

From: Franco Nogueras, María J. (AAPP)
<Maria.Franco@p3.pr.gov>
Sent: Tuesday, August 18, 2026 10:54 AM



ZAR DE ENERGÍA

GOBIERNO DE PUERTO RICO

14 de agosto de 2026

Vía Correo Electrónico

comentarios@jrsp.pr.gov
nepr@jrsp.pr.gov

Hon. Edison Avilés Deliz
Presidente

Hon. Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada

Hon. Ferdinand A. Ramos-Soegaard
Comisionado Asociado

Hon. Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada

Hon. Antonio Torres Miranda
Comisionado Asociado

Negociado de Energía de Puerto Rico
Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico
Avenida Muñoz Rivera
San Juan, Puerto Rico 00918-1925

Re.: Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

Estimado Presidente Avilés Deliz y Comisionados Asociados:

Mediante Resolución y Orden de 19 de marzo de 2026, en el Caso Núm. NEPR-2019-0009, consolidado con el Caso Núm. CEPR-2018-0008, In Re: Reglamentos de Interconexión, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público ("NEPR") solicitó comentarios de partes interesadas con relación al borrador de Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes, publicado por el NEPR el 15 de julio de 2021 ("Borrador Preliminar de Reglamento"). Este nuevo término para proveer comentarios públicos fue en respuesta a la aprobación de la

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 2 de 20

Resolución Conjunta Núm. 5-2026¹ el 7 de enero de 2026, la cual, entre otras cosas, ordena al NEPR reanudar los procesos administrativos necesarios para la aprobación de un nuevo Reglamento de Interconexión en o antes de 7 de enero de 2027.²

La Sección 2 de la Resolución Conjunta Núm. 5-2026 requiere que el nuevo Reglamento de Interconexión adopte tecnologías y conceptos modernos de interconexión, incluyendo planificación proactiva de capacidad de alojamiento y planificación presupuestaria (*proactive hosting capacity planning and budgeting*), adaptadores de base de contador (*meter socket adapters*), carga mínima diurna (*daytime minimum load*), costos del operador del sistema de transmisión y distribución para estudios de la red, entre otros.

De otra parte, mediante Resolución y Orden de 27 de abril de 2026, el NEPR calendarizó un taller de partes interesadas a celebrarse el 28 de mayo de 2026, el cual se celebró según pautado. En el referido taller, los participantes tuvieron la oportunidad de proveer comentarios y hacer preguntas respecto al Borrador Preliminar de Reglamento. Luego de considerar los comentarios recibidos y la discusión durante el taller de partes interesadas, mediante Resolución y Orden del 13 de julio de 2026, el NEPR publicó el borrador revisado de la Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes (“Reglamento Propuesto”).

Mediante la presente, la Oficina del Zar de Energía provee sus comentarios con relación al Reglamento Propuesto y a los Requisitos Técnicos de Interconexión (“TIR”, por sus siglas en inglés). De igual forma, la Oficina del Zar de Energía provee sus comentarios respecto a los comentarios públicos presentados por las partes interesadas el 15 de abril de 2026. Esto con el propósito de atender la emergente situación de inestabilidad de los parámetros operacionales del Sistema de Transmisión y Distribución causados por la alta y descontrolada penetración de sistemas de generación distribuida (“GD” o “GDs”). La Oficina de Zar de Energía persigue asegurar que el reglamento final a ser aprobado mediante el presente proceso no solo cumpla y sea consistente con la actual política pública energética, sino que, también, garantice que los requisitos técnicos que se establezcan para la interconexión de GDs y microrredes responda a las condiciones físicas actuales del sistema energético para que éste sea estable, seguro y confiable.

¹ La Resolución Conjunta de la Cámara 193, citada en la Resolución y Orden de 19 de marzo de 2026, en el presente caso, fue el precursor de la Resolución Conjunta Núm. 5-2026.

² La Sección 3 de la Resolución Conjunta Núm. 5-2026 establece el término de 365 días, contados a partir de la fecha de su aprobación, para que el NEPR culmine el proceso de adopción del nuevo Reglamento de Interconexión.

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 3 de 20

A. Oficina del Zar de Energía

La Oficina del Zar de Energía se creó mediante la Orden Ejecutiva Núm. OE-2025-005 la cual, entre otras, le delegó la facultad de fiscalizar, administrar y alinear los recursos y los objetivos de la política pública energética del Gobierno de Puerto Rico, evitando duplicidad, promoviendo la conversación y comunicación entre los diversos componentes gubernamentales y facilitando una respuesta ágil ante los desafíos energéticos de Puerto Rico. La Oficina del Zar de Energía está facultada además para (i) participar y dirigir decisiones estratégicas, coordinar entre diferentes agencias gubernamentales, y proponer e implementar iniciativas para mejorar la gestión y producción de energía; (ii) coordinar las gestiones y actuar como enlace con el NEPR y la Gobernadora para garantizar alineación de objetivos y eficiencia en los procesos; y (iii) considerar y, de ser necesario, gestionar las enmiendas de los procesos, reglamentación y demás disposiciones de gobernanza existentes bajo las emergencias previamente decretadas, incluyendo la actual emergencia energética.

B. Política Pública Energética

La Ley Núm. 17-2019, *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico*, según enmendada ("Ley 17-2019"), establece como principios rectores del Sistema Eléctrico (i) el principio de eficiencia, el cual obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico posible y a que las inversiones en el desarrollo de los recursos que componen el Sistema Eléctrico respondan a las mejores prácticas de la industria, y (ii) el principio de calidad bajo el cual el servicio eléctrico debe cumplir con los requisitos técnicos y los estándares de confiabilidad y calidad que se establezcan para éste.

