



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA FACULTAD DE
INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA PROGRAMA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA ON GRID
PARA LA FINCA AVE FÉNIX.

FREDY ANDRÉS SÁNCHEZ VILLABONA.

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

SISTEMA DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA ON GRID
PARA LA FINCA AVE FÉNIX

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de

INGENIERO
ELECTRICISTA

AUTOR

FREDY ANDRÉS SÁNCHEZ VILLABONA

DIRECTOR

ANTONIO GAN ACOSTA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y
ARQUITECTURA UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

DEDICATORIA

- Este trabajo lo dedico muy especialmente a mis padres quienes siempre lucharon para entregar lo mejor que estaba a su alcance en medio de miles de dificultades que la vida nos puso día tras día y siempre soñaron con verme alcanzar mis metas y convertirme un profesional de bien que aporte beneficios a la sociedad.
- A mis hermanas Liliana y Carolina con quienes hemos luchado conjuntamente para alcanzar nuestros sueños de quienes siempre he recibido el apoyo y una mano en los momentos más difíciles y a quienes espero poder aportar grandes cosas en lo que viene para sus vidas.
- A mi hermano Alejandro Balaguer con quien decidimos construir este sueño juntos de convertirnos en ingenieros y de quien he recibido siempre la mejor energía y el apoyo incondicional para lograr nuestras metas.
- Hay personas que pasan por la vida y hay otras que se quedan para siempre, Jorge armando Angarita mi gran y eterno amigo quien llego a mi vida y se quedó para siempre y me ha acompañado en todos los momentos de mi vida.
- A mi gran maestra Jaqueline Maldonado quien siempre me impulso con sus conocimientos y su cariño, a ser valiente crecer como persona y no dejarme derrotar ante las más difíciles adversidades que nos trae la vida.
- A mi gran amigo hermano y compañero de vida, Alexander Latorre Leal y su familia quienes siempre me han dado lo mejor que ha estado a su alcance quienes me han recibido como un miembro más de su familia y me han aportado lo mejor de sus seres para mi crecimiento como persona y profesional a quienes debo gran gratitud y espero que se sientan orgullosos ya que este éxito en gran parte lo debo a ellos a su motivación cariño incondicional y su gran ejemplo de superación y valentía.
- A la señora maría Santander quien siempre me ha ofrecido su cariño incondicional llevándome en sus oraciones y quien siempre ruega a la virgen por mi bienestar y sé que sus oraciones han sido de gran fortaleza y bendición en los momentos de dificultad.
- A los ausentes. Todas aquellas personas que por una u otra razón ya no hacen parte de mi vida quienes para bien o algunas veces para mal decidieron irse.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi director de proyecto ingeniero Antonio Gan Acosta por su apasionada dedicación conocimientos y sabiduría que nos transmite en todo momento de manera incondicional

A mi director de carrera ingeniero Édison quien me enseñó que con disciplina y dedicación se pueden lograr las metas propuestas a pesar de las dificultades

A mi compañero Ever Rubiano quien siempre tiene palabras de motivación a pesar de lo grande que sean los retos a los que nos enfrentamos con quien siempre nos apoyamos para sacar adelante este trabajo.

a Kevin guerrero y José contreras quienes se convirtieron en mi bastión para lograr sacar mi carrera adelante sin importar las circunstancias en las que nos encontramos

A mis jefes Bibiana Méndez, Carlos Ruiz luna, Misael Espinoza, Ligia Herreño, Ramón bueno, Oscar tapias, Luis Cespedes, quienes siempre me apoyaron dándome la oportunidad de laborar mientras realizaba mis estudios y quienes siempre me brindaron los espacios y las oportunidades para alcanzar este sueño, de quienes aprendí grandes enseñanzas en mi formación como profesional y como persona.

Contenido

ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABLAS	10
RESUMEN	11
ABSTRACT	11
1 CAPITULO NORMATIVIDAD	12
1.1 INTRODUCCIÓN	12
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	12
1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	13
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	13
1.5 OBJETIVO GENERAL.....	13
1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
1.6.1 Objetivo específico 1:	13
1.6.2 Objetivo específico 2:	13
1.6.3 Objetivo específico 3:	13
1.7 ACOTACIÓN	13
1.7.1 Acotación 1:.....	13
1.7.2 Acotación 2:.....	13
1.7.3 Acotación 3:.....	13
1.8 NORMATIVIDAD	14
1.8.1 LEY 1715 DEL 2014	14
ARTICULO 1 OBJETO	15
ARTICULO 2 FINALIDAD DE LA LEY	15
ARTICULO 3 ÁMBITO DE LA APLICACIÓN	15
ARTICULO 5 DEFINICIONES.....	15
Autogeneración.....	15
Contador bidireccional	15
Desarrollo Sostenible.	15
Energía solar.....	16
Excedente de energía.....	16
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.....	16
ARTICULO 8 PROMOCIÓN DE LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN ESCALA Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.	16

Artículo 11. Incentivos la generación de energías no convencionales.	17
Artículo 12. Instrumentos para la promoción de las FNCE.	17
1.8.2 RETIE.....	18
Artículos relacionados.....	18
1.8.3 NTC 2050	23
2 CAPITULO BASES TEÓRICAS.....	24
2.1 QUE ES LA ENERGÍA SOLAR	24
2.2 HISTORIA	24
2.3 CELDAS SOLARES EN DESARROLLO	26
2.4 EFECTO FOTOVOLTAICO.....	26
2.5 UNIDADES DE MEDIDA PRINCIPALES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	27
2.6 UBICACIÓN DEL PROYECTO	27
2.7 INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO	31
2.8 CONDICIONES ARQUITECTÓNICAS.....	31
2.9 ÁREA DISPONIBLE.....	31
2.10 BASE DE DATOS PARA LA RADIACIÓN SOLAR EN PAMPLONA	32
2.10.1 RESUMEN	32
3.1 ANGULO DE INCLINACIÓN OPTIMO	34
3.2 CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA.....	35
MASA DE AIRE	36
3.3 FACTOR DE SOMBRA	37
3.4 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	37
3.5 ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS ELÉCTRICOS	37
3.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y TÉRMICOS DEL GENERADOR	39
3.6 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR	39
3.6.1 QUE ES UN INVERSOR	39
3.6.2 COMO SE DIMENSIONA.....	39
3.7 otros equipos requeridos.....	39
3.7.1 contador o medidor de energía	39
3.7.2 sistemas de gestión	39
3.7.3 CABLES.....	40
3.7.4 PROTECCIONES.....	40
4 USO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PV syst.....	41

4.1.....	41
4.1.2 información meteorológica de Pv syst.....	42
4.2 Orientación del sistema	43
4.2.1 grafica de la eficiencia de la inclinación	44
4.3 selección del sistema.....	45
4.3.1 dimensionamiento del sistema	45
4.3.2 Selección del modulo	46
4.3.3 seleccionamos el inversor	46
4.3.4 Número de módulos y cadenas.....	47
4.3.5 Grafica de cumplimiento de las especificaciones	48
4.3.6 Esquema simplificado.....	49
4.3.7 Resumen del sistema	50
4.4 Otras características importantes del diseño.....	51
4.4.1 Autoconsumo	51
4.4.2 perdidas.....	52
4.4.3 Perdidas por sombras.....	53
5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	55
5.1 Balances y resultados principales.....	55
5.2 Meteo y energía incidente	56
5.3 Energía incidente efectiva	57
5.4 Factores ópticos	58
5.5 Perdidas detalladas del sistema	59
5.6 Perdidas detalladas del inversor	60
5.7 Uso de energía y necesidades del usuario	61
5.8 coeficientes de rendimiento normalizados.....	62
5.9 Diagrama de pérdidas del sistema	63
5.10 Producciones normalizadas.....	64
6 selección del medidor	64
6.1 Medidor de inyección cero.....	64
6.1.1 Medidor bidireccional	64
6.1.2 Medidor inteligente	65
7 balance de emisiones de co2	65
8 ANÁLISIS ECONÓMICO	66

9 CONCLUSIONES	67
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA	69
ANEXOS	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 puesta del sol [10].....	24
Figura 2 Esquema del efecto fotovoltaico [9].....	26
Figura 3. Localización del departamento de norte de Santander [1]	28
Figura 4. Localización del municipio de pamplona [2].....	28
Figura 5. Localización del municipio de pamplona norte de Santander. [3].....	29
Figura 6. Localización de la finca ave fénix vereda de chichira municipio de pamplona norte de Santander [4].....	30
Figura 7. Imagen de la casa ubicada en la finca el ave fénix vereda chichira municipio de pamplona norte de Santander.....	30
Figura 8. Potencial fotovoltaico en pamplona. [11].....	32
Figura 9. Datos de irradiación [11].....	32
Figura 10 datos de irradiación y temperatura. [11]	33
Figura 11. Información general de pamplona. [11]	33
Figura 12. Características para cubiertas de pequeñas dimensiones en el municipio de Pamplona [11].....	34
Figura 13 coordenadas geográficas de pamplona [14].....	34
Figura 14 recibo del consumo de energía por parte del operador de red del lugar donde se ejecutara el proyecto	38
Figura 15 coordenadas geográficas Pv syst.....	41
Figura 16 información meteorológica mensual extraída Pv syst	42
Figura 17 Orientación de los módulos fotovoltaicos en Pv syst.	43
Figura 18 imagen de las gráficas de eficiencia luego de seleccionada la inclinación.....	44
Figura 19 datos del dimensionamiento del sistema al Pv syst.....	45
Figura 20 selección del módulo fotovoltaico en Pv syst	46
Figura 21 selección del inversor Pv syst.....	46
Figura 22 configuración de módulos en el Pv syst	47
Figura 23 Grafica de cumplimiento especificaciones Pv syst.....	48
Figura 24 Esquema simplificado Pv syst.....	49
Figura 25 Autoconsumo Pv syst	51
Figura 26 Parámetro térmico Pv syst	52
Figura 27 Perdida por suciedad.....	53
Figura 28 Factor de sombreado Pv syst	53
Figura 29 Lugar de la instalación fotovoltaica.....	54
Figura 30 Balance y resultados principales	55

Figura 31 Parámetros definidos en la tabla	55
Figura 32 Meteo y energía incidente	56
Figura 33 Parámetros de la tabla	56
Figura 34 Energía incidente efectiva	57
Figura 35 Parámetros de la tabla	57
Figura 36 Factores ópticos	58
Figura 37 Parámetros de la tabla	58
Figura 38 Perdidas detalladas del sistema	59
Figura 39 Parámetros definidos para la tabla	59
Figura 40 Perdidas detalladas del inversor	60
Figura 41 Parámetros definidos para la tabla	60
Figura 42 Uso de energía y necesidades del usuario	61
Figura 43 Parámetros definidos para la tabla	61
Figura 44 Coeficientes de rendimiento normalizados	62
Figura 45 Parámetros definidos para la tabla	62
Figura 46 Diagrama de pérdidas del sistema	63
Figura 47 grafica de la producción y perdidas del sistema	64
Figura 48 Beneficio ambiental del sistema	66
Figura 49 Periodo de recuperación	66
Figura 50 Información económica del proyecto	67
Figura 51 Especificaciones del cable	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 unidades de medida para sistemas fotovoltaicos [9].....	27
Tabla 2 datos básicos para la instalación	45

RESUMEN

Este trabajo tiene como propósito el diseño de una planta fotovoltaica On grid, en donde se analizarán básicamente tres aspectos en la viabilidad del proyecto, los cuales son el aspecto técnico, normativo y el económico.

Para tal propósito se realizará primeramente un estudio de las condiciones climáticas y el recurso solar con el que se cuenta en el lugar de ejecución del proyecto.

Seguidamente un estudio de los tipos de paneles adecuados (mono cristalino o poli cristalino) que más se adapten a las condiciones climáticas para este lugar (Finca Ave Fénix vereda Chichira, Pamplona Norte de Santander), teniendo en cuenta la curva de potencia de cada tipo de panel y su funcionamiento bajo las condiciones climáticas del lugar mencionadas anteriormente.

Se determinará la configuración útil para este lugar, en función a los paneles, el inversor, y regulador.

Seguidamente se realizará un estudio económico de la propuesta presentada con el fin de evaluar la viabilidad en la ejecución del proyecto.

ABSTRACT

The purpose of this work is the design of an On grid photovoltaic plant, where basically three aspects will be analyzed in the viability of the project, which are the technical, regulatory and economic aspects.

For this purpose, a study of the climatic conditions and the solar resource available in the place of execution of the project will be carried out first.

Next, a study of the types of suitable panels (monocrystalline or polycrystalline) that best adapt to the climatic conditions for this place (Finca Ave Fénix, village of Chichira, Pamplona Norte de Santander), taking into account the power curve of each type. of panel and its operation under the climatic conditions of the place mentioned above.

The useful configuration for this place will be determined, depending on the panels, the inverter, and the regulator.

Next, an economic study of the proposal presented will be carried out in order to evaluate the feasibility in the execution of the project.

1 CAPITULO NORMATIVIDAD

1.1 INTRODUCCIÓN

¿Alguna vez has imaginado vivir en un planeta completamente natural sin perder las comodidades de la tecnología? Pues bien, el futuro de la humanidad depende de la conservación que podamos realizar de nuestro planeta junto con sus recursos naturales. Si bien estamos lejos de llegar allí, la humanidad ha venido dando pasos que nos permitan perfilarnos en la consecución de ese objetivo. Y uno de los principales pasos es el uso de fuentes alternas de energías renovables no contaminantes.

El desarrollo de este trabajo nos permitirá no solo adentrarnos en el mundo de la energía solar fotovoltaica, si no que le permite al lector también tener una perspectiva diferente de la humanidad tal como la concebimos hoy abriendo las posibilidades a la imaginación y creatividad en el uso de recursos que no causen el daño que los combustibles fósiles hacen a nuestro planeta.

En este texto realizaremos el diseño de un sistema solar fotovoltaico de pequeña escala para proveer el consumo a una casa ubicada en la finca ave fénix del municipio de Pamplona, permitiendo así que este tipo de tecnología no sea de uso exclusivo para cierto grupo de población o de zonas de nuestra región, sino al contrario familiarizando a las poblaciones menos favorecidas con el uso de este tipo de tecnologías.

Así mismo aprenderemos un poco de las leyes y normativas que reglamentan el uso de estas tecnologías junto con las herramientas tecnológicas que en la actualidad existen para el diseño de este tipo de sistemas, permitiéndonos incluso convertir estas herramientas y conocimiento en un modelo de negocio.

Además de estas ventajas y veneficios realizaremos un estudio económico donde aprenderemos a evaluar la viabilidad en la instalación de estos proyectos no solo como veneficio para la humanidad y el medio ambiente si no también como una oportunidad de mejorar la economía de nuestros hogares, mediante la disminución del gasto en consumo energético.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la finca Ave Fénix vereda Chichira, Pamplona Norte de Santander, la propietaria manifiesta interés por el uso de una tecnología que le permita no solo disminuir costos en el valor de consumo eléctrico, si no también hacer de su finca un lugar ecológico, y compatible con el medio ambiente y que el recurso solar sea también un valor agregado a la valorización de su territorio.

1.3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Se busca precisamente instalar un conjunto de módulos fotovoltaicos que nos permitan disminuir el consumo de energía eléctrica de la red, supliendo el consumo promedio diario de energía.

1.4 JUSTIFICACIÓN

Teniendo en cuenta que no tenemos cerca una fuente hídrica y además que el recurso eólico no es permanente y descartando por temas de compatibilidad con el medio ambiente cualquier recurso basado en combustibles fósiles, se plantea primeramente como solución a esta necesidad el uso de un sistema fotovoltaico, ya que se cuenta con el recurso solar, físico(espacio), y no genera desechos contaminantes como co₂, ruido, entre otros.

1.5 OBJETIVO GENERAL

Diseñar la planta fotovoltaica autónoma on grid para la Finca Ave Fénix vereda Chichira, Pamplona Norte de Santander.

1.6 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1.6.1 Objetivo específico 1: Determinar los parámetros de diseño realizando una síntesis de la normatividad para el diseño de un sistema fotovoltaico.

1.6.2 Objetivo específico 2: Diseñar la planta solar de la finca Ave Fénix, mediante la ayuda de una herramienta informática como: PVsyst, PV sol, o cualquier otro acreditado para tal fin.

1.6.3 Objetivo específico 3: Realizar un análisis económico del proyecto.

1.7 ACOTACIÓN

1.7.1 Acotación 1: Se hará uso de las bases meteorológicas de la NASA Y PVGIS, METEREONOM.

1.7.2 Acotación 2: Este diseño estará conectado a la red (ON GRID) con el fin de mantener la continuidad en el servicio y disminuir costos en el almacenamiento de energía.

1.7.3 Acotación 3: El área disponible para la instalación del panel es de 15 mts por 6 mts lo que corresponde a una superficie de 90 mt²

1.8 NORMATIVIDAD

A continuación, describiremos la norma principal que debemos conocer y que rige en Colombia para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

Contamos con varias normas que reglamentan el uso de sistemas fotovoltaicos a nivel nacional y nivel regional.

Lo primero que encontramos es la ley 1715 la cual en marca la forma en que se regirán las instalaciones fotovoltaicas a nivel nacional. Realizaremos un resumen de los artículos más importantes relacionados con nuestro trabajo.

Seguidamente y entrando un poco más en la parte técnica encontramos el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE.

Por último, realizaremos un análisis de los artículos para la instalación de sistemas fotovoltaicos que encontramos en el ntc 2050.

1.8.1 LEY 1715 DEL 2014

Esta ley tiene como propósito incentivar el desarrollo y utilización de las fuentes no convencionales de energía, especialmente aquellas de carácter renovable. [6]

A continuación, realizaremos una síntesis de los elementos que nos regula e incentiva para la realización de este proyecto.

CAPITULO 1

DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 1 OBJETO

1. Uso de las fuentes alternas de energía como un medio necesario para el desarrollo económico sostenible.
2. Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero.
3. Seguridad en el abastecimiento energético.

ARTICULO 2 FINALIDAD DE LA LEY

1. Establecer el marco legal e instrumentos para la promoción, fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para el aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía
2. Incentivar la penetración de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético colombiano

ARTICULO 3 ÁMBITO DE LA APLICACIÓN

Esta ley cubre a todos los agentes públicos y privados que intervienen en la definición de políticas para el desarrollo y aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, especialmente aquellas de carácter renovable.

ARTICULO 5 DEFINICIONES

Autogeneración

“Actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse, a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.” [17]

Contador bidireccional

“Contador que acumula la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente.” [17]

Desarrollo Sostenible.

“Aquel desarrollo que conduce al crecimiento económico, a la elevación de la calidad de vida y al bienestar social, sin agotar la base de recursos naturales renovables en que se sustenta, ni deteriorar el ambiente o el derecho de las generaciones futuras a utilizarlo para la satisfacción de sus propias necesidades, por lo menos en las mismas condiciones de las actuales.” [17]

Energía solar.

“Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol.” [17]

Excedente de energía.

“La energía sobrante una vez cubiertas las necesidades de consumo propias, producto de una actividad de autogeneración o cogeneración.” [17]

ARTICULO 6

COMPETENCIAS ADMINISTRATIVAS

GOBIERNO NACIONAL

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

1. “Expedir dentro de los 12 meses siguientes a la entrada en vigencia de esta ley los lineamientos en política energética en materia de generación con FNCE en las zonas no interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el SIN la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales.” [17]

CAPITULO 2

ARTICULO 8 PROMOCIÓN DE LA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA Y GRAN ESCALA Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

“El gobierno nacional promoverá la A pequeña y gran escala, y la generación distribuida” [17]

- A. “Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin” [17]
- B. “Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega” de excedentes a los autogeneradores a pequeña, escala.” [17]

CAPITULO 3

INCENTIVOS A LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA

Artículo 11. Incentivos la generación de energías no convencionales.

“Como fomento a la investigación, desarrollo e inversión en el ámbito de la producción y utilización de energía a partir de FNCE, la gestión eficiente de la energía, los obligados a declarar renta que realicen directamente inversiones en este sentido, tendrán derecho a reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.” [17]

“El valor a deducir por este concepto, en ningún caso podrá ser superior al 50% de la, renta líquida de la contribuyente determinada antes de restar el valor de la inversión.” [17]

“Para los efectos de la obtención del presente beneficio tributario, la inversión lo causante del mismo deberá obtener la certificación de beneficio ambiental por el Ministerio de Ambiente y ser debidamente certificada como tal por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, en concordancia con lo establecido en el artículo 158-2 del Estatuto Tributario.” [17]

Artículo 12. Instrumentos para la promoción de las FNCE.

“Incentivo tributario IVA. Para fomentar el uso de la energía procedente de FNCE, los equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales o importados que se destinen a la prevención e inversión, para la producción y utilización de energía partir de las fuentes no convencionales, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos estarán excluidos de IVA. Para tal efecto, el Ministerio de Medio Ambiente certificará los equipos y servicios excluidos del gravamen, con base en una lista expedida por la UPME.” [17]

1.8.2 RETIE

¿Qué es el RETIE?

