

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

NEPR

Received:

Apr 9, 2021

5:56 PM

IN RE: INFORMES DE
PROGRESO DE
INTERCONEXIÓN DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA
ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

NÚM.: NEPR-MI-2019-0016

ASUNTO: COMENTARIOS Y
RECOMENDACIONES
DE LA OFICINA
INDEPENDIENTE DE
PROTECCIÓN AL
CONSUMIDOR A
INFORMES DE
PROGRESO DE
INTERCONEXIÓN DE LA
AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

COMENTARIOS Y RECOMENDACIONES DE LA OFICINA
INDEPENDIENTE DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR (OIPC) CON
RELACIÓN A LOS PROCESOS DE INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN ANTE LA AUTORIDAD

AL HONORABLE NEGOCIADO:

Comparece la Oficina Independiente de Protección al Consumidor de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, OIPC), por conducto de la abogada suscribiente y con el debido respeto **EXPONE, ALEGA y SOLICITA:**

I. TRASFONDO

1. La *Ley para Establecer un Programa de Medición Neta en la Autoridad de Energía Eléctrica*, Ley Núm. 114-2007, según enmendada mediante la *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico*, Ley Núm. 17-2019, en su Artículo 3.8 dispone que “[l]a Autoridad de Energía Eléctrica, su sucesora o el Contratante de la red de

transmisión y distribución rendirá al Negociado de Energía y a la Asamblea Legislativa informes semestrales de progreso sobre la interconexión de sistemas renovables a la red, incluyendo, pero sin limitarse a, tiempos promedio de interconexión de los sistemas de generación distribuida, cantidad de casos pendientes de aprobación (“backlog”) y el porcentaje de cumplimiento con la Cartera de Energía Renovable correspondiente a la energía renovable distribuida. Los informes podrán incluir recomendaciones sobre legislación adicional necesaria para lograr los objetivos del Programa”.

2. De igual forma, la Ley 114-2007, *supra*, en su Artículo 3.9 establece que “[s]erá la política pública del Gobierno de Puerto Rico el garantizar que los procedimientos de interconexión de generadores distribuidos al sistema eléctrico sean efectivos en términos de costo y tiempo de procesamiento, de manera que se promueva el desarrollo de estos tipos de proyectos y se incentive la actividad económica mediante la reducción de los costos energéticos en los sectores residenciales, comerciales e industriales”.

3. En el descargue de su responsabilidad de velar por el cumplimiento con dicha legislación y con la política pública allí establecida, el 5 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público (en adelante, Negociado), notificó una Resolución y Orden en la que, entre otras cosas, le ordenó a la Autoridad de Energía Eléctrica (en adelante, Autoridad) a someter Informes de Progreso de Interconexión, bajo el caso número NEPR-MI-2019-0016.

4. Luego de sometido un primer Informe por parte de la Autoridad, la Asociación de Energía Solar y Almacenamiento de Energía de Puerto Rico (“SESA”, por sus siglas en inglés) radicó un escrito ante el Negociado intitulado “*Motion for Leave to Submit Comments*”. Como asunto medular, SESA trae a la atención del Negociado el incumplimiento por parte de la Autoridad para con la política pública establecida en la Ley 17-2019, *supra*, y las disposiciones de la Ley 114-2007, *supra*.

5. Tomando en consideración los planteamientos realizados por SESA, el 21 de julio de 2020, el Negociado emitió una Resolución y Orden, entre otras cosas, requiriéndole a la Autoridad someter los Informes de Progreso de Interconexión trimestralmente, incluyendo la siguiente información:

- a. El número total de solicitudes de interconexión hechas a la Autoridad, durante el periodo del informe; y el total de sistemas de generación distribuida conectados a la red de la Autoridad, hasta la fecha;
- b. El tiempo promedio para autorizar la interconexión de los sistemas de generación distribuida;
- c. El tiempo promedio transcurrido entre el momento en que un cliente notifique a la Autoridad la interconexión de su sistema de generación distribuida y que se refleje el acuerdo de medición neta en la factura de dicho cliente;
- d. La cantidad de clientes que esperaron un lapso de más de treinta (30) días para que se refleje el acuerdo de medición neta en su

factura, posterior a que se notifique la interconexión de su sistema de generación distribuida a la Autoridad;

- e. La cantidad de casos pendientes de aprobación (“backlog”);
- f. La cantidad de medidores bidireccionales disponibles en los almacenes de la Autoridad;
- g. La cantidad de energía, en megavatios-hora (MWh), que la Autoridad generó o adquirió de proyectos de energía renovable durante los últimos seis meses para los que la información esté disponible;
- h. La cantidad de energía renovable distribuida, en megavatios-hora (MWh), que la Autoridad acreditó a clientes con acuerdos de medición neta durante los últimos seis meses para los que la información esté disponible;
- i. El porcentaje del total de energía renovable atribuible a la Autoridad correspondiente a energía renovable distribuida.

6. El 7 de agosto de 2020, la Autoridad radicó escrito intitulado *Moción en Cumplimiento de Orden*. En idéntica fecha, la OIPC radicó una *Solicitud de Participación en Vista de Cumplimiento a Celebrarse el 11 de Agosto de 2020*.

7. Luego de varios trámites procesales, el 30 de septiembre de 2020, el Negociado emitió una Resolución y Orden en la que le requirió a la Autoridad presentarle una lista actualizada de alimentadores que requieren estudios suplementarios, así como, actualizar dicha lista en su página cibernética.

8. El 20 de noviembre de 2020, el Negociado emitió una Resolución y Orden enmendando la Resolución y Orden con fecha del 21 de julio de 2020, a los fines de conceder la solicitud realizada por la Autoridad de extender la fecha de radicación de los informes en o antes del día trece (13) del mes correspondiente.

