

Instalación de sistema fotovoltaico en un almacén de cítrico en el puerto de Cienfuegos, Cuba

Installation of photovoltaic system in a citrus warehouse in the port of Cienfuegos, Cuba

Fecha de Recibido: 24/04/2021 Fecha de Aceptado: 23/04/2021

Julio Rafael Gómez Sarduy 
Universidad de Cienfuegos. Cruces (Cuba)
jgomez@ucf.edu.cu

Para citar este artículo:

J. Gómez, “Instalación de sistema fotovoltaico en un almacén de cítrico en el puerto de Cienfuegos, Cuba”, *LADEE*, vol. 2, no. 1, pp. 33–43, 2021.

Resumen— En el presente trabajo se evalúa la implementación de paneles solares en el almacén de cítrico de la empresa ESPCentro. Se realizaron mediciones de las estructuras y se observaron las orientaciones óptimas para mejorar el rendimiento. El sistema se simuló con el software PVSyst (versión 6.7). El sistema muestra un potencial de generar 1173 MWh/año con un costo de Inversión de 1 146 960 USD que se recuperaría en 10 años considerando los ahorros de electricidad, con un VAN de 677 229 USD en 25 años y una TIR de 14.86%. Adicionalmente, se reducirá la demanda de electricidad generada a partir de combustibles fósiles, reduciendo así la emisión de gases de efecto invernadero.

Palabras clave— Energía solar fotovoltaica; red eléctrica; energía renovable; paneles solares; simulación; tecnologías renovables

Abstract— The present study, assesses the implementation of a photovoltaic system in the citrus warehouse of the ESPCentro company, considering the structures to identify optimal orientations to improve performance. The system was simulated with the software PVSyst (version 6.7). The system shows a potential to generate 1,173 MWh/year with an investment cost of 1 146 960 USD that would be recovered in 10 years considering the electricity savings, with a NPV of 677 229 USD in 25 years and an IRR of 14.86%. Additionally, the demand for electricity generated from fossil fuels will be reduced, thus reducing the emission of greenhouse gases.

Keywords— Photovoltaic; electric grid; renewable energy; solar panels; simulation; renewable technologies

I. INTRODUCCION

El puerto de Cienfuegos, el segundo más importante de Cuba, frecuentemente se ve obligado a limitar sus operaciones por problemas de electricidad, afectando su economía al retardar los procesos portuarios.

Por sus características climáticas en general se considera es un punto favorable para la implementación de sistemas fotovoltaicos, para lo que puede aprovecharse zonas techadas como los almacenes. Entre los beneficios de esta inversión para la empresa se incluye:

- Reducción de la interrupción de operaciones por problemas eléctricos.
- Independencia energética.
- Reducción de los costos energéticos.
- Mejor imagen corporativa por el uso de energías limpias.

En la actualidad, la energía solar representa la mayor inversión en nuevas capacidad energéticas anuales [1]. Esto en parte se debe a que es una tecnología silenciosa, no es tóxica, y es relativamente simple de operar [2]. Por otra parte, los precios de la energía solar fotovoltaica disminuyeron desde 2.2 USD/W en 2010 hasta 0.2 USD/W en 2020 [3]. Esto impulsó un crecimiento en la capacidad fotovoltaica desde 40 GW de potencia instalada en 2010 hasta 586 GW en 2019 [4]. En diferentes países se promueven estos sistemas a través de políticas energéticas, como en India donde el gobierno tiene como objetivo alcanzar los 100 GW de potencia solar en 2022, con una parte importante de paneles fotovoltaicos instalados en sistema descentralizados en techos con capacidades hasta 50 kW [5]. En la ciudad de Lethbridge (Canadá), potencial de usar paneles fotovoltaicos en los techos disponibles representa el 38% de la demanda anual de electricidad de la ciudad, siendo viable económicamente explotar el 96% de este potencial [6]. En Colombia también se promueve activamente la introducción sistemas de paneles fotovoltaicos a diferentes escalas para la generación eléctrica [7]. En particular la región caribe tienes un potencial importante [8], con proyecciones para diferentes sistemas [9]. En Australia los incentivos del gobierno promovieron la expansión fotovoltaica, en sistemas de generación distribuida en edificaciones techadas [2]. En China, la política “techos de oro” facilitaba subsidios para proyectos fotovoltaicos en techos de más de 50% [2]. Mientras que en Francia se implementaron esquemas financieros que inicialmente promovieron paneles en techos residenciales de 3 kW en promedio, aunque ahora se enfocan más en sistemas de mayor tamaño [2].

Este proyecto se enfoca en el diseño y evaluación de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica. La instalación fotovoltaica que suministrará electricidad a los almacenes del puerto, además convertiría a la empresa en un prosumidor (un usuario que consume y entrega electricidad a la red eléctrica) [10]. Para la instalación se considerará la superficie techada del almacén de cítrico de la empresa ESPcentro del Puerto de Cienfuegos. Adicionalmente, se evaluará utilizando un software el funcionamiento y desempeño económico del sistema diseñado. La implementación de paneles solares adicionalmente reducirá la demanda de electricidad generada a partir de combustible fósiles en un país cuya matriz energética depende fundamentalmente de los combustibles fósiles [11].

