



cambiopr.org
POBOX 260025
San Juan, PR 00926

8 de octubre de 2024

Comisionadas y Comisionados
Negociado de Energía de Puerto Rico
San Juan, Puerto Rico
vía e-mail: comentarios@jrsp.pr.gov

**Re: Comentarios al Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica Caso
Núm.: NEPR-MI-2024-0005**

Presentamos comentarios en representación de CAMBIO, una organización sin fines de lucro dedicada a promover políticas y prácticas sostenibles y responsables. Nuestros comentarios son relacionados al procedimiento iniciado por el NEPR en torno a un Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica. En la Resolución del NEPR del 13 de junio de 2024 que da paso a este procedimiento el NEPR establece:

“...recientemente nuestro sistema eléctrico ha presentado fallas recurrentes y puntos débiles, afectando significativamente la calidad del servicio. Aunque estamos conscientes de las condiciones actuales del sistema eléctrico, esta vulnerabilidad no debe servir de excusa para no tomar acciones correctivas agresivas e inmediatas. Los constantes apagones registrados en los últimos días están causando un sufrimiento significativo al pueblo, afectando su calidad de vida y actividades cotidianas. Esta situación también causa pérdidas económicas que afectan a empresas, industrias y comercios, lo que repercute negativamente en la economía de nuestro país.

Urge identificar y mitigar dichas fallas para asegurar un suministro eléctrico seguro, confiable y eficiente. Las mejoras al sistema eléctrico son cruciales para el desarrollo económico y el bienestar del pueblo...

De igual forma, en aras de manejar y resolver la situación energética actual, el Negociado de Energía ORDENA a LUMA Energy, LLC y LUMA Energy ServCo, LLC, (conjuntamente "LUMA"), a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

("Autoridad") y a Genera PR, LLC ("Genera") elaborar un plan preliminar agresivo de mejoras al sistema eléctrico que mitigue las fallas recurrentes y elimine los puntos débiles que afectan la calidad del servicio eléctrico.

El plan deberá incluir un análisis exhaustivo del sistema eléctrico "as is" (tal y como está actualmente) para identificar sus puntos débiles y cualquier otro factor que contribuya a su inestabilidad. El Negociado de Energía espera que en el plan se detallen factores como la necesidad de actualizar esquemas de protección, necesidad de líneas y/o equipos redundantes, manejo de vegetación, falta de generación confiable, la necesidad de control de frecuencia e inercia y los persistentes relevos de carga."¹

I. Evaluación de las 8 investigaciones de interrupciones entre el 10 de junio de 2021 y el 14 de junio de 2024

Nos resulta obligatorio evaluar la información que se presenta en este procedimiento en conjunto con la información que se ha presentado en las 8 investigaciones iniciadas por el NEPR por eventos de interrupción desde el inicio de operaciones de LUMA el 1 de junio de 2021. Los asuntos que se interesan atender en este procedimiento son precisamente las causas y acciones correctivas para minimizar y mitigar los constantes apagones. ¿No se debe entonces partir de lo ya aprendido de los 8 casos investigados por el NEPR que inician con el evento del 10 de junio de 2021 y concluyen con el evento del 14 de junio del 2024?² Cabe señalar que para los últimos 2 eventos de interrupción investigados por el NEPR (12 de junio de 2024 y 14 de junio de 2024) hay escasa información en el expediente en torno a causas o acciones correctivas. También es notable la cantidad de documentos designados como confidenciales y no disponibles al público en los expedientes de investigaciones por interrupción.

La información pública disponible sobre los casos de interrupciones investigados describe lo acontecido en cada evento. En tres de las investigaciones, el NEPR emplea a un consultor externo (EPRI- eventos 6 de abril de 2022, 12 de junio de 2024 y 14 de junio de 2024) para evaluar la información y datos técnicos relaciones a las interrupciones. En el resto, el NEPR descansa en la información brindada por AEE, LUMA o Genera, según el caso. En algunas instancias LUMA presenta información más detallada sobre acciones correctivas a

¹ <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2024/06/20240613-MI20240005-Resolucion-y-Orden.pdf>

² De los expedientes disponibles no queda claro el criterio utilizado por el NEPR para iniciar investigaciones en eventos de interrupción, toda vez que han ocurrido otros eventos importantes para los cuales no se ha abierto una investigación.

