Normas Especiales

NTE-01
CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES Y GENERADORES DISTRIBUIDOS A LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ESSA – Área de Proyectos – Equipo CET

CONTROL DE CAMBIOS				
Fecha	**Naturaleza del cambio**	**Elaboró**	**Revisó**	**Aprobó**
2021-10-20	Elaboración	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Comité técnico ESSA
2022-02-28	Ajustes debidos a la publicación de la resolución CREG 174 de 2021	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos
2022-05-16	Ajuste en numeral 5.2.2.3	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos
2022-06-24	Ajustes por actualización regulatoria	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos	Equipo CET – Área de Proyectos
Grupo Homologación y Normalización CET: Gema Liliana Carvajal Jiménez, Fredy Antonio Pico Sánchez, Adriana Marcela Ortiz Roa, Álvaro Ayala Rodríguez.				

CONTENIDO

1 OBJETIVO....6
2 ALCANCE....6
3 DEFINICIONES....6
4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA....9
5 CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN A LAS REDES DE ESSA....10
5.1 PASO 1: CONSULTAR DISPONIBILIDAD....10
5.2 PASO 2: SOLICITUD PARA LA CONEXIÓN Y OPERACIÓN....11
5.2.1 ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO....12
5.2.2 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA....14
5.3 PASO 3: IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO....15
5.4 PASO 4: PRUEBAS DE CONEXIÓN....15
5.4.1 REALIZACIÓN DE PRUEBAS PREVIAS A LA CONEXIÓN....16
5.4.2 VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN ANTI-ISLA....17
5.5 PASO 5: CONEXIÓN....17
6 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA LOS SISTEMAS DER....18
6.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA TODOS LOS SISTEMAS....18
6.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA UN SISTEMA DER BASADO EN MÁQUINAS ROTATIVAS....19
7 REQUISITOS TÉCNICOS PARA LOS SISTEMAS DER....19
7.1 EQUIPOS DE MEDIDA....19
7.2 PANELES SOLARES....20
7.3 INVERSORES O MICROINVERSORES....20
7.4 CABLES Y CONECTORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS....21
7.5 EQUIPOS DE PROTECCIÓN AL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN....21
7.5.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN....21
7.5.2 DISPOSITIVO DE CORTE VISIBLE....21
7.6 INSTALACIONES....22
8 CASOS TÍPICOS DE SISTEMAS DER....22
8.1 AUTOGENERADOR A PEQUEÑA ESCALA (AGPE) SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED....23
8.2 GD (< 0,1 MW)....25

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Documentos de referencia aplicables 9
Tabla 2: Documentos a entregar según el tipo de generador a implementar 11
Tabla 3. Lista de chequeo de pruebas previas a la conexión de DER a redes de ESSA 16
Tabla 4. Tiempo de despeje según rango de tensión 18
Tabla 5. Tiempo de despeje según capacidad y rango de frecuencia 18
Tabla 6. Límites permitidos de armónicos y TDD 18

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (aspecto externo) 23
Figura 2. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (aspecto interno) 23
Figura 3. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (conexión del inversor al tablero de interruptores) 24
Figura 4. GD que inyecta a la red 25

1 OBJETIVO

Establecer las condiciones técnicas que deben garantizarse para la conexión de autogeneración o generación distribuida a los Sistemas de Distribución de Energía (SDE) de ESSA.

2 ALCANCE

Las condiciones técnicas de conexión expuestas en esta norma aplican a todos los usuarios que sean o deseen convertirse en Generadores Distribuidos (GD), Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y Autogeneradores a Gran Escala (AGGE).

La generación de energía eléctrica se puede realizar con dos tipos de tecnología:

- **Tecnologías de generación de electricidad basada en máquinas rotativas:** En este caso, la generación de electricidad se realiza mediante tecnologías basadas en máquinas rotativas (síncronas o asíncronas), tales como: generadores acoplados a turbinas de vapor, a turbinas hidráulicas o aerogeneradores.

- **Tecnologías de generación de electricidad basada en máquinas no rotativas:** Comprende aquellos sistemas cuya generación de electricidad se realiza con tecnologías que utilizan máquinas no rotativas. Algunos ejemplos son: generación fotovoltaica basada en celdas solares acopladas a inversores o las celdas de combustible.

Las diferentes tecnologías que se utilicen para la generación de energía deben cumplir con lo que indica esta norma.

3 DEFINICIONES

A continuación, se definen algunos términos y en este sentido deberán ser interpretados para la comprensión de esta norma.

Autogeneración: Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atienda la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.

Autogenerador (AG): Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración.

Autogenerador a gran escala (AGGE): Autogenerador con potencia instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Autogenerador a pequeña escala (AGPE): Autogenerador con potencia instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

Capacidad instalada o nominal de un autogenerador y un generador distribuido: Es la capacidad continua a plena carga del sistema de generación del autogenerador o el generador que se conecta al SIN, bajo las condiciones especificadas según el diseño del fabricante.

Cuando la conexión al SIN sea a través de inversores, esta capacidad corresponde a la suma de las capacidades nominales de los inversores en el lado de corriente alterna o con conexión al SIN. La capacidad nominal de un inversor corresponde al valor nominal de salida de potencia activa indicado por el fabricante.

Si el valor de placa se encuentra en unidades de kVA o MVA, se deberá asumir un factor de potencia unitario.

Estudio de conexión simplificado: Documento en el que se analizan los impactos que un futuro autogenerador o generador distribuido puede causar al desempeño de la red de distribución de energía a la cual se conecta.

Excedentes de energía: Toda entrega de energía eléctrica a la red realizada por un autogenerador, expresada en kWh.

Generación distribuida: Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al Sistema de Distribución Local (SDL).

Generador distribuido (GD): Empresa de Servicios Públicos (ESP) que realiza la actividad de generación distribuida. Para todos los efectos, es un agente generador sujeto a la regulación vigente para esta actividad, con excepción de los procedimientos de conexión y comercialización definidos en la resolución CREG 174 de 2021.

