



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES:
GENERACIÓN ELÉCTRICA

Título del Trabajo

**“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA AUTÓNOMA PARA LA FINCA
MIS DELIRIO EN PEREIRA – COLOMBIA”**

Autor: Sergio Andrés Santa García

Tutor: José Luis Torres Escribano

Pamplona, 16/09/2014

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”

INDICE GENERAL

Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

Contenido

Contenido	1
Memoria	1
Anexos.....	2
Pliego de Condiciones	3
Planos	4
Estado de Mediciones y Presupuesto	4

Memoria

1	Contenido	1
2	Objetivo del proyecto	2
3	Alcance	2
4	Antecedentes	3
4.1	Situación legal de las energías renovables en Colombia.....	3
4.2	Características de un sistema fotovoltaico aislado	4
5	Normativas y Referencias	5
5.1	Disposiciones legales y normativas aplicadas.....	5
5.2	Bibliografía.....	5
5.3	Plan de gestión de calidad aplicado en el proyecto	5
6	Definiciones y abreviaturas	6
6.1	Definiciones.....	6
6.2	Abreviaturas	7
7	Requisitos de diseño	7
7.1	Requisitos del cliente.....	7
7.2	Requisitos Legales.....	7
7.3	Requisitos del emplazamiento.....	8
7.4	Requisitos de la instalación	9
8	Análisis de Soluciones.....	11
8.1	Descripción de la solución adoptada	11
8.2	Equipos.....	12

8.2.1	Panel Fotovoltaico	12
8.2.2	Acumuladores	13
8.2.3	Inversor y Regulador	13
8.3	Resumen del sistema	14
9	Resultados.....	15
10	Resumen del presupuesto	18
10.1	Presupuesto de ejecución material.....	18
10.2	Presupuesto de ejecución por contrata	19
11	Conclusiones.....	20

Anexos

1	Contenido	1
2	Documentos de partida	2
3	Cálculos	3
3.1	Evaluación del Recurso Solar.....	3
3.2	Dimensionado del sistema.....	6
3.2.1	Cálculo de la energía total del sistema.....	6
3.2.2	Cálculo de la capacidad y determinación del acumulador.....	7
3.2.3	Cálculo del campo fotovoltaico	8
3.2.4	Cálculo de los elementos de la instalación	9
3.3	Evaluación Financiera	13
3.3.1	Evaluación con respecto a la compra eléctrica convencional.....	13
3.3.2	Evaluación con respecto a un sistema autónomo diésel	14
4	Otros documentos de interés	16
4.1	Procedimiento para el desarrollo de la Simulación	16
4.1.1	Ingreso de datos climáticos.....	16
4.1.2	Creación de perfil de cargas.....	16
4.1.3	Definición del Sistema.....	17
5	Catálogo de Elementos	20
5.1	Panel Fotovoltaico	20
5.2	Batería Plomo-Acido	22

5.3	Inversor.....	24
5.4	Cables.....	26

Pliego de Condiciones

1	Contenido.....	1
2	Objetivo.....	2
3	Documentos que definen la obra.....	2
4	Componentes y Materiales.....	2
4.1	Módulos Fotovoltaicos.....	3
4.2	Estructura de soporte.....	4
4.3	Generador Fotovoltaico.....	4
4.4	Acumuladores.....	4
4.5	Inversor.....	5
4.6	Protecciones.....	6
4.7	Puesta a tierra.....	8
5	Condiciones de ejecución de la obra.....	9
5.1	Replanteo de la obra.....	9
5.2	Ejecución del trabajo.....	9
5.3	Conexiones.....	9
5.4	Protección del Medio Ambiente.....	9
6	Recepción de pruebas.....	10
7	Mantenimiento.....	10
7.1	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	10
7.2	Mantenimiento a realiza por el propietario.....	11
8	Garantías.....	12
8.1	Plazos.....	12
8.2	Condiciones económicas.....	12
8.3	Anulación de la garantía.....	13
8.4	Lugar y tiempo de prestación.....	13

Planos

1	Contenido.....	1
2	Planos.....	-
2.1	Ubicación Geográfica	Plano 1
2.2	Ubicación de emplazamiento.....	Plano 2
2.3	Detalles del emplazamiento.....	Plano 3
2.4	Esquema Unifilar.....	Plano 4
2.5	Esquema Detallado.....	Plano 5
2.6	Estructura desoporte.....	Plano 6

Estado de Mediciones y Presupuesto

1	Contenido.....	1
2	Mediciones.....	2
2.1	Equipos.....	2
2.2	Estructura de soporte.....	3
2.3	Mano de Obra.....	3
2.4	Seguridad y Prestaciones.....	3
3	Presupuesto.....	4
3.1	Cuadros de precios.....	4
3.1.1	Equipos.....	4
3.1.2	Estructura de soporte.....	5
3.1.3	Mano de Obra.....	5
3.1.4	Seguridad y Prestaciones.....	5
3.2	Presupuesto de ejecución material.....	6
3.2.1	Equipos.....	6
3.2.2	Estructura.....	7
3.2.3	Mano de Obra.....	7
3.2.4	Seguridad y Prestaciones.....	8
3.3	Resumen del presupuesto de ejecución material.....	8
3.4	Presupuesto de ejecución por contrata.....	9

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”

MEMORIA

Master En Energías Renovables: Generación Eléctrica

Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

1 Contenido

1	Contenido	1
2	Objetivo del proyecto	2
3	Alcance	2
4	Antecedentes	3
4.1	Situación legal de las energías renovables en Colombia.....	3
4.2	Características de un sistema fotovoltaico aislado	4
5	Normativas y Referencias	5
5.1	Disposiciones legales y normativas aplicadas.....	5
5.2	Bibliografía.....	5
5.3	Plan de gestión de calidad aplicado en el proyecto	5
6	Definiciones y abreviaturas	6
6.1	Definiciones.....	6
6.2	Abreviaturas	7
7	Requisitos de diseño	7
7.1	Requisitos del cliente.....	7
7.2	Requisitos Legales.....	7
7.3	Requisitos del emplazamiento.....	8
7.4	Requisitos de la instalación	9
8	Análisis de Soluciones.....	10
8.1	Descripción de la solución adoptada	11
8.2	Equipos.....	11
8.2.1	Panel Fotovoltaico	11
8.2.2	Acumuladores	12
8.2.3	Inversor y Regulador	13
8.3	Resumen del sistema	14
9	Resultados	15
10	Resumen del presupuesto	18
10.1	Presupuesto de ejecución material	18
10.2	Presupuesto de ejecución por contrata	19
11	Conclusiones	20

2 Objetivo del proyecto

El objetivo principal del trabajo estará enfocado al diseño, dimensionado y estudio de viabilidad económica de una instalación fotovoltaica aislada, soportada por baterías de plomo-ácido.

El emplazamiento para el cual se hará el diseño, es una pequeña finca de descanso de uso privado, la cual también sostiene pequeñas actividades agropecuarias. La ubicación de este emplazamiento se encuentra en Pereira, Colombia, zona de clima templado.

El interés de realizar este proyecto, nace más como una idea innovadora, que por la solución de un problema real existente, ya que con este proyecto lo que se pretende es realizar una inversión que se pueda recuperar a mediano o largo plazo, pero principalmente se plantea como una alternativa a la generación convencional y que desde un principio podrá beneficiar al propietario de la finca y al medio ambiente. Así esta finca podrá convertirse en ejemplo entre vecinos y propietarios de la región ya que hasta el momento la inversión en energías renovables es muy escasa a causa del alto costo de los elementos en el país y la poca promoción de las energías renovables que ha habido en Colombia hasta ahora. Con este tipo de proyectos se puede iniciar un movimiento hacia una mayor participación de estos sistemas de energías renovables ya que actualmente el país se encuentra en periodo de implantación de la nueva *ley de energías renovables 1715 de 2014*, la cual ya se encuentra vigente pero se halla en proceso de expedición de sus respectivos decretos regulatorios.

La idea principal del proyecto es que la finca sea totalmente autónoma energéticamente, haciendo posible el suministro eléctrico tanto para las actividades domésticas como para las agropecuarias realizadas en la finca.

3 Alcance

El alcance del presente proyecto estará dictaminado por las siguientes tareas a realizar. En caso de cualquier variación o modificación no contemplada, se precisará de su correspondiente proyecto.

- Evaluar la legislación colombiana correspondiente a la instalación de sistemas generadores de energía renovable para confirmar si lo planteado como nuestro objetivo principal es lo más conveniente a realizar.
- Hacer la evaluación del recurso solar disponible para el emplazamiento donde se desea hacer la instalación. Con esta información inicialmente podemos saber que tan viable económicamente es el proyecto y también cuales son los parámetros necesarios para hacer una instalación fotovoltaica dimensionada lo mejor posible.
- Realizar un estudio de la demanda en nuestro emplazamiento, con el cual podamos crear un perfil de consumo lo más detallado posible y así dimensionar de acuerdo a estos requerimiento.

- Seleccionar la topología y los equipos necesarios para el sistema y además realizar el dimensionado de nuestro sistema con ayuda de herramientas informáticas como el “PVsol” para alcanzar el mayor rendimiento y la mayor fiabilidad posibles.
- Hacer un estudio económico y de necesidades cubiertas para evaluar la viabilidad del proyecto.

4 Antecedentes

4.1 Situación legal de las energías renovables en Colombia

Para poder decidir la opción a desarrollar en el proyecto es necesario conocer la situación legal para las energías renovables aplicable en el país, y a partir de ésta tomar la mejor decisión.

Actualmente, Colombia pasa por un cambio en la legislación sobre energías renovables, ya que hasta mayo de 2014, solo aplicaba la *ley 697 de 2001*, en la cual se contemplaba el incentivo a la generación energética a base de recursos renovables y la eficiencia energética. Pero esta ley ya se encontraba muy desactualizada, ya que sólo se enfocaba en la promoción de proyectos a gran escala, ejecutados por grandes empresas eléctricas, a proyectos de electrificación de hogares en zonas de difícil acceso de menos de 250 vatios y no se contemplaba el apoyo al desarrollo de proyectos de autoconsumo para usuarios comunes.

Lo anterior se veía reflejado en el hecho de que hasta el momento no existía una reglamentación que permitiera el autoconsumo e inyección de energía excedente a la red, por lo cual si alguna persona deseaba generar energía eléctrica a base de recursos renovables, se veía obligada a la inyección total de lo producido. En este caso, la regulación que regía para la inyección de energía a la red (*CREG 0086-1996*) era la misma que rige para todo tipo de generación eléctrica de menos de 20MW, sin darle ningún tratamiento especial a las energías renovables.

A partir mayo de 2014, se ha decretado la nueva ley de energías renovables (*Ley de la república, 1715 de 2014*), por la cual se regula la integración de las energías renovables en el sistema energético nacional.

En el artículo 4 de esta ley se declara a las energías renovables como un asunto de interés público y social, lo cual le da un mayor nivel de importancia en todos los planes de desarrollo territorial. Esta ley también contempla la redacción de una nueva regulación por parte del Ministerio de Minas y Energías, y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para reglamentar adecuadamente la inyección a la red. Se contemplará el control de la energía extraída e inyectada por medio de contadores bidireccionales, tal como lo indica el *artículo 7* de dicha ley. La CREG y el ministerio de minas y energía cuentan con 12 meses para expedir las nuevas regulaciones, a partir de la fecha en que se decretó la ley.

Otro de los objetivos importantes de la ley 1715 de 2014, es el incentivo económico a proyectos de carácter renovable por medio de lo dictaminado en los artículos 11, 12, 13, 14. Donde se contempla tanto la reducción de la renta a declarar, la depreciación acelerada de activos, y la exención del IVA y arancelaria, a todos los elementos y proyectos relacionados con la eficiencia energética y energías renovables. La aplicación de estos artículos es de carácter obligatorio, después de la promulgada la ley.

4.2 Características de un sistema fotovoltaico aislado

Fuera de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red existen sistemas aislados, los cuales pasan sólo a depender de su fuente y obligatoriamente de acumuladores de energía, como baterías de plomo-ácido. Para evitar completamente que el sistema se quede sin energía se puede complementar con grupos electrógenos, gasolina o gas.

Entre las aplicaciones más comunes de los sistemas aislados, está la generación eléctrica para el consumo doméstico en hogares aislados, sistemas de bombeo, como también en aplicaciones más industriales como la alimentación a sistemas de telecomunicaciones y estaciones meteorológicas, entre muchas otras.

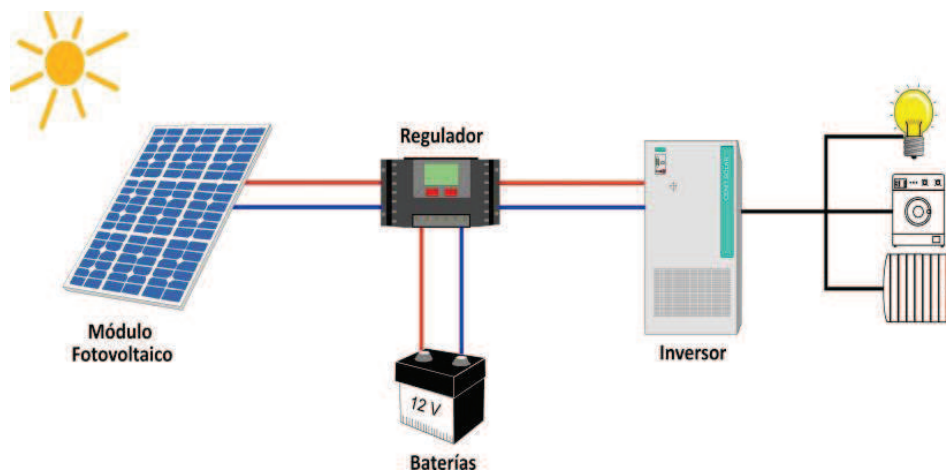


Imagen 1. Esquema de un Sistema Autónomo.

http://www.cenitsolar.com/imagenes/esquema_asilada.jpg

En este caso el proyecto está planteado para el diseño de un sistema autónomo doméstico, el cual además de necesitar un acumulador de energía, que en esta ocasión sería una batería de ácido-plomo, precisará de un regulador entre el generador fotovoltaico y el acumulador, como también de un inversor, para así poder alimentar todos los equipos de la finca que solo funcionan con corriente alterna (*Imagen 2*). Cabe destacar que si bien los generadores fotovoltaicos, las baterías y el inversor son los elementos más importantes, también son necesarios otros elementos, como un cableado apropiado, las estructuras de soporte y elementos de seguridad que tienen que ser tenidos en cuentas en todos los sistemas.

5 Normativas y Referencias

Para el desarrollo del proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normas y referencias.

5.1 Disposiciones legales y normativas aplicadas

- *Ley 697 de 2001*, de la república de Colombia, “*mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas y se dictan otras disposiciones*”.
- *Ley 1715 de 2014*, de la república de Colombia, “*por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional*”.
- *Resolución de 86 de 1986*, de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, “*Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentran conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN)*”.
- *Norma NTC 2050*, Instituto Colombiano de Normas y Certificaciones, “*Código Eléctrico Colombiano*”.

5.2 Bibliografía

- **Centro de Estudios de la Energía Solar.** Instalaciones de energía solar: Tomo II, Energética Solar. **Sevilla: PROGNSA, 2007.**
- **Centro de Estudios de la Energía Solar.** Instalaciones de energía solar: Tomo V, Sistemas de conversión. **Sevilla: PROGNSA, 2007.**

5.3 Plan de gestión de calidad aplicado en el proyecto

- AENOR. *Criterios generales para la creación de proyectos.* UNE 157001. Madrid: AENOR, 2002.
- AENOR. *Magnitudes y unidades. Parte 11: Signos y símbolos matemáticos para su uso en las ciencias físicas y en tecnología.* UNE 82100. Madrid: AENOR, 1996.

6 Definiciones y abreviaturas

6.1 Definiciones

Antecedentes, Son todos los aspectos necesarios para la contemplación de las alternativas estudiadas y la opción adoptada para la resolución de un proyecto.

Autogeneración, Actividad realizada por personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica principalmente, para atender sus propias necesidades.

Contador Bidireccional, Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.

Energía Solar, Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en la radiación electromagnética proveniente del sol.

Excedente de Energía, Es la energía sobrante, una vez cubiertas las necesidades de consumo propias.

Fuentes Convencionales de Energía, Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el mundo.

Horas de Sol Pico (HSP), Es una unidad que mide la irradiación solar y se define como el tiempo en horas de una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m².

Consumo no cubierto, El consumo no cubierto es la cantidad de energía que no puede ser suministrada ni por el sistema FV ni por la batería.

Consumo cubierto por energía solar, según las definiciones del software PVsol, el consumo cubierto, es dado por la energía usada directamente y la parte de energía solar acumulada en la batería.

Excedente del generador FV, corresponde a la parte de la energía generada que no va a las cargas ni se almacena en las baterías.

Demanda de consumo, es la demanda total exigida por las cargas.

Fracción solar, es la relación entre el consumo cubierto por energía solar y la demanda.

Performance Ratio, La eficiencia relativa del sistema es una medida que considera las pérdidas del sistema contabilizadas en comparación con la energía nominal del sistema. La energía nominal es calculada a partir de la irradiación de la superficie inclinada del módulo FV multiplicada por la eficiencia bajo condiciones estándares de medida.

Standard Test Condition, o en castellano Condiciones estándar de medida para el análisis del comportamiento de los paneles solares a 25°C de temperatura de la célula y 1000W/m² (espectro AM1.5G).

Rendimiento Específico Anual, es un valor de evaluación que da el rendimiento anual normalizado en función de la potencia instalada. En otras palabras, el rendimiento anual corresponde a las horas de funcionamiento del sistema a potencia nominal.

Grado de eficiencia del sistema, es el cociente de la energía solar del sistema FV utilizable y la energía total irradiada sobre la superficie del plano del generador.

6.2 Abreviaturas

CREG: *Comisión de Regulación de Energía Y Gas.*

AWG: Calibre de Alambre Estadounidense (en inglés “*American Wire Gauge*”).

H.S.P.: Horas de Sol Pico.

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

STC: Condiciones Estándar de Medida (en inglés “*Standar Test Conditions*”).

7 Requisitos de diseño

7.1 Requisitos del cliente

Entre los requisitos impuestos por el cliente se encuentra: hacer el mejor aprovechamiento posible de las instalaciones y recursos disponibles en la finca, por lo cual se tratará de realizar la instalación con el menor número de trabajos agregados a las condiciones actuales del emplazamiento. Entre las condiciones principales se encuentran:

- Tratar de utilizar la superficie ofrecida por el tejado superior, haciendo el menor número de modificaciones posibles.
- Aprovechar las conexiones existentes entre el cuadro de distribución y las cargas, como también de las canalizaciones disponibles, siempre y cuando sea posible.
- Usar el espacio del sótano como caseta de control.

Con las tres reglas principales nombradas anteriormente se busca hacer el mejor uso del emplazamiento y evitar gastos innecesarios.

7.2 Requisitos Legales

Los requisitos aplicables para el proyecto se basan en la *Norma Técnica Colombiana (NTC) 2050 “Código eléctrico Colombiano”*. Donde se dictan las siguientes condiciones:

- La salida de una instalación fotovoltaica debe ser menor de 600 V nominales en viviendas con una o dos fases.
- En las viviendas con una o dos fases, las partes energizadas de los circuitos de la salida fotovoltaica y la del sistema de más de 150V a tierra, solo deben ser accesibles a personas calificadas.
- Todos los circuitos deben estar dimensionados como mínimo para soportar corrientes de un 125% superior a la corriente nominal.

- Se recomienda la conexión de protecciones entre los principales elementos del sistema.
- Se deben instalar medios que desconecten todos los conductores portadores de corriente de un sistema fotovoltaico y de todos los demás conductores en una edificación u otra estructura.

7.3 Requisitos del emplazamiento

Para el dimensionado e instalación de un sistema fotovoltaico autónomo, siempre se debe conocer muy bien las características del emplazamiento, teniendo en cuenta tanto las actividades desarrolladas en el edificio, el perfil de cargas, la ubicación geográfica, y la radiación en dicho emplazamiento.

El emplazamiento donde se desea desarrollar el proyecto se encuentra ubicado en la zona rural de la ciudad de Pereira, departamento de Risaralda – Colombia, a una latitud de 4°46'29" Norte, longitud de 75°45'35" Oeste, sobre los 1400 msnm. Meteorológicamente se caracteriza por tener una temperatura templada que oscila entre los 20° y 30° Celsius.



Imagen 2, Mapa región del emplazamiento

La finca cuenta con una superficie adecuada para la instalación del generador fotovoltaico de 24,5 m² (3,5m x 7m), ésta superficie se encuentra en la cara sur del techo principal de la vivienda, tiene una inclinación de siete grados y un ángulo acimutal de cuarenta grados. Ver imagen 3.

$$\beta = 7^\circ ;$$

$$\gamma = 40^\circ ;$$



Imagen 3, Plano emplazamiento.