II. METODOLOGIA

Metodología de desarrollo del proyecto:

1. Definir las características del almacén techado (dimensiones, orientación, e inclinación de la cubierta).
2. Calcular subarreglos del Sistema Fotovoltaico (SFV).
3. Simular y evaluar el desempeño del sistema.
4. Evaluar el desempeño económico del sistema.

Este estudio servirá de base para evaluar la factibilidad de invertir en un proyecto fotovoltaico en la empresa.

El funcionamiento de la instalación diseñada se simuló en el software PVSyst [12]. Como los circuitos de paneles funcionarían en condiciones similares (tienen la misma inclinación y orientación), se simuló el funcionamiento de los circuitos acoplados a un inversor y se estimó la generación de potencia del sistema multiplicando el resultado por el número de inversores de la instalación.

En este caso, se propone el desarrollo de un sistema fotovoltaico autónomo.

A. Almacén de Cítrico

Las características meteorológicas de la localización del almacén se describen en la [Tabla 1](#).

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS METEOROLÓGICAS.

| Magnitud | Valor | Unidad |
|------------------------|-------|--------|
| Latitud | 22.2 | °N |
| Longitud | -80.5 | °E |
| Elevación | 58 | m |
| Temperatura media aire | 24.5 | °C |
| Humedad relativa media | 76.7 | °C |
| Radiación solar diaria | 5.06 | |
| Presión atmosférica | 101.3 | kPa. |
| Velocidad del viento | 4.1 | m/s |

Fuente: [13].

La cubierta de la nave está dividida en 8 secciones en las cuales se instalará el sistema solar fotovoltaico. Las dimensiones e inclinación se muestran en la [Fig. 1](#) y [Fig. 2](#). Solo se considerarán para el montaje de paneles las 4 secciones orientadas al sur y que han sido sombreadas en la [Fig. 2](#). Se considerará como área disponible el área total menos la utilizada como espacio entre paneles y la correspondiente a pasillos necesarios para el acceso a los mismos en caso de reparación, inspección o mantenimiento.



Fig. 1. Vista superior de la superficie techada del almacén.

Fuente: Elaboración propia.

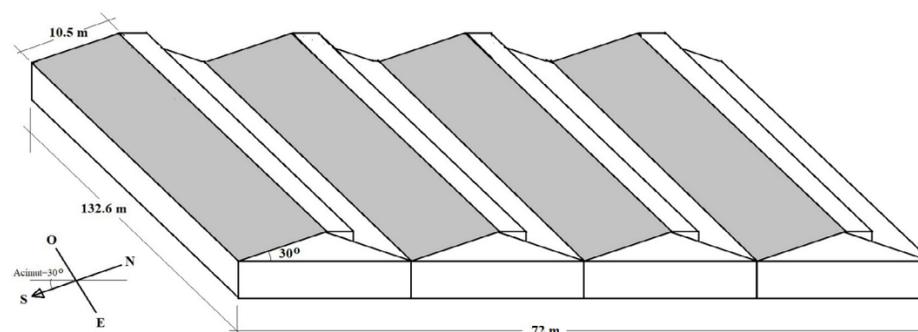


Fig. 2. Dimensiones del almacén y de la superficie techada.

Fuente: Elaboración propia.

B. Consumo de energía del almacén

La empresa ESPcentro brinda servicios de operador de terminales portuarias, y cuenta con varios atraques, almacenes de cielo abierto y almacenes techados. En total hay 4 almacenes techados. En particular, el almacén de cítrico presenta condiciones propicias para aprovechar su superficie techada en un proyecto fotovoltaico. El almacén, construido en 1980 incluye sistemas que operan con tensiones nominales de 220 V y 380V. El consumo de electricidad del almacén en 2018 se muestra en la Fig. 3.

