad")⁴², ante el Negociado de Energía. Dado que el proceso de evaluación del PIR propuesto está en las etapas finales, el Negociado de Energía no ha emitido una orden final o resolución sobre el PIR Propuesto de la Autoridad.

Un PIR toma en consideración todos los recursos razonables necesarios para suplir la demanda en el horizonte de planificación, que en nuestro caso son veinte (20) años. Por lo tanto, el uso de generación de emergencia como consecuencia de circunstancias inesperadas o de emergencia no se considera normalmente como una acción de planificación de recursos en un PIR. El PIR aprobado de la Autoridad no es distinto en ese sentido.

Dada su naturaleza temporera, las acciones que puedan resultar por situaciones inesperadas o emergencias, tales como aquella contemplada por la Autoridad en el RFP Propuesto, no están específicamente identificadas como una acción de planificación de recursos durante la evaluación de un PIR. El propósito del PIR es identificar **recursos permanentes** necesarios para suplir la demanda durante el horizonte de planificación, al menor costo. Se asume que todos los recursos permanentes están disponibles para ofrecer el servicio. Si uno de estos activos se pierde debido a una situación de emergencia prolongada, el efecto que esta pérdida tiene sobre el sistema podría ser perjudicial al punto de comprometer la confiabilidad del servicio. Como tal, bajo ciertas circunstancias, la adquisición o desarrollo de un **recurso temporero** para suplir una necesidad que surge como resultado de una emergencia no contemplada en el análisis del PIR, podría considerarse como que no es inconsistente con dicho PIR.

Por ejemplo, la **adquisición temporera** de un activo de generación para compensar la pérdida temporera de un **activo permanente** debido a *force majeure*, podría considerarse

³⁸ Véase Resolución y Orden Final sobre el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, notificado el 26 de septiembre de 2016.

³⁹ Véase Resolución sobre la Moción Verificada de Reconsideración de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, con fecha 10 de febrero de 2017 y; Resolución, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, con fecha del 10 de febrero de 2017 (nos referimos a las resoluciones y órdenes mencionadas arriba colectivamente como el "PIR Aprobado de la Autoridad").

⁴⁰ Véase Resolución y Orden sobre el Inicio del Proceso de Revisión y la Orden Estableciendo el Itinerario Inicial de Entregas, *In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2018, p. 2.

⁴¹ *Id.*, pp. 3 - 4.

⁴² Véase la Presentación Acompañando la Presentación en Cumplimiento al PIR el 7 de junio de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 7 de junio de 2019.



como una de estas circunstancias. En estas circunstancias, el análisis concerniente a la consistencia debe incluir, por lo menos: (1) si el activo permanente es una parte de los recursos identificados en el PIR (incluyendo la fecha esperada de retiro), (2) el efecto de la pérdida del activo sobre el sistema, (3) el tiempo que el activo temporero estaría en servicio (*i.e.* la naturaleza temporera de dicho activo), y (4) el propósito de la adquisición del activo temporero es reemplazar, totalmente o en parte, el activo permanente de forma temporera.

La Facilidad Costa Sur es uno de los recursos identificados en el PIR Aprobado de la Autoridad.⁴³ Además, en el PIR Propuesto, la Facilidad Costa Sur sigue operando hasta al menos el 2021.⁴⁴ Por lo tanto, la Facilidad Costa Sur está identificada, tanto en el PIR Aprobado de la Autoridad como en el PIR Propuesto, como un activo de generación que ofrecería servicios hasta al menos el 2021.

Según establecido anteriormente, la Facilidad Costa Sur, es un activo importante de generación que representa sobre 820MV de la capacidad instalada y aproximadamente el venticinco por ciento (25%) de la electricidad generada en Puerto Rico. Según la Autoridad, si no se toma acción alguna para reemplazar dicho activo, habrá una deficiencia de sobre 800 MW durante la temporada de demanda pico, que se espera comience a finales de mayo/principios de junio del año en curso. A base de esto, concluimos que la pérdida de la Facilidad Costa Sur podría tener un impacto negativo sobre el sistema eléctrico, un impacto que podría reducir la disponibilidad de electricidad y tener un efecto perjudicial sobre la confiabilidad del servicio.