implementarse. En otras, solo informa que estará realizando análisis adicionales. Resumimos aquí algunos de los hallazgos sobre las interrupciones investigadas por el NEPR:

- relé de protección asociado al alimentador no operó adecuadamente
- disyuntor de protección de línea de subtransmisión falló
- falta de mecanismos de salvaguarda
- circuito DC que supe energía al disyuntor que protege línea estaba desactivado
- falla en los disyuntores ubicados en la línea de transmisión debido a una rotura en el sistema de aislamiento
- disyuntor falló en abrir ocasionando disparo en línea de 115kV
- salida de unidades por el evento en línea de transmisión que afectó el voltaje
- líneas de transmisión se sobrecargaron
- contacto con vegetación de línea 115kV
- interruptores en planta de San Juan no funcionaron
- falla en interruptor del circuito de distribución

En respuesta a las investigaciones iniciadas por el NEPR, LUMA identifica, en algunos casos, los pasos que estará tomando. Como indicamos anteriormente, algunos son generales y solo informan que estarán realizando análisis adicionales. En otros, son más específicos en torno a mejoras y acciones recomendadas. Señalamos, como ejemplo, que en la [Moción del 21 de noviembre de 2021](#), tras el evento de interrupción del 22 de septiembre de 2021 que impactó a 350,000 clientes, LUMA informa que:

- Llevará a cabo un análisis de causa raíz
- Creará un “System Stabilization Task Force”
- Llevará a cabo un “Dynamic Stability Study”
- Desarrollará una iniciativa para mejorar la regulación de frecuencia.

Sin embargo, en el expediente no obra información sobre el progreso de ninguna de estas acciones. De hecho, el 15 de abril de 2024 el NEPR adopta una resolución cerrando el caso determinando que no hay ningún otro asunto pendiente con el mismo.

Inevitablemente surge la pregunta, ya pasados dos (2) años desde que esto se presentó: ¿qué ocurrió con las acciones que LUMA informó que implementaría y que incluyen un Task Force dedicado a la estabilización del sistema, así como un análisis de estabilidad dinámica y una iniciativa de regulación de frecuencia? ¿No es esto precisamente el asunto que viene a atender este procedimiento de estabilización del sistema?

Como segundo ejemplo tomamos el evento del 21 de febrero de 2022 que afectó a 700,000 clientes. Este evento que, según informa LUMA, inició debido a que las líneas entraron en contacto con vegetación, se propagó debido a que interruptores y protecciones no funcionaron adecuadamente. En su informe, LUMA indica que estará trabajando en renovaciones a los sistemas de protección y control. ¿Esto se realizó? ¿Se llevó a cabo un análisis a nivel de sistema para implementar las lecciones aprendidas y las mejoras de manera amplia y sistémica?

Como tercer ejemplo abordamos el evento de interrupción del 6 de abril de 2022 que dejó sin servicio a 1,200,000 de clientes. El NEPR cita en [su Resolución del 8 de mayo de 2023](#) un informe técnico preparado por EPRI que concluye:

“This lack of frequency response, worsened by the impact of Hurricane Fiona, detrimentally impacts the rate at which the frequency changes because of a system imbalance, i.e., system inertia. Without adequate system inertia, the Bulk Energy system ("BES") remains unstable and exposed to periodic frequency excursions. In addition to the lack of inertia, the generation fleet also suffers from a lack of adequate reserves.”³

¿Qué se ha hecho sobre esto? ¿Cuáles son los resultados? Lo mismo puede preguntarse de las restantes investigaciones sobre interrupciones realizadas por el NEPR, pues no hay constancia de progreso o cumplimiento con las acciones que se proponen.

En la información brindada por LUMA en respuesta al procedimiento del Plan Prioritario para la Estabilización de la Red Eléctrica no vemos alusión ni tracto sobre las iniciativas mencionadas en el expediente del evento del 21 de septiembre de 2021, ni sobre las acciones correctivas a los sistemas de protección y controles del evento del 21 de febrero de 2022, ni las recomendadas por EPRI tras el evento del 6 de abril de 2022. Ya han transcurrido más de 3 años desde que se inició la primera investigación el 10 de junio de 2021 y entendemos que de haberse atendido con urgencia y premura y de manera sistémica las acciones que se delineaban en cada uno de esos eventos, se pudieron haber evitado o mitigado las interrupciones y deficiencias en servicio experimentados.

