



Universidad del  
**Rosario**

Escuela de Ingeniería,  
Ciencia y Tecnología

**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN SISTEMA  
SOLAR FOTOVOLTAICO BAJO UN ACUERDO O  
CONTRATO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA PPA  
PARA LA SEDE CLAUSTRO DE LA UNIVERSIDAD DEL  
ROSARIO**

Presentado para obtener el título de

**MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Jose Esteban Rueda Calderón

Dirección:

Director: Ing. Juan Esteban Aponte Mateus

Co-director: Ing. Jesús Antonio Vega Uribe

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

**Español**

Para una organización implementar un sistema solar fotovoltaico es una inversión que puede representar más del 100% de su utilidad anual. Más aún, es una tecnología que depende de un factor considerado en muchas ocasiones como impredecible, que es el clima. Esto hace que calcular su producción de energía tenga una incertidumbre asociada y pueda presentar variaciones con respecto a la realidad o, en algunos casos, errores.

A partir de lo anterior, nace una alternativa para ejecutar proyectos de energía solar fotovoltaica con una inversión de cero pesos. Esto es mediante un contrato denominado PPA (Power Purchase Agreement), que consiste en la implementación de un esquema de venta de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable y un consumidor. En este caso el desarrollador renovable es una empresa privada y el consumidor es la Sede Claustro de la Universidad del Rosario.

Con base en esto, el presente proyecto busca elaborar tres aspectos principalmente. Primero, analizar la información de consumos de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario. Segundo, identificar las ventajas de realizar un proyecto de este tipo bajo un esquema de compra de energía como el PPA en comparación con realizar el 100% de la inversión por parte del Claustro. Tercero, desarrollar una propuesta técnico – económica para el montaje de este proyecto bajo diferentes plazos de contratos; 10, 12 y 15 años.

**Inglés**

Implementing a photovoltaic solar system for an organization is an investment that can represent more than 100% of its annual profit. Furthermore, it is a technology that depends on a factor often considered as unpredictable. This factor is the weather. This means that calculating the energy production has an associated uncertainty and may present variations with respect to reality or, in some cases, errors.

From the above, an alternative is born to realize photovoltaic solar energy projects with an investment of zero pesos. This is through a contract called PPA (Power Purchase Agreement), that consists on the implementation of a long-term energy sale scheme between a renewable developer and a consumer. In this case, the renewable developer is a private company and the consumer is the Claustro campus of the Universidad del Rosario.

Based on this, the present project seeks to elaborate three main aspects. First, analyze the<sup>iii</sup> consumption information of the Claustro Campus of the Universidad del Rosario. Second, identify the advantages of carrying out a Project of this type under an energy purchase scheme as the PPA compared to making 100% of the investment by the university. Third, develop a technical-economic proposal for the assembly of this project under different contract terms; 10, 12 and 15 years.

## TABLA DE CONTENIDO

iv

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo 2 OBJETIVOS.....	4
2.1    Objetivo general .....	4
2.2    Objetivos específicos.....	4
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN .....	5
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	11
Capítulo 5 METODOLOGÍA .....	16
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	18
Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	45
REFERENCIAS.....	48
ANEXOS .....	54

## LISTA DE TABLAS

v

Tabla 1. Facturas Sede Claustro Universidad del Rosario .....	19
Tabla 2. GHI Sede Claustro Universidad del Rosario.....	21
Tabla 3. GHI horario Sede Claustro Universidad del Rosario .....	22
Tabla 4. Información transformador.....	25
Tabla 5. Bloomberg Tier 1 2023 Q1 tomada de [40, p. 2] .....	26
Tabla 6. Características inversores APSystems y Huawei .....	28
Tabla 7. Resultados PVSyst Edificio Cabal .....	31
Tabla 8. Resultados PVSyst Torre 1 .....	32
Tabla 9. Resultados PVSyst Torre 2.....	33
Tabla 10. Presupuesto para el Proyecto Edificio Cabal .....	35
Tabla 11. Presupuesto para el proyecto Torre 1 .....	36
Tabla 12. Presupuesto para el proyecto Torre 2 .....	37
Tabla 13. Análisis energía autoconsumo y excedentes .....	39
Tabla 14. Propuestas para contratos de 10, 12 y 15 años .....	40
Tabla 15. Escenario comparativo vigencia 15 años .....	41
Tabla 16. Escenario comparativo vigencia 12 años .....	41
Tabla 17. Escenario comparativo vigencia 10 años .....	42

## LISTA DE FIGURAS

vi

Figura 1. Consumo de energía Sede Claustro tomado de facturas de energía.....	6
Figura 2. Países con contratos PPA tomado de [28, p. 46] .....	14
Figura 3. Contrato PPA financiero o virtual tomado de [28, p. 45] .....	14
Figura 4. Contrato PPA físico tomado de [28, p. 45] .....	15
Figura 5. Consumo horario Torre 1, Torre 2 y Edificio Cabal.....	20
Figura 6. Visita técnica.....	23
Figura 7. Medidores de energía Edificio Cabal.....	24
Figura 8. Esquema sistema conectado a la red .....	29
Figura 9. Ubicación paneles solares Edificio Cabal.....	29
Figura 10. Ubicación paneles solares Torre 1 .....	30
Figura 11. Ubicación paneles solares Torre 2 .....	31
Figura 12. Retorno de inversión del proyecto Edificio Cabal .....	36
Figura 13. Retorno de inversión del proyecto Torre 1 .....	37
Figura 14. Retorno de inversión del proyecto Torre 2 .....	38
Figura 15. Retorno inversión del proyecto financiado por la Universidad .....	43
Figura 16. Ahorro factura Edificio Cabal.....	43
Figura 17. Ahorro factura Torre 1 .....	44
Figura 18. Ahorro factura Torre 2 .....	44

## Capítulo 1

### INTRODUCCIÓN

Las energías renovables registraron en los últimos años la tecnología de mayor crecimiento e incorporación en la matriz energética mundial. A pesar de la incertidumbre en el clima y las controversias políticas, como la reciente guerra en Ucrania en el año 2022, el crecimiento exponencial de estas tecnologías no desistió y, al contrario de lo esperado, fue la tecnología que más desarrollo en capacidad instalada tuvo en comparación con las demás fuentes de energía [1]. Adicionalmente, de cara a los objetivos a largo plazo de Colombia descritos en documentos oficiales, como lo es el plan energético nacional 2020-2050, y para contribuir con la mitigación del cambio climático y aportar así a los compromisos internacionales que tiene el país, las energías renovables se destacan por dos aspectos principales. Primero, por la relevancia que tienen frente a la política nacional actual. Todos los desafíos de los próximos 30 años descritos en el plan energético hacen mención explícita de la importancia en su incorporación a la matriz energética. Segundo, por su reciente decrecimiento en el precio de adquisición. Son tecnologías que cada día tienen precios más accesibles y, por ende, más competitivos.

A partir de lo anterior, las renovables en Colombia se han convertido en una opción ideal de cara a la política energética en materia de transformación. Lo que busca el país en su plan de acción para el 2030 es tener un sistema energético con tres características esenciales: descentralizado, descarbonizado y digitalizado [2, p. 7]. Por consiguiente, los diferentes sectores económicos del país están percibiendo que debe haber un cambio en su forma de consumir energía. Mas aún, es un cambio que se ajusta, no solo a sus necesidades contractuales, sino también a los lineamientos del gobierno nacional en su búsqueda del desarrollo sostenible; el cual es definido como el equilibrio entre el crecimiento económico, la protección al medio ambiente y la mejora en la calidad de vida [3, p. 19].

En este mismo sentido, el costo de estas tecnologías ha disminuido considerablemente en los últimos años mientras que la producción de energía por unidad aumenta. Según estudios realizados por IRENA [4], que es la Agencia Internacional de Energías Renovables, el costo de comisionamiento de los proyectos con energía solar en el

año 2021 fue 82% más económico que en el 2010 y 6% más económico que en el 2020 [4, p. 31]. De igual forma, los factores de planta también han mejorado. En el 2010 se tenía un factor de planta del 13.8% mientras que en el 2021 se tenía del 17.2% [4, p. 17]. IRENA establece que la mejora en la producción de energía se ha dado por tres razones. Primero, por las eficiencias de los inversores solares. Segundo, por la evolución de los “trackers” o seguidores de radiación solar en dos ejes. Tercero, por la incorporación de nuevas tecnologías en paneles solares. Por ejemplo, la bifacial.

No obstante, pese a que las renovables se ajustan perfectamente a los lineamientos de política nacional e internacional y sus precios de adquisición a nivel mundial están en decrecimiento, son inversiones aun consideradas significativamente altas para los sectores productivos del país. Por consiguiente, este documento busca analizar una alternativa de solución a este inconveniente. La solución consiste en realizar un contrato a largo plazo entre un desarrollador renovable, que para este ejercicio es una empresa privada, y un consumidor de energía, que es la Sede Claustro de la Universidad del Rosario.

Lo que se buscará será definir los aspectos principales para revisar la viabilidad técnico-económica de implementar este tipo de contratos a largo plazo en la Universidad. Lo anterior, analizando la información sobre los consumos energéticos, identificando diferencias o ventajas y desventajas, incluyendo un análisis financiero entre realizar la totalidad de la inversión y ejecutar el proyecto PPA, y desarrollando una propuesta técnico-económica bajo diferentes plazos de contrato; 10, 12 y 15 años.

Para realizar el análisis descrito anteriormente se utilizará una metodología que consistirá en cinco pasos. Primero, se estudiarán los patrones de consumo de energía de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario. Segundo, se efectuará una visita técnica para establecer el tamaño y la ubicación óptima de la planta solar fotovoltaica según el análisis de sitio solar. Tercero, para calcular el potencial de generación solar, se modelará el proyecto en el software especializado PVSyst y se tendrán en cuenta las limitantes técnicas que se pueden presentar de cara a la resolución Creg 174 del 2021 [5]. Cuarto, se calcularán los costos del proyecto para presentarlos al desarrollador renovable, que es quien realizaría la inversión. Quinto, con los términos del contrato de energía a diferentes plazos establecidos por el desarrollador, se analizarán las ventajas o desventajas de este en

comparación con el hecho de realizar la inversión total por parte de la universidad. Vale la pena resaltar que en ese quinto paso, que se relaciona con el análisis financiero, se estudiarán también los beneficios tributarios que otorga el gobierno nacional en la ley 1715 del 2014 y que, en efecto, obtendría la universidad por realizar la totalidad de la inversión.

## **Capítulo 2**

### **OBJETIVOS**

#### **2.1 Objetivo general**

Definir los aspectos claves para la viabilidad técnico-económica de un proyecto con energía solar fotovoltaica a través de un acuerdo PPA entre un desarrollador renovable y la Sede Claustro de la Universidad del Rosario.

#### **2.2 Objetivos específicos**

Analizar los patrones de consumo de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario para obtener el ahorro estimado de acuerdo con la generación de energía solar.

Identificar las diferencias entre llevar a cabo el proyecto mediante la ejecución de un PPA y efectuando la totalidad de la inversión por parte de la Universidad del Rosario

Desarrollar la propuesta técnico-económica del modelo planteado con los plazos de un contrato a 10, 12 y 15 años para evidenciar diferencias, ventajas o desventajas.

### Capítulo 3

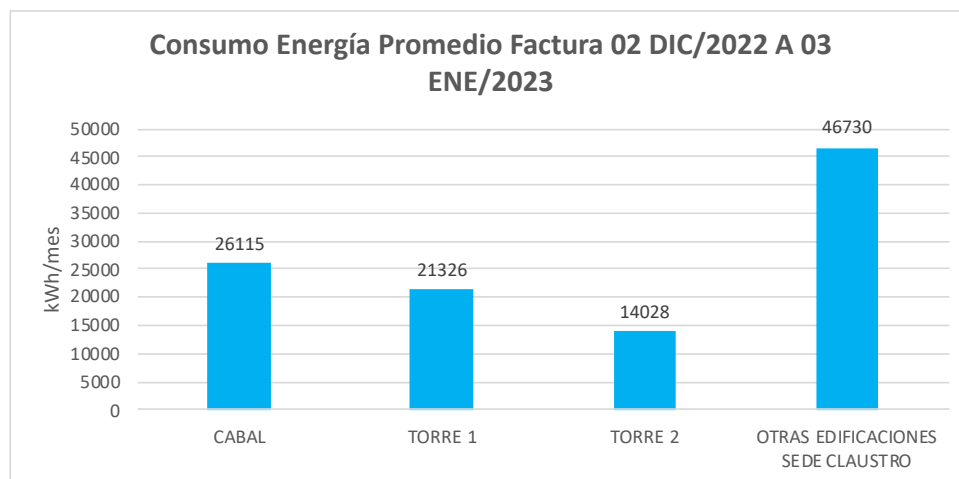
## PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

El consumo de energía eléctrica en Colombia es un factor que crece año tras año. Según estudios recientes de la Unidad de Planeación Minero-Energética – UPME el crecimiento promedio al año se estima entre 2,22% y 3,35% [6, p. 5]. Uno de los sectores que más aporta a este crecimiento es el de educación, que es en donde se encuentra clasificada la Universidad del Rosario. Según una caracterización realizada la UPME en conjunto con la Universidad Nacional, en Bogotá el sector de educación es, después del financiero, el que más aporta a este incremento en el consumo de energía [7, p. 5].

La Universidad del Rosario, dentro de todas sus locaciones a nivel nacional, tiene asociadas 260 facturas de energía. Analizando únicamente las facturas que corresponden a la Sede Claustro de la Universidad, que es el objeto de estudio de la presente tesis de maestría, la energía consumida supera los 108 MWh/mes.

Dentro de las locaciones de la Sede Claustro existen lugares catalogados como “Bienes de interés cultural” por el Ministerio de Cultura. Esto significa que son inmuebles que presentan características excepcionales y se encuentran protegidos mediante declaratoria expedida por el Ministerio de Cultura [8]. Por consiguiente, no es posible realizar algún tipo de intervención que pueda alterar sus condiciones arquitectónicas. Esto incluye la instalación de paneles solares.

A partir de lo anterior, las edificaciones más representativas de ese consumo de energía y a los que sí se les podría intervenir con un proyecto con energía solar son Torre 1, Torre 2, y Edificio Cabal. La información de los consumos se muestra en la figura 1.



*Figura 1. Consumo de energía Sede Claustro tomado de facturas de energía*

Como se puede ver en la figura 1, los consumos sumados del Edificio Cabal, Torre 1 y Torre 2 dan en total 61,4 MWh/mes. Esto corresponde al 56% del consumo total de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario. La potencia total de un sistema solar fotovoltaico que entregue la totalidad de la energía consumida por el Edificio Cabal, Torre 1 y Torre 2, incluyendo pérdidas por temperatura<sup>1</sup>, horas de sol pico en Bogotá<sup>2</sup> y factores de reducción<sup>3</sup>, está en alrededor de 640 kWp. Es decir, aproximadamente 1.123 paneles solares de 570 Wp. Para calcular el precio total aproximado de una instalación de esta magnitud utilizamos los valores del comisionamiento<sup>4</sup> descritos por IRENA en el informe de Costos de Potencia de Generación Renovable para el año 2021. Este informe indica que cada kW instalado tiene un valor de USD 857 [4, p. 26]. En este orden de ideas, es un proyecto que puede costar alrededor de USD 548.480, que equivale, en pesos colombianos, a aproximadamente 2.500 millones de pesos.

<sup>1</sup> Las pérdidas por temperatura se relacionan directamente con el voltaje del panel solar. Esta variación está dada por el coeficiente de temperatura del panel solar, que generalmente está en un rango entre -0.25% y -0.5%, y reduce su producción energética por cada grado Celsius que aumenta la temperatura [9, p. 2].

<sup>2</sup> Las horas de sol pico se basan en la cantidad de radiación solar que reciben los paneles solares durante un día [10, p. 43].

<sup>3</sup> Los factores de reducción son las pérdidas que tiene el sistema solar fotovoltaico en su operación.

<sup>4</sup> Comisionamiento hace referencia al diseño, construcción y ejecución del proyecto solar fotovoltaico.

Entonces, a pesar de que estos proyectos han disminuido sus costos de instalación en los últimos años, como se puede ver en el ejercicio realizado anteriormente, requieren aún de una inversión considerablemente alta para su ejecución. Asimismo, pese a que existen incentivos por parte del gobierno, como lo son los beneficios tributarios en donde se puede disponer del 50% del valor del proyecto para deducirlo del pago de impuestos, son proyectos que recuperan su inversión, ocasionalmente, en más de 8 años. Por otro lado, son sistemas que dependen de un factor considerado en muchas ocasiones como impredecible, que es el clima [11, p. 29]. Esto hace que su producción proyectada de generación de energía pueda presentar variaciones o incluso, en algunos casos, errores.

Por esta razón, con el objetivo de apoyar e incentivar la transición energética en Colombia y con miras en los acuerdos internacionales relacionados con el medio ambiente [12], empresas del sector privado han visto en este tipo de proyectos la forma ideal de disminuir sus cargas tributarias. Esto lo realizan mediante la implementación de proyectos PPA (Power Purchase Agreement por sus siglas en inglés o Acuerdos de Compra de Energía), que les permiten adquirir los beneficios tributarios estipulados en la ley 1715 del 2014. El PPA consiste en un acuerdo financiero o un contrato de compraventa de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable, que posee, opera y mantiene una planta solar fotovoltaica, y un consumidor, que acepta ubicar el sistema solar fotovoltaico en su propiedad y compra la producción de energía solar durante un periodo determinado de tiempo [13]. El atractivo principal de este acuerdo es que el consumidor, que en este caso es la Sede Claustro de la Universidad del Rosario, no tendría que hacer ninguna inversión y sí percibiría ahorros en el pago mensual de la factura de energía. El desarrollador, que en este caso es la empresa privada, vendería la energía a un precio más económico que el del kWh del operador de red y se encargaría del diseño, permisos, financiación, instalación y puesta en marcha del proyecto sin inferir en algún costo final hacia el consumidor.

Este proyecto de grado abre las puertas de las energías renovables a esos sectores que están agobiados con los aumentos en los costos de la energía y las altas inversiones que representa la implementación de este tipo de tecnologías. Los grandes consumidores de energía están viendo en la alternativa que ofrece el PPA la iniciativa perfecta para satisfacer principalmente dos necesidades.

La primera es para contribuir con la mitigación del cambio climático y aportar así a los compromisos internacionales que tiene el país. En el Acuerdo de París, que es un pacto firmado por 196 partes cuyo propósito es generar compromisos para realizar acciones que lleven a reducir el aumento de la temperatura a nivel mundial [14], Colombia manifestó en sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) su compromiso de reducir para el 2030 el 51% de las emisiones de gases efecto invernadero [15, p. 60]. Lo que se busca entonces es tener una unión colectiva, que involucra grandes consumidores de energía como la Sede Claustro de la Universidad del Rosario, para mitigar la huella de carbono y aportar a la transición de la matriz energética nacional. La segunda es para reducir sus costos fijos de operación. El costo de la energía en Colombia aumentó 23% en el sector no residencial en el último año. Esto es desde septiembre del 2021 hasta septiembre del 2022 [16]. Más aún, la mayoría de las instituciones universitarias requieren de un gasto energético considerablemente alto para su funcionamiento. La Sede Claustro de la Universidad del Rosario alberga todas las oficinas administrativas de la universidad; y además maneja gran parte de la población estudiantil total de la misma. Los estudiantes en esta sede asisten a clase en horarios que inician a las 7 am y, en ocasiones, terminan a las 7 pm. Esto repercute en consumos de energía con dos aspectos. Por un lado, que se generan esencialmente en el día cuando tenemos disponibilidad total del recurso solar. Por otro lado, que son elevados, lo que conlleva a tener que pagar facturas costosas. Por lo cual, de poderse generar ahorros, este dinero podría destinarse a temas relacionados con grupos de investigación o de propiedad intelectual, entre otros.

Por último, los impactos esperados con la ejecución de este contrato a largo plazo se pueden clasificar en 4: ambiental, social, cultural y económico.

#### 1. Ambiental:

Se dejaría de emitir cierta cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub>eq que podrían ser a futuro tranzadas como bonos de carbono en mercados voluntarios [17]. Se apoyarían los acuerdos internacionales y nacionales que tiene el país de cara a las reducciones de emisiones de gases efecto invernadero. En el ámbito internacional puntualmente en lo relacionado a lo

establecido en las contribuciones determinadas a nivel nacional del Acuerdo de París. En el ámbito nacional precisamente a lo mencionado en el plan nacional de desarrollo.

Por otro lado, la Universidad del Rosario actualmente cuenta con programas de gestión ambiental para el uso eficiente de la energía. Por ende, el desarrollo de este proyecto apoyaría los esfuerzos realizados para alcanzar el objetivo de ser una universidad carbono neutro y autosostenible energéticamente [18].

## 2. Social:

Se espera que la universidad, en su calidad de institución dedicada a la enseñanza y que, generalmente, es considerada como un modelo a seguir, pueda servir como ejemplo para las demás organizaciones que, por los altos costos en inversión, aún no han implementado este tipo de tecnologías. Los resultados de producción de energía deben estar en un lugar visible para todas las personas que frecuentan la Sede Claustro de la Universidad del Rosario. Por consiguiente, esto debe servir como apalancamiento para que las personas vean en las energías renovables, enfáticamente en la energía solar, una tecnología que sí funciona y de la cual, a pesar de que la Sede Claustro no está en un lugar con altos índices de radiación solar, como lo es Bogotá, se puede obtener un beneficio económico significativo.

## 3. Económico:

El modelo de negocio PPA rompe el paradigma que establece que para poder hacer provecho de estas tecnologías se requiere una alta inversión inicial.

## 4. Cultural:

Actualmente el mercado energético en Colombia esta inclinado a que las fuentes de energía se encuentren en lugares centralizados. Más aún, descentralizar el sector energético es uno de los objetivos del Plan Energético Nacional 2020- 2050 [3, p. 4]. Entonces, aún cuando ya está la normativa para la incorporación de las renovables, esto actualmente no es viable para los grandes consumidores de energía por la inversión que representa. Por ende, la implementación de un proyecto con energía solar rompe este

paradigma ya que la fuente de energía está en la misma Sede Claustro de la Universidad del Rosario. En otras palabras, la fuente de energía deja de estar en un lugar centralizado para estar en uno descentralizado, cumpliendo así con la política de transformación actual del país.

## **Capítulo 4**

### **MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE**

En la medida que ha avanzado el sector eléctrico en Colombia, se han presentado desafíos sobre la prestación del servicio y su organización. La prestación del servicio de energía inicia a finales del siglo XIX. Al principio todo estaba basado en inversión privada y eran únicamente ciertas empresas quienes podrían generar, distribuir y comercializar electricidad [19, p. 4]. En 1967, por temas de presión social, se crea Interconexión Eléctrica S.A (ISA). ISA fue una empresa del estado cuyo objetivo era suministrar y coordinar el mercado de electricidad. No obstante, pese a la entrada en operación de varias centrales hidroeléctricas, ISA lleva al sector eléctrico a la crisis. Esto se da por tres razones [19, p. 4]. La primera es por las ineficiencias en la planeación, estructuración y coordinación. La segunda es por el esquema inadecuado de tarifas. La tercera es por la politización de las empresas estatales.

A partir de lo anterior, como se puede evidenciar, la planeación, estructuración y coordinación son factores fundamentales para llevar a cabo una correcta administración del sector eléctrico y, más aún, para un sector que está en constante cambio. Esto indica que para los administradores es necesario realizar análisis prospectivos que permitan generar visiones del futuro, orientar políticas a corto o largo plazo y, a partir de condiciones nacionales e internacionales, tomar decisiones estratégicas en el presente [20, p. 16].

En consecuencia, para evitar una segunda crisis y apoyar sus compromisos internacionales, el gobierno actual crea políticas y estrategias que plasma, como pilares fundamentales, en documentos formales. Uno de estos documentos es el Plan Nacional de Desarrollo. El Plan Nacional de Desarrollo es un documento legal que provee lineamientos estratégicos de políticas públicas formuladas por el presidente de la República a través de su equipo de Gobierno [21]. Este documento plantea un esquema compuesto por pactos transversales y regionales. Dentro de los pactos transversales hay dos que incentivan el desarrollo de proyectos PPA o acuerdos de venta de energía a largo plazo entre un desarrollador renovable, que puede ser un productor de energía independiente o una empresa de servicios públicos, y un consumidor. Los pactos son el “Pacto por la calidad y

eficiencia de servicios públicos: agua y energías para promover la competitividad y el bienestar de todos” y el “Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades”.

El primer pacto, que hace referencia a la calidad y eficiencia de servicios públicos, establece que la energía es la base fundamental para promover el aumento de la productividad y el bienestar de los individuos [22]. Lo anterior enmarcado en que el objetivo es que las personas puedan llevar una vida saludable y de calidad. Cuando el artículo hace énfasis en el término “eficiencia” hace también hincapié en dos aspectos fundamentales. El primero es en la necesidad de tener condiciones óptimas para la entrada de negocios descentralizados[22]. Lo que se busca aquí es que los grandes centros de distribución de energía pasen de un esquema centralizado a uno descentralizado. El segundo es en la transición del mercado energético hacia un modelo más competitivo en función de la demanda [22]. En otras palabras, lo que se busca es introducir mecanismos que promuevan la descentralización y digitalización de dos formas. Por un lado, haciendo uso de la gestión eficiente de recursos energéticos. Por otro lado, focalizando esfuerzos en la sustitución tecnológica. Es decir, se hace un llamado expreso a reemplazar las fuentes tradicionales de energía con fuentes de energías no convencionales como lo son las renovables.

El segundo pacto, que hace referencia a la utilización de recursos energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades, es el que puede ser considerado como el que tiene mayor contribución a la necesidad de desarrollar proyectos bajo la modalidad del contrato de venta de energía con base en energías renovables. Por un lado, el pacto hace mención explícita del término “crecimiento sostenible”. Sostenibilidad, según la comisión de Brundtland de las Naciones Unidas en 1987 [23], significa, “satisfacer las necesidades del presente sin comprometer la habilidad de las futuras generaciones de satisfacer sus necesidades propias”. Esto indica que la utilización de energía para fomentar un crecimiento sostenible requiere de una planeación energética eficaz que considere, no solo la participación de los diferentes energéticos tradicionales, sino también la de las fuentes de energía no convencionales. Por otro lado, la expansión de oportunidades lo que busca es incentivar el desarrollo de un mercado competitivo y sostenible con el medio

ambiente. En otras palabras, es lo que se conoce como el pacto por la sostenibilidad [24]. Una de las acciones que fomenta estas oportunidades son las que involucran las subastas de contratación de largo plazo, cuyo objetivo es facilitar la incorporación de las renovables al Sistema Interconectado Nacional.

A partir de lo anterior, se evidencia que las subastas de energía y los contratos de venta de energía, como el PPA analizado en el presente proyecto, tienen semejanzas. Ambos buscan establecer una meta cuantitativa de energía renovable. No obstante, las subastas buscan, por medio de una licitación, proyectos que brinden el menor costo por kWh [11, p. 85]. Por otro lado, los objetivos de las subastas se pueden relacionar con los de los PPA: Fortalecer la resiliencia de la matriz energética nacional, promover la eficiencia en la formación de precios, mitigar los efectos del cambio climático y reducir las emisiones de gases efecto invernadero [11, p. 105].

A partir de lo anterior, como se puede evidenciar, los contratos a largo plazo de venta de energía o PPA ya se están ejecutando en Colombia bajo un esquema normativo por medio de subastas. No obstante, la diferencia principal radica en que el modelo de contrato adoptado en el presente proyecto no está regulado y se realiza entre privados. Esto significa que las condiciones son acordadas de común acuerdo entre las partes [25].

