

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Número: **8374**

Fecha: 9 de julio de 2013

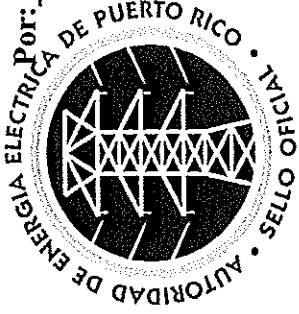
Aprobado: Hon. David E. Bernier Rivera

Secretario de Estado



Por: Francisco J. Rodríguez Bernier

Secretario Auxiliar de Servicios



REGLAMENTO PARA LA INTERCONEXIÓN DE
GENERADORES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y
SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE
MEDICIÓN NETA

JUNIO 2013

"Somos un patrono con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser percibida(o) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos o condición de veterano(a) o por información genética."

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

Reglamento para la Interconexión de Generadores
al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica
para el Programa de Medición Neta

ÍNDICE

<u>Sección</u>	<u>Página</u>
I. INTRODUCCIÓN	1
Artículo A: Propósito	1
Artículo B: Base Legal	1
Artículo C: Aplicabilidad	2
Artículo D: Términos Utilizados	2
Artículo E: Disposiciones Generales	2
II. DEFINICIONES	3
III. DESCRIPCIÓN Y REQUISITOS DE LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA	10
Artículo A: Disposiciones Generales	10
Artículo B: Descripción del Proceso de Interconexión	15
Artículo C: Criterios y Requisitos Técnicos	23
Artículo D: Pruebas, Modificaciones y Mantenimiento del Sistema de Generación	34
Artículo E: Seguros y Responsabilidad Pública General	38
Artículo F: Esfuerzos Razonables	39
IV. PENALIDADES	40
V. PROCEDIMIENTO APELATIVO	40
VI. INCONSTITUCIONALIDAD	40
VII. VIGENCIA	41
VIII. APROBACIÓN	41
ANEJOS DEL REGLAMENTO PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA	
A. Solicitud de Evaluación para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta.	
B. Acuerdo para la Interconexión de Generadores al Distribuido al Sistema Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta	
C. Ejemplos de Diagrama Monolineal de Protección	

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

**REGlamento PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES AL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA EL
PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA**

SECCIÓN I: INTRODUCCIÓN

Artículo A: Propósito

Este Reglamento establece los requisitos y el proceso para la instalación y operación de generadores basados en energía renovable hasta un máximo de 5 MW de capacidad. Estos generadores se interconectarán al sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Autoridad), para participar en el Programa de Medición Neta. El propósito del mismo es aportar a la estrategia de promover el uso eficiente de la energía y al desarrollo de alternativas de energía renovable, garantizando la seguridad de los empleados, clientes y equipos de la Autoridad. Además, cumple con los criterios de operación y calidad del servicio, así como la calidad del ambiente. Este Reglamento no aplica a la instalación u operación de sistemas de generación interconectados al sistema de distribución, o que operen aislados del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Este Reglamento no aplica para la compra o transmisión de energía del cliente. La compra o transmisión de energía y otros servicios que el cliente requiera se establecen bajo otros acuerdos, según aplique.

Artículo B: Base Legal

La Autoridad promulga este Reglamento en virtud de las siguientes leyes según enmendadas:

- Ley Núm. 83 del 2 de mayo de 1941, Ley Orgánica de la Autoridad de Energía Eléctrica.
- Ley Núm. 170 del 12 de agosto de 1988, Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

- Ley Núm. 114 del 16 de agosto de 2007, para ordenar y autorizar a la Autoridad a establecer un Programa de Medición Neta (*Net Metering*).
- Ley Núm. 161 del 1 de diciembre de 2009, Ley para la Reforma del Proceso de Permisos de Puerto Rico.
- Ley Núm. 82 del 19 de junio de 2010, Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico.

Artículo C: Aplicabilidad

Este Reglamento aplica a las instalaciones de sistemas de generación con las siguientes características:

1. Localizados en los predios, edificios o estructuras de personas naturales o jurídicas, públicas o privadas y cualquier agrupación de ellas, que se interconecten a través del punto común de conexión conectado después del metro del cliente al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el cual tiene un voltaje nominal de 115 kV y 38 kV respectivamente.
2. Con el propósito de participar en el Programa de Medición Neta, según el reglamento vigente para estos fines.
3. Con capacidad de hasta un máximo de 5 MW por cliente.
4. Basados en fuentes de energía renovable.

Artículo D: Términos Utilizados

La palabra utilizada en singular incluye el plural y viceversa. Además, el género masculino incluye el femenino y viceversa.

Artículo E: Disposiciones Generales

1. Las disposiciones de este Reglamento quedan complementadas con las del Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción Eléctrica, Código Eléctrico Nacional, Código Eléctrico Nacional de Seguridad y de otras leyes o política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la

industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad. También quedan complementadas con las disposiciones de los reglamentos de la Junta de Planificación y la Oficina de Gerencia de Permisos (OGPe).

2. La Autoridad podrá modificar el contenido de cualquiera de los Anejos de este Reglamento de acuerdo a los cambios tecnológicos, legales o administrativos que apliquen. Sin embargo, cualquier cambio a estos Anejos no afectará la validez de lo expresado en este Reglamento.
3. Todo sistema de generación tiene que ser evaluado y aprobado por la Autoridad, si el mismo se va a interconectar a nuestro sistema eléctrico. Esto, independientemente de si el sistema exportará energía al sistema eléctrico de la Autoridad o está exento de solicitar permiso por alguna dispensa o excepción.

SECCIÓN II: DEFINICIONES

Acuerdo de Interconexión

Documento que establece los derechos y responsabilidades entre la Autoridad y el cliente para autorizar la interconexión de sistemas de generación al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Ver Anejo B.

Acuerdo de Servicio

Es un contrato entre la Autoridad y el cliente, el cual contiene los términos y condiciones para proveer el servicio y facturar el mismo.

Anti-islas, *Anti-islanding*

Esquema de control instalado como parte del equipo de generación o de interconexión, que detecta y previene la formación de una isla eléctrica involuntaria.

Arquitecto

Persona natural autorizada por la Junta Examinadora de Arquitectos y Arquitectos Paisajistas de Puerto Rico a ejercer la profesión de arquitectura en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico con licencia profesional vigente y miembro activo del Colegio de Arquitectos y Arquitectos Paisajistas de Puerto Rico.

Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Autoridad)

Corporación pública y entidad gubernamental creada por la Ley Núm. 83 del 2 de mayo de 1941, según enmendada, con el propósito de proveer el servicio de energía eléctrica a los clientes en la forma más eficiente, económica y confiable posible, sin menoscabo del medio ambiente.

Capacidad

Valor nominal de generación de potencia eléctrica, usualmente medida en megavatios (MW), megavoltios-ampérios (MVA), kilovatios (kW) o kilovoltios-ampérios (kVA).

Carta de Evaluación

Comunicación escrita que envía la Autoridad a la OGPé, al Municipio Autónomo con Jerarquías de la I a la V o al Solicitante, según aplique, donde se indica los requisitos para que el solicitante pueda interconectar el sistema de generación y recibir el endoso de los planos de diseño del proyecto propuesto.

Cliente

Cualquier persona natural o jurídica que solicite, contrate y obtenga servicio de energía eléctrica, el cual se continúe suministrando, mientras él no formalice una solicitud de baja del servicio y provea el acceso para la desconexión del mismo. A los efectos de este Reglamento, es el que cumpla con todas las disposiciones del mismo e interconecte su sistema de generación al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad para participar del Programa de Medición Neta.

Condiciones Inseguras de Operación

Condiciones que si no son corregidas o modificadas pueden ocasionar daños a la vida o equipos; pérdida de la integridad del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica u operación del equipo fuera de los parámetros requeridos en este Reglamento.

Contratista

Ingeniero electricista licenciado y colegiado o perito electricista licenciado y colegiado que ejecuta y certifica la obra de construcción y que esté certificado como Instalador de Sistemas Eléctricos Renovables, según lo reglamente la entidad gubernamental designada por el Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

Diagramas del Esquema de Protección y Control

Dibujos que ilustran el alambrado de los relés, funciones de protección, contactos de entrada y salida, y otros dispositivos de protección y control con sus conexiones. Los dibujos mostrarán todos los detalles relacionados con su operación.

Diseñador

Ingeniero, licenciado y colegiado, que elabora o confecciona planos de construcción eléctrica.

Disturbio Eléctrico

Evento que causa una desviación de los valores nominales de corriente, voltaje o frecuencia.

Emergencia

Incidente súbito o inesperado que conlleva un peligro claro e inminente que requiere acción inmediata para prevenir o mitigar la pérdida o daño a la vida, salud, propiedad o a los servicios públicos esenciales o a la continuidad de estos últimos.

Energía Renovable

Es la energía derivada de fuentes que se renuevan continuamente, entre las que están, sin limitarse a: energía solar, eólica y geotérmica; combustión de biomasa renovable y de gas y biocombustibles derivados de biomasa renovable; energía hidroeléctrica calificada; energía hidrocinética y marina renovable y océano termal; conversión de desperdicios sólidos municipales; combustión de gas derivado de un sistema de relleno sanitario; digestión anaeróbica; y celdas de combustible (*fuel cells*). Incluye la energía renovable alterna y sostenible, según se definen estos términos en la Ley Núm. 82 de 2010, según enmendada.

Equipo de Medición

Equipo y programación necesaria para medir la potencia eléctrica que incluye el medidor bidireccional, transformadores de voltaje y de corriente con clasificación de precisión (*metering accuracy class*), base del medidor y gabinete de medición, entre otros.

Estándar IEEE 1453

Estándar elaborado por el Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE en inglés) sobre prácticas recomendadas para medir y limitar las fluctuaciones de voltaje asociadas a parpadeo visual o parpadeo lumínico (*light flicker*) en sistemas de potencia AC.

Estándar IEEE 519

Estándar elaborado por el IEEE sobre prácticas y requerimientos recomendados para el control de armónicas en sistemas de potencia eléctrica.

Estándar IEEE 1547

Serie de estándares elaborada por el IEEE sobre interconexión de generadores con sistemas eléctricos. Incluye los estándares 1547-2003, 1547.1, 1547.3 y otros añadidos a esta serie.

Estándar UL 1741

Estándar de pruebas para evaluar y certificar equipos de inversores, convertidores, controladores y equipo de sistema de interconexión utilizados en generadores. El estándar combina requerimientos de seguridad y de interconexión según el Estándar IEEE 1547.

Estudio de Interconexión

Análisis que realiza la Autoridad para identificar y describir el impacto a la confiabilidad y seguridad del sistema de generación, transmisión, subtransmisión y distribución por la interconexión de un sistema de generación.

Generador

Máquina o equipo que convierte energía mecánica, química o solar a energía eléctrica. Para efectos de este reglamento, la fuente de energía será una que cumple con la definición de Energía Renovable.

Ingeniero

Persona natural autorizada por la Junta Examinadora de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico a ejercer la profesión de ingeniería en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico; con licencia profesional vigente y miembro activo del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico.

Inspector Privado (Inspector de la Obra de Construcción)

Ingeniero o arquitecto licenciado y colegiado a quien el dueño de una obra le encomienda su inspección. Ni el contratista de la obra, ni sus dueños o empleados podrán fungir como inspectores de la obra que construyen, excepto, cuando se trate de cualquier organismo gubernamental que construya obras por administración. Para esta excepción, se tiene que contar con una certificación de la OGP de que sus unidades de construcción e inspección de obras están organizadas para funcionar totalmente independientes una de la otra y que se asegurará la debida protección al interés público.

Interrupor de Interconexión

Dispositivo de desconexión que aislará el generador del sistema eléctrico de la Autoridad al ocurrir cualquier disturbio eléctrico.

Interrupor de la Subestación del Cliente

Dispositivo de desconexión localizado en el sistema privado del cliente.

Interrupor Manual

Dispositivo de operación manual para desconectar el sistema de generación del cliente del sistema de la Autoridad, sin interrumpir el servicio eléctrico que ofrece la Autoridad al cliente. El interrupor manual debe tener la capacidad de interrumpir la corriente máxima a la cual estará expuesto. El mismo será visible y accesible al personal de la Autoridad, y proveerá para asegurar con un candado de la Autoridad la posición de abierto y cerrado del interrupor.

Inversor

Equipo o sistema con tecnología de electrónica de potencia que cambia la potencia de corriente directa a corriente alterna y viceversa, según aplique.

Isla Eléctrica, *Islanding*

Condición en el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad donde uno o más generadores energizan una zona aislada eléctricamente del resto del sistema.

