

32

Fecha de presentación: diciembre, 2021

Fecha de aceptación: marzo, 2022

Fecha de publicación: mayo, 2022

POTENCIALIDADES

DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA SOBRE LA CUBIERTA DEL EDIFICIO CRAI DE LA UNIVERSIDAD DE CIENFUEGOS.

PHOTOVOLTAIC GENERATION POTENTIALS ON THE ROOF OF THE CRAI BUILDING OF THE UNIVERSITY OF CIENFUEGOS.

Luis Angel Iturralde Carrera¹

E-mail: luisiturralde97@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5595-9329>

Reinier Jiménez Borges¹

E-mail: rjborges@ucf.edu.cu

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3430-0322>

Ernesto Molina Santana²

E-mail: emolinasantana9734@gmail.com

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0611-1508>

Andrés Lorenzo Álvarez González¹

E-mail: alalvarez@ucf.edu.cu

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3302-1540>

¹ Universidad de Cienfuegos. Cuba.

² Empresa de Automatización Integral (CEDAI). UEB Cienfuegos. Cuba.

Cita sugerida (APA, séptima edición)

Iturralde Carrera, L. A., Jiménez Borges, R., Molina Santana, E., & Álvarez González, A., M. (2022). Potencialidades de generación fotovoltaica sobre la cubierta del edificio CRAI de la Universidad de Cienfuegos. *Revista Universidad y Sociedad*, 14(3), 318-330.

RESUMEN

En la siguiente investigación se presenta el cálculo de las potencialidades de generación fotovoltaica a partir del aprovechamiento de la superficie de cubierta del edificio CRAI de la Universidad de Cienfuegos. Para ello se partió de un levantamiento constructivo de la edificación donde se analizó la incidencia de sombras, la orientación e inclinación de sus cubiertas, además se obtuvo la información meteorológica específica del territorio, necesaria para los cálculos de generación y su inclusión en el software PVsyst 7.1. Por último, se realizó el cálculo de los sub-arreglos del Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV) para la edificación a partir del uso de módulos fotovoltaicos de producción nacional e inversores disponibles como referencias en el software especializado. La simulación con el PVsyst 7.1 evidenció que en el edificio existe un área disponible de cubiertas de edificación de 603 m², superficie donde es posible instalar un total de 311 módulos fotovoltaicos del modelo DSM-380, con una capacidad de generación de 118 kWp y una generación anual real de 148.7 MWh/año. La evaluación económica dio como mejor opción considerando los costos la inversión la de China, siendo de 1 846 444.32 CUP y un período de recuperación de 9 años.

Palabras Claves: consumo, cubiertas de edificaciones, electricidad, PVsyst, Sistema Solar Fotovoltaico (SSFV).

ABSTRACT

The following research presents the calculation of the photovoltaic generation potentials from the use of the roof surface of the CRAI building of the University of Cienfuegos. For this, a constructive survey of the building was started where the incidence of shadows, the orientation and inclination of its roofs were analyzed, as well as the specific meteorological information of the territory, necessary for the generation calculations and its inclusion in the PVsyst software. 7.1. Finally, the calculation of the sub-arrangements of the Solar Photovoltaic System (SSFV) for the building was carried out from the use of nationally produced photovoltaic modules and inverters available as references in the specialized software. The simulation with the PVsyst 7.1 showed that in the building there is an available area of building roofs of 603 m², an area where it is possible to install a total of 311 photovoltaic modules of the DSM-380 model, with a generation capacity of 118 kWp and a real annual generation of 148.7 MWh / year. The economic evaluation gave the best option considering the investment costs that of China, being 1 846 444.32 CUP and a recovery period of 9 years.

Keywords: consumption, building roofs, electricity, PVsyst, Photovoltaic Solar System (SSFV).

INTRODUCCIÓN

Actualmente se buscan nuevas opciones de energías limpias, para mitigar el efecto invernadero y lograr sistemas de producción verdaderamente sostenible; entre éstas, la energía solar y otras fuentes renovables, recomendadas particularmente, para lograr la captura local de carbono y la adaptabilidad al cambio climático (Santos, et al., 2018).

La aplicación de fuentes renovables energía está aumentando día por día. Entre las fuentes de energía renovable, la energía solar es la más prometedora debido a su naturaleza libre de contaminación. (Thangavelu & Umaphathy, 2021).

Según (Ramírez et al., 2021) en Cuba a partir de la década de los 1990, con la instauración del llamado “periodo especial” como consecuencia del desplome de la Unión Soviética y el recrudecimiento del bloqueo impuesto por Estados Unidos, vienen realizándose grandes esfuerzos para solucionar el problema energético y entre los planes prospectivos, está incluida la intensificación de la energía solar. Debido a esto la gestión sostenible de las fuentes renovables de energía (FRE) muestra un lugar de privilegio desde las agendas políticas y públicas. (Gutiérrez et al., 2021).

La energía solar es el recurso energético más abundante en la Tierra, la superficie del planeta, en una hora, recibe el equivalente al total de energía consumida por todos los humanos en un año. Ésta forma de energía puede ser aprovechada tanto para generar electricidad (energía eléctrica), como calor (energía térmica) (Alomoto & Pilco 2017).

La eficiencia de un sistema solar fotovoltaico (SSFV) depende en gran medida de las condiciones meteorológicas de su entorno (es decir, las condiciones meteorológicas del lugar de instalación) (Junaidh et al., 2017). Por lo tanto, es esencial estudiar la viabilidad del rendimiento del sistema fotovoltaico solar antes de su instalación. Hay formas de evaluar el rendimiento, y son mediante simulación utilizando las herramientas de modelado de energía o modelado numérico, o estudiando los parámetros del sitio utilizando modelos experimentales.

Entre estos, el método más popular es la simulación utilizando herramientas de modelado de energía como PVsyst, Sketchup, HOMER, PVGIS, PV Watts, PV Online, SSISSIFO, RETScreen, etc. (Kumar et al., 2017; Vishnupriyan & Manoharan, 2018, 2017). Entre las diversas herramientas de software mencionadas anteriormente, la más popular y ampliamente utilizada para el análisis de viabilidad es PVsyst (Belmahdi & Bouardi, 2020; Sharma et al., 2018; Vasudev et al., 2018).

El Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático o IPCC (International Panel for Climate Change) en conjunto con la Agencia Internacional de Energía o IEA (International Energy Agency) señalan que los edificios consumen el 40% de la energía final mundial y producen el 33% de emisiones de gas efecto invernadero, directa o indirectamente. Asimismo, se ha estimado que entre 1971 y 2004 las emisiones de carbono han crecido alrededor de un 2,5% por año en edificios comerciales y un 1,7% por año en edificios residenciales; tendencia que se mantiene hasta la actualidad. Durante la última década, surgen los Edificios Energía Cero, también reconocidos como Edificios de baja energía o Ecológicos. Con la intención de promover una mirada integral de la arquitectura sustentable y un cambio profundo en la manera de construir. (Binduhewa, 2021; D’Amanzo et al., 2020).

El cálculo de las potencialidades de generación fotovoltaica a partir del aprovechamiento de las superficies de la cubierta de la edificación del CRAI de la Universidad de Cienfuegos, es presentado en esta investigación. La instalación fotovoltaica en cuestión tiene como objetivo principal cubrir parte de la demanda energética de la edificación, aunque esta será concebida como un sistema conectado a red.

MATERIALES Y MÉTODOS

Localización y orientación de las edificaciones incluidas en el estudio

La Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez” está ubicada en la Carretera a Rodas, Cuatro Caminos, en el km 3 1/2, en la ciudad de Cienfuegos. Cuenta con un número de 26 edificios los cuales están distribuidos entre edificios de residencia estudiantil, edificios docentes y administrativos. En la Figura 1 se muestra un plano de una vista superior del centro dentro del borde rojo de línea discontinua.



Figura 1: Vista satelital de la Universidad de Cienfuegos. Sede: “Carlos Rafael Rodríguez”. Fuente: Tomado de Google maps, 2021.

Características del edificio CRAI de la Universidad de Cienfuegos.

El CRAI de la Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez” se encuentra situado en la ciudad de Cienfuegos, perteneciente a la provincia del mismo nombre, en el centro-sur de Cuba. Las coordenadas geográficas y datos meteorológicos del lugar están dados en la tabla 1 (RETScreen Plus, 2020). Mientras que en la Figura 2 se presenta la climatología mensual.

Cienfuegos Meteorom 7.3 (1991-2005), Sat=100%			
	Global	Difuso	Temper.
	[kWh/m ² /mes]	[kWh/m ² /mes]	[°C]
Enero	110.8	52.5	20.5
Febrero	116.8	59.5	22.1
Marzo	155.7	80.3	23.9
Abril	158.5	78.5	24.4
Mayo	153.4	84.3	26.2
Junio	150.0	94.7	26.5
Julio	160.6	89.4	27.3
Agosto	157.4	86.7	27.2
Septiembre	124.5	70.7	25.8
Octubre	115.0	64.9	25.3
Noviembre	107.1	53.2	22.7
Diciembre	107.1	54.3	22.3
Año	1616.9	869.0	24.5

Figura 2. Climatología mensual del lugar donde está emplazada la edificación. Fuente: Confección propia (PVsyst.7.1),2021.

Tabla 1. Datos meteorológicos de la región donde está enclavado el SSFV.

Nº	Magnitud	Valor	Unidades
1	Latitud	22.15	°N
2	Longitud	80.43	°E
3	Elevación	25	m
4	Temperatura diseño de calefacción	16.2	°C
5	Temperatura diseño de aire acondicionado	30.6	°C
6	Amplitud de la temperatura del suelo	10.9	°C
Valores medios anuales			
7	Temperatura del aire	24.5	°C
8	Humedad Relativa	76.7	%
9	Radiación solar diaria	5.06	kWh/m ² /día
10	Presión atmosférica	101.3	kPa.
11	Velocidad del viento	4.1	m/s
12	Temperatura del suelo	25.3	°C
13	Días Grado de calentamiento	0	°C-d
14	Días Grado de enfriamiento	5 290	°C-d anual

Fuente: Elaboración propia, 2021. Datos obtenidos de (RETScreen Plus, 2020).

El CRAI es un edificio que consta de 3 plantas, en la primera planta están todos los servicios relacionado con la editorial, el centro de recurso para el aprendizaje y la investigación, dirección, aula de conferencia, etc. En la segunda planta se presentan los servicios de préstamo de literatura y están los salones de consulta, mientras que en la tercera planta se encuentran los laboratorios de informática, salón de servidores, etc. La edificación es una construcción típica del modelo Girón.

Módulo fotovoltaico seleccionado.

El módulo fotovoltaico que se utilizó en el estudio realizado es el DSM-380MP. Este módulo es de fabricación nacional y está compuesto por 72 celdas solares de silicio mono-cristalino de tipo PERC con dimensiones de 156.75mm de lado. Las dimensiones de los módulos son 1960mm x 990mm x 40mm (largo x ancho x grosor). Posee un peso de 21.5 kg. El módulo genera una potencia pico de 380W con un voltaje en circuito abierto de 48.5V y una corriente de corto-circuito de 10.17A. En el punto de máxima potencia el módulo puede generar una tensión de 39.33V y una corriente de 9.67A. Los coeficientes térmicos de variación de los parámetros eléctricos del módulo son 0.06 %/(°C) (corriente), -0.36 %/(°C) (voltaje) y -0.36 %/(°C) (potencia del módulo).

Cálculo de distancia entre paneles.

Para el cálculo del SSFV primeramente se hace necesario determinar algunos parámetros necesarios para su dimensionamiento. A continuación, se presentan algunas consideraciones que permiten el cálculo de estos:

- Como los módulos serán colocados en ramas ya que las superficies de sus cubiertas no presentan ninguna inclinación con respecto a la horizontal se hace necesario la determinación de la distancia entre las filas de módulos. La distancia D, medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras (Figura 3), se puede determinar por medio de la siguiente expresión (ecuaciones 1,2 y 3):

$$D = a + h \tan(610 - \text{latitud}) \quad \text{Ec.1}$$

Donde:

$$a = l * \cos \beta \quad \text{Ec.2}$$

$$h = l * \sin \beta \quad \text{Ec.3}$$

l → longitud de los módulos u objetos que proyecten sombra.