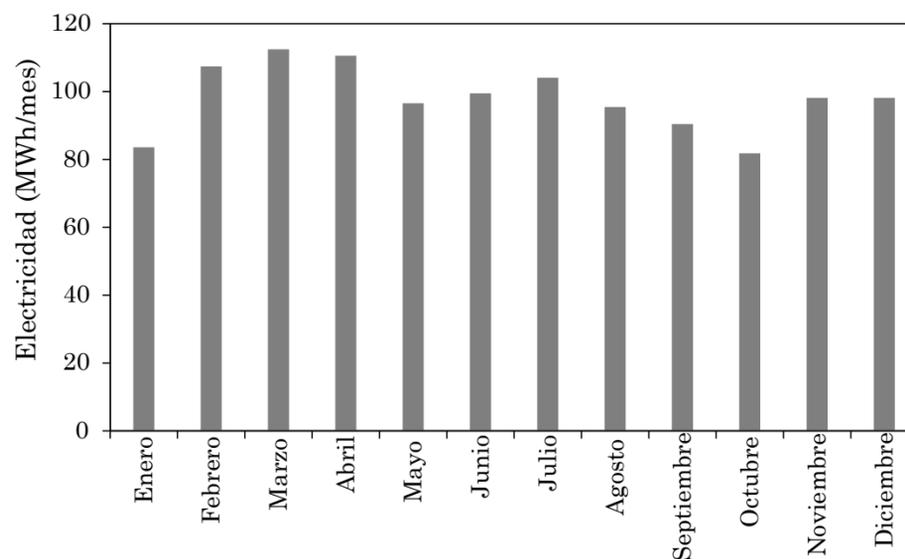


Fig. 3. Consumo mensual de energía eléctrica de la entidad en 2018
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran un consumo anual cercano a los 1200 MWh, consumiendo un promedio de 98 MWh mensuales, variando entre 81.8 y 112.5 MWh/mes durante el año.

C. Paneles Fotovoltaicos

Se seleccionaron los paneles fotovoltaicos policristalino NUMEN Solar DSM-270 de producción nacional que cumplen con las normas IEC 61215 [14] e IEC 61730 [15]. Las características generales se presentan a continuación en la Tabla 2:

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS DEL PANEL SOLAR

| Característica | Valor | Unidad |
|-------------------------|----------|--------|
| Largo | 1650 | mm |
| Ancho | 990 | mm |
| Alto | 40 | mm |
| Peso | 18.1 | kg |
| Potencia nominal | 270 | W |
| ΔV_{OC} | -0.30537 | |
| ΔV_{MPP} | -0.41004 | |
| Corriente cortocircuito | 9.11 | A |
| $V_{OC}(STP)$ | 38 | V |
| $V_{MPP}(STP)$ | 32.1 | V |
| I_{max} | 15 | A |
| $T_{operación}$ | -40÷ 85 | °C |
| Potencia de salida | 10 años | 90% |
| | 25 años | 80% |
| Costo | 1800 | USD/kW |

Fuente: [16].

D. Potencia Fotovoltaica

La capacidad de generación fotovoltaica en la superficie techada depende de los siguientes items:

1. La distancia entre los módulos y el borde del techo debe ser de un mínimo de 3 veces la distancia vertical que hay entre la superficie del módulo y el techo. Considerando que se usaran vigas canal de 100 mm en la estructura de soporte sobre el techo y que la altura del panel es de 40 mm, la distancia debe ser mayor que ($d > 3 \cdot (100 + 40) = 420$ mm). En este caso se considera 1 m.
2. La distancia mínima de expansión entre paneles será entre 6 mm y 10 mm.
3. Se incluirá un pasillo en el borde de la superficie techada de acceso a los paneles de 2 m de ancho y un pasillo central de 1 m de ancho.

El área neta (A_{neta}) se calcula como (1):

$$A_{\text{neta}} = L_{\text{neta}} - W_{\text{neta}} \quad (1)$$

Donde L_{neta} es la longitud neta de la nave (es decir la longitud total, menos el ancho de pasillos), y W_{neto} es el ancho neto (es decir el ancho total menos el ancho de pasillos).

El área superficial del panel (A_{panel}) se calcula como (2):

$$A_{\text{panel}} = L_{\text{panel}} - W_{\text{panel}} \quad (2)$$

Donde L_{panel} es el largo del panel y W_{panel} es el ancho del panel. Al largo y al ancho se le adiciona 0.01 m del espaciamiento entre paneles.

El Número de Paneles (NP) a montar por sección se calcula como (3):

$$N_{\text{panel}} = \frac{A_{\text{neta}}}{A_{\text{panel}}} \quad (3)$$

Y el número total de paneles del almacén será (4):

$$N_{\text{almacén}} = N_{\text{panel}} \cdot 4 \quad (4)$$

Finalmente, la potencia del arreglo fotovoltaico en cada sección ($P_{\text{sección}}$) será (5):

$$P_{\text{sección}} = N_{\text{panel}} \cdot P_{\text{panel}} \quad (5)$$

Donde P_{panel} es la potencia nominal de un panel fotovoltaico.

La potencia total del almacén ($P_{\text{almacén}}$) será (6):

$$P_{\text{almacén}} = P_{\text{sección}} \cdot 4 \quad (6)$$

E. Cálculo de Inversores.

En general, los fabricantes exigen que la potencia del inversor esté en el rango de 1 a 1.1 la potencia del arreglo de paneles. Hay que tener en cuenta que la potencia nominal del inversor es la potencia de salida por Corriente Alterna (AC). La potencia de entrada correspondiente del inversor es (7):

$$P_{\text{nomDC}} = \frac{P_{\text{nomAC}}}{\eta} \quad (7)$$

Donde P_{nomDC} es la potencia nominal de corriente directa, P_{nomAC} es la potencia nominal de corriente alterna, y η es la eficiencia (95%).

