

**IN RE:** INVESTIGACIÓN DE LA  
COMISIÓN DE ENERGÍA EN  
TORNO AL ESTADO DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE PUERTO RICO  
LUEGO DEL PASO DEL HURACÁN  
MARÍA

Núm. CEPR-IN-2017-00027 DEC -8 P3:15

**ASUNTO:** Comentarios Escritos de la  
Oficina Independiente de Protección al  
Consumidor.

**ESCRITO INFORMATIVO SOBRE LOS COMENTARIOS ESCRITOS DE LA  
OFICINA INDEPENDIENTE DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR**

**A LA HONORABLE COMISIÓN:**

Comparece la peticionaria Oficina Independiente de Protección al Consumidor (en adelante, **OIPC**) por conducto de su Asesora Legal, quien suscribe, y con el debido respeto **EXPONE, RUEGA y SOLICITA:**

1. En 27 de octubre de 2017, esta Honorable Comisión emitió dio comienzo a una investigación en torno al estado del sistema eléctrico de Puerto Rico como resultado del paso directo sobre la Isla del Huracán María.

 2. En la Resolución para dar comienzo a la investigación emitida por este Honorable Foro, se identificaron cuatro objetivos principales en relación a los asuntos que serán investigados, a saber: (1) corregir vulnerabilidades y robustecer el sistema eléctrico; (2) acelerar la restauración del servicio; (3) elaborar e implementar un nuevo modelo energético y; (4) el efecto sobre el plan integrado de recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica en relación con las características del nuevo modelo energético.

3. Así las cosas, en 10 de noviembre de 2017, esta Honorable Comisión emitió una Resolución y Orden solicitando a las partes interesadas presentar comentarios

sobre las normas que la Comisión debe adoptar para reglamentar el desarrollo y la operación de micro redes y otros sistemas de generación distribuida en Puerto Rico. Habida cuenta, según la Resolución y Orden los comentarios presentados deben ser sobre los temas y las preguntas formuladas por la Comisión en el Apéndice A del documento.

4. Así pues, resulta de suma importancia para la **OIPC** aportar en lo relacionado a la presente investigación, pues repercute en los intereses y los derechos de los consumidores de energía.

5. Por tanto, se incluye como Anejo de este Escrito, los Comentarios de la **OIPC** a través del Informe realizado por el doctor Guillermo M. Riera PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP, intitulado "Primer Informe de Contestaciones a Preguntas Técnicas y Recomendaciones: Investigación de la Comisión de Energía en torno al Estado del Sistema Eléctrico luego del paso del Huracán María".

## II. SÚPLICA

**POR TODO LO CUAL**, se solicita muy respetuosamente de esta Honorable Comisión, tome conocimiento de este Escrito y de los Comentarios presentados por la Oficina Independiente de Protección al Consumidor para la presente investigación; asimismo petitionamos que este Honorable Foro se exprese con cualesquiera otros pronunciamientos y providencias que en derecho procedan.

**RESPECTUOSAMENTE SOMETIDO**, en San Juan de Puerto Rico a 8 de diciembre de 2017.

**CERTIFICO**, haber enviado copia fiel y exacta de este Escrito a las siguientes:

**Autoridad de Energía Eléctrica**

Attn.: Javier Morales Tañón  
Nitza Vázquez Rodríguez  
Carlos M. Aquino Ramos

P.O. Box 363928  
Correo General  
San Juan, P.R. 00936-3928

j-morales@aepr.com  
n-vazquez@aepr.com  
caquino@aepr.com

**OIPC**  
✉ 268 Hato Rey Center  
Suite 524  
San Juan, P.R. 00918  
☎ 787.523.6962  
✉ [codiot@oipc.pr.gov](mailto:codiot@oipc.pr.gov)



Lcda. Coral M. Odiot Rivera  
TS 19214  
Colegiada Núm. 19518

**Dr. Guillermo M. Riera, PE**  
**CEM, GBE, CPQ, CMVP**  
Ingeniero Consultor  
Urb. Estancias Reales C/ Príncipe Guillermo #147  
Guaynabo, PR 00969  
Tel. (787) 467-2864 E-mail guillermo.m.riera@gmail.com

**PRIMER INFORME DE CONTESTACIONES A PREGUNTAS TÉCNICAS Y RECOMENDACIONES**

**Investigación de la Comisión de Energía en torno al Estado del Sistema Eléctrico  
luego del paso del Huracán María  
Caso Núm. CEPR IN-2017-0002**

**Preparado para:  
Oficina Independiente Protección del Consumidor (OIPC)**

**por:  
Dr. Guillermo M. Riera, PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP**

**8 de diciembre de 2017**

**Página de Contenido**

	Page
I.  Ámbito .....	3
II. Preguntas y Respuestas Técnicas: .....	5
III. Conclusión .....	27

## I. **Ámbito**

Durante el mes de noviembre de 2017 la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC) solicitó mis servicios profesionales y asistencia técnica/pericial en relación al proceso de investigación sobre el Estado del Sistema Eléctrico luego del paso del Huracán María que se lleva a cabo en la Comisión de Energía de Puerto Rico (CEPR). Este primer Informe presenta contestaciones técnicas a varias de las preguntas incluidas en la Resolución y Orden de la CEPR del 10 de noviembre de 2017.

El énfasis de nuestro análisis, contestaciones y recomendaciones en aquellas preguntas relacionadas a:

1. La organización de microredes, incluyendo aspectos legales, esquemas de titularidad, financiamiento y ubicación.
2. La protección de los consumidores/clientes, incluyendo las cualificaciones de desarrolladores y operadores; estándares y especificaciones para equipos y sistemas; inspecciones, medición y verificación; contratos de financiamiento, desarrollo, operación y garantías; y criterios técnicos para la evaluación de proyectos.

Utilizamos los siguientes reglamentos, documentos, estándares, artículos y/o textos:

1. Autoridad de Energía Eléctrica, *Reglamento de Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica*, Reglamento Núm. 7982, enero 2010.
2. Bollen, M. & Hassan, F., *Integration of Distributed Generation in the Power System*, IEEE Press, 2011.
3. Connecticut Department of Energy and Environmental Protection – Bureau of Energy and Technology Policy, *Instructions for Completing a Microgrid Program Grant Application*, DEEP-ETP-MICROGRID-INST-001 Final Round 3, November 2015.
4. Electric Power Research Institute (EPRI), *Investigation of Technical and Economic Feasibility of Micro-Grid Based Power Systems*, Palo Alto, CA, 2001.
5. Joos, G., Reilly, J., Bower, W. & Neal, R., *The Need for Standardization*, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 15 Num. 4, July/August 2017.
6. Kema, Inc., *Microgrids – Benefits, Models, Barriers and Suggested Policy Initiatives for the Commonwealth of Massachusetts*, February 2014.