Importación de energía: Cantidad de energía eléctrica consumida desde las redes del SIN por un autogenerador, expresada en kWh.

Operador de Red (OR): Entidad encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional (STR) o un Sistema de Distribución Local (SDL), incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional (STN). En el contexto de esta norma, se refiere a ESSA.

Potencia máxima declarada para AGPE y AGGE. Corresponde a la potencia que es declarada por el AGPE o AGGE ante el OR, en el momento del registro de la frontera comercial para entrega de excedentes de energía, cuando aplica, y declarada durante el procedimiento de conexión.

Para el GD se entiende que es la capacidad efectiva neta aplicable a los agentes generadores de acuerdo con la regulación vigente, declarada ante el OR en el procedimiento de conexión y en el momento de registro de la frontera comercial.

La potencia máxima declarada será igual a la potencia establecida en el contrato de conexión, en caso de que este aplique. Así mismo, esta deberá ser menor o igual a la capacidad instalada o nominal, y será la máxima capacidad que se puede entregar a la red en la frontera comercial.

Recursos Energéticos Distribuidos (DER): Se refiere a aquellos sistemas de generación y almacenamiento de energía instalados cerca de los puntos de demanda y que pueden, o no, conectarse a una red de distribución de energía. En el contexto de esta norma, se refiere a los AGPE, AGGE hasta 5 MW o GD que se interconectan con el sistema del OR. Con el fin de no generar confusiones, se citará la sigla en inglés: DER (Distributed Energy Resources).

Recursos Energéticos Distribuidos (DER) aislados: Se refiere a aquellos sistemas DER que operan de forma aislada, es decir, que no requieren conectarse a la red del OR para su funcionamiento.

Recursos Energéticos Distribuidos (DER) interconectados: Se refiere a aquellos sistemas DER que, para su funcionamiento, deben estar conectados a la red del OR. Un ejemplo, es el caso de AG solares fotovoltaicos con inversores que operan, siempre y cuando, estén conectados al OR.

Sistema de Distribución de Energía (SDE): Se refiere a la infraestructura de la red de distribución a la cual se conectará la instalación DER.

Sistema de protección anti-isla: Consiste en aquella función de protección de la instalación DER encargada de evitar que dicha instalación permanezca energizada cuando la red del OR sea desenergizada (ya sea por un evento programado o no programado).

Sistemas de suministro de energía de emergencia: Son aquellas plantas, unidades de generación o sistemas de almacenamiento de energía que utilizan los usuarios para atender parcial o totalmente su consumo en casos de interrupción del servicio público de energía eléctrica, y tienen un sistema de transferencia manual o automático de energía, o algún sistema que garantiza la no inyección de energía eléctrica a la red.

4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Los documentos considerados para la elaboración de esta norma son los que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Documentos de referencia aplicables

Código del documento	Descripción
Leyes	
Ley 1715 (2014)	Regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
Ley 2099 (2021)	Establece disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país.
Decretos	
MME 2469 (2014)	Dicta los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración
MME 2143 (2015)	Dicta los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la ley 1715 de 2014
MME 348 (2017)	Establece los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala
MME 099 (2021)	Dicta los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional y en las zonas no interconectadas.
Resoluciones	
MME 90708 (2013)	Expide el RETIE
CREG 038 (2014)	Modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes
CREG 024 (2015)	Regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN
UPME 281 (2015)	Establece el límite de autogeneración a pequeña escala (1MW)
CREG 173 (2021)	Se adiciona un Capítulo Transitorio al Anexo General del Reglamento de Distribución contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 1 MW y menor a 5 MW y se dictan otras disposiciones
CREG 174 (2021)	Regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el SIN
Acuerdos y estándares	
CNO 1602 de 2022	Acuerdo "Requisitos de Protecciones para la conexión de Sistemas de Generación en el SIN colombiano"

Código del documento	Descripción
IEEE 1547 (2003)	IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEEE 1547.1 (2005)	IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEEE 1547.2 (2005)	Application Guide for IEEE Std 1547
IEEE 1547.3 (2007)	IEEE Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems
IEEE 1547.7 (2013)	IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection

5 CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN A LAS REDES DE ESSA

El usuario que desee implementar y conectar a la red de ESSA un sistema de recursos Energéticos Distribuidos, al que llamaremos DER en adelante deberá cumplir con los requisitos definidos y publicados en la página WEB: https://www.essa.com.co/site/Portals/proveedores/nte01%20conexion%20de%20AG%20y%20GD%20a%20los%20SD%20de%20energia%20electrica.pdf?ver=2022-06-29-160451-920

El procedimiento para la conexión se resume en 5 pasos, el grado de complejidad de cada una de las etapas depende del tipo de generación a implementar:

5.1 Paso 1: Consultar disponibilidad

En la página WEB de ESSA, con el número de cuenta o el número de transformador de referencia, se puede verificar si el DER cumple con los estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, establecidos en el artículo 6 de la resolución CREG 174 de 2021, descritos a continuación:

- La sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.
- La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo

sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.

- La cantidad total de energía en una hora que pueden entregar todos los GD y AGPE a la red, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por un sistema fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, no debe superar el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 a.m. y 6 p.m.

Si el generador no cumple con los estándares establecidos debe realizar un estudio de conexión simplificado.

5.2 Paso 2: Solicitud para la conexión y operación

Para que los AGPE, AGGE o los GD realicen la solicitud de conexión, se deberá entregar la documentación según la siguiente tabla:

Tabla 2: Documentos a entregar según el tipo de generador a implementar

Tipo	Capacidad Instalada o nominal	A	B	C	D	E	F (3)	G
Entregan energía a la red								
AGPE	≤100 kW	NO	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ
GD	≤100 kW	NO	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ	SÍ
AGPE	> 100 kW	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
GD	> 100 kW	SÍ	SÍ	SÍ	NO	NO	SÍ	SÍ
AGGE	< 5 MW (2)	SÍ	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
No Entregan energía a la red								
AGPE	< 1 MW	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ
AGGE	Cualquier capacidad	NO	SÍ	SÍ	SÍ	NO	SÍ	SÍ

A: Estudio de conexión simplificado de que trata el artículo 12 Resolución CREG 174 de 2021.

