



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**TRÁMITES PARA PROYECTOS DE ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA CONECTADOS A LA RED EN
COLOMBIA**

Autor

Daniel Mauricio Ochoa Yepes

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería, Departamento de
Ingeniería Eléctrica
Medellín, Colombia
2020





TRÁMITES PARA PROYECTOS DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADOS A LA RED EN COLOMBIA

Autor

Daniel Mauricio Ochoa Yepes

**Informe de práctica como requisito para optar al título de:
Ingeniero Electricista.**

Asesores

**Juan Bernardo Cano Quintero: Ingeniero Electrónico y Doctorado en
Biosensores.**

Esteban Vélez Quiroz: Ingeniero Electrónico.

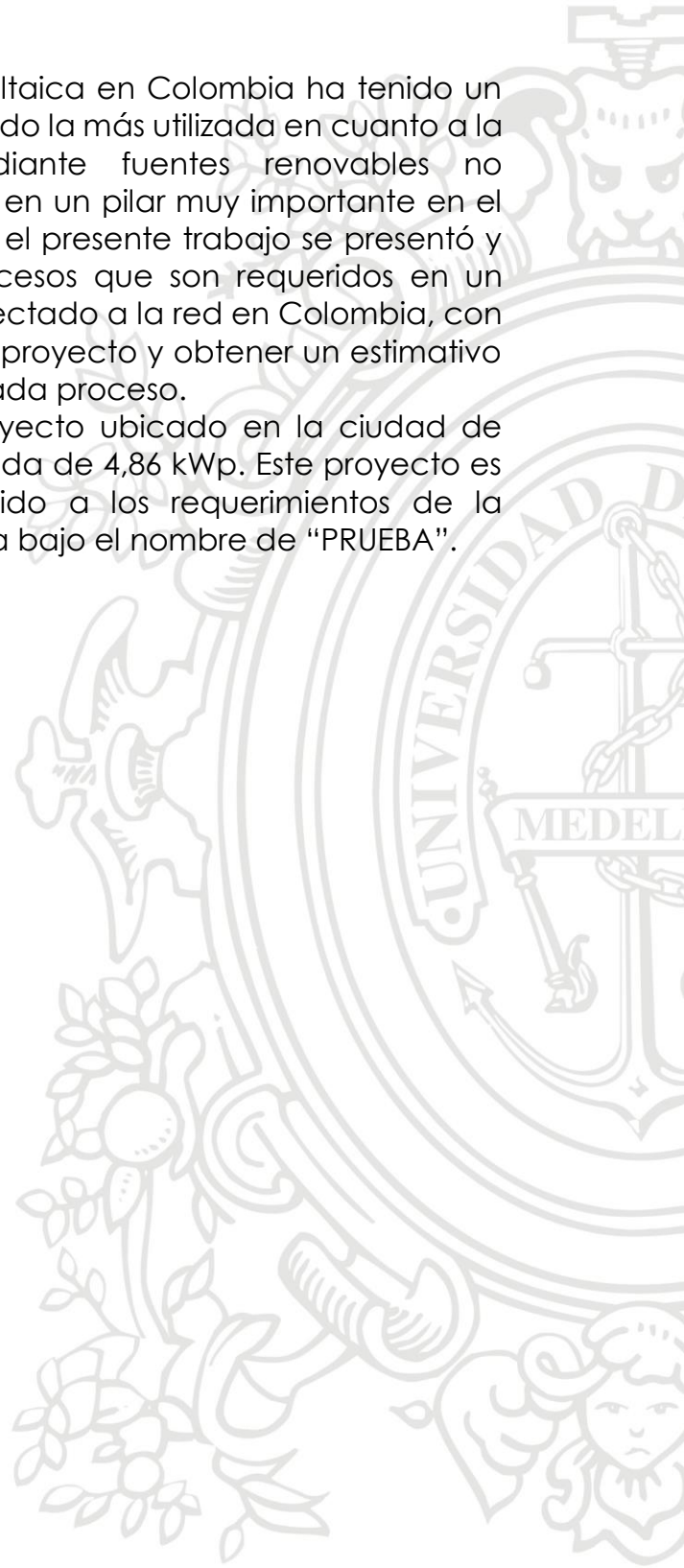
**Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
Medellín, Colombia
2020.**

TRÁMITES PARA PROYECTOS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA CONECTADOS A LA RED EN COLOMBIA

Resumen

La implementación de energía solar fotovoltaica en Colombia ha tenido un gran desarrollo durante los últimos años, siendo la más utilizada en cuanto a la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables no convencionales se refiere, y convirtiéndose en un pilar muy importante en el crecimiento de los diferentes mercados. En el presente trabajo se presentó y analizó detalladamente los diferentes procesos que son requeridos en un proyecto de energía solar fotovoltaica conectado a la red en Colombia, con la finalidad de conocer el estado de cada proyecto y obtener un estimativo del tiempo de ejecución que debe tener cada proceso.

Para ello se tomará como ejemplo el proyecto ubicado en la ciudad de Medellín y que tiene una capacidad instalada de 4,86 kWp. Este proyecto es necesario manejarlo con discreción debido a los requerimientos de la empresa HERSIC S.A.S. y por ende se maneja bajo el nombre de "PRUEBA".



Introducción

La energía solar fotovoltaica consiste en convertir la radiación proveniente del sol en energía eléctrica a través de células fotovoltaicas. En las últimas décadas las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica han tenido rápidos crecimientos y desarrollos, transformándose en uno de las fuentes renovables no convencionales más importantes de la actualidad.

A medida que se incrementaron las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, se hace necesario que se creen diferentes normativas para regular este tipo de generación distribuida. En el caso de Colombia se crea la Ley 1715 de 2014 con el fin de regular la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional y aparece también la Resolución 030 de 2018 de la CREG, por la cual regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red deben seguir determinado proceso en su diseño, dimensionamiento e instalación para poder ser certificados y puestos en marcha. Con el desarrollo del presente trabajo se busca presentar los diferentes procesos que caracterizan la certificación y puesta en marcha de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red, con los cuales se tenga certeza de los factores técnicos y económicos que se presentan en los proyectos de energía solar fotovoltaica, además de conocer adecuadamente el estado en el que se encuentra cada sistema solar fotovoltaico conectado a la red que se desea instalar y tener un estimativo del tiempo de ejecución que debe tener cada proceso, para evitar pérdidas de carácter económico.

Para dicho fin, se procede a describir detalladamente las actividades necesarias para desarrollar un proyecto de energía solar fotovoltaica a través de un ejemplo, obteniendo un paso a paso de las actividades que se realizarán para el diseño, dimensionamiento e instalación de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red. Básicamente los procesos que deben realizarse para el desarrollo de cualquier proyecto de energía solar fotovoltaica conectado a la red, serían los siguientes:

- La firma del contrato que involucra el acuerdo entre ambas partes del proyecto (instalador y usuario final)
- Diseño del proyecto con base en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, NTC 2050 y normas internacionales como la NEC 2014.
- Certificación RETIE.
- Inscripción con el operador de red para la conexión a la red como Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE).
- Puesta en marcha de la instalación.

Para el presente ejemplo se tomara el proyecto “PRUEBA” ubicado en la ciudad de Medellín y que tiene una potencia pico de 4,86 kWp, el cual será un AGPE.



Objetivos

Objetivo General

Acompañar los diferentes procesos que caracterizan la certificación, diseño, dimensionamiento y ejecución para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red, con los cuales se tenga certeza de los factores técnicos y económicos.

Objetivos Específicos

- Desarrollar la simulación y modelación de proyectos de energía solar fotovoltaica mediante softwares como PVSyst.
- Efectuar el proceso para la inscripción de proyectos de energía solar fotovoltaica ante el operador de red.
- Implementar la resolución 030 de 2018, la ley 1715 de 2014, el RETIE y la NTC 2050 en los diferentes tramites de los proyectos de energía solar fotovoltaica.
- Elaborar diagramas unifilares y encajes de los paneles solares utilizando el software AutoCAD.



Marco Teórico

Efecto Fotovoltaico: El Efecto Fotovoltaico (FV) es el proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas. Estos fotones tienen diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV pueden ser reflejados o absorbidos o pueden atravesar la célula. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico. Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía [1].

Radiación solar: Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono [1]. Las unidades de la radiación son W/m^2 .

Células fotovoltaicas: Los componentes fundamentales de un sistema fotovoltaico son las células fotovoltaicas, ya que éstas se encargan de llevar a cabo el efecto fotovoltaico. Las células fotovoltaicas más utilizadas (por su sencillez y bajo coste) son las de silicio, compuestas generalmente por una lámina delgada de material semiconductor de tipo n y una capa de material de tipo p de un grosor superior. La capa tipo n es la que recibe la incidencia de los rayos solares. Esto provoca la rotura de la unión electrón-hueco (siempre que la energía de los fotones supere el gap del material), y gracias al campo eléctrico, los electrones y los huecos se separan evitando con ello que se recombinen. Mediante el uso de un conductor externo, el circuito se cierra y se produce una circulación de electrones de la zona p a la zona n. El flujo de electrones se mantendrá mientras la luz siga incidiendo sobre la célula fotovoltaica y la intensidad será proporcional a la cantidad de luz que ésta reciba [2].

Tipos de células fotovoltaicas: Una posible clasificación de los principales tipos de células es la siguiente:

Células de silicio monocristalino: Su estructura es completamente ordenada, por lo que el silicio monocristalino está considerado como un buen conductor. Su color azul oscuro y metálico es muy característico. Es difícil de fabricar y su rendimiento oscila entre el 15 y el 18% [2].

Células de silicio policristalino: Su estructura es ordenada pero por sectores. Esto hace que, debido a los enlaces irregulares de las fronteras, disminuya el rendimiento a entre un 12 y un 14%. Su proceso de fabricación es parecido al del silicio monocristalino pero con una reducción de fases de cristalización [2].

Células de silicio amorfo: Presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales. Su proceso de fabricación es mucho más sencillo y son eficientes bajo iluminación artificial. A pesar de ello, su rendimiento es menor al 10% [2].

Sistema fotovoltaico autónomo: Una instalación solar fotovoltaica aislada es un sistema de generación de corriente sin conexión a la red eléctrica que proporciona al propietario energía procedente de la luz del sol. Normalmente requiere el almacenamiento de la energía fotovoltaica generada en acumuladores solares -o baterías- y permite utilizarla durante las 24 horas del día [3].

