ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PR

QUERELLANTES:	NÚMERO DE CASO:
FERNANDO RAMOS PAES y MARIANA NOGUEIRA (Sociedad Legal de Bienes Gananciales) fernando.paes@upr.edu	**NEPR: NEPR-QR-2026-0281**
v.	**ASUNTO:**
SUNSTRONG MANAGEMENT, LLC / SUNNOVA Querellada	**MOCIÓN INFORMATIVA SUPLEMENTARIA, PRESENTACIÓN DE EVIDENCIA DOCUMENTAL CRÍTICA Y DENUNCIA DE NULIDAD RADICAL DE GRAVAMEN UCC-1**

NEPR
Received:
Jul 30, 2026
2:54 PM

AL HONORABLE NEGOCIADO DE ENERGÍA:
COMPARECEN los Querellantes, **Prof. Fernando Ramos Paes** y **Doña Mariana Nogueira**, por derecho propio y en representación de la Sociedad Legal de Bienes Gananciales que componen, y muy respetuosamente exponen, alegan y solicitan lo siguiente:
La presente moción no modifica las alegaciones previamente presentadas en la querella; su propósito es incorporar evidencia documental oficial nueva obtenida con posterioridad que fortalece y corrobora los planteamientos ya contenidos en el expediente.

1. ACLARACIÓN PREVIA SOBRE LA TITULARIDAD Y LEGITIMACIÓN
A los fines de clarificar el expediente administrativo, los Querellantes informan que son esposos legítimos y cotitulares de la propiedad inmueble gravada en la comunidad Lomas de la Serranía, Caguas, Puerto Rico. Comparecen de forma conjunta para consolidar sus reclamos como Sociedad Legal de Bienes Gananciales.

2. PRESENTACIÓN DE NUEVA EVIDENCIA (CONTRATO DE INTERCONEXIÓN AEE)
Los Querellantes anejamos como **EXHIBIT / ANEXO E** copia fiel del "Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la AEE y Participar en los Programas de Medición Neta". Este documento oficial y evidencia documental que ahora se presenta como Anejo E corrobora y fortalece la teoría de vicio oculto de diseño previamente expuesta por los Querellantes en su moción de ilustración técnica sobre la desalineación geométrica del sistema.

La Discrepancia Técnica: En la **Página 2, Sección 1.6** del contrato con la AEE, el instalador de la Querellada certificó bajo sello ante el Gobierno de Puerto Rico que la capacidad del sistema es de **7.0 kW AC**.

- **El Estrangulamiento Real:** Conforme a la configuración instalada (28 microinversores Enphase IQ7), cuya capacidad nominal individual es de 240 W AC, la capacidad máxima agregada resulta de aproximadamente 6.72 kW AC.
- **Vicio Oculto de Diseño:** Los Querellantes aclaran que la disparidad técnica entre la capacidad contratada de 9.1 kW DC y el límite físico impuesto por los microinversores no exime de responsabilidad a la Querellada. Al contrario, confirma que la empresa ejecutó un vicio oculto de diseño. Diseñaron e instalaron un sistema con un estrangulamiento artificial (*clipping*) que topa la salida a solo 6.72 kW AC, **sin advertir al consumidor** que se le estaría facturando mensualmente por una capacidad de 9.1 kW que el sistema jamás podría procesar ni inyectar a la red. Esta deficiencia estructural provocó el colapso en cadena por falta de carga en las baterías Tesla y el daño económico actual.

3. INEXISTENCIA DE CAUSA CONTRACTUAL, ABSURDO FINANCIERO Y CARGA EXCESIVA DEL CONSUMIDOR

Los Querellantes exponen que el contrato de arrendamiento solar adolece de una **ausencia total de causa y utilidad**, lo que provoca su nulidad radical bajo el Artículo 1226 del Código Civil de Puerto Rico:

- **La Ecuación del Fraude Económico:** El Querellante emite un pago mensual mandatorio de **$292.13** ($3,505.56 anuales). No obstante, las bitácoras de la aplicación Tesla demuestran que el sistema inoperante solo genera un promedio real de **11,900 kWh al año**.
- **El Absurdo Frente a la Red Ordinaria:** Si los Querellantes consumieran esos mismos 11,900 kWh directamente de la red ordinaria de LUMA Energy a la tarifa actual promedio de **$0.25 por kWh**, el costo total anual sería de **$2,975.00**. Se demuestra matemáticamente que pagar por este sistema solar defectuoso resulta **$530.56 más caro al año** que consumir la energía directamente de la red de utilidad pública.