Finalmente, el término del contrato propuesto es doce (12) meses, con una extensión de seis (6) meses, a discreción de la Autoridad. Tal término se considera temporero en su naturaleza. Además, el propósito del RFP Propuesto no es adquirir un activo permanente, sino instalar uno temporero para suplir parte de la deficiencia de generación que representa la pérdida de la Facilidad Costa Sur.

Tanto el PIR Aprobado como el PIR Propuesto de la Autoridad identifican la Facilidad Costa Sur como una parte de la flota de generación hasta al menos el 2021. El propósito del RFP Propuesto es adquirir un **activo temporero para reemplazar temporariamente la Facilidad Costa Sur**, una facilidad que se perdió temporariamente debido a un evento *force majeure*. Por lo tanto, bajo estas circunstancias, el Negociado de Energía **DETERMINA** que el RFP Propuesto no es inconsistente con el PIR Aprobado ni el PIR Propuesto de la Autoridad.

A pesar de lo anterior, dado que el RFP Propuesto atiende una **situación de emergencia**, por la cual la Autoridad pretende implementar una solución **temporera**, cualquier compromiso permanente debe quedar fuera del alcance del RFP Propuesto.

⁴³ Véase Resolución y Orden Final sobre el Primer Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, notificado el 26 de septiembre de 2016.

⁴⁴ Véase la Presentación Acompañando la Presentación en Cumplimiento al PIR el 7 de junio de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 7 de junio del 2019. Véase, además, la respuesta de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico al Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, p. 12, 22 de enero de 2020.



Específicamente, no existe justificación, en este momento, para permitirle a la Autoridad, adquirir, comprar, o en cualquier otro sentido recibir por medio de transferencia los activos de generación contemplados en el RFP Propuesto. Cualquier solución o compromiso permanente sobre los activos de generación, debido al estado -todavía bajo evaluación- de la Facilidad Costa Sur debe atenderse por medio de un proceso separado.

Por consiguiente, el Negociado de Energía **AUTORIZA** a la Autoridad a publicar un RFP con el **único** fin de asegurar un **acuerdo de arrendamiento (o múltiples acuerdos de arrendamiento)** y mantenimiento de capacidad de generación despachable para una cantidad total agregada de 500 MW, durante un periodo de tiempo que no excederá los dieciocho (18) meses. Es decir, el Negociado de Energía **NO AUTORIZA** a la Autoridad a publicar un RFP que incluya la adquisición, compra o recibo por transferencia de activo de generación alguno.

Por todo lo anterior, considerando la obligación del Negociado de Energía de asegurar la implementación responsable de la política pública sobre el servicio de electricidad en Puerto Rico y actuando de forma proactiva para proteger los derechos de los consumidores a recibir un servicio confiable a un precio justo y razonable, el Negociado de Energía **APRUEBA** el RFP Propuesto, **sujeto a las condiciones y limitaciones aquí establecidas**. Es importante señalar, que la decisión de hoy considera las circunstancias especiales que enmarcan el RFP Propuesto, tal como las condiciones de la infraestructura física de la Autoridad, en particular la de la Facilidad Costa Sur.

La revisión y aprobación del Negociado de Energía está limitada al cumplimiento del RFP Propuesto con la Ley 57-2014 y el Reglamento 8815, y ningún otro asunto. Por lo tanto, la revisión del Negociado de Energía no cubre una revisión legal de la documentación contractual requerida o del proceso de contratación, incluyendo sin limitación: (i) el cumplimiento con los requisitos de contratación bajo otras leyes, reglas, y reglamentos adicionales, tanto federales como locales, y (ii) el cumplimiento con otras leyes, reglas, y reglamentos que gobiernan las actividades de licitación, tanto federales como locales.