La P_{nom} del arreglo de paneles se define para condiciones normalizadas (1000 W/m² y 25°C), en condiciones reales raramente alcanza este valor. Un inversor sobredimensionado operará frecuentemente en su rango de baja potencia a baja eficiencia. Por otra parte, los inversores pueden trabajar con sobrecarga, limitada por la potencia máxima ($P_{\text{max}} \approx 10\%$ superior a la potencia nominal durante 10 minutos) por periodos de tiempo cortos, dependiendo de la temperatura del dispositivo. La potencia P_{nomDC} debe estar dentro en el rango de $\pm 20\%$ de la Potencia del Arreglo Fotovoltaico (PPV).

La tensión de entrada al inversor es la suma de la tensión de los paneles conectados en serie en un circuito. La tensión mínima de operación de un circuito de paneles a temperatura máxima (60 °C predeterminada en el PV_{syst}) debe ser superior a la tensión mínima de operación del inversor. Por otra parte, la tensión máxima de operación del inversor para temperaturas de operación mínima de 20 °C (predeterminada por el software PV_{syst}), debe ser inferior a la tensión máxima de operación del inversor. La tensión máxima del arreglo (tensión de circuito abierto a la temperatura mínima, -10°C predeterminado en el PV_{syst}) tiene que ser inferior a la tensión de entrada máxima absoluto del inversor.

El factor de dimensionamiento del inversor (C_{inv} , relación entre potencia nominal del circuito en Serie de Paneles Fotovoltaico (PPV) y la potencia nominal del inversor ($P_{\text{nom.AC}}$) da una medida del nivel de utilización del inversor. Este factor generalmente varía entre 0.83 y 1.25 y se calcula como (8):

$$C_{\text{inv}} = \frac{\text{PPV}}{P_{\text{nom.AC}}} \quad (8)$$

El número máximo de paneles en serie se calcula en función del límite de temperatura mínima (se considera -10°C). Si el inversor se desconecta operando a temperatura mínima (ej. hay una falla en la red), al reconectarse la tensión de circuito abierto del arreglo puede ser muy alto, lo que puede dañar al inversor. Por lo que la tensión de circuito abierto del arreglo a temperatura mínima debe ser menor que la tensión máxima de entrada del inversor (9):

$$N_{\text{max-serie}} = \frac{V_{\text{max (INV)}}}{V_{\text{OC (-10°C)}}} \quad (9)$$

Donde la tensión de circuito abierto se calcula en función de la variación de la tensión con la temperatura (ΔV) (10):

$$V_{\text{OC (-10°C)}} = \left(1 - 35 \cdot \frac{\Delta V}{100}\right) \cdot V_{\text{OC (STC)}} \quad (10)$$

El número mínimo de paneles en serie se calcula de manera que la tensión en la cadena, a máxima temperatura (70°C en este caso) no caiga por debajo de la tensión MPP mínimo del inversor, pues no podría entregarse la máxima potencia del arreglo o incluso desconectarse. El número se calcula como (11):

$$N_{\text{min-serie}} = \frac{V_{\text{MPP (INV)}}}{V_{\text{MPP (-10°C)}}} \quad (11)$$

Donde (12):

$$V_{\text{MPP (70°C)}} = \left(1 + 45 \cdot \frac{\Delta V}{100}\right) \cdot V_{\text{MPP (STC)}} \quad (12)$$

El número de paneles debe ser (13):

$$N_{\min -serie} < N_{\text{circuito}} < N_{\max -serie} \quad (13)$$

Donde N_{circuito} representa el número de paneles por circuito en serie.

El número de circuitos de paneles por sección (14) y para el almacén (15) se calculan como:

$$H_{\text{sección}} = \frac{N_{\text{sección}}}{N_{\text{circuito}}} \quad (14)$$

$$H_{\text{almacén}} = \frac{N_{\text{almacén}}}{N_{\text{circuito}}} \quad (15)$$

Debe calcularse cuantos circuitos pueden conectarse a un inversor (Q_{circuito}), asegurando que la corriente máxima del circuito fotovoltaico no exceda la corriente máxima de entrada del inversor, es igual a (16):

$$Q_{\text{circuito}} = \frac{I_{\max .Inv}}{I_{\text{circuito}}} \quad (16)$$

Donde $I_{\max .Inv}$ es la corriente DC máxima de entrada del inversor, y la corriente DC máxima del circuito.

Finalmente, debe definirse el número total de inversores por sección (17) y para el almacén (18) ($V_{\text{sección}}$ y $V_{\text{almacén}}$):

$$V_{\text{sección}} = \frac{N_{\text{sección}}}{Q_{\text{circuito}}} \quad (17)$$

$$V_{\text{almacén}} = \frac{N_{\text{almacén}}}{Q_{\text{circuito}}} \quad (18)$$

F. Económicos

La factibilidad económica se evalúa el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto (19):

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_{\text{caja}} - C_{O\&M}}{(1+i)^t} - I \quad (19)$$

Donde:

F_{caja} : Flujo de caja.

$C_{O\&M}$: Costos de operación y mantenimiento (≈ 14 USD/kW · año).

i : Tasa de descuento (8%).

t : Año de proyecto.

n : Tiempo de vida del proyecto (25 años).

