

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED PARA
ALIMENTAR LA DIVISIÓN TERRITORIAL COPEXTEL
CIENFUEGOS. ANTEPROYECTO Y SIMULACIÓN**

**PHOTOVOLTAIC SYSTEM CONNECTED TO NETWORK TO FEED COPEXTEL
CIENFUEGOS TERRITORIAL DIVISION. PROJECT AND SIMULATION**

Alexander Domínguez Piloto^{1}, Sergio Jáuregui Rígó² y Jorge Beltrán Marrero³*

¹ División Territorial COPEXTEL Cienfuegos, Calle 63 Km 3 ½, Pueblo Grifo, Cienfuegos, Cuba.

² Centro de Estudios Energéticos y Tecnologías Ambientales (CEETA), Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas., Carretera a Camajuaní Km 5 ½, Santa Clara, Villa Clara, Cuba.

³ Taller de Producciones Varias y Mecanización, ZETI, Carretera a Palmira km 3 ½, Cienfuegos, Cuba.

Recibido: Enero 18, 2019; Revisado: Febrero 14, 2019; Aceptado: Abril 10, 2019

RESUMEN

La generación fotovoltaica se considera una alternativa ambientalmente ventajosa. Aunque el sistema energético de Cuba está basado fundamentalmente en el petróleo, se realizan avances en el uso de estas tecnologías. El presente trabajo tiene como objetivo proponer un estudio de oportunidad de sistemas fotovoltaicos conectado a red en la División Territorial COPEXTEL Cienfuegos (DTCC) en aras de reducir el consumo de energía eléctrica. Para ello se emplean el PVsyst y el RETScreen, software de diseño y simulación de sistema de energía renovable. Entre los principales resultados destaca la rentabilidad del parque fotovoltaico en zona de azoteas conectado a la red con cargas internas, con una potencia nominal total instalada de 150 kW. El ahorro para la DTCC puede ser de 2,86 millones de CUC y se dejan de emitir unas 155 TCO₂ anualmente, evidenciándose beneficios económicos y medioambientales. Se comprueba la oportunidad de instalar un parque fotovoltaico conectado a la red para cubrir la demanda eléctrica.

Palabras clave: ahorro de energía; energía solar; fuente renovable de energía; sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

Photovoltaic generation is considered an environmentally advantageous alternative over conventional energy sources. Although Cuba's energy system is fundamentally based on oil, advances are made in usage of these technologies. This paper objective is to propose an opportunity study of photovoltaic systems connected to grid in COPEXTEL Cienfuegos Territorial Division (DTCC) in order to reduce electricity consumption. PVsyst and RETScreen, design and simulation software for renewable energy systems are used. The profitability for the photovoltaic park in the roof area connected to the grid with internal loads and a total installed nominal power of 150 kW, was determined. The savings for DTCC could be of 2.86 million CUC and about 155 TCO₂ are no longer delivered annually, demonstrating economic and environmental benefits. The opportunity to install a photovoltaic park connected to grid to cover the electricity demand is verified.

Keywords: energy saving; solar energy; renewable source of energy; photovoltaic system.

1. INTRODUCCIÓN

Es inevitable el agotamiento de las fuentes de combustibles fósiles, sobre las cuales se ha construido la matriz energética mundial desde la Revolución Industrial. Por otra parte, el consumo desmesurado de combustibles fósiles ha traído la emisión a la atmósfera de más de 2 585 000 millones de toneladas de CO₂ (Rivera y Olabe, 2015) y similares cantidades de otros Gases de Efecto Invernadero, y con ello el acelerado calentamiento global y el cambio climático (Fernández, 2010). En este entorno, la humanidad encuentra importantes obstáculos a enfrentar en los años venideros.