Laboratorio de Pruebas Reconocido Nacionalmente (*NRTL* en inglés)

Laboratorio acreditado que, entre sus funciones, realiza pruebas de certificación requerida en los estándares IEEE y *American National Standard Institute* (ANSI) aplicables.

Operación en Paralelo

Operación simultánea del sistema de generación con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica que pudiera transferir energía entre los sistemas eléctricos del cliente y la Autoridad, mientras está interconectado.

OGPe

Oficina de Gerencia de Permiso

Planos

Dibujos detallados y precisos, hechos a una escala conveniente, que representan gráficamente la interconexión propuesta del sistema de generación con la Autoridad, y que requieren la firma del diseñador que los preparó o confeccionó. Estos dibujos incluyen Planos de Instalaciones Eléctricas, de Situación y de Ubicación.

Planos de Instalaciones Eléctricas

Dibujos que ilustran el sistema eléctrico (líneas de transmisión y subtransmisión e instalaciones de la Autoridad) existente en el área de la obra de construcción y el sistema eléctrico propuesto para servir el proyecto nuevo. Estos dibujos usan de marco de referencia geográfica el sitio o solar descrito en los Planos de Situación.

Planos de Situación, *Site Plan*

Dibujos que representan el solar de la obra de construcción respecto a los puntos cardinales. Estos dibujos presentan los terrenos, edificios o estructuras colindantes al solar, así como las calles, carreteras o accesos vehiculares al mismo.

Planos de Ubicación, *Location Plan*

Dibujos que representan la ubicación del proyecto de construcción en un mapa topográfico del *United States Geological Survey (USGS)* con coordenadas Lambert y una escala de 1:20000.

Programa de Medición Neta (Programa)

Servicio provisto a clientes con sistemas de generación propia que utilicen fuentes renovables de energía, interconectados al sistema eléctrico de la Autoridad, según lo establece la Ley Núm. 114, supra. Este servicio permite el flujo de electricidad hacia y desde las instalaciones del cliente a través del medidor de facturación. Al fin del periodo de facturación, la Autoridad cobrará el consumo neto del cliente, o acreditará el exceso de energía a su próxima factura.

Proyecto

Obra a realizarse conforme a planos de construcción certificados bajo las disposiciones de los reglamentos de OGPe y de la Autoridad.

Pruebas de Aceptación

Pruebas en sitio (*Site Acceptance Test, SAT*) a las que se someten los equipos eléctricos antes de que éstos entren en servicio para garantizar que los mismos operan según su diseño o especificación.

Pruebas Periódicas

Pruebas realizadas por el cliente al sistema de generación y equipos asociados en un intervalo de tiempo predeterminado según los códigos, estándares aplicables y especificaciones del manufacturero.

Punto Común de Conexión (PCC)

Es el lugar en que se conecta el sistema privado del cliente al sistema de la Autoridad. Este punto varía dependiendo del tipo de cliente.

Recierre Automático

Dispositivo de protección que automáticamente interrumpe y recierra el circuito de transmisión o subtransmisión luego de un disturbio eléctrico, con una secuencia predeterminada de interrupciones y recierres.

Reglamento de Interconexión (Reglamento)

Reglamento para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para Participar del Programa de Medición Neta.

Sistema de Generación

Generadores basados en energía renovable, inversores, sistema de protección y control, seguridad, interconexión y equipos asociados necesarios para producir energía eléctrica en la instalación del cliente y ser capaz de operar en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

Solicitante

Persona natural o jurídica, pública o privada y cualquier agrupación de ellas que solicite la interconexión del sistema de generación al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

Solicitud de Evaluación, Anejo A

Solicitud de Evaluación para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta.

Transformador de Interconexión, Transformador

Transformador a través del cual se interconectará el sistema de generación al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Éste podrá ser el transformador que suple las instalaciones del solicitante.

SECCIÓN III: DESCRIPCIÓN Y REQUISITOS DE LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

ELÉCTRICA

Artículo A: Disposiciones Generales

1. Autorización Requerida para Operar

El solicitante tiene que cumplir con este Reglamento, formalizar un Acuerdo de Interconexión y recibir por escrito la autorización de la Autoridad para comenzar la operación en paralelo del sistema de generación con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

2. Servicios No Provistos con la Interconexión

La compra de energía al cliente y otros servicios requeridos por éste no se regulan en el presente Reglamento. Éstos se formalizan en acuerdos distintos al de interconexión.

La interconexión del sistema de generación en paralelo con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica, no le otorga al cliente el derecho a utilizar el sistema para la transmisión de energía a otros clientes de la Autoridad.

3. Ley Núm. 114 del 16 de agosto de 2007, según enmendada

Los servicios de medición neta se establecen conforme a la Ley Núm. 114, supra, y la reglamentación vigente promulgada por dicha ley.

4. Diseño y Construcción del Sistema de Interconexión

a. La Autoridad verifica el diseño del sistema de generación del solicitante antes de ser construido. El solicitante es responsable de obtener el endoso de este diseño antes de comenzar la construcción del sistema de generación.

b. La Autoridad inspecciona el sistema de generación antes del comienzo de la operación en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

c. Mediante la firma y certificación del plano, el diseñador garantiza que éste se preparó en conformidad con el Código Eléctrico Nacional, Código Eléctrico Nacional de Seguridad, leyes, reglamentos, manuales, patrones y comunicados técnicos aprobados por la Autoridad. La Autoridad no es responsable del diseño del sistema de generación mostrado en los planos. El endoso de éstos por parte de la Autoridad no releva al diseñador de responsabilidad por el diseño presentado.

d. El contratista, al momento de comenzar las obras, es responsable de verificar que el diseño del sistema de generación esté endosado

por la Autoridad. Además, las obras de construcción tienen que cumplir con el Código Eléctrico Nacional, Código Eléctrico Nacional de Seguridad, leyes aplicables, reglamentos, manuales, comunicados técnicos de la Autoridad y de otras agencias o entidades de gobierno.

- e. El sistema de generación se interconecta al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad a través de un transformador de interconexión, el cual puede ser el transformador que da servicio a las cargas del solicitante. La Autoridad requiere que la configuración de la interconexión de los embobinados en el lado primario (Autoridad) sea delta y en el secundario (cliente) sea estrella a tierra. La conexión de este transformador tiene que ser del tipo que produzca en el lado primario un voltaje que esté adelantado 30° (treinta grados) con respecto al voltaje del lado secundario.
- f. El sistema de generación del solicitante tiene que estar equipado con los dispositivos y la programación de protección diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica según especificados en la Sección III, Artículo C de este Reglamento.
- g. Se requiere un interruptor manual para desconectar el sistema de generación del cliente del sistema de la Autoridad, sin interrumpir el servicio eléctrico que ofrece la misma al cliente, el cual pueda operarse y asegurarse con un candado de la Autoridad. Este interruptor tiene que estar visible y accesible a personal de la Autoridad.
- h. El sistema de generación del solicitante tiene que estar equipado con los dispositivos para cumplir con los límites de distorsión de armónicas y de voltaje de parpadeo (voltaje *flicker*), según se establece en los estándares IEEE 519, IEEE 1453 y otros estándares aplicables.

- i. La Autoridad informará en la Carta de Evaluación los requisitos para que el solicitante pueda interconectar el sistema de generación y recibir el endoso de los planos de diseño del proyecto propuesto.

5. Derecho al Acceso

El cliente tiene que proveer acceso al personal de la Autoridad a las instalaciones del sistema de generación para que éste pueda ejecutar sus deberes conforme con este Reglamento, el Acuerdo de Interconexión y los reglamentos aplicables.

6. Operación y Mantenimiento

- a. El cliente es responsable de operar, mantener y reparar el sistema de generación para que cumpla en todo momento con los requisitos de interconexión de este Reglamento y con el Acuerdo de Interconexión.
- b. La Autoridad requiere al cliente, como condición para renovar el Acuerdo de Interconexión, certificaciones que acrediten las pruebas periódicas y los mantenimientos al sistema de generación, según se establece en este Reglamento. Éste notificará por escrito a la Autoridad su intención de renovar el Acuerdo al menos con sesenta (60) días de anticipación a la fecha de terminación del mismo según establece la Sección III, Artículo D de este Reglamento.
- c. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas y los trabajos de mantenimiento preventivo del sistema de generación.
- d. El cliente es responsable de suministrar la información de producción de su sistema de generación según sea requerido por la Autoridad.

7. Interrupciones y Desconexión

- a. La Autoridad podrá desconectar o limitar la operación del sistema

de generación del cliente del sistema de la Autoridad en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

1) Sin notificación previa:

- a) En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.
- b) Si se determina que el sistema de generación no cumple con los Requisitos Técnicos Adicionales (ATR) detallados en el Artículo C de esta Sección.

2) Con notificación previa:

- a) Si se determina que el cliente no cumple con alguna de las disposiciones de este Reglamento. Dicha determinación se notificará al cliente, por escrito, con por lo menos treinta (30) días de anticipación.
 - b) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad. La Autoridad notificará al cliente, por escrito, con por lo menos treinta (30) días de anticipación.
 - c) Al vencimiento del Acuerdo de Interconexión. La Autoridad notificará al cliente, por escrito, con por lo menos treinta (30) días de anticipación de la fecha de vencimiento del Acuerdo de Interconexión.
- b. El cliente tiene que proveer acceso al personal de la Autoridad para que desconecte el sistema de generación con el interruptor manual, y no se interrumpa el servicio eléctrico que la Autoridad ofrece al cliente.
- c. Para aquellos sistemas de generación que no provean acceso al personal de la Autoridad para operar el interruptor manual, la desconexión se realizará a través del desconectivo

externo (Núm. 1) de la subestación del cliente, que desconecta tanto el sistema de generación como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al cliente.

- d. En caso de que el cliente desee desconectar permanentemente el sistema de GD del sistema eléctrico de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo de Interconexión, notificará por escrito su intención a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad, con treinta (30) días de anticipación.

Artículo B. Descripción del Proceso de Interconexión

1. Disposiciones Generales

- a. El solicitante tiene que completar y entregar la Solicitud de Evaluación para la Interconexión en el Departamento de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica, en la OGPe o Municipio Autónomo, según aplique. La misma estará disponible en la página de Internet de la Autoridad.

Si el solicitante no es dueño de la propiedad donde se instalará el sistema de generación, éste especificará en la Solicitud de Evaluación su relación con el dueño de la misma. Además, incluirá un documento en el que se le otorgue el derecho a instalar el sistema de generación en dicha propiedad. Esto no es requisito indispensable para radicar la Solicitud de Evaluación, pero se requerirá al momento de completar el Acuerdo de Interconexión. La evidencia que se requiere para demostrar el derecho a instalar el sistema de generación en la propiedad es una de las siguientes:

- 1) Ser dueño del lugar o arrendatario con derecho a desarrollar en la propiedad sistemas propios de generación.
- 2) Poseer una opción de compra o arrendamiento para desarrollar un sistema de generación en la propiedad.
- 3) Una relación de negocios entre el solicitante de interconexión y la entidad con derecho a vender.

- b. La Autoridad atiende las Solicitudes de Evaluación según la fecha y hora de entrega.
- c. Se evalúa la información entregada en la Solicitud de Evaluación para determinar si el solicitante cumple con todo lo requerido.
- d. Una vez la Autoridad complete el estudio de interconexión, se notifica al solicitante mediante la Carta de Evaluación, los requisitos para la interconexión del sistema de generación al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.
- e. El solicitante puede requerir una reunión en la Autoridad para discutir aspectos relevantes de la Carta de Evaluación. La Autoridad notificará la fecha de esta reunión no más tarde de cinco días laborables luego de solicitada por el cliente.
- f. El solicitante prepara los planos del proyecto según los requisitos de la Carta de Evaluación.
- g. El solicitante gestiona en el Departamento de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica, el endoso de los planos del proyecto e incluye los documentos requeridos en la sección Endoso de Proyecto para Interconexión del Generador de este Reglamento.
- h. El solicitante tiene que entregar el certificado de seguro de responsabilidad pública general, en original, con treinta (30) días de anticipación a la firma del Acuerdo de Interconexión.
- i. La Autoridad verifica y endosa el proyecto una vez el solicitante cumpla con los requisitos de la Carta de Evaluación, los esquemas de protección y control y con el Manual del Manufacturero de Operación del Generador o inversor del proyecto.
- j. El solicitante comienza la construcción del sistema de generación una vez la Autoridad endosa los planos. Además, realiza el proceso de pruebas e inspección del mismo.