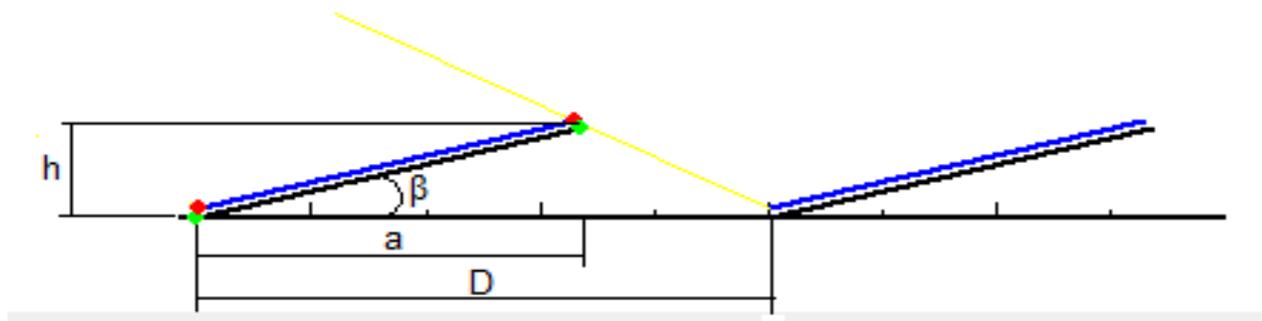


Figura 3. Esquema para la determinación de la distancia entre ramas. Fuente: Confección propia, 2021.

Resultados y discusión

Resultados del análisis de sombra en el software Sketchup.

La Figura 4 presenta el comportamiento del nivel de incidencia de la radiación solar en el día considerando la trayectoria del sol en función de los obstáculos presentes, en la misma se observa en color marrón las áreas de mejores condiciones para la instalación del SSFV y las recomendadas como áreas disponibles para la instalación de los paneles fotovoltaicos. El análisis permitió seleccionar la mayor área disponible para lograr la mayor eficiencia del sistema con respecto a la incidencia de las sombras en los paneles fotovoltaicos.

La Rosa Náutica de la Figura 4 orienta la posición real de la instalación y a su vez el recorrido del sol durante el día.

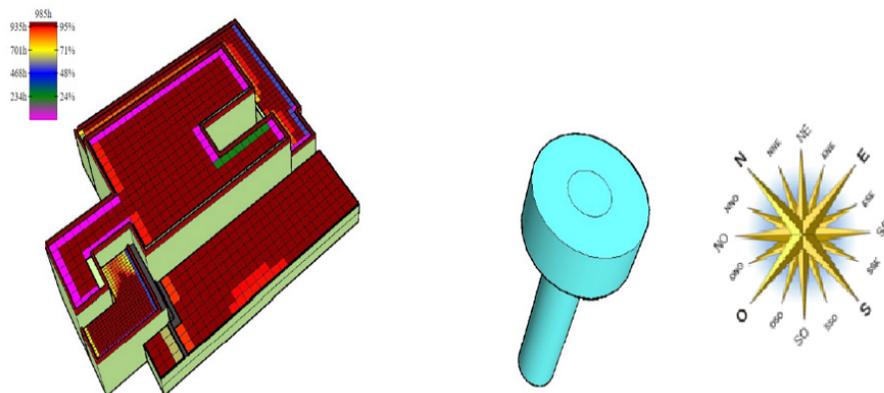


Figura 4. Nivel de incidencia de la radiación solar sobre la edificación a instalar el SSFV. Fuente: Confección propia (Sketchup), 2021.

Cálculos del potencial de generación fotovoltaica de la edificación en el software PVsyst.7.1.

En vistas de obtener un comportamiento lo más cercano posible con la realidad, se realizó la simulación del SSFV con el Programa PVsyst.7.1. Para la simulación se partió de la importación en el PVsyst.7.1 de los archivos obtenidos en el análisis de sombra en el Sketchup, se seleccionó un ángulo de inclinación de los paneles de 20° con respecto al techo de la edificación según (Santos et al., 2018) y un azimut de 0° con respecto al sur.

Considerando el uso del módulo DSM 380MP se procede al cálculo del sistema solar fotovoltaico, la tabla 2 presenta los resultados principales de la energía entregada al SEN por el SSFV.

En la Figura 5 se puede observar que el SSFV aprovecha la mayor parte de la hora solar pico promedio en Cuba, teniendo afectaciones mínimas en algunos momentos del año en pequeñas áreas en horas de inicio del día y atardecer debido a la inclinación del sol.

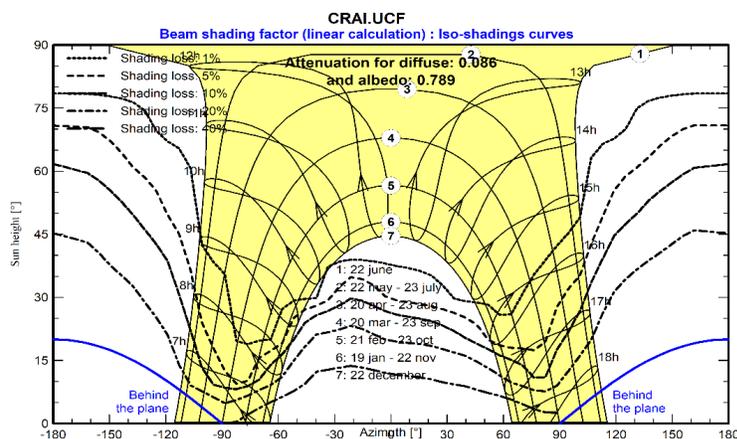


Figura 5. Nivel de incidencia de la sombra sobre el SSFV. Fuente: Confección propia (PVsyst.7.1),2021.