De otra parte, entre las disposiciones de la Política Pública 2050 establecida por la Ley 17-2019 se encuentran (i) asegurar la integración de energía renovable al Sistema Eléctrico de forma segura y confiable, a un costo razonable; (ii) garantizar la seguridad y confiabilidad de la infraestructura eléctrica mediante la utilización de herramientas tecnológicas modernas que propulsen una operación económica y eficiente y permitan la integración y despliegue de fuentes renovables; y (iii) realizar los estudios de planificación pertinentes a los voltajes operacionales del sistema de transmisión y distribución, de manera que se pueda asegurar una operación confiable del mismo.

Más aún, los objetivos principales de la Política Pública 2050 incluyen (i) promover la más rápida y efectiva reconstrucción, modernización y actualización del sistema de transmisión y distribución de la red para desarrollar un sistema robusto, flexible

Initial
NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 4 de 20

que pueda integrar nuevas tecnologías, generación distribuida, fuentes de energía renovable, mecanismos de eficiencia energética y provea a los consumidores alternativas en el sector energético; y (ii) mientras la tecnología permita sin comprometer la confiabilidad, estabilidad, continuidad del sistema eléctrico, reducir el uso de combustibles fósiles para la generación de energía, mediante la integración de energía renovable de forma ordenada y progresiva, garantizando la estabilidad del Sistema Eléctrico a un costo razonable mientras se maximizan los recursos de energía renovable a corto, mediano y largo plazo.

Si bien es cierto que estos principios rectores y disposiciones de la política pública energética incluyen diversificar las fuentes de generación de energía mediante la maximización de fuentes renovables, GDs y microrredes, entre otras, así como facilitar su interconexión a la red, la Ley 17-2019 expresamente requiere que en este desarrollo se garantice la confiabilidad y estabilidad del Sistema Eléctrico. Según discutiremos más adelante, el mandato de diversificación mediante la interconexión de GDs no puede hacerse en un vacío, sino que debe tomar en consideración el estado actual del sistema de transmisión y distribución, y la capacidad real de éste para absorber los GDs y microrredes, especialmente aquellas que utilicen fuentes variables de generación como lo son los GDs y generadores fotovoltaicos.

Como señalaremos en adelante, la única manera de garantizar la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico es mediante un proceso de estudio y evaluación exhaustivo de los efectos que pueda tener la interconexión de algún sistema antes de que se autorice dicha interconexión. Esa es la única forma de cumplir y ser consistente de manera integral con la política pública energética. En otras palabras, es necesario considerar las disposiciones de todas las leyes que rigen el sector energético del país de manera conjunta, no aislada o de manera selectiva.

C. Deberes y Responsabilidades del NEPR

Según establecido en la Ley Núm. 57-2014, *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico*, según enmendada (“Ley 57-2014”), entre los deberes y responsabilidades del NEPR se encuentran (i) fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico; (ii) revisar y aprobar propuestas al reglamento de interconexión, incluyendo los requisitos técnicos mínimos, requisitos técnicos adicionales, y cualquier otro tipo de requisito que se establezca para la interconexión de generadores distribuidos y microrredes a la red eléctrica; (iii) establecer estándares o parámetros para instalaciones o plantas eléctricas de compañías generadoras, microrredes o cooperativas de energía, que garanticen la eficiencia

Initial

NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 5 de 20

y confiabilidad del servicio eléctrico o cualquier otro parámetro de eficiencia que sea cónsono con las mejores prácticas de la industria eléctrica, y (iv) establecer estándares de confiabilidad de la red eléctrica siguiendo parámetros reconocidos por entidades gubernamentales o no gubernamentales especializados en el servicio eléctrico, y fiscalizar el cumplimiento con los mismos.

Al igual que la Ley 17-2019, la Ley 57-2014 le impone la responsabilidad al NEPR de garantizar la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico. A esos fines, entre otras, el NEPR tiene el deber de aprobar los reglamentos de interconexión siempre que estos establezcan estándares de confiabilidad de la red eléctrica siguiendo los parámetros reconocidos por la industria. Más aún, en su deber de fiscalizar y asegurar la cabal ejecución e implementación de la política pública sobre el servicio eléctrico en Puerto Rico, el NEPR está obligado a tomar aquellas acciones que sean consistentes con dicha política pública, asegurando que estas se realicen luego de realizar un análisis integral de todas las leyes que rigen el sector energético del país, en lugar de concentrarse en un subconjunto de estas.

D. Estado actual del sistema eléctrico

Según surge del Portal Cibernético de Capacidad de Alojamiento (*Hosting Capacity*) mantenido por LUMA³, más del 80% de los alimentadores donde se han desarrollado GDs de energía renovable exceden el límite de penetración de 15% de la capacidad de estos. El 71% de todos los alimentadores con GDs exceden el 30% de capacidad, mientras que 35% está por encima del 70% de capacidad. En otras palabras, el sistema de distribución ha sobrepasado el límite de saturación de recursos renovables. Este alto nivel de penetración de GDs está causando serios problemas de inestabilidad en el sistema de transmisión y distribución, afectando así el servicio eléctrico. Este desarrollo descontrolado de GDs es contrario e inconsistente con la política pública energética que exige la integración de energía renovable de forma ordenada y progresiva, garantizando la estabilidad del Sistema Eléctrico.

Según surge de los comentarios de LUMA de 15 de abril de 2026 en el presente caso, 21,000 de las 25,000 querellas reportadas por problemas de alto voltaje se deben a alimentadores que excede el 15% de su capacidad de alojamiento. Más aún, según reportado por LUMA, el promedio de capacidad de energía variable en los alimentadores del sistema eléctrico es de 61.3%, donde un número significativo de alimentadores excede el 100% de capacidad. En otras palabras, la capacidad

³ <https://experience.arcgis.com/experience/99811dd66276465bb687a7fc8cc8cbe0>, visitado por última vez el 10 de agosto de 2026.

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 6 de 20

de energía renovable y variable instalada en estos alimentadores excede la demanda máxima del alimentador. De otra parte, debemos señalar que, un poco más del 45% de los relevos de carga durante el Año Natural 2025 fueron causados por fuentes variables de generación (i.e., fuentes renovables). Más aún, el 94% de los relevos de carga debido a fuentes variables fueron causados por GDs. En promedio, el total de MW desconectados en cada incidente está entre 130 MW y 140 MW.