El flujo de caja se calcula como el ahorro de costo eléctricos (20):

$$F_{\text{caja}} = (E_{\text{almacén}} - E_{\text{paneles}}) \cdot C_{\text{elect}} \quad (20)$$

Donde:

$E_{\text{almacén}}$: Electricidad consumida por el almacén.

E_{paneles} : Electricidad generada por los paneles.

C_{elect} : Costo de la electricidad (0.15 USD/kWh).

III. RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados del diseño y simulación de la instalación fotovoltaica.

A. Diseño de la instalación

Para el diseño de la instalación se seleccionó el inversor trifásico Schneider Conext TL 20000 de 20 kVA de salida (Tabla 3).

TABLA 3. INVERSOR SCHNEIDER CONEXT TL 20000

| Parámetro | Valor | Unidad |
|-----------------------|-------|--------|
| P _{inv} | 20 | kW |
| V _{max} | 800 | V |
| V _{MPP} | 32.1 | V |
| I _{max} | 62 | A |
| η _{inversor} | 95 | % |

Fuente: [17].

Los cálculos del diseño del sistema fotovoltaico se muestran en la Tabla 4.

TABLA 4. SISTEMA FOTOVOLTAICO

| Parámetro | Sección | Almacén | Unidad |
|-----------------------|---------|---------|----------------|
| A _{net} | 979.5 | 3918 | m ² |
| A _{panel} | 1.66 | - | m ² |
| N _{panel} | 590 | 2360 | - |
| P | 159.3 | 637.2 | kW |
| N _{circuito} | 16 | - | Paneles |
| Q _{circuito} | 6 | - | Paneles |
| H | 43 | 172 | Circuitos |
| V | 8 | 32 | Inversores |

Fuente: Elaboración propia.

La instalación queda dividida en 4 secciones de superficie techada, con una potencia instalada por sección de 159.3 kW, que suman 637.2 kW en el almacén.

B. Simulación de la Instalación

Para simplificar la simulación, solo se considera un inversor con sus respectivos circuitos de paneles fotovoltaicos. Los resultados de la simulación se muestran a continuación en la Fig. 4.

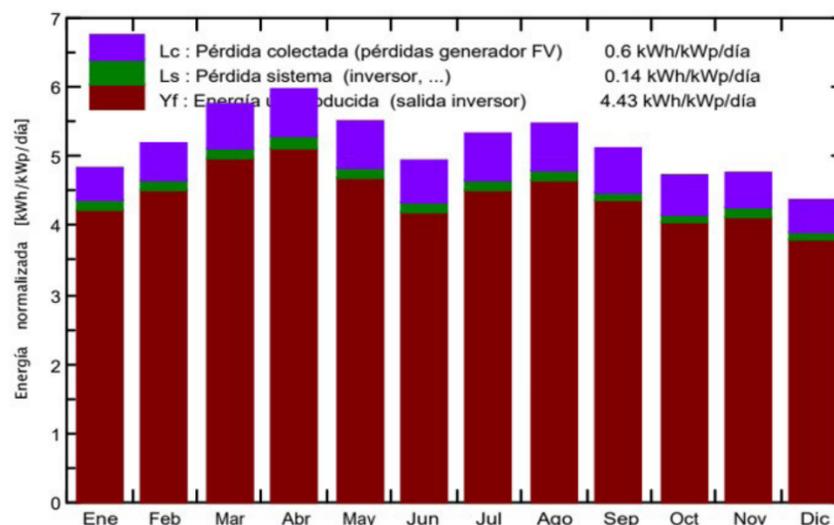


Fig. 4. Generación de electricidad específica en los paneles

Fuente: Elaboración propia.

En promedio, se generan 4.43 kWh/día por m² de panel, con pérdidas de 0.7 kWh (Tabla 5).

TABLA 5. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA DE PANELES.

| Mes | GlobHor (kWh/m ²) | DiffHor (kWh/m ²) | To (°C) | GlobInc (kWh/m ²) | GlobEff (kWh/m ²) | Earray | Egrid | PR** |
|------------|-------------------------------|-------------------------------|---------|-------------------------------|-------------------------------|--------|--------|-------|
| Enero | 118.3 | 46.8 | 20.47 | 150.0 | 146.2 | 3.059 | 2.970 | 0.873 |
| Febrero | 124.4 | 58.3 | 21.55 | 145.4 | 141.5 | 2.955 | 2.869 | 0.870 |
| Marzo | 168.9 | 73.3 | 23.21 | 178.2 | 173.3 | 3.585 | 3.480 | 0.861 |
| Abril | 185.9 | 72.5 | 23.91 | 179.1 | 174.1 | 3.587 | 3.480 | 0.857 |
| Mayo | 192.7 | 80.2 | 26.04 | 170.7 | 165.1 | 3.395 | 3.292 | 0.850 |
| Junio | 172.9 | 81.2 | 26.27 | 148.0 | 142.7 | 2.950 | 2.861 | 0.852 |
| Julio | 191.1 | 75.9 | 27.02 | 165.3 | 159.7 | 3.272 | 3.172 | 0.846 |
| Agosto | 182.2 | 78.9 | 27.01 | 169.6 | 164.5 | 3.363 | 3.260 | 0.847 |
| Septiembre | 151.1 | 74.3 | 26.06 | 153.0 | 148.3 | 3.053 | 2.962 | 0.854 |
| Octubre | 131.7 | 66.3 | 25.49 | 146.4 | 142.2 | 2.932 | 2.844 | 0.856 |
| Noviembre | 116.0 | 52.3 | 22.56 | 142.8 | 138.9 | 2.889 | 2.804 | 0.866 |
| Diciembre | 105.2 | 47.5 | 21.93 | 134.9 | 131.3 | 2.747 | 2.665 | 0.871 |
| Total | 1840.4 | 807.5 | 24.31 | 1883.3 | 1827.7 | 37.787 | 36.660 | 0.858 |