Tabla 2. Resultados de la simulación con PVsyst.7.1.0 del SSFV.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	110.8	52.26	20.48	134.0	126.3	12.41	12.07	0.763
February	116.8	59.48	22.08	133.9	126.2	12.32	11.99	0.758
March	155.7	79.48	23.85	165.7	156.5	15.15	14.75	0.753
April	158.5	78.08	24.43	157.5	147.9	14.26	13.87	0.745
May	153.4	82.98	26.18	144.8	134.6	12.90	12.53	0.732
June	150.0	94.34	26.51	139.4	128.8	12.38	12.03	0.730
July	160.6	88.50	27.29	149.8	139.3	13.30	12.93	0.730
August	157.4	86.51	27.15	153.2	143.0	13.67	13.29	0.734
September	124.5	70.70	25.81	128.8	120.8	11.58	11.25	0.739
October	115.0	64.72	25.29	125.8	118.3	11.37	11.05	0.744
November	107.1	53.24	22.70	126.7	119.1	11.58	11.27	0.753
December	107.1	54.27	22.27	132.3	123.1	12.02	11.70	0.749
Year	1616.8	864.58	24.52	1691.8	1584.0	152.94	148.75	0.744

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio

Fuente: Elaboración propia, 2021. Datos obtenidos de PVsyst.7.1.0.

En las Figuras 6 y 7 se pueden observar la eficiencia del SSFV y el analisis de producción-pérdidas respectivamente.

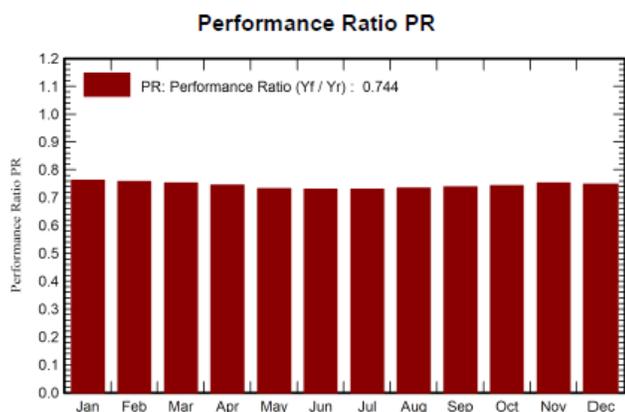


Figura 6. Eficiencia del SSFV durante el año. Fuente: Confección propia (PVsyst.7.1),2021.

En la Figura 6 se puede ver la eficiencia del SSFV durante el año. Los meses con mayor rendimiento son de diciembre a marzo, uno de los factores que más incide en este rendimiento es la temperatura ambiente que mientras más baja sea mejor es el rendimiento.

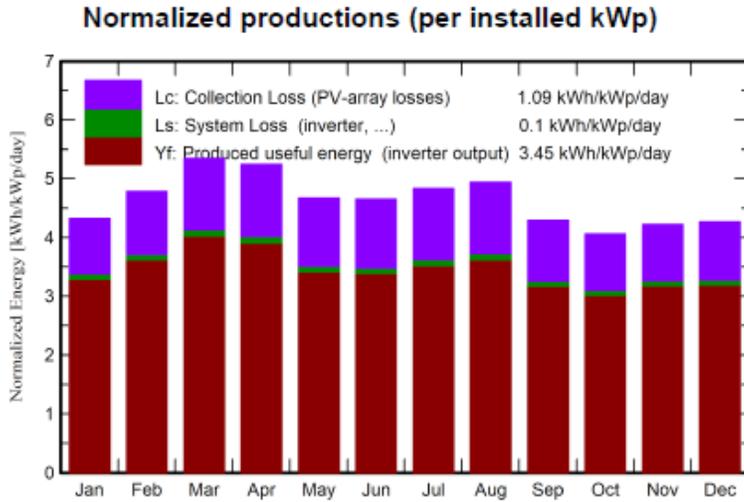


Figura 7. Gráfico de pérdidas y producción de energía durante el año. Fuente: Confección propia (PVsyst.7.1),2021.

En la Figura 7 se observa la producción de energía, las pérdidas del sistema y las pérdidas por colección del mismo durante el año. Los meses con mayor producción son marzo y abril debido al nivel de irradiación, la temperatura y la eficiencia del SSFV en estos meses. Las pérdidas del sistema no poseen grandes variaciones durante el año. Las pérdidas por colección son más altas los meses de mayor producción y los meses de verano.

En la Figura 8 se puede ver el desloce de las pérdidas en el SSFV. Las mayores pérdidas están dadas por el nivel y tipo de radiación principalmente por el alto porciento de radiación difusa en Cuba, por las altas temperaturas existentes en el lugar y las perdidas por la calidad y tipo de paneles solares. Para una mayor calidad en el rendimiento se realizaron 7 sub-arreglos y esto permite tambien un abaratamiento de los prcios debido a la capacidad de los inversores utilizados.

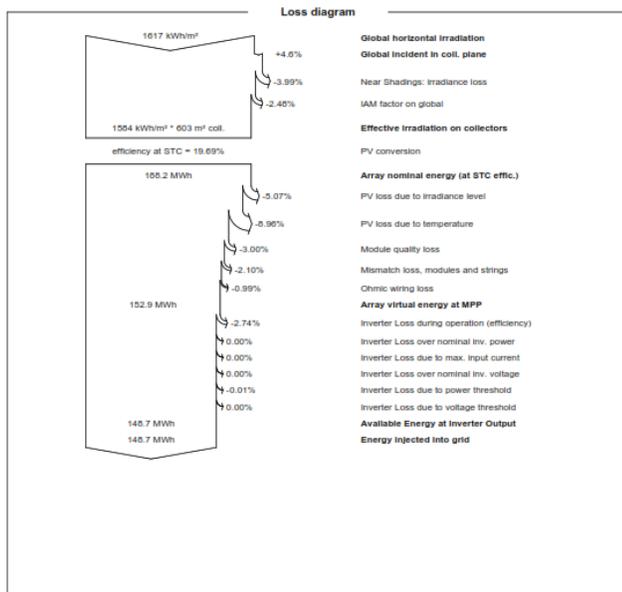


Figura 8. Gráfico de pérdidas del SSFV. Fuente: Confección propia (PVsyst.7.1),2021.