- k. El solicitante coordina con la Autoridad y realiza las pruebas según los requerimientos de la Autoridad y demás estándares aplicables.
- l. El solicitante entrega a la Autoridad la Certificación de Pruebas de Aceptación y, en los casos que aplique, la certificación de inspección en original y dos copias e incluirá los documentos requeridos en la sección de Inspección de Construcción Eléctrica.
- m. El sistema de generación se conectará al sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad una vez se cumpla de forma satisfactoria con las pruebas de aceptación, los términos de interconexión aplicables, se firme el Acuerdo de Interconexión y se cumpla con cualquier otro requisito necesario para la interconexión del proyecto. Una vez el cliente realice las pruebas de aceptación y radique la certificación de dichas pruebas en la Oficina de Inspecciones de la Región correspondiente, la Autoridad tendrá 10 días laborables para evaluar las mismas, realizar la inspección y firmar el Acuerdo de Interconexión si dichas pruebas son aceptadas. De lo contrario, notificará al cliente las deficiencias encontradas dentro del término de los 10 días laborables.
- n. La Figura 1 ilustra el Flujograma del Proceso de Interconexión de Generación al Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica. Éste no incluye los procesos, endosos, permisos u otros trámites administrativos requeridos por otras agencias.

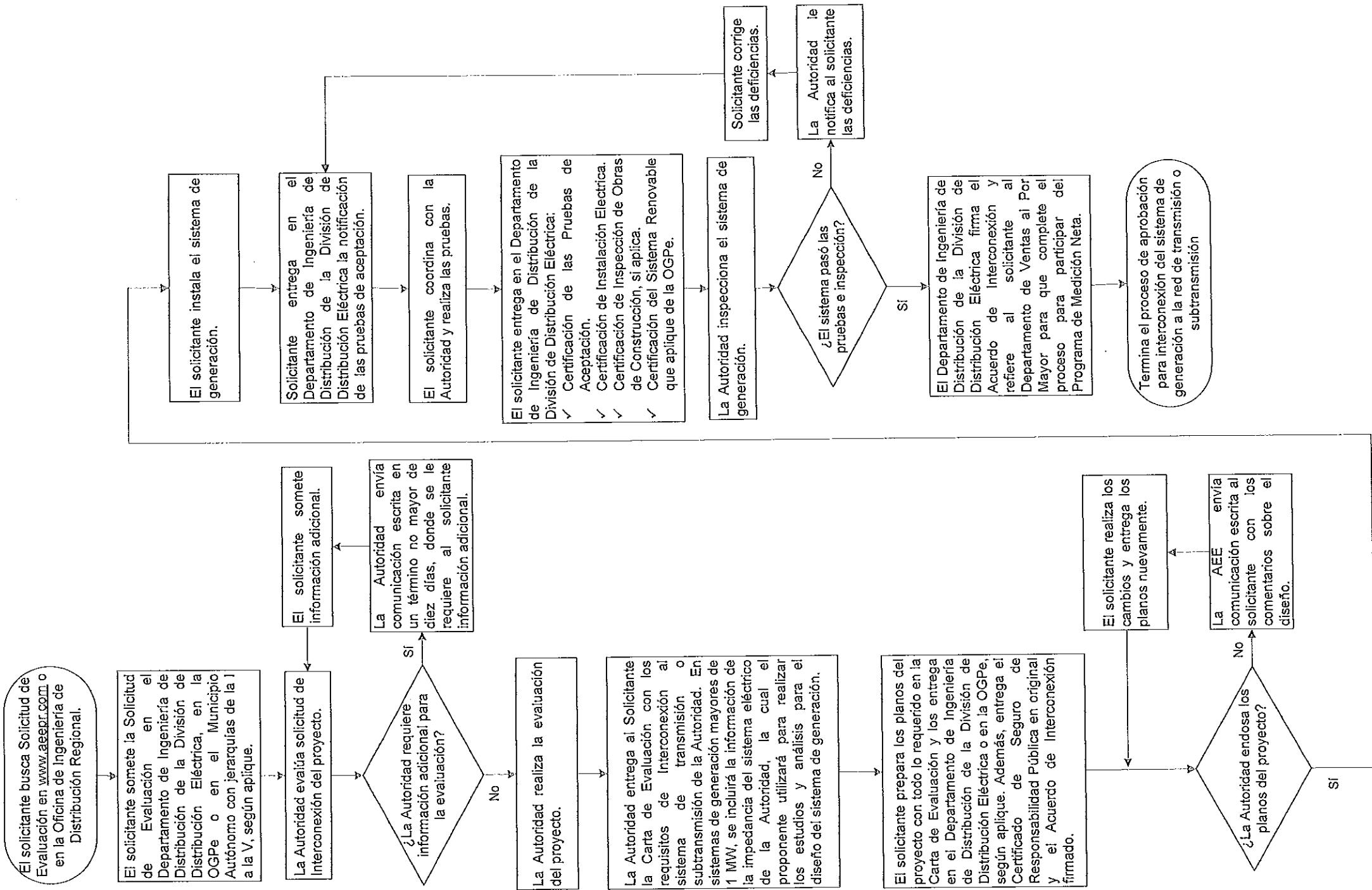


Figura 1. Flujo del Proceso de Interconexión de Generación al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad.

2. Solicitud de Evaluación para Interconexión del Sistema de Generación

- a. El solicitante tiene que completar y entregar la Solicitud de Evaluación con sus anejos, según aplique, para la interconexión en el Departamento de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica, en la OGPe o Municipio Autónomo, según aplique.
- b. Documentos requeridos con la Solicitud de Evaluación:
 - 1) Carta explicativa donde indique el alcance del proyecto y su capacidad.
 - 2) Dos copias de los planos de situación (*Site Plan*) que incluyan la ubicación (*Location Plan*) del proyecto.
 - 3) Diagrama ilustrativo de la instalación del sistema de generación que incluya hasta la subestación del cliente.
 - 4) Diagrama monolineal de protección. El Anejo C incluye algunos ejemplos de este tipo de diagrama.
 - 5) Las certificaciones de los equipos aprobados por la OGPe.
 - 6) El manual del manufacturero del inversor o de los equipos de interconexión, si los mismos no están en la lista de equipos aprobados por la Autoridad.
- c. La Solicitud de Evaluación se sella con la fecha y hora de recibo, la cual determinará el orden a ser evaluadas.
- d. La Autoridad evalúa la información entregada en la Solicitud de Evaluación para la interconexión del proyecto y:
 - 1) Notifica por escrito al solicitante dentro de los diez (10) días laborables de recibo de la Solicitud de Evaluación si la información que proveyó está incompleta, o si la Autoridad requiere información adicional para realizar la evaluación.

2) Envía la Carta de Evaluación dentro de veinte (20) días laborables si el solicitante entrega toda la información requerida para realizar la evaluación de interconexión. La misma indicará los requisitos de la Autoridad para la interconexión del sistema de generación. Para sistemas de generación mayores de 1 MW, la Carta de Evaluación incluirá la información de la impedancia del sistema eléctrico de la Autoridad, la cual el proponente utilizará para realizar los estudios y análisis para el diseño del sistema de generación.

e. La evaluación del proyecto para la interconexión del sistema de generación tiene vigencia de dos años a partir de la fecha de la Carta de Evaluación emitida por la Autoridad. Si durante este período la Autoridad endosa los planos de construcción del sistema de generación, la Carta de Evaluación mantendrá su validez durante la vigencia de los mismos.

3. Endoso de Proyecto para Interconexión del Sistema de Generación

a. La Autoridad endosa los planos de instalaciones eléctricas para el sistema de generación mientras esté vigente la Carta de Evaluación del proyecto.

b. El solicitante tiene que incluir en los planos la alternativa que utilizará en el sistema de generación para cumplir con los ATR.

c. La solicitud para el endoso de los planos tiene que incluir los siguientes documentos:

- 1) Un original y dos copias de los planos de instalaciones eléctricas, sellado y firmado en original en todas las hojas.
- 2) Tres originales del formulario de certificación de planos de instalaciones eléctricas, firmados y sellados por el diseñador.

- 3) Copia de la evidencia que demuestre que el diseñador es ingeniero o arquitecto, licenciado y colegiado.
- 4) Certificado de seguro en original, según descrito en el Artículo E de esta Sección.
- 5) Para sistemas con capacidad mayor de 1 MW, el modelo matemático PSS/E del sistema de generación en la versión que tenga vigente la Autoridad. Este modelo tiene que incluir, pero no se limita a, generador, inversores, transformadores, sistema de colectores, controlador de planta y sistema de control. El modelo tiene que ser apropiado tanto para simulaciones de régimen permanente como para simulaciones dinámicas y se tiene que incluir el *source code* del mismo.
- d. La Autoridad tiene cinco (5) días laborables para endosar los planos de instalaciones eléctricas del sistema de generación que estén certificados según lo dispuesto en la Ley. Núm. 7 de 19 de julio de 1985, según enmendada.
- e. La Autoridad endosará los planos del proyecto una vez el solicitante cumpla con los requisitos de la Carta de Evaluación, con los esquemas de protección y control y demás requisitos establecidos en esta Sección.
- f. El endoso de los planos tiene vigencia de dos años. El mismo caduca si durante ese término el solicitante no comienza la construcción del sistema de generación. El solicitante tiene que notificar a la Autoridad el comienzo de la construcción de la fase eléctrica del proyecto mediante el documento Notificación de Comienzo de Proyecto.

5. Construcción Eléctrica

El solicitante podrá comenzar la construcción del sistema de generación una vez que:

- a. La Autoridad endose los planos de las instalaciones eléctricas.
- b. Obtenga los permisos y endosos de las demás agencias correspondientes, según aplique.
- c. Entregue a la Autoridad el Acuerdo de Interconexión firmado por el cliente o la persona autorizada mediante el documento correspondiente, como por ejemplo, pero sin limitarse a resolución corporativa.

6. Inspección de Construcción Eléctrica

Todo proyecto de construcción tiene que realizarse a base de un plano certificado conforme a las disposiciones del Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción Eléctrica y además:

- a. Lo tiene que supervisar un inspector privado contratado por el dueño de la obra, excepto para sistemas fotovoltaicos con capacidad menor o igual a 1 MW.
- b. El dueño del proyecto tiene que notificar el comienzo de la construcción eléctrica del mismo en la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica. Esto incluye el nombre y dirección física del proyecto, número de caso de la Autoridad y la información del contratista e inspector privado, si aplica.
- c. El contratista tiene que entregar a la Autoridad una Certificación de Instalación Eléctrica en la que se garantiza que la misma fue realizada según las especificaciones del diseño endosado por la Autoridad. La misma tiene que ser certificada por un ingeniero electricista licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado.
- d. En los casos que aplique, el inspector privado tiene que proveer a la Autoridad una certificación de Inspección de Obras de Construcción Eléctrica. Con esto, certifica que inspeccionó toda la construcción eléctrica y la misma cumple con las especificaciones

del plano endosado por la Autoridad y por los reglamentos, manuales, normas, patrones, códigos y comunicados técnicos de la Autoridad.

- e. Certificación de Sistema Fotovoltaico, de Sistema Eólico o de cualquier otra tecnología de fuentes de energía renovable de la OGPe, según aplique.
- f. La Autoridad realiza una inspección de las instalaciones eléctricas y se reserva el derecho de presenciar las pruebas, según dispuesto en el Artículo D, inciso 1. Además, evalúa y acepta el modelo matemático (PSS/E) *as built* del cumplimiento de los ATR de las instalaciones eléctricas del sistema de generación con capacidad de más de 1 MW.

Artículo C. Criterios y Requisitos Técnicos

1. Disposiciones Generales

- a. Los criterios y requisitos técnicos incluidos en este artículo son cónsonos con lo que establecen los estándares IEEE y ANSI, según apliquen en la interconexión del sistema de generación a la red de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.
- b. Éstos tienen la intención de garantizar que el sistema de generación no afecte adversamente al sistema eléctrico de la Autoridad y que se desconecte del mismo bajo condiciones inseguras de operación. De esta forma se garantiza que el sistema del cliente no degrade la operación del sistema eléctrico, no presente riesgos y garantice la seguridad de la ciudadanía, los empleados de la AEE, los clientes y los equipos del cliente.

2. Aprobación de Uso de Equipo Certificado

- a. 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.

- b. Los inversores con capacidad no mayor de 10 kW pueden tener ajustes fijos de fábrica siempre que éstos cumplan con los estándares IEEE 1547 y UL 1741.
- c. El fabricante, distribuidor o dueño del equipo es responsable de entregar los documentos de certificación, si el equipo no ha sido evaluado y aprobado previamente por la Autoridad. Se evaluará que estos equipos:
- 1) Estén certificados por un laboratorio de pruebas reconocido nacionalmente. Esto asegura que cumplan 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.
 - 2) Cumplan con los límites de distorsión de contenido armónico permitidos según el estándar IEEE 519 y otros aplicables.
 - 3) Cumplan con los límites de voltaje de parpadeo (*voltage flicker*) según el estándar IEEE 1453 y otros aplicables.
 - 4) Cumplan con los reglamentos de la Autoridad aplicables. De surgir algún conflicto con otros estándares prevalecerán los reglamentos de la Autoridad.
 - 5) Tengan la capacidad de operar continuamente en paralelo (*grid tie*) con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad y de exportar energía para participar del Programa de Medición Neta.
 - 6) Tengan la capacidad de ajuste de frecuencia, voltaje y tiempos de operación en el campo.
- d. Para sistemas de generación de más de 1 MW, la Autoridad verificará cumplimiento con los ATR.