7.4 Requisitos de la instalación

El sistema de generación autónoma se piensa instalar en una pequeña finca, la cual es principalmente usada como sitio vacacional y de descanso para uso privado, aunque en ella también se desarrollan algunas actividades agropecuarias.

Debido a que no se cuenta con datos de cargas reales, se ha creado un perfil de consumo basado en la información anterior y lo informado por el propietario.

Con la ayuda del programa PVsol se puede ingresar cada carga de forma individual basándose en los tres periodos de actividades más significativos, que serían, semanas y fines de semana en época laboral, y semanas de vacaciones. Las cuales se representan y se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1, Distribución de cargas

	Potencia (W)	Periodo Laboral				Vacaciones	
		Semana		Fin de semana		Uso día (h)	Consumo día (Wh)
		Uso día (h)	Consumo día (Wh)	Uso día (h)	Consumo día (Wh)		
Nevera	150	8	1200	8	1200	8	1200
Lavadora (3h semanales)	900	0,42	378	0,42	378	0,42	378
Bomba Piscina	1500	0,57	855	0,57	855	0,57	855
Motor picadora	750	0,28	210	0,28	210	0,28	210
Ventilador Techo	50	0	0	8	400	8	400
Ventilador Encargado	30	8	240	8	240	8	240
Tv 60"	150	0	0	5	750	8	1200
Tv encargado	100	6	600	6	600	6	600
Cerca Electrica	30	24	720	24	720	24	720
Plancha	900	0,28	252	0,28	252	0,28	252
Licudadora	350	0,15	52,5	0,15	52,5	0,15	52,5
Iluminacion Externa	100	11	1100	11	1100	11	1100
Iluminacion laboral	100	6	600	6	600	6	600
Iluminacion vacaiones	150	0	0	7	1050	7	1050
Luz baños Laboral	60	0,5	30	0,5	30	0,5	30
Luz baños Vacaciones	100	0	0	0,5	50	0,5	50
Total			6237,5		8487,5		8937,5

Cabe aclarar que las cargas, como la picadora, la bomba de la piscina o la lavadora tiene periodos de uso de una o varias horas en diferentes días de la semana, en la tabla 1

se representa el número total de horas de uso dividido por el número de días de la semana para obtener un valor promedio diario de todos los elementos.

A continuación se puede observar el perfil de consumo mensual de la finca, donde se señala el mes con mayor consumo (tabla2).

Tabla 2, Consumo mensual y promedio diario

Demanda de Consumo		
Valor anual:	2.471 [kWh]	Promedio diario
Mes	kWh	kWh
Enero	215,958	6,966
Febrero	179,245	6,402
Marzo	199,365	6,431
Abril	218,341	7,278
Mayo	197,502	6,371
Junio	211,92	7,064
Julio	218,19	7,038
Agosto	198,734	6,411
Septiembre	192,547	6,418
Octubre	221,679	7,151
Noviembre	193,914	6,464
Diciembre	223,18	7,199

8 Análisis de Soluciones

Para elegir la opción que se va a aplicar, se ha tenido en cuenta la situación legislativa actual de Colombia. Ya que debido a que actualmente a pesar de la nueva ley vigente, no se han expedido los requerimientos técnicos por parte de los organismos pertinentes, por lo cual no resulta conveniente realizar un proyecto donde no se tienen las reglas claras con respecto a la conexión a red y las tarifas que aplicarían.

Por lo anterior, lo más conveniente es plantear un sistema autónomo y descartar la opción de autoconsumo con inyección de excedente a la red, ya que para este caso se cuenta con el reglamento y las normas que permitirían desarrollar el proyecto, sin necesidad de seguir alguna legislación que regule la conexión a red.

De no ser por la importancia de la situación anterior, una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a red habría sido la opción más conveniente tanto económica como técnicamente, ya que en este caso se prescindiría de las baterías, como también se evitaría poner un campo fotovoltaico más grande para evitar pérdidas de carga, debido a que se dispondría de la energía aportada por la red, para suplir el sistema cuando sea necesario.

8.1 Descripción de la solución adoptada

Para poder desarrollar un sistema fotovoltaico aislado, primero que todo se deben tener en cuenta, todas las cargas que se tienen que alimentar con el generador y las condiciones del recurso solar.

Las cargas requeridas por el sistema pueden depender del día, siendo más claros, estas van a variar según sean días entre semana y fines de semana durante el periodo laboral con valores aproximados de 6.237,5 Wh/día y 8.487,5 Wh/día respectivamente y también se tienen en cuenta los periodos vacacionales, donde el consumo promedio diario será de 8.937,5 Wh/día. La instalación presenta demandas instantáneas de 1.990 W que deben ser cubiertas por el sistema.

Gracias a la información obtenida en el apartado 3.1 del documento anexos, se puede decir que en el emplazamiento el mes más desfavorable es Abril con un consumo energético promedio diario de 7.278,03Wh y se cuenta un recurso energético promedio diario de 4,104kWh/m², se debe calcular el número de paneles necesarios para cubrir dicha demanda. Como se muestra en el apartado 3.2.2 del documento *ANEXOS*.

Posteriormente con base al consumo promedio diario, la profundidad de descarga de la batería (setenta por ciento) y el número de días de autonomía de nuestro sistema obtenemos el número de baterías necesarias (apartado 3.2.1 de *ANEXOS*).

Además de los paneles solares y las baterías, el sistema precisa para su funcionamiento, de un regulador de carga que se encarga de proteger la batería ante sobrecargas y antes descargas excesivas de las baterías mediante la desconexión de las cargas. Para conocer bien que regulador se debe usar, es necesario conocer la tensión del sistema, que en este caso es de 48V, como también conocer cuál es la corriente máxima que debería soportar el regulador.

El inversor necesario para la instalación se debe proporcionar la potencia pico máxima instantánea exigida por las cargas, que es de 1990W, y la tensión ac de funcionamiento de las cargas que es de 110V.

La tensión saliente del inversor deberá llegar a un cuadro eléctrico donde se encuentran las protecciones del sistema y se distribuyen las cargas.

8.2 Equipos

8.2.1 Panel Fotovoltaico

En busca de la mayor economía y disponibilidad de los equipos se consideran los paneles de silicio policristalinos, ya que estos tienen un precio por vatio pico menor que los paneles monocristalino, y aunque estos últimos tienen un rendimiento teórico más elevado, en la practica la diferencia no es tanta ya que el coeficiente térmico suele ser mayor y al ser de un negro más profundo su temperatura de operación puede ser un poco más alta. Finalmente se ha decidido emplear paneles de la marca *ReneSola* debido a que

son económicos y podemos hacer el pedido directamente con el fabricante y tienen puntos de atención en varios países latinoamericanos. Concretamente se ha elegido el modelo *Virtus II 255W*, el precio por Wp es de 0.694\$/Wp (0.52€/Wp).

Electrical Characteristics STC		JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)		250 W	255 W	260 W
Power Tolerance		0 ~ +5W	0 ~ +5W	0 ~ +5W
Module Efficiency		15.4%	15.7%	16.0%
Maximum Power Current (Imp)		8.31 A	8.39 A	8.53 A
Maximum Power Voltage (Vmp)		30.1 V	30.4 V	30.5 V
Short Circuit Current (Isc)		8.83 A	8.86 A	8.95 A
Open Circuit Voltage (Voc)		37.4 V	37.5 V	37.6 V
Values at Standard Test Conditions STC (AM1.5, Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C)				

Electrical Characteristics NOCT		JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)		185 W	189 W	193 W
Maximum Power Current (Imp)		6.57 A	6.63 A	6.74 A
Maximum Power Voltage (Vmp)		28.2 V	28.5 V	28.6 V
Short Circuit Current (Isc)		7.12 A	7.20 A	7.27 A
Open Circuit Voltage (Voc)		35.0 V	35.1 V	35.2 V
Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

Mechanical Characteristics		Characteristics	
Cell Type	Virtus II (Polycrystalline) 156x156 mm, 60 (6x10) pcs in series	Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass	Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Frame	Anodized Aluminum Alloy	Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C
Junction Box	IP65/IP67 Rated, With Bypass Diodes	Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Dimension	*1640 x 992 x 40 mm		
Output Cable	4 mm ² (EU)/12 AWG (US), 1000 mm		
Weight	19 kg		

Imagen 4, Especificación del módulo elegido

Para conseguir la potencia requerida por nuestra instalación tal como se detalla en el apartado de cálculos y dimensionado del campo fotovoltaico, se deben emplear doce paneles de este tipo con los que se obtendrá una potencia pico igual a 3.060Wp. Al tener una tensión de sistema de 48V y al ser la tensión de funcionamiento de cada panel de 24V, se necesitará interconectar seis ramas en paralelo de dos paneles en serie cada una. La interconexión de los paneles se realizará como se muestra en el *plano 4*. Este generador tendrá un costo de 2.123,64 USD, equivalente a 1.590,61€.

8.2.2 Acumuladores

Por disponibilidad y cercanía al distribuidor se ha decidido optar por baterías marca *CSB* y referencia *GLP 121000* con capacidad de 100Ah (C20) y una tensión nominal de 12V. El precio unitario de cada batería es de \$330.000 COP que equivalen a 132€.

Especificaciones	
Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12 V
Capacity	100Ah @ 20hr-rate to 1.75 volts per cell @ 25°C (77°F)
Weight	Approx. 33.5kg. (73.85 lbs.)
Maximum Discharge current	800A (5 sec.)
Internal Resistance Approx.	3.5mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -15°C~50°C(5°F~122°F) Charge: -15°C~40°C(5°F~104°F) Storage: -15°C~40°C(5°F~104°F)
Nominal Operating Temperature Range	25°C ± 3°C (77°F ± 3°F)
Float charging voltage	13.5 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C (77°F)
Recommended Maximum Charging current limit	30A
Equalization and Cycle Service	14.4 to 15.0 VDC/unit Average at 25°C (77°F)
Self Discharge	It should be more than 75% of the capacity that before storage after stocked for 6 months at ambient temp. 25°C
Terminal	I2-Thread lead alloy recessed terminal to accept M6/M8 bolt
Container Material	Polypropylene(UL 94-HB) & Flammability resistance of (UL 94-V0) can be available upon request.

Imagen 5, Especificaciones de la batería CSB GLP121000.

Para alcanzar la potencia requerida por el sistema se deben emplear como mínimo cuarenta baterías, según el Cálculo realizado en el *apartado 3.2.1 de Anexos*. Dado que la tensión de cada batería es de 12V, debemos ubicar las cuarenta baterías en cuatro series de diez baterías en paralelo, como se muestra en el *plano 4 del documento Planos*. El costo final de la baterías los \$13'200.000 COP equivalentes a 5.280€.

8.2.3 Inversor y Regulador

En este caso se empleara un inversor para sistemas autónomos que traen incorporado también el regulador, el equipo elegido es un Inversor RFE-2000 de la marca Renesola, el cual tiene una potencia nominal de dos mil vatios. El costo total de este equipo es de \$560 USD, lo que equivale a 419,6€.


Product Series Parameters				
Mode	RFE-500	RFE-1000	RFE-1500	RFE-2000
Battery	Battery type	Maintenance-free lead acid battery (Optional)		
	Rated voltage	24V	48V	
	Battery capacity	Optional		
	Charging	Constant current, constant voltage, floating		
PV input	Temp. Compensation	-3mV/°C		
	Input voltage	24-45V	48V ~ 90V	
	Max. charge current	10-40A Optional		10-60A Optional
AC input	Recommend PV power	1000Wp	2000Wp	3000Wp
	Max efficiency	98%		
	Charge current	12A		
System output	Charging efficiency	88%		
	Short protection	Input fuse/Circuit breaker		
	Input voltage	165Vac ~ 275Vac/85Vac ~ 135Vac		
	Input frequency	45Hz ~ 65Hz		
System output	Output power	500W	1000W	1500W
	Output Voltage/frequency	230V/110V(AC), 50Hz/60Hz		
	Output power factor	>0.8		
	Grid Switch To Battery	<20mS		
	Inverter efficiency	>84.5%		
	Output protection	110% overload alarm		
		125% overload shutdown in 4 minutes 150% overload shutdown in 1 minutes		
Low consumption	The power of load is less than 5% , working at low consumption mode in 1 minutes (Optional)			

Imagen 6, Especificaciones del inversor-regulador elegido.

8.3 Resumen del sistema

En la tabla 3, se resumen los principales aspectos técnicos de la instalación. Los paneles fotovoltaicos estarán ubicados sobre el techo con la inclinación y orientación de este, soportado por una estructura de aluminio adecuada para instalaciones fotovoltaicas.

Tabla 3, Ficha técnica de la instalación.

Resumen Técnico del sistema	
Campo Fotovoltaico (STC)	
Paneles Solares	ReneSola Virtus II 255Wp
Inclinación	7°
Acimut	40°
Cantidad	12
Nps	2
Npp	6
Potencia máxima Campo (Pmax)	3060 Wp
Tensión Nominal	48 V
Corriente punto máxima Potencia (Imp)	50,34 A
Tensión punto máxima Potencia (Vmp)	60,8 V
Corriente de Corto Circuito (Icc)	53,16
Tensión a Circuito Abierto	75V
Acumulador	
Baterías	CSB GPL121000, 12V, 100Ah (C20)
Cantidad de Baterías	40
Nbs	4
Nbp	10
Tensión del Acumulador	48 V
Capacidad del Acumulador	1.000Ah
Regulador	
Tensión Nominal	48V
Corriente Máxima	60A
Eficiencia Máxima	98%
Inversor	
Potencia Nominal	2.000 W
Tensión ac (Vac)	85 Vac - 135 Vac
Frecuencia	60Hz
Emplazamiento	Latitud: 4°46'29"
	Longitud: 75°45'35"
	Altitud: 1400 msnm
	

9 Resultados

Después de realizar la simulación del sistema para el año más desfavorable de la serie histórica que comprende los años 1991 a 2010 se obtuvieron los siguientes resultados.

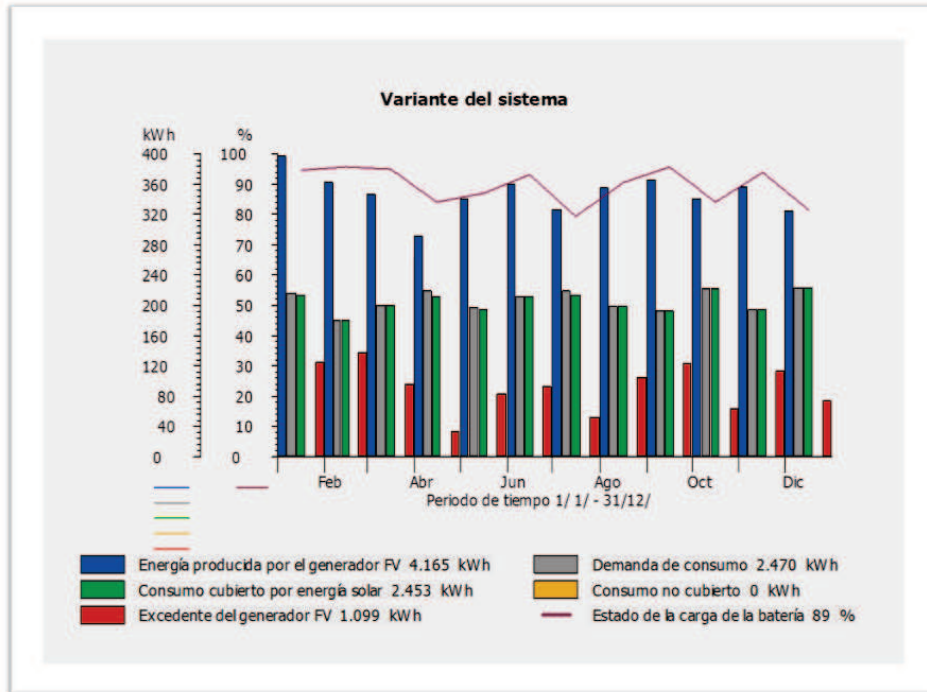
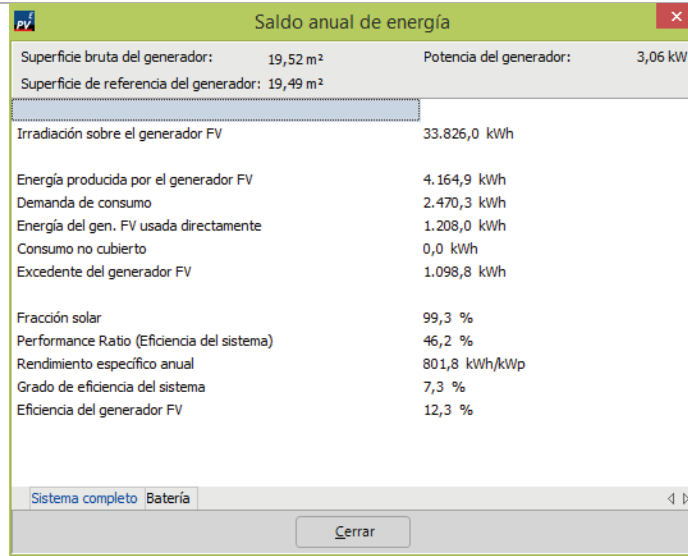


Imagen 7, Resultados gráficos de la simulación del sistema.

Para hacer un análisis del comportamiento del sistema, primero que todo nos fijaremos en el porcentaje de consumo cubierto por el sistema y si durante el periodo de simulación no existen pérdidas de carga. También analizaremos la cantidad de energía excedente, el comportamiento de las baterías, la energía generada por el campo fotovoltaico, la eficiencia total del sistema, etc.

Como lo indican los resultados generales (ver imagen 7) se puede ver que el sistema ha cumplido totalmente con su objetivo, dado que se ha cubierto completamente el consumo y la variable “Consumo no cubierto” es 0 kWh durante todo el año. Algo que sí podemos revisar es el alto valor del excedente de energía (“excedente del generador”) con 1.099 kWh. Esta situación se puede dar debido a que el sistema está dimensionado para soportar la alta demanda correspondiente a vacaciones y fines de semana, mientras que en el resto de los días la demanda es casi un tercio menor que los días mencionados anteriormente.

A continuación podremos observar información adicional del sistema mostrada en la imagen 8.



Saldo anual de energía			
Superficie bruta del generador:	19,52 m ²	Potencia del generador:	3,06 kW
Superficie de referencia del generador:	19,49 m ²		
Irradiación sobre el generador FV	33.826,0 kWh		
Energía producida por el generador FV	4.164,9 kWh		
Demanda de consumo	2.470,3 kWh		
Energía del gen. FV usada directamente	1.208,0 kWh		
Consumo no cubierto	0,0 kWh		
Excedente del generador FV	1.098,8 kWh		
Fracción solar	99,3 %		
Performance Ratio (Eficiencia del sistema)	46,2 %		
Rendimiento específico anual	801,8 kWh/kWp		
Grado de eficiencia del sistema	7,3 %		
Eficiencia del generador FV	12,3 %		

Sistema completo Bateria

Cerrar

Imagen 8, detalles del sistema.

Aquí se pueden corroborar los datos visualizados anteriormente y además de estos la energía producida por el generador fotovoltaico y la energía generada a partir del recurso solar y usado directamente por las cargas.

La información adicional que nos da el programa indica que la “Fracción Solar” es de 99,3%, la fracción solar es la relación entre el consumo cubierto por energía solar y la demanda. El consumo cubierto por energía solar proviene de la porción de energía solar usada directamente y la parte acumulada en la batería.

El “performance ratio” o en castellano eficiencia del sistema de 46,2%, que corresponde a la eficiencia relativa del sistema, es una medida que considera las pérdidas del sistema contabilizadas en comparación con la energía nominal del sistema.

El rendimiento anual específico es de $801,8 \text{ kWh/kWp}$, este valor es el rendimiento anual corresponde a las horas de funcionamiento del sistema con carga total.

El “grado de eficiencia del sistema” es de 7,3%, esta variable nos indica el cociente de la energía solar del sistema FV utilizable y la energía total irradiada sobre la superficie del plano del generador. Ésta se compone de la eficiencia del generador, de la eficiencia del inversor y de las pérdidas en los cables.

Finalmente podemos ver la “eficiencia del generador fotovoltaico”, que corresponde a la eficiencia promedio únicamente del campo fotovoltaico, en nuestro caso se obtuvo una eficiencia del 12,3%, lo cual se puede interpretar como un buen resultado, teniendo en cuenta que la eficiencia teórica máxima de cada panel en condiciones STC es de un 15,7%.

Como conclusiones se puede notar a primera vista que el sistema funciona correctamente, ya que no vamos a perder las cargas en ningún momento durante años similares. Pero con respecto al exceso de energía, o energía que se desperdicia, si sería mucho mejor reducir estos 1.099kWh, si deseamos aprovechar un poco esta energía se

podría aumentar el tamaño del acumulador de cuarenta a cuarenta y cuatro baterías, ya que para mantener tener la tensión del sistema debida siempre necesitamos una cantidad de baterías múltiplo de cuatro. Tomar esta medida aumentaría considerablemente el precio del acumulador y por ende el del sistema. Siendo así hasta el momento es mucho mejor distribuir las cargas y aprovechar esta energía en cargas de despacho, como son el caso de la bomba de la piscina o en el motor de la picadora de alimento para los animales. En el caso de la picadora de alimento se podría hacer un despacho de la energía generada cuando ésta no se pueda almacenar en las baterías, picando el alimento del ganado ya que este se puede almacenar sin ningún problema. Esto a su vez evitaría el usar la picadora en momentos en los cuales el recurso solar no sea mucho.