B: Formulario de conexión simplificado de que trata el artículo 12 Resolución CREG 174 de 2021.

C: Certificado de capacitación o experiencia en la instalación tipo. La empresa encargada de la instalación, o el instalador, deben certificar al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o adjuntar un certificado de capacitación del personal en la instalación tipo que se llevará a cabo. La certificación deberá ser clara sobre la experiencia a acreditar y el tiempo requerido, o el certificado de capacitación. Transitoriamente se entiende que son certificaciones de capacitación que pueden ser expedidas por una institución educativa acreditada o que son de índole de educación no formal ofrecida por alguna empresa o que son certificaciones de experiencia certificada por alguna empresa donde se demuestre la experiencia en las instalaciones tipo que se lleven a cabo. La certificación debe contener la información suficiente para que los aspectos anteriormente mencionados puedan ser verificados en caso de aclaraciones.

D: Manual del (de los) dispositivo(s) que controla(n) la no inyección a red o la inyección a red en algún nivel fijo de potencia o energía. Si el inversor cuenta con dicha función, se debe entregar el manual del inversor. Si se tiene entrega de energía a la red y no se tiene un control de inyección en algún nivel fijo de potencia o energía, el documento no es necesario. Si no se tiene entrega de energía a la red, el documento si es necesario. Para un GD no aplica, pues la potencia máxima declarada corresponde a la capacidad efectiva neta.

E: Archivo de la consulta de la disponibilidad de red en el punto de conexión en la página web del OR, esto para los casos de AGPE que inyectan energía a la red y los GD y que se conectan a nivel de tensión 1.

F: Documento donde se demuestre el cumplimiento de normas para inversores, definidas en el formulario de conexión simplificado. La demostración del cumplimiento de las normas técnicas debe ser mediante certificado de producto emitido por un organismo de certificación acreditado, que haga parte de acuerdos de reconocimiento internacional. En todo caso, si el RETIE ya establece la demostración anterior, se realizará conforme este o su actualización lo determine.

G: Otra documentación: i) los diagramas unifilares (usar una norma nacional o internacional), ii) documento con la identificación esquemática de la conexión del sistema de puesta a tierra con su conductor correspondiente y que contenga el esquema de protecciones con sus características, iii) documento con las distancias de seguridad respecto a las redes existentes y el cuadro de cargas de la demanda total. Se deberá aplicar lo que el RETIE especifique para la documentación anterior.

5.2.1 Estudio de conexión simplificado

Como se indica en la Tabla 2, el esquema de conexión y el rango de potencia nominal del autogenerador, determinan si se debe presentar el estudio de conexión simplificado

y la profundidad de este. A continuación, se detalla el alcance del estudio de conexión según el rango de potencia.

5.2.1.1 Autogenerador o Generador distribuido con 100 kW<Pi<5000 kW

Una vez ESSA haya entregado los insumos para el estudio de conexión simplificado el promotor debe desarrollar como mínimo lo indicado en la página WEB[1] de ESSA

De manera general, para este tipo de AG el estudio de conexión simplificado contiene como mínimo la siguiente información:

- Resumen ejecutivo
- Objeto y alcance
- Metodología: Criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad, límites a validar con los criterios ya descritos, descripción de los análisis a realizar en el estudio, cálculo teórico de la energía anual producida por el proyecto
- Resultados de los análisis eléctricos: Flujo de carga AC en estado estable para condiciones normales de operación y ante contingencia, análisis de pérdidas, de cortocircuito, de calidad de potencia, análisis de escenarios
- Análisis de coordinación de protecciones
- Conclusiones y recomendaciones

5.2.1.2 Autogenerador con P_i < 0.1 MW o generadores distribuidos que no cumplen con los criterios de integración

Una vez el DER ha recibido la información suministrada por ESSA, necesaria para la realización del estudio de conexión simplificado[2], debe desarrollar el estudio con el contenido mínimo descrito a continuación:

- Resumen ejecutivo
- Objeto y alcance
- Metodología: Criterios técnicos de calidad, seguridad y confiabilidad, límites a validar con los criterios ya descritos, descripción de los análisis a realizar en el estudio, cálculo teórico de la energía anual producida por el proyecto y comparación con la curva de carga del cliente y el transformador
- Resultados de los análisis eléctricos: Flujo de carga AC en estado estable para condiciones normales de operación o análisis desbalanceado de corrientes en el que se evidencie el impacto de la conexión y las corrientes circulantes por el neutro, cálculo de pérdidas, verificación del nivel de cortocircuito, declaración técnica del cumplimiento de los parámetros establecidos en la IEEE 1547 en cuanto a calidad de

[1] Contenido ECS para AGPE entre 0.1 MW y 5 MW
[2] Contenido ECS para AGPE menores 0.1 MW y GD

potencia y la verificación con medidas en campo antes y después de la instalación, análisis de escenarios
- Verificación de protecciones
- Conclusiones y recomendaciones

5.2.2 Selección del sistema de medida

Dependiendo del tipo de generador y de la decisión del Autogenerador de vender o no los excedentes de energía pueden presentarse los casos que se mencionan a continuación.

5.2.2.1 Generador distribuido

Debido a la naturaleza de los generadores distribuidos, que solo generan energía e inyectan a la red, el medidor que se debe instalar es convencional adecuado al nivel de tensión y rango de potencia instalada del sistema DER

5.2.2.2 Autogenerador que NO inyecta energía a la red

En este caso, el proyecto deberá instalar un dispositivo limitador que impida la inyección de energía hacia la red de ESSA. El usuario deberá indicar a ESSA cuál es el método o dispositivo utilizado para dicha limitación, y deberá plasmar en el diagrama unifilar las características del dispositivo.

