INFORME FINAL DE MODALIDAD DE GRADO: PASANTIA

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN AUTOGENERADOR A PEQUEÑA ESCALA CON FNCER INTEGRADO AL SIN DE ACUERDO A LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018

DAVID FERNANDO DONCEL BÁEZ

Código: 20131007080

DIRECTOR INTERNO

ING. OSCAR DAVID FLOREZ CEDIEL

DIRECTOR EXTERNO

ING. JAIME ALBERTO ROJAS MARTINEZ

RMS DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO CURRICULAR DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

BOGOTÁ D.C.

2018

CONTENIDO

LISTA DE TABLAS 4
LISTA DE FIGURAS 5
1. Introducción 7
2. Objetivos de la pasantía. 8
2.1. Objetivo general 8
2.2. Objetivos específicos. 8
3. Descripción de los resultados 9
4. Generalidades 10
4.1. Antecedentes. 10
4.2. Marco referencial. 11
4.2.1 Espectro luminoso. 11
4.2.2 Masa de aire. 12
4.2.3 Variación del efecto luminoso. 12
4.2.4 Insolación. 13
4.2.5 Unidades de medida 13
4.2.6 Variación de la insolación. 13
4.2.7 Irradiación del sol. 13
4.2.8 Día solar promedio. 13
4.2.9 Funcionamiento de una célula solar. 14
4.2.10 Punto de máxima potencia. 15
4.2.11 Factor de forma y eficiencia. 15
4.2.12 Condiciones estándares de medida. 16
4.2.13 Circuito equivalente de una célula solar. 16
4.2.14 El módulo fotovoltaico. 17
4.2.15 Influencia de la temperatura y la radiación. 18
4.2.16 Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) 22
4.2.17 Inversor DC/AC 23
4.2.17.1 Conceptos generales. 23
4.2.17.2 Tipos de inversores para conexión a la red. 23
4.2.17.3 Principio de funcionamiento. 25
4.2.17.4 Funcionamiento en modo isla. 26
5. Metodología 28
6. Parámetros de entrada para el diseño del AGPE 30

6.1. Índice de radiación solar en el predio. 30
6.2. Consumo de energía eléctrica en la residencia. 32
6.3. Espacio disponible. 32
6.4. Capacidad nominal del transformador asociado al punto de conexión. 32
7. Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red. 33
7.1. Características de los paneles. 33
7.2. Características del inversor 34
7.3. Potencia mínima del generador. 34
7.4. Diseño con un inversor central. 34
7.5. Diseño con inversores orientados a subgeneradores fotovoltaicos. 35
8. Análisis financiero del generador. 37
8.1. Diseño a implementar. 37
9. Implementación del diseño. 42
10. Certificación RETIE de la instalación eléctrica 49
11. Solicitud de conexión del AGPE al SIN. 62
12. Análisis de resultados 74
13. Evaluación y cumplimiento de los objetivos de la pasantía 74
14. Conclusiones y recomendaciones 75
Bibliografía 76

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Radiación Solar promedio multianual en Cúcuta 30
Tabla 2.Indice de radiación solar de manera grafica 30
Tabla 3. Radiación solar sobre el predio (NASA, 2018) 31
Tabla 4. Histórico de consumos de energía eléctrica 32
Tabla 5. Características eléctricas de los paneles 33
Tabla 6. Flujo de caja para el AGPE con inversor central 38
Tabla 7. Flujo de caja de un AGPE con subgeneradores 40
Tabla 8. Observaciones y correcciones realizadas durante la inspección RETIE 50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Espectro luminoso de la luz solar (Gasquet) 11
Figura 2. Masa de aire. (Gasquet) 12
Figura 3. Curvas de corriente - tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012) 14
Figura 4. Modelo eléctrico de una célula solar. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012) 17
Figura 5. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar (G = 800 W/m^2) (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012) 20
Figura 6. Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar (Ta = 20°C). (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012) 21
Figura 7. Esquema de un sfcr (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012) 22
Figura 8. Configuración de un inversor Central con tensiones DC bajas. 23
Figura 9. Configuración de un inversor central con tensiones DC altas. 23
Figura 10. Configuración de un inversor orientado a rama. 24
Figura 11. Configuración de un inversor orientado a subgenerador fotovoltaico. 24
Figura 12. Esquema de un inversor monofásico. 25
Figura 13. Sistemas fotovoltaico conectados a barra de distribución. 26
Figura 14. Zona de no detección en modo isla. cualquier combinación de potencia activa y reactiva de red antes de la desconexión que se encuentra dentro de esa región implica que el inversor continuaría funcionando en modo isla durante un tiempo. 27
Figura 15. Metodología utilizada para el diseño e implementación del AGPE con FNCER integrado al SIN 29
Figura 16. Reporte de disponibilidad de red para la conexión del AGPE. 33
Figura 17. Diagrama unifilar del AGPE 42
Figura 18. Diagrama unifilar de la instalación eléctrica residencial 43
Figura 19. Gabinete para inversores DC/AC 43
Figura 20. Gabinete para inversores DC/AC 44
Figura 21. Instalación de los paneles fotovoltaicos en la cubierta de la residencia 44
Figura 22. Instalación de los paneles fotovoltaicos en la cubierta 45
Figura 23. Conexión de los módulos fotovoltaicos 45
Figura 24. Instalación de los inversores dentro del gabinete 46
Figura 25. Protecciones DC 46
Figura 26. Protecciones AC 47
Figura 27. Instalación de DPS 47
Figura 28. Instalación de ventilación forzada en el gabinete DC/AC 48
Figura 29. Instalación de transferencia manual para conexión de AGPE con la red 48
Figura 30. Tensiones en DC por subgenerador. 49
Figura 31. Certificación RETIE de la instalación eléctrica expedida por un organismo avalado por la ONAC 62
Figura 32. Diligenciamiento del formato de conexión de AGPE 65
Figura 33. Condiciones del OR para la viabilidad del AGPE 68
Figura 34. Verificación del OR al AGPE 68
Figura 35. Verificación del OR al AGPE 69
Figura 36. Verificación del OR al AGPE 69
Figura 37. Realización de pruebas al AGPE por parte del OR. 69

Figura 38. Instalación del medidor bidireccional _____ 70
Figura 39. Acta de revisión del AGPE por parte del OR _____ 73

1. Introducción

Las fuentes no convencionales de energía renovable han venido tomando un gran impulso en los últimos años como una solución ambiental para la generación de energía eléctrica, a través de la ley 1715 de 2014 Colombia ha buscado promover el desarrollo y la utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional y a través de la resolución CREG 030 de 2018 se comenzaron a regular los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y los generadores distribuidos al sistema interconectado nacional (CREG, 2018), lo cual es una gran oportunidad para los usuarios de este servicio de poder generar su propia energía y vender sus excedentes a los operadores de red al cual se encuentren asociados.

Con la entrada en vigencia de la resolución CREG 030 a finales de febrero del presente año, se busca comenzar a diseñar e implementar sistemas de autogeneración en espacios residenciales que den cumplimiento a las normativas vigentes como una alternativa económica para los ciudadanos a través de la generación de energía eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable para su propio consumo y venta de los excedentes que se presenten, además de ayudar al medio ambiente con el cambio climático producido por las fuentes convencionales de generación de energía eléctrica.

Los sistemas fotovoltaicos convierten la radiación solar en energía eléctrica por un fenómeno denominado *efecto fotovoltaico* (Gasquet), cuando un sistema fotovoltaico se encuentra conectado a la red produce energía eléctrica para ser inyectada completamente a la red convencional, dado que no deben satisfacer ninguna demanda de consumo de forma directa ni garantizar el mismo, no necesitan incorporar equipos para la acumulación de energía. para permitir el correcto acoplamiento a la red se incorpora uno o más equipos inversores que adecua la potencia producida por el generador fotovoltaico a las condiciones de la red. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

Dadas las consideraciones mencionadas anteriormente se diseñará un sistema fotovoltaico conectado a la red en una vivienda residencial ubicada en la ciudad de Cúcuta, que permitirá aprovechar la radiación solar que cae sobre ella para generar energía eléctrica para su consumo y venta de excedentes al operador de red al cual se encuentra asociado. para el desarrollo del sistema se tuvieron en cuenta los consumos de energía que se habían generado en el predio en los últimos 6 meses y las cargas existentes, teniendo en cuenta estos datos iniciales se procede a establecer el diseño para determinar el número de componentes y viabilidad económica.

2. Objetivos de la pasantía.

2.1.Objetivo general

Diseñar e implementar un autogenerador a pequeña escala utilizando fuentes no convencionales de energía renovable como la fotovoltaica en una residencia en Cúcuta para integrarlo al SIN

2.2.Objetivos específicos.

- Conocer la radiación solar de la zona y determinar diferentes alternativas que permitan establecer la mejor topología para la instalación de los paneles.

- Realizar una inspección eléctrica a la residencia para dar cumplimiento a la norma RETIE de la instalación eléctrica interna.

- Realizar los diseños eléctricos que permitan el correcto funcionamiento del AGPE dando cumplimiento al retire y la resolución CREG 030 de 2018

- Implementar los diseños eléctricos del AGPE e integrarlo al SIN a través del operador de red CENS

3. Descripción de los resultados

Con la realización del presente proyecto se obtuvieron los diferentes resultados, los cuales se muestran a continuación:

- ✓ Se identificó el índice de radiación solar existente en la vivienda residencial, los niveles de tensión presentes en el predio y los consumos de energía que se venían presentando en la residencia, a partir de estos datos se realizaron los diseños del AGPE a implementar.

- ✓ Se identificó la cantidad de equipos a usar estableciendo los elementos y materiales necesarios para colocarlos en funcionamiento mostrando sus respectivas características y parámetros técnicos.

- ✓ Se realizó un análisis financiero del diseño presentado para establecer el valor de la inversión y el plazo de la recuperación de la misma con el fin de establecer la viabilidad del proyecto.

- ✓ Se realizó una inspección a las instalaciones eléctricas de la vivienda con un organismo de inspección RETIE acreditado por la ONAC para avalar el cumplimiento del reglamento en las instalaciones existentes.

- ✓ Se realizó el proceso de pruebas del AGPE y legalización del proyecto con el operador de red *centrales eléctricas del norte de Santander*

4. Generalidades

4.1. Antecedentes.

La generación de electricidad con energía solar empleando sistemas fotovoltaicos ha estado siempre dirigida al sector rural, en donde los altos costos de generación originados principalmente en el precio de los combustibles, y los costos de operación y mantenimiento en las distantes zonas remotas, hacen que la generación solar resulte más económica en el largo plazo y confiable. estas actividades surgieron con el programa de telecomunicaciones rurales de telecom a comienzos de los años 80, con la asistencia técnica de la universidad nacional. en este programa se instalaron pequeños generadores fotovoltaicos de 60 wp (wp: vatio pico) para radioteléfonos rurales y ya en 1983 habían instalados 2.950 de tales sistemas. el programa continuó instalando estos sistemas y pronto se escaló a sistemas de 3 a 4 kwp para las antenas satelitales terrenas. muchas empresas comenzaron a instalar sistemas para sus servicios de telecomunicaciones y actualmente se emplean sistemas solares en repetidoras de microondas, boyas, estaciones remotas, bases militares, entre otras aplicaciones. (Rodriguez Murcia, 2008).

El concepto de autogenerador en Colombia se estableció por primera vez en el artículo 11 de la ley 143 de 1994 como aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades y a través de la resolución CREG 084 de 1996 se comenzaron a reglamentar las actividades del autogenerador conectado al sistema interconectado nacional (sin). (Estudio Legal Hernandez, 2017)

En el 2014 se publica la ley 1715, la cual tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional. así mismo, autoriza la entrega de excedentes de energía a la red por parte de los autogeneradores y le otorga a la CREG la facultad de establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida. (UPME, 2015)

En particular, para la autogeneración a pequeña escala, la ley 1715 de 2014 determinó que los elementos para promover esta actividad deben tener en cuenta la definición de mecanismos simplificados de conexión y la entrega de excedentes, así como, la aceptación de medidores bidireccionales de bajo costo para esta actividad y le confirió a la creg la facultad de definir las normas, para la remuneración de los excedentes que generen autogeneradores de pequeña escala, que utilicen fuentes no convencionales de energía renovable (fncer), los cuales se reconocerán mediante un esquema bidireccional como créditos de energía. (UPME, 2015)

En el 2015 la UPME a través de la resolución 281 definió que el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala será de 1 mw, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador. (UPME, 2015)

En los primeros meses del 2018 la comisión de regulación de energía y gas (CREG) estableció la resolución 030 mediante la cual se regulan los aspectos operativos y comerciales para permitir la integración de la autogeneración a pequeña escala y de la generación distribuida al sistema interconectado nacional. (CREG, 2018)

Actualmente existen en Colombia generadores de energía eléctrica que operan con fuentes no convencionales de energía renovable como lo son el parque eólico Jepírachi el cual tiene una capacidad instalada de 19,5 mw con 15 aerogeneradores de 1,3 mw cada uno y la granja solar celsia yumbo con una capacidad instalada de 9,8 mw, estos entraron en operación el 19 de abril de 2004 y el 3 de septiembre de 2017 respectivamente. (CELSIA, 2017) (EPM, 2004)

4.2. Marco referencial.

4.2.1 Espectro luminoso.

La luz, esta sea de origen solar o generada por una luminaria fluorescente o incandescente, esta formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia, que están agrupados dentro de cierto rango, llamado espectro luminoso. la zona de baja frecuencia el espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel. entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible la luz solar. la intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia. la figura 1 muestra, en forma no detallada, la composición del aspecto luminoso.

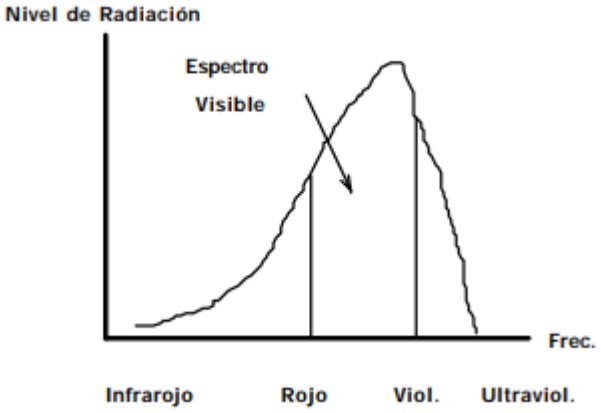


Figura 1. Espectro luminoso de la luz solar (Gasquet)

El "color" de la luz solar depende de la composición del espectro de frecuencias los fabricantes de focos luminosos, conscientes de este fenómeno, tratan de dar a éstos un espectro de radiación luminosa similar al de la luz solar que llega la tierra cuando el sol alcanza la posición de zenit (luz blanca). la intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufre alteraciones cuando la luz solar atraviesa la atmosfera. ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias. las que ven disminuidas si intensidad o son absorbidas totalmente. el proceso fotovoltaico *responde a un limitado rango de frecuencias* dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. esto se hace especificando un parámetro denominado masa de aire. (Gasquet)

4.2.2 Masa de aire.

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado su zenit.

para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmosfera. cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la "masa de aire" es mayor. la figura 2 ilustra esta situación.

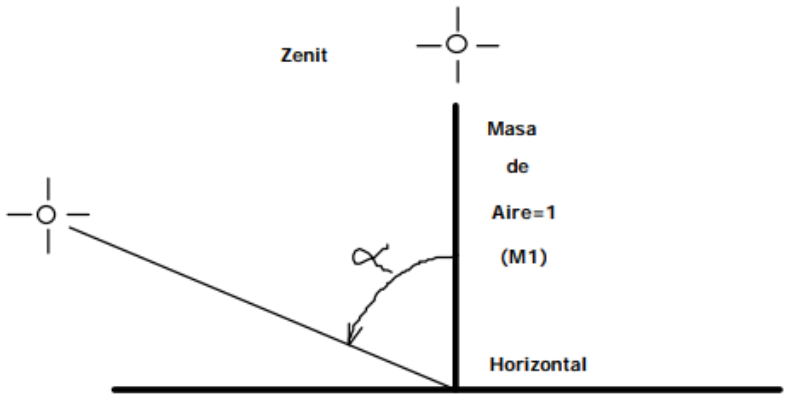


Figura 2. Masa de aire. (Gasquet)

A la posición del zenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (m1). cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$Masa\ de\ aire = \frac{1}{\cos(\alpha)} \qquad (1)$$

Donde α es el angulo formado entre la posición del zenit y la posición del sol en ese momento, y cos (α) es el valor del coseno de ese ángulo, el que varia entre 1 y 0 cuando el ángulo vario entre 0° y 90°, para valores de α mayores que cero, el valor de cos (α) es siempre menor que la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa. valores para la masa de aire mayores que la unidad indican que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. el ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado de la expresión anterior. se deduce así que una masa de aire de valor 1,5 corresponde a un ángulo α de unos 48°. (Gasquet)

4.2.3 Variación del efecto luminoso.

Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante la salida y puesta del sol. la fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1,5 (m1,5), el que ha sido adoptado como estándar. la intensidad es muy cercana a 1kw/m^2. (Gasquet)

4.2.4 Insolación.

La cantidad total de radiación solar (directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de 1 m^2, para un determinado ángulo de inclinación entre la superficie colectora y la horizontal del lugar, recibe el nombre de

insolación. (Gasquet)

4.2.5 Unidades de medida

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la insolación de un lugar. la más conveniente para nuestra aplicación es el kilovatio – hora por metro cuadrado (kwh/ m^2), o su valor equivalente en milivatio – hora por centímetro cuadrado (mwh/cm^2). si la energía del sol se utilizare para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad las calorías por metro cuadrado (cal/m^2) o los BTU/f^2 (british thermal units por pie cuadrado). la reducción de una cantidad a la otra puede hacerse recordando que 1kwh/m^2= 860 cal/m^2 = 317.02 BTU/f^2. (Gasquet)

4.2.6 Variación de la insolación.

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la insolación en una dada locación depende de las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. la presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. las zonas desérticas, dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de insolación en el planeta. la posición del sol respecto a la horizontal cambia durante el día y con las estaciones. el valor de la insolación al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor que el del mediodía o el verano. (Gasquet)

4.2.7 Irradiación del sol.

La irradiación es el valor de la potencia luminosa. los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FVS) determinan la máxima potencia eléctrica de salida usando una fuente con una potencia luminosa de 1 kW/m^2. este valor, conocido con el nombre de sol, se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes. recordando que 1 m^2 = 10.000 cm^2, y que 1 kW = 1.000 w, se tiene que:

$$1\,SOL = 1\frac{kW}{m^2} = 100\frac{mW}{cm^2} \qquad (2)$$

Las dos cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de paneles FVS. (Gasquet)

4.2.8 Día solar promedio.

El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, se acostumbra a definir el día solar promedio. este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de 1 sol. supongamos, como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de 5 kwh/m^2. si este valor es dividido

por un sol, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación.

En nuestro ejemplo:

$$Dia\ solar = \frac{5\frac{kWh}{m^2}}{1\frac{kW}{m^2}} = 5\ horas \qquad (3)$$

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de un sol, la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante. (Gasquet)

4.2.9 Funcionamiento de una célula solar.

La corriente de una célula solar es un balance entre la fotocorriente y la corriente de oscuridad que, a su vez, depende de la tensión aplicada en los terminales del dispositivo. esta relación se representa en la figura 3. cuando la tensión aplicada es nula (la célula está cortocircuitada) la corriente se debe exclusivamente a la fotocorriente. el valor de la corriente permanece casi constante hasta las cercanías del valor de tensión en el que el diodo comienza a conducir. a partir de este punto la corriente disminuye abruptamente hasta alcanzar un valor nulo (célula en circuito abierto) en el punto donde la fotocorriente y la corriente de oscuridad quedan compensadas.