La misma medida de hacer más eficiente el uso de las cargas podría ayudar a mantener el sistema en funcionamiento durante periodos meteorológicos muy malos y de alto consumo.

10 Resumen del presupuesto

En este capítulo se muestra un resumen del presupuesto del proyecto, dividido en el presupuesto de ejecución material, presupuesto de ejecución por contrata y así el presupuesto final de la obra.

10.1 Presupuesto de ejecución material

Presupuesto				
Código	Ítem	Precio	Cantidad	Importe
01	Equipos			87%
01.01	Panel Fotovoltaico Virtus II 255Wp	€ 132,60	12	€ 1.591,20
01.02	Batería CSB GLP 121000 12V 100Ah	€ 124,21	40	€ 4.968,40
01.03	Inversor RFE-2000	€ 419,44	1	€ 419,44
01.04	Cables XHHW-2 2AWG, de tres hilos	€ 6,93	10	€ 69,30
01.05	Cables XHHW-2 6AWG, de tres hilos	€ 3,26	4	€ 13,04
01.06	Protección tramos d.c.	€ 52,84	2	€ 105,69
01.07	Protección tramo a.c.	€ 20,00	1	€ 20,00
01.08	Conectores par hembra macho	€ 2,00	10	€ 20,00
02	Estructura de Soporte			6%
02.01	Perfil principal de soporte	€ 7,73	26	€ 200,98
02.02	Fijador Lateral	€ 2,86	8	€ 22,88
02.03	Fijador Intermedio	€ 1,74	20	€ 34,80
02.04	Gancho de Sujeción	€ 16,89	12	€ 202,68
03	Mano de Obra			6%
03.01	Mano de obra de dos obreros x hora	€ 6,82	16	€ 109,12
03.02	Alquiler juego de seguridad trabajo en altura	€ 198,70	2	€ 397,40
04	Prestaciones y Seguridad			1%
04.01	Prestaciones y seguridad	€ 31,80	2	€ 63,60
Total				€ 8.238,53

Total OCHOMIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL EUROS CON CINCUENTA Y TRES CENTIMOS

10.2 Presupuesto de ejecución por contrata

Presupuesto ejecución por contrata		
Total presupuesto ejecución material	€	8.238,53
Gastos Generales (13%)	€	1.071,01
Beneficio industrial del contratista (5%)	€	411,93
SUBTOTAL	€	9.721,47
IVA (0%)	€	-
TOTAL	€	9.721,47

NUEVE MIL SETECIENTOS VEINTIUN EUROS con CUARENTA Y SIETE CENTIMOS

11 Conclusiones

- La situación legal actual de Colombia no permite hacer una libre elección del sistema de generación más conveniente según sea el caso. Pero se espera que en pocos meses se tengan todas las condiciones para que así sea.
- Resulta muy importante el realizar un buen dimensionado del sistema, ya que si bien lo más fácil sería sobredimensionar todo para no tener problemas, existen límites técnicos y económicos que hacen que encontrar un punto de equilibrio óptimo sea lo más adecuado.
- A pesar de los buenos resultados obtenidos en la simulación, cabe destacar que como se trata de un recurso muy variable el sistema pueda fallar, por esto se le recomendaría al usuario hacer un control y uso eficientes de los consumos para que así sea también más eficiente el sistema.
- Si bien las baterías son las que dan fiabilidad al sistema, aumentarlas no implica gran mejora, pero si una inversión mucho más elevada.
- Si se analiza financiera mente el sistema fotovoltaico autónomo con respecto a la compra de energía de la red, no es favorable en el tiempo de vida del proyecto, pues evidenciamos un VAN (Valor Agregado Neto) y una TIR (Tasa Interna de Retorno) negativa durante todos los años de vida del sistema.
- Mientras, si realizamos la evaluación financiera con respecto a otro sistema autónomo impulsado por un grupo electrógeno, vamos a ver recuperada nuestra inversión y generando ganancias a partir del año trece.
- Si se hace un análisis financiero de un sistema fotovoltaico autónomo hay que tener en cuenta la situación para la cual se plantea, ya que como se ha visto la inversión puede ser viable dependiendo el tipo de generación que se desee replazar.
- Sin lugar a duda las baterías representan, por así decirlo, el problemas más grande de un sistema fotovoltaico aislado, debido a que son imprescindibles y además el elemento más costos de todo el sistema. Adicionalmente que es el elemento que necesita ser repuesto más periódicamente.
- Con los incentivos de la nueva Ley de energías renovables en Colombia se espera un gran auge de este tipo de tecnología, y en especial de los sistemas fotovoltaicos en general.

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”

ANEXOS

Master En Energías Renovables: Generación Eléctrica
Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

1 Contenido

1	Contenido	1
2	Documentos de partida	2
3	Cálculos	3
3.1	Evaluación del Recurso Solar	3
3.2	Dimensionado del sistema	6
3.2.1	Cálculo de la energía total del sistema	6
3.2.2	Cálculo de la capacidad y determinación del acumulador	7
3.2.3	Cálculo del campo fotovoltaico	8
3.2.4	Cálculo de los elementos de la instalación	9
3.3	Evaluación Financiera	13
3.3.1	Evaluación con respecto a la compra eléctrica convencional	13
3.3.2	Evaluación con respecto a un sistema autónomo diésel	14
4	Otros documentos de interés	16
4.1	Procedimiento para el desarrollo de la Simulación	16
4.1.1	Ingreso de datos climáticos	16
4.1.2	Creación de perfil de cargas	16
4.1.3	Definición del Sistema	17
5	Catálogo de Elementos	20
5.1	Panel Fotovoltaico	20
5.2	Batería Plomo-Acido	22
5.3	Inversor	24
5.4	Cables	26

2 Documentos de partida

En este apartado se presentaran todos los datos anexos necesarios e informativos, para la comprensión y revisión de la memoria.

- COLOMBIA. 2014. Ley 1715 de 2014, *por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. Firmado el 13 de Mayo de 2014.* Disponible en: <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY%201715%20DEL%202013%20DE%20MAYO%20DE%202014.pdf>
 - **Artículo 4°.** “Declaración de utilidad pública e interés social”.
 - **Artículo 7°.** “Promoción de la generación de electricidad con FNCE y gestión eficiente de la energía.”
 - **Artículo 8°.** “Promoción de la autogeneración a pequeña y gran escala y la generación distribuida”.
 - **Artículo 11°.** “Incentivos a la generación de energías no convencionales”.
 - **Artículo 12°.** “Instrumentos para la promoción de las FNCE: incentivo tributario IVA”.
 - **Artículo 13°.** “Instrumentos para la promoción de las energías renovables: Incentivo arancelario”

- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS Y CERTIFICACIONES. 1998. NTC 2050, *Código Eléctrico Colombiano.* Disponible en: http://ingenieria.bligoo.com.co/media/users/19/962117/files/219177/NTC_2050.pdf
 - **Sección 690,** “Sistemas Fotovoltaicos Solares”.

3 Cálculos

3.1 Evaluación del Recurso Solar

Para garantizar el mejor funcionamiento del sistema fotovoltaico que se propone, es necesario encontrar la manera de la falta de suministro eléctrico. Teniendo en cuenta esto, desde el momento de la revisión de los datos de radiación, se debe ser consciente que si se usan los datos anuales más desfavorables para los meses en que el consumo es alto, se podrá garantizar que en años con mayor recurso solar se tendrá un mejor comportamiento a costa de un excedente de energía en los años más favorables. Mediante los datos suministrados por el software *Meteonorm*, se pudieron obtener los promedios mensuales diarios de la radiación global incidente sobre superficie horizontal de diez años seleccionados aleatoriamente por dicho software, de una base de datos comprendida entre 1991-2010.

Con los consumos promedios mensuales de la finca, indicados en la *tabla 2 del apartado 7 la Memoria*, es posible visualizar que el mes más desfavorable respecto al consumo es abril, con un promedio diario de 7.278,03 Wh/día. Por lo tanto se debe buscar en la serie de datos, el año en el cual se presente la menor irradiación promedio mensual diaria para este mes.

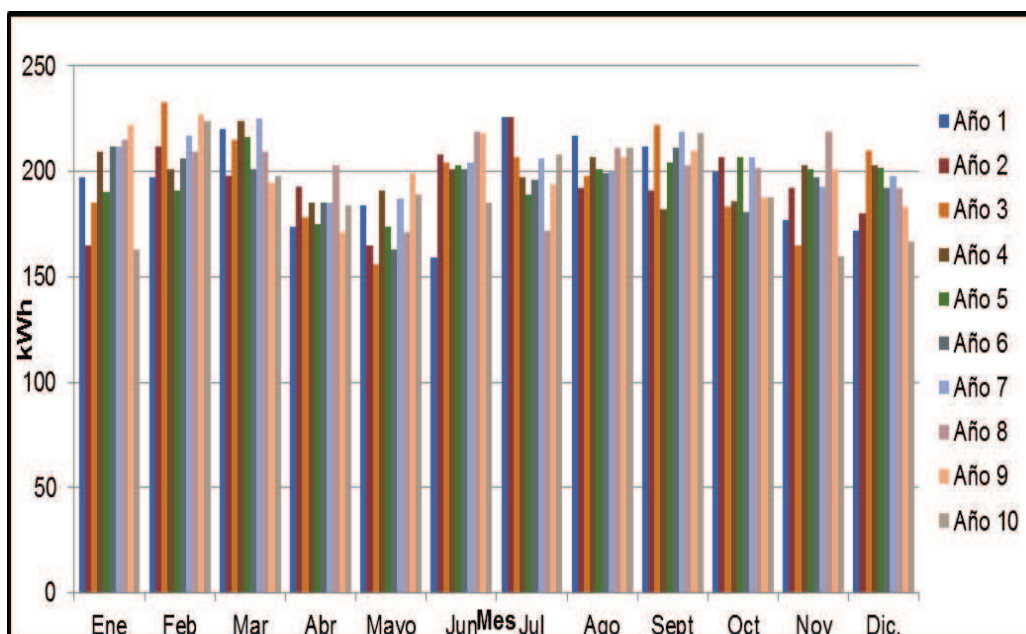


Imagen 1, Irradiancia media de la radiación global horizontal mensual, para los 10 años.

Gracias a la imagen 1 se puede visualizar que el mes de abril es uno de los meses con menos promedio de irradiación diario, y que entre los diez años medidos, el noveno sería el que presenta el peor comportamiento, por ello se ha decidido seleccionar éste como el *año de diseño*.

Para dicho año los datos proporcionados por *Meteonorm* se pueden encontrar en la tabla 1.

Tabla 1, Recurso solar en el emplazamiento

Mes	G-Gh [W/m ²]	H [kWh/m ²]	HSP
Enero	222	5,328	5,328
Febrero	227	5,448	5,448
Marzo	195	4,68	4,68
Abril	171	4,104	4,104
Mayo	199	4,776	4,776
Junio	218	5,232	5,232
Julio	194	4,656	4,656
Agosto	207	4,968	4,968
Septiembre	210	5,04	5,04
Octubre	188	4,512	4,512
Noviembre	201	4,824	4,824
Diciembre	183	4,392	4,392
Año	201	4,83	4,83

A pesar de que la propuesta es instalar los paneles con la inclinación y orientación del tejado, se revisó la oferta solar diaria (kWh/m²) para inclinaciones desde 0° a 90° y así corroborar que tan conveniente es la inclinación determinada.

En la tabla 2, se indica el factor k correspondiente a cada mes e inclinación. Este k , es el factor por el que hay que multiplicar para pasar de radiación sobre plano horizontal a inclinado en caso de que el emplazamiento se encuentra a 5° Norte de latitud.

Tabla 2, Factor de corrección k para superficie inclinada a latitud 5°

Factor de corrección K para superficie inclinada (latitud 5°)												
$\beta(^{\circ})$	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agst.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,02	1,02	1	0,99	0,97	0,97	0,97	0,99	1	1,02	1,03	1,03
10	1,04	1,02	1	0,97	0,94	0,93	0,94	0,97	1	1,03	1,05	1,05
15	1,06	1,03	0,99	0,94	0,9	0,89	0,9	0,94	0,99	1,04	1,07	1,07
20	1,06	1,02	0,97	0,91	0,86	0,84	0,85	0,9	0,97	1,03	1,07	1,08
25	1,06	1,01	0,95	0,87	0,81	0,78	0,8	0,86	0,95	1,02	1,08	1,08
30	1,05	1	0,92	0,83	0,75	0,72	0,74	0,82	0,91	1,01	1,07	1,08
35	1,04	0,97	0,88	0,78	0,69	0,65	0,68	0,77	0,88	0,98	1,06	1,07
40	1,02	0,94	0,84	0,72	0,62	0,58	0,61	0,71	0,83	0,96	1,04	1,05
45	0,99	0,91	0,79	0,66	0,55	0,51	0,54	0,65	0,78	0,92	1,01	1,03
50	0,96	0,87	0,74	0,6	0,48	0,43	0,47	0,58	0,73	0,88	0,98	1
55	0,92	0,82	0,68	0,53	0,4	0,35	0,39	0,51	0,67	0,83	0,94	0,96
60	0,87	0,77	0,62	0,46	0,33	0,27	0,31	0,44	0,61	0,78	0,89	0,92
65	0,82	0,72	0,56	0,39	0,25	0,18	0,23	0,36	0,54	0,72	0,84	0,87
70	0,77	0,66	0,49	0,31	0,16	0,12	0,15	0,28	0,47	0,66	0,79	0,82
75	0,71	0,59	0,42	0,23	0,12	0,11	0,1	0,21	0,4	0,59	0,72	0,76
80	0,65	0,53	0,35	0,16	0,11	0,1	0,1	0,13	0,32	0,52	0,66	0,7
85	0,58	0,46	0,28	0,12	0,1	0,09	0,09	0,09	0,24	0,44	0,59	0,63
90	0,51	0,39	0,2	0,11	0,1	0,09	0,08	0,08	0,16	0,37	0,52	0,56

La aplicación de los coeficientes de la tabla 2 a los valores de radiación sobre plano horizontal del lugar del proyecto proporciona los valores de radiación sobre distintos planos inclinados recogidos en la Tabla 3.

Tabla 3, Oferta solar sobre plano inclinado

Oferta solar sobre plano inclinado a 5° Latitud. [kWh/m2]												
β (°)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0	5,328	5,448	4,68	4,104	4,776	5,232	4,656	4,968	5,04	4,512	4,824	4,39
5	5,435	5,557	4,68	4,063	4,633	5,075	4,5163	4,9183	5,04	4,602	4,969	4,52
10	5,541	5,557	4,68	3,981	4,489	4,866	4,3766	4,819	5,04	4,647	5,065	4,61
15	5,648	5,611	4,633	3,858	4,298	4,656	4,1904	4,6699	4,9896	4,692	5,162	4,7
20	5,648	5,557	4,54	3,735	4,107	4,395	3,9576	4,4712	4,8888	4,647	5,162	4,74
25	5,648	5,502	4,446	3,57	3,869	4,081	3,7248	4,2725	4,788	4,602	5,21	4,74
30	5,594	5,448	4,306	3,406	3,582	3,767	3,4454	4,0738	4,5864	4,557	5,162	4,74
35	5,541	5,285	4,118	3,201	3,295	3,401	3,1661	3,8254	4,4352	4,422	5,113	4,7
40	5,435	5,121	3,931	2,955	2,961	3,035	2,8402	3,5273	4,1832	4,332	5,017	4,61
45	5,275	4,958	3,697	2,709	2,627	2,668	2,5142	3,2292	3,9312	4,151	4,872	4,52
50	5,115	4,74	3,463	2,462	2,292	2,25	2,1883	2,8814	3,6792	3,971	4,728	4,39
55	4,902	4,467	3,182	2,175	1,91	1,831	1,8158	2,5337	3,3768	3,745	4,535	4,22
60	4,635	4,195	2,902	1,888	1,576	1,413	1,4434	2,1859	3,0744	3,519	4,293	4,04
65	4,369	3,923	2,621	1,601	1,194	0,942	1,0709	1,7885	2,7216	3,249	4,052	3,82
70	4,103	3,596	2,293	1,272	0,764	0,628	0,6984	1,391	2,3688	2,978	3,811	3,6
75	3,783	3,214	1,966	0,944	0,573	0,576	0,4656	1,0433	2,016	2,662	3,473	3,34
80	3,463	2,887	1,638	0,657	0,525	0,523	0,4656	0,6458	1,6128	2,346	3,184	3,07
85	3,09	2,506	1,31	0,492	0,478	0,471	0,419	0,4471	1,2096	1,985	2,846	2,77
90	2,717	2,125	0,936	0,451	0,478	0,471	0,3725	0,3974	0,8064	1,669	2,508	2,46

Ahora para calcular la superficie de captación [m^2], necesaria para satisfacer la demanda de cada mes, se debe dividir la demanda energética proveniente de la tabla 2 entre la oferta solar de la tabla 3, obteniendo los resultado que se aprecia en la tabla 4.

Tabla 4, Superficie de captación. [m^2]

Superficie de captación necesaria a 5° latitud												
β (°)	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0	1,308	1,175	1,374	1,77	1,334	1,35	1,512	1,29	1,273	1,585	1,34	1,639
5	1,282	1,152	1,374	1,79	1,375	1,392	1,558	1,303	1,273	1,554	1,301	1,591
10	1,257	1,152	1,374	1,83	1,419	1,452	1,608	1,33	1,273	1,539	1,276	1,561
15	1,233	1,141	1,388	1,89	1,482	1,517	1,68	1,373	1,286	1,524	1,252	1,532
20	1,233	1,152	1,417	1,95	1,551	1,607	1,778	1,434	1,313	1,539	1,252	1,518
25	1,233	1,163	1,446	2,04	1,647	1,731	1,89	1,5	1,34	1,554	1,241	1,518
30	1,245	1,175	1,494	2,14	1,779	1,875	2,043	1,574	1,399	1,569	1,252	1,518
35	1,257	1,211	1,562	2,27	1,933	2,077	2,223	1,676	1,447	1,617	1,264	1,532
40	1,282	1,25	1,636	2,46	2,152	2,328	2,478	1,817	1,534	1,651	1,288	1,561
45	1,321	1,291	1,739	2,69	2,425	2,647	2,799	1,985	1,633	1,723	1,327	1,591
50	1,362	1,351	1,857	2,96	2,779	3,14	3,216	2,225	1,744	1,801	1,367	1,639
55	1,421	1,433	2,021	3,35	3,335	3,858	3,876	2,53	1,901	1,909	1,425	1,707
60	1,503	1,526	2,216	3,86	4,042	5,001	4,876	2,933	2,088	2,032	1,506	1,782
65	1,595	1,632	2,454	4,55	5,336	7,501	6,573	3,584	2,358	2,201	1,595	1,884
70	1,698	1,78	2,804	5,72	8,337	11,25	10,08	4,609	2,709	2,401	1,696	1,999
75	1,842	1,992	3,272	7,71	11,12	12,27	15,12	6,145	3,184	2,686	1,861	2,157
80	2,012	2,217	3,926	11,1	12,13	13,5	15,12	9,926	3,98	3,048	2,03	2,342
85	2,254	2,554	4,908	14,8	13,34	15	16,8	14,338	5,306	3,602	2,271	2,602
90	2,564	3,013	6,871	16,1	13,34	15	18,9	16,13	7,959	4,283	2,577	2,927

El valor subrayado (1,773 m²) corresponde a la superficie necesaria para el mes más desfavorable y el ángulo más adecuado. Pero debido a que se pretende usar el ángulo del tejado los resultados de la tabla 4, sirven de modo orientativo y se podrían usar en caso de ser necesario.

En la realización del pre-dimensionado se necesita el valor de la oferta expresada en **horas de sol pico (H.S.P)**. A partir de la tabla 3, se toma la radiación correspondiente a 5° de inclinación (Inclinación más próxima a los siete grados del tejado), que en términos de H.S.P.

$$H.S.P = 4,063$$

3.2 Dimensionado del sistema

Para realizar el dimensionado del sistema se ha seguido el método descrito en PROGENSA 2007. Donde se explica paso a paso como calcular el número de baterías, paneles solares y las dimensiones del inversor y regulador de carga.