Nota 1: Si el medidor que tiene instalado el Autogenerador ya cumple con los requisitos técnicos de ESSA para su carga, puede mantenerlo.

5.2.2.3 Autogenerador que SI inyecta energía a la red

Para estos sistemas, se debe cambiar el medidor existente por un medidor bidireccional parametrizado en cuatro cuadrantes, con perfil de carga. Se sugiere dejar un tomacorriente con punto de energía conectado aguas abajo del medidor, instalado en módulo de la medida, disponible para la implementación de telemedida.

Nota 2: El medidor existente (unidireccional) mide el consumo de energía cuando ésta fluye en un solo sentido (de la red hacia el cliente). El medidor bidireccional registra el flujo de energía en ambos sentidos (de la red hacia el cliente y desde el sistema de generación hacia la red).

Si no se cambia el medidor unidireccional y se presenta inyección de excedentes a la red de ESSA, el medidor sumará los flujos de energía en ambas direcciones, aumentando así, el valor del consumo registrado.

El perfil de carga es otra funcionalidad del medidor bidireccional, que consiste en obtener mediciones horarias de los flujos de energía, función requerida para la adecuada facturación del AG.

5.3 Paso 3: Implementación del proyecto

Para implementar el proyecto se debe cumplir con las normas técnicas que le apliquen y con la información técnica que fue presentada y autorizada por ESSA

5.4 Paso 4: Pruebas de conexión

Una vez se ha implementado el proyecto, el generador debe presentar ante ESSA la solicitud de programación de pruebas previas a la conexión, que incluye lo siguiente:

- Antes de la fecha de las pruebas el sistema DER deberá comunicar formalmente, mediante el sistema de trámite en línea (https://www.essa.com.co/site/serviciosdigitales), la siguiente información:
  - Fecha y hora de la consigna operativa.
  - Objeto de la consigna operativa a desarrollar en la que se indique el procedimiento detallado de la puesta en servicio del sistema DER.
  - Indicar el nombre, número de teléfono celular y correo electrónico de la persona responsable (por parte del sistema DER) de ejecutar las pruebas.

- El promotor debe gestionar mediante el sistema de trámite en línea (https://www.essa.com.co/site/serviciosdigitales), mínimo 2 días hábiles antes de la solicitud de la prueba, la siguiente información:
  - Certificación de conformidad con el RETIE (Dictamen y Declaración de Cumplimiento).
  - Certificado de conformidad de producto
  - Certificados de calibración vigentes para el sistema de medición. Para los casos en que aplique, el usuario debe surtir el proceso de vinculación de clientes definido en la matriz de requisitos de ESSA, incluyendo la presentación de la carta de aprobación del proyecto de AG, para el cambio a medidor bidireccional.
  - Especificaciones técnicas de los componentes del sistema de generación

Si el promotor no puede realizar las pruebas en la fecha pactada debe avisar con mínimo 2 días hábiles de anticipación, para poder reprogramar.

- Una vez programada la prueba, el día de la consigna operativa se debe realizar lo siguiente:
  - El procedimiento de pruebas y conexión deberá efectuarse con acompañamiento de personal de ESSA.
  - La persona responsable deberá llamar a la línea de atención de ESSA e informar al personal de la operación que se encuentra en turno, el procedimiento a ejecutar y si hay necesidad de deshabilitar los recierres del circuito de conexión. Adicionalmente, la comunicación deberá enviarse mediante correo electrónico.
  - Llamar a la línea de atención de ESSA para indicar que se van a iniciar las pruebas.
  - En el caso de que el cliente realice la instalación de un relé en el punto de conexión, deberá contar con los ajustes debidamente aprobados.

5.4.1 Realización de pruebas previas a la conexión

ESSA deberá verificar una adecuada coordinación del recierre automático del alimentador de la red con los tiempos de respuesta del sistema DER. Adicionalmente, el personal de ESSA deberá verificar cada aspecto de la lista de chequeo que se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 3. Lista de chequeo de pruebas previas a la conexión de DER a redes de ESSA

Aspecto a evaluar	Cumple
Verificar que la potencia instalada y la capacidad nominal de los equipos y componentes cumpla con los diseños definidos.	Si ( ) No ( )
Registrar los parámetros de configuración de los equipos y revisar que se encuentren ajustados según lo definido previamente.	Si ( ) No ( )
Abrir los dispositivos de corte de los transformadores conectados al punto de conexión del DER	Si ( ) No ( )
Abrir los dispositivos de corte de los circuitos alimentadores de las cargas	Si ( ) No ( )
Abrir los dispositivos de corte de la planta de emergencia (si aplica)	Si ( ) No ( )
Cerrar los dispositivos de corte del sistema DER	Si ( ) No ( )
Interrumpir el suministro de energía por parte de ESSA	Si ( ) No ( )
Verificar la ausencia de tensión	Si ( ) No ( )
Verificar que el sistema DER deje de operar dentro de los tiempos definidos	Si ( ) No ( )
Normalizar el sistema, procediendo en orden inverso	Si ( ) No ( )
Verificar el conexionado del sistema de medición	Si ( ) No ( )
En caso de que el sistema cuente con telemedida o monitoreo remoto, se deberá realizar una prueba funcional para validar que esté en condiciones operativas adecuadas	Si ( ) No ( )

Adicionalmente, se deberán considerar las siguientes recomendaciones:

- Aplicar las reglas de oro de seguridad

- Ubicar, previamente y con precisión, todos los dispositivos que se operarán
- Tener los equipos y herramientas necesarios para el trabajo
- Disponer del personal que realizó la instalación del sistema DER y del cliente para realizar la operación de los equipos
- Contar con un plan de contingencias en caso de alguna emergencia.

5.4.2 Verificación del sistema de protección anti-isla

Consiste en aquella función de protección del sistema DER que evita que la instalación permanezca energizada cuando la red del OR sea desenergizada (ya sea por un evento programado o no programado).

Para el caso de las tecnologías de generación que cuentan con un inversor, el suministro del certificado de conformidad con las normas técnicas citadas para los inversores garantizará dicho cumplimiento.

Para tecnologías que no estén basadas en un inversor, se debe instalar un sistema de detección de tensión en el circuito, para que bloquee el cierre del interruptor con el cual se realiza la conexión entre la planta de generación y el SDL, en aquellos momentos en los cuales este circuito se encuentra desenergizado.

Además, deberá poseer un equipo de detección de flujo de potencia inversa, direccionado en el sentido del SDL, de modo que la planta del sistema DER se desconecte cuando se desenergice el circuito alimentador de ESSA con el fin de evitar la inyección de potencia al sistema DER y un funcionamiento inadecuado del generador. Para instalaciones que cuentan con sistemas de respaldo (p. ej. Plantas de emergencia), los sistemas DER deberán detectar la transferencia realizada para desenergizarse.

Adicionalmente, ESSA indicará si el punto de conexión del DER no es apto por las condiciones técnicas de la red, proporcionará las razones y sugerirá otras alternativas para realizar la conexión. ESSA podrá realizar revisiones periódicas verificando el cumplimiento de los criterios técnicos de la presente norma y podrá realizar su desconexión si éstos no son cumplidos.

5.5 Paso 5: Conexión

Una vez superadas las pruebas previas a la conexión, ESSA evaluará si el sistema puede conectarse a la red. A continuación, se mencionan las condiciones de operación mínimas que se van a considerar para permitir la conexión de un sistema DER a las redes de ESSA.

6 CONDICIONES DE OPERACIÓN PARA LOS SISTEMAS DER

Después de la conexión del sistema DER a las redes de ESSA, las variables que deberán ser verificadas son las siguientes:

6.1 Condiciones de operación para todos los sistemas

- **Tensión**

Ante condiciones anormales de tensión, el sistema AG o GD deberá responder según lo indicado en la tabla 3 (de acuerdo con la norma IEEE 1547:2003).

Tabla 4. Tiempo de despeje según rango de tensión

Rango de tensión de la red del OR (% de la tensión base)	Tiempo de despeje (s)
V < 50%	0.16
50% ≤ V < 88%	2.00
110% < V < 120%	1.00
V ≥ 120%	0.16

- **Frecuencia**

Ante condiciones anormales de frecuencia, el sistema AG o GD deberá responder según lo indicado en la tabla 4 (de acuerdo con la norma IEEE 1547:2003).

Tabla 5. Tiempo de despeje según capacidad y rango de frecuencia

Capacidad pico de la instalación	Rango de frecuencia de la red del OR (Hz)	Tiempo de despeje (s)
≤ 30 kW	59.3 < frecuencia < 60.5	0.16
> 30 kW	frecuencia > 60.5	0.16
	57 < frecuencia < 59.8 (rango ajustable)	0.16 < tiempo < 300
	frecuencia < 57	0.16

- **Calidad de la potencia**

Los armónicos de corriente inyectados por la instalación AG o GD deberán cumplir con los límites indicados en la tabla 5 (de acuerdo con la norma IEEE 1547:2003).

Tabla 6. Límites permitidos de armónicos y TDD

Orden individual del armónico	h<11	11<h<17	17<h<23	23<h<35	35<h	Distorsión Total de Demanda (TDD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

Para el caso de la distorsión armónica total de tensión (THDV) ésta no podrá superar un valor del 5%, según lo definido por la resolución CREG 024 de 2005 (para los niveles de tensión 1, 2 y 3).

La medición de la distorsión armónica se debe realizar en el nivel de tensión en el cual se realiza la conexión al sistema del OR.

6.2 Condiciones de operación para un sistema DER basado en máquinas rotativas

- **Generador Asíncrono**
  La conexión de un generador asíncrono a la red de distribución de ESSA sólo se realizará cuando éste haya adquirido una velocidad entre el 90% y el 100% de la velocidad de sincronismo siendo accionados por una turbina o motor.

- **Generador Síncrono**
  Para el generador síncrono, la conexión a la red de distribución del OR se podrá efectuar sólo cuando las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador se encuentren dentro de los siguientes rangos:
  - Diferencia de tensiones: ± 8%
  - Diferencia de frecuencia: ± 0.1Hz
  - Diferencia de fase: ± 10°

7 REQUISITOS TÉCNICOS PARA LOS SISTEMAS DER

Estos requisitos aplican tanto a las instalaciones como a los productos que conforman los sistemas DER.

En los numerales siguientes se citarán algunos de los principales componentes de los sistemas DER con un enfoque en los componentes de AG y GD correspondientes a la tecnología solar fotovoltaica. Para las tecnologías de generación de electricidad que se basan en máquinas rotativas, se debe cumplir lo indicado en el numeral 20.21 “Motores y generadores eléctricos” de la versión vigente del RETIE (2013).

7.1 Equipos de medida

Los equipos de medida para los sistemas AG o GD deberán cumplir con lo indicado en el código de medida (Resolución CREG 038 de 2014). Según cada caso descrito en los numerales 5.1.1 y 5.1.2, dichos medidores deberán registrar la energía en una dirección o en ambas direcciones (bidireccional).

Para el caso de requerirse la instalación de un medidor bidireccional, éste deberá cumplir lo siguiente:

- Contar con un informe de calibración en ambos sentidos.
- Contar con un informe de parametrización de sus variables.
- Deberá contar con perfil de carga.

Para la instalación de los equipos de medida, se deben cumplir los requisitos definidos en la norma EPM RA8-030.

7.2 Paneles solares

De acuerdo con lo indicado en la versión vigente del RETIE, los paneles a instalar deben cumplir los requisitos de una norma técnica de fabricación y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación acreditado.

El cumplimiento de este requerimiento será suficiente si cumple alguna de las siguientes dos normas técnicas de fabricación:

- IEC 61215: Design Qualification and Type Approval (módulos fotovoltaicos de silicio cristalino).
- IEC 61730: Requisitos para la construcción, ensayos y seguridad.

7.3 Inversores o microinversores

El inversor o microinversor deberá cumplir los requisitos de una norma técnica de fabricación y demostrarlo mediante un certificado de conformidad de producto expedido por un organismo de certificación acreditado.
El cumplimiento de este requerimiento será suficiente si cumple alguna de las siguientes normas técnicas de fabricación:

- IEC 62109: Seguridad de los convertidores de potencia para uso en sistemas de energía fotovoltaica. Partes 1 y 2. Requisitos generales y particulares para inversores.

- UL 1741 Standard for Safety of Inverters, Converters and Controllers for Use in Independent Power Systems

- IEC 61727. Photovoltaic (PV) systems – Characteristics of the utility interface (Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características de la interface con la red en el punto de conexión)

En todo caso, el inversor o microinversor deberá contar con una protección anti-isla, la cual consiste en evitar que este equipo permanezca energizado cuando la red del OR sea desenergizada o se presente alguna interrupción del servicio. Esta protección no corresponde a un elemento o componente externo al inversor, sino que hace parte del diseño y del funcionamiento interno del mismo. Esta característica debe ser demostrada mediante el certificado de conformidad con la norma UL 1741, IEEE 1547 o IEC 62116.

7.4 Cables y conectores para sistemas fotovoltaicos

Los cables para sistemas fotovoltaicos deberán contar con el certificado de conformidad con la norma UL 4703 o equivalente. Dicho certificado debe ser expedido por un organismo de certificación acreditado y debe estar vigente.

Para el caso de los conectores, se deberá contar con el certificado de conformidad con la norma UL 6703 o equivalente.

7.5 Equipos de protección al interior de la instalación

7.5.1 Dispositivos de protección

El acuerdo 1602 del CNO o el que lo reemplace, establece detalladamente los requisitos de funciones de protección dependiendo del tipo de generación a implementar e indica el sitio y condiciones de instalación.

Se debe estudiar e implementar a cabalidad el acuerdo 1602 del CNO para la implementación de los DER que pretendan conectarse al SDL de ESSA

7.5.2 Dispositivo de corte visible

Todo sistema de generación debe disponer de un equipo de interrupción o corte con la capacidad de abrir ante las máximas corrientes de cortocircuito. En caso de que dicho dispositivo corresponda a un interruptor termo magnético, éste deberá estar dimensionado de acuerdo con los niveles de cortocircuito, niveles de tensión y los tiempos de interrupción requeridos en ese punto de conexión y con los parámetros eléctricos del circuito alimentador y del sistema AG o GD.

Para el caso de instalaciones de AG o GD basadas en un inversor, dicho interruptor se debe conectar a la salida del inversor. Este elemento debe permitir la apertura de la instalación del AG o GD, de manera que dicha instalación queda aislada totalmente. Deberá ser de corte visible y de fácil acceso. Además, su voltaje nominal debe corresponder, como mínimo, al voltaje de línea de los conductores donde será conectado.

El cálculo de la corriente nominal deberá considerar los valores de corriente AC a la salida de los inversores. En todo caso, no se deberán presentar operaciones (disparos) inesperadas.

Teniendo en cuenta que es importante mantener la orientación generada a través del RETIE de preservar la vida y contar con condiciones técnicas idóneas para la operación de las instalaciones eléctricas en Colombia, se recomienda que se cuente con un elemento de corte visible, preferiblemente instalado de manera independiente dentro de un módulo que permita aislar el sistema de generación y su bloqueo.

En caso de incumplimiento, según lo dispuesto por la regulación aplicable (Resolución CREG 174 de 2021 o aquella que la complemente o reemplace), el operador de red actuará en concordancia con lo que establece la regulación.

7.6 Instalaciones

La versión vigente del RETIE (2013) no definió requisitos específicos para instalaciones AG o GD, mientras que el borrador de la nueva versión RETIE sí contempla dichas instalaciones. Sin embargo, la versión vigente indica en los numerales 20.22 “Paneles solares fotovoltaicos” y 28.3.10 “Sistemas integrados y sistemas solares fotovoltaicos” que la instalación eléctrica (incluyendo reguladores, cargadores e inversores) y el montaje de los paneles deben hacerse conforme a la Sección 690 de la NTC 2050. Adicionalmente, se indica que “*...En unidades de vivienda o similares no se permite la conexión de sistemas solares a más de 220 V. Cuando la carga de acumulación en las baterías supere los 1000 A/h, se deben instalar en un cuarto aireado, independiente al lugar donde se alojen los demás equipos del sistema solar.”*

Por hacer parte de las instalaciones especiales descritas en el numeral 28.3 del RETIE, los sistemas solares fotovoltaicos deberán contar con un dictamen que certifique el cumplimiento de la instalación con dicho reglamento. Por lo tanto, el propietario del sistema DER deberá suministrar el certificado de conformidad de la instalación con el RETIE, previo a la conexión del sistema por parte del OR.

8 CASOS TÍPICOS DE SISTEMAS DER

En su gran mayoría, los sistemas DER se conectan al nivel de tensión 1 (sistemas en baja tensión < 1000 V). A continuación, se ilustran figuras con imágenes de referencia con posibles configuraciones para sistemas DER. Aunque los sistemas AGPE y GD pueden corresponder a cualquier tecnología de generación, se ilustrarán sistemas solares fotovoltaicos debido a que, aunque dichos sistemas aún no son de uso masivo, están aumentando gradualmente sus aplicaciones.

8.1 Autogenerador a pequeña escala (AGPE) solar fotovoltaico conectado a la red

Figura 1. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (aspecto externo)

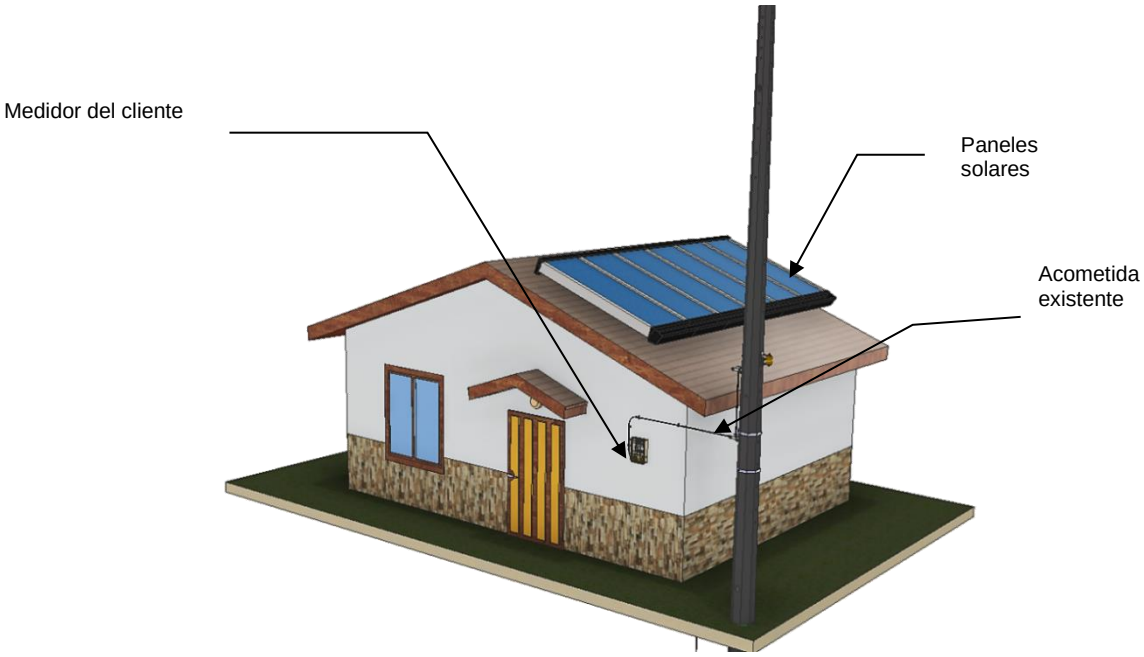


Figura 2. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (aspecto interno)

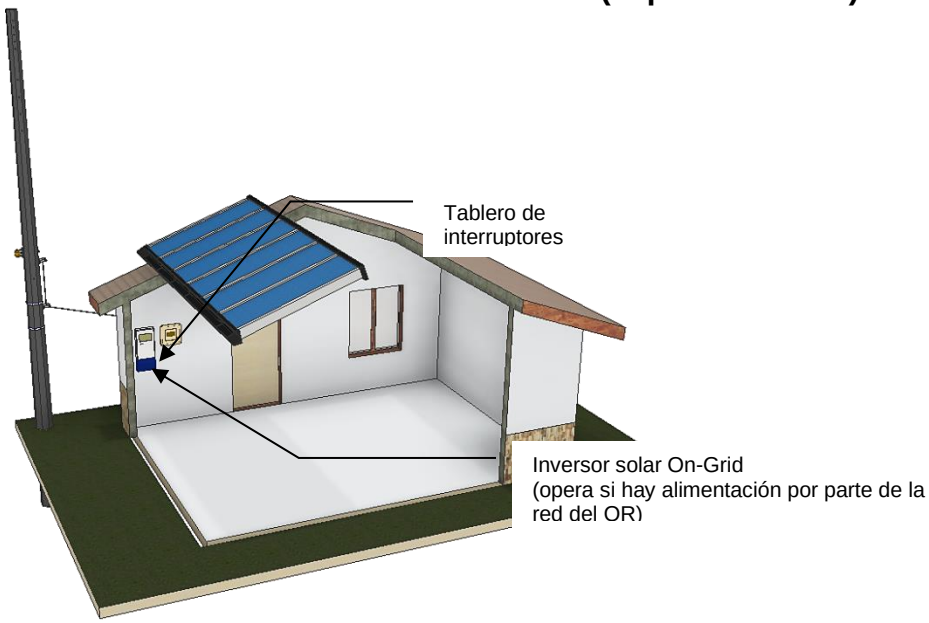
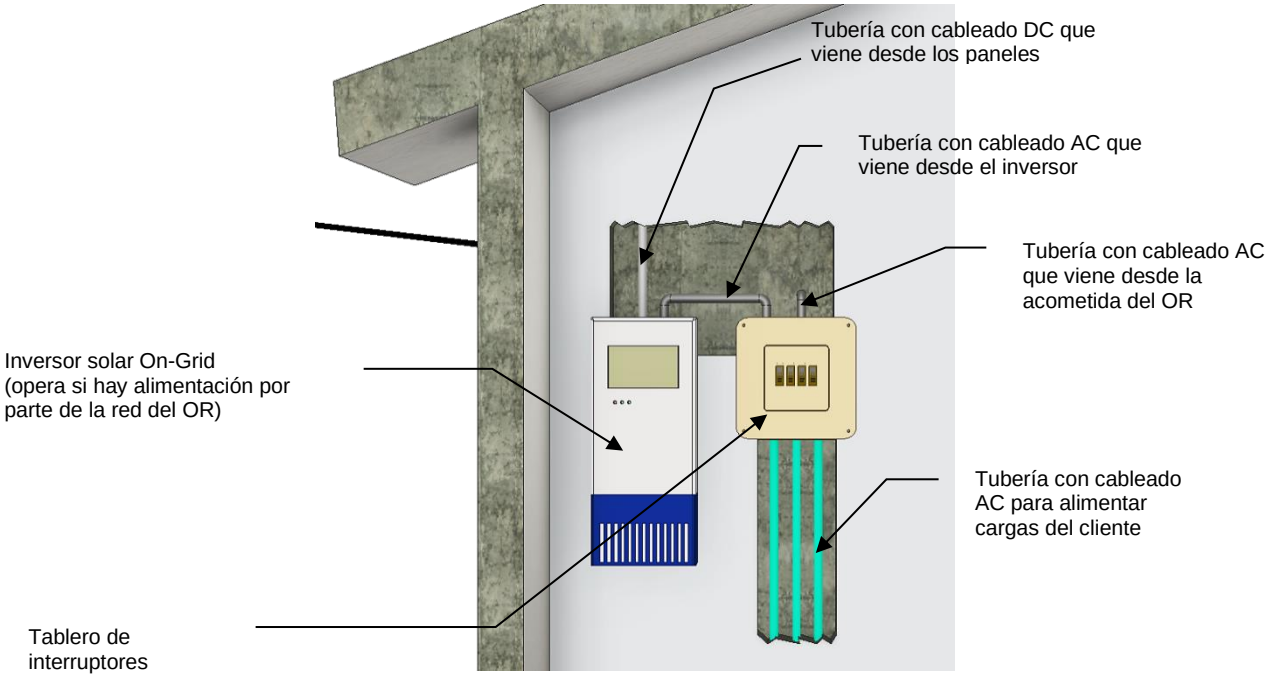


Figura 3. AGPE solar fotovoltaico conectado a la red (conexión del inversor al tablero de interruptores)



8.2 GD (< 0,1 MW)

En este caso, se puede instalar un medidor con lectura en una sola dirección, ya que solamente se presenta flujo de energía entre el generador y la red del OR.

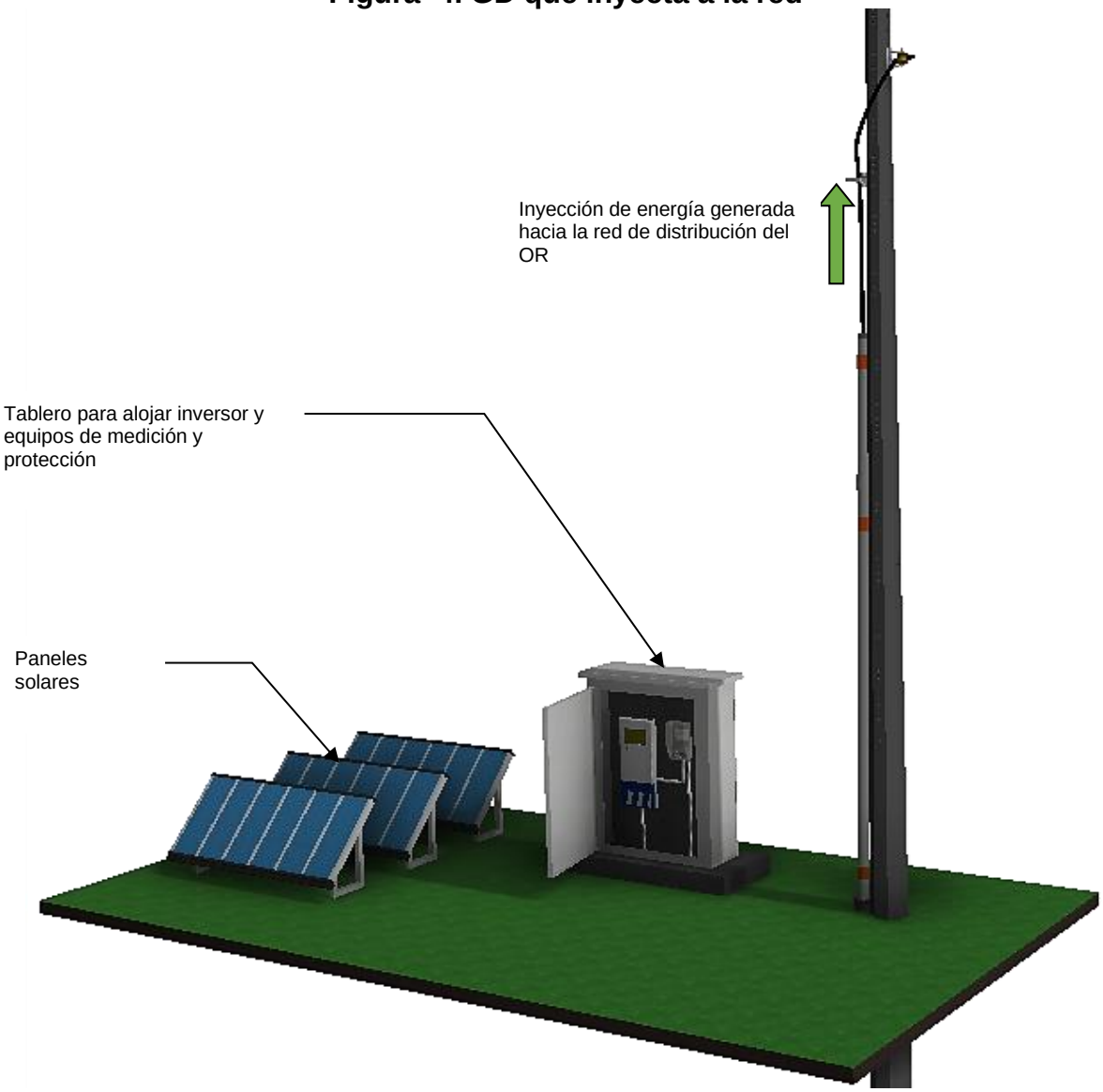



Figura 4. GD que inyecta a la red