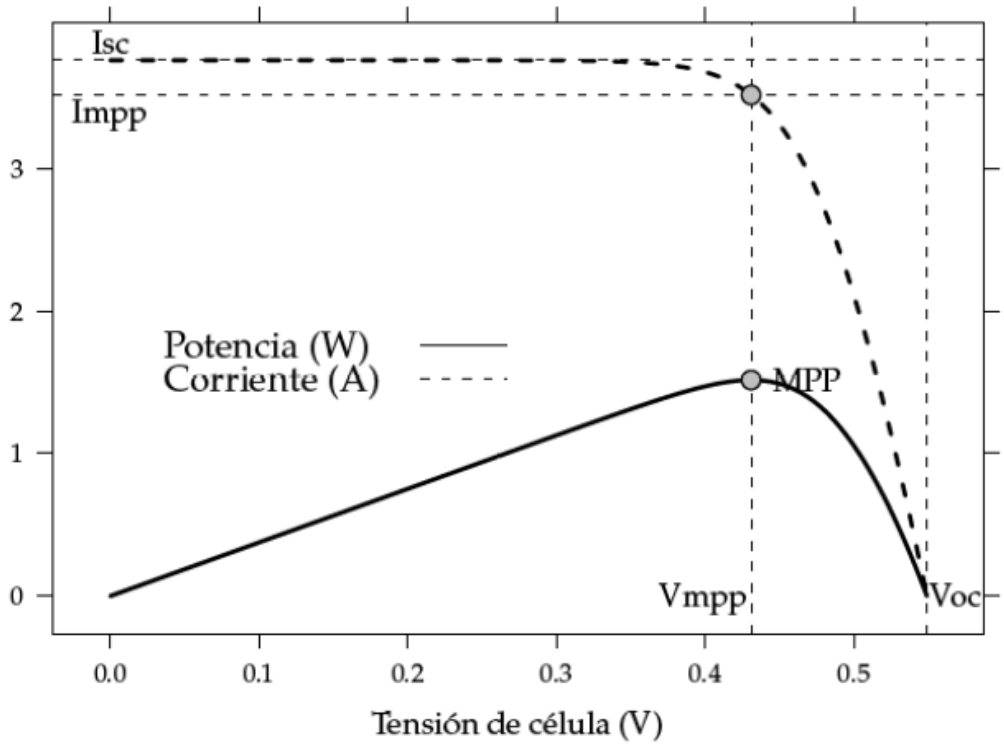


Figura 3. Curvas de corriente - tensión (línea discontinua) y potencia-tensión (línea continua) de una célula solar. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

Los dos puntos extremos de cortocircuito y circuito abierto quedan definidos con dos parámetros, la corriente de cortocircuito I_{sc}, y la tensión de circuito abierto V_{oc}. estos dos parámetros suelen estar disponibles en la información asociada a una célula. en función de ellos se puede escribir la ecuación (4) que describe la curva característica de una célula; (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

$$I = I_{sc} * \left(1 - \exp\left(e * \frac{V_{oc} - V}{m * k * T_c}\right)\right) \quad (4)$$

4.2.10 Punto de máxima potencia.

Superpuesta a la curva corriente-tensión, la figura 3 incluye la relación entre la potencia y la tensión. es evidente la presencia de un máximo que adquiere el nombre de punto de máxima potencia *(mpp, maximum power point en sus siglas inglesas).* la localización de este punto viene definida por la condición $\frac{dp}{dV} = 0$. la potencia entregada por la célula en este punto será la considerada como potencia nominal, $P_{mpp} = I_{mpp} * V_{mpp}$. las unidades de esta potencia son vatios pico (Wp), reflejando la idea de potencia máxima localizable.

dado que la célula funciona en corriente continua, su potencia es $P = V * I$, y, por tanto:

$$\frac{d(I * P)}{dV} = V * \frac{dI}{dV} + \frac{IdV}{dV} \quad (5)$$

$$dP = V * dl + I * dV \quad (6)$$

Antes de este punto, $\frac{dP}{dV} > 0$, o de forma equivalente, $\frac{dI}{dV} > -\frac{I}{V}$. entre este punto y el circuito abierto $\frac{dP}{dV} < 0$ o, de forma equivalente, $\frac{dI}{dV} < -\frac{I}{V}$. en el punto de máxima potencia se cumplirá:

$$\frac{dI}{dV} = -\frac{I_{mpp}}{V_{mpp}} \quad (7)$$

4.2.11 Factor de forma y eficiencia.

El área encerrada por el rectángulo definido por el producto $I_{mPP} * V_{mpp}$, es, como es observable en la figura 3, inferior a la representada por el producto $I_{sc} * V_{oc}$. la relación entre estas dos superficies se cuantifica con el factor de forma:

$$FF = \frac{I_{Mpp} * V_{mpp}}{I_{sc} * V_{oc}} \quad (8)$$

El factor de forma es tanto más cercano a la unidad cuanto más acentuado sea el codo localizado en el punto de máxima potencia. su valor, normalmente comprendido entre 0,7 y 0,8 varia poco de unas células a otros. conociendo los valores de $I_{sc} y\, V_{Oc}$ es posible calcular la potencia en el punto de máxima potencia, dado que $P_{mpp} = FF * I_{sc} * V_{oc}$.

Por otra parte, la calidad de una célula se puede cuantificar con la eficiencia de conversión según la ecuación 9.

$$\eta = \frac{I_{mpp} * V_{mpp}}{P_L} \tag{9}$$

Donde $P_L$representa la potencia luminosa que incide en la célula. cómo es evidente de la ecuación 9, este valor de eficiencia se corresponde al caso en el que el acoplamiento entre la carga y la célula permite a ésta trabajar en el punto de máxima potencia. las células industriales se silicio suelen ofrecer eficiencias comprendidas entre el 13% y el 17%. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

4.2.12 Condiciones estándares de medida.

Se definen unas condiciones de funcionamiento, denominadas condiciones estándar de medida (STC, *standard test conditions* en sus siglas inglesas), válidas para caracterizar una célula o un módulo en un laboratorio de medida. estas condiciones vienen determinadas por:

- Irradiancia: $G_{stc} = 1000\ W/m^2$ con incidencia normal.
- Temperatura de célula: $T_c^* = 25°C$.
- Masa de aire: $AM = 1{,}5$.

Normalmente se escribe un asterisco como superíndice para denotar aquellos parámetros medidos en estas condiciones. frecuentemente los fabricantes informan de los valores de las tensiones V_{oc}^* y V_{mpp}^* y las corrientes I_{sc}^* y I_{mpp}^*. a partir de estos valores es posible referir a estas condiciones la potencia: (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

$$P_{mpp}^* = I_{mpp}^* * V_{mpp}^* \tag{10}$$

El factor de forma:

$$FF^* = \frac{P_{mpp}^*}{I_{sc}^* * V_{oc}^*} \tag{11}$$

Y la eficiencia:

$$\eta^* = \frac{I_{mpp}^* * V_{mpp}^*}{A * G_{stc}} \tag{12}$$

4.2.13 Circuito equivalente de una célula solar.

Para analizar el comportamiento de una célula en un circuito es conveniente emplear modelos equivalentes alternativos a la ecuación 4. la corriente fotogenerada puede ser modelada con un generador de corriente, mientras que la corriente de oscuridad puede ser representada con un diodo, tal y como se recoge en la figura 4. en esta figura se incluye una resistencia en serie y una resistencia en paralelo para efectos no incluidos en la ecuación 4 pero apreciable en las células reales.

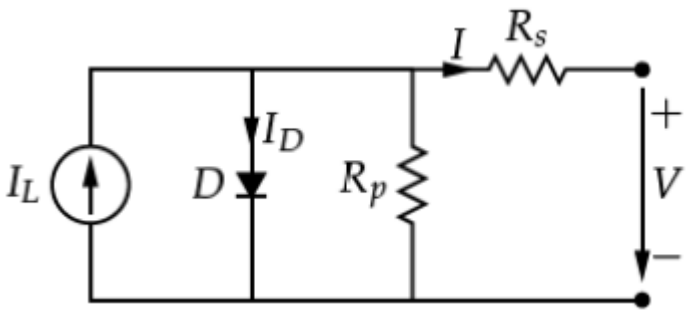


Figura 4. Modelo eléctrico de una célula solar. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

La resistencia serie representa la resistencia debida a los contactos metálicos con el semiconductor, a las capas semiconductoras y a la malla de metalización. esta resistencia reduce principalmente el factor de forma y, en menor medida, la corriente de cortocircuito. es interesante comprobar que, una vez conocidos los valores de los cuatro parámetros eléctricos de la célula ($I_{sc}, V_{oc}, I_{mpp}, V_{mpp}$) es posible obtener el valor de r, a partir de la ecuación 13 con la información que el fabricante suministra sobre las corrientes y tensiones del dispositivo:

$$R_s^* = \frac{V_{oc}^* - V_{mpp}^* + m * v_i * \ln\left(1 - \left(\frac{I_{mpp}^*}{I_{sc}^*}\right)\right)}{I_{mpp}^*} \qquad (13)$$

La resistencia en paralelo representa las fugas de corriente en los bornes de célula, los posibles cortocircuitos metálicos y la recombinación favorecida en las fronteras de gramo del cristal. esta resistencia reduce el factor de forma y la tensión de circuito abierto. en general, toma valores suficientemente altos como para que su influencia en el funcionamiento global sea baja, y de ahí que frecuentemente se desprecie su contribución. además, considerando que el valor de la exponencial es notablemente superior a 1 e todas las condiciones de operación y que la corriente de cortocircuito es equivalente a la corriente fotogenerada, se obtiene la ecuación que emplearemos como curva característica de la célula solar: (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

$$I = I_{sc}\left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{oc} + I * R_s}{m * V_t}\right)\right] \qquad (14)$$

4.2.14 El módulo fotovoltaico.

Las características eléctricas de una célula no son suficientes para a alimentar las cargas convencionales. Es necesario realizar agrupaciones en serie y paralelo para entregar la tensión y la corriente adecuadas. Un módulo fotovoltaico es una asociación de células a las que se protege físicamente de la intemperie y aislar eléctricamente del exterior, dando rigidez mecánica al conjunto.

Existen multitud de módulos diferentes, tanto por su configuración eléctrica como por sus características estructurales y estéticas. En general, la asociación de células es encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el

tedlar), u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

El vidrio frontal debe tener y mantener una alta transmisividad n la banda espectral en la que trabajan las células solares. Además, debe tener buena resistencia al impacto y a la abrasión. Su superficie debe ser de forma que combine un buen comportamiento antirreflexivo con la ausencia de bordes o desniveles que faciliten la acumulación de suciedad, o que dificulten la limpieza de ésta mediante la acción combinada del viento y la lluvia. Frecuentemente se emplea vidrio templado con bajo contenido en hierro con algún tipo de tratamiento antireflexivo.

El encapsulante a base de EVA. Combinado con un tratamiento en vacío y las capas frontal y posterior, evita la entrada de humedad en el módulo, señalada como la causa principal de la degradación a largo plazo de módulos fotovoltaicos. Además, esta combinación permite obtener altos niveles de aislamiento eléctrico. (Wenham, Green, & Watt, 2000)

Una configuración eléctrica muy común hasta hace unos años, empleaba 36 células en serie para obtener módulos con potencias comprendidas en el rango 50Wp – 100Wp con tensiones MPP cercanas a los 15V en funcionamiento. Estos módulos eran particularmente adecuados para su acoplamiento con baterías de tensión nominal de 12 V en los sistemas de electrificación rural. Con el protagonismo abrumador de los sistemas fotovoltaicos de conexión a la red, esta configuración ha perdido importancia. Ahora son frecuentes los módulos de potencia a los 200Wp y tensiones en el rango 30V – 50V.

Para los módulos compuesto por células de silicio es de aplicación la norma internacional IEC 61215 *"Crystalline Silicon Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules – Desing Qualification and Type Approval".* (International Electrotechnical Commission, 2016). Esta norma internacional recoge los requisitos de diseño y construcción de módulos fotovoltaicos terrestres apropiados para su operación en periodos prolongados de tiempo bajo los efectos climáticos. Asimismo, esta norma detalla un procedimiento de pruebas a los que se debe someter el módulo que desee contar con la certificación asociada a esta normativa.

4.2.15 Influencia de la temperatura y la radiación.

En un módulo compuesto por N_{cs} células en serie y N_{cp} ramas en paralelo, y suponiendo que las células que lo forman son idénticas, la tensión del módulo es $V_m = N_{cs} * V_c$ y la corriente del módulo es $I_m = N_{cp} * I_c$, siendo V_c e I_c la tensión y corriente de una célula, respectivamente, la curva característica de un módulo puede calcularse de forma aproximada con:

$$I_m = I_{sc} * \left[1 - \exp\left(\frac{V_m - V_{oc} + I_m * R_s}{V_t}\right)\right] \quad (15)$$

Como aproximación, se supone que la corriente de cortocircuito depende exclusivamente y de forma lineal de la irradiancia:

$$I_{sc} = G_{ef} * \left(\frac{I_{sc}^*}{G_{stc}}\right) \quad (16)$$

Y la tensión de circuito abierto depende exclusivamente de la temperatura de célula, y decrece linealmente con ella:

$$V_{oc}(T_c) = V_{oc}^* + (T_c - T_c^*) * \frac{dV_{oc}}{dT_c} \quad (17)$$

Si no hay información específica por parte del fabricante, para células de silicio cristalino es habitual emplear el valor:

$$\frac{dV_{oc}}{dT_c} = -2{,}3\frac{mV}{°C} \quad (18)$$

En estas dos adecuaciones se hace referencia a las condiciones entandar de medida. En estas condiciones, la temperatura de célula es de 25°C. sin embargo, la temperatura de operación de la célula depende de la temperatura ambiente y la irradiancia incidente. La ecuación 19 expresa una aproximación aceptable del comportamiento térmico de un módulo:

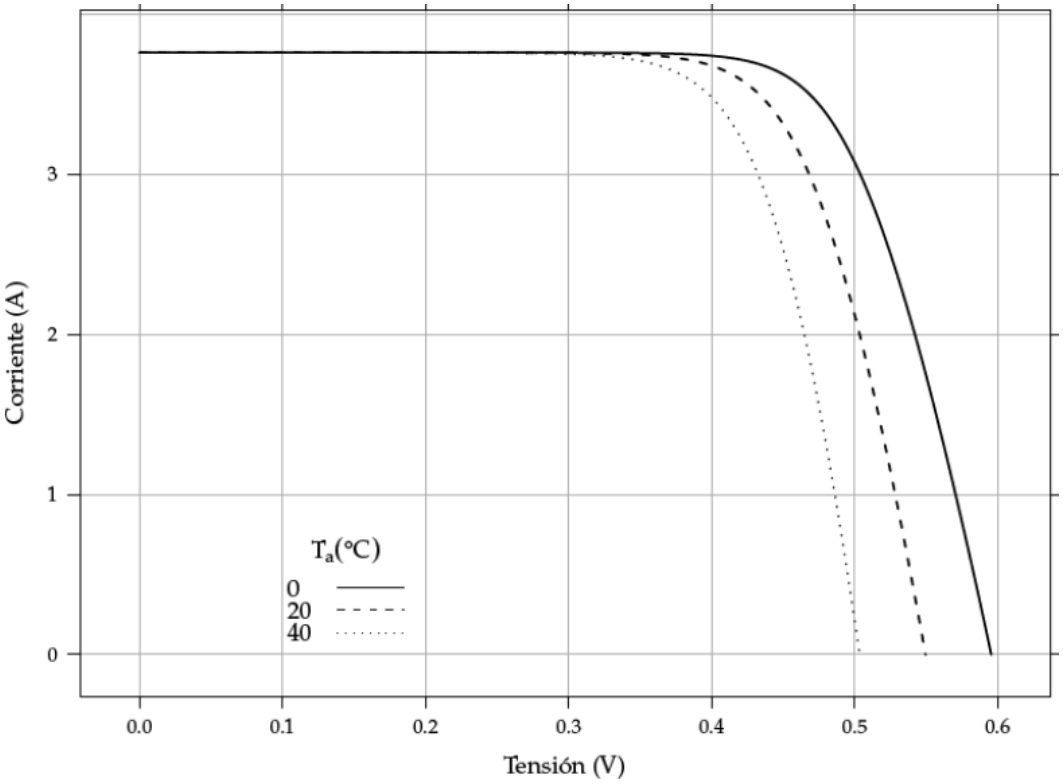
$$T_c = T_a + G_{ef} * \frac{NOCT - 20}{800} \quad (19)$$

En esta ecuación se emplea el concepto de temperatura de operación nominal de célula (NOCT o TONC) definida como aquella que alcanza una célula cuando su modulo trabaja en las siguientes condiciones:

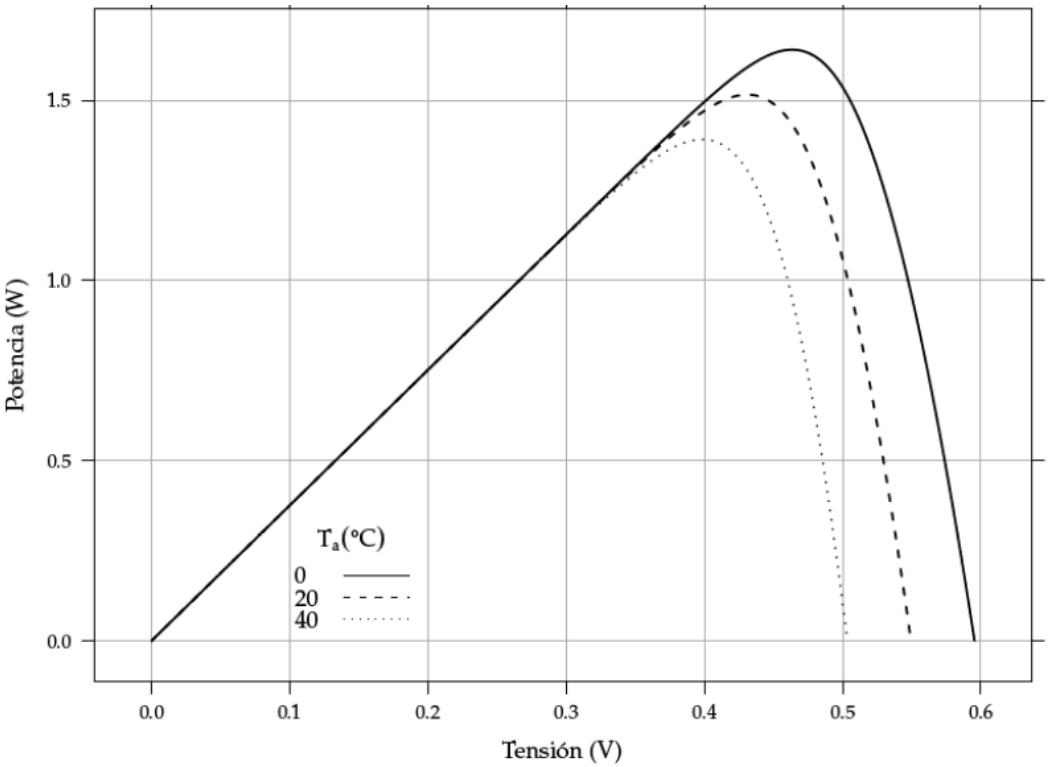
- Irradiancia: $G = 800\ W/m^2$
- Espectro: el correspondiente a $AM = 1{,}5$
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente: $T_a = 20°C$
- Velocidad del viento: $V_v = 1\ m/s$

El valor de la TONC suele estar incluido dentro de la información que el fabricante recoge en su ficha técnica. No obstante, un valor de 47°C es aceptable para un amplio rango de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

El efecto de la temperatura en la curva característica queda recogido en la figura 5 y el efecto de la irradiancia en la figura 6. Es fácil comprobar que la corriente y la potencia aumentan con el nivel de irradiancia incidente, y la tensión y la potencia disminuye con la temperatura ambiente.