7. New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), *Electric Power Transmission and Distribution (EPTD) High Performing Grid Program*, Program Opportunity Notice (PON) 3397, 2017.
8. Oficina Estatal de Política Pública Energética de Puerto Rico, *Energy Savings Performance Contract Program Amended Regulation (Reglamento enmendado del Programa de Contratos de Rendimiento Energético)*, Reglamento Núm. 8682, diciembre 2015.
9. Ton, D. & Wang, W-T., *A More Resilient Grid*, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 13 Num. 3, May/June 2015.
10. Ton D., *DOE Program Activities on Microgrids and Grid Resiliency*, March 2014.
11. Ton, D. & Reilly, J., *Microgrid Controller Initiatives*, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 15 Num. 4, July/August 2017.
12. Township of Neptune - County of Monmouth, NJ, *Requests for Qualifications for Town Center Distributed Energy Resource Microgrid Feasibility Study Program*, Bid/Proposal #2017-0920, 2017.
13. Villareal, C., Erickson, D. & Zafar, M., *Microgrids: A Regulatory Perspective*, California Public Utilities Commission, 2014.
14. Weng, D., *Microgrid Techno-Economic Assessment*, EPRI IRED Conference, Niagara Falls, October 2016.
15. Wood, E., *Think Microgrid A Discussion Guide for Policymakers, Regulators and End Users*, Energy Efficiency Markets LLC, 2014.
16. Zibelman, A., *REVing Up the Energy Vision in New York*, IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 14 Num. 3, May/June 2016.

Nota importante:

El análisis está limitado por la información disponible al momento. Nos reservamos el derecho a enmendar, ampliar y/o suplementar el mismo de surgir información adicional.

## II. Preguntas y Respuestas Técnicas:

### Apéndice I

#### 1. Organización de las microredes:

**1.1. ¿Qué autoridad en ley tiene la Comisión para regular a los actores y las acciones involucradas en las microredes? Considere las siguientes acciones, entre otras: La creación de un negocio de microredes, la interconexión con otras microredes, la interconexión con el sistema de transmisión o distribución de la Autoridad, las ventas del rendimiento de microredes a la Autoridad (para su reventa), las ventas del rendimiento de las microredes a clientes al detal (con o sin la participación de la Autoridad).**

*De acuerdo a la Ley 57 de 2014 la CEPR tiene poder para, en colaboración con la Oficina Estatal de Política Pública Energética (OEPPE) y la OIPC, y los comentarios de personas y organizaciones interesadas, establecer el marco regulatorio que guíe a la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) en el desarrollo de reglamentos para comunidades solares y microredes.*

*Además, la CEPR tiene poder para establecer mediante reglamento las normas de política pública en relación con las compañías de servicio eléctrico. Esto incluye el requerir a toda Compañía de Servicio Eléctrico que esté certificada en Puerto Rico, que lleve, guarde y presente regularmente ante la CEPR aquellos récords, datos, documentos y planes que fueren necesarios. Según la Ley, las compañías de servicio eléctrico están definidas como cualquier persona o entidad, natural o jurídica, dedicada a ofrecer servicios de generación, facturación o reventa de energía eléctrica.*

*En ese sentido la CEPR puede considerar una microred que atiende a más de un cliente como una compañía de servicio eléctrico y regular sus actividades de negocio. Ese poder regulatorio incluiría el aprobar, revisar y modificar las tarifas o cargos que cobren las microredes; determinar, con el insumo de la AEE, sus capacidades/tamaños o áreas de servicio; y establecer los mecanismos de interconexión y de trasbordo de energía que sean necesarios para hacer viables las microredes diseñando tarifas que incluyan una contribución por parte de estas para el mantenimiento de la red eléctrica, así como los servicios auxiliares en proporción a la cantidad de energía intercambien con la AEE.*

*También, la CEPR tiene el poder para trabajar con la OEPPE y la AEE en un plan para el desarrollo de microredes en Puerto Rico. El énfasis de ese plan debe ser inicialmente ofrecer opciones y acceso a microredes a comunidades de escasos recursos, universidades, centros de salud e instituciones públicas.*

**1.2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de las alternativas de titularidad de microredes (p. ej., por terceros, cooperativas de clientes, carga ancla)? Considere factores tales como la confiabilidad, economía, rendición de cuentas.**

*Para responder a esta pregunta vamos a utilizar los modelos de negocio discutidos en el estudio Microgrids – Benefits, Models, Barriers and Suggested Policy Initiatives for the Commonwealth of Massachusetts, February 3 2014 (ver referencia 6). En este Estudio se discuten cuatro modelos de negocio: Microred con una compañía de distribución, Microred de un solo usuario, Microred híbrida, Microred con múltiples usuarios (non-utility).*

*En el modelo donde la microred es propiedad de una compañía de distribución esta es la dueña de la infraestructura de la microred, la red de distribución eléctrica y es responsable de operar la microred. En PR esta compañía puede ser la AEE o un tercero privado con experiencia operando sistemas de distribución que adquiera la red de distribución. En este caso hay múltiples clientes y el control activo de la microred para efectos de estabilidad y calidad de potencia estaría en manos de la compañía de distribución. El tener una compañía con experiencia en mantener las operaciones de una red de distribución es una ventaja ya que esta es una de las responsabilidades más complejas en la operación de una microred. Otro beneficio de este modelo reside en una mejor coordinación y control de la microred dentro de la red de distribución, pues es operada por la propia compañía. Además, este modelo reduce la complejidad ya que reduce el número de participantes coordinando el diseño y la operación de la microred a uno. Finalmente, este modelo no genera la incertidumbre respecto a asuntos de concesión o franquicia ya que la microred es la dueña de la red de distribución.*

*El segundo modelo es aquel en donde la microred tiene un solo dueño y cliente. En este modelo se valora la capacidad para continuar operando de forma aislada y mantener en servicio cargas críticas. En este caso el dueño y cliente está en total control de la operación y desempeño de la microred. El dueño y cliente es responsable de su estabilidad y su capacidad de mantener la operación de las cargas críticas.*

*El tercer modelo es el de la microred híbrida. En este modelo la generación distribuida es propiedad o contratada por los propios clientes de la microred (Ej. Universidades, complejos de oficinas y facilidades industriales, etc.). El sistema de distribución y los metros son propiedad de la compañía de distribución (o compañía de utilidad como la AEE) y son mantenidos por esta.*

*Este modelo combina los beneficios de los primeros dos. Al envolver a la compañía de distribución con la microred se combina la experiencia operacional con la fuente de inversión de capital privado que se puede utilizar para mejorar la red de distribución. Además, múltiples clientes pueden agregar sus cargas termales y eléctricas, y sus recursos para reducir la demanda y así optimizar la viabilidad económica de los proyectos. El tener una mayor diversidad de cargas de múltiples clientes contribuye a promover la estabilidad dentro de la microred. Cuando la microred opera como isla su costo de operación es mayor (responsabilidad de los clientes) y la calidad del servicio podría ser menor que cuando opera en paralelo con la red, pero al menos los participantes de la microred tendrían acceso a la electricidad durante el evento. En este caso el control de la microred permanece en manos de la compañía de distribución y se evitan asuntos de concesión o franquicia y se promueve un desarrollo más rápido de la microred. La compañía de distribución debe tener la capacidad de despachar la generación distribuida dentro de la microred ya que en ocasiones podría haber exceso de generación distribuida. Se pueden establecer mecanismos para vender este exceso y mejorar la viabilidad económica de la microred.*

*El cuarto modelo es la microred con múltiples clientes donde un tercero (no compañía de utilidad) es dueño y/u opera la microred. En este modelo se permite que entidades de negocios puedan ser propietarias u operar la microred que ofrece servicios a múltiples clientes. En Puerto Rico el dueño de la red eléctrica es el la AEE. El reto principal de este modelo es que se inicialmente se debe regular, con reglas y tarifas claras, el trasbordo (wheeling”) que ya permite la Ley 73 de 2008 para que una microred pueda atender sus múltiples clientes dentro de un área de servicio. Posteriormente, se debe regular la otorgación concesiones o franquicias para la operación de segmentos de la red mayor cuando una microred haya crecido o madurado y esta otorgación redunde en beneficio de los clientes.*