9. El 10 de febrero de 2021, la OIPC radicó un *Escrito Urgente Notificando la Intervención de la OIPC* en el caso que nos ocupa. La razón de nuestra intervención surge como consecuencia del incumplimiento reiterado y consistente por parte de la Autoridad para con las disposiciones de la Ley 17-2019, *supra*, y la Ley 114-2007, *supra*, tal como ha quedado evidenciado mediante la información sometida por ésta en los informes radicados ante el Negociado. A la fecha de este escrito, el Negociado no se ha expresado en torno a nuestra Notificación de Intervención.

10. Así las cosas, el 16 de febrero de 2021, la Autoridad radicó documento intitulado *Moción para Presentar el Informe de Progreso de Interconexión* (en adelante, Informe).

LEGITIMACIÓN ACTIVA DE LA OIPC

11. La *Ley de Transformación y ALIVIO Energético*, Ley 57-2014, según enmendada, establece:

“Artículo 6.42- Poderes y Deberes de la OIPC

La Oficina tendrá los siguientes poderes y deberes:

(a) ...

(b) Evaluar el impacto que tienen las tarifas, la política pública y cualquier otro asunto que pueda afectar a los clientes de servicio eléctrico, telecomunicaciones y transporte en Puerto Rico;

*(c) Ser defensora y portavoz de los intereses de los clientes en todos los asuntos que estén ante el Negociado de Energía, el Negociado de Telecomunicaciones y el Negociado de Transporte y otros Servicios Públicos, o que estén siendo trabajados por el Programa de Política Pública Energética adscrito al Departamento de Desarrollo Económico, relacionados con las tarifas y cargos de servicio eléctrico, **calidad del servicio eléctrico, los servicios de las compañías de servicio eléctrico a sus clientes, planificación de recursos, política pública y cualquier otro asunto de interés del cliente;** (Énfasis suplido)*

(...)

(f) Efectuar recomendaciones independientes ante los Negociados sobre tarifas, facturas, política pública y cualquier otro asunto que pueda afectar a los clientes de estos servicios en Puerto Rico;

(...)

(h) Participar o comparecer como parte interoventora en cualquier acción, ante cualquier agencia gubernamental del Gobierno de Puerto Rico o del Gobierno Federal con jurisdicción, relacionada con tarifas, facturas, política

pública o a cualquier otro asunto que pueda afectar a los consumidores y/o clientes de servicio eléctrico, de telecomunicaciones y de transporte;
(...)”

12. Además, **el inciso (k) faculta a la OIPC a “[t]ener acceso a los documentos, expedientes e información a la que tenga acceso el Negociado de Energía, el Negociado de Telecomunicaciones y el Negociado de Transporte y Otros Servicios Públicos, o que están siendo trabajados por el Programa de Política Pública Energética adscrito al Departamento de Desarrollo Económico, con excepción de información, documentos y expedientes privilegiados al amparo de las Reglas de Evidencia”**. Énfasis suplido.

13. De igual forma, la OIPC está facultada a “[a]sistir, asesorar y cooperar con las agencias estatales y federales para proteger y promover los intereses de los clientes de los servicios eléctricos, telecomunicaciones y transporte”, según establecido en el inciso (p) de la propia Ley.

14. Los procesos de interconexión de los sistemas de energía renovable ante la Autoridad son asuntos que inciden en la política pública establecida mediante la Ley 17-2019, *supra*, y por consiguiente, afectan directamente los intereses de los consumidores del servicio eléctrico en Puerto Rico, consumidores a quienes la OIPC viene obligada a representar y defender.

15. Es un hecho ineludible que, cualquier incumplimiento afecta de manera adversa los intereses de los consumidores que ya han adquirido sistemas de energía renovable. No podemos perder de perspectiva que, la dilación en los procesos de

interconexión y de medición neta de estos sistemas, se traduce en un impacto económico negativo para estos consumidores.

16. Además, la dilación, los obstáculos y la falta de procesos estandarizados entre los propios funcionarios de la Autoridad, desalienta a futuros consumidores, lo que dificulta que los sistemas de energía sean concebidos como una alternativa real.

17. De otra parte, tratándose el caso de autos de un asunto que se encuentra ante la consideración de este Foro, la OIPC tiene el deber legal de someter nuestras recomendaciones y ostenta la legitimación activa necesaria para así hacerlo.

18. Hacemos constar que, las recomendaciones aquí realizadas surgen como consecuencia de la experiencia con múltiples consumidores asistidos por la OIPC y como parte del insumo recibido por personas de la industria, quienes en la mayoría de los casos, son los que representan a los consumidores para propósitos del proceso de interconexión de los sistemas GD ante la Autoridad.

II. DISCUSIÓN

Información Sometida por la Autoridad como parte de los Informes de Progreso de Interconexión

19. La Ley 114-2007, *supra*, en su Artículo 1 le ordena y autoriza a la Autoridad de Energía Eléctrica, su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución a establecer y mantener un programa de medición neta (net metering) que permita la interconexión a la red eléctrica para permitir la retroalimentación de electricidad a los clientes que hayan instalado un equipo solar eléctrico, molino de viento o cualquier otra fuente de energía renovable capaz de producir energía

eléctrica, utilizando un contador que mida el flujo de electricidad en dos direcciones, cónsono con lo dispuesto en la legislación y reglamentación federal aplicable, tales como el “Energy Policy Act, Pub. L. 102-486, Oct. 24, 1992, 106 Stat. 2776”, según enmendado, y “Standards for Electric Utilities, Pub. L. 95-617, Title I, Sec. 111, Nov. 9, 1978, 92 Stat. 3121”, según enmendado, entre otros, y la reglamentación que se adopte al amparo de los mismos. **En caso de que la Autoridad de Energía Eléctrica, su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución incumplan con el mandato aquí dispuesto, el Negociado de Energía de Puerto Rico podrá motu proprio [sic] o a petición de parte utilizar cualquier mecanismo judicial o administrativo que considere apropiado para permitir y viabilizar la interconexión en el sistema de transmisión y distribución eléctrica y la retroalimentación con cargo a la Autoridad de Energía Eléctrica, su sucesora o el Contratante de la red de transmisión y distribución.”** (Énfasis nuestro).