3.2.1 Cálculo de la energía total del sistema

Para empezar se debe calcular la energía total E que debe proporcionar el acumulador y el campo fotovoltaico, en base a la energía total teórica requerida por las cargas E_T y el factor global de rendimiento R . La energía E viene dada por la ecuación 1.

$$E = E_T / R \quad (1)$$

El factor global de rendimiento R , de la instalación, viene dado por la ecuación 2.

$$R = (1 - kb - kc - kv) \left(1 - \frac{k_a N}{p_d} \right) \quad (2)$$

Siendo:

N = Número de días de autonomía.

p_d = Profundidad de descarga de la batería.

k_b = Coeficiente de pérdidas por rendimiento del acumulador.

k_a = Coeficiente de auto descarga.

k_c = Coeficiente de pérdidas del inversor.

k_v = Coeficiente de otras pérdidas.

Para el sistema propuesto se tienen en cuenta los siguientes valores:

k_b representa las pérdidas de joule de los acumuladores. Dado que en el sistema que se proyecta no son previsible descargas intensas se ha decidido utilizar un valor de k_b de 0.05, siguiendo las recomendaciones de PROGENSA 2007.

Para calcular k_a se tiene en cuenta, según los datos del fabricante, que la batería a utilizar tiende a descargarse 25% en seis meses. Por lo cual se debe dividir el porcentaje que se descarga la batería expresado en valor por unidad (0,25) en seis meses, entre el número de días equivalentes (180 días).

$$k_a = 0.25/180 = 0,00139$$

Para los inversores de onda senoidal se recomienda usar un valor, k_c de 0,2

Si no se han tenido en cuenta las pérdidas del cableado y las pérdidas de cada carga se recomiendan usar el siguiente valor un k_v de 0,1.

Con un número de días de autonomía necesarios para el emplazamiento $N=3$ y una profundidad de descarga $p_d=70\%$ podremos calcular el valor de R :

$$R = (1 - 0,05 - 0,2 - 0,1) \left(1 - \frac{0.00139 * 3}{0,7} \right) = 0,649$$

Y así con un consumo energético de $E=7.365,86Wh$ día, en el mes más desfavorable (Abril) se determina E .

$$E = 7.278Wh/0,649 = 11.214,17Wh$$

3.2.2 Cálculo de la capacidad y determinación del acumulador

Para dimensionar el acumulador se halla la capacidad útil necesaria C_u , con base en la energía total necesaria diariamente E , y el número de días de autonomía estimado N .

$$C_u = EN = 11.214,22 * 3 = 33.642,52Wh \quad (3)$$

Como la tensión del sistema U_s será de $48V$, es posible obtener C_u en Ah de la siguiente manera:

$$C_u = C_u/U_s = 33.642,52/48 = 700,88Ah \quad (4)$$

La capacidad nominal asignada por el fabricante será igual al cociente entre C_u y la profundidad máxima de descarga admisible p_d .

$$C = C_u/p_d = 700,88Ah/0,7 = 1.001,26Ah. \quad (5)$$

Y finalmente sabiendo que las baterías *CSB GLP 121000* tienen una capacidad de 100Ah a una tensión U_b de 12V se necesitan diez ramas en paralelo de cuatro baterías en serie cada uno, para que suministren la capacidad calculada.

$$N_b = C/C_b * 4 = 1001,26Ah/100Ah * 4 = 40,05 = 40 \text{ baterías} \quad (6)$$

Debido a que la cantidad de baterías necesarias supera el número entero 40 por tan solo 0.05 unidades, como proyectista se ha tomado la decisión de emplear 40 baterías, ya que para mantener la tensión del sistema en 48V es necesario usar un número de baterías múltiplo de cuatro y en este caso el siguiente serían 44 baterías.

3.2.3 Cálculo del campo fotovoltaico

El valor de E obtenido en la *sección 3.2.1* es la energía que debe entrar a través de los bornes de la batería, la cual tiene origen en los paneles. Sin embargo entre estos dos elementos suele haber un regulador de carga que disipa energía en forma de calor o bien corta el suministro durante ciertos periodos de tiempo, por lo que la cantidad diaria, E_p , producida por los paneles debe ser siempre superior a E .

Como es difícil evaluar con precisión las pérdidas del regulador, ya que dependen del estado de carga de la batería, que a su vez depende del perfil de consumo diario, en el libro PROGENSA 2007, se recomienda usar por término medio un diez por ciento de pérdidas en el regulador, así el rendimiento de éste sería del 90%.

$$E_p = E/0,9 = 11.214,17Wh/0,9 = 12.460,18Wh \quad (7)$$

Con el fin de evaluar la energía que un panel puede producir diariamente en una determinada localidad, resulta útil el concepto de *horas de sol pico sobre la horizontal (H.S.P.)*, que para el emplazamiento y el mes de cálculo propuesto su valor es de $4,063kWh$.

Considerando la potencia pico P_p de los paneles *ReneSola JC255M-24/Bb*, de 255Wp se determinó el número de paneles necesarios mediante la siguiente expresión:

$$N_p = E_p / (P_p(H.S.P.)) = 12.460,24Wh / (255 * 4,063) = 12,02 \approx 12 \text{ paneles}$$

(8)

Aproximando al número entero más cercano, se necesitan doce paneles, interconectados en seis ramas de dos paneles en serie cada una, para alcanzar la tensión del sistema (48V) con paneles que proporcionan una tensión nominal de 24V.

$$N = 12 \\ N_{ps} = 2 \text{ y } N_{pp} = 6$$

3.2.4 Cálculo de los elementos de la instalación

3.2.4.1 Reguladores

En el dimensionado de los reguladores se debe tener en cuenta un margen de seguridad tal que entre la potencia máxima producida por el campo fotovoltaico y la potencia máxima del regulador haya un margen aproximado del 10%.

Para calcular el número de reguladores necesario se aplica la siguiente expresión:

$$N_r = \frac{N_{pp}i_p + (N_{pp}i_p * 0.1)}{i_r} \quad (9)$$

Siendo:

- N_r = Numero de reguladores.
- N_{pp} = Numero de paneles en paralelo.
- i_p = Intensidad pico del panel seleccionado.
- i_r = Intensidad máxima del regulador.

En el presente caso el regulador viene incorporado en el inversor **Rene Sola RFE-2000**, y con sus características se encuentran los valores necesitados.

Regulador:

- $i_r = 60A$.

Panel:

- $i_p = 8.31A$.
- $N_{pp} = 6$ paneles.

$$N_r = \frac{(6 * 8.31A) + 4.98}{60A} = 0.914 \cong 1 \text{ regulador}$$

3.2.4.2 Inversor

Para seleccionar el inversor se debe tener en cuenta las siguientes características del sistema:

- **Tensión nominal de entrada:** $U_s = 48V$.

Esta tensión fue la seleccionada para el dimensionamiento del sistema.

- **Potencia Nominal:** $2.500 W$.

El sistema presenta una potencia máxima de 1.990W, pero se escoge un inversor de 2.500W debido a que da un amplio margen de crecimiento y el sistema se adapta correctamente a él.

- **Tensión nominal y frecuencia de salida:** $U_{ac} = 110Vac$ a 60Hz

Estas son la tensión y la frecuencia nominales en Colombia y por tal razón, todas las cargas funcionan con estas características.

- **Eficiencia:** $\eta_i > 84,5\%$.

Las anteriores son las características principales del inversor **Rene Sola RFE-2000B**.

3.2.4.3 Selección de conductor

Según PROGENSA 2007 la sección de los cables se debe elegir de forma tal que las máximas caídas de tensión en ellos, comparadas con la tensión con la que se esté trabajando, estén por debajo de los siguientes expresados en la tabla 5.

Tabla 5, Límites de caída de tensión por línea.

	Valor admisible	Valor máx. recomendado
Tramo Campo de paneles - Regulador	3%	1%
Tramo Regulador- Acumulador	1%	0.5%
Tramo Acumulador - Inversor	1%	1%

Para calcular la sección necesaria en cada tramo del sistema se emplea la siguiente expresión, válida para cables de cobre de alta pureza.

$$S(mm^2) = 4,4 \times 10^{-2} li/\Delta V \quad (10)$$

En el caso particular el inversor y el regulador vienen incluidos en el mismo equipo por lo cual se hicieron los cálculos para los siguientes tramos.

Tramo campo fotovoltaico – Inversor

Con una tensión máxima de salida en los paneles de $V_{mpp} = 60,2V$, la caída de tensión correspondiente al 1% será:

$$\Delta V = 60,2V * 0.01 = 0.602V,$$

Además conociendo la longitud del tramo, $l = 10m$, y la corriente $impp = 49,86$. La sección de cable será:

$$S(mm^2) = 4,4 \times 10^{-2} * 10 * 49,86/0,602 = 36,44mm^2 = S$$

Comercialmente el cable con la sección más cercana a este valor, es el de calibre 2 AWG al cual le corresponde una sección $S = 33,6mm^2$.

Para estar seguros de la elección, se comprobó que con esta sección no se superan los límites porcentuales de caída de tensión.

$$\Delta V = 4,4 \times 10^{-2} * 10 * 49,86/33,6 = 0.652mm^2,$$

$$caida\% = \frac{0.652}{60,2} * 100 = 1,08\%$$

Este valor encaja perfectamente en el rango.

$$S_{p-i} = 33,6mm^2 \text{ ó } 2AWG.$$

Tramo Inversor – Acumulador

Para este tramo se dispone de las siguientes características:

$$l = 3,5m.$$

$$i = 49,86A.$$

$$V = 59,6V$$

$$\Delta V = 59,6 * 0.01 = 0,596V$$

$$S(mm^2) = 4,4 \times 10^{-2} * 3,5 * 49,86/0,596 = 12,88mm^2$$

En este caso se puede usar el cable con sección $S=13.3mm^2$, Calibre 6 AWG.

Tramo Inversor – Tablero

Ya en la sección AC se determina un cable con sección suficiente para soportar 23A correspondientes a una tensión $V = 110Vac$ y una potencia $P_i = 2500W$.

En este caso es suficiente un cable de calibre 12 AWG, con $S = 3,31mm^2$, el cual da un buen margen ya que puede soportar 30A.

3.2.4.3.1 Verificación Criterio de Corto Circuito

Se verificara cual es la corriente de corto circuito I_{cc} que puede soportar el conductor con la sección elegida durante un tiempo máximo t de 5 segundos mediante la ecuación 11.

$$I_{cc} = KS/\sqrt{t} \quad (11)$$

Donde K es un coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito, y S es la superficie del conductor en mm^2 .

Para la elección del coeficiente K , emplearemos la tabla 7, que fue tomada de la Norma UNE HD 60634-4-43 del 2010.

Tabla 6, Valores de K para conductores

Propiedad/ condición	Tipo del aislamiento del conductor							
	PVC Termoplástico		PVC Termoplástico 90 °C		EPR XLPE Termoconformado	Goma 60°C Termoconformado	Mineral	
							PVC con cubierta	Sin cubierta
Sección del conductor mm ²	≤ 300	> 300	≤ 300	> 300				
Temperatura inicial °C	70		90		90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material conductor:								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115	135-115 ^a
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-
Soldaduras con estaño en conductores de cobre	115	-	-	-	-	-	-	-

Verificación del tramo Campo Fotovoltaico – Inversor

Para el tramo entre el campo fotovoltaico y el inversor de 10m de longitud se ha seleccionado un conductor de cobre revestido en PVC termoplástico de 90°C con una sección de 33,6mm², al cual le corresponde un valor K de 100.

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t}} = \frac{100 * 33,6mm^2}{\sqrt{5s}} = 1.502.63A$$

Este conductor puede soportar 1.502.63 A, durante 5 segundos sin superar la temperatura permitida.

Verificación del tramo inversor – acumulador

Para este tramo se emplea un cable de cobre recubierto con PVC de 4m de longitud que tiene una sección de 33,6mm².

$$I_{cc} = \frac{KS}{\sqrt{t}} = \frac{100 * 13,3mm^2}{\sqrt{5s}} = 594,8A$$

En ambos casos el cable soporta altos valores de corriente de cortocircuito, lo cual permite que las protecciones respondan adecuadamente antes de generarse algún daño en los conductores.

3.2.4.3.2 Verificación del criterio por intensidad máxima admisible

En cuanto a la intensidad máxima permanentemente admisible, los cables elegidos soportan 130A en el tramo de 10m y sección de 33.6mm², y 75A en el tramo de 4 metros con sección de 13.3mm², los cuales cumplen con lo dispuesto en la Norma NTC 1099-1 de Colombia.

3.3 Evaluación Financiera

Para la evaluación financiera se hacen los cálculos y se analizan los resultados de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), bajo dos situaciones diferentes: con respecto a comprar la energía normalmente de la red, y con un sistema aislado alimentado mediante un grupo diésel.

El Valor Actual Neto (VAN) es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Con este cálculo se establece que solamente los proyectos que en el momento alcanzan un $VAN > 0$ son viables económicamente.

Para calcular el VAN se emplea la ecuación 12:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (12)$$

Dónde:

V_t , vida útil del proyecto.

k , es el tipo de interés o tasa de retorno.

La Tasa Interna de Retorno, TIR, de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. La TIR puede usarse como indicador de rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad. Esto se utiliza como criterio para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

3.3.1 Evaluación con respecto a la compra eléctrica convencional

Para realizar la evaluación financiera con respecto a la compra de energía eléctrica convencional, se tiene en cuenta como ingreso, el dinero que se ahorra anualmente gracias al sistema fotovoltaico. Otro factor a tener en cuenta es el descuento del 10% anual del valor total de la inversión inicial de renta durante los cinco primeros años del proyecto, gracias al *artículo 11 de la Ley 1715*. Antes se hizo necesario definir los siguientes parámetros:

- Precio actual de la energía: 0.17€
- Incremento medio del precio de la energía: 3,5%
- Energía anual consumida: 2470 kWh.
- Tipo de interés: 2%.
- Reinversión en baterías: 4.968 €, cada 5 años.
- Años de vida del proyecto: 25 (vida de los paneles).

Tabla 7, cálculo VAN y TIR caso 1

			Tipo de interés	2%		
			Inv. Inicial	-9721,73 €		
año	Cobros	Pagos	Flujo de caja		VAN	TIR
0			€ (9.721,73)			
1	€ 1.392,07		€ 1.194,65			-88%
2	€ 1.407,06		€ 1.209,63			-58%
3	€ 1.422,57		€ 1.225,15			-37%
4	€ 1.438,64		€ 1.241,22			-23%
5	€ 1.455,29	€ (4.968,00)	€ (3.710,40)			(-%)
6	€ 500,35		€ 500,35			(-%)
7	€ 518,21		€ 518,21			(-%)
8	€ 536,70		€ 536,70			-29%
9	€ 555,85		€ 555,85			-21%
10	€ 575,68	€ (4.968,00)	€ (4.392,58)			(-%)
11	€ 596,23		€ 596,23			(-%)
12	€ 617,50		€ 617,50			(-%)
13	€ 639,53		€ 639,53			(-%)
14	€ 662,35		€ 662,35			-19%
15	€ 685,99	€ (4.968,00)	€ (4.282,28)			(-%)
16	€ 710,47		€ 710,47			(-%)
17	€ 735,82		€ 735,82			(-%)
18	€ 762,07		€ 762,07			(-%)
19	€ 789,26		€ 789,26			-16%
20	€ 817,43	€ (4.968,00)	€ (4.150,84)			(-%)
21	€ 846,59		€ 846,59			(-%)
22	€ 876,80		€ 876,80			(-%)
23	€ 908,09		€ 908,09			(-%)
24	€ 940,49		€ 940,49			-11%
25	€ 974,05	€ (4.968,00)	€ (3.994,22)	€ (12.274,46)		(-%)

En la tabla 7 se puede observar que el VAN y la TIR para el tiempo de vida del proyecto, son negativos. Por esto si el proyecto solo se plantea para sacar beneficios económicos no es recomendado si se dispone de conexión eléctrica a la red.

3.3.2 Evaluación con respecto a un sistema autónomo diésel

En el segundo caso la evaluación se hará con respecto al precio del kilovatio hora (kWh), de un sistema autónomo alimentado por un pequeño grupo diésel de 2 kW, en cuyo caso los parámetros son:

- Precio actual del litro de combustible: 0.89 €
- Incremento medio del precio de la energía: 6%
- Consumo por energía generada (grupo electrógeno): 0.375 L/kWh
- Precio final del kWh (grupo electrógeno): 0.34 €/kWh

- Energía anual consumida: 2470 kWh.
- Tipo de interés: 2%.
- Reinversión en baterías: 4.968 €, cada 5 años.
- Años de vida del proyecto: 25 (vida de los paneles).
- Inversión en el generador diésel: 794.91€

El grupo diésel se trata de un generador eléctrico de 2 kW el cual tiene un valor de 794.91€. Este valor será restado el valor de la inversión en el sistema fotovoltaico en el primer año.

Tabla 8, Cálculo VAN y TIR caso 2

			Tipo de interés	2%	
			Inv. Inicial	€ (9.721,73)	
Año	Cobros	Pagos	Flujo de caja	VAN	TIR
0	€ 794,91	€ (9.721,73)	€ (8.926,82)		
1	€ 1.732,48		€ 1.732,48		-81%
2	€ 1.782,87		€ 1.782,87		-45%
3	€ 1.836,28		€ 1.836,28		-22%
4	€ 1.892,90		€ 1.892,90		-8%
5	€ 1.952,91	€ (4.968,00)	€ (3.015,09)		(-%)
9	€ 1.338,51		€ 1.338,51		1%
10	€ 1.418,82	€ (4.968,00)	€ (3.549,18)		(-%)
11	€ 1.503,95		€ 1.503,95		-7%
12	€ 1.594,19		€ 1.594,19		-1%
13	€ 1.689,84		€ 1.689,84		3%
14	€ 1.791,23		€ 1.791,23		5%
15	€ 1.898,71	€ (4.968,00)	€ (3.069,29)		0%
16	€ 2.012,63		€ 2.012,63		4%
17	€ 2.133,39		€ 2.133,39		6%
18	€ 2.261,39		€ 2.261,39		7%
19	€ 2.397,07		€ 2.397,07		8%
20	€ 2.540,90	€ (4.968,00)	€ (2.427,10)		7%
21	€ 2.693,35		€ 2.693,35		8%
22	€ 2.854,95		€ 2.854,95		9%
23	€ 3.026,25		€ 3.026,25		9%
24	€ 3.207,83		€ 3.207,83		10%
25	€ 3.400,30	€ (4.968,00)	€ (1.567,70)	€ 9.776,46	10%

Como vemos en la tabla 8, realizar la evaluación financiera con respecto a un sistema autónomo alimentado por hidrocarburos, se obtiene un resultado mucho mejor; en este caso podemos encontrar el VAN y la TIR para el tiempo de vida útil del proyecto es positivo, lo que nos dice que es una inversión viable.

En los resultados obtenidos no se han tenido en cuenta los gastos de mantenimiento del grupo electrógeno ni el del sistema fotovoltaico, debido a que el mantenimiento del grupo electrógeno es mucho más costoso y periódico, se podrían tener resultados más favorables económicamente de lado del sistema fotovoltaico.

4 Otros documentos de interés

4.1 Procedimiento para el desarrollo de la Simulación

El dimensionado final se ha hecho mediante simulaciones en el programa PVsol, el cual permite ver el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones y, en base a los resultados, tomar las medidas pertinentes.

Antes de simular el sistema es necesario ingresar en el en el programa los datos climatológicos del emplazamiento, ingresar un perfil de cargas, seleccionar la topología del sistema e introducir los equipos que se deben usar.

4.1.1 Ingreso de datos climáticos

Mediantes la base de datos de *Meteonorm*, se pueden obtener los datos climáticos necesarios para hacer las simulaciones en PVsol, ya que este crea los archivos específicos para el simulador.

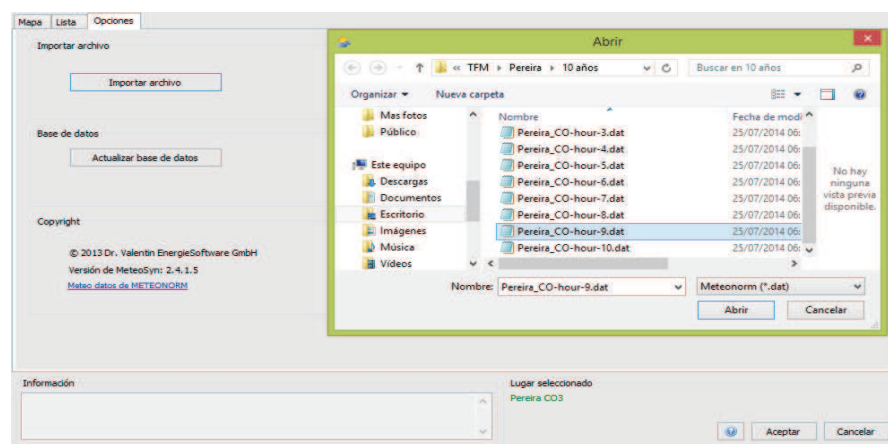


Imagen 2, Selección serie de datos.

Para ingresar los datos climáticos al PVsol, cuando este esté abierto, se entra a la opción “datos climáticos” sobre la barra de tareas principal, se ubica en la pestaña “opciones”, se hace clic en el botón “importar datos” y se selecciona las series de datos disponibles en la carpeta en que se han guardado, y posteriormente al hacer clic en “aceptar” los datos cargarán y estarán listos para la simulación.