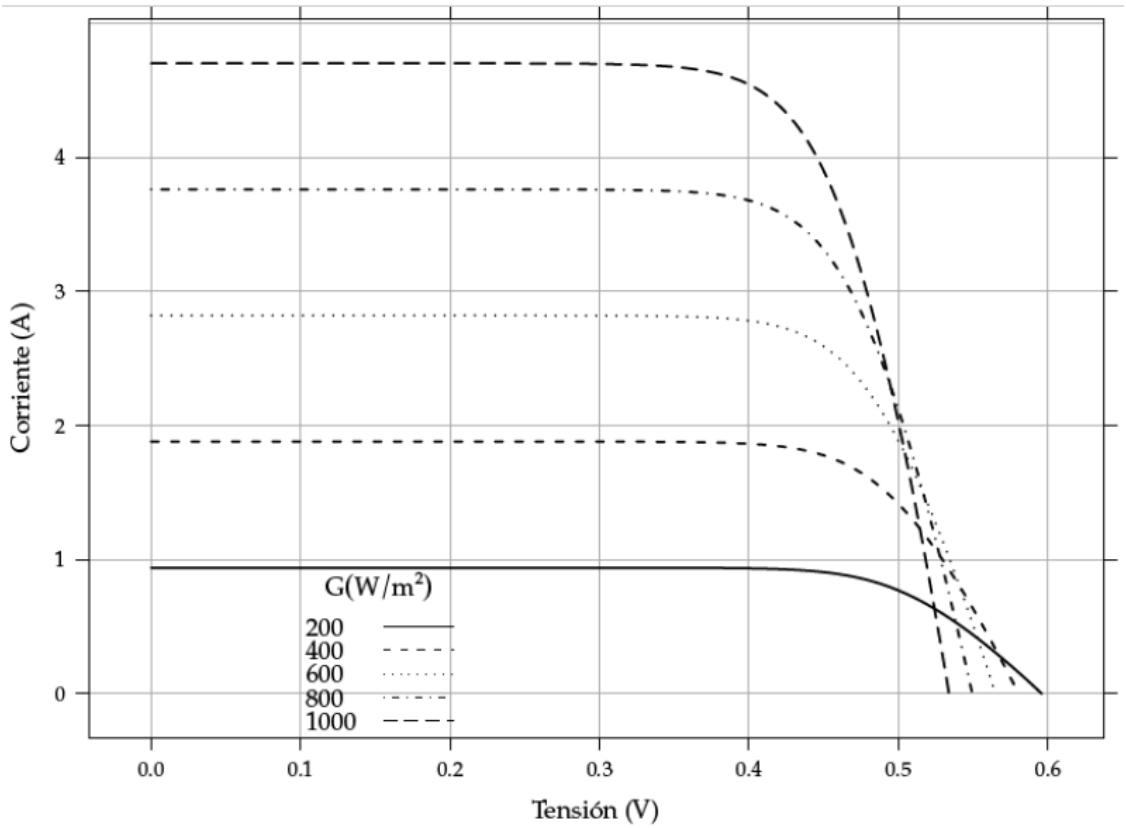


a) Curva I - V.

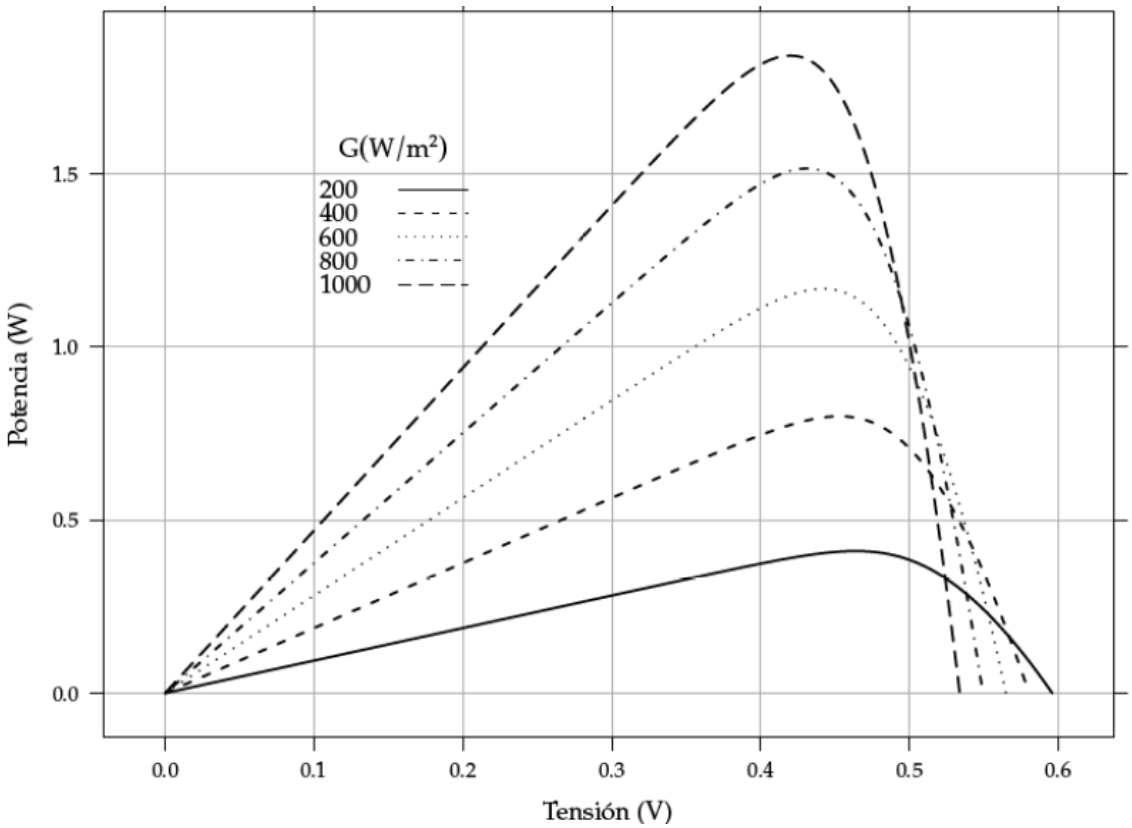


b) Curva P - V.

Figura 5. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar (G = 800 W/m^2) (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)



a) Curva I - V.



b) Curva P - V.

Figura 6. Efecto de la irradiancia en la curva característica de una célula solar (Ta = 20°C). (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

4.2.16 Sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR)

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es un sistema cuya función es producir energía eléctrica en condiciones adecuadas para poder ser inyectada a la red convencional. como se muestra en la figura 1, un SFCR se compone del generador fotovoltaico, un inversor DC/AC y un conjunto de protecciones eléctricas.

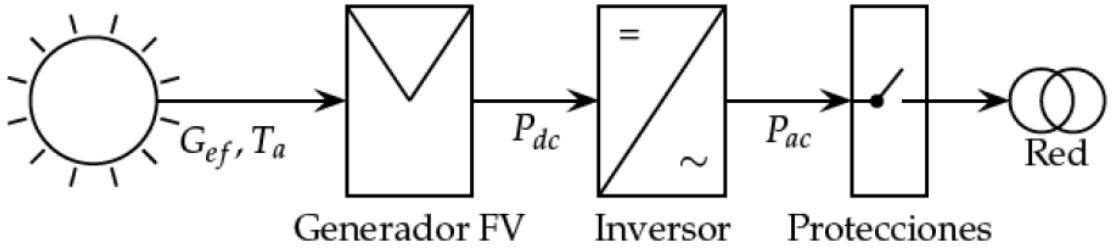


Figura 7. Esquema de un sfcr (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

La energía producida por este sistema será consumida parcial o totalmente en las cercanías, y la energía sobrante será inyectada en la red para su distribución a otros puntos de consumo. es común que existan mecanismos de retribución económica que compensan al propietario del sistema por la energía que su sistema intercambia con la red.

En el mecanismo de retribución con bonos de energía, generalmente el propietario del SFCR recibe ingresos derivados de la energía total producida (independientemente de la que haya sido consumida en las cercanías del SFCR). En este caso, el diseño no necesita considerar un consumo a satisfacer, como si será el caso de los sistemas autónomos o de bombeo. Con este mecanismo, el objetivo del diseñador es que la producción anual del sistema sea la máxima posible sin tomar en consideración los consumos cercanos (siendo posible instalar un SFCR sin ningún consumo asociado). Este mecanismo favorece la implantación de los sistemas fotovoltaicos cuando el coste de la energía producida es superior al de la tarifa eléctrica convencional (sin tener en consideración las externalidades ambientales). Aunque formalmente favorece la generación distribuida, sin ningún condicional adicional puede ocasionar un crecimiento desordenado que disocie las ubicaciones de los sistemas fotovoltaicos de los centros de consumo.

El mecanismo de balance neto compensa los saldos de energía eléctrica entre el SFCR y un sistema de consumo asociado. Cuando la producción del SFCR supera al consumo, la red eléctrica absorbe el excedente puntual, generándose derechos de consumo diferido para el propietario del SFCR. Estos derechos de consumo se pueden ejercer cuando la producción del SFCR no es suficiente para satisfacer el consumo asociado. La interacción entre el SFCR, el consumo y la red bajo este mecanismo de retribución favorece la generación distribuida y la gestión de la demanda. El diseño de un SFCR en el contexto de este mecanismo debe incluir el consumo asociado como una variable adicional que condicionara el tamaño del generador fotovoltaico. (Perpiñan, Colmenar, & Castro, 2012)

4.2.17 Inversor DC/AC

4.2.17.1 Conceptos generales.

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de corriente continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

4.2.17.2 Tipos de inversores para conexión a la red.

A grandes rasgos, los inversores pueden agruparse en tres categorías:

- Inversor central: un único inversor dedicado a todo el generador (o a un conjunto de ramas)

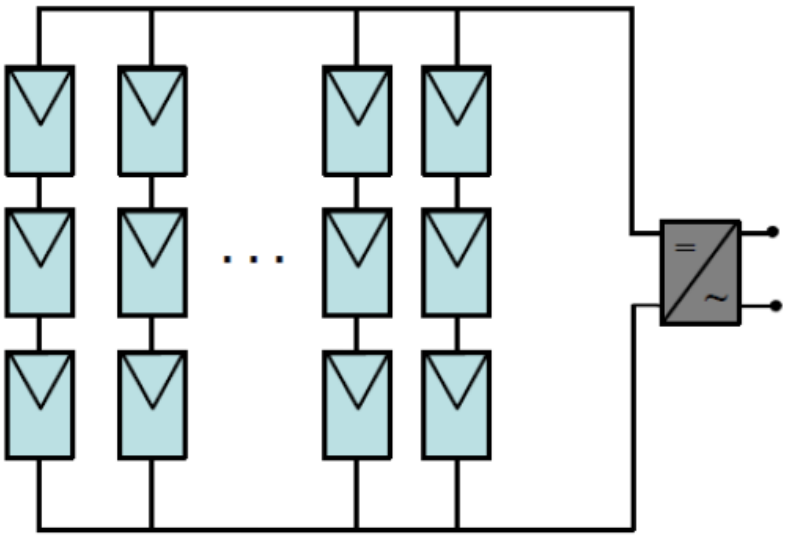


Figura 8. Configuración de un inversor Central con tensiones DC bajas.

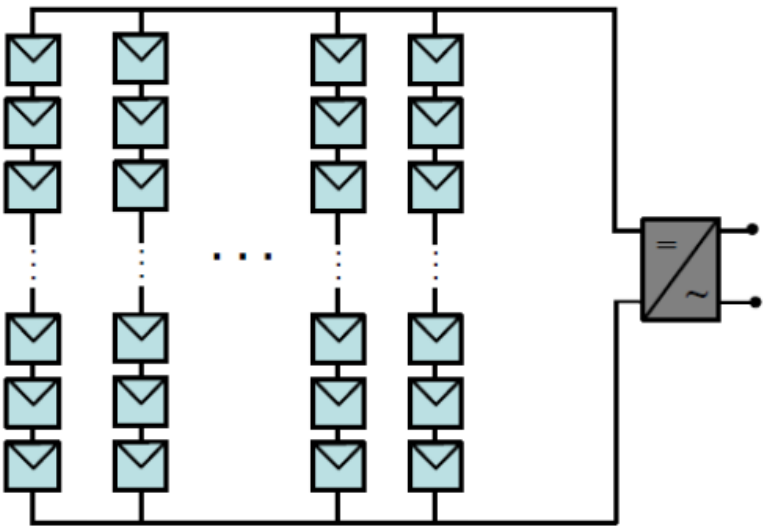


Figura 9. Configuración de un inversor central con tensiones DC altas.

- Inversor orientado a rama: un inversor dedicado a una rama del generador.

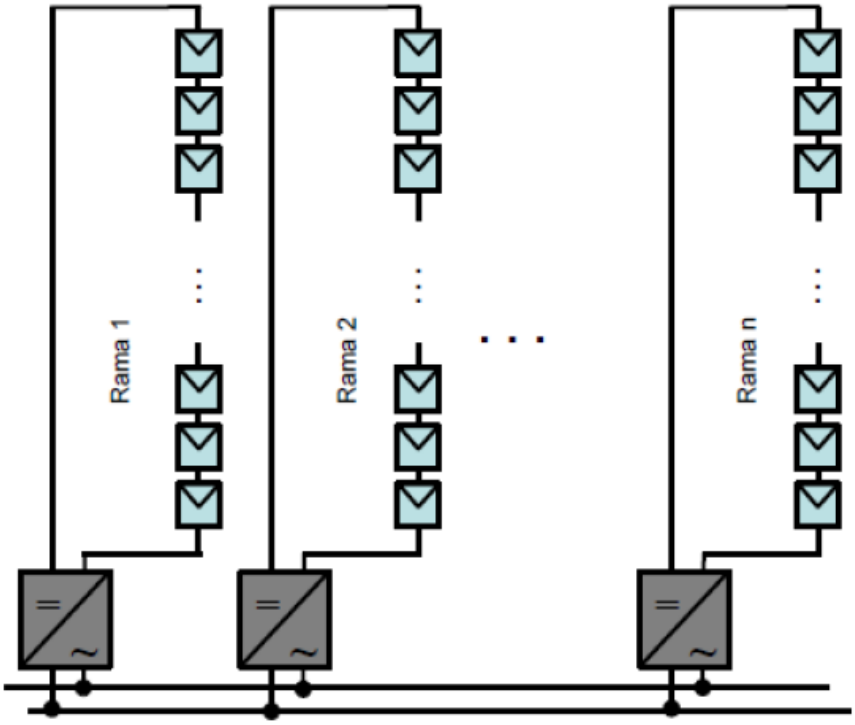


Figura 10. Configuración de un inversor orientado a rama.

- Inversor orientado a subgenerador fotovoltaico: un inversor dedicado a un módulo del generador.

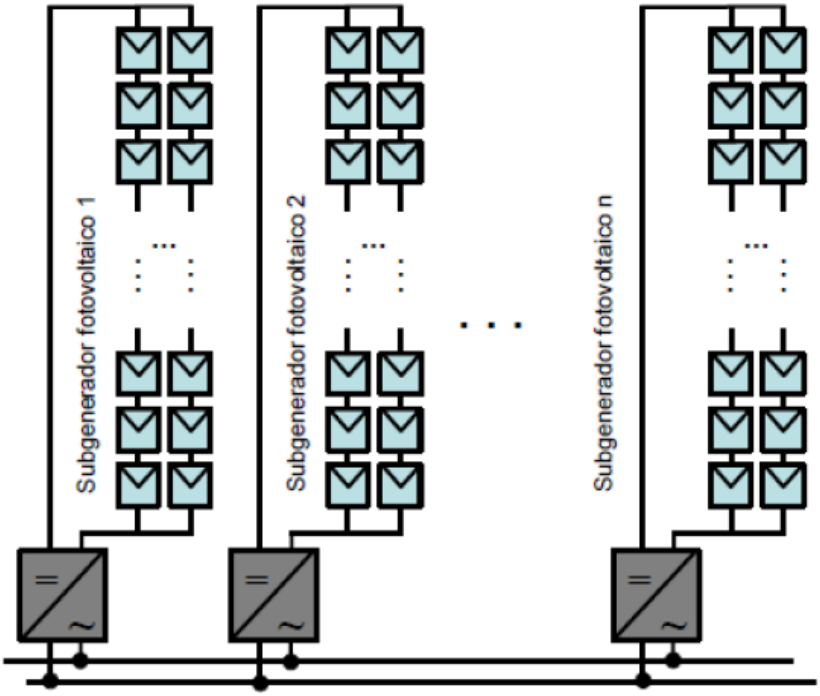


Figura 11. Configuración de un inversor orientado a subgenerador fotovoltaico.

A la hora de optar por una de estas categorías deben tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los inversores orientados a rama son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a condiciones de funcionamiento con orientaciones e inclinaciones diversas.
- Los inversores centrales son recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño, permiten reducir costes (de adquisición, instalación y mantenimiento) y aumentar fiabilidad y eficiencia.
- Los inversores orientados a subgeneradores fotovoltaicos deben descartarse en cualquier caso (salvo pequeños sistemas demostrativos)
- La potencia del inversor debe estar en consonancia con la potencia del generador (una planta de 1 MWp debiera contar con 10 inversores de 100 kW o 4 de 250 kW, pero no con 200 de 5 kW)

Por otra parte, la salida de un inversor puede ser monofásica o trifásica.

4.2.17.3 Principio de funcionamiento.

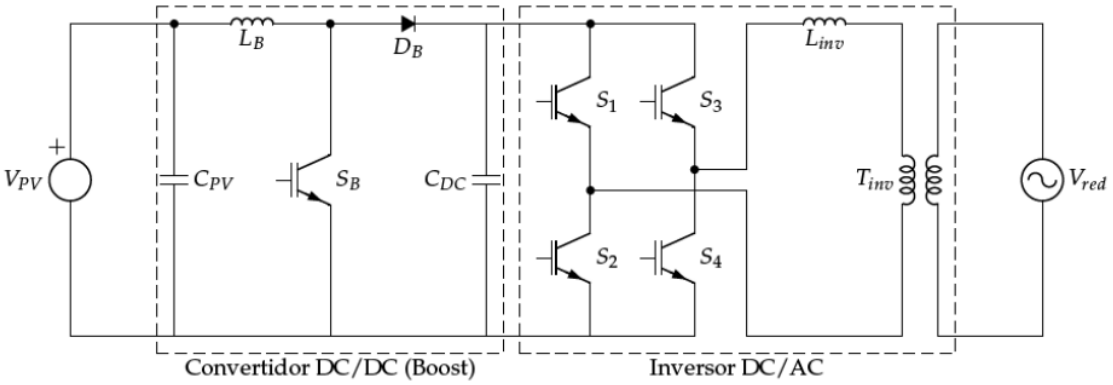


Figura 12. Esquema de un inversor monofásico.

Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques, cuyo funcionamiento será detallado en los siguientes apartados.

- Filtro de entrada: atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC: adecua (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el MPP del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

4.2.17.4 Funcionamiento en modo isla.

Dentro de las protecciones que debe incorporar un inversor de conexión a la red, se encuentra la protección frente a modo isla. Un sistema fotovoltaico conectado a red como el que se muestra en la figura 13 puede quedar desconectado de parte de la red mediante algún interruptor de la compañía eléctrica, quedando de esta manera aislado del resto junto con entradas de consumo. Todos los interruptores de consumo y de instalaciones fotovoltaicas permanecen conectados cuando se produce la apertura del interruptor de compañía. Según las normas aplicables a la mayoría de los países, en esta situación el inversor debe desconectarse de su punto de conexión. En caso contrario, el inversor seguirá inyectando energía que alimentaria la demanda del consumo produciéndose una isla.

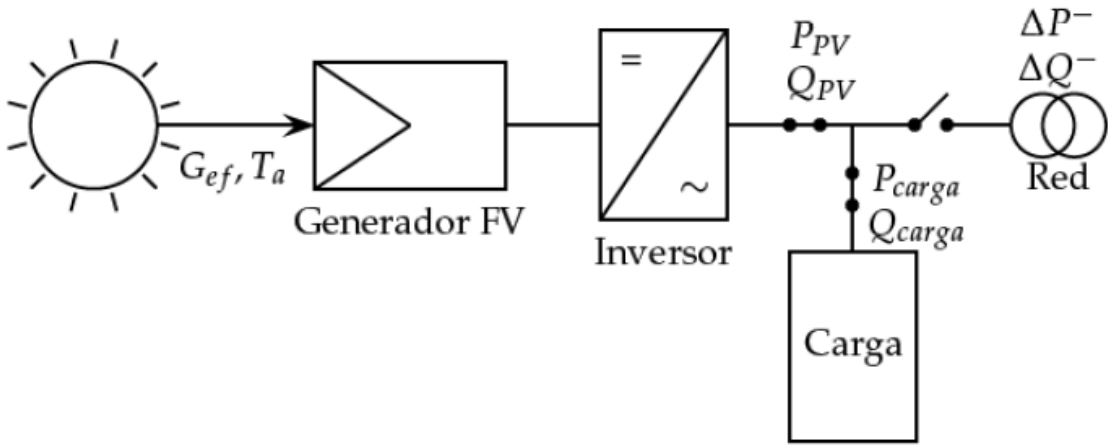


Figura 13. Sistemas fotovoltaico conectados a barra de distribución.