20. Además, mediante la Ley 114-2007, *supra*, se estableció la política pública de interconexión, disponiendo lo siguiente.:

“Artículo 9- Política Pública de Interconexión

Será política pública del Gobierno de Puerto Rico el garantizar que los procedimientos de interconexión de generadores distribuidos al sistema eléctrico sean efectivos en términos de costos y tiempo de procesamiento, de manera que se promueva el desarrollo de estos tipos de proyectos y se incentive la actividad económica mediante la reducción de costos energéticos en los sectores residenciales, comerciales e industriales. Por ende, se establece que los

procedimientos de interconexión para generadores distribuidos, con capacidad generatriz de hasta 5 megavatios (MW) a participar del Programa de Medición Neta, deberán usar como modelos los “Small Generator Interconnection Procedures” (“SGIP”) y al “Small Generator Interconnection Agreement” (SGIA) contenidos en la Orden Núm. 2006 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), según enmendada, y cualquier otra enmienda a estos procedimientos que sean adoptados por el Negociado de Energía. Los procedimientos de interconexión deberán ser de forma uniforme en todas las regiones.

Usando como modelo lo establecido en el SGIP, la Autoridad de Energía Eléctrica o el Contratante de la red de transmisión y distribución deberá aprobar procesos expeditos para que aquellos generadores distribuidos que cuenten con una capacidad generatriz menor de un (1) megavatio (MW) puedan conectarse a la red, siempre y cuando las características técnicas del generador distribuido a interconectarse y las condiciones existentes de la red eléctrica así lo permitan. Disponiéndose, que para la interconexión de generadores de más de quinientos (500) kilovatios, pero menores de un (1) megavatio (MW), el Negociado podrá requerir los estudios de confiabilidad necesarios.

(...)

No obstante, en aquellos casos en que la interconexión de sistemas de generación fotovoltaica o renovable no sobrepase la capacidad de generación de 25 kilovatios aplicará lo siguiente:

(a) Los sistemas de generación fotovoltaica o renovable que se inscriban en el registro de renovables de la Ley 82-2010 y que no sobrepasen la capacidad de generación de 25 kilovatios se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución y operarán automáticamente tan pronto un ingeniero eléctrico licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado que posea un certificado válido de instalador de sistema fotovoltaico o de energía renovable, certifique el cumplimiento con los requisitos técnicos reglamentarios para la interconexión con la red de distribución. No será necesaria la presentación de una solicitud de interconexión para que los sistemas aquí identificados se entiendan interconectados y la medición neta se active.

(b) La medición neta de estos sistemas de generación se reflejará en la factura mensual del abonado no más tarde de treinta (30) días de haberse notificado la certificación del generador distribuido instalado por el ingeniero licenciado y colegiado o por el perito electricista licenciado y colegiado.

(c) Que el alimentador (“feeder”) sobrepase su capacidad, no constituirá un impedimento para la interconexión de sistemas fotovoltaicos o de energía renovable con capacidad de generación que no sobrepase los 25 kilovatios. En

estos casos, las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante.

(...)

21. La Autoridad tiene un deber legal de proveer un procedimiento de interconexión que sea cónsono con dicha política pública energética y viene obligada a establecer procesos efectivos en términos de costo y tiempo.

22. Sin embargo, de la información provista por la Autoridad en todos los Informe de Progreso de Interconexión surge el incumplimiento reiterado y consistente para con las disposiciones de la legislación y la reglamentación aplicable.

23. En particular, del Informe radicado por la Autoridad el pasado 16 de febrero de 2021, surge que el número total de solicitudes de interconexión recibidas durante ese periodo fue de 3,531. De éstas, 3,431 fueron solicitudes del flujo expedito; 84 del flujo regular y 16 solicitudes de sistemas con una capacidad mayor a 25 kW.

24. Durante dicho periodo la Autoridad aprobó la cantidad de 327 solicitudes, las cuales representan un 0.09% de las solicitudes recibidas durante el trimestre correspondiente al Informe. Además, indica que se completaron 1,900 casos que se encontraban pendientes, para un total de 2,227 sistemas conectados.

25. La Autoridad informó que, el tiempo promedio para autorizar la interconexión de los sistemas de GD completados del periodo fue de 39 días. Presumimos que este término de 39 días fue computado a base de los 327 casos nuevos que fueron recibidos y completados para el periodo durante el 31 de octubre de 2020 al 30 de enero de 2021.

26. En primer lugar, en relación al tiempo promedio para autorizar la interconexión de los sistemas de GD completados del periodo, entiéndase el término de 39 días informado, nos parece necesario que se aclare si éste fue computado desde la fecha en que la Autoridad entendió que el cliente cumplió satisfactoriamente con todos los requisitos o desde el momento en que el ingeniero eléctrico licenciado o colegiado o el perito electricista licenciado o colegiado certifica el cumplimiento con los requisitos técnicos reglamentarios y notifica para la interconexión con la red de distribución, según establecido en la Ley 17-2009, *supra*.

27. En segundo lugar, si en efecto el término de los 39 días únicamente incluye las 327 solicitudes, entonces resulta necesario que la Autoridad informe el tiempo promedio demorado para autorizar la interconexión de esos 1,900 casos que corresponden a periodos anteriores. Además, recomendamos que dicha información sea requerida de manera prospectiva, siempre que la Autoridad reporte casos aprobados de periodos anteriores.

28. En cuanto a la cantidad de casos pendientes de aprobación (“backlog”), la Autoridad se limita a informar que tiene un total de 3,194 casos pendientes. Cabe señalar que, el total de casos pendientes informado no concuerda con el número de solicitudes recibidas versus el número de casos aprobados.

29. De otra parte, la Autoridad tampoco especifica si dicha cuantía representa el total de casos pendientes para todos los periodos. Además, entendemos que, de incluir solicitudes de periodos anteriores, la Autoridad debe indicar la

cantidad de solicitudes correspondientes a cada uno de los periodos y ser más específica en cuanto al tiempo en que se demoró en aprobar cada una de ellas.