*Además, en este modelo hay unos costos adicionales asociados a la facturación por el uso de energía eléctrica de los clientes. Los beneficios que puede tener este modelo son: costos capitales compartidos entre los distintos clientes y el acceso a capital privado. En los casos en donde la generación y la carga están cercanas este modelo puede alcanzar una tasa de retorno de la inversión más alta.*

**1.2.1. Para cada estructura de titularidad posible, ¿qué acciones por parte de los titulares, usuarios o clientes deben ser guiadas, restringidas o recompensadas mediante la acción regulatoria? ¿Qué acciones regulatorias son necesarias? ¿Qué acciones regulatorias podrían resultar innecesarias o problemáticas?**

*En todos las estructuras o modelos de titularidad de microred se debe restringir el que su operación pueda afectar negativamente la calidad y confiabilidad del servicio de electricidad que reciben otros clientes que no son parte de la microred. Cuando la microred ayude a mejorar la calidad, confiabilidad, capacidad y congestión de la red mayor los dueños/operadores de la microred deben ser compensados y esta compensación se debe traducir en un beneficio directo a los clientes de la microred a través de costos de servicio más competitivos. En estos casos se debe compensar a los dueños/operadores aquellas inversiones hechas en la infraestructura que sean necesarias para establecer la microred. Además, se debe restringir cualquier acción que pueda poner en riesgo la seguridad de los que laboran en la compañía que es dueña y opera la red mayor. En una microred con múltiples clientes, aquellos clientes que tienen generadores distribuidos deben ser compensados por la cantidad de energía que aportan a la microred. Lo mismo aplicaría a aquellos usuarios que tengan almacenamiento de energía y que lo utilicen para beneficio de la operación de la microred.*

**1.3. ¿Existen obstáculos legales o prácticos para cualesquiera estructuras de titularidad deseables? De ser así, ¿cuáles serían las soluciones, dentro o fuera de los poderes de la Comisión?**

*En la medida que el desarrollo de las microredes aumente y más clientes dejan de comprar electricidad a la compañía de utilidad su capacidad de recuperar los costos se reduce y esto provoca que las tarifas para aquellos clientes que no son participantes de una microred aumenten. Esta situación aplica para cualquiera de las estructuras o modelos de titularidad y podría limitar el desarrollo de las microredes si no se toman acciones regulatorias que permitan compensar la pérdida de ingresos y costos varados (“stranded costs”) para la compañía de utilidad. Una acción regulatoria que podría ayudar a atender este obstáculo el permitir a la compañía de utilidad la compensación o ingresos por otros servicios distintos a la venta de energía.*

*Otro obstáculo que aplicaría a todas las estructuras o modelos de titularidad con excepción a la de un solo dueño y cliente es que el modelo de interconexión no está definido en el marco reglamentario de Puerto Rico. Por ejemplo, la interconexión mediante Medición Neta no provee para intercambiar energía con otros clientes o revender, y los sistemas de fuentes con medición neta se tienen que desconectar de la red en cualquier evento en el cual la red mayor tenga una interrupción o una falla.*

*Otro ejemplo es la necesidad de definir las responsabilidades bilaterales entre la compañía de utilidad y el dueño/operador de la microred.*

*Otro reto importante es la distribución de los costos de mejorar el sistema de distribución, de los estudios de ingeniería para interconectar la microred y las restricciones en el uso de los postes, cables y otra infraestructura existente. Actualmente no existe reglamentación que tome en consideración este aspecto. Como ya hemos mencionado, inicialmente se debe regular, con reglas y tarifas claras, el trasbordo (wheeling”) que ya permite la Ley 73 de 2008 para que una microred pueda atender sus múltiples clientes dentro de un área de servicio; y posteriormente, se debe regular la otorgación concesiones o franquicias para la operación de segmentos de la red mayor cuando una microred haya crecido o madurado y esta otorgación redunde en beneficio de los clientes.*

**1.4. ¿Qué fuentes de financiamiento están disponibles para apoyar varias formas de titularidad? Considere la inversión privada (tanto inversionistas independientes y entidades comerciales como megatiendas), inversión gubernamental y fuentes de fundaciones y otras fuentes sin fines de lucro.**

*Las microredes con un solo usuario podrían beneficiarse principalmente de la inversión privada proveniente de terceros o del mismo dueño de la facilidad en donde opera la microred. Entidades federales como el Departamento de Energía (DOE) y el Departamento de Agricultura (USDA) podrían incentivar el desarrollo de las microredes en P.R. mediante subvenciones (“grants”) y préstamos a bajo interés. El financiamiento de las otras estructuras de microredes representa un reto más complejo que se complica aún más con la situación financiera de Puerto Rico en estos momentos.*

**2. Ubicación y disponibilidad de las microredes: Dados la necesidad y el deseo del país de lograr restablecer el servicio a todos los clientes lo antes posible, considere estas preguntas:**

**2.1. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de enfocar el desarrollo de las microredes en tipos específicos de cargas de clientes (p. ej., grandes cargas industriales, cargas urbanas, cargas rurales, cargas residenciales vecinales)? ¿Existen ciertos tipos de perfiles de carga, o ciertas áreas geográficas, que sean más apropiadas que otras? ¿Qué datos existen para fundamentar su respuesta?**

*El desarrollo de las microredes debe estar enfocado en los objetivos de política pública del Estado. Por lo que para contestar esta pregunta es importante referirse al marco legal vigente. La ley 133 de agosto de 2016 define las microredes como un grupo de cargas interconectadas y recursos de energía distribuida dentro de parámetros eléctricos claramente definidos, que actúa como una entidad única controlable con*

*respecto al sistema de transmisión y distribución de la AEE. Según la definición, el objetivo de las microredes es reducir el consumo eléctrico basado en combustibles fósiles a través de generación renovable local y estrategias de consumo eléctrico. Las microredes tendrán la capacidad de conectarse y desconectarse del sistema de transmisión y distribución de la AEE. En su artículo 9 inciso (jj) se indica que inicialmente se abrirá la opción de microredes a comunidades de escasos recursos, universidades, centros de salud e instituciones públicas.*

*Según la más reciente experiencia con el Huracán María que azotó nuestra Isla durante el mes de septiembre, servicios como los de telecomunicaciones, abastos de alimentos y distribución de combustibles demostraron ser críticos para la recuperación y bienestar del pueblo puertorriqueño. Esta experiencia plantea que probablemente sería prudente revisar los objetivos de política pública para el desarrollo de las microredes, según esbozados en la Ley 133 de agosto de 2016. Basado en esto, se podría añadir como objetivo el asegurar que durante eventos donde ocurran interrupciones prolongadas de servicio eléctrico, cargas críticas como las asociadas a los servicios mencionados anteriormente (telecomunicaciones, abastos de alimentos y distribución de combustibles) también puedan operar bajo microredes. En otras palabras, estamos hablando que los objetivos de las microredes se deben expandir para hacer el sistema eléctrico más resiliente. Donde resiliencia se define como la habilidad para prepararse y adaptarse a condiciones cambiantes, y resistir y recuperarse rápidamente de interrupciones prolongadas en el servicio eléctrico causadas por ataques deliberados, accidentes y eventos naturales. Otra modificación que podría hacerse a los objetivos para expandir el uso de las microredes en beneficio de los consumidores/clientes puertorriqueños es mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica a nivel de distribución. Esto permitiría el uso de microredes en áreas o comunidades donde la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico es pobre.*