Es un reglamento cuyo fin es el de Brindar herramientas mínimas básicas para la construcción e instalación de sistemas eléctricos de manera que estas se realicen en un entorno preventivo y seguro evitando que se puedan causar daño tanto a quienes instalan como quienes hacen uso de la red eléctrica. [12]

¿A quién va dirigido este reglamento?

A todas las personas vinculadas en el sector eléctrico quienes directa o indirectamente se ven involucradas en la instalación de las redes y sistemas eléctricos. [12]

Artículos relacionados

Artículo 21.8.2

Instalación de paneles fotovoltaicos

“21.8.2 Instalación de paneles solares fotovoltaicos Aplica a los paneles solares fotovoltaicos para proveer energía eléctrica en instalaciones de construcciones de uso domiciliario.” [13]

“Estos requisitos no aplican a sistemas de potencia menores a 150 W para aplicaciones individuales y no conectadas a la red de uso general.” [13]

“En la instalación de los paneles solares se debe dar cumplimiento a los siguientes requisitos: a. Toda instalación eléctrica conectada a la red de distribución que cuente con generación fotovoltaica, debe estar claramente identificada mediante una placa, la cual debe estar ubicada en la zona de desconexión, donde se indique que dicha instalación cuenta con un sistema de generación fotovoltaica, la capacidad de la fuente, la potencia máxima, la corriente nominal, la tensión de operación, la tensión máxima del sistema y la corriente de cortocircuito.” [13]

“b. Cableado de conexión de los paneles solares: Para conectar los distintos paneles solares con el tablero de conexión y con los equipos de control protección y medida, los conductores deben ser de tipo cables RESOLUCIÓN No. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE 103 aislados con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie y a la humedad, certificados para usos en sistemas fotovoltaicos basados en la norma UL 4703 o equivalente e instalados de forma que se reduzca al máximo el riesgo de falla a tierra, cortocircuito, y contacto directo o indirecto a personas.” [13]

“El cableado debe cumplir las demás disposiciones del presente reglamento que le apliquen.” [13]

c. “Las conexiones eléctricas entre paneles se deben hacer con terminales como bornes, localizados en la parte posterior del panel, preferiblemente encerradas en cajas de conexión, que permitan un montaje rápido, manteniendo la seguridad y la impermeabilidad del sistema.” [13]

d. “Para facilitar la ejecución de las labores de mantenimiento y reparación, se deben incluir en la instalación fotovoltaica, los elementos requeridos de seccionamiento tales como fusibles e interruptores, para la desconexión de forma simultánea, de los conductores no puestos a tierra, así como de todas las fuentes de energía, de inversores, baterías, controladores de carga, etc.” [13]

e. “La interconexión de los módulos de la unidad de generación fotovoltaica debe realizarse mediante conectores que cumplan con los siguientes requisitos:

- Ser a prueba de agua Tipo MC4 o equivalente, diseñado para aplicaciones de energía fotovoltaica, que cumpla con los requerimientos técnicos de la instalación, en conformidad a la norma IEC 60998 o equivalente.
- Ser polarizados, del tipo que permita su enclavamiento o bloqueo, contruidos e instalados de modo que eviten el contacto accidental de las personas con partes en tensión. Deben ser capaces de interrumpir el paso de la corriente por el circuito sin causar riesgos al operador.” [13]

f. “Los encerramientos para las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener un grado de protección adecuado al medio, con IP 55 o mayor y se debe asegurar que por medio de los cables no se ingrese agua al interior del encerramiento de conexiones o del mismo panel.” [13]

g. “Los empalmes de los conductores se deben realizar en cajas de derivación, con los accesorios para tal efecto.” [13]

h. “Los conductores que requieran ser protegidos contra radiación solar y temperatura, deben ir encerrados en tubería Conduit o canalización igualmente resistentes a estos propósitos. La tubería puede estar empotrada a las estructuras o embebida, la sujeción de las tuberías se efectuará mediante bridas de sujeción, los radios de las curvas no deben ser menores a los señalados por el fabricante de la tubería.” [13]

i. “Los arreglos y conexiones de las unidades de generación fotovoltaicos deben ser diseñados y ejecutados de tal forma que no se generen corrientes inversas entre los distintos arreglos. En caso de presentarse corrientes inversas, estas no deben ser mayores que la corriente inversa máxima que soportan los módulos o paneles fotovoltaicos, de lo

contrario deben ser limitadas mediante la utilización de diodos de bloqueo o protecciones de sobrecorriente (fusibles o interruptores automáticos).” [13]

j. “Para minimizar las corrientes inversas en la instalación se debe tener en cuenta:

- En un arreglo no se deben instalar módulos fotovoltaicos de distintos modelos.
- Se debe asegurar la ausencia de sombras parciales sobre los módulos.
- En un mismo montaje no se debe dar diferentes orientaciones a los módulos.” [13]

k. “En el momento de montaje de la unidad de generación se debe instalar una placa de identificación, ubicada en un sitio accesible cerca de los medios de desconexión, en la cual se indique:

- La corriente de operación
- La tensión de operación.
- La tensión máxima del sistema.
- Potencia máxima.
- Corriente de cortocircuito” [13]

l. “Los módulos fotovoltaicos deben instalarse de tal manera que se asegure una buena ventilación, dando una separación suficiente que permita las dilataciones térmicas y la disipación adecuada de calor de radiación solar local máxima. Igualmente, se debe tener en cuenta todas las medidas que prevengan incendios y si estos se dan poderlos controlar y extinguir. “[13]

m. “Para protección contra contacto indirecto, conforme a IEC 60364-4-41 e IEC 60364-7-701, se puede utilizar doble aislamiento, clase II, en el lado cc o la desconexión automática de la alimentación y conexión mediante protección falla a tierra.” [13]

n. “No se deben instalar módulos fotovoltaicos que presenten defectos, producto de la fabricación, almacenamiento, transporte o instalación, tales como roturas o fisuras. RESOLUCIÓN No. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE 104” [13]

o. “Para la instalación de los módulos solares fotovoltaicos en las cubiertas de las edificaciones. La distribución de los módulos sobre la cubierta, se debe realizar de tal manera que se pueda maximizar la producción anual de energía, para lo cual es necesario

tener en cuenta la orientación e inclinación de los mismos, la ausencia de sombras, las menores pérdidas eléctricas posibles en los cableados y la ventilación, que afectan al rendimiento de una instalación solar. En lugares de latitud menor a 10° para evitar acumulación de agua sobre el panel sin sacrificar eficiencia, se recomienda una inclinación de 10° orientándolo a la línea ecuatorial. Para latitudes mayores utilizar la inclinación de los mismos grados de la latitud. p. Para las estructuras de soporte se deben tener en cuenta el peso y las dimensiones del panel (alto, ancho, profundidad), incluyendo sus dilataciones por efectos térmicos, asegurando que los paneles no se someten a esfuerzos mecánicos que los puedan dañar o causar daños a la edificación donde se hace el montaje. Además, deben preverse las pasarelas y accesos para montaje y mantenimiento.” [13]

q. “Cuando las tensiones nominales en corriente continua sean superiores a ± 48 V en instalaciones solares fotovoltaicas, deben contar con un sistema de puesta a tierra, a la que debe conectarse el punto neutro de la conexión, las masas metálicas y las estructuras de soporte. Se debe contar con señalización de riesgo eléctrico en las cajas de conexión de c.c. indicando que, en su interior, las partes activas se encuentran alimentadas por el generador y que tras su aislamiento o apagado del inversor y la red pública, aun puede existir energización.” [13]

r. “La instalación eléctrica y el montaje de los paneles deben hacerse conforme con este reglamento y a la Sección 690 de la NTC 2050, por una persona habilitada, quien debe declarar el cumplimiento del RETIE. En el evento que se utilice normas IEC para el montaje se debe tener en cuenta los requisitos de las normas de instalación IEC 60364-7-701 o IEC 60364-7-712. Normas tales como DIN 4102-7, ENV 1187, EN 13501-5, ASTM E108, ASTM 4476 y 4477 son referentes que se recomienda tener en cuenta para la instalación segura de los sistemas fotovoltaicos.” [13]

s. “En los casos que los módulos fotovoltaicos utilicen marcos laterales estos deben ser de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado u otro material resistente a agentes agresivos del ambiente y/o corrosivos.” [13]

t. “En los sistemas que utilicen elementos concentradores de la radiación, aplicando principios de óptica tanto de reflexión como de refracción, se debe asegurar que los materiales utilizados resistan las mayores temperaturas generadas por la concentración de la radiación sin producir, incendios, deformaciones o daños a los equipos de la instalación o a los bienes aledaños. Parágrafo 1 En instalaciones con sistemas solares fotovoltaicos de potencia instalada superior a 100 kW, debe disponerse de elementos de detección y extinción de incendios, los cuales deben ser apropiados para la extinción en: arreglos de paneles, bancos de baterías y cuarto de control y conversión. Parágrafo 2 Se prohíbe la instalación de módulos fotovoltaicos usados y de plantas solares fotovoltaicas desmontadas de instalaciones en otros países, cuyos componentes, módulos fotovoltaicos e inversores tengan vencido su certificado de conformidad o que su vigencia restante al momento de la importación sea inferior a dos años 21.8.3 Instalación de inversores Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador o sistema de almacenamiento (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas,

normalmente en corriente alterna, para el posterior suministro a la red. Al instalar los inversores se deben cumplir los siguientes requisitos.” [13]

a. “Se debe asegurar que el inversor este protegido contra sobretensiones, sobrecorrientes, riesgos mecánicos, incendio, sobrepresiones de sonido, conforme IEC 62109-2 (seguridad de los convertidores) en el apartado 4.8.3 “El inversor o la instalación debe protegerse por RCD de menos de 300mA para inversores de hasta 30kVA o de 10mA por kVA para inversores de más de 30kVA” [13]

b. “Para operaciones en sistemas independientes, se deben cumplir los requisitos de la norma UL 1741.” [13]

c. “El inversor debe tener suficiente capacidad para la carga con mayor potencia de arranque, asumiendo que las otras cargas están operando. Debe tener protección contra sobre descarga de las baterías.” [13]

d. “Debe tener protección contra sobrecorriente, cortocircuito, y contra sobre-temperatura interna.” [13]

e. “Los cables deben ser de calibre apropiado para que la caída de tensión no sea mayor a 3 por ciento, medido entre dos puntos cualesquiera del sistema en operación, debiendo cumplir asimismo con el criterio de capacidad de conducción de corriente.” [13]

f. “Si se usa conduit para las interconexiones del arreglo, los cables deben ser especificados para uso en presencia de agua a 90° C. RESOLUCIÓN No. Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE 105” [13]

g. “Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos, esto significa que todas las partes metálicas expuestas del sistema, (incluyendo gabinete del controlador, gabinete del interruptor del arreglo, marco de los módulos y estructuras de montaje), deben ser puestas a tierra mediante conductores.” [13]

h. “El cable de puesta a tierra de los equipos debe ser de cobre aislado de color verde, con un calibre no menor al calibre del conductor principal del arreglo fotovoltaico.” [13]

i. “Deben usarse fusibles para corriente continua en circuitos c.c. y fusibles para corriente alterna en circuitos de c.a., ambos con certificación de producto.” [13]

1.8.3 NTC 2050

A continuación, mencionaremos el capítulo de la ntc 2050 la cual nos entrega en detalles toda parte técnica relacionada con la instalación de sistemas fotovoltaicos

El artículo 690 de la ntc 2050 nos brinda las pautas para todo lo relacionado con instalaciones fotovoltaicas, donde encontraremos el alcance de la norma, generalidades, definiciones, requisitos generales, y cada uno de los dispositivos que se requieren en cada caso particular para dicha instalación.

2 CAPITULO BASES TEÓRICAS

2.1 QUE ES LA ENERGÍA SOLAR

Es aquella energía radiante que hace parte del espectro electromagnético producida en el sol como consecuencia de reacciones nucleares de fusión, las cuales llegan a la tierra a través del espacio mediante fotones. Los cuales producen luz y calor en nuestro planeta. [9]



Figura 1 puesta del sol [10]

2.2 HISTORIA

A continuación, describiremos un breve repaso de la historia de la evolución de tecnologías en celdas fotovoltaicas las cuales permitieron el desarrollo de la energía solar.

1839. el científico francés Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico, el cual consiste en convertir la luz en electricidad a través de un medio. Uno de estos medios y el más conocido en la actualidad son las celdas solares. [7]

1873. El ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubrió en el selenio el efecto de fotoconductividad provocando que el material se haga más conductivo debido a la absorción de radiación electromagnética. [7]

1876. William Grylls Adams y el profesor Richard Evans Day encontraron que el selenio expuesto a la luz, produce electricidad. [7]

1883. Charles Fritts con base en los anteriores descubrimientos, utilizo selenio recubriéndolo con una delgada capa de oro obteniendo como resultado unas celdas solares de eficiencia 1%

Este descubrimiento a pesar de su baja eficiencia, fue compartido con Werner Von Siemens, fundador de la empresa Siemens AG.

Estos paneles generaron electricidad cuando fueron expuestos a la luz solar. [7]

1953. se descubrió en los laboratorios Bell que el silicio era más eficiente que el selenio. [7]

1954. Gerald L. Pearson, Daryl M. Chapin y Calvin S.Fuller. desarrollaron una celda con selenio que alcanzaba una eficiencia del 6%. [7]

1958. la energía solar es utilizada en el espacio. Esta tecnología gano apoyo cuando el gobierno de los estados unidos la utilizo en equipos de exploración espacial, siendo así VANGUARD 1 el primer satélite alimentado por energía proveniente de la radiación solar. [7]

1970. La crisis del petróleo presentada en la década de los 70, aumento la demanda, e incentivo la investigación de las tecnologías fotovoltaicas. [7]

1982. se inicia la creación de los primeros parques solares. La compañía arco solar desarrollo un parque solar que generaba 1 megavatio.
Al año siguiente desarrollo su segundo parque con una cantidad de 100.000 paneles los cuales le generarían 5.2 megavatios. [7]

1995. se fabrican paneles solares retractiles para ser usados en vehículos recreativos. [7]

1994 – 1999. Se inicia la popularidad de los paneles de bricolaje, y esta tecnología empieza a adquirir un uso doméstico. [7]

2015. se desarrolla la fabricación de celdas tan delgadas que se pueden colocar en cualquier superficie como tejas, los cuales tienen una eficiencia aproximada del 20% y su desarrollo y popularidad hace que los costos de esta tecnología sean los más bajos de la historia hasta el momento. [7]

2.3 CELDAS SOLARES EN DESARROLLO

CELIDAS DE PEROVSKITAS, DE KESTERITAS CELDAS SOLARES QUE UTILIZAN EL EFECTO DOWN-CONVERSIÓN.

Este efecto consiste en utilizar un fotón de alta energía para ser convertido en varios fotones de baja energía aumentando así el tamaño del espectro electromagnético que puede ser aprovechado para producir energía el cual es desaprovechado por las anteriores tecnologías. [8]

FABRICACIÓN

Son obtenidas a partir de materiales como estaño o plomo siendo así las de plomo las más eficientes. [8]

DESVENTAJAS

Inestabilidad y toxicidad del material son factures que no han permitido un mayor desarrollo de esta tecnología. [8]

2.4 EFECTO FOTOVOLTAICO

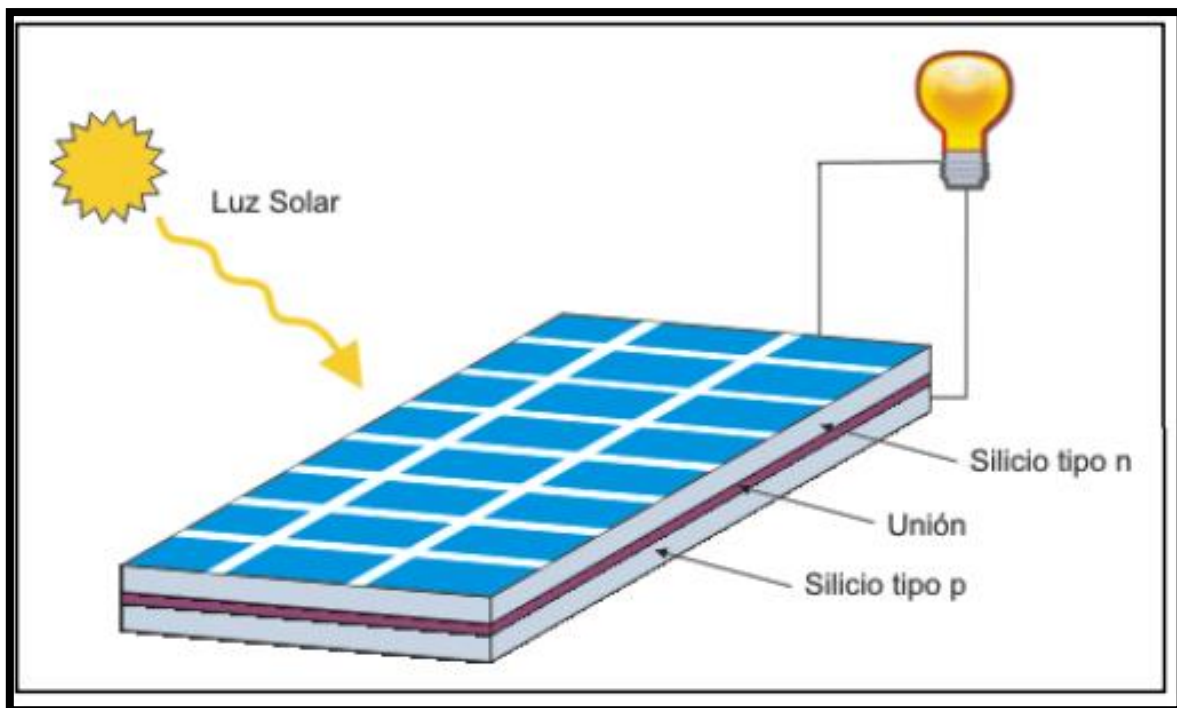


Figura 2 Esquema del efecto fotovoltaico [9]

Este efecto es producido por la absorción de fotones de luz emitidos principalmente por el sol sobre una celda solar construida de silicio u otro material semiconductor. Este fotón absorbido por la celda, libera un electrón en el interior de la celda, estas celdas cuentan con material NP y cada parte de la celda está conectada a un conductor eléctrico el cual genera una corriente eléctrica entre los terminales del conductor. [9]

2.5 UNIDADES DE MEDIDA PRINCIPALES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación, describiremos algunas unidades de medida utilizadas comúnmente en los sistemas fotovoltaicos.