30. Nos parece que la falta de claridad en la información provista por la Autoridad provoca la incertidumbre del lector. De igual forma, la falta de información certera provoca que nos veamos en la obligación de hacer conjeturas sobre las estadísticas ofrecidas.

31. No obstante, a pesar de la falta de transparencia para con la información provista, no cabe duda del incumplimiento reiterado por parte de la Autoridad para con las disposiciones de la Ley 17-2019 y la Ley 114-2007, tanto en el proceso de interconexión de los sistemas de GD como en aquellos asuntos relacionados a la medición neta.

32. Si bien es cierto que, de las estadísticas ofrecidas por la Autoridad podemos observar un progreso mínimo en la cantidad de sistemas de GD interconectados a la red, entendemos que a casi dos años de la aprobación de la Ley 17-2019, no hay justificación alguna por la que el número de sistemas GD interconectados a la red no sea mucho mayor.

33. Ante esta situación, recomendamos que este Honorable Negociado le requiera a la Autoridad lo siguiente:

- a. Que informe cual es el plan de acción inmediata para incrementar el número de interconexiones mensuales a los fines de cumplir con las disposiciones de la Ley 17-2019 y con la política pública allí establecida;

- b. Con relación al tiempo promedio que la Autoridad indica se demora en autorizar la interconexión de los sistemas GD, que informe desde cuando dicho término es contabilizado;
- c. Que la Autoridad indique el tiempo promedio demorado para autorizar la interconexión de casos aprobados de periodos anteriores;
- d. Que se le requiera someter en los Informes la **cantidad total** de casos pendientes de aprobación (“backlogs”) y los periodos a los que correspondan esas solicitudes.

Medición Neta:

34. La Ley 17-2009, *supra*, establece que [l]a medición neta de estos sistemas de generación se reflejará en la factura mensual del abonado no más tarde de treinta (30) días de haberse notificado la certificación del generador distribuido instalado por el ingeniero licenciado y colegiado o por el perito electricista licenciado y colegiado.

35. En su Informe, la Autoridad indicó que el 58% de los clientes tuvieron que esperar un lapso de más de treinta (30) días para que se les reflejara el acuerdo de medición neta en su factura, con posterioridad a la notificación de la interconexión de su sistema GD. Tal como indicamos previamente, la Autoridad informó que la cantidad de casos pendientes para aprobación es de 3,194 casos.

36. Cabe señalar que, aunque la Autoridad reconoce que en el 58% de los casos, los clientes tuvieron que esperar un lapso mayor de treinta (30) días para que

se les reflejara la medición neta en sus facturas, esta no indica con exactitud cuanto tiempo esperaron estos consumidores.

37. Ciertamente, esta aceptación por parte de la Autoridad constituye evidencia del incumplimiento para con las disposiciones de la Ley 17-2019, *supra*, la cual requiere que la medición neta se refleje en la factura mensual del abonado no más tarde de treinta (30) días de haberse notificado la certificación correspondiente.

38. Recomendamos que este Honorable Negociado le requiera a la Autoridad someter la siguiente información:

- a. Periodo promedio que tuvo que esperar el 58% de los clientes para propósitos de la medición neta;
- b. Que la Autoridad someta de manera prospectiva el periodo promedio de espera de los clientes para propósitos de la medición neta, cuando dicho periodo exceda el término de los treinta (30) días;
- c. Que se identifique un método alternativo para la validación de la información referente a los sistemas interconectados o al menos que le provea al Negociado mecanismos de corroboración de la información suministrada por la Autoridad. Este método alternativo de corroboración pudiera consistir en requerirle a las compañías relacionadas a la venta e instalación de sistemas de energía renovable, que sometan un informe trimestral con la cantidad de solicitudes para interconexión radicadas ante la Autoridad para el periodo correspondiente al Informe, solicitudes de trimestres anteriores que se encuentren pendientes de

aprobación y casos interconectados. Aunque reconocemos que la jurisdicción del Negociado se limita a las compañías de energía certificadas, entendemos que aquellas compañías que no están bajo la jurisdicción del Negociado estarán en la mejor disposición de colaborar, tomando en consideración que es un esfuerzo dirigido a beneficiar a sus clientes. Otra alternativa de corroboración que pudiera ser considerada por el Negociado, es aquella relacionada a las Certificaciones de Instalación Eléctrica de Sistemas de Energía Renovable para Interconexión sometidas ante la Autoridad. Dicha data puede ser suministrada por la propia Autoridad y simultáneamente, por el Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico y el Colegio de Peritos Electricistas de Puerto Rico (CIAPR).

Enriquecimiento Injusto por parte de la Autoridad:

39. Precisamente, el incumplimiento por parte de la Autoridad en reflejar la medición neta en las facturas de los consumidores trae consigo otras consecuencias, tales como, el enriquecimiento injusto por parte de la Autoridad.

40. La Autoridad indicó en su Informe, que en relación con el tiempo promedio transcurrido entre el momento en que un cliente notifica la interconexión de su sistema de GD y el momento en que se refleja el acuerdo de medición neta, una vez se valida el caso en el portal, pasa al área comercial y, si aplica, se realiza el cambio de contador. Luego, la cuenta del cliente se cambia e identifica en el sistema

como cliente de medición neta y el cambio se refleja en la próxima fecha de facturación.

41. Cabe resaltar que, en ocasiones, el periodo transcurrido entre la fecha en que el sistema GD fue interconectado a la red eléctrica y la fecha en que la medición neta finalmente se refleja en la factura mensual del cliente, puede consistir en meses.

42. Durante dicho periodo, el cliente se encuentra exportándole a la Autoridad energía que no le es acreditada por esta última, lo que consiste en un enriquecimiento injusto por parte de la Autoridad. Es decir, la Autoridad no paga por esta energía, pero se lucra con la venta de ésta al resto de los consumidores que formamos parte de la red eléctrica.

43. Tomando en consideración que gran parte de los sistemas de GD instalados, aun cuando cuenten con sistema de almacenamiento, que usualmente es para atender cargas críticas en casos de fallas del sistema eléctrico y no la carga total o normal del día a día, pudiera ser considerable la cantidad de energía con la que la Autoridad se está enriqueciendo injustamente.