3. Protección y Control

- a. Los requisitos de protección detallados a continuación se establecen para la seguridad de la interconexión del sistema de generación con el sistema de la Autoridad. Estos requisitos de protección tienen el propósito de: (1) desconectar el generador cuando deja de operar en paralelo con el sistema de la Autoridad; (2) proteger el sistema de la Autoridad contra los daños que pueda ocasionar la conexión del generador, incluida la aportación del generador a fallas del sistema de la Autoridad y a sobre voltajes transitorios; y (3) proteger el generador contra daños que pueda producir el sistema de la Autoridad, especialmente mediante operaciones de recierre automático.
- b. Además de los requisitos incluidos en esta sección, el sistema de generación del solicitante tiene que cumplir con los estándares aplicables vigentes, incluidos, pero sin limitarse a, el IEEE 1547, IEEE 519 e IEEE/ANSI C37.90. En el caso de equipos con tecnología de inversores, los mismos tienen que estar certificados según el estándar UL 1741.
- c. En la Solicitud de Evaluación del proyecto, el solicitante tiene que proveer un diagrama monolineal de protección. El Anejo C incluye algunos ejemplos de este tipo de diagrama. También tiene que incluir el manual del fabricante del inversor o de los equipos de interconexión, si los mismos no están en la lista de equipos aprobados por la Autoridad.
- d. En cumplimiento con los requisitos de esta sección, el diseño de las instalaciones del solicitante tiene que integrar prácticas generales de protección y seguridad para salvaguardar la vida, proteger la infraestructura de la Autoridad, el equipo del sistema de generación y otros equipos del solicitante. El solicitante es responsable de realizar los estudios de corto circuito y de coordinación de protección necesarios para seleccionar las

funciones de protección en sus instalaciones de generación e interconexión. También es responsable de realizar el diseño del sistema de protección y de la adquisición, instalación y pruebas de los equipos necesarios para implementar estas funciones de protección.

e. Los planos de diseño de las instalaciones del solicitante que se presentan para el endoso de la Autoridad según la Sección III, Artículo B, Inciso 4 de este Reglamento tienen que incluir lo siguiente:

- 1) Diagramas de los esquemas de protección y control de la interconexión del sistema de generación.
- 2) Documentos o diagramas que muestren el nombre del fabricante, la marca y el modelo de cada dispositivo de protección incluido en los esquemas de protección y control.
- 3) Documentación que muestre claramente las funciones de protección y control utilizadas en el diseño y la aplicación y ajustes de las mismas.
- 4) Especificaciones técnicas de las funciones de protección y control que realiza el generador, en los casos que el mismo opere con tecnología de inversores que tengan integradas dichas funciones de protección y control.

f. Durante el proceso de endoso de los planos, la Autoridad puede requerir o añadir otros requisitos o enmendar los existentes cuando el impacto del sistema de generación en el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad así lo requiera.. En estos casos, la Autoridad y el solicitante discutirán alternativas para mitigar el impacto al sistema mediante la revisión del diseño, los ajustes de las funciones y añadir otras funciones de protección. El solicitante es responsable de realizar los cambios necesarios en el diseño del sistema de protección y control, asociados a la interconexión del sistema de generación, que resulten de estas

discusiones. Las alternativas que se seleccionen cumplirán con el propósito de este Reglamento, de promover el desarrollo de fuentes de energía renovable mientras se mantiene la seguridad y confiabilidad del servicio que se presta a los clientes de la Autoridad. Una vez el solicitante presente las modificaciones de los planos del sistema de protección, la Autoridad evaluará y emitirá su aprobación o denegación dentro de un término de diez (10) días laborables.

- g. Los relés de protección a utilizarse en la interconexión del sistema de generación tienen que ser de tecnología de microprocesadores. Los ajustes que se apliquen a estos relés tienen que garantizar el cumplimiento con los estándares y requerimientos aplicables, incluidos el estándar IEEE 1547 y los ATR descritos en el inciso 4 de este artículo.

- h. Disturbios Eléctricos: El sistema de protección tiene que detectar disturbios eléctricos que ocurran en el circuito eléctrico donde está interconectado el sistema de generación. El generador se tiene que desconectar del circuito de transmisión o subtransmisión eléctrico tan pronto ocurra un disturbio eléctrico. Esta desconexión tiene que ocurrir antes de la primera operación de recierre del circuito de la Autoridad. Una vez desconectado, el sistema de generación medirá el voltaje y la frecuencia del sistema de la Autoridad. El generador se reconectará una vez el voltaje y la frecuencia permanezcan en los niveles definidos en el IEEE 1547. El solicitante tiene que proveer la evidencia técnica del cumplimiento con los requerimientos de este inciso en el Proceso de Endoso de los Planos del Proyecto. A continuación, se presentan los criterios de variaciones de voltaje y frecuencia durante los cuales se tiene que desconectar el generador del solicitante:

- 1) Ante variaciones en la magnitud del voltaje del servicio eléctrico en el sistema de la Autoridad, el generador se tiene que desconectar del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad según establecido en la Tabla 1:

Tabla 1. Respuesta a variaciones de voltaje en el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad

Rango de Voltaje (% de Voltaje Nominal)	Tiempo de Desconexión (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

- 2) Ante variaciones en frecuencia, el generador se tiene que desconectar del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad según lo establecido en la Tabla 2:

Tabla 2. Respuesta a variaciones de Frecuencia en el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad

Frecuencia(Hz)	Tiempo de Desconexión (s)
$f > 60.5$	0.16
$57.0 < f \leq 59.2$	300
$f \leq 57.0$	0.16

- i. Protección Anti-Island: Las instalaciones del solicitante tienen que tener las provisiones necesarias para evitar que el sistema de generación energice un circuito desenergizado de la Autoridad. De surgir una situación de isla eléctrica, el generador se tiene que

desconectar del sistema de la Autoridad en un tiempo menor de dos segundos.

j. Las funciones mínimas requeridas para la protección de la interconexión de los generadores sincrónicos o de inducción son:

- 1) Bajo voltaje, *undervoltage* (27)
- 2) Sobre voltaje, *overvoltage* (59)
- 3) Sobre voltaje para detectar fallas a tierra en sistemas delta, *ground or neutral overvoltage* (59N ó 59G)
- 4) Sobre frecuencia, *over frequency* (81O)
- 5) Baja frecuencia, *under frequency* (81U)
- 6) Sincronismo, *synchronism* (25)
- 7) Potencia direccional, *directional power* (32)
- 8) Sobrecorriente instantánea, *instantaneous overcurrent* (50)
- 9) Sobrecorriente con retraso en tiempo, *time-delay overcurrent* (51)
- 10) Voltaje secuencia negativa, *phase sequence voltage relay* (47)

k. Las funciones mínimas requeridas para la protección de la interconexión de los sistemas de generación de más de 1 MW que sean de tecnologías con inversores son:

- 1) Bajo voltaje, *undervoltage* (27)
- 2) Sobre voltaje, *overvoltage* (59)
- 3) Sobre voltaje para detectar fallas a tierra en sistemas delta, *ground or neutral overvoltage* (59N ó 59G)
- 4) Sobre frecuencia, *over frequency* (81O)
- 5) Baja frecuencia, *under frequency* (81U)
- 6) Sincronismo, *synchronism* (25)
- 7) Potencia direccional, *directional power* (32)
- 8) Voltaje secuencia negativa, *phase sequence voltage relay* (47)

Estas son las funciones mínimas necesarias para poder cumplir con los ATR descritos en el inciso 4 de este artículo.

- I. La subestación del solicitante a la cual se conectará el sistema de generación tiene que estar protegida por fusibles o interruptores, según los requisitos de la Autoridad. Esto se determina de la siguiente manera:

- 1) Sistema de transmisión eléctrica (115 kV): Se requiere instalar un interruptor en la entrada de la subestación del solicitante.
- 2) Sistema de subtransmisión eléctrica (38 kV): Puede requerirse el instalar un interruptor en la entrada de la subestación del solicitante, lo cual dependerá de la evaluación del punto común de conexión (PCC), la complejidad del proyecto, la tecnología de interconexión, tipo de generación, y la capacidad del generador versus la carga conectada en las instalaciones.

- m. Interruptor Manual: El solicitante tiene que proveer e instalar un dispositivo de desconexión manual, cuyas especificaciones se proveerán junto a la documentación técnica sometida durante el endoso. El mismo tiene que cumplir con las siguientes características:

- 1) Accesible al personal de la Autoridad las 24 horas del día.
- 2) Apropiado para los niveles de voltaje de la instalación.
- 3) Capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto.
Se permite instalar un interruptor manual que no pueda interrumpir corriente, siempre y cuando el mismo se instale en combinación con un interruptor automático u otro dispositivo que pueda interrumpir la corriente.
- 4) Tener provisión para asegurar que permanezca abierto o cerrado con un candado de la Autoridad.
- 5) Capaz de abrir todos los polos simultáneamente.

- 6) Capaz de resistir las inclemencias del tiempo o clima (*weatherproof*).
- 7) Rotulado con la frase: "Precaución – Interruptor Manual del GD, No Tocar los Terminales en Ambos Extremos, Podrían Estar Energizados". Además identificará las posiciones de abierto y cerrado.

La conexión del interruptor manual se ubica de manera tal que cuando se opere sólo desconecte el sistema de generación del cliente del sistema de la Autoridad, sin interrumpir el servicio eléctrico que provee la Autoridad al cliente.

- n. El sistema de generación propuesto tiene que operar continuamente a un factor de potencia unitario ($FP = 1.0$).

4. Requisito Técnico Adicional para Sistemas de Generación con capacidad mayor de 1 MW (ATR) – Control de Rampa

- a. El sistema de generación tiene que ser capaz de controlar la razón de cambio de la salida de potencia hasta un máximo de 10% de la capacidad AC nominal por minuto. El control de rampa aplica tanto para aumentar como para disminuir la salida de potencia, independientemente de las condiciones meteorológicas.
- b. El requisito del inciso a anterior no le aplicara a proyectos, entre 1 MW y 5 MW, hasta que se alcance la suma de 20 megavatios AC (*nameplate capacity*) de todos los proyectos entre 1 y 5 MW con carta de evaluación de la Autoridad vigente. Una vez el total de la capacidad generatriz de estos proyectos, con carta de evaluación de la Autoridad vigente, alcancen los 20 megavatios AC (*nameplate capacity*), el requisito de control de rampa será 10%. En este momento, la Autoridad evaluará el impacto de estos proyectos en la red eléctrica y determinará si se realizarán cambios a este requisito de control de rampa de 10%.

5. Calidad de Potencia

- a. El cliente es responsable de que el sistema de generación cumpla con los requerimientos de calidad de potencia especificados en los estándares IEEE 519, IEEE 1453, IEEE 1159, IEEE 1547, UL 1741 y demás estándares aplicables.
- b. La interconexión del generador no puede causar degradación en la calidad de potencia del sistema eléctrico de la Autoridad. Algunos ejemplos de degradación de la calidad de potencia pueden ser, pero no se limitan a: desbalance y regulación de voltaje, distorsión armónica, parpadeo (*flicker*), bajas de voltaje (*voltage sags*), interrupciones y fenómenos transitorios. De surgir estos eventos, el generador se tiene que desconectar del sistema eléctrico de la Autoridad hasta que el cliente realice las modificaciones necesarias para mitigar los problemas de calidad de potencia causados por su sistema de generación.
- c. El cliente es responsable de los costos de las modificaciones necesarias para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione su sistema de generación al sistema eléctrico de la Autoridad u otros clientes.
- d. En caso de que el sistema de generación del cliente incluya generadores de inducción, éste es responsable de proveer la compensación de potencia reactiva en el arranque para controlar los cambios abruptos en el voltaje.
- e. El cliente es responsable de que las inyecciones de voltaje y corriente con contenido armónico no aumenten el calentamiento termal en los transformadores y reactores, ni pueden causar fallas, sobrecargas o mal funcionamiento de equipos y voltajes resonantes, entre otros, al sistema eléctrico de la Autoridad. Éstas tampoco pueden interferir con los circuitos y sistemas de telecomunicación o de señales.