- **La Transferencia de Riesgos y Cargas:** Es jurídicamente insostenible que la Querellada pretenda alegar que el sistema "no fue diseñado para ahorros". Los Querellantes no solo asumen un sobreprecio económico anual de $530.56, sino que el contrato les impone de forma leonina la obligación de mantener las placas limpias, ceder espacio físico valioso de su propiedad privada para albergar equipos defectuosos con baterías muertas al 1% que no justifican el pago en exceso, y asumir la totalidad del riesgo estructural ante tormentas y huracanes sobre su techo por un sistema que carece de utilidad económica o energética. Un negocio de esta naturaleza constituye un esquema burdo de enriquecimiento injusto a costa del patrimonio familiar de los Querellantes.

POR TODO LO CUAL, los Querellantes solicitan respetuosamente a este Honorable Negociado que declare **CON LUGAR** esta moción, y, en la adición, ordene a la Querellada presentar los planos finales sellados, los cálculos de ingeniería, el diseño eléctrico aprobado por AEE y cualquier estudio técnico utilizado para justificar la selección de microinversores dentro del contexto del sistema de 9.1 kW DC y la capacidad certificada ante la AEE. Es imperativo la removeción inmediata del gravamen ilegal UCC-1 del Departamento de Estado.

Respetuosamente sometido.

En San Juan, Puerto Rico, a 30 de julio de 2026.



Fernando Ramos Paes
Querellante por Derecho Propio



Mariana Nogueira
Querellante por Derecho Propio

ANEJO E

Estado Libre Asociado de
Puerto Rico Autoridad de Energía
Eléctrica de Puerto Rico

Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta
INDIVIDUOS

COMPARECEN

DE UNA PARTE: La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, en adelante denominada “la Autoridad”, una corporación pública y entidad gubernamental del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, creada por la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, representada en este acto por su Representante Autorizado:__, _____ (nombre), del _____ (título) Departamento de Ingeniería de Distribución de la región_____. En aquellos proyectos donde se interese participar en uno de los Programas de Medición Neta, la Autoridad también está representada por: _____ (nombre), _____ (título), de la Oficina Comercial_____. DE LA OTRA PARTE: Mariana Nogueira (nombre completo), en adelante denominada “el Cliente”, mayor de edad, casada (estado civil), profesora (profesión) y vecino de Lomas de la Serrania 297 Calle Girasol Caguas PR 00725-1821 (domicilio).

La Autoridad y el Cliente son denominados algunas veces individualmente como “la Parte” y grupalmente como “las Partes”.

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

1. ALCANCE DEL ACUERDO

La interconexión de la generación propia del Cliente con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad (sistema de la Autoridad) y su participación voluntaria en uno de los Programas de Medición Neta, para sistemas con capacidad de hasta un megavatio (1 MW) que utilicen fuentes renovables de energía, estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo y sus anejos, que son parte esencial de los términos y condiciones siguientes:

1.1 El Cliente tiene la intención de construir, poseer, mantener y operar un sistema de generación distribuida (GD), que operará en paralelo con el sistema de la Autoridad.

1.2 El Cliente participará en:

- [x] Programa de Medición Neta Básica
- [ ] Programa de Medición Neta Agregada
- [ ] Programa de Medición Neta Compartida
- [ ] Ninguno

1.3 La Autoridad revisó previamente la solicitud de evaluación (Solicitud) correspondiente para interconectar el GD con el sistema de la Autoridad y participar en uno de los Programas de Medición Neta, si aplica, recibida el 7/abr/2021 (fecha), con sus respectivos documentos de apoyo. La solicitud completada se incluye como Anejo 1 y queda incorporada a este Acuerdo.

