



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

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

CASO NÚM.: CEPR-AP-2018-0001

ASUNTO: Aprobación de Traducción

RESOLUCIÓN Y ORDEN

La mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico de la Junta Reglamentadora de Servicio Público ("Negociado de Energía") acordaron la traducción al idioma español del documento original titulado *Resolution and Order on the Completeness of the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan Filing, Confidential Treatment of Portions of the Integrated Resource Plan, and Requested Waivers* aprobado en el idioma inglés el pasado 14 de marzo de 2019. De haber alguna discrepancia entre las versiones en español e inglés del documento original, las disposiciones de la versión en inglés prevalecerán.

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
Comisionado Asociado

Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 28 de marzo de 2019. Certifico además que el 28 de marzo de 2019 he procedido con el archivo en autos de la presente Resolución y Orden con relación al Caso Núm. CEPR-AP-



2018-0001 y que la misma fue notificada mediante correo electrónico a: 0 n-1 4
vazquez@aepr.com, astrid.rodriguez@prepa.com, jorge.ruiz@prepa.com. Certifico además
que en la misma fecha copia fiel y exacta fue enviada a:

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Nitza D. Vázquez Rodríguez

Astrid I. Rodríguez Cruz

Jorge R. Ruíz Pabón

PO Box 364267

Correo General

San Juan, PR 00936-4267

Para que así conste, firmo la presente, en San Juan, Puerto Rico, el 28 de marzo de 2019.

María del Mar Cintrón Alvarado
Clerk



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

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

CASO NÚM.: CEPR-AP-2018-0001

ASUNTO: Resolución y Orden sobre el cumplimiento de la presentación del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Tratamiento Confidencial de Partes del Plan Integrado de Recursos, y Dispensas Solicitadas.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

I. Introducción

El 13 de febrero de 2019, la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“Autoridad”) presentó ante el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) su propuesta del Plan Integrado de Recursos (“PIR”), como parte de una moción titulada *PREPA’s Petition and Informative Motion Regarding its Accompanying Integrated Resource Plan Filing* (“Presentación del PIR”).¹ La Presentación del PIR de la Autoridad incluyó:

1. PREPA Exhibit 1.0, el cual incluye el Informe Principal del PIR (un documento con más de diez partes, además de los Anejos A y B) y cinco Apéndices;
2. PREPA Exhibit 2.0, el cual comprende las hojas de trabajo del PIR;
3. PREPA Exhibits 3.0 al 7.0, los cuales incluyen Testimonio Directo con anejos y certificación notarial.

En su escrito, la Autoridad solicita que el Negociado de Energía acepte el PIR y apruebe su Plan de Acción.²

De conformidad con la Sección 3.02(A) del Reglamento 9021,³ la presentación de la Autoridad de su PIR transfiere el procedimiento hacia la Fase 2 del proceso. El Negociado de

¹ Véase *PREPA’s Petition and Informative Motion Regarding its Accompanying Integrated Resource Plan Filing*, February 13, 2019, p. 3, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001

² Véase Presentación del PIR, p. 12. La Sección 1.08 (B)(1) del Reglamento 9021 define “Plan de Acción” como “un plan que detalla las acciones específicas que la Autoridad realizará durante los primeros cinco (5) años del Periodo de Planificación para implementar el Plan de Recursos Preferido.”

³ *Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, Reglamento Núm. 9021, 24 de abril de 2018.



Energía revisó el PIR para determinar si cumple con los requisitos del Reglamento 9021 en su totalidad. El Negociado de Energía ha culminado su revisión y determinó que el PIR propuesto por la Autoridad **no está en cumplimiento con el Reglamento del PIR y órdenes emitidas previamente por el Negociado de Energía**. Por tal razón, la Autoridad deberá presentar nuevamente su propuesta de PIR para corregir las deficiencias aquí especificadas.

En conjunto con la presentación de su propuesta del PIR, la Autoridad presentó dos mociones adicionales. La primera, titulada *PREPA's Motion for Confidential Treatment of Portions of Its Integrated Resource Plan*, solicitó la aprobación de las designaciones de confidencialidad desglosadas en la moción de la Autoridad, basado en las alegaciones de la Autoridad que la información está protegida como Información de Infraestructura Crítica de Energía ("CEII", por sus siglas en inglés) o como secretos de negocio.⁴ La segunda moción, titulada *PREPA's Motion for Limited Waivers of Filing Requirements Under Regulation No. 9021*, describe información para la cual la Autoridad solicitó una dispensa de los requisitos del Reglamento 9021 sobre la presentación del PIR.⁵ Esta Resolución y Orden atiende ambas mociones.

II. Trasfondo Procesal

El 15 de marzo de 2018, el Negociado de Energía determinó que autorizar a la Autoridad a presentar un PIR actualizado previo al periodo de revisión mandatorio establecido en la Ley 83 y la Ley 57-2014 era apropiado para determinar el impacto de los Huracanes Irma y María, los cuales devastaron la Isla.⁶

El 29 de mayo de 2018, basado en información provista por la Autoridad donde indica que ha comenzado el desarrollo de una actualización del PIR con una fecha de culminación esperada de Septiembre de 2018, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a presentar un PIR actualizado para la revisión del Negociado de Energía no más tarde del 31 de octubre de 2018.⁷

De conformidad con el Reglamento 9021, el 2 de julio de 2018, el Negociado de Energía estableció el calendario procesal para el proceso Previo a la Presentación del PIR.⁸

⁴ Véase *PREPA's Motion for Confidential Treatment of Portions of Its Integrated Resource Plan*, 13 de febrero de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁵ Véase *PREPA's Motion for Limited Waivers of Filing Requirements Under Regulation No. 9021*, 13 de febrero de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁶ Véase *Resolution and Order, Commencement of Review Proceeding and Order Establishing Initial Submission Timeline*, 15 de marzo de 2018, p. 3, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁷ Véase *Order*, 29 de mayo de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁸ Véase *Order, IRP Prefiling Process (Phase 1) Procedure Before the Commission, July 2, 2018*, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.



Dicho calendario requirió a la Autoridad contestar los requisitos de información del Negociado de Energía en o antes del 1 de agosto de 2018, y a participar de una Conferencia Técnica el 14 de agosto de 2018.⁹

El 8 de agosto de 2018, el Negociado de Energía emitió una orden sobre la presentación de la Autoridad del 1 de agosto de 2018, de conformidad con la Orden de 2 de julio de 2018 del Negociado de Energía.¹⁰ Específicamente, el Negociado de Energía expresó su preocupación en cuanto a lo siguiente: “(i) la Autoridad puede no proveer la gama requerida de pronósticos de carga en sus escenarios; (ii) no es suficientemente claro que la Autoridad utilizará un modelo de expansión de capacidad para desarrollar un plan al menor costo que sirva como fundamento para un plan preferido, y no simplemente utilizarlo como una herramienta para examinar los recursos; (iii) el PIR propuesto puede no incluir presunciones razonables sobre, o metodologías claras para, el desarrollo de programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda; y (iv) la Autoridad puede no haber atendido adecuadamente el despliegue planificado de generación distribuida.”¹¹ El Negociado de Energía indicó que estos elementos son requeridos por el Reglamento 9021, y ordenó a la Autoridad a presentar información adicional para el 13 de agosto de 2018.¹²

El 14 de agosto de 2018, el Negociado de Energía celebró una Conferencia Técnica para proveer una oportunidad a la Autoridad de compartir información sobre metodologías y presunciones iniciales sobre el proceso y análisis del PIR.

El 17 de agosto de 2018, luego de la Conferencia Técnica del 14 de agosto de 2018, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a presentar información adicional. El Negociado de Energía determinó que la información era requerida para desarrollar escenarios o asuntos adicionales que la Autoridad tendría que evaluar e incluir en su PIR actualizado.¹³ El Negociado de Energía requirió a la Autoridad a presentar dicha información para el 24 de agosto de 2018, para algunas contestaciones, y concedió hasta el 31 de agosto de 2018, para las demás.¹⁴

⁹ *Id.*

¹⁰ Véase *Resolution and Order, IRP 2018 Prefiling Process, Determination of Completeness of August 1, 2018 Compliance Filing with the Energy Bureau's July 2, 2018 Order*, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

¹¹ *Id.*, p. 1.

¹² *Id.*, p. 2.

¹³ Véase *Resolution and Order, Requirement of Information after Technical Conference*, 17 de agosto de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

¹⁴ *Id.*

El 5 de septiembre de 2018, luego de evaluar la presentación de la Autoridad conforme a la Orden del 17 de agosto de 2018 del Negociado de Energía, se ordenó a la Autoridad a evaluar los escenarios y condiciones enumerados en un apéndice de dicha orden “para asegurar una evaluación más robusta del trayecto de menor costo para el desarrollo de recursos eléctricos en Puerto Rico.”¹⁵ El Negociado de Energía indicó que los escenarios incluyen una mezcla de presunciones para variables importantes, incluyendo: “Carga bruta; Incrementos de Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda; una consideración de ‘Estrategia’, permitiendo un escenario de ‘Estrategia 1’ en donde no se presuman restricciones de miniredes cuando se estime la combinación óptima de recursos; y el costo y disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía por baterías (“BESS”) y sistemas solares fotovoltaicos.”¹⁶ El Negociado de Energía requirió además a la Autoridad a proveer, dentro de siete días luego de emitida la orden, **un listado completo de los escenarios a ser incorporados en el desarrollo del PIR actualizado.**¹⁷

El 11 de septiembre de 2018, la Autoridad presentó una moción solicitando clarificaciones técnicas de parte del Negociado de Energía sobre los escenarios adicionales.¹⁸ El 13 de septiembre de 2018, el Negociado de Energía celebró una Conferencia Técnica vía telefónica con la Autoridad para contestar preguntas sobre los escenarios adicionales establecidos en la Resolución y Orden de 5 de septiembre de 2018.¹⁹ El 18 de septiembre de 2018, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la cual incluyó sus respuestas a las preguntas de la Autoridad, y ordenó a la Autoridad a presentar, dentro de siete días luego de la notificación de dicha Resolución y Orden, **un listado completo de los escenarios que la Autoridad tenía previsto incluir en su PIR actualizado.**²⁰

El 26 de septiembre de 2018, la Autoridad presentó una moción titulada *PREPA’s (1) Compliance with the Energy Bureau’s September 5th and 18th Orders and (2) Informative Motion Regarding IRP Timeline* (“Presentación de Cumplimiento de 26 de septiembre”).²¹ Como anejo a su Presentación de Cumplimiento de 26 de septiembre la Autoridad incluyó una descripción de la combinación propuesta de estrategias, escenarios, sensibilidades y

¹⁵ Véase *Resolution and Order, Evaluation of Additional Scenarios as part of the IRP Development*, 5 de septiembre de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

¹⁶ *Id.*

¹⁷ *Id.*

¹⁸ Véase *PREPA’s Motion for Expedited Clarification of Certain Aspects of the Energy Bureau’s Resolution and Order of September 5, 2018*, 11 de septiembre de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

¹⁹ Véase *Resolution and Order, PREPA’s request for clarification of certain aspects of the September 5, 2018 Resolution and Order*, 18 de septiembre de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

²⁰ *Id.* (Énfasis suplido.)

²¹ Véase *PREPA’s (1) Compliance with the Energy Bureau’s September 5th and 18th Orders and (2) Informative Motion Regarding IRP Timeline*, 26 de septiembre de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

análisis de riesgo a ser presentados y evaluados como parte del PIR actualizado.²² La Autoridad indicó además en su presentación que “el PIR de 2018 no será y no podrá ser completado para Octubre de 2018.”²³ El 28 de septiembre de 2018, el Negociado de Energía determinó que, de acuerdo a los requisitos establecidos en las Órdenes de 5 y 18 de septiembre, la Presentación de Cumplimiento de 26 de septiembre estaba completa, y ordenó a la Autoridad a presentar un calendario final para la presentación del PIR dentro de quince (15) días a partir de la notificación de dicha Resolución y Orden.²⁴

El 15 de octubre de 2018, la Autoridad presentó su calendario propuesto para la presentación del PIR, según requerido en la Orden de 28 de septiembre de 2018.²⁵ La Autoridad solicitó presentar el PIR final el 21 de enero de 2019. La Autoridad además propuso presentar un PIR preliminar a finales de noviembre de 2018 y hacer una presentación informal cerca de la primera semana de diciembre de 2018.²⁶ El 6 de noviembre de 2018, el Negociado de Energía determinó que el informe preliminar presentado como parte de una moción solicitando una conferencia técnica expedita es parte del expediente administrativo, y ordenó a la Autoridad a presentar su propuesta del PIR el 21 de enero de 2019.²⁷

El 2 de noviembre de 2018, el Negociado de Energía celebró una conferencia técnica vía telefónica para discutir los resultados preliminares del PIR y posibles modificaciones al Escenario 3 del PIR.²⁸

El 9 de noviembre de 2018, luego de la conferencia técnica vía telefónica celebrada el 2 de noviembre de 2018, el Negociado de Energía hizo varias determinaciones sobre el PIR.²⁹ El Negociado de Energía determinó que la Autoridad debe permitir al modelo de expansión de capacidad desplegar una cantidad razonable de recursos renovables en los años 2019,

²² *Id.* Anejo 1.

²³ *Id.*, p. 3. (Traducción nuestra.)