*GlobHor: Irradiación global horizontal. DiffHor: Irradiación difusa horizontal. T_a(°C): Temperatura ambiente.
 GlobInc: Irradiación incidente plano receptor. GlobEff: Global efectivo, corr. Para IAM y sombreados.
 E_{array}: Energía efectiva en la salida del generador. E_{grid}: Energía reinyectada en la red. PR: Factor de rendimiento.

En total, la instalación de paneles solares en cuatro secciones techadas generaría un total de 1 173 MWh/año de electricidad, equivalente al 99.6% del consumo de electricidad anual en el almacén de cítrico.

La Fig. 5 muestra las pérdidas anuales de los paneles fotovoltaico.

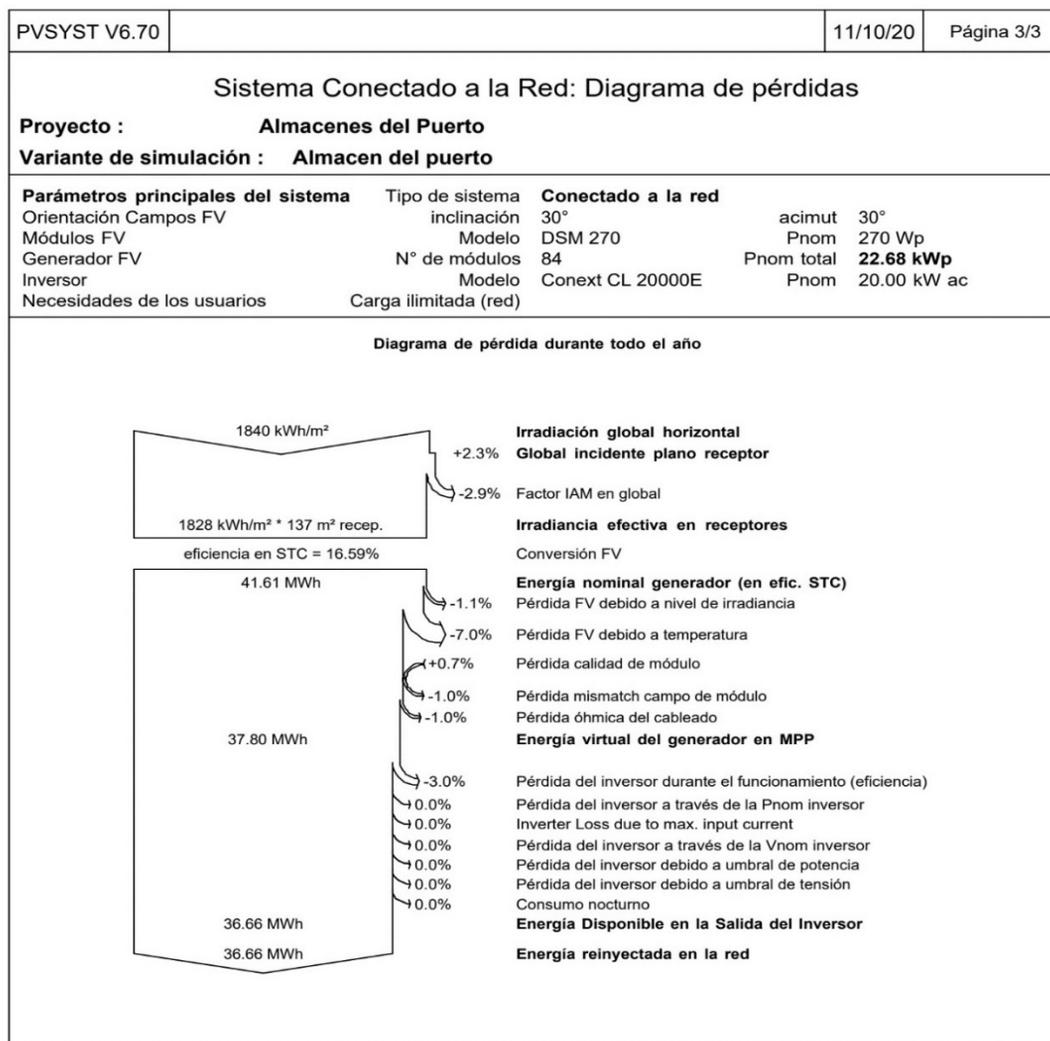


Fig. 5. Pérdidas anuales de los paneles fotovoltaicos conectados a un inversor.
 Fuente: Elaboración propia.