A nivel mundial este tipo de contratos también lleva un tiempo considerable desarrollándose. En Estados Unidos la empresa PacifiCorp firmó en el 2020 un contrato PPA con una vigencia de 30 años para la producción de un parque eólico de 330 MW en Wyoming [26]. De esta misma forma, en Reino Unido una empresa llamada GreenSphere de origen indio firmó en el año 2015 un contrato PPA con una vigencia de 20 años para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 3,811 MW para la empresa Lyreco con sede en Telford. En su momento esta planta fue catalogada como la 4 más grande instalada por una empresa India [27].

Para el año 2017 se tenían registros de que 35 países a nivel mundial ya habían adoptado la iniciativa del PPA [28, p. 46]. La figura 2 contiene los países en referencia marcados en verde.



Generalmente la instalación se encuentra en las mismas ubicaciones del consumidor final. Comúnmente es denominado “Pague lo generado”, que consiste en un contrato de producir energía sin compromisos horarios [29, p. 88]. Razón por la cual, se acopla perfectamente a los perfiles de generación de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, y es el contrato del cual se trata el PPA de la presente tesis de maestría. La figura asociada a este tipo de contrato se muestra a continuación:



*Figura 4. Contrato PPA físico tomado de [28, p. 45]*

## Capítulo 5

### METODOLOGÍA

Para el desarrollo de los aspectos clave para definir la viabilidad técnico-económica de un contrato a largo plazo a través de un acuerdo PPA entre un desarrollador renovable y la Sede Claustro de la Universidad del Rosario se seguirá la metodología descrita a continuación:

1. Análisis de la información de consumos de energía de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario.

Generalmente para esto se consultan directamente las facturas de energía. Con esto se tendrán dos propósitos. Primero, saber cuáles son los patrones de consumo. Segundo, indagar con personal administrativo de la universidad los horarios en los que se da este consumo. Con lo anterior se espera poder obtener una curva horaria de consumo de energía promedio diario.

2. Visita técnica para establecer el tamaño y la ubicación de la planta solar fotovoltaica y evaluar las limitantes técnicas del proyecto referentes a la resolución Creg 174 del 2021.

Aquí se hará el análisis de sitio solar para evaluar el potencial de energía fotovoltaica de la Sede Claustro de la universidad. Dentro de las variables a analizar estarán la radiación global horizontal y el TMY (Typical Meteorological Year<sup>5</sup>). Para esto se evaluará información de dos bases de datos diferentes. La primera es Global Solar Atlas, que es la base de datos del banco mundial. La segunda es Meteonorm, que es la base de datos de Meotest; empresa suiza con 8320 estaciones de medición y 5 satélites para la captura de información meteorológica [31].

---

<sup>5</sup> TMY hace referencia a los valores horarios de radiación solar y elementos meteorológicos durante un periodo de 1 año. Representan condiciones típicas y no extremas. [30, p. 5]

Por otro lado, la Creg 174 del 2021 en el artículo 6 [5, p. 10] establece que, “La sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión”. En otras palabras, esto indica que la potencia total instalada del sistema solar fotovoltaico debe ser menor o igual al 50% de la capacidad del transformador. Esta información debe ser verificada previamente en la página web del operador de red, así como lo establece esta resolución en ese mismo artículo.

3. Simulación del sistema solar fotovoltaico en PVSyst.  
Con esta simulación se calculará la producción de energía solar de acuerdo con tres componentes. El primero es la ubicación y orientación de los paneles solares según el análisis de sitio solar. El segundo es el sombreado cercano y las pérdidas que se puedan llegar a tener. El tercero es la evaluación entre utilizar un inversor central o micro inversores.
4. Costos de ingeniería, compras y construcción de la planta solar.  
Se le presentará al desarrollador renovable el costo discriminado del valor total de instalación, trámites ante el operador de red y puesta en marcha del sistema solar fotovoltaico diseñado. Adicionalmente, se realizará un análisis financiero del proyecto cuyo objetivo sea darle a conocer al desarrollador el retorno de la inversión.
5. Análisis de los términos del contrato de energía propuestos por el desarrollador renovable a diferentes plazos: 10, 12 y 15 años.  
Se analizarán las diferencias, ventajas o desventajas del proyecto PPA en comparación con realizar la inversión total de la instalación. Esto en términos económicos para evaluar los mayores beneficios para la Universidad del Rosario.

## **Capítulo 6**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

La universidad del Rosario actualmente tiene asociadas 260 facturas de energía entre todas sus sedes a nivel nacional. De todas estas facturas 18 corresponden a las de la Sede Claustro. En total todas estas facturas, según la información obtenida en la factura con periodo correspondiente del 02/12/2022 al 03/01/2023, suman un promedio de consumo de energía de 108.199 kWh/mes. No obstante, este consumo lo comparten también edificaciones que son catalogadas por el Ministerio de Cultura como “Bienes de interés cultural”. Este es el caso del Claustro Principal del Colegio Mayor de Nuestra Señora del Rosario que, según el Decreto 1584 de 11 de agosto de 1975 [32], tiene una clasificación tipológica como Inmueble Patrimonio Material [8, p. 6]. Por ende, así como lo establece el artículo 7 de Decreto 606 de 2001 [33] de la Alcaldía Mayor de Bogotá, D.C referente a estos bienes, “Las características tipológicas y morfológicas originales de la edificación deben mantenerse”. Razón por la cual no es posible realizar sobre este tipo de inmuebles una instalación con paneles solares.

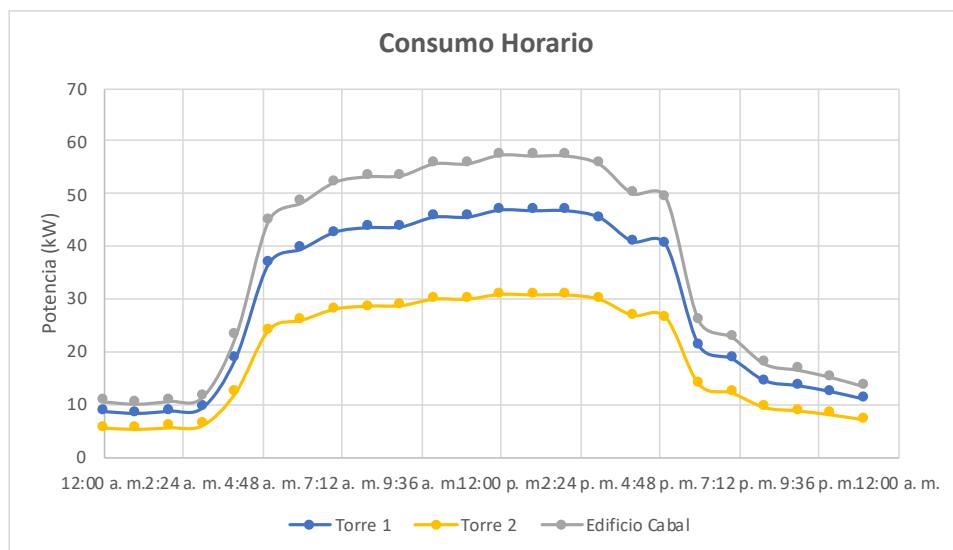
A partir de lo anterior, las únicas facturas de energía que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del presente ejercicio son las correspondientes a las de las edificaciones de Torre 1, Torre 2 y Edificio Cabal. Estas tres locaciones suman un total promedio de consumo de energía de 61.469 kWh/mes y tienen asociadas 12 cuentas. La información de estas facturas, correspondiente al periodo del 02/12/2022 al 03/01/2023, se muestra a continuación:

*Tabla 1. Facturas Sede Claustro Universidad del Rosario*

Denominación	Lugar	Factura No.	Dirección	Consumo Factura (kWh/mes)	Consumo Promedio (kWh/mes)	Valor x kWh (\$/kWh)	Capacidad Transformador (kW)
TORRE 1	TORRE 1	1	Centro Bogotá	14280	21326	731,0358	500
TORRE 2	TORRE 2	2	Centro Bogotá	9360	14028	731,0358	500
EDIFICIO CABAL	CABAL Ascensores	3	Centro Bogotá	129	201	731,5961	500
	CABAL	4	Centro Bogotá	81	109	731,0358	500
	CABAL	5	Centro Bogotá	0	0	731,0358	500
	CABAL	6	Centro Bogotá	4255	4125	731,0358	500
	CABAL	7	Centro Bogotá	4286	4154	731,0358	500
	CABAL	8	Centro Bogotá	4240	4106	731,0358	500
	CABAL	9	Centro Bogotá	4744	4598	731,0358	500
	CABAL	10	Centro Bogotá	3922	3805	731,0358	500
	CABAL	11	Centro Bogotá	4186	4057	731,0358	500
	CABAL PARQUEADERO	12	Centro Bogotá	905	960	731,0358	500

Torre 1 y Torre 2 son edificaciones de 12 pisos que cuentan en su mayoría con aulas estudiantiles. Adicional a las aulas también tienen cafeterías y terrazas. El edificio Cabal alberga en su mayoría oficinas de profesores. En consultas directamente con personal administrativo de la Universidad, no hay población estudiantil ni de profesores nocturna en estas edificaciones. Razón por la cual se establece que el consumo energético es principalmente diurno.

Para establecer el perfil de consumo horario de energía de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario en un día promedio se consultaron bases de datos de instituciones universitarias que tuvieran horarios de funcionamiento similares. Puntualmente se encontró un registro de consumos de la sede central de la Universidad Industrial de Santander (UIS) [34, p. 53]. De igual forma, para tener una mayor validez de la información encontrada, se consultó y se contrastaron los datos de la UIS directamente con las curvas de proyectos realizados anteriormente en instituciones universitarias por la empresa privada. Los datos arrojaban características y patrones similares. Por lo que, en conjunto con la empresa privada, se definió que las curvas de consumos adaptadas para la Sede Claustro de la Universidad del Rosario son las que muestran a continuación:



*Figura 5. Consumo horario Torre 1, Torre 2 y Edificio Cabal*

Como se puede evidenciar en la figura 5, el consumo de energía empieza a tener relevancia entre las 6 - 7 am, que es cuando empiezan a llegar profesores y estudiantes a la Universidad, y disminuye a las 5 pm, que es cuando termina la jornada laboral y estudiantil en su mayoría. Entre los horarios mencionados anteriormente se ve que el consumo toma un patrón relativamente constante. En las noches, así como se corroboró con personal administrativo de la Universidad, el consumo es mínimo. Este consumo nocturno corresponde al del personal de vigilancia, cámaras de seguridad y circuitos de iluminación.

Con la curva de consumo horaria establecida se procede a realizar el análisis de sitio solar. Este análisis se realiza teniendo en cuenta 3 variables principales. La primera es la ubicación geográfica de la Sede Claustro. Esta sede está ubicada en Bogotá, Colombia. Sus coordenadas geográficas son latitud 4,6000788 y longitud -74,0732928.

La segunda es el potencial de generación solar que tiene esta ubicación. Para esto, con las coordenadas antes mencionadas, se procede a revisar diferentes bases de datos con información de radiación global horizontal. La radiación global horizontal (GHI) es el parámetro más importante para evaluar el potencial de generación solar de un determinado lugar [35]. Esta radiación es la suma de la radiación directa, que corresponde a la radiación que llega a la superficie terrestre sin ningún cambio en su dirección, y difusa, que

corresponde a la radiación que incide sobre una superficie horizontal desde otros lugares de la atmósfera [35].

Las bases de datos consultadas para el desarrollo de este proyecto fueron dos: Global Solar Atlas, y Meteonorm. Global Solar Atlas es la base de datos del banco mundial. Meteonorm es la base de datos de una empresa suiza llamada Meteotest, que cuenta con más de 8000 estaciones de medición a nivel mundial y 5 satélites para la captación de esta información [31]. Los datos analizados se muestran a continuación:

*Tabla 2. GHI Sede Claustro Universidad del Rosario*

Mes	Meteonorm 8,1 kWh/m <sup>2</sup> /día	Global Solar Atlas kWh/m <sup>2</sup> /día
Enero	4,93	5,38
Febrero	4,80	5,03
Marzo	4,53	4,68
Abril	5,01	4,28
Mayo	5,06	4,36
Junio	5,12	4,40
Julio	4,83	4,50
Agosto	4,75	4,65
Septiembre	4,54	4,87
Octubre	4,33	4,62
Noviembre	4,43	4,43
Diciembre	4,96	4,90
<b>Promedio</b>	<b>4,77</b>	<b>4,67</b>

Para analizar la información mostrada anteriormente se hará uso de estadística descriptiva con el coeficiente de correlación muestral. La correlación es la asociación lineal que tienen dos variables aleatorias [36, p. 98], que para este ejercicio son los datos de radiación global horizontal de la base de datos de Meteonorm y Global Solar Atlas. La correlación entre estas dos variables es -0,07. Esto indica que una variable es más grande que su promedio cuando la otra es más pequeña. En otras palabras, no hay asociación lineal. No obstante, revisando sus valores promedio, estos arrojan valores similares; 4,77 kWh/m<sup>2</sup>/d para Meteonorm y 4,67 kWh/m<sup>2</sup>/d para Global Solar Atlas. Por ende, se procede a analizar los datos horarios de un día. La información se muestra a continuación:

Tabla 3. GHI horario Sede Claustro Universidad del Rosario

Hora	Meteonorm (W/m <sup>2</sup> )	Global Solar Atlas (W/m <sup>2</sup> )
1:00 a. m.	0,0	0,0
2:00 a. m.	0,0	0,0
3:00 a. m.	0,0	0,0
4:00 a. m.	0,0	0,0
5:00 a. m.	0,0	0,0
6:00 a. m.	0,0	0,0
7:00 a. m.	16,5	38,3
8:00 a. m.	222,6	226,1
9:00 a. m.	387,4	408,8
10:00 a. m.	522,6	528,9
11:00 a. m.	614,5	606,8
12:00 p. m.	659,9	627,2
1:00 p. m.	656,3	597,8
2:00 p. m.	603,3	526,3
3:00 p. m.	504,7	447,1
4:00 p. m.	369,2	361,5
5:00 p. m.	205,2	232,5
6:00 p. m.	11,6	71,5
7:00 p. m.	0,0	0,0
8:00 p. m.	0,0	0,0
9:00 p. m.	0,0	0,0
10:00 p. m.	0,0	0,0
11:00 p. m.	0,0	0,0
12:00 a. m.	0,0	0,0

En la tabla 3 se pueden observar similitudes entre ambas bases de datos. De igual forma, nuevamente haciendo uso de la estadística descriptiva, la correlación esta vez arroja un resultado de 0,99. Esto indica que una variable es más grande que su promedio cuando la otra también lo es y viceversa. Por consiguiente, se valida que ambas bases de datos muestran condiciones óptimas para su uso en el análisis del potencial de generación de energía solar. No obstante, se utilizará Meteonorm por dos razones. La primera es porque la versión 8,1, que es la que funciona en el software de simulación, tiene una base de datos actualizada hasta el 2021. La segunda es porque, al tener una base de datos actualizada y con registros históricos de más de 30 años, sus años meteorológicos típicos (TMY), que son los años con datos climatológicos representativos para un intervalo de tiempo de determinado lugar, son de mayor calidad.

Todos los proyectos con energía solar tienen limitantes que se dividen en dos vertientes: físicas y técnicas. Las limitantes físicas están asociadas con elementos referentes directamente del sitio de instalación. Por ejemplo, el área disponible para la

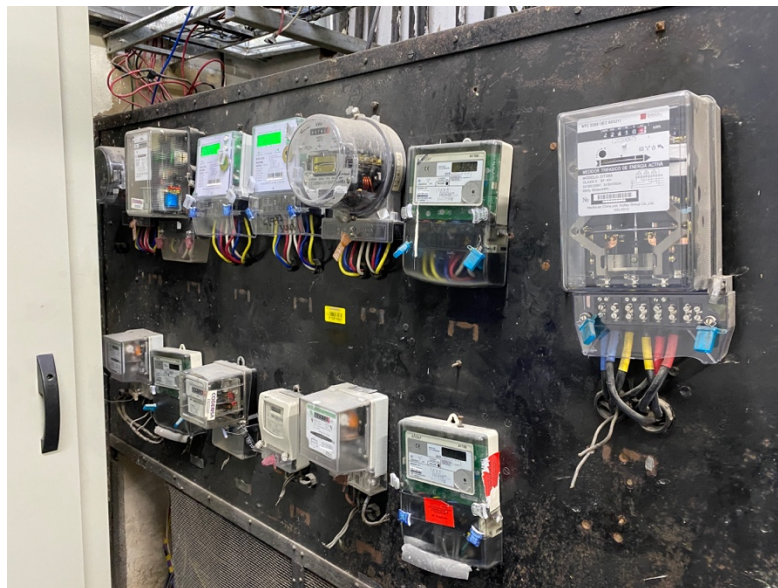
ubicación de los paneles solares o la ubicación para tener una orientación e inclinación óptima. Esta información se corroboró directamente en sitio. Se realizó una visita técnica en donde se realizaron principalmente tres actividades. Primero, se midieron las diferentes áreas y se evaluó el potencial de las cubiertas para soportar el peso de los paneles solares junto con su estructura de soporte. Segundo, se revisó el punto de conexión físico del sistema solar fotovoltaico para hacer la entrega de energía a las respectivas edificaciones. Tercero, se midieron los objetos que podrían presentar sombras y generar pérdidas sobre la producción de energía del sistema solar fotovoltaico. A continuación se presentan algunas imágenes de la visita técnica realizada:



*Figura 6. Visita técnica*

En el Edificio Cabal hubo un aspecto importante que debe ser considerado. Este aspecto es que, como se mencionó previamente, este edificio cuenta con 12 facturas de energía en total. En discusiones directamente con el personal del área de mantenimiento de la universidad, esta persona mencionó que actualmente todas estas cuentas estaban en proceso de unificación. Es decir, se iban a cancelar para que la universidad pagara una única factura asociada a los consumos de esta edificación. Por lo que, de cara a la ejecución del proyecto, esto debe ser un paso por realizar previo a la instalación. De no realizarse se tendrían que hacer 12 instalaciones independientes para cada una de las cuentas. Así lo establece la CREG 174 del 2021 en el artículo 20 parágrafo 2 [5, p. 27], “Los activos de generación que sean utilizados para atender un consumo propio podrán entregar energía

únicamente en la frontera comercial asociada al autogenerador, que deberá corresponder al punto de conexión donde demanda energía”. A continuación se presentan las imágenes de los 12 medidores de energía. Vale la pena resaltar que en la figura hay más de 12 medidores. Esto es porque anteriormente estaban en uso pero hoy en día están desconectados.



*Figura 7. Medidores de energía Edificio Cabal*

Las limitantes técnicas se asocian principalmente con la normativa vigente para la realización de este tipo de proyectos. La Creg 174 del 2021 [5] es la normativa que gobierna los proyectos de autogeneración a pequeña escala (AGPE), que es del que trata el presente ejercicio. Esta resolución en el artículo 6 establece que la potencia a instalar por parte de un autogenerador no debe ser mayor al 50% de la capacidad del transformador o subestación en donde se solicite el punto de conexión. La Universidad del Rosario aquí tiene una ventaja; y es que todas las facturas de la Sede Claustro están asociadas a un mismo transformador. Esto hace que toda la energía se dirija hacia un mismo circuito eléctrico. El transformador tiene una potencia nominal de 500 kW. Por consiguiente, la potencia máxima que puede ser instalada en paneles solares fotovoltaicos debe ser de 250 kW. La información del transformador, obtenida en la página web del operador de red, se muestra a continuación:

*Tabla 4. Información transformador*

Capacidad		Energía Horaria		Sumatoria para GD o AGPE	
Trafo (kW)	500	Cantidad Mínima (kW)	N/A	Potencia Máxima Declarada (kW)	N/A (0%)
Disponible (kW)	N/A	Promedio anual para el año anterior (kWh)	N/A	Cantidad Energía Disponible (kW)	N/A (0%)

Como se puede ver en la tabla 4, aún no hay potencia declarada. Esto es relevante por dos aspectos. El primero es porque a la fecha no hay instalaciones de proyectos de autogeneración a pequeña escala que tengan este transformador como punto de conexión. El segundo es porque, por limitantes técnicas, todas las plantas solares fotovoltaicas que se diseñen para el Edificio Cabal, Torre 1 y Torre 2 deben sumar una potencia máxima de 250 kW.

Con las limitantes físicas y técnicas definidas se procede a realizar el diseño del sistema. Para esto se utilizó el Software de simulación PVSyst; un software suizo ampliamente utilizado en el campo de la energía solar que se caracteriza principalmente por cuatro aspectos. Primero, permite hacer un diseño de la planta solar fotovoltaica basado en la potencia necesaria o el área disponible. Es decir, tiene en cuenta las limitantes físicas y técnicas. Segundo, tiene una amplia base de datos actualizada de equipos. Incluye paneles solares e inversores producidos desde el 2002 hasta la actualidad. Tercero, trabaja con la base de datos de Meteonorm. Por lo que, con base en la ubicación del lugar y los datos meteorológicos, permite hacer un análisis de sombras para determinar los puntos críticos de la instalación. Cuarto, da la posibilidad de hacer un análisis económico para evaluar la viabilidad financiera del proyecto de acuerdo con sus costos y ganancias [37].

Para la simulación en PVSyst se seleccionaron módulos fotovoltaicos e inversores que estuvieran en la lista más actualizada del Tier 1. La lista del Tier 1 es una clasificación a nivel mundial realizada por Bloomberg New Energy Finance Corporation que busca catalogar a las empresas por su estabilidad financiera o “bancabilidad” [38, p. 1]. Lo que ellos establecen es que los equipos pueden estar dentro de la clasificación Tier 1 si se cumplen dos condiciones. La primera es que, en el caso de los paneles solares, la empresa que los fabrique tenga la capacidad de suministrar electricidad por al menos 25 años, que

es el tiempo de garantía de producción de energía que deberían tener los paneles solares [39]. La segunda es que, en términos de manufactura, estas empresas cuenten con fabricación mecánica y una fuerte integración vertical [39]. Es decir, que sus procesos sean seguros y de calidad. En la tabla 5 se muestra la lista del Tier 1 actualizada al primer trimestre del 2023 para los paneles solares.

*Tabla 5. Bloomberg Tier 1 2023 Q1 tomada de [40, p. 2]*

Firm/ brand	Annual module capacity, MW/year	Firm/ brand	Annual module capacity, MW/year
ZNShine*	10,000	Leapton Energy	2,000
Yingli*†	11,650	Jolywood*	3,000
Waaree*	9,000	Jinneng/ Jinerjy	4,000
VSUN Solar*	3,800	Jinko*†	70,000
Ulica Solar	3,000	Jetion	2,500
Trina*†	60,000	JA Solar*†	51,000
Tongwei	14,000	Heliene*†	950
Suntech	15,000	Hanwha Q-Cells*†	12,400
Sunpro Power	2,000	Hansol Technics	600
Sumec/ Phono Solar*	4,000	Haitai Solar	8,000
Solar-Fabrik	50	First Solar*†	11,200
Sharp	210	Exiom Group	700
Seraphim	7,750	ET Solar Inc*	2,000
Risen Energy*	25,000	Eging*	10,000
Renesola	3,000	DMEGC*	7,500
Recom†	1,200	Chint/ Astronergy*†	22,000
Neo Solar Power/ URE	1,800	Canadian Solar	31,400
Maxeon*	10,100	Boviet Solar*	1,500
Luxen Solar	2,200	Anhui Huasun*	2,700
Longi*†	80,000	AE Solar*	1,600
		<b>Total</b>	<b>508,810</b>



Por consiguiente, para los módulos fotovoltaicos se eligieron en las tres instalaciones paneles solares marca Longi referencia LR5-72HTH-570M. Estos paneles solares tienen tecnología Hi-MO y Half Cell. Hi-MO (High Module) que hace referencia a una tecnología que consiste tener mayores eficiencias que los paneles solares convencionales. Se tienen eficiencias superiores del 10% en escenarios típicos de instalación [41]. HALF CELL es una tecnología desarrollada para evitar la resistencia interna de los paneles solares y asegurar así la producción continua de energía cuando están parcialmente sombreados [42, p. 14]. A continuación se muestran sus características principales:

*Tabla . Características panel solar Longi*

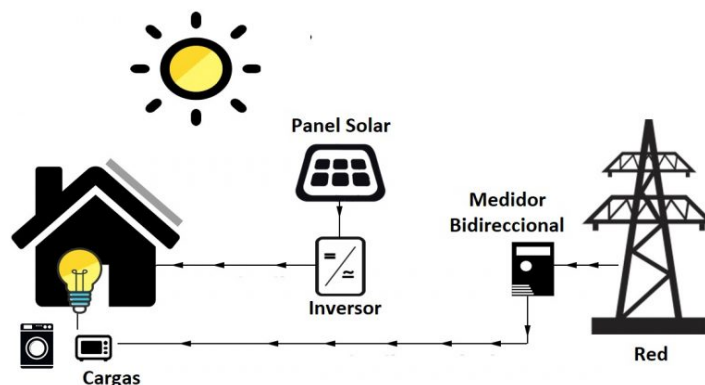
Ítem	Descripción
Marca	Longi
Referencia	LR5-72HTH-570M
Tecnología	Half Cell Hi-Mo
Potencia	570 W
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	51,91 V
Corriente Corto Circuito (Isc)	14,07 A
Voltaje a Potencia Máxima (Vmp)	43,76 V
Corriente a Potencia Máxima (Imp)	13,03 A
Dimensiones	2278 x 134 x 35 mm
Peso	27,5 kg $\pm$ 3%
Certificaciones	IEC 61215/61730, ISO9001:2008
Garantía	12 años del producto 25 años de garantía de potencia lineal

De igual forma, para los inversores se eligieron dos tecnologías. El objetivo de esto es realizar comparaciones en términos de viabilidad económica y producción de energía. Las tecnologías implementadas son Micro inversores e Inversores Centrales. Los micro inversores utilizados son marca APSsystems referencia QT2, y los inversores centrales analizados son marca Huawei referencia SUN2000-20KTL-M3. Se seleccionaron estas dos tecnologías porque presentan condiciones de funcionamiento diferentes. Por un lado, los micro inversores son usualmente implementados en instalaciones que cumplan dos elementos. Primero, que tienen paneles solares ubicados en varias orientaciones e inclinaciones. Segundo, que el área de instalación de los paneles solares presenta condiciones elevadas de sombreado. La razón de esto es que a los micro inversores se les conecta 1 único panel solar o máximo 4, como el caso del inversor QT2 marca APSsystem. Esto hace que sea un equipo que está permanentemente rastreando, a través de sus seguidores del punto de máxima potencia (MPPT), la mayor eficiencia de un número reducido de paneles solares. Por otro lado, se recomienda hacer uso de inversores centrales cuando se tienen instalaciones con potencias altas. Son equipos a los que se les conectan cadenas o strings de paneles solares, presentan ahorros económicos en términos de instalación y, al igual que los micro inversores, tienen seguidores del punto de máxima potencia. Por ejemplo, el inversor SUN2000-20KTL-M3 marca Huawei tiene 4. A continuación se muestran las características principales de ambos equipos.