1.4 Si el Cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el GD, tiene que incluir el documento Declaración Jurada del (de los) Dueño(s) de la Propiedad, juramentado ante notario público, en el que autoriza dicha instalación en su propiedad.

1.5 El Cliente tiene la intención de interconectar el GD con el sistema de la Autoridad, y ésta permitirá tal interconexión sujeta a los términos y condiciones establecidos en los siguientes documentos: (1) Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Reglamento); (2) Solicitud completada y revisada por la Autoridad; (3) Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, y (4) este Acuerdo.

1.6 El GD estará permanentemente localizado en Lomas de la Serrania 297 Calle Girasol Caguas PR 00725-1821, con número de cuenta de la Autoridad 6398042000 y acogido a la tarifa _____. La capacidad del GD es de 7.0 _____ kW AC, según se presenta en los planos endosados de las instalaciones eléctricas, según aplique. Los planos endosados se incluyen como Anejo 2 y quedan incorporados a este Acuerdo.

1.7 El servicio eléctrico provisto bajo este Acuerdo será__ fásico, a una frecuencia de 60 Hz y a un voltaje de_____voltios.

1.8 Este Acuerdo no constituye un convenio para la compra o distribución de la energía del Cliente. La compra o distribución de energía y otros servicios que el Cliente requiera se establecerán bajo otros contratos o acuerdos, según aplique.

1.9 Lo dispuesto en este Acuerdo no afectará otros acuerdos que existan entre la Autoridad y el Cliente.

2. FECHA DE EFECTIVIDAD, VIGENCIA Y TERMINACIÓN

2.1 Este Acuerdo es efectivo en la fecha en que ambas Partes lo firmen y estará vigente*:

- [x] mientras el Cliente mantenga vigente con la Autoridad un Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica en el predio donde ubica el GD.
- [ ] por un periodo de _____ (___) años a partir de la fecha de efectividad.

* El Cliente tiene la opción de escoger si desea un Acuerdo que permanezca vigente mientras mantenga activo el contrato de servicio de electricidad en el predio donde ubica el GD o si prefiere un término fijo establecido en años, el cual debe ser un mínimo de cinco (5) años.

2.2 La medición y acreditación de la energía consumida y exportada por el Cliente en el Programa de Medición Neta aplicable, será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor. La fecha de efectividad será el 7/abr/2021 (fecha).

2.3 Este Acuerdo terminará: (a) por mutuo acuerdo de las Partes, (b) si se remplaza por otro Acuerdo, (c) si el servicio eléctrico del Cliente termina o se transfiere, (d) si el Cliente incumple con alguna de las pruebas periódicas al GD, ya sean las requeridas por la Autoridad cada cinco (5) años o las recomendadas por el manufacturero, según aplique, o (e) cualquiera de las Partes incurre en incumplimiento con este Acuerdo según se establece en el Artículo 13 del mismo.

2.4 La Autoridad podrá, en cualquier momento, terminar, cancelar o acelerar el vencimiento de este Acuerdo, con notificación previa, en caso de que el Cliente incumpla con cualquiera de sus obligaciones en este Acuerdo. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo, no se entenderá que constituye una renuncia de la Autoridad a cualesquiera remedios adicionales provistos por este Acuerdo o por la ley para casos de demora o incumplimiento en las obligaciones contractuales del Cliente.

2.5 El Cliente podrá mantener la vigencia de este Acuerdo o renovarlo por periodos adicionales, si aplica, para lo cual presentará evidencia de las pruebas periódicas realizadas al GD en servicio cada cinco (5) años. Para GD a base de inversores con capacidad de hasta veinticinco kilovatios (25 kW), no se requieren estas pruebas periódicas, pero la Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar el mismo. En estos casos, el Cliente es responsable de entregar a la Autoridad evidencia de que realizó las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

2.6 A la terminación de este Acuerdo, el Cliente desconectará permanentemente el GD del sistema de la Autoridad para evitar cualquier posibilidad de su operación en paralelo en el futuro. La Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar la instalación del Cliente para verificar que el GD esté desconectado permanentemente. Luego de dicha desconexión, si el Cliente interesa reconectar el GD, tiene que solicitar a la Autoridad una nueva evaluación.