De otra parte, el sistema de transmisión y distribución está experimentando reducciones súbitas de generación de aproximadamente 100 MW cada vez que ocurre un evento de relevo de carga debido a baja frecuencia. En otras palabras, cuando hay un evento de baja frecuencia durante el día, el sistema eléctrico experimenta la pérdida adicional de 100 MW que equivale a perder la unidad San Juan 7. Esto tiene un efecto idéntico a un evento N-1-1, o sea, pérdida sucesiva de un generador luego de un evento de pérdida inicial. Es importante destacar que este tipo de evento solamente se experimenta en horas diurnas (i.e., en situaciones de relevo de carga por baja frecuencia durante horas nocturnas no se ha experimentado la pérdida súbita de 100 MW). Basado en estudios independientes, esta pérdida de 100 MW se atribuye a los GDs instalados antes del 2018 cuyos inversores están equipados con desconectores automáticos, consistente con el estándar IEEE 1947-2003 efectivo hasta ese año.

Además de esta situación relacionada a los relevos de carga, la alta penetración descontrolada de GDs está causando problemas operacionales en el sistema eléctrico. Según el último reporte trimestral de LUMA en el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0016, In Re: Informes de Progreso de Interconexión de la AEE, al 31 de marzo de 2026, había sobre 201,000 GDs de fuentes renovables interconectados con el sistema de transmisión y distribución. Esto representa una capacidad instalada de aproximadamente 1,561 MW, o sea más de tres veces la capacidad de los generadores más grandes del sistema (Aguirre Steam 1-2, 450 MW cada uno). Esta capacidad de energía variable está creando un valle en términos de demanda durante las horas de alta irradiación solar (i.e., 10 am a 2 pm), donde antes existía un pico diurno de demanda. Esto provoca que las unidades de generación de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (“AEE”) sean forzadas a operar en puntos de generación bajos, o sea, reducir su capacidad de generación. Debido a su diseño, estas unidades son mucho menos eficientes cuando operan de esta manera (i.e., puntos bajos de generación), por lo que la generación se vuelve más costosa en esas horas lo que tiene un impacto directo y contundente en la tarifa eléctrica que se le cobra a los abonados.

Más aún, cuando estas unidades operan en puntos bajos pierden su capacidad de proveer control de frecuencia (i.e., *governor frequency control*) lo que reduce la

Initial

NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 7 de 20

confiabilidad y los mecanismos de protección del sistema ante una reducción súbita de frecuencia causada por la pérdida de algún activo de generación, incluyendo los propios GDs renovables. De igual forma, estas unidades se ven forzadas a aumentar su capacidad de generación de manera acelerada durante las horas de la tarde cuando se pierde la generación por fuentes variables. Esto crea un estrés térmico en las unidades de generación de la AEE, lo que requiere mayor mantenimiento, le acorta la vida útil a la unidad y, en ocasiones, causa fallas en las calderas dado que no están diseñadas para este tipo de ciclo.

De otra parte, durante el taller de partes interesadas celebrado el 31 de marzo de 2025, en el presente caso, representantes del Laboratorio Nacional Sandía (“Sandía Lab”) presentaron sus resultados respecto a un estudio sobre la penetración de la energía renovable en Puerto Rico, enfocado en las configuraciones de los inversores inteligentes y el efecto que pueden tener en el sistema. De acuerdo con los datos presentados, las fluctuaciones de voltaje en Puerto Rico debido a la intermitencia de las fuentes renovables de generación son más altas y de mayor rango que aquellas experimentadas en California. En otras palabras, los clientes de Puerto Rico experimentan mayores y más variables eventos de fluctuación de voltaje. De acuerdo con el personal del Sandía Lab, uno de cada seis clientes estudiados experimentó situaciones de alto voltaje.

Finalmente, de acuerdo con un estudio respecto a los retos de control de voltaje y frecuencia comisionado por EcoEléctrica en el año 2024, la integración de la energía solar, como un contribuyente significativo a la matriz energética de Puerto Rico, ha dado lugar a frecuentes desviaciones de frecuencia y aumentos abruptos de potencia activa dentro de la red. De igual forma, el estudio revela que los cambios repentinos en la capacidad de reserva, mayormente provocados por la intermitencia de las fuentes renovables, generan un número considerable de alertas activas en la central EcoEléctrica y ha provocado un sin número de estreses operacionales y térmicos en componentes críticos de la planta incluyendo las turbinas de combustión y los recuperadores de calor para generación de vapor. Efectos similares se están experimentando en las unidades generatrices de la AEE operadas por Genera PR, LLC (“Genera”) con el agravante de que estas unidades no poseen la flexibilidad operacional de EcoEléctrica, por lo que están experimentando fallas más severas y frecuentes.

El estudio comisionado por EcoEléctrica reflejó, además, una alta correlación entre las alertas operacionales en la planta y los eventos de la red eléctrica. A esos fines, más del 90% de las alertas de EcoEléctrica ocurrieron luego de una alerta en la red eléctrica, lo que sugiere que el incremento de las energías renovables y variables en todo el sistema probablemente aumentará la frecuencia de las alertas de EcoEléctrica. Eventos similares se experimentan en las unidades legadas de la

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de
Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009
14 de agosto de 2026
Página 8 de 20

AEE. Por lo tanto, la alta y descontrolada penetración de energía renovable y variable, no solo está causando problemas en el sistema de transmisión y distribución, sino que también está afectando la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema de generación de Puerto Rico.

E. Análisis y discusión respecto a los objetivos del Reglamento Propuesto

1. Integración descontrolada de recursos de generación variable

Según discutido anteriormente, desde el año 2021 ha habido una proliferación descontrolada respecto al desarrollo de GDs. Este es el resultado de aplicar las disposiciones de interconexión expedita contenidas en la Ley 114-2007, sin considerar los efectos que este desarrollo tiene en el sistema. Peor aún, la salvaguarda establecida en la Ley 114-2007 para determinar dicho efecto, entendiéndose, los estudios que deben realizarse luego de la interconexión expedita de los GDs, ha sido ineficaz en detectar aquello para lo que fue diseñada dado que LUMA Energy, LLC (“LUMA”) no ha realizado los estudios suplementarios requeridos.