**2.2. Independientemente de las posibles prioridades que se establezcan sobre distintos tipos de cargas, ¿cuáles son las vías más costo-efectivas para lograr que el servicio de microredes esté universalmente disponible a todos los clientes, sin importar ubicación?**

*La CEPR puede establecer parámetros de desempeño del sistema eléctrico relacionados a la calidad, confiabilidad, resiliencia y metas de integración de renovables. Además, la CEPR debe establecer tarifas que tomen en consideración dichos parámetros de desempeño e incentiven el uso del conjunto de tecnologías que típicamente conforman una microred.*

### **2.3. ¿Qué nivel de garantía financiera razonablemente necesitarán los desarrolladores de microredes antes de invertir sus propios fondos en microredes en Puerto Rico?**

*El desarrollar microredes con inversión privada va a requerir que Puerto Rico tenga un clima financiero que brinde confianza a los inversionistas; establecer el marco regulatorio que aplicaría a la operación, a la interconexión y a los servicios que estaría ofreciendo la microred; establecer el marco tarifario y las tarifas que van a permitir a los inversionistas recibir un pago justo que permita recuperar su inversión y tener una ganancia razonable. Otra alternativa que podría tener un impacto importante en estimular la inversión privada sería la disponibilidad de incentivos como créditos contributivos, préstamos a bajo interés o garantías de préstamos. Las circunstancias financieras bajo las cuales se encuentra el Gobierno de Puerto Rico en estos momentos dificultan el que localmente estas alternativas puedan estar disponibles. Sin embargo, como parte de la recuperación de Puerto Rico el Gobierno Federal podría proveer subvenciones (“grants”), préstamos o garantías de préstamos para apoyar la inversión en microredes.*

### **2.4. ¿Qué puede hacer la Comisión para facilitar un servicio universal en el restablecimiento del servicio?**

*Actualmente el Estado a través de la compañía de utilidad (AEE) tiene la responsabilidad de restablecer el servicio a los clientes luego de una interrupción. En este caso el Estado a través de su compañía de utilidad (AEE) está comprometido a restablecer el servicio a todos los clientes. El rol de la CEPR en este caso debe estar dirigido a crear las condiciones para que el sistema eléctrico sea más resiliente y el servicio se pueda restablecer lo más rápido posible dentro de un marco de razonabilidad delimitado por la magnitud del evento que causó la interrupción y los recursos económicos disponibles. Para esto la CEPR podría adoptar estándares para los esfuerzos de restablecimiento y resiliencia del servicio eléctrico. Es recomendable que para encaminar estas acciones la CEPR logre la colaboración de la AEE, FEMA, el Cuerpo de Ingenieros (USACE), distintas compañías de utilidad de EEUU que colaboraron en los esfuerzos de recuperación del Servicio en Puerto Rico, y la American Public Power Association (APPA).*

## **3. Regulación de microredes**

### **3.1. ¿Qué forma de registro u aprobación por la Comisión debe ser requerida para las microredes?**

*Las microredes que sirvan a más de un consumidor/cliente deben ser certificadas como Compañías de Servicio Eléctrico bajo el Reglamento 8701. Además, recomendamos que las mismas sean desarrolladas por Compañías de Servicios Energéticos (ESCOs) reconocidas y registradas (o pre-cualificadas).*

*Para esto sugerimos que se prepare un Registro de Compañías calificadas mediante solicitud de calificaciones (RFQ), siguiendo un procedimiento similar al establecido por la OEPPE en el Reglamento 8682 (ver referencia 8) y ampliando el mismo mas allá del sector gubernamental.*

*Como mínimo deberían requerirse:*

- *Certificaciones especializadas y reconocidas por la industria en Gerencia de Energía, Energía Renovable, y Medición y Verificación a los consultores principales de estas compañías. Instituciones como la Asociación de Ingenieros de Energía de EEUU, entre otras, otorgan y mantienen certificaciones como estas mediante procesos de entrenamiento continuo y exámenes.*
- *Máxima utilización de recursos de ingeniería a nivel local.*
- *Amplia estabilidad financiera y capacidad de fianza (total y por proyecto).*
- *Servicios flexibles e integrados bajo una misma entidad en la medida en que sea posible.*
- *Historial de proyectos desarrollados y referencias.*

### **3.1.1. ¿Qué cambios regulatorios se necesitarían para permitir diversos arreglos de microredes?**

*Se necesitan los siguientes, entre otros, cambios:*

- *Cambios al Reglamento de Servidumbres de la AEE para dar flexibilidad al uso de las líneas, subestaciones y otras propiedades de la AEE que provean suficiente flexibilidad para que se permita su uso ininterrumpido mediante acuerdos en ciertas condiciones, incluyendo periodos en los que la red no está disponible.*
- *Cambios al Reglamento de Términos y Condiciones para el Suministro de Energía para permitir el uso limitado de medidores de la AEE por los operadores de la microred y enmendar las prohibiciones de reventa de energía (si el operador de un microred es considerado un cliente).*
- *Cambios a los Reglamentos de Interconexión de GD (ambos, Distribución y Transmisión) para incluir topologías permitidas para las microredes y sus protocolos de control y comunicación, y enmendar límites de interconexión y la elaboración de Estudios Suplementarios).*
- *Cambios al Reglamento Conjunto de la Junta de Planificación para incorporar las microredes como sistemas integrados, incluir requisitos de planificación, ubicación y construcción, y citar códigos y estándares.*

- *Un nuevo reglamento que incluya requisitos y tarifas para el trasbordo (wheeling”) al amparo de la Ley 73 de 2008.*
- *Un nuevo reglamento para la otorgación concesiones o franquicias para la operación de segmentos de la red mayor al amparo de la Ley 57 y la Ley de Alianzas Público-Privadas.*

### **3.1.2. ¿Qué aspectos de la operación de las microredes deben ser regulados?**

*Deben regularse los siguientes aspectos:*

- *Modelos o estructuras de titularidad.*
- *Modelos o topologías técnicas permitidas, su alcance y tamaños.*
- *Tipos de carga que podrán conectarse (seguridad, salud, educación, telecomunicaciones, abastos de alimentos, distribución de combustibles, gobierno en general, etc.).*
- *Criterios de ubicación física (uso del terreno, ambiental, etc.) y área de servicio. Planificación futura.*
- *Medición y verificación de generación, consumo y almacenamiento.*
- *Tarifas en relación con la red de la AEE. Bajo qué condiciones se podrá acoger a Medición Neta, tarifas de resguardo y/o a una nueva estructura, tomando en consideración la cartera de recursos de generación internos.*
- *Transacciones de servicios auxiliares (control de reactivo y/o frecuencia, etc.)*
- *Requisitos de interconexión, protección y penetración en alimentadores específicos.*
- *Requisitos de reconexión y resincronización post eventos.*
- *Competencia entre microredes y competencia con la AEE.*
- *Uso de servidumbre públicas y líneas bajo alguna tarifa o acuerdo de trasbordo.*
- *Requisitos mínimos de Disponibilidad, Confiabilidad y Calidad de Potencia. (Redundancia, reservas calidad de la onda).*
- *Requisitos de pruebas e inspecciones.*
- *Relaciones contractuales con clientes. Derechos de los consumidores/clientes y procedimientos de objeción de cargos en facturas.*
- *Calidad y estandarización de equipos. Protocolos de despacho, control y comunicación abiertos (disponibles en el mercado).*
- *Requisitos de control de voltaje y frecuencia, y protección.*
- *Permisos de construcción y operación. Seguridad pública (vida y propiedad).*