2.7 En caso de que el Cliente desee desconectar permanentemente el GD del sistema de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo, deberá notificar por escrito su intención al Departamento de Ingeniería de Distribución de la región donde se instale el GD con por lo menos veinte (20) días de anticipación.

3. INTERCONEXIÓN

3.1 La interconexión del GD está condicionada a que el Cliente cumpla con los requisitos del Reglamento y la Ley 114-2007, según enmendada, si aplica.

3.2 El Cliente será responsable de los costos de las mejoras necesarias para la interconexión del GD con el sistema de la Autoridad, incluyendo, pero sin limitarse a: equipos de interconexión, transformadores, interruptor manual y sistemas de protección y control, medición y seguridad, según aplique.

3.3 Durante la vigencia de este Acuerdo, el Cliente será responsable de mantener el GD en condiciones de operación óptimas y seguras, además de reemplazar diligentemente cualquier componente del sistema que deba ser reemplazado para garantizar que la operación e interconexión del sistema no represente peligro alguno para la vida o propiedad del Cliente o de terceros, y no afecte la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

3.4 Las aprobaciones que otorgue la Autoridad en conformidad con este Acuerdo no constituyen una garantía al Cliente o a un tercero con relación a la seguridad, durabilidad, confiabilidad, rendimiento o idoneidad de las instalaciones de generación del Cliente, sus dispositivos de protección y control, o el diseño, construcción, instalación u operación de estas.

3.5 La Autoridad podrá instalar equipos para estudios en las instalaciones del Cliente desde el punto de entrega de la energía.

3.6 La interconexión del GD se condiciona a que no cause fluctuaciones de voltaje o frecuencia fuera de los parámetros aceptables de la Autoridad, parpadeo (*voltage flicker*), bajas de voltaje (*voltaje sags*), interrupciones, ferroresonancia, distorsión armónica, fenómenos transitorios, problemas de calidad de la señal eléctrica o cualquier condición insegura, que puedan afectar a los clientes del área, otros GD o el sistema de la Autoridad. En caso de que en cualquier momento se detecte que el GD cause alguna de estas condiciones, la Autoridad podrá requerir al Cliente que modifique su diseño, instale los equipos de protección y control necesarios, limite la operación del GD o lo desconecte del sistema de la Autoridad hasta que corrija la situación. De lo contrario, la Autoridad desconectará el GD hasta que se corrija la misma. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el punto de entrega del servicio de energía eléctrica, lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al Cliente.

3.7 La Autoridad podrá desconectar el GD del sistema de distribución eléctrica o limitar su operación en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

A. Sin notificación:

1) En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.

2) Si se determina que el GD no cumple con los requisitos técnicos detallados en el Reglamento.

B. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos treinta (30) días de anticipación:

1) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema eléctrico de la Autoridad.

2) Al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

C. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos sesenta (60) días de anticipación, si se determina incumplimiento del Cliente con alguna de las disposiciones del Reglamento que no sean requisitos técnicos. Si el Cliente no es capaz de corregir el incumplimiento dentro de los sesenta (60) días calendario, pero comienza la corrección dentro de los veinte (20) días posteriores a la notificación y presenta evidencia de que ha trabajado continua y diligentemente para completarla, tendrá un máximo de seis (6) meses para completar la misma.

La desconexión del GD no implica que la Autoridad cancelará de inmediato el Acuerdo. De no corregirse la condición en el tiempo indicado, la Autoridad podrá terminar el Acuerdo según se establece en el Artículo 2 de este Acuerdo. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el punto de entrega del servicio de energía eléctrica, lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al Cliente.