4.1.2 Creación de perfil de cargas

Para crear un perfil de cargas el programa PVsol permite la creación directa de un único perfil donde se definen los parámetros de variación en los consumos, o ir más allá e

ingresar cada carga individualmente y definir en cada una el funcionamiento, la potencia, y los periodos en que se activará. Ver imagen 3.

Para ingresar cada carga se ubica a la opción “cargas individuales”, donde aparecerá una ventana en la cual se agregan una a una cada carga, definiendo su comportamiento.

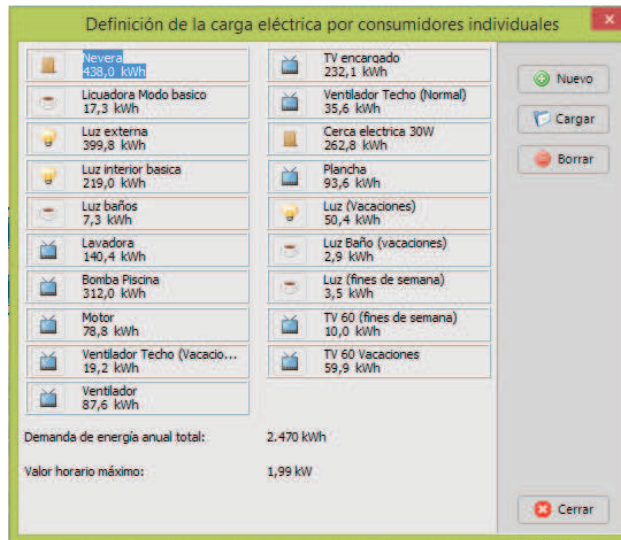


Imagen 3, Creación perfil de carga.

Para el sistema objeto de evaluación se han ingresado veinte cargas con comportamientos muy variados, con las cuales el programa puede definir un perfil de carga y calcular tanto la potencia pico consumida puntualmente como el total de la energía consumida después de todo el año.

4.1.3 Definición del Sistema

Para configurar los parámetros del sistema se identifica en la opción “Datos Técnicos” el tipo de funcionamiento deseado para la instalación propuesta, ver imagen 4.

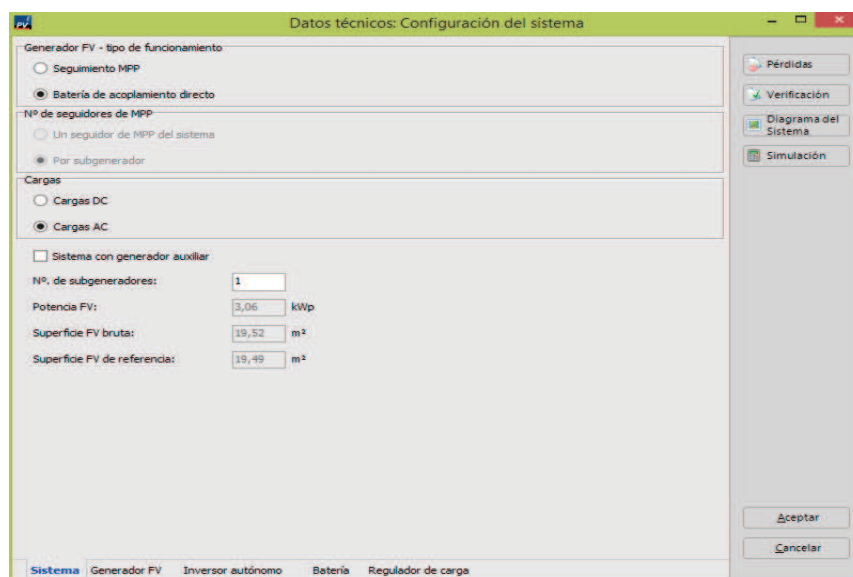


Imagen 4, Parámetros del sistema.

Se ha tomado la determinación de construir un sistema que funcione con acoplamiento directo entre el generador fotovoltaico y las baterías y que el tipo de cargas sean en c.a.

Después ubicados sobre la pestaña “*Generador FV*” se seleccionan los parámetros del generador a emplear, Ver imagen 7. Aquí se hace la selección del panel, la orientación e inclinación del campo fotovoltaico, el número de paneles y el tipo de interconexión entre ellos.

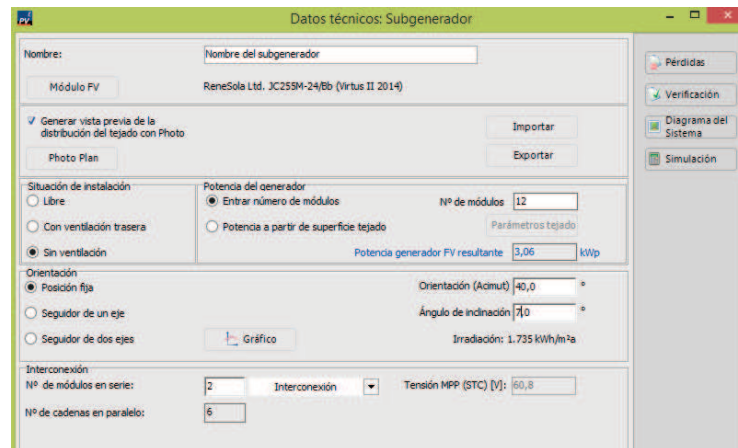


Imagen 5, Definición campo FV.

El campo fotovoltaico estará compuesto por paneles marca “*ReneSola*” de la Referencia *JC255-24/Bb* de 255Wp, de los cuales se emplearán doce paneles interconectados en seis ramas de dos baterías en serie cada una. Estos paneles no tendrán ventilación forzada y se encontrarán en soportes fijos sobre el techo con una inclinación siete grados (7°), y orientados con un acimut de 40°.

En la misma ventana se selecciona la pestaña *baterías*, para definir las. Aquí se elige su referencia, el número de baterías requeridas, el número de series y hasta el porcentaje de carga con el que se desea iniciar la simulación, ver imagen 6.

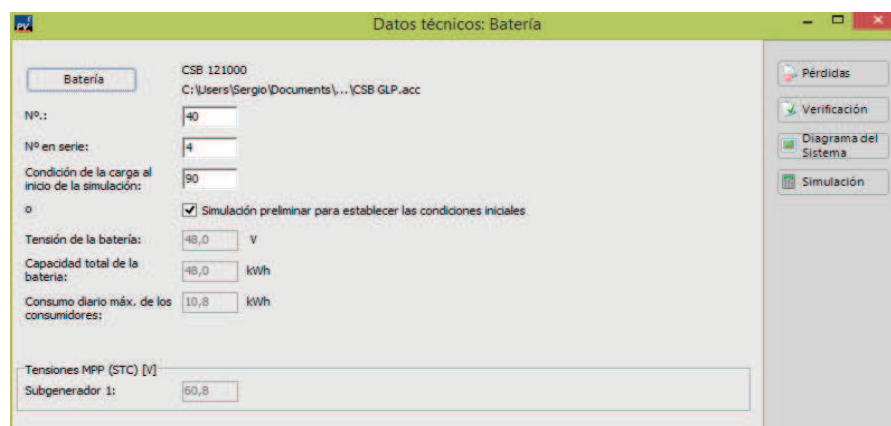


Imagen 6, Ajustes de la batería

Para el presente caso se introducen 40 baterías, repartidas en diez ramas de cuatro baterías en serie cada una, también se puede seleccionar el porcentaje de carga en el inicio

de la simulación, o permitir que el mismo programa haga una simulación anterior para calcular este porcentaje.

Finalmente en las pestañas “Inversor Autónomo” y “Regulador”, se selecciona el inversor elegido de una su base de datos y se incluye el porcentaje de carga inferior admisible para la batería, en la pestaña del regulador, ver imagen 7.

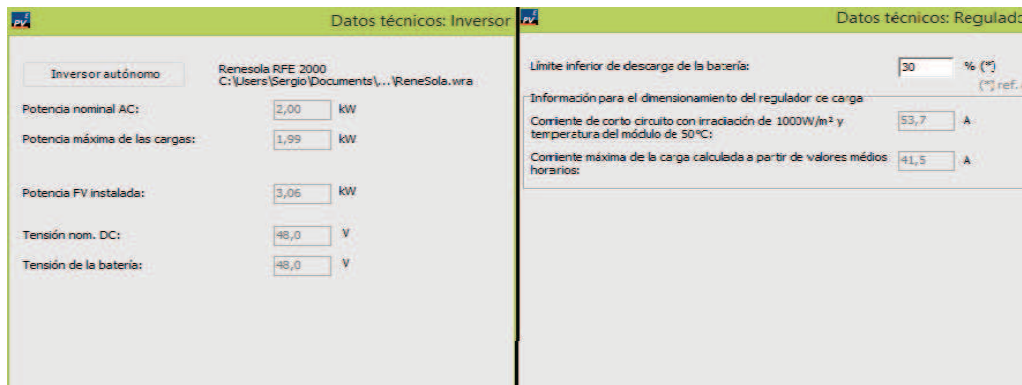


Imagen 7, Ajustes regulador e inversor

Aquí se ha seleccionado el inversor ReneSola, RFE 2000, por lo cual el programa nos muestra los datos más relevantes de este equipo. Y como último paso se introduce un límite inferior de descarga del 30%.

A continuación de introducir todos los datos técnicos necesarios se presiona el botón “simulación”; inicialmente el programa verifica que todos los datos son congruentes y funcionan correctamente (ver imagen 8). Si todo marcha bien procederá a simular.

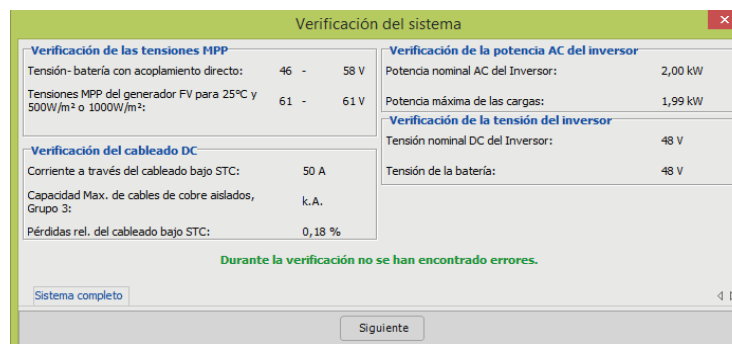


Imagen 8, Verificación del sistema

5 Catálogo de Elementos

5.1 Panel Fotovoltaico



High Module Conversion Efficiencies



Easy Installation and Handling for Various Applications



Mechanical Load Capability of up to 5400 Pa



Conforms with IEC 61215:2005, IEC 61730:2004, UL 1703 PV Standards



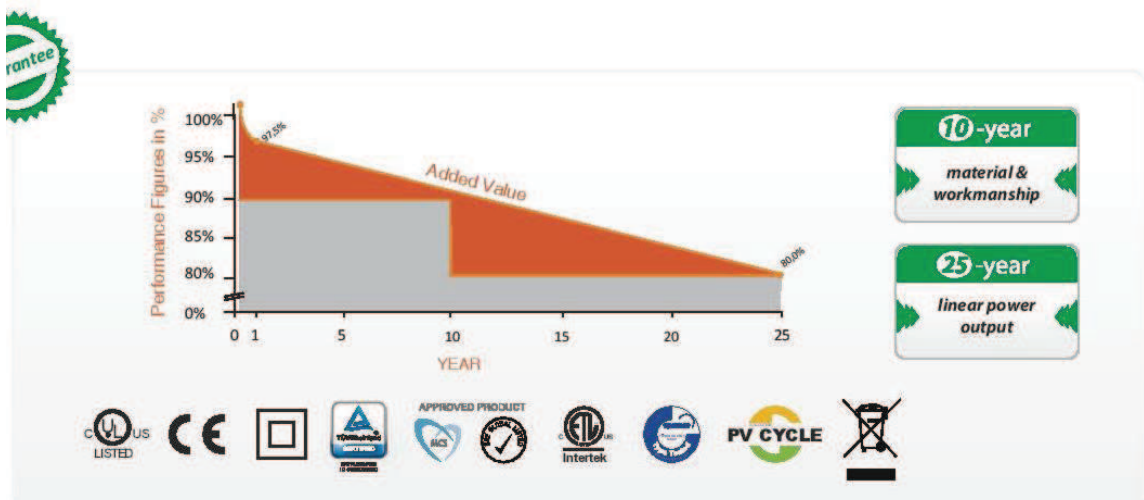
ISO9001, OHSAS18001, ISO14001 Certified



Application Class A, Safety Class II, Fire Rating C



Also Applicable For Module With Black Fram

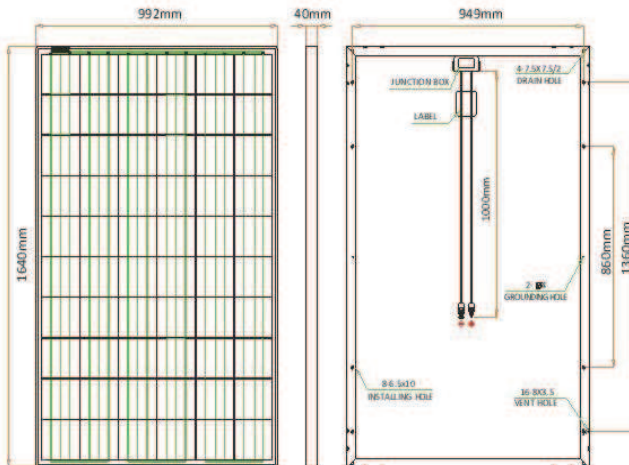




Virtus® II Module

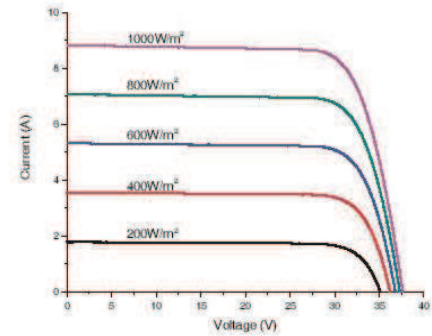
250W, 255W, 260W

Dimensions



Drawing Only for Reference

I-V Curves



Varied Irradiation Efficiencies

Irradiance	200W/m ²	400W/m ²	600W/m ²	800W/m ²	1000W/m ²
Efficiency	15.8%	16.2%	16.2%	16.1%	16.0%

Electrical Characteristics STC

	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	250 W	255 W	260 W
Power Tolerance	0 ~ +5W	0 ~ +5W	0 ~ +5W
Module Efficiency	15.4%	15.7%	16.0%
Maximum Power Current (Imp)	8.31 A	8.39 A	8.53 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.1 V	30.4 V	30.5 V
Short Circuit Current (Isc)	8.83 A	8.86 A	8.95 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.4 V	37.5 V	37.6 V

Values at Standard Test Conditions STC (AM1.5, Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C)

Electrical Characteristics NOCT

	JC250M-24/Bb	JC255M-24/Bb	JC260M-24/Bb
Maximum Power (Pmax)	185 W	189 W	193 W
Maximum Power Current (Imp)	6.57 A	6.63 A	6.74 A
Maximum Power Voltage (Vmp)	28.2 V	28.5 V	28.6 V
Short Circuit Current (Isc)	7.12 A	7.20 A	7.27 A
Open Circuit Voltage (Voc)	35.0 V	35.1 V	35.2 V

Values at Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m², AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s

Mechanical Characteristics

Cell Type	Virtus II (Polycrystalline) 156 x156 mm, 60 (6x10) pcs in series
Glass	High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminum Alloy
Junction Box	IP65/IP67 Rated, With Bypass Diodes
Dimension	* 1640 x 992 x 40 mm
Output Cable	4 mm ² (EU)/12 AWG (US), 1000 mm
Weight	19 kg
Installation Hole Location	See Drawing Above

Characteristics

Temperature Coefficient of Voc	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.40%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C ± 2°C

Packing Information

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pallets per Container	12	28	28
Pieces per Container	300	700	770

Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage	1000VDC (EU) / 600VDC (US)
Maximum Series Fuse Rating	20A (EU) / 20A (US)

Rev.No. JC70201014.03 *Contact ReneSola for tolerance specification
CAUTION: All rights reserved. Design and specification are subject to change without prior notice.

5.2 Batería Plomo-Acido

Powered by



GPL 121000 ▶ 12V 100Ah

GPL 121000 is a general purpose battery up to 10 years in standby service or more than 260 cycles at 100% discharge in cycle service . As with all CSB batteries, all are rechargeable , highly efficient , leak proof and maintenance free.



► Specification

Cells Per Unit	6
Voltage Per Unit	12
Capacity	100Ah @ 20hr-rate to 1.75V per cell @25°C (77°F)
Weight	Approx. 33.5 kg(73.86 lbs)
Maximum Discharge Current	800A(5sec)
Internal Resistance	Approx. 3.5 mΩ
Operating Temperature Range	Discharge: -15°C~50°C (5°F~122°F) Charge: -15°C~40°C (5°F~104°F) Storage: -15°C~40°C (5°F~104°F)
Nominal Operating Temperature Range	25°C±3°C (77°F±5°F)
Float Charging Voltage	13.5 to 13.8 VDC/unit Average at 25°C (77°F)
Recommended Maximum Charging Current Limit	30 A
Equalization and Cycle Service	14.4 to 15.0 VDC/unit Average at 25°C (77°F)
Self Discharge	CSB Batteries can be stored for more than 6 months at 25°C (77°F). Please charge batteries before using . For higher temperatures the time interval will be shorter.
Terminal	I2-Thread lead alloy recessed terminal to accept M6/M8 bolt
Container Material	Polypropylene(UL 94-HB) & Flammability resistance of (UL 94-V0) can be available upon request.

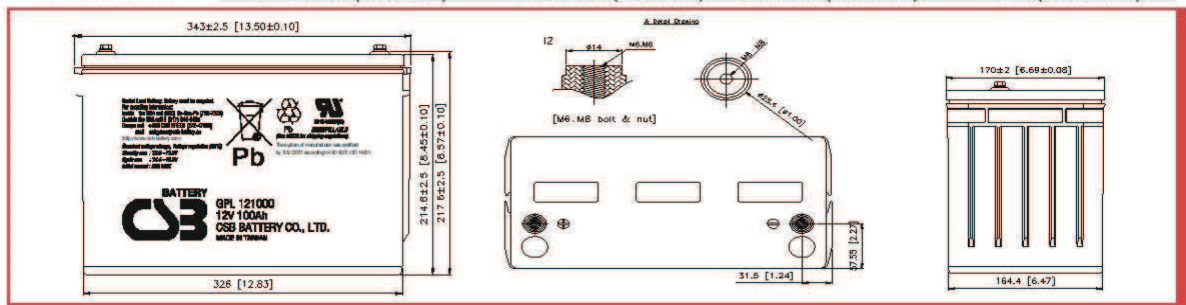


CSB-manufactured VRLA (Absorbent Glass Mat type) batteries are UL-recognized components under UL1989.

CSB is also certified by ISO 9001 and ISO 14001.

► Dimensions :

Overall Height (H)	Container height (h)	Length (L)	Width (W)
Unit: mm (inch)	217.6±2.5 (8.57±0.1)	214.6±2.5 (8.45±0.1)	343±2.5 (13.5±0.1)
			170±2 (6.69±0.08)



Constant Current Discharge Characteristics Unit:A (25°C,77°F)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	60MIN	90MIN	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	423	277	212	127	73.0	52.1	41.1	29.1	18.9	12.2	10.0	5.27
1.67V	375	266	207	125	72.4	51.7	40.7	29.0	18.8	12.1	9.93	5.22
1.70V	355	258	203	124	71.8	51.4	40.6	28.7	18.6	12.0	9.88	5.20
1.75V	317	240	194	120	71.1	50.9	40.2	28.6	18.5	11.9	9.81	5.19
1.80V	283	219	183	115	68.9	49.6	39.3	27.9	18.2	11.8	9.66	5.09
1.85V	245	196	164	106	65.2	47.2	37.6	26.8	17.4	11.4	9.45	4.92

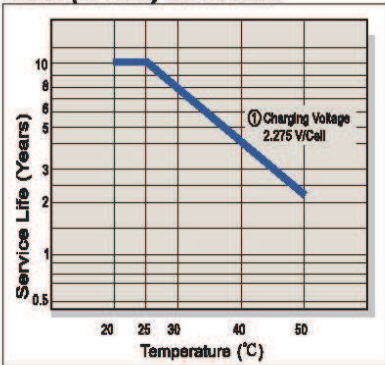
Constant Power Discharge Characteristics Unit:W (25°C,77°F)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	60MIN	90MIN	2HR	3HR	5HR	8HR	10HR	20HR
1.60V	4159	2950	2331	1436	849	610	482	342	223	153	125	63.5
1.67V	4008	2837	2273	1417	843	607	480	340	222	152	124	63.3
1.70V	3863	2772	2252	1404	840	604	478	339	221	151	123	63.2
1.75V	3572	2623	2181	1372	830	599	475	337	220	150	122	62.4
1.80V	3184	2442	2049	1316	809	585	465	331	217	148	121	61.4
1.85V	2769	2227	1856	1234	767	557	444	320	210	142	117	60.0

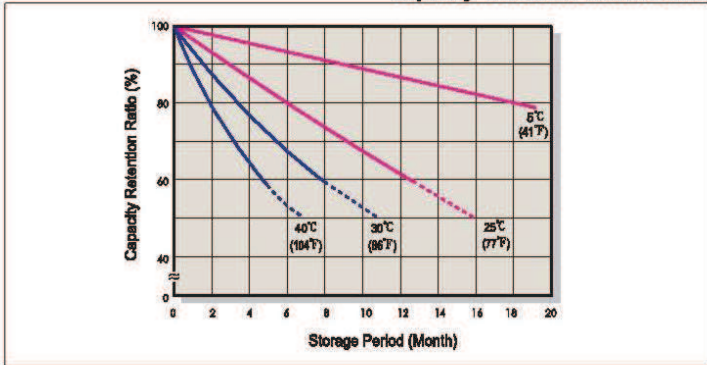
Ratings presented herein are subject to revision without notice. Please refer to www.csb-battery.com to confirm the latest version.