²⁴ Véase *Resolution and Order, PREPA's Compliance with the September 5th and 18th Orders and Informative Motion Regarding IRP Timeline*, 28 de septiembre de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

²⁵ Véase *PREPA's Compliance with the Energy Bureau's September 28th Order*, 15 de octubre de 2018, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

²⁶ *Id.*

²⁷ Véase *Resolution and Order, PREPA's Compliance with the September 28th Order and IRP Timeline*, 6 de noviembre de 2018, p. 1, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

²⁸ Véase *Resolution and Order regarding topics discussed at the November 2, 2018 Technical Conference*, 9 de noviembre de 2018, p. 1, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

²⁹ *Id.*

2020, y 2021.³⁰ Como parte de dicha determinación, el Negociado de Energía requirió a la Autoridad permitir modelo proveyera opcionalidad para el sistema para desplegar recursos solares fotovoltaicos en el 2019, 2020, y 2021, para lograr el cumplimiento con el objetivo de la cartera de energía renovable (“RPS”, por sus siglas en inglés) para finales del 2120.³¹ Además, el Negociado de Energía requirió a la Autoridad permitir al modelo seleccionar una razón razonable para el despliegue de capacidad de baterías, comenzando con 20 MW en el 2019 y aumentando cada año posterior, hasta ser ilimitado en el 2022, y con al menos tanta capacidad de baterías desplegada como la mitad de la capacidad de energía solar fotovoltaica permitida cada año. El Negociado de Energía especificó además que el PIR debe incluir presunciones explícitas, **con justificaciones, para cada límite impuesto en energía solar y baterías previo al 2022.**³² Además, el Negociado de Energía requirió la combinación de los Escenarios 2 y 4 a menos que la Autoridad demostrara que la solución de menor costo para el Escenario 4 no cumplía además con las restricciones del Escenario 2.³³

El 23 de enero de 2019, la Autoridad presentó una moción solicitando otra extensión para presentar un IRP completo hasta el 12 de febrero de 2019.³⁴ En su moción, la Autoridad indicó que la fecha fue seleccionada luego de una consideración cuidadosa de las tareas pendientes y “con la intención de evitar cualquier moción adicional para extender el término.” Con su moción, la Autoridad presentó una versión parcial/incompleta del PIR.³⁵ El 25 de febrero de 2019, el Negociado de Energía concedió la solicitud de la Autoridad para extender la fecha límite hasta el 12 de febrero de 2019 y ordenó a que se incluyera la versión parcial/incompleta del PIR en el expediente administrativo, para beneficio de las partes interesadas y el público en general.³⁶

El 11 de febrero de 2019, la Autoridad solicitó una extensión de tiempo de tres días.³⁷ El 12 de febrero de 2019, el Negociado de Energía respondió a la solicitud de extensión de la

³⁰ *Id.*, p. 1.

³¹ *Id.*

³² *Id.*, p. 1-2. (Énfasis suplido.)

³³ *Id.*, p. 2.

³⁴ Véase *PREPA’s Motion for a Limited Extension of Time*, 22 de enero de 2019, p. 3, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

³⁵ *Id.*

³⁶ Véase *Resolution and Order, PREPA’s Motion for Limited Extension of Time and Request for Confidential Treatment of Information*, 25 de enero de 2019, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

³⁷ Véase *PREPA’s Motion for a 3-Day Extension of Time*, 11 de febrero de 2019, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

Autoridad.³⁸ Tomando en consideración los múltiples atrasos, y el impacto en la confianza de las partes interesadas y los inversionistas, el Negociado de Energía impuso una multa administrativa de cinco mil dólares (\$5,000.00) a la Autoridad.³⁹ Al mismo tiempo, el Negociado de Energía concedió la moción y ordenó que la propuesta del PIR fuera presentada el 15 de febrero de 2019.

El 15 de febrero de 2019, el Negociado de Energía emitió una orden constatando la presentación de la Autoridad del 13 de febrero de 2019 de su propuesta del PIR, y la presentación de una moción para dispensas limitadas de requisitos de presentación.⁴⁰ El Negociado de Energía ordenó la publicación de todos los documentos no-confidenciales y redactados de la Presentación del PIR en el portal de internet del Negociado de Energía.⁴¹

III. Determinación sobre Requisitos de Dispensa

La presentación de la Autoridad del 13 de febrero de 2019 incluyó una moción solicitando dispensas limitadas de varias secciones del Reglamento 9021 (“Solicitudes de Dispensa”).⁴² En general, el Negociado de energía aprueba las solicitudes de dispensa de la Autoridad que resulten de los cambios repentinos e inesperados del sistema energético de Puerto Rico como resultado de los Huracanes Irma y María. Específicamente, el Negociado de Energía **CONCEDE** las solicitudes de dispensa de la Autoridad de las siguientes Secciones del Reglamento 9021: Sección 2.02(D)⁴³ sobre el Apéndice 2 del PIR (“Estatus de Implementación del Plan de Acción Anterior”) y la Sección 2.03(C)(1)(e)⁴⁴ (“Evaluación de los Pronósticos de Carga Anteriores”). La Autoridad no solicitó una dispensa para la Sección 2.03(L) del Reglamento 9021 (“Actualización del Estado de la Implementación del Plan de Acción Anterior”), la cual define el contenido del Apéndice 2 del PIR. Dado que el Negociado de Energía concedió la dispensa a la Sección 2.02(D) del Reglamento 9021 sobre el Apéndice 2 del PIR, consecuentemente el Negociado de Energía **DISPENSA** los requisitos de la Sección 2.03(L).

³⁸ Véase *Resolution and Order, PREPA’s Motion for a 3-day Extension of Time; Imposition of Administrative Fine*, 12 de febrero de 2019, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

³⁹ *Id.*, p. 3.

⁴⁰ Véase *Resolution and Order, PREPA’s Petition and Informative Motion Regarding Its Accompanying Integrated Resource Plan Filing*, 15 de febrero de 2019, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁴¹ *Id.*, p. 2.

⁴² Véase *PREPA’s Motion for Limited Waivers of Filing Requirements Under Regulation No. 9021*, 13 de febrero de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001

⁴³ Véase *Solicitud de Dispensa*, p.1.

⁴⁴ *Id.*, p. 3.

El Negociado de Energía DENIEGA la solicitud de dispensa de la Autoridad para las siguientes Secciones del Reglamento 9021: Sección 2.03(D)(1)(c)(viii)⁴⁵, Sección 2.03(F)(4)(b)⁴⁶, Sección 2.03(J)(1)(a)(ii) and (iii)⁴⁷, Sección 2.03(J)(1)(b)(i)⁴⁸, Sección 2.03(J)(1)(c)⁴⁹, Sección 2.03(J)(1)(d)(ix) and (x)⁵⁰, Sección 2.03(J)(1)(e)(i)⁵¹, Sección 2.03(J)(2)(a)⁵², Sección 2.03(J)(2)(c)⁵³, y Sección 2.03(N)⁵⁴. El Apéndice B de esta Resolución y Orden provee una guía específica y clara de la forma en que la Autoridad puede cumplir, para satisfacción del Negociado de Energía, los requisitos de cada Sección referida del Reglamento 9021.

Las Solicitudes de Dispensa de la Autoridad incluyeron además un método para el tema del Modelo de Computadora y Programas, partiendo de la Sección 2.02(F)(2) del Reglamento 9021, y sugiere que no es una solicitud de dispensa.⁵⁵ La Autoridad propone hacer disponible al Negociado de Energía las bases de datos utilizadas para conducir su análisis y el Negociado de Energía puede (a) proveer a la Autoridad las modificaciones que desea analizar y permite a la Autoridad correr el programa y proveer los resultados al Negociado de Energía, o (b) proveer a la Autoridad una lista de cambios y permite a la Autoridad modificar su base de datos, correr el programa, y proveer los resultados. La Autoridad indica además que hace una propuesta similar sobre el acceso de los interventores al modelo y la programación. La Autoridad resalta que las entradas de los modelos contienen CEII y deben ser tratadas como tal.⁵⁶

El Negociado de Energía concuerda con que este asunto no es una solicitud de dispensa. Consistente con las disposiciones del Reglamento 9021, el Negociado de Energía entiende que el acercamiento propuesto por la Autoridad para trabajar con los modelos y

⁴⁵ *Id.*, p. 3.

⁴⁶ *Id.*, p. 4.

⁴⁷ *Id.*

⁴⁸ *Id.*

⁴⁹ *Id.*, p. 5.

⁵⁰ *Id.*

⁵¹ *Id.*

⁵² *Id.*, p. 6.

⁵³ *Id.*

⁵⁴ *Id.*

⁵⁵ *Id.*, p. 2.

⁵⁶ *Id.*, p. 2-3.

programas es suficiente hasta el momento. Sin embargo, conforme a las disposiciones del Reglamento 9021, de surgir preguntas analíticas sobre los resultados de cualquier corrida de escenarios que requiera un análisis técnico más detallado sobre la plataforma de modelaje de la Autoridad, para las cuales no sea suficiente una iteración con la Autoridad para responder, el Negociado de Energía retiene su autoridad para requerir una examinación más cuidadosa del marco de modelaje. Mientras que el Negociado de Energía no anticipa que esta situación requiera un arreglo de las licencias de los programas utilizados para que el Negociado de Energía o sus consultores los utilicen directamente (aunque el Reglamento 9021 lo contempla expresamente), el Negociado de Energía podrá requerir de supervisión de la configuración del modelo y ejercicios de corridas del modelo en las facilidades de la Autoridad o Siemens, o de forma similar por acceso remoto.

IV. Determinación sobre Confidencialidad

La Autoridad argumenta que la información contenida en varios anejos, apéndices, y hojas de trabajo de la Presentación del PIR deben permanecer confidenciales.⁵⁷ Esto incluye información que se considera CEII, la cual está protegida por Leyes Federales y de Puerto Rico. La Autoridad además argumenta que alguna información para la cual se solicita tratamiento confidencial contiene información de secretos de negocio, conforme a la Ley 80-2011.⁵⁸ La Autoridad indica que “el Reglamento del PIR del Negociado [de Energía] contiene múltiples disposiciones que reconocen la CEII y otros fundamentos para designaciones de confidencialidad.”⁵⁹

Luego de examinar los argumentos de la Autoridad, el Negociado de Energía **CONCEDE** la solicitud de designación de confidencialidad para los anejos, apéndices, y hojas de trabajo existentes sometidas como parte de la Presentación del PIR. El Negociado de Energía hace una excepción sobre la propuesta de miniredes en la nueva presentación del PIR, según discutido a continuación.

Tener acceso a la información relacionada a la propuesta de “miniredes” de la Autoridad para la configuración del sistema de transmisión de la Isla es de importancia crítica para el Negociado de Energía y para el público, ya que representa una de las opciones para el Plan de Recursos Preferido. La única descripción detallada de esta propuesta se presenta en el Apéndice 1 de la Presentación del PIR, la cual la Autoridad alega es CEII. En reconocimiento de la importancia de tener acceso a la información relacionada a la

⁵⁷ IRP Main Report Attachment B Transmission & Distribution; IRP Appendix 1 Attachments F and G Transmission Maps and Schematic; IRP Appendix 1; Existing Resources Workpaper – Existing Units Parameters; New Resources Workpaper – Distributed Generation Totals and Forecast; Resource Plan Modelling Input Files; Resource Plan modeling output files – Minigrids Files; Steady State Analysis Workpaper; Post-processing Analysis Workpaper files.

⁵⁸ Conocida como la Ley para la Protección de Secretos Industriales y Comerciales de Puerto Rico, según enmendada.

⁵⁹ PREPA's Motion for Confidential Treatment of Portions of Its Integrated Resource Plan, 13 de febrero de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, p. 3. (Traducción nuestra.)

propuesta de “miniredes”, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a desarrollar y presentar una versión del Apéndice 1 que no sea confidencial, pero que demuestre información esencial sobre la identificación de las miniredes, diseño, y las consideraciones asociadas. Esta versión del Apéndice 1 deberá incluir parte del material presentado en las Secciones 2.1 y 2.2 del Apéndice 1 según presentado, incluyendo discusiones sobre la selección de recursos y la designación de categorías de carga y niveles asociados de servicio.

V. Nomenclatura para Escenarios, Estrategias y Sensibilidades

En la Presentación del PIR, la Autoridad utiliza la combinación de “escenarios”, “estrategias,” y “sensibilidades” para definir los casos modelados y analizados. Estos términos se describen en detalle en la Parte 5 de la Presentación del PIR.⁶⁰ Se resumen aquí para establecer la nomenclatura y numeración para referencias en esta Resolución y Orden. Los escenarios, según definidos por la Autoridad, son utilizados para reflejar la disponibilidad de diferentes recursos. El *Exhibit 5-2*, reproducido aquí, muestra los recursos disponibles para cada Escenario:

Exhibit 5-2. PREPA IRP Scenario Definition

Scenario	New Gas			Renewable & Storage		
	AOGP	Land-based LNG at San Juan	Ship-based LNG at Yabucoa	Ship-based LNG at Mayagüez	Costs	Availability
1	No	No	No	No	Reference	Reference
2	No	Yes	No	No	Reference	Reference
3	No	Yes	Yes	Yes	Low	High
4	No	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference
5	Yes	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference
ESM	No	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference

Las estrategias reflejan diferentes acercamientos para cumplir con las necesidades de recursos, abarcando un rango desde un programa “tradicional, centralizado” (Estrategia 1) a un “sistema distribuido” (Estrategia 2), y la Estrategia 3 siendo “una mezcla de las primeras dos estrategias.”⁶¹

Las sensibilidades “aislan los impactos de ciertas variables importantes mientras se mantienen otras presunciones constantes.”⁶² Las variables examinadas a través del análisis de sensibilidad reflejan diferentes tipos de incertidumbre, principalmente en el costo y

⁶⁰ Véase *PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report, Part 5 Resource Needs Assessment*, 13 de febrero de 2019, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁶¹ *Id.*, p. 5-3. (Traducción nuestra.)

⁶² *Id.*, p. 5-6. (Traducción nuestra.)

disponibilidad de diferentes recursos. Las sensibilidades evaluadas por la Autoridad se enumeran de la 1 a la 6:

1. Reducción más profunda en el costo de energía solar y almacenamiento, en conjunto con mayor disponibilidad de almacenamiento y energía solar;
2. Menor penetración de eficiencia energética;
3. Retiro económico de AES y EcoEléctrica sin importar el término del contrato;
4. Gas Natural Licuado (“LNG”, por sus siglas en inglés) a través de buques en San Juan puede lograr la aprobación de permisos. Tiene una capacidad reducida en comparación con la opción de LNG terrestre;
5. Costos altos de gas;
6. Costos altos de energía solar y almacenamiento.

Los pronósticos de carga Alto (*High*), Referencia (*Base*) y Bajo (*Low*) no se tratan como sensibilidades. En cambio, pueden ser aplicados a cualquier caso.