Tabla 6. Características inversores APSystems y Huawei

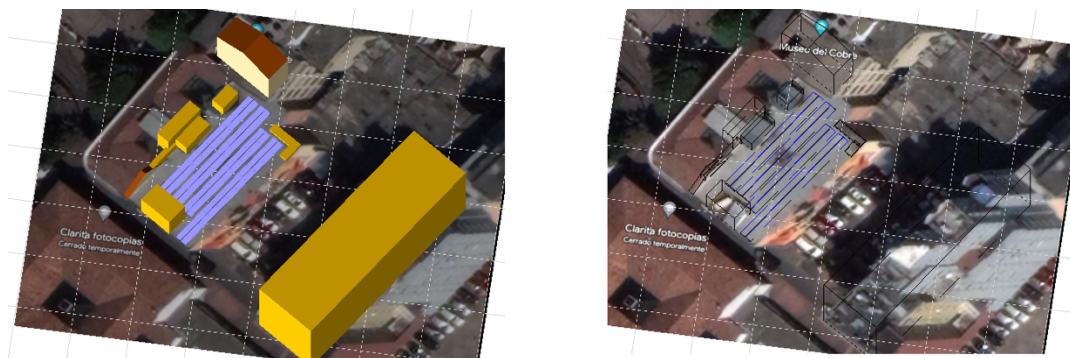
Ítem	Apsystems - QT2	Huawei - SUN2000-20KTL-M3
Potencia Nominal	1728 W	20000 W
Máximo Voltaje Entrada	60 V	750 V
Máxima Corriente Entrada	20 A	26 A
Rango Voltaje MPPT	30 V - 45 V	200 V - 750 V
Número de Entradas para Paneles Solares	4 entradas para 1 panel solar	8 entradas de strings
Cantidad MPPT	2	4
Eficiencia MPPT	99,50%	97,60%
Peso	6 kg	43 kg
Dimensiones	359mm x 242mm x 46mm	640 x 530 x 270 mm
Imagen de referencia		

De acuerdo con la necesidad de reducir el pago de la factura de energía mensual de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario, el tipo de proyecto seleccionado para la simulación en PVSyst es el denominado conectado a la red. Un sistema conectado a la red es un grupo de paneles solares que está conectado a un inversor y que funciona en paralelo con la red eléctrica pública. No tiene baterías para almacenar energía. Su objetivo principal se divide en dos. Por un lado, que durante el día los edificios se alimenten de energía solar mientras esté disponible. Cuando la energía solar no es suficiente se hace una transición automática para consumir la energía del operador de red. Por otro lado, que la energía que se está produciendo pero no consumiendo sea vendida al operador de red a través de un medidor bidireccional. La idea es que estas ventas de excedentes de energía compensen el consumo energético que tendrían los edificios durante la noche. A continuación un esquema de un sistema conectado a la red:



*Figura 8. Esquema sistema conectado a la red*

Con los equipos seleccionados y con el tipo de proyecto a implementar definido se procede a revisar el espacio disponible para la ubicación de los paneles solares en cada una de las edificaciones. El Edificio Cabal cuenta con un área aproximada de 420 m<sup>2</sup>. No obstante, esta área presenta elementos, como edificios cercanos, que producen sombras. Por consiguiente, evitando pérdidas significativas por sombreado, se ubicaron en total 80 paneles solares. A continuación se muestra la ubicación de los módulos fotovoltaicos junto con la esquematización de los elementos que producen sombras:



*Figura 9. Ubicación paneles solares Edificio Cabal*

Torre 1 cuenta con un área aproximada de 260 m<sup>2</sup>. También presenta pérdidas eléctricas por sombreado por elementos como tanques de almacenamiento de líquidos. Por lo tanto, con el objetivo de evitar estas pérdidas, se ubicaron en total 72 paneles solares. A

continuación se muestra la ubicación de los módulos fotovoltaicos junto con la esquematización de los elementos que producen el sombreado:



*Figura 10. Ubicación paneles solares Torre 1*

Torre 2 cuenta con un área aproximada de 212 m<sup>2</sup>. Al igual que el Edificio Cabal y Torre 1, también presenta pérdidas energéticas por sombreado. Puntualmente por edificaciones cercanas altas. En torre 2 el área disponible es directamente en la terraza del edificio. Actualmente la terraza es utilizada como un sitio para tomar refrigerio por la población universitaria. Por lo que, de realizarse el proyecto, se tendría que implementar una estructura elevada que sirva para subir los paneles solares y que sirvan como cubierta. En total se ubicaron 45 paneles solares. A continuación se muestra la ubicación de los módulos fotovoltaicos junto con la esquematización de los elementos que producen el sombreado:

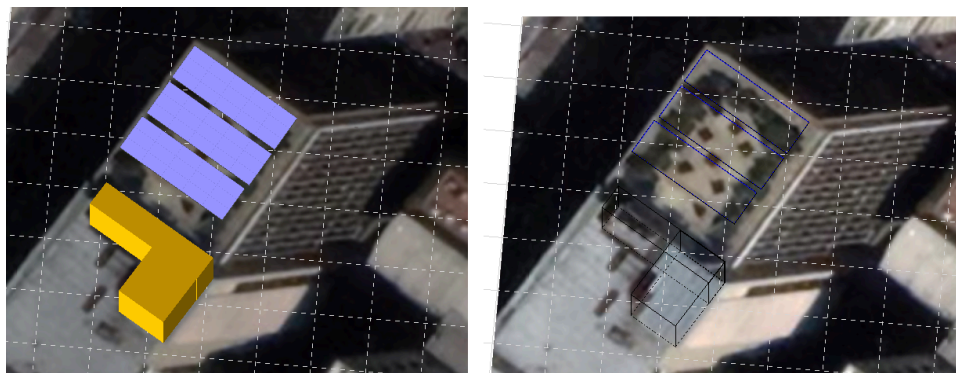


Figura 11. Ubicación paneles solares Torre 2

Con las ubicaciones y la cantidad de paneles solares definidos se procedió a correr las simulaciones en PVSyst. Lo anterior para establecer, así como se mencionó previamente, las diferencias en términos de la viabilidad económica y producción de energía entre utilizar inversores centrales Huawei y micro inversores APSsystems. A continuación los resultados:

Edificio Cabal:

Tabla 7. Resultados PVSyst Edificio Cabal

Ítem		Inversor HUAWEI	Inversor APSsystems
Cantidad Paneles Solares		80	80
Cantidad Inversores		2	20
Energía Producida (MWh/año)		57,71	56,45
Producción Específica (kWh/kWp/año)		1261	1238
Proporción Rend. PR		72,93%	71,59%
Pérdidas Irradiancia sobre Colectores	Global Incidente Plano Receptor	-0,752	-0,752
	Zombreados cercanos: pérdida de irradiancia	-13,51%	-13,51%
	Factor IAM en global	-2,29%	-2,29%
	<b>PÉRDIDAS IRRADIANCIA SOBRE COLECTORES TOTALES</b>	<b>-19,06%</b>	<b>-19,06%</b>
Pérdidas Eléctricas	Pérdida de degradación módulos (por año # 1)	-0,20%	-0,20%
	Pérdida FV decido a nivel de irradiancia	-1,11%	-1,11%
	Pérdida FV debido a la temperatura	-2%	-2%
	Pérdida calidad del módulo	+0,75	+0,75
	LID - Degradación inducida por luz	-2%	-2%
	Pérdida de desajuste del conjunto de módulos	-2%	0%
	Pérdida óhmica del cableado	-0,91%	-0,91%
	Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)	-3,27%	-4,11%
	Pérdida del inversor sobre potencia inv. Nominal	-0,04%	-3,00%
	Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima	0%	0%
	Pérdida del inversor sobre voltaje inv. Nominal	0%	0%
	Pérdida del inversor debido al umbral de potencia	0%	0%
	Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje	0%	0%
	Consumo nocturno	-0,09%	-0,93%
	Pérdidas óhmicas CA	-0,87%	-0,10%
	<b>PÉRDIDAS ELÉCTRICAS TOTALES</b>	<b>-12,23%</b>	<b>-12,54%</b>

Torre 1:

Tabla 8. Resultados PVSystem Torre 1

Ítem		Inversor HUAWEI	Inversor APSystems
Cantidad Paneles Solares		72	72
Cantidad Inversores		2	19
Energía Producida (MWh/año)		53,99	53,37
Producción Específica (kWh/kWp/año)		1315	1300
Proporción Rend. PR		75,92%	75,05%
Pérdidas Irradiancia sobre Colectores	Global Incidente Plano Receptor	-0,558	-0,558
	Zombreados cercanos: pérdida de irradiancia	-7,51%	-7,51%
	Factor IAM en global	-2,94%	-2,94%
	Factor de pérdida de suciedad	-3,50%	-3,50%
	<b>PÉRDIDAS IRRADIANCIA SOBRE COLECTORES TOTALES</b>	<b>-13,83%</b>	<b>-13,83%</b>
Pérdidas Eléctricas	Pérdida de degradación módulos (por año # 1)	-0,20%	-0,20%
	Pérdida FV decido a nivel de irradiancia	-0,99%	-0,99%
	Pérdida FV debido a la temperatura	-2%	-2%
	Pérdida calidad del módulo	+0,75	+0,75
	LID - Degradación inducida por luz	-2%	-2%
	Pérdida de desajuste del conjunto de módulos	-2%	0%
	Pérdida óhmica del cableado	-0,91%	-0,91%
	Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)	-3,31%	-4,03%
	Pérdida del inversor sobre potencia inv. Nominal	-0,49%	-2,87%
	Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima	0%	0%
	Pérdida del inversor sobre voltaje inv. Nominal	0%	0%
	Pérdida del inversor debido al umbral de potencia	0%	0%
	Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje	0%	0%
	Consumo nocturno	-0,09%	
	Pérdidas óhmicas CA	-0,81%	-0,88%
Indisponibilidad del sistema	-1,60%	-1,60%	
<b>PÉRDIDAS ELÉCTRICAS TOTALES</b>	<b>-15,05%</b>	<b>-14,56%</b>	

Torre 2:

Tabla 9. Resultados PVSyst Torre 2

TORRE 2			
Ítem		Inversor HUAWEI	Inversor APSystems
Cantidad Paneles Solares		45	45
Cantidad Inversores		1	12
Energía Producida (MWh/año)		35,8	35,5
Producción Específica (kWh/kWp/año)		1396	1384
Proporción Rend. PR		80,62%	79,95%
Pérdidas Irradiancia sobre Colectores	Global Incidente Plano Receptor	-0,648	-0,648
	Zombreados cercanos: pérdida de irradiancia	-2,44%	-2,44%
	Factor IAM en global	-3,24%	-3,24%
	Factor de pérdida de suciedad	-3,50%	-3,50%
	<b>PÉRDIDAS IRRADIANCIA SOBRE COLECTORES TOTALES</b>	<b>-9,47%</b>	<b>-9,47%</b>
	Pérdidas Eléctricas	Pérdida de degradación módulos (por año # 1)	-0,20%
Pérdida FV debido a nivel de irradiancia		-0,91%	-0,91%
Pérdida FV debido a la temperatura		-2%	-2%
Pérdida calidad del módulo		+0,75%	+0,75%
LID - Degradación inducida por luz		-2%	-2%
Pérdida de desajuste del conjunto de módulos		-2%	0%
Pérdida óhmica del cableado		-0,94%	-0,94%
Pérdida del inversor durante la operación (eficiencia)		-3,55%	-3,99%
Pérdida del inversor sobre potencia inv. Nominal		-0,83%	-3,17%
Pérdida del inversor debido a la corriente de entrada máxima		0%	0%
Pérdida del inversor sobre voltaje inv. Nominal		0%	0%
Pérdida del inversor debido al umbral de potencia		0%	0%
Pérdida del inversor debido al umbral de voltaje		0%	0%
Consumo nocturno		-0,07%	
Pérdidas óhmicas CA		-0,86%	-93,40%
<b>PÉRDIDAS ELÉCTRICAS TOTALES</b>	<b>-11,08%</b>	<b>-11,77%</b>	

A partir de lo anterior, se puede evidenciar que en cada una de las variantes realizadas para las tres edificaciones se destacan tres aspectos. El primero es que las diferencias entre ambas variantes radican principalmente en la producción de energía y las pérdidas eléctricas. La razón de esto se encuentra en las pérdidas denominadas “Pérdida del inversor durante la operación” y “Pérdida del inversor sobre potencia Inv. Nominal”. Esto hace referencia a que para todas las variantes analizadas las pérdidas de sobre carga al inversor, o lo que se conoce comúnmente como proporción nominal, son mayores en los micro inversores. Pese a que en la ficha técnica de los micro inversores se establece que soportan paneles de hasta 630W, se debe tener en cuenta que, entre más potencia se les conecte, más aumentan las pérdidas de sobre carga. Por otro lado, el rango MPPT de los micro inversores oscila entre 30V y 45V. El voltaje en el punto de máxima potencia y de circuito abierto de los paneles solares Longi es 43,76 V y 51,91V respectivamente. Esto indica que habrá momentos en el día en que los micro inversores no estén haciendo

seguimiento al punto de máxima potencia debido a que el voltaje se sale del rango de medición.

La segunda es por temas relacionados con la instalación. En primera instancia, realizar mantenimiento a los micro inversores es más complejo en comparación de efectuarlo en un inversor central. En un inversor central toda la energía está conectada en un mismo punto. De requerirse algún mantenimiento, se puede abrir el circuito antes y después para trabajar en el equipo completamente desenergizado. En segunda instancia, los micro inversores APSystems referencia QT2 requieren más cable solar en sus conexiones. Lo anterior debido a que los 4 paneles solares deben considerar extensiones de cable independientes para conectarse al micro inversor. En tercera instancia, el costo. Cada micro inversor tiene un valor aproximado en el mercado de 2,5 millones de pesos colombianos. Por ejemplo, para el edificio cabal, el gasto en micro inversores alcanzaría un valor total de 50 millones de pesos colombianos en comparación con los dos inversores Huawei, que en total pueden costar alrededor de 20 millones de pesos.

La tercera es que, dentro del proyecto solar fotovoltaico en cuestión, se está planteando la posibilidad de incluir un componente académico para los laboratorios de la Universidad. Lo que se tiene planteado es poder utilizar algunos strings de paneles solares conectados en serie que, por medio de conmutadores, permitan la conexión y desconexión segura para alimentar un barraje en DC y realizar análisis netamente académicos. Con los micro inversores en general esto también se podría realizar. No obstante, se tendría un voltaje de operación menor debido a que no hay strings de paneles solares en serie. En otras palabras, de realizarse, daría lo mismo tener un panel solar independiente en el laboratorio y hacer pruebas con él.

Por lo tanto, a partir de las simulaciones realizadas y del análisis descrito anteriormente, el inversor a utilizar para realizar los diseños definitivos y presentar el presupuesto de los proyectos al inversionista es el inversor Huawei referencia SUN2000-20KTL-M3.

Con ayuda de una empresa especializada en proyectos con energía solar se obtuvo el presupuesto del diseño, ingeniería y construcción junto con el retorno de inversión. Para el cálculo del retorno de inversión se tuvieron en cuenta, además de la disminución en las

tarifas de las facturas, los beneficios tributarios que adquiriría la empresa privada del inversionista. Los beneficios tributarios están estipulados en la ley 1715 del 2014 y son principalmente tres. El primero es una deducción especial en el impuesto sobre la renta. Consiste en efectuar el beneficio considerando un descuento a 10 años del 50% del valor del proyecto a partir del año gravable de realización de la inversión y por cada año gravable siguiente. Se debe tener en cuenta que esta deducción en ningún caso podrá ser superior al 50% de la renta líquida del inversionista [43]. El segundo es la depreciación acelerada a 3 años. Comprende básicamente un gasto que tiene la posibilidad de ser deducible en el momento de presentar la declaración de renta [43]. El tercero es la exención de IVA. Ninguna persona natural o jurídica en Colombia que invierta en un proyecto con energía solar paga IVA por paneles solares, inversores, ni controladores de carga.

Los presupuestos de los proyectos presentados al inversionista junto con los retornos de inversión se muestran a continuación:

Edificio Cabal:

*Tabla 10. Presupuesto para el Proyecto Edificio Cabal*

<b>ISEÑO, SUMINISTRO E INSTALACIÓN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED 45,6 KWP CAB.</b>				
ITEM	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	IVA	PRECIO CON IVA
PS - Paneles Solares Longi 570 W	80	\$ 177.660.633	\$ 16.156.127	\$ 193.816.759
IN - Inversores Huawei 20kW	2			
MS - Sistmas de Medicion	1			
ES -Estructura Soporte	1			
CAB - Cableado AC/DC	1			
PR - Protecciones Eléctricas	1			
MA - Material Obra Eléctrica	1			
TR - Tramites	1	\$ 4.250.000	\$ 807.500	\$ 5.057.500
GO - Gastos Operacionales	1	\$ 13.492.250	\$ 2.563.528	\$ 16.055.778
MO - Mano de Obra	1	\$ 14.364.000	\$ 2.729.160	\$ 17.093.160
		<b>\$ 209.766.883</b>	<b>\$ 22.256.314</b>	<b>\$ 232.023.197</b>

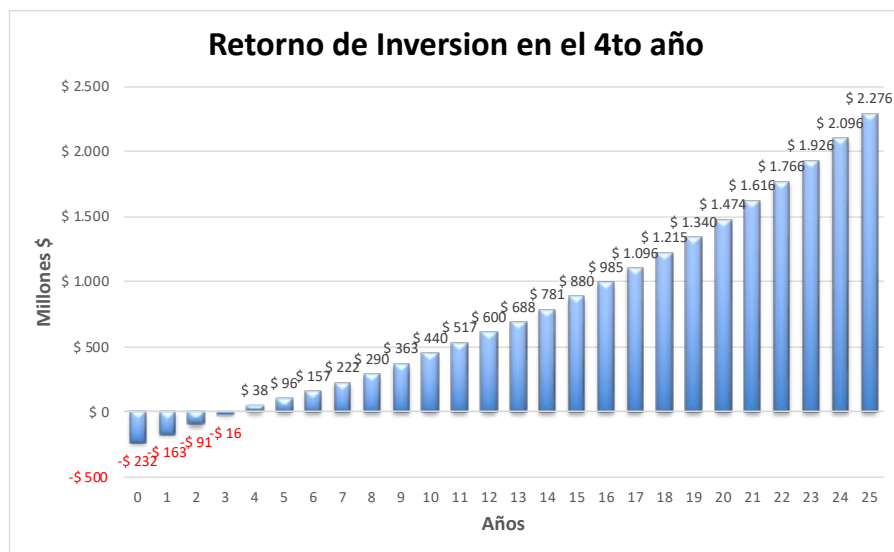


Figura 12. Retorno de inversión del proyecto Edificio Cabal

Torre 1:

Tabla 11. Presupuesto para el proyecto Torre 1

DISEÑO, SUMINISTRO E INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED 41,04 KWP TORRE 1				
ITEM	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	IVA	PRECIO CON IVA
PS - Paneles Solares Longi 570 W	72	\$ 163.150.873	\$ 14.698.872	\$ 177.849.746
IN - Inversores Huawei 20kW	2			
MS - Sistmas de Medicion	1			
ES - Estructura Soporte	1			
CAB - Cableado AC/DC	1			
PR - Protecciones Eléctricas	1			
MA - Material Obra Eléctrica	1			
TR - Tramites	1	\$ 4.000.000	\$ 760.000	\$ 4.760.000
GO - Gastos Operacionales	1	\$ 12.243.025	\$ 2.326.175	\$ 14.569.200
MO - Mano de Obra	1	\$ 12.927.600	\$ 2.456.244	\$ 15.383.844
		<b>\$ 192.321.498</b>	<b>\$ 20.241.291</b>	<b>\$ 212.562.789</b>

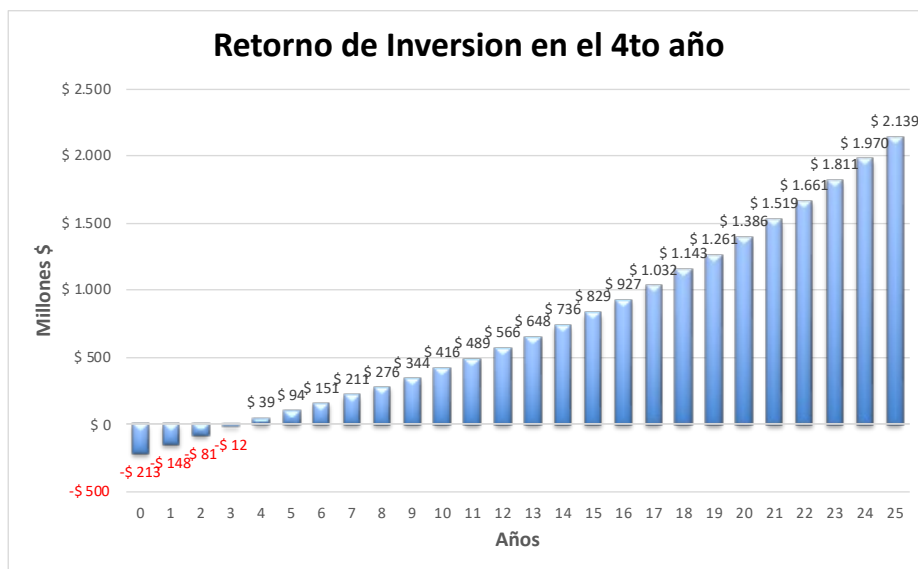
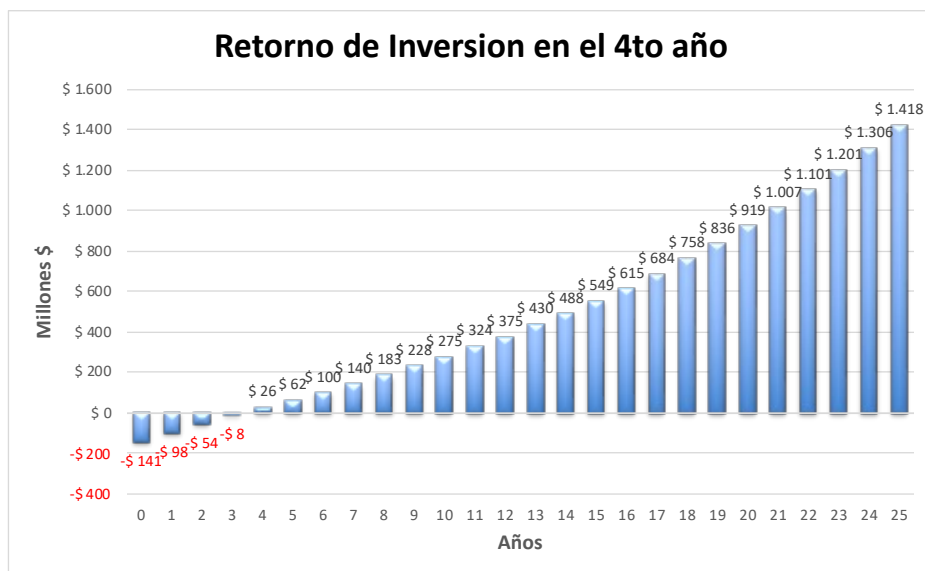


Figura 13. Retorno de inversión del proyecto Torre 1

Torre 2:

Tabla 12. Presupuesto para el proyecto Torre 2

DISEÑO, SUMINISTRO E INSTALACIÓN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED 25,65 KWP TORRE 2				
ITEM	CANTIDAD	PRECIO TOTAL	IVA	PRECIO CON IVA
PS - Paneles Solares Longi 570 W	45	\$ 107.243.600	\$ 10.764.337	\$ 118.007.937
IN - Inversores Huawei 20kW	1			
MS - Sistmas de Medicion	1			
ES - Estructura Soporte	1			
CAB - Cableado AC/DC	1			
PR - Protecciones Eléctricas	1			
MA - Material Obra Eléctrica	1			
TR - Tramites	1	\$ 3.000.000	\$ 570.000	\$ 3.570.000
GO - Gastos Operacionales	1	\$ 8.026.891	\$ 1.525.109	\$ 9.552.000
MO - Mano de Obra	1	\$ 8.079.750	\$ 1.535.153	\$ 9.614.903
		<b>\$ 126.350.241</b>	<b>\$ 14.394.599</b>	<b>\$ 140.744.840</b>



*Figura 14. Retorno de inversión del proyecto Torre 2*

Con la información presentada al inversionista se generaron las propuestas para el desarrollo del contrato PPA. Se analizaron principalmente tres vigencias de contrato: 10, 12 y 15 años. Los contratos tienen similitudes pero también comprenden algunas diferencias. No obstante, lo que sí engloba a todas las propuestas es que son proyectos sin riesgo para la universidad. En otras palabras, en el evento en que la planta solar fotovoltaica deje de operar, esto no va a representar ninguna pérdida. Lo que sucederá será que la universidad continuará consumiendo energía del operador de red.

De igual forma, vale la pena resaltar que en los contratos se vende la energía con valores diferentes dependiendo del uso que esta tenga. El primer uso es autoconsumo. El autoconsumo corresponde a la energía que producen los paneles solares y es consumida directamente por la Universidad. Para el autoconsumo se pacta un porcentaje de descuento que es manejando durante toda la vigencia del contrato. El segundo uso es venta de excedentes de energía. Estos excedentes corresponden a la energía que produce la planta solar fotovoltaica pero que no es consumida por la universidad. En consecuencia, se le vende al operador de red. Estos excedentes, de acuerdo con el artículo 25 de la resolución Creg 174 del 2021 [5, p. 32], para los autogeneradores a pequeña escala el operador de red

los compra al costo unitario del valor del kWh descontando el valor de la comercialización. Por ejemplo, para el caso de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario, según la factura de febrero 2023, que corresponde al periodo entre enero 3 del 2023 y febrero 1 del 2023, el costo unitario y de comercialización del kWh fue de 742,73 \$/kWh y 62,67 \$/kWh respectivamente [44]. Por consiguiente, los excedentes de energía en esta fecha se hubieran vendido a 680,06 \$/kWh. Para los excedentes de energía se pacta el mismo porcentaje de descuento del autoconsumo. No obstante, la diferencia radica en que este porcentaje de descuento se aplica sobre el valor del costo unitario sin la comercialización, que corresponde al mismo valor de lo que lo compra el operador de red.