4. PARTICIPACIÓN EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

4.1 Para participar en uno de los Programas de Medición Neta, el Cliente tendrá que cumplir en todo momento con las disposiciones del Reglamento.

4.2 La interconexión del GD en paralelo con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad no le otorga al Cliente el derecho a utilizar su sistema para la distribución o venta de energía a otros clientes de la Autoridad, con excepción de los participantes del Programa de Medición Neta Compartida, en el que se puede distribuir la energía entre varios clientes.

4.3 Programa de Medición Neta Agregada - Todos los acuerdos de servicio tienen que estar incluidos en una misma cuenta. Todas las propiedades deben tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje. Las propiedades del Cliente a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD o en otras localidades que se encuentren interconectadas a la misma línea eléctrica a una distancia no mayor de dos (2) millas del GD.

4.4 Programa de Medición Neta Compartida - Las propiedades de los clientes a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje y el mismo punto de entrega de la Autoridad al que se interconecta el GD. Cada Cliente participante que no sea el

dueño del GD, tiene que firmar un Acuerdo para Participación en el Programa de Medición Neta Compartida.

5. MEDICIÓN DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN

5.1 La facturación de la energía consumida por el Cliente y el crédito por la energía que exporte se realizará a base del consumo neto y la exportación neta de energía por parte del Cliente. La energía que consuma y exporte el Cliente se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene lo contrario, de modo expreso y específico.

5.2 La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.

5.3 Para Clientes con instalaciones eléctricas existentes, el medidor tiene que estar en un lugar accesible y, de no estarlo, el Cliente estará obligado con previa coordinación a permitir el acceso necesario al personal de la Autoridad, según sea requerido por éste. Para los casos dónde el medidor no este físicamente accesible, la lectura del medidor se podrá realizar remotamente. Las pruebas y lecturas a dicho medidor serán en conformidad con las prácticas de la Autoridad.

5.4 En cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el Cliente y la que exporte al sistema eléctrico de la Autoridad.

5.5 Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al Cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto (el resultado al restarle a la energía consumida por el Cliente la energía exportada por éste al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía, si alguno).

5.6 Si durante el periodo de facturación, el Cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al Cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al Cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad acreditará al Cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de trescientos kilovatios-hora (300 kWh) para clientes residenciales y de diez megavatios-hora (10 MWh) para clientes comerciales. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación. El exceso es la cantidad resultante cuando a la energía exportada por el Cliente al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía acumulado previamente, si alguno, se le resta la energía consumida por éste.

5.7 Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el Cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación, en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:

A. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez (10) centavos por kilovatio-hora (kWh) o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora (kWh), el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.

B. La Autoridad acreditará al Cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.

5.8 Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:

A. Propiedades ubicadas en la misma localidad – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.

B. Propiedades ubicadas en localidades diferentes – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.

5.9 Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Compartida, además de lo dispuesto en los incisos 5.1 al 5.7 de este Artículo, se acreditará el 100% de la energía producida por el GD equitativamente entre todos los participantes de este programa.

6. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

6.1 El Cliente comenzará la operación en paralelo del GD con el sistema de la Autoridad, luego de que la interconexión sea aprobada por ésta, firme este Acuerdo y se cumpla con cualquier otro requisito necesario para la interconexión del proyecto, tal como el Permiso de Uso para aquellos proyectos que lo requieran. La Autoridad se reserva el derecho de que un representante autorizado inspeccione la instalación del GD, según aplique.

Excepción: Los Clientes de GD con capacidad de 10 kW o menos pueden interconectarse una vez firmen este Acuerdo, cumplan con todos los requisitos técnicos y la Autoridad haya recibido la Certificación de Instalación Eléctrica.

6.2 El Cliente será responsable del diseño, instalación, operación, mantenimiento y costos de:

A. El GD, el cual se instalará en conformidad con el Reglamento, *National Electrical Code* (NEC), *National Electrical Safety Code* (NESC), Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción Eléctrica y de otras leyes, política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad y las agencias reguladoras aplicables.