En aras de hacer frente a estas problemáticas se propone la utilización de fuentes renovables de energía (FRE). Estas son vitales en la estrategia de desarrollo de políticas de sostenibilidad. Su empleo tiene un impacto más bajo en el medio ambiente comparado con las fuentes energéticas convencionales para la producción de energía (WWF, 2011). Este camino es factible, debido a que las FRE son aquellas que se producen de forma continua, son inagotables a escala humana y se renuevan (Fernández, 2010; Schallenberg y col., 2008). En los últimos años Cuba ha transitado por un cambio significativo de la cultura energética. Dentro de los lineamientos de la política económica y social aprobados en el VI Congreso del PCC se hace alusión al uso de FRE. El lineamiento 247 plantea la necesidad de potenciar su aprovechamiento, fundamentalmente la utilización del biogás, la energía eólica, hidráulica, biomasa, solar y otras; priorizando aquellas que tengan el mayor efecto económico (Comité Central PCC, 2011). Además, en el 2017 Raúl Castro Ruz, dicta el Decreto-Ley 345 que establece las regulaciones para el desarrollo de las FRE y el uso eficiente de la energía, (Castro, 2017).

En Cuba la utilización de la energía solar da respuesta a las exigencias energéticas de cara al desarrollo sostenible. En este sentido, cada metro cuadrado del territorio cubano recibe un promedio diario de 5 kWh, en el transcurso de un año, equivalente a la energía química acumulada en un litro de petróleo (Barcenas y col., 2013). Con el aprovechamiento, tanto directo como indirecto, de la energía solar se pueden satisfacer todas las necesidades energéticas (Bravo-Hidalgo, 2015).

Entre las tendencias más difundidas actualmente se encuentran los sistemas fotovoltaicos integrados a edificios, los que incrementan su presencia en entornos urbanos (Elzinga, 2008;

Esclapés, 2012; Komoto, 2008). Son eficientes, desde el punto de vista energético, porque generan electricidad en el mismo lugar que se consume, atenuando significativamente las pérdidas por distribución (Osorio, 2014). Las cubiertas ofrecen mayor potencial de integración en términos de producción energética, por ser las superficies mejor situadas y de mayor extensión, libres de obstáculos y restricciones (Osorio y Montero, 2016).

La División Territorial COPEXTEL Cienfuegos (DTCC) identifica la oportunidad de utilizar FRE como alternativa para su autoconsumo. La alternativa más viable es la instalación de un parque fotovoltaico conectado a la Red Eléctrica Nacional para suplir, de forma parcial o total, la demanda de energía eléctrica. Su viabilidad se sustenta en la posición de la DTCC, pues esta se encuentra en un entorno urbano. Además, las características constructivas de la entidad son favorables para la instalación al ser una edificación con espacios de azoteas aprovechables. Por otra parte, existe una gran capacidad de adquisición y asimilación de los módulos fotovoltaicos ya que la Corporación COPEXTEL está llamada a ser la comercializadora por excelencia de estos productos.

Desde este escenario, el presente trabajo tiene como objetivo proponer un estudio de oportunidad de sistemas fotovoltaicos conectado a red en la DTCC. Para ello, se emplean software de diseño y simulación de sistema de Energía Renovable, lo que resulta necesario para garantizar la seguridad y confiabilidad técnica de los sistemas durante su vida útil.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

La Corporación COPEXTEL, S.A cuenta con divisiones en cada provincia del país, una de ellas es la División Territorial COPEXTEL Cienfuegos (DTCC), la cual constituye el caso de estudio. Esta se encuentra ubicada en las coordenadas 22°9'43,58" N y 80°26'43,49" W, con dirección calle 63, km 3 Pueblo Grifo, Cienfuegos (Padilla, 2016).

2.1. Análisis del Banco de Problemas Energéticos DTCC

El consumo de la DTCC se sustenta en seis portadores energéticos fundamentales: Diesel, Gasolina Regular, Gasolina Especial, Lubricantes, Gas Licuado y Electricidad. Este último es el de mayor consumo, representando aproximadamente el 68% del total consumido de portadores energéticos en Toneladas de Petróleo Equivalente, figura 1. La DTCC es una entidad de servicios que se generan mayormente fuera del perímetro administrativo. Debido a ello, este elevado consumo no está asociado de forma directa a los ingresos, pues corresponde al edificio administrativo en su mayoría.