Componentes de Equipos de Energía Renovable Aprobados:

44. Actualmente los equipos de sistemas de energía renovable que requieren certificación por parte de la Oficina de Gerencia de Permisos (en adelante, OGPe) son las turbinas de viento, placas solares, controladores de carga, baterías e inversores. No obstante, los inversores y los sistemas de control también tienen que ser evaluados y aprobados por la Autoridad.

45. A esos fines, el Reglamento 8915 de 6 de febrero de 2017, conocido como *Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta*, en su Sección VI sobre Requisitos Técnicos dispone lo siguiente:

Sección VI: Requisitos Técnicos

Los requisitos técnicos incluidos en esta Sección son cónsonos con los estándares del IEEE, UL y ANSI, según apliquen para la interconexión del GD con la red de distribución eléctrica de la Autoridad. Además, utilizan como modelo los criterios incluidos en el SGIP y SGIA. El cumplimiento con estos requisitos técnicos tiene la intención de evitar que el GD afecte adversamente al sistema eléctrico de la Autoridad y que se desconecte bajo condiciones inseguras de operación. De esta forma, la Autoridad evita que el GD presente riesgos a la ciudadanía, los empleados de la Autoridad y los equipos conectados en el sistema eléctrico.

Artículo A: Aprobación de Uso de Equipo Certificado

1. *Por ley, todo equipo que forme parte de un sistema de generación a base de fuentes de energía tiene que ser aprobado por la OEPPE, incluidos, pero sin limitarse a, módulos fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores sincrónicos, generadores de inducción, inversores y sistemas de control. La OEPPE tiene que certificar que los inversores y sistemas de control que interconecten las fuentes renovables de energía con la red eléctrica cumplan con los estándares IEEE 1547, UL 1741 y demás estándares aplicables. La lista de los equipos y*

componentes certificados por la OEPPE están disponibles en el portal de la Comisión (<http://energia.pr.gov>).

2. La Autoridad permite el uso de equipos con tecnología de inversores, generadores, relés y otros dispositivos que cumplan con los estándares y códigos aplicables. Éstos tienen que ser evaluados y aprobados por la Autoridad.

3. La Autoridad tiene una lista de inversores y sistemas de control aprobados que se actualiza periódicamente. Si algún inversor o sistema de control propuesto no se encuentra en dicha lista, el cliente tiene que enviar en archivo digital con formato PDF el manual del fabricante del equipo propuesto para su evaluación, además de la certificación emitida por la OGP de que éste está aprobado por la OEPPE.

4. Si el equipo no ha sido evaluado y aprobado previamente por la Autoridad, ésta puede solicitar que el fabricante, distribuidor o dueño envíe, en archivo digital con formato PDF, los documentos que certifiquen que el inversor cumple con lo siguiente:

a. Estén certificados por un laboratorio de pruebas reconocido nacionalmente. Esto asegura que cumplen con los criterios de aceptación de las pruebas requeridas en el estándar IEEE 1547 o UL 1741, según apliquen, para equipos que operen continuamente en paralelo con los sistemas de las compañías de electricidad.

- b. Cumplan con los límites de distorsión de contenido armónico permitidos, según el estándar IEEE 519 y otros aplicables.*
- c. Cumplan con los límites de voltaje de parpadeo (voltage flicker), según el estándar IEEE 1453 y otros aplicables.*
- d. Cumplan con los reglamentos de la Autoridad aplicables. De surgir algún conflicto con otros estándares, prevalecerán los reglamentos de la Autoridad.*
- e. Tengan la capacidad de operar continuamente en paralelo (grid tied) con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad.*
- f. Tengan la capacidad de ajuste en el campo de frecuencia, voltaje y tiempos de operación.*

46. Esto tiene como inconveniente el que, en ocasiones, existan discrepancias entre los inversores certificados por la OGPe y los que son aprobados por la Autoridad para ser interconectados a la red eléctrica.

47. En la OIPC hemos asistido a consumidores quienes, en efecto, han invertido en sistemas renovables con inversores certificados por la OGPe, bajo la representación de que son aptos para ser interconectados a la red eléctrica, resultando en que el equipo finalmente no es aprobado por la Autoridad.

48. Ante esta situación y en caso de entenderse necesario y conveniente que ambas entidades continúen ostentando la facultad de aprobar inversores, entonces recomendamos que se trabaje en colaboración con la OGPe para que, de alguna manera, se le advierta al consumidor que todo inversor a ser utilizado para la

interconexión del sistema GD estará sujeto a la aprobación de la Autoridad. De igual forma, la OGPe pudiera exhortar a los consumidores a verificar la lista de inversores aprobados por ésta previo a la adquisición del equipo.

49. De otra parte, nos parece importante señalar que, en el ejercicio de identificar la lista oficial de inversores aprobados tanto por la OGPe como por la Autoridad, nos topamos con las siguientes tres listas de fuentes distintas:

- a. Lista del Negociado de Energía intitulada Inversores Aprobados por la Comisión;
- b. Lista de la Autoridad de Energía Eléctrica intitulada Listado de Inversores Aprobados;
- c. Lista de la OGPe intitulada Equipos Aprobados.

50. La existencia de información distinta pudiera crear confusión en los consumidores sobre quien es la entidad encargada de aprobar los mismos y finalmente, cuales son los equipos aprobados.

51. Recomendamos que la información referente a los equipos aprobados, sobretodo aquella concerniente a los inversores, sea consolidada en una sola lista desarrollada y actualizada periódicamente por el Operador del Sistema de Transmisión y Distribución y publicada en su portal cibernético, así como en el de la Autoridad.

Certificado de Instalación de Sistema emitido por la OGPe:

52. Como bien indicamos previamente, la Ley 114-2007, según enmendada, establece en su Artículo 9 que [l]os sistemas de generación fotovoltaica o renovable

que se inscriban en el registro de renovables de la Ley 82-2010 y que no sobrepasen la capacidad de generación de 25 kilovatios se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución y operarán automáticamente tan pronto un ingeniero eléctrico licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado que posea un certificado válido de instalador de sistema fotovoltaico o de energía renovable, certifique el cumplimiento con los requisitos técnicos reglamentarios para la interconexión con la red de distribución.