Cualquier caso dado por la Autoridad es nombrado basado en el Escenario, Estrategia, y Sensibilidad que refleja, en ese orden. Pronósticos de carga Alto, Referencia y Bajo son designados al añadir la letra “H”, “B”, o “L” al nombre del caso. Por ejemplo, el caso “S4S2S5B” se refiere al Escenario 4, Estrategia 2, Sensibilidad 5 con el pronóstico de carga de Referencia, mientras que el caso “S3S2H” se refiere al Escenario 3, Estrategia 2, con un pronóstico de carga alto. El *Exhibit* 5-4 en la Presentación del PIR presenta todos los casos que fueron evaluados por la Autoridad.

VI. Determinación de Cumplimiento

De conformidad con la Sección 3.02 del Reglamento 9021, se requiere que el Negociado de Energía revise el PIR propuesto dentro de treinta (30) días a partir de la fecha en la cual la Autoridad presente su PIR “para determinar su cumplimiento en su totalidad con los requisitos de este Reglamento.”⁶³ Si el Negociado de Energía determina que la presentación de la propuesta del PIR cumple con los requisitos del Reglamento 9021, debe emitir una resolución estableciendo que el PIR está completo y que el proceso adjudicativo puede comenzar.⁶⁴ Si el Negociado de Energía encuentra que el PIR no está completo, el Negociado de Energía “identificará las áreas específicas en las cuales la presentación de la Autoridad es deficiente y la información requerida para corregir dicha deficiencia.” El Negociado de Energía “concederá un término razonable para que la Autoridad presente nuevamente su propuesta del PIR.”⁶⁵

El Negociado de Energía ha revisado la Presentación del PIR de la Autoridad, y conforme a la Sección 3.02(A)(2) del Reglamento 9021, encuentra que la presentación de la

⁶³ Véase Reglamento 9021, Sección 3.02(A).

⁶⁴ *Id.*, Sección 3.02(A)(1).

⁶⁵ *Id.*, Sección 3.02(A)(2).

propuesta del PIR de la Autoridad del 13 de febrero de 2019, no está en cumplimiento con el Reglamento 9021. Los hallazgos del Negociado de Energía sobre la deficiencia en la presentación se resumen abajo. El Apéndice A, anejado aquí, identifica las acciones específicas que el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a tomar en su nueva presentación del PIR para atender las deficiencias importantes resumidas en esta Resolución y Orden. El Apéndice B, también anejado aquí, identifica áreas secundarias en las cuales la Presentación del PIR no está completa e identifica la forma en la cual la Autoridad puede atenderlas en su nueva presentación del PIR.

A. *Análisis del Desarrollo del Plan de Recursos*

La Sección 2.03(H)(2)(a) del Reglamento 9021 requiere el uso de un “Modelo de Expansión de Capacidad para desarrollar Planes de Recursos al menor costo que satisfagan las necesidades de los clientes bajo el escenario de referencia y varios escenarios futuros. Si la Autoridad no utiliza un Modelo de Expansión de Capacidad para desarrollar Planes de Recursos al menor costo, la utilidad debe solicitar, y recibir, una dispensa de parte [del Negociado de Energía] para utilizar cualquier otro tipo de modelo del Desarrollo del Plan de Recursos para este propósito . . .”.⁶⁶

La Autoridad utilizó un modelo de expansión de capacidad para la mayor parte de su análisis. Sin embargo, en su presentación del PIR, la Autoridad incluyó un escenario adicional, el Plan “*Energy System Modernization*” (“ESM”). El Plan ESM no utiliza un modelo de expansión de capacidad para la mayoría de sus adiciones de capacidad. Incluye como “decisiones fijas” un conjunto de decisiones de recursos: reemplazar turbinas de gas con nuevas unidades móviles, desarrollar un terminal de importación de gas natural licuado (“LNG”, por sus siglas en inglés) en Yabucoa y de manera asociada una turbina de gas de ciclo combinado (“CCGT”, por sus siglas en inglés) *F-Class* de 302 MW para el 2025; desarrollar una CCGT *F-Class* en Palo Seco para el 2025 que utilice combustible de LNG terrestre en San Juan; desarrollar una nueva estación de LNG a través de buques en Mayagüez y la conversión a combustible dual de las unidades de Mayagüez; y desarrollar una nueva planta termal de generación de 114 MW en el área de San Juan.⁶⁷ Además, este plan presume un despliegue más restringido de energía solar y almacenamiento por baterías que en cualquier otro escenario, lo cual tiene el efecto de casi fijar la cantidad de energía solar y de almacenamiento de forma tal que el modelo de expansión de capacidad no tenga muchas opciones al implementar estos recursos costo-efectivos. La Autoridad realizó una “*Corrida Nodal*” (*Nodal Run*) de su modelo para el Plan ESM, pero no utilizó el modelo de expansión de capacidad de Aurora en este caso.⁶⁸

La Autoridad utilizó el Plan ESM como un componente principal de su Plan de Acción propuesto. La presentación formal del PIR de la Autoridad del 13 de febrero de 2019 fue la

⁶⁶ *Id.*, Sección 2.03(H)(2)(a).

⁶⁷ Véase PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report, Section 8.3 “*The ESM Plan*”, p. 8-34.

⁶⁸ *Id.*, Exhibit 5-4, p. 5-8.

primera vez (excepto por su presentación informal, en borrador, del 23 de enero de 2019) que la Autoridad informó al Negociado de Energía sobre la existencia del Plan ESM.

La Autoridad no solicitó una dispensa para emplear el enfoque de recursos fijos utilizado para desarrollar los aspectos fundamentales del escenario ESM, según requerido por la Sección 2.03(H)(2)(a) del Reglamento 9021.

La Sección I(A) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir las deficiencias identificadas incluyendo, pero sin limitarse a, proveer una solicitud expresa para una dispensa del requisito de utilizar un modelo de expansión de capacidad para desarrollar planes de recursos optimizados, con la justificación de la razón por la cual la Autoridad entiende que es esencial el considerar el conjunto de recursos fijos que componen el Plan ESM en adición a los portafolios optimizados desarrollados por el modelo de expansión de capacidad. Es importante especificar que al Negociado de Energía requerir a la Autoridad a presentar una solicitud de dispensa de ninguna forma (i) indica que el Negociado de Energía concederá dicha dispensa, o que (ii) si en efecto concede dicha dispensa, indica cualquier acuerdo con la Autoridad de que el Plan ESM, según descrito, es parte del Plan de Recursos Preferido; sino mas bien es un reconocimiento de que, antes de hacer dicha determinación, se requiere información adicional.

B. Análisis de Sensibilidades del Plan de Recursos

La Sección 2.03(H)(2)(b) del Reglamento 9021 requiere el uso de un análisis de sensibilidad para explorar “una gama razonable de incertidumbre en las presunciones de los pronósticos. El propósito es examinar la robustez del plan de recursos creado en el análisis de optimización (es decir, cómo cada plan de recursos se vería afectado por cambios en las presunciones de las entradas utilizadas).” De manera fundamental, la subsección (i) establece que “los análisis de sensibilidad deberán mantener constantes los recursos desarrollados en cada Plan de Recursos, y examinar los impactos de hacer cambios a los pronósticos inciertos.”⁶⁹ La Autoridad no cumplió con los requisitos de esta sección en múltiples maneras:

1. La Sección 2.03(H)(2)(b)(v) del Reglamento 9021, requiere que los “análisis de sensibilidad deben ser utilizados para informar la selección del Plan de Recursos Preferido.” Al no conducir un análisis de sensibilidad en el Plan ESM, sobre el cual el Plan de Acción propuesto se basa en gran parte, la Autoridad incumplió con los requisitos críticos necesarios para concluir que la Presentación del PIR está completa.
2. La Autoridad hizo un análisis de sensibilidad del precio alto del gas en el S4S2, el escenario que es utilizado en conjunto con el ESM para hacer una porción del Plan Preferido. Este análisis resulta en un costo para los clientes, en términos de valor neto presente (“NPV”, por sus siglas en inglés) muy alto de \$16.2 mil millones, comparado

⁶⁹ Véase Reglamento 9021, Sección 2.03(H)(2)(b)(i).

con otras alternativas de escenarios.⁷⁰ La Autoridad omite señalar esta diferencia en su presentación. Más aún, la Autoridad establece que “existe un acuerdo significativo sobre los resultados, que se puede utilizar para identificar las decisiones robustas preferidas.”⁷¹ Esta declaración, sin embargo, no está respaldada por la evidencia, que muestra un costo significativamente mayor para el S4S2 bajo la sensibilidad del precio alto del gas.

3. Las sensibilidades 1, 5 y 6 reflejan “pronósticos inciertos” (para el costo de recursos renovables, almacenamiento por baterías, y gas natural) en la forma especificada en el Reglamento del PIR, y, por lo tanto, la Autoridad debió haber mantenido “los recursos desarrollados en cada Plan de Recursos constantes.” Sin embargo, la Autoridad no mantuvo los recursos constantes. Por ejemplo, el *Exhibit 1-1* del Informe Principal del PIR muestra que los casos de sensibilidades S1S2S1B, S4S2S5B, S4S2S6B, y S5S1S5B tienen diferentes planes de expansión de capacidad.
4. Los planes que resultaron en un menor costo fueron S3S2 y S3S3, los cuales incluyen una mayor disponibilidad y menor costos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento por baterías. En vez de hacer un análisis de sensibilidad para determinar si estos planes permanecen a un menor costo utilizando costos estándares de energía solar y almacenamiento, la Autoridad descartó estos planes de consideración porque utilizaron una presunción de costos menores de energía solar y almacenamiento. La Autoridad indica además que capacidades grandes de energía renovable “sobrecargarían los recursos restantes del sistema.”⁷² Sin embargo, una métrica sobre la confiabilidad del sistema– en la forma de horas de pérdida de carga previstas (*loss of load hours*) – es cero para ambos S3S2 y S3S3, indicando que, aunque exista una “sobrecarga” de recursos, la confiabilidad permanece intacta.⁷³ El que los recursos renovables puedan doblar la carga pico “a largo plazo”⁷⁴ no es una justificación suficiente para descartar este plan de recursos, especialmente cuando los planes incluyen más de 2,000 MW de recursos de almacenamiento (S3S2) y casi 4,000 MW de recursos de almacenamiento (S3S3) a largo plazo.⁷⁵ La Autoridad no tuvo en cuenta la posibilidad de que los recursos de almacenamiento pudieran utilizarse para compensar de manera costo-efectiva los aumentos en la generación de energía solar en relación con la carga pico diurna.

⁷⁰ Véase PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report, Exhibit 8-1.

⁷¹ *Id.*, p. 8-8 (párrafo superior). (Traducción nuestra.)

⁷² *Id.*, p. 8-6. (Traducción nuestra.)

⁷³ Véase Pestaña “Metrics” para los siguientes documentos: S3S2B_Metrics_V5.xlsx, S3S2H_V5 Metrics.xlsx, S3S2L_V5 Metrics.xlsx, S3S3B_Metrics_V5.xlsx, S3S3H_V5 Metrics.xlsx, S3S3L_V5 Metrics.xlsx.

⁷⁴ Véase PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report, p. 8-6.

⁷⁵ *Id.*, Exhibit 1-1.

5. La Autoridad no consideró la incertidumbre en los costos de construcción y otros costos asociados a la opción de LNG terrestre en San Juan. La Autoridad presumió que asumiría “solamente una porción” de los costos del terminal terrestre de LNG.⁷⁶ Si la Autoridad hubiese informado al Negociado de Energía sobre esta presunción de modelaje en su definición de escenarios, el Negociado de Energía probablemente habría requerido a la Autoridad hacer una sensibilidad en la cual los clientes de la Autoridad asumieran el costo total.

La Sección I(B) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir estas deficiencias identificadas.

C. Selección del Plan de Recursos Preferido

La Sección 2.03(H)(2)(d) del Reglamento 9021 establece los requisitos para la selección del Plan de Recursos Preferido. En particular, se requiere que la minimización del costo presente de los requisitos de ingreso (“PVR”, por sus siglas en inglés) sea el criterio de selección primario, y que otros criterios, tales como la confiabilidad del sistema, riesgo, impactos ambientales, implicaciones para el sistema de transmisión y distribución, impacto financiero en la Autoridad, y el interés público sean también considerados. El Reglamento del PIR requiere una “discusión detallada” de estos factores en apoyo al plan de recursos preferido.⁷⁷ La Autoridad no cumplió con los requisitos de esta sección en múltiples maneras:

1. De acuerdo con el *Exhibit* 8-1 del Informe Principal del PIR, el caso modelado de menor costo (en el pronóstico de carga de referencia) es el Escenario 3, Estrategia 2 (S3S2, caso 11). Debido a que la Autoridad no ha evaluado este plan de recursos con las presunciones de costos estándares para energía solar y baterías, ni la Autoridad ni el Negociado de Energía tienen la información para determinar si este caso permanece como uno de bajo costo al utilizar las presunciones de costos comunes con los demás escenarios.
2. El segundo caso de menor costo es el Escenario 5, Estrategia 1 (S5S1, caso 29). A pesar de esto, la Autoridad no consideró el Escenario 5 en la sección del Plan de Acción y describe el Plan ESM como el de “menor costo”.⁷⁸ La Autoridad implícitamente descarta el Escenario 5⁷⁹ con discusiones sobre el valor de carga perdida (“VOLL”, por sus siglas en inglés). Sin embargo, la presentación del PIR no contiene una “descripción detallada” de cada uno de los factores requeridos por el Reglamento

⁷⁶ *Id.*, p. 10-7.

⁷⁷ Véase Reglamento 9021, Sección 2.03(H)(2)(d)(iii).

⁷⁸ Véase *PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report*, p. 10-2.

⁷⁹ *Id.*, p. 8-6 y 8-66.

9021 que pudieran ser utilizados para desarrollar un caso para la superioridad del Escenario 4 o el Plan ESM sobre el Escenario 5.