Solicitamos, pues, que:

- LUMA y Genera informen sobre las gestiones y el progreso en torno a cada una de las acciones identificadas para las 8 interrupciones investigadas por el NEPR. ¿Cómo

³ <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2023/05/20230508-IN20220002-Final-Report.pdf>

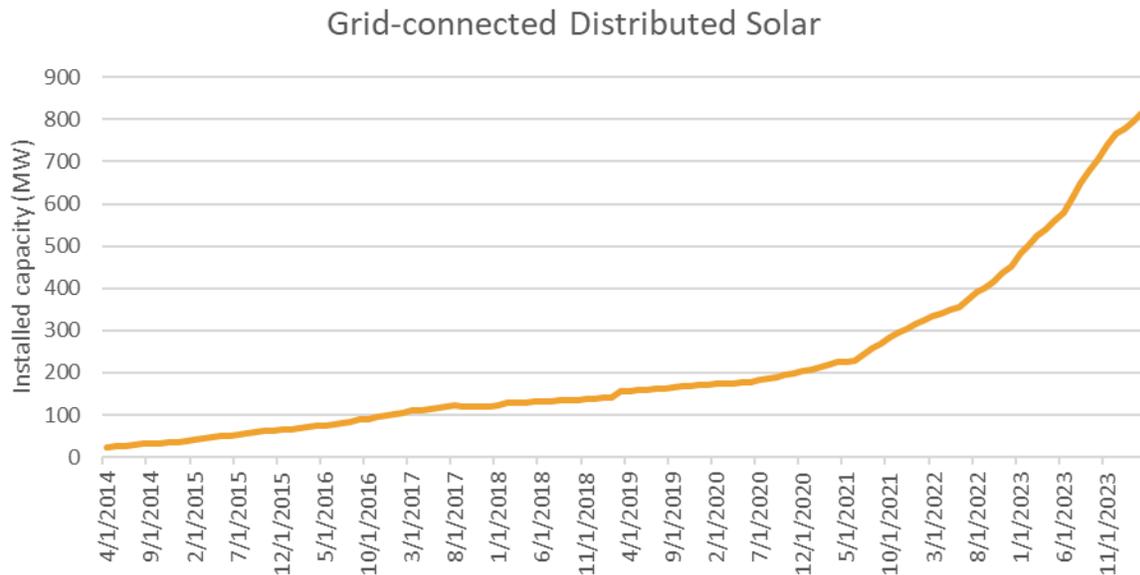
han aplicado las lecciones aprendidas al sistema para evitar interrupciones adicionales en las que se repitan las mismas causas?

- LUMA informe si creó el “System Stabilization Task Force”, quiénes lo constituyen, cuál es su plan de trabajo y cuáles han sido los resultados.
- LUMA informe si llevó a cabo el “Dynamic Stability Study”, cuáles fueron los supuestos del estudio, y que provea y haga público copia del estudio.
- LUMA informe si desarrolló la iniciativa para mejorar la regulación de frecuencia, en qué consiste la iniciativa, qué acciones ha realizado en este esfuerzo y cuál ha sido el resultado.
- LUMA informe sobre el plan de trabajo y progreso en las renovaciones a los sistemas de protección y controles ya que éstas son identificadas de manera recurrente como causante o agravante de las interrupciones investigadas.
- LUMA y Genera informen sobre las acciones específicas que proponen para atender control de frecuencia a inercia, identificados por EPRI, de manera que eventos de interrupción (a causa de fallas en líneas o en generación) puedan aislarse y no desencadenen una secuencia de fallas que propague los apagones. ¿Se ha evaluado la integración de condensadores sincrónicos para apoyar en este aspecto?

Al NEPR le solicitamos que informe el seguimiento brindado a las diversas acciones aquí identificadas, así como otras identificadas en las investigaciones realizadas, pues dicha documentación no obra en el expediente. Si ha surgido incumplimiento por parte de LUMA, Genera o la AEE en la implementación de estas acciones, también solicitamos que el NEPR publique las comunicaciones enviadas informando dicho incumplimiento.