53. Como consecuencia de la aprobación de la Ley 17-2019, *supra*, el 20 de diciembre de 2019, la Autoridad emitió dos Comunicados y Circulares Técnicas a los fines de establecer pautas de construcción e instalación de los equipos eléctricos.

54. En particular, el Comunicado 19-02 establece los cambios a ser implementados por la Autoridad para proyectos de sistemas de generación distribuida con capacidad de 25 kW o menos. Surge de éste, que mientras se revisan y promulgan los reglamentos relacionados y se actualiza la programación del portal electrónico para proyectos de GD, se permitirá a los instaladores y clientes presentar todos los proyectos nuevos de GD con capacidad de 25 kW o menos a través del portal. Además, indica que se permitirá al proponente radicar a través del portal todos los documentos requeridos desde que inicia el registro del GD, siendo estos los siguientes:

- a. Confirmación de Orientación al Cliente sobre el Proceso de Interconexión de GD.
- b. Certificación de la OGPe de cada equipo instalado (no la del sistema).**

c. Información (manual del fabricante o data sheet) de las baterías e información del equipo asociado, según aplique.

d. Diagrama ilustrativo del GD con plano de situación y localización certificado por un ingeniero electricista.

e. Estampillas (EDE) del CIAPR para cada documento certificado por un ingeniero.

f. Certificación de Instalación Eléctrica con sus dos anejos (Certificación de Pruebas del GD y evidencia de cumplimiento con los ajustes reglamentarios).

(...) Énfasis nuestro.

55. Como podemos apreciar, para estos proyectos con capacidad de 25 kW o menos ya no se requiere la presentación de evidencia de la certificación de la instalación del sistema fotovoltaico emitida por la OGPe o de que la misma fue solicitada previamente requerida mediante el Reglamento 8915, *supra*.

56. Podemos colegir que, la Autoridad está descansando en la veracidad de la Certificación de Instalación Eléctrica emitida por el ingeniero eléctrico licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado que posea un certificado válido de instalador de sistema fotovoltaico o de energía renovable.

57. De ser así, entendemos necesario evaluar si realmente amerita requerir la presentación de la certificación de la instalación del sistema emitida por OGPe o si, por el contrario, resulta una duplicidad de documentos. Esto, tomando en consideración que ya existe una certificación emitida por el ingeniero o por el perito

electricista con el mismo propósito, garantizar que la instalación fue realizada en cumplimiento con las disposiciones legales y reglamentarias aplicables, incluyendo para los proyectos de más de 25 kW que no se manejan a través del proceso expedito.

58. No obstante, recomendamos que en proyectos independientes que no serán interconectados a la Autoridad, se mantenga como requisito la Certificación de Instalación expedida por OGPe. De esta forma, garantizamos que se mantenga un estándar de calidad de instalación de estos con equipo y personal certificado, evitando así riesgos de seguridad.

Asuntos operacionales del portal de radicación de la Autoridad:

59. En relación con el tiempo promedio transcurrido entre el momento en que un cliente notifica la interconexión de su sistema de GD y el momento en que se refleja el acuerdo de medición neta, la Autoridad indicó que la compañía Acumenian LLC, quien le brinda servicios de consultoría, incluyendo la validación de parte de los casos de GD radicados en las regiones de San Juan, Bayamón, Caguas y Arecibo ha reportado que, de los casos trabajados por ellos, el 80% requieren la re-evaluación a nivel de validación.

60. Ciertamente, nos parece preocupante que 8 de cada 10 solicitudes radicadas requieran reevaluación a nivel de validación. Sobre ese asunto, la OIPC ha entrado en conocimiento de que hay consumidores que están recibiendo notificaciones de revisión por parte del proponente bajo el estatus de validación técnica, sin notificarle adecuadamente al consumidor cual es la gestión que requiere de su parte.

61. Ante esta situación, resulta meritorio indagar a qué se debe esta práctica, ya que la misma tiene el efecto de retrasar el proceso. Recomendamos que, el Negociado le requiera a la Autoridad que ofrezca en sus informes, información detallada de las razones por las cuales se ha requerido la reevaluación.

Información Requerida en el Portal de Radicación de la Autoridad sobre Equipos de Almacenamiento de Energía

62. Recomendamos que se evalúe el portal de radicación de la Autoridad, en particular el área que provee para entrar la información de almacenamiento de energía. Entendemos que la misma no está acorde con la variedad de configuraciones de los productos existentes en el mercado, lo que puede causar confusión en el consumidor y por ende inducir a que el proponente entre información errónea que, a fin de cuentas, pudieran provocar retrasos en los procesos de interconexión.

63. Cabe señalar que para la Autoridad dicha información resulta inconsecuente, ya que no existe programa de respuesta a la demanda alguno en los que los propietarios de estos sistemas de energía renovable con almacenamiento puedan participar.

Legalidad de la opción que se le ofrece al proponente de escoger entre el método ordinario o el método expedito para el manejo de la solicitud de interconexión.

64. El portal de radicación de proyectos de la Autoridad le da la opción al proponente de escoger si radica su proyecto mediante el trámite expedito, acorde con lo establecido en la Ley 17-2019, *supra*, o si, por el contrario, radica mediante el trámite ordinario, entendiéndose el proceso establecido bajo el estado de derecho anterior.

65. Entendemos que las disposiciones de la Ley 17-2019, *supra*, son claras en cuanto a que los sistemas de GD que no sobrepasen la capacidad de 25 kilovatios se interconectarán automáticamente a la red de transmisión y distribución y operarán automáticamente tan pronto se someta la certificación por parte del ingeniero o perito electricista.