En el resumen de resultados mostrados en las tablas y gráficos anteriores se puede visualizar que a partir de la simulación con el PVSyst el edificio CRAI que cuenta con un área disponible de cubierta de 603 m² con la posibilidad de instalar en ella 311 módulos fotovoltaicos del modelo DSM-380 MP, posee una capacidad de generación anual (real) de 148,75 MWh/año y un factor de rendimiento (expresa la relación entre la productividad final y de referencia de la instalación) que se encuentra para todos los meses del año en el intervalo recomendado (0,74-0,80 según (Salazar Alava, 2016)). (Figura 9).

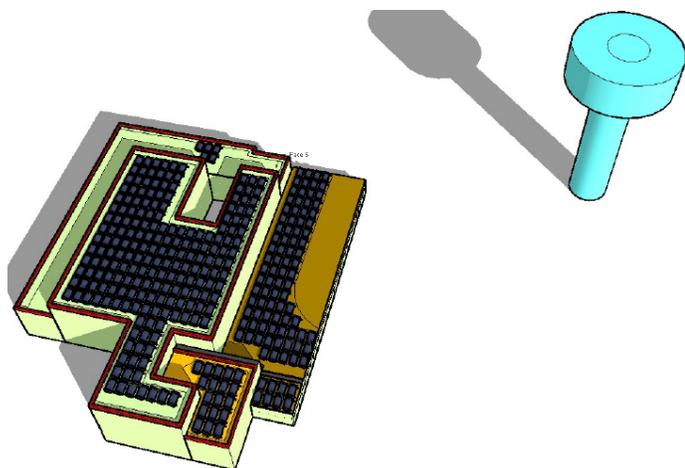


Figura 9. Modelo del sistema solar fotovoltaico diseñado. Fuente: Confección propia (Sketchup), 2021.

Evaluación Económica

La evaluación económica que se desarrolla tiene el objetivo de demostrar la factibilidad económica de realizar la inversión en este tipo de fuente energética. Para ello es necesario considerar según (Stolik Novygrad, 2019):

1. Todos los costos iniciales y posteriores (módulos, inversores, estructura, cableado, obra civil, instalación y montaje y otras labores.)
2. Prestamos, créditos, otros financiamientos, etcétera.
3. Operación y Mantenimiento.
4. Costos imprevistos.
5. Impuestos por ganancias, permisos y arrendamientos.

Al realizar las gestiones para obtener esta información, en las entidades de nuestra provincia, se constató que resultaba imposible obtener la información requerida debido a que todavía no se encuentran bien definidos en nuestro país algunos de estos parámetros producto del reordenamiento económico aprobado en enero de este mismo año, por lo que a continuación se procede a trabajar de manera aproximada a fin de contar con elementos

económicos disponibles en la provincia y en fuentes bibliográficas confiables.

Costos de Inversión.

La entidad suministradora dedicada a la instalación y montaje de sistemas solares fotovoltaicos en nuestra provincia es COPEXTEL S.A. Al realizar contactos con dicha entidad para obtener información relacionada con los costos de inversión para este tipo de tecnologías, se constató que la entidad tiene definido un costo de instalación de 55 000 \$CUP/kWp (Finalé, 2021)¹, el cual representa más del triple del costo total de instalación² de 1 kWp en países como España y Alemania por solo citar algunos ejemplos (Ver Figura 10). Destacar que este excedente tan significativo se encuentra representado en gran parte por la importación de algunos componentes de la tecnología, actividad esta que se le dificulta en gran medida a nuestro país producto del bloqueo económico, comercial y financiero impuesto por el gobierno de los Estados Unidos, la existencia de trabas burocráticas y la poca competitividad empresarial de parte de las entidades importadoras encargadas.

En la Figura 10 se muestran algunos valores de costos totales para la instalación de este tipo de tecnologías en varios países productores a nivel mundial.

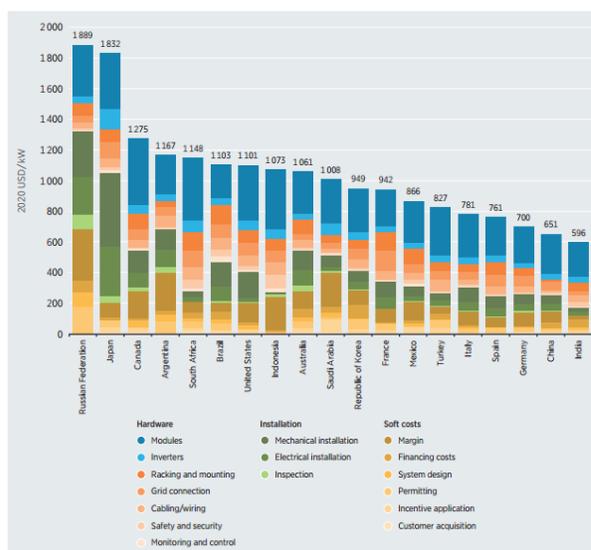


Figura 10. Valores de costos totales del kWp por países, 2020. Fuente: (IRENA, 2021).

¹ Utilizando la tasa de cambio vigente en nuestro país (1 USD = 24 CUP) obtenemos un valor de 2 292 \$USD/kWp.

² La tendencia a nivel mundial es de reducir los costos de esta fuente de energía en el tiempo, mediante el acercamiento de estos con el de las tecnologías que utilizan fuentes convencionales para la producción de energía.

A los efectos del cálculo de la inversión a realizar son usados, como datos comparativos, los dados en la tabla 3, tomados de (Finalé, 2021; IRENA, 2021).

Tabla 3. Costos de la inversión total (\$ USD) de un kWp considerando los datos de la empresa COPEXTEL Cienfuegos y dos fuentes bibliográficas.

Tipo de Moneda	Suministro + Instalación y Montaje COPEXTEL S.A. (Finalé, 2021)	Costo total de instalación del kWp en Francia (IRENA, 2021)	Costo total de instalación del kWp en China (IRENA, 2021)
	1 kWp	1 kWp	1 kWp
USD	\$ 2 292.00	\$ 942.00	\$ 651.00

Fuente: Elaboración propia, 2021. Datos obtenidos de (Finalé, 2021; IRENA, 2021).