6. Medición

- a. El equipo de medición que se instala a los clientes conectados al sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad tiene la función de lectura bidireccional y de perfil de carga histórica. Esto es esencial para realizar auditorías periódicas y registrar la energía entregada al sistema eléctrico de la Autoridad y la energía recibida por el cliente. La Autoridad tiene que verificar y configurar el medidor existente, de ser necesario, para que registre las funciones de energía bidireccional.
- b. En caso de instalaciones nuevas, la base donde se instalará el medidor tiene que cumplir con los estándares vigentes. La misma tiene que estar visible y accesible al personal de la Autoridad las 24 horas del día, según lo establece el Reglamento de Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica y las normas de la Autoridad.
- c. Las características mínimas requeridas del medidor de los clientes a nivel de transmisión y subtransmisión eléctrica son las siguientes:
 - 1) Se energiza a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*).
 - 2) Ser totalmente electrónico (*Solid State Electronic Meter*).
 - 3) Tener capacidad de medición en cuatro cuadrantes y de medir energía real, reactiva, recibida y entregada.
 - 4) Tener capacidad de memoria para grabar mínimo 60 días de consumo a intervalos de 15 minutos, con un mínimo de siete canales de memoria que registre: kWh entregados, kVARh entregados, kWh recibidos, kVARh recibidos y voltios cuadrados hora para las fases A, B y C.
 - 5) Capaz de comunicarse a través del sistema de medición remota de la Autoridad.

- 6) La Autoridad puede modificar dichos requisitos de acuerdo con las necesidades operacionales futuras de la empresa, y el tamaño de la instalación del sistema de generación del cliente.
- d. La Autoridad es responsable de proveer este medidor y darle mantenimiento a los *CT* y *VT*.
- e. Para sistemas de generación con capacidad mayor de 1 MW, el cliente es responsable de proveer un medidor y el medio de comunicación entre éste y el sistema SCADA de la Autoridad. Este medidor estará ubicado a la salida del sistema de generación.
- f. Las características mínimas requeridas del medidor del sistema de generación del cliente son las siguientes:
- 1) Se energiza a través de *CT* y *VT* con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*).
 - 2) Ser totalmente electrónico (*Solid State Electronic Meter*).
 - 3) Tener capacidad de medición en cuatro cuadrantes y de medir energía real, reactiva, recibida y entregada.
 - 4) Tener capacidad de memoria para grabar mínimo 60 días de consumo a intervalos de 15 minutos, con un mínimo de siete canales de memoria que registre: kWh entregados, kVARh entregados, kWh recibidos, kVARh recibidos y voltios cuadrados hora para las fases A, B y C.
 - 5) Capaz de comunicarse con el sistema SCADA de la Autoridad mediante el protocolo DNP 3.0, TCP/IP.
 - 6) Tener capacidad de entrada de puntos digitales.

Artículo D. Pruebas, Modificaciones y Mantenimiento del Sistema de Generación

1. Pruebas de Aceptación

- a. El solicitante o su representante tiene que realizar las pruebas al sistema de generación antes de operar en paralelo con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Las mismas tienen que cumplir con los requerimientos de la Autoridad, el estándar IEEE 1547 y demás estándares aplicables.
- b. Para sistemas de generación con capacidad mayor de 1MW, el solicitante tiene que someter en la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica el protocolo que utilizará para realizar las pruebas que demuestren cumplimiento de los ATR. La Autoridad evaluará y aprobará este protocolo.
- c. La Autoridad tiene que ser notificada por escrito con diez días laborables de anticipación a la realización de las pruebas y se reserva el derecho de presenciar las mismas.
- d. El solicitante tiene que proveer para revisión de la Autoridad una Certificación de Pruebas de Aceptación, en original y dos copias, con firma y sello profesional de un ingeniero electricista licenciado y colegiado, quien tiene que estar autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico. Las pruebas mínimas necesarias para poder realizar una evaluación adecuada de las condiciones eléctricas de estos equipos son:
 - 1) Verificar que los ajustes y programación de los sistemas de protección y control cumplen con los requisitos establecidos en el Inciso 3 del Artículo C, Criterios y Requisitos Técnicos de este Reglamento.
 - 2) Verificar la operación y sistema de protección del Interruptor de Interconexión del Generador.
 - 3) Verificar la operación del Interruptor Manual.

- 4) Verificar la operación de la función Anti-islas.
- 5) Verificar la función *cease-to-energize*. Ante un disturbio el dispositivo de protección se tiene que desconectar y no intentar reconectarse por el retraso en tiempo establecido una vez el voltaje y la frecuencia permanezcan en niveles adecuados.
- 6) Verificar el alambrado de conexión a tierra y el alambrado de los sistemas de control y potencia.
- 7) Verificar que la instalación de los equipos de protección, CT's y VT's, esté correcta y de acuerdo al diseño.
- 8) Verificar la operación de la función de *directional power*, si aplica.
- 9) Cumplimiento de los ATR para sistemas de generación mayores de 1 MW. El solicitante tiene que entregar a la Autoridad para la evaluación y aceptación el modelo matemático (PSS/E) *as built* del cumplimiento de los ATR de las instalaciones eléctricas del sistema de generación.
- 10) Verificar comunicación con el sistema SCADA y probar los puntos análogos y digitales.
- 11) Pruebas adicionales según lo requiera la Autoridad.
 - e. Las pruebas de los equipos eléctricos tienen seis meses de vigencia. Si los equipos no se energizan en este periodo, las pruebas tendrán que repetirse.
 - f. 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.

2. Pruebas Periódicas

Una vez el sistema de generación opere en paralelo con la Autoridad, el cliente tiene que realizar las pruebas periódicas a todos los componentes

relacionados con la interconexión según los códigos, estándares aplicables y las recomendaciones del manufacturero. Estas pruebas se requerirán al momento de la renovación del Acuerdo de Interconexión. El cliente tiene que presentar a la Autoridad un informe de las pruebas realizadas y los resultados certificados por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, quien tiene que estar autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico. La Autoridad verificará que el cliente haya cumplido con todas las pruebas periódicas requeridas por el manufacturero. Si las pruebas periódicas recomendadas por el manufacturero exceden el periodo de vigencia del Acuerdo de Interconexión, el cliente realizará las mismas en un término no mayor de seis meses previo a la renovación del Acuerdo.

3. Cambios o Modificaciones en el Sistema de Generación

a. El cliente tiene que notificar, por escrito, a la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica antes de realizar cualquier modificación al sistema de generación. En este Reglamento, modificación consiste en cualquier gestión que transforme, enmiende, varíe, altere, reforme o innove la instalación existente o cualquiera de sus partes. Modificación no incluye el reemplazo de algún equipo o dispositivo por uno idéntico. Además, tiene que proveer la documentación técnica del equipo y los diagramas o planos del sistema de generación con la modificación propuesta.

1) Si los cambios o modificaciones no se relacionan con un aumento en capacidad de generación en las instalaciones del cliente, la Autoridad determinará si el sistema de generación puede continuar operando bajo el Acuerdo de Interconexión vigente.

2) Si los cambios o modificaciones son para aumentar la capacidad de generación en las instalaciones o en el tipo de

tecnología, el cliente someterá una nueva Solicitud de Evaluación de Interconexión.

- 3) Si los cambios o modificaciones son en el sistema de protección y control del sistema de generación, los mismos deben ser evaluados y aprobados por la Autoridad.
- b. Una vez la Autoridad evalúe y apruebe los cambios o modificaciones propuestos, se procederá a reconectar el sistema de generación del Cliente. Si el cliente modifica el sistema de generación sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el generador hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y la confiabilidad del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

4. Mantenimiento

El cliente tiene que realizar el mantenimiento al sistema de generación según la indicación del manufacturero y los estándares de la industria eléctrica aplicables. El cliente tiene que guardar evidencia del mantenimiento y presentar la misma al momento de renovar el Acuerdo de Interconexión. Dentro de la vigencia de este Acuerdo, la Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia de mantenimiento y reportes de pruebas del sistema.

Artículo E. Seguros de Responsabilidad Pública General

1. El cliente tiene que obtener y mantener durante la vigencia del Acuerdo de Interconexión, una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de \$1,000,000 por ocurrencia y \$1,000,000 agregado. No obstante, la Autoridad se reserva el derecho de requerir otras condiciones para garantizar que tanto el cliente como la Autoridad estén protegidos adecuadamente.
 - a. La póliza de Responsabilidad Pública General se tiene que endosar de la siguiente manera:

1) Como asegurado adicional:

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

- 2) Un endoso que incluya el Acuerdo de Interconexión bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las partes del Acuerdo.
 - 3) Renuncia de subrogación en favor de la Autoridad.
 - 4) Notificación de cancelación o no renovación con 30 días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.
 - 5) La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad bajo dicha póliza.
- b. La póliza de seguro solicitada, tiene que ser presentada de manera aceptable para la Autoridad y ser emitida sólo por compañías de seguro autorizadas a realizar negocios en Puerto Rico. El cliente tiene que proveer un certificado de seguro en original, firmado por un representante del asegurador en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación tiene que ser emitida en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir originales de los endosos.
- c. Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con la renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo de Interconexión.

Artículo F. Esfuerzos Razonables

La Autoridad realizará los esfuerzos razonables para cumplir con los términos de tiempo establecidos en este Reglamento, a menos que haya un acuerdo entre las partes para cambiar los mismos. Si la Autoridad no puede cumplir con las

fechas programadas lo notificará por escrito al solicitante. La notificación tiene que incluir la razón por la cual la Autoridad no podrá cumplir con el tiempo establecido y proveer un tiempo estimado para completar el proceso.

SECCIÓN IV: PENALIDADES

Toda persona que viole las disposiciones de este Reglamento será penalizada según lo dispuesto en la Ley Núm. 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, conocida como Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

SECCIÓN V: PROCEDIMIENTO APELATIVO

Artículo A: Solicitud de Reconsideración

La parte adversamente afectada por una determinación de la Autoridad basada en las disposiciones de este Reglamento, puede solicitar una reconsideración de la misma, en el término de diez (10) días, a partir de la fecha en que le fue notificada. Dicha solicitud se tiene que presentar por escrito, ante el funcionario que emitió la determinación sobre la cual se solicita reconsideración y exponer los fundamentos en que se basa la misma.

Artículo B: Procedimiento de Adjudicación Formal

El funcionario ante quien se presente la solicitud tiene que considerar la misma y notificar su determinación final a la parte afectada, por escrito, en el término de veinte (20) días, a partir de la fecha de su presentación. Si la parte afectada no queda satisfecho con dicha determinación final tendrá diez (10) días, a partir de la fecha de su notificación, para radicar una solicitud o petición ante la Secretaría de Procedimientos Adjudicativos de la Autoridad de Energía Eléctrica, para que la controversia se dilucide de conformidad con el procedimiento de adjudicación formal dispuesto en el Reglamento para los Procedimientos de Adjudicación de Querellas de la Autoridad de Energía Eléctrica, adoptado en virtud de la Ley Núm. 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, conocida como Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

SECCIÓN VI: INCONSTITUCIONALIDAD

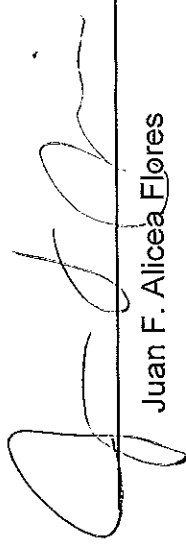
La declaración de inconstitucionalidad de cualquier parte de este Reglamento por un tribunal con jurisdicción competente, no afecta la validez de sus restantes disposiciones.

SECCIÓN VII: VIGENCIA

Este Reglamento entra en vigor treinta (30) días después de su radicación en el Departamento de Estado de Puerto Rico, de acuerdo a las disposiciones de la Ley Núm. 170 del 12 de agosto de 1988, según enmendada, conocida como Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

SECCIÓN VIII: APROBACIÓN

La Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica aprobó este Reglamento mediante su Resolución Núm. 4030, del 16 de mayo de 2013.



Juan F. Alicea Flores

Director Ejecutivo

Autoridad de Energía Eléctrica

Fecha: 2 de julio de 2013



AEE _____

ANEJO A

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SOLICITUD DE EVALUACIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA PARA EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA INFORMACIÓN MÍNIMA REQUERIDA POR LA AUTORIDAD

Fecha _____

Núm. AEE _____

A – Información del Cliente (tenedor de la cuenta con la Autoridad)

Nombre: _____

Teléfonos: _____

Fax: _____

Correo
Electrónico: _____

Dirección Postal: _____

B – Relación del Cliente con la propiedad donde se instalará el Generador

☐ Dueño ☐ Co-dueño ☐ Alquiler ☐ Otro _____

Si el solicitante no es el dueño, favor completar la Parte C.