66. Sin embargo, el Comunicado 20-01 indica que “[l]a AEE anuncia que ya se culminó la modificación del portal para atemperarlo a las disposiciones de la Ley 17-2019. La Autoridad utilizará una versión modificada del portal donde el cliente podrá elegir si quiere que su caso se trabaje mediante el proceso descrito en la Ley 17-2019 (Registro Expedito) o si prefiere que el caso se evalúe de la forma anterior al Comunicado 19-02 (Registro Regular).”

67. Somos del criterio de que la única opción que debería estar disponible en el portal de la AEE es la del proceso expedito, siendo ésta la única opción que cumple con las disposiciones de la Ley 17-2019. Por consiguiente, el Registro Regular no debería ser una opción para el proponente de un proyecto que no sobrepase la capacidad de generación de 25 kilovatios.

68. Ahora bien, pudimos constatar que si el proponente del proyecto utilizó un inversor que no ha sido aprobado por la Autoridad, solo puede radicar el proyecto mediante el Registro Regular. Si el propósito de crear este Registro Regular era precisamente canalizar la radicación de estos proyectos, cuyo inversor no ha sido aprobado por la Autoridad, entonces le recomendamos al Negociado que le requiera a la Autoridad lo siguiente: (1) establecer como única opción el Registro Expedito

para aquellos proyectos menores de 25 kilovatios; y, (2) establecer un proceso alternativo para aprobar inversores nuevos, previo al proceso de radicación del proyecto en el portal.

Presentación de Diagramas en proyectos de 25 kilovatios o menos

69. Entendemos que existe confusión en qué es lo que realmente solicita la Autoridad con relación al requisito de ilustrar el sistema de “rapid shutdown” y si el punto de interconexión debe ser al lado del servicio o de la carga. De considerarse justificado que la Autoridad requiera dicho diagrama como parte de los requisitos y que no se trate de que el funcionario que está evaluando el caso así lo prefiera, entonces se debe especificar de forma más detallada qué información es la que debe ser provista.

Visibilidad para el consumidor sobre el desarrollo de su proyecto de GD en el portal de la Autoridad

70. Recomendamos que el portal de radicación de la Autoridad incluya un reporte accesible al consumidor que le permita de manera fácil y sencilla seguir el desarrollo de su caso, la etapa en la que se encuentra, las transacciones pendientes y el tiempo demorado por la Autoridad en cada una de esas etapas.

Capacidad de los alimentadores (“feeders”) para evaluar la interconexión de Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica

71. La Ley 17-2019, *supra*, dispone [q]ue el alimentador o (“feeder”) sobrepase su capacidad, no constituirá un impedimento para la interconexión de sistemas fotovoltaicos o de energía renovable con capacidad de generación que no

sobrepase los 25 kilovatios. En estos casos, las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante.¹

72. Recomendamos que se revisen las disposiciones reglamentarias contenidas en el Reglamento 8915, *supra*, a los fines de atemperarlas con las disposiciones de la Ley 17-2019, *supra*. En particular, entendemos que se deben establecer criterios específicos a ser tomados en consideración por parte de la Autoridad al momento de concluir si un alimentador sobrepasa su capacidad. Estableciendo criterios específicos, uniformamos las determinaciones tomadas por la Autoridad sobre este particular y evitamos el factor discrecional.

73. En aquellos casos en que, en efecto, la Autoridad determine que el alimentador o “feeder” sobrepasa su capacidad, se le debe garantizar al solicitante, acceso a la información y documentación utilizada por la Autoridad para su conclusión. Esto nos parece justo, tomando en consideración que la propia Ley 17-2019, dispone que, en estos casos, las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante, lo que terminará afectando al consumidor. De esta forma, el consumidor tendrá la garantía de que la determinación por parte de la Autoridad se basó única y exclusivamente en los criterios establecidos. Además, se debe establecer un proceso formal de revisión ante la Autoridad que le permita al consumidor solicitar reconsideración de dicha determinación.

74. De otra parte, nos parece que la Autoridad tiene la responsabilidad de mantener la lista actualizada de alimentadores que requieren estudios, tal como le

¹ Véase Ley de Política Pública Energética, Ley Núm. 17-2019, según enmendada, Artículo 3.9 (c).

fue requerido por el Negociado mediante Resolución y Orden del 30 de septiembre de 2020 y como dispone el Reglamento 8915, *supra*, el cual establece lo siguiente:

“Sección IV: Proceso Expedito para Evaluar la Interconexión de Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica

Artículo A: Aplicabilidad

1. ...

4. *La Autoridad mantiene publicada en su portal en Internet la Lista de Alimentadores que Requieren Estudio Suplementario. Ésta incluye los alimentadores en los que se excede el 15% de su demanda pico anual y las áreas a las que éstos distribuyen energía. Todo proyecto de GD ubicado en un área que se encuentre en esta lista no puede evaluarse mediante este proceso expedito.”*

75. Cabe señalar que, la Autoridad nunca ha sido diligente en mantener un registro actualizado de las condiciones de estos alimentadores. Evidencia de ello es que, previo a la Orden emitida por el Negociado, la información de la Autoridad databa del 7 de junio de 2016, en violación a su propio reglamento.

76. Ante esta situación, resulta injusto que el consumidor o la compañía solicitante sea responsable de costear unas mejoras al sistema de distribución sin conocer previamente las condiciones, en términos de penetración de renovables, en las que se encuentra el alimentador del cual se va a servir.

77. Un factor medular en este asunto es que, cuando la Autoridad le notifica al cliente sobre la necesidad de realizarle mejoras a la infraestructura a los fines de interconectar ese sistema de GD, el consumidor ya adquirió el equipo y el

mismo ya fue instalado. Si la Autoridad hubiera cumplido con su deber de notificar adecuadamente, manteniendo información actualizada sobre las condiciones de los alimentadores, entonces ese cliente hubiera tomado en consideración que la inversión a ser realizada sería mayor para poder interconectar su sistema a la red.

78. Otro aspecto de suma importancia en este proceso, es cómo la Autoridad determina el costo que tendrán las mejoras y/o cambios que sean necesarios realizarle a la infraestructura. Es importante que se establezcan criterios para determinar este costo y evitar así, arbitrariedad por parte de la Autoridad y/o del funcionario que esté manejando el caso.