Figura 1. Diagrama de Pareto consumo de portadores energéticos DTCC 2017

Al hacerse un análisis de los equipos consumidores de DTCC se obtiene que el 67 % de este

consumo está asociado a los equipos de climatización. A pesar de las medidas tomadas por la empresa para reducir estos gastos, continua un elevado consumo de la energía eléctrica por lo que se mantiene deficiencias en el banco de problemas energéticos.

2.2. Selección del módulo fotovoltaico

Los diseños de las centrales y sistemas a partir del uso de las fuentes renovables de energía deben buscar la integración de la industria nacional al producto final. Además, en la política económica del país se aboga por la reducción de las importaciones. Por tales razones, el módulo fotovoltaico que se empleará en el proyecto es el DSM-250, producido por la Empresa de Componentes Electrónicos Ernesto Che Guevara ubicada en la carretera al Aeropuerto Álvaro Barba km 2 ½, Pinar del Río, Cuba.

Este módulo está compuesto por 60 celdas solares del formato 156 mm x 156 mm, con dimensiones incluyendo el marco de 1 650 x 992 x 35 mm conectados en serie-paralelo. El mismo es capaz de entregar una potencia de 250 Wp con una tolerancia de $\pm 3\%$, bajo condiciones estándar de radiación (STC: 1 000W/m², temperatura de los módulos T=25 °C, masa de aire AM 1,5). El DSM-250, en su punto de máxima potencia, genera a la tensión 30,5 V de corriente directa (Beltrán, 2018).

2.3. Selección del inversor

El inversor escogido para la instalación es el Sunny Tripower 25000TL de 25 kW de potencia nominal, adecuado para el arreglo serie-paralelo (*string configuration*). Se toman estos módulos por su confiabilidad y ser diseñados para sistemas conectados a la red. Además, la capacidad de estos inversores permite realizar arreglos medianos, esto facilita el proceso de mantenimiento al no tener que descontar grandes porciones del parque para reparaciones o mantenimientos del mismo (SMA, 2016).

2.4. Software PVsyst

El PVsyst v6.12 es un software muy versátil de simulación de instalaciones fotovoltaicas. Este posee la capacidad de calcular valores diarios de radiación solar a partir de mediciones mensuales. Contiene todos los subprogramas para el diseño, optimización y simulación de cuatro tipos de sistemas: conectados a red, autónomos, bombeo solar y redes de corriente directa. También incluye una base de datos con 7 200 modelos de módulos fotovoltaicos y 2 000 modelos de inversores (Osorio y Montero, 2016).

Entre las potencialidades de este software se encuentra que permite agregar datos a la base de datos del programa; como son: las variables meteorológicas y características de equipos. Además, provee información sobre las trayectorias solares de la localidad, permitiendo determinar las pérdidas por efecto de sombras cercanas durante todo el año. Brinda un informe detallado del estimado del comportamiento de los módulos, permitiendo realizar de forma fácil y rápida varias simulaciones si se requieren hacer consideraciones que puedan optimizar el funcionamiento del sistema.

Se presta especial énfasis a las opciones siguientes: pérdidas por polvo y suciedad 1 %, pérdida por sombreado entre filas y obstáculos cercanos, orientación y disposición de los módulos y arreglos, base de datos del clima para la síntesis horaria de radiación (NASA, 2018) y el establecimiento de las cargas internas, considerando las jornadas laborales y no laborales por separado. Además, fue necesario introducir las características de los módulos fotovoltaicos a utilizar en la simulación, datos que no contenía el software en su base de

datos.

Se brinda atención a distancia necesaria para disminuir las pérdidas por sombreo entre filas, como se muestra en la figura 2 correspondiente a lo reportado por (Loaeza, y col., 2012). Para determinar esta distancia se emplean las ecuaciones 1, 2, 3 y 4.