B. El sistema de protección y control para proteger su instalación y el sistema de la Autoridad de condiciones inseguras de operación, como, por ejemplo: sobrecarga eléctrica, variaciones de voltajes y corrientes de falla. Si ocurre un disturbio eléctrico, los equipos de protección desconectarán el GD del sistema de la Autoridad.

C. El interruptor manual apropiado para los niveles de voltaje y capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto, según aplique. Este interruptor proveerá para asegurar la posición de abierto con un candado de la Autoridad.

D. El equipo de interconexión requerido para conectar el GD y los equipos necesarios para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione el mismo al sistema de la Autoridad o a otros clientes.

6.3 El Cliente garantizará que el GD no cause daños al servicio eléctrico ni a la calidad de la señal eléctrica de la Autoridad o de otros clientes y que el mismo no interfiera con la operación de otros GD, así como de cualquier otro equipo.

6.4 El Cliente protegerá, operará y mantendrá el GD en conformidad con aquellas prácticas y métodos, enmendados y actualizados, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad para garantizar una operación segura del GD.

6.5 Pruebas de Aceptación:

A. Antes de operar el GD en paralelo con el sistema de distribución eléctrica de la Autoridad, el Cliente probará el generador, el sistema de protección y control, el interruptor de interconexión, el interruptor manual y los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos, según apliquen. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

B. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar a la Autoridad el informe de las pruebas realizadas, certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a

Interconectarse con el Sistema de Distribución Eléctrica de la AEE, el cual se incluye como Anejo 3 y queda incorporado a este Acuerdo.

6.6 Pruebas y Mantenimiento a GD en Servicio:

A. Mantenimiento: Durante la vigencia del Acuerdo, el cliente es responsable de operar, mantener y reparar todos los equipos que conforman el GD, de acuerdo con las instrucciones del manufacturero, para garantizar que cumple con los estándares de la industria eléctrica aplicables. Además, tiene que realizar las pruebas a todos los componentes relacionados con la interconexión según los códigos, estándares aplicables y las recomendaciones del manufacturero. La Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia de mantenimiento y reportes de pruebas del GD.

B. Pruebas Periódicas:

1) Cada cinco años, el cliente tiene que realizar las pruebas periódicas requeridas del GD, según se describen en el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Distribución Eléctrica de la AEE.

2) El cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región, la fecha para realizar las pruebas con por lo menos diez días laborables de anticipación.

3) La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que la Autoridad solicite que se repitan las pruebas.

4) El cliente proveerá a la Autoridad el informe de las pruebas periódicas, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Distribución Eléctrica de la AEE, con los resultados, firmado digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.

5) La Autoridad no requerirá pruebas periódicas a los sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 25 kW, con excepción a las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

C. La Autoridad se reserva el derecho de hacer inspecciones físicas a los GD interconectados con su red eléctrica, previa coordinación con el cliente, con el objetivo de verificar que éstos no hayan sido modificados sin su autorización.

D. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

6.7 El Cliente proveerá acceso a las instalaciones del GD para que los empleados de la Autoridad puedan ejecutar sus deberes para, sin limitarse a:
(a) inspeccionar periódicamente los sistemas de medición y de protección y control; (b) leer o probar equipo de instrumentación que la Autoridad instale; (c) mantener o reparar equipo de la Autoridad; (d) desconectar el GD cuando la Autoridad entienda que existe una emergencia; tenga que realizar trabajos; o detecte que causa fluctuaciones de voltaje o frecuencia, parpadeos o problemas de calidad de potencia; (e) cualquier trabajo relacionado con el medidor de éste no estar accesible y (f) desconectar el GD bajo las causas de incumplimiento establecidas en el inciso 13.1 de este Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el GD, el Cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe. El acceso al personal de la Autoridad se coordinará previamente con el Cliente, excepto cuando exista una situación de emergencia.