- *Protocolos de emergencia.*
- *Requisitos y cualificaciones para Operadores del Sistema de Distribución (Dos).*

**3.1.3. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de que la Comisión establezca cualificaciones técnicas y financieras para los desarrolladores de microredes?**

*Las ventajas principales son:*

- *Protección y justicia al consumidor/cliente.*
- *Protección de la red.*
- *Control de calidad y estandarización.*

*No existen desventajas desde nuestro punto de vista.*

**3.1.4. ¿Cuáles son los riesgos de que existan desarrolladores incompetentes o inescrupulosos y qué maneras razonables hay de prevenir dichos problemas?**

*Riesgos:*

- *Falta de servicio (interrupción de procesos) y pérdidas económicas.*
- *Cargos injustos y expectativas no cumplidas.*
- *Daños a equipo y propiedad de los clientes.*
- *Daños a la persona (clientes y/o trabajadores) por accidentes y falta de seguridad.*
- *Daños a la red de la AEE.*
- *Aumento de reclamaciones entre las partes y aseguradoras.*
- *Perdida de margen de financiamiento.*

*Maneras razonables para prevenir:*

- *Prequalificar compañías (ESCOs) (ver contestación 3.1).*

**3.2 ¿Qué estándares técnicos deben aplicar a las microredes aisladas?**

*Recomendamos, entre otros:*

- *El estándar IEEE Std. 1547-2014 en todas sus partes para el diseño, interconexión y pruebas de sistemas con recursos de Generación Distribuida (DER).*
- *Los estándares IEEE P2030.2, P2030.7 y P2030.8 para especificar los controles y pruebas asociadas a los mismos.*
- *Los estándares, una vez sean finales, IEC/TS 62898-1 y 62898-2 para la planificación y diseño de microredes, y para la operación y control de microredes, respectivamente.*

- *El Código Eléctrico Nacional de 2017 (NFPA 70 o NEC) para las instalaciones de distribución secundaria.*
- *El Código de Seguridad Eléctrico Nacional de 2017 (IEEE C2 o NESC) para las instalaciones de distribución primaria.*
- *El estándar UL 1741 para inversores.*
- *El estándar UL 1703 para módulos fotovoltaicos.*
- *Los estándares UL 1236, 1564 y 2595 para cargadores de baterías.*
- *El estándar UL 6141 para turbinas de viento.*
- *El estándar UL 3001, una vez final, para sistemas de generación distribuida.*
- *El estándar NEMA MGRD-1 2016 para la energización de microredes en sistemas eléctricos.*

### **3.2.1. ¿Qué estándares de seguridad deben aplicar?**

*Recomendamos los Códigos mencionados en la contestación 3.2.*

#### **3.2.1.1. ¿Son suficientes los estándares existentes—el Estándar IEEE 1547 para diseño; el Estándar UL 1703, el Estándar UL 1741 o el Estándar IEEE 1547 para equipos; y el Código Eléctrico Nacional de 2011? ¿Por qué o por qué no?**

*No son suficientes. Recomendamos todos mencionados en la contestación a 3.2. Esta lista incluye estándares para otros componentes posibles como cargadores de baterías y turbinas de viento. Además, incluye una versión actualizada de NEC (2017), y añade el NESC para sistemas de distribución primaria y transmisión (voltajes mayores a 600V). A la lista de la contestación 3.2 se podrían añadir documentos complementos y adaptaciones locales (a Puerto Rico) incluidas en múltiples guías y comunicados técnicos de la AEE.*

#### **3.2.2. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de requerir inspecciones? Si la Comisión requiriera inspecciones, ¿qué tipos de profesionales y entidades deberían ser responsables de llevarlas a cabo y de certificar cumplimiento? Considere a los ingenieros registrados (que trabajen para el desarrollador, para la Comisión o para alguna otra entidad independiente, inspectores de permisos de construcción municipales, entre otros). ¿Qué especificaciones técnicas deben aplicar al proceso de interconectar una microred con el sistema de**

### **transmisión o distribución de la Autoridad?**

*Múltiples inspecciones deben realizarse en varias etapas. Las mismas promueven el control de calidad y cumplimiento con códigos y estándares, proveen la certeza de que los diseños son implementados según los planos, y aseguran que la operación y el mantenimiento se realiza según las recomendaciones de fabricantes y como establecido en los respectivos planes.*

*Las inspecciones deben realizarse y certificarse por ingenieros independientes con las mismas cualificaciones que los ingenieros consultores de las microredes. Esto incluye: Certificaciones especializadas y reconocidas por la industria en Gerencia de Energía, Energía Renovable, y Medición y Verificación. Estas Certificaciones deben ser otorgadas mediante entrenamiento continuo y exámenes por instituciones reconocidas como la Asociación de Ingenieros de Energía de EEUU.*

*Los inspectores deben ser terceros contratados por los desarrolladores para someter informes independientes certificados a las agencias reguladoras y a la CEPR. La CEPR debe reservarse siempre el derecho de realizar sus propias inspecciones en caso de ser necesario, pero el proceso debe ser expedito y costo efectivo. Las especificaciones de construcción operación y mantenimiento deben ser de acuerdo a los estándares de la industria y a los códigos, según enumerados en la contestación 3.2, y adaptados a Puerto Rico. Un documento de especificaciones generales podría ser elaborado para atender esto.*

### **3.2.3. ¿A base de qué factores debe la Comisión determinar si las microredes se interconectarán solamente al sistema de distribución de la Autoridad versus al sistema de transmisión o sub-transmisión de la Autoridad?**

*Principalmente a base de la carga y/o necesidad de almacenamiento, índices de confiabilidad/disponibilidad requeridos, área/tamaño geográfico, y/o tipo de cliente a atender.*

### **3.3. ¿Cómo debe determinarse la ubicación de las microredes?**

*Las microredes pueden localizarse en áreas donde la red mayor tiene problemas de congestión de energía, problemas de balance o capacidad. Existen ciertas localizaciones que podrían ayudar a reducir los costos de la microred como aquellas cercanas a facilidades de generación distribuida existentes o en áreas donde no se requieran mejoras de infraestructura en la red mayor. Es necesario analizar la red de distribución para evaluar el potencial de desarrollar microredes en áreas donde existan las condiciones para un desarrollo costo efectivo. Este desarrollo puede estar basado en criterios como costo, beneficios a la red,*

disponibilidad de recursos distribuidos, problemas de la calidad y confiabilidad del sistema, y áreas de la red mayor que se quieran hacer más resilientes debido a la existencia de cargas críticas. Por ejemplo, localizaciones geográficas que tienen una alta incidencia de interrupciones de servicio basados en índices como el SAIDI y SAIFI, bolsillos de carga, áreas en donde el sistema de transmisión y distribución ha estado históricamente congestionado, áreas de alta penetración de energía renovable y áreas donde resulta costoso proveer o restablecer el servicio. En otras palabras, las microredes deben ubicarse donde puedan generar mayor beneficio. El regulador puede requerir a la compañía de utilidad que como parte de los estudios y análisis para la planificación de su red lleve a cabo estudios para determinar esas áreas óptimas para el desarrollo de microredes. Por otro lado, el Estado puede definir política pública que fomente el desarrollo de microredes en los lugares más óptimos o de mayor interés proveyendo incentivos y otros beneficios.