La situación previa a la desconexión del interruptor puede representarse con las potencias activas y reactivas suministradas por el inversor fotovoltaico (P_{pv}), las consumidas por la carga (P_{carga}) y las suministradas por la red (ΔP). Teniendo en cuenta que la mayor parte de inversores de conexión a red consiguen un factor de potencia cercano a 1 con un amplio rango de potencia de entrada, puede asumirse que la potencia reactiva fotovoltaica es nula. Así antes de la desconexión:

$$\Delta P^- = P_{carga} - P_{PV} \tag{20}$$

$$\Delta Q^- = Q_{carga} - Q_{PV} \cong Q_{carga} \tag{21}$$

Modelando la carga como un circuito paralelo RLC, se puede escribir:

$$P_{carga} = \frac{V^2}{R_{carga}} \tag{22}$$

$$Q_{carga} = \frac{V^2}{wL} - V^2 wC \tag{23}$$

A partir de la situación previa, pueden distinguirse cuatro casos en los que el inversor detectaría la isla:

1. $\Delta P^- > 0 \rightarrow P_{Carga} > P_{PV}$. Al producirse la desconexión, dado que P_{PV} no cambia, disminuye la potencia entregada a la carga, y por tanto la tensión baja.
2. $\Delta P^- < 0 \rightarrow P_{Carga} < P_{PV}$. Al producirse la desconexión, aumenta la potencia entrega a la carga, y por tanto sube la tensión.
3. $\Delta Q^- > 0 \rightarrow Q_{Carga} > 0$. La carga es predominante inductiva. Al producirse la desconexión, dado que el generador FV no entrega reactiva (la reactiva debe tender a 0) y por tanto aumenta la frecuencia.
4. $\Delta Q^- < 0 \rightarrow Q_{Carga} < 0$. La carga es predominante capacitiva. Al producirse la desconexión, la reactiva debe tender a 0, y por tanto disminuye la frecuencia.

Cualquiera de las cuatro situaciones puede detectarse utilizando rangos de tensión y frecuencia aceptables. Al producirse el corte de interruptor, la tensión o la frecuencia (o ambas) saldrán de esos rangos y se dará orden de desconexión del inversor. Sin embargo, puede ocurrir que $\Delta P^- \cong 0$ y $\Delta Q^- \cong 0$, ecuaciones que indican que la carga y generación eran casi coincidentes antes de la desconexión del interruptor. Esta situación implica una no-detección como la mostrada en la figura 14.

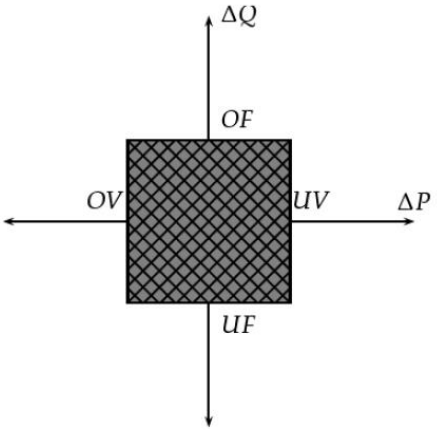


Figura 14. Zona de no detección en modo isla. cualquier combinación de potencia activa y reactiva de red antes de la desconexión que se encuentra dentro de esa región implica que el inversor continuaría funcionando en modo isla durante un tiempo.

A partir de estas consideraciones teóricas, se han desarrollado múltiples métodos pasivos y activos con el objetivo de reducir en la medida de lo posible esta zona. Sin embargo, el análisis de este fenómeno debe contextualizarse atendiendo a la probabilidad de que ocurra esa situación de isla. En este sentido, un estudio experimental de la agencia internacional de la energía llega a las siguientes conclusiones:

- La probabilidad de que se dé una situación de balance entre consumo y generación en una red de baja tensión esta entre $1x10^{-5}$ y $1x10^{-6}$. Para que se dé una situación de isla, este balance debe coincidir con una desconexión de la red: la probabilidad de ocurrencia simultanea de estos dos sucesos era virtualmente nula. (Cullen, Thornycroft, & Collinson, 2002)
- Mas aun, el riesgo eléctrico existente en cualquier red eléctrica (independiente de los sistemas fotovoltaicos) es del orden de $1x10^{-6}$. Este estudio mostró que

el riesgo de accidente eléctrico asociado a un sistema fotovoltaico funciona en isla bajo los escenarios de mayor penetración fotovoltaico era inferior a $1x10^{-9}$. Este resultado indica que el riesgo asociado al accidente eléctrico por "isla FV" no incrementa el riesgo que ya existe en las instalaciones eléctricas. (Verhoeven, 2002)

5. Metodología

La metodología que se siguió durante el presente proyecto se describe en el diagrama de flujo presentado en la figura 15. En él se aprecian las siguientes 6 etapas:

1. Realización de diseños a partir de datos los siguientes datos de entrada

    - Índice de radiación solar y horas pico solares presentes en el predio.
    - Consumo promedio de energía eléctrica en la residencia.
    - Espacio disponible en la vivienda para la ubicación del AGPE
    - Capacidad nominal del circuito, transformador o subestación asociado al punto de conexión.

2. Análisis financiero y viabilidad del proyecto.

3. Implementación de los diseños para la construcción del AGPE.

4. Certificación RETIE por parte de un organismo avalado por la ONAC.

5. Realización de pruebas por parte del operador de red.

6. Reducción del valor de la factura de energía y reconocimiento por entrega de excedentes entregados a la red

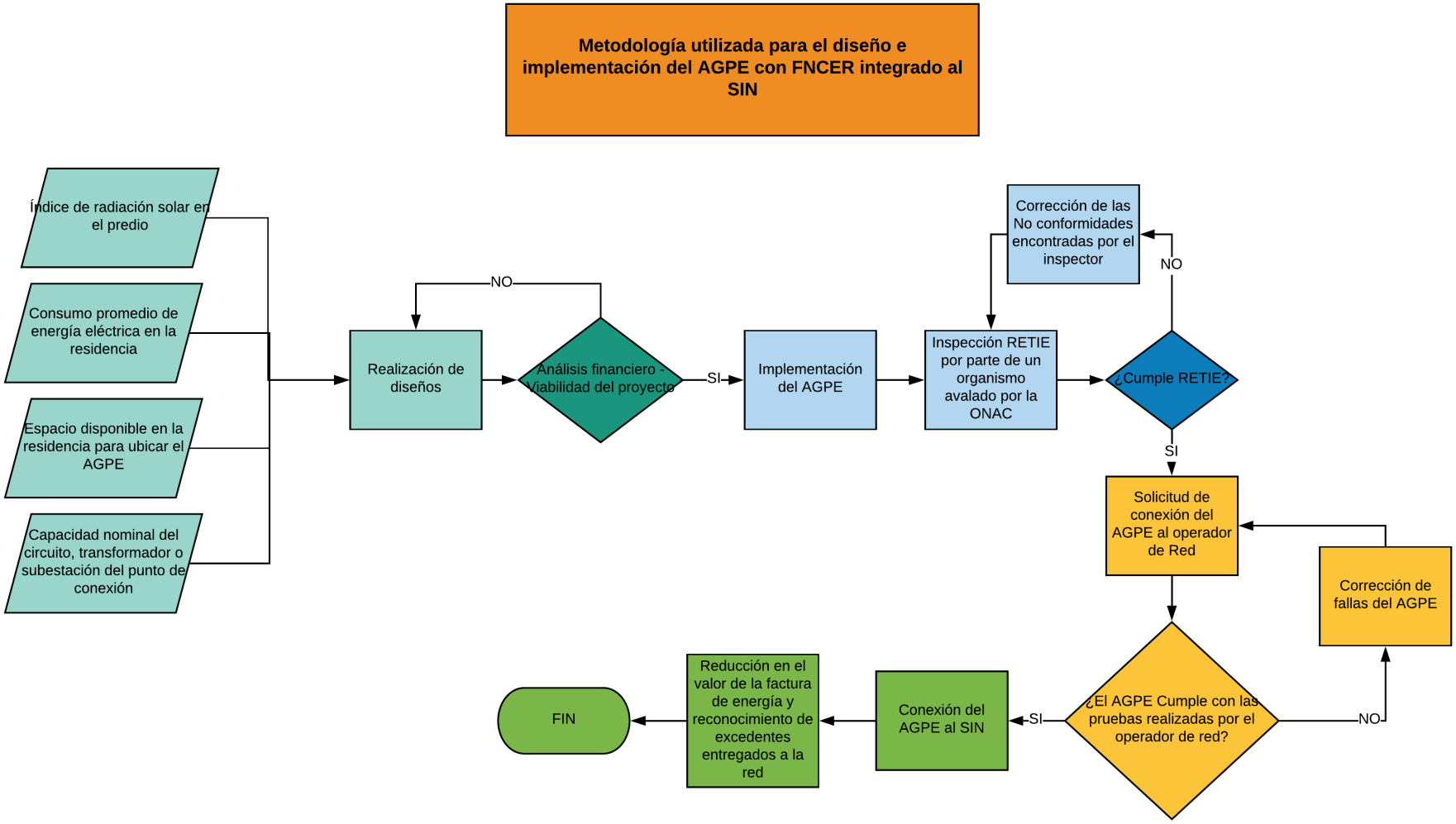


Figura 15. Metodología utilizada para el diseño e implementación del AGPE con FNCER integrado al SIN

6. Parámetros de entrada para el diseño del AGPE

6.1.Índice de radiación solar en el predio.

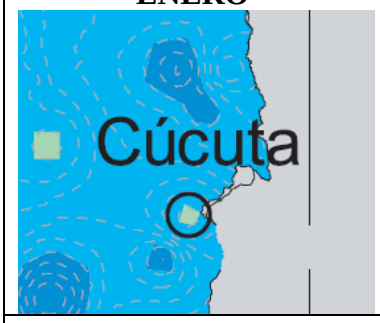
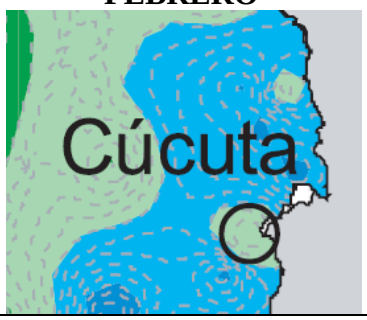
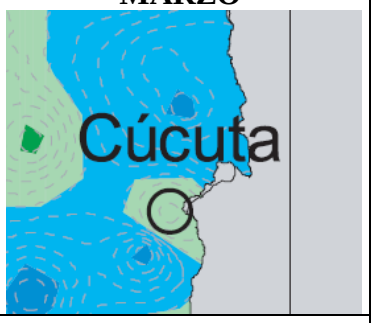
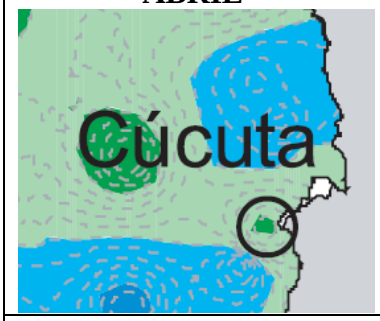
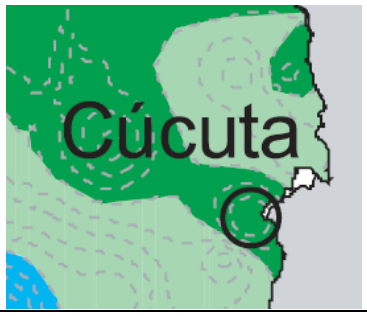
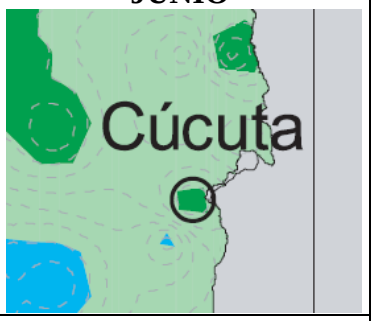
En la tabla 1 se relacionan los datos encontrados de energía solar disponible en la ciudad de Cúcuta obtenidos del atlas de radiación solar, ultravioleta y ozono de Colombia elaborado por el IDEAM índices de radiación solar en Colombia. (IDEAM, 2007)

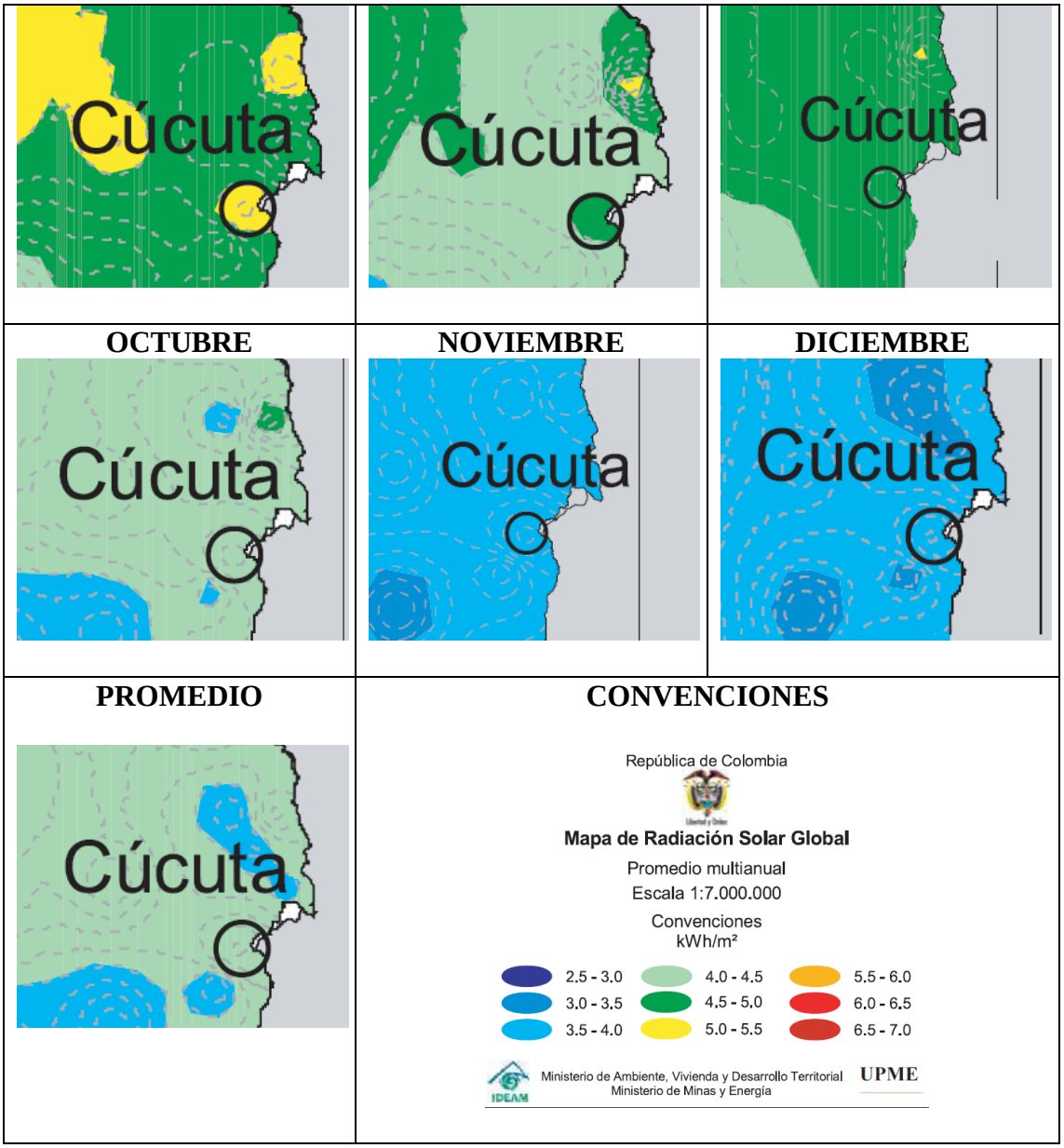
Tabla 1. Radiación Solar promedio multianual en Cúcuta

Mes	**Radiación Solar [kWh/m^2]**
Enero	3,25
Febrero	4,2
Marzo	4,3
Abril	4,5
Mayo	4,7
Junio	4,6
Julio	5,2
Agosto	4,7
Septiembre	4,8
Octubre	4,4
Noviembre	3,8
Diciembre	4,0
Promedio	4,3

En la tabla 2 se relaciona el índice de radiación solar en Cúcuta de manera gráfica de acuerdo al atlas de radiación solar del IDEAM.

Tabla 2.Indice de radiación solar de manera grafica

ENERO 	**FEBRERO** 	**MARZO** 
ABRIL 	**MAYO** 	**JUNIO** 
JULIO	**AGOSTO**	**SEPTIEMBRE**



Las horas pico solares que se presentan en el predio se pueden verificar en el visor de datos del proyecto POWER de la NASA a partir de las coordenadas geográficas donde está ubicada la residencia, con lo cual se obtuvieron los siguientes datos relacionados en la tabla 3.

Tabla 3. Radiación solar sobre el predio (NASA, 2018)

Mes	Radiación Solar [kWh/m^2]
Enero	4,87
Febrero	4,86
Marzo	4,99
Abril	4,47
Mayo	4,65
Junio	4,92

Julio	5,09
Agosto	5,01
Septiembre	5,02
Octubre	4,62
Noviembre	4,45
Diciembre	4,62
Promedio	4,8

Para el diseño del sistema fotovoltaico se empleará el índice de radiación más bajo que se presenta sobre el predio a lo largo del año, el cual corresponde al mes de noviembre con $4{,}45\,\frac{kWh}{m^2}$.

6.2.Consumo de energía eléctrica en la residencia.

Para obtener el consumo de energía eléctrica en la residencia se realizó una inspección al histórico de consumos registrados en la factura de energía los cuales se observan en la tabla 4.

Tabla 4. Histórico de consumos de energía eléctrica

Mes	**Consumo kW/h**
Diciembre	362
Enero	377
Febrero	337
Marzo	325
Abril	325
Mayo	372
Junio	351
PROMEDIO	**349,85**

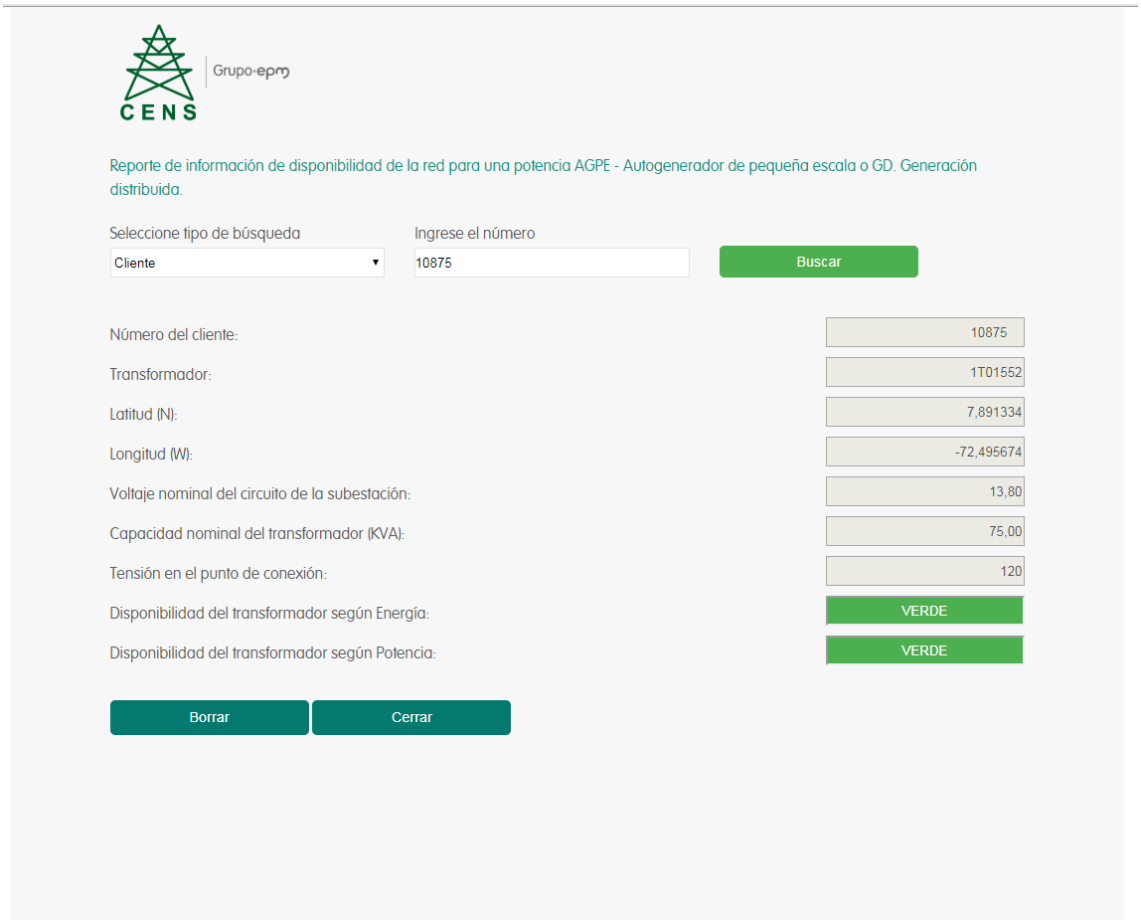
Para el diseño del sistema fotovoltaico se empleará el promedio obtenido del consumo de los últimos 7 meses en la vivienda, el cual corresponde a 350 kW/h.