C – Información del Dueño

Nombre: _____

Teléfonos: _____

Fax: _____

Correo
Electrónico: _____

Dirección
Postal: _____

D – Información del Solicitante (Podría ser el Cliente, el Diseñador o el Instalador)

Nombre: _____

Compañía: _____

Teléfonos: _____

Fax: _____

Página Internet: _____

Correo
Electrónico: _____

Dirección Postal: _____

E – Información del Diseñador

Nombre: _____

Nota: Si la información solicitada no es aplicable, indicarlo con N/A

Compañía: _____

Teléfonos: _____ Fax: _____

Página Internet: _____ Correo Electrónico: _____

Dirección Postal: _____

F – Información del Contratista o Instalador (si está disponible)

Nombre: _____

Compañía: _____

Teléfonos: _____ Fax: _____

Página Internet: _____ Correo Electrónico: _____

Dirección Postal: _____

G – Localización del Sistema

Nombre del Proyecto y Dirección Física: _____

Número de Cuenta AEE: _____ Número del Medidor: _____

Capacidad de la Subestación: _____ kVA

Tipo de Cliente: ☐ Cliente Comercial ☐ Cliente Industrial

Voltaje de Interconexión: ☐ 115 kV ☐ 38 kV

H – Información General del Generador / Inversor para Fuentes de Energía Renovables. La Autoridad podría solicitar información adicional según sea necesario para el estudio de interconexión.

Cantidad de Generadores: _____

Nota: De haber más de un Generador, añadir hojas adicionales con la información requerida.

☐ Fotovoltaico ☐ Hidro ☐ Eólico (Viento) ☐ Celda Combustible (hidrógeno) ☐ Biomasa

☐ Otra (especifique): _____

Tipo de Generador

☐ Sincrónico ☐ Inducción (Asincrónico) ☐ Acoplado con Inversor ☐ Otro _____

A continuación provea la información requerida del generador, si aplica. Si el generador es basado en inversores, favor proveer la información del mismo.

Generador

Fabricante: _____ Modelo: _____

Información de la Placa del Generador: _____ kVA _____ kW

Voltaje de Salida: _____ V Corriente Nominal: _____ A

Rango Factor de Potencia: ☐ Adelantado ☐ Atrasado

Mínimo: _____ Máximo: _____

Inversor, si aplica

Fabricante: _____ Modelo: _____

Potencia de Salida
Máxima (kW):

Voltaje de Operación
Nominal (VAC):

Corriente Nominal (A):

Rango de Frecuencia
de Operación (Hertz):

¿El inversor cumple con los requisitos del Estándar UL1741? ☐ Sí ☐ No

I – Datos de Manufacturero

Proveer copia del manual que provee el manufacturero de las especificaciones técnicas y la operación del generador o inversor.

J - Sistemas Fotovoltaicos

Manufacturero: _____

Número de Módulos Fotovoltaicos _____

Modelo: _____

Capacidad por Modulo (kW DC) _____

Capacidad Total (kW DC) _____

K – Datos Manufacturero de Fuentes DC

Proveer especificaciones técnicas, configuraciones, protección y curvas de operación, según aplique, del sistema fotovoltaico, celdas combustibles (hidrógeno) u otros sistemas de fuentes renovables.

L – Información requerida con la Solicitud

☐ Una carta explicativa donde indique el alcance del Proyecto y su capacidad.

☐ Dos copias de los Planos de Situación (*Site Plan*) que incluyan la ubicación (*Location Plan*) del Proyecto.

☐ Diagrama ilustrativo de la instalación del Sistema de Generación que incluya hasta la subestación del cliente.

☐ Diagrama monolineal de protección. El Anejo C, incluye algunos ejemplos de este tipo de diagrama.

☐ Las certificaciones de los equipos aprobados por la OGPe.

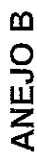
☐ El número de Proyecto de OGPe, Junta de Planificación o Municipio Autónomo, de tenerlo disponible.

M - Firma del Cliente y Solicitante

Certificamos que la información provista en esta solicitud es correcta.

Firma del Cliente: _____ Fecha: _____

Firma del Solicitante
(si es diferente al Cliente): _____ Fecha: _____



**Acuerdo para la Interconexión de Generadores
al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica
para el Programa de Medición Neta**

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, Seguro Social patronal número 660-43-3747, representada en este acto por su Representante Autorizado,

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

La interconexión del sistema de generación del Cliente al sistema de transmisión o subtransmisión Eléctrica (el Sistema) de la Autoridad estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo de Interconexión (Acuerdo) y sus Anejos, que son parte esencial de los términos y condiciones siguientes:

1.2 La Autoridad revisó previamente la Solicitud de Evaluación para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta (la Solicitud), del _____ (fecha), con sus respectivos documentos de apoyo. La Solicitud completada está incluida como Anejo 1 y queda incorporada a este Acuerdo.

- 1.3 Si el Cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el Sistema de Generación, incluirá documentos sobre el derecho de la propiedad en donde se instalará el Sistema de Generación.
- 1.4 El Cliente tiene la intención de interconectar el Sistema de Generación al Sistema de la Autoridad, y la Autoridad permitirá tal interconexión sujeta a los términos y condiciones establecidos en los siguientes documentos: (1) Reglamento para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta (Reglamento de Interconexión); (2) la Solicitud completada y revisada por la Autoridad; (3) Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, y (4) este Acuerdo de Interconexión.
- 1.5 El Sistema de Generación estará permanentemente localizado en _____, con número de cuenta de la Autoridad _____. La capacidad del sistema de generación es de _____ kW DC y _____ kW AC, según se presenta en los planos de instalaciones eléctrica endosado. Los planos endosados están incluidos como Anejo 2 y quedan incorporados a este Acuerdo.
- 1.6 El servicio eléctrico provisto bajo este Acuerdo de Interconexión será trifásico, a una frecuencia de 60 Hz y a un voltaje de _____ kilovoltios.
- 1.7 Este Acuerdo de Interconexión no constituye un acuerdo para la compra o transmisión de la energía del Cliente. La compra o transmisión de energía y otros servicios que el Cliente requiera se establecerán bajo otro acuerdo, según aplique.
- 1.8 Lo dispuesto en este Acuerdo de Interconexión no afectará otros acuerdos que existan entre la Autoridad y el Cliente.

2. FECHA DE EFECTIVIDAD Y TÉRMINO

- 2.1 Este Acuerdo estará vigente por un período de cinco (5) años a partir de la fecha en que las Partes firmen el Acuerdo, a menos que: (a) termine por mutuo acuerdo de las Partes, (b) se reemplace por otro acuerdo de interconexión, (c) termine el servicio eléctrico del Cliente, o (d) termine por incumplimiento de cualquiera de las Partes con el Acuerdo según especificado en el Artículo 10 de este documento.
- 2.2 El Cliente podrá renovar este Acuerdo por periodos adicionales de cinco (5) años. Éste notificará por escrito a la Autoridad su intención de renovar el Acuerdo al menos con sesenta (60) días de anticipación a la fecha de terminación. Como condición para la renovación, el Cliente presentará evidencia del mantenimiento del equipo y las pruebas realizadas a los Sistemas de Protección y Control.

2.3 A la terminación de este Acuerdo, el Cliente desconectará permanentemente el Generador del Sistema de la Autoridad para evitar cualquier posibilidad de Operación en Paralelo en el futuro. La Autoridad se reservará el derecho de inspeccionar la instalación del Cliente para verificar que el Generador está desconectado permanentemente.

2.4 En caso de que el cliente desee desconectar permanentemente el sistema de GD del sistema eléctrico de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo de Interconexión, deberá notificar por escrito su intención a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad por lo menos con treinta (30) días de anticipación.

3. INTERCONEXIÓN

3.1 La interconexión del Sistema de Generación está condicionada a que el Cliente cumpla con los requisitos del Reglamento de Interconexión y la Ley Núm. 114 del 16 de agosto de 2007, según enmendada.

3.2 El Cliente será responsable de los costos de las mejoras necesarias para la interconexión del generador al sistema de la Autoridad, incluye pero sin limitarse a: sistema de interconexión, transformadores, sistema de protección y control, interruptor manual, medición y seguridad, entre otros.

3.3 Durante la vigencia de este Acuerdo, el Cliente mantendrá el sistema de generación en condiciones de operación óptimas y seguras.

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

3.5 La Autoridad podrá instalar equipos para estudios en el lado del punto común de conexión del Cliente.

4. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

4.1 El Cliente comenzará la operación en paralelo del sistema de generación con el sistema de la Autoridad, luego de que la interconexión sea aprobada por la Autoridad y que ambas Partes firmen este Acuerdo. La Autoridad se reserva el derecho a que un representante autorizado inspeccione la misma. Cuando el Cliente esté listo para iniciar las Pruebas de Aceptación del Sistema de Generación, lo notificará por escrito a la Autoridad al menos con diez (10) días laborables de anticipación. El Cliente permitirá que el personal de la Autoridad esté presente durante las pruebas del sistema de generación.

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

- A. El Sistema de Generación en conformidad con el Reglamento de Interconexión, el Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción Eléctrica, Código Eléctrico Nacional, Código Eléctrico Nacional de Seguridad y de otras leyes o política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos, 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 generador del sistema de la Autoridad.
 - C. Los equipos necesarios para cumplir con los Requisitos Técnicos Adicionales en los sistemas de generación con capacidad mayor de 1 MW.
 - D. El Interruptor Manual y que el mismo sea visible y accesible al personal de la Autoridad.
 - E. Los equipos necesarios para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione su sistema de generación al sistema eléctrico de la Autoridad u otros clientes.
- 4.3 El Cliente será responsable de los costos asociados a los requisitos establecidos en la sección 4.2.
- 4.4 El Cliente garantizará que el sistema de generación no cause daños al servicio eléctrico ni a la calidad de potencia eléctrica de la Autoridad y de otros clientes y que el mismo no interfiera con la operación de otros sistemas de generación, así como de cualquier otro equipo.
- 4.5 El Cliente protegerá, operará y mantendrá el sistema de generación en conformidad con aquellas prácticas y métodos, según continúen enmendándose o actualizándose de tiempo en tiempo, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad. Esto para garantizar una operación segura del sistema de generación.
- 4.6 El Cliente probará el generador, el sistema de protección y control, el interruptor de interconexión y el interruptor manual, al momento de la instalación. Estas pruebas serán certificadas por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las mismas.
- 4.7 El Cliente realizará las pruebas periódicas al generador, al sistema de protección y control, al interruptor de interconexión y al interruptor manual según los códigos, estándares aplicables y las recomendaciones del manufacturero. Estas pruebas se requerirán al momento de la renovación de este Acuerdo. El Cliente proveerá a la Autoridad un informe de las pruebas

realizadas y los resultados certificados por un Ingeniero electricista licenciado y colegiado, quien tiene que estar autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico. La Autoridad verificará que el Cliente haya cumplido con todas las pruebas periódicas requeridas por el manufacturero. Si las pruebas periódicas recomendadas por el manufacturero exceden el periodo de vigencia de este Acuerdo, el Cliente realizará dichas pruebas en un término no mayor de seis meses previo a la renovación del mismo.

4.8 El Cliente proveerá acceso a las instalaciones del sistema de generación para que los empleados de la Autoridad puedan: (a) inspeccionar periódicamente el sistema 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 Generador, cuando la Autoridad entienda que existe una Emergencia; (e) operar el interruptor manual cuando la Autoridad requiera desenergizar el sistema de generación para realizar trabajos (f) desconectar el generador bajo las causas de incumplimiento establecidas en la sección 10.1 de este Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el Generador, el Cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe.

4.9 Si el Cliente no provee acceso al personal de la Autoridad para operar el Interruptor Manual en sus instalaciones, la desconexión se realizará a través del desconectivo externo (Núm.1) de la subestación del Cliente, que desconecta tanto el sistema de generación como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al Cliente.

4.10 Una vez la Autoridad endose los planos de instalaciones eléctricas del sistema de generación propuesto, si el Cliente desea realizar cambios o modificaciones, someterá nuevamente los planos o diagramas con la descripción de los cambios o modificaciones para el endoso de la Autoridad. Si las modificaciones o cambios resultan en el aumento de capacidad de generación o en cambios en el tipo de tecnología del generador, el Cliente someterá una nueva Solicitud de Evaluación del proyecto propuesto. Si los cambios o modificaciones no se relacionan con un aumento en capacidad de generación en las instalaciones del Cliente, la Autoridad determinará si el sistema de generación puede continuar operando bajo este Acuerdo. Los cambios o modificaciones en el sistema de protección y control del sistema de generación, deben ser evaluados y aprobados por la Autoridad. Si el Cliente modifica el sistema de generación sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el generador hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.