A continuación se muestran los resultados obtenidos por el inversionista después de un análisis efectuado, que buscaba cuantificar la cantidad de energía que será para uso de excedentes de energía y autoconsumo en cada una de las edificaciones de la Sede Claustro de la Universidad del Rosario:

*Tabla 13. Análisis energía autoconsumo y excedentes*

Lugar	Consumo promedio mensual (kWh/mes)	Potencia Planta Solar (kWp)	Generación energía solar (kWh/mes)	% Autoconsumo	% Excedentes
Edificio Cabal	25940	45,6	4750	100%	0%
Torre 1	16780	41,04	4275	94%	6%
Torre 2	15203	25,65	2672	97%	3%

Como se puede ver en la tabla 14, toda la energía que produzca la planta solar del Edificio Cabal será directamente para autoconsumo. Por su parte, Torre 1 y Torre 2, sí tendrán eventualmente venta de excedentes de energía a la red. Estas ventas de energía probablemente se presentarán los fines de semana cuando no haya una cantidad considerable de población estudiantil en la universidad. En términos globales, las plantas solares suman una potencia total instalada de 112,2 kWp y su producción de energía será de 140,3 MWh/año. Del total de la energía producida el 97% corresponderá a energía para uso de autoconsumo mientras que el restante 3% será para venta de excedentes a la red. En consecuencia, la energía que producirá el proyecto tendrá una cobertura del 20% sobre el consumo promedio total de las tres edificaciones. A continuación se muestran las propuestas para las tres vigencias de contrato:

*Tabla 14. Propuestas para contratos de 10, 12 y 15 años*

	Contrato 10 años	Contrato 12 años	Contrato 15 años
<b>Descuento Tarifa Autoconsumo</b>	-10% Costo Unitario (\$/kWh)	-19% Costo Unitario (\$/kWh)	-27% Costo Unitario (\$/kWh)
<b>Descuento Tarifa Excedentes</b>	-10% (Costo Unitario - Comercialización) (\$/kWh)	-19% (Costo Unitario - Comercialización) (\$/kWh)	-27% (Costo Unitario - Comercialización) (\$/kWh)
<b>Operación y Mantenimiento Durante Vigencia de Contrato</b>	Incluido	Incluido	Incluido
<b>Planta se cede al finalizar el contrato</b>	Sí	Sí	Sí
<b>Recambio Inversores al finalizar el contrato</b>	No	No	Sí

De igual forma, se realizan escenarios comparativos para constatar el ahorro económico que tendría la universidad con la implementación del PPA. Se contrastan dos escenarios: El escenario actual y el escenario con PPA. En el escenario actual se tiene el consumo anual de las tres edificaciones en donde la tarifa cobrada por la energía corresponde a la que cobra el operador de red. En el escenario con el proyecto PPA se tienen cuatro tarifas a cobrar. Estas tarifas se dividen entre las de la energía solar y el operador de red. Primero está la tarifa de autoconsumo. Esta tarifa corresponde a la energía solar que se cobra con el porcentaje de descuento sobre el valor del kWh del operador de red. Segundo esta la tarifa de venta de excedentes o inyección a red de energía solar. Esta tarifa corresponde al descuento sobre el costo unitario del valor del kWh sin el valor de la comercialización. Tercero esta la tarifa del consumo del operador de red. Esta tarifa corresponde al consumo de energía que no proporciona la energía solar y que se sigue cobrando a la tarifa estipulada por el operador de red. Cuarto esta la tarifa por el beneficio de inyectar a la red. Se toma como beneficio ya que es una venta de energía solar, o una ganancia, que realiza la universidad directamente al operador de red. La tarifa aquí corresponde a la del costo unitario del valor del kWh descontando el valor de la

comercialización. A continuación se muestran los escenarios para cada una de las vigencias de contrato.

Vigencia contrato a 15 años:

*Tabla 15. Escenario comparativo vigencia 15 años*

Escenario Actual				
Contrato	Fuente de Energía	Consumo Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
15 años	Operador de Red	695.076	\$719	\$500.009.871

Escenario Con Paneles Solares - PPA		
Contrato	Fuente de Energía	Producción Anual
15 años	Paneles Solares	140.363

Contrato	Fuente Energía	Energía Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
15 años	Autoconsumo (97%)	136.152	\$525	\$71.497.684
	Inyección a la Red (3%)	4.211	\$479	\$2.018.625
	Consumo Operador de Red	558.924	\$719	\$402.067.838
	Beneficio Adicional x Inyección a la Red	4.211	-\$657	-\$2.765.240
				<b>\$472.818.908</b>

Ahorro anual **\$27.190.963**

Vigencia contrato a 12 años:

*Tabla 16. Escenario comparativo vigencia 12 años*

Escenario Actual				
Contrato	Fuente de Energía	Consumo Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
12 años	Operador de Red	695.076	\$719	\$500.009.871

Escenario Con Paneles Solares - PPA		
Contrato	Fuente de Energía	Producción Anual
12 años	Paneles Solares	140.363

Contrato	Fuente Energía	Energía Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
12 años	Autoconsumo (97%)	136.152	\$583	\$79.333.047
	Inyección a la Red (3%)	4.211	\$532	\$2.239.844
	Consumo Operador de Red	558.924	\$719	\$402.067.838
	Beneficio Adicional x Inyección a la Red	4.211	-\$657	-\$2.765.240
				<b>\$480.875.490</b>

Ahorro anual **\$19.134.381**

Vigencia contrato a 10 años:

Tabla 17. Escenario comparativo vigencia 10 años

Escenario Actual				
Contrato	Fuente de Energía	Consumo Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
10 años	Operador de Red	695.076	\$719	\$500.009.871

Escenario Con Paneles Solares - PPA		
Contrato	Fuente de Energía	Producción Anual
10 años	Paneles Solares	140.363

Contrato	Fuente Energía	Energía Anual	CU \$/kWh	Costo Anual \$ COP
10 años	Autoconsumo (97%)	136.152	\$647	\$88.147.830
	Inyección a la Red (3%)	4.211	\$591	\$2.488.716
	Consumo Operador de Red	558.924	\$719	\$402.067.838
	Beneficio Adicional x Inyección a la Red	4.211	-\$657	-\$2.765.240
				<b>\$489.939.144</b>
			Ahorro anual	<b>\$10.070.727</b>

Por último, para revisar las diferencias entre ejecutar el proyecto PPA o realizar el 100% de la inversión se analizará el valor total a invertir, los beneficios tributarios a los que accedería la universidad y el retorno de inversión del proyecto. El valor para invertir correspondería al mismo presupuesto que se le entregó al inversionista. Este valor sumado da \$585.330.826 pesos. No obstante, se debe tener en cuenta que, de realizar la inversión se acceden a dos beneficios. El primero es el beneficio por facturación. Se tiene un estimado de que se dejaría de pagar por energía al operador de red en un horizonte de 25 años un valor cercano a \$5.832.844.247 pesos. El segundo son los beneficios tributarios de la ley 1715 del 2014. Estos beneficios lo que buscan es que se pueda disponer del 50% del valor de la inversión total para deducirla en el pago de impuestos de la universidad. Por consiguiente, los beneficios tributarios serían \$87.192.373 en renta y \$174.384.745 en depreciación acelerada. Teniendo en cuenta una garantía de producción de energía solar de 25 años por parte del fabricante de los paneles solares, el retorno de inversión, a partir de los beneficios mencionados anteriormente, se muestra a continuación:

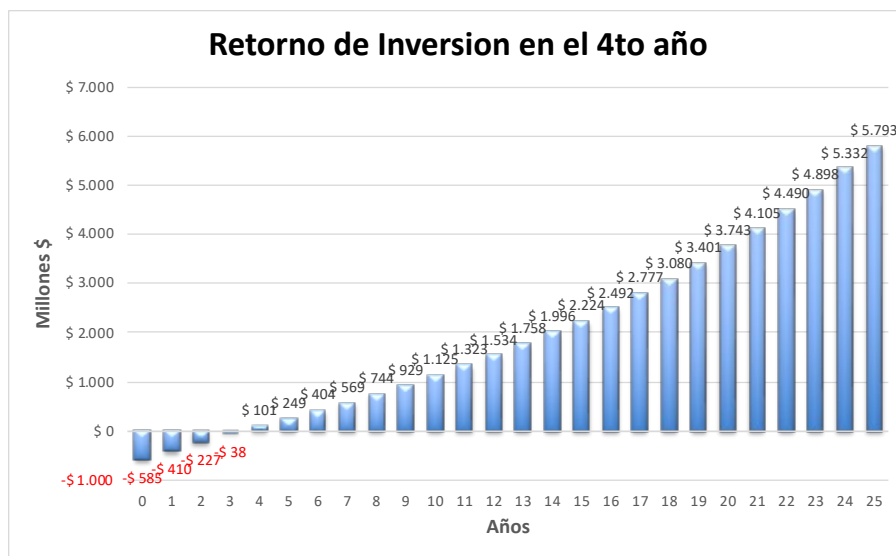


Figura 15. Retorno inversión del proyecto financiado por la Universidad

Así mismo, el ahorro en la factura de energía para cada una de las edificaciones se muestra a continuación:

Edificio Cabal

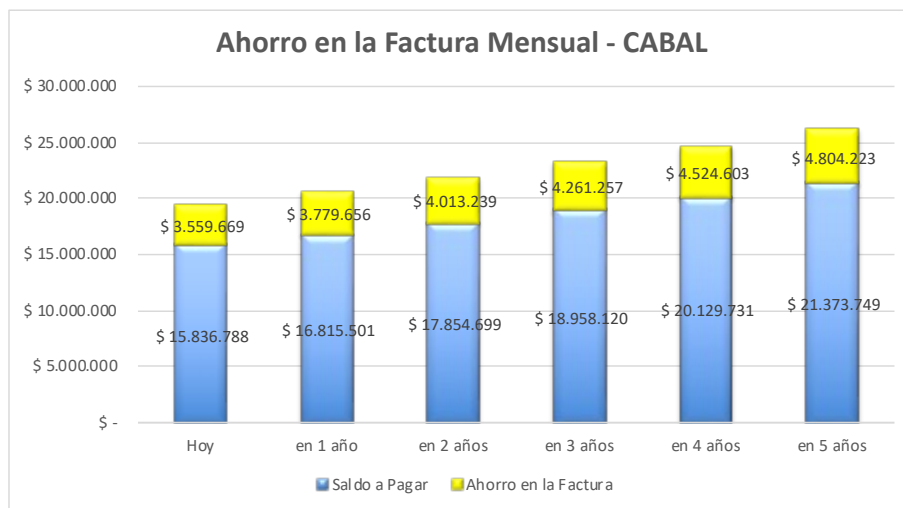
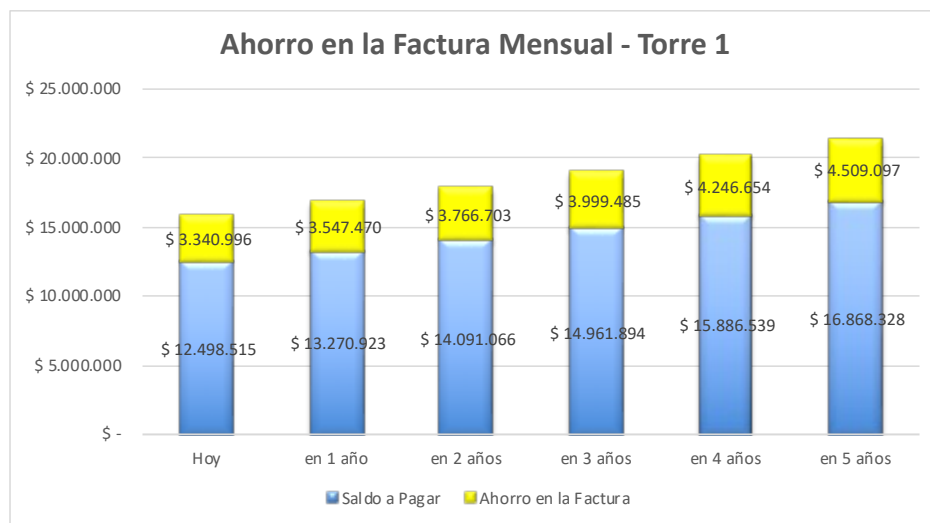


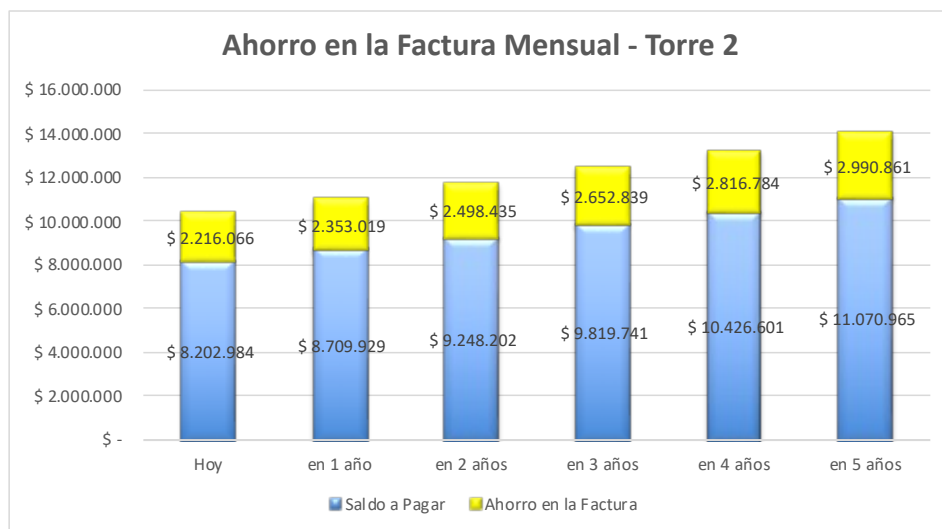
Figura 16. Ahorro factura Edificio Cabal

Torre 1



*Figura 17. Ahorro factura Torre 1*

## Torre 2



*Figura 18. Ahorro factura Torre 2*

## Capítulo 7

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En conclusión, las vigencias del contrato PPA analizadas y el hecho de realizar el 100% de la inversión son alternativas que presentan ventajas para la Sede Claustro de la universidad del Rosario. Los contratos con vigencias de 15, 12 y 10 años permiten ahorros anuales de 27, 19 y 10 millones de pesos respectivamente sin necesidad de realizar alguna inversión por parte de la Universidad del Rosario. Por su parte, realizar el 100% de la inversión requiere un presupuesto total de 585 millones de pesos. Es una cifra considerablemente alta pero que da acceso a dos aspectos. El primero son los beneficios tributarios. Esto indica que se puede disponer del 50% del valor del proyecto y deducirlo en el pago de impuestos para la Universidad del Rosario. El segundo es el retorno de la inversión. Teniendo en cuenta una garantía de producción de energía solar de 25 años por parte del fabricante de los paneles solares, el retorno de inversión está calculado en 4 años.

De igual forma, los proyectos PPA, además de generar ahorros en la factura, apoyan los acuerdos internacionales que tiene el país de cara a la reducción de gases efecto invernadero.

Las subastas de energía en Colombia tienen los mismos objetivos de los proyectos PPA. Estos son fortalecer la resiliencia de la matriz energética nacional, promover la eficiencia en la formación de precios, mitigar los efectos del cambio climático y reducir las emisiones de gases efecto invernadero.

Por otro lado, los perfiles de consumo promedio horarios de la universidad facilitan la implementación del PPA. Lo anterior ya que tienen sus consumos principalmente diurnos. Esto hace que aumenten los beneficios compartidos entre la universidad y el inversionista. En otras palabras, es más rentable, tanto para el inversionista como para la universidad, que la planta solar produzca la mayor cantidad de energía para autoconsumo en comparación de producirla para la venta de excedentes.

Los tres proyectos analizados tuvieron en común la limitante del espacio disponible. Se realizaron diseños que utilizaron este espacio de la forma más adecuada sin interferir en la disminución del potencial de generación de energía solar por la intervención

de sombras. De haber más área disponible los proyectos hubieran podido tener más paneles solares y, por ende, generar más beneficios.

Se recomienda para el proyecto PPA del Edificio Cabal realizar la instalación previa de la adecuación eléctrica para unificar las cuentas de energía. De no realizarse esta actividad se tendrían que hacer proyectos independientes para cada una de las cuentas que alberga esta edificación. En consecuencia, esto aumentaría el valor a invertir por parte de la empresa privada y reduciría la tarifa de descuento de los contratos con 10, 12 y 15 años de vigencia. De igual forma, para aumentar la tarifa de descuento en el kWh solar se recomienda incluir más edificaciones en la implementación del PPA. Por ejemplo, el Edificio el Tiempo en la Sede Claustro u otras locaciones de la Universidad del Rosario a nivel nacional. Lo anterior debido a que, entre más aumente la potencia a instalar en energía solar, mejores descuentos puede ofrecer el inversionista en sus contratos a largo plazo.

Los inversores seleccionados para cualquier proyecto solar fotovoltaico deben respetar los límites de pérdidas de sobre carga. Los micro inversores analizados tenían dos características que podían hacer que fueran la mejor opción en comparación con los inversores Huawei. La primera característica es su capacidad de tener seguidores del punto de máxima potencia independientes para cada uno de los paneles solares conectados. Esto en teoría les da mayor producción de energía debido a que están enfocados en maximizar esta producción en un solo panel solar, mientras que, los inversores centrales, lo hacen en cadenas de 5 o 15 paneles solares en serie. Segundo, su capacidad de conectar paneles de hasta 630 vatios. Esto le da mayor potencia para su generación de energía. No obstante, pese a tener seguidores del punto de máxima potencia independientes, no fueron la mejor opción por sus pérdidas por sobrecarga. Por lo que, se concluye que, para un óptimo funcionamiento, debe haber una proporción de 1,1 o 1,2 entre la potencia solar fotovoltaica conectada y la potencia nominal de los inversores a utilizar.

Por último, se concluye que la vigencia del contrato PPA que más descuento otorgó fue la de 15 años por una razón. Esta razón es porque hay más tiempo para recuperar la inversión y obtener el margen de ganancia. Lo anterior se puede explicar haciendo uso de un símil con un préstamo en un banco. Generalmente, cuando los créditos son a mayor tiempo, las entidades bancarias ofrecen cuotas mensuales a pagar más reducidas. Esto se

traduce, en el caso del proyecto PPA, a mayor descuento en el porcentaje del kWh. Por ende, se puede establecer que el tiempo de retorno de inversión y de obtener el margen de ganancia es directamente proporcional a la cantidad de descuento que la empresa privada pueda ofrecer.

## REFERENCIAS

- [1] RevistaEnergía.pe, «Las renovables registran la mayor parte de las adiciones de la energía mundial en 2021», 11 de abril de 2022. <https://revistaenergia.pe/las-renovables-registran-la-mayor-parte-de-las-adiciones-de-la-energia-mundial-en-2021/> (accedido 13 de junio de 2023).
- [2] UPME, «Plan de acción Indicativo del PROURE 2022-2030». Ministerio de Minas y Energía, 2022. Accedido: 13 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento\\_PROURE\\_2022-2030\\_v4.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_PROURE_2022-2030_v4.pdf)
- [3] UPME, «Plan Energético Nacional 2020-2050». Ministerio de Minas y Energía, 2020. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Plan\\_Energetico\\_Nacional\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf)
- [4] M. Taylor, P. Ralon, y S. Al-Zoghoul, «Renewable Power Generation Costs in 2021». IRENA, 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8)
- [5] CREG, «Resolución No. 174 DE 2021». Ministerio de Minas y Energía, 2021.
- [6] W. Martínez, M. Rojas, J. García, J. Martínez, y R. Rodríguez, «Proyección Demanda Energía Eléctrica Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036». UPME, 1 de abril de 2022. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://repositoriobi.minenergia.gov.co/bitstream/handle/123456789/2860/Informe\\_proyeccion\\_demanda\\_energeticos.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositoriobi.minenergia.gov.co/bitstream/handle/123456789/2860/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [7] Universidad Nacional, «Caracterización del consumo de energía final en los sectores terciario, grandes establecimientos comerciales, centros comerciales y determinación de consumos para sus respectivos equipos de uso de energía final». Facultad de Ciencias, 2007. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc\\_Hemeroteca/Informe%20Fi](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Informe%20Fi)

- nal\_resumen\_ejecutivo\_UN\_2007.pdf
- [8] Ministerio de Cultura, «Bienes de Interés Cultural del ámbito nacional», 2022. <https://www.mincultura.gov.co/areas/patrimonio/patrimonio-cultural-en-Colombia/bienes-de-interes-cultural-BICNAL/Paginas/default.aspx> (accedido 15 de junio de 2023).
- [9] F. D. Linares Rojo, «Efecto de la temperatura en paneles solares fotovoltaicos y tecnologías de refrigeración para el mejoramiento de la eficiencia – Una revisión». Instituto Tecnológico Metropolitano (ITM), 2022. Accedido: 18 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://repositorio.itm.edu.co/bitstream/handle/20.500.12622/5727/FabianDavid\\_LinaresRojo\\_2022.pdf?sequence=4&isAllowed=y](https://repositorio.itm.edu.co/bitstream/handle/20.500.12622/5727/FabianDavid_LinaresRojo_2022.pdf?sequence=4&isAllowed=y)
- [10] A. J. Segarra Poma, «Ubicación óptima georreferenciada de centrales de generación fotovoltaica considerando restricciones de radiación solar y temperatura». Universidad Politécnica Salesiana, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/21904/1/UPS%20-%20TTS612.pdf>
- [11] UPME, «Estudio: Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia». Ministerio de Minas y Energía, 2015. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc\\_Hemeroteca/Estudio\\_integracion\\_energias/Integracion\\_energias\\_renovables.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estudio_integracion_energias/Integracion_energias_renovables.pdf)
- [12] Congreso de la República, «Ley 1844 de 2017», 2017. [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_1844\\_2017.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1844_2017.html) (accedido 18 de junio de 2023).
- [13] O. US EPA, «Solar Power Purchase Agreements», 14 de febrero de 2022. <https://www.epa.gov/green-power-markets/solar-power-purchase-agreements> (accedido 18 de junio de 2023).
- [14] United Nations Climate Change, «El Acuerdo de París | CMNUCC», 2023. <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris> (accedido 15 de junio de 2023).

- [15] Gobierno de Colombia, «Actualización de la Contribución Determinada a nivel Nacional-NDC». 2020. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/05/NDC\\_Libro\\_final\\_digital-1.pdf](https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/05/NDC_Libro_final_digital-1.pdf)
- [16] ENEL, «Tarifas de energía eléctrica - Septiembre 2022». 2022. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/personas/1-17-1/2022/tarifario-septiembre-2022.pdf>
- [17] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, «Bonos de Carbono - Preguntas Frecuentes», 2018. <https://www.minambiente.gov.co/mercados-de-carbono/preguntas-frecuentes/> (accedido 6 de julio de 2023).
- [18] Universidad del Rosario, «Gestion-Ambiental». <https://urosario.edu.co/gestion-ambiental> (accedido 18 de junio de 2023).
- [19] S. P. Bello-Rodríguez y R. B. Beltrán-Ahumada, «Caracterización y pronóstico del precio spot de la energía eléctrica en Colombia», *Rev. Maest. En Derecho Económico*, vol. 6, n.º 6, Art. n.º 6, 2010.
- [20] D. A. Roa Rosales, «Análisis Prospectivo Como Alternativa Para Predecir Y/O Construir El Futuro En El Ámbito Empresarial: Revisión Bibliográfica», 2021, Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9934/269\\_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/9934/269_1.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [21] Departamento Administrativo de Funcion Pública, «Curso de inducción a los gerentes públicos de la administración colombiana», *Plan Nacional de Desarrollo*, 2018. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gerentes/Modulo3/tema-4/6-glosario.html> (accedido 15 de junio de 2023).
- [22] LEGIS, «VIII. Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos», 2018. [https://xperta.legis.co/visor/legcol/legcol\\_65f71167db7a479bbf1fb6ad59ff1c1b/c-oleccion-de-legislacion-colombiana/viii.-pacto-por-la-calidad-y-eficiencia-de-servicios-publicos%3a-agua-y-energia-para-promover-la-competitividad-y-el](https://xperta.legis.co/visor/legcol/legcol_65f71167db7a479bbf1fb6ad59ff1c1b/c-oleccion-de-legislacion-colombiana/viii.-pacto-por-la-calidad-y-eficiencia-de-servicios-publicos%3a-agua-y-energia-para-promover-la-competitividad-y-el)

- bienestar-de-todos (accedido 15 de junio de 2023).
- [23] United Nations, «Sostenibilidad | Naciones Unidas», 2022. <https://www.un.org/es/impacto-acad%C3%A9mico/sostenibilidad> (accedido 15 de junio de 2023).
- [24] LEGIS, «IX. Pacto por los recursos mineroenergéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades», 2018. [https://xperta.legis.co/visor/legcol/legcol\\_76bdc7c4595c424986285d832abdb70/coleccion-de-legislacion-colombiana/ix.-pacto-por-los-recursos-mineroenergeticos-para-el-crecimiento-sostenible-y-la-expansion-de-oportunidades](https://xperta.legis.co/visor/legcol/legcol_76bdc7c4595c424986285d832abdb70/coleccion-de-legislacion-colombiana/ix.-pacto-por-los-recursos-mineroenergeticos-para-el-crecimiento-sostenible-y-la-expansion-de-oportunidades) (accedido 15 de junio de 2023).
- [25] J. Hernández, «El power purchase agreement en Colombia (PPA)», 19 de marzo de 2019. <https://estudiolegalhernandez.com/el-power-purchase-agreement-en-colombia-ppa/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [26] Renewable Energy World, «PacifiCorp signs PPA for Wyoming wind farm output», *Renewable Energy World*, 20 de enero de 2023. <https://www.renewableenergyworld.com/wind-power/onshore/pacificorp-signs-ppa-for-wyoming-wind-farm-output/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [27] Greensphere, «Power Purchase Agreement | Solar PPA», *Greensphere*, 2020. <http://greenspherecleantech.in/services/power-purchase-agreement/index.html> (accedido 15 de junio de 2023).
- [28] IRENA, «Corporate Sourcing of Renewable Energy: Market and Industry Trends». 24 de mayo de 2018. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA\\_Corporate\\_sourcing\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Corporate_sourcing_2018.pdf)
- [29] CREG, «Alternativas para la integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) al parque generador». Miembros de la comisión de regulación de energía y gas, 2016. [En línea]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/\\$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/0a50c62128ef76c90525809700507ca0/$FILE/Documento%20CREG%20-%20161.pdf)

- [30] S. Wilcox y W. Marion, «Users Manual for TMY3 Data Sets», *Tech. Rep.*, 2008, [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy08osti/43156.pdf>
- [31] Meteonorm, «Meteonorm Software Worldwide irradiation data», 2023. <https://meteonorm.com/en/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [32] Ministerio de Educación Nacional, «Decreto 1584 de 1975». 1975. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://normograma.mincultura.gov.co/mincultura/compilacion/docs/decreto\\_1584\\_1975.htm](https://normograma.mincultura.gov.co/mincultura/compilacion/docs/decreto_1584_1975.htm)
- [33] Alcaldía Mayor de Bogotá, D.C., «Decreto 606 de 2001». <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=5366&dt=S> (accedido 15 de junio de 2023).
- [34] D. A. Niño Parada y I. E. Ortiz Navarro, «Evaluación del consumo de energía en función de las tendencias de ocupación de la sede central de la Universidad Industrial de Santander», Universidad Industrial de Santander, 2011. [En línea]. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2011/141027.pdf>
- [35] IDEAM, «Características de la radiación solar - IDEAM», 2005. <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/caracteristicas-de-la-radiacion-solar> (accedido 15 de junio de 2023).
- [36] R. A. Johnson y D. W. Wichern, *Applied multivariate statistical analysis*, 6th ed. Upper Saddle River, N.J: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [37] PVSyst, «Features – PVSyst», 2023. <https://www.pvsyst.com/features/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [38] BloombergNEF, «BloombergNEF PV Module Tier 1 List Methodology». 2020. [En línea]. Disponible en: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-PV-Module-Tier-1-List-Methodology.pdf>
- [39] ForMeSolar, «What are Considered Tier 1 Solar Panels? - Forme Solar», 2023. <https://formesolar.com/what-are-considered-tier-1-solar-panels/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [40] BloombergNef, «BloombergNef Tier 1 PV Module Maker List, 1Q 2023». 2023.

- [En línea]. Disponible en: [https://cms.intermetal.bg/storage/uploads/2023/05/12/645df53252d622\\_Company-Ranking\\_-Tier-1-PV-Module-Makers--Full-Report--BloombergNEF-.pdf](https://cms.intermetal.bg/storage/uploads/2023/05/12/645df53252d622_Company-Ranking_-Tier-1-PV-Module-Makers--Full-Report--BloombergNEF-.pdf)
- [41] PV Magazine, «La nueva serie de módulos fotovoltaicos Hi-MO 6 para generación distribuida de Longi fue presentada en Colombia», *pv magazine Latin America*, 16 de marzo de 2023. <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/03/16/la-nueva-serie-de-modulos-fotovoltaicos-hi-mo-6-para-generacion-distribuida-de-longi-fue-presentada-en-colombia/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [42] Exposolar, «La próxima generación de paneles solares». 2019. [En línea]. Disponible en: [https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/Presentacion-EC-2019\\_Toni-Viladot.pdf](https://feriaexposolar.com/wp-content/uploads/2019/09/Presentacion-EC-2019_Toni-Viladot.pdf)
- [43] Solsta, «Conoce los beneficios tributarios para FNCE en Colombia», 2021. <https://solsta.co/conoce-los-beneficios-tributarios-para-fnce-en-col-40/> (accedido 15 de junio de 2023).
- [44] ENEL, «Tarifas de energía eléctrica - Enero 2023». 2023. Accedido: 15 de junio de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.com.co/content/dam/enel-co/espa%C3%B1ol/personas/1-17-1/2023/tarifario-enero-2023.pdf>

**ANEXOS**

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Universidad del Rosario - CABAL

Variante: Huawei

Filas como cúpulas este-oeste

Potencia del sistema: 45.6 kWp

Sede L CUN - Colombia

**Autor(a)**

Jose Rueda (Colombia)

Colombia



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Resumen del proyecto**

<b>Sitio geográfico</b> Sede L CUN Colombia	<b>Situación</b> Latitud 4.60 °N Longitud -74.07 °W Altitud 2624 m Zona horaria UTC-5	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> Sede L CUN Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

**Resumen del sistema**

<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año nº 1	<b>Filas como cúpulas este-oeste</b>		
<b>Orientación campo FV</b> Planos fijos 2 orientaciones Inclin./azimuts 10 / -56.2 ° 10 / 123.8 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Valores mensuales	
<b>Información del sistema</b> <b>Generador FV</b> Núm. de módulos 80 unidades Pnom total 45.6 kWp	<b>Inversores</b> Núm. de unidades 2 unidades Pnom total 40.0 kWca Proporción Pnom 1.140		

**Resumen de resultados**

Energía producida 57.51 MWh/año	Producción específica 1261 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 72.93 %
Energía usada 313.38 MWh/año		Fracción solar (SF) 18.10 %

**Tabla de contenido**

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	6
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos predefinidos	10
Costo del sistema	11
Análisis financiero	12
Balance de emisiones de CO <sub>2</sub>	15



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Parámetros generales**

**Sistema conectado a la red**

**Filas como cúpulas este-oeste**

**Orientación campo FV**

**Orientación**

Planos fijos 2 orientaciones  
Inclin./azimuts 10 / -56.2 °  
10 / 123.8 °

**Configuración de cobertizos**

Núm. de cobertizos 8 unidades  
Promedio de diferentes conjuntos

**Modelos usados**

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteororm  
Circunsolar separado

**Horizonte**

Horizonte libre

**Sombreados cercanos**

Sombreados lineales

**Necesidades del usuario**

Valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	26.1	313	MWh/mes

**Características del generador FV**

**Módulo FV**

Fabricante Generic  
Modelo LR5-72HTH-570M  
(Definición de parámetros personalizados)  
Unidad Nom. Potencia 570 Wp  
Número de módulos FV 80 unidades  
Nominal (STC) 45.6 kWp

**Inversor**

Fabricante Generic  
Modelo SUN2000-20KTL-M3 220Vac  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 20.0 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 40.0 kWca

**Conjunto #1 - INV 1 MPPT 1**

Orientación #1  
Inclinación/Azimut 10/-56 °  
Número de módulos FV 10 unidades  
Nominal (STC) 5.70 kWp  
Módulos 1 Cadena x 10 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.34 kWp  
U mpp 399 V  
I mpp 13 A

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.14

**Conjunto #2 - INV 1 MPPT 2**

Orientación #1  
Inclinación/Azimut 10/-56 °  
Número de módulos FV 10 unidades  
Nominal (STC) 5.70 kWp  
Módulos 1 Cadena x 10 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.34 kWp  
U mpp 399 V  
I mpp 13 A

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.14

**Conjunto #3 - INV 1 MPPT 3**

Orientación #1  
Inclinación/Azimut 10/-56 °  
Número de módulos FV 10 unidades  
Nominal (STC) 5.70 kWp  
Módulos 1 Cadena x 10 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Características del generador FV**

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	5.34 kWp
U mpp	399 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.14

**Conjunto #4 - INV 1 MPPT 4**

Orientación	#1
Inclinación/Azimut	10/-56 °
Número de módulos FV	10 unidades
Nominal (STC)	5.70 kWp
Módulos	1 Cadena x 10 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	5.34 kWp
U mpp	399 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.14

**Conjunto #5 - INV 2 MPPT 1**

Orientación	#2
Inclinación/Azimut	10/124 °
Número de módulos FV	10 unidades
Nominal (STC)	5.70 kWp
Módulos	1 Cadena x 10 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	5.34 kWp
U mpp	399 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.14

**Conjunto #6 - INV 2 MPPT 2**

Orientación	#2
Inclinación/Azimut	10/124 °
Número de módulos FV	10 unidades
Nominal (STC)	5.70 kWp
Módulos	1 Cadena x 10 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	5.34 kWp
U mpp	399 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.14

**Conjunto #7 - INV 2 MPPT 3**

Orientación	#2
Inclinación/Azimut	10/124 °
Número de módulos FV	10 unidades
Nominal (STC)	5.70 kWp
Módulos	1 Cadena x 10 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	5.34 kWp
U mpp	399 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.14

**Conjunto #8 - INV 2 MPPT 4**

Orientación	#2
Inclinación/Azimut	10/124 °
Número de módulos FV	10 unidades
Nominal (STC)	5.70 kWp
Módulos	1 Cadena x 10 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Características del generador FV**

<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Pmpp	5.34 kWp	Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
U mpp	399 V	Proporción Pnom (CC:CA)	1.14
I mpp	13 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	46 kWp	Potencia total	40 kWca
Total	80 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	207 m <sup>2</sup>	Proporción Pnom	1.14
		Sin reparto de potencia	

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>Pérdidas de cableado CC</b>				
Frac. de pérdida	3.5 %	Temperatura módulo según irradiancia		Res. conjunto global	483 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Res. de cableado global	60 mΩ			
		Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Frac. de pérdida	1.5 % en STC			
<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>		<b>Pérdida de calidad módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>				
Frac. de pérdida	2.0 %	Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP			
<b>Módulo de degradación media</b>								
Año n°	1							
Factor de pérdida	0.4 %/año							
<b>Desajuste debido a la degradación</b>								
Dispersión Imp RMS	0.4 %/año							
Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año							
<b>Factor de pérdida IAM</b>								
Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Pérdidas de cableado CA**

<b>Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección</b>	
Voltaje inversor	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.59 % en STC
<b>Sistema global</b>	
Sección cables	Cobre 3 x 16 mm <sup>2</sup>
Longitud de los cables	15 m



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Parámetro de sombreados cercanos**

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante





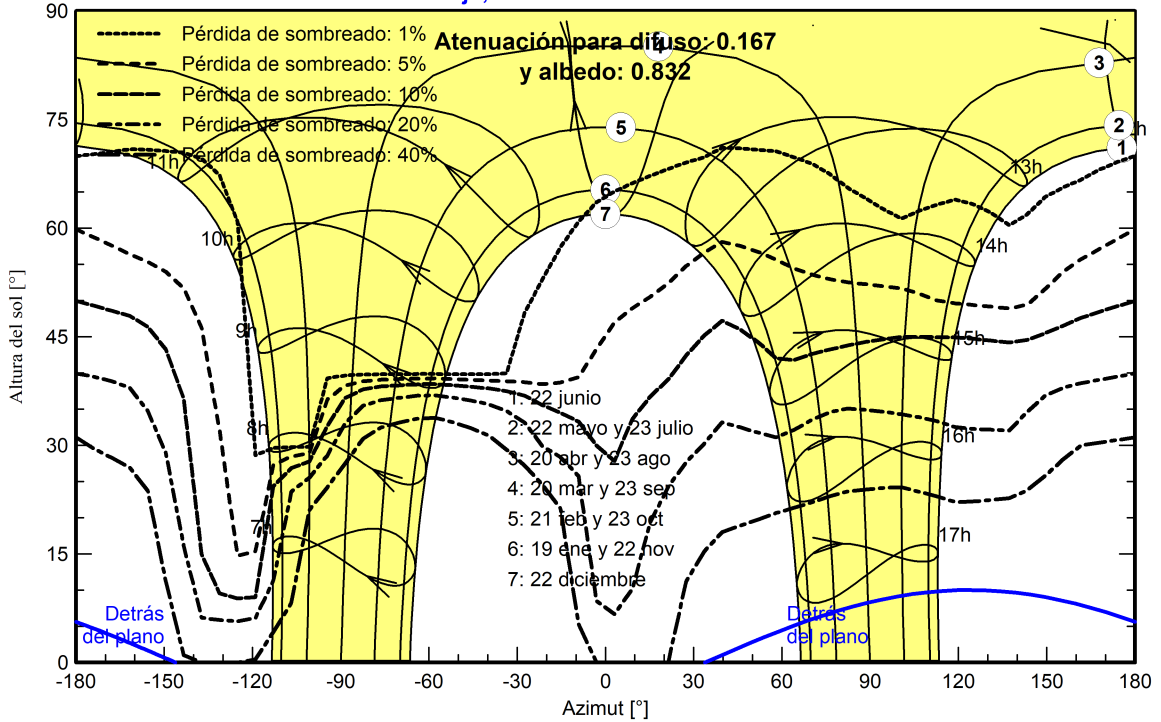
PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

### Diagrama de iso-sombreados

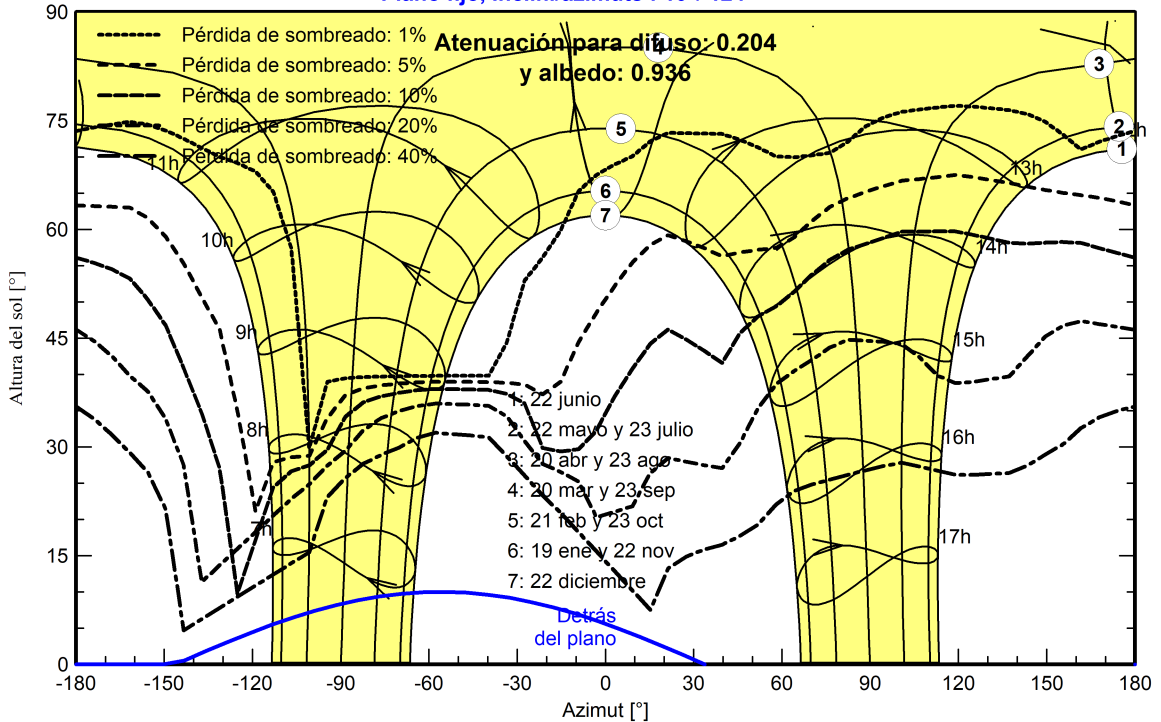
#### Orientación #1

Plano fijo, Incl./azimuts : 10°/ -56°



#### Orientación #2

Plano fijo, Incl./azimuts : 10°/ 124°





**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

Jose Rueda (Colombia)

**Resultados principales**

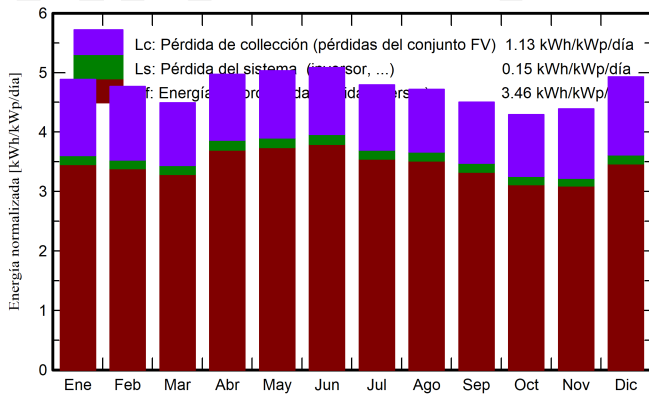
**Producción del sistema**

Energía producida	57.51 MWh/año	Producción específica	1261 kWh/kWp/año
Energía usada	313.38 MWh/año	Proporción rend. PR	72.93 %
		Fracción solar (SF)	18.10 %

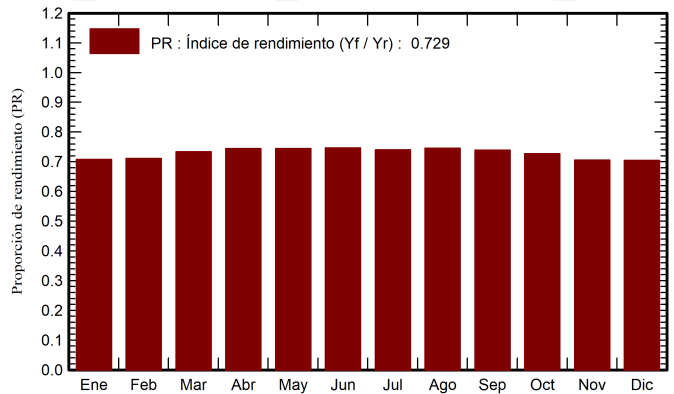
**Evaluación económica**

<b>Inversión</b>		<b>Costo anual</b>		<b>LCOE</b>	
Global	50437.89 USD	Anualidades	0.00 USD/año	Costo energético	0.08 USD/kWh
Específico	1.11 USD/Wp	Costos de func.	3449.88 USD/año		
		Período de recuperación	5.9 años		

**Producciones normalizadas (por kWp instalado)**



**Proporción de rendimiento (PR)**



**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	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	152.7	64.25	13.06	151.4	120.5	5.105	26.12	4.789	0.097	21.33
Febrero	134.4	67.29	13.40	133.4	106.4	4.515	26.12	4.298	0.026	21.82
Marzo	140.3	69.72	13.63	139.2	114.6	4.863	26.12	4.581	0.075	21.53
Abril	150.2	69.16	13.67	149.1	124.4	5.288	26.12	4.969	0.092	21.15
Mayo	157.0	74.66	13.84	155.9	129.4	5.522	26.12	5.193	0.098	20.92
Junio	153.6	66.67	13.38	152.6	126.9	5.421	26.12	5.162	0.034	20.95
Julio	149.7	68.28	13.48	148.6	122.6	5.233	26.12	4.944	0.072	21.17
Agosto	147.3	74.87	13.41	146.3	121.3	5.184	26.12	4.924	0.046	21.19
Septiembre	136.2	65.93	13.05	135.1	112.1	4.760	26.12	4.470	0.084	21.64
Octubre	134.3	68.19	13.32	133.1	108.5	4.607	26.12	4.317	0.094	21.80
Noviembre	132.9	70.82	13.29	131.8	103.4	4.417	26.12	4.211	0.026	21.90
Diciembre	153.8	71.34	13.26	152.7	120.0	5.116	26.12	4.872	0.032	21.24
<b>Año</b>	<b>1742.4</b>	<b>831.18</b>	<b>13.40</b>	<b>1729.3</b>	<b>1410.4</b>	<b>60.031</b>	<b>313.38</b>	<b>56.731</b>	<b>0.778</b>	<b>256.65</b>

**Leyendas**

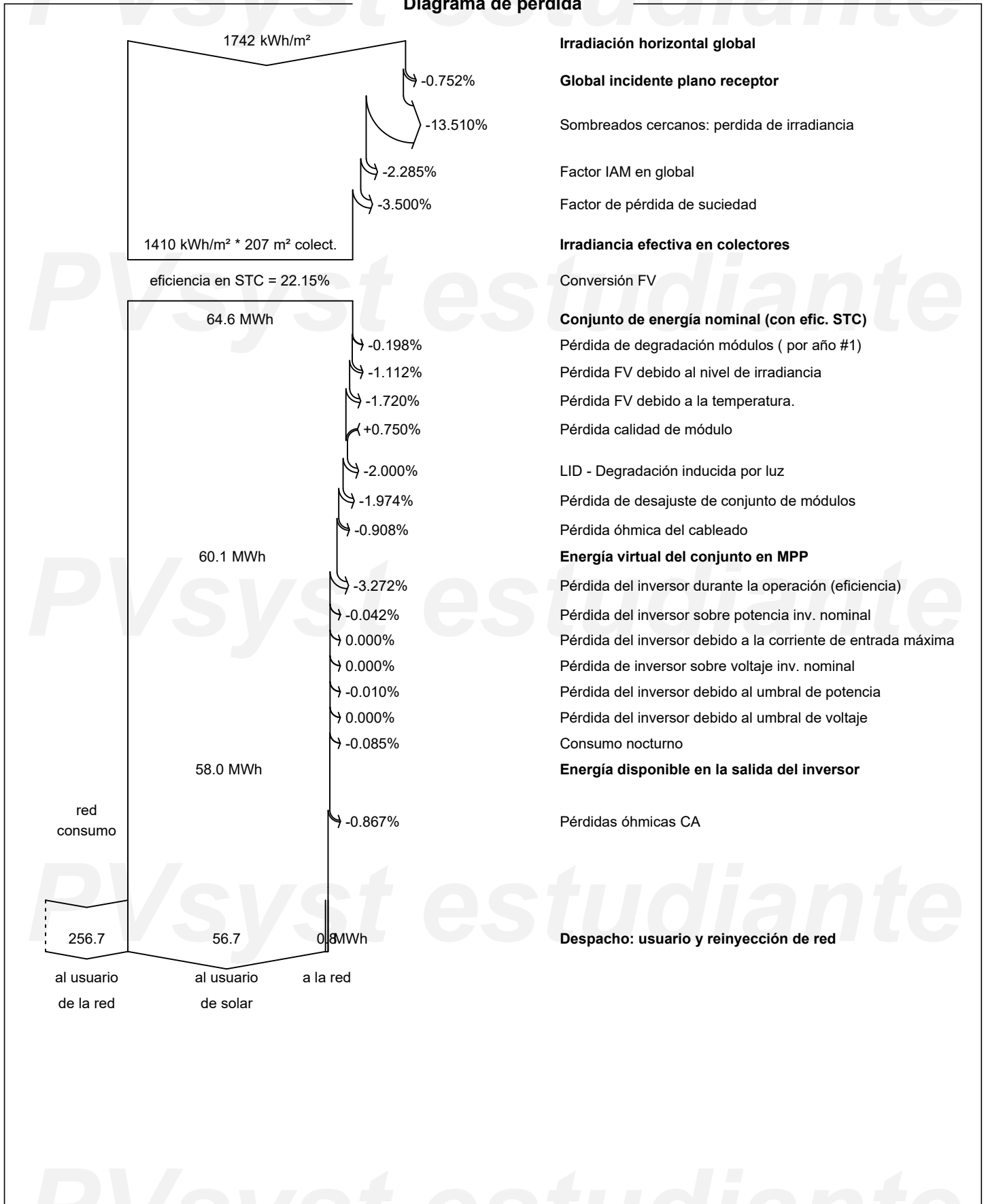
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global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



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

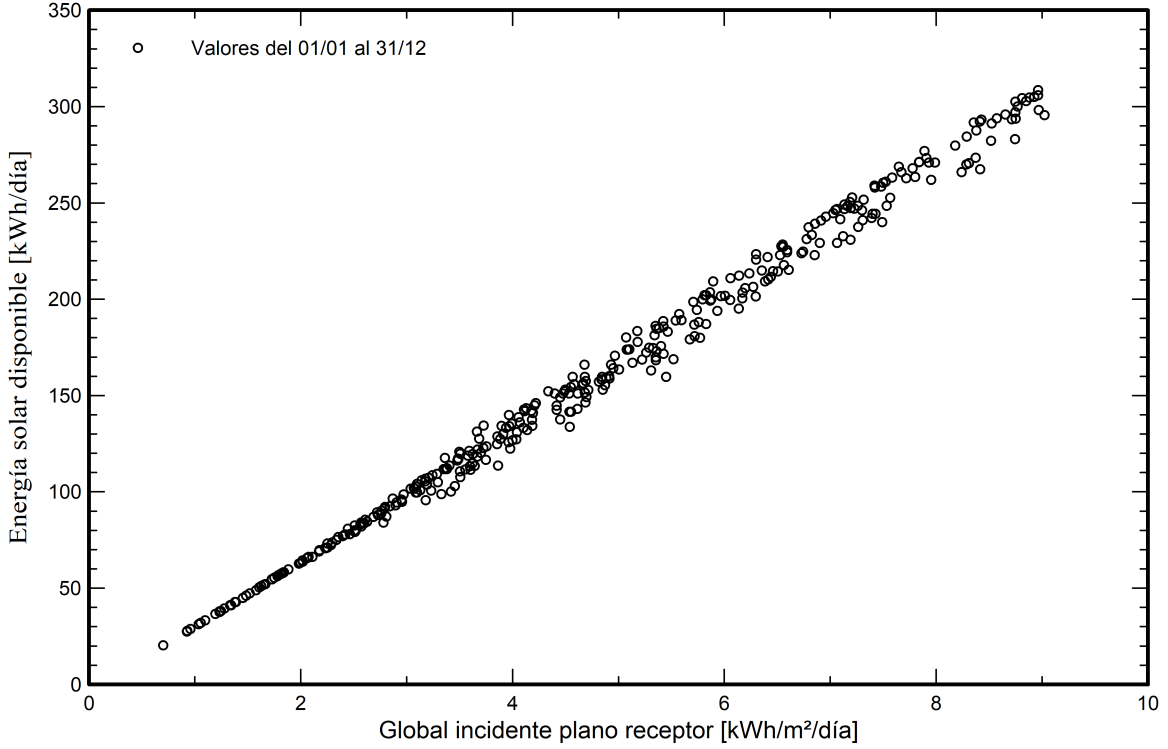
Diagrama de pérdida



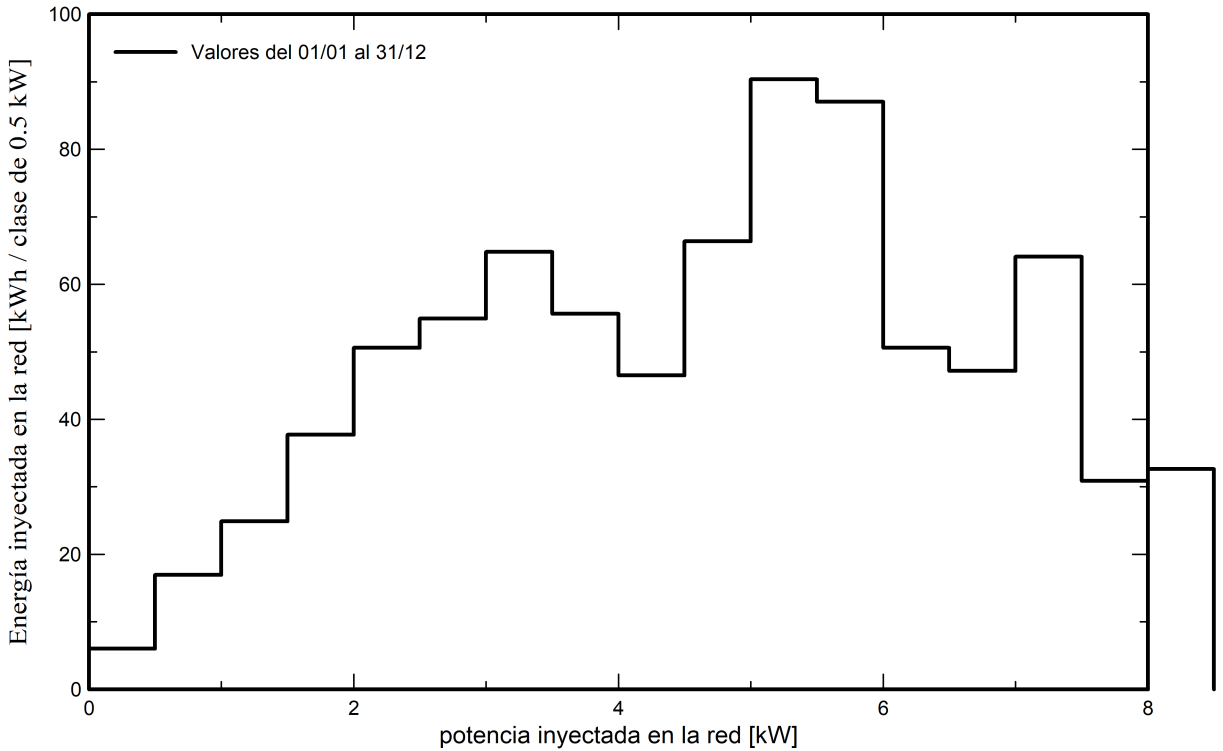


Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Costo del sistema**

**Costes de instalación**

Artículo	Cantidad unidades	Costo USD	Total USD
Módulos FV			
LR5-72HTH-570M	80	185.86	14868.80
Soportes para módulos	80	24.82	1985.60
Inversores			
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	2	2633.50	5267.00
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	3402.90	3402.90
Cableado	1	7165.63	7165.63
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	1729.40	1729.40
Protecciones	1	401.79	401.79
Estudios y análisis			
Ingeniería	1	3799.13	3799.13
Permisos y otras tarifas admin.	1	923.91	923.91
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	80	36.66	2932.80
Conexión a la red	1	3122.60	3122.60
Impuestos			
IVA	1	0.00	4838.33
		Total	50437.89
		Activo amortizable	25524.30

**Costos de operación**

Artículo	Total USD/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	1053.40
Reparaciones	504.37
Total (OPEX)	1557.77
Incluyendo inflación (5.00%)	3449.88

**Resumen del sistema**

Costo total de instalación	50437.89 USD
Costos de operación (Incl. inflación 5.00%/año)	3449.88 USD/año
Energía no utilizada	56.7 MWh/año
Energía vendida a la red	0.8 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.084 USD/kWh



**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

Jose Rueda (Colombia)

**Análisis financiero**

**Período de simulación**

Vida del proyecto 30 años Año de inicio 2024

**Variación del ingreso a lo largo del tiempo**

Inflación 5.00 %/año  
Variación de producción (envejecimiento) 0.38 %/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

**Activos amortizables**

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (USD)	Amortizable (USD)
Módulos FV				
LR5-72HTH-570M	Línea recta	30	0.00	14868.80
Soportes para módulos	Línea recta	30	0.00	1985.60
Inversores				
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	Línea recta	30	0.00	5267.00
Accesorios, sujetadores	Línea recta	20	0.00	3402.90
		Total	0.00	25524.30