6.3.Espacio disponible.

Para la ubicación del sistema fotovoltaico se tiene disponible el área total del tejado de la casa, lo cual corresponde a 35 m^2 aproximadamente.

6.4.Capacidad nominal del transformador asociado al punto de conexión.

De acuerdo a la resolución CREG030 de 2018 la sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entreguen energía a la red debe ser menor o igual al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. Para lo cual el operador de red debe entregar información acerca de la disponibilidad de red para la conexión del AGPE. El reporte de esta información se puede observar en la figura 16.



CENS | Grupo-epm

Reporte de información de disponibilidad de la red para una potencia AGPE - Autogenerador de pequeña escala o GD. Generación distribuida.

Seleccione tipo de búsqueda: Cliente

Ingrese el número: 10875

Buscar

Número del cliente:	10875
Transformador:	1T01552
Latitud (N):	7,891334
Longitud (W):	-72,495674
Voltaje nominal del circuito de la subestación:	13,80
Capacidad nominal del transformador (KVA):	75,00
Tensión en el punto de conexión:	120
Disponibilidad del transformador según Energía:	VERDE
Disponibilidad del transformador según Potencia:	VERDE

Borrar Cerrar

Figura 16. Reporte de disponibilidad de red para la conexión del AGPE.

De acuerdo al reporte suministrado por el operador de red se observa que la potencia instalada máxima del AGPE puede ser de 11,25 KVA.

7. Diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red.

7.1. Características de los paneles.

Tabla 5. Características eléctricas de los paneles

CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES	
DESCRIPCIÓN	**INTI 250 – 60P**
Tipo	Policristalino
Máxima potencia $[W]$	250
Corriente a potencia máxima $(I_{mp})[A]$	8,23
Voltaje a potencia máxima (V_{mp}) $[V]$	30,39
Corriente de cortocircuito (I_{sc}) $[A]$	9,29
Voltaje de circuito abierto (V_{oc}) $[V]$	36,97

7.2.Características del inversor

CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES		
DESCRIPCIÓN	**PRIMO 3.8-1 208 LITE FRONIUS**	**SOLAREPIC 1000 GRID TIE INVERSOR**
Máxima potencia de salida $[W]$	3800	1000
Máxima corriente de entrada $[A_{CD}]$	36	50
Corriente de cortocircuito a la entrada $[A_{CD}]$	45	62
Rango de operación $[V_{CD}]$	80 – 600	20 – 45
Máximo voltaje de entrada $[V_{CD}]$	600	45

7.3.Potencia mínima del generador.

El cálculo de la potencia mínima del generador se realiza a partir del consumo de energía diaria en el predio, para lo cual se tiene

- Consumo mensual.

$$E_{mes} = 350\frac{kWh}{mes} \tag{24}$$

- Consumo diario.

$$E_{dia} = E_{mes} * \frac{1}{30}\frac{mes}{dia} = \frac{350}{30} = 11{,}66 \ \cong 12\frac{kWh}{dia} \tag{25}$$

- Potencia mínima del generador.

La potencia mínima del generador es aquella que va a permitir suplir el consumo promedio diario de energía sin realizar consumos de la red.

$$P_{gen} = \frac{E_{dia}}{HPS * 0{,}8} = \frac{12}{4{,}45 * 0{,}8} = 3{,}56 \cong 4\ kW \tag{26}$$

7.4.Diseño con un inversor central.

Para el diseño del sistema fotovoltaico con inversor central se usarán los datos técnicos del panel INTI250 – 60P y el inversor Primo 3.8 debido a su potencia de salida.

- Numero de paneles.

$$N_{paneles} = \frac{P_{gen}}{P_{panel}} = \frac{4000}{250} = 16 \quad (27)$$

- Número máximo de paneles en serie.

$$N_{Ms} = INT\left[\frac{V_{invM}}{V_{MOD}, OC}\right] = INT\left[\frac{600}{36{,}97}\right] = 16{,}22 \rightarrow 16 \quad (28)$$

- Número mínimo de paneles en serie.

$$N_{ms} = INT\left[\frac{V_{invm}}{V_{MOD}, M}\right] = INT\left[\frac{80}{30{,}39}\right] = 2{,}63 \rightarrow 3 \quad (29)$$

- Numero de paneles en paralelo.

$$N_{mp} = INT\left[\frac{N_{paneles}}{N_{ms}}\right] = INT\left[\frac{16}{3}\right] = 5{,}33 \rightarrow 5 \quad (30)$$

- Verificación de la configuración del generador

Para verificar la configuración del generador se comprueba que el inversor pueda soportar la corriente de cortocircuito total de los módulos

$$N_{mp} * I_{MOD,sc} \leq I_{INV,M\ DC} \rightarrow 5 * 9{,}29 \leq 45 \rightarrow 46.45 \leq 45 \quad (31)$$

Dado que el inversor no puede soportar la corriente de cortocircuito del generador se debe reducir el número de paneles en paralelo, con lo cual tenemos:

$$N_{mp} * I_{MOD,sc} \leq I_{INV,M\ DC} \rightarrow 4 * 9{,}29 \leq 45 \rightarrow 37{,}16 \leq 45 \quad (32)$$

Con lo cual el generador estaría configurado por 4 ramas en paralelo con 3 paneles en serie cada una, para un total de 12 paneles y una potencia instalada de **3000 W**

7.5.Diseño con inversores orientados a subgeneradores fotovoltaicos.

Para el diseño del generador configurado con subgeneradores fotovoltaicos se implementarán 4 subgeneradores de 1000W cada uno utilizando el inversor SOLAREPIC 1000 GRID TIE y los paneles INTI 250 – 60P

- Numero de paneles por subgenerador.

$$N_{paneles} = \frac{P_{gen}}{P_{panel}} = \frac{1000}{250} = 4 \quad (33)$$

- Número máximo de paneles en serie por subgenerador.

$$N_{Ms} = INT\left[\frac{V_{invM}}{V_{MOD}, OC}\right] = INT\left[\frac{45}{36{,}97}\right] = 1{,}217 \rightarrow 1 \quad (34)$$

- Número mínimo de paneles en serie por subgenerador.

$$N_{ms} = INT\left[\frac{V_{invm}}{V_{MOD}, M}\right] = INT\left[\frac{20}{30{,}39}\right] = 0{,}65 \rightarrow 1 \quad (35)$$

- Numero de paneles en paralelo por subgenerador.

$$N_{mp} = INT\left[\frac{N_{paneles}}{N_{ms}}\right] = INT\left[\frac{4}{1}\right] = 4 \quad (36)$$

- Verificación de la configuración del subgenerador

Para verificar la configuración del subgenerador se comprueba que el inversor pueda soportar la corriente de cortocircuito total de los módulos

$$N_{mp} * I_{MOD,sc} \leq I_{INV,M\ DC} \rightarrow 4 * 9{,}29 \leq 62 \rightarrow 37{,}16 \leq 62 \quad (37)$$

Con lo cual cada subgenerador estará conformado por 4 ramas en paralelo de 1 panel en serie cada uno, para un total de 4 paneles y una potencia instalada de **1000 W**

Así mismo el grupo generador estaría compuesto por 4 subgeneradores de 1000W para una potencia instalada de **4000W.**

8. Análisis financiero del generador.

De acuerdo a los diseños obtenidos se plantean los flujos de caja de la tabla 6 y 7 respectivamente, en ellos se aplica una inflación del 1,5% anual en el precio del kWh y se incluyen todos los costos de la instalación.

Dentro de los costos que se le incluyen al proyecto se incluye un gasto de mantenimiento del sistema, el cual corresponde a las inspecciones que se le deben realizar al mismo anualmente.

La inversión total en ambos casos se recuperaría a los 10 años de instalado el AGPE y teniendo en cuenta que todos los elementos tienen una vida útil de aproximadamente 18 años, se tendría un ingreso de aproximadamente $2’500.000 o $3’500.000 anual de acuerdo a la configuración del AGPE seleccionada.

8.1. Diseño a implementar.

De acuerdo a los requerimientos del cliente se implementa un AGPE con inversores orientados a subgeneradores con una capacidad instalada de 4 kW.

Tabla 6. Flujo de caja para el AGPE con inversor central

DESCRIPCIÓN / AÑO	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
INVERSIÓN						
Paneles Fotovoltaicos INTI 250 - 60P	$6.434.996					
Inversor Primo 3.8 FRONIUS	$3.873.640					
Material eléctrico y civil (conductores, Protecciones, Gabinetes, Medidor, soportes entre otros)	$6.250.000					
Mano de obra civil y eléctrica	$5.500.000					
Inspección RETIE	$1.300.000					
Mantenimiento del AGPE		$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000
EGRESOS						
Energía generada (kWh)		4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5
Energía consumida (kWh)		4200	4200	4200	4200	4200
Venta de energía (kWh)		727,5	727,5	727,5	727,5	727,5
Costo kWh		$503	$511	$519	$526	$534
Venta de energía ($/kWh)		$366.231	$371.724	$377.300	$382.960	$388.704
Ahorro en la factura $		$2.114.322	$2.146.037	$2.178.227	$2.210.901	$2.244.064
Resultado por año	**$-23.358.637**	**$2.280.553**	**$2.317.761**	**$2.355.527**	**$2.393.860**	**$2.432.768**
Resultado Neto	**$-23.358.637**	**$-21.078.084**	**$-18.760.323**	**$-16.404.795**	**$-14.010.935**	**$-11.578.167**

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000
4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5	4927,5
4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
727,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5	727,5
$542	$550	$559	$567	$576	$584	$593	$602	$611	$620
$394.535	$400.453	$406.459	$412.556	$418.745	$425.026	$431.401	$437.872	$444.440	$451.107
$2.277.725	$2.311.891	$2.346.570	$2.381.768	$2.417.495	$2.453.757	$2.490.563	$2.527.922	$2.565.841	$2.604.328
$2.472.260	**$2.512.344**	**$2.553.029**	**$2.594.324**	**$2.636.239**	**$2.678.783**	**$2.721.965**	**$2.765.794**	**$2.810.281**	**$2.855.435**
$-9.105.907	**$-6.593.563**	**$-4.040.534**	**$-1.446.210**	**$1.190.029**	**$3.868.812**	**$6.590.776**	**$9.356.570**	**$12.166.851**	**$15.022.286**

Tabla 7. Flujo de caja de un AGPE con subgeneradores

Descripción / Año	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**
Inversión						
Paneles Fotovoltaicos INTI 250 - 60P	$8.579.995					
Inversor SOLAREPIC 1000 GRID TIE	$6.000.000					
Material eléctrico y civil (conductores, Protecciones, Gabinetes, Medidor, soportes entre otros)	$9.250.000					
Mano de obra civil y eléctrica	$6.500.000					
Inspección RETIE	$1.300.000					
Mantenimiento del AGPE		$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000
Egresos						
Energía generada (kWh)		6570	6570	6570	6570	6570
Energía consumida (kWh)		4200	4200	4200	4200	4200
Venta de energía (kWh)		2370	2370	2370	2370	2370
Costo kWh		$503	$511	$519	$526	$534
Venta de energía ($/kWh)		$1.193.082	$1.210.978	$1.229.143	$1.247.580	$1.266.293
Ahorro en la factura $		$2.114.322	$2.146.037	$2.178.227	$2.210.901	$2.244.064
Resultado por año	**$-31.629.995**	**$3.107.404**	**$3.157.015**	**$3.207.370**	**$3.258.481**	**$3.310.358**
Resultado Neto	**$-31.629.995**	**$-28.522.592**	**$-25.365.577**	**$-22.158.207**	**$-18.899.726**	**$-15.589.369**

6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000	$200.000
6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570	6570
4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200	4200
2370	2370	2370	2370	2370	2370	2370	2370	2370	2370
$542	$550	$559	$567	$576	$584	$593	$602	$611	$620
$$1.285.288	$1.304.567	$1.324.136	$1.343.998	$1.364.158	$1.384.620	$1.405.389	$1.426.470	$1.447.867	$1.469.585
$2.277.725	$2.311.891	$2.346.570	$2.381.768	$2.417.495	$2.453.757	$2.490.563	$2.527.922	$2.565.841	$2.604.328
$3.363.013	**$3.416.458**	**$3.470.705**	**$3.525.766**	**$3.581.652**	**$3.638.377**	**$3.695.953**	**$3.754.392**	**$3.813.708**	**$3.873.913**
$-12.226.355	**$-8.809.897**	**$-5.339.192**	**$-1.813.426**	**$1.768.226**	**$5.406.603**	**$9.102.556**	**$12.856.948**	**$16.670.656**	**$20.544.569**

9. Implementación del diseño.

De acuerdo al diseño aprobado por el cliente se procede a implementar un AGPE de 4 kW con cuatro inversores orientados a subgeneradores dentro de la residencia como se ve en diagrama unifilar de la figura 17 y 18.

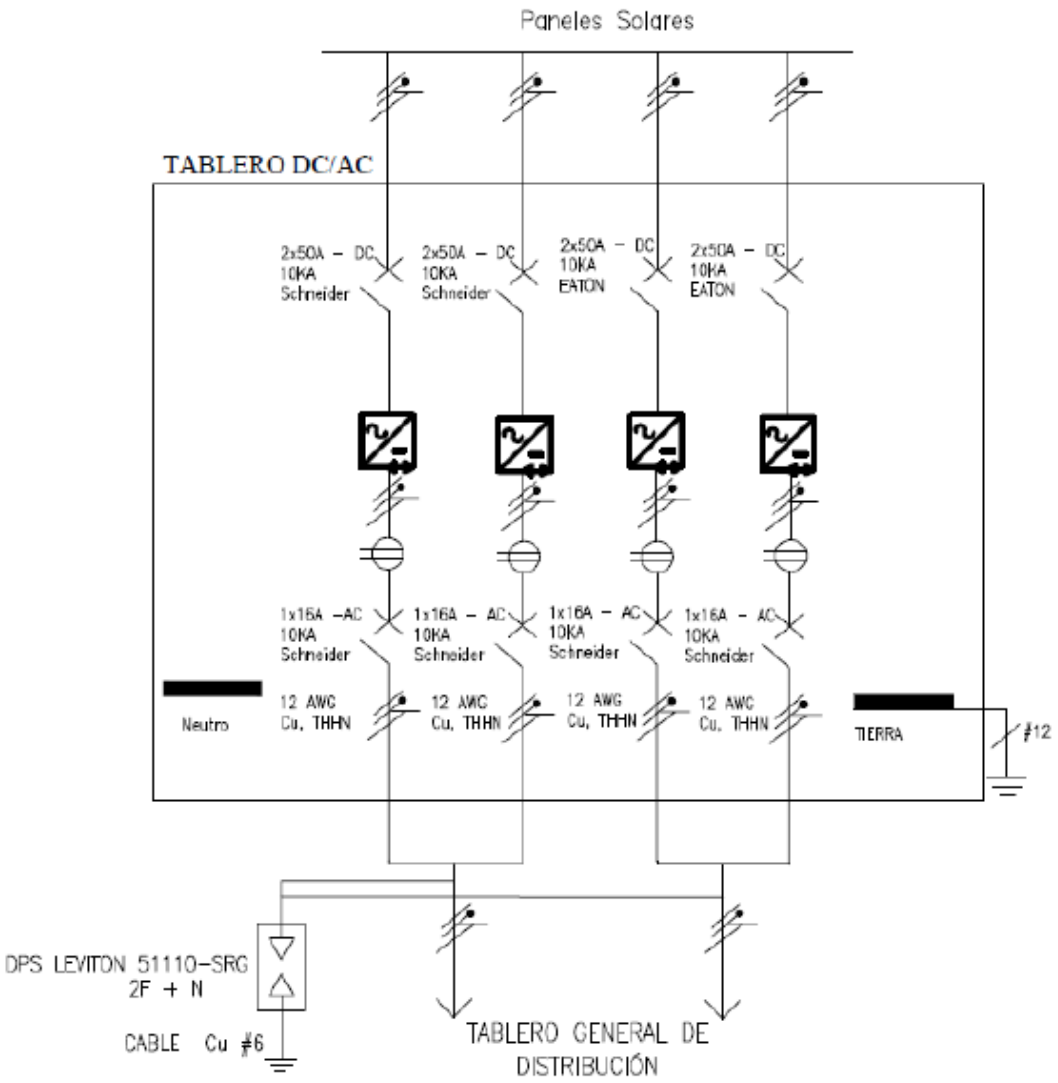


Figura 17. Diagrama unifilar del AGPE

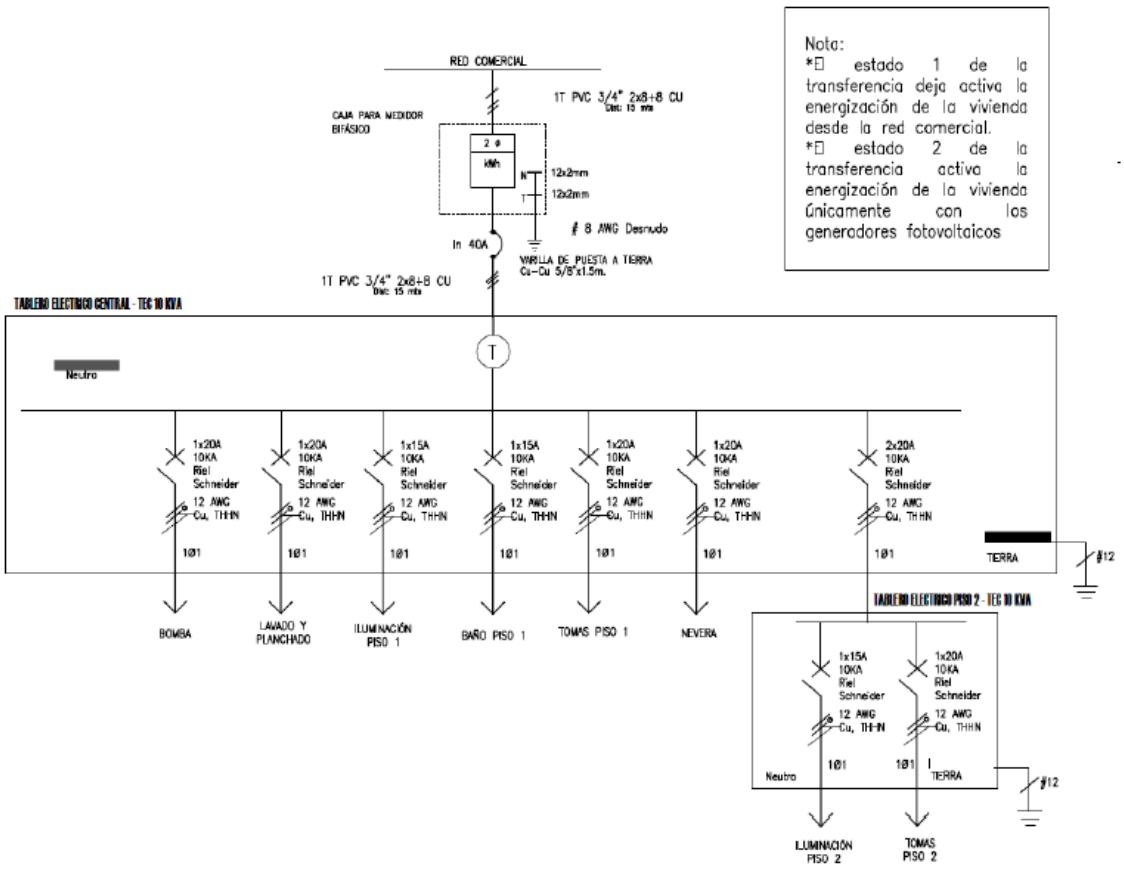


Figura 18. Diagrama unifilar de la instalación eléctrica residencial

El conjunto de inversores se encontrarán almacenados dentro del gabinete de la figura 19 el cual cuenta con certificado de conformidad de producto.