UNIDAD	DESCRIPCIÓN	CONVERSIÓN
POTENCIA SOLAR		-
Wp	Watt pico	-
W	Watt	-
KW	Kilowatt (1000 W)	-
W/m ²	Watt por metro cuadrado	-
ENERGÍA SOLAR		a KWh/m²
KWh/m ²	KWh por metro cuadrado	1
KJ/cm ²	KJ por centímetro cuadrado	2.778
MJ/m ²	MJ por metro cuadrado	0.2778
KCal/cm ²	1 000 calorías por centímetro cuadrado	11.67
Btu/ft ²	Unidades térmicas británicas por pie cuadrado	0.0428
Langley	Caloría por centímetro cuadrado	0.0116

Tabla 1 unidades de medida para sistemas fotovoltaicos [9]

2.6 UBICACIÓN DEL PROYECTO

La finca ave fénix se encuentra ubicada en el municipio de pamlona norte de Santander, en la vereda chichira y cuyas coordenadas geográficas son 7°22'11.5"N 72°37'15.4"W

A continuación, observaremos la ubicación del departamento de Norte de Santander mediante la aplicación Google Eart

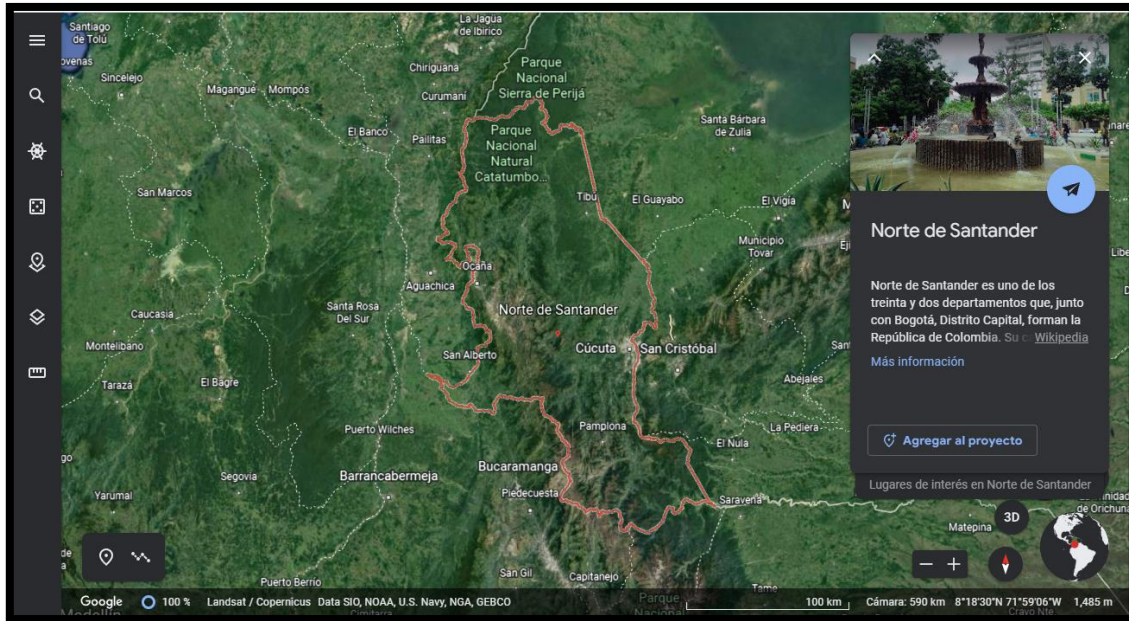


Figura 3. Localización del departamento de norte de Santander [1]

Seguidamente ubicaremos el municipio de pamplona en el departamento de Norte de Santander



Figura 4. Localización del municipio de pamplona [2]

“El municipio está situado sobre la cordillera Oriental, en la bifurcación del gran Nudo de Santurbán donde se divide en dos ramales: uno que toma la dirección nororiental hacia territorio venezolano y otro que se dirige al noroeste a formar la serranía de los Motilones.”
[5]

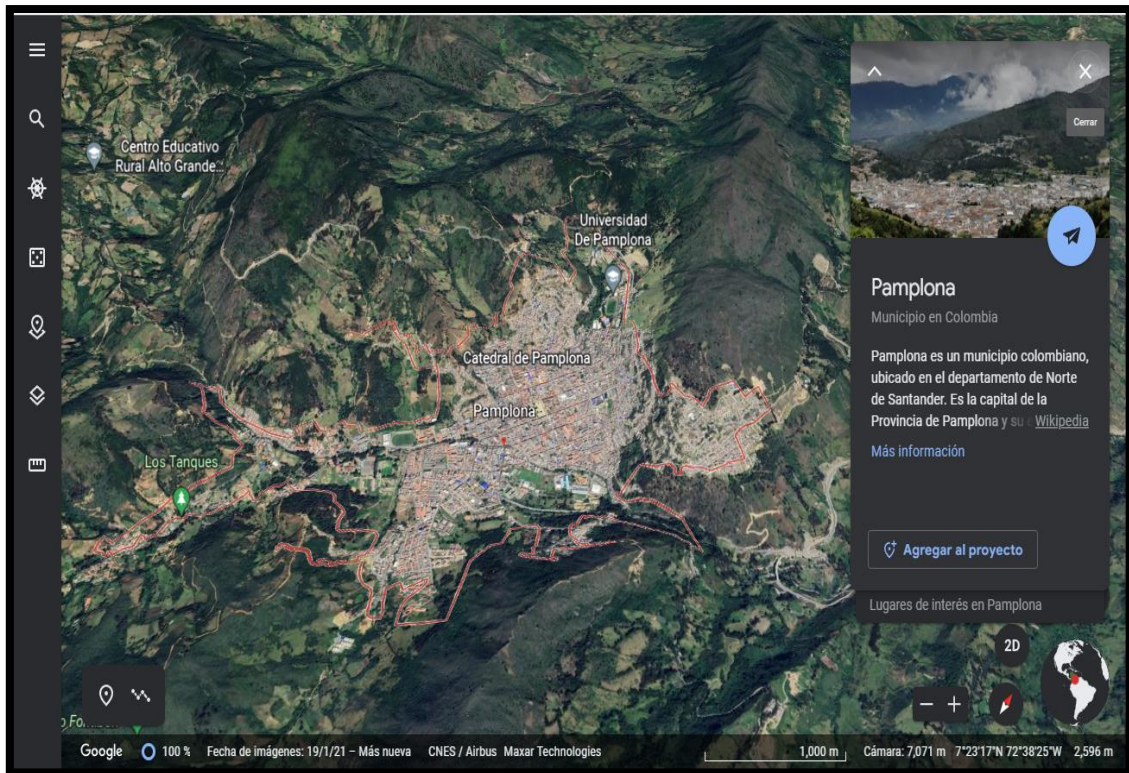


Figura 5. Localización del municipio de pamplona norte de Santander. [3]

A continuación, ubicaremos la finca ave fénix ubicada en la vereda chichira del municipio de pamplona norte de Santander

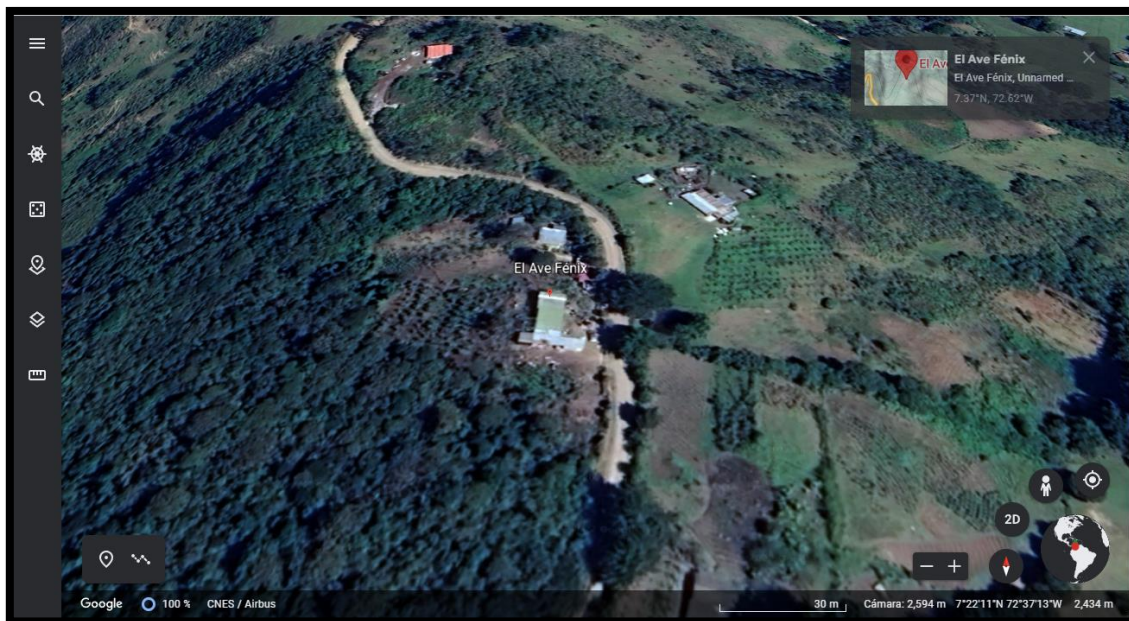


Figura 6. Localización de la finca ave fénix vereda de chichira municipio de pamplona norte de Santander [4]

En la siguiente imagen observamos la casa de la finca Ave fénix en la vereda Chichira del municipio de Pamplona Norte de Santander



Figura 7. Imagen de la casa ubicada en la finca el ave fénix vereda chichira municipio de pamplona norte de Santander

2.7 INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO

Pamplona es un municipio del departamento de norte de Santander localizado en la cordillera oriental de los andes a una altitud de 2200 m.s.n.m. cuenta con una extensión de 1176 km² y su temperatura es de 14 °C.

Su economía está basada en la gastronomía, la agricultura, y el turismo religioso.

Su población es de 59.422 habitantes. [5]

2.8 CONDICIONES ARQUITECTÓNICAS

A continuación, se resumen las condiciones arquitectónicas más importantes de la instalación.

- La instalación se encuentra construida por muros de ladrillo de 15 cm soportados sobre columnas de concreto
- El techo de la instalación se encuentra soportado sobre vigas metálicas de 7 cm por 15 cm en sus lados soportadas sobre las columnas de concreto las cuales generan gran capacidad de carga.

2.9 ÁREA DISPONIBLE

El área disponible para la instalación del panel es de 15 mts por 6 mts lo que corresponde a una superficie de 90 mt²

2.10 BASE DE DATOS PARA LA RADIACIÓN SOLAR EN PAMPLONA

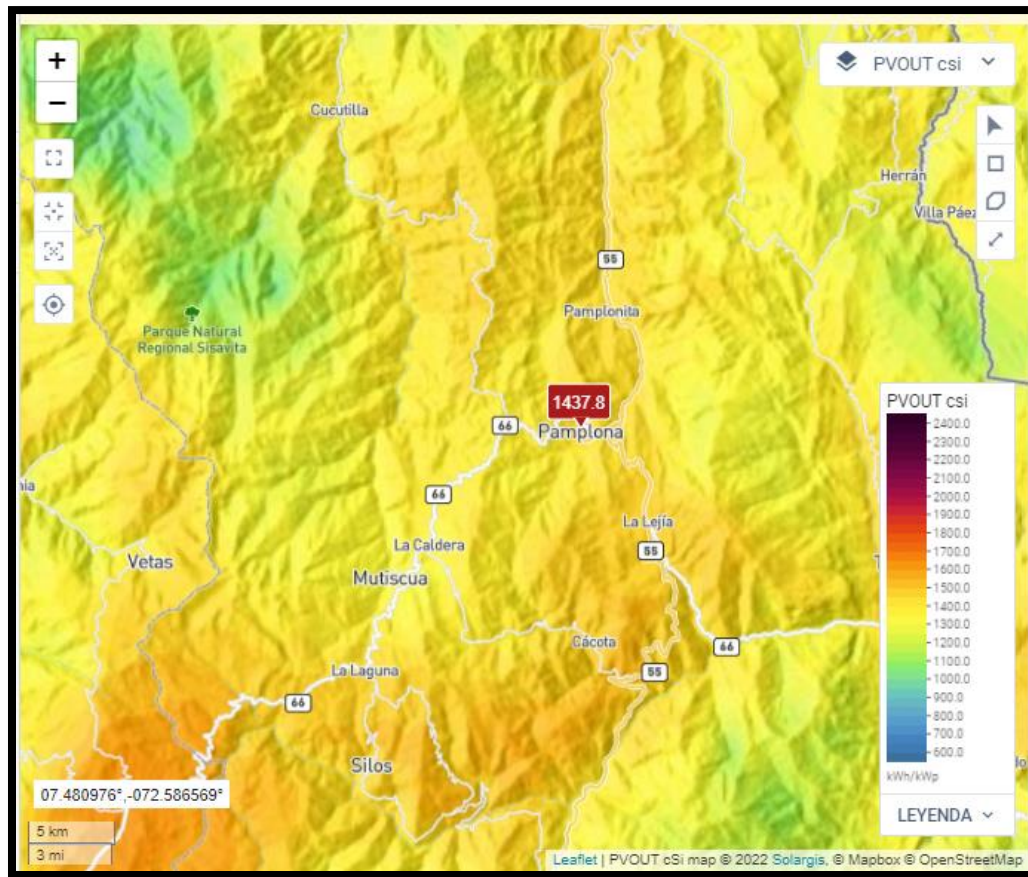


Figura 8. Potencial fotovoltaico en pamplona. [11]

2.10.1 RESUMEN



Figura 9. Datos de irradiación [11]



Figura 10 datos de irradiación y temperatura. [11]



Figura 11. Información general de pamplona. [11]



Figura 12. Características para cubiertas de pequeñas dimensiones en el municipio de Pamplona [11]

3 CAPITULO DESARROLLO DE LA PROPUESTA

3.1 ANGULO DE INCLINACIÓN OPTIMO

Para el Angulo de inclinación optimo requerimos la siguiente información

Inicio > Coordenadas > Colombia

Coordenadas geográficas de Pamplona

Pamplona se encuentra en la latitud 7.37565 y longitud -72.64795. Hace parte del continente de América del Sur y está ubicado en el hemisferio norte.

Coordenadas decimales Formato simple 7.37565, -72.64795	Coordenadas GD Grados decimales 7.3757° N 72.648° O	Coordenadas GMS Grados, minutos y segundos 7°22'32.3" N 72°38.877" O
---	---	--

Figura 13 coordenadas geográficas de pamplona [14]

$$\beta_{opt} = 3,7 + (0,69 * \phi) \quad \text{ECUACIÓN 1}$$

β_{opt} = Ángulo de inclinación óptimo

ϕ = Latitud del lugar

La latitud de pamplona es de 7.37565

$$\beta_{opt} = 8,7891985 \quad [16]$$

Sin embargo, utilizaremos el Angulo de 9 grados por los siguientes motivos.

1. Es el ángulo de inclinación que nos permite la mayor eficiencia en la generación tal como se verificara en la herramienta informática Pv syst
2. Desearíamos un ángulo de mayor inclinación con el fin de permitir que los paneles se mantengan mejor aseados y evitar que se generen perdidas por polvo y suciedad en el módulo permitiendo que la lluvia limpie fácilmente el panel. Sin embargo, perderíamos eficiencia por parte de los módulos por tal razón se recomienda un constante aseo y cuidado de los paneles para disminuir las perdidas por polvo o suciedad.
3. en la selección del módulo en la simulación, este ángulo nos genera la mayor curva de potencia que genera el módulo.

3.2 CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA

La potencia pico del módulo fotovoltaico que el fabricante nos entrega en su catálogo se da cuando se cumplen las siguientes condiciones:

Irradiancia = 1000 W/m²

Temperatura = 25°C

Masa de aire = 1.5

Cualquier cambio en estos parámetros, genera pérdidas del módulo fotovoltaico.

$$T_c = T_a + \frac{T_{ONC}-20}{800 \text{ W/m}^2} * G_{STC} \quad \text{ECUACIÓN 2}$$

T_c = temperatura de célula

Ta = temperatura ambiente = 14 grados para pamplona

G_{STC} = irradiancia en condiciones estándar de medida

TONC = temperatura de operación nominal de la célula.

$$T_c = 14 + \frac{45^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}}{800 \text{ W/m}^2} * 1000 \text{ W/m}^2$$

Tc = 45.25 °C

MASA DE AIRE

En el ecuador es 1

En otra parte del planeta se calcula así

$$AM = \frac{1}{\cos \theta}$$

Donde θ = altura solar

$$\theta = 90^{\circ} - lat - 23.45^{\circ}$$

La latitud de pamplona es de 7.37565

$$\theta = 59.17435$$

$$AM = \frac{1}{\cos(59.17435)} = 1.671603767 \quad [15]$$

3.3 FACTOR DE SOMBRA

Es un coeficiente que va a disminuir la irradiación de partida debido a la presencia de sombras durante el día, esto se debe a la presencia de obstáculos alrededor del generador fotovoltaico, para determinar el factor de sombra se debe realizar la siguiente metodología.

En la carta solar se debe dibujar los obstáculos y se debe hacer la relación entre el área libre de obstáculos de las trayectorias solares y el área obstaculizada (MSC. Luis David Pabón Fernández, 2018).

Para cálculos sencillo se puede asumir un factor de sombra de 0,97 y sino no hay se aplica de 0,99 (MSC. Luis David Pabón Fernández, 2018). [16]

Sin embargo, la aplicación PV Syst, nos brinda la posibilidad de realizar un modelo de los objetos ubicados alrededor del generador fotovoltaico y el mismo realiza la simulación de las sombras generadas durante el año y las pérdidas de potencia que este genera.

Lo que podemos asegurar por el propietario es que sobre el techo no hay elementos que generen sombras sobre los módulos ya que alrededor de este lugar no hay árboles o elementos de mayor altura que puedan generar sombras. [15]

3.4 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Para este caso nuestra instalación es de tipo generadora interconectada con instalación receptora asociada. [15]



3.5 ANÁLISIS DE CARGAS Y CONSUMOS ELÉCTRICOS

Para conocer el tamaño de nuestro sistema fotovoltaico nos guiamos por la potencia que deseamos instalar y el área que tenemos disponible para tal fin.

Para esto revisamos el promedio de energía consumida en el lugar definido. Allí encontramos que el promedio de consumo mensual es de 70 kw/h

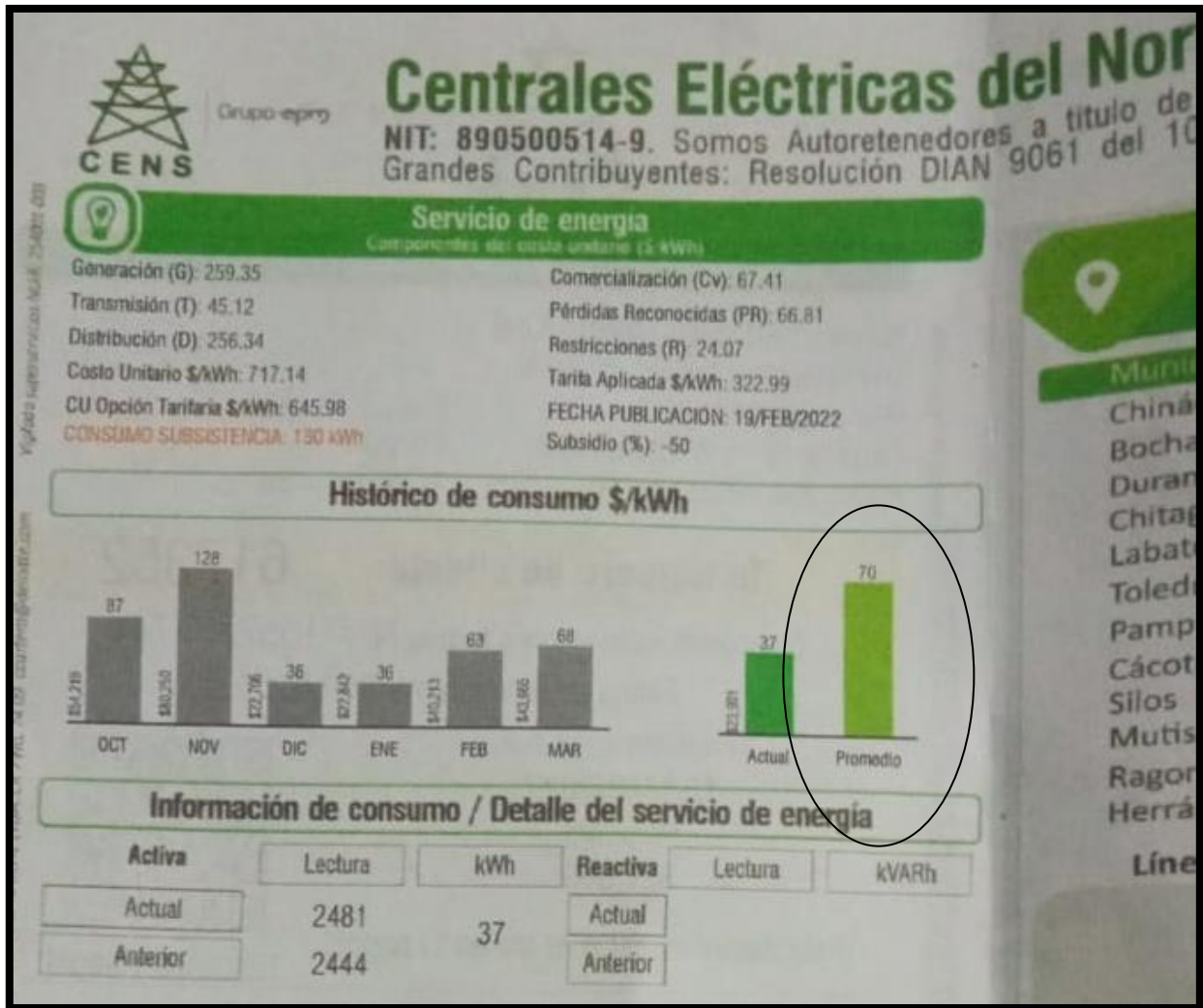


Figura 14 recibo del consumo de energía por parte del operador de red del lugar donde se ejecutara el proyecto

Por tanto, el consumo diario promedio de la instalación fotovoltaica es de 2.333 kw/h.

Partiendo de esta energía y del área disponible para tal fin, buscamos una configuración que me permita suministrar esta cantidad de energía requerida.

Por tal motivo realizamos la siguiente configuración de la instalación fotovoltaica

1. seleccionamos un panel con las siguientes características.

Panel monocristalino debido a que zona donde se realizara la instalación tiene una temperatura promedio de 14 °C. este tipo de paneles son más eficientes a bajas temperaturas y debido a la poca área que tenemos para la instalación. Requerimos menos cantidad de paneles para obtener la potencia necesaria. [15]

3.5 PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y TÉRMICOS DEL GENERADOR

Al conectar los módulos en serie la corriente permanece constante y el voltaje total es la suma del voltaje de todos los paneles conectados en serie.