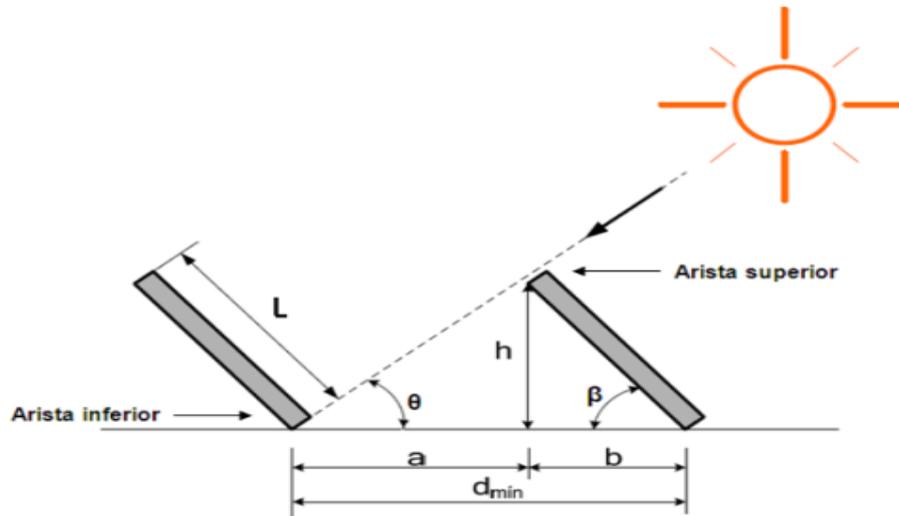


Figura 2. Distancia mínima entre aristas de paneles

Donde:

$d_{mín}$: Distancia mínima entre aristas de paneles para evitar sombras, m.

$$d_{mín} = a + b \quad (1)$$

h : Altura solar al medio día, m.

β : Grado de inclinación del panel respecto a la horizontal, °.

L : Longitud del panel (columna de módulos en paralelo), m.

$$h = \sin \beta * L \quad (2)$$

θ : Ángulo de la sombra respecto a la horizontal, °.

a : Distancia de la arista superior de un panel a la arista inferior del otro respecto a la horizontal, m.

$$a = \frac{h}{\tan \theta} \quad (3)$$

b : Distancia de la arista inferior del panel a la arista superior del mismo respecto a la horizontal, m.

$$b = \cos \beta * L \quad (4)$$

Si bien el PVSyst es una herramienta versátil para la simulación de sistemas fotovoltaicos, no se considera que su análisis económico y ambiental sea completo. Debido a ello es prudente la utilización del software RETScreen para el análisis económico y medio ambiental.

2.5. Software RETScreen

RETScreen es una herramienta de análisis de proyectos de energía limpia, este fue desarrollado por el Departamento de Recursos Naturales de Canadá y cuenta con el apoyo del GEF (*Global Environmental Fund*), la NASA y otros organismos (Román, 2012). Se utilizó RETScreen en su versión 4.0 para el análisis económico y del impacto ambiental.

Este software ayuda en el proceso de diseño de sistemas, en que la energía es una variable importante. El proceso de registro es totalmente gratuito, por lo que cuenta con más de 337 800 usuarios en 222 países lo que la convierte en una herramienta de difusión masiva. Es un proyecto en constante marcha, aproximadamente una vez al año el programa tiene mejoras

significativas que hacen que se pongan a disposición de los usuarios versiones nuevas (Román, 2012).

Sin embargo, el RETScreen no permite introducir en la base de datos componentes de los sistemas como paneles o inversores y limita el trabajo a los productos con que cuenta en la base de datos. Debido a ello, se toman los resultados obtenidos en la simulación con el PVSyst y se buscan homólogos en RETScreen que brinden los mismos resultados de generación eléctrica. Luego se procede a los cálculos deseados para el análisis económico y medio ambiental.