Figura 19. Gabinete para inversores DC/AC

Figura 20. Gabinete para inversores DC/AC

El conjunto de paneles se encontrarán en la cubierta de la casa sobre una estructura diseñada para darle el soporte e inclinación necesaria, el recorrido de los conductores hasta el gabinete de inversores se realizó con escalerilla tipo mecano y coraza americana ya que estos se encontraran a la intemperie.

Figura 21. Instalación de los paneles fotovoltaicos en la cubierta de la residencia

Figura 22. Instalación de los paneles fotovoltaicos en la cubierta

Figura 23. Conexión de los módulos fotovoltaicos

Figura 24. Instalación de los inversores dentro del gabinete

Dentro del gabinete de inversores también se encontrarán las protecciones de tensión y corriente en DC y AC necesarias para el generador.

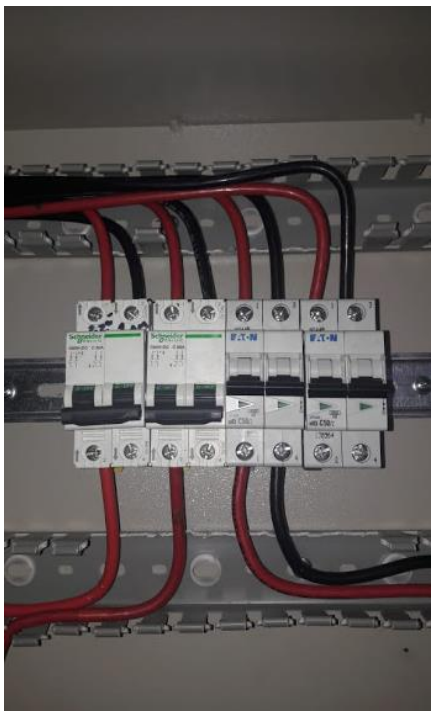


Figura 25. Protecciones DC

Figura 26. Protecciones AC

Figura 27. Instalación de DPS

Adicionalmente se implementará un sistema de ventilación forzada al gabinete debido a las temperaturas que se puedan generar por los inversores.

Figura 28. Instalación de ventilación forzada en el gabinete DC/AC

Para realizar la conexión del AGPE con el TGD de la residencia se implemento una transferencia manual donde se interconecto la acometida de la red con la acometida del AGPE

Figura 29. Instalación de transferencia manual para conexión de AGPE con la red

Una vez terminado todo el montaje del sistema se comprobaron las tensiones de entrada y salida del AGPE para seguir con el proceso de certificación RETIE.

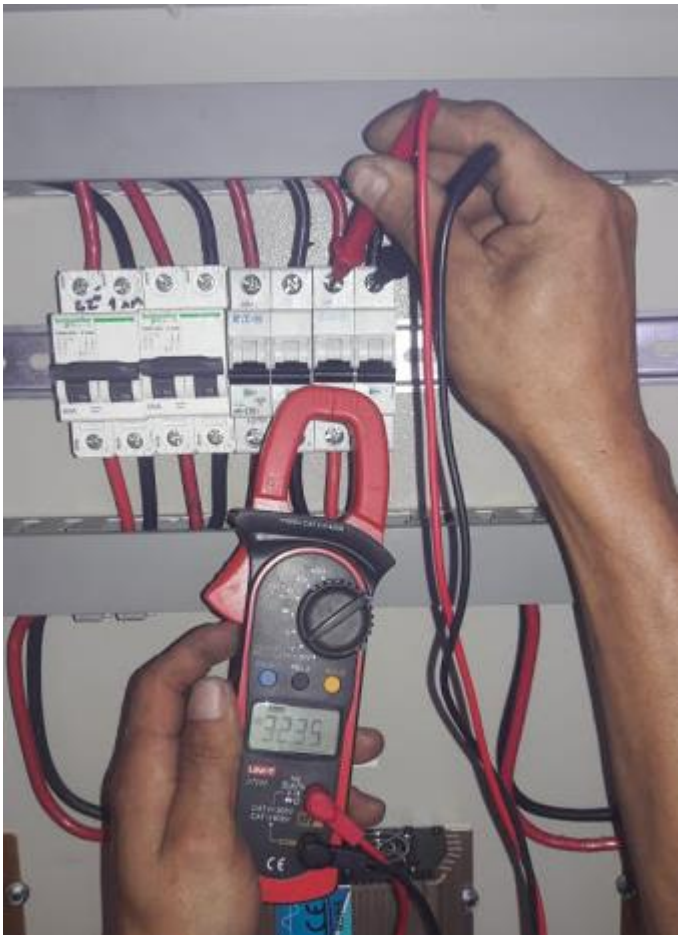


Figura 30. Tensiones en DC por subgenerador.

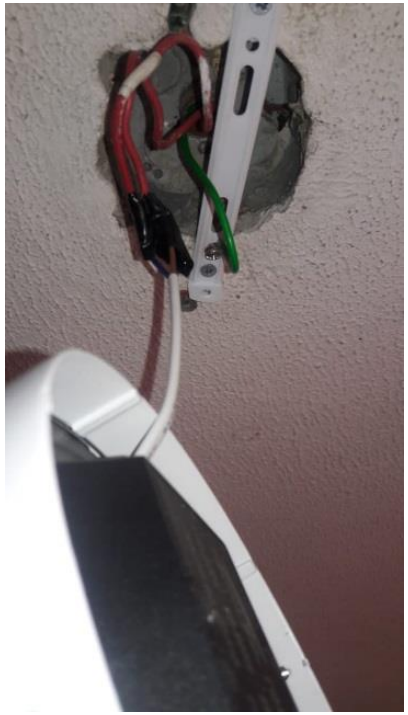
10. Certificación RETIE de la instalación eléctrica

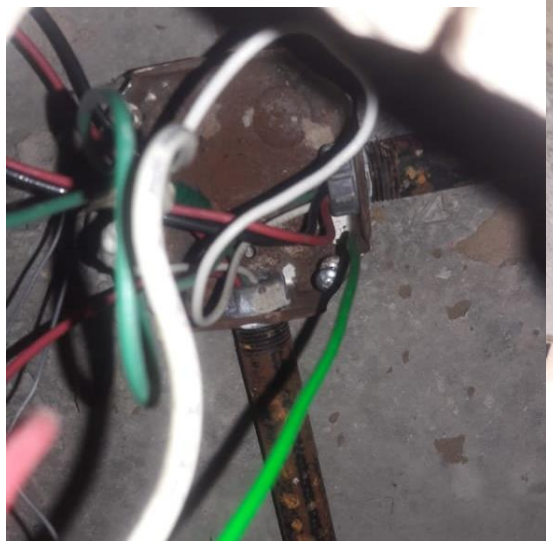
Durante la inspección RETIE que se realizó a la instalación se encontraron las no conformidades relacionadas en la tabla 8, una vez realizadas las correcciones pertinentes se certifica la instalación con el numero dictamen **GECT – 5348** por parte del Grupo Empresarial de Calidad y Tecnología S.A.S (Gecaltec S.A.S.)

Tabla 8. Observaciones y correcciones realizadas durante la inspección RETIE

OBSERVACIÓN	**CORRECCIÓN**
COLOCAR PERCHA Y AISLADOR DE ACOMETIDA	

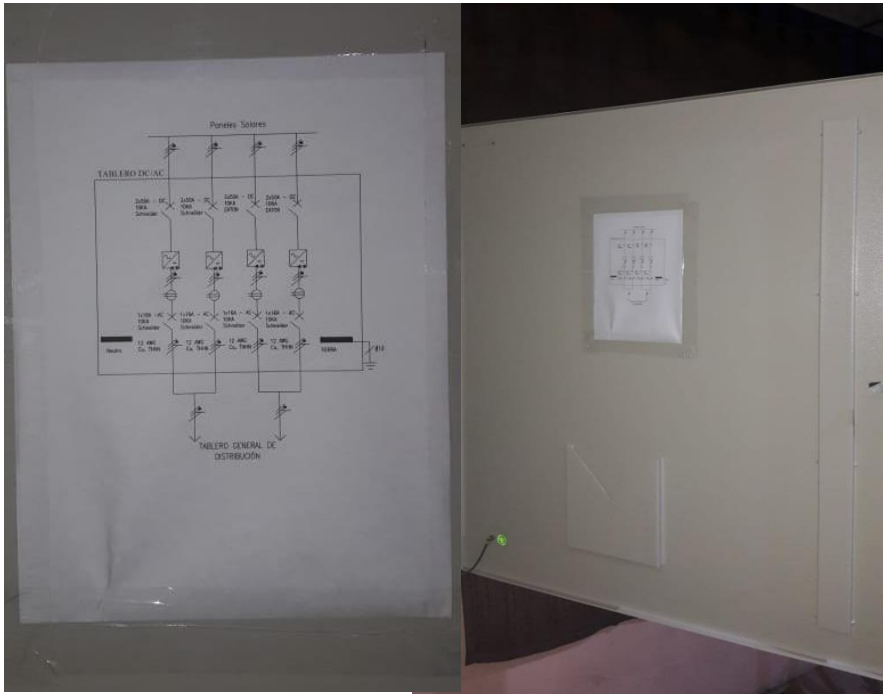
OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
DIRECTORIO DE CIRCUITOS NO ESTA DE ACUERDO CON LO ENCONTRADO EN LAS PRUEBAS	

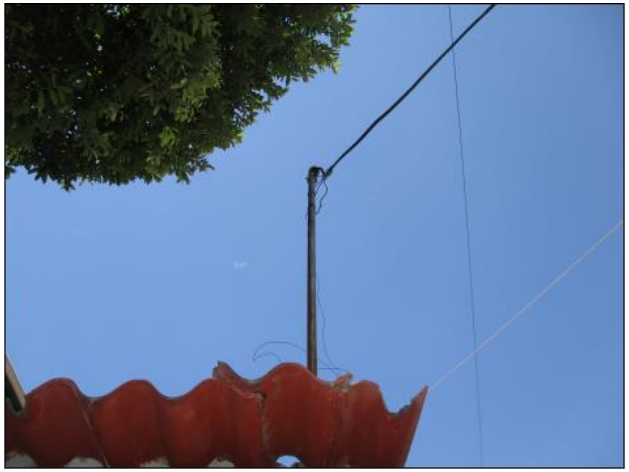
OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
ATERRIZAR CAJAS Y LUMINARIAS	

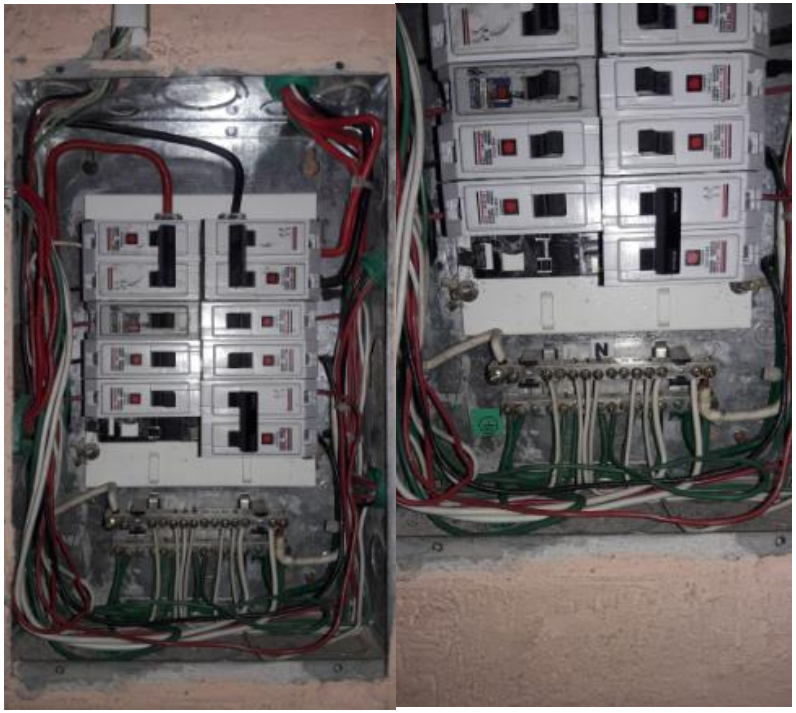
OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
ATERRIZAR CAJAS Y LUMINARIAS	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
CAMBIAR TOMAS QUE NO TIENEN POLO A TIERRA	

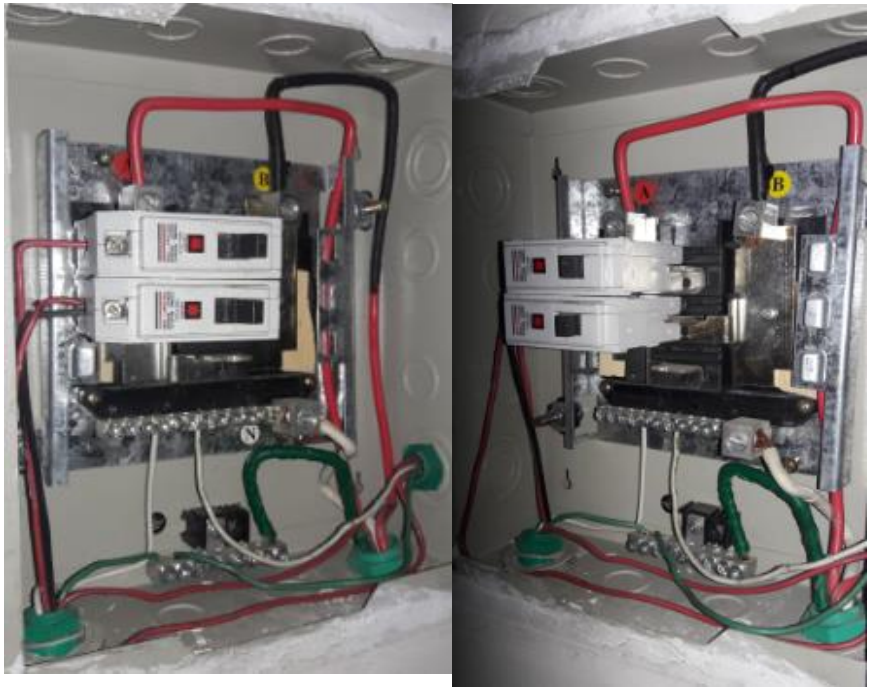
OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
FALTA DIAGRAMA UNIFILAR EN GABINETE DEL AGPE	

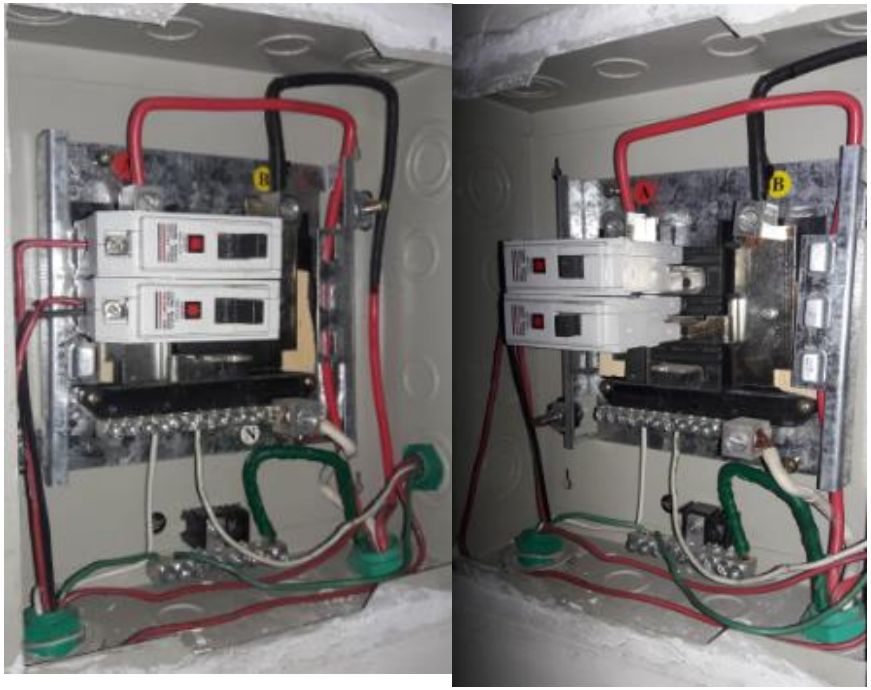
OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
FALTA DIAGRAMA UNIFILAR EN CAJA DEL SISTEMA SOLAR	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
NO SE EVIDENCIA IDENTIFICACIÓN DEL TUBO PORTADOR DE CORRIENTE Y PERCHA EN EL TUBO DE LA ACOMETIDA. 	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
SE EVIDENCIAN MÁS DE DOS CONDUCTORES EN LA ENTRADA DE LOS BARRAJES DEL TABLERO. NO SE EVIDENCIA CÓDIGO DE COLORES	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
NO SE EVIDENCIA IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍA EXPUESTA.	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
HACEN FALTA NEUTRO Y TIERRAS EN LOS BARRAJES DEL TABLERO.	

OBSERVACIÓN	CORRECCIÓN
HACEN FALTA NEUTRO Y TIERRAS EN LOS BARRAJES DEL TABLERO.	

ACREDITADO ONAC
ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA
ISO/IEC 17020:2012
16-OIN-032

Gecaltec S.A.S.
NIT. 900.949.131-5

GRUPO EMPRESARIAL DE CALIDAD Y TECNOLOGÍA S.A.S.

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DICTAMEN DE INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE

N° DE HOJA 5512

GECT - ADGC 06
VERSIÓN 02
05/05/2017

A. IDENTIFICACIÓN DEL ORGANISMO DE INSPECCIÓN

Lugar y fecha de expedición: Bogotá D.C., 01/03/2019 — Dictamen No: GECT-5348
Nombre Organismo de inspección: GRUPO EMPRESARIAL DE CALIDAD Y TECNOLOGÍA S.A.S — Resolución de Acreditación: 16-OIN-032
Nit. Organismo de inspección: 900.949.131-5
Dirección domicilio: Transversal 26 N° 53 C - 28 Bogotá D.C. — Teléfono: (1)7568586

B. IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE USO FINAL OBJETO DEL DICTAMEN

Localización — Municipio: Cúcuta - Norte de Santander — Dirección: AVENIDA 2E # 7 - 66, Sistema Fotovoltaico — Barrio o sector: Popular
Tipo de servicio: Público [ ] Residencial [X] Comercial [ ] Industrial [ ] Especial -Tipo [X]
Cap. Instalada [kVA ó kW]: 4,9 kVA — Tensión [kV]: 0,240 - 0,120 — Fases: 1 [X] 3 — Año de terminación: 2018

C. IDENTIFICACIÓN DE PROFESIONALES COMPETENTES RESPONSABLES DE LA INSTALACIÓN

Diseñador: Jaime Alberto Rojas Martinez — Mat. Prof. No. CN205-98368
Interventor (si lo hay): N/A — Mat. Prof. No. N/A
Responsable construcción: Jaime Alberto Rojas Martinez — Mat. Prof. No. CN205-98368

D. ASPECTOS EVALUADOS

ITEM	REQUISITO ESENCIAL	ASPECTO A EVALUAR	APLICA	CUMPLE	NO CUMPLE
1	Diseño Eléctrico	Planos, Diagramas y Esquemas*	SI	SI	
2		Análisis de Riesgo de Origen Eléctrico*	SI	SI	
3		Especificaciones Técnicas, Memorias de Calculo*	SI	SI	
4		Matrículas Profesionales de personas calificadas	SI	SI	
5	Campos	Valores de campos electromagnéticos.	NO	--	
6	Distancias	Distancias de seguridad.	SI	SI	
7	Iluminación	Iluminación que requiere dictamen de RETILAP	NO	--	
8	Protecciones	Accesibilidad a todos los dispositivos de protección*	SI	SI	
9		Funcionamiento del corte automático de alimentación*	SI	SI	
10		Selección de conductores*	SI	SI	
11		Selección de dispositivos de protección contra sobrecorrientes*	SI	SI	
12		Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones.	SI	SI	
13	Protección contra rayos	Evaluación del nivel de riesgo*	SI	SI	
14		Implementación de la protección	NO	--	
15	Sistema de puesta a tierra	Continuidad de los conductores de tierra y conexiones equipotenciales*	SI	SI	
16		Corrientes en el sistema de puesta a tierra*	NO	--	
17		Resistencia de puesta a tierra*	SI	SI	
18	Señalización	Identificación de Tableros y Circuitos*	SI	SI	
19		Identificación de canalizaciones*	SI	SI	
20		Identificación de conductores de fases, neutro y tierra*	SI	SI	
21		Diagramas, Esquemas, Avisos y Señales.	SI	SI	
22	Documentación Final	Memoria del Proyecto.	SI	SI	
23		Plano(s) de lo construido	SI	SI	
24		Certificaciones de productos*	SI	SI	
25	Otros	Bomba contra incendios.	NO	--	
26		Compatibilidad térmica de equipos y materiales.	SI	SI	
27		Ejecución de las conexiones*	SI	SI	
28		Ensayos funcionales*	SI	SI	
29		Materiales acordes con las condiciones ambientales*	SI	SI	
30		Protección contra arcos internos	SI	SI	
31		Protección contra electrocución por contacto directo*	SI	SI	
32		Protección contra electrocución por contacto indirecto*	SI	SI	
33		Resistencia de aislamiento*	SI	SI	
34		Sistemas de emergencia	NO	--	
35		Sujeción mecánica de elementos de la instalación	SI	SI	
36		Ventilación de equipos.	NO	--	

Nota: * Ítems a verificar en instalaciones de vivienda y pequeños comercios

E. OBSERVACIONES, MODIFICACIONES Y ADVERTENCIAS ESPECIALES

La inspección comprende la revisión de la construcción de la instalación de uso final de sistema solar fotovoltaico asociado a uso final de una vivienda, que genera 4,0 kwp por medio de 4 inversores, cada inversor con 4 módulos fotovoltaicos. La instalación incluye 16 paneles solares, inversores, alimentador hasta transferencia para alimentar tablero de distribución principal de la vivienda.