Al conectar los módulos en paralelo las corrientes de cada módulo se suman y la tensión permanece constante.

La potencia se define como $V \cdot I$

Donde V = voltaje I = corriente

Donde la corriente es directamente proporcional a la irradiancia

Y el voltaje es inversamente proporcional a la temperatura [18]

3.6 DIMENSIONAMIENTO DEL INVERSOR

3.6.1 QUE ES UN INVERSOR

Es un dispositivo encargado de convertir la corriente continua generada por el generador en corriente alterna manteniendo los valores requeridos de voltaje y frecuencia. [15]

3.6.2 COMO SE DIMENSIONA

La potencia nominal del inversor se sugiere que sea un 20% menor a la potencia pico del generador [15]

3.7 otros equipos requeridos

3.7.1 contador o medidor de energía

Mide la energía importada o exportada de la red y puede ser unidireccional o bidireccional [15]

3.7.2 sistemas de gestión

Son aplicaciones informáticas que nos permiten medir la eficiencia del sistema entre otros parámetros los cuales se pueden configurar de acuerdo a la información que se requiera [15]

3.7.3 CABLES

Normativas como la UNE 211435

Criterios a tener en cuenta

- Máxima corriente admisible
- Caída de tensión
- Corrección por tipo de instalación

Para nuestra instalación la cantidad de cable es muy reducida ya que utilizaremos micro inversores

3.7.4 PROTECCIONES

estas las diseñamos de acuerdo a los resultados entregados por parte Pv syst

3.7.4.1 DIODOS BYPASS

Utilizados para evitar que los generadores consuman potencia cuando se presentan sombras u otras afectaciones

3.7.4.2 STRINGS

Son interruptores manuales o automáticos utilizados con el fin de desconectar el sistema en casos de mantenimiento u otros.

3.7.4.2 PUESTAS A TIERRA

Se utilizan con el fin de proteger la instalación eléctrica

4 USO DE LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PV syst

4.1 hacemos la ubicación del proyecto para extraer la información meteorológica de la base de datos meteonorm

The screenshot displays the 'Ubicación' (Location) and 'Coordenadas geográficas' (Geographic coordinates) sections of the PV syst software. In the 'Ubicación' section, the 'Nombre del sitio' (Site name) is 'Pamplona', 'País' (Country) is 'Colombia', and 'Región' (Region) is 'América del Sur'. Buttons for 'Obtener de coordenadas' and 'Mostrar mapa' are present. The 'Coordenadas geográficas' section includes a 'Recorridos solares' button and input fields for 'Latitud' (7.3699 decimal, 7° 22' 11" Grad. Min. Seg.), 'Longitud' (-72.6211 decimal, -72° 37' 15" Grad. Min. Seg.), 'Altitud' (2446 M), and 'Zona horaria' (-5.0). It also shows the time difference 'Hora Legal - Hora Solar = 0h -8m' and a '?' icon. A 'Obtener del nombre' button is at the bottom.

	Decimal	Grad.	Min.	Seg.	Notes
Latitud	7.3699	7	22	11	(+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud	-72.6211	-72	37	15	(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitud	2446	M por encima del nivel del mar			
Zona horaria	-5.0	Corresponde a una diferencia promedio			
Hora Legal - Hora Solar = 0h -8m					

Figura 15 coordenadas geográficas Pv syst

En este punto podemos evidenciar las coordenadas que anteriormente habíamos definido para este lugar

4.1.2 información meteorológica de Pv syst

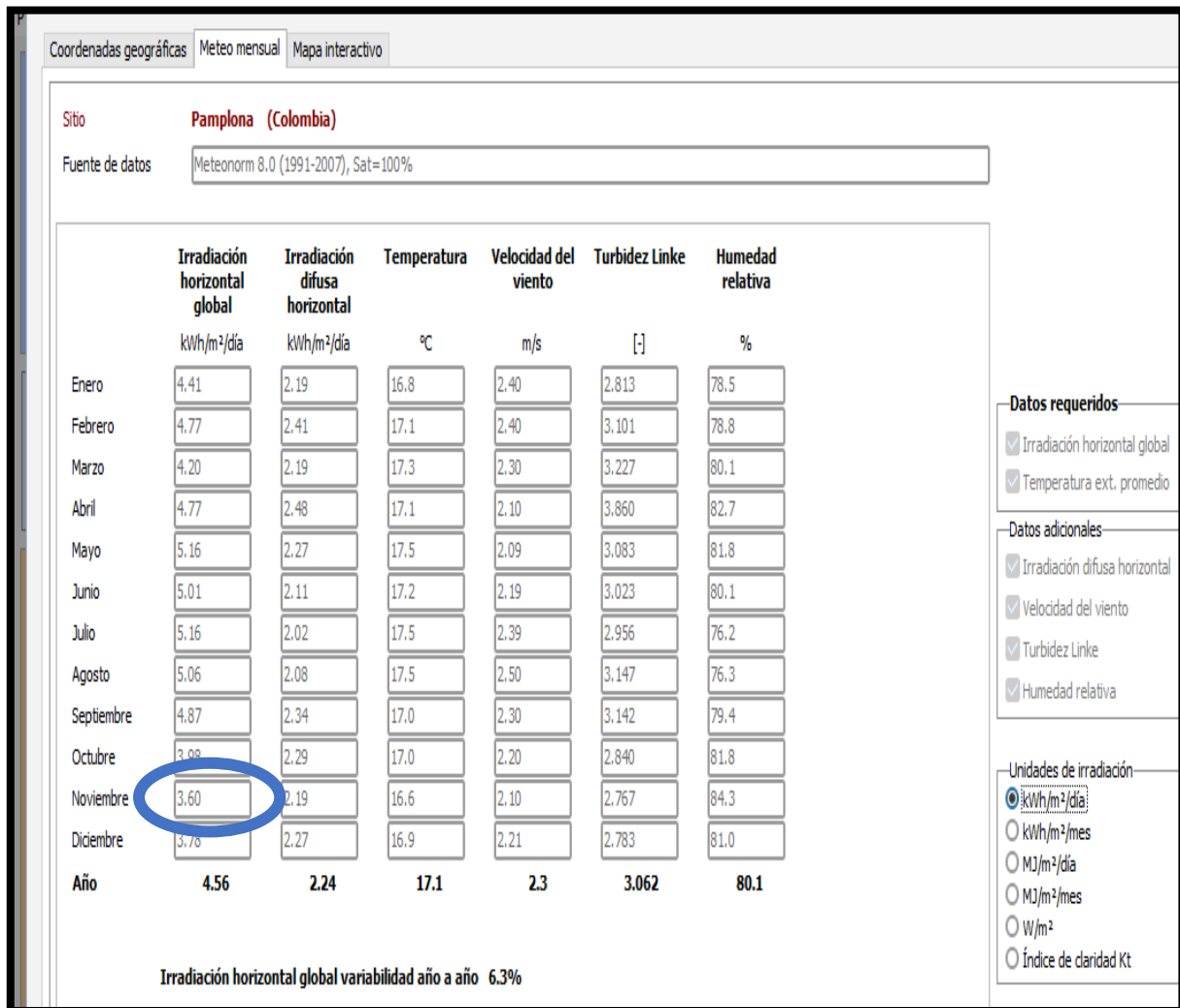


Figura 16 información meteorológica mensual extraída Pv syst

Esta tabla nos entrega un dato que es muy importante en el diseño de nuestro sistema y corresponde a la irradiación horizontal global diaria mínima que encontramos en el lugar descrito que para nuestro caso es de valor de: $3.6 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ tal como se indica en la imagen.

4.2 Orientación del sistema

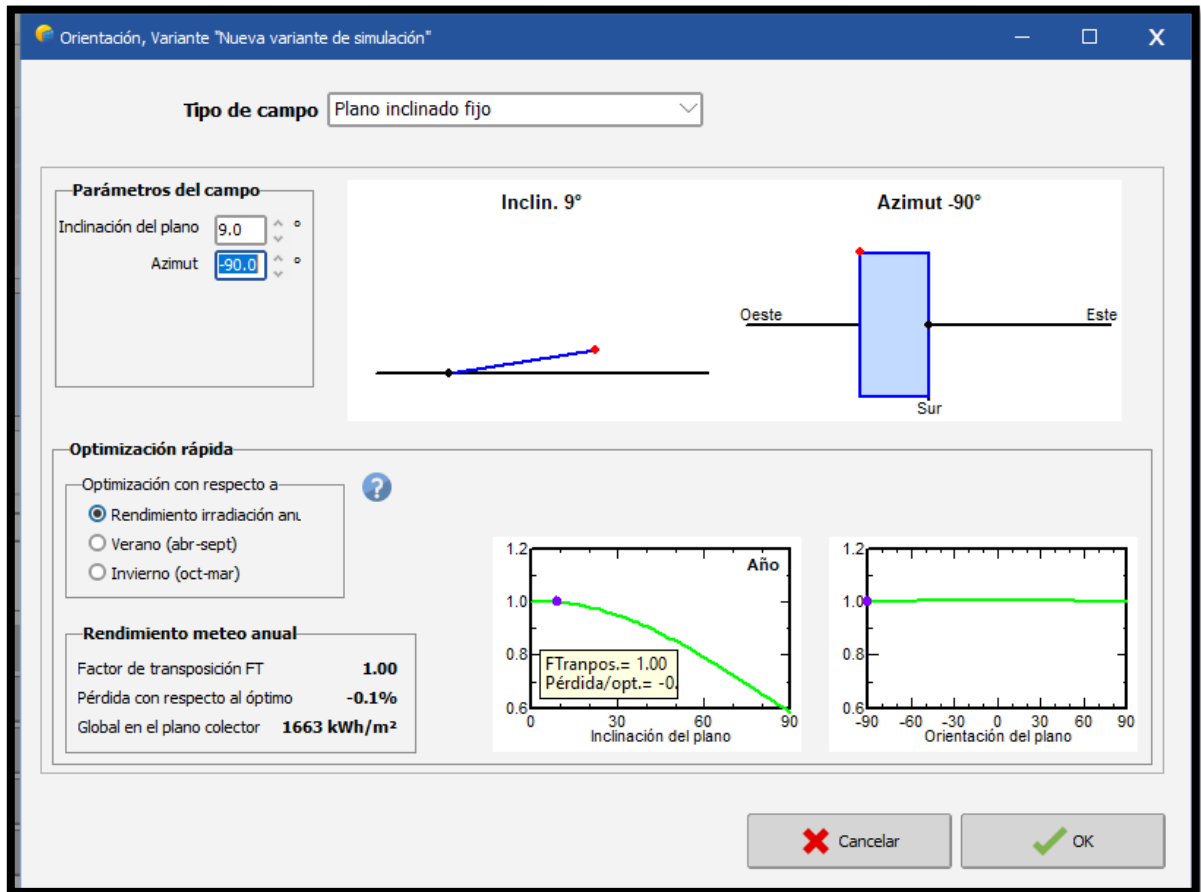


Figura 17 Orientación de los módulos fotovoltaicos en Pv syst.

En este punto podemos observar la orientación seleccionada para el sistema la cual corresponde a una inclinación de plano de 9° y un acimut de 90° .

para este caso seleccionamos una inclinación de 9 grados por dos motivos

- 1 es el ángulo que nos genera menos perdidas de potencias en promedio durante toda la época del año
2. Este ángulo nos permite obtener la mayor potencia de los paneles incluso en el día con hora solar pico más bajo, con esto aseguramos el cumplimiento en la potencia que deseamos generar

Esta inclinación corresponde a la que hallamos en un comienzo por la fórmula de inclinación optima en donde obtuvimos un resultado de $8,7891985^\circ$ el cual aproximamos a 9°

Para la selección del acimut lo hacemos a 90° grados debido a la ubicación que tiene el sistema ya que mi ubicación esta alineada con la línea norte sur y un techo que se encuentra inclinado hacia el este, razón por la cual buscamos que los paneles apunten al sur para obtener la mejor radiación solar posible, lo cual veremos mas adelante mediante las imágenes.

4.2.1 grafica de la eficiencia de la inclinación

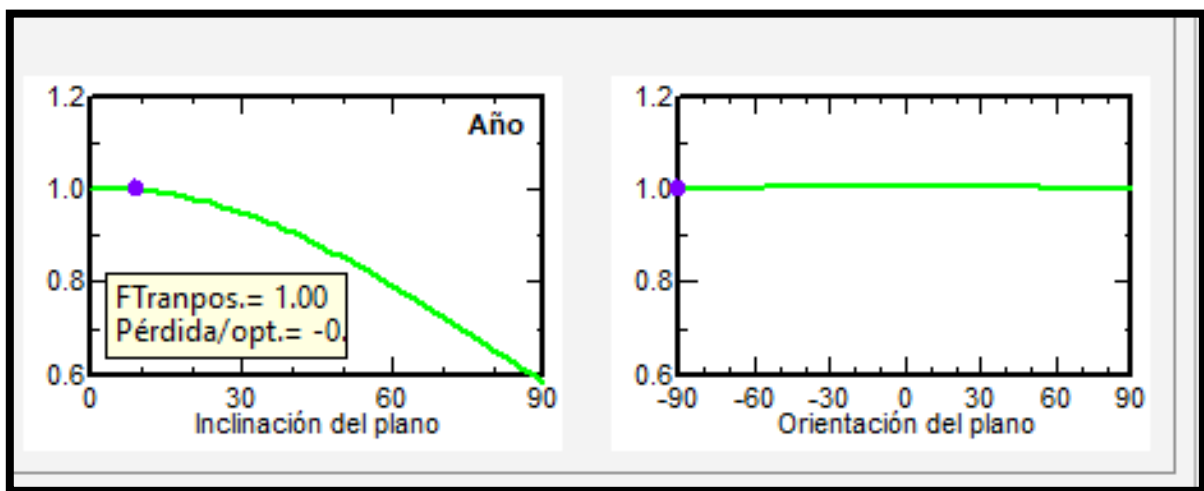


Figura 18 imagen de las gráficas de eficiencia luego de seleccionada la inclinación

A continuación, realizamos la optimización de la inclinación de los módulos. Esta optimización la podemos realizar para el invierno. Para el verano o para todo el año. En este caso hacemos una optimización para todo el año, debido a que la finca produce el mismo consumo promedio durante todos los meses del año.

Habrà fincas que requieran más consumo en invierno o en verano dependiendo de la producción o de los productos que esta produzca, sin embargo, para nuestro caso la finca funciona únicamente de vivienda y producción de cerdos, la cual es permanente durante todos los meses del año, por tanto, el consumo de energía es permanente.

En la gráfica, podemos evidenciar como se presenta la curva de la generación y evidenciamos que en la inclinación seleccionada obtenemos un punto máximo en la curva lo que nos indica que es la inclinación con mayor eficiencia.

4.3 selección del sistema

A continuación, mostramos los datos que hemos tomado para la selección de nuestro sistema.

DATOS	VALOR	UNIDADES
COORDENADAS GEOGRAFICAS	7°22'11.5"	N
COORDENADAS GEOGRAFICAS	72°37'15.4"	W
ALTITUD	2200	M.S.N.M.
ANGULO OPTIMO DE INCLINACION	8,7891985	°
ENERGIA MENSUAL	70 KW/H	kw/H
ENERGIA AL DIA	2400	kw/H
USO HORARIO	-5	
HORA SOLAR PICO MINIMA DARIA	3,6	
POTENCIA DIARIA	666,6666667	w
POTENCIA DIARIA	0,666666667	kw

Tabla 2 datos básicos para la instalación

4.3.1 dimensionamiento del sistema

Figura 19 datos del dimensionamiento del sistema al Pv syst

A continuación, seleccionamos un sistema que generara 700 w de potencia con el fin de suplir la carga consumida por la casa en condiciones normales en promedio

4.3.2 Selección del modulo

Figura 20 selección del módulo fotovoltaico en Pv syst

En este caso seleccionamos un panel de una potencia de 350 w con tecnología monocristalino para obtener mayor eficiencia en climas fríos como en el que nos encontramos el cual es de aproximadamente 14 °C y con alta pluviosidad.

4.3.3 seleccionamos el inversor

Figura 21 selección del inversor Pv syst

En este caso seleccionamos un micro inversor monofásico con una capacidad de potencia de 0.7 kw con 2 entradas.

Esta selección se hace debido a los siguientes motivos

1. Debido al tamaño del sistema, no se hace necesario la adquisición de un inversor, ya que el tamaño del sistema nos permite trabajar con un pequeño micro inversor el cual nos brinda mas facilidad de ubicación del dispositivo
2. El instalar un micro inversor nos hace consumir menos cable ya que estos los ubicamos en el mismo panel
3. Economía. El micro inversor nos brinda un precio mucho más económico que lo que podría valer un inversor normal.

Para este caso seleccionamos uno de 0.7 kw de potencia similar a la producida por los dos paneles anteriormente seleccionados.

4.3.4 Número de módulos y cadenas

Diseño el conjunto

Núm. de módulos y cadenas

Mód. en serie: 1 ☒ única posibilidad 1

Núm. de cadenas: 2 ☒ única posibilidad 2

Perdida sobrecarga: 0.0 %

Proporción Pnom: 1.00

Núm. de módulos: 2 Área: 4 m²

Condiciones de operación

Vmpp (60°C)	33 V
Vmpp (20°C)	40 V
Voc (-10°C)	52 V

Irradia. plano: 1000 W/m²

Imp (STC)	18.1 A
Isc (STC)	19.1 A
Isc (en STC)	19.1 A

Potencia nom. conjunto (STC) 0.7 kWp

Potencia de funcionamiento máx. 0.6 kW
(en 1000 W/m² y 50°C)

☐ Máx. en datos ☒ STC

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 5.8 A/entrada)). (Info, no significativa)

Figura 22 configuración de módulos en el Pv syst

Para este caso aprovechamos las dos entradas con las que contamos en el micro inversor para instalar un panel en cada una de las entradas. Con lo cual cumplimos con el voltaje requerido por el inversor y generamos la potencia solicitada.

4.3.5 Grafica de cumplimiento de las especificaciones

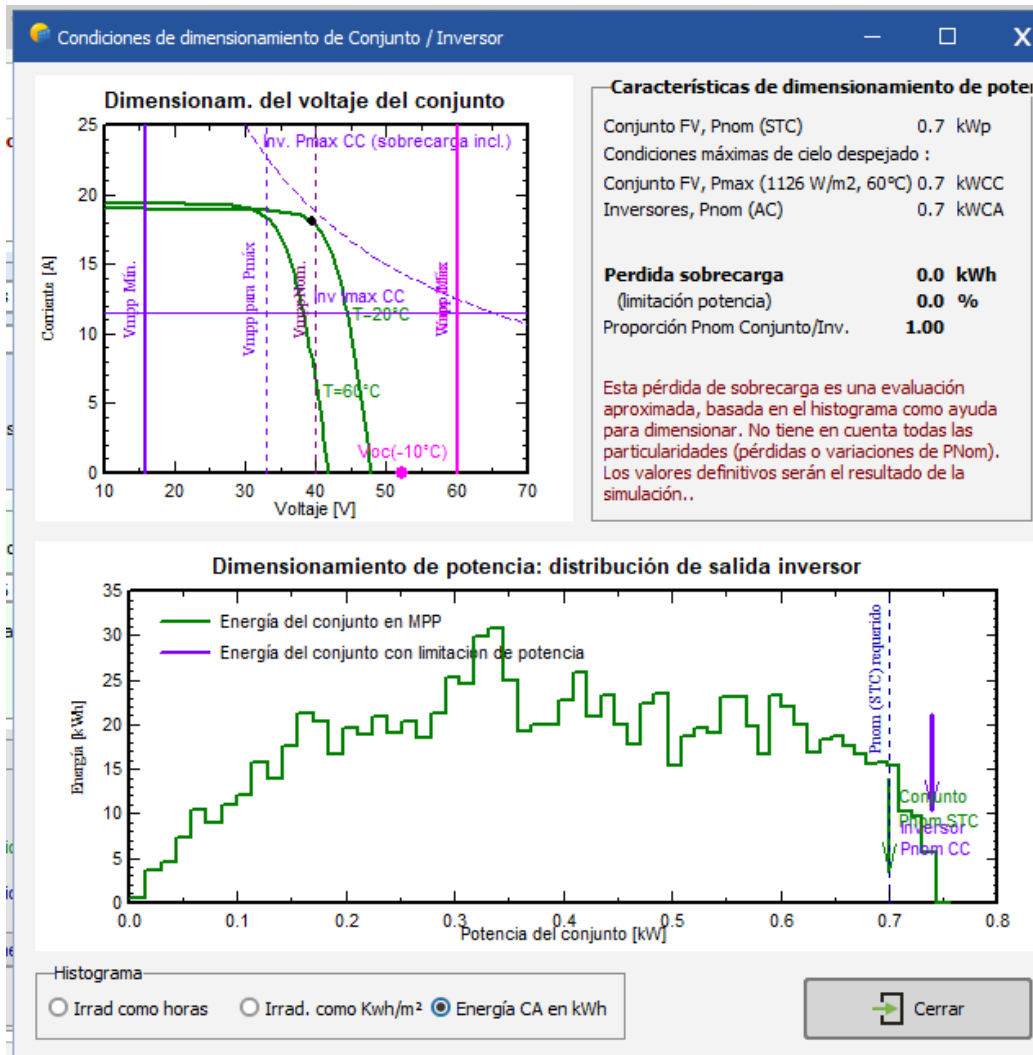


Figura 23 Grafica de cumplimiento especificaciones Pv syst

A través de estas graficas podemos evidenciar la compatibilidad entre los módulos, la carga, y el microinversor.