En otras palabras, los mecanismos diseñados para detectar a tiempo los efectos nocivos de la proliferación descontrolada de GDs no han sido implementados por LUMA, por lo que el esquema de interconectar primero y estudiar después ha puesto en riesgo la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, así como las operaciones de la red. Como consecuencia de esta inversión en el orden natural de los procesos hoy en día tenemos un sistema más frágil y menos estable donde la alta y descontrolada penetración de GDs ha resultado en un incremento en los costos de generación. Esto debido a que las unidades generatrices de la AEE se operan por debajo de su nivel óptimo. Al mismo tiempo, cuando estas unidades se ven forzadas a operar a niveles bajos, no pueden proveer control de frecuencia adecuado (i.e., *governor frequency control*) lo que reduce la eficacia de los sistemas de protección contra fluctuaciones de frecuencia.

Por lo tanto, es imperativo que los procesos de interconexión regresen a su orden natural (i) estudiar y determinar si la interconexión es segura y beneficiosa para el sistema eléctrico, incluyendo las mejoras necesarias para garantizar la seguridad de la red eléctrica y (ii) luego de ese primer paso, aprobar la interconexión.

El Reglamento Propuesto provee para que se siga este orden natural respecto a todos los sistemas cuya capacidad de exportación sea mayor a 25 kW. No obstante, el Reglamento Propuesto no permite que se siga ese orden natural adoptado por todas las jurisdicciones de EE. UU. para los sistemas cuya capacidad de exportación sea igual o menor a 25 kW, los cuales representan la inmensa

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 9 de 20

mayoría de los GDs. A esos fines, y según se presentará más adelante como parte de las enmiendas recomendadas al Reglamento Propuesto, solicitamos al NEPR que (i) interprete las leyes que gobiernan el sector eléctrico de Puerto Rico de manera integrada; (ii) reconozca los riesgos de avalar la proliferación descontrolada de los GDs en detrimento de la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico; y (iii) en consecuencia, no permita la interconexión de ningún GD hasta tanto el operador del sistema eléctrico determine que dicha interconexión es segura y no afectará la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

Aplicar de manera aislada las disposiciones de la Ley 114-2007, sin considerar los efectos nocivos a la red y al servicio eléctrico, no solo atenta contra la seguridad del sistema eléctrico, sino que también está en contra de la política pública energética de integrar la energía renovable de forma ordenada y progresiva, garantizando la estabilidad del Sistema Eléctrico. De la misma forma, actuar de esta manera (i.e., permitir la interconexión descontrolada de GDs) se aparta del mandato expreso al NEPR de establecer estándares de confiabilidad de la red eléctrica que garanticen la eficiencia y seguridad del servicio eléctrico, cónsono con las mejores prácticas de la industria eléctrica.

2. Costos de estudios de interconexión y mejoras al sistema

El principio regulatorio de establecer tarifas justas y razonables requiere asignar costos a aquellos clientes que causan los costos. Por tal razón, los costos relacionados con los estudios necesarios para garantizar que la interconexión de un GD es segura y beneficiosa para el sistema eléctrico deben ser asumidos por el proponente del sistema y no por los demás clientes de la AEE. Dichos costos no deben ser transferidos a los demás clientes de la AEE, por lo que solicitamos al NEPR incluir provisiones en el Reglamento Propuesto a los fines de establecer de manera clara que los costos asociados a los estudios de interconexión serán cubiertos por el proponente del sistema, entiéndase, las compañías que promocionan y venden estos productos y que se lucran de sus ventas en perjuicio de la estabilidad del sistema. No existe justificación alguna para que, una compañía que vende estos productos en decenas de miles de dólares no asuma el costo de los estudios necesarios para garantizar la estabilidad del sistema.

De igual forma, los costos asociados a las mejoras de infraestructura de la red eléctrica, así como todos los costos asociados a la interconexión de sistemas a la red, deben ser sufragados por el proponente del sistema, según expresado en el párrafo anterior. A esos fines, debemos señalar que, en su petición de revisión tarifaria, LUMA incluyó la cantidad de \$45.9 millones relacionado a mejoras de la

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de
Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009
14 de agosto de 2026
Página 10 de 20

red necesarias para evitar sobrecargas térmicas causadas por la penetración de recursos de energía renovable. Esto para el periodo tarifario de FY2026 a FY2028.⁴

Al igual que los costos asociados a los estudios de interconexión, los costos asociados a las mejoras de la red eléctrica necesarias para acomodar el desarrollo de GDs deben ser asumidos por los proponentes de los GDs y no pasarlos a los demás consumidores. Por consiguiente, solicitamos al NEPR mantener las disposiciones del párrafo (D) del Artículo 3, y de las Secciones 4.02(C), 4.04, 5.03, 5.04, 5.05 y 7.08 del Reglamento Propuesto.

3. *Controles a la exportación de energía*

Según discutimos anteriormente, la exportación descontrolada de energía por parte de los recursos renovables y variables de generación durante las horas de mayor irradiación solar está causando problemas de confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico, así como complicaciones operacionales con las unidades de generación de la AEE y con las protecciones relacionadas al control de frecuencia. Esta situación se exagera por la inflexibilidad operacional de las unidades generatrices de la AEE. Por lo tanto, dada esta situación operacional y para propósitos de asegurar la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico es imprescindible que el operador del sistema de transmisión y distribución tenga la capacidad de reducir la exportación de energía (*curtailment*) en aquellos momentos del día en que se experimente alguna desestabilización en el sistema eléctrico debido a la exportación de energía por los GDs, así como en aquellas circunstancias en que la seguridad del sistema eléctrico lo requiera.