6.8 El Cliente tiene que proveer un medio de desconexión en el lado de voltaje AC del inversor, según establecido en el National Electrical Code (NEC). En los casos de GD con capacidad mayor de 300 kW, se requiere, además, que instale un interruptor manual externo que esté visible y accesible al personal de la Autoridad las veinticuatro horas del día, sin necesidad de la presencia del cliente u operador del equipo. De este no estar accesible al personal de la Autoridad, el Cliente estará obligado a permitir y facilitar el acceso al interruptor, con previa coordinación con el personal de la Autoridad según requerido por ésta. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el punto de entrega del servicio de energía eléctrica, en el que se desconectará tanto el GD como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al Cliente.

6.9 Una vez la Autoridad endose los planos de instalaciones eléctricas del GD propuesto, si el Cliente desea realizar cambios o modificaciones, tiene que notificar electrónicamente y proveer documentación técnica del equipo al Departamento de Ingeniería de Distribución de la región donde ubique el GD antes de realizar la modificación. La Autoridad evaluará los cambios al GD y determinará la acción correspondiente. Si se reemplaza el inversor, aunque éste sea de la misma capacidad, características operacionales y especificaciones técnicas del anterior, se tienen que entregar a la Autoridad los resultados certificados de las pruebas de aceptación del mismo. Si las modificaciones o cambios resultan en el aumento de capacidad de generación AC o en cambios en el tipo de tecnología del generador, el Cliente presentará una nueva Solicitud

para la evaluación del proyecto propuesto. Si los cambios o modificaciones se relacionan con un aumento en capacidad de generación AC en las instalaciones del Cliente, la Autoridad determinará si éste puede continuar operando bajo este Acuerdo. Los cambios o modificaciones en el sistema de protección y control del GD los tiene que evaluar y aprobar la Autoridad. Si el Cliente modifica el GD sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el mismo hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.

6.10 El Cliente obtendrá y mantendrá todos los permisos e inspecciones que indican que el GD cumple con todos los códigosaplicables de construcción y seguridad.

7. SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

7.1 El Cliente obtendrá y mantendrá vigente durante la duración de este Acuerdo una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de $1,000,000 por ocurrencia y $1,000,000 agregado.

7.2 Excepción – El Cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de trescientos kilovatios (300 kW), con el sistema de distribución eléctrica, está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General. En estos casos, el Cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro.

7.3 La póliza de Responsabilidad Pública General se endosará como sigue:

A. Como asegurado adicional:

Autoridad de Energía Eléctrica
Oficina Administración de Riesgos
Apartado 364267
San Juan, PR 00936-4267

B. Un endoso que incluya este Acuerdo bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las Partes del Acuerdo.

C. Relevo de subrogación en favor de la Autoridad de Energía Eléctrica.

D. Notificación de cancelación o no renovación con treinta (30) días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.

E. La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad de Energía Eléctrica bajo dicha póliza.

7.4 La póliza de seguro solicitada tiene que presentarse de manera aceptable para la Autoridad. El Cliente tiene que proveer un certificado de seguro en formato digital, originado por una compañía o agencia aseguradora autorizada a realizar negocios en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta

certificación tiene que emitirse en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir los endosos en formato digital.

7.5 Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con este requisito de renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo.

8. CESIÓN DEL ACUERDO

En caso de que cambie el tenedor de la cuenta de servicio eléctrico en la propiedad donde se encuentre instalado el GD, el nuevo Cliente tiene que firmar un nuevo Acuerdo con la Autoridad. De esta manera, el Cliente cederá los derechos y obligaciones contraídos bajo el Acuerdo vigente al nuevo tenedor de la cuenta, sin tener que procesar una nueva solicitud de interconexión y medición neta. La Autoridad desconectará el GD hasta que el nuevo tenedor firme el Acuerdo. De firmarse el nuevo Acuerdo al momento de la cancelación del anterior, no se requerirá desconectar el GD.

9. DERECHO APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Este Acuerdo estará sujeto a y se interpretará por las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Además, las Partes contratantes acuerdan expresamente que las controversias que surjan entre ellas en relación con este Acuerdo se regirán según lo establecido en la Sección XI: Procedimiento Apelativo del Reglamento.