D. Confidencialidad bajo la Ley 57-2014, Reglamento 8815 y el Reglamento 8543

La Ley 57-2014 establece varios procesos para proteger información que se considere privilegiada o confidencial. Permite a cualquier persona, requerida de entregar información al Negociado de Energía, que entienda que tal información es privilegiada o que requiere protección confidencial, a solicitar dicho trato de parte del Negociado de Energía. Bajo las disposiciones de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía deberá conferir protección a información privilegiada o confidencial tras evaluar dicha información.⁴⁵

⁴⁵ Véase la Ley 57-2014, Artículo 6.15.



A tales efectos, la Sección 1.15 del Reglamento 8543⁴⁶ permite a una persona que deba entregar información al Negociado de Energía solicitar la protección de la información que es privilegiada o confidencial. Además, el Artículo 10.2 del Reglamento 8815 establece que durante un proceso de RFP, información propietaria o considerada secreto de negocio, será protegida de divulgación, excepto según requerido por ley o una orden judicial.⁴⁷

Es importante señalar que, durante el proceso de evaluación de un RFP, las comunicaciones entre el Negociado de Energía y la Autoridad serán confidenciales mientras el proceso administrativo de licitación competitiva esté en curso.⁴⁸ Además, un *Proponente* (participante en el proceso de solicitud de propuestas), según definido en el Reglamento 8815 puede solicitar el trato confidencial de toda o una porción de la información entregada como parte del RFP. El Comité de Proyecto de la Autoridad⁴⁹ tiene la discreción de otorgar dicho trato confidencial.⁵⁰

Además, la Autoridad podrá solicitar que el Negociado de Energía otorgue protección confidencial a información privilegiada o confidencial, y que pertenece a la Autoridad o al Proponente. Por ejemplo, información protegida como privilegiada o confidencial incluye, sin limitarse a, costos e información sobre rentabilidad.⁵¹ Está claramente establecido que la protección de información confidencial o privilegiada permanece un deber tanto de la Autoridad como del Negociado de Energía.

A pesar de que alguna de la información designada como confidencial bajo un proceso activo de RFP puede divulgarse una vez se ejecuta el contrato, alguna información, particularmente aquella a la que se le ha otorgado protección por ser privilegiada,

⁴⁶ *Reglamento sobre Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones*, 18 de diciembre del 2014.

⁴⁷ Véase el Reglamento 8815, Artículo 10.2.

⁴⁸ Véase Artículo 4.2, Reglamento 8815; ([e]stas comunicaciones deberán mantenerse confidenciales mientras el proceso administrativo de licitación se está llevando a cabo”).

⁴⁹ El *Comité de Proyecto*, según definido en el Reglamento 8815, es:

el comité designado en cumplimiento con la Sección 3.1 del [Reglamento 8815] que deberá recibir y evaluar calificaciones y/o propuestas recibidas en la Solicitud de Cualificaciones y y/o el proceso de Solicitud de Propuestas, negociar con el Proponente o Proponentes con la mayor puntuación en cumplimiento con el [Reglamento 8815], como lo determine el Comité de Proyecto en cumplimiento con el [Reglamento 8815], and hacer recomendaciones para la selección, negociación, aprobación y firma de un Contrato.

Ni los miembros del Negociado de Energía ni sus empleados son parte del *Comité de Proyecto*.

⁵⁰ Véase el Artículo 4.6 del Reglamento 8815.

⁵¹ Véase el Artículo 7.1(d), Reglamento 8815.



propietaria o secretos de negocio, debe permanecer como tal.⁵² La protección confidencial bajo estas circunstancias sobrevive la conclusión del proceso de RFP. Particularmente, la información que ha sido considerada como propietaria o privilegiada debe permanecer como tal, y es la obligación de la Autoridad mantener su confidencialidad dado que el derecho a proteger la información privilegiada le pertenece al Proponente.⁵³

Tras la conclusión de un proceso de RFP, la Autoridad deberá determinar si la información y materiales provistos por un Proponente son confidenciales, de acuerdo al Artículo 10.2 del Reglamento 8815. Por lo tanto, según establecido tanto en la legislación y los reglamentos aplicables a la información privilegiada o confidencial que se presenta ante el Negociado de Energía, tanto el Negociado de Energía como la Autoridad tienen la obligación de preservar la confidencialidad y el privilegio. Por lo tanto, no queda solo bajo la discreción del Negociado de Energía el retirar la protección otorgada a información confidencial o privilegiada cuando ha quedado previamente demostrado que la información merece tal protección.