Es preciso señalar que estas acciones (i.e., *curtailment*) se toman debido a necesidades operacionales y de confiabilidad y seguridad del sistema. Por lo tanto, según discutiremos detalladamente más adelante, en estas situaciones no se debe proveer compensación adicional alguna a los clientes participantes del Programa de Medición Neta por la reducción de la energía exportada. Por lo tanto, solicitamos al NEPR que incorpore, tanto en el Reglamento Propuesto como en los TIR, disposiciones específicas a esos fines.

Finalmente, uno de los hallazgos principales del estudio del Sandía Lab es que la implementación de configuraciones Volt-VAR y Volt-Watt en los inversores de los sistemas GDs ayudarían a incrementar la estabilidad de la red eléctrica mientras que, contrario a lo que reclaman los desarrolladores de GDs, no incide significativamente en la exportación de energía, especialmente en instancias en

⁴ Ver LUMA's Revenue Requirement Brief, Caso Núm. NEPR-AP-2023-0003, In Re: Puerto Rico Electric Power Authority Rate Review, 26 de enero de 2026, en la pág. 25.

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 11 de 20

que hay un alto nivel de participación (e.g., > 60%) en las configuraciones de los inversores. Por consiguiente, el Reglamento Propuesto y los TIR deben establecer que será obligatorio instalar inversores inteligentes, tanto en sistemas que ya estén en operación como en sistemas futuros. De igual forma, el NEPR debe establecer y aprobar configuraciones Volt-VAR y Volt-Watt a los fines de maximizar el beneficio que éstas proveen respecto a la estabilidad de la red eléctrica. Por lo tanto, solicitamos al NEPR incorporar en el Reglamento Propuesto y en los TIR disposiciones específicas a esos fines.

F. Discusión respecto a Comentarios Públicos de 15 de abril de 2026

1. LUMA

Initial


Coincidimos con LUMA en que el Reglamento Propuesto debe considerar límites relacionados a la exportación y voltaje que permita la operación estable, segura y confiable de la red eléctrica.⁵ También estamos de acuerdo con la propuesta de LUMA de que el Reglamento Propuesto debe requerir a todos los GDs someterse a una evaluación de pre-energización y que ningún GD pueda energizarse antes de completar dicha evaluación.⁶ De igual manera, apoyamos que el NEPR adopte procesos estándares de evaluación que incluyan los estudios necesarios para realizar las evaluaciones técnicas requeridas y determinar las mejoras necesarias del sistema antes de la energización del GD.⁷

Según discutido anteriormente, permitir la conexión de GDs en alimentadores que exceden su capacidad de alojamiento representa un riesgo operacional y de seguridad para el sistema, por lo que estamos de acuerdo con la propuesta de LUMA de no permitir energizar GDs nuevos en alimentadores que hayan excedido dicha capacidad.⁸ De igual forma, estamos de acuerdo con que el operador de la red eléctrica debe retener el derecho de desconectar o no permitir la conexión de cualquier sistema que no cumpla con los TIR, así como retener el derecho de desconectar o aislar cualquier GD que represente un riesgo de seguridad.⁹ De esta manera, se garantiza que dichos GDs no puedan exportar energía al sistema cuando dicha exportación represente un riesgo operacional o de seguridad.

Finalmente, estamos de acuerdo que el Reglamento Propuesto debe proveer un mecanismo adecuado para recuperar de los proponentes de los GDs los costos asociados a los estudios de interconexión, así como todos los costos relacionados

⁵ Comentarios de LUMA en la pág. 8.

⁶ *Id.*, en la pág. 9.

⁷ *Id.*

⁸ *Id.*

⁹ *Id.*

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 12 de 20

a las mejoras del sistema necesarias para acomodar dichos GDs.¹⁰ A esos fines, el Reglamento Propuesto debe mantener las disposiciones antes mencionadas respecto a que los GDs deben pagar estos costos y cumplir con los demás requisitos reglamentarios antes de permitir su participación en los diferentes programas a ser regulados por el Reglamento Propuesto. De esa manera se garantiza que los referidos costos no son transferidos a los demás clientes de la AEE.

No obstante lo anterior, el hecho de que la Oficina del Zar de Energía coincida con varias de las recomendaciones que LUMA propone incorporar prospectivamente al Reglamento no puede interpretarse como una validación de las prácticas que LUMA ha implementado durante los años en que ha tenido a su cargo la operación del sistema de transmisión y distribución. Por el contrario, varias de las medidas que LUMA propone ahora — incluyendo evaluaciones técnicas antes de la energización, restricciones a nuevas interconexiones en alimentadores que han excedido su capacidad de alojamiento, estudios para determinar las mejoras necesarias y facultades para desconectar o aislar sistemas que representen riesgos operacionales — responden precisamente a condiciones que se han desarrollado y agravado durante el periodo en que LUMA ha tenido la responsabilidad operacional sobre la red.

La condición que presenta actualmente el sistema no surgió de manera repentina ni puede analizarse independientemente de las decisiones operacionales, criterios de interconexión y prácticas implementadas desde que LUMA asumió la operación del sistema de transmisión y distribución. Como se discutió anteriormente, desde 2021 se han interconectado más de 178,000 sistemas de generación distribuida sin que LUMA haya realizado los estudios suplementarios requeridos para evaluar adecuadamente los efectos acumulativos de esas interconexiones. El resultado es que actualmente una parte sustancial de los alimentadores ha excedido sus parámetros de capacidad de alojamiento, mientras el sistema experimenta problemas de alto voltaje, fluctuaciones de frecuencia y otros eventos operacionales asociados a la alta penetración de generación variable.

Esta realidad cobra particular importancia porque una de las responsabilidades fundamentales asumidas por LUMA bajo el *Puerto Rico Transmission and Distribution System Operation and Maintenance Agreement* (“OMA”) es operar y mantener el sistema de transmisión y distribución de manera segura, confiable y consistente con los estándares aplicables y las buenas prácticas de la industria. La estabilidad y confiabilidad de la red no constituyen, por tanto, objetivos ajenos a

¹⁰ *Id.*, en las págs. 10-11.