3. Mientras que la Sección 8.1 del Informe Principal del PIR provee cierta discusión sobre el desempeño relativo de diferentes Escenarios bajo un conjunto limitado de métricas, la Autoridad no provee una “discusión detallada” de los méritos relativos del plan preferido a cada uno de los otros Escenarios estudiados en la lista de factores requeridos. Por ejemplo, la Autoridad no atiende los aspectos de riesgo asociados a cada una de las sensibilidades evaluadas (como los precios más altos o más bajos de energía renovable, almacenamiento o gas).
4. El PIR presentado carece de una discusión detallada sobre la optimización de la configuración de miniredes, y los requisitos asociados de generación. La única explicación de la configuración de miniredes se encuentra en la Sección 2 del Apéndice 1. Si la isla no fuera dividida en 8 miniredes, sino en 4 o 10, o si solamente una parte de la isla estuviera cubierta con miniredes, o si solamente se instalaran microredes para servir las cargas críticas, pero no se establecieran miniredes, los costos de transmisión y distribución seguramente serían diferentes, así como lo sería la distribución geográfica requerida para los recursos de generación y el VOLL. La Autoridad utiliza el argumento de VOLL para justificar las inversiones en miniredes, pero no ha probado sensibilidades entre diferentes niveles de inversión en miniredes y la variación resultante al VOLL. El valor combinado del PVRR para las inversiones de generación, transmisión y distribución es lo que pagarán los clientes de Puerto Rico. Debido a lo anterior, La Autoridad debe demostrar que se está esforzando por optimizar el costo total del sistema eléctrico.
5. El PIR presentado no contiene una explicación sobre la forma en que el Plan ESM puede cumplir con las restricciones del Escenario 4 y tener un valor presente de requisito de ingreso menor que el modelado en los casos del Escenario 4.

La Sección I(C) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir estas deficiencias identificadas.

D. Asuntos secundarios

El Negociado de Energía ha identificado diversas secciones del Reglamento 9021 con las cuales la Presentación del PIR de la Autoridad no cumple, ya sea en total o en parte. El Apéndice B de esta Resolución y Orden identifica dichos asuntos y provee una orientación explícita sobre como se pueden cumplir a satisfacción del Negociado de Energía.

VII. Incumplimiento con las Órdenes del Negociado de Energía

El Negociado de Energía ha emitido numerosas órdenes en este procedimiento para proveer instrucciones a la Autoridad sobre la realización de su análisis del PIR. La revisión de la presentación del PIR de la Autoridad del 13 de febrero de 2019 muestra que la Autoridad violó varios aspectos de dichas órdenes. En esta Resolución y Orden, el Negociado

de Energía identifica dichas violaciones, dirige a la Autoridad a realizar análisis adicional, y a revisar su PIR antes de que sea presentado nuevamente.

A. *Inconsistencia en la Definición del Escenario 1*

La Autoridad utilizó definiciones y descripciones inconsistentes del Escenario 1 en sus múltiples presentaciones previo a la Presentación del PIR, y dentro de dicha Presentación. La pregunta es si el Escenario 1 representa “ninguna generación de gas nueva”⁸⁰ o “ninguna infraestructura para el suministro de gas natural nueva”⁸¹ en Puerto Rico. El modelaje realizado en la Presentación del PIR utiliza la última definición: el modelo de expansión de capacidad escoge dos CCGTs nuevas en Costa Sur, y la sección del modelaje describe cómo este escenario no convierte las unidades de San Juan 5 y 6 a gas natural debido a que “este Escenario asume que no se añaden terminales nuevos de gas en la isla.”⁸²

Previo a la Orden de 5 de septiembre del Negociado de Energía, donde se requirió a la Autoridad a considerar escenarios adicionales para el PIR, la Autoridad había descrito el Escenario 1 solamente en términos de “ninguna generación de gas nueva”.⁸³

La Autoridad violó las órdenes del Negociado de Energía al cambiar la definición del Escenario 1 sin informarlo al Negociado de Energía. El Escenario 1, según modelado en la Presentación del PIR, es valioso y debe permanecer en el PIR. Sin embargo, la Autoridad debe modelar además un escenario con “ninguna generación de gas nueva.”

La Sección II(A) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir el incumplimiento con la orden del Negociado de Energía.

B. *Escenarios 2 y 4*

En la Orden de 9 de noviembre de 2018, el Negociado de Energía estableció que los “Escenarios 2 y 4 deben ser combinados a menos que la Autoridad demuestre que la solución de menor costo para el Escenario 4 no cumple además con las restricciones del Escenario 2.”⁸⁴ El testigo de la Autoridad, Dr. Bacalao, repite este lenguaje en su testimonio, en el contexto de describir cómo los Escenarios 2 y 4 fueron combinados. Sin embargo, el PIR final de la Autoridad demuestra que el Escenario 4 no cumple con las restricciones del Escenario 2. Esto es, las expansiones de capacidad para el Escenario 4 incluyen nuevas importaciones

⁸⁰ Véase PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report, p. 5-4.

⁸¹ *Id.*, p. 1-3.

⁸² *Id.*, p. 8-51. (Traducción nuestra.)

⁸³ Véase PREPA's Compliance Filing for Items due August 1, 2018, Answers to Questions 32 and 34, 1 de agosto de 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁸⁴ Véase Resolution and Order regarding topics discussed at the November 2, 2018 Technical Conference, 9 de noviembre de 2018, p. 2, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

de gas en el Este o el Oeste, en vez de solamente en el Norte (ver casos 17 al 19 y 21 al 23, y 25 al 29 en el *Exhibit 1-1* del Informe Principal del PIR). Por lo tanto, la Orden para combinar los Escenarios 2 y 4 ya no era de aplicable y la Autoridad debió continuar modelando el Escenario 2.

La Sección II(B) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir el incumplimiento con la orden del Negociado de Energía.

C. Requisitos de Modelaje de Recursos

a. Limitaciones a energía solar y baterías

La Orden de 9 de noviembre de 2018 del Negociado de Energía especificó explícitamente la forma en la cual la Autoridad debe modelar la energía solar y baterías en el PIR.⁸⁵ Específicamente, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad permitir a su modelo seleccionar energía solar hasta una cantidad consistente con el cumplimiento de la cartera de energía renovable de la isla para finales de 2021.⁸⁶ La Ley 82-2010 establece el nivel de la cartera de energía renovable a un quince por ciento (15%) para los años entre 2020 y 2027. En su Presentación del PIR, la Autoridad no ha provisto documentación sobre el cumplimiento del RPS para el 2021. De hecho, las hojas de trabajo de las “métricas” para cada escenario incluyen cálculos sobre el cumplimiento con el RPS y demuestran que no se logra dicho cumplimiento para el 2021 para ningún caso, excepto para el Escenario 3 (en el cual la energía solar está menos restringida en el 2021). Por lo tanto, la Autoridad ha limitado demasiado el despliegue de energía solar fotovoltaica en su modelaje para el periodo de 2019 a 2021.

Más aún, el Negociado de Energía, en su Orden de 9 de noviembre de 2018, requirió que “la presentación del PIR debe proveer presunciones explícitas, con justificaciones, para cada limitación impuesta en energía solar y baterías previo al 2022.”⁸⁷ La suma total de la justificación provista por la Autoridad en su presentación del PIR para los límites anuales escogidos es la siguiente aseveración “hay límites en la cantidad de instalación anual que se pueden llevar a cabo efectivamente en paralelo.”⁸⁸ Esta respuesta provee información insuficiente para evaluar la razonabilidad de las presunciones de la Autoridad.

La Sección II(C) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir el incumplimiento con la orden del Negociado de Energía.

⁸⁵ *Id.*, p. 1-2.

⁸⁶ *Id.*

⁸⁷ *Id.*, p. 2.

⁸⁸ Véase *PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report*, p. 6-21. (Traducción nuestra)

b. Presunciones de costo y desempeño para energía solar y eólica

Luego de la Conferencia Técnica vía telefónica del 13 de septiembre de 2018, el Negociado de Energía documentó de manera escrita sus respuestas a las preguntas de la Autoridad sobre el PIR y su modelaje en la Resolución y Orden del 18 de septiembre de 2018.⁸⁹ Una de esas preguntas y respuestas (#13) estaba relacionada al modelaje de recursos eólicos. El Negociado de Energía estableció que “como con todos los recursos ofrecidos como alternativas para el modelo de expansión de capacidad, las características, presunciones de perfiles de salida, y presunciones de trayectorias de costos deben ser documentadas de manera completa y claramente.”⁹⁰ La Autoridad incumplió con este requisito para la generación solar fotovoltaica y eólica.

La Autoridad incluyó un “*Puerto Rico Solar Overnight Cost Adder*” de dieciséis por ciento (16%) tanto para energía solar como eólica. La Presentación del PIR no provee ninguna justificación para el uso de dicho factor, ni la razón por la cual es el mismo para energía solar y eólica, ni por ser el mismo, independientemente de las cantidades totales de energía solar o eólica que se tengas en cuenta, ya que las economías de escala podrían afectar cualquier cambio potencial en los costos asociados a la entrega en Puerto Rico. Este factor podría tener un impacto sustancial en las economías relativas de recursos solares, eólicos, o de combustible fósil, y deben ser “documentadas de manera completa y claramente,” según establecido por el Negociado de Energía en su Resolución y Orden.⁹¹

La Autoridad utilizó la trayectoria de costos de capital y operacionales para energía solar y eólica de la base de datos del *National Renewable Energy Laboratory “Annual Technology Baseline”* (“NREL ATB”). Sin embargo, la Autoridad no utilizó las mejoras correspondientes al desempeño de la tecnología que acompañan las trayectorias de costo, aun cuando dichas mejoras están directamente incluidas y disponibles en las hojas de trabajo de Excel incluidas en la Presentación del PIR de la Autoridad.

Esta omisión es de particular importancia crítica para la energía eólica, donde las mejoras en tecnología están resultando en aumentos sustanciales en el factor de capacidad para los regímenes de viento de bajo-a-moderado, los cuales son el área de relevancia para Puerto Rico. Según estableció la Autoridad en su Presentación del PIR, “un factor de capacidad de 30% sería requerido para el Caso Bajo de Viento para alcanzar los mismos niveles que el Caso de Referencia de energía Solar.”⁹² La trayectoria del factor de capacidad del NREL ATB correspondiente a la trayectoria de precio “media” que utilizó la Autoridad

⁸⁹ Véase *Resolution and Order, PREPA’s request for clarification of certain aspects of the September 5, 2018 Resolution and Order*, 18 de septiembre 2018, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001.

⁹⁰ *Id.* Apéndice A, p. 8.

⁹¹ *Id.*

⁹² Véase *PREPA Ex. 1.0 IRP Main Report*, p. 6-33.

alcanza treinta por ciento (30%) para el 2029, y para la trayectoria de precios “baja” en el 2021.

Si la Autoridad fuese a considerar la energía eólica utilizando un tratamiento consistente para los costos y el desempeño, la competitividad relativa de los recursos eólicos, solares y otros recursos podría ser sustancialmente diferente. El uso de la Autoridad de una métrica de desempeño eólico basado en la aparente producción actual de la finca eólica de Santa Isabel (con fecha de operación comercial de 2012) es inapropiada debido a que la tecnología a utilizarse, basado en el NREL ATB TRG-8 (“*techno-resource group*”) sería diferente, diseñada para capturar más viento utilizando aspas más largas. Los costos asociados con esta diferencia con considerados por la Autoridad en sus presunciones de entrada al modelo, pero el desempeño no.

Además, la Autoridad incumplió en documentar “de manera completa y claramente” los perfiles de salida utilizados para el modelaje de generación eólica. La Presentación del PIR incluye un perfil de ejemplo para una facilidad eólica, pero no indica si la Autoridad lo utilizó en su modelaje, o la manera en que lo utilizó. Mientras que este perfil muestra una superposición sustancial con el perfil de generación solar, el desempeño estacional, vespertino y nocturno de la energía eólica y solar podría ser sustancialmente diferente y la Autoridad no ha indicado si, o cómo, esto se tomó en consideración.

La Sección II(D) del Apéndice A incluye información específica requerida para corregir el incumplimiento con la orden del Negociado de Energía.

VIII. Asuntos Adicionales Ordenados

En la revisión de la Presentación del PIR, el Negociado de Energía ha identificado varias piezas de información, resultados de modelaje, o áreas donde el proveer información más detallada sería beneficioso para la revisión subsiguiente del Negociado de Energía y del público. Estos no son estrictamente asuntos por los cuales el PIR no está completo, porque los requisitos mínimos de la regulación se han alcanzado en estas áreas. Sin embargo, la provisión de estos asuntos en la nueva presentación del PIR aceleraría el proceso de revisión y reduciría la carga del descubrimiento de prueba para cualquier interventor. Además, si la consideración de estos asuntos resulta en que la Autoridad cambie las presunciones de su modelaje, sería más eficiente para la Autoridad y el Negociado de Energía reflejar estos cambios lo antes posible para minimizar potencialmente la necesidad de corridas adicionales de los modelos.

A tales efectos, la Sección III del Apéndice A incluye varios asuntos para ser incluidos por la Autoridad, y preguntas a ser respondidas por la Autoridad, en su presentación de un PIR completo.

IX. Conclusión

Como resultado de los hallazgos que la propuesta del PIR no está en cumplimiento con el Reglamento 9021, y Órdenes previas del Negociado de Energía, el Negociado de



Energía **ORDENA** a la Autoridad a corregir las deficiencias establecidas arriba y en los Apéndices A y B, y presentar nuevamente su propuesta del PIR dentro de treinta (30) días contados a partir de la fecha de emisión de esta Resolución y Orden. Si la Autoridad entiende que estará requiriendo más de treinta (30) días para cumplir, la Autoridad debe presentar una moción dentro de diez (10) días contados a partir de la fecha de emisión de esta Resolución y Orden, con una fecha certera en la cual la Autoridad presentará su PIR revisado y estableciendo las razones por las cuales la Autoridad solicita tiempo adicional. Para acelerar nuestra revisión, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad proveer, junto con su nueva presentación del PIR, un documento con referencias a las páginas (y de ser necesario, archivos) que ilustren cómo la Autoridad ha atendido cada uno de los asuntos en los Apéndices A y B.

La Orden Final del Negociado de Energía en el procedimiento anterior del PIR, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, contiene un requisito a la Autoridad para recopilar un listado específico de información sobre su generación y sus cargas.⁹³ Se **ORDENA** a la Autoridad presentar el conjunto completo de información identificado y requerido en la Sección VII.C.3 de la Orden Final del Negociado de Energía en el procedimiento CEPR-AP-2015-0002. La Autoridad puede satisfacer este requisito para cada tipo de información al proveer un documento o documentos separados con la nueva presentación del PIR, o identificando dónde en la Presentación del PIR puede ser encontrada.