II. Transformación hacia las energías renovables distribuidas

Aparte de las acciones correctivas identificadas a través de las investigaciones de interrupción, el NEPR debe, en toda acción que promueva, asegurar que se logra y se adelanta la política pública establecida en la Ley 17-2019 y la Ley 33- 2019 que requiere que Puerto Rico alcance metas importantes de energía renovable. Como el NEPR ha podido constatar, el progreso más significativo en torno a las energías renovables desde la promulgación de estas leyes ha sido la instalación de sistemas fotovoltaicos en techos con almacenamiento, la cual ya sobrepasa los 800 MW y 1000MWh de almacenamiento. Esto no ha de sorprender pues la ciudadanía, los negocios y las comunidades han podido constatar que los sistemas solares en techos y almacenamiento le aseguran estabilidad en el servicio que el sistema centralizado no puede brindarle.



Fuente: NEPR-MI-2019-0016

Aunque el NEPR pueda pensar que este es tema de otro costal, la realidad es que no lo es. Por un lado, mientras más sistemas se integren a la red, menor es la generación fósil necesaria para atender la demanda y menor la dependencia en el sistema centralizado, así pues, reduciendo la amenaza que representan los elementos vulnerables. Sin embargo, para lograr el resultado deseado es importante que se implemente un programa desde el sector público que: (1) priorice la instalación de estos sistemas a las comunidades vulnerables y de bajos ingresos; (2) limite estos sistemas a 2.7kV en promedio con almacenamiento de 12.6kWh de manera de proveer para cargas críticas y reducir las mejoras necesarias en el sistema de distribución; (3) implemente un plan agresivo de eficiencia energética; (4) promueva que las baterías se utilicen para apoyar la red; y, (5) utilice los fondos federales asignados a la red para implementar este programa.

El Estudio de Integración desarrollado por CAMBIO valida esta dirección y provee la orientación necesaria para encaminar dicho programa.⁴ Parte de lo que también propone el Estudio de Integración es el incorporar condensadores sincrónicos para proveer inercia y estabilidad a la red cuando hay alta penetración de renovables. Sin embargo, estos

⁴ https://cambiopr.org/wp-content/uploads/2021/03/Queremos-Sol-y-Queremos-Mas-Resumen-ESPANOL-03_21-2.pdf

<https://cambiopr.org/wp-content/uploads/2021/03/Puerto-Rico-Distributed-Energy-Resource-Integration-Study-Telos-Energy.pdf>

<https://cambiopr.org/wp-content/uploads/2021/03/Puerto-Rico-Distribution-Modeling-EE-Plus.pdf>

condensadores sincrónicos también pueden servir para apoyar la estabilidad en una red de generación convencional, según se expone en el artículo “[Synchronous condensers rediscovered – a new way to strengthen grids](#)”:

“In conventional power generation synchronous condensers mitigate frequency instability that occurs through the imbalance of peak demand and renewable power – they help prevent an increased [Rate of Change of Frequency] RoCoF. They also support the grid with inertia and offload reactive power from generators during peak or ramp times (“duck curve”)...

For transmission system operators (TSOs), synchronous condensers mitigate protection problems due to decreased SCL, PLL instability, rapid changes in power flow, system stability problems, power system splits due to different inertia levels, and other issues. They can facilitate inertia planning, provide additional short circuit capacity to strengthen the network and remedy voltage collapse during heavy load peaks”⁵

Por consiguiente, recomendamos que se evalúe la integración de condensadores sincrónicos como parte de este procedimiento ya que pueden apoyar a la estabilización de la red y son conducentes a lograr un sistema con mayor penetración de energía renovable distribuida.

III. La privatización como factor de desestabilización

No vemos que se reconozca el modelo privatizador y las contrataciones de LUMA y Genera como elemento significativo en la desestabilización del sistema, No hemos podido identificar en los expedientes de interrupciones ni en los documentos de este procedimiento información ni documentación que cuestione o exponga la falta de capacidad gerencial y operacional de LUMA y Genera para manejar el sistema. Sin embargo, el descontrol que ha imperado en el voltaje del sistema desde que LUMA inició funciones en junio del 2021 es de conocimiento público, según evidenciado por extensos reportajes de prensa, así como innumerables testimonios de residentes y comerciantes. De igual forma, ha trascendido públicamente en vistas legislativas los atrasos constantes en los planes de reparación y reconstrucción por parte de Genera, así como su incapacidad de tener generación disponible que asegure un servicio confiable. Y no podemos olvidar la discusión

5

https://library.e.abb.com/public/c8adfa0169c44de3b6ed8ba186121922/Synchronous_condensers_rediscovered_Jun_2021.pdf

sobre la falta de personal capacitado que ha sido un tema recurrente en la discusión pública, así como en vistas legislativas y congresionales.