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009
14 de agosto de 2026
Página 13 de 20

las obligaciones del Operador, sino elementos esenciales de la responsabilidad que asumió al hacerse cargo de la operación del sistema.

En consecuencia, resulta necesario reconocer que varias de las medidas correctivas que LUMA propone incorporar ahora al nuevo Reglamento atienden riesgos que debieron haber sido identificados, evaluados y manejados oportunamente como parte de una planificación responsable de la red. La ausencia de los estudios suplementarios, conjuntamente con la continuación de interconexiones en alimentadores cuya capacidad de alojamiento se encontraba comprometida, contribuyó a crear las condiciones operacionales que hoy obligan a adoptar medidas más rigurosas para proteger la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema.

Por consiguiente, la Oficina del Zar de Energía acoge aquellas recomendaciones de LUMA que entiende necesarias para corregir prospectivamente estas condiciones y fortalecer la operación de la red. Sin embargo, ese respaldo no debe interpretarse como una aceptación de las decisiones o prácticas anteriores del Operador, ni como una exoneración de sus responsabilidades bajo el OMA. Por el contrario, la necesidad actual de implantar estas medidas demuestra la importancia de que el Operador ejerza de manera efectiva y continua sus responsabilidades de planificación, operación y mantenimiento para garantizar que el desarrollo de generación distribuida ocurra de forma ordenada y sin comprometer la confiabilidad, seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

2. Asociación de Energía Solar y Almacenamiento de Puerto Rico (“SESA”, por sus siglas en inglés)

SESA argumenta que la interconexión de GDs con capacidad menor a 25 kW debe ser automática luego de la certificación de un ingeniero licenciado y que no requiere aplicación alguna ante el operador de la red eléctrica, sólo una notificación.¹¹ Por consiguiente, según SESA, la interconexión de dichos GDs no tiene ningún otro requisito y no debe prevenirse en circunstancias en que el alimentador esté saturado.¹² De otra parte, SESA propone retrasar la implementación del mecanismo de Planificación Proactiva de Capacidad de Alojamiento y Planificación Presupuestaria dado que no se tendrá tiempo para su desarrollo durante el proceso de reglamentación.¹³ El NEPR debe rechazar ambas propuestas.

¹¹ Comentarios de SESA en la pág. 11.

¹² *Id.*

¹³ *Id.*, en la pág. 12.

Initial
NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 14 de 20

Según establecimos anteriormente, la interconexión automática de los GDs con capacidad menor a 25 kW atenta contra la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, por lo que no debe permitirse. De igual forma, dicha aplicación automática no es consistente con la disposición de la Ley 17-2019 a los efectos de requerir que la integración de energía renovable al sistema eléctrico debe hacerse de forma segura y confiable. A esos fines, según discutido anteriormente, la Ley 17-2019 exige que la integración ordenada y progresiva de energía renovable solo se puede hacer mientras la tecnología permita sin comprometer la confiabilidad, estabilidad, y continuidad del sistema eléctrico. No puede ser de otra forma.

Al analizar las disposiciones estatutarias referente a la interconexión de GDs de manera integrada podemos concluir que se debe fomentar el desarrollo de GDs siempre y cuando se realice de manera ordenada y tomando en consideración en todo momento la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. De otra parte, aceptar de forma aislada la interpretación de SESA, con relación a una sola disposición de todo el andamiaje estatutario que rige la política pública energética, resultaría en el incumplimiento de uno de los mandatos más importantes de dicha política pública: interpretar las disposiciones estatutarias de manera integral para garantizar la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Es por ello por lo que no se puede aceptar ciegamente la propuesta de SESA.

De otra parte, SESA propone retrasar uno de los mecanismos disponibles para garantizar la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico asociado al desarrollo de GDs: el mecanismo de Planificación Proactiva de Capacidad de Alojamiento y Planificación Presupuestaria. Mediante una eficiente planificación de capacidad de alojamiento se puede determinar aquellos alimentadores que han sobrepasado su capacidad de alojamiento o están por llegar al límite. También se puede utilizar para manejar de manera más efectiva los procesos de aprobación de interconexión garantizando que cada conexión nueva se puede hacer de manera segura, mientras al mismo tiempo se determinan aquellas áreas donde no es posible integrar GDs adicionales por motivo de seguridad. Es por esta razón que el NEPR debe rechazar la propuesta de SESA de retrasar la implementación del referido mecanismo.

Respecto a la instalación de adaptadores de base de contador (“MSA”, por sus siglas en inglés), SESA propone permitir a las compañías instaladoras remover el medidor de la AEE hacer las referidas instalaciones y reconectar el medidor.¹⁴ Solicitamos al NEPR rechazar la propuesta de SESA. Darle paso a dicha propuesta

¹⁴ *Id.*, en las págs. 14-15.

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 15 de 20

pone en riesgo la seguridad del sistema al permitir a un tercero operar e intervenir con un equipo cuya responsabilidad recae en el operador del sistema. Además de los riesgos operacionales existen riesgos legales por los daños que pueda causar dicho tercero con relación a la acción de intervenir con el medidor. Ahora bien, si el NEPR desea darle paso a la instalación de MSAs, recomendamos que sea el operador de la red eléctrica quien realice las funciones de intervención con el medidor y supervise la instalación del MSA. En estas instancias, el Reglamento Propuesto debe establecer claramente que el proponente del GD será responsable de pagar por adelantado los costos asociados a dicho servicio.

SESA también recomienda modificar los estándares actuales para determinar si un alimentador está saturado por un esquema de Carga Mínima Diaria (“DML”, por sus siglas en inglés).¹⁵ A esos fines, SESA propone permitir la interconexión de GDs entre 100% y 250% del DML.¹⁶ SESA basó su propuesta en los límites establecidos en los estados de Hawaii y California.¹⁷ De igual forma, solicitó al NEPR que establezca el nuevo estándar basado en la retroalimentación de las partes con interés.¹⁸ Debemos señalar que los sistemas eléctricos de Hawaii y California son distintos al sistema de Puerto Rico y no presentan los mismos retos de fragilidad y confiabilidad. De igual forma, especialmente el estado de California no tiene los mismos retos de inflexibilidad y antigüedad de la flota de generación que tiene Puerto Rico.