- 4.11 El Cliente obtendrá y mantendrá todos los permisos e inspecciones que indican que el sistema de generación cumple con todos los códigos aplicables de construcción y seguridad.

5. CESIÓN DEL ACUERDO

El Cliente no cederá los derechos adquiridos u obligaciones contraídas bajo este Acuerdo, sin la autorización previa por escrito de la Autoridad.

6. 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 V del Reglamento de Interconexión. La misma incluye el procedimiento de adjudicación formal según el Reglamento para los Procedimientos de Adjudicación de Querellas de la Autoridad de Energía Eléctrica.

7. RESPONSABILIDAD

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

8. 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 de Interconexión. Esta disposición prevalecerá a la terminación o expiración de este Acuerdo de Interconexión.

9. 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 de Interconexión, 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.

10. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO; REMEDIOS

- 10.1 La violación de cualquiera de los términos y condiciones de este Acuerdo, del Reglamento de Interconexión o del Reglamento de Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, le darán a la Autoridad el derecho a desconectar el generador.
- 10.2 No obstante, lo dispuesto en este Acuerdo de Interconexión, 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.
- 10.3 La Autoridad no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema eléctrico de la Autoridad. Esta disposición prevalecerá al vencimiento o terminación de este Acuerdo de Interconexión.

11. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción y competencia declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo de Interconexión 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.

12. TERMINACIÓN Y/O ACELERACIÓN DEL VENCIMIENTO DEL ACUERDO

No obstante lo dispuesto en este Acuerdo de Interconexión, en cuanto a la vigencia o duración del mismo, la Autoridad podrá, en cualquier momento, terminarlo, cancelarlo o acelerar su vencimiento, mediante notificación al Cliente hecha con, por lo menos, treinta (30) días de anticipación, cuando ello, a juicio

de la Autoridad, responda a sus mejores intereses. Disponiéndose que, en caso de que el Cliente incumpla con alguna de sus obligaciones en este Acuerdo de Interconexión, la Autoridad podrá decretar la terminación, cancelación o resolución inmediata del mismo sin necesidad de notificación previa. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo de Interconexión, no se entenderá que constituye una renuncia de la Autoridad a cualesquiera remedios adicionales provistos por este Acuerdo de Interconexión o por la ley para casos de demora o incumplimiento en las obligaciones contractuales del Cliente.

13. SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

13.1 El Cliente obtendrá y mantendrá durante la vigencia del Acuerdo de Interconexión, una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de \$1,000,000 por ocurrencia y \$1,000,000 agregado. No obstante, la Autoridad se reserva el derecho de requerir otras condiciones para garantizar que tanto el Cliente como la Autoridad estén protegidos adecuadamente.

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 de Interconexión bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las Partes del Acuerdo.
- c. Renuncia de subrogación en favor de la Autoridad.
- 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.

13.2 Entrega de la Póliza. La póliza de seguro solicitada, será presentada de manera aceptable para la Autoridad y deberá ser emitida sólo por compañías de seguro autorizadas a realizar negocios en Puerto Rico. El Cliente proveerá un certificado de seguro en original, firmado por un representante del asegurador en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación será emitida en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, deberá incluir originales de los endosos.

13.3 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 de Interconexión.

14. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

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

15. NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con el Acuerdo de Interconexión, 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: _____
(Nombre del Cliente)

(Dirección Postal)

Atención: _____
(Representante a cargo de recibir notificaciones)

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 San Juan, Puerto Rico, hoy _____ de _____ de 2_____.

Autoridad de Energía Eléctrica:

Cliente:

(Nombre Representante Autorizado)

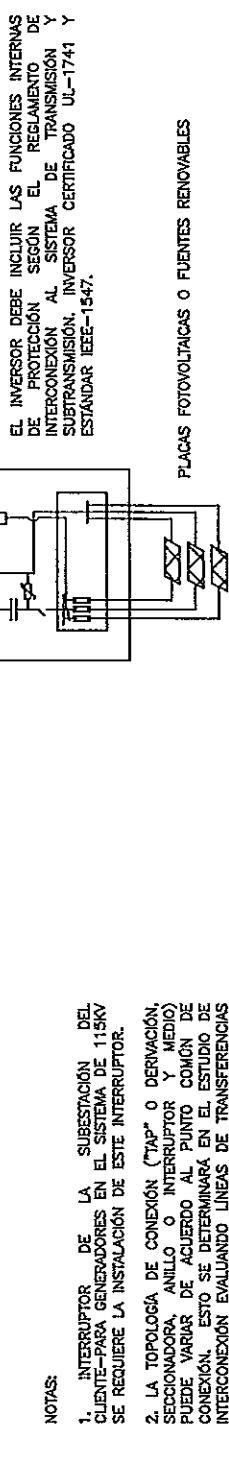
(Título)

(Nombre Representante Autorizado)

(Firma)

Cronograma de Atividades	
Atividade	Tempo Estimado (min)
1. Apresentação e Boas-vindas	10
2. Introdução ao Curso	15
3. Teoria da Matemática	20
4. Exercícios Práticos	25
5. Intervalo	10
6. Teoria da Física	20
7. Exercícios Práticos	25
8. Intervalo	10
9. Teoria da Química	20
10. Exercícios Práticos	25
11. Intervalo	10
12. Teoria da Biologia	20
13. Exercícios Práticos	25
14. Intervalo	10
15. Teoria da História	20
16. Exercícios Práticos	25
17. Intervalo	10
18. Teoria da Geografia	20
19. Exercícios Práticos	25
20. Intervalo	10
21. Teoria da Arte	20
22. Exercícios Práticos	25
23. Intervalo	10
24. Teoria da Literatura	20
25. Exercícios Práticos	25
26. Intervalo	10
27. Teoria da Filosofia	20
28. Exercícios Práticos	25
29. Intervalo	10
30. Teoria da Sociologia	20
31. Exercícios Práticos	25
32. Intervalo	10
33. Teoria da Psicologia	20
34. Exercícios Práticos	25
35. Intervalo	10
36. Teoria da Economia	20
37. Exercícios Práticos	25
38. Intervalo	10
39. Teoria da Política	20
40. Exercícios Práticos	25
41. Intervalo	10
42. Teoria da Religião	20
43. Exercícios Práticos	25
44. Intervalo	10
45. Teoria da Linguagem	20
46. Exercícios Práticos	25
47. Intervalo	10
48. Teoria da Cultura	20
49. Exercícios Práticos	25
50. Intervalo	10
51. Teoria da Ética	20
52. Exercícios Práticos	25
53. Intervalo	10
54. Teoria da Estética	20
55. Exercícios Práticos	25
56. Intervalo	10
57. Teoria da Pedagogia	20
58. Exercícios Práticos	25
59. Intervalo	10
60. Teoria da Saúde	20
61. Exercícios Práticos	25
62. Intervalo	10
63. Teoria da Tecnologia	20
64. Exercícios Práticos	25
65. Intervalo	10
66. Teoria da Comunicação	20
67. Exercícios Práticos	25
68. Intervalo	10
69. Teoria da Música	20
70. Exercícios Práticos	25
71. Intervalo	10
72. Teoria da Dança	20
73. Exercícios Práticos	25
74. Intervalo	10
75. Teoria da Arte Dramática	20
76. Exercícios Práticos	25
77. Intervalo	10
78. Teoria da Arquitetura	20
79. Exercícios Práticos	25
80. Intervalo	10
81. Teoria da Urbanização	20
82. Exercícios Práticos	25
83. Intervalo	10
84. Teoria da Engenharia	20
85. Exercícios Práticos	25
86. Intervalo	10
87. Teoria da Medicina	20
88. Exercícios Práticos	25
89. Intervalo	10
90. Teoria da Farmácia	20
91. Exercícios Práticos	25
92. Intervalo	10
93. Teoria da Odontologia	20
94. Exercícios Práticos	25
95. Intervalo	10
96. Teoria da Veterinária	20
97. Exercícios Práticos	25
98. Intervalo	10
99. Teoria da Zootecnia	20
100. Exercícios Práticos	25
101. Intervalo	10
102. Teoria da Agronomia	20
103. Exercícios Práticos	25
104. Intervalo	10
105. Teoria da Engenharia de Alimentos	20
106. Exercícios Práticos	25
107. Intervalo	10
108. Teoria da Engenharia de Minas	20
109. Exercícios Práticos	25
110. Intervalo	10
111. Teoria da Engenharia de Petróleo	20
112. Exercícios Práticos	25
113. Intervalo	10
114. Teoria da Engenharia de Transportes	20
115. Exercícios Práticos	25
116. Intervalo	10
117. Teoria da Engenharia de Segurança	20
118. Exercícios Práticos	25
119. Intervalo	10
120. Teoria da Engenharia de Meio Ambiente	20
121. Exercícios Práticos	25
122. Intervalo	10
123. Teoria da Engenharia de Produção	20
124. Exercícios Práticos	25
125. Intervalo	10
126. Teoria da Engenharia de Gestão	20
127. Exercícios Práticos	25
128. Intervalo	10
129. Teoria da Engenharia de Sistemas	20
130. Exercícios Práticos	25
131. Intervalo	10
132. Teoria da Engenharia de Software	20
133. Exercícios Práticos	25
134. Intervalo	10
135. Teoria da Engenharia de Redes	20
136. Exercícios Práticos	25
137. Intervalo	10
138. Teoria da Engenharia de Telecomunicações	20
139. Exercícios Práticos	25
140. Intervalo	10
141. Teoria da Engenharia de Energia	20
142. Exercícios Práticos	25
143. Intervalo	10
144. Teoria da Engenharia de Materiais	20

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN INVERSOR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (115 kV) Y SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE UN INTERRUPTOR



NOTAS:

1. INTERRUPTOR DE LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE—PARA GENERADORES EN EL SISTEMA DE 115KV SE REQUIERE LA INSTALACIÓN DE ESTE INTERRUPTOR.
2. LA TOPOLOGÍA DE CONEXIÓN ("TAP" O DERIVACIÓN, SECCIONADORA, ANILLO O INTERRUPTOR Y MEDIO) PUEDE VARIAR DE ACUERDO AL PUNTO COMÚN DE CONEXIÓN. ESTO SE DETERMINARÁ EN EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN EVALUANDO LINEAS DE TRANSFERENCIAS

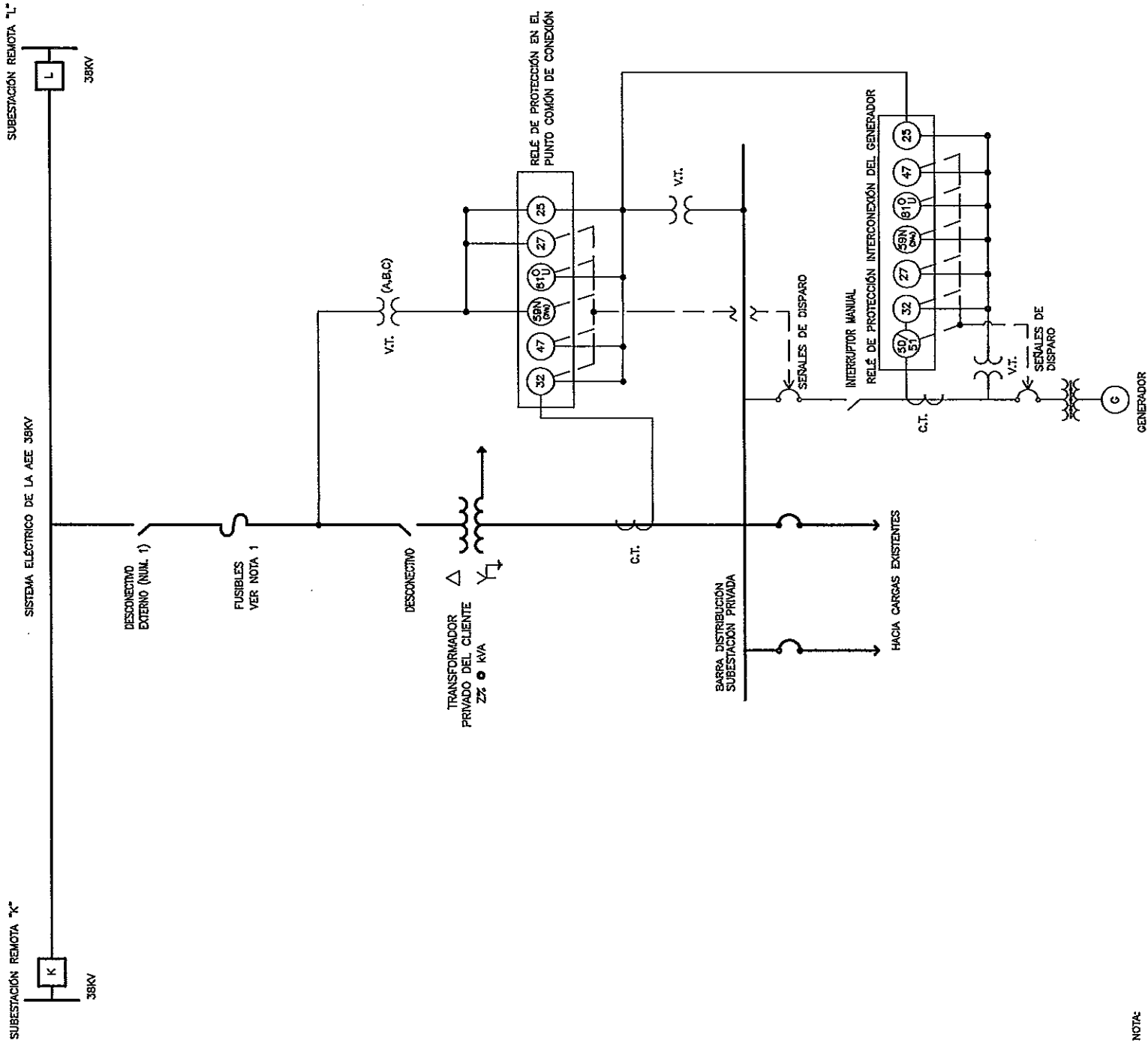
EL INVERSOR DEBE INCLUIR LAS FUNCIONES INTERNAS DE PROTECCIÓN SEGÚN EL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN. INVERSOR CERTIFICADO UL-1741 Y ESTÁNDAR IEEE-1547.