Los softwares del primer mundo solo permiten la introducción de una moneda para los análisis. Por otra parte, en las tarifas del Grupo de Soluciones (área de la DTCC destinada para la confección de proyectos) se emplean tres monedas (CUC, CUP, USD) para el análisis de este tipo de proyecto, tabla 1.

Tabla 1. Precio estimado de un Sistema Fotovoltaico de Conexión Red por kW

<i>Monedas</i>	<i>Sin Instalación y Montaje</i>	<i>Con Instalación y Montaje</i>
CUC	1 750,00	1 800,00
USD	1 500,00	1 500,00
CUP	488,00	750,00

Como alternativa a esta problemática, en el RETScreen se utiliza como moneda de análisis el CUC, moneda en que se realiza el cobro de la energía eléctrica. Para ello se asume el USD como conversión de 1 USD por 1 CUC y, para el CUP la tasa de conversión asumida es de 25 CUP por 1 CUC. Es necesario considerar el USD como un préstamo debido a que la DTCC no cuenta con esta moneda. Este representaría el 45 % de la inversión a realizar, bajo una tasa de interés de la deuda del 8% a pagar en un plazo de 5 años. El CUP se considera como parte del entrenamiento y puesta en servicio, dado que es empleado mayormente en el pago de instalación y mantenimiento.

Otros aspectos a considerar son la tasa de escalamiento del combustible (10%), tasa de inflación (3%), tasa de descuento (5%) y tiempo de vida del proyecto (25 años), valores considerados según tendencias frecuentes de ejecución de este tipo de proyectos. En el caso del análisis ambiental se toma como combustible el petróleo residual, con pérdidas estimadas del 15 % durante el proceso de generación de energía.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se emplea como área para la instalación del parque Fotovoltaico los 1 700 m² de azoteas con que cuenta el edificio administrativo. La inclinación de los módulos es de 22⁰, valor igual a la coordenada respecto al Norte. Se toma como azimut -39⁰ en el sentido de la construcción del local. Con esta orientación se tienen mayores pérdidas por no encontrarse alineado al Sur, sin embargo, se genera una mayor cantidad de energía al poder instalarse más módulos. Se determina una distancia entre filas de módulos de 2m. En la Figura 3 se muestra el esquema en 3D del parque fotovoltaico.

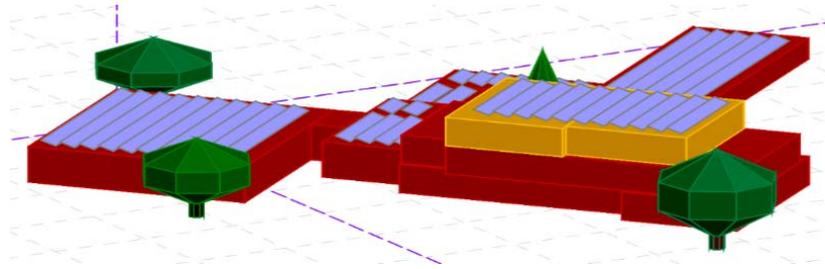


Figura 3. Distribución de los paneles fotovoltaico en la fachada de la DTCC

Se instalan un total de 608 módulos distribuidos en 6 arreglos, cada uno con un inversor lo que posibilita que al ejecutar el mantenimiento o la reparación de determinados grupos de paneles se interrumpa solamente la sección requerida. El sistema genera una potencia nominal total de 150 kW, lo que se traduce en la generación de 212,7 MWh al año.

Al introducir las cargas internas de la instalación se obtiene que se requiere suplir una demanda de 316 MWh/año. Para este análisis se introducen las cargas de los días laborales y fines de semana por horarios (Tabla 2), lo que da una media semanal de 868 kWh/día y un promedio diario de 1 143 kWh/día para los días laborales (Figura 4).