En la primera grafica podemos evidenciar que los voltajes de los paneles están dentro del rango de tensión del microinversor.

En la segunda grafica podemos evidenciar la compatibilidad de la potencia entre los paneles y el microinversor. La potencia del conjunto fotovoltaico es igual a la potencia del inversor.

4.3.6 Esquema simplificado

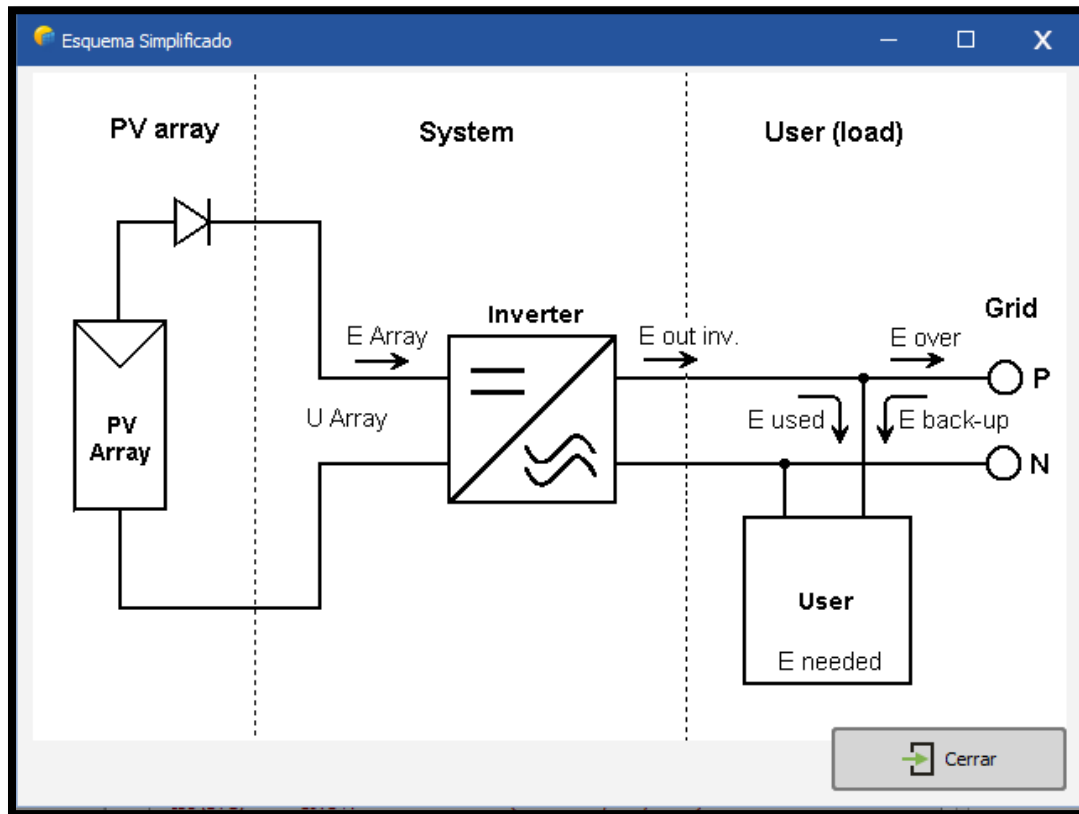


Figura 24 Esquema simplificado Pv syst

A continuación, observamos un esquema simplificado de la instalación fotovoltaica donde podemos observar que se divide en tres partes las cuales son los módulos, el inversor, y la carga

4.3.7 Resumen del sistema

A continuación, presentamos un resumen del sistema que estamos instalando hasta el momento.

Parámetros de orientación

Tipo de campo: Plano inclinado fijo

Inclinación del plano/azimut $9^{\circ}/-90^{\circ}$

Compatibilidad entre sistema y sombreados

Orientación completa del sist inclin/azim = $9^{\circ} / -90^{\circ}$

1 subconjunto PNom = 700 Wp, área de módulos = 4 m²

sombreado de campos 3 1 tablas, : , área rugosa total , . 4 m²

Parámetros del sistema

Subconjunto #1 Conjunto FV

Módulos FV: 2 strings of 1 modules in series, 2 total

PNom = 350 Wp PNom array = 700 Wp, Area = 4 m²

Inversores (0.70 kWac) 2 entradas MPPT, Total 1 kW

Parámetros de sombreados 3D

1 campos definidos Área total 3.9 m²

Campo #1: tabla Campo de cobertizo

Área total = 3.9 m²

Orientación #1 Inclinación/Azimut = $9.0^{\circ} / -90.0^{\circ}$

Sistema de plano fijo 1 tablas, Área = 3.9 m²

Lista de otros objetos sombr

Obstáculo #-1 Casa, techo asimétrico

Obstáculo #-1 Casa, techo asimétrico #2

Obstáculo #-1 Porción de Cilindro
Obstáculo #-1 Porción de Cilindro #2
Obstáculo #-1 Cable
Utilizar en simulación: Sombreados lineales (Déficit de irradiancia)

4.4 Otras características importantes del diseño

4.4.1 Autoconsumo

Figura 25 Autoconsumo Pv syst

En este parámetro de consumo seleccionamos consumo constante fijo debido a que nuestro objetivo es compensar el promedio de consumo diario del lugar

Como podemos observar anteriormente y concordando con lo que nos muestra el sistema, contamos con un consumo de 2.4 kWh/día.

4.4.2 pérdidas

4.4.2.1 Parámetro térmico

Figura 26 Parámetro térmico Pv syst

En los parámetros mencionados usamos un factor de perdidas del viento de 0.1

Este valor es realmente pequeño y lo tomamos de esta manera debido a que nuestro sistema es muy pequeño y no es muy relevante este aspecto para nuestro sistema

Sin embargo, lo tenemos presente con el fin de que podamos asegurar el cumplimiento de la energía requerida en nuestra instalación.

4.4.2.2 Pérdida por suciedad

Factor de pérdida de suciedad anual

Factor de pérdida anual

Defecto ?

% ☒

☐ Defina val. mensuales

Figura 27 Pérdida por suciedad

Este es un valor predeterminado por pv syste el cual tenemos presente debido a que nos encontramos en una zona con bastante lluvia lo que hace que los paneles permanezcan limpios más permanentemente.

4.4.3 Pérdidas por sombras

Al desarrollar la simulación generada por el sistema 3d podemos observar que en el horizonte no hay sombras como lo podemos evidenciar en la siguiente imagen.

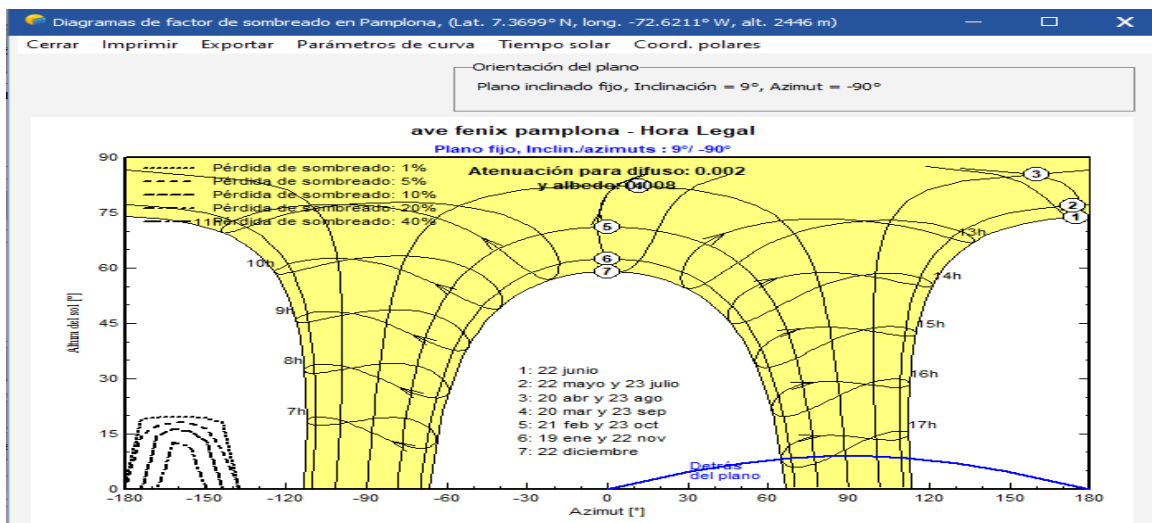


Figura 28 Factor de sombreado Pv syst

Al observar las imágenes del lugar podemos evidenciar que no se generan sombras sobre el techo donde se pondrá el generador por lo que no tenemos problemas de perdidas por este parámetro.



Figura 29 Lugar de la instalación fotovoltaica

Podemos observar abiertamente que el techo nos brinda en la parte izquierda de la pantalla un espacio completamente abierto y libre de sombras donde podemos poner nuestro generador sin que me genere perdidas por sombras.

5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

5.1 Balances y resultados principales

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda										
Nueva variante de simulación										
Balances y resultados principales										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m²	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	136.8	67.91	16.76	136.6	128.1	80.70	74.40	28.19	48.96	46.21
Febrero	133.7	67.55	17.06	133.4	125.6	78.69	67.20	26.12	49.06	41.08
Marzo	130.1	67.85	17.32	129.6	122.1	76.73	74.40	28.44	44.89	45.96
Abril	143.2	74.40	17.14	145.0	136.6	85.81	72.00	29.63	52.42	42.37
Mayo	159.9	70.43	17.46	161.1	152.0	95.13	74.40	30.84	60.08	43.56
Junio	150.4	63.30	17.23	150.1	141.4	88.85	72.00	30.36	54.62	41.64
Julio	159.9	62.62	17.48	158.3	149.2	93.71	74.40	31.09	58.54	43.31
Agosto	156.8	64.63	17.50	156.0	146.9	91.72	74.40	31.22	56.43	43.18
Septiembre	146.1	70.24	17.02	146.3	137.8	86.46	72.00	29.73	52.94	42.27
Octubre	123.5	71.06	16.98	125.3	117.6	74.08	74.40	28.78	42.11	45.62
Noviembre	108.0	65.66	16.64	108.5	101.4	64.18	72.00	26.63	34.79	45.37
Diciembre	117.3	70.30	16.89	117.6	109.7	69.59	74.40	28.48	38.14	45.92
Año	1665.8	815.96	17.13	1667.8	1568.5	985.64	876.00	349.51	592.99	526.49

Figura 30 Balance y resultados principales

De donde podemos definir cada variable como:

10 parámetros definidos para esta tabla :

GlobHor - Irradiación horizontal global
DiffHor - Irradiación difusa horizontal
T_Amb - Temperatura ambiente
GlobInc - Global incidente plano receptor
GlobEff - Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
EArray - Energía efectiva a la salida del conjunto
E_User - Energía suministrada al usuario
E_Solar - Energía del sol
E_Grid - Energía inyectada en la red
EFrGrid - Energía de la red

Figura 31 Parámetros definidos en la tabla

5.2 Meteo y energía incidente

Inc - Albedo incidente en plano recep.

Nueva variante de simulación

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda

Nueva variante de simulación
Meteo y energía incidente

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	WindVel	GlobInc	DifSInc	Alb_Inc	DifS_GI
	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	proporción
Enero	136.8	67.91	16.76	2.4	136.6	48.41	0.168	0.000
Febrero	133.7	67.55	17.06	2.4	133.4	46.01	0.165	0.000
Marzo	130.1	67.85	17.32	2.3	129.6	46.61	0.160	0.000
Abril	143.2	74.40	17.14	2.1	145.0	50.85	0.176	0.000
Mayo	159.9	70.43	17.46	2.1	161.1	47.24	0.197	0.000
Junio	150.4	63.30	17.23	2.2	150.1	43.28	0.185	0.000
Julio	159.9	62.62	17.48	2.4	158.3	39.78	0.197	0.000
Agosto	156.8	64.63	17.50	2.5	156.0	47.21	0.193	0.000
Septiembre	146.1	70.24	17.02	2.3	146.3	48.67	0.180	0.000
Octubre	123.5	71.06	16.98	2.2	125.3	54.16	0.152	0.000
Noviembre	108.0	65.66	16.64	2.1	108.5	50.21	0.133	0.000
Diciembre	117.3	70.30	16.89	2.2	117.6	54.26	0.144	0.000
Año	1665.8	815.96	17.13	2.3	1667.8	576.68	2.050	0.000

Figura 32 Meteo y energía incidente

Parámetros definidos para esta tabla de resultados

8 parámetros definidos para esta tabla :

GlobHor - Irradiación horizontal global
DiffHor - Irradiación difusa horizontal
T_Amb - Temperatura ambiente
WindVel - Velocidad del viento
GlobInc - Global incidente plano receptor
DifSInc - Cielo Difuso incid. plano recep.
Alb_Inc - Albedo incidente en plano recep.
DifS_GI - Proporción Incidente Cielo Difuso / Global

Figura 33 Parámetros de la tabla

A continuación, entregamos los resultados meteorológicos y de energía incidente como resultado de mi instalación fotovoltaica

5.3 Energía incidente efectiva

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda							
Nueva variante de simulación							
Energía incidente efectiva (Transp., IAM, sombreados)							
	GlobHor	GlobInc	GlobShd	GlobIAM	GlobSlg	GlobEff	DiffEff
	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²	kWh/m²
Enero	136.8	136.6	136.6	132.0	128.1	128.1	44.82
Febrero	133.7	133.4	133.3	129.5	125.6	125.6	42.59
Marzo	130.1	129.6	129.5	125.9	122.1	122.1	43.15
Abril	143.2	145.0	144.9	140.8	136.6	136.6	47.07
Mayo	159.9	161.1	161.1	156.7	152.0	152.0	43.74
Junio	150.4	150.1	150.0	145.8	141.4	141.4	40.06
Julio	159.9	158.3	158.2	153.8	149.2	149.2	36.82
Agosto	156.8	156.0	155.9	151.5	146.9	146.9	43.70
Septiembre	146.1	146.3	146.3	142.1	137.8	137.8	45.06
Octubre	123.5	125.3	125.2	121.2	117.6	117.6	50.14
Noviembre	108.0	108.5	108.4	104.6	101.4	101.4	46.48
Diciembre	117.3	117.6	117.5	113.1	109.7	109.7	50.23
Año	1665.8	1667.8	1666.8	1617.0	1568.5	1568.5	533.88

Figura 34 Energía incidente efectiva

Parámetros de la tabla

7 parámetros definidos para esta tabla :
GlobHor - Irradiación horizontal global
GlobInc - Global incidente plano receptor
GlobShd - Global corregido para sombreados
GlobIAM - Global corregido para incidencia (IAM)
GlobSlg - Global corregido por suciedad
GlobEff - Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
DiffEff - Difuso efectivo, corr. para IAM y sombreados

Figura 35 Parámetros de la tabla

5.4 Factores ópticos

Nueva variante de simulación								
Cerrar Imprimir Exportar Ayuda								
Nueva variante de simulación								
Factores ópticos (Transp., IAM, sombreados)								
	GlobHor kWh/m²	GlobInc kWh/m²	FTransp proporción	FIAMBm proporción	FIAMGI proporción	FShdBm proporción	FShdGI proporción	FIAMShd proporción
Enero	136.8	136.6	0.999	0.973	0.967	1.000	0.999	0.967
Febrero	133.7	133.4	0.998	0.979	0.971	1.000	0.999	0.971
Marzo	130.1	129.6	0.996	0.980	0.972	1.000	0.999	0.972
Abril	143.2	145.0	1.012	0.980	0.972	1.000	0.999	0.972
Mayo	159.9	161.1	1.008	0.980	0.973	1.000	1.000	0.973
Junio	150.4	150.1	0.998	0.978	0.972	1.000	1.000	0.972
Julio	159.9	158.3	0.990	0.977	0.972	1.000	1.000	0.972
Agosto	156.8	156.0	0.995	0.979	0.972	1.000	1.000	0.972
Septiembre	146.1	146.3	1.002	0.979	0.972	1.000	0.999	0.972
Octubre	123.5	125.3	1.015	0.977	0.968	1.000	0.999	0.968
Noviembre	108.0	108.5	1.005	0.971	0.965	1.000	0.999	0.965
Diciembre	117.3	117.6	1.002	0.968	0.963	1.000	0.999	0.963
Año	1665.8	1667.8	1.001	0.977	0.970	1.000	0.999	0.970

Figura 36 Factores ópticos

Parámetros de la tabla

8 parámetros definidos para esta tabla :
GlobHor - Irradiación horizontal global
GlobInc - Global incidente plano receptor
FTransp - Factor de transposición GlobInc/GlobHor
FIAMBm - Factor IAM en Haz
FIAMGI - Factor IAM en global
FShdBm - Factor de sombreado cercano en el haz
FShdGI - Factor de sombreado cercano en global
FIAMShd - Factores IAM y sombreado combinados en global

Figura 37 Parámetros de la tabla

5.5 Perdidas detalladas del sistema

Nueva variante de simulación Pérdidas detalladas del sistema					
	ModQual	MisLoss	OhmLoss	EArrMPP	InvLoss
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	-0.300	1.770	1.807	80.70	3.549
Febrero	-0.293	1.726	1.791	78.69	3.518
Marzo	-0.285	1.683	1.720	76.73	3.400
Abril	-0.319	1.882	1.939	85.81	3.764
Mayo	-0.354	2.087	2.177	95.13	4.205
Junio	-0.330	1.949	2.009	88.85	3.873
Julio	-0.348	2.056	2.125	93.71	4.070
Agosto	-0.341	2.012	2.102	91.72	4.066
Septiembre	-0.321	1.897	1.960	86.46	3.790
Octubre	-0.275	1.624	1.645	74.08	3.184
Noviembre	-0.238	1.407	1.405	64.18	2.756
Diciembre	-0.258	1.525	1.516	69.59	2.960
Año	-3.664	21.618	22.194	985.64	43.137

Figura 38 Perdidas detalladas del sistema

5 parámetros definidos para esta tabla :
ModQual - Pérdida calidad de módulo
MisLoss - Pérdida de desajuste de conjunto de módulos
OhmLoss - Pérdida óhmica del cableado
EArrMPP - Energía virtual del conjunto en MPP
InvLoss - Pérdidas globales inversor

Figura 39 Parámetros definidos para la tabla

5.6 Pérdidas detalladas del inversor

Nueva variante de simulación Pérdidas detalladas del inversor									
	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL_Oper	IL_Pmin	IL_Pmax	IL_Vmin	IL_Vmax	IL_Imax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	77.15	95.6	3.549	3.523	0.014	0.000	0.000	0.000	0.000
Febrero	75.18	95.5	3.518	3.495	0.012	0.000	0.000	0.000	0.000
Marzo	73.33	95.6	3.400	3.371	0.018	0.000	0.000	0.000	0.000
Abril	82.05	95.6	3.764	3.727	0.026	0.000	0.000	0.000	0.000
Mayo	90.92	95.6	4.205	4.174	0.019	0.000	0.000	0.000	0.000
Junio	84.98	95.6	3.873	3.862	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Julio	89.64	95.7	4.070	4.059	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Agosto	87.65	95.6	4.066	4.055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Septiembre	82.67	95.6	3.790	3.758	0.021	0.000	0.000	0.000	0.000
Octubre	70.89	95.7	3.184	3.170	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
Noviembre	61.42	95.7	2.756	2.741	0.003	0.000	0.000	0.000	0.000
Diciembre	66.63	95.7	2.960	2.943	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000
Año	942.50	95.6	43.137	42.879	0.122	0.000	0.000	0.000	0.000

Figura 40 Pérdidas detalladas del inversor

9 parámetros definidos para esta tabla :
EOutInv - Energía disponible en la salida del inversor
EffInvR - Eficiencia inversor (en funcionamiento)
InvLoss - Pérdidas globales inversor
IL_Oper - Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)
IL_Pmin - Pérdida del inversor debido al umbral de potencia
IL_Pmax - Pérdida del inversor sobre potencia inv. nominal
IL_Vmin - Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje
IL_Vmax - Pérdida de inversor sobre voltaje inv. nominal
IL_Imax - Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada

Figura 41 Parámetros definidos para la tabla

5.7 Uso de energía y necesidades del usuario

Nueva variante de simulación Uso de energía y necesidades del usuario					
	E_Avail kWh	E_User kWh	E_Grid kWh	SolFrac proporción	PR proporción
Enero	77.16	74.40	48.96	0.379	0.807
Febrero	75.19	67.20	49.06	0.389	0.805
Marzo	73.34	74.40	44.89	0.382	0.808
Abril	82.06	72.00	52.42	0.412	0.809
Mayo	90.93	74.40	60.08	0.415	0.806
Junio	84.99	72.00	54.62	0.422	0.809
Julio	89.65	74.40	58.54	0.418	0.809
Agosto	87.66	74.40	56.43	0.420	0.803
Septiembre	82.68	72.00	52.94	0.413	0.807
Octubre	70.91	74.40	42.11	0.387	0.808
Noviembre	61.43	72.00	34.79	0.370	0.809
Diciembre	66.64	74.40	38.14	0.383	0.810
Año	942.64	876.00	592.99	0.399	0.807

Figura 42 Uso de energía y necesidades del usuario

Parámetros definidos para la tabla

5 parámetros definidos para esta tabla :
E_Avail - Energía solar disponible
E_User - Energía suministrada al usuario
E_Grid - Energía inyectada en la red
SolFrac - Fracción solar (EUtilizada / ECarga)
PR - Proporción de rendimiento

Figura 43 Parámetros definidos para la tabla

5.8 coeficientes de rendimiento normalizados

Nueva variante de simulación								
Coeficientes de rendimiento normalizados								
	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m ² /día	proporción	kWh/kWp/día	proporción	kWh/kWp/día	proporción	proporción	proporción
Enero	4.41	0.689	3.72	0.164	3.56	0.156	0.037	0.807
Febrero	4.76	0.749	4.02	0.180	3.84	0.157	0.038	0.805
Marzo	4.18	0.645	3.54	0.157	3.38	0.154	0.037	0.808
Abril	4.83	0.746	4.09	0.179	3.91	0.154	0.037	0.809
Mayo	5.20	0.814	4.38	0.194	4.19	0.157	0.037	0.806
Junio	5.00	0.772	4.23	0.184	4.05	0.154	0.037	0.809
Julio	5.11	0.787	4.32	0.188	4.13	0.154	0.037	0.809
Agosto	5.03	0.805	4.23	0.187	4.04	0.160	0.037	0.803
Septiembre	4.88	0.761	4.12	0.180	3.94	0.156	0.037	0.807
Octubre	4.04	0.628	3.41	0.147	3.27	0.155	0.036	0.808
Noviembre	3.62	0.560	3.06	0.131	2.92	0.155	0.036	0.809
Diciembre	3.79	0.585	3.21	0.136	3.07	0.154	0.036	0.810
Año	4.57	0.712	3.86	0.169	3.69	0.156	0.037	0.807

Figura 44 Coeficientes de rendimiento normalizados

8 parámetros definidos para esta tabla :
Yr - Energía incidente de referencia en plano recep.
Lc - Pérdidas del conjunto normalizado
Ya - Producción del conjunto normalizada
Ls - Pérdidas normalizadas del sistema
Yf - Producción normalizada del sistema
Lcr - Pérdida de conjunto / índice de energía incidente
Lsr - Sistema de pérdida / índice de energía incidente
PR - Proporción de rendimiento

Figura 45 Parámetros definidos para la tabla

5.9 Diagrama de pérdidas del sistema

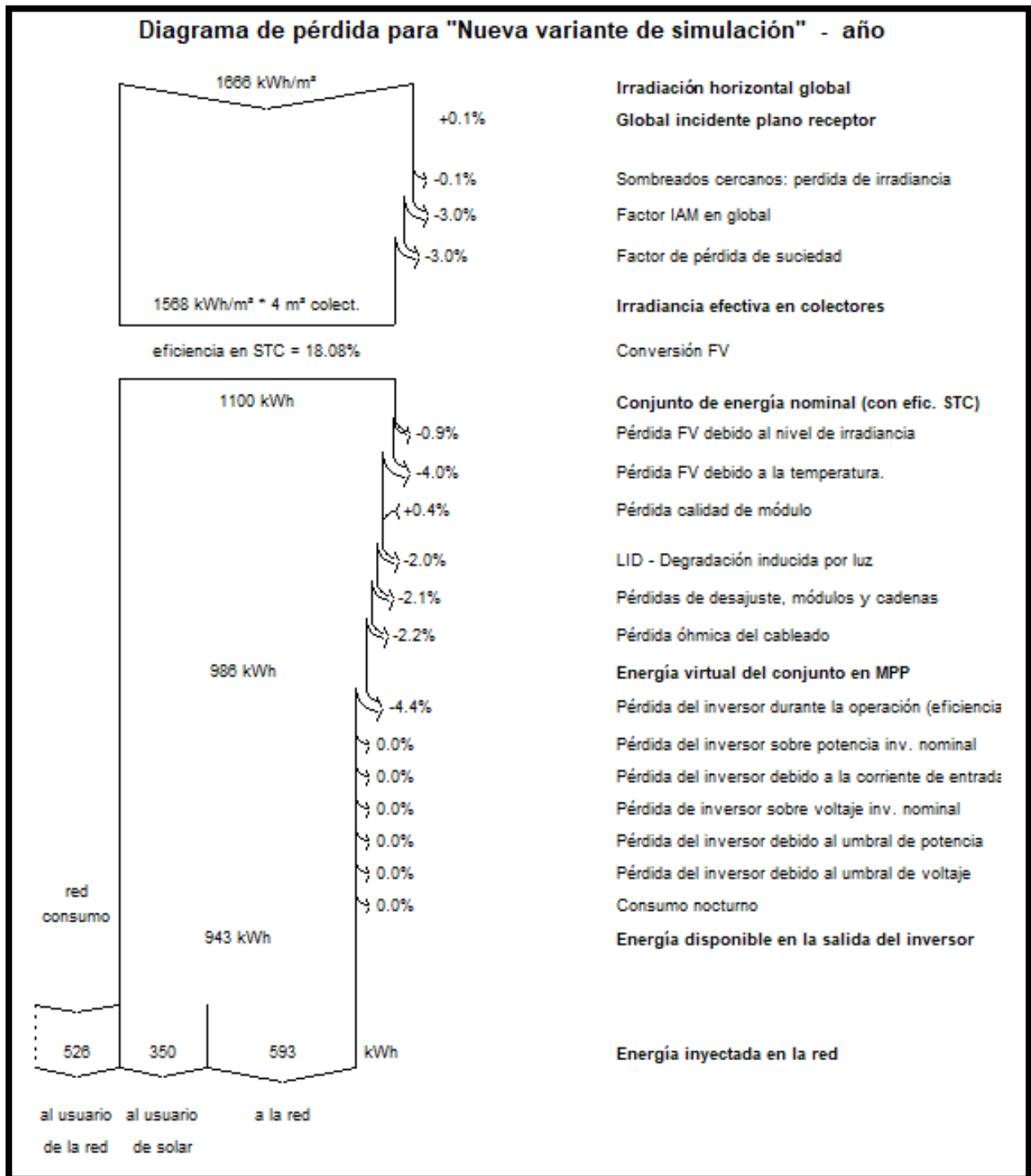


Figura 46 Diagrama de pérdidas del sistema

5.10 Producciones normalizadas

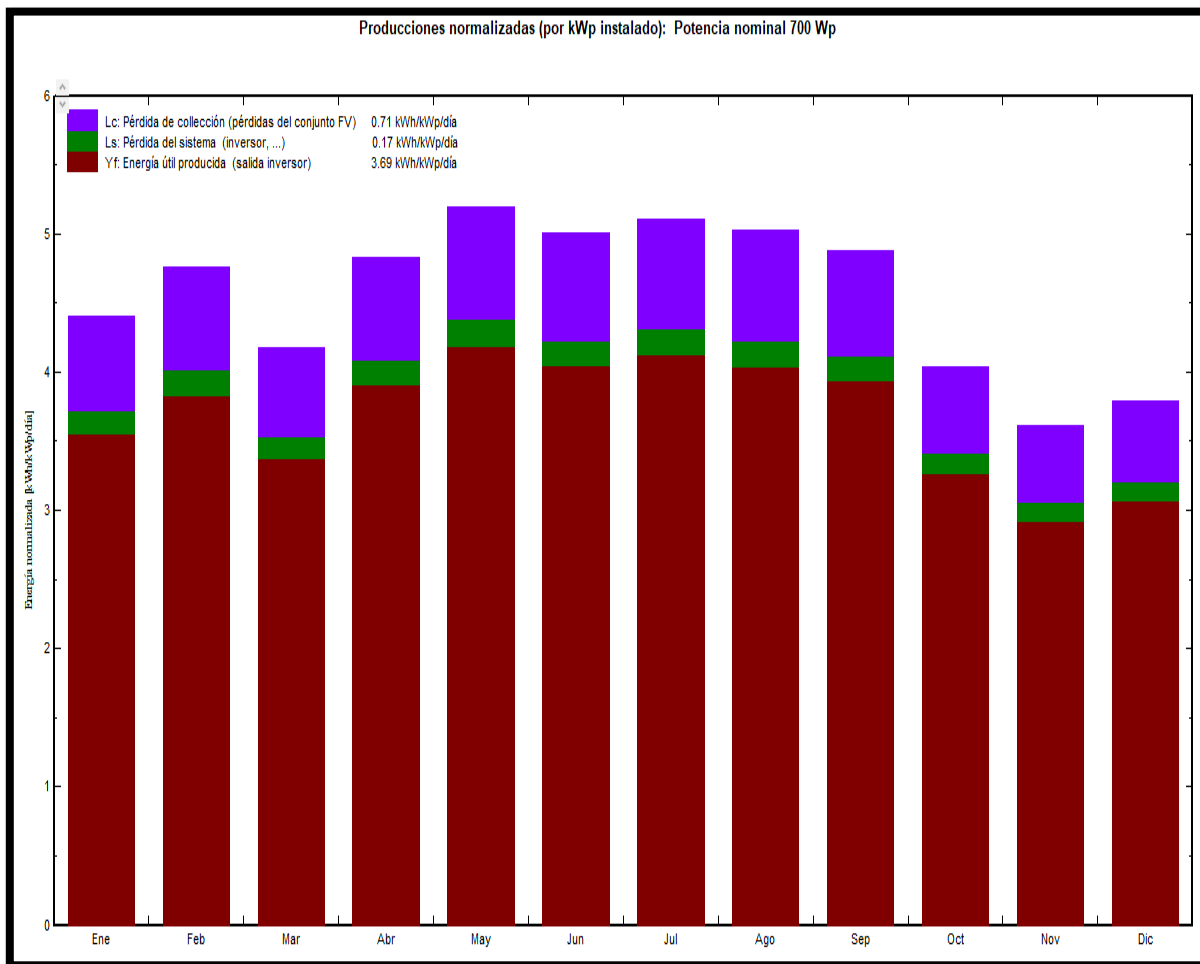


Figura 47 grafica de la producción y perdidas del sistema

6 selección del medidor

6.1 Medidor de inyección cero

6.1.1 Medidor bidireccional

“El medidor bidireccional es un elemento indispensable en cualquier proyecto de energía renovable a nivel residencial. Este tipo de medidor tiene la capacidad de diferenciar entre la energía que CFE nos suministra y la energía que entregan los paneles solares cuando no es consumida en su totalidad por el mismo usuario.”[19]

Se instala medidor bidireccional por exigencia del operador de red el cual es instalado por el mismo operador.

6.1.2 Medidor inteligente

“¿Qué son los medidores inteligentes? Dispositivos que miden y registran datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria.” [20]

“El sistema de medición inteligente (Smart Meter) tiene como finalidad el determinar el consumo energético en un sistema de nivel residencial, además del costo asociado, para su utilización en aplicaciones de control de demanda energética. El Smart Meter se basa en la operación de un subsistema de adquisición de señales, el cual se incorpora en una carga de tipo residencial para medir señales de voltaje y corriente. La información obtenida es enviada a una tarjeta de procesamiento, para determinar los valores de potencia activa, reactiva, factor de potencia, energía consumida y el importe por consumo. Los parámetros eléctricos calculados son almacenados, y enviados de forma inalámbrica al microcontrolador. Finalmente, en el microcontrolador dispone de información precisa, cómoda y en tiempo real, acerca de su consumo energético. De esta manera, se podrán tomar las acciones pertinentes, a fin de reducir el consumo excesivo de energía.” [21]

7 balance de emisiones de co2

Luego de desarrollar la simulación encontramos que el sistema calcula la cantidad de emisiones de co2 producidas por la fabricación de los componentes del sistema fotovoltaico y las compara con la cantidad de emisiones ahorradas por esta misma instalación en su funcionamiento y encontramos una ganancia de 2.36 toneladas de emisiones de co2 menos emitidas durante el tiempo de la operación, generando así un beneficio ambiental para la humanidad.

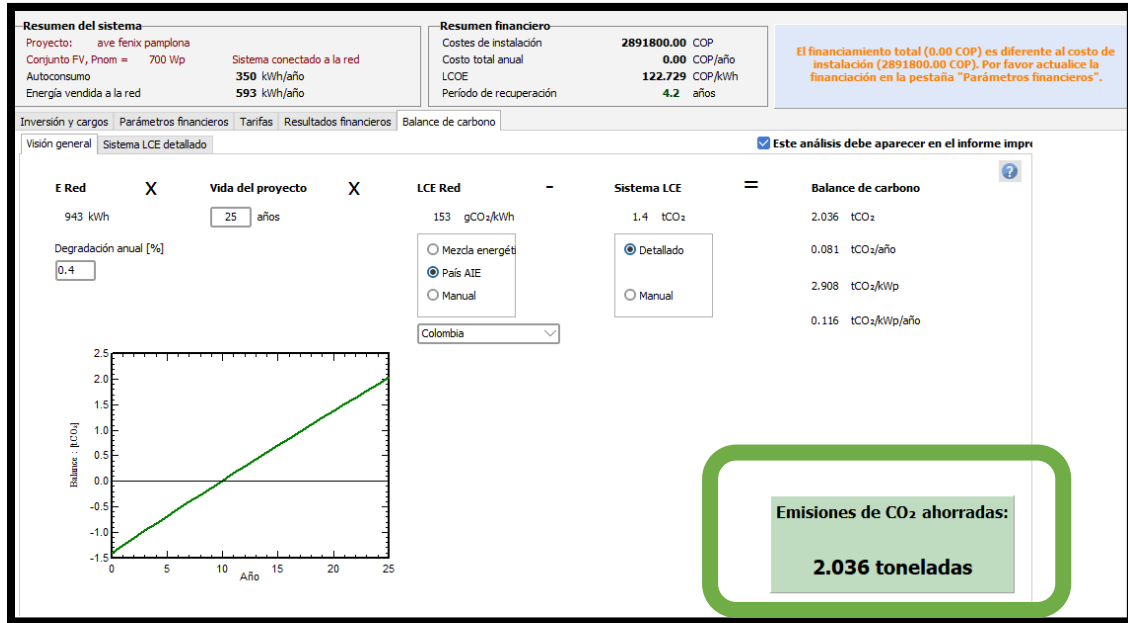


Figura 48 Beneficio ambiental del sistema

8 ANÁLISIS ECONÓMICO

El software de diseño para sistemas fotovoltaicos Pv syst nos presenta el siguiente análisis económico el cual nos permite obtener los siguientes resultados descritos a continuación

Resumen financiero	
Costes de instalación	2891800.00 COP
Costo total anual	0.00 COP/año
LCOE	122.729 COP/kWh
Período de recuperación	4.2 años

Figura 49 Periodo de recuperación

A continuación, presentamos los costos generados en la instalación del sistema fotovoltaico. Estos precios son precios que presentan las empresas distribuidoras con ventas al detallado y son los valores comerciales que encontramos actualmente en el mercado.

Resumen del sistema		Resumen financiero	
Proyecto: ave fenix pamploña		Costos de instalación	2891800.00 COP
Conjunto FV, Pnom = 700 Wp	Sistema conectado a la red	Costo total anual	0.00 COP/año
Autoconsumo	350 kWh/año	LCOE	122.729 COP/kWh
Energía vendida a la red	593 kWh/año	Período de recuperación	4.2 años

El monto de los costos operativos es nulo

Inversión y cargos | Parámetros financieros | Tarifas | Resultados financieros | Balance de carbono

Valores: ☒ Global ☐ por Wp ☐ por m²

Moneda:

Costos de instalación			
Descripción	Cantidad	Precio unitario	Total
Módulos FV			1766600.00 COP
AE 350M6-72 (1000)	2.00	644000.00	1288000.00 COP
Soportes para módulos	2.00	239300.00	478600.00 COP
Inversores			1069900.00 COP
MI-700	1.00	1069900.00	1069900.00 COP
Otros componentes			55300.00 COP
Accesorios, sujetadores	0.00	0.00	0.00 COP
Cableado	3.00	3800.00	11400.00 COP
Caja de conexiones	1.00	43900.00	43900.00 COP
Sistema de monitoreo, pant...	0.00	0.00	0.00 COP
Sistema de medición, pirand...	0.00	0.00	0.00 COP
Pararrayos	0.00	0.00	0.00 COP
Costo total de instalación			2891800.00 COP
			Activo amortizable 2836500.00 COP

Costos de operación (anual)	
Descripción	Costo anual
Mantenimiento	0.00 COP
Alquiler de terrenos	0.00 COP
Seguro	0.00 COP
Cargos bancarios	0.00 COP
Administrativo, contabilidad	0.00 COP
Impuestos	0.00 COP
Subsidios	0.00 COP
Costos de operación (OPEX)	0.00 COP/año

Figura 50 Información económica del proyecto

En general las empresas especializadas en la instalación de sistemas fotovoltaicos como Cointelco, Ingycons, entre otras, cobran un valor promedio de 4.2 millones por kilovatio instalado, lo que hace que nuestro proyecto está dentro de los márgenes del mercado.

Teniendo en cuenta que el kw/h tiene un costo de 717.14, el periodo de recuperación de la inversión es de 4.2 años

9 CONCLUSIONES

1. Un sistema fotovoltaico residencial interconectado a la red es una buena opción para las casas que cuentan con suministro eléctrico pero que desean disminuir el consumo energético, generando beneficios al medio ambiente, disminuyendo las emisiones de co2 y disminuyendo la demanda energética que la humanidad requiere, abriendo la posibilidad de ayudar a generar energía que puede ser suministrada en las regiones que requieren el servicio y actualmente no cuentan con este recurso fundamental para el desarrollo de la vida humana.
2. Para el desarrollo de un sistema fotovoltaico es necesario conocer la normatividad que rige en Colombia tanto en el aspecto técnico con el fin de realizar la instalación de manera eficiente y segura para el usuario, como en el aspecto político ya que nos brindan beneficios tributarios con el fin de promover el desarrollo de estas tecnologías los cuales nos valorizan nuestras propiedades y traen desarrollo a las

regiones y disminuye el consumo de fuentes convencionales de energía que generalmente producen emisiones de CO_2 las cuales afectan nuestro planeta

3. La eficiencia y productividad de los proyectos de energía fotovoltaica están sujetos a la región donde se desarrollan. Sin embargo Colombia por su ubicación geográfica, cuenta con un recurso solar valioso que se convierte a nuestro país en una potencia ya que contamos con una riqueza energética facilitando la instalación de este tipo de sistemas los cuales generalmente son productivos y viables y nos generan una reposición económica a corto o mediano plazo.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

[1] Disponible en internet:
https://earth.google.com/web/search/NORTE+DE+SANTANDER/@8.08178935,-72.82270755,459.20391616a,589213.01157564d,35y,0h,0t,0r/data=Cn0aUxJNCiUweDhlNjY0NTc2OWYxOWIwN2I6MHgyNjI5Mzg3MDA5NDRmYzIIGa0H3W_-yB9AldM6YA2GOVLAKhJOT1JURSBERSBTQU5UQU5ERVIYAIAbIiYKJAnEu5JY5xoeQBEXpKj3nEQdQBIA3WXVniVSwCHUiM9nqDNSwA

[2] Disponible en internet:
[https://es.wikipedia.org/wiki/Pamplona_\(Colombia\)#/media/Archivo:Colombia_-_Norte_de_Santander_-_Pamplona.svg](https://es.wikipedia.org/wiki/Pamplona_(Colombia)#/media/Archivo:Colombia_-_Norte_de_Santander_-_Pamplona.svg)

[3] Disponible en internet:
<https://earth.google.com/web/search/PAMPLONA/@7.37197955,-72.6502935,2292.61932706a,11527.42721011d,35y,0h,45t,0r/data=CnMaSRJDCiUweDhlNjg4MTE3MjJhYTBjMTU6MHg4M2I3OTBIOThmN2RiN2Q0GS96uC5Gfh1AIfYELjR8KVLAKghQQU1QTE9OQRgCIAEiJgokCX-Ptcv2jSNAEdhVayUGchIAGaSe7FKkZIHAIWoXNiiqAIPAKAI>

[4] Disponible en internet:
https://earth.google.com/web/search/7%c2%b022%2711.5%22N+72%c2%b037%2715.4%22W/@7.36988298,-72.62088651,2438.67558469a,219.46103973d,35y,0h,44.9947416t,0r/data=CmYaPBI2CiUweDhlNjg4MWNkYjNkOTImMWY6MHg4N2NhYzJjMjE0ZDc0OGY5Kg1FbCBBDmUgRsOpbml4GAEGASImCiQJf4-1y_aNI0AR2FVrJQZyGUAZpJ7sUqRmUcAhahc2KKoCU8A

[5] Disponible en internet: [https://es.wikipedia.org/wiki/Pamplona_\(Colombia\)](https://es.wikipedia.org/wiki/Pamplona_(Colombia))

[6] Disponible en internet:
https://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

[7] (2018, Abril). [Online]. Available: <https://www.solarpowerauthority.com/ahistory-of-solar-cells/>

[8] Duran, E. O. Historia, Desarrollo y Actualidad de las Celdas Solares.