La valoración económica realiza el análisis comparativo de los tres costos de inversión referidos en la tabla 3.

Datos de las tasas a utilizar en la evaluación económica.

Los valores de las tasas están dados en la tabla 4 según la Dirección General de Tesorería del Banco Central de Cuba en las Circulares 5/2011 y 2/2012.

El impuesto sobre la ganancia es del 35%, según artículo 97 de la Ley 113 publicada en la Gaceta Oficial No. 053 Ordinaria de 21 de noviembre de 2012.

Tabla 4. Valores de las tasas de interés anual

Período tiempo	Tasa de interés anual (%)	Tasa mínima (%)	Tasa máxima (%)
Hasta 36 meses	7.5	6.5	8.5
Hasta 60 meses	8	7	9

Fuente: Elaboración propia, 2021.

La tasa de inflación ha sido tomada de Trading Economic (Trading Economic, 2020) y su magnitud ha variado entre 5.00 a 5.90. Se considera la tasa de descuento de 8% y el margen de riesgo de 3%.

Consumos y costos de energía eléctrica de la edificación.

La Universidad de Cienfuegos "Carlos Rafael Rodríguez" tiene un consumo promedio de energía eléctrica de 50 MWh/mes, energía que paga en CUP de acuerdo a la tarifa contratada M1-A.

La evaluación económica de la propuesta debe considerar los estados de consumos de electricidad mensuales del edificio en el horario diurno (horario donde se encontrará operando el SSFV), ya que estos representan la demanda que se pretende satisfacer. Dado que no se conocen dichos estados de consumo producto a que no se tiene información de los equipos que formaran parte de este edificio se asume que en los días laborables toda la energía generada por el SSFV será consumida en la edificación.

Para desarrollar la valoración económica también se hace necesario conocer la magnitud del pago del kWh generado por el SSFV de la entrega (en los días no laborables) y el dejado de consumir del SEN³. Para ello se hace uso de la Sección Segunda del Decreto-Ley No. 345 del Ministerio de Justicia de la República de Cuba que establece: ***"Para la formación del precio de compra de la energía eléctrica se tiene en cuenta, entre otros elementos, el costo evitado de la generación eléctrica con combustibles fósiles"***.

Mediante intercambios realizados con algunos compañeros de la ONURE, se pudo precisar que antes del reordenamiento económico el valor de pago del kWh entregado al SEN era de 1.50 \$CUP, mientras que en aquellos entonces los precios de la tarifa eléctrica en la UCf en el horario diurno se correspondían con un valor 0.1656 \$/kWh, por lo que existía una diferencia entre ambos de 1.3344 \$/kWh. Tomando en consideración un incremento similar para estimar el pago del kWh entregado al SEN en la actualidad obtendríamos un valor de 3.7808 \$CUP, valor este con el que se procede a determinar el costo anual de energía eléctrica entregada al SEN por el SSFV.

³ El precio de la energía consumida en el horario diurno según la tarifa M1-A es de 2,4464 \$CUP/kWh.

Los parámetros económicos considerados son (ecuaciones 4 y 5):

Costo evitado de energía eléctrica del SEN por suplir energía eléctrica desde el SSFV. ($C_{eEE\ SEN}$).

$$C_{eEE\ SEN} = EE_{aHD} * C_{uEE} = \frac{kWh}{año} * \frac{\$}{kWh} = \frac{\$}{año} \text{ Ec. 4}$$

Donde:

EE_{aHD} .- Generación anual de energía eléctrica del SSFV en los días laborables. (kWh/año)

C_{uEE} .- Costo unitario de energía eléctrica pagado al SEN en horario diurno. (\$/kWh)

Costo anual de la energía eléctrica entregada al SEN por el SSFV en horario diurno. ($C_{E.E.FV\ al\ SEN}$)

$$C_{EEFV\ al\ SEN} = E.E_{SSFV} * C_{uEEFV} \text{ Ec. 5}$$

Donde:

$E.E_{SSFV}$ - Energía Eléctrica anual entregada por el Sistema Solar Fotovoltaico al SEN en horario diurno.⁴ (kWh/año)

C_{uEEFV} .- Costo unitario de energía eléctrica entregada al SEN considerando un precio de compra de 3.7808 \$/kWh.

Los valores de las magnitudes del trabajo con las ecuaciones 4 y 5 están dados en la tabla 5.

Tabla 5. Ingresos para el análisis económico del SSFV.

Concepto	Unidad	Costo unitario energía. (SEN y SSFV)	Costo anual de energía (CUP)	Ingresos anuales suministro energía (CUP)
	kWh/año	\$/kWh	\$/año	\$/año
Consumo y costo evitado de energía eléctrica del SEN por suplir energía eléctrica desde el SSFV. ($C_{eEE\ SEN}$).	111 562.5	2.4464	\$272 926.5	\$272 926.5
Energía anual generada por el SSFV en horario día.	148 750.0	3.7808	\$562 394	-
Costo anual de la energía eléctrica entregada al SEN por el SSFV en horario diurno. ($C_{E.E.FV\ al\ SEN}$).	37 187.5	3.7808	\$140 598.5	\$140 598.5
Energía generada por el SSFV e ingresos totales por suministro de energía.	46 607.00	-	-	\$413 524.5

Fuente: Elaboración propia, 2021.

Los datos reflejados en este epígrafe posibilitaron la elaboración la hoja de Excel para el cálculo económico dada en la Figura 11.⁵

4 Este parámetro es equivalente a la generación anual de energía eléctrica del SSFV en los días no laborables. (kWh/año)

5 Para el cálculo económico se tuvo en cuenta un gasto fijo de operación y mantenimiento de la planta de 10 \$USD/kWp-año (EPRI, 2016).