Tabla 2. Perfil diario, modulación semanal

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
<i>Días Laborales</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	8,0	110,0	110,0	100,0	110,0	kW
	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	55,0	10,0	10,0	10,0	10,0	8,0	8,0	kW
<i>Fines de Semana</i>	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	8,0	8,0	8,0	12,0	kW
	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	kW

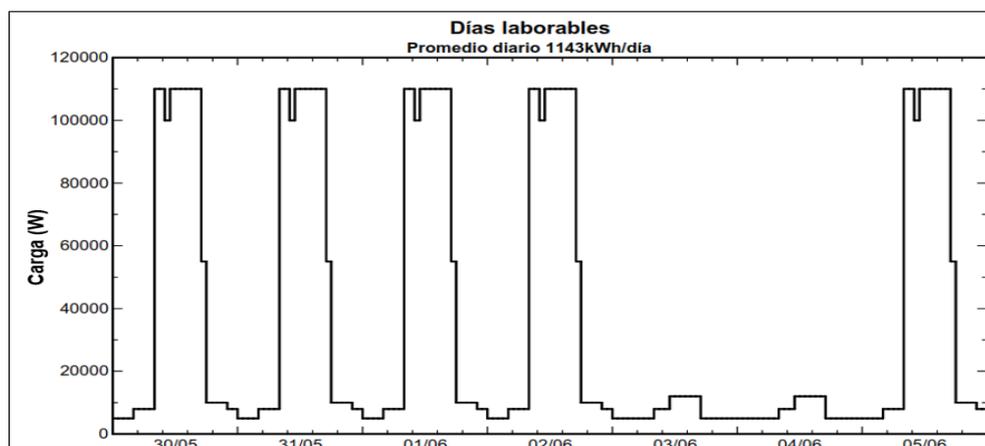


Figura 4. Consumo semanal de energía eléctrica en la DTCC

La Tabla 3 presenta un balance y resultados principales del parque fotovoltaico objetivo de estudio. Se muestra una necesidad anual de energía eléctrica por parte de la DTCC de 316,11 MWh/ año. Para suplir esta necesidad se toman 158,09 MWh/año de la generación anual de 218,41 MWh/año, y el resto necesario (158 MWh/año) es tomado de la Red Eléctrica Nacional. Se realiza un aporte de 54,61 MWh/año a la red. Es importante aclarar que los valores de temperaturas medias por mes se toman de la base de datos meteorológica de la NASA, la cual toma lecturas de 22 años para promediar.

Tabla 3. Balance y resultados principales

Mes	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	Earray MWh	E Load MWh	E User MWh	E_Grid MWh
Enero	159,7	21,10	193,0	173,6	19,54	27,66	14,93	4,099
Febrero	157,1	22,30	180,7	163,1	18,84	24,23	13,69	4,671
Marzo	176,7	23,80	187,6	171,6	20,72	26,69	15,07	5,109
Abril	181,5	25,20	180,2	166,2	20,90	25,54	13,70	6,638
Mayo	160,0	25,90	153,0	140,0	18,31	27,66	13,82	3,997
Junio	136,5	26,30	127,5	115,7	15,34	25,54	10,78	4,141
Julio	159,3	26,30	147,5	134,5	17,80	26,69	12,51	4,821
Agosto	159,5	26,30	148,7	135,9	17,65	27,66	13,18	3,995
Septiembre	133,8	26,00	135,0	122,9	15,63	24,57	11,80	3,414
Octubre	145,7	25,00	161,9	146,2	17,36	27,66	12,59	4,318
Noviembre	144,9	23,50	173,9	154,1	17,61	26,51	12,79	4,383
Diciembre	151,6	21,70	190,6	168,7	18,70	25,71	13,21	5,029
Año	1860,3	24,46	1979,7	218,41	218,41	316,11	158,09	54,614

Leyenda:

GlobHor	Irradiación global horizontal	Earray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura ambiente	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
GlobInc	Global índice plano receptor	E User	Energía suministrada al usuario
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E_Grid	Energía reinyectada en la red

En la Figura 5 se presenta el desglose de las pérdidas del sistema desde la irradiación global, hasta el consumo de la energía producida por el sistema.