El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a presentar cualquier pregunta de clarificación que pueda tener sobre esta Resolución y Orden en o antes del 25 de marzo de 2019. Además, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a participar de una Conferencia Técnica vía telefónica pautada para el 1 de abril de 2019 a las 9:30 a.m. durante la cual el Negociado de Energía y sus consultores clarificarán cualquier pregunta de la Autoridad relacionada a esta Resolución y Orden.

Cualquier parte interesada en participar en la Conferencia Técnica vía telefónica podrá solicitar la información de acceso enviando un correo electrónico en o antes del 28 de marzo de 2019 al siguiente correo electrónico: legal@energia.pr.gov. Todas las partes interesadas son bienvenidas a escuchar la llamada, sin embargo, el Negociado de Energía no atenderá preguntas de las partes interesadas durante la llamada.

Para el beneficio de las partes involucradas, el Negociado de Energía publica esta Resolución y Orden en español e inglés. De surgir alguna discrepancia entre estas dos (2) versiones, las disposiciones de la versión en inglés prevalecerán.

⁹³ Véase *Final Resolution and Order of the First Integrated Resource Plan of the Puerto Rico Electric Power Authority*, 23 de septiembre de 2016, p. 92-93, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002.



Notifíquese y publíquese

(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

(firmado)

José J. Palou Morales
Comisionado Asociado

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 14 de marzo de 2019 y que en esta fecha copia de esta Resolución y Orden fue notificada mediante correo electrónico a: astrid.rodriguez@prepa.com, n-vazquez@aepr.com y jorge.ruiz@prepa.com. Certifico además que hoy, 14 de marzo de 2019, he procedido con el archivo en autos de esta Resolución y Orden y enviado copia fiel y exacta de la misma a:

Puerto Rico Electric Power Authority

Attn.: Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
P.O. Box 364267
Correo General
San Juan, PR 00936-4267

Para que así conste firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, hoy, 14 de marzo de 2019.

(firmado)

María del Mar Cintrón Alvarado
Secretaria



Apéndice A

Asuntos Principales Requeridos para el Cumplimiento del PIR

Cada una de las siguientes secciones identifican asuntos de cumplimiento principales requeridos de la Autoridad de forma que su nueva presentación del PIR esté completa.

I. Reglamento 9021

A. *Análisis del Desarrollo del Plan de Recursos*

1. Sobre el Plan de Recursos ESM, proveer una solicitud expresa para una dispensa del requisito de utilizar un modelo de expansión de capacidad para desarrollar planes de recursos optimizados, con la justificación de la razón por la cual la Autoridad entiende que es esencial el considerar el conjunto de recursos fijos que componen el Plan ESM en adición a los portafolios optimizados desarrollados por el modelo de expansión de capacidad. Es importante especificar que al Negociado de Energía requerir a la Autoridad a presentar una solicitud de dispensa de ninguna forma (i) indica que el Negociado de Energía concederá dicha dispensa, o que (ii) si en efecto concede dicha dispensa, indica cualquier acuerdo con la Autoridad de que el Plan ESM, según descrito, es parte del Plan de Recursos Preferido; sino mas bien es un reconocimiento de que, antes de hacer dicha determinación, se requiere información adicional.
2. Parece que el Plan ESM contiene una mezcla de recursos derivados de resultados de corridas de LTCE, o de otras “decisiones fijas” determinadas por la Autoridad. Proveer lo siguiente:
 - a. Identificar explícitamente cuales elementos de plan de recursos del ESM fueron sujetos a optimización en el modelo de expansión de capacidad, y los cuales no fueron un resultado de alguna corrida de optimización.
 - b. ¿Cuáles son las “varias adiciones de expansión de generación” referidas en la primera oración de la página 8-34 del Informe Principal del PIR?
 - c. ¿Cuál es “El correspondiente plan de expansión de capacidad de menor costo (LTCE) ...” al cual se hace referencia en el primer párrafo en la página 8-34 del Informe Principal del PIR, y dónde en el PIR se muestran dichos resultados? ¿De qué forma es esto diferente a “el plan aplicable de menor costo (Escenario 4, Estrategia 2) ...” que se indica en la última oración del primer párrafo de la página 8-34 del Informe Principal del PIR?
 - d. ¿Cuál es el fundamento cuantitativo y cualitativo subyacente para reemplazar a todos los 18 Frame 5 GT's existentes, “...como una decisión fija a entrar al sistema para el 2021 y con LNG en contenedores como una opción de combustible (418 MW total)”? Proveer una evaluación cuantitativa de los costos totales (capitales y de operación) asociados a dicha “opción fija”.

- e. ¿Cuál es el fundamento cuantitativo y cualitativo subyacente para incluir cada uno de los cuatro recursos que utilizan LNG enumerados en los cuatro puntos secuenciales en la página 8-34 que comienzan con “Desarrollar un terminal de LNG en Yabucoa (Caguas) y un CCGT F-Class de 302 MW en Junio 2025 a ser construido como una decisión fija”?
 - f. Confirme, o explique de otra manera, que el único fundamento para la reducción del pago fijo de EcoEléctrica es tal que “es suficiente para esta ser competitiva con la opción de CCGT”.
 - g. ¿Sobre qué fundamento se presume que la unidad de EcoEléctrica es “completamente flexible para utilizarse por ciclos”? Establezca con precisión las características de recursos modelados que fundamentan el significado “completamente flexible para utilizarse por ciclos”.
 - h. ¿Cuáles son las razones subyacentes para las restricciones de energía solar y almacenamiento establecidas en la página 8-34 del Informe Principal del POR para el Plan ESM? Incluya con esta respuesta cualquier información específica y detallada de la cual la Autoridad tenga conocimiento que pueda limitar la disponibilidad de estos recursos a corto plazo.
3. Todos los planes de recurso principales resultantes de las corridas del modelo LTCE presumen que todo recurso nuevo que utilice gas dependiente de infraestructura terrestre de LNG en San Juan “asume solo su parte de los costos totales del terminal”;¹ dichos costos totales son estimados en \$492 millones incluyendo un gasoducto a Palo Seco. Una serie de análisis de sensibilidades se ordenan en la próxima sección para determinar el efecto del prorrateo total de la infraestructura de LNG terrestre de San Juan sobre los costos de los planes de recursos de la Presentación del PIR que incluyen CCGTs en Palo Seco. Sin embargo, se requiere que un nuevo conjunto de escenarios sea analizado para determinar el plan de recursos LTCE óptimo asumiendo el prorrateo total de la infraestructura terrestre, y en consideración del efecto interactivo de otras presunciones de entrada de opciones de recursos críticos. La designación “FC” (Costo Total, *Full Cost*) luego del número original del Escenario indica que el costo total de la infraestructura terrestre de LNG en San Juan debe ser incluido en los costos de capital del posible nuevo recurso. En los seis casos de Escenarios enumerados abajo, no se necesita hacer ningún cambio a cualquier otro parámetro. Proveer corridas para los siguientes Escenarios para atender estos asuntos.
- a. S4FCS2B. Proveer una nueva corrida del escenario original S4S2B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.

¹ Véase Ex. 1.0 IRP Main Report, Sección 10.1.4.1, p. 10-7.

- b. S4FCS3B. Proveer una nueva corrida del escenario original S4S3B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.
- c. S3FCS2B. Proveer una nueva corrida del escenario original S3S2B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.
- d. S3FCS3B. Proveer una nueva corrida del escenario original S3S3B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.
- e. S5FCS1B. Proveer una nueva corrida del escenario original S5S1B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.
- f. S5FCS1S5B. Proveer una nueva corrida del escenario original S5S1S5B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG.

Según establecido en las secciones “Limitaciones a Disponibilidad de Energía Solar y Almacenamiento por Baterías” y “Tratamiento Consistente de Parámetros de Costo y Desempeño de Energía Eólica” bajo la Sección II de este Apéndice, hay otras presunciones de entradas utilizadas en el PIR Presentado que violan Órdenes previas del Negociado de Energía. Los parámetros asociados para la disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías para el periodo temprano (2019-2021), y el desempeño de energía eólica (a través de todos los años de operación), según revisado de acuerdo con las Órdenes previas del Negociado de Energía (detallado en las secciones abajo), deben ser incorporados en los parámetros ofrecidos a los recursos modelados para los siguientes seis nuevos Escenarios que la Autoridad debe ejecutar. Estos seis Escenarios deben incluir como presunciones de entrada revisiones para los cambios a los costos de la infraestructura terrestre de LNG en San Juan establecidos arriba, y cambios a los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías y a los parámetros del desempeño de energía eólica. El sufijo “_Renew” se añade a la terminología de numeración de los Escenarios para indicar estos cambios. Proveer corridas para los siguientes Escenarios para atender estos asuntos.

- g. S4FCS2B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S4S2B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.
- h. S4FCS3B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S4S3B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.
- i. S3FCS2B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S3S2B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los

parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.

- j. S3FCS3B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S3S3B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.
- k. S5FCS1B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S5S1B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.
- l. S5FCS1S5B_Renew. Proveer una nueva corrida del escenario original S5S1S5B cambiando el parámetro del costo de la infraestructura de LNG y los parámetros de disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías (2019-2021), y los parámetros de desempeño de energía eólica.

B. Análisis de Sensibilidad

- 1. Conducir una serie de Análisis de Sensibilidad de Planes de Recursos según se establece a continuación, aplicando sensibilidades basadas en costos en la manera requerida en el Reglamento 9021. El Reglamento requiere mantener el plan de recursos resultante del LTCE “constante” y cambiar las variables basadas en costos de acuerdo con la definición de sensibilidad.²
 - a. Crear una nueva sensibilidad en la cual la Autoridad enfrente el costo total de infraestructura terrestre de LNG en San Juan y aplicar la misma en cada caso donde los recursos dependientes de LNG terrestre en San Juan sean escogidos. Si esta sensibilidad añade el mismo costo fijo a cada caso donde aplique, la Autoridad puede simplemente identificar los casos a los cuales aplica.
 - b. Aplicar las sensibilidades 1, 5, y 6 al Plan ESM, al Escenario 4 Estrategia 2, y a cualquier otro Escenario o Estrategia que la Autoridad utilice para desarrollar su Plan de Recursos Preferido. Se debe asegurar que estas sensibilidades sean aplicadas tal que el plan de recursos de los escenarios se mantenga constante.
 - c. Aplicar sensibilidades a S3S2 y S3S3 que mantengan el plan de recursos constante, pero utilicen el nivel de referencia de los costos para recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento por baterías.

² Sección 2.03 (H)(2)(b)(i) del Reglamento 9021.

C. Selección del Plan de Recursos

1. Proveer y especificar en forma tabular y, según sea necesario, en forma narrativa, todos los elementos del Plan de Recursos Preferido seleccionado que hayan resultado y sido informados de planes de recursos desarrollados y evaluados en análisis de optimización y sensibilidad, incluyendo los análisis de escenarios y sensibilidades nuevos contenidos en esta Resolución y Orden. Si cualquiera de los elementos de un Plan de Recursos Preferido no está directamente apoyado por los resultados de la optimización o análisis de sensibilidad de los planes de recursos, describir y explicar claramente la razonabilidad para la inclusión de dichos elementos en el Plan de Recursos Preferido.
2. Proveer una discusión detallada de cada uno de los factores en la Sección (H)(2)(d)(ii) del Reglamento 9021, y los resultados de la optimización y análisis de sensibilidad, de la Autoridad escoger un plan que no sea el de menor costo. Esta discusión debe atender en detalle cualquier razón subyacente de confiabilidad, interconexión, restricciones de generación y otras razones en apoyo al plan que no sea el de menor costo.
3. Incluir una descripción detallada de la razón por la cual la propuesta de configuración de miniredes provee un balance óptimo entre los costos a los consumidores y mejoras en confiabilidad y resiliencia. Esta explicación debe incluir una evaluación cuantitativa de la reducción marginal en la calidad del servicio (e.g., aumento en VOLL) de completar uno o más ejemplos de inversiones de miniredes parciales (tal como una configuración de minired solamente para las partes de la isla de mayor economía y población).
4. Explicar la relación entre la optimización del modelo de expansión de capacidad y los costos del Plan ESM.

II. Órdenes Previas del Negociado de Energía

A. Definición del Escenario 1

1. Incorporar nuevas corridas del Escenario 1 según modelado por la Autoridad (a saber, con “ninguna infraestructura para el suministro de gas nueva”), con un cambio: la conversión contratada de las unidades de San Juan 5 y 6 a gas natural debe ser incluida como un recurso fijo, de manera consistente con la forma en que ha sido incorporado en otros escenarios. Aplicar este cambio a cada una de las estrategias y sensibilidades incluidas. (La sensibilidad 4 puede que no sea requerida.)
2. Proveer una nueva corrida para un Escenario 1A en el cual se modele “ninguna generación de gas nueva.” Este escenario debe ser definido de manera que no se incluya ninguna construcción de facilidades de generación nuevas que utilicen gas natural, y ninguna nueva infraestructura para el suministro de gas natural.

Generadores de combustible dual pueden ser permitidos (incluyendo *peakers* que utilicen gas natural transportado en camiones o diésel). El escenario permitiría además la conversión de generadores existentes a utilizar gas natural, y la operación continua de y contratos para generación de EcoEléctrica. Como para el Escenario 1, la conversión contratada de las unidades de San Juan 5 y 6 a gas natural debe ser incluida como un recurso fijo, de manera consistente con la forma en que ha sido incorporado en otros escenarios. Completar una corrida nodal “*Nodal Run*” y análisis de PSSE para el caso S1AS2B.

B. Escenario 2

1. Incorporar corridas del modelo para el Escenario 2 bajo las Estrategias 2 y 3, con carga de Referencia, Alta y Baja. Examinar los impactos de incertidumbres al aplicar las sensibilidades 5 y 6 (con planes de recursos fijos derivados del caso S2S2 con carga de referencia). Completar una corrida nodal “*Nodal Run*” y análisis de PSSE para el caso S2S2B.