79. En síntesis, nos parece que la responsabilidad de la compañía solicitante en costear las mejoras y/o cambios necesarios al alimentador van de la mano con que la Autoridad le provea a éstos todas las herramientas necesarias. Si bien es cierto que, la Autoridad y LUMA, en conjunto, presentaron su plan para el desarrollo de dichas herramientas, en lo que las mismas son aprobadas, desarrolladas e implementadas, el consumidor o la compañía solicitante se encuentran en desventaja y sujeta a la discreción de la Autoridad.

Validez del criterio del 15% como tope en alimentadores como indicador para decretar la necesidad de realizar un estudio suplementario

80. Resulta menester señalar que, el criterio del 15% establecido por la Autoridad como tope en los alimentadores para determinar la necesidad de realizar un estudio suplementario, no tiene base legal alguna. Este requisito fue duplicado de otras jurisdicciones como del estado de California y Hawaii.

81. Por consiguiente, entendemos que este criterio debería ser atemperado a nuestra jurisdicción, tomando en consideración la realidad tecnológica actual y a la multiplicidad de configuraciones de los sistemas GD existentes, las cuales inciden directamente en el impacto a la red eléctrica.

82. En cuanto a los avances tecnológicos, se debe tomar en consideración que, desde la aprobación del Reglamento 8915, en febrero de 2017, han ocurrido cambios en los inversores, tales como, el desarrollo de los “smart inverters” con capacidad de adaptación durante eventos de variaciones en el voltaje y frecuencia en la red eléctrica, lo que permite que se mantengan más tiempo en línea y que se module la producción de energía. Este tipo de inversores aumenta la capacidad anfitriona de la red eléctrica.

83. De otra parte, la multiplicidad de configuraciones de los sistemas GD, sujeto a si el proyecto va a exportar energía o no, también surte efecto en la red eléctrica. Por consiguiente, este es un factor por considerarse al momento de determinar si el proyecto requiere o no un estudio suplementario.

84. Debemos reconocer que, por razón de la falta de recursos humanos y el equipo necesario para ello, la capacidad que posee la Autoridad de realizar estos estudios suplementarios es una altamente limitada. Ante esta situación, requerir dicho estudio para la interconexión de los sistemas GD debe ser la excepción y no la norma, logrando así reducir el tiempo que se demora actualmente la interconexión de proyectos GD a la red eléctrica.

85. Por último, entendemos que el estudio suplementario, de finalmente determinarse necesario, debe considerar la situación actual de la red, así como, las mejoras planificadas a la infraestructura de la red eléctrica, como resultado de los fondos a ser recibidos por parte de la Federal Emergency Management Agency (FEMA, por sus siglas en inglés).

86. Recomendamos que el Negociado le ordene a la Autoridad o a LUMA que realicen una propuesta que incluya un estudio para revisar el criterio de identificar aquellos alimentadores que pudieran estar saturados, a los fines de determinar si es viable incrementar el límite del 15 % y/o crear medios alternos o evaluaciones suplementarias que no resulten tan rigurosas como el estudio suplementario, más bien que sirvan de puntos intermedios entre requerir dicho estudio o no.

87. Este Honorable Negociado pudiera considerar la posibilidad de abrir un proceso administrativo a estos fines, que cuente con la participación de grupos de interés a los fines de desarrollar una metodología alineada con la realidad del sistema eléctrico y los recursos actuales y futuros de la Autoridad y/o LUMA.

Costo del Estudio Suplementario para Sistemas con Capacidad de 25 kW

88. Sobre los estudios suplementarios, el Reglamento 8915 dispone lo siguiente:

“Sección V: Proceso de Estudio para Evaluar la Interconexión de Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica

Artículo A: Aplicabilidad

1. El proceso de estudio está disponible para clientes que soliciten interconectar un GD con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad que esté conforme con cualquiera de las siguientes condiciones o combinación de ellas:

a. No cumpla con cualquiera de los criterios de elegibilidad para el proceso expedito, según establecidos en la Sección IV, Artículo D, inciso 3.

b. Éste utilice tecnologías que no sean a base de inversor.

2. De no cumplir con los criterios de elegibilidad para el proceso expedito, la Autoridad evaluará el proyecto con tecnología a base de inversor mediante un estudio suplementario a la evaluación realizada para el proceso expedito, según el Artículo B de esta Sección.

3. La Autoridad evaluará los proyectos con tecnologías que no sean a base de inversor mediante un proceso de estudio, según el Artículo C de esta Sección.

Artículo B: Revisión Mediante Estudio Suplementario al Proceso Expedito

1. (...)

3. La Tabla 2 presenta una guía de los costos para los estudios suplementarios, según la capacidad del GD.

Tabla 2. Guía de Costos de los Estudios Suplementarios

Capacidad del GD	Costos del Estudio Suplementario
10 kW o menos	\$300

10 kW < capacidad ≤ 1MW	Costo actual del estudio
-------------------------	--------------------------

4. (...)

89. Sobre las disposiciones reglamentarias antes indicada, recomendamos que el costo de \$300.00 para el estudio suplementario se haga extensivo a los sistemas de GD con capacidad hasta los 25 kW.

IV. SÚPLICA

POR TODO LO CUAL, se solicita muy respetuosamente de este Negociado, tome conocimiento de este Escrito y en su consecuencia, acoja las recomendaciones aquí realizadas.

RESPETUOSAMENTE SOMETIDO, en San Juan de Puerto Rico a 9 de abril de 2021.

CERTIFICO, haber enviado copia fiel y exacta de este escrito a:

astrid.rodriguez@prepa.com,

fabiola.rosa@prepa.com,

vilmarie.fontanet@prepa.com y kbolanos@diazvaz.law, respectivamente.

OIPC

✉ 268 Hato Rey Center

Suite 524

San Juan, P.R. 00918

☎ 787.523.6962

f/ Hannia B. Rivera Díaz

Lcda. Hannia B. Rivera Díaz

TS 17471