NOTA: El presente dictamen es válido únicamente para el alcance y estado real de la instalación evidenciado por el inspector en la(s) fecha(s) de la inspección

Declaración de cumplimiento del RETIE validada: 1
Propietario de la instalación: Hugo Evangelista Rojas Medina — C.C. ó NIT: 5387886
Fecha de realización de la inspección: 10/01/2019
De orden de trabajo 1221

F. RELACIÓN DE ANEXOS

N/A

G. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN

RESULTADO: Aprobada [SI] No aprobada [ ]

Nombre Director Técnico Organismo de Inspección: Néstor Jair Cifuentes Martinez — Mat. Prof. NS250-61676 — Firma y sello
Nombre y Apellidos del Inspector: Julián David Ortiz López — Mat. Prof. CL205-92133 — Firma: Julián D Ortiz L.

Figura 31. Certificación RETIE de la instalación eléctrica expedida por un organismo avalado por la ONAC

11. Solicitud de conexión del AGPE al SIN.

De acuerdo a la resolución CREG030 de 2018 se debe realizar el procedimiento establecido en el artículo 10 de esta, el cual cuenta con las siguientes etapas:

a) Diligenciamiento de la información del formulario de solicitud de conexión simplificada en la página web del operador de red.

FORMULARIO PARA SOLICITUD DE CONEXIÓN SIMPLIFICADA PARA CONEXIÓN DE AUTOGENERADORES A PEQUEÑA ESCALA Y GENERADORES DISTRIBUÍDOS CON POTENCIA INSTALADA <= 100 KW

Grupo-epm CENS

Nota: Este formato también aplica para los Clientes que hoy tienen conectadas autogeneraciones y generaciones distribuidas. Recuerda que tienes plazo hasta el 30 de mayo de 2018 para informarnos sobre estas conexiones. Mayor información Resolución CREG 030 de 2018

Información del cliente o usuario potencial:

Cliente nuevo: [ ] Si [X] No

No. de Niu (valiar campo de información técnica en la factura): **0010875-1**

Nombre del cliente: **HUGO EVANGELISTA ROJAS MEDINA**

Cédula de Ciudadanía/NIT: **5.387.886**

Dirección del cliente: **AVENIDA 2E # 7 – 66**

Ciudad: **CUCÚTA** Teléfono/Celular: **3016290425**

Departamento **NORTE DE SANTANDER** Email: **DAVID.DONCEL.RMSCOLOMBIA@GMAIL.COM**

Tipo de cliente: [X] Residencial [ ] Comercial [ ] Industrial

Estrato: **4**

[ ] Oficial [ ] Otro, cual:

El cliente es el mismo solicitante [ ] Si [X] No

Información del Solicitante:

Nombre: **DAVID FERNANDO DONCEL BAEZ**

Cédula de Ciudadanía/NIT: **1018481265**

Dirección de correspondencia: **CRA 38 # 10 – 60 EDIFICIO MANHATTAN OFICINA 517**

Ciudad: **BOGOTA D.C.** Teléfono/Celular: **3108764717**

Departamento **CUNDINAMARCA** Email: **david.doncel.rmscolombia@gmail.com**

Información del de la conexión de la autogeneración o GD

Dirección de ubicación del proyecto: **AVENIDA 2E # 7 – 66**

Municipio: **CUCÚTA** Ubicado en casco urbano del municipio Si [X] No [ ]

Vereda:

Corregimiento:

Ubicación georreferenciada wgs84 (de google maps): N: **7°53'28.8"** O: **72°29'44.4"**

Elemento de referencia más cercano (transformador de distribución, cortacircuitos): **TRANSFORMADOR 1T01552**

Datos de Factibilidad si el Cliente es nuevo

Requiere Nivel de Cortocircuito Si [ ] No [ ]

No. De medidores existentes _____ Número de medidores a instalar _____

Carga nueva a instalar (kVA) _____ Tipo de Carga Monofásica [ ] Bifásica [ ] Trifásica [ ]

Fecha estimada de energización _____

Cantidad de medidores Monofásicos _____ Bifásicos _____ Trifásicos _____

SI requiere montaje de Transformador marque el tipo:

En Poste [ ] En interior edificiaciones [ ] En pedestal o jardín [ ] Cantidad total: [ ]

Tipo de Solicitud:

Tipo: Autogenerador [X] Generador distribuido [ ]

Si es autogenerador, entrega excedentes a la red: Si [X] No [ ]

Forma de entrega de excedentes [X] Mercado Regulado CENS [ ] *Mercado no Regulado CENS* [ ] Otros Agentes

Fecha prevista de entrada en operación comercial del GD:

Fecha estimada de conexión del proyecto de autogeneración: **12/10/2018**

Tipo de Generación:

Tipo de tecnología utilizada:

[X] Solar [ ] Biomasa [ ] Geotérmica [ ] Eólica

[ ] Hidráulica [ ] Mareomotriz [ ] Otro, cual:

Se debe instalar un Transformador para la conexión de la autogeneración a la red interna: [ ] Si [X] No

Potencia nominal (kVA):
Impedancia de C.C. (%):
Grupo de conexión:

Cuenta con almacenamiento de energía: [ ] Si [X] No

Indique capacidad del almacenamiento (Ah):

Potencia instalada de generación (kW): **4**

Tecnología basada en Inversores: [X] Si [ ] No

Información de la tecnología de generación basada en inversores:

Potencia en DC (kW DC): **4**
Potencia total en AC (kW AC): **4**
Voltaje salida del Inversor (V): **120**
Número de fases: **1**

Indicar los elementos de protección, control y maniobra:

Protección anti-isla, de tensión y frecuencia (incluidos en el inversor), protecciones de sobrecorriente: breaker DC 2x50, breaker AC 1x16

Especificaciones técnicas del inversor (Adjuntar Documento): Si X

Cumple estándar IEEE 1547-2003: [X] Si [ ] No
Cumple estándar UL 1741-2010: [X] Si [ ] No

Información de la tecnología de generación de energía NO basada en inversores:

nombre del generador

Generador:

Fabricante del Generador:
Modelo del generador:
Voltaje del generador (V):
Potencia nominal (kVA):
Factor de potencia:
Número de fases:
Reactancia subtransitoria xd" (p.u.):

Indicar los elementos de protección, control y maniobra:

Cumple estándar IEEE 1547-2003: [ ] Si [ ] No

Información del sistema de medición:

Los medidores deben cumplir con los índices de clase y clase de exactitud establecidos en la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique, complemente y/o sustituya.

¿El medidor es bidireccional? [X] Si [ ] No
¿El medidor tiene perfil horario? [X] SI [ ] No

Proyección de energía generada y consumida (kWh-mes)

Proyección de la energía generada por el sistema a entregar a la red del OR por mes (kWh-mes)

Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900

Proyección de la energía generada por el sistema para consumo interno por mes (kWh-mes)

Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350

Documentos anexos a la presente solicitud de acuerdo a la resolucion CREG 038 de 2014 y el RETIE:

– El diagrama unifilar de la conexión
– Memorias de cálculo y selección del sistema de medida.
– Esquema de protecciones de voltaje y frecuencia del punto de conexión.
– El tipo de conexión a tierra tanto para la tecnología de generación como para punto de conexión.

Documentos que debe presentar en las pruebas de conexión:

—El punto de conexión debe incluir un tipo de protección Anti-Isla, que garantice que no se inyectará energía a la red mientras ésta permanezca desenergizada.

—Para la conexión, deberá ser aportada la certificación de conformidad con el RETIE,.

—El sistema de medición deberá tener un Certificado de Conformidad de Producto RETIE y certificados de calibración vigentes.
—El usuario deberá tener un Certificado de Conformidad de Producto RETIE en AC en el punto de conexión.
—El usuario que no exporte energía a la red deberá incluir un limitador de inyección.

Observaciones (Aclaraciones que desee realizar sobre el proyecto):

Ley 1581 Protección de datos: Con la firma de la presente plantilla autorizo a CENS para que me notifique la respuesta al e-mail o dirección que he detallado en la misma. Autorizo expresamente a CENS o a quien actúe en su nombre, para utilizar mis datos personales con la finalidad de enviarme información publicitaria, noticiosa y comercial, relacionada con los servicios o productos de CENS; realizar actividades administrativas que resulten necesarias en el desarrollo de su objeto social; darme a conocer el estado de relaciones o programas previos a los cuales haya sido vinculado; notificarme de ofertas económicas y encuestas; enviarme información sobre las novedades, cambio o modificaciones en mis productos y servicios; realizar actualización de mis datos; recibir respuesta a PQR'S; recolectar información para investigaciones de mercado y estadísticas. Asimismo, autorizo a CENS para que mis datos recolectados puedan ser compartidos con proveedores y consultores externos a CENS con fines de obtener información para investigaciones cualitativas o cuantitativas o de mercado; así como a las empresas de aseo que tengan algún tipo de relacionamiento comercial con CENS.
Entiendo expresamente que, para los efectos señalados, CENS podrá utilizar cualquier canal de comunicación y podré conocer, actualizar y rectificar el uso de mi información o revocar esta autorización cuando expresamente manifieste mi deseo en tal sentido. Indico, además, que fui informado acerca de la facultad para solicitar prueba de esta autorización, conocer el uso que se le han dado a mis datos personales en CENS y presentar ante la Superintendencia de Industria y Comercio quejas respecto al tratamiento de mis datos personales. Para ejercer estos derechos podré dirigir solicitud al buzón corporativo: proteccíondedatos@cens.com.co o entregarla en cualquiera de las oficinas de atención dispuestas por CENS S.A. E.S.P., para mayor información puedo consultar las políticas bajo las cuales serán tratados mis datos personales en http://www.cens.com.co/es-es/institucional/protecciónddatospersonales.aspx.
El solicitante autoriza de manera irrevocable a CENS a reportar, solicitar y divulgar a las entidades que tengan como finalidad el manejo de bases de datos de carácter comercial, toda la información referente al comportamiento; lo anterior implica que el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones para con CENS, se podrá reflejar en las mencionadas bases de datos. El Solicitante autoriza además a CENS a suministrar a cualquiera de sus empresas filiales y sociedades en las cuales tenga participación, la información de que sea conocedora, de tal manera que éstas puedan adelantar las verificaciones que le resulten útiles para el cabal conocimiento de sus clientes o potenciales.

Lugar, Fecha: Firma:

Acepto la entrega de la respuesta a mi solicitud, vía E-mail: SI NO

Recibido:

Figura 32. Diligenciamiento del formato de conexión de AGPE

b) Respuesta del OR a la solicitud. El OR tendrá 5 días hábiles contados a partir del día siguiente al de recibo de la solicitud en la página web para emitir concepto sobre la viabilidad técnica de la conexión.

De ser aprobada la conexión, en la respuesta de OR se deberán detallar las condiciones de conexión y la fecha de pruebas. La fecha de puesta en operación de la conexión será la que el solicitante hay especificado.

En caso de que la solicitud sea rechazada, el OR deberá justificar técnicamente la causa de la negación de la conexión, especificando el fundamento normativo o

técnico que lo soporte, los parámetros verificables de indisponibilidad de la red o de los requisitos incumplidos y se deberá recomendar con precisión los requisitos que deben ser cumplidos para poder otorgar la conexión.

La vigencia de la aprobación de la conexión es de seis meses. Transcurrido este periodo sin que el usuario se haya conectado, por causas no imputables al prestador del servicio, el OR actualizará la información de la red con la disponibilidad liberada y el solicitante solamente podrá presentar una nueva solicitud a partir del séptimo mes siguiente al de la expiración de la capacidad aprobada no instalada.

CENS | Grupo epm

NIT: 890500514-9
Vigilada Superservicios

CE7280

20181030048399

Cúcuta, 17 de octubre de 2018

Señor
HUGO E. ROJAS MEDINA Y/0
DAVID FERNANDO DONCEL BAEZ
Carrera 38 No. 10 – 60 Edificio Manhattan oficina 517
Teléfono: 3108764717
Correo Electrónico: david.doncel.rmscolombia@gmail.com
Bogotá, Cundinamarca

Asunto: Respuesta a radicado de entrada 20181020027923 del 11/10/2018
Número de Solicitud: AGPE2018000000012
Número de expediente: 201819361

Para CENS es muy importante escuchar las necesidades de sus clientes y usuarios. Las atendemos con toda la responsabilidad que merecen quienes son la razón de ser de esta empresa.

Le contamos que, con el objetivo de garantizarle sus derechos, enmarcados en la normatividad vigente, El Tecnólogo D – Atención Clientes Soporte (e) de CENS S.A. E.S.P., en uso de las facultades concedidas en la ley 142 de 1994 y decisión empresarial número 7280-029-2015, luego de haber realizado un análisis detallado de su caso, expone lo siguiente:

El señor David Fernando Doncel, presentó en CENS S.A. E.S.P., un escrito el 10/10/2018, quedando radicado con el número 20181020027923, en el que presenta solicitud de conexión del sistema fotovoltaico a la red de energía de CENS, la cual quedo registrada con el número de solicitud AGPE2018000000012 , le comunicamos lo siguiente:

Para la autorización de conexión, deberá enviar al correo electrónico solicitudAGPE-GD@cens.com.co referenciando el número de solicitud en asunto y los siguientes documentos que corresponden a los requisitos del "*formulario para solicitud de conexión de autogeneradores a pequeña escala y generadores distribuidos con potencia instalada <= 100 kW":*

- Esquema de protecciones de voltaje y frecuencia del punto de conexión.
- Catálogo de equipos (inversor, paneles solares – cable – protecciones)
- Certificados de producto RETIE (Inversor – paneles solares – cable – protecciones)
- Certificación de conformidad de la instalación (certificación plena RETIE)

CENS | Grupo·epm

NIT: 890500514-9
Vigilada Superservicios

Adicionalmente se deben atender las siguientes observaciones:

- Evidenciar en el diagrama unifilar la instalación de DPS

Una revisados y aprobados los documentos, se programará la vista técnica para pruebas y verificación de parámetros. Posteriormente se aprobará el cambio de medidor y firma del contrato de conexión y respaldo.

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P. reitera su permanente disposición para atender las solicitudes y buscar opciones que posibiliten una mejora en sus procesos y en la satisfacción de sus clientes.

Atentamente,

KAREN ANDREA ESPARZA CARREÑO
Tecnólogo D Atención Clientes Soporte (e)

AC: 8632178

Figura 33. Condiciones del OR para la viabilidad del AGPE

c) Posterior a la aprobación de la conexión, el OR dispondrá de 2 días hábiles anteriores a la fecha prevista para la entrada en operación informada por el usuario, para verificar los parámetros declarados y efectuar las pruebas requeridas. El OR deberá informar la fecha de la visita con una antelación de dos días hábiles.

Figura 34. Verificación del OR al AGPE

Figura 35. Verificación del OR al AGPE

Figura 36. Verificación del OR al AGPE

Figura 37. Realización de pruebas al AGPE por parte del OR.

d) Luego de la verificación de parámetros y efectuadas las pruebas pertinentes, el OR dispondrá de dos días hábiles para efectuar la conexión. No obstante, la conexión puede efectuarse en la misma oportunidad del literal c) de este proceso.
e) El OR podrá verificar las condiciones de conexión en cualquier momento con posterioridad a la fecha de su entrada en operación. En caso de que al momento de la visita no se cumpla con alguna de las características contenidas en la solicitud de conexión o que se incumpla la regulación de calidad de la potencia expedida por la Comisión, el OR procederá a deshabilitar la conexión del AGPE o GD hasta que sea subsanada la anomalía encontrada. (CREG, 2018)

Figura 38. Instalación del medidor bidireccional

Una vez realizado este procedimiento se procede a realizar la firma del contrato de respaldo entre el OR y el cliente.

CENS

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S. A. E. S. P.
ACTA DE VERIFICACIÓN O REVISIÓN
INFORME DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA

Una empresa epm

DATOS GENERALES DEL SUSCRIPTOR O SOLICITANTE DEL SERVICIO DE ENERGIA

NOMBRE: Hugo Evangelista Ropis Medina NUM. CLIENTE: 10875-1
DIRECCION: Av 2E 7-66 BARRIO: Popular
MUNICIPIO: Cucuta.

DATOS Y MOTIVOS DE LA SOLICITUD

CONSUMO MESES ANTERIORES Y PROMEDIO

DILIGENCIE EN CASO DE LA NO EJECUCIÓN DE LA ORDEN

Motivos de la no ejecución de la orden:	Menores de edad:		Desocupado		Casa Sola		Administrador Ausente
Fecha 1° visita: 3 PM	Hora:	Usuario permitió la revisión	SI	✓ NO	Se colocó sello de condenación	SI	NO
Número #	y se dejó constancia #	con programación de próxima visita el día:			Hora:		
Fecha 2° Visita Programada:	Hora:	Hizo presencia el usuario y/o Representante en la 2ª visita	SI	NO			
Se encontró el sello de condenación Roto o Adulterado	SI	NO	Se dejó servicio suspendido	SI	NO		

DECLARACIÓN: Yo, _____ con cédula de ciudadanía #_____ de_____ en Calidad de _____ dejo constancia que los funcionarios de la empresa me informaron el objeto de la visita, que puedo valerme de cualquier medio probatorio señalado en el Artículo 165 del Código de Procedimiento Civil, así como también el derecho que tengo de estar asistido por un técnico electricista o testigo hábil, para lo cual cuento con 14 minutos de espera para ejercer el derecho de asistencia,

Desea hacer uso del derecho de estar asistido por un ingeniero o Técnico Electricista? SI NO

Hora de Inicio de la Espera: _____ Hora de Terminación: _____ Hora de inicio de la Revisión: _____

Nombre del Ing. o Técnico Electricista: _____ Cédula #: _____

Matrícula Profesional N° _____ Firma: _____

Firma: _____

DATOS DEL MEDIDOR ENCONTRADO INSTALADO EN TERRENO		DATOS DEL MEDIDOR A INSTALAR
Numero	63366263	
Marca	ISKRA	
Tipo	A-3	
Clase Activa		
Clase Reactiva		
Factor		
Digitos	7410	
Lectura Act.		
Lectura React.		
Modelo		
Año		
Propiedad		

DATOS DE LOS SELLOS ENCONTRADOS INSTALADOS	TAPA PRINCIPAL	BORNERA	CAJA	PIN DE CORTE
Número 1	2018009439	2018037320		
Número 2	2018009440	2018037321 M		
Número 3	2018009441 M		MARANJA	
Número 4	AMARILLO			
Tipo				
Color				

SELLOS INSTALADOS				
Número 1				
Número 2				
Número 3				
Número 4				
Tipo				
Color				

Cumple Norma O.R.	Si		No		Actual		Vigente Fecha de Instalación		

CARGA MEDIDA EN AMPERIOS EN ACOMETIDA Y/O MEDIDOR			
UBICACIÓN	Fase (R)	Fase (S)	Fase (T)
Salida de la Red			
Entrada del Medidor			
Salida del Medidor			

CARACTERISTICAS DE LA RED LOCAL					
NIVEL DE TENSIÓN	✓	TIPO DE RED			
Baja tensión		En línea abierta			
Media tensión		En Línea Trenzada	✓		
Alta tensión		Subterránea			

UBICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA			
En Fachada	✓	En Columna	
En Reja		En Subestación	
En Poste		En Gabinete	
Parte Interna		En Tablero	

DATOS DE CONEXIÓN DE LA ACOMETIDA			
Aérea			
En línea abierta	✓	Calibre	3x3
En concéntrico			
Subterránea			

TIPO DE CAJA Y ESTADO	
De Seguridad	✓
Metálica	
Con fondo de madera	
Otro:	

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
Número:	Marca:
Tipo:	kVA:
Celda:	Circuito:
Subestación:	Propiedad:

Caja de Seguridad cumple condiciones	Climáticas		Ambientales		Protegida		Fabricante Celda o Caja Seguridad (Medidor)
	Si ✓	No	Si ✓	No	Si ✓	No	

DERIVACIONES DETECTADAS EN LA RED LOCAL Y/O CABLE DE ACOMETIDA ANTES DEL MEDIDOR

DERIVACIÓN DE LA RED LOCAL	ACOMETIDA EN SERVICIO DIRECTO (SIN MEDIDOR)	DERIVACIÓN EN EL CABLE DE LA ACOMETIDA Y UBICACIÓN			
		EN ACOMETIDA A LA VISTA	DENTRO DEL TUBO DE LA ACOMETIDA	ENTRE LA SALIDA DEL TUBO Y BORNERA	EN EL BARAJE DE DISTRIBUCIÓN

DATOS GENERALES DEL SUSCRIPTOR O SOLICITANTE DEL SERVICIO DE ENERGIA

NOMBRE : Hugo Evangelista Rojas Medina NUM. CLIENTE : 10875-1

DIRECCION: Av 2E 7-66 BARRIO: Popular

MUNICIPIO: Cucuta.