Se evidencia la ganancia de 6,4% debido a la orientación por inclinación de los módulos. Se resaltan las pérdidas fotovoltaicas por las temperaturas (8%), factor en el que inciden directamente variables meteorológicas. Se cuenta con un 9,8% de pérdidas por sombreado según cadenas. En estas influye la orientación y disposición de los módulos, pues al sombreado una parte de la cadena esta se desconecta por completo. Los valores brindados son acumulados anuales sobre los que inciden las estaciones e inclinación del sol respecto al ecuador.

La ejecución del proyecto cuenta con un costo inicial total de 516 316 CUC, de los cuales el 44,2 % (228 000 CUC) deben de ser solicitados como préstamo de la inversión dado que representa el monto de dinero líquido (USD), capital con el que no cuenta la DTCC. El restante 55,8 % (288 284 CUC) forma parte al balance de sistema y miscelánea necesario para la ejecución del proyecto. Además, se le debe sumar a este valor el importe por operación y mantenimiento (4 560 CUC aproximadamente) que se debe de pagar anualmente durante los 3 ciclos de 7 días de interrupción para ejecutar el mantenimiento al sistema.

El parque fotovoltaico representa un ahorro anual durante el ciclo de vida de 71 003 CUC por concepto de dejar de consumir petróleo crudo para la generación de la electricidad requerida. En correspondencia con ello los análisis financieros del proyecto muestran como resultado un tiempo de retorno de la inversión de 10,3 años (Figura 6). Durante este período se paga el préstamo en un plazo de 5 años, tiempo a partir del cual el beneficiario debe pagar el importe restante, aproximadamente 300 000 CUC.