Por consiguiente, recomendamos al NEPR que antes de implementar estándares de capacidad de alojamiento basados en experiencias de sistemas disímiles al nuestro, tome en consideración la realidad operacional y el actual estado del sistema eléctrico de Puerto Rico de manera que los estándares se ajusten a los mismos. De igual forma, se recomienda establecer estándares basados en datos y evidencia científica en lugar de retroalimentación de partes cuyo interés es el beneficio económico, aun a expensas del desarrollo desordenado de GDs, el cual pone en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Con relación a la compensación por reducir la exportación de energía (*curtailment*) debemos señalar que el Programa de Medición Neta no es un contrato de compraventa de energía donde el flujo de ingreso está garantizado al proveedor. Por el contrario, el Programa de Medición Neta tiene el propósito de proveer una compensación a aquellos clientes que procuren su propia energía por el exceso exportado a la red, siempre que dicha exportación se haga de manera segura y sin poner en riesgo la estabilidad y confiabilidad del sistema. Por

¹⁵ *Id.*, en la pág. 16.

¹⁶ *Id.*, en la pág. 17.

¹⁷ *Id.*, en las págs. 16-17.

¹⁸ *Id.*, en la pág. 17.

Initial
NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 16 de 20

consiguiente, el Programa de Medición Neta no está diseñado para garantizar un beneficio o ingreso económico a los participantes.

La propuesta de SESA de establecer una compensación para los clientes de medición neta, debido a reducciones en la exportación de energía en momentos en que dicha exportación pone en riesgo la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema, no solo es contraria al propósito del Programa de Medición Neta, sino que también transfiere a los clientes que no participan del programa el riesgo de sobredimensionar los GDs para garantizar exportación a la red con el propósito de recibir un beneficio económico. Por lo tanto, el NEPR no debe aprobar compensación alguna por reducir la exportación de energía, especialmente cuando dicha reducción es necesaria para garantizar la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Más aún, debemos señalar que las funciones de Volt-VAR y Volt-Watt se han integrado a los inversores inteligentes precisamente para proveer un mecanismo de estabilidad a las redes eléctricas, especialmente en lugares de alta penetración de fuentes variables de generación. Por consiguiente, entendemos que dichas funciones deben maximizarse.

En cuanto a los costos relacionados a los estudios de interconexión y las mejoras al sistema, SESA erróneamente argumenta que, para sistemas con capacidad menor a 25 kW, la utilidad tiene la responsabilidad general de mantener la red en condiciones operativas, incluyendo el dimensionamiento proactivo de los transformadores para acomodar el crecimiento de la generación distribuida que se espera siga al ritmo actual por al menos los próximos cinco años.¹⁹ A esos fines, SESA propone un cargo nominal de \$250-\$350, que denomina como “cargo por notificación”, como única contribución al sistema para cubrir los costos asociados a la “notificación” de la interconexión así como las mejoras a los transformadores cuando sea necesario.²⁰ SESA argumenta que no se deben imponer costos adicionales a estos sistemas más allá de los señalados.²¹

La propuesta de SESA es contraria a las disposiciones expresas del Artículo 9(c) de la Ley Núm. 114-2007 el cual establece que “las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante.” Por consiguiente, todo costo asociado a apoyar la integración de los GDs debe ser sufragado por los proponentes de los GDs. Con su propuesta SESA obvia por completo el principio regulatorio respecto a asignación de costos por servicio eléctrico: los costos serán

¹⁹ *Id.*, en la pág. 19.

²⁰ *Id.*, en la pág. 24.

²¹ *Id.*

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

14 de agosto de 2026

Página 17 de 20

asumidos por los causantes de los costos. SESA alega que la utilidad es responsable de mantener la red en condiciones operativas por lo que los clientes de medición neta, especialmente aquellos cuyos GDs no exceden 25 kW, no deben asumir costos adicionales. El argumento de SESA es erróneo en al menos dos aspectos.

En primer lugar, si muy bien la utilidad tiene el deber de mantener el sistema en condiciones operativas, los costos asociados a dicho mantenimiento provienen de la tarifa eléctrica la cual debe ser cobrada a los clientes basado en los costos asociados a servir dichos clientes. Los clientes de medición neta tienen la oportunidad de evitar la inmensa mayoría de los cargos tarifarios mediante el mecanismo de compensación del Programa de Medición Neta. Por consiguiente, de entrada, los demás clientes del sistema están subsidiando a los clientes de medición neta respecto a los costos ordinarios del sistema.

En segundo lugar, expandir la capacidad de los transformadores y la instalación de equipo adicional para acomodar la interconexión de GDs es un costo extraordinario que excede aquellos relacionados a proveer el servicio eléctrico. Más aún, es un costo en que la utilidad está incurriendo en función de la interconexión de los GDs y no en función del servir a los demás clientes. Por consiguiente, bajo la doctrina regulatoria respecto a tarifas justas y razonables y bajo las disposiciones expresas de la Ley Núm. 114-2007, los clientes de medición neta son los llamados a asumir los costos asociados a las mejoras del sistema relacionadas a la interconexión de los GDs y no los demás clientes.

Por lo tanto, estamos de acuerdo con las disposiciones del párrafo (B) del Artículo 3 del Reglamento Propuesto de cobrar un cargo de \$300.00 por concepto de solicitud de interconexión a los proponentes, según anteriormente identificados, que utilicen el Proceso Simplificado allí establecido. De igual forma, estamos de acuerdo con las disposiciones del párrafo (D) del referido Artículo 3 respecto a que será responsabilidad de los proponentes el cubrir los costos asociados a las mejoras del sistema, según requiere el Artículo 9(c) de la Ley Núm. 114-2007.