Como se explicó anteriormente, la Autoridad solicitó que el Negociado de Energía clasifique y proteja como confidencial y privilegiados ciertos documentos del RFP basado en la Ley 80-2011, Artículo 6.15 de la Ley 57-2014, y el Reglamento 8543. Dado que el proceso presente es una revisión de un RFP bajo el Reglamento 8815, aquellas protecciones otorgadas bajo el Reglamento 8815 también son aplicables.

Tras examinar los argumentos de la Autoridad, el Negociado de Energía **CONCEDE** la designación de confidencialidad y reafirma la protección otorgada a la información privilegiada y confidencial presentada por la Autoridad como parte del proceso de evaluación del RFP.⁵⁴

III. Conclusión

Por todo lo anterior, el Negociado de Energía **APRUEBA** el RFP Propuesto, sujeto al cumplimiento de la Autoridad con las siguientes condiciones:

1. La Autoridad deberá remover del RFP propuesto (así como del AAO de las Unidades de Combustible Dual y los AAO Propuestos para las Unidades de Energía Renovable) toda referencia al derecho de la Autoridad de adquirir, comprar o de algún otro modo recibir por medio de transferencia cualquier

⁵² Véase el Artículo 10.2 del Reglamento 8815.

⁵³ Véase el Artículo 10.2 del Reglamento 8815.

⁵⁴ La Autoridad busca obtener designación y trato de confidencialidad del Informe del Directorado de Generación conforme al CIPA y la Orden del FERC Núm. 683. Como se ha señalado, dado que el presente proceso es una revisión de un RFP Propuesto bajo el Reglamento 8815, las protecciones otorgadas a la información confidencial o privilegiada bajo el Reglamento 8815 también le aplican al Informe del Directorado de Generación. Por lo tanto, en este momento no es necesario que atendamos el asunto de aplicabilidad del CIPA y la Orden 683 del FERC.



unidad de generación temporera y/o sus facilidades asociadas. Para evitar cualquier duda, reiteramos que como parte de la aprobación condicionada aquí otorgada al RFP Propuesto, la Autoridad **no está** autorizada a adquirir ninguna fuente de generación eléctrica para uso permanente como parte de la red eléctrica de Puerto Rico. La Autoridad está exclusivamente autorizada a ejecutar un acuerdo de arrendamiento (o múltiples acuerdos de arrendamiento) para la instalación, operación y mantenimiento de capacidad de generación despachable para un total agregado de 500 MW, por un periodo de tiempo que no deberá exceder dieciocho (18) meses.

2. La Autoridad deberá aclarar en el RFP Propuesto, el AAO Propuesto de las Unidades de Combustible Dual y el AAO Propuesto para las Unidades de Energía Renovable el término de dicho acuerdo y cualquier renovación. Tal término deberá ser idéntico en todos los documentos y no deberá exceder en agregado un total de dieciocho (18) meses.
3. El AAO Propuesto para Unidades de Combustible Dual y el AAO Propuesto para Unidades de Energía Renovable deberán ser modificados para proveer para la terminación del acuerdo previo a la expiración del término inicial o cualquier término de renovación -sin responsabilidad adicional para la Autoridad- si la generación que se provee deja de ser necesaria o de beneficio para la Autoridad debido a la disponibilidad de fuentes de generación nuevas o existentes de la Autoridad, incluyendo, pero sin limitarse, a la Facilidad Costa Sur.
4. Cualquier re-solicitud de propuestas deberá darse dentro de los mismos términos y condiciones del RFP Propuesto aquí aprobado. En caso que la Autoridad pretenda modificar los términos y condiciones del RFP Propuesto como parte de una re-solicitud de propuestas deberá en primera instancia solicitar una revisión y aprobación por parte del Negociado de Energía.
5. Cualquier Apéndice al RFP Propuesto que modifique el alcance de las acciones propuestas por la Autoridad o los parámetros sujetos a la aprobación del Negociado de Energía, estará sujeto a la aprobación por parte del Negociado de Energía previo a la emisión del Apéndice.
6. Previo a ejecutar cualquier AAO, pero no más tarde que el 1 de abril del 2020,⁵⁵ la Autoridad deberá proveer al Negociado de Energía el informe final evaluando los daños de la Facilidad Costa Sur.
7. Previo a ejecutar cualquier AAO, pero no más tarde que el 1 de abril del 2020, la Autoridad deberá proveer al Negociado de Energía un plan detallado describiendo las acciones propuestas concernientes a la Facilidad Costa Sur, incluyendo, sin limitarse a, planes para reparar o reemplazar la Facilidad Costa