**3.3.1. ¿Debe la Comisión establecer límites al tamaño de una microred? ¿Sobre qué factores debe basarse ese límite (extensión geográfica, capacidad, número de clientes, otros)?**

Es práctica normal de la AEE operar subredes con turbinas diésel durante el proceso de recuperación del servicio eléctrico luego de un evento que haya causado una interrupción del servicio eléctrico debido a fallas en la operación o eventos naturales. En estos casos el tamaño de la subred está determinado por las limitaciones técnicas de diseño del sistema, la capacidad y disponibilidad de las unidades de generación, la carga eléctrica y la capacidad de arranque sin asistencia de energía provista por la red (“black start”). En estos casos las subredes operan en forma aislada de otras subredes y eventualmente se interconectan a la red mayor. En estos casos no hay limitación en el tamaño de la subred. Se utiliza el término subred y no microred ya que la generación utilizada no es renovable y no esta interconectada a la red de distribución.

Al examinar la literatura encontramos que el DOE como parte de sus esfuerzos para promover el desarrollo de microredes ha establecido rangos de capacidad desde los 10kW hasta los 10MW dependiendo de si la microred es residencial, comercial o industrial. En el caso del Electric Power Research Industry (EPRI) se mencionan límites de capacidad de hasta los 100MW. Sin embargo, debemos ser cuidadosos al adoptar límites de capacidad utilizados en otras jurisdicciones para utilizarlos en Puerto Rico sin ningún tipo de análisis ya que son sistemas eléctricos distintos.

*Es importante notar que una de las características importantes de una microred es que existe un punto único de interconexión con la red mayor (point of common coupling, PCC). La relación de la microred con la red mayor está determinada por los reglamentos de interconexión y los acuerdos de operación que se establecen con la compañía de utilidad. La AEE actualmente permite la interconexión mediante la Medición Neta. En dicha reglamentación se han establecido límites de capacidad para la interconexión. Ya que el uso de las microredes es asunto novel en Puerto Rico, y según lo establecido en la ley 133 de agosto de 2016 la energía renovable es un componente que no puede faltar en la microred, es recomendable comenzar los primeros proyectos de microredes utilizando como referencia las capacidades establecidas en los reglamentos de interconexión existente. La principal consideración que debe tener la CEPR a la hora de evaluar la capacidad de las microredes debe ser el impacto que el desarrollo y operación de la microred pudiera tener en los costos de las tarifas al resto de los clientes de la AEE.*

### **3.3.2. ¿Debe la Comisión otorgar derechos de franquicia para las microredes? ¿Qué condiciones deben aplicarse para que el tenedor de una franquicia retenga sus derechos de franquicia?**

*En Puerto Rico el sistema de distribución es propiedad de la AEE quien es responsable de su operación. La AEE es también la dueña de la servidumbre de paso de dicho sistema. Esta situación representa un obstáculo para el desarrollo de las microredes en términos del acceso a la red de distribución para servir la energía a los participantes de la microred y de las responsabilidades sobre las mejoras y reparaciones que sean necesarias para desarrollar y operar la microred. Actualmente las mejoras a la infraestructura eléctrica que son necesarias para desarrollar un proyecto las paga el desarrollador de dicho proyecto y estas pasan a ser propiedad de la AEE. En el caso de las microredes sería necesario determinar que mejoras correspondería pagar a la AEE, y las correspondería pagar al dueño y operador de la microred. En cuanto al uso de las líneas de distribución para servir energía a los participantes de la microred el dueño o el operador de la microred podrían contratar con la AEE para pagar por su uso. Como ya hemos mencionado, la CEPR debe adoptar reglas y tarifas claras con costos razonables por uso de la red de distribución y las responsabilidades de las partes. También, debe adoptar reglas claras para la otorgación de concesiones o franquicias que permitan la operación de partes de la red de distribución al dueño y operador de la microred.*

### **3.4. ¿Qué protecciones al consumidor se necesitan, y cómo éstas deberían variar según la titularidad de la microred?**

*Se necesitan protecciones en áreas específicas dependiendo los estructuras o modelos de titularidad.*

### **3.4.1. Precios y costos.**

**3.4.1.1. Presumiendo (para fines de esta pregunta) que los dueños de microredes puedan vender su rendimiento directamente a clientes al detal, ¿cuáles son las ventajas y desventajas de distintos métodos de establecer precios (incluyendo la fijación de precios tradicional basada en costos, límites de precios basados en el costo razonable proyectado, y permitir que las fuerzas del mercado determinen los precios)? ¿Es razonable que haya un cargo administrativo para cubrir los costos de supervisión de la Comisión?**

*La fijación de precios basado en costo o en rendimiento (performance) estaría imponiendo una carga, sobre una industria que está desarrollándose y no es lo suficientemente madura, y sobre la CEPR que tendría que abrir múltiples procesos para pequeñas empresas.*

*Básicamente se estaría tratando a las microredes como a pequeños “utilities” que tendrían que pasar por la formalidad de un “rate case”.*

*Desde nuestro punto de vista esto no es recomendable en esta etapa, pues se estaría desincentivando la creación de una nueva industria.*

*En los casos de clientes residenciales o comerciales pequeños, para los cuales el entrar en acuerdo con una microred es una opción que ejercen para mejorar confiabilidad, calidad y/o precios más bajos, deben ser las fuerzas del mercado las que dicten los precios, siempre y cuando se apliquen garantías y protecciones mínimas a través de los contratos.*

*Se podría pensar en fijación de precios basado en costo o en rendimiento (performance) para aquellas microredes que alcancen cierto tamaño, sirvan a ciertos tipos de clientes, o sean concesiones o franquicias especiales otorgadas para atender áreas de servicio específicas. En esos casos se podrían establecer cargos administrativos adicionales, mas allá de las tarifas de Certificación de Compañía de Servicio Eléctrico.*

### **3.4.2. Términos contractuales.**

**3.4.2.1. ¿Cuáles son las ventajas y desventajas de que la Comisión establezca términos contractuales estándar para las ventas al detal y al por mayor (a**

**la Autoridad)?**

*Algunos términos contractuales estándar pueden proteger a los consumidores/clientes en su relación con una microred. También, algunos términos contractuales estándar pueden proteger a las microredes en su relación con la AEE. Sin embargo, estos términos deben limitarse a áreas específicas. Deben proteger de aspectos monopolísticos inherentes al negocio, pero no deben proveer ventajas injustificadas a las partes.*

**3.4.2.2. ¿Cómo variaría la respuesta a la pregunta anterior según el grupo de clientes? Por ejemplo, ¿deben requerirse términos estándar solamente para clientes residenciales y comerciales pequeños?**