N°	Datos iniciales		0	1
1	Ingresos (I), \$			413524
2	Gastos (G), \$			31908,6
3	Costo inversión (Ko)		6499900	
4	Tasa de descuento (r), %			8
5	Tasa de inflación (f), %			5
6	Margen de riesgo, %			3
7	Tasa de impuesto (t), %			35
8	Vida útil estimada, años			25
Resultados				
9	Año		0	1
10	Depreciación (Dep), \$			71280
11	Flujo de caja (Fc), \$			272998,01
12	Tasa de descuento real (R)			0,03
13	Tasa de descuento real con margen (D)			0,06
14	Factor de descuento (Fdesc.)			0,94
15	Flujo de caja descontado (Fd), \$			257892,857
16	Flujo descontado acumulado (Fda), VPN, \$		-6499900	-6242007,14

Figura 11. Hoja de Excel para el cálculo económico del SSFV y el costo de inversión establecido por COPEXTEL S.A. (55 000 \$CUP/ kWp). Fuente: Elaboración propia, 2021.

El resultado de la evaluación económica para las tres condiciones establecidas en la Figura 11, dan como resultados:

Inversión con costo definido por COPEXTEL S.A de 6 499 900.0 \$CUP para el SSFV en cuestión.

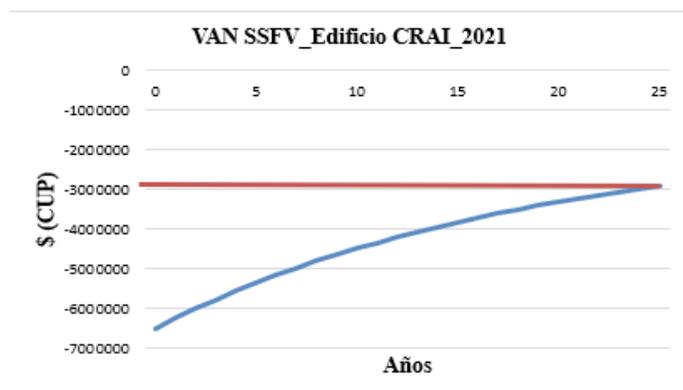


Figura 12. Resultados de la evaluación económica para inversión de \$ 6 499 900.0. Fuente: Elaboración propia, 2021.

Los resultados de la evaluación económica con los precios suministrados por COPEXTEL S.A (Ver Figura 12) muestran que con una inversión inicial de \$ 6 499 900.0 el proyecto presenta un VAN negativo al cabo de los 25 años, una Tasa Interna de Retorno (TIR) negativa y un Período de Recuperación de la Inversión (PRI) superior a la vida útil estimada para este tipo de tecnologías. Estos indicadores reflejan la inviabilidad del proyecto por lo que no se aconseja realizar esta inversión.

Inversión con costo definido en Francia de 2 671 813.0 \$CUP para el SSFV en cuestión.

La inversión realizada en estas condiciones, como se aprecia en la Figura 13, presenta un VAN al cabo de los 25 años de \$ 902 419.68 inferior a la inversión inicial, un Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) de 16 años, además de una TIR de -7%. Fuente: Elaboración propia, 2021.

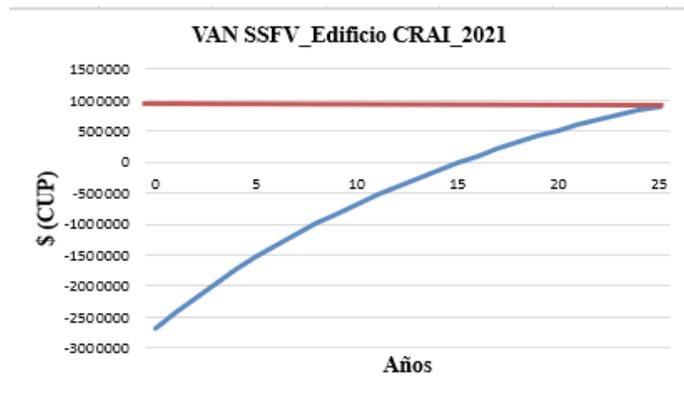


Figura 13. Resultados de la evaluación económica para inversión de \$ 2 671 813.0. Fuente: Elaboración propia, 2021.

Inversión con costo definido en China de 1 846 444,32 \$CUP para el SSFV en cuestión.

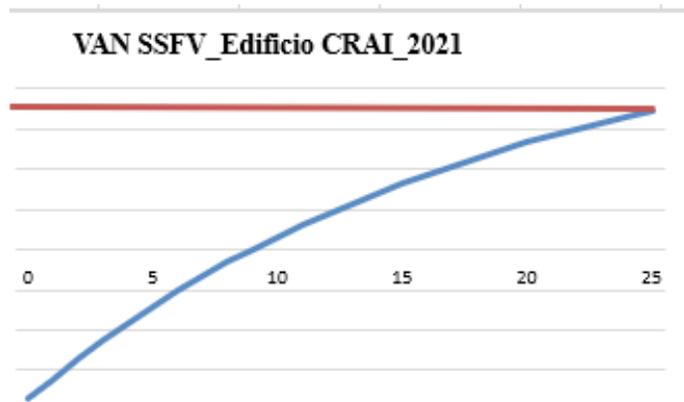


Figura 14. Resultados de la evaluación económica para inversión de \$ 1 846 444.32. Fuente: Elaboración propia, 2021.

Como se aprecia en la Figura 14, la inversión inicial considerando uno de los costos más bajos en el mercado

internacional (1 846 444.32 \$CUP) presenta un VAN de \$ 1 727 788.36, al cabo de los 25 años, un Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) de 9 años y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 4%. Esta inversión sin dudas resulta la más adecuada para la entidad y de ser conseguido los precios iniciales en el rango dado, es la aconsejada a realizar.

Del análisis económico de las propuestas se puede concluir que el precio inicial decide la inversión, por lo que en nuestro país debe existir una política de estímulo gubernamental para el uso de las tecnologías que permitan el aprovechamiento de las fuentes renovables de energía con una adecuada relación entre la inversión inicial y el pago unitario de la energía eléctrica por parte del SEN, solo así se hace factible la inversión en este campo.