GPL121000 **12V 100Ah** **CSB**

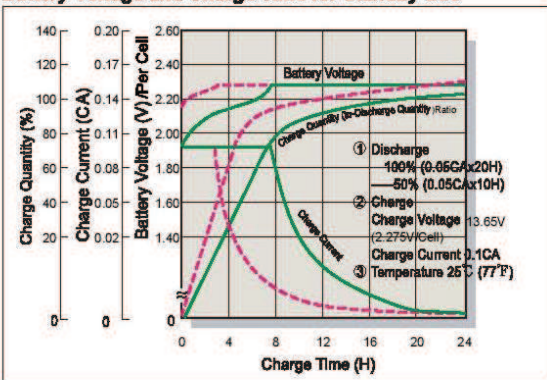
Trickle (or Float) Service Life



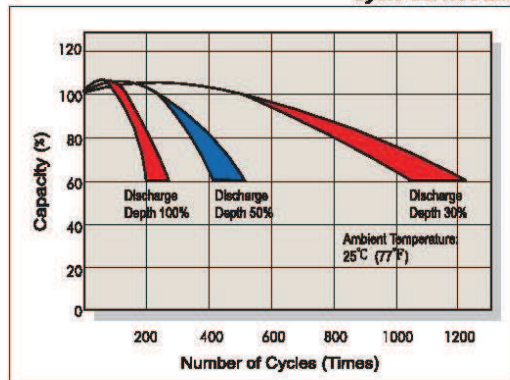
Capacity Retention Characteristic



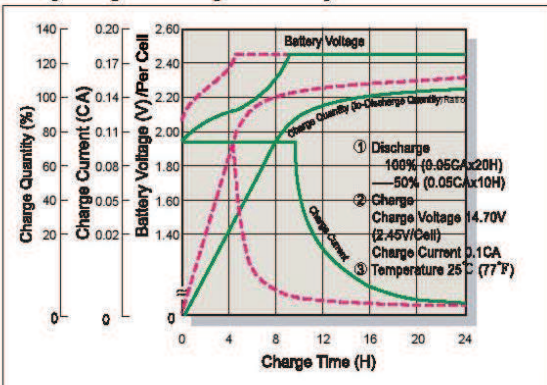
Battery Voltage and Charge Time for Standby Use



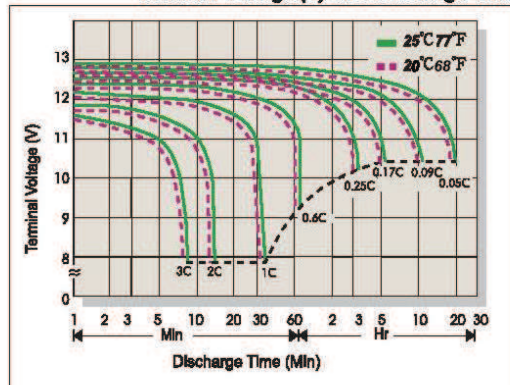
Cycle Service Life



Battery Voltage and Charge Time for Cycle Use



Terminal Voltage (V) and Discharge Time



Charging Procedures

Application	Charge Voltage(V/Cell)			Max.Charge Current
	Temperature	Set Point	Allowable Range	
Cycle Use	25°C (77°F)	2.45	2.40-2.50	0.3C
Standby	25°C (77°F)	2.275	2.25-2.30	

Discharge Current VS. Discharge Voltage

Final Discharge Voltage V/Cell	1.75	1.70	1.60	1.30
Discharge Current(A)	0.2C > (A)	0.2C < (A) < 0.5C	0.5C < (A) < 1.0C	(A) > 1.0C

5.3 Inversor



Off grid energy storage system

RFE Series(500W—2000W)

- Integration design, Intelligence management
- MPPT solar charger
- Pure sine wave output, with the advantage of high efficiency, over-load capability and low noise
- Advanced battery management system that ensures longer battery life
- Multiple working mode is optional
- Easy and convenient to operate with HMI
- Perfect protection function, high reliability
- Low power consumption , save energy



System Connection

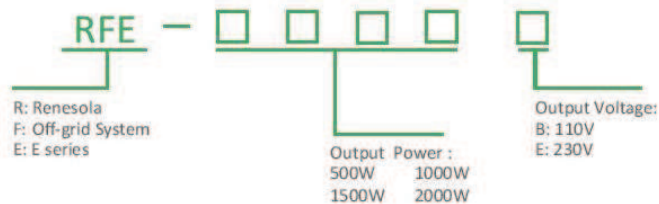


System Working Mode

PV Priority Working Mode	In order to make maximum usage of solar energy,the loads are powered by solar energy and battery prior to grid
UPS working mode	Grid provides energy to loade directly and charge the battery until full,when the grid is unavailable,the system switch to battery to power the loads.



Product Denomination



Product Series Parameters

Mode		RFE-500 ■	RFE-1000 ■	RFE-1500 ■	RFE-2000 ■	
Battery	Battery type	Maintenance-free lead acid battery (Optional)				
	Rated voltage	24V	48V			
	Battery capacity	Optional				
	Charging	Constant current, constant voltage, floating				
	Temp. Compensation	-3mV/°C				
PV input	Input voltage	24-45V	48V ~ 90V			
	Max. charge current		10~40A Optional		10~60A Optional	
	Recommend PV power	1000Wp	2000Wp	2000Wp	3000Wp	
	Max efficiency	98%				
AC input	Charge current	12A				
	Charging efficiency	88%				
	Short protection	Input fuse/Circuit breaker				
	Input voltage	165Vac ~ 275Vac/85Vac ~ 135Vac				
	Input frequency	45Hz ~ 65Hz				
System output	Output power	500W	1000W	1500W	2000W	
	Output Voltage/frequency	230V/110V(AC) · 50Hz/60Hz				
	Output power factor	>0.8				
	Grid Switch To Battery	<20mS				
	Inverter efficiency	>84.5%				
	Output protection		110% overload alarm			
			125% overload shutdown in 4 minutes			
			150% overload shutdown in 1 minutes			
Low consumption	The power of load is less than 5% , working at low consumption mode in 1 minutes (Optional)					
Others	Working Temp	0 ~ 40°C				
	Humidity	10%~90%				
	IP	IP20				
	Noise	<50DB				
	Demension (mm)	Inverter	380*195*478			
		Packing	455*255*522			
	Net Weight(Kg)	12	17	22	25	
	Gross Weight(Kg)	15	22	28	30	
Warranty	Two years for system (Exclude battery)					

5.4 Cables

Cables de Potencia THHN/THWN -2 TC SR

600V 90°C



Construcción

- 1 Conductor de cobre suave cableado.
- 2 Conductores individuales THHN/THWN-2, cableados entre sí.
- 3 Chaqueta externa en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad.

Características

Temperatura de Operación: En lugares secos, húmedos y mojados 90°C.

Tensión de Operación: 600V. Los calibres 14 a 4/0 AWG son aptos para 1000V de acuerdo con la norma UL-758.

Aplicaciones

Los cables de potencia THHN/THWN-2 **CENTELSA** son usados en instalaciones industriales para distribución de energía eléctrica de baja tensión. Instalación en sitios secos o húmedos, en cárcamos, canalizaciones o enterrado directo.

Aptos para uso en Bandeja (Tray Cable-TC).

Chaqueta resistente a los rayos UV (Sunlight Resistant – SR).

Especificaciones

Los cables de potencia tipo THHN/THWN-2 **CENTELSA** cumplen con el RETIE, con las normas ASTM aplicables, con UL 1277 Electrical power and control tray cable, con ICEA S-95-658 Standard for power cables rated 2000V or less for the distribution of electrical energy y con NTC 1099-1 cables de potencia de 2000V o menos para distribución de energía eléctrica.

Identificación

Calibres 14 a 6 AWG: 2 Fases: Negro - blanco; 3 Fases: Negro - blanco - rojo; 4 Fases: Negro - blanco - rojo - azul. Calibres 4 AWG y mayores: Fases de color negro con número de identificación (1 al 4) impreso.



600V 90°C

Cables de Potencia THHN/THWN -2 TC SR

Opcionales

Conductores individuales con aislamiento tipo XHHW-2 y RHH/RHW-2

Conductor de puesta a tierra color verde.

Pantalla en cinta de cobre.

Armaduras de acero o aluminio para protección mecánica adicional.

Chaqueta (PE), libre de halógenos y de baja emisión de humos.

1. Conductor THHN/THWN-2			Número de Conductores	3. Chaqueta Espesor	Diámetro Exterior Aprox.	Peso Total Aproximado	Resistencia DC a 20°C	Capacidad de Corriente (*)
Calibre	No. Hilos	Diámetro						
AWG		mm	No	mm	mm	kg/km	Ohm/km	A
14	7	2,85	2	1,14	8,1	105	8,44	25
			3	1,14	8,5	129		
			4	1,14	9,3	157		
12	7	3,36	2	1,14	9,1	143	5,31	30
			3	1,14	9,6	178		
			4	1,14	10,5	220		
10	7	4,21	2	1,14	10,8	211	3,34	40
			3	1,14	11,5	265		
			4	1,14	12,5	330		
8	7	5,53	2	1,52	14,2	354	2,10	55
			3	1,52	15,1	443		
			4	1,52	16,5	548		
6	7	6,47	2	1,52	16,1	494	1,32	75
			3	1,52	17,1	628		
			4	1,52	18,8	785		
4	7	8,23	2	1,52	19,6	754	0,832	95
			3	1,52	20,9	966		
			4	2,03	24,1	1268		
2	7	9,72	2	2,03	23,6	1140	0,523	130
			3	2,03	25,1	1469		
			4	2,03	27,7	1849		

Notas:

Continúa en la página siguiente.

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”

PLIEGO DE CONDICIONES

Master En Energías Renovables: Generación Eléctrica
Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

1 Contenido

1	Contenido	1
2	Objetivo	2
3	Documentos que definen la obra	2
4	Componentes y Materiales	2
4.1	Módulos Fotovoltaicos	3
4.2	Estructura de soporte	4
4.3	Generador Fotovoltaico	4
4.4	Acumuladores	4
4.5	Inversor	5
4.6	Protecciones	6
4.7	Puesta a tierra	8
5	Condiciones de ejecución de la obra	9
5.1	Replanteo de la obra	9
5.2	Ejecución del trabajo	9
5.3	Conexiones	9
5.4	Protección del Medio Ambiente	9
6	Recepción de pruebas	10
7	Mantenimiento	10
7.1	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento	10
7.2	Mantenimiento a realiza por el propietario	11
8	Garantías	12
8.1	Plazos	12
8.2	Condiciones económicas	12
8.3	Anulación de la garantía	13
8.4	Lugar y tiempo de prestación	13

2 Objetivo

El objetivo del pliego de condiciones es la ordenación de las condiciones técnicas que deben ser aplicadas en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relacionadas a la construcción de nuestra instalación fotovoltaica autónoma. Este pliego de condiciones debe referirse a todos los sistemas mecánicos, eléctricos, y electrónicos que hacen parte de la instalación, así como la obra civil necesaria para la ejecución.

3 Documentos que definen la obra

Los documentos contractuales que definen esta obra y que la propiedad entregara al contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Estado de Mediciones y Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente documento.

Cualquier cambio de lo planteado en la obra que implique un cambio sustancial de lo que se ha proyectado, deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para su aprobación, si procede, y redacte de nuevo el proyecto reformado. En el caso de que existan contradicciones entre los planos y el pliego de condiciones, se aplicara lo prescrito en este último documento. Todo lo que sea mencionado en los planos y omitido en el pliego de condiciones o viceversa, deberá de ser ejecutado como si se hubiera expuesto en los dos.

4 Componentes y Materiales

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo un grado de aislamiento de tipo básico clase I en lo en lo que afecta tanto a equipos, como a materiales.

La instalación incorporara todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no podrá dar origen a condiciones de peligro para el personal de trabajo o habitantes del emplazamiento que tengan contacto con los equipos o cargas alimentadas por el sistema fotovoltaico.

Todo material que se encuentre a la intemperie deberá estar protegido contra los agentes ambientales, con especial cuidado contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se deberá incluir todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones para personan y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contacto directo e indirecto, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Las marcas comerciales expuestas en la memoria, son recomendadas de forma orientativa para el desarrollo del dimensionado de un modo específico. Una elección real de las mismas queda como responsabilidad del instalador ya que pueden estar sujetas a

factores de disponibilidad, o variaciones de precio que permitan al instalador cambiar de preferencia.

Los materiales seleccionados cumplirán todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de no poderse elegir algún componente que no cumpla con los requisitos de este proyecto, deberá de ponerse en conocimiento del proyectista o técnico cualificado para que dé su visto bueno y evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes. La aceptación final de los materiales y componentes se realizara con la firma del propietario del presupuesto presentado por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se deberá resaltar los cambios realizados a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se deberá incluir las fotocopias de la especificaciones técnicas proporcionadas por al fabricantes de los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. De los mismos deberán estar en castellano.

4.1 Módulos Fotovoltaicos

Todos los módulos deberán estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditara mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación. Cada módulo deberá estar debidamente rotulado con la identificación de la polaridad de los cables o terminales, y la corriente nominal máxima del dispositivo de protección del módulo contra sobre corriente y los siguientes valores nominales: 1) tensión en circuito abierto, 2) tensión de operación, 3) tensión máxima, 4) corriente de operación, 5) corriente de cortocircuito, y 6) potencia máxima. Todo esto de acuerdo a la código eléctrico colombiano NTC2050 **sección 690-50**.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación (bypass) para evitar posibles averías o puntos calientes en las células debidas a sombreados parciales y deberán tener un grado de protección IP65. En caso de que los paneles posean marcos laterales, estos deben ser de aluminio o acero inoxidable. Todos los módulos que integren la instalación deben ser del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluyendo las físicas como color o dimensiones.

Para que un módulo sea aceptable, se debe garantizar que su potencia máxima y corrientes de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar de medida deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5\%$ del valor nominal correspondiente al catálogo del módulo. No se instalaran módulos que presenten defectos de fabricación como roturas, manchas o cualquier indicio de mal funcionamiento en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalaran los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la

desconexión, de forma independiente y en ambos terminales del generado. La estructura del generador se conectara a tierra.

4.2 Estructura de soporte

La estructura de soporte de los módulos, con los módulos instalados, deberá soportar las sobrecargas de viento. El diseño y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el modulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y la posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo del módulo. El diseño de la estructura se realizara para la orientación y el Angulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustitución de los elementos.

El taladrado en la estructura se llevara a cabo antes de proceder al galvanizado o protección de la estructura. La superficie de la estructura deberá estar superficialmente protegida contra los agentes ambientales.

Toda la tornillería deberá estar hecha de acero inoxidable. Se debe asegurar que los topes de sujeción de los módulos y la propia estructura no hagan sombra sobre los módulos.

4.3 Generador Fotovoltaico

La ubicación, orientación e inclinación del generador fotovoltaico serán las descritas en la Memoria. En cualquier caso, formara parte del proyecto constructivo, el cálculo dela producción eléctrica esperada y su justificación en base a datos de radiación estadísticos y algorítmicos de cálculo reconocidos.

4.4 Acumuladores

Según lo establece el NTC2050 sección 690-71, las baterías de acumuladores instalados en viviendas, deben tener conectadas sus celdas de tal modo que no superen los 50V. Con excepción en situaciones donde no hayan partes energizadas accesibles durante las tareas normales de mantenimiento de las baterías, caso en el cual si se permiten tensiones más elevadas.

Las partes energizadas de los sistemas de baterías deben estar reguardadas para evitar el contacto accidental con personas u otros objetos, independientemente de la tensión o tipo de batería.

Cuando la corriente disponible de cortocircuito de una batería o banco de baterías de un sistema solar fotovoltaico sea mayor que la capacidad nominal de interrupción o la de

soporte de los sistemas instalados en el circuito, en cada uno de los circuitos y cerca de las baterías se debe instalar un dispositivo limitador de corriente o dispositivo de protección contra sobre corrientes que estén certificados.

Es necesario que se instalen equipos que indiquen el estado de carga de las baterías, pero todos los medios de control del estado de la carga deben ser accesibles exclusivamente a personas calificadas.

No se aceptaran baterías con muestras de desgaste o sin certificados que demuestren que son nuevas. Como tampoco se aceptaran baterías con imperfecciones de fábrica o daños en su estructura física.

4.5 Inversor

Será del tipo adecuado para una instalación aislada, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en las cargas.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporara los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporará, al menos, los controles.

Las características eléctricas del inversor deberán ser:

- El autoconsumo ha de ser inferior al 1% de su potencia nominal.
- El factor de potencia generada deberá ser superior a 0.9, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- Tendrá un grado de protección mínima IP 20 para instalaciones en el interior de edificios e IP 65 para instalaciones en exterior.
- Estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Los conductores serán de cobre y tendrán las secciones adecuadas (especificadas en la Memoria) para evitar caídas de tensión y calentamiento. Los positivos y negativos de cada módulo se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni la posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuara mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto aislamiento. Los cables utilizados para la interconexión de los módulos en cada uno de los paneles y aquellos que también se encuentra a la intemperie estarán protegidos contra la degradación por efecto de las condiciones ambientales: radiación solar, radiación UV, alta temperatura ambiente como se indica en el artículo 690-60 de la norma NTC2050, de Colombia.

4.6 Protecciones

Todas las instalaciones deberán cumplir con lo expuesto en la sección 690 la norma NTC2050.

690-9. Protección contra sobrecorriente

- a) Circuitos y equipos.** *Los circuitos de fuentes fotovoltaicas, de salida fotovoltaica, de unidades de acondicionamiento de energía y de conductores de baterías y equipos deben estar protegidos contra sobrecorriente según establece la Sección 240.*

Los circuitos conectados a más de una fuente eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes.

Nota. *Para establecer si todos los conductores y módulos están debidamente protegidos contra sobrecorriente desde todas las fuentes, hay que tener en cuenta la posible retroalimentación de corriente a partir de cualquier fuente de energía, incluida la entrada a través de una unidad de acondicionamiento de energía hasta el circuito de salida fotovoltaico y los circuitos de las fuentes fotovoltaicas.*

- b) Transformadores de potencia.** *Un transformador con una fuente o fuentes conectadas a cada lado se debe proteger contra sobrecorriente de acuerdo con lo establecido en el Artículo 450-3, considerando primero un lado del transformador (por ejemplo, el primario) y después el otro lado.*

Excepción. *Se permite que un transformador de potencia cuya corriente nominal en el lado conectado a la fuente de energía fotovoltaica no sea menor a la corriente nominal de salida en cortocircuito de la unidad de acondicionamiento de energía, no esté protegido contra sobrecorriente desde dicha fuente.*

c) Circuitos de fuente fotovoltaica. *Se permite que los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos ramales o los suplementarios protejan a los circuitos de la fuente de energía fotovoltaica contra sobrecorriente. Dichos dispositivos deben ser accesibles, pero no necesariamente fácilmente accesibles.*

d) Valores nominales de c.c. *Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, fusibles o interruptores automáticos, que se utilicen en cualquier parte c.c. de un sistema de energía fotovoltaico, deben estar certificados para usarlos en circuitos de corriente continua y tener los valores adecuados de tensión, corriente y capacidad nominal de interrupción.*

690-13. Todos los conductores.

Se deben instalar medios que desconecten todos los conductores portadores de corriente en una fuente de energía fotovoltaica de todos los demás conductores en una edificación u otra estructura.

Excepción. *Cuando la conexión de puesta a tierra de un circuito no esté diseñada para que se abra automáticamente como parte del sistema de protección contra falla a tierra que exige el Artículo 690-5, el interruptor o interruptor automático utilizado como medio de desconexión no debe tener un polo conectado al conductor puesto a tierra.*

Nota. *El conductor puesto a tierra puede tener un medio de desconexión sujeto con un perno o a un terminal que permita su inspección y mantenimiento por parte de personal calificado.*

690-15. Desconexión de equipos fotovoltaicos.