**Financiamiento**

Fondos propios 50437.89 USD

**Venta de electricidad**

Tarifa de alimentación 0.1150 USD/kWh  
Duración de la garantía de tarifas 20 años  
Impuesto de conexión anual 0.00 USD/kWh  
Variación de tarifa anual +5.0 %/año  
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.00 %

**Autoconsumo**

Tarifa de consumo 0.1570 USD/kWh  
Evolución de tarifas +5.0 %/año

**Retorno de la inversión**

Período de recuperación 5.9 años  
Valor presente neto (VPN) 485930.97 USD  
Tasa de rendimiento interno (TRI) 19.93 %  
Retorno de la inversión (ROI) 963.4 %



PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Análisis financiero**

**Resultados económicos detallados (USD)**

Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Ahorro de consumo	Cumul lucro	% amorti.
0	0	50438	0	0	0	0	0	0	-50438	0.0%
1	95	0	1558	908	0	0	-1463	8907	-42994	14.8%
2	100	0	1636	908	0	0	-1535	9388	-35142	30.3%
3	106	0	1717	908	0	0	-1612	9894	-26859	46.7%
4	111	0	1803	908	0	0	-1692	10429	-18122	64.1%
5	117	0	1893	908	0	0	-1776	10992	-8906	82.3%
6	124	0	1988	908	0	0	-1864	11585	814	101.6%
7	130	0	2088	908	0	0	-1957	12211	11068	121.9%
8	137	0	2192	908	0	0	-2054	12870	21883	143.4%
9	145	0	2302	908	0	0	-2157	13565	33291	166.0%
10	153	0	2417	908	0	0	-2264	14297	45325	189.9%
11	161	0	2537	908	0	0	-2376	15069	58017	215.0%
12	170	0	2664	908	0	0	-2495	15883	71405	241.6%
13	179	0	2798	908	0	0	-2619	16740	85526	269.6%
14	188	0	2937	908	0	0	-2749	17644	100421	299.1%
15	199	0	3084	908	0	0	-2886	18596	116132	330.2%
16	209	0	3238	908	0	0	-3029	19601	132703	363.1%
17	221	0	3400	908	0	0	-3180	20659	150182	397.8%
18	233	0	3570	908	0	0	-3338	21774	168619	434.3%
19	245	0	3749	908	0	0	-3504	22950	188064	472.9%
20	258	0	3936	908	0	0	-3678	24189	208575	513.5%
21	259	0	4133	737	0	0	-3874	25495	230196	556.4%
22	260	0	4340	737	0	0	-4080	26871	252988	601.6%
23	261	0	4557	737	0	0	-4296	28322	277014	649.2%
24	262	0	4785	737	0	0	-4522	29851	302342	699.4%
25	263	0	5024	737	0	0	-4761	31463	329044	752.4%
26	264	0	5275	737	0	0	-5011	33161	357195	808.2%
27	265	0	5539	737	0	0	-5274	34952	386873	867.0%
28	266	0	5816	737	0	0	-5550	36839	418162	929.1%
29	267	0	6107	737	0	0	-5839	38828	451151	994.5%
30	268	0	6412	737	0	0	-6144	40924	485931	1063.4%
<b>Total</b>	<b>5920</b>	<b>50438</b>	<b>103496</b>	<b>25524</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-97577</b>	<b>633946</b>	<b>485931</b>	<b>1063.4%</b>



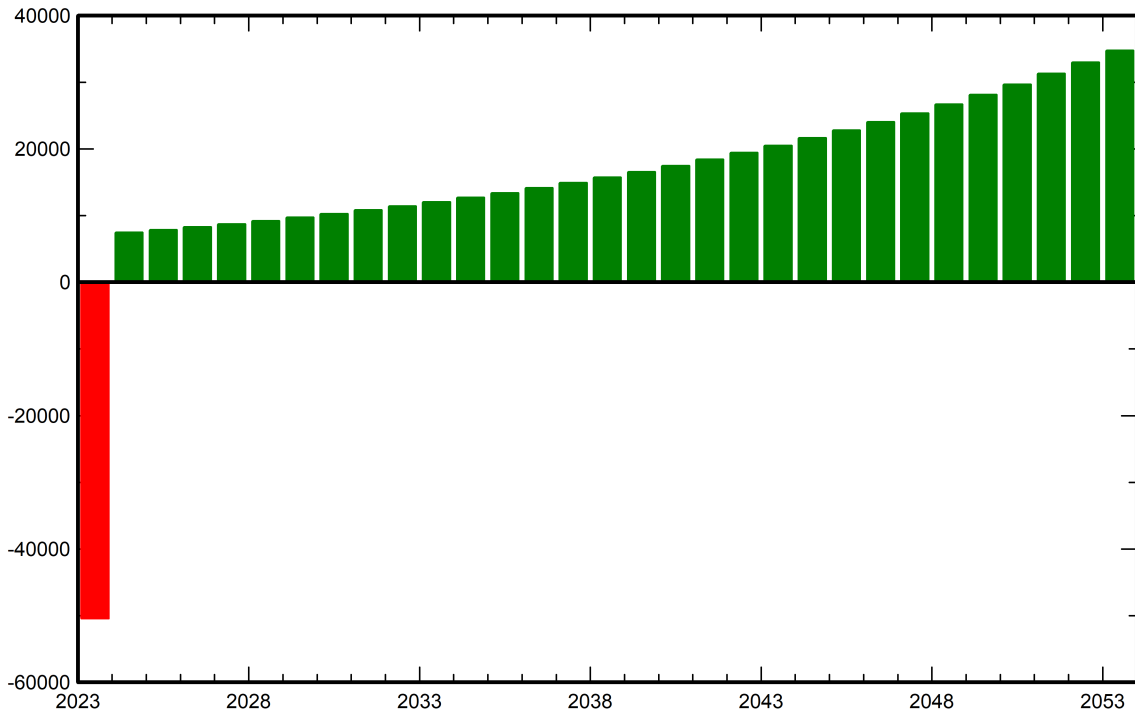
PVsyst V7.3.4

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

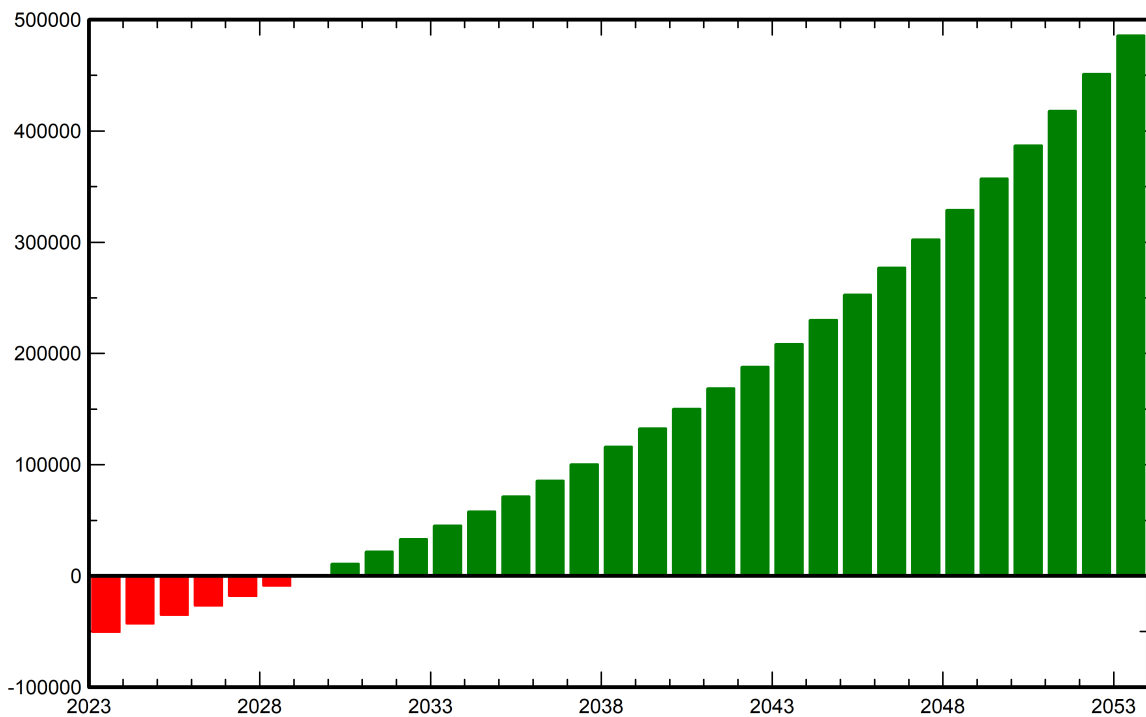
Jose Rueda (Colombia)

**Análisis financiero**

**Beneficio neto anual (USD)**



**Flujo de caja acumulativo (USD)**





**PVsyst V7.3.4**

VC3, Fecha de simulación:  
08/06/23 19:56  
con v7.3.4

**Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Total: 109.7 tCO<sub>2</sub>

**Emisiones generadas**

Total: 79.12 tCO<sub>2</sub>

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

**Emisiones reemplazadas**

Total: 217.6 tCO<sub>2</sub>

Sistema de producción: 57.56 MWh/año

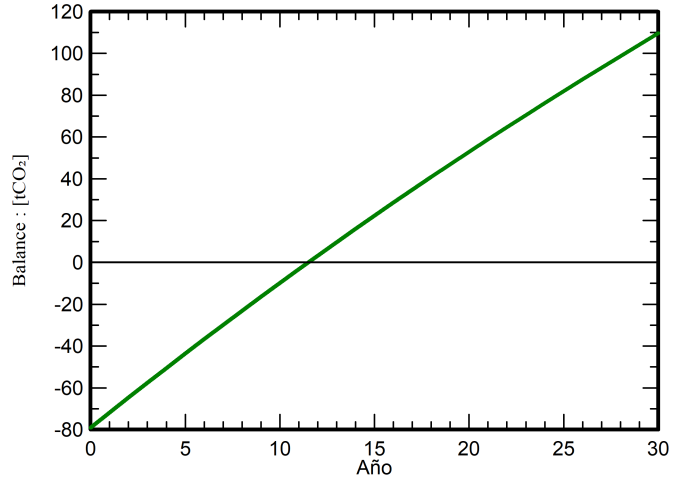
Emisiones del ciclo de vida de la red: 126 gCO<sub>2</sub>/kWh

Fuente: Valor personalizado suministrado por el usuario

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

**Emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada vs tiempo**



**Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema**

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Módulos	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	45.6 kWp	78100
Soportes	1.02 kgCO <sub>2</sub> /kg	800 kg	816
Inversores	101 kgCO <sub>2</sub> /unidades	2.00 unidades	202

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Universidad del Rosario - TORRE 1

Variante: Huawei

Cobertizos en un edificio

Potencia del sistema: 41.0 kWp

Sede L CUN - Colombia

**Autor(a)**

Jose Rueda (Colombia)

Colombia



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Resumen del proyecto**

<b>Sitio geográfico</b> Sede L CUN Colombia	<b>Situación</b> Latitud 4.60 °N Longitud -74.07 °W Altitud 2624 m Zona horaria UTC-5	<b>Configuración del proyecto</b> Albedo 0.20
<b>Datos meteo</b> Sede L CUN Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

**Resumen del sistema**

<b>Sistema conectado a la red</b> Simulación para el año nº 1	<b>Cobertizos en un edificio</b>		
<b>Orientación campo FV</b> Planos fijos 4 orientaciones Inclin./azimuts 10 / 120.8 ° 10 / -59.2 ° 5.2 / -149.2 ° 5.2 / 30.8 °	<b>Sombreados cercanos</b> Sombreados lineales	<b>Necesidades del usuario</b> Valores mensuales	
<b>Información del sistema</b> <b>Generador FV</b> Núm. de módulos 72 unidades Pnom total 41.0 kWp	<b>Inversores</b> Núm. de unidades 2 unidades Pnom total 40.0 kWca Proporción Pnom 1.026		

**Resumen de resultados**

Energía producida 53.99 MWh/año	Producción específica 1315 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR 75.92 %
Energía usada 255.91 MWh/año		Fracción solar (SF) 20.51 %

**Tabla de contenido**

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	7
Resultados principales	8
Diagrama de pérdida	9
Gráficos predefinidos	10
Costo del sistema	11
Análisis financiero	12
Balance de emisiones de CO <sub>2</sub>	15



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Parámetros generales**

**Sistema conectado a la red**

**Cobertizos en un edificio**

**Orientación campo FV**

**Orientación**

Planos fijos 4 orientaciones  
Inclin./azimuts 10 / 120.8 °  
10 / -59.2 °  
5.2 / -149.2 °  
5.2 / 30.8 °

**Configuración de cobertizos**

Núm. de cobertizos 13 unidades  
Varias orientaciones

**Modelos usados**

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteororm  
Circunsolar separado

**Horizonte**

Horizonte libre

**Sombreados cercanos**

Sombreados lineales

**Necesidades del usuario**

Valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	MWh/mes
21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	21.3	256	MWh/mes

**Características del generador FV**

**Módulo FV**

Fabricante Generic  
Modelo LR5-72HTH-570M  
(Definición de parámetros personalizados)

Unidad Nom. Potencia 570 Wp  
Número de módulos FV 72 unidades  
Nominal (STC) 41.0 kWp

**Conjunto #1 - INV 1 MPPT 1**

Orientación #1  
Inclinación/Azimut 10/121 °  
Número de módulos FV 12 unidades  
Nominal (STC) 6.84 kWp  
Módulos 1 Cadena x 12 En series

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 6.41 kWp  
U mpp 479 V  
I mpp 13 A

**Conjunto #2 - INV 1 MPPT 2**

Orientación #1  
Inclinación/Azimut 10/121 °  
Número de módulos FV 11 unidades  
Nominal (STC) 6.27 kWp  
Módulos 1 Cadena x 11 En series

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.88 kWp  
U mpp 439 V  
I mpp 13 A

**Conjunto #3 - INV 1 MPPT 3**

Orientación #2  
Inclinación/Azimut 10/-59 °  
Número de módulos FV 8 unidades  
Nominal (STC) 4560 Wp  
Módulos 1 Cadena x 8 En series

**Inversor**

Fabricante Generic  
Modelo SUN2000-20KTL-M3 220Vac  
(Base de datos PVsyst original)

Unidad Nom. Potencia 20.0 kWca  
Número de inversores 2 unidades  
Potencia total 40.0 kWca

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.37

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.25

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Características del generador FV**

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	4274 Wp
U mpp	319 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	0.91

**Conjunto #4 - INV 1 MPPT 4**

Orientación	#2
Inclinación/Azimut	10/-59 °
Número de módulos FV	8 unidades
Nominal (STC)	4560 Wp
Módulos	1 Cadena x 8 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	4274 Wp
U mpp	319 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	0.91

**Conjunto #5 - INV 2 MPPT 1**

Orientación	#3
Inclinación/Azimut	5/-149 °
Número de módulos FV	9 unidades
Nominal (STC)	5.13 kWp
Módulos	1 Cadena x 9 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	4808 Wp
U mpp	359 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.03

**Conjunto #6 - INV 2 MPPT 2**

Orientación	#3
Inclinación/Azimut	5/-149 °
Número de módulos FV	6 unidades
Nominal (STC)	3420 Wp
Módulos	1 Cadena x 6 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	3206 Wp
U mpp	239 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	0.68

**Conjunto #7 - INV 2 MPPT 3**

Orientación	#4
Inclinación/Azimut	5/31 °
Número de módulos FV	12 unidades
Nominal (STC)	6.84 kWp
Módulos	1 Cadena x 12 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp	6.41 kWp
U mpp	479 V
I mpp	13 A

Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
Proporción Pnom (CC:CA)	1.37

**Conjunto #8 - INV 2 MPPT 4**

Orientación	#4
Inclinación/Azimut	5/31 °
Número de módulos FV	6 unidades
Nominal (STC)	3420 Wp
Módulos	1 Cadena x 6 En series

Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Potencia total	5.0 kWca



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Características del generador FV**

<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Pmpp	3206 Wp	Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
U mpp	239 V	Proporción Pnom (CC:CA)	0.68
I mpp	13 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	41 kWp	Potencia total	40 kWca
Total	72 módulos	Número de inversores	2 unidades
Área del módulo	186 m <sup>2</sup>	Proporción Pnom	1.03
		Sin reparto de potencia	

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>				
Frac. de pérdida	3.5 %	Temperatura módulo según irradiancia		Frac. de pérdida	2.0 %			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K					
		Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>Pérdida de calidad módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de cadenas</b>				
Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Frac. de pérdida	0.1 %			
<b>Módulo de degradación media</b>								
Año n°	1							
Factor de pérdida	0.4 %/año							
<b>Desajuste debido a la degradación</b>								
Dispersión Imp RMS	0.4 %/año							
Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año							
<b>Factor de pérdida IAM</b>								
Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Pérdidas de cableado CC**

Res. de cableado global	10 mΩ		
Frac. de pérdida	1.5 % en STC		
<b>Conjunto #1 - INV 1 MPPT 1</b>		<b>Conjunto #2 - INV 1 MPPT 2</b>	
Res. conjunto global	579 mΩ	Res. conjunto global	531 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
<b>Conjunto #3 - INV 1 MPPT 3</b>		<b>Conjunto #4 - INV 1 MPPT 4</b>	
Res. conjunto global	386 mΩ	Res. conjunto global	386 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
<b>Conjunto #5 - INV 2 MPPT 1</b>		<b>Conjunto #6 - INV 2 MPPT 2</b>	
Res. conjunto global	434 mΩ	Res. conjunto global	290 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
<b>Conjunto #7 - INV 2 MPPT 3</b>		<b>Conjunto #8 - INV 2 MPPT 4</b>	
Res. conjunto global	579 mΩ	Res. conjunto global	290 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC

**Pérdidas del sistema.**

--



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Pérdidas del sistema.**

**Indisponibilidad del sistema**

Frac. de tiempo	1.0 %
	3.7 días,
	3 períodos

**Pérdidas de cableado CA**

**Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección**

Voltaje inversor	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.53 % en STC

**Sistema global**

Sección cables	Cobre 3 x 16 mm <sup>2</sup>
Longitud de los cables	16 m

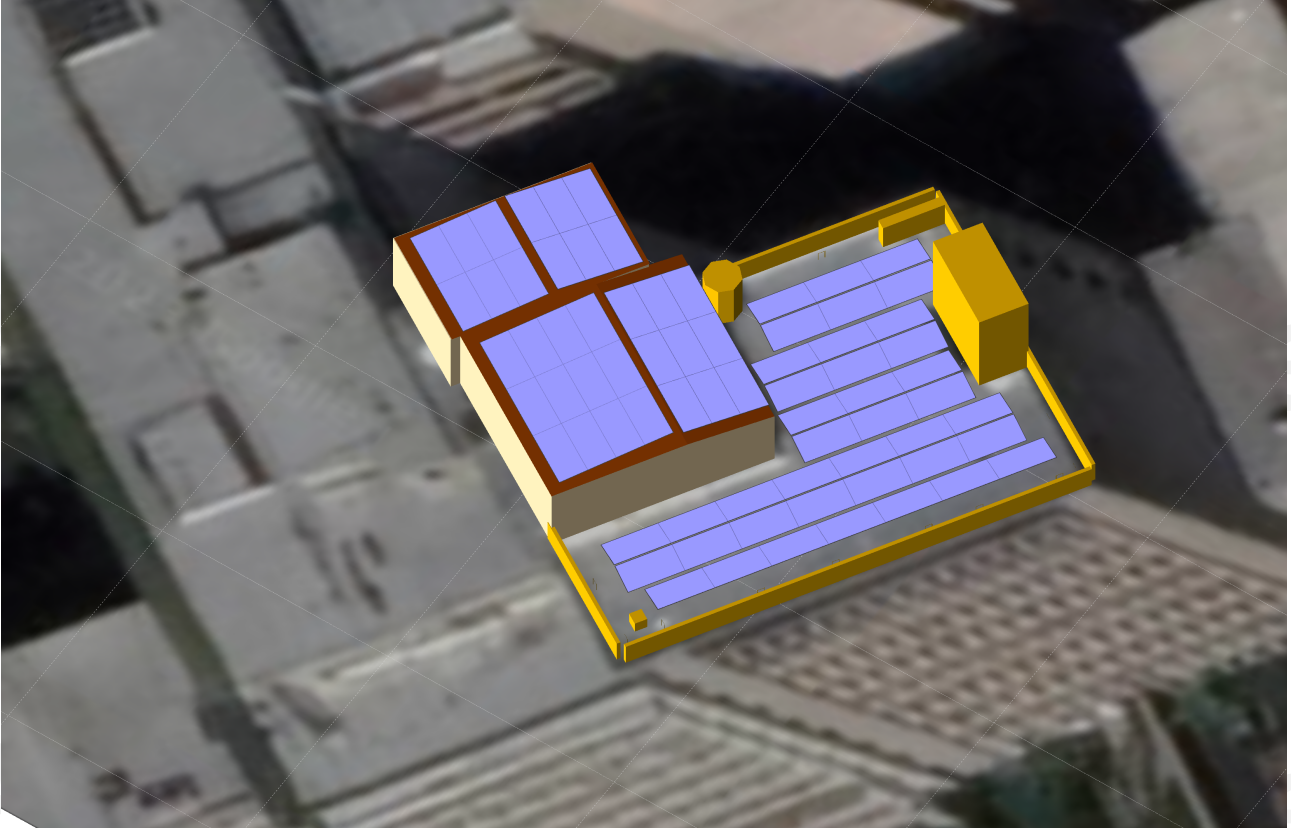


PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Parámetro de sombreados cercanos**

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante





PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación: 08/06/23 20:12 con v7.3.4

Resultados principales

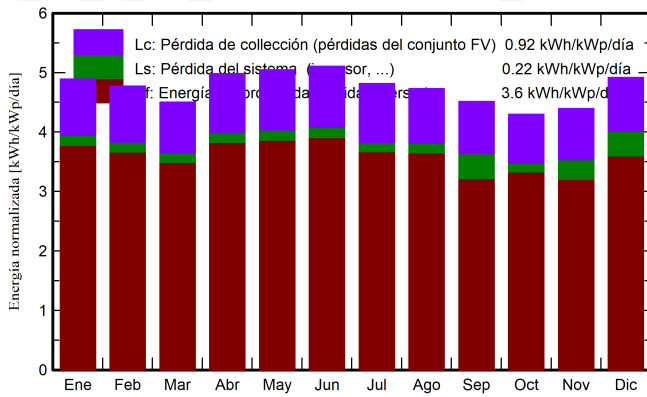
Producción del sistema

Energía producida	53.99 MWh/año	Producción específica	1315 kWh/kWp/año
Energía usada	255.91 MWh/año	Proporción rend. PR	75.92 %
		Fracción solar (SF)	20.51 %

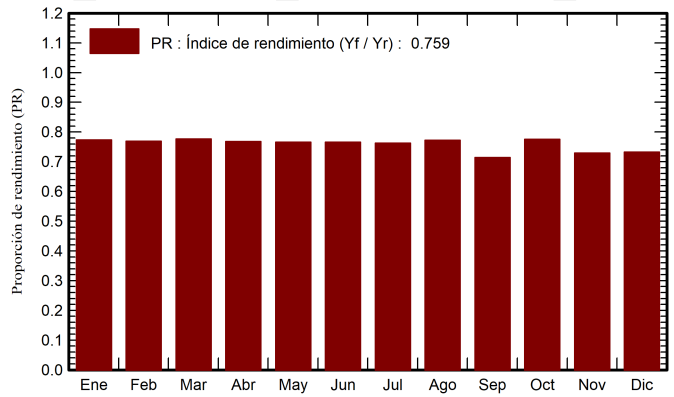
Evaluación económica

<b>Inversión</b>		<b>Costo anual</b>		<b>LCOE</b>	
Global	46209.36 USD	Anualidades	0.00 USD/año	Costo energético	0.04 USD/kWh
Específico	1.13 USD/Wp	Costos de func.	1023.36 USD/año		
		Período de recuperación	5.2 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



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	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	152.7	64.25	13.06	151.6	132.4	5.026	21.33	4.610	0.199	16.72
Febrero	134.4	67.29	13.40	133.6	115.9	4.405	21.33	4.153	0.064	17.17
Marzo	140.3	69.72	13.63	139.6	122.1	4.647	21.33	4.297	0.151	17.03
Abril	150.2	69.16	13.67	149.5	129.6	4.926	21.33	4.569	0.146	16.76
Mayo	157.0	74.66	13.84	156.5	134.6	5.137	21.33	4.766	0.155	16.56
Junio	153.6	66.67	13.38	153.2	131.1	5.025	21.33	4.719	0.095	16.61
Julio	149.7	68.28	13.48	149.3	127.5	4.876	21.33	4.529	0.143	16.80
Agosto	147.3	74.87	13.41	146.6	126.4	4.850	21.33	4.538	0.112	16.79
Septiembre	136.2	65.93	13.05	135.3	118.2	4.482	21.33	3.837	0.127	17.49
Octubre	134.3	68.19	13.32	133.2	116.3	4.426	21.33	4.074	0.165	17.25
Noviembre	132.9	70.82	13.29	131.9	113.5	4.355	21.33	3.896	0.055	17.43
Diciembre	153.8	71.34	13.26	152.5	133.4	5.114	21.33	4.492	0.092	16.83
Año	1742.4	831.18	13.40	1732.7	1501.0	57.268	255.91	52.482	1.503	203.43

Leyendas

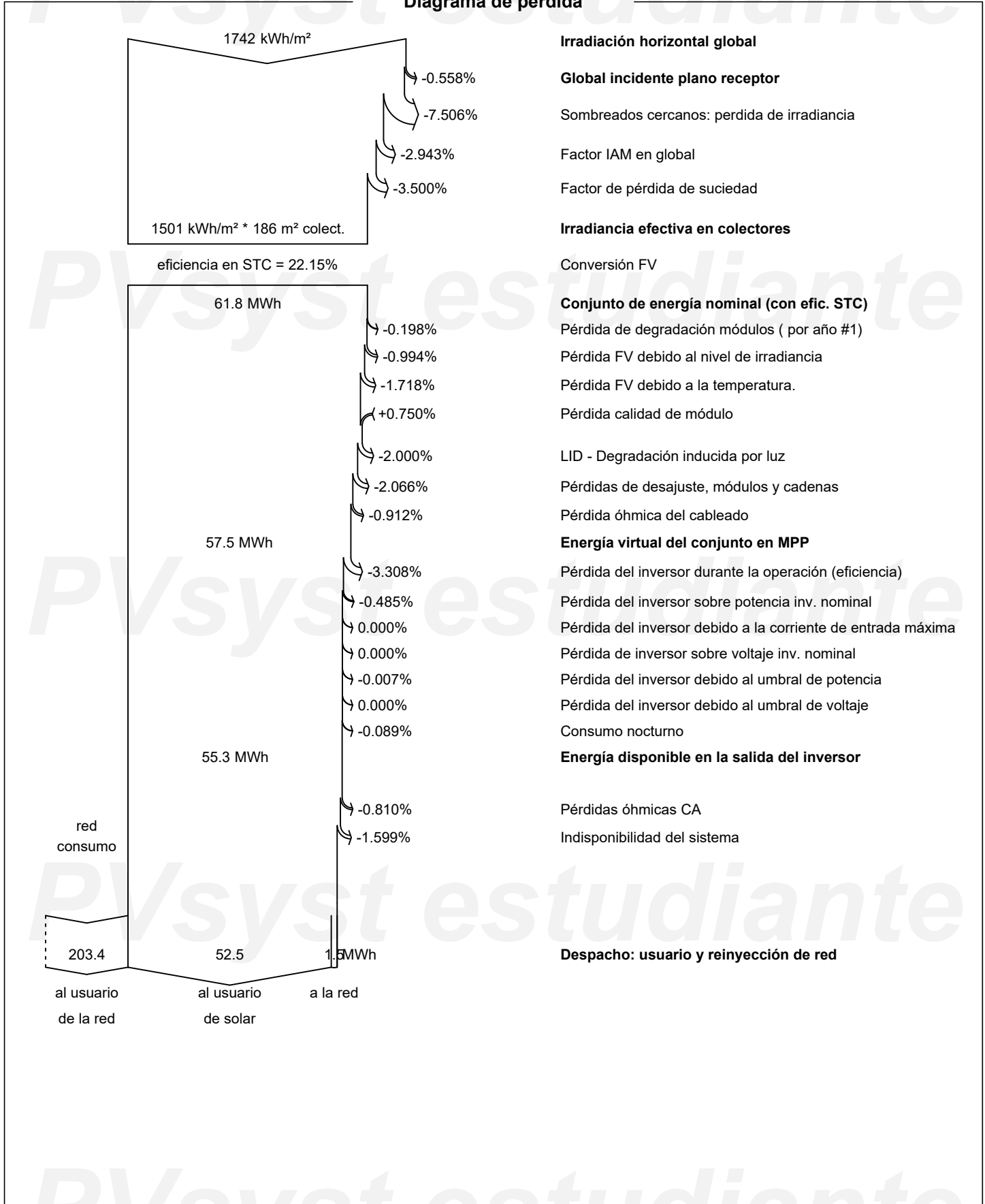
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global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