Finalmente, SESA argumenta que la interconexión automática de GDs con capacidad menor a 25 kW es un derecho de los clientes, por lo que el rol de la utilidad es rastrear, planificar y acomodar la interconexión de los GDs y no el aprobar o denegar dicha interconexión. Nada más lejos de la realidad. Según establecido anteriormente, el deber y obligación principal de la utilidad es garantizar la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico. Por consiguiente, ante cualquier acción o evento que amenace o atente contra la

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de
Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009
14 de agosto de 2026
Página 18 de 20

estabilidad, seguridad o confiabilidad del sistema la utilidad está obligada a actuar para remover o neutralizar dicha amenaza.

Por lo tanto, contrario a los planteamientos de SESA, el deber de la utilidad de garantizar la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema está por encima de cualquier “derecho” reclamado por los proponentes. A esos fines, bajo esa obligación la utilidad, más allá del derecho, tiene el deber de denegar la petición de interconexión o de desconectar un GD que represente una amenaza para la estabilidad, seguridad y confiabilidad del sistema.

G. Comentarios respecto a ciertas disposiciones del Reglamento Propuesto

(i) Artículo 3

Se debe añadir lenguaje para que se establezca claramente que el GD sujeto al Proceso Simplificado no podrá energizarse hasta tanto el operador del sistema eléctrico le informe por escrito que luego de la evaluación de rigor, es seguro energizar el sistema.

De igual manera, se debe añadir lenguaje que establezca de manera clara que en los casos en que el proponente del sistema no esté de acuerdo con seguir el procedimiento luego de que el operador del sistema le informe los resultados del Estudio Suplementario, el proponente no podrá energizar el sistema.

(ii) Sección 4.02

Se solicita al NEPR mantener los criterios de evaluación de elegibilidad para el Proceso de Vía Rápida (*Fast Track*) allí contenidos.

(iii) Sección 4.03

Se debe añadir lenguaje a los fines de aclarar que el sistema propuesto no podrá interconectarse hasta tanto los estudios requeridos y las mejoras al sistema se hayan completado. De igual forma, se debe clarificar que el sistema propuesto se podrá interconectar con la red eléctrica una vez el operador del sistema eléctrico notifique por escrito que es seguro interconectar el sistema propuesto.

(iv) Sección 4.04(D)

Añadir lenguaje para clarificar que si el proponente no elige continuar con el proceso una vez el operador del sistema le informe los resultados del Estudio Suplementario o de las mejoras necesarias para interconectar el sistema

Initial


Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009
14 de agosto de 2026
Página 19 de 20

propuesto, entonces el proceso culmina y el proponente pierde su turno en la fila (*Queue Position*). En estos casos, si el proponente desea interconectar el sistema en el futuro, deberá iniciar un proceso nuevo.

(v) Sección 7.03

Añadir lenguaje para establecer claramente que los GDs que utilicen el Proceso Simplificado no podrán energizar el sistema hasta tanto reciban notificación de parte del operador del sistema que dicha energización es segura.

(vi) Disposición general

Establecer y reconocer claramente el derecho del operador de la red eléctrica de desconectar o no permitir la conexión de cualquier sistema que no cumpla con los TIR, así como el derecho de desconectar o aislar cualquier GD que represente un riesgo de seguridad.

H. Conclusión

Por todo lo anterior, además de acoger las recomendaciones hechas en las partes E, F y G de la presente, en términos generales y en la medida en que no se hayan incluido aún, la Oficina del Zar de Energía le solicita al NEPR incluir tanto en el Reglamento Propuesto como en los TIR disposiciones necesarias para incorporar y/o atender los siguientes asuntos:

- (1) Ninguna fuente de potencia (i.e., sistema de generación) sea fósil o renovable, residencial/comercial (GDs) o industrial (gran escala) podrá interconectarse al sistema de transmisión y distribución de la AEE sin los debidos estudios que demuestren que esa interconexión es viable, segura y beneficia el sistema eléctrico;
- (2) Se deben mantener de manera clara aquellas disposiciones del Reglamento Propuesto que establecen que todos los costos relacionados a los estudios de interconexión deberán ser pagados por el proponente del sistema;
- (3) Se deben mantener de manera clara aquellas disposiciones del Reglamento Propuesto que establecen que los costos asociados a las mejoras de infraestructura de la red eléctrica, así como todos los costos asociados a la interconexión de sistemas a la red, deben ser sufragados por el proponente del sistema;

Initial
NO

Comentarios sobre Propuesta de Reglamento para la Interconexión de
Facilidades de Generación y Microrredes – Caso Núm. NEPR-MI-2019-0009

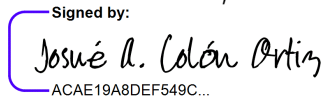
14 de agosto de 2026

Página 20 de 20

- (4) Se deben incluir disposiciones para que el operador del sistema de transmisión y distribución pueda reducir la exportación de energía (*curtailment*) en aquellos momentos del día en que se experimente alguna desestabilización en el sistema debido a la exportación de energía por los GDs, así como en aquellas circunstancias en que la seguridad del sistema eléctrico lo requiera; y
- (5) Todos los sistemas de generación mediante fuentes de energía renovable deben incorporar inversores inteligentes con configuraciones Volt-VAR y Volt-Watt que maximicen el beneficio de proveer estabilidad a la red eléctrica. A esos fines, el NEPR podrá proveer un tiempo razonable para que los sistemas que estén operando actualmente incorporen los referidos inversores, así como desarrollar programas para acelerar estas incorporaciones.

Reitero nuestra plena disposición para colaborar con el NEPR en cualquier esfuerzo que contribuya a la confiabilidad, resiliencia y sostenibilidad del sistema eléctrico de Puerto Rico.

Cordialmente,

Signed by:

ACAE19A8DEF549C...

Josué A. Colón Ortiz
Zar de Energía de Puerto Rico