C. Limitaciones a Disponibilidad de Energía Solar y Almacenamiento por Baterías

1. Correr nuevamente todos los Escenarios bajo las limitaciones previamente ordenadas para disponibilidad de energía solar y almacenamiento por baterías, modificando las limitaciones utilizadas para energía solar y almacenamiento por baterías para el periodo de 2019 a 2021, para reflejar lo siguiente:
 - a. Documentar los cálculos de la Autoridad para la cantidad mínima de energía solar y almacenamiento por baterías que sus modelos deben permitir implementarse en el 2019, 2020 y 2021 para cumplir con la Orden de 9 de noviembre de 2018 del Negociado de Energía. Si la cantidad calculada de energía solar requerida para cumplir con la Orden del Negociado de Energía excede los límites impuestos a la energía solar o el almacenamiento por baterías para cualquier escenario o sensibilidad modelado, la Autoridad debe correr nuevamente dicho escenario o sensibilidad con las cantidades de energía solar que estén en cumplimiento con la Orden del Negociado de Energía.
2. Proveer una justificación más detallada para las presunciones anuales en las limitaciones del despliegue de energía solar y baterías para los años 2019, 2020 y 2021.
3. La Autoridad no ha provisto justificación alguna para las limitaciones de energía solar y baterías impuestas del 2022 en adelante. La Autoridad debe correr nuevamente todos los Escenarios para remover las limitaciones en la disponibilidad de energía solar y baterías luego del 2022.

D. *Tratamiento Consistente de Parámetros de Costo y Desempeño de Energía Eólica*

1. Proveer una justificación detallada (incluyendo referencias externas) para cualquier sumador (*adder*) utilizado para energía solar y/o eólica.
2. Utilice presunciones de costo y desempeño consistentes para energía eólica y solar en todas las corridas de modelos.
 - a. Correr nuevamente todos los Escenarios con parámetros de costo y desempeño de energía eólica consistentes del 2018 NREL ATB para el grupo de recursos eólicos TRG-8, considerando el desempeño (*i.e.*, factores de capacidad anual) que se alinean con la fecha potencial de puesta en servicio del recurso eólico.
3. Proveer documentación completa y clara de las presunciones de perfiles de salida para energía solar y eólica.

III. Asuntos Adicionales Ordenados

- A. Proveer una discusión más completa sobre la forma en la cual el precio del gas natural importado en Puerto Rico es (o no) combinado con el costo de varios mercados de EE.UU., como el precio del gas natural de Henry Hub. La Autoridad debe describir en detalle cómo se refleja esta relación en las proyecciones del precio del gas utilizadas para su análisis del PIR. Esta discusión debe abordar, pero sin limitarse a, las siguientes preguntas: ¿Supone la Autoridad que barcos de LNG que cumplen con la Ley Jones estarán disponibles? ¿Supone la Autoridad que el precio de LNG como un producto global de fuentes distintas de los EE.UU. se combinará con el precio de Henry Hub? De ser así, ¿a través de qué mecanismos se llevaría a cabo esta combinación, y cuándo? Si no es así, ¿cuál es un punto de referencia adecuado para los precios de otros tipos de LNG según suministrados en Puerto Rico?
- B. Proveer una explicación sobre la razón por la cual la Autoridad escogió modelar la adquisición de eficiencia energética como terminada luego de 10 años, y analizar el impacto que tendría la adquisición continua después de ese periodo en los resultados del PIR.
- C. Proveer una evaluación más cuidadosa de las alternativas de energía eólica marítima para su inclusión como una oferta de recursos en este PIR. Se han observado reducciones drásticas en los precios de las recientes solicitudes de energía eólica marítima en el noreste de los EE.UU., en relación con los precios observados para el primer parque eólico marítimo en los EE.UU. (COD 2016) y en relación con los precios en Europa para instalaciones anteriores.

Apéndice B
Asuntos Incompletos Total o Parcialmente no Atendidos Expresamente en la Resolución y Orden

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
1	Sección 2.02 (E)(2)	Documentos que no estén públicamente disponibles o fácilmente accesibles están incluidos electrónicamente		Proveer todas las fuentes utilizadas (de ser posible en formato electrónico) para el desarrollo de los pronósticos de carga y precio de combustible que no estén fácilmente accesibles (tal como pronósticos hechos por otros, incluyendo Moody's, FOMB, y fuentes de mercado de combustible).
2	Sección 2.02 (E)(3)	Copias de páginas relevantes de estudios, informes, libros, o periódicos que no estén fácilmente accesibles		Modelo de regresión de Matlab (discutido en la p. 3-2 del Informe Principal del PIR) no ha sido provisto. Además, el modelo de Matlab utilizado para desarrollar pronósticos estocásticos de carga no ha sido provisto. Proveer estos modelos junto con cualquier hoja de trabajo adicional, según sea requerido.
3	Sección 2.02 (F)(1)(a)	Hojas de trabajo para el Desarrollo de Pronósticos de Carga	Documentos provistos	Las fórmulas no se han dejado intactas, según requerido por el Reglamento. Proveer el archivo con las fórmulas intactas.
4	Sección 2.02(F)(1)(b)	Hojas de trabajo para el Desarrollo del Pronóstico de Precios de Combustible	Documentos provistos	Proveer un solo índice que enumere cada tabla y figura del PIR e identifique de cual archivo y hoja de trabajo proviene.
5	Sección 2.02(F)(1)(f)	Versiones electrónicas, basadas en hojas de cálculo, de todas las tablas y figuras	No parece haber un mapa del PIR con las hojas de trabajo. Por ejemplo, el <i>Exhibit 1-1</i> y <i>Exhibit 3-1</i> del Informe Principal del PIR no están obviamente marcados o trazados.	Solicitud de dispensa concedida para el análisis de pronósticos anteriores.
6	Sección 2.03(C)	Pronóstico de carga de carga futura y requisitos de demanda de energía y análisis de pronósticos anteriores	<i>Ex 1.01 IRP Main Report Part 3;</i> <i>Ex 1.04 Appendix 4;</i> <i>Workpapers.</i>	La Autoridad debe proveer actualizaciones de los <i>Exhibits 3-9, 3-16, y 3-21</i> que suplementen los datos de pronósticos brutos existentes con información sobre energía neta y pronósticos de demanda. La energía neta y demanda deben reflejar el efecto del EE y DG pronosticado que disminuye la carga neta vista por la red de

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				transmisión de la Autoridad. Las hojas de trabajo y el Apéndice 4 contienen este nivel de detalle, pero el cuerpo principal de PIR debe incluir esta información en los <i>Exhibits</i> enmendados.
				Proveer generación anual total histórica para el sistema de la Autoridad, para complementar el <i>Exhibit</i> 3-1.
Z	Sección 2.03(C)(1)(c)(i) and (ii)	Demanda Pico y Energía Histórica cubriendo el periodo de diez años previo al primer año del periodo del PIR. Total anual de generación de electricidad y ventas para la utilidad y el consumo de cada clase de cliente La demanda pico coincidente de electricidad para la utilidad y cada clase de cliente	<i>Ex. 1.0 IRP Main Report Part 3</i>	Proveer como <i>Exhibits</i> u hojas de trabajo suplementarias la demanda pico histórica actual o estimada (MW) para el sistema completo, incluyendo pérdidas, y por clase de cliente, para complementar la información del <i>Exhibit</i> 3-1, como mínimo hasta el 2008. Favor proveer, de estar disponible, las pérdidas pico históricas por clase de cliente. Especificar si la información está basada en cantidades actuales o estimadas; si estimadas, describir el método utilizado.
8	Sección 2.03(C)(2)(g)	Consideración del impacto de recursos de demanda existentes, cambios anticipados al diseño de la tarifa, códigos y estándares de edificación, despliegue de generación distribuida y otros factores importantes	<i>Ex. 1.0 IRP Main Report Part 3 and Workpapers</i> – pronóstico de carga	En referencia a los <i>Exhibits</i> 3-9, 3-16, y 3-21 actualizados que atiendan el efecto de EE y DG en la carga bruta, explique si se ha incorporado algún cambio a los códigos de edificación en el pronóstico.
9	Sección 2.03(C)(2)(h)	Consideración del impacto de las pérdidas técnicas		Proveer un estimado de la manera en que diferentes niveles de generación distribuida podrían reducir los niveles generales de pérdidas, tanto en términos absolutos (e.g., energía x factor de pérdida base) como relativos (e.g., factor de pérdida base reducido), incluyendo explícitamente el potencial para reducción de pérdidas para escenarios con más DG.
10	Sección 2.03(D)(1)(b)	Tabla de Recursos de Suministro Existentes		Proveer una sola tabla comprensiva (o tabla por tipo de recurso) con cada requisito del Reglamento.
11	Sección 2.03(D)(1)(b)(iii)	Factor de capacidad anual durante los últimos cinco años	Provisto en <i>Ex. 1.05 Appendix 5</i> , pero no en Informe Principal	



Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
12	Sección 2.03(D)(1)(b)(vii)	Fecha de operación comercial	Provisto para CCGTs (p. 4-5) y AES y EcoEléctrica (p. 4-8), pero no para STs, GTs, o Hydro. Provisto de manera completa en Ex. 1.05 Appendix 5.	
13	Sección 2.03(D)(1)(b)(viii)	Vida útil restante	No presentado	
14	Sección 2.03(D)(1)(b)(xi)	Promedio anual de eficiencia térmica durante los últimos cinco años	Exhibit 4-1 del Informe Principal del PIR provee eficiencia térmica a capacidad máxima, pero no el promedio anual actual de eficiencia térmica.	
15	Sección 2.03(D)(1)(b)(xii)	Costo actual de combustible en dólares por MMBtu	Ex. 1.0 Part 7 provee proyecciones, con valores de 2018 informados por valores actuales, pero no se proveen precios actuales	
16	Sección 2.03(D)(1)(b)(xvi)	Promedio de gastos de capital anuales en los últimos cinco años en dólares totales		
17	Sección 2.03(D)(1)(c)	Información Suplementaria de Recursos de Suministro Existentes	Parte del Ex. 1.05 Appendix 5	
18	Sección 2.03(D)(1)(c)(ii)	Fecha de retiro proyectada para cualquier recurso que se espera sea retirado dentro de los primeros diez años del periodo del PIR, y una explicación de los motivos para el retiro	Exhibit 10-5 del Informe Principal del PIR muestra el retiro de unidades bajo el Plan de Acción, ninguna explicación de la razón de retiro necesario de estas unidades en la Sección 8.2.3.	Proveer cada uno de los elementos requeridos en una tabla o tablas en el Apéndice 5.
19	Sección 2.03(D)(1)(c)(iii)	Fechas de renovación de licencias y permisos de operación		
20	Sección 2.03(D)(1)(c)(iv)	Programa de cumplimiento con los requisitos legales y reglamentarios actuales, los propuestos y los que razonablemente de puedan prever	Sección 8.2.6 atende algún cumplimiento ambiental. No se proveen programas.	

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
21	Sección 2.03 (D)(1)(c)(v)	Costos de capital y costos operacionales proyectados para el cumplimiento con los requisitos legales y reglamentarios actuales, los propuestos y los que razonablemente de puedan prever	Sección 8.2.6 atende cumplimiento ambiental. No se proveen programas.	
22	Sección 2.03(D)(1)(c)(vi)	Gastos anuales de capital no-ambientales esperados para los primeros diez años del periodo del PIR	Sección 8.2.2 provee gastos de capital para NUEVOS activos de generación hasta el 2028, pero no hay información sobre inversiones de capital para generación EXISTENTE.	
23	Sección 2.03(D)(1)(c)(vii)	Cualquier cambio importante a los recursos que haya ocurrido desde la aprobación del más reciente PIR o que se espera que ocurra previo a la presentación de una revisión, actualización o enmienda al PIR: A. Descripción de cada proyecto de capital grande (sobre \$5,000,000) esperado en los próximos cinco (5) años B. Cambios en tipo de combustible, o en fuentes o estrategias de compra C. Cambios operacionales esperados debido a restricciones económicas o reglamentación ambiental	<i>Exhibit 10-8</i> del Informe Principal del PIR contiene algunos gastos de capital sin explicación. <i>Exhibit 6-12</i> del Informe Principal del PIR contiene alguna información sobre costos de conversión de combustible. Sección 4.2 del Informe Principal del PIR atiende alguna reglamentación ambiental.	Proveer una descripción de la manera en que los recursos existentes y propuestos cumplen (o no cumplen) con los requisitos de la definición de "altamente eficiente", según descritos en el borrador de definición (Resolución del Negociado de Energía, 20 de agosto de 2018, CEPR-MI-2016-0001).
24	Sección 2.03 (D)(1)(c)(viii) and (F)(1)(b)(viii)	Una descripción de la forma en que el recurso contribuye a satisfacer el requisito de generación "altamente eficiente"	PREPA ha solicitado dispensa dado que no hay una definición establecida para "altamente eficiente".	
25	Sección 2.03(E)(1)	Evaluación del Margen de Reserva de Planificación	Sección 8.7 del Informe Principal del PIR.	Proveer una discusión adicional para justificar la selección de un margen de reserva de planificación de 30%.

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
26	Sección 2.03(F)(1)(a)(vi)	Capacidad efectiva de carga	No hay discusión del pico coincidente o ELCC en la Parte 6 del Informe Principal del PIR.	Añadir discusión sobre el pico coincidente y ELCC para recursos eólicos y solares. Considerar la variabilidad por la ubicación en los picos de distribución, tal como picos comerciales e industriales que ocurren durante horas diurnas, según sea requerido.
27	Sección 2.03(F)(2)	Proyecciones por clase de cliente	Ex. 104 Appendix 4 - DG	Proveer un estimado de DG por clase de cliente. Proveer un estimado del impacto en la reducción de pérdidas por el aumento en DG.
28	Sección 2.03(F)(2)(b)	Inclusión como una reducción en el pronóstico de carga base	Ex. 10 IRP Main Report Part 3; Ex. 1.04 Appendix 4, Workpapers	Proveer una tabla de carga bruta y neta incluyendo el efecto de DG, según establecido arriba para el cumplimiento con la Sección 2.03 (C) del Reglamento 9021 como actualizaciones a los Exhibits 3-9, 3-16, and 3-21.
29	Sección 2.03(F)(4)(a)	Descripción del uso anticipado de cada opción de almacenamiento		Para cada escenario de recursos: describir el uso de almacenamiento, y proveer al menos los resultados modelados de manera muestreada (e.g., un día de 24-horas) indicando los servicios que se proveen en cada hora. Proveer archivos de resultados de costos de producción horarios para al menos un año entero con penetración máxima de almacenamiento, para aquellas corridas donde esté disponible.
30	Sección 2.03(F)(4)(b) y sub-partes	Incluye un marco de evaluación de opciones de almacenamiento de energía Servicios auxiliares que puede incluir la evasión de desconexión de cargas (<i>load shedding</i>) Servicios de formación de carga Beneficios de ubicación	Dispensa solicitada.	Proveer un marco de evaluación que asigne cuantitativamente valor al almacenamiento para todos los beneficios de provisiones de servicios auxiliares. Además, describir cómo Aurora trata estos recursos como parte del proceso de compromiso y despacho. Proveer al menos días de ejemplo para cada escenario que demuestre patrones de carga/descarga. Proveer hojas de trabajo con resultados horarios para recursos de almacenamiento de las corridas de Aurora, para al menos los 5 principales escenarios de recursos de NPV, incluyendo S3S2, S3S3, y S5S1.



Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				<p>Proveer información sobre los aspectos de configuración de carga del recurso de almacenamiento.</p> <p>Proveer información sobre el valor relativo de localización para recursos de almacenamiento.</p>
<u>31</u>	Sección 2.03 (G)(1)(b) y (G)(2)(a)(v)	Precios de emisiones y costos de emisiones anuales	<p><i>Ex 1.0 IRP Main Report</i> Sección 4.2, pero ninguna sensibilidad parece utilizar los precios mostrados</p>	<p>Describir cómo se utilizan los precios de emisiones (para cualquier contaminante) en el modelaje. Si no se utilizan, proveer una justificación de la razón por la cual se debe conceder una dispensa sobre este requisito.</p>
<u>32</u>	Sección 2.03(G)(2)(a)(f)	Condiciones económicas	<p><i>Ex 1.0 IRP Main Report</i> <i>Exhibit 3-18.</i></p>	<p>Describir en detalle cómo los pronósticos económicos impactan las proyecciones de ventas brutas, y por qué el rango seleccionado (que parece corresponder a los percentiles 25 y 85) es una elección apropiada.</p>
<u>33</u>	Sección 2.03(G)(2)(a)(iv)	Generación distribuida ubicada en el lado del consumidor	<p><i>Ex. 1.04 Appendix 4.</i></p>	<p>Proveer una discusión del rango de posibles resultados para DG en la ubicación del consumidor y demostrar cómo se refleja este rango en los pronósticos de carga utilizados en el análisis del PIR.</p>
<u>34</u>	Sección 2.03(G)(2)(a)(v)	Costos de combustible	<p><i>Ex. 1.0 IRP Main Report</i> <i>Exhibit 7-13 et seq.</i>, presenta +/- 1 Std Dev.</p>	<p>Proveer los percentiles 5 y 95 de los precios de combustible y explicar la razón por la cual la Autoridad escogió utilizar ya sea una desviación estándar de +/- 1 o los percentiles 5 y 95 de los precios de combustible para las sensibilidades alta y baja del precio de combustible.</p>
<u>35</u>	Sección 2.03(G)(2)(a)(vii)	Costos de capital	<p><i>Ex 1.0 IRP Main Report</i> <i>Exhibit 6-13.</i></p>	<p>Costos de capital presentados como punto estimado. Proveer un rango de costos de capital para proyectos de capital incluidos en el análisis del PIR, incluyendo al menos para cada recurso de generación y componente mayor de</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				<p>infraestructura de apoyo (tal como facilidades de importación de combustible) y para los costos del sistema de transmisión y distribución (en agregado, de ser necesario).</p>
36	Sección 2.03(G)(2)(d)	<p>Incluye escenario de referencia representando los resultados de probabilidad media</p>	<p><i>Ex 1.0 IRP Main Report Parts 3, 4.2, y 7.</i></p>	<p>Identificar explícitamente el caso de referencia para las presunciones y pronósticos de parámetros de modelaje y describir cómo reflejan los resultados de probabilidad media.</p> <p>La Parte 8 provee los resultados de corridas de escenarios, pero no provee una descripción clara de las herramientas utilizadas para el desarrollo del plan de recursos y la forma en que se utilizan.</p> <p>Proveer una descripción específica de la forma en la cual se utilizó Aurora LTCE para producir resultados de escenarios. Incluir todos los pasos clave utilizados y cómo se incorporaron las presunciones de entradas.</p>
37	Sección 2.03(H)(1)(a)(i)	<p>Documentación sobre mecanismos de modelaje para el desarrollo del plan de recursos</p>	<p><i>Ex 1.0 IRP Main Report Part 8.</i></p>	<p>Proveer hojas de trabajo comprensivas, en formato Excel, que incluyan claramente todos los parámetros de presunciones de entradas, "switches" seleccionados por el usuario y su justificación, y los algoritmos críticos empleados para determinar el resultado de LTCE. Esto debe incluir los parámetros técnicos del modelo para el tratamiento de efectos finales, la convergencia de soluciones y los parámetros relacionados de optimización de motor, según utilizado en la configuración del archivo de entrada de Aurora. Favor proveer esto para al menos los 10 planes principales de menor costo y todas las corridas relacionadas de sensibilidades, sino para todas las ejecuciones de LTCE realizadas.</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
38	Sección 2.03(H)(1)(a)(iii)	Tabla ilustrando diferencias claves entre planes de recursos	Ex. 10 IRP Main Report Part 8, Part 1.	Proveer tres tablas coherentes, una para cada agrupación de escenario de carga "referencia" (base), "alta" (high) y "baja" (low), que refleje las revisiones al Exhibit 8-1 y/o Exhibit 1-1, combinando los parámetros centrales provistos en estos Exhibits. Estas tablas deben presentar claramente las adiciones de recursos y los años de adición, retiros y años de retiro, NPV, elementos de infraestructura de gas y sus costos totales asociados y los costos prorrateados por la Autoridad, otros parámetros clave del Exhibit 8-1, y gastos en transmisión y distribución y diferencias relativas en las presunciones de T&D (si alguna) a través de cada plan. Incluir para cada tabla cualquier resultado de corridas adicionales de sensibilidades ordenadas por el Negociado de Energía, para el caso de escenario de carga aplicable
39	Sección 2.03(H)(1)(a)(v) and (H)(1)(b)(v)	a) v) Tabla de cargas y recursos para el plan de recursos preferido demostrando valores por año b) v) Una tabla de flujo de efectivo compuesto por valores de costo anual para, como mínimo, gastos en combustible por tipo de combustible, capital de generación, capital de transmisión, capital de infraestructura de combustible, total de O&M variable por unidad generatriz, total de O"M fijo por unidad generatriz, O&M de infraestructura de combustible; emisiones de CO ₂ , NO _x , y SO ₂ , acuerdos de compra de energía de recursos fósiles, y acuerdos de compra de energía de recursos renovables.	Ex. 10 IRP Main Report Part 8, worksheets.	Proveer una sola tabla en el cuerpo del PIR y en una hoja de trabajo en formato Excel presentando la carga pico y un resumen de los recursos por año para el plan Preferido, incluyendo la posición neta de la Autoridad (corta o larga en capacidad) relativa a las necesidades esperadas y confirmar el margen de reserva de planificación utilizado para "necesidades esperadas". Proveer una tabla con un resumen del flujo de efectivo para el cuerpo del PIR y como una hoja de trabajo, para el Plan de Recursos Preferido, y para al menos los 5 planes principales de menor costo (en el caso de referencia de la carga), incluyendo los elementos identificados en la Sección 2.03 H) 1) b) v).

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				<p>Producir y proveer una hoja de trabajo de "métricas" para el Plan de Recursos Preferido, como complemento a los archivos de métricas provistos para los planes de recursos individuales.</p> <p>Proveer una discusión detallada de cómo los resultados de los análisis de sensibilidad realizados, incluyendo los nuevos análisis de sensibilidad especificados en esta Orden, informan la selección del Plan de Recursos Preferido.</p>
<u>40</u>	Sección 2.03(H)(2)(b)(v)	Estos análisis de sensibilidad deben ser utilizados para informar la selección del Plan de Recursos Preferido.		<p>Proveer una discusión detallada de cómo los resultados de los análisis de sensibilidad realizados, incluyendo los nuevos análisis de sensibilidad especificados en esta Orden, informan la selección del Plan de Recursos Preferido.</p>
<u>41</u>	Sección 2.03(I)	El PIR deberá incluir una lista anotada de las advertencias y limitaciones claves de su análisis, incluyendo el impacto de la incertidumbre, el mecanismo de modelaje, principales presunciones regulatorias de ejecución de proyectos, y costos. El propósito de esta sección es ilustrar la certidumbre de la Autoridad con respecto al Plan de Recursos Preferido.	<i>Ex. 1.0 IRP Main Report Part 9.</i>	<p>La Autoridad debe enmendar este capítulo para discutir incertidumbres relevantes en el costo de capital y operación (incluyendo costos de combustible) y el desempeño de los recursos de combustible fósil.</p>
<u>42</u>	Sección 2.03(O)(1)	Documentación del Sistema de Transmisión y Distribución	<i>Ex. 1.01 Confidential Appendix 1, Section 3, Integrated Steady State Analysis. Section 4, Integrated System Stability Analysis.</i>	<p>Los análisis de estabilidad y de estado estacionario del sistema integrado se proveen para algunos, pero no todos los planes de recursos de "bajo NPV".</p> <p>Proveer al menos un análisis de estado estacionario del sistema integrado para los dos planes de menor costo con carga de referencia, S3S2B and S5S1B. De ser necesario, proveer además un análisis de estabilidad para estos planes.</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
43	Sección 2.03(1)(a)	Descripciones de las Instalaciones Existentes de Transmisión - El PIR deberá incluir una breve descripción narrativa del sistema existente de transmisión eléctrica e identificar cualquier restricción de transmisión y contingencias críticas. La información debe incluir como mínimo:	Ex. 1.0 IRP Main Report Part 1, p. 1-7; Part 10, p. 10-10; Ex. 1.01 Confidential Appendix 1. Se incluye detalle de miniredes y mejoras sugeridas, pero no se presenta un resumen general según requerido por el Reglamento 9021.	Proveer una descripción narrativa del sistema de transmisión, incluyendo una descripción de las restricciones principales de transmisión, si alguna, y las contingencias críticas.
44	Sección 2.03(1)(a)(i)	Un resumen de las características de todas las instalaciones existentes de transmisión y subtransmisión de treinta y ocho kilovoltios (38 kV) o más;	Ex. 1.01 Confidential Appendix 1. No se provee un resumen general. Discusiones de miniredes y mejoras recomendadas se proveen sin ninguna documentación de trasfondo.	Proveer un resumen de las características del sistema de transmisión y sub-transmisión.
45	Sección 2.03(1)(a)(ii)	Una discusión sobre si el sistema de transmisión restringe la transferencia de electricidad de proyectos existentes, posibles proyectos nuevos, o proyectos en desarrollo o consideración, incluyendo una descripción de su habilidad de interconectar proyectos de generación renovable intermitente y microrredes, según sea aplicable, y con la mayor especificidad, según sea práctico;	Ex. 1.01 Confidential Appendix 1. Ex 1.0 IRP Main Report Chapter 8. Dispensa solicitada.	Especifique formalmente si el sistema restringe la interconexión de posibles nuevos proyectos; y describir de forma general cuáles limitaciones pueden existir, si alguna. Según establecido en el Reglamento, proveer tanta especificidad como sea práctico. Si la preocupación primaria asociada con la solicitud de dispensa se refiere a la transmisión requerida directamente para la interconexión a un recurso desde la red, especificar esto, incluyendo el grado en que esta es una preocupación general o simplemente una preocupación asociada con el curso normal de actividad de interconexión requerida para conectar un recurso nuevo.