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

Diagrama de pérdida



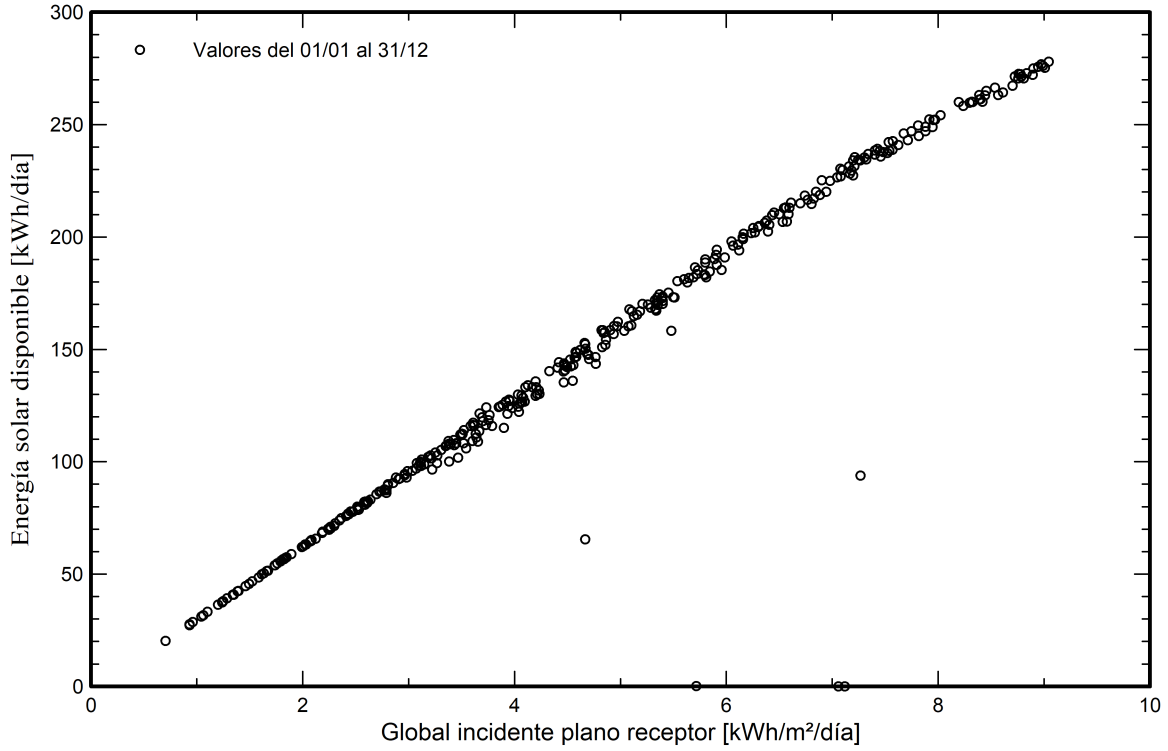


PVsyst V7.3.4

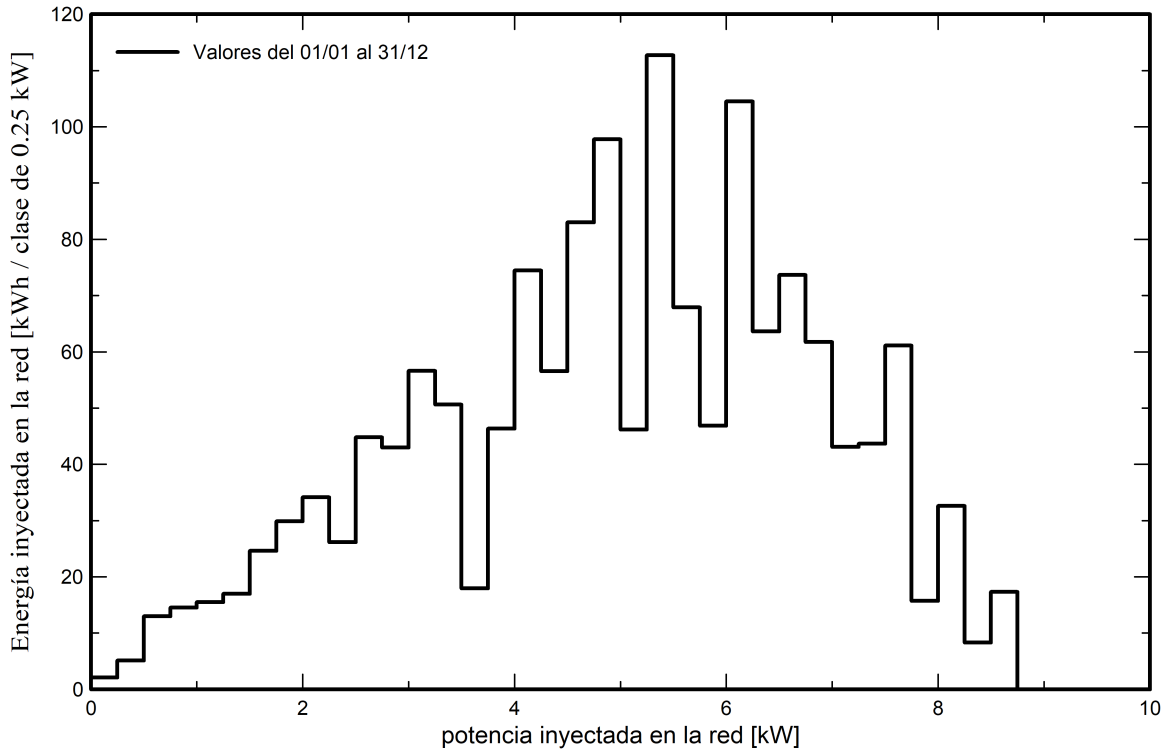
VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Costo del sistema**

**Costes de instalación**

Artículo	Cantidad unidades	Costo USD	Total USD
Módulos FV			
LR5-72HTH-570M	72	185.87	13382.64
Soportes para módulos	72	32.93	2370.96
Inversores			
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	2	2633.52	5267.04
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	3232.18	3232.18
Cableado	1	6046.69	6046.69
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	1729.50	1729.50
Protecciones	1	474.25	474.25
Estudios y análisis			
Ingeniería	1	2964.06	2964.06
Permisos y otras tarifas admin.	1	869.57	869.57
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	72	36.97	2661.84
Conexión a la red	1	2810.35	2810.35
Impuestos			
IVA	1	0.00	4400.28
		Total	46209.36
		Activo amortizable	24252.82

**Costos de operación**

Artículo	Total USD/año
Mantenimiento	
Reparaciones	462.09
Total (OPEX)	462.09
Incluyendo inflación (5.00%)	1023.36

**Resumen del sistema**

Costo total de instalación	46209.36 USD
Costos de operación (Incl. inflación 5.00%/año)	1023.36 USD/año
Energía no utilizada	52.5 MWh/año
Energía vendida a la red	1.5 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.045 USD/kWh



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Análisis financiero**

**Período de simulación**

Vida del proyecto 30 años Año de inicio 2024

**Variación del ingreso a lo largo del tiempo**

Inflación 5.00 %/año  
Variación de producción (envejecimiento) 0.38 %/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

**Activos amortizables**

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (USD)	Amortizable (USD)
Módulos FV				
LR5-72HTH-570M	Línea recta	20	0.00	13382.64
Soportes para módulos	Línea recta	20	0.00	2370.96
Inversores				
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	Línea recta	20	0.00	5267.04
Accesorios, sujetadores	Línea recta	20	0.00	3232.18
		<b>Total</b>	<b>0.00</b>	<b>24252.82</b>

**Financiamiento**

Fondos propios 46209.36 USD

**Venta de electricidad**

Tarifa de alimentación 0.1150 USD/kWh  
Duración de la garantía de tarifas 20 años  
Impuesto de conexión anual 0.00 USD/kWh  
Variación de tarifa anual +5.0 %/año  
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.00 %

**Autoconsumo**

Tarifa de consumo 0.1570 USD/kWh  
Evolución de tarifas +5.0 %/año

**Retorno de la inversión**

Período de recuperación 5.2 años  
Valor presente neto (VPN) 520671.38 USD  
Tasa de rendimiento interno (TRI) 22.45 %  
Retorno de la inversión (ROI) 1126.8 %



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Análisis financiero**

**Resultados económicos detallados (USD)**

Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Ahorro de consumo	Cumul lucro	% amorti.
0	0	46209	0	0	0	0	0	0	-46209	0.0%
1	179	0	462	1213	0	0	-284	8240	-38253	17.2%
2	188	0	485	1213	0	0	-297	8685	-29866	35.4%
3	198	0	509	1213	0	0	-311	9154	-21023	54.5%
4	209	0	535	1213	0	0	-326	9648	-11701	74.7%
5	220	0	562	1213	0	0	-341	10169	-1874	95.9%
6	232	0	590	1213	0	0	-358	10718	8486	118.4%
7	245	0	619	1213	0	0	-375	11296	19408	142.0%
8	258	0	650	1213	0	0	-392	11906	30922	166.9%
9	272	0	683	1213	0	0	-411	12549	43060	193.2%
10	287	0	717	1213	0	0	-430	13226	55856	220.9%
11	302	0	753	1213	0	0	-451	13941	69346	250.1%
12	318	0	790	1213	0	0	-472	14693	83567	280.8%
13	335	0	830	1213	0	0	-494	15487	98559	313.3%
14	354	0	871	1213	0	0	-518	16323	114364	347.5%
15	373	0	915	1213	0	0	-542	17204	131026	383.5%
16	393	0	961	1213	0	0	-568	18133	148591	421.6%
17	414	0	1009	1213	0	0	-595	19112	167108	461.6%
18	436	0	1059	1213	0	0	-623	20144	186629	503.9%
19	460	0	1112	1213	0	0	-652	21231	207208	548.4%
20	485	0	1168	1213	0	0	-683	22377	228902	595.4%
21	487	0	1226	0	0	0	-739	23586	251748	644.8%
22	488	0	1287	0	0	0	-799	24859	275808	696.9%
23	490	0	1352	0	0	0	-861	26201	301148	751.7%
24	492	0	1419	0	0	0	-927	27616	327837	809.5%
25	494	0	1490	0	0	0	-996	29107	355947	870.3%
26	496	0	1565	0	0	0	-1069	30678	385556	934.4%
27	498	0	1643	0	0	0	-1145	32334	416745	1001.9%
28	500	0	1725	0	0	0	-1225	34080	449600	1073.0%
29	502	0	1811	0	0	0	-1310	35920	484210	1147.9%
30	504	0	1902	0	0	0	-1399	37859	520671	1226.8%
<b>Total</b>	<b>11108</b>	<b>46209</b>	<b>30701</b>	<b>24253</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-19593</b>	<b>586474</b>	<b>520671</b>	<b>1226.8%</b>

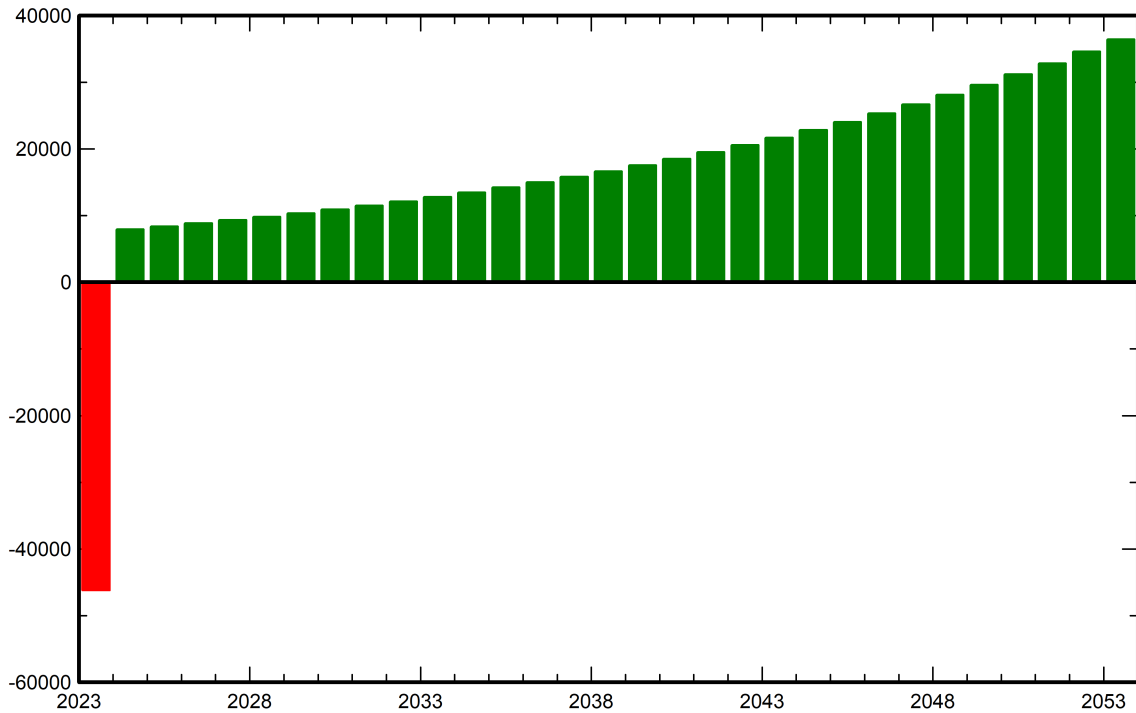


PVsyst V7.3.4

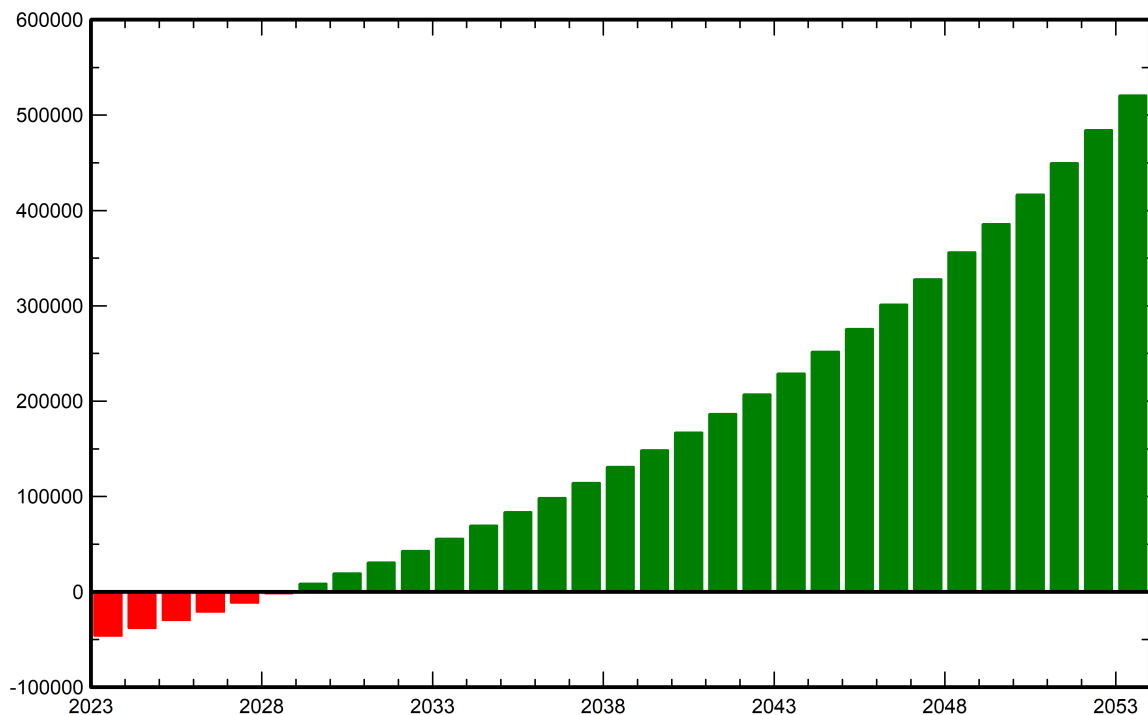
VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Análisis financiero**

**Beneficio neto anual (USD)**



**Flujo de caja acumulativo (USD)**





PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 20:12  
con v7.3.4

**Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Total: 106.0 tCO<sub>2</sub>

**Emisiones generadas**

Total: 71.23 tCO<sub>2</sub>

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

**Emisiones reemplazadas**

Total: 204.3 tCO<sub>2</sub>

Sistema de producción: 54.04 MWh/año

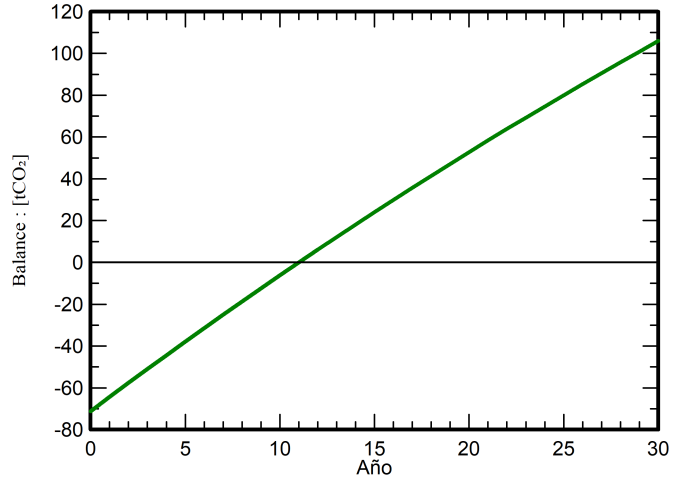
Emisiones del ciclo de vida de la red: 126 gCO<sub>2</sub>/kWh

Fuente: Valor personalizado suministrado por el usuario

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

**Emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada vs tiempo**



**Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema**

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Módulos	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	41.0 kWp	70290
Soportes	1.02 kgCO <sub>2</sub> /kg	720 kg	735
Inversores	101 kgCO <sub>2</sub> /unidades	2.00 unidades	202

# PVsyst - Informe de simulación

## Sistema conectado a la red

---

Proyecto: Universidad del Rosario - Torre 2

Variante: Huawei

Paneles Sobre Cubierta

Potencia del sistema: 25.65 kWp

Sede L CUN - Colombia

**Autor(a)**

Jose Rueda (Colombia)

Colombia



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

**Resumen del proyecto**

<b>Sitio geográfico</b>	<b>Situación</b>	<b>Configuración del proyecto</b>
<b>Sede L CUN</b>	Latitud	Albedo
Colombia	4.60 °N	0.20
	Longitud	
	-74.07 °W	
	Altitud	
	2624 m	
	Zona horaria	
	UTC-5	
<b>Datos meteo</b>		
Sede L CUN		
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético		

**Resumen del sistema**

<b>Sistema conectado a la red</b>	<b>Paneles Sobre Cubierta</b>		
Simulación para el año nº 1			
<b>Orientación campo FV</b>	<b>Sombreados cercanos</b>	<b>Necesidades del usuario</b>	
Plano fijo	Sombreados lineales	Valores mensuales	
Inclinación/Azimut			
10 / 31.4 °			
<b>Información del sistema</b>			
<b>Generador FV</b>		<b>Inversores</b>	
Núm. de módulos	45 unidades	Núm. de unidades	1 unidad
Pnom total	25.65 kWp	Pnom total	20.00 kWca
		Proporción Pnom	1.283

**Resumen de resultados**

Energía producida	35.80 MWh/año	Producción específica	1396 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	80.62 %
Energía usada	67.33 MWh/año			Fracción solar (SF)	33.64 %

**Tabla de contenido**

Resumen de proyectos y resultados	2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema.	3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados	5
Resultados principales	6
Diagrama de pérdida	7
Gráficos predefinidos	8
Costo del sistema	9
Análisis financiero	10
Balance de emisiones de CO <sub>2</sub>	13



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

Jose Rueda (Colombia)

**Parámetros generales**

**Sistema conectado a la red**

**Orientación campo FV**

**Orientación**  
Plano fijo  
Inclinación/Azimut 10 / 31.4 °

**Paneles Sobre Cubierta**

**Configuración de cobertizos**

Núm. de cobertizos 3 unidades  
Conjuntos idénticos  
**Tamaños**  
Espaciado entre cobertizos 4.08 m  
Ancho de colector 3.44 m  
Proporc. cob. suelo (GCR) 84.4 %

**Ángulo límite de sombreado**

Ángulo límite de perfil 41.3 °

**Modelos usados**

Transposición Perez  
Difuso Perez, Meteororm  
Circunsolar separado

**Horizonte**

Horizonte libre

**Sombreados cercanos**

Sombreados lineales

**Necesidades del usuario**

Valores mensuales

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Año	
5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	5.61	67.3	MWh/mes

**Características del generador FV**

**Módulo FV**

Fabricante Generic  
Modelo LR5-72HTH-570M  
(Definición de parámetros personalizados)  
Unidad Nom. Potencia 570 Wp  
Número de módulos FV 45 unidades  
Nominal (STC) 25.65 kWp

**Inversor**

Fabricante Generic  
Modelo SUN2000-20KTL-M3 220Vac  
(Base de datos PVsyst original)  
Unidad Nom. Potencia 20.0 kWca  
Número de inversores 1 unidad  
Potencia total 20.0 kWca

**Conjunto #1 - INV 1 MPPT 1**

Número de módulos FV 11 unidades  
Nominal (STC) 6.27 kWp  
Módulos 1 Cadena x 11 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.88 kWp  
U mpp 439 V  
I mpp 13 A

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.25

**Conjunto #2 - INV 1 MPPT 2**

Número de módulos FV 11 unidades  
Nominal (STC) 6.27 kWp  
Módulos 1 Cadena x 11 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.88 kWp  
U mpp 439 V  
I mpp 13 A

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.25

**Conjunto #3 - INV 1 MPPP 3**

Número de módulos FV 11 unidades  
Nominal (STC) 6.27 kWp  
Módulos 1 Cadena x 11 En series

Número de inversores 1 \* MPPT 25% 0.3 unidad  
Potencia total 5.0 kWca

**En cond. de funcionam. (50°C)**

Pmpp 5.88 kWp  
U mpp 439 V  
I mpp 13 A

Voltaje de funcionamiento 200-750 V  
Potencia máx. (=>40°C) 22.0 kWca  
Proporción Pnom (CC:CA) 1.25



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

**Características del generador FV**

<b>Conjunto #4 - INV 1 MPPT 4</b>			
Número de módulos FV	12 unidades	Número de inversores	1 * MPPT 25% 0.3 unidad
Nominal (STC)	6.84 kWp	Potencia total	5.0 kWca
Módulos	1 Cadena x 12 En series		
<b>En cond. de funcionam. (50°C)</b>		Voltaje de funcionamiento	200-750 V
Pmpp	6.41 kWp	Potencia máx. (=>40°C)	22.0 kWca
U mpp	479 V	Proporción Pnom (CC:CA)	1.37
I mpp	13 A		
<b>Potencia FV total</b>		<b>Potencia total del inversor</b>	
Nominal (STC)	26 kWp	Potencia total	20 kWca
Total	45 módulos	Número de inversores	1 unidad
Área del módulo	116 m <sup>2</sup>	Proporción Pnom	1.28
		Sin reparto de potencia	

**Pérdidas del conjunto**

<b>Pérdidas de suciedad del conjunto</b>		<b>Factor de pérdida térmica</b>		<b>LID - Degradación Inducida por Luz</b>				
Frac. de pérdida	3.5 %	Temperatura módulo según irradiancia		Frac. de pérdida	2.0 %			
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K					
		Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s					
<b>Pérdida de calidad módulo</b>		<b>Pérdidas de desajuste de módulo</b>		<b>Módulo de degradación media</b>				
Frac. de pérdida	-0.8 %	Frac. de pérdida	2.0 % en MPP	Año n°	1			
				Factor de pérdida	0.4 %/año			
				<b>Desajuste debido a la degradación</b>				
				Dispersión Imp RMS	0.4 %/año			
				Dispersión Vmp RMS	0.4 %/año			
<b>Factor de pérdida IAM</b>								
Efecto de incidencia (IAM): Vidrio liso Fresnel, n = 1.526								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

**Pérdidas de cableado CC**

Res. de cableado global	10 mΩ		
Frac. de pérdida	1.5 % en STC		
<b>Conjunto #1 - INV 1 MPPT 1</b>		<b>Conjunto #2 - INV 1 MPPT 2</b>	
Res. conjunto global	531 mΩ	Res. conjunto global	531 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC
<b>Conjunto #3 - INV 1 MPPP 3</b>		<b>Conjunto #4 - INV 1 MPPT 4</b>	
Res. conjunto global	531 mΩ	Res. conjunto global	579 mΩ
Frac. de pérdida	1.5 % en STC	Frac. de pérdida	1.5 % en STC

**Pérdidas de cableado CA**

<b>Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección</b>	
Voltaje inversor	220 Vca tri
Frac. de pérdida	1.55 % en STC
<b>Sistema global</b>	
Sección cables	Cobre 3 x 16 mm <sup>2</sup>
Longitud de los cables	26 m