*En ambos casos debe haber cláusulas estándar en áreas específicas. Sin embargo, deben examinarse más exhaustivamente las relaciones contractuales entre los clientes pequeños y la microred, debido a que existe menos escrutinio público de las mismas (según nuestra contestación 3.4.1.1) vs. el escrutinio que hay de la AEE a través de los procedimientos para el establecimiento/revisión de tarifas (“rate cases”).*

**3.4.2.3. ¿Deben requerirse los términos estándar solamente para aquellas microredes poseídas u operadas con el propósito principal de vender energía al detal?**

*Deben requerirse algunos términos estándar a todas. Las áreas específicas que requieren términos estándar podrían variar con el propósito de la microred.*

**3.4.2.4. ¿Deben las disposiciones de los contratos estar sujetas a revisión por la Comisión?**

*No, pero la CEPR debe reservarse el derecho a intervenir cuando no se incluyan los términos estándar que se requieran.*

**3.4.2.5. ¿Debe la Comisión fijar límites a la duración de los contratos?**

*No, pues esto es muy dependiente del financiamiento y la inversión particular de cada caso. Sin embargo, la CEPR debe establecer en sus términos estándar alguna metodología para determinar la penalidad o costo de una opción de salida o compra (“buy out”) justa y razonable en función del tipo de cliente y del tiempo en que se produce la salida.*

**3.4.2.6. ¿Cómo debe la Comisión atender a aquellos clientes que decidan dejar**

### **de formar parte de una microred?**

*Se debe permitir su salida estableciendo en los contratos una penalidad o costo de una opción de salida o compra “(buy out)” justa y razonable que minimice posibles costos varados (“stranded costs”) para la microred.*

### **3.4.2.7. ¿Debe requerir el desarrollo de microredes la aprobación unánime de los clientes en el área que será servida por las microredes?**

*No, siempre y cuando se provea alguna alternativa de mantener servicio de la AEE a los clientes que no desean unirse a la microred.*

### **3.4.2.8. ¿Cuáles son las ventajas o desventajas de permitir que clientes específicos decidan entrar o salirse del servicio de una microred?**

*La desventaja más significativa es que la salida produzca costos varados (“stranded costs”) que afecten los clientes que se mantengan en la microred. Esto se puede atender permitiendo en los contratos una penalidad o costo de salida justa y razonable.*

*La ventaja es la flexibilidad para el cliente que busca mejorar su servicio constantemente, buscando la mejor alternativa, tanto en costo como en confiabilidad, que la competencia pueda proveer.*

### **3.4.3. ¿Qué tipos de prepago o depósitos serían apropiados? ¿Cómo la respuesta variaría según el grupo de clientes?**

*Fianzas en efectivo, cartas de crédito y/u otros instrumentos de aseguradoras certificadas serían apropiados. Lo típico es que sean depósitos en efectivo para clientes residenciales y otros instrumentos de crédito para comerciales e industriales.*

*Aunque la cantidad específica de un depósito depende de la inversión requerida, los términos del financiamiento de una microred y el riesgo de falta de pago que representa un cliente individual, se recomienda se establezca una metodología o matriz de evaluación que permita un cómputo justo y razonable.*

### **3.4.4. ¿Es necesario establecer normas de no discriminación?**

*Si, la Ley 57 de 2014 le requiere a la CEPR que garantice que no se discrimine en la oferta o prestación del servicio eléctrico por razón de raza, color, sexo, orientación sexual, identidad de género, nacimiento, origen, condición social, impedimento físico o mental, ideas políticas o religiosas, ser militar u ostentar la condición de veterano, o por ser víctima o ser percibido como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho.*

*Sin embargo, dos tipos de discriminación adicional deben ser evaluadas y atendidas dentro del contexto de una microred, dependiendo el estructura o modelo de titularidad y operación.*

*Si habláramos de una microred privada que atiende clientes que han optado por su servicio de forma voluntaria (ejerciendo una opción), no podría prohibirse que la microred discriminara para aceptar y/o mantener clientes basado en su crédito. Tampoco podría prohibirse que la microred discriminara basada en la dificultad de atender clientes por localización u otros factores.*

*Por otro lado, si habláramos de una microred que adquirió una concesión o franquicia de la AEE para atender un área de distribución que hoy es atendida por esta última, sí podría prohibirse la discriminación por crédito o por dificultad para los clientes existentes, y establecerse algunas limitaciones y protecciones para nuevos clientes en esa área. En estos casos se tendrían que establecer reglas muy claras. Por ejemplo, en el caso de la dificultad por localización, se tendría por obligación que conectar un cliente nuevo si este realiza cierta inversión; o en el caso del crédito, se le tendría que proveer servicio si aporta un depósito o fianza mayor.*

#### **3.4.5. ¿Son necesarias otras protecciones?**

*Si, independientemente del esquema de la microred, ya sea uno opcional, o una concesión o franquicia otorgada se deben establecer protecciones adicionales en distintas áreas requiriendo la incorporación de cláusulas en los contratos. Algunas de estas cláusulas deben ser estándar y otras deben proveer requisitos mínimos.*

*Se deben requerir cláusulas para lo siguiente:*

- *Calculo de depósitos y/o fianzas y cambios a los mismos.*
- *Tecnología y equipos en general, garantías, planes de mantenimiento y pruebas.*
- *Equipos de medición, mantenimiento a estos y pruebas.*
- *Procesos de medición.*

- *Responsabilidad de accidentes e indemnización.*
- *Fluctuaciones de voltaje causadas por el cliente o por la microred.*
- *Termino de tiempo (plazo) del contrato y penalidades u opciones de salida o compra.*
- *Prácticas y pruebas de la microred en modo isla (frecuencia y duración).*
- *Tiempos para recarga y/o recuperación de almacenaje.*
- *Modificaciones y alteraciones a la microred.*
- *Nivel de carga solicitado/adquirido en modo paralelo y en modo isla con sus respectivas tarifas.*
- *Garantía de índice de confiabilidad.*
- *Nivel de carga bajo otras contingencias y sus tarifas.*
- *Cargos mínimos.*
- *Periodo de facturación.*
- *Información mínima requerida en una factura.*
- *Cambios de tarifas sin previo aviso.*
- *Cargos por atraso.*
- *Suspensión de servicio por no pago.*
- *Cargos reconexión.*
- *Derechos y procedimientos para reclamaciones, objeción de facturas, etc.*
- *Otras penalidades por incumplimiento.*
- *Asuntos de fuerza mayor.*
- *Transferencias del contrato.*
- *Renovación del contrato.*
- *Acceso a los predios.*
- *Uso indebido de la energía (hurto).*

**4.5. ¿Es legal, práctico y necesario que las microredes solares con almacenaje o eólicas con almacenaje tengan alguna capacidad de resguardo a base de combustibles fósiles?**

*Según hemos mencionado en respuestas anteriores La ley 133 de agosto de 2016 establece entre los objetivos del desarrollo de las microredes el reducir el consumo eléctrico basado en combustibles fósiles a través de generación renovable local y estrategias de consumo eléctrico. Acorde con lo establecido en esta Ley debemos interpretar que los proyectos de microredes deben incluir fuentes renovables de generación*

*distribuida. Sin embargo, la Ley no indica que las microredes deben estar constituidas por este tipo de fuente de energía únicamente. Reconociendo que el Estado, a través de la Ley 82 de 2010, establece metas porcentuales en cuanto a la cartera de energía renovable de Puerto Rico las microredes no debieran estar exentas de cumplir como mínimo con estas metas en el reglamento que finalmente adopte la CEPR. Desde el punto de vista del diseño de una microred existen criterios técnicos y de costo efectividad que determinan la combinación idónea de almacenamiento, fuentes de energía renovable intermitentes y no intermitentes, y turbinas de combustión que utilizan combustibles fósiles. El uso de estas opciones y su correspondiente aportación a la cartera de generación distribuida de la microred dependerá del tiempo de operación como isla de la microred, los criterios de carga servida utilizados, y los criterios de confiabilidad y calidad de potencia que se requieran como parte del diseño, entre otros. Por lo que es de esperar que sea necesario utilizar tecnologías de generación distribuida que utilizan combustibles fósiles derivados del petróleo en una microred.*

**4.5.1. ¿Cuánta capacidad de resguardo basada en combustibles fósiles puede utilizarse en una microred sin poner en riesgo su estatus de renovable y su habilidad para vender a clientes?**

*Según explicamos anteriormente en la contestación de la pregunta 4.5 al referirnos a la Ley 133 de 2016 y a la Ley 82 de 2016 el criterio mínimo debe ser el establecido por el Estado para la cartera de energía renovable. Sin embargo, la CEPR podría evaluar ser más agresiva en su reglamento. A mayor cantidad de energía renovable intermitente en una microred, mayor tiene que ser la contribución de las tecnologías de almacenamiento y las de generación distribuida que utilizan combustibles fósiles derivados del petróleo en una microred. Es importante mencionar que las funciones de las tecnologías de almacenamiento y de generación distribuida que utilizan combustibles fósiles derivados del petróleo no sólo se limitan al resguardo, sino también a proveer confiabilidad y calidad de potencia.*

**Apéndice II**

**3. ¿Qué reglamentos de la Autoridad necesitan ser enmendados, al menos temporeraamente, para atender la emergencia en el suministro?**

**3.2. La Sección IV, Artículo D (3)(g) del Reglamento Núm. 8915 limita la generación distribuida instalada en un alimentador a no exceder el 15% de la demanda pico anual en dicho alimentador.**

**3.2.1. ¿Cuál es el propósito práctico de este requisito?**

Proteger los alimentadores de sobre cargas, eventos de calidad de potencia y problemas con la protección cuando el flujo es contrario al diseño original debido a la presencia de generación distribuida.

### 3.2.2. ¿Debe obviarse esta regulación mientras dure la emergencia?

Se podría establecer un mecanismo más flexible para calcular la capacidad de penetración de un alimentador usando varios criterios.

Primer criterio, cuando la generación máxima excede la suma de la carga máxima y carga mínima.

- Primer Criterio:  $P_{gen\ max} < P_{cons\ max} + P_{cons\ min}$

Segundo criterio, cuando la generación y la carga mínima exceden la capacidad en una sección de un alimentador.

- Segundo Criterio:  $P_{gen\ max} < P_{max\ limit} + P_{cons\ min}$

Cuando se incluye la potencia reactiva, el análisis se complica. En estos casos se podría calcular la capacidad de penetración de un alimentador de la siguiente manera:

- Primer limite

$$P_{gen\ max} < P_{CONS\ min} + \sqrt{(P_{cons\ max}^2 + Q_{cons\ max}^2 - Q_{cons\ min}^2)}$$

- Segundo limite

$$P_{gen\ max} < P_{CONS\ min} + \sqrt{(S_{max\ limit}^2 - Q_{cons\ min}^2)}$$

A voltaje de distribución:

- La capacidad de penetración depende de la carga mínima.
- Esta carga es difícil de estimar.
- Alimentadores se diseñaban solo pensando en carga máxima.
- Para voltaje secundario: se puede asumir cero carga mínima como el peor de los casos.
- Para voltaje primario: se debe estimar una carga mínima con la mejor precisión disponible.
- Se debe calcular la capacidad de penetración de dos alimentadores que tienen un amarre normalmente abierto entre ellos combinado sus límites individuales.
- Esto es así pues en caso de tenerse que cerrar el amarre, el Primer Limite o Criterio sería:

$$(P_{gen1} + P_{gen2})_{max} < (P_{cons1} + P_{cons2})_{max} + (P_{cons1} + P_{cons2})_{min}$$

### 3.2.3. ¿Tiene la Autoridad datos sobre la carga pico por alimentador, o es esta disposición impracticable?

*A nuestro mejor entender la AEE tiene la tecnología para recopilar estos datos. Por lo que podría asumirse que los tiene.*

**3.2.4. ¿Debe el límite aumentarse a una aproximación de la carga mínima en el alimentador, como por ejemplo a un 50% del pico?**

*Ver criterios recomendados en contestación 3.2.2.*

**3.3. El Reglamento Núm. 8915 requiere un estudio más complejo para proyectos no elegibles al Proceso de Interconexión Expedito según definido en el Reglamento.**

**3.3.1. ¿Debe aumentarse el límite en tamaño para el Proceso de Interconexión Expedito, al menos temporeramente?**

*No recomendamos aumentar este límite. Por otro lado, entendemos que el asunto de los Estudios Suplementarios continúa siendo un gran escollo en el desarrollo de proyectos residenciales. Reconocemos las consideraciones técnicas asociadas al requisito de estos estudios bajo ciertas condiciones. Sin embargo, el tiempo de evaluación es extremadamente largo y domina el paso crítico de muchos proyectos. La AEE atribuye este tiempo de evaluación a la falta de personal técnico (3 o 4 personas para cientos de estudios en todo PR).*

*Sobre este tema, recomendamos que se permita que profesionales privados cualificados preparen y certifiquen los Estudios Suplementarios con la información provista por la AEE desde el sector privado, y que la AEE evalúe y endose los mismos oportunamente. Esto aliviaría la carga al personal técnico interno de la AEE y reduciría el tiempo de ejecución. Un Estudio Suplementario típico puede tomar de 3 a 6 meses actualmente. De adoptarse esta recomendación, esto podría reducirse y un Estudio podría tomar de 2 a 3 semanas.*

### III. Conclusión

Concluimos, primero, que la utilización de generación distribuida con almacenamiento de energía alrededor de la isla es una de las estrategias para acelerar la restauración del sistema eléctrico.

Segundo, que esta utilización puede atender clientes individuales o grupos de clientes a través de microredes.

Tercero, que esta utilización equivale a transferir la responsabilidad por la restauración y provisión o suplementación del servicio eléctrico a una cantidad mayor de actores.

Cuarto, que esto requiere la intervención de la CEPR para que amparada en la Ley 57 de 2014, la Ley 133 de 2016 y la Ley 73 de 2008, entre otras regule lo siguiente:

- La organización de microredes incluyendo aspectos de titularidad, financiamiento y ubicación.
- La protección de los consumidores/clientes, incluyendo las cualificaciones de desarrolladores y operadores; los estándares y especificaciones para equipos y sistemas; las inspecciones, medición y verificación; los contratos de financiamiento, desarrollo, operación y garantías; y los criterios técnicos para la evaluación de proyectos.

En Guaynabo, Puerto Rico, el 8 de diciembre de 2017



Dr. Guillermo M. Riera, PE, CEM, GBE, CPQ, CMVP

Lic. 14907