El propio NEPR ha validado el empeoramiento en el servicio provisto por LUMA y Genera. Como presenta el NEPR en sus expedientes el Índice Promedio de la Duración de Interrupciones del Sistema de Transmisión y Distribución (SAIDI) a julio de 2024, aumentó a 1,448 minutos en el año fiscal 2024 en comparación con 1,218 minutos en el 2023. Esto también representa un aumento en comparación a la línea de base del año fiscal 2020 de 1,243 minutos. También se presenta evidencia de un aumento a 207.12 minutos en promedio en el Índice Promedio de Interrupciones por Cliente (CAIDI) que mide el tiempo en restablecer el servicio eléctrico después de una interrupción. El Índice del Promedio de Frecuencia de Interrupciones del Sistema de Transmisión y Distribución (SAIFI) también aumentó en el año fiscal 2024 a 8 interrupciones por cliente.

Si este NEPR seriamente interesa que en dos (2) años Puerto Rico cuente con un sistema estable, tiene que comenzar a cuestionar y a documentar cómo la incapacidad, la negligencia y las falsas representaciones de estas empresas han sido piedra angular en el desplome total de nuestro frágil sistema eléctrico. El informe dado a conocer el 7 de octubre de 2024 por parte de componentes del gobierno y preparado por FTI Consulting sobre los apagones de junio de 2024 señala claramente esta relación.⁶ El informe también demuestra que ni el país, ni este NEPR, puede valerse y confiar exclusivamente en los análisis que realiza LUMA y Genera y que resulta necesario validar independientemente la información que presentan estas empresas.

IV. Hidroeléctricas

Dentro de la revitalización del sistema hidroeléctrico debe evaluarse el reemplazo de equipo a uno de mayor eficiencia que permita aumentar la capacidad actual de 100MW. De igual manera resulta importante robustecer el recurso humano y permitirle mayor personal para la operación y manejo de estas facilidades.

V. Almacenamiento

Si fuera necesario integrar almacenamiento adicional, luego de incorporar las recomendaciones previamente planteadas, sugerimos que se evalúe y se concentre la integración a nivel de subestaciones. Entendemos que esta alternativa puede contribuir a estabilizar la red a la vez que permite la integración de más energía renovable distribuida.

⁶ <https://www.noticel.com/gobierno/top-stories/20241007/apagones-de-junio-se-debieron-a-falta-de-diligencia-tecnica-de-luma-y-genera/>

Resulta esencial, sin embargo, el asegurar que estas baterías se abastezcan durante el día cuando hay más contribución y exportación de los sistemas fotovoltaicos y que no se permita que se llenen de noche, cuando dependerían enteramente de generación fósil. Además, su integración debe realizarse de manera coordinada con la integración de energía renovable distribuida que discutimos en la sección II, de manera de maximizar el reabastecimiento de las baterías con energía renovable. Depender de almacenamiento centralizado que a su vez depende de las líneas de transmisión no es una alternativa que redunde en reducción de vulnerabilidades, por lo que no consideramos que es una inversión adecuada.

VI. Gas metano

Las propuestas de gas metano presentadas por Genera/New Fortress Energy deben rechazarse. Hemos planteado en múltiples ocasiones la relación perversa que representa el que Genera, subsidiaria de New Fortress Energy, tenga a su haber el definir las alternativas de generación, toda vez que el interés de su empresa matriz está en ampliar sus negocios y ganancias de gas metano. Este planteamiento se evidencia con los retrasos constantes que la propia empresa Genera ha creado en la reparación y puesta en operaciones de unidades generatrices existentes. Genera crea la crisis de falta de generación, poniendo siempre de excusa la antigüedad de las unidades, para entonces proponer que todo se soluciona con nuevas plantas de gas o con conversiones de las plantas a gas. Si el NEPR no abre los ojos ante esta realidad terminará tomando decisiones que solo benefician a Genera/New Fortress Energy y que perjudican al pueblo de Puerto Rico.