Parámetro de sombreados cercanos

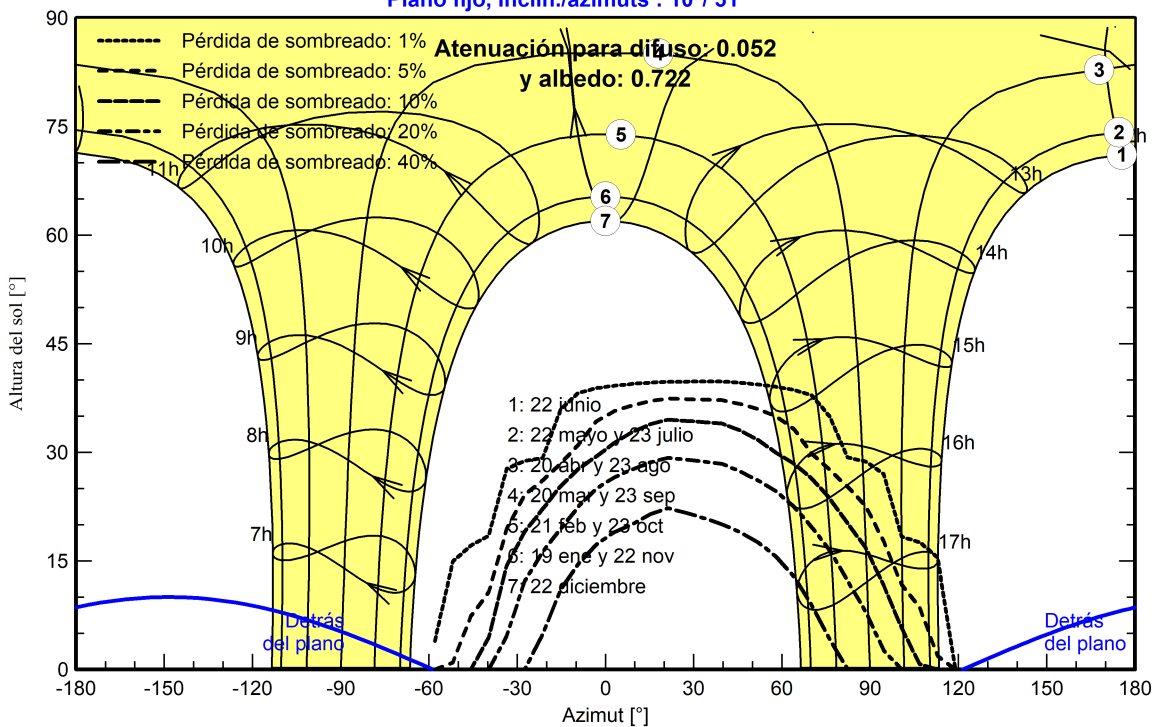
Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante



Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Incl./azimuts : 10°/ 31°





PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación: 08/06/23 21:03 con v7.3.4

Resultados principales

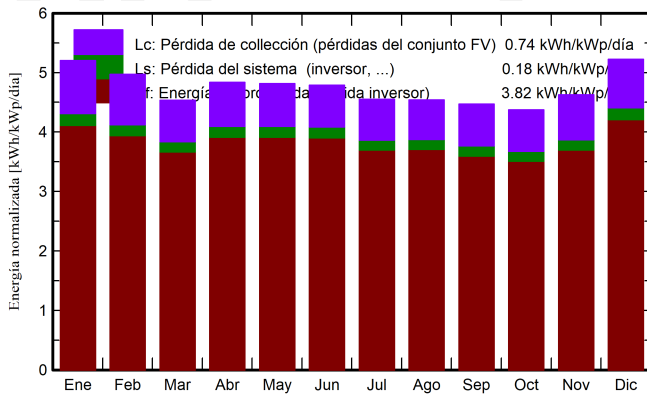
Producción del sistema

Energía producida	35.80 MWh/año	Producción específica	1396 kWh/kWp/año
Energía usada	67.33 MWh/año	Proporción rend. PR	80.62 %
		Fracción solar (SF)	33.64 %

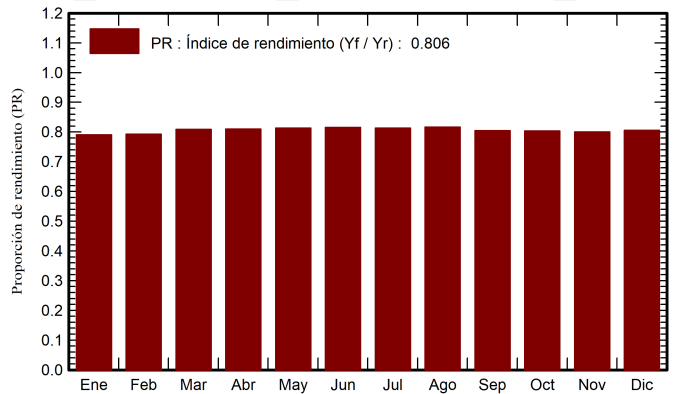
Evaluación económica

<b>Inversión</b>		<b>Costo anual</b>		<b>LCOE</b>	
Global	30597.06 USD	Anualidades	0.00 USD/año	Costo energético	0.05 USD/kWh
Específico	1.19 USD/Wp	Costos de func.	677.59 USD/año		
		Período de recuperación	5.7 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



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	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	152.7	64.25	13.06	161.3	146.6	3.432	5.611	1.916	1.356	3.695
Febrero	134.4	67.29	13.40	139.2	126.1	2.965	5.611	1.864	0.967	3.747
Marzo	140.3	69.72	13.63	140.5	128.6	3.054	5.611	1.816	1.100	3.795
Abril	150.2	69.16	13.67	145.1	132.8	3.155	5.611	1.863	1.149	3.748
Mayo	157.0	74.66	13.84	149.2	136.2	3.257	5.611	1.957	1.155	3.654
Junio	153.6	66.67	13.38	143.7	131.0	3.145	5.611	1.947	1.059	3.664
Julio	149.7	68.28	13.48	141.0	128.4	3.077	5.611	1.908	1.034	3.704
Agosto	147.3	74.87	13.41	140.8	128.4	3.083	5.611	1.936	1.013	3.675
Septiembre	136.2	65.93	13.05	134.2	123.0	2.900	5.611	1.753	1.015	3.858
Octubre	134.3	68.19	13.32	135.5	123.8	2.926	5.611	1.777	1.017	3.834
Noviembre	132.9	70.82	13.29	138.7	125.0	2.979	5.611	1.890	0.958	3.721
Diciembre	153.8	71.34	13.26	162.0	147.2	3.506	5.611	2.022	1.327	3.590
Año	1742.4	831.18	13.40	1731.1	1577.0	37.480	67.334	22.649	13.151	44.685

Leyendas

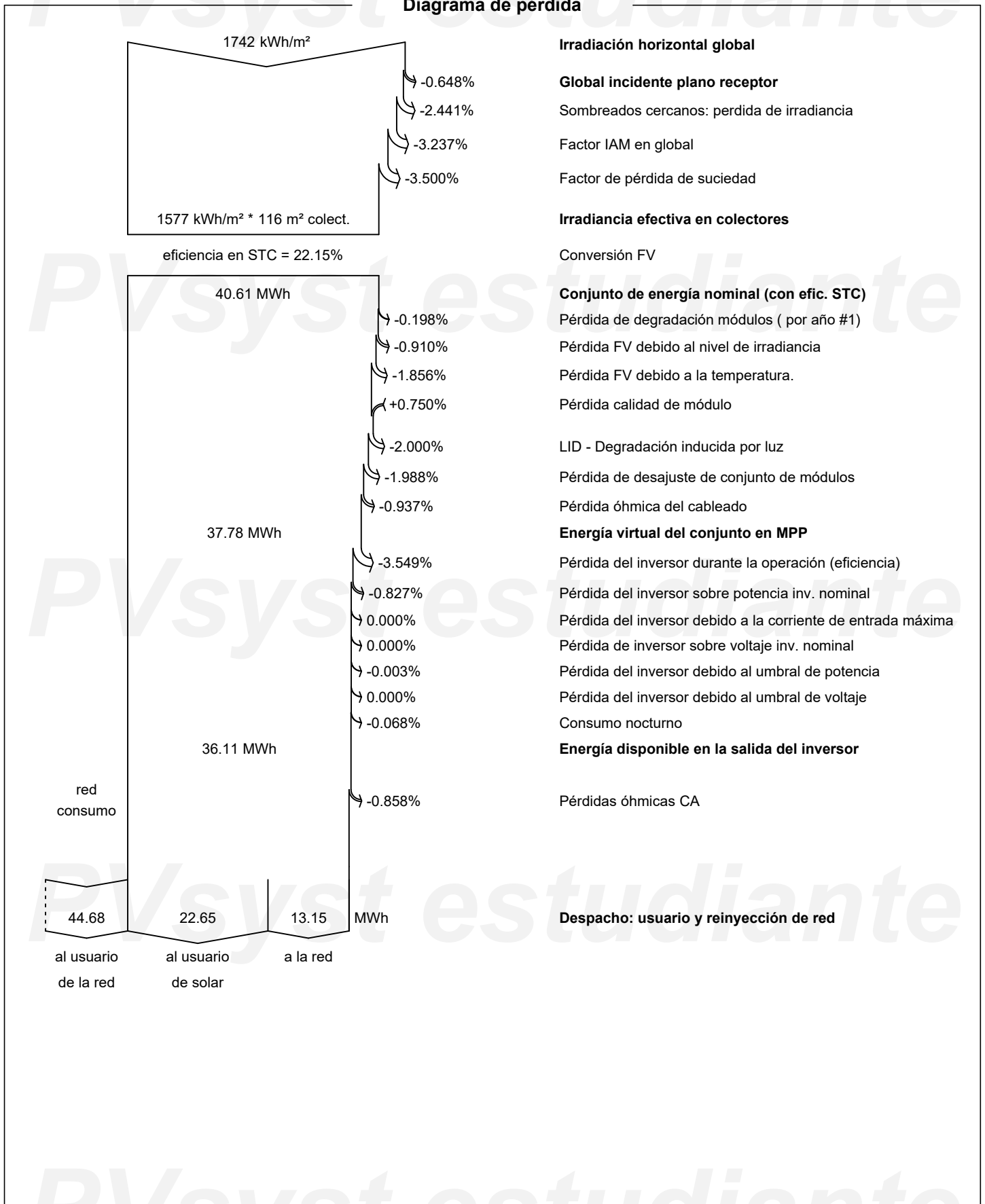
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global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



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

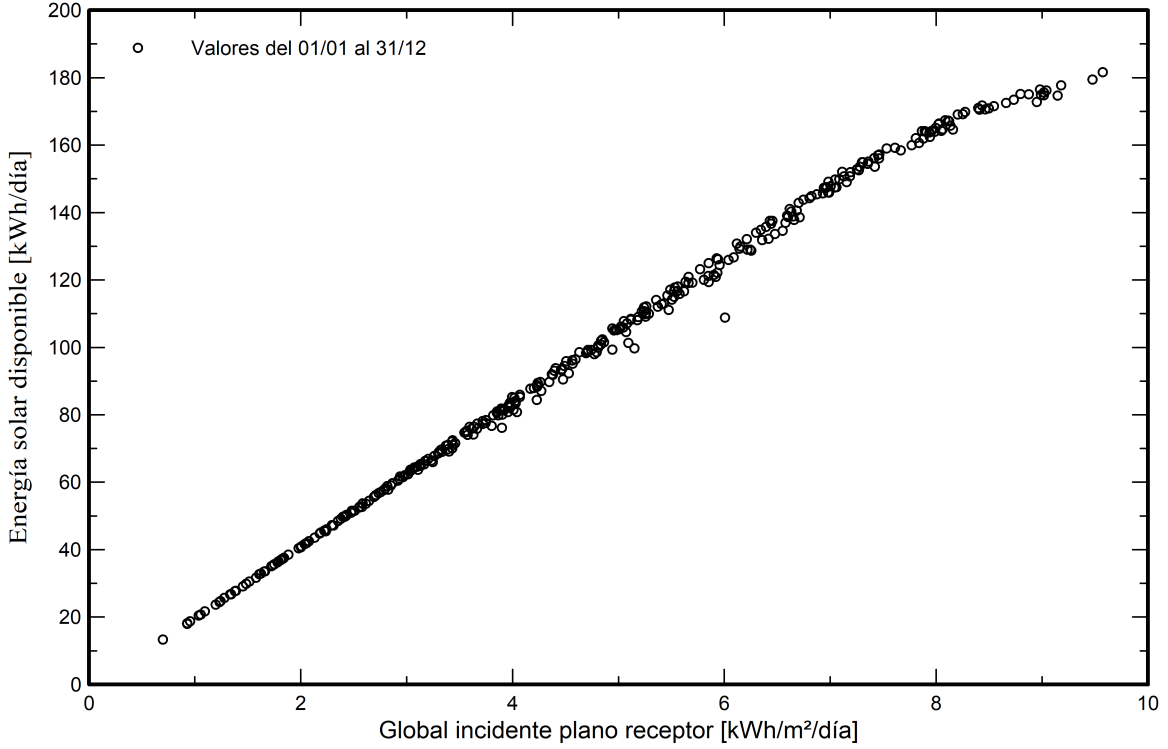
Diagrama de pérdida



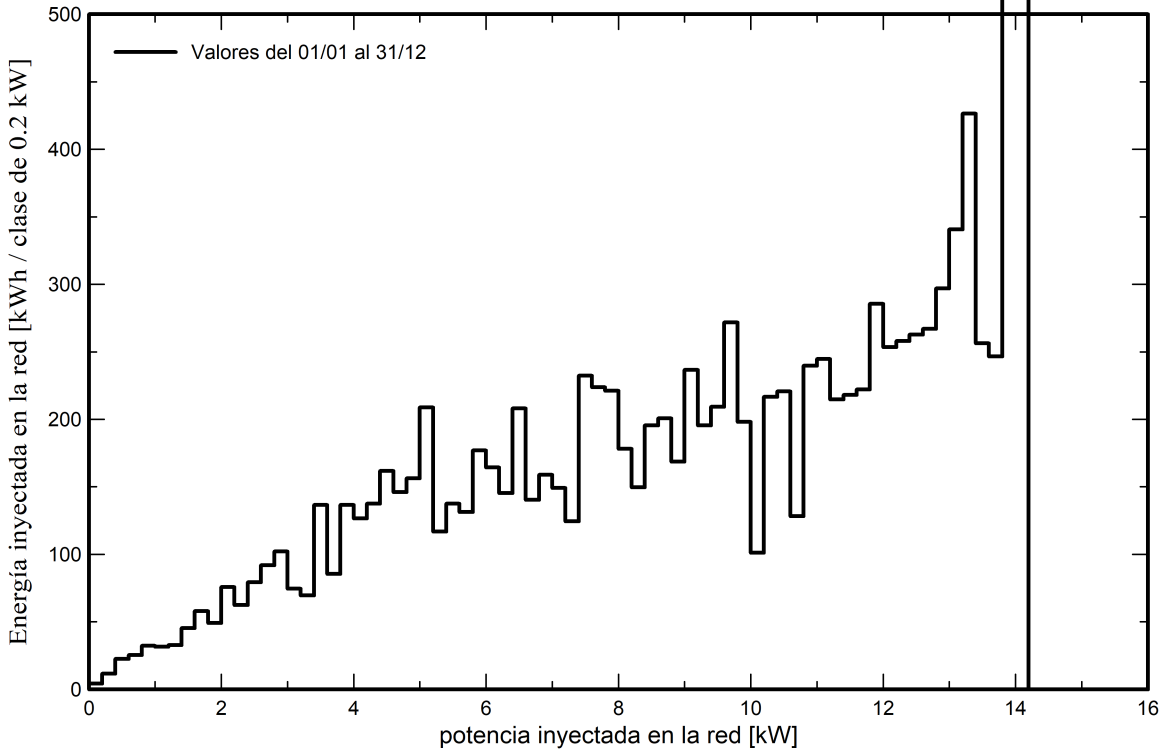


Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema





**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

Jose Rueda (Colombia)

**Costo del sistema**

**Costes de instalación**

Artículo	Cantidad unidades	Costo USD	Total USD
Módulos FV			
LR5-72HTH-570M	45	185.87	8364.15
Soportes para módulos	45	101.19	4553.55
Inversores			
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	1	2633.52	2633.52
Otros componentes			
Accesorios, sujetadores	1	1808.16	1808.16
Cableado	1	2552.11	2552.11
Sistema de monitoreo, pantalla de visualización	1	1729.50	1729.50
Protecciones	1	500.49	500.49
Estudios y análisis			
Ingeniería	1	1172.58	1172.58
Permisos y otras tarifas admin.	1	652.17	652.17
Instalación			
Costo de instalación global por módulo	45	38.78	1745.10
Conexión a la red	1	1756.47	1756.47
Impuestos			
IVA	1	0.00	3129.26
		Total	30597.06
		Activo amortizable	17359.38

**Costos de operación**

Artículo	Total USD/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	305.96
Total (OPEX)	305.96
Incluyendo inflación (5.00%)	677.59

**Resumen del sistema**

Costo total de instalación	30597.06 USD
Costos de operación (Incl. inflación 5.00%/año)	677.59 USD/año
Energía no utilizada	22.6 MWh/año
Energía vendida a la red	13.2 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	0.047 USD/kWh



**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

Jose Rueda (Colombia)

**Análisis financiero**

**Período de simulación**

Vida del proyecto 30 años Año de inicio 2024

**Variación del ingreso a lo largo del tiempo**

Inflación 5.00 %/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

**Activos amortizables**

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (USD)	Amortizable (USD)
Módulos FV				
LR5-72HTH-570M	Línea recta	20	0.00	8364.15
Soportes para módulos	Línea recta	20	0.00	4553.55
Inversores				
SUN2000-20KTL-M3 220Vac	Línea recta	20	0.00	2633.52
Accesorios, sujetadores	Línea recta	20	0.00	1808.16
		Total	0.00	17359.38

**Financiamiento**

Fondos propios 30597.06 USD

**Venta de electricidad**

Tarifa de alimentación 0.1150 USD/kWh  
Duración de la garantía de tarifas 20 años  
Impuesto de conexión anual 0.00 USD/kWh  
Variación de tarifa anual +5.0 %/año  
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía 0.00 %

**Autoconsumo**

Tarifa de consumo 0.1570 USD/kWh  
Evolución de tarifas +5.0 %/año

**Retorno de la inversión**

Período de recuperación 5.7 años  
Valor presente neto (VPN) 273729.63 USD  
Tasa de rendimiento interno (TRI) 20.27 %  
Retorno de la inversión (ROI) 894.6 %



PVsyst V7.3.4

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

**Análisis financiero**

**Resultados económicos detallados (USD)**

Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Ahorro de consumo	Cumul. lucro	% amorti.
0	0	30597	0	0	0	0	0	0	-30597	0.0%
1	1515	0	306	868	341	0	1209	3556	-25832	15.6%
2	1591	0	321	868	402	0	1270	3734	-20828	31.9%
3	1671	0	337	868	465	0	1333	3920	-15574	49.1%
4	1754	0	354	868	532	0	1400	4116	-10058	67.1%
5	1842	0	372	868	602	0	1470	4322	-4265	86.1%
6	1934	0	390	868	676	0	1544	4538	1817	105.9%
7	2031	0	410	868	753	0	1621	4765	8203	126.8%
8	2132	0	431	868	834	0	1702	5004	14908	148.7%
9	2239	0	452	868	919	0	1787	5254	21949	171.7%
10	2351	0	475	868	1008	0	1876	5516	29341	195.9%
11	2468	0	498	868	1102	0	1970	5792	37104	221.3%
12	2592	0	523	868	1201	0	2069	6082	45254	247.9%
13	2721	0	549	868	1304	0	2172	6386	53812	275.9%
14	2858	0	577	868	1413	0	2281	6705	62798	305.2%
15	3000	0	606	868	1527	0	2395	7040	72233	336.1%
16	3150	0	636	868	1646	0	2514	7393	82140	368.5%
17	3308	0	668	868	1772	0	2640	7762	92542	402.5%
18	3473	0	701	868	1904	0	2772	8150	103465	438.2%
19	3647	0	736	868	2043	0	2911	8558	114933	475.6%
20	3829	0	773	868	2188	0	3056	8986	126975	515.0%
21	3829	0	812	0	3018	0	3018	9435	139427	555.7%
22	3829	0	852	0	2977	0	2977	9907	152311	597.8%
23	3829	0	895	0	2934	0	2934	10402	165648	641.4%
24	3829	0	940	0	2890	0	2890	10922	179459	686.5%
25	3829	0	987	0	2843	0	2843	11468	193770	733.3%
26	3829	0	1036	0	2793	0	2793	12042	208605	781.8%
27	3829	0	1088	0	2742	0	2742	12644	223990	832.1%
28	3829	0	1142	0	2687	0	2687	13276	239953	884.2%
29	3829	0	1199	0	2630	0	2630	13940	256523	938.4%
30	3829	0	1259	0	2570	0	2570	14637	273730	994.6%
<b>Total</b>	<b>88403</b>	<b>30597</b>	<b>20328</b>	<b>17359</b>	<b>50716</b>	<b>0</b>	<b>68075</b>	<b>236252</b>	<b>273730</b>	<b>994.6%</b>

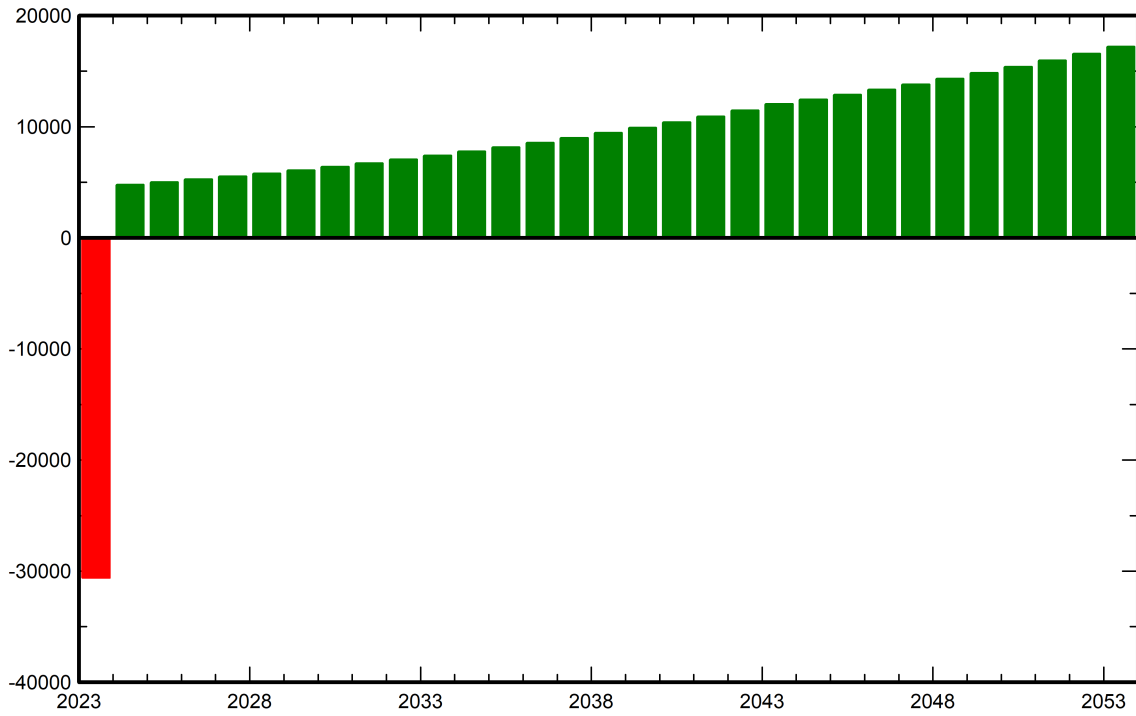


PVsyst V7.3.4

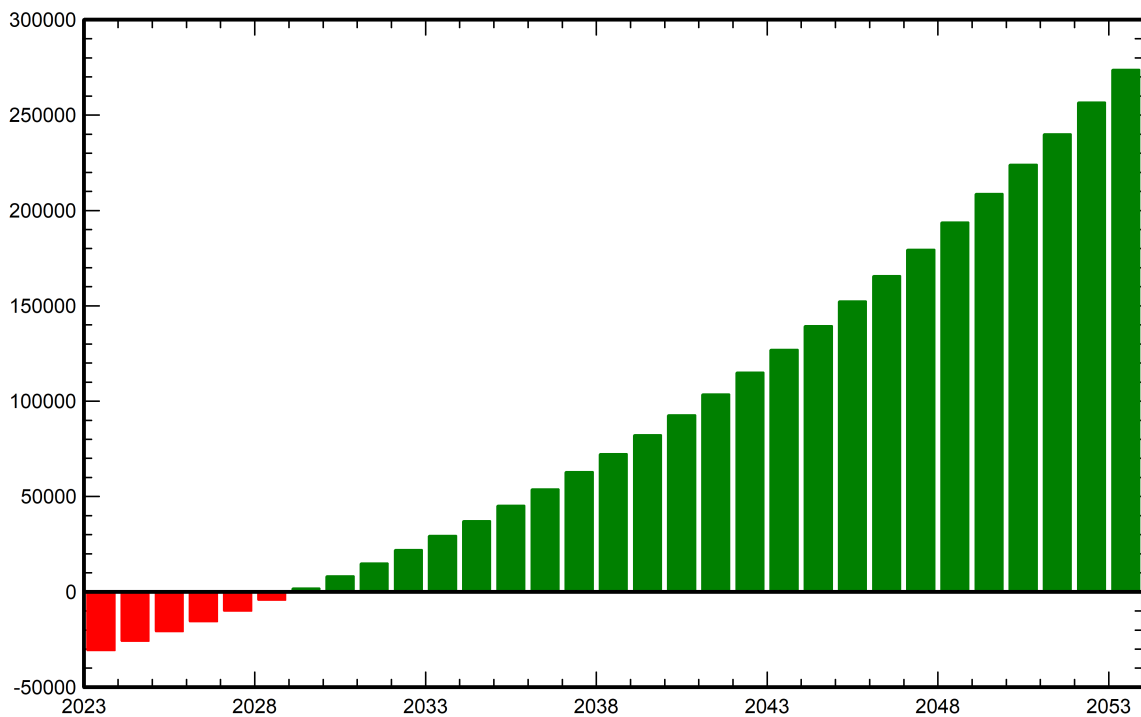
VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

Análisis financiero

Beneficio neto anual (USD)



Flujo de caja acumulativo (USD)





**PVsyst V7.3.4**

VC2, Fecha de simulación:  
08/06/23 21:03  
con v7.3.4

**Balance de emisiones de CO<sub>2</sub>**

Total: 98.2 tCO<sub>2</sub>

**Emisiones generadas**

Total: 44.49 tCO<sub>2</sub>

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

**Emisiones reemplazadas**

Total: 164.4 tCO<sub>2</sub>

Sistema de producción: 35.83 MWh/año

Emisiones del ciclo de vida de la red: 153 gCO<sub>2</sub>/kWh

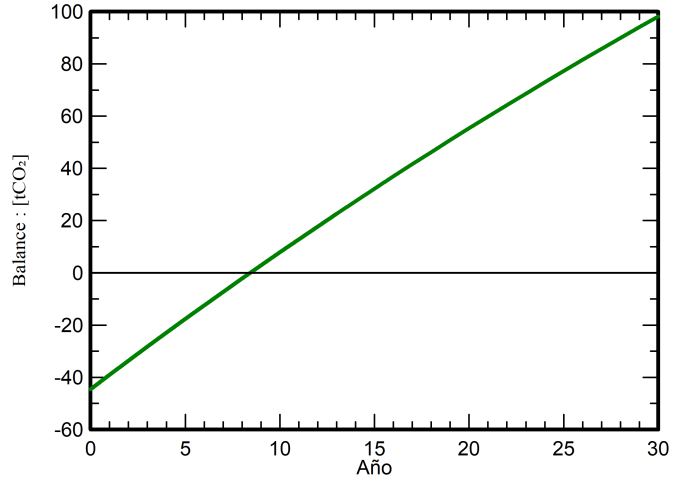
Fuente: Lista IEA

País: Colombia

Toda la vida: 30 años

Degradación anual: 1.0 %

**Emisión de CO<sub>2</sub> ahorrada vs tiempo**



**Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema**

Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			<b>[kgCO<sub>2</sub>]</b>
Módulos	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	25.7 kWp	43931
Soportes	1.02 kgCO <sub>2</sub> /kg	450 kg	459
Inversores	101 kgCO <sub>2</sub> /	1.00	101