DATOS Y MOTIVOS DE LA SOLICITUD

CONSUMO MESES ANTERIORES Y PROMEDIO

DILIGENCIE EN CASO DE LA NO EJECUCIÓN DE LA ORDEN

Motivos de la no ejecución de la orden:	Menores de edad:		Desocupado		Casa Sola		Administrador Ausente
Fecha 1° visita: 3 PM	Hora:	Usuario permitió la revisión	SI	✓ NO	Se colocó sello de condenación	SI	NO

Número # y se dejó constancia # con programación de próxima visita el día: Hora:

Fecha 2° Visita Programada:	Hora:	Hizo presencia el usuario y/o Representante en la 2ª visita	SI	NO	
Se encontró el sello de condenación Roto o Adulterado	SI	NO	Se dejó servicio suspendido	SI	NO

DECLARACIÓN: Yo, _____ con cédula de ciudadanía #_____ de_____ en Calidad de _____ dejo constancia que los funcionarios de la empresa me informaron el objeto de la visita, que puedo valerme de cualquier medio probatorio señalado en el Artículo 165 del Código de Procedimiento Civil, así como también el derecho que tengo de estar asistido por un técnico electricista o testigo hábil, para lo cual cuento con 14 minutos de espera para ejercer el derecho de asistencia,

Desea hacer uso del derecho de estar asistido por un ingeniero o Técnico Electricista? SI NO

Hora de Inicio de la Espera: _____ Hora de Terminación: _____ Hora de inicio de la Revisión: _____

Nombre del Ing. o Técnico Electricista: _____ Cédula #: _____

Matrícula Profesional N° _____ Firma: _____

Firma: _____

DATOS DEL MEDIDOR ENCONTRADO INSTALADO EN TERRENO		DATOS DEL MEDIDOR A INSTALAR
Numero	63366263	
Marca	ISERA	
Tipo	A3	
Clase Activa		
Clase Reactiva		
Factor		
Digitos	7410	
Lectura Act.		
Lectura React.		
Modelo		
Año		
Propiedad		

DATOS DE LOS SELLOS ENCONTRADOS INSTALADOS	TAPA PRINCIPAL	BORNERA	CAJA	PIN DE CORTE
Número 1	2018009439	2018037320		
Número 2	2018009140	2018037321 M		
Número 3	2018009441 M		NARANJA	
Número 4	AMARILLO			
Tipo				
Color				

SELLOS INSTALADOS				
Número 1				
Número 2				
Número 3				
Número 4				
Tipo				
Color				

Cumple Norma O.R.	Si		No		Actual		Vigente Fecha de Instalación		

CARGA MEDIDA EN AMPERIOS EN ACOMETIDA Y/O MEDIDOR			
UBICACIÓN	Fase (R)	Fase (S)	Fase (T)
Salida de la Red			
Entrada del Medidor			
Salida del Medidor			

CARACTERISTICAS DE LA RED LOCAL					
NIVEL DE TENSIÓN	✓	TIPO DE RED		UBICACIÓN DEL EQUIPO DE MEDIDA	
Baja tensión		En línea abierta		En Fachada	✓
Media tensión		En Línea Trenzada	✓	En Reja	
Alta tensión		Subterránea		En Poste	
				Parte Interna	
				En Subestación	
				En Gabinete	
				En Tablero	

DATOS DE CONEXIÓN DE LA ACOMETIDA				TIPO DE CAJA Y ESTADO		DATOS DEL TRANSFORMADOR	
Aérea				De Seguridad	✓	Número:	Marca:
En línea abierta	✓	Calibre	3x3	Metálica		Tipo:	kVA:
En Concéntrico				Con fondo de madera		Celda:	Circuito:
Subterránea				Otro:		Subestación:	Propiedad:

Caja de Seguridad cumple condiciones	Climáticas		Ambientales		Protegida		Fabricante Celda o Caja Seguridad (Medidor)
	Si ✓	No	Si ✓	No	Si ✓	No	

DERIVACIONES DETECTADAS EN LA RED LOCAL Y/O CABLE DE ACOMETIDA ANTES DEL MEDIDOR

DERIVACIÓN DE LA RED LOCAL		ACOMETIDA EN SERVICIO DIRECTO (SIN MEDIDOR)		DERIVACIÓN EN EL CABLE DE LA ACOMETIDA Y UBICACIÓN: EN ACOMETIDA A LA VISTA		DENTRO DEL TUBO DE LA ACOMETIDA		ENTRE LA SALIDA DEL TUBO Y BORNERA		EN EL BARAJE DE DISTRIBUCIÓN	
En Cable		En Cable		En Cable		En Cable		En Cable		En Cable	
En Alambre		En Alambre		En Alambre		En Alambre		En Alambre		En Alambre	
Calibres		Calibres		Calibres		Calibres		Calibres		Calibres	
Voltaje Deriv.		Voltaje Deriv.		Voltaje Deriv.		Voltaje Deriv.		Voltaje Deriv.		Voltaje Deriv.	
Carga Total		Carga Total		Carga Total		Carga Total		Carga Total		Carga Total	
N° Conduct.		N° Conduct.		N° Conduct.		N° Conduct.		N° Conduct.		N° Conduct.	

SE ENCONTRÓ NEUTRO DIRECTO SIN ENTRAR AL MEDIDOR	SI		NO		Otra:

En la Fase (T)			En la entrada y salida de la Fase (T)	En la fase (T)	
CONEXIÓN INVERTIDA			Número de Conductor (es) del Puente (s):	Número de Conductor (es) de la derivación:	
En la Fase (R)			Calibre (s):	Calibre (s):	
En la Fase (S)			Se encontró perforada la bornera:	Voltaje de la Derivación:	
En la Fase (T)			Ubicación:	Carga Total de la Derivación:	

PRUEBA DE CONTINUIDAD EN BOBINAS Y PUENTES			VOLTAJES		CARGA MEDIDA		DATOS DE PRUEBAS DE COMPARACIÓN DE POTENCIA Y REGISTRO		
Fase	Bobina de Tensión	Puentes de Tensión	R-N		I (R)		Constante Calculada	Lectura Inicial:	Hora Inicial:
			S-N		I (S)			Lectura Final:	Hora Final:
R			T - N		I (T)		Constante de Placa:	No. de vueltas o pulsos contados:	
S			Voltaje Promedio:				Potencia en kW:	Tiempo en segundos:	
T			Corriente Total:				Potencia en kVA:	Centésimas integradas:	
							Factor de Verificación:	Resultado de las pruebas:	

MOTIVOS DE RETIRO DEL MEDIDOR

SELLOS PRINCIPALES		TAPA PRINCIPAL		BORNERA		MEDIDOR	
Sin Sellos		Perforada Parte Frontal		Quemada		Quemado	
Con un solo Sello		Perforada Parte Superior		Partida		Partido	
Roto (s)		Perforada Parte Inferior		Perforada Parte Posterior		Serial No Corresponde	
Abierto (s)		Perforada Parte Lateral Derecha		Perforada Parte Frontal		Nueva Tecnología	
No coinciden		Perforada Parte Lateral Izquierda		Sin Tapa		Base Perforada	
Repisado (s)		Partida		Sin Puente (s) Externo		No Registra	
Lazo Met. Roto (s)		Opaca		Sulfatada		Reformado	

Se retiró medidor al laboratorio	SI	NO	Se colocó Sello de Seguridad en Bolsa No.	Tipo		Color	

Señor Usuario: Puede en esta misma acta o por escrito en el término no mayor de cinco (5) días hábiles, que su medidor sea revisado en otro laboratorio acreditado o estar presente en la remisión del medidor en el laboratorio de CENS S.A E.S.P., para lo cual podrá estar acompañado de un Ingeniero o Técnico Electricista con matrícula profesional, de hacer la solicitud y no presentarse, CENS S.A E.S.P. realizará la inspección del medidor sin su presencia, en el evento de encontrar una irregularidad que afecte la medición del consumo CENS S.A E.S.P., enviará copia del informe del laboratorio al Suscriptor Usuario, para que lo pueda controvertir en sus aspectos técnicos, en término máximo de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su comunicación.

USUARIO PERMITIÓ EL AFORO	SI		NO	

AFORO DE CARGA

Cant.	Nombre Elemento	RESID	NO RESID	AMP	WATT H.P.	FASES 1	2	3	kW/H MES	Cant.	Nombre Elemento	RESID	NO RESID	AMP	WATT H.P.	FASES 1	2	3	kW/H MES
	AIRE ACONDICIONADO										HORNO MICROONDAS								
	DVD - BLU RAY										LAVADORA								
	BOMBILLO FLUORESCENTE										LICUADORA								
	BOMBILLO LED										SECADORA								
	BOMBILLO INCANDESCENTE										COMPUTADOR								
	CAFETERA O GRECA										MOTOBOMBA								
	CALENTADOR DE AGUA										MOTOR								
	COMPRESOR										NEVERA								
	CUARTO FRIO										NEVERA VITRINA								
	DISPENSADOR DE AGUA										NEVERA NOFROST								
	EQUIPO DE SONIDO										PLANCHA								
	TUBO FLUORESCENTE										SOLDADOR								
	FOGÓN ELÉCTRICO										TELEVISOR								
	GRABADORA										VENTILADOR								
	HORNO ELÉCTRICO										TANQUE BOTELLERO								
											TOTAL CARGA INSTALADA Kw								
											TOTAL Kwh								

AFORO DE CARGA DE LA DERIVACIÓN NO REGISTRA POR EL MEDIDOR

Cant.	Nombre Elemento	RESID	NO RESID	AMP	WATT H.P.	FASES 1	2	3	kW/H MES
		TOTAL kWh Sin Registrar							

MATERIALES SUPLEMENTARIOS INSTALADOS

Código	Descripción del material	Cant	Código	Descripción del material	Cant

Yo, _____ identificado con la cédula N° _____ de _____ Manifiesto recibir los trabajos a satisfacción, apruebo y autorizo para que Cens S.A. E.S.P., una vez liquide el valor de los materiales instalados y servicios prestados, estos sean cargados y cobrados en la factura de servicio público de energía y manifiesto estar enterado de las condiciones financieras y del plazo otorgado para amortizar dichos pagos a los que hubo lugar con los siguientes números de cuotas:_____.

OBSERVACIONES DEL USUARIO

OBSERVACIONES DEL REVISOR

SE VERIFICA: SE RECIBE COPIA DE DICTAMEN INSPECCION RETIE. SE VERIFICA QUE LA INSTALACION ESTA DE ACUERDO CON LO PRESENTADO EN EL PROYECTO Y EL DIAGRAMA UNIFILAR. SE DEBE PROGRAMAR VISITA PARA LLEVAR MEDIDOR AL LABORATORIO DE CENS. PARA PARAMETRIZAR MEDIDOR BIDIRECCIONAL

La presente Acta se elaboró en presencia de la persona que atendió la visita el día 29 del Mes de 03 de 2019 a las _____ horas
Nombre del usuario David Fernando Doncel B C.C. 1018481265 de Bogotá Firma _____
Nombre del Técnico Electricista y/o testigo: _____ C.C _____ de _____ Firma _____ MP N° _____
Nombre del Revisor CENS o contratista: Q GUTIERREZ Nombre del Revisor CENS o Contratista: _____
Firma: _____ MP N° 09177 Firma _____ MP N° _____
Nombre Testigo: _____ CC _____ de _____ Firma _____

Figura 39. Acta de revisión del AGPE por parte del OR

12. Análisis de resultados

Teniendo en cuenta los factores técnicos y económicos para establecer un sistema de generación de energía para el consumo propio y venta de excedentes de energía a la red se decide implementar un AGPE orientado a subgeneradores con 4 inversores de 1000W y 16 paneles solares de 250W, con una potencia instalada total de 4 kW.

La instalación de los paneles fotovoltaicos se realizó en la cubierta de la vivienda a través de una estructura que permite la correcta fijación de los paneles al tejado y les brinda un ángulo de inclinación de 30° permitiendo de esta manera aprovechar los vientos y lluvias que se presenten para la autolimpieza del sistema fotovoltaico. El conjunto de inversores y protecciones se almacenaron en un gabinete con nivel de protección IP 44, el cual brinda protección contra cuerpos solidos muy pequeños y salpicaduras de agua debido a que se encontrara dentro de la vivienda.

A través de la certificación RETIE obtenida se puede evidenciar que la instalación eléctrica del AGPE, los circuitos internos de la vivienda y los productos instalados en ellos cumplen con los reglamentos y normas que les aplican.

Una vez finalizado el proceso de certificación de la instalación se realizaron las pruebas al AGPE por parte del OR para la verificación del funcionamiento de las mismas y se continuo con la instalación del medidor bidireccional y firma del contrato entre el cliente y el OR para la conexión del AGPE con entrega de excedentes a la red.

13. Evaluación y cumplimiento de los objetivos de la pasantía

Durante el desarrollo del proyecto se dio cumplimiento a cada uno de los objetivos específicos planteados siguiendo la metodología establecida para alcanzar el objetivo general. Se identificaron los índices de radiación en la vivienda para establecer la configuración del AGPE y realizar un análisis económico para verificar la viabilidad del proyecto. A partir de los diseños realizados se implementó el AGPE en el tajado de la residencia y se realizaron las pruebas al mismo.

Se realizó una visita inicial a la residencia para realizar un levantamiento eléctrico de la instalación con el fin de determinar la ubicación de todos los elementos de la instalación e identificar los puntos de la instalación que no cumplen con el RETIE y NTC2050, a partir de este levantamiento se realizaron los diseños eléctricos de la vivienda ya que esta no contaba con ellos. Una vez implementadas las correcciones se procedió a realizar la certificación RETIE de uso final de la instalación con un organismo avalado por la ONAC para tal fin.

Una vez obtenida la certificación RETIE de uso final se solicitó la conexión del AGPE ante Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P y se procedió a realizar las pruebas pertinentes al sistema de generación, una vez cumplido con todos los requerimientos se efectuó la conexión del AGPE al SIN.

Teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente se cumplió con el objetivo general de la pasantía el cual consistía en diseñar e implementar un autogenerador a pequeña escala utilizando fuentes no convencionales de energía renovable como la fotovoltaica en una residencia en Cúcuta para integrarlo al sin

14. Conclusiones y recomendaciones

- A partir del diseño se estableció implementar una configuración del AGPE orientado a subgeneradores fotovoltaicos de 1kW cada uno ya que en caso de falla de alguno de los inversores solo se tendría la perdida de una unidad de generación, mientras al usar un inversor central se produciría una salida del 100% del AGPE al presentarse una falla en el inversor.
- Teniendo en cuenta las bases de datos del IDEAM se establece que la ciudad de Cúcuta cuenta con un buen índice de radiación solar, por lo cual la implementación de este tipo de proyectos en esta zona es de gran viabilidad.
- Los análisis financieros permiten mostrar que los sistemas de generación de energía eléctrica con fuentes fotovoltaicas con rentables a largo plazo dado que su inversión inicial se recuperara en cerca de 10 años, el sistema presenta bajos costos por mantenimientos y la vida útil de los equipos es de más de 15 años.
- El uso de productos certificados en la instalación residencial y el AGPE fue fundamental para el correcto funcionamiento de los equipos instalados.
- A través de este proyecto se logró el primer AGPE conectado ante Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. y ha servido como referencia a nuevos proyectos que se han venido realizando en la región.
- Actualmente el mercado de los elementos necesarios para la instalación de generadores fotovoltaicos es muy competitivo, lo cual permite a permitida mayor facilidad en la adquisición de estos elementos.
- El uso de AGPE con FNCER para el autoconsumo de energía eléctrica y venta de excedentes al OR presenta una alternativa contra el cambio climático.

Bibliografía

CELSIA. (2 de Septiembre de 2017). *CELSIA*. Obtenido de www.CELSIA.com: https://blog.celsia.com/sala-de-prensa/empezamos-a-operar-la-granja-de-energia-solar.

CREG. (2018). *Resolución CREG 030 de 2018.* Bogotá: Ministerio de Minas y Energia.

Cullen, N., Thornycroft, J., & Collinson, A. (2002). *International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme*. Obtenido de Risk analysis of islanding of photovoltaic power sysems within low voltage distribution networks: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep5_08.pdf

EPM. (19 de Abril de 2004). *EPM*. Obtenido de EPM.com: https://www.epm.com.co/site/home/institucional/nuestras-plantas/energia/parque-eolico.

Estudio Legal Hernandez. (15 de Septiembre de 2017). *Estudio Legal Hernandez Abogados & Asociados,*. Obtenido de estudiolegalhernandez.com: https://estudiolegalhernandez.com/noticias/propuesta-autogeneraci%C3%B3n-a-peque%C3%B1a-escala-y-generaci%C3%B3n-distribuida

Gasquet, H. (s.f.). *Conversión de la luz solar en energía eléctrica.* El paso: SOLARTRONIC.

IDEAM. (2007). *Mapas de radiación solar global sobre una superficie plana.* Bogota: UPME.

International Electrotechnical Commission. (2016). *IEC 61215 CRYSTALLINE SILICONE TERRESTRIAL PHOTOVOLTAIC (PV) MODULES – DESIGN QUALIFICATION AND TYPE APPROVAL.* IEC.

NASA. (30 de Enero de 2018). *NASA*. Obtenido de POWER Project Team: https://power.larc.nasa.gov/

Perpiñan, O., Colmenar, A., & Castro, M. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos.* España: Creative Commons.

Rodriguez Murcia, H. (2008). Desarrollo de la energia solar en Colombia y sus perspectivas. *Revista de ingenieria - Universidad de los Andes*, 83-89.

UPME. (2015). Instrumentos para el caso Colombia. *Integracion de las energias renovables no convencionales en Colombia*, 96-116.

UPME. (2015). *Resolucion 281 del 2015.* Bogota: UPME.

Verhoeven, B. (2002). *IEA Photovoltaic Power System Programme.* Obtenido de Probability of islanding in utility networks due to grid connected photovoltaic power systems: http://www.iea-pvps.org/products/download/rep5_07.pdf

Wenham, S. R., Green, M. A., & Watt, M. E. (2000). *Applied Photovoltaics.* Centre for Photovoltaic Devices and Systems.