Por esto traemos nuevamente al récord público y a la atención del NEPR comentarios hechos el 9 de mayo de 2024 por directores y funcionarios de Genera, en un llamado a inversionistas, alardeando de cómo el Gobierno de Puerto Rico estaba haciendo precisamente lo que decían y esperaban. que hacer, en referencia a sus planes para el uso de más gas natural en la isla en beneficio de su empresa matriz New Fortress Energy (NFE). Wes Edens, director ejecutivo de NFE (la empresa matriz de Genera), dijo a los inversores:

“The government has done exactly as we said -- as we thought that they would. When FEMA decided to end the contract, the decision that was made to not only keep the power plants on and keep them using gas but to also greatly expand the use of natural gas around the island.”⁷

⁷ New Fortress Energy, Q1 2024 Earnings Call, May 8, 2024, https://finance.yahoo.com/news/fortress-energy-inc-nasdaq-nfe-203313059.html?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=A

Resulta importante también traer a la atención del NEPR y al récord tres asuntos fundamentales en este tema:

1. Un estudio reciente de la Universidad de Cornell⁸ que expone que la huella e impacto del gas metano es mayor a la huella a causa del carbón. Cada día se reconoce con más fuerza y evidencia que continuar impulsando el gas metano es un sinsentido a nivel global y aún mayor a nivel de Puerto Rico. Este NEPR tiene vasto conocimiento y prueba presentada por los grupos ambientales y comunidades en otros procedimientos sobre las amenazas y daños que representa el uso de gas metano en Puerto Rico, además de también conocer los manejos ilegales tras los cuales New Fortress Energy ha desarrollado sus operaciones en nuestro archipiélago. Por ende, el NEPR debe rechazar un aumento al uso del gas en el archipiélago ya que solo incrementaría vulnerabilidades y peligros y representaría un desperdicio y mal uso de fondos públicos disponibles.
2. Comunicación reciente del US Coast Guard que determinó que el uso del puerto de San Juan por parte de NFEnergía para buques cisterna de gas metano no es adecuado. La Guardia Costanera indicó:
“Después de un examen minucioso de la LOI (Letter of Intent) y el WSA (Water Suitability Analysis) de NFEnergía LLC (en adelante, el solicitante), y de consultas con las partes interesadas federales y locales, se determinó que la vía fluvial no es adecuada para la operación de GNL propuesta por el solicitante.” (Traducción suministrada).
Esta determinación no favorece la expansión del uso de gas metano que proponen Genera/New Fortress Energy. Por ende, esta empresa continúa haciendo representaciones de proyectos e iniciativas que no tienen viabilidad y para los cuales no tiene autorización.
3. La degradación en crédito de New Fortress Energy y demanda de clase por inversionistas de New Fortress Energy contra la empresa expone la vulnerabilidad de las operaciones de New Fortress Energy, Genera y sus propuestas.^{9,10} Es importante

[QAAAKeztMFu3cl8E-IfscEnsPRkJTsycPHqUYLedsvsX-PCaULqwWjyPiuXJvFmDCij5cq_e2RVYjLHeReW8xnXldCgYPEDrTcLp9MSIrvytc9ZKi7Vzf6fWvjRPwfHr0s7jPVLU24tWnnQG_HUdZR_PSenmgclqX3tKfcQOJ9sdjuW](https://news.cornell.edu/stories/2024/10/liquefied-natural-gas-carbon-footprint-worse-coal)

⁸ <https://news.cornell.edu/stories/2024/10/liquefied-natural-gas-carbon-footprint-worse-coal>

⁹ <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-downgrades-nfe-idr-to-b-places-rating-on-negative-watch-12-08-2024>

¹⁰ <https://www.rgrdlaw.com/cases-new-fortress-energy-inc-class-action-lawsuit-nfe.html>

que el NEPR también tome conocimiento del riesgo que implica continuar ampliando la exposición de un servicio público esencial, como lo es el servicio eléctrico, a un conglomerado de empresas que, no solo no ha cumplido con los ahorros que ha prometido en Puerto Rico, sino que no ha cumplido con las proyecciones presentadas a sus inversionistas. La degradación en el crédito por parte de agencias crediticias, seguida de la acción de clase de los inversionistas deben servir para que el NEPR procure que las medidas de estabilización del sistema no solo no incluyan gas metano, sino que permitan reducir y limitar la injerencia de estas empresas en Puerto Rico.

Agradecemos la oportunidad para presentar estos comentarios y estamos disponibles de requerir información adicional.

Cordialmente,

A handwritten signature in blue ink, consisting of a stylized 'I' followed by a long, sweeping horizontal line that curves slightly upwards at the end.

Ingrid M. Vila Biaggi MS, PE
Presidenta
ingridmvila@cambiopr.org