10. RESPONSABILIDAD

Las Partes comparecientes acuerdan que sus respectivas responsabilidades por daños y perjuicios en este Acuerdo serán según establecidas por el Código Civil de Puerto Rico y la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Puerto Rico.

11. RELEVO DE RESPONSABILIDAD

El Cliente acuerda relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la Autoridad por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza, incluyendo honorarios de abogado, en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o por daños a la propiedad, pero cuyos daños se ocasionaron por acciones u omisiones del Cliente en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo este Acuerdo. Esta disposición prevalecerá a la terminación o expiración de este Acuerdo.

12. FUERZA MAYOR

Las Partes contratantes se excusarán del cumplimiento de sus obligaciones contractuales y no serán responsables por daños y perjuicios ni por cualquier otro concepto, en la medida en que su incumplimiento se deba a un evento de fuerza mayor. Para fines de este Acuerdo, fuerza mayor significa cualquier causa no atribuible a la culpa o negligencia, y que quede fuera del control, de la Parte que reclame la ocurrencia de un evento de fuerza mayor. Fuerza mayor puede incluir, pero sin limitarse a, lo siguiente: disturbios industriales, actos del enemigo público, guerra, bloqueos, boicots, motines, insurrecciones, epidemias, terremotos, tormentas, inundaciones, disturbios civiles, cierres patronales, fuegos, explosiones, interrupción de servicios debido a acciones u omisiones de cualquier autoridad pública; disponiéndose que estos eventos, o cualquiera otro que se reclame como uno de fuerza mayor, y/o sus efectos, estén fuera del control y no sean consecuencia de la culpa o negligencia de la Parte que reclama la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, y que dicha Parte, dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la ocurrencia de la alegada fuerza mayor, notifique la misma por escrito a la otra Parte describiendo los pormenores del evento y su duración estimada. El peso de la prueba, en cuanto a si ocurrió un evento de fuerza mayor o no, será de la Parte que reclame que la misma ocurrió.

13. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO; REMEDIOS

13.1 La violación de cualquiera de los términos y condiciones de este Acuerdo, del Reglamento o del Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, le darán a la Autoridad el derecho a desconectar el GD. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el punto de entrega del servicio de energía eléctrica.

13.2 No obstante lo dispuesto en este Acuerdo, la responsabilidad de cada Parte se limitará sólo a daños directos y en ningún momento las Partes serán responsables por los daños incidentales, punitivos, resultantes o indirectos.

13.3 La Autoridad no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema de la Autoridad. Esta disposición prevalecerá al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

14. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción y competencia declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo nula o inválida, ello no afectará la validez y eficacia de las restantes cláusulas del mismo y las Partes contratantes se comprometen a

cumplir con sus obligaciones bajo tales cláusulas no afectadas por la determinación judicial de nulidad o invalidez.

15. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

Este Acuerdo sólo podrá enmendarse o modificarse por escrito y por mutuo acuerdo entre las Partes.

16. NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con este Acuerdo, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

A la Autoridad: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PO Box 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267

Atención: _____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Puesto)

Al Cliente: Mariana Nogueira/Fernando Ramos
(Nombre del Cliente)
Lomas de la Serrania 297 Calle Girasol
(Dirección postal)
Caguas PR 00725-1821
(Dirección postal)

Atención: Mariana Nogueira
(Nombre)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo antes expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y proceden a firmarlo en Caguas Puerto Rico, hoy 7 de abril de 20 21.

Autoridad de Energía Eléctrica:

Seguro Social Patronal: 660-43-3747

_____
(Nombre Representante Departamento Ingeniería de Distribución)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Cliente:

Mariana Nogueira
(Nombre)

_____
(Seguro Social)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

En caso de que el Cliente interese participar en el Programa de Medición Neta, se requiere la siguiente aprobación:

_____
(Nombre Representante Oficina Comercial)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)