[9] Orbegozo, C., & Arivilca, R. (2010). Energía solar fotovoltaica. *Manual técnico para instalaciones*.

- [10] Disponible en internet: <https://images.app.goo.gl/GdBkjthZL2JGGkbM7>
- [11] Disponible en internet: <https://apps.solargis.com/prospect/map?s=7.37632,-72.648198&c=7.367234,-72.677307,11>
- [12] ELÉCTRICAS, R. T. D. I. (2006). RETIE. *Bogotá: UPME*, 24.
- [13] Disponible en internet: https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/23965915/310118_borrador_proy_RETIE_productos.pdf/09a5f5d0-58a8-44ef-a591-64386de276d2
- [14] Disponible en internet: <https://www.geodatos.net/coordenadas/colombia/pamplona-norte-de-santander>
- [15] Disponible en internet: https://www.udemy.com/course/tumundorenovable_sistemasresidenciales/learn/lecture/13144336#notes
- [16] (MSC. Luis David Pabón Fernández, 2018).
- [17] Ministerio de Minas y Energía, MINENERGÍA. (2014). LEY 1715 [archivo **PDF**].
- [18] Gauna, Q. E. M. M. 2.10 Potencia eléctrica.
- [19] Disponible en internet: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/como-funciona-el-medidor-bidireccional-de-cfe#:~:text=El%20medidor%20bidireccional%20es%20un,totalidad%20por%20el%20mismo%20usuario.>
- [20] Disponible en internet: <https://www.minenergia.gov.co/infraestructura-de-medicion-avanzada>
- [21] Bertonatti, L., Gremes Cordero, J. A., & Rovero, A. (2020). Medidor inteligente de energía eléctrica.

ANEXOS

A continuación, insertamos los resultados de nuestra instalación generados por el software de diseño Pv syst.

Cable

Audio y VideoEnergíaRoboticaMotoresInstrumentaciónHerramientasMicrocontroladoresCableadoIluminación LEDInterruptores - RelevosVentiladoresAccesoriosComponentesOfertasMarcas

Novedades

Descripción

Especificaciones:

- TV: 2.5mm2
- AWG: 14
- n/mm: 49/0.25
- Trenzado Conductor: 2.02mm
- Cable OD: 6mm
- MAX resistencia: 7.98ohm / Km
- Corriente Nominal: 41A / 60°C
- Voltaje Nominal: 600/1000VAC, 1800VDC
- Voltaje en Prueba Campo: 6.5KVA, 15KV DC, 15 min
- Temperatura ambiente trabajo: -40°C / 90°C
- Max temperatura conductor: +/- 120°C
- Expectativa vida útil: +/- 25 años a temperatura ambiente

Figura 51 Especificaciones del cable

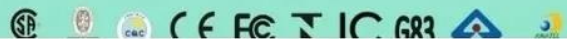
Microinversor



MI-600LV/MI-700LV

Lo más destacado

- Un Microinversor único conecta dos módulos foto voltaicos con MPPT individuales
- Potencia máxima de salida hasta 600W/700W; Adaptado a paneles foto voltaicos de 60 y 72 celdas.
- Eficiencia de MPPT estático 99.80%; Eficiencia de MPPT dinámica 99.76% con tiempo nublado.
- Alta fiabilidad; caja NEMA (IP67); protección contra sobre tensiones de 6,000V





La Solución Solar más Segura del Mundo
para usted y su familia

Modelo

MI-600LV

MI-700LV

Datos de Entrada (CC)

Potencia de módulo comúnmente utilizada (W)	240~380	280~440
Compatibilidad de los módulos de	60 o 72 células PV	60 o 72 células PV
Potencia máxima MPPT Rango de tensión (V)	29 ~ 48	33~48
Voltaje de arranque (V)	22	22
Rango de voltaje de funcionamiento (V)	16-60	16-60
Máximo voltaje de entrada (V)	60	60
Corriente máxima de entrada (A)	2*11.5	2*11.5

Datos de Salida (CA)

Potencia de salida nominal (VA)	600	700
Corriente de salida nominal (A)	5	5.83
Rango de tensión nominal de salida (V)	120/95-155	120/95-155
Frecuencia nominal/rango (V)	60/55-65	60/55-65
Factor de potencia (ajustable)	>0.99	>0.99
Distorsión armónica total	<3%	<3%
Unidades máximas por ramal	5	4

Eficiencia

Eficiencia máxima de la CEC	96.70%	96.70%
Eficiencia ponderada de la CEC	96.50%	96.50%
Eficiencia nominal del MPPT	99.80%	99.80%
Consumo de energía nocturna mW)	<50	<50

Datos Mecánicos

Rango de temperatura ambiente (°C)	-40~+65
Dimensiones (An x Al x Profundidad mm)	250x170x28
Peso (kg)	3.0
Clasificación del gabinete	al aire libre-NEMA (IP67)
Enfriamiento	Convección natural - Sin ventiladores

Características

Comunicación	2.4GHz Propiedad de RF (Nórdico)
Monitoreo	Sistema de Monitoreo de Hoymiles
Garantía	Hasta 25 años
Compliance	UL1741, IEEE1547, CSA C22.2 No. 107.1-16, NOM-001-SCFI-1993, FCC Part15, ANSI C63.4, ICES-003, ABNT NBR 16149:2013, ABNT NBR 16150:2013, Anatel

¹ El rango nominal de voltaje/frecuencia puede ser cambiado debido a los requerimientos del departamento de energía local.

Paneles solares



Inspiring green-energy since 2003

PERC Technology

AE LARGE CELL MONOCRYSTALLINE PV MODULES

AE HM6-72 Series 370W-400W

72 CELLS

PID RESISTANT

SALT CORROSION RESISTANT

SAND RESISTANT

MM/S AMMONIA RESISTANT

HIGHLY STABLE AND TOUGH

✓ GERMAN QUALITY
AE Solar photovoltaic modules are produced using high quality materials, automated robotic lines, German technology and standards.

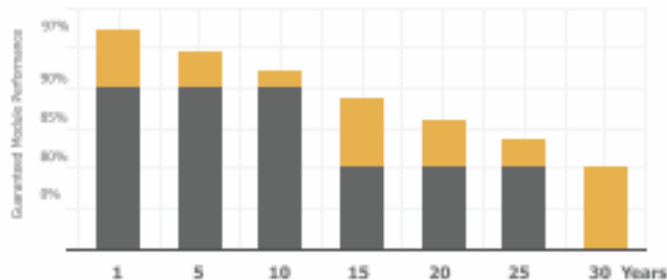
+ PLUS-SORTING
Higher yield due to plus-sorting from 0 up to +5 Wp guarantees the high system efficiency and yield stability.

⌚ PERFORMANCE GUARANTEE
AE Solar assures high investment, security and warranty claims by providing linear performance guarantee of 30 years and 12 years of product warranty.

📄 CERTIFICATES
Lining with international standards, AE Solar Photovoltaic modules are tested and certified under extreme stress conditions and it can bear harsh environment influences.

OUR PERFORMANCE GUARANTEE

● AE Solar PowerPlus ● Commercial Guarantee



Years	AE Solar PowerPlus (%)	Commercial Guarantee (%)
1	95	95
5	92	92
10	90	90
15	88	88
20	85	85
25	82	82
30	78	78

30 years Performance Guarantee

12 years Product Warranty



Deutsche Qualität Garantiert

TECHNICAL DATA

AE-HM6-72 Series 370W-400W

SPECIFICATIONS

		AE370W-72	AE375W-72	AE380W-72	AE385W-72	AE390W-72	AE395W-72	AE400W-72
Nominal Max. Power	P _{max} (Wp)	370	375	380	385	390	395	400
Maximum power voltage	V _{mp} (V)	39.90	40.20	40.50	40.80	41.10	41.40	41.71
Maximum power current	I _{mp} (A)	9.28	9.33	9.39	9.44	9.49	9.54	9.59
Open-circuit voltage	V _{oc} (V)	48.51	48.72	48.90	49.10	49.30	49.48	49.69
Short-circuit current	I _{sc} (A)	9.61	9.68	9.75	9.92	10.12	10.50	10.59
Module efficiency	(%)	18.66	18.91	19.16	19.42	19.67	19.92	20.17
Power tolerance	P _{max} (Wp)	0 / + 5						
Maximum system voltage DC	(V)	1000						
Maximum series fuse rating	(A)	15						
Operating temperature	(°C)	-40 to +85						
Temp. coefficients of P _{max}	(%/°C)	-0.37						
Temp. coefficients of V _{oc}	(%/°C)	-0.28						
Temp. coefficients of I _{sc}	(%/°C)	0.048						
Nom. Operating cell temp.(NOCT)	(°C)	45±2						

The electrical data apply to standard test conditions (STC): Irradiance of 1000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25°C.

MATERIAL CHARACTERISTICS

Cell type	Mono-crystalline 158.75 x 158.75mm
No. of cells	72 (6 x 12)
Dimensions	1979 x 1002 x 40mm
Weight	22.5 kg
Junction box	IP 67 rated
Output cable	1 x 4.0mm², 1200mm length or customised
Connector type	MC 4 / MC 4 compatible
Hail resistance	Max. Ø 28 mm, at 23 m/s
Wind load	2400 Pa / 244 kg/m²
Mechanical load	5400 Pa / 550 kg/m²

PACKAGING INFORMATION

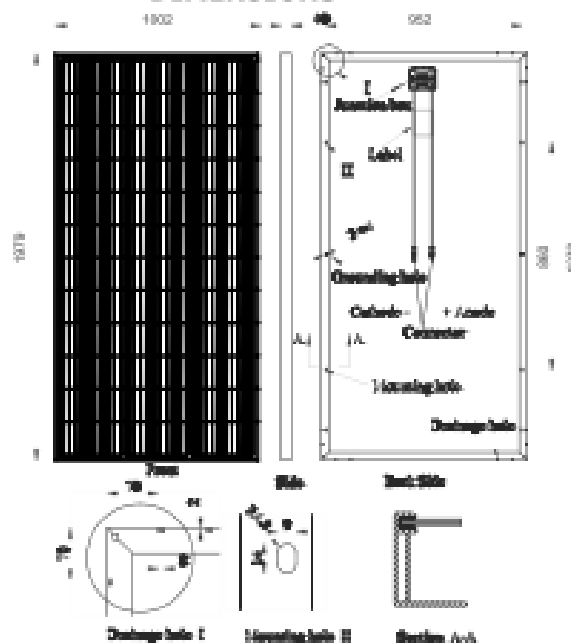
Packing configuration	56 pcs / double pallet
Loading Capacity	616 pcs / 40HQ
Size / pallet (mm)	2015 x 1120 x 2335
Weight	1380 kg / double pallet

CERTIFICATES



AE-SOLAR 1.000
All rights reserved. Specifications included in this data sheet are subject to change without notice.

DIMENSIONS



AE Solar GmbH

Hausenmittling 54
86343 Krongrün
Germany

Tel: +49 8231 92 92 52
Fax: +49 8231 97 82 68 9
Email: sales@ae-solar.com
Web: www.ae-solar.com

Estructura para montaje de los paneles

Soporte coplanar continuo fijación a correas para cubierta metálica

03V-03H

Válido para:

- Todo tipo de cubiertas metálicas.
- Anclaje a correas.
- En disposición horizontal válido para módulos de ancho especial.

Disponibilidad de tuercas antirobo.
Material 100% reciclable.
Cómida instalación.

Perfil compatible: EPDM

1650/2000x1000

El kit incluye:

- Fijaciones S03
- Perfiles G1
- Uniones UG1
- Presores laterales
- Presores centrales

Número de paneles

Vertical: de 1 a 6 módulos
Horizontal: de 1 a 3 módulos

Para módulos de 60 y 72 células (1650/2000x1000) de 33 a 50 mm de espesor.

Viento	150 km/h
MATERIALES	Perfilaria de aluminio EN AW 6005A T6
TORNILLERÍA	Tornillería acero inoxidable A2-70

-Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
-Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar

Información:

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.

03V
Disposición de los módulos en vertical

03H
Disposición de los módulos en horizontal

Herramientas necesarias:

Seguridad:

Par de apriete:

Tornillo Presor	7 Nm
Tornillo M8 Hexagonal	20 Nm
Tornillo M10 Hexagonal	40 Nm
Tornillo M6.3 Hexagonal	10 Nm

Reservado el derecho a efectuar modificaciones - Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original

Informe de Pv syst



Versión 7.2.15

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: ave fenix pamplona

Variante: Nueva variante de simulación

Tablas en un edificio

Potencia del sistema: 700 Wp

Pamplona - Colombia



FREDY ANDRES SANCHEZ VILLABONA
Firma

Página 1/13



PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico

Pamplona

Colombia

Situación

Latitud 7.37 °N
Longitud -72.62 °W
Altitud 2446 m
Zona horaria UTC-5

Configuración del proyecto

Albedo 0.20

Datos meteo

Pamplona

Meteonorm 8.0 (1991-2007), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Plano fijo

Inclinación/Azimut 9 / -90 °

Tablas en un edificio

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Necesidades del usuario

Carga constante fija

100 W

Global

876 kWh/Año

Información del sistema

Conjunto FV

Núm. de módulos

2 unidades

Pnom total

700 Wp

Inversores

Núm. de unidades

1 unidad

Pnom total

700 W

Proporción Pnom

1.000

Resumen de resultados

Energía producida 942.6 kWh/año

Producción específica 1347 kWh/kWp/año

Proporción rend. PR 80.73 %

Energía usada 876.0 kWh/año

Fracción solar (SF) 39.90 %

Tabla de contenido

Portada	1
Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del conjunto FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	4
Resultados principales	5
Diagrama de pérdida	6
Gráficos especiales	7
Evaluación P50 - P90	8
Costo del sistema	9
Análisis financiero	10
Balance de emisiones de CO ₂	13



PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Orientación campo FV

Orientación

Plano fijo

Inclinación/Azmut 9 / -90 °

Horizonte

Horizonte libre

Tablas en un edificio

Configuración de cobertizos

Sombreados cercanos

Sombreados lineales

Modelos usados

Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Necesidades del usuario

Carga constante fija
100 W
Global
876 kWh/Año

Características del conjunto FV

Módulo FV

Fabricante

Generic

Modelo

AE 350M6-72 (1000)

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 350 Wp

Número de módulos FV 2 unidades

Nominal (STC) 700 Wp

Módulos 2 Cadenas x 1 En series

En cond. de funcionam. (50°C)

Pmpp 635 Wp

U mpp 35 V

I mpp 18 A

Potencia FV total

Nominal (STC) 0.700 kWp

Total 2 módulos

Área del módulo 3.9 m²

Área celular 3.5 m²

Inversor

Fabricante

Generic

Modelo

MI-700

(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 0.70 kWca

Número de inversores 2 * MPPT 50% 1 unidad

Potencia total 0.70 kWca

Voltaje de funcionamiento 16-60 V

Proporción Pnom (CC:CA) 1.00

Potencia total del inversor

Potencia total 0.7 kWca

Número de inversores 1 unidad

Proporción Pnom 1.00

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto

Frac. de pérdida 3.0 %

Factor de pérdida térmica

Temperatura módulo según irradiancia

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (viento) 0.1 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC

Res. conjunto global 9.4 mΩ

Frac. de pérdida 0.4 % en STC

Pérdida diodos serie

Caída de voltaje 0.7 V

Frac. de pérdida 1.8 % en STC

LID - Degradación Inducida por Luz

Frac. de pérdida 2.0 %

Pérdida de calidad módulo

Frac. de pérdida -0.4 %

Pérdidas de desajuste de módulo

Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas

Frac. de pérdida 0.1 %

Factor de pérdida IAM

Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)

Parám. bo 0.05



PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Parámetro de sombreados cercanos
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

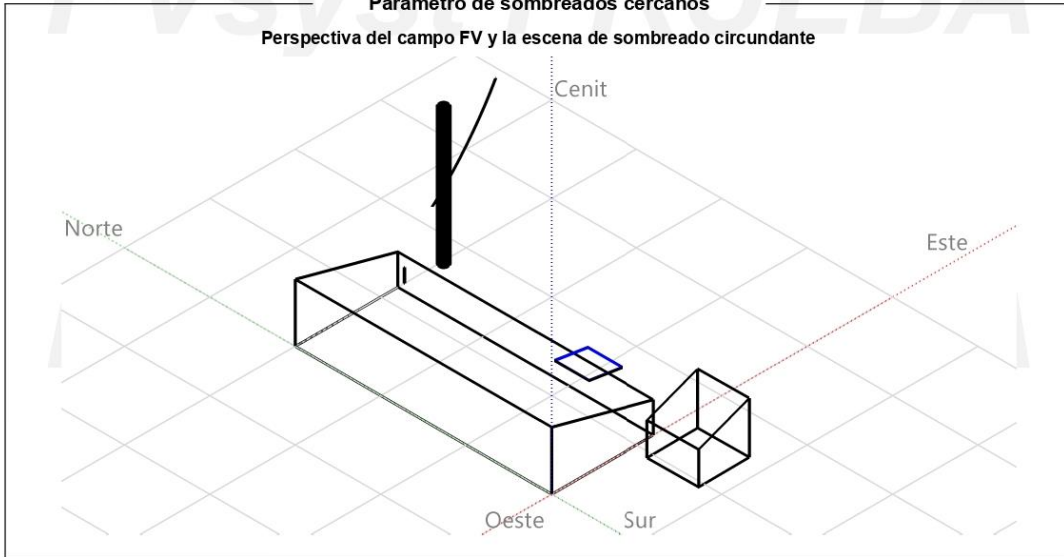
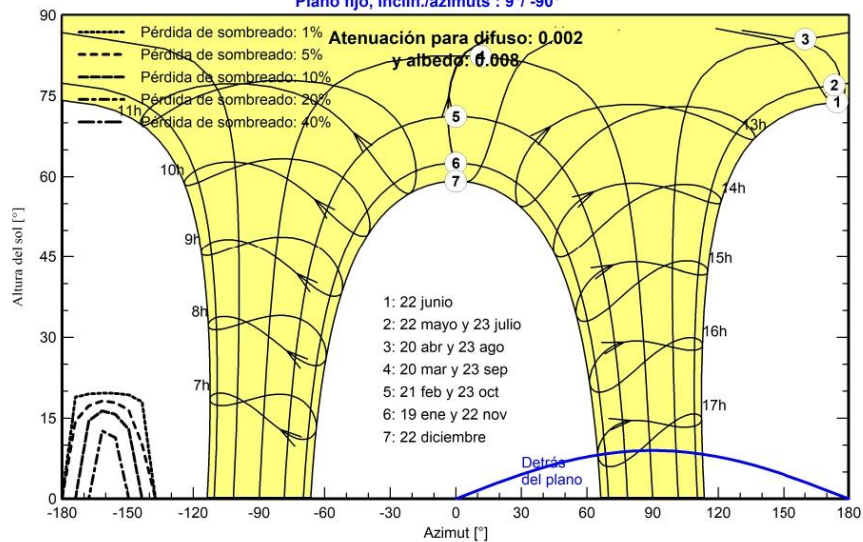


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Incl./azimuts : 9°/-90°





Proyecto: ave fenix pamlona
Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Resultados principales

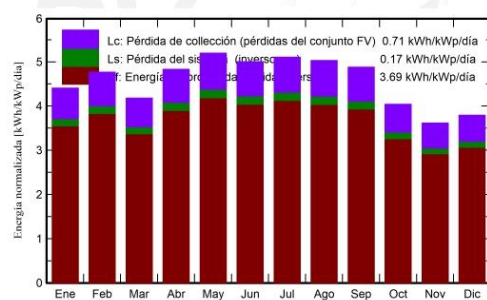
Producción del sistema

Energía producida	942.6 kWh/año	Producción específica	1347 kWh/kWp/año
Energía usada	876.0 kWh/año	Proporción de rendimiento (PR)	80.73 %
		Fracción solar (SF)	39.90 %

