

ACONER
PO Box 16714
San Juan, PR 00908-6714

787.579.2434
aconer.pr@gmail.com



19 de noviembre de 2017

A:

Honorables Miembros de la Comisión de Energía de Puerto Rico

De:

Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico
(ACONER)

CASO NUM.: CEPR IN-2017-0002-Comentarios sobre la implementación de acciones regulatorias para facilitar la tarea de restauración del servicio eléctrico y fomentar el despliegue de nuevas tecnologías.

Honorables miembros de la Comisión de Energía de P.R.:

ACONER es una organización que representa a más de doscientos pequeños empresarios puertorriqueños que actualmente trabajamos implementando proyectos de energía renovable en residencias, comercios e industrias. Por este medio nuestra organización presenta los siguientes comentarios sobre la investigación por la Comisión de Energía en torno al estado del sistema eléctrico de Puerto Rico luego del paso del Huracán María. Aunque reconocemos que la situación por la que atraviesa Puerto Rico luego del paso del Huracán María amerita premura en las determinaciones de reconstrucción de la abatida infraestructura eléctrica, es importante que la planificación se realice de tal manera que garantice que la nueva infraestructura sea una robusta y resiliente y donde se reduzca la dependencia de combustibles derivado del petróleo mediante la integración fuentes de energía renovable. Nuestros comentarios van dirigidos principalmente a nuestras áreas de conocimiento práctico y experiencia donde entendemos podemos realizar nuestra mejor aportación a las preguntas y temas identificados por la Comisión en el Apéndice A de la resolución.

APENDICE II PREGUNTA #3- ¿Que reglamentos de la Autoridad necesitan ser enmendados, al menos temporeramente para atender la emergencia en el suministro?

Inciso 3.1.1. La limitación de la capacidad agregada de generación distribuida conectada a un transformador para que sea menor o igual a la capacidad del transformador obedece al hecho de que ningún equipo debe ser expuesto a un 100 % de su capacidad a menos que el mismo esté aprobado para esos fines. Aunque los transformadores tienen la capacidad de sostener sobre cargas por periodos limitados conforme a su sistema de enfriamiento, no es recomendable exponer a los mismos a esta condición. Si es cierto que los sistemas integrados a la red de la Autoridad con resguardo de baterías podrían ser diseñados para limitar la exportación de energía hacia la red, esto estaría en contraposición con las ventajas que tendría la exportación bajo los criterios de medición neta. Limitar la exportación hacia la Autoridad aumentaría el tiempo de recuperación de la inversión con la consecuencia de hacerlos menos atractivos.

Inciso 3.2.1. La sección IV, Artículo D (3)(g) del Reglamento Num.8915 que limita la generación agregada distribuida instalada a un 15% de la demanda pico anual en dicho alimentador sale del documento “Small Generator Interconnection Procedures” avalado por la Comisión de Energía Federal (Federal Energy Regulatory Commission). Este mismo requisito está incluido en el inciso 2.2.1.2 del mencionado documento y su intención es salvaguardar la estabilidad, calidad y seguridad en la transmisión de energía de los alimentadores de la Autoridad.

Inciso 3.2.2. Aunque esto es un standard de la industria desconocemos al momento si el mismo puede ser modificado a un porcentaje mayor en gran medida basado en la poca penetración de sistemas de energía renovable en la red de la Autoridad. Recomendamos que se le solicite a la Autoridad la viabilidad de una modificación al mismo mediante estudios o modelación de los efectos del aumento en la red. Esto es necesario previo a determinar si el mismo puede ser obviado durante la emergencia.

Inciso 3.2.3. Afirmativo. La Autoridad tiene los datos sobre la carga pico por alimentador. La información de los alimentadores afectados se encuentra en el portal de la Autoridad. Sin embargo, debemos resaltar que este listado no ha sido actualizado desde hace un año.

Inciso 3.3.1 Actualmente el reglamento 8915 provee un proceso expedito para clientes que propongan interconectar sistemas de generación distribuida a base de inversor cuya capacidad no sobrepase 1 MW. Este proceso se divide en tres métodos de evaluación:

- a. Sistemas GD con capacidad de 10KW o menos que no requieren permisos de construcción (Tipo Plug and Play).
- b. Sistemas GD con capacidad de 10KW o menos que requieren permiso de construcción de OGPe o municipios con Jerarquía de la I a la V.
- c. Sistemas GD con capacidad mayor de 10KW hasta 1MW.

Sugerimos que para los casos Plug and Play de la categoría a. se aumente temporariamente a GDs hasta 25KW. Esto beneficiaría grandemente a pequeños y medianos negocios que en la actualidad han sido impactados significativamente y le daría la oportunidad de compensar sus pérdidas con las economías de producir su propia energía a una escala mayor.