PLACAS FOTOVOLTAICAS O FUENTES RENOVABLES



ANEJO C

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (38kV) A TRAVÉS DE FUSIBLES



NOTA:

1. PARA GENERADORES EN EL SISTEMA DE 38kV SE UTILIZARÁ FUSIBLE O INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE. LA EVALUACIÓN POR PARTE DE LA AUTORIDAD PARA REQUERIR UN INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

- PUNTO DE INTERCONEXIÓN
- COMPLEJIDAD DEL PROYECTO
- TECNOLOGÍA DE INTERCONEXIÓN
- TIPO DE GENERACIÓN
- CAPACIDAD DEL GENERADOR VS. CARGAS DE LAS FACILIDADES.

ES ALTAMENTE RECOMENDABLE EL USO DE RELÉS BASADOS EN MICROPROCESADORES.

TÍTULO:

COMPANIA:

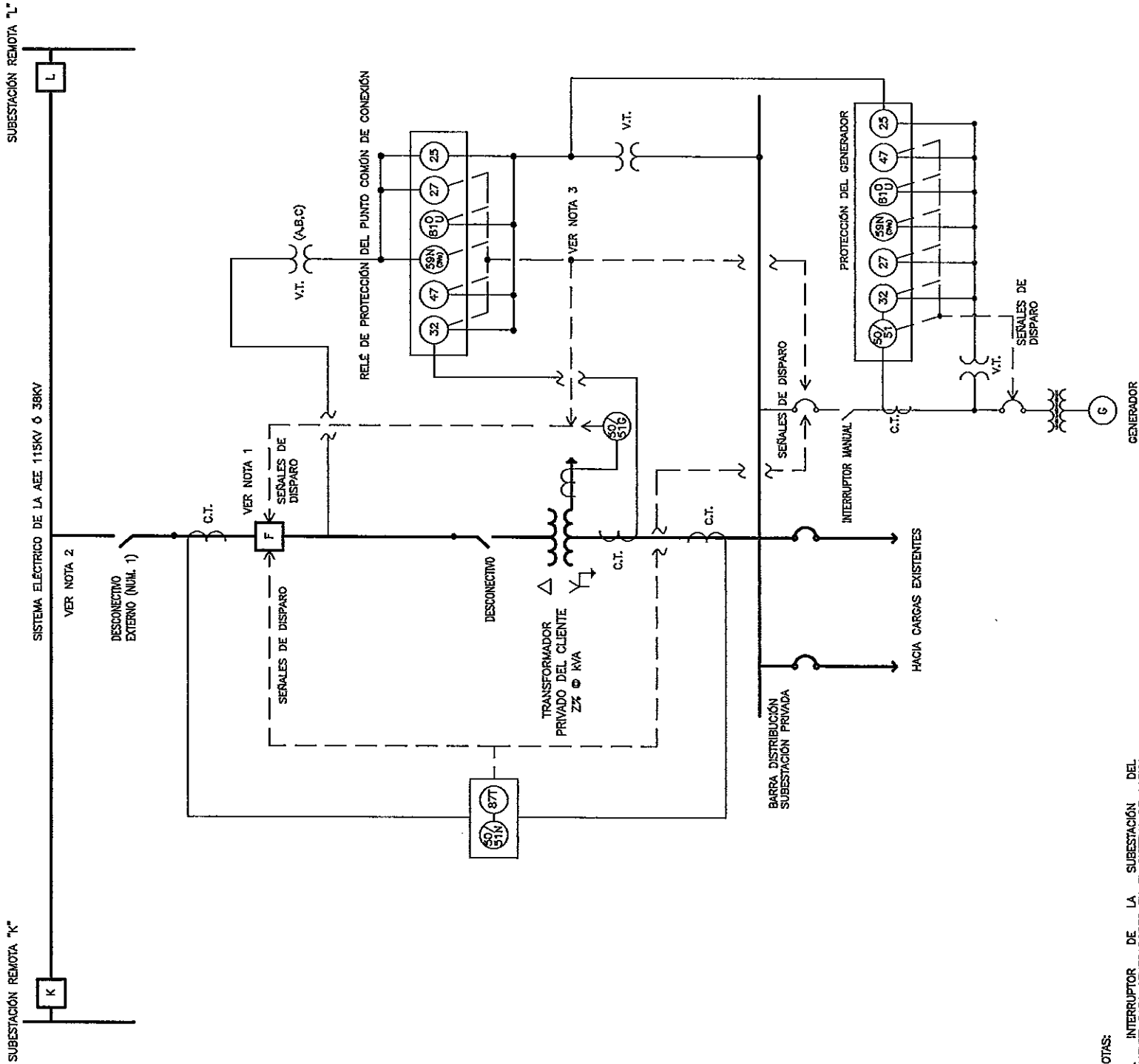
DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE FUSIBLES

AEE
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA



ANEJO C

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (115 kV) Y SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE UN INTERRUPTOR



NOTAS:

1. INTERRUPTOR DE LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE PARA GENERADORES EN EL SISTEMA DE 115KV SE REQUIERE LA INSTALACIÓN DE ESTE INTERRUPTOR.
2. LA TOPOLOGÍA DE CONEXIÓN ('TAP' O DERIVACIÓN, SECCIONADORA, ANILLO O INTERRUPTOR Y MEDIO) PUEDE VARIAR DE ACUERDO AL PUNTO COMÚN DE CONEXIÓN. ESTO SE DETERMINARÁ EN EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN EVALUANDO LÍNEAS DE TRANSFERENCIAS COMO LA CONFIABILIDAD DE LA ZONA DONDE SE INSTALARÁ EL GENERADOR.
3. HAY DOS TIPOS DE DISPARO O 'TRIP': (1) SI EL GENERADOR SUPLE LA CARGA LOCAL SE DISPARA EL INTERRUPTOR F. (2) SI EL GENERADOR NO SUPLE LA CARGA LOCAL SE DISPARA EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR.

ES ALTAMENTE RECOMENDABLE EL USO DE RELÉS BASADOS EN MICROPROCESADORES.

TÍTULO:

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (115 kV) Y SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE UN INTERRUPTOR

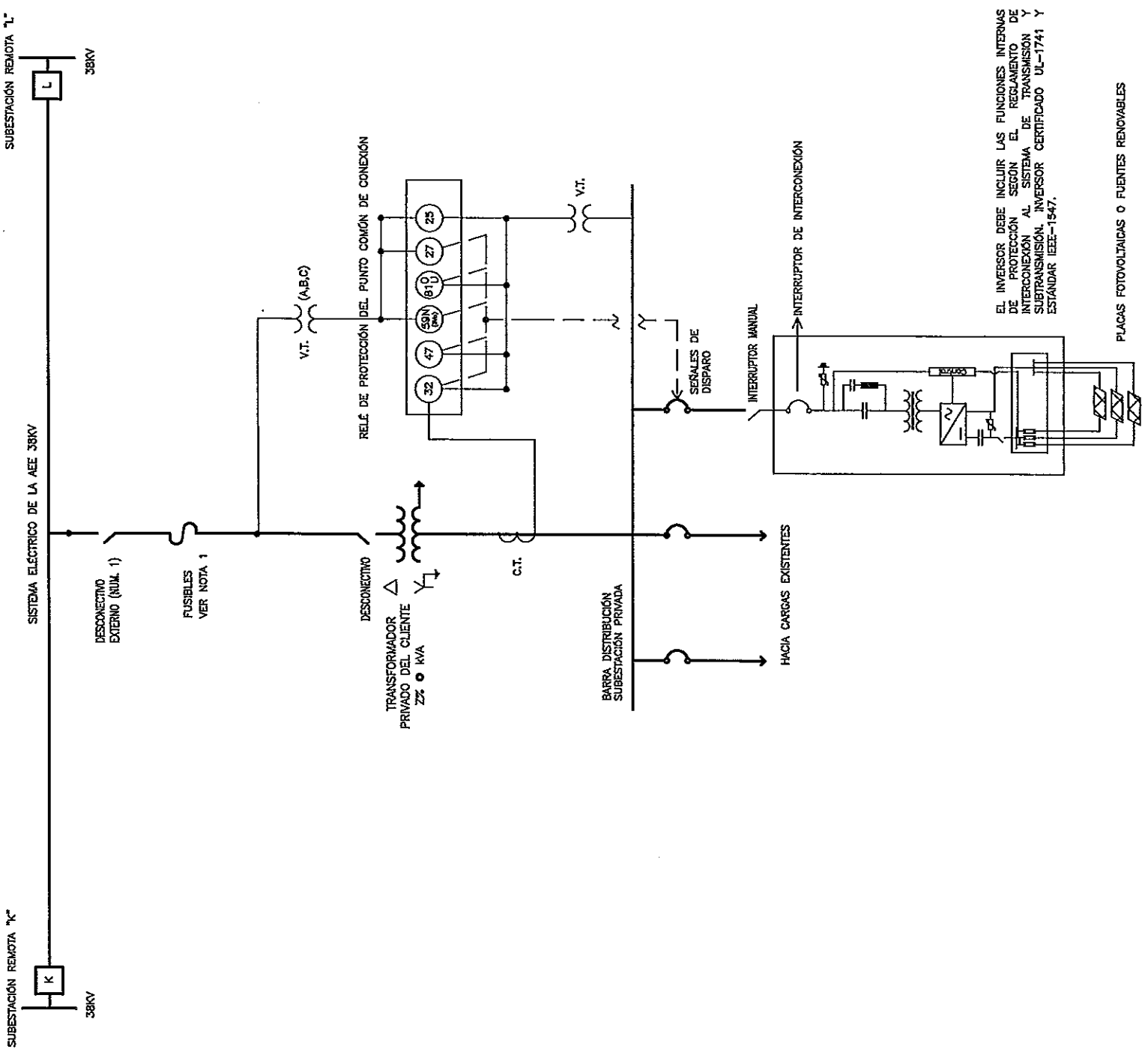
COMPANÍA:

AEE
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA



ANEJO C

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN
DE UN INVERSOR AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (38kV)
A TRAVÉS DE FUSIBLES



NOTA:

1. PARA GENERADORES EN EL SISTEMA DE 38KV SE UTILIZARÁ FUSIBLE O INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE. LA EVALUACIÓN POR PARTE DE LA AUTORIDAD PARA REQUERIR UN INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

- PUNTO DE INTERCONEXIÓN
- COMPLEJIDAD DEL PROYECTO
- TECNOLOGÍA DE INTERCONEXIÓN
- TIPO DE GENERACIÓN
- CAPACIDAD DEL GENERADOR VS. CARGAS DE LAS FACILIDADES.

ES ALTAMENTE RECOMENDABLE EL USO DE RELES BASADOS EN MICROPROCESADORES.

EL INVERSOR DEBE INCLUIR LAS FUNCIONES INTERNAS DE PROTECCIÓN SEGÚN EL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN. INVERSOR CERTIFICADO UL-1741 Y ESTÁNDAR IEEE-1547.

PLACAS FOTOVOLTAICAS O FUENTES RENOVABLES

TÍTULO:

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN
DE UN INVERSOR AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (38kV) A
TRAVÉS DE FUSIBLES

COMPAÑIA

AEE

AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA