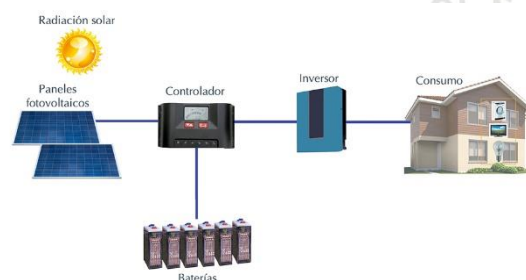


Fig 1. Esquema de sistema fotovoltaico autónomo [5].

Los componentes de los sistemas fotovoltaicos aislados se pueden distinguir en tres bloques [11]:

- **Bloque de generación:** El bloque de generación está conformado por los paneles fotovoltaicos, donde su número y tipo de conexión existente entre ellos depende de varios factores como: el valor promedio de la insolación del lugar, la carga y la máxima potencia nominal de salida del panel.
- **Bloque de acumulación:** El bloque de acumulación es la parte del sistema fotovoltaico encargado de almacenar y controlar la carga y descarga del sistema. Está conformado por los siguientes componentes:
 1. Banco de baterías: Por lo general son baterías de ciclo profundo, las cuales están diseñadas para soportar niveles de descarga profundos durante muchos ciclos de carga y descarga.

2. Banco de baterías: Evita la descarga de las baterías a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida del panel PV es nulo.
 3. Fusibles o llaves de protección: Protegen las baterías y son incorporadas al sistema como un elemento de seguridad.
 4. Medidor de carga: Dispositivo que permite conocer el estado de carga del banco.
- **Bloque de carga:** El bloque de carga está encargado de suministrar la energía producida por los paneles solares a los equipos que requieran energía eléctrica y lo conforman:
 1. Inversor: Su función es convertir la corriente continua proveniente de las baterías o directamente del panel en corriente alterna para su aprovechamiento.
 2. Cableado: Es lo más básico del sistema y su selección tiene un rol importante en la reducción de pérdidas de energía.

Inversores para sistemas fotovoltaicos Autónomos: Proporciona una corriente alterna similar a la de la red eléctrica, con el fin de que se puedan conectar diferentes cargas. En este caso las variaciones en la señal de la corriente no tienen la importancia que en el caso de las instalaciones conectadas a la red [15].

Otros tipos de inversores para instalaciones autónomas suelen dividirse en tres tipos:

- **Inversor/Cargador:** Se utiliza cuando la instalación fotovoltaica no carga suficientemente la batería. El inversor/cargador conecta el grupo electrógeno para cargar las baterías, evitando que la instalación se quede sin energía [14].
- **Inversor/Regulador:** En el mercado ya existen muchos inversores que llevan en su interior y conectado el regulador, siendo 2 componentes en 1 (inversor y regulador). El inversor hace la conversión de cc a ca y el regulador controla la carga de la batería y controlar las intensidades de la corriente. En estos equipos los cables de conexión del regulador y del inversor vienen internamente, ahorrando espacio físico y dinero por ser más cortas las distancias del cableado [14].
- **Inversor/Cargador/Regulador:** Suelen ser equipos muy económicos, que incorporan la función regulador, inversor y cargador, pero es cierto que no son equipos tan robustos y eficientes como los convencionales comprados por separado [14].

Sistema fotovoltaico conectado a la red: Un sistema fotovoltaico conectado a red se puede definir como un sistema de generación fotovoltaica que trabaja en paralelo con la red, es decir, las salidas de ambos sistemas de generación están conectadas entre sí, inyectando energía eléctrica en su red de distribución [4].

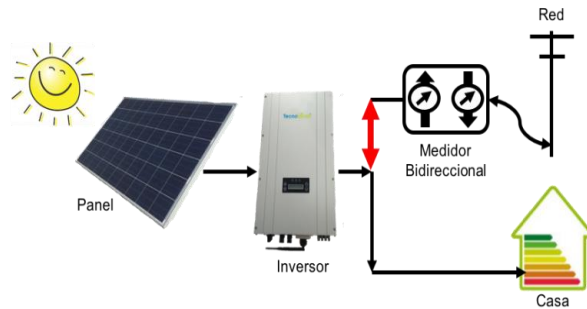


Fig 2. Esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red [6].

Las principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red son [12]:

- **El arreglo fotovoltaico:** Es el elemento encargado de transformar la luz del sol en electricidad. Un arreglo fotovoltaico está constituido por un determinado número de módulos o unidades fotovoltaicas individuales. El número de unidades depende de la potencia nominal requerida en el arreglo y de la potencia pico de los módulos seleccionados. El voltaje de salida del arreglo (que corresponde al voltaje de operación del inversor) se obtiene mediante la conexión serie de un número determinado de módulos; y la potencia, a través de la conexión paralelo de dichas series.
- **Inversor:** Convierte la corriente directa producida por el generador fotovoltaico a corriente alterna, en fase y a la frecuencia de la red para una conexión segura y confiable del sistema a ésta. La eficiencia de los inversores es generalmente mayor a 90% cuando éstos operan arriba del 10% de su potencia nominal.
- **Red eléctrica:** Es una red interconectada que tiene el propósito de suministrar electricidad desde los proveedores hasta los consumidores. En un sistema fotovoltaico interconectado, la red estará en paralelo con el sistema fotovoltaico pero en ningún momento el sistema fotovoltaico podrá suministrar energía al usuario en ausencia de la red eléctrica.

Inversores para conexión a red: Debe proporcionar una corriente alterna que sea de las mismas características de la red eléctrica a la que se está conectado, tanto en forma (senoidal) como en valor eficaz y sobre todo en la frecuencia. No se permiten prácticamente variaciones, con el fin de evitar perturbaciones sobre la red eléctrica de distribución [15].

Diferencias entre inversores autónomos e inversores conectados a la red.

La principal diferencia entre el inversor autónomo y el inversor conectado a la red radica en la topología de los sistemas para la cual fueron diseñados. Por un lado el inversor autónomo estará conectado a un regulador de carga para el almacenamiento de energía (en baterías) y el inversor conectado a la red no estará en ningún momento conectado al almacenamiento de energía. Por otro lado en el inversor conectado a la red su salida AC estará en paralelo con la red de distribución, lo cual no sucede en el inversor aislado, que en ningún

momento está conectado a la red. Otra diferencia importante es que el inversor conectado a la red deberá sincronizarse con la señal de la red de distribución en forma (senoidal), en valor eficaz y en frecuencia para poder funcionar correctamente, algo que el inversor autónomo no tiene necesidad de hacer al no estar conectado con la red de distribución.

Autogenerador: Usuario que realiza la actividad de autogeneración (producir energía principalmente para atender sus propias necesidades). El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de autogeneración. Se considera Autogenerador a pequeña escala cuando tiene una potencia instalada igual o inferior a 1 MW (Resolución UPME 281 de 2015) [7].

Generador distribuido, GD: Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW [7].

Contador Bidireccional: Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente [13].

Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE): Son aquellos recursos de energía disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCE la energía nuclear o atómica y las FNCER. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCE según lo determine la UPME [13].

Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER): Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME [13].

Requerimientos Generales de la Norma IEEE 1547-2003:

- **Regulación de voltaje:** Un Recurso Distribuido RD no debe regular activamente el voltaje en el Punto Común de Conexión. Se deben cumplir los requerimientos que se muestran en la figura 3:

ANSI Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges for Low-Voltage Systems

Nominal System Voltage	Nominal Utilization Voltage	Range A			Range B		
		Maximum Utilization and Service Voltage ^a	Service Voltage	Utilization Voltage	Maximum Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
<i>Two Wire, Single Phase</i>							
120	115	126	114	110	127	110	106
<i>Three Wire, Single Phase</i>							
120/240	115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
<i>Four Wire, Three Phase</i>							
208Y/120	200	218/126	197/114	191/110	220/127	191/110	184/106
240/120	230/115	252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106
480Y/277	460	504/291	456/263	440/254	508/293	440/254	424/245
<i>Three Wire, Three Phase</i>							
240	230	252	228	220	254	220	212
480	460	504	456	440	508	440	424
600	575	630	570	550	635	550	530

Note: Bold entries show preferred system voltages.

^a The maximum utilization voltage for Range A is 125 V or the equivalent (+4.2%) for other nominal voltages through 600 V.

Fig. 3. Límites de voltaje en baja tensión [8].

- **Integración con el esquema de puesta a tierra del Sistema Eléctrico de Potencia SEP de Área:** El sistema de puesta a tierra de la interconexión no debe causar sobretensiones que excedan el aporte de sobretensiones causadas por equipos conectados al Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de Área y no deben interrumpir la coordinación de protecciones por falla a tierra del SEP de Área [9].
- **Sincronización:** Los RD se deben de conectar en paralelo con el SEP de Área sin causar fluctuaciones de tensión en el Punto Común de Conexión PCC que sobrepasen $\pm 5\%$ del nivel de tensión predominante en el SEP de Área [9].
- **Energización inadvertida a un SEP de Área:** Un RD no debe energizar un SEP de Área, si este se encuentra desenergizado [9].
- **Dispositivo de aislamiento:** Cuando las prácticas de la empresa de servicios lo indique, se debe instalar un interruptor de aislamiento, visible y que se pueda bloquear su acceso entre el SEP local y el RD [9].
- **Protección contra interferencia electromagnética:** El sistema de interconexión debe tener la capacidad de soportar interferencia electromagnética (EMI) de acuerdo a lo definido por la IEEE Std C37.90.1-2002 "IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus". La influencia de EMI no debe provocar un cambio de estado ni problemas de operación en el sistema de interconexión [9].

- **Coordinación de recierres con el SEP de Área:** El RD debe desenergizar el circuito del SEP de Área al cual está conectado antes del recierre del sistema de protecciones del SEP de Área [9].
- **Voltaje:** Las funciones de protección del sistema de interconexión deben detectar el voltaje efectivo (rms) o el valor de la tensión fase a fase de la onda fundamental, exceptuando cuando el transformador colocado del SEP Local al SEP de Área tiene una configuración estrella-estrella aterrizada o cuando se trata de una instalación monofásica; en estos casos es se debe conocer el valor de la tensión de fase a neutro. Cuando algún voltaje se encuentra en los rangos mostrados en la TABLA I, el RD debe desenergizar el SEP antes de que se cumpla el tiempo de apertura definido en la tabla. El tiempo de apertura es el tiempo comprendido desde que se da una condición anormal en el voltaje hasta que el RD desenergice el SEP de Área. Para RD con una capacidad menor a los 30 kW, el punto de operación del voltaje y los tiempos de apertura pueden ser predefinidos o ajustables. Para RD con una capacidad mayor a los 30 kW el punto de operación de voltaje debe ser ajustable [9].

TABLA I. Respuesta del sistema de interconexión ante condiciones anormales de voltaje.

Rango de voltajes (% del voltaje base ^a)	Tiempos de apertura (s) ^b
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 \leq V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

El voltaje debe ser detectado en el PCC o en el punto de conexión del RD cuando alguna de las siguientes condiciones se cumpla:

- a) La capacidad agregada del RD conectado al PCC es menor o igual a 30 kW,
- b) El equipo de interconexión se encuentra certificado para una prueba de rechazo a condición de isla para el sistema al cual va ser conectado.
- c) La capacidad agregada es menor al 50% de la demanda eléctrica mínima integrada total del SEP Local durante un periodo de 15 minutos, y la exportación de potencia activa y reactiva al SEP de Área no es permitida [9].

- **Frecuencia:** Cuando la frecuencia del sistema se encuentra en los rangos definidos por la TABLA II, el RD debe desenergizar el SEP de Área dentro de los tiempos de apertura definidos. El tiempo de apertura es el tiempo comprendido desde que se da una condición anormal en la frecuencia hasta que el RD desenergice el SEP de Área. Para RD con

una capacidad menor a los 30 kW, el punto de operación de frecuencia y los tiempos de apertura pueden ser predefinidos o ajustables. Para RD con una capacidad mayor a los 30 kW el punto de operación de frecuencia debe poder ser ajustable. El ajuste de los tiempos de salida de operación del RD por condiciones anormales en la frecuencia debe ser coordinado con el operador del SEP de Área [9].

TABLA II. *Tiempos de apertura vs capacidad y frecuencia.*

Tamaño del DR	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempos de apertura (s) ^a
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 - 57.0} (punto de operación ajustable)	Ajustable 0.16 a 300
	< 57.0	0.16

- **Reconexión al SEP de Área:** Después de un disturbio en el SEP de Área, la reconexión de un RD no se debe dar hasta que el voltaje esté dentro del Rango B definido en ANSI C84.1-1995, Tabla 1. Así mismo el rango de la frecuencia debe encontrarse entre 59,3 Hz y 60,5 Hz. El sistema de interconexión de un RD debe incluir un retraso ajustable de reconexión una vez que los valores de voltajes y frecuencia anteriormente definidos. El retraso debe ser ajustado a 5 minutos o más, o bien un retraso fijo de 5 minutos [9].
- **Armónicos:** Cuando un RD se encuentra sirviendo cargas lineales, la inyección de corrientes armónicas a la red en el PCC no debe exceder los límites definidos en la TABLA III. La inyección de corrientes armónicas contempladas deben excluir cualquier otro tipo de corriente armónica provenientes de distorsiones de voltajes presentes en el SEP de Área, sin contemplar el RD conectado [9].

TABLA III. *Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de la corriente (I).*

Componente armónica de orden h (impares)	h < 11	11 ≤ h < 17	17 ≤ h < 23	23 ≤ h < 35	35 ≤ h	Distorsión Total Demandada (TDD)
Porcentaje (%)	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	0.5

- **Condición de Isla:** Cuando se da una condición de isla sin intención donde el RD energiza una parte del SEP de Área a través del PCC, el sistema de interconexión del RD debe detectar esta condición y desenergizar el SEP de Área en un máximo de dos segundos, después de que se dio la formación de la isla [9]

Metodología

Recolección de documentos disponibles de usuarios

Efectué visitas técnicas en compañía del ingeniero encargado con el fin de llegar a un acuerdo con los usuarios. En estas visitas también procedo a recopilar información que puede proveer al usuario, datos como la memoria de cálculo eléctrica de la ubicación donde se va a realizar la instalación de la planta solar fotovoltaica, los planos arquitectónicos del sitio y los planos eléctricos de planta del lugar a instalar, para así poder hacer una mejor caracterización del lugar.

Diseño de proyectos

Con los datos que recopilé en las visitas técnicas, inicié con el diseño del proyecto a través de la memoria de cálculo, la cual consta de los procesos de ingeniería de detalle y que además es revisada por el ingeniero electricista encargado. Esta ingeniería de detalle la realicé con la simulación y modelación del proyecto de energía solar fotovoltaico en softwares de simulación de sistemas PV como PVSyst (y SketchUp en lugares con posibles sombras), obteniendo la distribución e inclinación de los paneles en el lugar del proyecto, la potencia de los paneles, los arreglos de los paneles y el inversor requerido. También efectué los diferentes encajes de los paneles solares dependiendo la superficie disponible para la instalación, y elaboré diagramas unifilares utilizando el software AutoCAD.

Visitas a sitio

Al terminar el diseño o durante este, realicé nuevamente una visita al sitio en compañía del ingeniero encargado, así obtuve una idea más clara de la acometida eléctrica a realizar y a su vez del espacio que ocupan los elementos a instalar.

Estudio de la normativa de diseños eléctricos y memorias de cálculo

Con base a la normatividad colombiana establecida en la NTC 2050, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y normas internacionales como la NEC 2014 realicé los respectivos diseños eléctricos para diferentes proyectos. Cabe aclarar, que los diseños eléctricos y las memorias de cálculo son revisados por el ingeniero electricista encargado.

Recolección de documentos para la certificación RETIE

Recopilé los diferentes documentos exigidos para la certificación RETIE, tales como el diagrama unifilar de la instalación, la memoria de cálculo del proyecto, los certificados de producto de los equipos y materiales utilizados en el proyecto, además de los documentos del profesional encargado.

Trámites con el OR para la conexión a la red

Este trámite lo ejecuté en línea en la página oficial de cada operador de red. Para realizar este trámite recopilé información general del cliente, datos del instalador, información del tipo de servicio que se va a instalar y por último

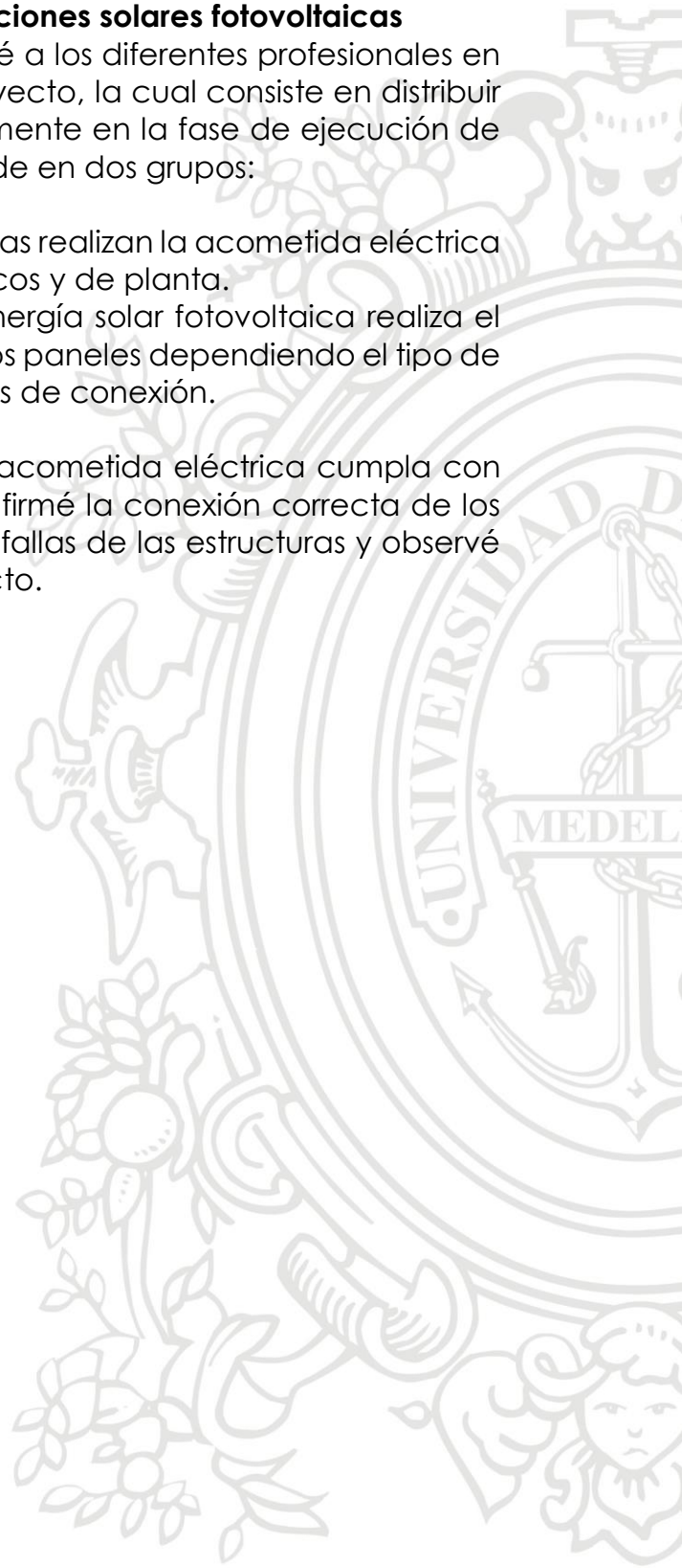
verifiqué la disponibilidad del circuito en el visor interactivo de cada operador de red.

Apoyo a la puesta en marcha de las instalaciones solares fotovoltaicas

En este proceso de los proyectos acompañé a los diferentes profesionales en el área para la parte de ejecución del proyecto, la cual consiste en distribuir las tareas de la forma más óptima. Normalmente en la fase de ejecución de los proyectos el personal encargado se divide en dos grupos:

- Un primer grupo de técnicos electricistas realizan la acometida eléctrica como lo establecen los planos eléctricos y de planta.
- Un segundo grupo de técnicos en energía solar fotovoltaica realiza el montaje de los rieles o soportes para los paneles dependiendo el tipo de techo, paneles solares y sus accesorios de conexión.

En este acompañamiento verifiqué que la acometida eléctrica cumpla con los requisitos para la certificación RETIE, confirmé la conexión correcta de los arreglos de los paneles, identifiqué posibles fallas de las estructuras y observé el avance de la instalación de cada proyecto.



Resultados y análisis

Se presentan detalladamente los diferentes procesos que son requeridos en un proyecto de energía solar fotovoltaica conectado a la red en Colombia, con la finalidad de conocer el estado en el que se encuentra cada proyecto. Para dicho fin se realizaron las siguientes actividades:

- Se inició eligiendo como ejemplo un proyecto ejecutado por la empresa HERSIC S.A.S.
- Una vez que se eligió el proyecto se describe detalladamente los siguientes ítems:
 - La firma del contrato entre instalador y usuario final (ver anexo).
 - Diseño del proyecto e ingeniería de detalle. Se utilizaron softwares como AutoCAD y PVSyst para la parte del diseño del proyecto, y se realizaron las respectivas memorias de cálculo utilizando Excel.
 - Certificación RETIE. Se muestran los diferentes documentos exigidos para la certificación RETIE.
 - Trámite con el operador de red para la conexión a la red como Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE). Se muestra un paso a paso de la inscripción de un proyecto de Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE) ante el operador de red (en este caso EPM), el cual se realiza en la ventana interactiva que está en la página oficial de EPM.
 - Puesta en marcha de la instalación. Se realiza una visita para en compañía del operador de red, para realizar la legalización del proyecto.

En la figura 4 se muestra de manera resumida los trámites para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en Colombia.

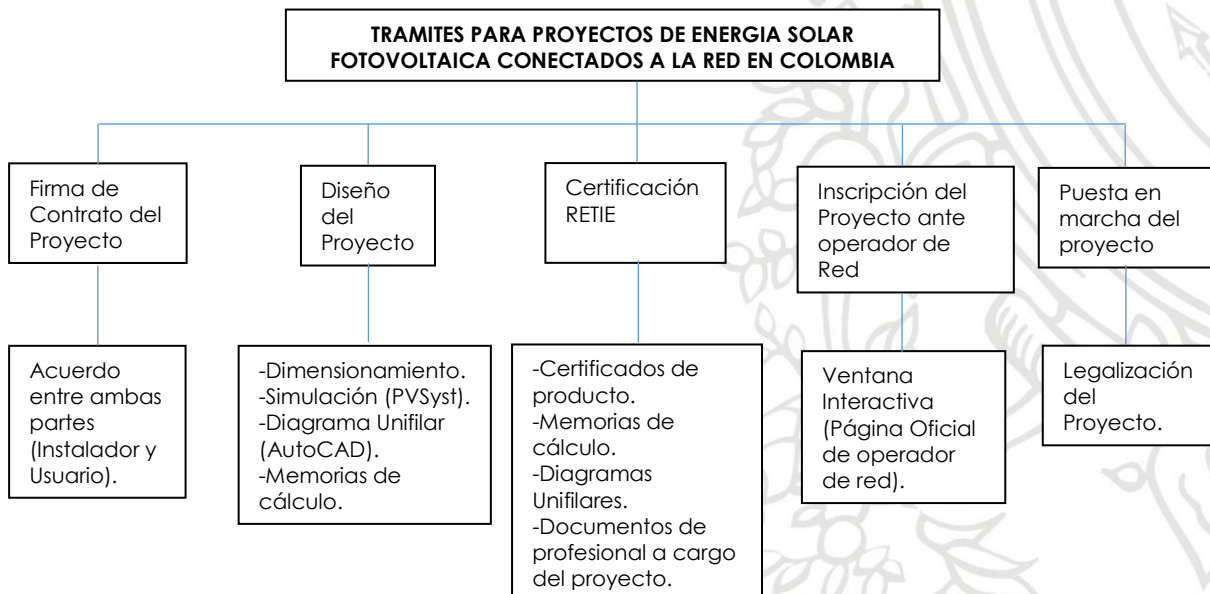


Fig. 4. Trámites para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en Colombia.

A continuación se muestran de manera detallada los procesos requeridos para la ejecución de un proyecto de energía solar fotovoltaico:

Diseño del proyecto

A partir de los datos proporcionados por parte del cliente, se comienza con el diseño del proyecto, iniciando con la ingeniería a detalle. Esta ingeniería de detalle se realiza con la simulación del proyecto de energía solar fotovoltaico que en este caso se hará con el software PVSyst, obteniendo así la potencia de los paneles, los arreglos de los paneles y el inversor requerido. En algunos casos se utiliza el software Scketchup para el analisis de sombras, pero en este caso no hay posibles sombras (como por ejemplo árboles, edificaciones vecinas, muros o cualquier otro objeto que pueda ocasionar sombras). En el plano de cubierta proporcionado por el cliente también se puede realizar el encaje de los paneles utilizando el software AutoCAD, para verificar que el área disponible para la instalación si sea apta para la potencia que se desea instalar como se muestra en la figura 5.

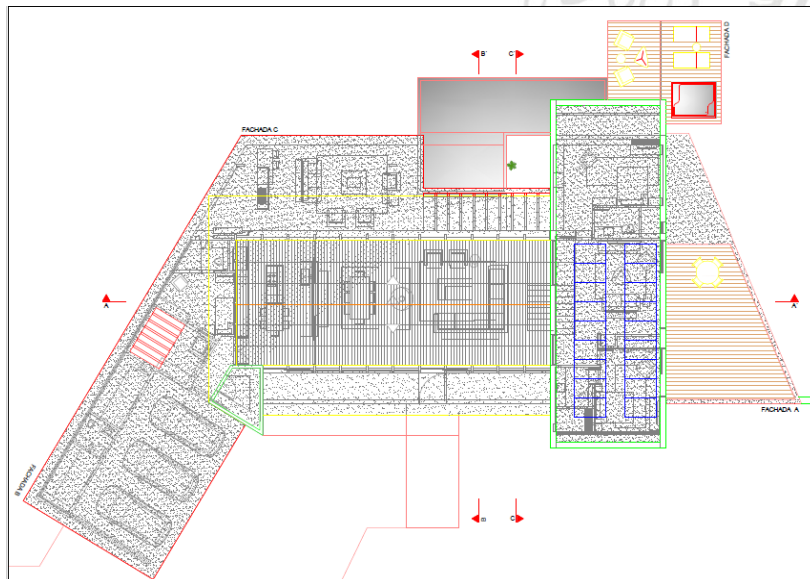


Fig. 5. Plano de cubierta entregado por el usuario.

PvSyst es un software que permite realizar el diseño, simulación y análisis de datos de una instalación fotovoltaica. PVSyst posee una amplia base de datos de los principales elementos que se requieren en la instalación de un proyecto de energía solar fotovoltaico (paneles solares, inversores, entre otros) disponibles actualmente en el mercado y además permite añadir elementos que no se encuentran en la base de datos.

Una ventaja importante de PVSyst es que tiene una base meteorológica que permite dimensionar la instalación en función de su ubicación, calcular la inclinación y orientación más óptima de los paneles solares, conexión de los paneles solares, además de que permite calcular las pérdidas y producción de energía (de manera mensual y anual).

Para realizar la simulación en PVSyst primero se revisa en el contrato la potencia que se va a instalar y el espacio disponible en el sitio con ayuda de los planos de planta otorgados por el usuario. Con estos datos, se procede a realizar la simulación delimitando el área de trabajo que se requiere para en la instalación del sistema solar.

Al realizar el estudio de la potencia a instalar en el sitio y revisando los elementos en inventario, se procede a realizar la instalación con 18 paneles solares que están distribuidos de la siguiente forma:

Se tendrán dos cadenas de 9 paneles de 270 W marca Hersic en serie, para un inversor de 5 kW. Estos arreglos se hacen en base a las simulaciones hechas en el software PVSyst y en base al número de MPPT's con los que cuenta el inversor elegido (este dato se mira en la ficha técnica del inversor).

Después de seleccionar el inversor y la forma en que van a ir ubicados los paneles, se procede a observar el reporte arrojado por la simulación del proyecto con ayuda de PVSyst para obtener los valores promedios de generación de energía eléctrica. En la TABLA IV se muestran mes a mes y de forma anual los siguientes resultados:

GlobHor: Irradiación global horizontal

T Amb: Temperatura Ambiente

GlobInc: Irradiación Global incidente plano receptor

GlobEff: Irradiación Global efectiva, corregida para IAM y sombreados

EArray: Energía efectiva en la salida del generador

E_Grid: Energía reinyectada en la red

EffArrR: Eficiencia Arreglo/superficie

EffSysR: Eficiencia Sistema/superficie

Después de tener el reporte, se procede a utilizar dos datos que los encontramos en la TABLA IV, que son la Irradiación global horizontal y la Energía reinyectada a la red, para así proceder a calcular la energía generada para consumo interno y la energía generada para entregar a la red, que son datos solicitados en la inscripción ante el operador de red.

TABLA IV. Balances y resultados principales de la simulación en PVSyst.

	Glo bHor kWh /m ²	T Am b °C	Glob Inc kWh /m ²	Glob Eff kWh /m ²	EArr ay MW h	E_Gr id MW h	EffA rrR %	EffS ysR %
Enero	152 .2	16. 66	163. 4	158. 2	0.69 4	0.6 72	14.4 9	14.0 5
Febrero	150 .7	16. 89	158. 2	153. 2	0.67 1	0.6 51	14.4 9	14.0 5
Marzo	156 .7	16. 91	157. 9	153. 2	0.66 5	0.6 44	14.3 9	13.9 3
Abril	138 .9	16. 89	134. 9	129. 9	0.57 1	0.5 52	14.4 6	13.9 6
Mayo	141 .9	17. 31	133. 7	128. 3	0.56 2	0.5 42	14.3 6	13.8 5
Junio	141 .4	16. 86	131. 8	126. 2	0.55 6	0.5 37	14.4 1	13.9 1
Julio	158 .8	17. 25	147. 7	141. 9	0.62 1	0.6 00	14.3 6	13.8 7
Agosto	153 .8	17. 10	147. 7	142. 5	0.62 2	0.6 01	14.3 8	13.9 0
Septiem bre	157 .7	16. 79	156. 8	151. 6	0.66 3	0.6 42	14.4 4	13.9 8
Octubre	155 .0	16. 71	160. 3	155. 4	0.67 9	0.6 57	14.4 6	14.0 0
Noviemb re	132 .5	16. 45	140. 4	135. 8	0.59 4	0.5 75	14.4 6	13.9 8
Diciembr e	142 .0	16. 71	153. 2	148. 5	0.65 1	0.6 30	14.5 1	14.0 5
Año	178 1.5	16. 88	178 6.0	1724 .7	7.55 0	7.3 03	14.4 3	13.9 6

Al finalizar el diseño, se debe realizar una visita al sitio, aunque no necesariamente es después del diseño. De esta forma, se tiene una idea más clara de la acometida eléctrica a realizar y a su vez, llegar a un acuerdo con el usuario para indicarle el espacio de trabajo requerido y el espacio que ocupan los elementos.

Una vez que se termina la simulación se procede a realizar la memoria de cálculo. Para esta parte del proyecto se pasa al diseño como tal de las instalaciones eléctricas. Según el RETIE, al ser una instalación especial se procede a desarrollar una memoria de cálculo de forma que contenga la mayor parte de numerales del RETIE, como se muestra a continuación:

a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

- Cuadro AC

TABLA V. Cuadro de cargas AC.

CUADRO DE CARGAS TABLERO INVERSOR GRID TIE - TIDT							
PRUEBA							
UBICACION		ZONA:		PORTADA		N° de circuitos: 2	
TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER						N° de fases: 2	
						N° de hilos: 3	
						voltaje: 240	
Descripción	Inversor	protección (Amperios)	Cond AWG	Potencia (W)	Cto	L1	L2
Inversor Grid-Tie 5.0kW	1	2x32	2N°10	5000	1 - 2	X	X
Carga total local (W): 5000							
Fases Cu-THHN-2 2#10 AWG		Neutro: 1 N° 8 AWG			Tierra: Cu-THHN-2 1#8 AWG		
Protección general: N/A		Canaleta: 25x40 mm					

- Cuadro DC

TABLA VI. Cuadro de cargas DC.

CUADRO DE CARGAS TABLERO GENERAL SOLAR- TGS							
PRUEBA							
UBICACION		ZONA:		PORTADA		N° de circuitos: 2	
TIPO DE MONTAJE: SOBREPONER						N° de Positivos: 2	
						N° de hilos: 4	
						Voltaje: 240	
Descripción	Cadena	protección (amperios)	Cond AWG	Potencia (W)	Ct°	MPPT 1	MPPT 2
Serie de 9 Paneles 270W	1	2x15	2N° 4mm ²	2430	1	X	
Serie de 9 Paneles 270W	2	2x15	2N° 4mm ²	2430	2		X
Carga total local (W): 4860							
Positivo: Cu XLPE 2#4mm ² AWG		Negativos: Cu XLPE 2#4mm ² AWG		Tierra: Cu-THHN 1#8 AWG			
Protección general: 15A FS		Protección general: 15A FS		Canaleta: 25x40 mm			

- b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

Se coordina el aislamiento teniendo en cuenta la tensión calculada del String de los paneles solares, junto con sus conectores, cables y demás elementos, estos cuentan con su rotulación y certificación para uso dentro de los niveles de tensión requeridos.

- c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

El análisis de cortocircuito de los String de los paneles fotovoltaicos se protege con fusible 15A de uso especial para fotovoltaico, los cuales cuentan con rotulación y certificado de producto, anexo curva característica de la protección seleccionada y para despejar una posible falla a tierra se instalará conductor de puesta a tierra en sistema TT en DC y TNS en el lado de AC. El conductor seleccionado es 1N° 8 Cu AWG.

- Curva Fusible Cooper Bussman.

Time-current characteristics — 1-20A:

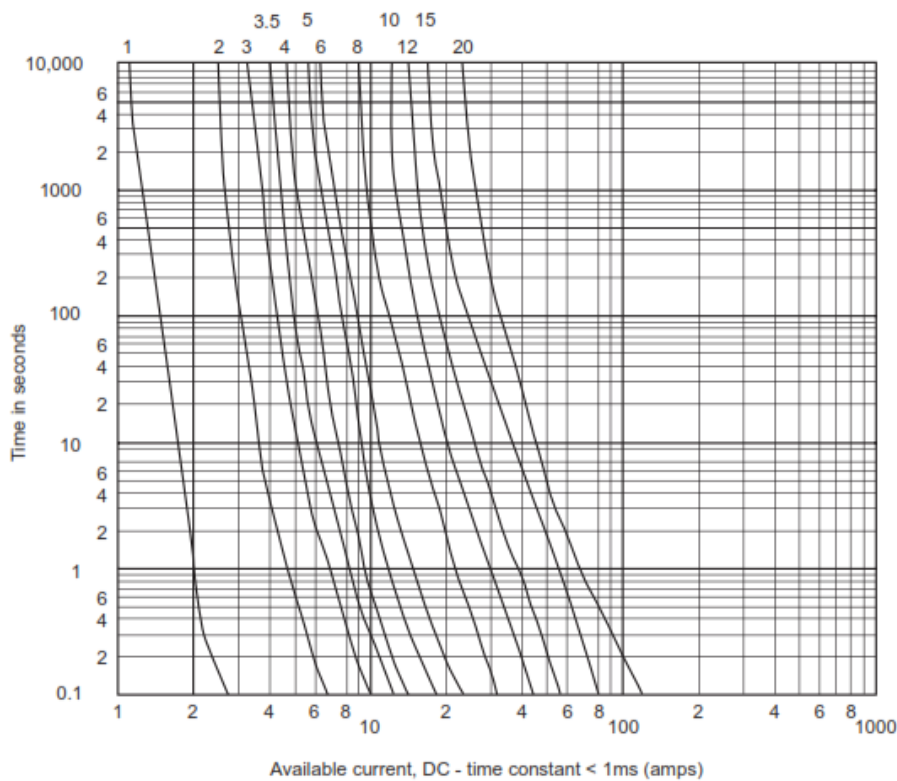


Fig. 6. Curva Fusible Cooper Bussman.

- d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.
Se atiende las características para la selección de los DPS en DC y AC de las tablas E.3 y la tabla E.4 de la NTC 4552-1, para garantizar la vida útil del inversor de Conexión a la red, y de esta manera se está garantizando que se tiene las conexiones equipotenciales con el STP existente. Se aclara que el inversor traerá incluido internamente DPS tipo 1 + 2 para AC y DC.
- e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación de la alimentación del tablero de protección del inversor de conexión a la red domiciliaria se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Suspensión de toda fuente de energía disponible, aislamiento o recubrimiento de partes activas, probar ausencia de tensión, utilizar elementos de protección personal.

RIESGO A EVALUAR:		Electrocución o quemaduras por		Contacto directo		(al) o (en) RED SECUNDARIA 240/120 V				
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE				
POTENCIAL		REAL		FRECUENCIA						
C O N S E C U E N C I A S	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: Ing. Anderson Madrid Meza MP: AN205-113173 FECHA: Abril 2019

Fig. 7. Matriz para analisis de riesgos.

- f. Análisis del nivel tensión requerido.
El nivel de tensión de la red está en 240V AC, tensión que permite el funcionamiento del inversor de potencia, debido al rango de trabajo entre 220 -240Vac.
- g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1.
No aplica a generación de energía solar fotovoltaica, zonas de instalación en cubiertas.
- h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.
No aplica, por ya que el sistema cuenta con un inversor de potencia que se acopla automáticamente en paralelo con redes en el rango de operación (220-240V ac.)

- i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.
La vivienda ya posee sistema de puesta a tierra, se realizó toma de medida para verificar que el valor máximo de RPT en la acometida de baja tensión cumpla, y conectar SPT de los paneles solares y así dar cumplimiento a lo establecido en la sección 250-93 literal C. NTC2050, y por tanto se selecciona conductor 1N°8 CU AWG.
- j. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma **IEC 60909, IEEE 242**, capítulo 9 o equivalente.
Para verificación se tiene en cuenta la capacidad de los conductores conforme a la capacidad de interrupción de las protecciones, protegiendo así adecuadamente la instalación.
- k. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.
No aplica. Estructura de montaje existente y monturas de paneles diseñadas para tal fin.
- l. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.
En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según **IEC 60947-2** Anexo A. Cálculos para DC según la NTC2050.
Se toma para cálculo lo establecido en la sección 690-8.
La NTC2050 en la sección 690-8, establece la corriente del circuito de la fuente fotovoltaica como la suma de las corrientes nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo.
El grupo de modulo solares son dos series, por lo tanto, la corriente de cada serie es de 9,13 A, basados en los datos de ficha técnica de los módulos solares. Si aplicamos el factor de corrección por temperatura ambiente en Antioquia los valores están entre 26-30°C, lo que corresponde al factor de "1" lo que no varía el valor de la corriente para la selección de la protección.
Para esta corriente según tabla 310-17 para cable 90°C al aire libre correspondería 18AWG o 0,82mm², pero utilizando la fórmula para selección del cable de corriente continua C.C. y a una longitud de 0,04 km:

Selección de la sección transversal del cable en mm² :

$$SC = \frac{2 * L * I_{MAX}}{\sigma_{(CU)} * \Delta V} \quad (1)$$

Donde:

SC = Sección transversal en mm².

L: Longitud del cable en metros.

I_{MAX} : Corriente máxima del arreglo en Amperios.

ΔV : Tensión dada en voltios, que corresponde a 1% de la tensión total de salida del arreglo.

Se encontró que $SCC \text{ mm}^2 = 3,79 \text{ mm}^2$

Por lo tanto, se selecciona el cable 4mm^2 comercialmente disponible para uso en instalaciones fotovoltaicas, que cumple con la sección mínima calculada, pero con un fusible de 15A por cada línea del String (se deben proteger positivo y negativo de cada String) de los módulos solares, para proteger la entrada del inversor.

- Cálculos para AC.

TABLA VII. Protecciones en AC.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS INVERSOR GRID-TIE AC							
MAX. POT. OUT W	NOM. OUT W	VOL. RED V	NOM. FACTOR POT.	MAX. AC OUT A	F.S 25%	F.C 26	Temp (1)
5000	5000	240	> 0,99	20,8	26	26	

Según tabla 310-16 de la NTC2050 para la corriente 26 A, corresponde a conductor THWN N° 10 AWG CU, y se utilizará una protección de 32 A.

m. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

- Canalización DC

TABLA VIII. Canalización DC.

Tabla 1 Capitulo 9 porcentaje de sección transversal	Canaleta 25x40 mm (1000)100%	Cable THHN/THWN-2 2N°8 (23,6mm ²) + XLPE 4N° 4mm ² (41,05mm ²)
1	53%	530
2	31%	310
>2	40%	400
		211,4

- Canalización AC

TABLA IX. Canalización AC.

Tabla 1 Capitulo 9 porcentaje de sección transversal	Canaleta 25x40 mm (1000)100%	Cable THHN/THWN- 2 2N°10 (13,6mm ²) +

			2N° 8 (23,6mm²)
1	53%	530	
2	31%	310	
>2	40%	400	74,4

n. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.
Las pérdidas de energía no son tenidas en cuenta debido a que, el factor de potencia del inversor según fichas técnicas es >99% y THD <3%.

o. Cálculos de regulación.

- Regulación en DC.

Utilizando la ecuación (1) se procede a calcular la caída de tensión en DC:

$$\Delta V = Z_{ef} * L * I \quad (2)$$

Donde:

Z_{ef}: Es la impedancia eficaz del cable dada en ohms/km, y se encontró en los datos de fabricante.

L: Longitud del cable dada en kilómetros.

I: Corriente máxima del arreglo de los paneles dada en Amperios.

Para este caso se encontró que la caída de tensión es de 1,86 V, que corresponde a un 0,5% de la tensión del arreglo de los paneles solares.

- Regulación en AC.

$$\Delta V_{Fase-Neutro} = Z_{ef} * 2 * L * I \quad (3)$$

Donde:

Z_{ef}: Es la impedancia eficaz del cable dada en ohms/km y se calcula utilizando la ecuación (3):

$$Z_{ef} = R \cos\theta + X_L \sin\theta \quad (4)$$

Los valores de R y X_L se encuentran en la Tabla 9 de la NTC 2050.

L: Longitud del cable dada en kilómetros.

I: Corriente máxima del arreglo de los paneles dada en Amperios.

Para este caso se encontró que la caída de tensión es de 1,98 V, que corresponde a un 1,65 % de la tensión de operación de la red.

p. Clasificación de áreas.

No aplica. No existe acumulación de gases, ni existe condiciones peligrosas.

q. Elaboración de diagramas unifilares.

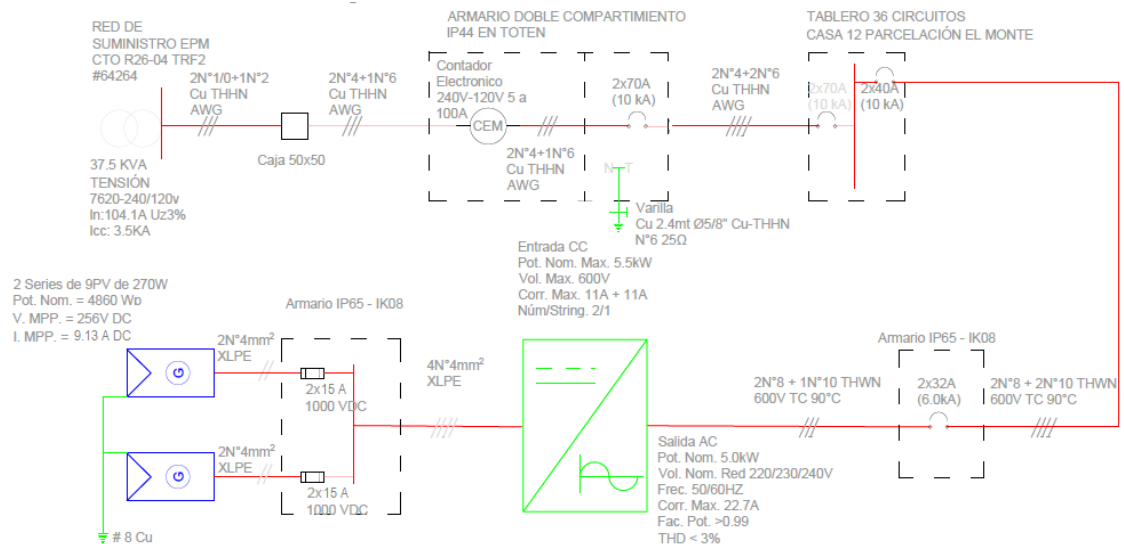


Fig. 8. Diagrama Unifilar.

- r. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.
No aplica, solo con diagrama unifilar permite construcción por simplicidad de componentes.
- s. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.
No aplica, solo con diagrama unifilar permite construcción por simplicidad de componentes.
- t. Establecer las distancias de seguridad requeridas.
No aplica porque no se tiene redes energizadas en sitio.
Para equipos se cumple los espacios que la norma NTC2050 sección 110-16:
Profundidad: 0,9m
Ancho: 0,75m
Apertura de puertas: 90°
- u. Justificación técnica de desviación de la **NTC 2050** cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.
No aplica.
- v. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.
No aplica.

Certificación RETIE

Para la certificación RETIE de proyectos de energía solar fotovoltaica, se solicitan normalmente 4 requisitos:

- Diagrama unifilar de la instalación: En este ítem se debe observar claramente los arreglos de los paneles, datos principales de la ficha técnica de los paneles (potencia, voltaje V_{mpp} y corriente I_{mpp}), datos principales del inversor (potencia nominal, tensión de operación, corriente, frecuencia entre otros), calibre de los cables, aislamiento de los cables y protecciones.
- Memoria de cálculo: Debe presentarse un documento como el mostrado anteriormente, justificando los diferentes ítems estipulados en el RETIE.
- Certificados de producto: Se debe solicitar el certificado de producto a cada fabricante de los materiales o equipos que fueron utilizados en el proyecto de energía solar fotovoltaica.
- Documentación del profesional encargado: La documentación que debe entregar el ingeniero a cargo de la instalación será su matrícula profesional, la declaración de constructor y el registro ante la SIC.

Inscripción con el operador de red para la conexión a la red como Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE).

Dependiendo de la potencia instalada se realiza una clasificación del proyecto. Para este caso se mostrara la inscripción de un proyecto con potencia instalada menor a 100kW, y se categoriza como Autogenerador a Pequeña Escala.

Para realizar el registro es necesario tener la factura de servicios a la mano debido a que se requiere información para el registro.

El formulario de EPM se encuentra en la pagina oficial de EPM. Al aceptar las condiciones se procede con el inicio de registro al OR. Acá se solicitan los datos generales del cliente como se muestra en la figura 8:

The screenshot shows a web-based registration form for EPM. At the top, there is a progress bar with five steps: Paso 1. Información General (active, green checkmark), Paso 2. Información cliente nuevo, Paso 3. Información del Servicio, Paso 4. Requisitos, and Enviar Solicitud (green text). A 'Descartar Solicitud' button is also visible. The main form area is titled 'Información General' and contains the following fields:

- Cliente nuevo: Sí No *
- Eres cliente nuevo si aún no cuentas con el servicio de energía.
- Tipo de identificación: *
- Número identificación: *
Ingrese el número sin puntos ni comas.
- Nombres: *
- Apellidos: *
- Dirección: *
- Departamento: *
- Municipio: *
- Teléfono/Celular: *
- E-mail: *
- Tipo de cliente: *
- ¿El cliente es el mismo solicitante? Sí No *

Fig. 9. Información general [10].

Los datos a llenar en el formulario se muestran en la figura 9:

Campo	Descripción
Cliente nuevo:	Si eres un cliente que actualmente tiene activo el servicio de energía con EPM, debes marcar la casilla NO . Si eres un Cliente de Otro Comercializador, debes seleccionar NO y en ambos casos, incluir el número del NIU que se encuentra en tu factura. Si eres un Cliente que además de la Autogeneración o generación distribuida quieres solicitar el servicio de energía (conexión a la red), debes seleccionar la casilla SI y se habilitará el paso 2, donde podrás solicitar la "Factibilidad el Servicio de Energía". De esta forma, si eres Cliente nuevo, puedes hacer las dos solicitudes en el mismo formato.
Tipo de identificación:	Debes escoger entre tres opciones Cédula de ciudadanía, cédula de extranjería y NIT.
No de identificación:	Debes digitar el número del documento de identificación.
Nombre del cliente:	Debes digitar los nombres del cliente.
Apellido del cliente:	Debes digitar los apellidos del cliente.
Dirección del cliente:	Debes digitar la dirección de tu instalación.
Departamento	Debes digitar el departamento donde se ubica tu instalación.
Municipio:	Debes digitar la ciudad donde se ubica tu instalación.
Teléfono/Celular:	Debes digitar el número de teléfono o de celular del cliente.
Email:	Debes digitar la dirección del correo electrónico del cliente.
Tipo de cliente:	Debes seleccionar una de las siguientes opciones: residencial comercial, industrial, oficial u otro.
Estrato:	Este campo se habilita en caso de haber marcado "Residencial" en el tipo de cliente. Debes marcar el número del estrato socioeconómico de la instalación existente.
El cliente es el mismo solicitante	En esta casilla debes indicar, si quién está diligenciando el formulario es el cliente o es una persona designada para tal fin.

Fig. 10. Información requerida con descripción [10].

Si el cliente no es el mismo solicitante, se abre una parte adicional donde se requiere información del solicitante, como se muestra en la figura 10:

Información del solicitante:

Tipo de identificación: * Número identificación: *
Ingrese el número sin puntos ni comas.

Nombre o Razón Social: *

Dirección: *
Dirección para envío de correspondencia.

Departamento: * Municipio: *

Teléfono/Celular: * E-mail: *

Siguiente >

Fig. 11. Datos del solicitante [10].

Los datos a completar en el formulario se muestran en la figura 11:

Campo	Descripción
Tipo de identificación:	Debes escoger entre tres opciones Cédula de ciudadanía, cédula de extranjería y NIT.
No de identificación:	Debes digitar el número del documento de identificación.
Nombre o Razón Social:	Debes digitar los nombres y apellidos del solicitante o la razón social.
Dirección de correspondencia:	Debes diligenciar la dirección de recepción de correspondencia del solicitante.
Departamento:	Debes diligenciar el departamento del solicitante.
Municipio:	Debes diligenciar la ciudad del solicitante.
Teléfono/Celular:	Debes diligenciar el número de teléfono o de celular del solicitante.
Email:	Debes diligenciar la dirección del correo electrónico del solicitante.

Fig. 12. Descripción de la información requerida [10].

El paso dos (2) es para clientes nuevos de EPM, por lo cual este no se describe en este documento.

El paso tres (3) consta de datos respecto a la información del servicio. Esta requiere datos respecto al tipo de solicitud (autogenerador o generador distribuido), la tecnología a usar que en este caso será solar, la potencia instalada, entre otros parámetros como se muestra en la figura 12:

Información del Servicio

Tipo de solicitud:

Tipo de solicitud: * ¿Entrega excedentes a la red? Sí No *

Fecha estimada de conexión del proyecto de AG: * Forma de entrega de excedentes: *

Tipo de generación:

Tipo de tecnología utilizada: Solar Biomasa Geotérmica Eólica Hidráulica Mareomotriz * ¿Se debe instalar transformador para conexión de la autogeneración a la red interna? Sí No *

Otro

Potencia instalada de generación (kW): * Número de paneles:

¿Tecnología basada en inversores? Sí No* Potencia por panel (W):

Información de la tecnología de generación basada en inversores:

Potencia DC (kW DC): * Potencia total AC (kWAC): *

Voltaje salida inductor (V): * Número de fases: *

¿Cumple estandar UL 1741-2010? Sí No* Adjuntar documento de especificaciones técnicas:

¿Cumple estandar IEEE 1547-2003? Sí No* Solo permite archivos con extensión PDF.

Indicar los elementos de protección, control y maniobra:

< Anterior
Siguiente >

Fig. 13. Datos requeridos para la información del servicio [10].

Campo	Descripción
Tipo	Debes seleccionar si el tipo de solicitud es como Autogenerador (Consumes energía de tu generación y los excedentes los puedes entregar al sistema interconectado) o con Generador Distribuido (toda la energía generada de tu sistema se la entregas al sistema interconectado).
Si es autogenerador, entrega excedentes a la red:	En caso de marcar la opción, Autogenerador, debe especificar si entregará excedentes a la red, marcando la opción SI.
Fecha estimada de conexión del proyecto de autogeneración	Diligenciar la fecha estimada de conexión del proyecto de autogeneración en formato dd/mm/aaaa. Recuerda que la factibilidad tiene una vigencia de seis (6) meses y la fecha de conexión debe estar en este rango de tiempo.
Forma de entrega de excedentes autogenerador	En caso de marcar la opción Autogenerador y entrega de excedentes, debes especificar si la entrega de los excedentes se hará al Mercado Regulado de EPM, al Mercado No Regulado de EPM (actualmente no disponible) o a otro Agente.
Fecha prevista de entrada en operación comercial del GD	Si marcaste la opción Generador Distribuido, debes diligenciar la fecha prevista de entrada en operación comercial del GD en formato dd/mm/aaaa. Recuerda que la factibilidad tiene una vigencia de seis (6) meses y la fecha de conexión debe estar en este rango de tiempo. Procederemos a agendar la visita de pruebas del sistema de medida dos días antes de la fecha estimada de conexión.
Forma de entrega de la Generación Distribuida.	En caso de marcar la opción Generador Distribuido, debes especificar si la entrega de los excedentes se hará al Mercado Regulado de EPM, al Mercado No Regulado de EPM o a otro Agente.

Campo	Descripción
Tipo de tecnología utilizada:	Debes indicar el tipo de tecnología a utilizar, ya sea Solar, Biomasa, Geotérmica, Eólica, Hidráulica, Mareomotriz o indicar si utilizarás otro tipo indicando cuál. Debes tener en cuenta que al indicar otro tipo , se considerará que es un tipo de tecnología sin FNCER
Potencia instalada de generación (kW):	Debes indicar la potencia instalada de generación en kW. Recuerda que si eres Generador Distribuido no puedes superar los 100 kW y si eres Autogenerador no puedes superar los 5000 kW.
Tecnología basada en Inversores:	Debes indicar si usarás inversores en tu conexión marcando SI. En caso contrario deberá marcar NO.

Fig. 14. Descripción de los datos requeridos [10].

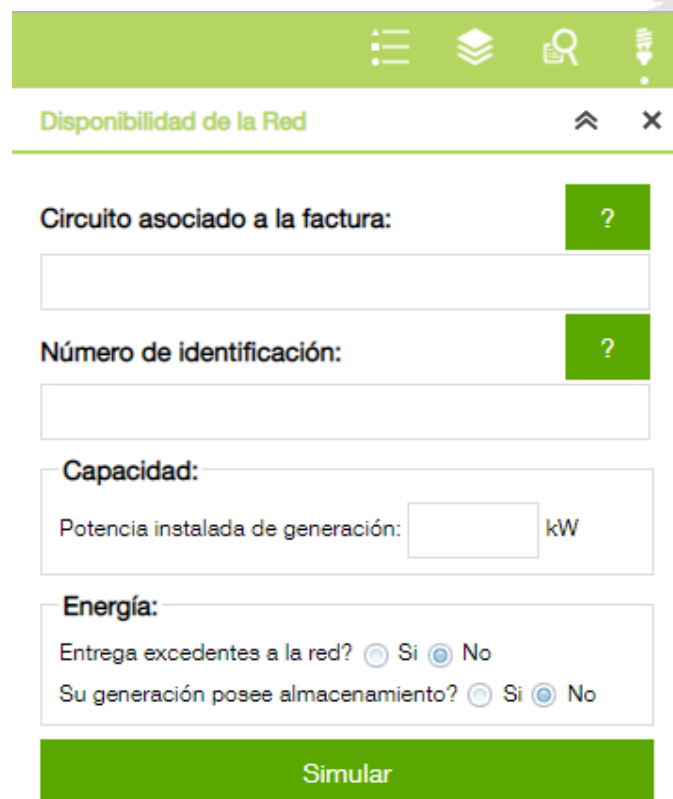
La consulta de la disponibilidad de la red la deben hacer todos los clientes potenciales GD o los AGPE con capacidades menores o iguales a 100kW. Los AGPE mayores a 100kW, deben solicitar insumos para realizar Estudio de Conexión, enviando un comunicado dirigido a la Unidad Transacciones T&D – Energía, a través del buzón epm@epm.com.co.

Para la consulta de disponibilidad de la red se debe proceder así:

Ingresar al mapa de redes manejado por EPM el cual, se encuentra en el siguiente enlace:

<https://maps.epm.com.co/ETER/Visor/Visor>

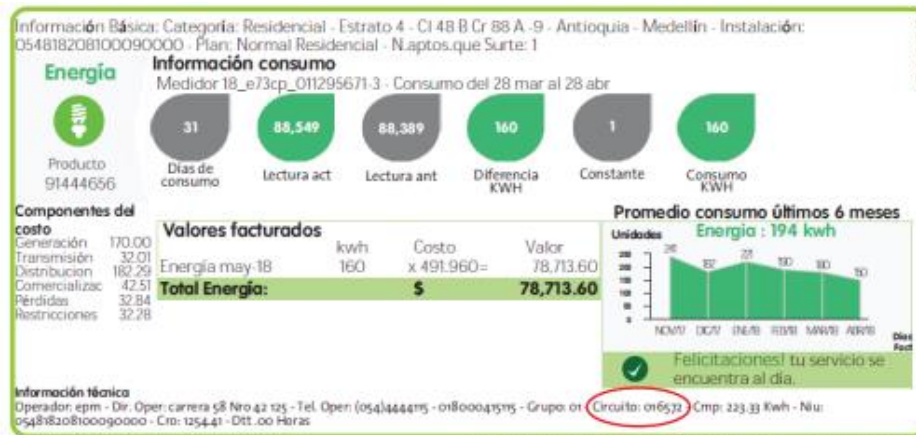
En este, se puede observar la disponibilidad del circuito al cual se conecta la planta fotovoltaica y el porcentaje de energía y potencia del transformador en el sitio.



The image shows a web form titled "Disponibilidad de la Red" with a green header. The form contains several input fields and radio buttons. At the top right of the form area are icons for a menu, layers, search, and a location pin. Below the title bar, there are two rows of input fields, each with a green button containing a question mark. The first row is labeled "Circuito asociado a la factura:" and the second is "Número de identificación:". Below these is a section for "Capacidad:" with a label "Potencia instalada de generación:" followed by a text input field and the unit "kW". The final section is "Energía:" with two radio button questions: "Entrega excedentes a la red?" and "Su generación posee almacenamiento?". A large green button labeled "Simular" is at the bottom of the form.

Fig. 15. Disponibilidad de la red para la conexión del AGPE y GD [10].

Para esto, se requiere el circuito asociado a la factura. Revisar el circuito que aparece en la cuenta de servicios como se muestra en la figura 15.



Revisa tu factura de servicios públicos, servicio de energía.

Fig. 16. Número de circuito asociado en la factura de servicios [10].



Fig. 17. Disponibilidad del circuito [10].

Tener en cuenta que es necesario generar el PDF para anexarlo en la información solicitada en la inscripción.

Cuando alguna de las barras te arroja un color rojo, debes solicitar insumos para realizar Estudio de Conexión, enviando un comunicado dirigido a la Unidad Transacciones T&D – Energía, a través del buzón epm@epm.com.co.

Cuando se selecciona que la generación está basada en inversores, se requiere información adicional como se muestra en la figura 17:

Campo	Descripción
Potencia en DC (kW DC):	Debes diligenciar la potencia en kW.
Voltaje salida del Inversor (V):	Debes diligenciar el voltaje de salida del inversos en V.
Potencia total en AC (kW AC):	Debes diligenciar la potencia total en kW.
Número de fases:	Debes indicar el número de fases.
Cumple estándar IEEE 1547-2003	Debes marcar SI, en caso de cumplir la norma relacionada. En caso contrario deberás marcar NO.
Cumple estándar UL 1741-2010	Debes marcar SI, en caso de cumplir la norma relacionada. En caso contrario deberás marcar NO.
Especificaciones técnicas del inversor (Adjuntar Documento):	Debes adjuntar las especificaciones técnicas del inversor, para lo cual, deberá marcar seleccionar de la lista desplegable SI/NO según sea el caso.
Indicar los elementos de protección, control y maniobra	Relacionar de manera detallada los elementos de protección, control y maniobra que se instalarán.

Fig. 18. Datos requeridos en los inversores [10].

Al tener la información de los inversores, se procede a realizar la descripción de las protecciones de maniobra y control instalados como los breakers, fusibles y dispositivos contra sobretensiones (DPS).

Las normas IEEE 1547-2003 y UL 1741-2010 se centran en las especificaciones técnicas para la interconexión y las pruebas. Proporciona los requisitos aplicables al rendimiento la operación, las pruebas, las consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. Incluyen requisitos generales, la respuesta a condiciones anormales, calidad de la energía, conformación de islas y las especificaciones de las pruebas, además de los requisitos para diseño, producción, evaluación de la instalación, puesta en marcha y pruebas periódicas.

En el paso 4 de la inscripción al operador de red (OR) se solicita información como la generación promedio del sistema, el consumo por parte del usuario mensualmente y la inyección promedio de energía a la red mensualmente. Adicionalmente, se pide información del tipo de medidor en la instalación ya que, los medidores utilizados en este tipo de sistema deben ser medidores bidireccionales de medida de energía activa-reactiva con perfil horario y puerto de comunicación.

Campo	Descripción
¿El medidor es bidireccional?	Debes marcar SI, si el medidor instalado actualmente es bidireccional, en caso contrario marcar NO.
¿El medidor tiene perfil horario?	Debes marcar SI, si el medidor instalado actualmente tiene perfil horario, en caso contrario marcar NO.

Fig. 19. Datos requeridos para el medidor de la instalación existente [10].

Campo	Descripción
Proyección de la energía generada por el sistema a entregar a la red del OR por mes (kWh-mes)	En este espacio el solicitante debe indicar de manera mensual la energía generada por el sistema a entregar a la red del Operador de Red en kWh/mes por un lapso de un año.
Proyección de la energía generada por el sistema para consumo interno por mes (kWh-mes)	En este espacio el solicitante debe indicar de manera mensual la energía generada para el consumo interno en kWh/mes por un lapso de un año.

Fig. 20. Proyección de energía generada y consumida kWh/mes [10].

Cuando se llene la información pedida en esta etapa, se procede al anexo de documentos requeridos para la validación técnica por parte del OR. Esta información es un respaldo ante los datos técnicos hechos en la etapa de pre ingeniería como se muestra en la figura 20:

Campo	Descripción
Resultado de la consulta de "Disponibilidad de conexión de red"	Adjunta este documento: 1. Si es Generador Distribuido (GD); o, 2. Si es Autogenerador (AG) que entrega excedentes y la potencia instalada es de generación es ≤ 100 . Cuando realices la consulta de disponibilidad de la red, en el Paso 3, debes guardar el archivo y posteriormente adjuntarlo debidamente diligenciado.
Diagrama unifilar de la conexión. DOCUMENTO OBLIGATORIO.	El diagrama de conexión que debes adjuntar, debe seguir lo determinado en la Norma RA9-001, publicada en la web de EPM.
Memorias de cálculo y selección del sistema de medida	Adjunta este documento cuando se requiera cambiar la medida existente. Las Memorias de cálculo debes adjuntarla en un archivo plano.
Estudio de conexión simplificado.	Adjunta este documento: 1. Si la potencia instalada de generación >100 ; o, 2. Si la consulta de Disponibilidad de conexión de Red (Resolución 030 de 2018, art. 6) arroja algún resultado en color rojo. El contenido del estudio de conexión simplificado para los AG con potencia instalada de generación >100 kW se detalla en el ARCHIVO 1. El contenido del estudio de conexión simplificado para los AG y GD con potencia instalada de generación ≤ 100 kW, cuyo análisis de disponibilidad arroje algún resultado en rojo se detalla en el ARCHIVO 2. Para realizar los estudios de conexión, debes solicitar la información necesaria mediante comunicación dirigida a la Unidad Transacciones Comercialización por medio del email epm@epm.com.co y la tendrás de vuelta en 15 días hábiles.

Esquema de protecciones de voltaje y frecuencia en el punto de conexión. DOCUMENTO OBLIGATORIO	Debes adjuntar un documento con el esquema y cálculos correspondientes.
Tipo de conexión a tierra para la tecnología de generación y para punto de conexión. DOCUMENTO OBLIGATORIO	Debes adjuntar un documento con el esquema y cálculos correspondientes.
Protección anti-isla a instalar. DOCUMENTO OBLIGATORIO	Debes adjuntar un documento con características técnicas.
Equipo de medición (para casos en los que se instale una medida nueva)	Adjunta este documento cuando se requiera cambiar la medida existente. Debes adjuntar certificado de producto y protocolo de medidor y elementos de medida.
Elementos que limitan la inyección de potencia a la red (para caso de AGPE que no exportarán energía)	Adjunta este documento si eres AG y no entregas excedentes a la red. Debes adjuntar documento con características técnicas.

Fig. 21. Documentos de respaldo requeridos [10].

Puesta en marcha de la instalación

Al realizar la inscripción se tiene una respuesta en un tiempo no mayor a 10 días para proceder con las vistas técnicas por parte del operador de red (OR). Para estas visitas es necesario tener la certificación RETIE del proyecto por parte del proveedor de mayor confianza.

Al realizar los trámites, se procede con la puesta en marcha de la instalación, la cual, consiste en distribuir las tareas de forma que se adelante lo mayor posible en el tiempo establecido.

Las cuadrillas se distribuyen de la siguiente forma:

- Una cuadrilla de técnicos electricistas realizan la acometida eléctrica como lo establecen los planos eléctricos y de planta.
- Una cuadrilla de técnicos instaladores solares realiza el montaje de los rieles, paneles solares y sus accesorios de conexión como se establece en el diagrama de conexión de paneles.



Fig. 22. Cables y canalización.



Fig. 23. Instalación de paneles solares.



Fig. 23. Inversor y cajas de protecciones para DC y AC.



Conclusiones

- Se presentaron los diferentes trámites que caracterizan la certificación, diseño, dimensionamiento y ejecución para proyectos de energía solar fotovoltaica conectados a la red en Colombia, haciendo énfasis especial en el diseño del proyecto o ingeniería a detalle y la inscripción ante el operador de red.
- Se mostraron los diferentes parámetros que podemos obtener con el informe entregado por el software PVSyst, resaltando dos parámetros fundamentales: Irradiación global horizontal y la Energía reinyectada a la red, datos que son clave para el cálculo de la energía generada para consumo interno y la energía generada para entregar a la red.
- Se elaboraron diagramas unifilares utilizando el software AutoCAD, obteniendo así una idea más clara de las especificaciones principales de los equipos a instalar, tales como potencia de los paneles, potencia del inversor, calibre de los cables y tipo de protecciones instaladas.
- Se efectuó un paso a paso del proceso de inscripción ante el operador de red para un proyecto de energía solar fotovoltaica como Autogenerador a Pequeña Escala, obteniendo una idea clara de los datos y documentos solicitados en este trámite.
- Se implementaron normativas como la resolución 030 de 2018, la ley 1715 de 2014, el RETIE y la NTC 2050 en los diferentes tramites de los proyectos de energía solar fotovoltaica, especialmente a la hora de realizar la memoria de cálculo para la certificación RETIE y el proceso de inscripción ante el operador de red.

Referencias bibliográficas

- [1] Introducción a la Energía Fotovoltaica. [Online]. Sevilla, España. D. Barberá. 2012. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70271/fichero/02+INTRODUCCI%C3%93N+A+LA+ENERG%C3%8DA+FOTOVOLTAICA%252FIntroducci%C3%B3n+a+la+Energ%C3%ADa+Fotovoltaica.pdf>
- [2] Diseño de dispositivo autónomo de detección de orientación solar. [Online]. España. M. Zamudio. 2014. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/50061/fichero/1-Introducci%C3%B3n.pdf>
- [3] Fotovoltaica Aislada. [Online]. España. Krannich. Disponible en <https://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/fotovoltaica-aislada.html>
- [4] Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. [Online]. España. ULHI. Disponible en: <https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/ISF/ISF05/es IEA ISF05 Contenidos/web site 2 sistemas fotovoltaicos conectados a red.html>
- [5] Aplicaciones de sistemas fotovoltaicos aislados. [Online]. Colombia. Bester. Disponible en: <https://bester.energy/blog/aplicaciones-sistemas-energia-fotovoltaica-aislados/>
- [6] Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red. [Online]. Chile. Tecoverde. Disponible en: <https://tecoverde.cl/4-2-1-sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red/>
- [7] CREG, "Resolución 030", Marzo 2018.
- [8] National Electrical Manufacturers Association, Electric Power Systems and Equipment-Voltage Ratings, ANSI C84.1 1995, National Electrical Manufacturers Association, 1995.
- [9] I. S. C. C. 21, "IEEE Application Guide for IEEE 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems", Septiembre 2008.
- [10] Inscripción de Autogeneradores a pequeña escala. [Online]. Colombia. EPM. 2019. Disponible en: <https://conecta.epm.com.co/AP/Visitor.aspx?id=4800&idPortal=0>
- [11] Salamanca-Ávila, S. Propuesta de diseño de un sistema de energía solar fotovoltaica. Caso de aplicación en la ciudad de Bogotá. En Revista Científica 30. Vol. 3. Agosto, 2017, 263-277. Disponible en: <https://doi.org/10.14483/23448350.12213>

[12] Raúl González G., Humberto R. Jiménez G., Javier Lagunas M. Sistemas fotovoltaicos Sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En Boletín IIE. Vol. 4. Diciembre 2003. 140-144. Disponible en: <http://ecotec.unam.mx/ECotec/wp-content/uploads/Sistemas-Fotovoltaicos-conectados-a-la-red.pdf>

[13] UPME, "Ley 1715", Mayo 2014.

[14] Inversor fotovoltaico. [Online]. México. Área Tecnología. 2016. Disponible en: [https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html#Conexi%C3%B3n Inversor Instalaciones Conectadas a Red](https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html#Conexi%C3%B3n%20Inversor%20Instalaciones%20Conectadas%20a%20Red)

[15] Díaz T., Carmona G. Instalaciones solares fotovoltaicas: Componentes de una instalación fotovoltaica. Primera Edición. España. McGraw-Hill. 2010. 7 – 30.



Anexos

Firma de contrato entre instalador y usuario

Este contrato involucra el acuerdo entre ambas partes del proyecto (instalador y usuario final). Básicamente el contrato constará de las siguientes partes:

- El contrato inicia con un párrafo donde se describen los nombres y las identificaciones de las dos partes involucradas en el contrato, es decir del comprador o cliente y del vendedor o instalador.
- Primera cláusula: Se presentan la dirección donde estará ubicado el proyecto, se citan los equipos que se van a instalar (o en su defecto el número de cotización presentada al cliente) y la capacidad en kWp que se instalará.
- Segunda cláusula: Muestra el costo total del proyecto en pesos colombianos y la forma de pago de dicho costo.
- Tercera cláusula: Resalta las obligaciones por que van a tener ambas partes (vendedor y comprador).
Por parte del vendedor se tendrán obligaciones como el área necesaria para la instalación de equipos (paneles, inversores, cableado, entre otros), capacitar al comprador en el uso de los bienes, afiliar a los instaladores a seguridad social, y definir términos de garantías.
Por parte del comprador se tendrán obligaciones como realizar adecuaciones físicas locativas (en caso de ser necesario) para hacer efectiva la instalación y verificar que los bienes instalados cumplan con lo estipulado en el contrato.
- Cuarta cláusula: Se entrega el plazo que tiene el vendedor para la realizar el proyecto.
- Quinta cláusula: Aclara la independencia que tienen los empleados encargados de la instalación, es decir que no tendrán subordinación laboral con el comprador.
- Sexta cláusula: En esta cláusula se menciona la penalización que se impondrá por el incumplimiento del contrato de alguna de las dos partes (ya sea vendedor o comprador).
- Séptima cláusula: Se aclara que cualquier cambio del presente contrato debe constar por escrito, y tal documento debe estar firmado y aceptado por ambas partes (vendedor y comprador).
- Octava cláusula: El comprador podrá hacer sugerencias al vendedor para corregir deficiencias detectadas en el cumplimiento del contrato.
- Novena cláusula: Cualquiera de las partes (ya sea vendedor o comprador) puede dar por terminado el contrato, avisando a la otra parte con al menos quince días de anticipación, por cualquier causa que incumpla el contrato.

- Por último debe estar la firma del representante legal de ambas partes (vendedor y comprador), junto con su número de identificación.

Es indispensable antes de firmar el contrato realizar una visita técnica para informar al usuario final la manera más óptima de instalar la acometida eléctrica y verificar el área disponible para la ubicación de los equipos necesarios para la instalación del proyecto, de tal forma que el usuario final y el instalador lleguen a un acuerdo. Cuando se establece la forma óptima de canalización y ubicación de equipos se procede a pedir al usuario datos como la memoria de cálculo eléctrica de la ubicación donde se va a realizar la instalación de la planta solar fotovoltaica, los planos arquitectónicos del sitio y los planos de planta del lugar a instalar.