Como una extensión a lo expuesto anterior, se recomienda eximir de los requisitos de construcción a los sistemas en la categoría b. dándole el mismo tratamiento de Plug and Play. Esto habría que atemperarlo con los requisitos del reglamento conjunto para no requerir permiso de construcción a todo GD menor de 25 KW que no sea construido en techo y donde medie una exclusión categórica ambiental donde se certifique por un profesional autorizado que la construcción no impactaría adversamente el ambiente.

Inciso 3.4 La sección V, artículo B (10) del Reglamento Num. 8915 establece que el costo de cualesquiera mejoras al sistema de distribución de la Autoridad que sean necesarias para que la instalación de GD sea interconectada son responsabilidad del cliente. Esta cláusula sale del Small Generator Interconnection Agreement (SGIA) asociado al SGIP establecido por la Comisión Regulatoria de Energía Federal. En el artículo 4 de dicho documento se establecen las responsabilidades de costos asociados a la interconexión por parte del proponente del GD.

General o Misceláneos

1. Estudio Suplementario: La sección V del reglamento 8915 -Proceso de Estudio Para Evaluar La interconexión de Generadores con el Sistema de Generación Distribuida establece la necesidad de estudios suplementarios cuando no se cumple con los criterios de elegibilidad para el proceso expedito y cuando la tecnología propuesta no sea basada en inversores. En el artículo B (2) la Autoridad se reserva un tiempo máximo de 180 días para completar dicho estudio. Esto contrasta significativamente con el término de 30 días establecido en el SGIP de la Comisión de Energía Federal. El tiempo excesivo que se adjudica la Autoridad en completar los estudios suplementarios incide desfavorablemente en la implantación de los GDs. En muchos casos el cliente se cansa de esperar y da por terminado el proyecto o los términos de financiamiento caducan.

2. Orden Ejecutiva OE-2017-064: El pasado 16 de octubre de 2017, el gobernador de Puerto Rico, Ricardo Roselló, firmó la orden ejecutiva Num. OE-2017-064 con el propósito indicado de energizar residencias con sistemas de generación fotovoltaica y baterías, y acelerar la recuperación del sistema de energía eléctrica de la Isla luego del paso del Huracán María. En esta orden se categorizan los siguientes tres grupos: (1) GDs construidos e interconectados previo al paso del huracán María, 2) Gds construidos pero que no cuentan con una autorización de interconexión a la fecha de la orden y 3) aquellos sistemas, tanto residenciales como comerciales que se construyan durante la vigencia de la orden ejecutiva. Conforme a la orden, a los GDs de los tres grupos mencionados se le releva del cumplimiento con los requisitos procesales establecidos en el Reglamento Num. 8915 y/o aquellas directrices y boletines técnicos que apliquen así como cualquier otra ley, reglamento y/o permiso aplicable. Para el caso particular del grupo 3 que incluya un sistema de almacenamiento de energía (batería) se condiciona su exportación de energía a la red de la Autoridad a un diez por ciento de la capacidad nominal del sistema fotovoltaico mientras no haya servicio eléctrico, y una vez restablecido el mismo. Entendemos que esta limitación de exportación luego de restablecido el servicio eléctrico incide en la capacidad de recuperación de la inversión de estos sistemas ya que el cliente no podría disfrutar de los beneficios del programa de medición neta plenamente. Esto debe ser subsanado mediante orden a la Autoridad para que en estos casos se permita la exportación de energía conforme a los requisitos del Reglamento 8915, luego de restablecido el servicio eléctrico.
3. Requisitos Técnicos de Desconexión de Inversores: El Reglamento Num. 8915 de la Autoridad requiere que los inversores interconectados a su red cumplan con unos parámetros de desconexión por voltaje y frecuencia conforme a las tablas 3 y 4 del mismo. Debido a que el reglamento no estableció un periodo de transición para su cumplimiento, varios fabricantes de equipo y un suplidor local solicitaron una dispensa debido a que al momento de entrar en vigencia, la mayoría de los inversores disponibles o en inventario no cumplían a cabalidad con los nuevos requisitos de desconexión. Esta dispensa fue otorgada por la Autoridad hasta el pasado 8 de septiembre de 2017. Debido a la situación de emergencia que atraviesa Puerto Rico y la poca penetración de GDs en la red de la Autoridad entendemos que estos nuevos requisitos de desconexión pueden ser postergados por un año para propiciar la utilización de una mayor variedad de inversores que están en el proceso de implantación del nuevo standard.

Finalmente deseamos agradecerles la oportunidad brindada y nos ponemos a su entera disposición para aclarar o suplementar cualquier información que la Junta estime pertinente.

A handwritten signature in black ink that reads "Jose Guzman". The script is cursive and fluid.

Ing. José A. Guzmán Jiménez
Presidente