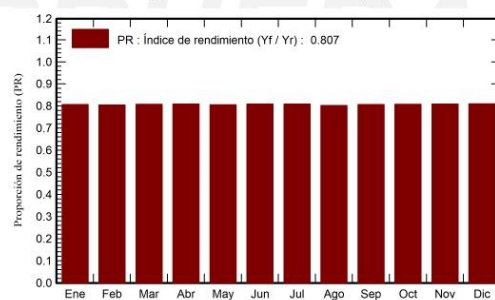
Evaluación económica

Inversión		Costo anual		LCOE	
Global	2891800.00 COP	Anualidades	0.00 COP/año	Costo energético	123 COP/kWh
Específico	4131 COP/Wp	Costos de func.	0.00 COP/año		
		Período de recuperación	4.2 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	136.8	67.91	16.76	136.6	128.1	80.70	74.40	28.19	48.96	46.21
Febrero	133.7	67.55	17.06	133.4	125.6	78.69	67.20	26.12	49.06	41.08
Marzo	130.1	67.85	17.32	129.6	122.1	76.73	74.40	28.44	44.89	45.96
Abril	143.2	74.40	17.14	145.0	136.6	85.81	72.00	29.63	52.42	42.37
Mayo	159.9	70.43	17.46	161.1	152.0	95.13	74.40	30.84	60.08	43.56
Junio	150.4	63.30	17.23	150.1	141.4	88.85	72.00	30.36	54.62	41.64
Julio	159.9	62.62	17.48	158.3	149.2	93.71	74.40	31.09	58.54	43.31
Agosto	156.8	64.63	17.50	156.0	146.9	91.72	74.40	31.22	56.43	43.18
Septiembre	146.1	70.24	17.02	146.3	137.8	86.46	72.00	29.73	52.94	42.27
Octubre	123.5	71.06	16.98	125.3	117.6	74.08	74.40	28.78	42.11	45.62
Noviembre	108.0	65.66	16.64	108.5	101.4	64.18	72.00	26.63	34.79	45.37
Diciembre	117.3	70.30	16.89	117.6	109.7	69.59	74.40	28.48	38.14	45.92
Año	1665.8	815.96	17.13	1667.8	1568.5	985.64	876.00	349.51	592.99	526.49

Leyendas

GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red



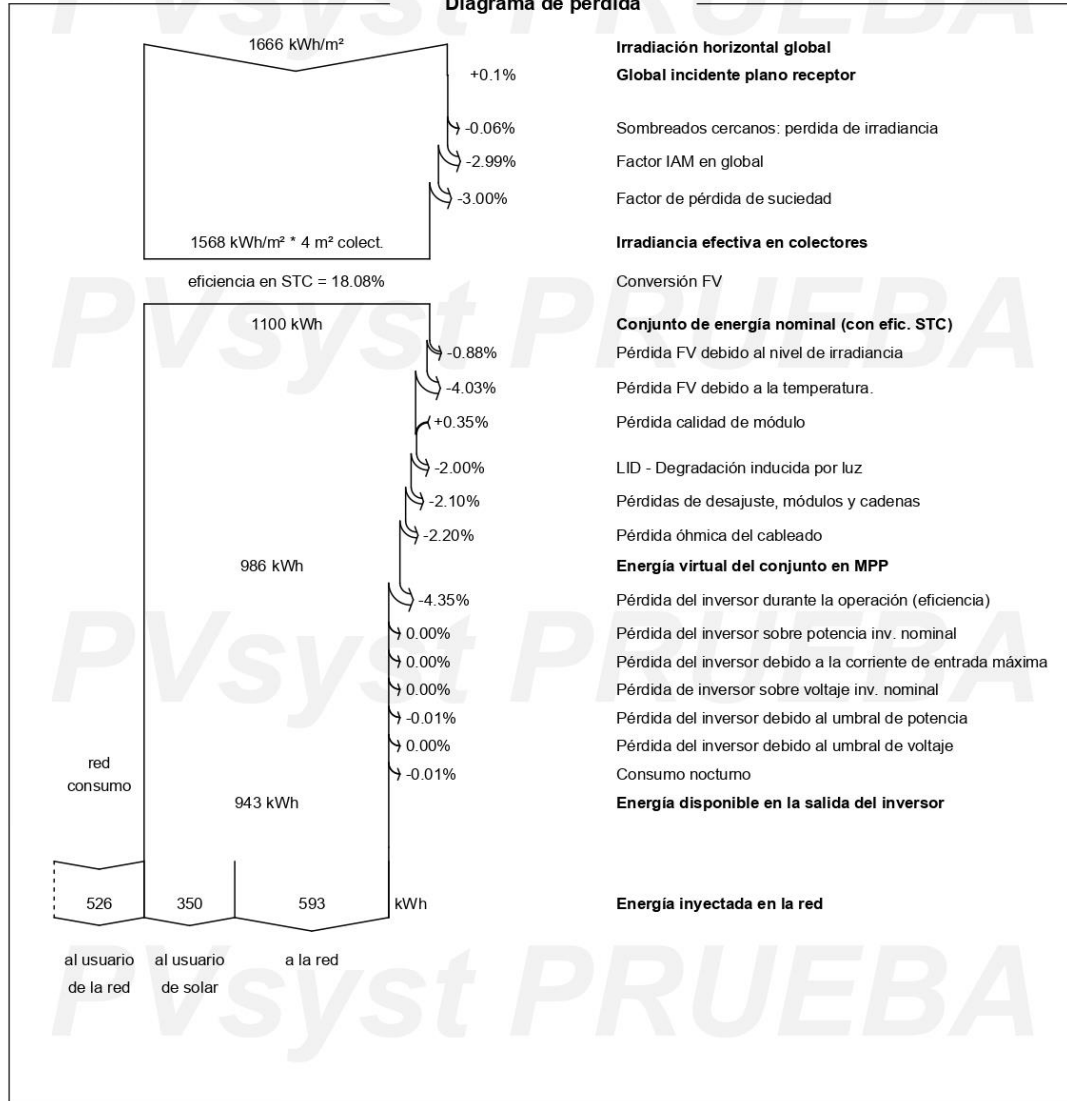
PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Diagrama de pérdida



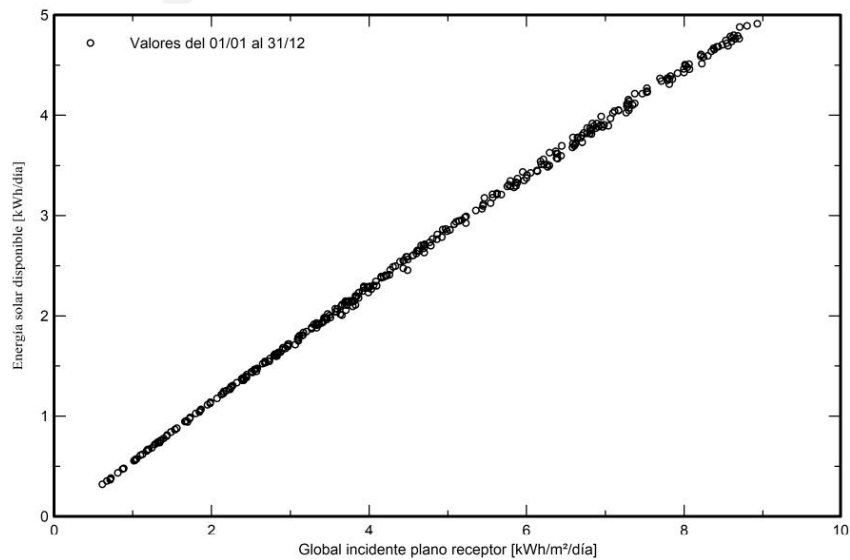


PVsyst V7.2.15

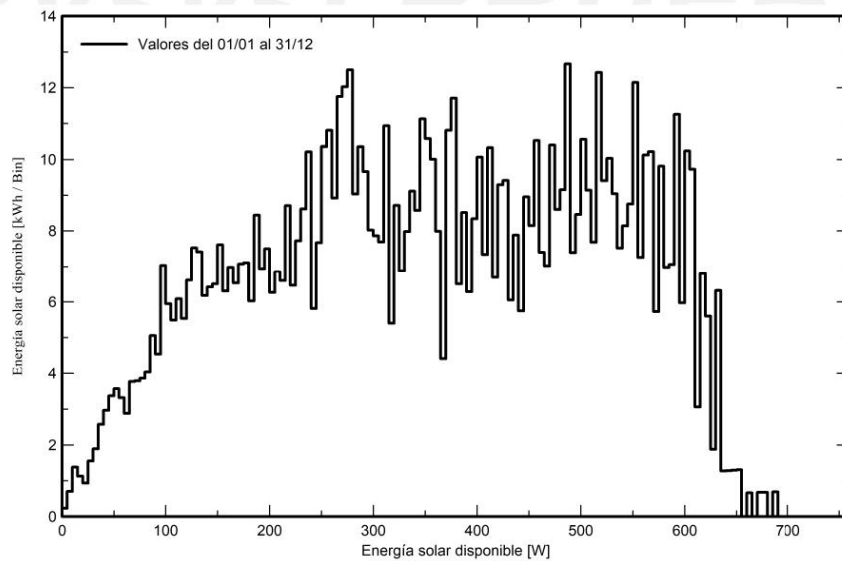
VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona
Variante: Nueva variante de simulación

Gráficos especiales Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Evaluación P50 - P90

Datos meteo

Fuente Meteonorm 8.0 (1991-2007), Sat=100%

Tipo Promedios mensuales

Sintético - Promedio multianual

Variabilidad año a año (Varianza) 6.3 %

Desviación especificada

Cambio climático 0.0 %

Variabilidad global (meteo y sistema)

Variabilidad (Suma cuadrática) 6.6 %

Incertidumbres sobre la simulación y los parámetros

Modelado/parámetros del módulo FV 1.0 %

Incertidumbre eficiencia inversor 0.5 %

Incertidumbres de suciedad y desajuste 1.0 %

Incertidumbre de degradación 1.0 %

Probabilidad de producción anual

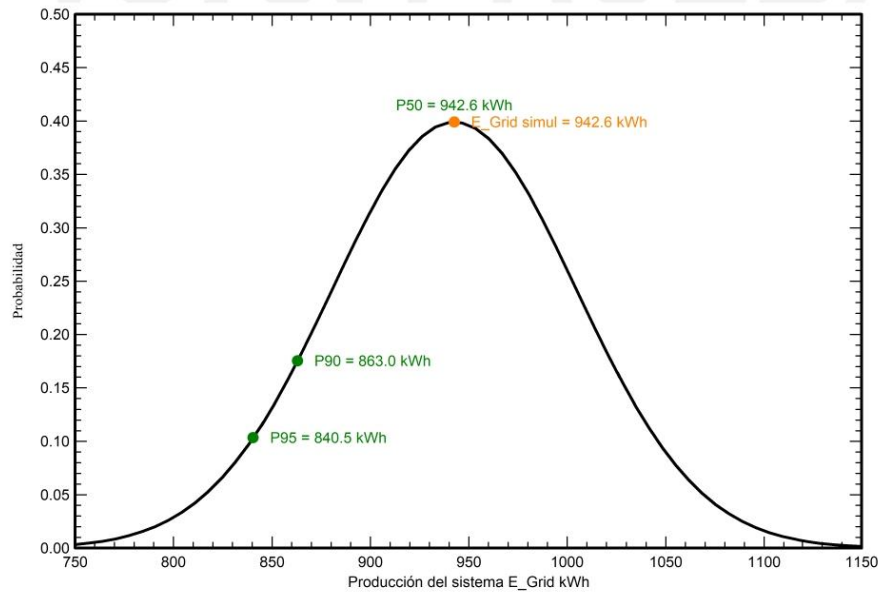
Variabilidad 62.1 kWh

P50 942.6 kWh

P90 863.0 kWh

P95 840.5 kWh

Distribución de probabilidad





PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona
Variante: Nueva variante de simulación

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Módulos FV			
AE 350M6-72 (1000)	2	644000.00	1288000.00
Soportes para módulos	2	239300.00	478600.00
Inversores			
MI-700	1	1069900.00	1069900.00
Otros componentes			
Cableado	3	3800.00	11400.00
Caja de conexiones	1	43900.00	43900.00
Total			2891800.00
Activo amortizable			2836500.00

Costos de operación

Artículo	Total COP/año
Total (OPEX)	0.00

Resumen del sistema

Costo total de instalación	2891800.00 COP
Costos de operación	0.00 COP/año
Energía no utilizada	350 kWh/año
Energía vendida a la red	593 kWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	122.729 COP/kWh



PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Análisis financiero

Periodo de simulación

Vida del proyecto 25 años Año de inicio 2023

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación 0.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento) 0.00 %/año
Tasa de descuento 0.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta 0.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta 0.00 %/año
Dividendos 0.00 %/año

Financiamiento

Fondos propios 2891800.00 COP

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación 717.1400 COP/kWh
Duración de la garantía de tarifas 20 años
Impuesto de conexión anual 0.00 COP/kWh
Variación de tarifa anual 0.0 %/año
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.00 %

Autoconsumo

Tarifa de consumo 717.1400 COP/kWh
Evolución de tarifas +5.0 %/año

Retorno de la inversión

Periodo de recuperación 4.2 años
Valor presente neto (VPN) 17767994.98 COP
Retorno de la inversión (ROI) 614.4 %



Proyecto: ave fenix pamlona
Variante: Nueva variante de simulación

PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Análisis financiero

Resultados económicos detallados (COP)

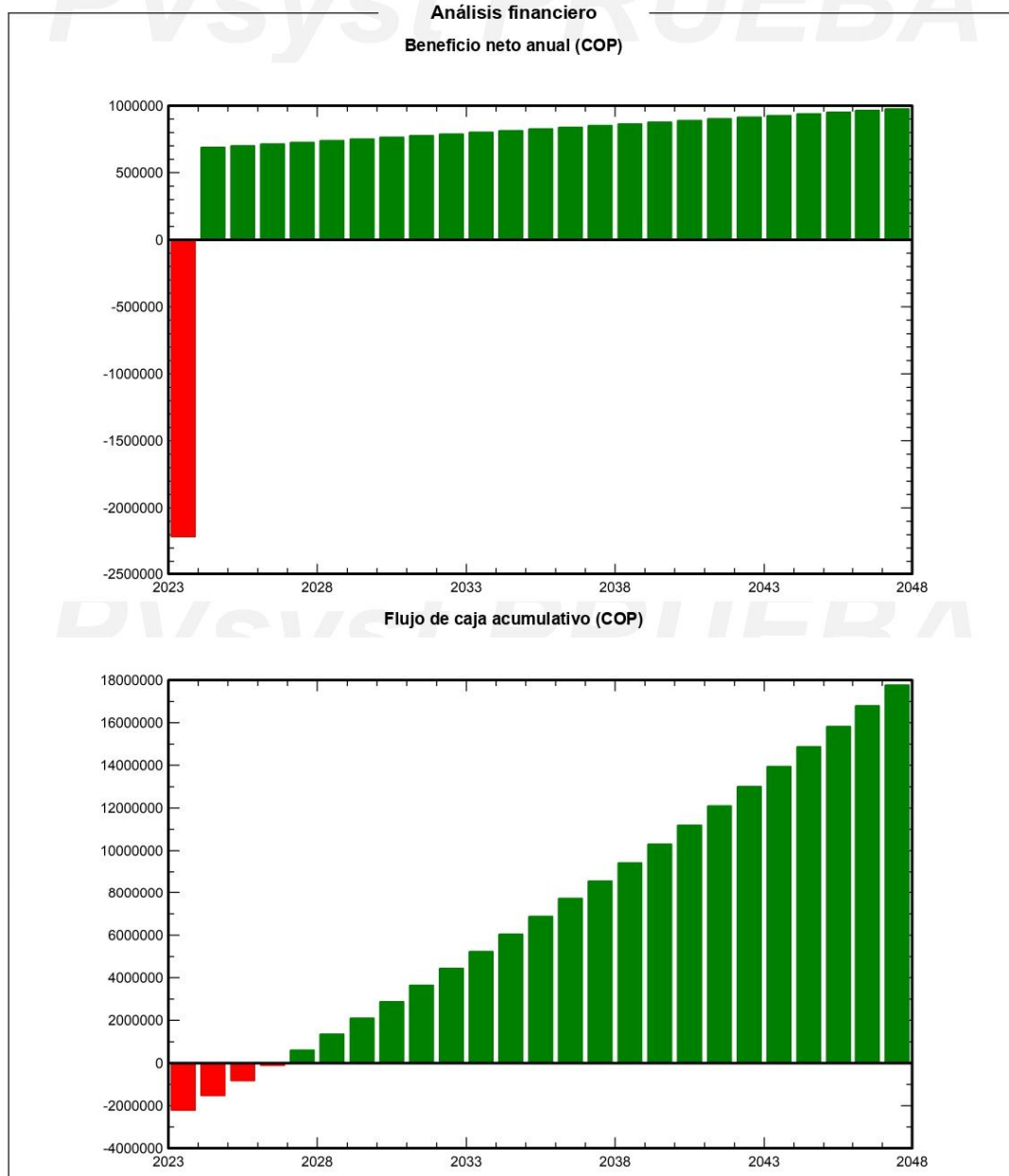
	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Ahorro después de consumo	Cumul lucro	% amorti.
2023	425356	0	0	425356	0	425356	250647	-2215796	23.4%
2024	425356	0	0	425356	0	425356	263180	-1527261	47.2%
2025	425356	0	0	425356	0	425356	275712	-826192	71.4%
2026	425356	0	0	425356	0	425356	288244	-112592	96.1%
2027	425356	0	0	425356	0	425356	300777	613541	121.2%
2028	425356	0	0	425356	0	425356	313309	1352206	146.8%
2029	425356	0	0	425356	0	425356	325841	2103404	172.7%
2030	425356	0	0	425356	0	425356	338374	2867134	199.1%
2031	425356	0	0	425356	0	425356	350906	3643396	226.0%
2032	425356	0	0	425356	0	425356	363438	4432191	253.3%
2033	425356	0	0	425356	0	425356	375971	5233518	281.0%
2034	425356	0	0	425356	0	425356	388503	6047378	309.1%
2035	425356	0	0	425356	0	425356	401035	6873769	337.7%
2036	425356	0	0	425356	0	425356	413568	7712694	366.7%
2037	425356	0	0	425356	0	425356	426100	8564150	396.2%
2038	425356	0	0	425356	0	425356	438633	9428139	426.0%
2039	425356	0	0	425356	0	425356	451165	10304660	456.3%
2040	425356	0	0	425356	0	425356	463697	11193714	487.1%
2041	425356	0	0	425356	0	425356	476230	12095300	518.3%
2042	425356	0	0	425356	0	425356	488762	13009418	549.9%
2043	425356	0	0	425356	0	425356	501294	13936069	581.9%
2044	425356	0	0	425356	0	425356	513827	14875252	614.4%
2045	425356	0	0	425356	0	425356	526359	15826967	647.3%
2046	425356	0	0	425356	0	425356	538891	16791215	680.6%
2047	425356	0	0	425356	0	425356	551424	17767995	714.4%
Total	10633909	0	0	10633909	0	10633909	10025886	17767995	714.4%



PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona
Variante: Nueva variante de simulación





PVsyst V7.2.15

VC0, Fecha de simulación:
25/06/22 02:11
con v7.2.15

Proyecto: ave fenix pamlona

Variante: Nueva variante de simulación

Balance de emisiones de CO₂

Total: 2.0 tCO₂

Emisiones generadas

Total: 1.40 tCO₂

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla:

Emisiones reemplazadas

Total: 3.6 tCO₂

Sistema de producción: 942.64 kWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 153 gCO₂/kWh

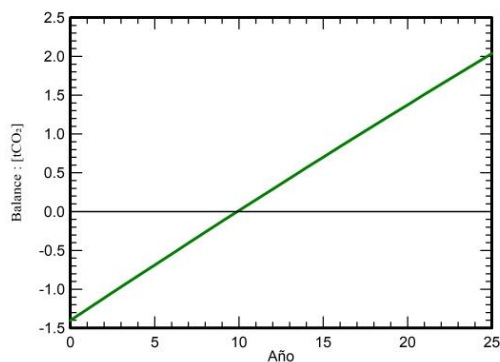
Fuente: Lista IEA

País: Colombia

Toda la vida: 25 años

Degradación anual: 0.4 %

Emisión de CO₂ ahorrada vs tiempo



Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[kgCO ₂]
Módulos	1713 kgCO ₂ /kWp	0.70 kWp	1199
Soportes	1.02 kgCO ₂ /kg	100.0 kg	102
Inversores	101 kgCO ₂ /unidades	1.00 unidades	101