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
46	<p>Sección 2.03(D)(1)(a)(iii) and (iv)</p>	<p>Descripciones de las Instalaciones Existentes de Transmisión</p> <p>iii. Un mapa esquemático de la red de transmisión y subtransmisión ilustrando los límites de transferencia, el cual será tratado como Información Confidencial de Infraestructura Crítica y manejado de acuerdo con los procedimientos establecidos en CEPR-MI-2016-0009 según enmendada actualmente, y como pueda ser enmendada de tiempo en tiempo; y</p> <p>iv. Un mapa ilustrando la ruta actual, física de las líneas de transmisión y subtransmisión, puntos de referencia geográficos, zonas metropolitanas más importantes, y la ubicación de las subestaciones y plantas generatrices, e interconexiones con subestaciones de distribución. Dicho mapa será tratado como Información Confidencial de Infraestructura Crítica y manejado de acuerdo con los procedimientos establecidos en CEPR-MI-2016-0009 según enmendada actualmente, y como pueda ser enmendada de tiempo en tiempo. El PIR debe incluir dos copias de este mapa en escala de 1:250,000.</p>	<p><i>Ex 1.01 Confidential Appendix 1, Appendices F and G.</i></p> <p>Dispensa solicitada para inciso (iii).</p>	<p>Proveer al Negociado de Energía 2 copias físicas del mapa esquemático completo.</p> <p>Proveer al Negociado de Energía 2 copias físicas del mapa de transmisión completo.</p> <p>Proveer una copia separada del mapa esquemático completo con anotaciones en límites de transferencia, si alguno, o una tabla con un resumen de los límites, si alguno, con un trazado claro de los circuitos críticos en el diagrama esquemático.</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
47	Sección 2.030(1)(b)	<p>Descripción de Instalaciones Existentes de Distribución</p> <p>El PIR deberá incluir una breve descripción narrativa del sistema existente de distribución, incluyendo una descripción de su habilidad de incorporar penetración incremental de generación distribuida, incluyendo generación distribuida intermitente, y su habilidad de recibir nuevas cargas a través del tiempo, tal como, por ejemplo, aumentos en la penetración de vehículos eléctricos. Además, el PIR deberá proveer los criterios actuales de la Autoridad para el diseño del sistema de distribución. La información del sistema actual de distribución de la Autoridad debe incluir:</p> <p>...</p>	<p><i>Ex. 1.01 Confidential Appendix 1, Sección 5. Ex. 1.04 Appendix 4, DG Sección.</i></p> <p>Dispensa solicitada.</p>	<p>Proveer una descripción narrativa del sistema de distribución actual, con la inclusión de parámetros centrales (e.g., # y tamaño de alimentadores, rango de carga en alimentadores, etc.), resumen de estadísticas y criterios de diseño básico.</p> <p>Resumir el estado actual de las reparaciones del sistema de distribución luego de los huracanes.</p> <p>Proveer al menor un resumen general más allá del material provisto en las secciones del diseño de miniredes que describa al menos en términos generales, la capacidad del sistema de distribución de absorber una fracción de la energía solar esperada, potencialmente más allá de la presunción de DG a conectarse al sistema de distribución utilizada en las corridas del modelo. Proveer itinerarios aproximados (próximos cinco años) de cuales inversiones en el sistema de distribución podrían ser requeridas para absorber cantidades crecientes de DG; y/o proveer una dirección clara en cuanto a donde en la presentación del PIR puede encontrarse esta información.</p> <p>Proveer cualquier resumen de información que tenga la Autoridad sobre las preocupaciones generales terminales y de voltaje que existan a través del sistema de distribución, sin tener que depender en un análisis comprensivo de flujo de carga de un conjunto amplio de alimentadores.</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
48	Sección 2.03(1)(c)	Descripción de Tecnologías Avanzadas de Red Existentes- El PIR deberá identificar las áreas dentro del territorio de servicio donde se hayan instalado contadores avanzados y otras tecnologías avanzadas de red, junto con cualquier plan para expandir la integración de dichas tecnologías en el sistema. El PIR deberá incluir una descripción breve de las tecnologías avanzadas de red instaladas.	Dispensa solicitada.	Proveer cualquier información disponible sobre programas piloto que resultaron en la instalación de algunos metros inteligentes a través de la isla. Proveer información adicional sobre otras tecnologías avanzadas en uso o en consideración, como tecnologías de los sistemas de transmisión y distribución.
49	Sección 2.03(1)(d) and (1)(d)(vi)	El PIR deberá proveer una descripción narrativa detallada de cualquier instalación de transmisión y subtransmisión planificada, y una descripción de los planes para el desarrollo de instalaciones durante los próximos diez años del Período de Planificación. La descripción debe incluir, como mínimo, toda la información relacionada a: ... La Autoridad deberá presentar una justificación de sus planes de desarrollo del sistema de transmisión, incluyendo: ...	Ex. 1.01 Confidential Appendix 1.	Proveer una descripción resumida, con métricas/parámetros detallados según estén disponibles, sobre cualquier transmisión planificada separada de aquella descrita para las miniredes. Proveer un resumen del estado actual de proyectos planificados para "hardening ". Diferenciar entre lo que sería o es requerido basado en la planificación actual, y lo propuesto bajo las construcciones planificadas de miniredes.
50	Sección 2.03(1)(d)(ix)	Un análisis general de la habilidad del sistema de transmisión de la Autoridad para permitir el intercambio de energía con microrredes y otros productores independientes de energía. La Autoridad debe proveer ejemplos de estudios de interconexión de proyectos recientes de integración de renovables.	Dispensa solicitada.	Según indicado en la "Descripción de Facilidades Existentes de Transmisión", proveer una descripción narrativa del sistema de transmisión, incluyendo una descripción de los límites principales de transmisión, si alguno, y las contingencias críticas, añadiendo cualquier información nueva requerida si se planifica para no utilizar miniredes en el sistema de transmisión como parte del Plan de Recursos Preferido.
51	Sección 2.03(1)(d)(x)	Un diagrama ilustrando las capacidades de transferencia de importación y exportación de la Autoridad e identificando los elementos limitantes	Dispensa solicitada.	Proveer al menos información general sobre el esquemático de transmisión ya provisto, indicando cualquier limitación, de ser aplicable. Indicar a través de limitaciones en términos de

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
		<p>durante cada temporada de los próximos diez años. Además, la Autoridad proveerá un listado de los procedimientos de aliveo de carga de transmisión (TLR, por sus siglas en inglés) utilizados durante las últimas dos temporadas para las cuales se encuentre información actual disponible. Para cada evento TLR, el listado debe incluir el nivel máximo, la duración en el nivel máximo y la magnitud (en MW) de los acortamientos de energía (<i>power curtailment</i>).</p>		<p>MW o MVA asociadas con un "nivel de corte" (<i>cut plane</i>) definido u otra agrupación de línea de transferencia. No se requiere información de TLR.</p>
52	<p>Sección 2.03(1)(1)(e)</p>	<p>El PIR deberá incluir una descripción narrativa detallada de cualquier cambio planificado en el enfoque, práctica estándar, o diseño de subestaciones, circuitos o alimentadores de aplicación general para el sistema de distribución de la Autoridad por los próximos diez años. La descripción debe atender cualquier cambio en las instalaciones de distribución que tienen impacto en la habilidad de integrar penetración incremental de generación distribuida, y la habilidad de recibir nuevas cargas a través del tiempo. La Autoridad deberá presentar una justificación de los planes de desarrollo de distribución, incluyendo, si está disponible: ...</p>	<p><i>Ex 1.01 Confidential Appendix 1, Ex 1.04 Appendix 4.</i> Dispensa solicitada.</p>	<p>Proveer al menos una descripción general de planes para reparaciones del sistema de distribución, cómo el despliegue de DG y las inversiones al sistema de distribución requeridas serán coordinadas con dichas reparaciones, y cualquier plan relacionado directo o conceptual para la modernización del sistema de distribución.</p>
53	<p>Sección 2.03(1)(2)(a)</p>	<p>El PIR deberá identificar los estándares de transmisión de la Autoridad y deberá confirmar que los estándares de transmisión de la Autoridad están en cumplimiento con los estándares del <i>North American Electric Reliability Corporation</i>. Si cualquiera de los</p>	<p>El PIR presentado no menciona el NERC ni compara los estándares de planificación de transmisión de la Autoridad con los del NERC.</p>	<p>El Reglamento 9021 requiere a la Autoridad identificar cuáles estándares de planificación de distribución utiliza, y si son los mismos que los estándares del NERC.</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
		estándares de transmisión de la Autoridad es inconsistente con los estándares del <i>North American Electric Reliability Corporation</i> , la Autoridad deberá identificar cada estándar inconsistente y proveer una explicación y razón fundamental para dicha inconsistencia.	Dispensa solicitada.	La Autoridad debe indicar dónde el Informe de Transmisión provee la información requerida para el sistema de transmisión. La Autoridad debe proveer además, al menos de forma general, una identificación ("identificar") de al menos los "problemas" de confiabilidad termal y de voltaje más importantes a través del sistema de distribución, similar a la discusión de la Sección 2.03 (1)(b)(i). La Autoridad no tiene que identificar, por ubicación, todas y cada una de las preocupaciones sobre el sistema de distribución - en cambio el Reglamento 9021 requiere que estos "problemas" sean identificados.
54	Sección 2.03(1)(2)(c)	El PIR deberá identificar asuntos de confiabilidad termal y de voltaje en el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad. Dicha información será tratada como Información Confidencial de Infraestructura Crítica y manejada de acuerdo con los procedimientos establecidos en CEPR-MI-2016-0009 según enmendada actualmente, y como pueda ser enmendada de tiempo en tiempo;		1. Proveer, de forma separada de los planes de inversión de miniredes, una descripción y resumen de forma tabular de los requisitos de inversión en el sistema de transmisión y distribución en apoyo a los planes de recursos en caso de que se utilice un Plan de Recursos que no incluya la construcción de miniredes según vislumbrado. 2. Proveer una discusión incluyendo, en la manera posible, indicaciones cuantitativas de las diferencias en transmisión y las inversiones asociadas con el enfoque de miniredes bajo diferentes planes de recursos considerados. Confirmar (o de otra forma, explicar) que no hay diferenciación en costos para el enfoque de
55	Sección 2.03(1)(2)(e)	El PIR deberá documentar las implicaciones de transmisión y distribución del Plan de Recursos Preferido, incluyendo evaluar si el plan requiere aumentos en la mitigación o cambios en el sistema de transmisión y distribución.	Ex 1.01 Confidential Appendix 1. Ex 1.0 IRP Main Report Chapter 8.	

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				<p>miniredes a través de los diferentes planes de recursos. Según aplicable, explicar por qué no hay diferenciación en los posibles costos del enfoque optimizado de miniredes a través de los diferentes planes de recursos.</p> <p>3. Describir exactamente cómo, de ser aplicable, se llevó a cabo una optimización en el costo total asociado con el despliegue de recursos de suministro, y el despliegue de recursos de transmisión/subtransmisión. Si no se llevó a cabo dicha optimización, explicar la razón, dada la confianza considerable en el enfoque de miniredes y los costos totales de inversión asociados con este enfoque.</p>
<p><u>56</u></p>	<p>Sección 2.03(K)(1)</p>	<p>Documentación del Plan de Acción- El Plan de Acción deberá incluir una tabla con las acciones más importantes en los primeros cinco años luego de la aprobación del PIR incluyendo, como mínimo, los procesos previstos para la adquisición de recursos de suministro y eficiencia energética, requisitos de permisos, actividades de construcción, estudios requeridos, y otros eventos significativos. El Plan de Acción debe considerar las adquisiciones previstas de recursos de demanda, suministro, transmisión, distribución y/o infraestructura de combustible; retiros y/o reacondicionamientos de recursos de generación existentes; ingreso, renegociación o cese de acuerdos de compra de energía; y cualquier otro compromiso de recursos.</p>	<p><i>Ex. 1.0 IRP Main Report Part 10; Exhibit 10-7.</i></p>	<p>Revisar el <i>Exhibit 10-7</i> para incluir todas las acciones clave que comprenden el Plan de Acción. Por ejemplo, la renegociación del contrato de EcoEléctrica y la provisión de eficiencia energética se excluyen actualmente. La tabla debería ya sea (i) incluir información específica de costos para las adquisiciones principales de recursos esperadas y el plan específico de financiamiento para dicho costo como un campo de descripción separado; o (ii) ser directamente consistente con la información contenida en el <i>Exhibit 10-8</i>. Si los costos para cualquier acción clave son diferentes de los gastos de capital listados en el <i>Exhibit 10-8</i>, dichos costos totales deben ser listados también y descritos. En particular, los gastos de capital de infraestructura LNG terrestre o de buques están listadas como cero en el <i>Exhibit 10-8</i>, mientras en el escrito se describen unos costos de capital para esta infraestructura diferentes de cero. La tabla o tablas deben incluir claramente el costo total para toda infraestructura de combustible, y la porción de dichos costos que la Autoridad está</p>

Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
				<p>asignando a la acción principal, especialmente para toda infraestructura de LNG, y debe incluir además una descripción clara del plan o arreglos de financiamiento para cada acción mayor. Identificar cualquier costo potencial o costo de financiamiento asociado con la fecha de entrega de recursos de 2025 que serán incurridos a través del 2023. El plan de financiamiento debe establecer claramente en cuales años se verán los costos y se espera sean asumidos por los clientes.</p>
57	Sección 2.03(K)(2)(a)	El Plan de Acción se basará en el Plan de Recursos Preferido descrito en la subsección (H)(2)(d) arriba.	Ex 1.0 IRP Main Report Part 10.	<p>Las acciones clave asociadas con inversión en transmisión, distribución y miniredes deben ser listadas claramente en una tabla que combine y reconcilie completamente los costos actualmente presentados en los Exhibits 10-9, 10-11, 10-13, y 10-21, con los costos totales de cada acción mayor y el plan de financiamiento para cada uno listado y descrito. En la medida en que la Autoridad espere que algunos de sus costos sean asumidos directamente por los clientes, y que los otros costos se asuman a través de subvenciones de FEMA o su equivalente, la Autoridad debe incluir esta información para cada acción clave de T&D y de miniredes. La Autoridad además debe indicar, al menos de forma general, para cada acción clave, si y/o cómo los costos presentados pueden cambiar a través de diferentes Planes finales de Recursos Preferidos posibles.</p>
58	Sección 2.03(K)(2)(d)	El Plan de Acción deberá cumplir con todas las leyes y regulaciones	Ex 1.0 IRP Main Report Part 10.	<p>Proveer una tabla que identifique cada acción clave del Plan de Acción, según presentado en el Exhibit 10-7 revisado, con el escenario analizado (tal como el plan ESM o el caso S4S2) que respalde la inclusión de dicha acción clave.</p> <p>Si no ha sido provisto en la nueva entrada de eficiencia energética en el Exhibit 10-7 revisado,</p>



Asunto	Cita	Requisito del Reglamento 9021	Referencia	Solicitud Adicional
204		promulgadas que atiendan los requisitos de recursos de demanda y recursos de suministro, incluyendo, pero sin limitarse a, la Ley Núm. 82-2010.		proveer la parte que falta del Plan de Acción relacionada a recursos del lado de la demanda.
59	Sección 2.03(N)	Actualización del Estado de los Recursos de Demanda- El PIR deberá incluir una evaluación de los proyectos nuevos y contratados de demanda y capacidad, incluyendo eficiencia energética, respuesta a la demanda, generación distribuida y programas de manejo de cargas. Esta actualización debe estar compuesta de una lista detallada de cada programa nuevo de recurso de demanda que esté contratado, pero no haya sido implementado o construido al momento de la presentación del PIR.	<p><i>Ex. 1.04 Appendix 4</i></p> <p>Dispensa solicitada.</p>	<p>Los recursos del lado de la demanda incluyen generación distribuida en adición a eficiencia energética y respuesta a la demanda. Proveer una evaluación de los recursos del lado de la demanda actualmente disponibles para la Autoridad.</p> <p>La Autoridad debe confirmar, o explicar de otro modo, si la evaluación sobre generación distribuida contenida en el Apéndice 4 representa la totalidad de la evaluación de DG incluida en este PIR.</p>
60	Sección 2.06	El PIR deberá incluir una certificación sobre el cumplimiento de la Autoridad con los requisitos de la Sección 6B (h) (vi) de la Ley Núm. 83.	No se ha presentado certificación.	Proveer la certificación requerida. De la Autoridad no haber consultado con el Programa de Política Pública Energética según requerido, la Autoridad deberá realizar la consulta requerida e informar sobre cualquier cambio resultante en el PIR.