CONCLUSIONES

La simulación con el PVSyst para determinar las potencialidades de generación fotovoltaica sobre la cubierta del edificio CRAI de la Universidad de Cienfuegos mostró que la edificación cuenta con un área disponible de cubierta de 603 m², superficie donde existe la posibilidad de instalar un total de 311 módulos fotovoltaicos del modelo DSM-380, con una capacidad de generación anual (real) de 148.75 MWh/año.

Los costos establecidos por la entidad suministradora de este tipo de tecnologías en nuestro país (COPEXTEL S.A) para instalar 1 kWp de potencia solar fotovoltaica están en el orden de los 2 292.00 \$USD, valor este que triplica los costos totales del kWp comercial en países como India, China, Alemania y España; que van desde 596.00 a 761.00 \$USD. Por lo que se hace necesario revisar la posibilidad de un suministrador de menos costo.

Considerando uno de los costos mínimos del mercado internacional para el SSFV de 1 846 444.32 \$CUP, la inversión presenta un VAN de \$ 1 727 788.36, al cabo de los 25 años, un Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) de 9 años y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 4%. Esta inversión sin dudas resulta la más adecuada para la entidad y de ser conseguido los precios iniciales en el rango dado, es la aconsejada a realizar.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Alomoto Fajardo, O. J., & Pilco Pilco, D. D. (2017). *Diseño e implementación de un prototipo de inversor trifásico DC – AC acoplado a un panel fotovoltaico, utilizando el algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia mediante un microcontrolador*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17278>
- Belmahdi, B., & Bouardi, A. E. (2020). Solar Potential Assessment using PVsyst Software in the Northern Zone of Morocco. *Procedia Manufacturing*, *46*, 738-745. <https://doi.org/10.1016/j.promfg.2020.03.104>
- Binduhewa, P. J. (2021). Sizing Algorithm for a Photovoltaic System along an Urban Railway Network towards Net Zero Emission. *International Journal of Photoenergy*, *2021*, 1-17. <https://doi.org/10.1155/2021/5523448>
- D'Amanzo, M., Mercado, M. V., & Ganem-Karlen, C. (2020). 10 preguntas de los edificios energía cero: Revisión del estado del arte. *Hábitat Sustentable*, 24-41. <https://doi.org/10.22320/07190700.2020.10.02.02>
- Finalé, P. (2021). *Costos de sistemas solares fotovoltaicos*. COPEXTEL S.A.
- Gutiérrez, R. P., Gómez, M. del C. E., Echevarría, A. M., Cardoso, E. L. B., & Jover, J. N. (2021). Las fuentes renovables de energía en tres comunidades rurales de Cuba. Límites y oportunidades. *Universidad y Sociedad*, *13*(6), 109-122.
- IRENA. (2021). *Renewable Power Generation Costs in 2020*. International Renewable Energy Agency (IRENA), Abu Dhabi.
- Junaidh, P. S., Vijay, A., & Mathew, M. (2017). Power enhancement of solar photovoltaic module using micro-climatic strategies in warm-humid tropical climate. *2017 Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/IPACT.2017.8245137>
- Kumar, N. M., Das, P., & Krishna, P. R. (2017). Estimation of grid feed in electricity from roof integrated Si-amorph PV system based on orientation, tilt and available roof surface area. *2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICT)*, 588-596. <https://doi.org/10.1109/ICICT1.2017.8342629>
- Ramírez, C. A. C., Pupo, A. M., Padrón, M. M., Soler, F. T., & Altamiran, C. F. A. (2021). Evaluación técnico-económica preliminar de la producción de electricidad a partir de plantas termosolares en Cuba/Preliminary economic and technical evaluation of the production of electricity from solar thermal plants in Cuba. *Ingeniería Energética*, *42*(1), Article 1. <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/607>
- RETScreen Plus. (2020). *Datos Meteorológicos de la Nasa* (p. RETScreen Plus). Minister of Natural Resources Canada. <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>
- Salazar Alava, E. J. (2016). *Análisis del factor de rendimiento y eficiencia para centrales de generación de energía solar fotovoltaica*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/13100>
- Santos, R. D., Fuentefría, A. S., Fernández, M. C., & Llanes, M. V. (2018). Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica. *Revista de Ingeniería Energética*, *39*(3), 11.
- Sharma, S., Kurian, C. P., & Paragond, L. S. (2018). Solar PV System Design Using PVsyst: 2018 International Conference on Control, Power, Communication and Computing Technologies, ICCPCCT 2018. *2018 International Conference on Control, Power, Communication and Computing Technologies, ICCPCCT 2018*, 123-128. <https://doi.org/10.1109/ICCPCCT.2018.8574334>
- Stolik Novygrad, D. (2019). *Energía fotovoltaica para Cuba* (Vol. 13). Cubasolar. <https://isbn.cloud/9789597113591/energia-fotovoltaica-para-cuba/>
- Thangavelu, S., & Umapathy, P. (2021). Design of New High Step-Up DC-DC Converter Topology for Solar PV Applications. *International Journal of Photoenergy*, *2021*, 1-11. <https://doi.org/10.1155/2021/7833628>
- Trading Economic. (2020). *TRADING ECONOMICS | 300.00 INDICATORS | 196 COUNTRIES*. <https://es.tradingeconomics.com/cuba/inflation-cpi.%20retrieved%20from%20https://es.tradingeconomics.com/cuba/inflation-cpi>
- Vasudev, K. P., Mathew, M., Anand, A., & Hossain, J. (2018). Performance Analysis of a 48 kWp Grid connected Rooftop Photovoltaic System. *2018 4th International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, 1-6. <https://doi.org/10.1109/I2CT42659.2018.9058318>

Vishnupriyan, J., & Manoharan, P. (2018). Optimizing an On-Grid Hybrid Power System in Educational Institution in Tamil Nadu, India. *Springer Transactions in Civil and Environmental Engineering*. https://doi.org/10.1007/978-981-13-1202-1_8

Vishnupriyan, J., & Manoharan, P. S. (2017). Demand side management approach to rural electrification of different climate zones in Indian state of Tamil Nadu. *Energy*, **138**, 799-815. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.140>