Se deben instalar medios que desconecten los equipos como inversores, baterías, controladores de carga y similares de todos los conductores no puestos a tierra de todas las fuentes de energía. Si el equipo está energizado desde más de una fuente, los medios de desconexión deben estar agrupados e identificados.

690-16. Fusibles. *Si un fusible está energizado desde ambas direcciones y es accesible a personas no calificadas, se debe instalar un medio de desconexión que lo desconecte de todas las fuentes de alimentación. Tal fusible en un circuito de fuente fotovoltaica se debe poder desconectar con independencia de los fusibles que haya en otros circuitos de fuente fotovoltaica.*

690-17. Interruptores o interruptores automáticos.

Los medios de desconexión de los conductores no puestos a tierra deben consistir en uno o varios interruptores o interruptores automáticos accionables manualmente y : 1) *ubicarse donde sean fácilmente accesibles, 2) ser accionables desde el exterior sin que el operador se exponga al contacto con partes energizadas, 3) estar claramente rotulados para indicar cuándo están en posición de abierto o cerrado y 4) tener una corriente nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente disponible en los terminales de línea de los equipos. Cuando todos los terminales de los medios de desconexión se puedan energizar estando en posición de abierto, se debe instalar en el medio de desconexión o lo más cerca posible del mismo un letrero claramente visible que diga: "PRECAUCIÓN: PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA - NO TOCAR - TERMINALES ENERGIZADOS EN POSICIÓN DE ABIERTO" ("WARNING - ELECTRIC SHOCK - DO NOT TOUCH - TERMINALS ENERGIZED IN OPEN POSITION").*

Excepción. *Cuando un circuito esté diseñado de modo que el interruptor de c.c. no se pueda abrir bajo carga, se permite que un medio de desconexión ubicado en el lado de c.c. tenga una capacidad de interrupción menor a la corriente nominal del circuito.*

690-18. Desactivación de un conjunto.

Se debe instalar un medio que permita desactivar un conjunto o partes de un conjunto.

Nota. *Los módulos fotovoltaicos se energizan cuando están expuestos a la luz. La instalación, sustitución o mantenimiento de los componentes del conjunto que estén expuestos a la luz, pueden dar lugar a descargas eléctricas.*

4.7 Puesta a tierra

La puesta a tierra estará regulada con lo dispuesto en la norma NTC2050 sección 690, para puestas a tierra, el cual dicta lo siguiente:

690-41. Puesta a tierra del sistema.

En todas las fuentes de energía fotovoltaica debe haber un conductor de un sistema bifilar de más de 50V nominales y el conductor del neutro de un sistema trifilar que estén sólidamente puestos a tierra.

***Excepción.** Se permite utilizar otros métodos que ofrezcan una protección equivalente y que utilicen equipos certificados e identificados para ese uso..*

690-42. Punto de conexión a puesta a tierra del sistema.

La conexión a puesta a tierra del circuito de c.c. se debe hacer en cualquier punto del circuito de salida fotovoltaico.

***Nota.** Ubicando el punto de conexión a tierra lo más cerca posible de la fuente fotovoltaica, el sistema quedará mejor protegido contra las posibles subidas de tensión producidas por los rayos.*

690-43. Puesta a tierra de equipos.

Se deben poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, equipos y encerramientos de conductores, independientemente de su tensión.

690-45. Sección transversal del conductor de puesta a tierra de equipos.

En los sistemas fotovoltaicos en los que la corriente de cortocircuito de la fuente de alimentación sea menor al doble de la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente, el conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una sección transversal no menor a la de los conductores de los circuitos. En otros sistemas el conductor de puesta a tierra de equipos debe tener una sección transversal que cumpla lo establecido en el Artículo 250-95.

690-47. Sistema de electrodo de puesta a tierra.

Se debe instalar un sistema de electrodo de tierra que cumpla lo establecido en los Artículos 250-81 a 250-86.

5 Condiciones de ejecución de la obra

5.1 Replanteo de la obra

Antes de inicio de las obras, se deberá replantear las mismas, con especial interés en los puntos singulares, se debe detallar la situación de las cimentaciones y arquetas, situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte del tejado, distribución de los módulos etc, de tal forma que se defina completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

5.2 Ejecución del trabajo

Durante el desarrollo de las obras se deberán realizar las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos a utilizar, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en que se ubican.
- Comprobación de la instalación en general.

Al contratista le corresponde la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

5.3 Conexiones

Las conexiones de los conductores entre sí y con otros aparatos o dispositivos se efectuarán mediante conectores que dispongan de la protección IP adecuada de acuerdo al ambiente en que se desean instalar.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión deberán limpiarse, para evitar que en ellos existan materiales que impida un buen contacto, estos conductores tampoco deberán presentar daños o estar debilitados a causa de una mala manipulación a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

5.4 Protección del Medio Ambiente

En el proceso de instalación de los equipos se tendrán en cuenta, todas las normas ambientales aplicables y las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista.

Se adoptarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al emplazamiento en donde se desarrollara el proyecto. En caso de

observarse daños en la fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

6 Recepción de pruebas

El instalador deberá entregar al usuario un documento en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción provisional de la Instalación.

El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

7 Mantenimiento

7.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

Se realizara un contrato de mantenimiento, tanto preventivo como para corregir posibles fallos, este contrato tendrá una duración de por lo menos tres años y deberá ser realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Todas las actividades de mantenimiento realizadas se deberán registrar en un libro de mantenimiento.

Se realizara como mínimo una revisión anual de carácter preventivo que incluirá las labores de mantenimiento de todos los equipos de la instalación con los procedimientos aconsejados por los diferente fabricantes.

Para cumplir con los requisitos del plan de mantenimiento se debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión de cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y corrección de posibles daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Comprobación del estado de las baterías: situación respecto al proyecto inicial, comprobación de niveles de líquidos en caso de ser necesario, revisión y corrección de posibles daños que puedan afectar la integridad de los equipos y seguridad.
- Estructura de soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Reguladores: revisión de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de elementos de seguridad y protecciones: tomas a tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En el caso mantenimiento de carácter correctivo se debe incluir todas las actividades de sustitución de elementos cuando sea necesario para asegurar que el sistema funcione correctamente durante el resto de su vida útil, incluyendo:

- Un plazo máximo de 24 horas, como tiempo máximo para realizar la visita en caso de averías graves reportadas por el propietario.
- Plazo máximo de una semana, en caso de averías o fallos que no comprometan funcionamiento del sistema o la seguridad de los usuarios.
- Análisis y presupuestos de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.

7.2 Mantenimiento a realiza por el propietario

Sin afectar las condiciones de garantía indicadas por el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo el propietario realice las siguientes maniobras de mantenimiento preventivo:

- *Supervisión general*: comprobación general de que toso los equipos y elementos funcionan correctamente.
- *Limpieza*: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.

- *Verificación visual del campo fotovoltaico:* Comprobación de que no existan problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, manchas de oxidación.
- *Verificación de las medias:* La verificación periódica de las cifras de energía generada permitirá detectar bajas anormales de producción, lo cual podría indicar fallas de funcionamiento.

8 Garantías

Todos los elementos de la instalación, así como ésta en conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos e inversores los cuales contarán con la garantía del fabricante (25 años), contados a partir de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a realizar la reparación de los fallos de funcionamiento si estos fueron producidos por defectos ocultos de diseño, construcción, calidad e materiales o montaje, comprometiéndose a repararlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

8.1 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos en inversores la garantía será de acuerdo al fabricante de los mismos (25 años). Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador o a reparaciones que hayan de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

8.2 Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- Tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación. Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

8.3 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las caso de incumplimiento por parte del suministrador.

8.4 Lugar y tiempo de prestación

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”

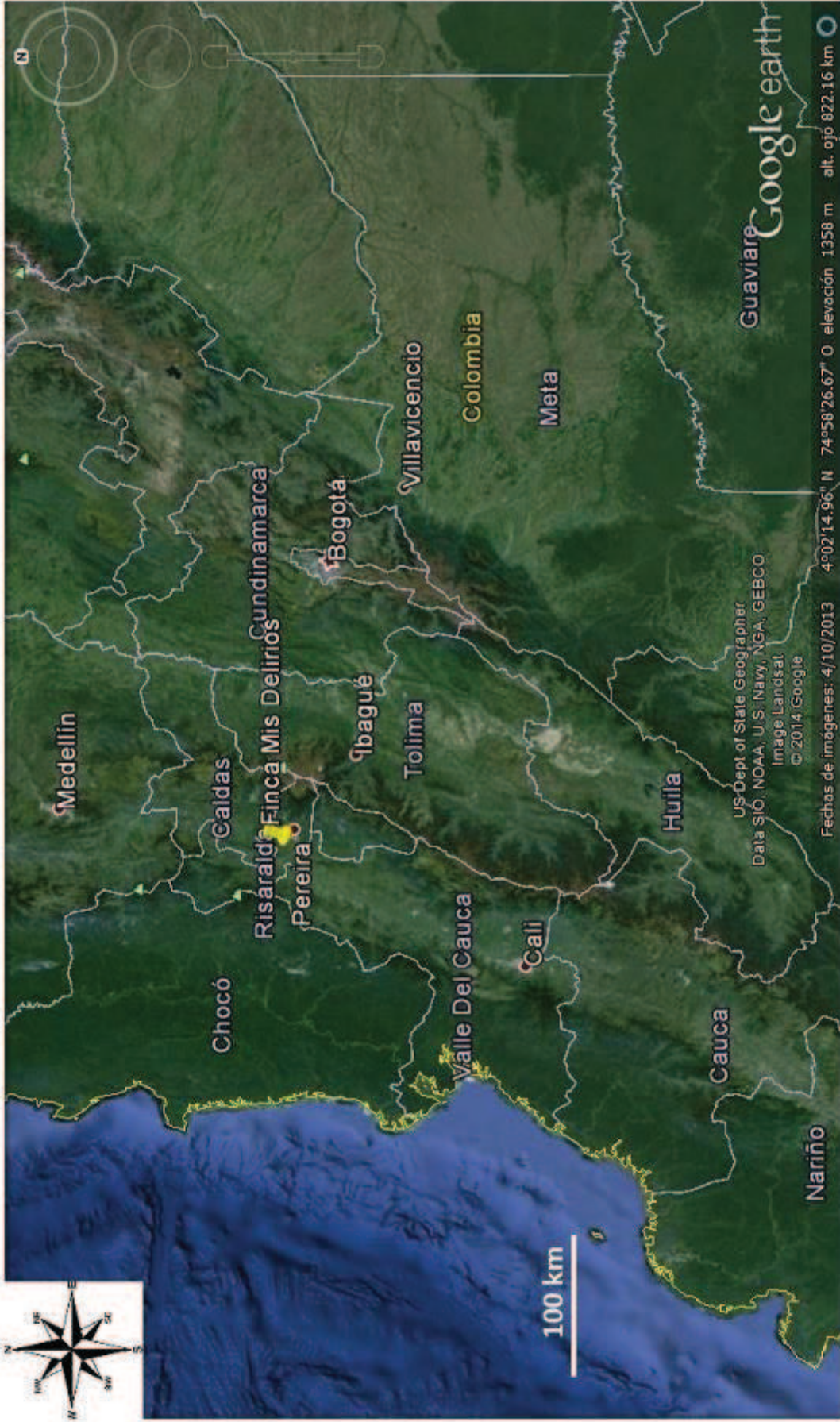
PLANOS

Master En Energías Renovables: Generación Eléctrica
Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

1 Contenido

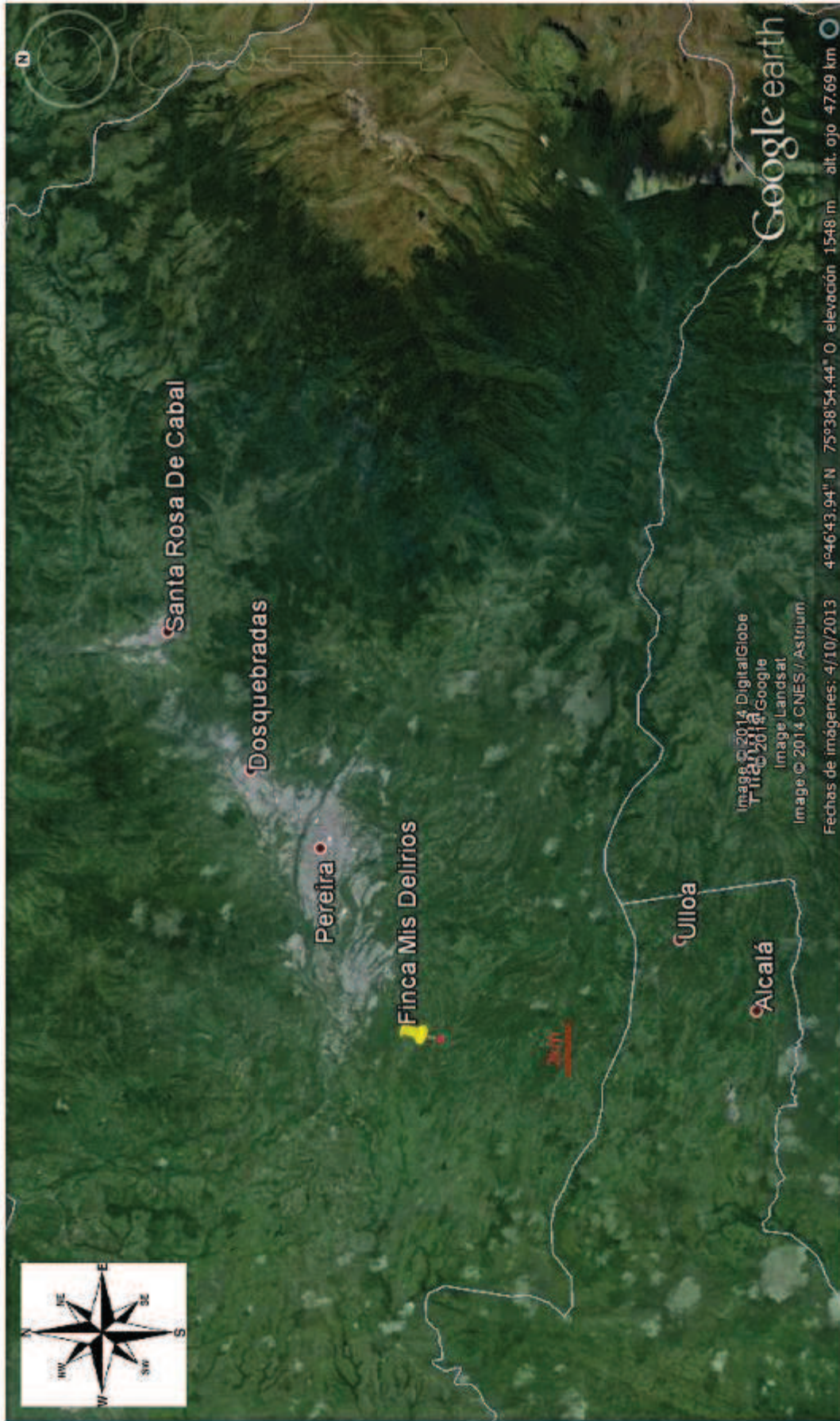
- 1 Contenido..... 1
- 2 Planos..... -
 - 2.1 Ubicación Geográfica.....Plano 1
 - 2.2 Ubicación de emplazamientoPlano 2
 - 2.3 Detalles del emplazamientoPlano 3
 - 2.4 Esquema Unifilar.....Plano 4
 - 2.5 Esquema Detallado.....Plano 5
 - 2.6 Estructura de soportePlano 6



Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
Titulo del proyecto Diseño de una instalación fotovoltaica para la finca: Mis delirios en Pereira - Colombia	
Titulo Plano: Ubicacion Geografica en Colombia	
Fecha: 30/08/2014	Escala: 1:4166667
N° Plano 1	



UPN
 UNIVERSIDAD
 PEDAGÓGICA
 NACIONAL



Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
Titulo del proyecto Diseño de una Instalación fotovoltaica autónoma para la finca: Mis delirio en Pereira - Colombia.	
Titulo Plano: Ubicacion Emplazamiento	
Fecha: 30/08/2014	Escala: 1 : 243902
N° Plano 2	





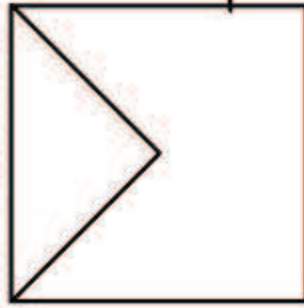
Image © 2014 DigitalGlobe

Fechas de imágenes: 7/26/2005 4°46'29.78" N 75°45'35.71" O elevación 1233.m alt. obj 1.39 km

1970

Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
Título del proyecto Diseño de una Instalación fotovoltaica autónoma para la finca: Mis delirio en Pereira - Colombia	upna UNIVERSIDAD PONTIFICIA NUEVA GRANADILLA
Título Plano: Emplazamiento	N° Plano
Fecha: 30/08/2014	Escala: 1 : 763
	3