Los resultados se basan en una eficiencia del panel del 16.59%, y muestran pérdidas importantes producto de la temperatura y el nivel de irradiancia. La Fig. 6 muestra el consumo de electricidad y la generación de electricidad calculada en la simulación.

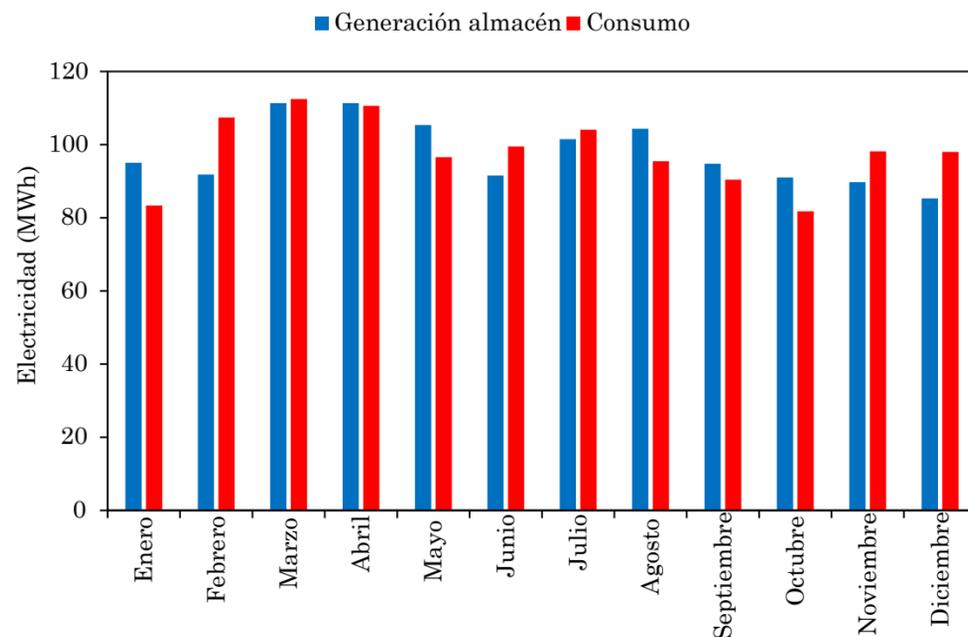


Fig. 6. Generación y consumo de electricidad en el almacén de cítricos.
Fuente: Elaboración propia.

En general, la producción de electricidad del sistema fotovoltaico representa entre el 87% y el 114% del consumo del almacén de cítrico. En los meses donde la generación sobrepasa el consumo, puede usar electricidad en otros sectores de la empresa.

C. Evaluación Económica

Como línea base del consumo eléctrico del almacén del puerto se tomó el consumo de año 2018. En general, las variaciones de la operación en el almacén generan variaciones mensuales del consumo de $\pm 15\%$ respecto al consumo promedio.

LA Fig. 7 muestra la evolución del VAN durante el tiempo de vida útil del proyecto.

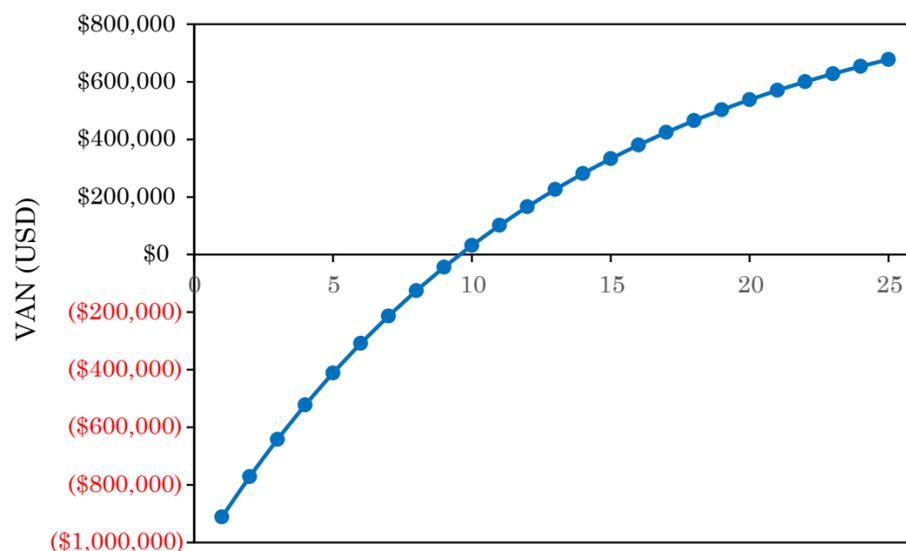


Fig. 7. VAN del sistema fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia.

Para este proyecto el TIR es de 14.9%, mayor que el 8% considerado en el análisis. Aunque, requiere de un análisis más detallado, pues la inversión se recupera en aproximadamente 10 años.