⁵⁵ Según los representantes de la Autoridad durante la conferencia técnica que se celebró el 30 de enero de 2020, esta determinación se podría completar dentro de sesenta (60) días de la fecha de la vista.



Sur, así como también cualquier solución alternativa propuesta por la Autoridad para sustituir la carga base de generación de la Facilidad Costa Sur.⁵⁶

8. En caso de que la Autoridad, sobre una base justificada, no pudiera cumplir con la Condición #6 y la Condición #7 establecidas arriba, el término inicial de cualquier AAO, como resultado del RFP Propuesto, no deberá exceder tres (3) meses, o un máximo de cinco (5) términos de renovación que no excederán tres (3) meses cada uno; bajo la condición, sin embargo, de que cada renovación estará condicionada a la aprobación previa del Negociado de Energía.
9. Comenzando el 31 de marzo del 2020, la Autoridad deberá entregar al Negociado de Energía, un Informe de Progreso y Estatus sobre la respuesta de la Autoridad a los daños en la Facilidad Costa Sur, mensualmente.
10. Previo a ejecutar cualquier AAO, la Autoridad deberá proveer al Negociado de Energía una Evaluación de la Justificación de Negocios, tomando en consideración los resultados de un informe final evaluando los daños a la Facilidad Costa Sur, así como el plan propuesto para implementarse en la Facilidad Costa Sur.
11. Cinco (5) días previo a la publicación del RFP, la Autoridad deberá presentar ante el Negociado de Energía una versión actualizada del RFP Propuesto (incluyendo el AAO Propuesto de las Unidades de Generación de Combustible Dual y el AAO Propuesto de las Unidades de Energía Renovable), atendiendo las modificaciones aquí ordenadas.
12. Una vez completada la negociación del AAO, la Autoridad deberá presentar ante el Negociado de Energía el informe requerido bajo el Artículo 7 del Reglamento 8815 junto con una copia del AAO Propuesto de las Unidades de Generación de Combustible Dual y el AAO Propuesto de las Unidades de Energía Renovable, para la revisión y aprobación final del Negociado de Energía. El informe deberá incluir, sin limitación, un análisis estimado de los márgenes de ganancia potenciales del proponente seleccionado en comparación a otros parámetros de referencia en la industria.

El Negociado de Energía **ADVIERTE** que el incumplimiento con cualquier disposición de esta Resolución y Orden, podría resultar en la imposición de multas, en cumplimiento con la Ley 57-2014 y los reglamentos aplicables del Negociado de Energía, o cualesquier otra acción administrativa apropiada, según lo determine el Negociado de Energía.

Notifíquese y publíquese.

⁵⁶ Véase *Id.*



(firmado)

Edison Avilés Deliz
Presidente

(firmado)

Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado

(firmado)

Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada

(firmado)

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 3 de marzo del 2020. Certifico además que el 3 de marzo del 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, __ de marzo del 2020, he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por el Negociado de Energía de Puerto Rico y que he enviado copia fiel y exacta a los siguientes:

Autoridad de Energía Eléctrica

Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
Carlos M. Aquino Ramos
PO Box 363928
San Juan, PR 00936-3928

Para que así conste, lo firmo en San Juan, Puerto Rico, hoy 3 de marzo del 2020.

(firmado)

Wanda I. Cordero Morales
Secretaria