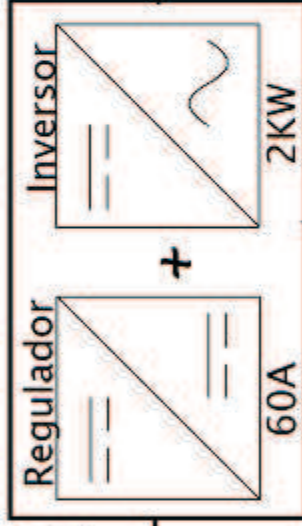
16 x ReneSola Virtus 255Wp



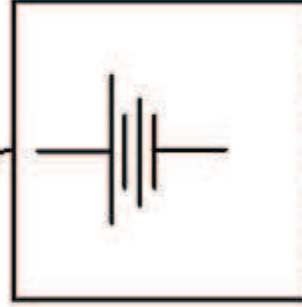
3060 Wp

Protector DC

RFE - 2000



Protector DC



40 x CSB (GPL 121000 100Ah/12V)
2000Ah x 24V

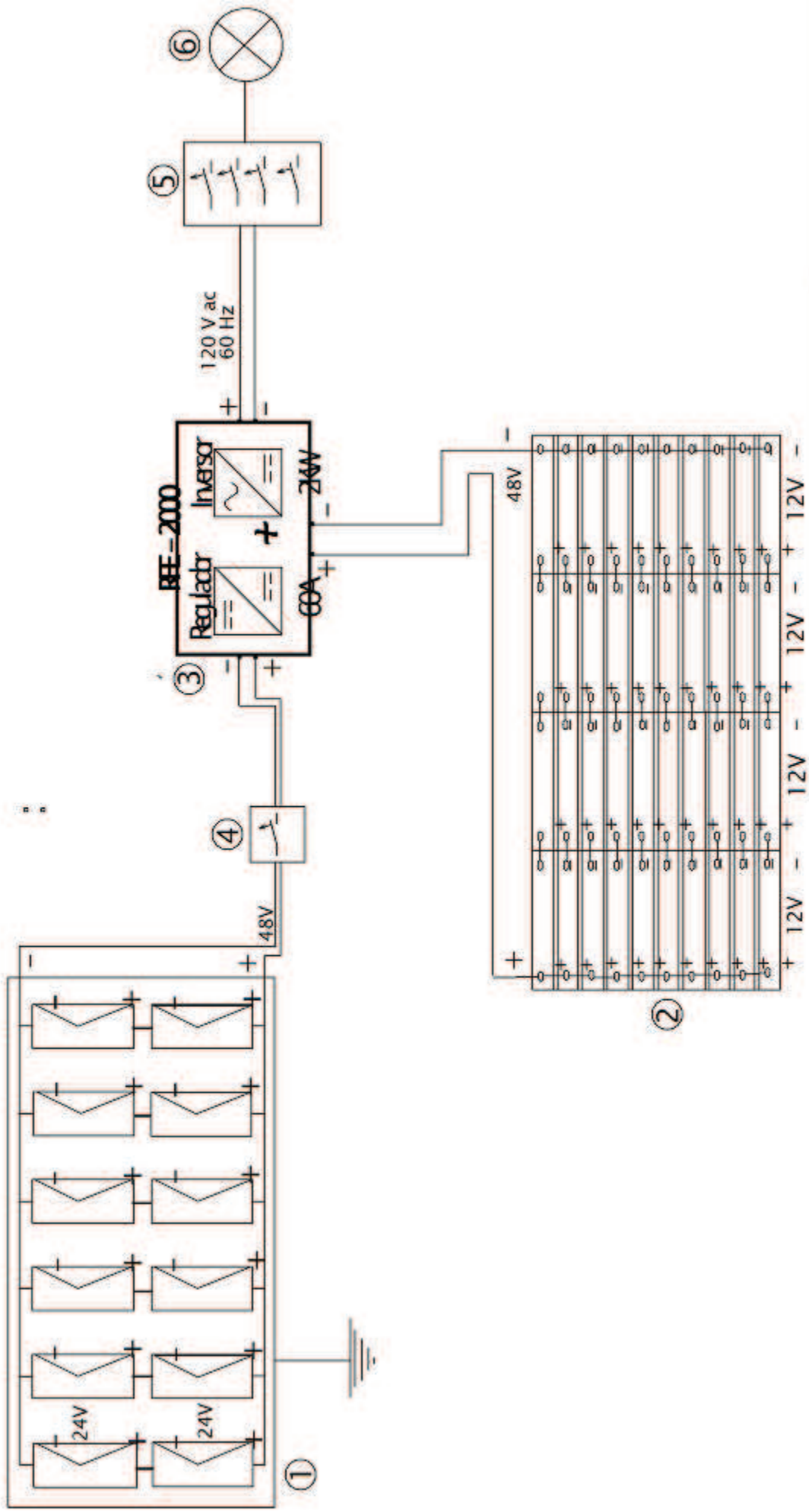
Protector AC

Carga



1,9 kW max

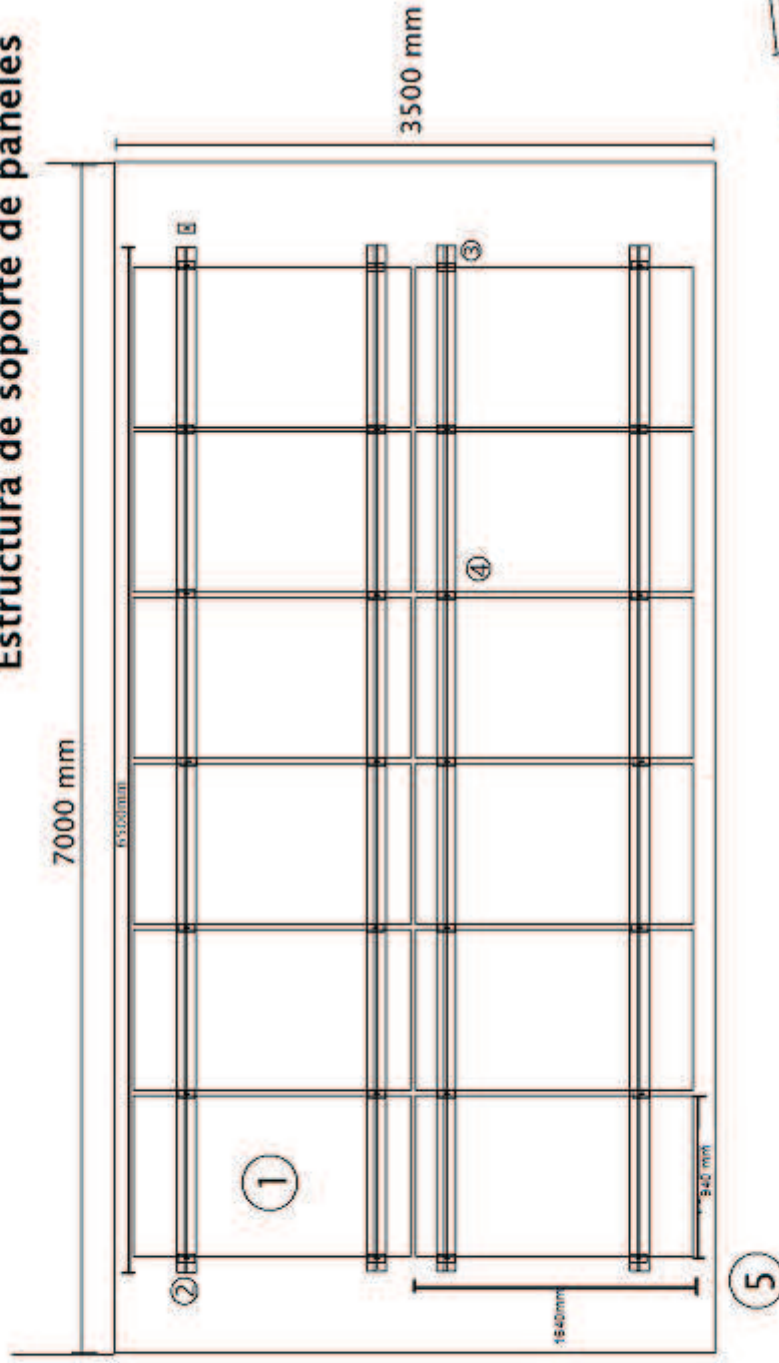
Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
Título del proyecto Diseño de una instalación fotovoltaica autónoma para la finca: Mis delirio en Pereira - Colombia	
Título Plano: Esquema Unifilar	
Fecha: 30/08/2014	Escala: N.A.
N° Plano	
4	



1. Campo fotovoltaico 3060 Wp (12 paneles Renesola 255W)
2. Acumulador 1000 Ah (40 baterías 100Ah)
3. Inversor y Regulador, 2000 W, Renesola RFE 2000
4. Breaker dc
5. Caja de protección a.c.
6. Cargas de la finca

Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
upna Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia N° Plano 5	
Título del proyecto Diseño de una Instalación fotovoltaica autónoma para la finca: Mis delirio en Pereira - Colombia	
Título Plano: Esquema detallado	
Fecha: 30/08/2014	Escala: N.A.

Estructura de soporte de paneles



1. Panel Solar, Renesola Virtus II (1640mm x 940 mm)
2. Perfil principal Aluminio, 6500 mm
3. Sujetador Lateral
4. Sujetador interno.
5. Superficie sur del tejado

Volumen: Planos	Sergio Andres Santa Garcia
upna <small>UNIVERSIDAD PONTIFICIA NEOLÓGICA DE BOGOTÁ</small>	
Título del proyecto Diseño de una instalación fotovoltaica autónoma para la finca: Mis delirio en Pereira - Colombia	
Título Plano: Estructura de soporte, paneles	
Fecha: 30/08/2014	Escala: 1 : 25
N° Plano 6	

**“DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA
AUTÓNOMA PARA LA FINCA MIS DELIRIO EN
PEREIRA – COLOMBIA”**

ESTADO DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO

Master En Energías Renovables: Generación Eléctrica
Universidad Pública de Navarra

Sergio Andrés Santa García

1 Contenido

1	Contenido.....	1
2	Mediciones.....	2
2.1	Equipos.....	2
2.2	Estructura de soporte.....	3
2.3	Mano de Obra.....	3
2.4	Seguridad y Prestaciones.....	3
3	Presupuesto.....	4
3.1	Cuadros de precios.....	4
3.1.1	Equipos.....	4
3.1.2	Estructura de soporte.....	5
3.1.3	Mano de Obra.....	5
3.1.4	Seguridad y Prestaciones.....	5
3.2	Presupuesto de ejecución material.....	6
3.2.1	Equipos.....	6
3.2.2	Estructura.....	7
3.2.3	Mano de Obra.....	7
3.2.4	Seguridad y Prestaciones.....	8
3.3	Resumen del presupuesto de ejecución material.....	8
3.4	Presupuesto de ejecución por contrata.....	9

2 Mediciones

2.1 Equipos

Código	Resumen	Unidades	Longitud	Anchura	Anchura	Parciales	Cantidad
Capítulo 1 Equipos							
01.01	Ud Panel Fotovoltaico Virtus II 250Wp Paneles fotovoltaicos policristalinos de 255 vatios de potencia pico, encargados de generar la energía a partir de la radiación solar. Estos se encontraran en la entrada del sistema y estarán interconectados mediante seis ramas de dos paneles en serie cada una.	12				12	12
01.02	Ud Batería CSB GLP 121000 12V 100Ah (C20) Baterías de plomo-acido, usadas como acumuladores para el sistema fotovoltaico, cada batería tiene una capacidad de 100Ah, interconectados en diez ramas de cuatro baterías en serie cada una.	40				40	40
01.03	Ud Inversor RFE 2000 Inversor autónomo con regulador incluido con potencia nominal de 2000 vatio, y tensión nominal de 48V. De él saldrá la corriente para alimentar las cargas.	1				1	1
01.04	m Cable XHHW-2 2AWG Cable dedicado a conectar el campo fotovoltaico con el regulador de 33,6 mm2 de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V	20				20	20
01.05	m Cable XHHW-2 6AWG Cable dedicado a conectar el inversor con las baterías, con 13,3 mm2 de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V	8				8	8
01.06	Ud Protección tramos d.c. Interruptor de protección entre los elementos de los circuitos d.c.	3				2	2
01.07	Ud Protección tramo a.c. Interruptor magnetotérmico para protección de la salida a.c. del inversor.	1				1	1
01.08	Ud Conectores hembra y macho Conectores especiales para sistemas fotovoltaicos en par macho y hembra, necesario para realizar todas las conexiones.	10				10	10

2.2 Estructura de soporte

Código	Ud	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Anchura	Parciales	Cantidad
Capítulo 2 Soportes								
02.01	m	Perfil principal de soporte						
		Perfil principal de aluminio, para soporte de paneles fotovoltaicos.						
			26				26	
								26
02.02	Ud	Fijador lateral						
		Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las partes externas del campo fotovoltaico.						
			8				8	
								8
02.03	Ud	Fijador intermedio						
		Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las zonas intermedias del campo fotovoltaico.						
			20				20	
								20
02.04	Ud	Gancho de sujeción						
		Gancho de aluminio para la sujeción de la estructura de soporte al tejado.						
			12				12	
								12

2.3 Mano de Obra

Código	Ud	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Anchura	Parciales	Cantidad
Capítulo 3 Mano de Obra								
03.01	h	Mano de obra x dos obreros						
		Mano de obra para las tareas de adecuación, montaje, instalación y puesta en marcha del sistema. Con valor de seguridad social incluida.						
			16				16	
								16
03.02	Día	doble juego de seguridad trabajo en altura						
		Alquiler de equipo doble para trabajo en altura, incluye: Guantes, Cascos, Cuerdas, arneses, Botas.						
			2				2	
								2

2.4 Seguridad y Prestaciones

Código	Ud	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Anchura	Parciales	Cantidad
Parte 4 Prestaciones y seguridad								
04.01	Día	Prestaciones y seguridad dos obreros						
		Pago obligatorio de prestaciones, seguro social, y seguro de riesgos laborales						
			2				2	
								2

3 Presupuesto

3.1 Cuadros de precios

3.1.1 Equipos

Código	Ud	Resumen	Precio
Parte 1 Equipos			
01.01	Ud	Panel Fotovoltaico Virtus II 250Wp Paneles fotovoltaicos policristalinos de 255 vatios de potencia pico, encargados de generar la energía a partir de la radiación solar. Estos se encontraran en la entrada del sistema y estarán interconectados mediante seis ramas de dos paneles en serie cada una.	132,6 CIENTO TREINTA Y DOS con SESENTA CENTIMOS
01.02	Ud	Batería CSB GLP 121000 12V 100Ah Baterías de plomo-acido, usadas como acumuladores para el sistema fotovoltaico, cada batería tiene una capacidad de 100Ah, interconectados en diez ramas de cuatro baterías en serie cada una.	124,21 CIENTO VIENTICUATRO con VIENTIÚN CENTIMOS
01.03	Ud	Inversor RFE 2000 Inversor autónomo con regulador incluido con potencia nominal de 2000 vatio, y tensión nominal de 48V. De él saldrá la corriente para alimentar las cargas.	419,44 CUATO CIENTOS DIECINUEVE con CUARENTA Y CUATRO CENTIMOS
01.04	m	Cable XHHW-2 2AWG Cable dedicado a conectar el campo fotovoltaico con el regulador de 33,6 mm ² de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V.	6,93 SEIS con NOVENTA Y TRES CENTIMOS
01.05	m	Cable XHHW-2 6AWG Cable dedicado a conectar el inversor con las baterías, con 13,3 mm ² de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V.	3,26 TRES con VEINTISEIS CENTIMOS
01.06	Ud	Protección tramos d.c. Interruptor de protección entre los elementos de los circuitos d.c.	35,23 TREINTA Y CINCO con VIENTITRES CENTIMOS
01.07	Ud	Protección tramo a.c. Interruptor magnetotérmico para protección de la salida a.c. del inversor	20 VEINTE
01.08	Ud	Conectores hembra y macho Conectores especiales para sistemas fotovoltaicos en par macho y hembra, necesario para realizar todas las conexiones.	2 DOS

3.1.2 Estructura de soporte

Código	Ud	Resumen	Precio
Parte 2 Soportes			
02.01	m	Perfil principal de soporte Perfil principal de aluminio, para soporte de paneles fotovoltaicos.	7,73
			SIETE con SETENTA Y TRES CENTIMOS
02.02	Ud	Fijador lateral Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las partes externas del campo fotovoltaico.	2,86
			DOS con OCHENTA Y SEIS CENTIMOS
02.03	Ud	Fijador intermedio Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las zonas intermedias del campo fotovoltaico.	1,74
			UNO con SETENTA Y CUATRO CENTIMOS
02.04	Ud	Gancho de sujeción Gancho de aluminio para la sujeción de la estructura de soporte al tejado.	16,89
			DIECISEIS con OCHETA Y NUEVE CENTIMOS

3.1.3 Mano de Obra

Código	Ud	Resumen	Importe
Capítulo 3 Mano de Obra			
03.01	h	Mano de obra x dos obreros Mano de obra para las tareas de adecuación, montaje, instalación y puesta en marcha del sistema. Con valor de seguridad social incluida.	6,82
			SEIS con OCHENTA Y DOS CENTIMOS
03.02	Día	doble juego de seguridad trabajo en altura Alquiler de equipo doble para trabajo en altura, incluye: Guantes, Cascos, Cuerdas, arneses, Botas.	198,73
			CIENTO NOVENTA Y OCHO con SETENTA Y TRES CENTIMOS

3.1.4 Seguridad y Prestaciones

Código	Ud	Resumen	Importe
Parte 4 Prestaciones y seguridad			
04.01	Día	Prestaciones y seguridad dos obreros Pago obligatorio de prestaciones, seguro social, y seguro de riesgos laborales	31,8
			TREINTA Y UN con OCHENTA CENTIMOS

3.2 Presupuesto de ejecución material

3.2.1 Equipos

Código	Ud	Resumen	UDS	Longitud	Altitud	Anchura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
Parte 1 Equipos										
01.01	Ud	Panel Fotovoltaico Virtus II 250Wp								
		Paneles fotovoltaicos policristalinos de 255 vatios de potencia pico, encargados de generar la energía a partir de la radiación solar. Estos se encontrarán en la entrada del sistema y estarán interconectados mediante seis ramas de dos paneles en serie cada una.								
			12					12	132,6	1591,2
MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UNO con VEINTE CENTIMOS										
01.02	Ud	Batería CSB GLP 121000 12V 100Ah (C20)								
		Baterías de plomo-acido, usadas como acumuladores para el sistema fotovoltaico, cada batería tiene una capacidad de 100Ah, interconectados en diez ramas de cuatro baterías en serie cada una.								
			40					40	124,21	4968,4
CUATRO MIL NOVECIENTOS SESENTA Y OCHO con CUARENTA CENTIMOS										
01.03	Uds	Inversor RFE 2000								
		Inversor autónomo con regulador incluido con potencia nominal de 2000 vatio, y tensión nominal de 48V. De él saldrá la corriente para alimentar las cargas.								
			1					1	419,44	419,44
CUATROCIENTOS DIECINUEVE con CUARENTA Y CUATRO CENTIMOS										
01.04	m	Cable XHHW-2 2AWG								
		Cable dedicado a conectar el campo fotovoltaico con el regulador de 33,6 mm2 de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V								
			10					10	6,93	69,3
SESENTA Y NUEVE con TREINTA CENTIMOS										
01.05	m	Cable XHHW-2 6AWG								
		Cable dedicado a conectar el inversor con las baterías, con 13,3 mm2 de sección, resistente a la radiación solar y retardante de llamas, con tensión máxima de operación de 600V								
			4					4	3,26	13,04
TRECE con CUATRO CENTIMOS										
01.06	Ud	Protección tramos d.c.								
		Interruptor de protección entre los elementos de los circuitos d.c.								
								2	52,84	105,69
CIENTO CINCO con SESENTA Y NUEVE CENTIMOS										
01.07	Ud	Protección tramo a.c.								
		Interruptor magnetotérmico para protección de la salida a.c. del inversor								
			1					1	20	20
VEINTE										

01.08	Ud Conectores hembra y macho								
	Conectores especiales para sistemas fotovoltaicos en pares macho hembra								
		10				10			
							1	20	20
									VEINTE

3.2.2 Estructura

Código	Resumen	UDS	Longitud	Altura	Anchura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
Parte 2 Soportes									
02.01	m Perfil principal de soporte								
	Perfil principal de aluminio, para soporte de paneles fotovoltaicos.								
		26				26			
							26	7,73	200,98
									DOSCIENTOS con NOVENTA Y OCHO CENTIMOS
02.02	Ud Fijador lateral								
	Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las partes externas del campo fotovoltaico.								
		8				8			
							8	2,86	22,88
									VEINTIDOS con OCHENTA Y OCHO CENTIMOS
02.03	Ud Fijador intermedio								
	Fijador de aluminio, para la sujeción de los paneles en las zonas intermedias del campo fotovoltaico.								
		20				20			
							20	1,74	34,8
									TREINTA Y CUATRO con OCHENTA CENTIMOS
02.04	Ud Gancho de sujeción								
	Gancho de aluminio para la sujeción de la estructura de soporte al tejado.								
							12	16,89	202,68
									DOSCIENTOS DOS con SESENTA Y OCHO CENTIMOS

3.2.3 Mano de Obra

Código	Resumen	UDS	Longitud	Anchura	Altura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
Capítulo 3 Mano de Obra									
03.01	h Mano de obra x dos obreros								
	Mano de obra para las tareas de adecuación, montaje, instalación y puesta en marcha del sistema. Con valor de seguridad social incluida.								
		16				16			
							16	6,82	109,12
									CIENTO NUEVE con DOCE CENTIMOS
03.02	Día doble juego de seguridad trabajo en altura								
	Alquiler de equipo doble para trabajo en altura, incluye: Guantes, Cascos, Cuerdas, arneses, Botas.								
							2	198,73	397,46
									TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE con CUARENTA Y SEIS CENTIMOS

3.2.4 Seguridad y Prestaciones

Código	Resumen	UDS	Longitud	Altura	Anchura	Parciales	Cantidad	Precio	Importe
Parte 4 Prestaciones y seguridad									
04.01	Día Prestaciones y seguridad dos obreros								
	Pago obligatorio de prestaciones, seguro social, y seguro de riesgos laborales								
		2					2	31,8	63,6
									SESENTA Y TRES con SESENTA CENTIMOS

3.3 Resumen del presupuesto de ejecución material

Presupuesto				
Código	Concepto	Precio	Cantidad	Importe
01	Equipos			87%
01.01	Panel Fotovoltaico Virtus II 255Wp	€ 132,60	12	€ 1.591,20
01.02	Batería CSB GLP 121000 12V 100Ah	€ 124,21	40	€ 4.968,40
01.03	Inversor RFE-2000	€ 419,44	1	€ 419,44
01.04	Cables XHHW-2 2AWG, de tres hilos	€ 6,93	10	€ 69,30
01.05	Cables XHHW-2 6AWG, de tres hilos	€ 3,26	4	€ 13,04
01.06	Protección tramos d.c.	€ 52,84	3	€ 105,69
01.07	Protección tramo a.c.	€ 20,00	1	€ 20,00
01.08	Conectores par hembra macho	€ 2,00	10	€ 20,00
02	Estructura de Soporte			6%
02.01	Perfil principal de soporte	€ 7,73	26	€ 200,98
02.02	Fijador Lateral	€ 2,86	8	€ 22,88
02.03	Fijador Intermedio	€ 1,74	20	€ 34,80
02.04	Gancho de Sujeción	€ 16,89	12	€ 202,68
03	Mano de Obra			6%
03.01	Mano de obra de dos obreros x hora	€ 6,82	16	€ 109,12
03.02	Alquiler juego de seguridad trabajo en altura	€ 198,70	2	€ 397,40
04	Prestaciones y Seguridad			1%
04.01	Prestaciones y seguridad	€ 31,80	2	€ 63,60
Total		€		8.238,53
Total	OCHOMIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL EUROS CON CINCUENTA Y TRES CENTIMOS			

El propuesto de ejecución material es de 8.238,53 Euros, (OCHO MIL DOSCIENTOS TREINTA Y OCHO MIL EUROS CON CINCUENTA Y TRES CENTIMOS).

3.4 Presupuesto de ejecución por contrata

Presupuesto ejecución por contrata		
Total presupuesto ejecución material	€	8.238,53
Gastos Generales (13%)	€	1.071,01
Beneficio industrial del contratista (5%)	€	411,93
SUBTOTAL	€	9.721,47
IVA (0%)	€	-
TOTAL	€	9.721,47

El presupuesto total de la obra es de 9.721,47 Euros (NUEVE MIL SETECIENTOS VEINTIÚN EUROS con CUARENTA Y SIETE CENTIMOS).