IV. CONCLUSIONES

La implementación del sistema fotovoltaico presenta resultados económicamente atractivos. Adicionalmente, al estabilizar la disponibilidad de electricidad en el almacén, permitiría aumentar la fiabilidad en su operación. Esto reducirá las pérdidas económicas por los problemas de electricidad en el puerto. En general, la implementación de los paneles es una medida amigable con el medioambiente, que reduciría la demanda de electricidad en un país que depende fundamentalmente de los combustibles fósiles.

REFERENCIAS

- [1] A. Jäger-Waldau, *PV status report 2019*. Ispra, IT: EC, 2019. <https://doi.org/10.2760/326629>
- [2] S. M. Moosavian, N. A. Rahim, J. Selvaraj & K. H. Solangi, “Energy policy to promote photovoltaic generation,” *Renew Sustain Energy Rev.*, vol. 25, pp. 44–58, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.030>
- [3] IEA, *Solar Energy: Mapping the Road Ahead – Analysis - IEA*. PA, FR: IEA, 2019. Available: <https://www.iea.org/reports/solar-energy-mapping-the-road-ahead>
- [4] Our World inData, *Installed solar energy capacity*, 2021. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/grapher/installed-solar-pv-capacity>
- [5] A. K. Berwal, S. Kumar, N. Kumari, V. Kumar & A. Haleem, “Design and analysis of rooftop grid tied 50 kW capacity Solar Photovoltaic (SPV) power plant,” *Renew Sustain Energy Rev*, vol. 77, pp. 1288–1299, Sep. 017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.017>
- [6] F. Mansouri Kouhestani, J. Byrne, D. Johnson, L. Spencer, P. Hazendonk & B. Brown, “Evaluating solar energy technical and economic potential on rooftops in an urban setting: the city of Lethbridge, Canada,” *Int J Energy Environ. Eng*, vol. 10, no. 1, pp. 13–32, Mar. 2019. <https://doi.org/10.1007/s40095-018-0289-1>
- [7] A. R. López, A. Krumma, L. Schattenhofer, T. Burandt, F. Corral, N. Oberländer & P.-Y. Oei, “Solar PV generation in Colombia - A qualitative and quantitative approach to analyze the potential of solar energy market,” *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 1266–1279, Apr. 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.10.066>
- [8] A. O. Castro, “Análisis del potencial energético solar en la Región Caribe para el diseño de un sistema fotovoltaico,” *INGECUC*, vol. 6, no. 1, pp. 95–102, 2010. Disponible en <https://revistascientificas.cuc.edu.co/index.php/ingecuc/article/view/296>
- [9] J. E. García, S. B. Sepúlveda & J. Ferreira, “Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico en una planta de tratamiento de agua,” *INGECUC*, vol. 14, no. 1, pp. 41–51, Jan. 2018. <https://doi.org/10.17981/ingecuc.14.1.2018.04>
- [10] A. S. Burlea & D. D. Burdescu, “An integrative approach of e-learning: From consumer to prosumer,” in *Smart Education and e-Learning*, in V. L. Uskov, R. J. Howlett & L. C. Jain, Eds., *Smart Education and e-Learning 2016*, Cham: Springer, 2016, pp. 269–279.
- [11] A. Sagastume Gutiérrez, J. J. Cabello Eras, J. G. Rueda-Bayona, L. Hens & C. Vandecasteele, “Assessing the biofuel – transport nexus. The case of the sugar industry in Cuba,” *J Clean Prod*, vol. 267, pp. 122–144, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.122144>
- [12] PVsyst. (versión 6.7). *PVsyst*. Accessed: Mar. 30, 2021. [Online]. Available: <https://www.pvsyst.com/software-evaluation/>
- [13] CMP Cienfuegos, “WEB Meteorológica CMPCF,” *cmpcf.cu*. <http://www.cmpcf.cu/#/bahia> (accessed Mar. 30, 2021).
- [14] *IEC 61215-1*, Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval - Part 1: Test requirements, *International Electrotechnical Commission*, IEC, Geneva, Switzerland, 2016. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/61345>
- [15] *IEC 61730-1*, Photovoltaic (PV) module safety qualification - Part 1: Requirements for construction, *International Electrotechnical Commission*, IEC, Geneva, Switzerland, 2016. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/25674>
- [16] “Módulo fotovoltaico – DSM-270,” *Empresa de Componentes Electrónicos*, CCE, Cuba. Accessed Mar. 30, 2021. Available: <https://www.gelect.cu/products/modulo-fotovoltaico/>
- [17] “Conext TL - 20kVA inverter,” *Schneider Electric Global*, SE, Rueil-Malmaison, France. Accessed Mar. 30, 2021. Available: <https://www.se.com/ww/en/product/PVSNVC20000/conext-tl---20kva-inverter/>

Julio Rafael Gómez Sarduy. Dr. C. Ing. Electricista. Universidad de Cienfuegos. <https://orcid.org/0000-0003-3313-6572>