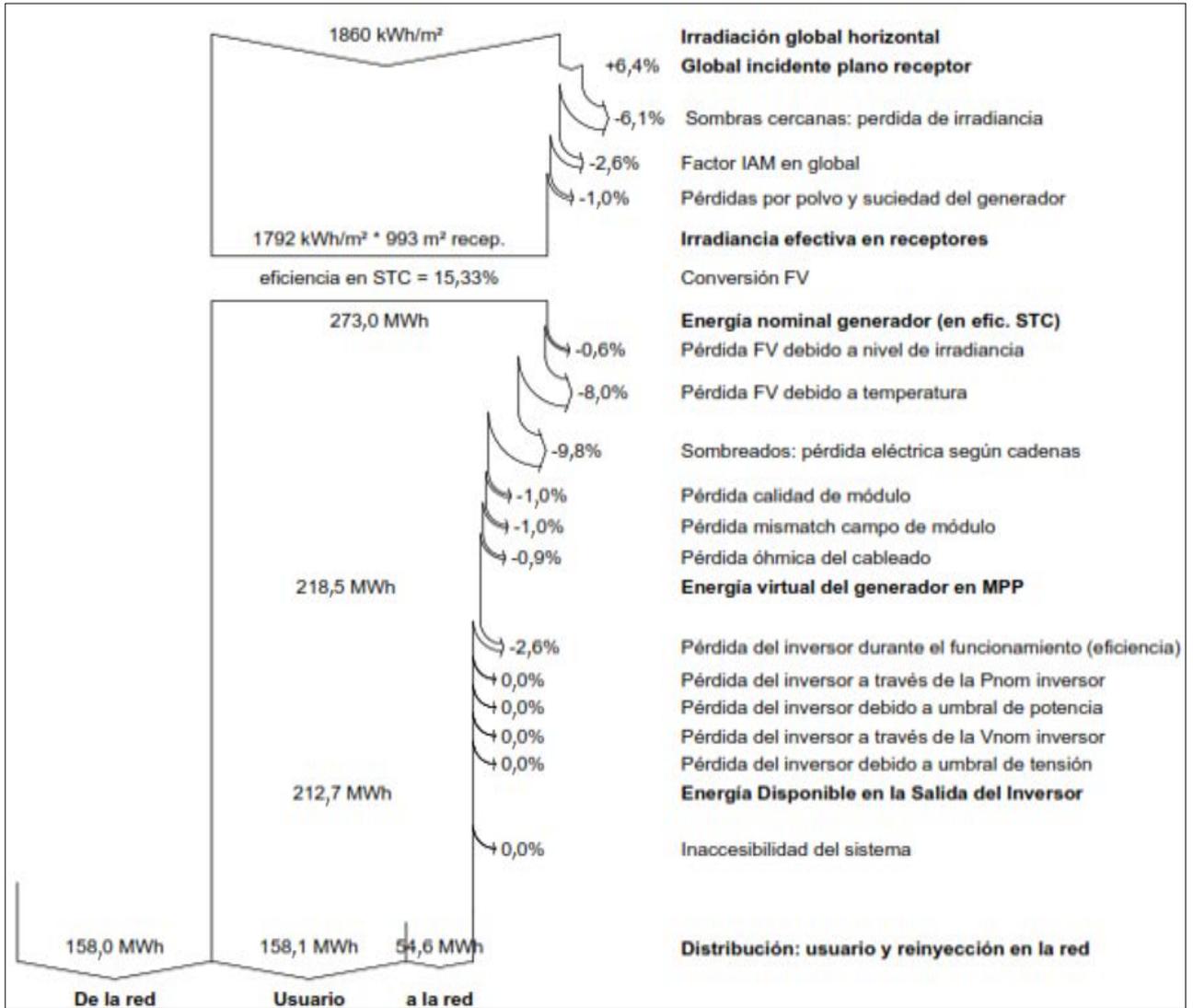


Figura 5. Desglose de pérdidas en la generación eléctrica anual del sistema

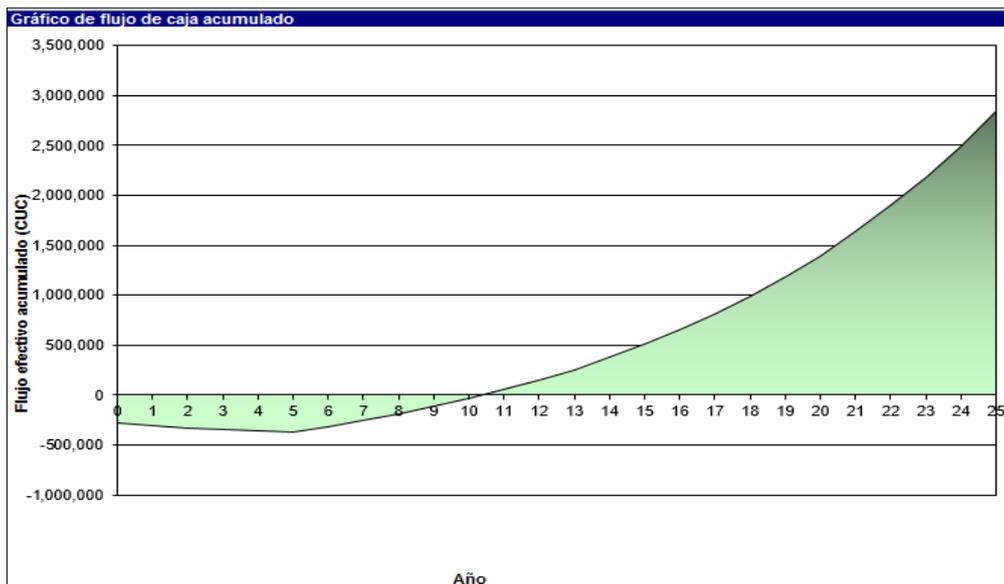


Figura 6. Gráfico de flujo de caja acumulativo

El proyecto cuenta con una tasa de interés de retorno del 14,7%, valor favorable para la ejecución de la inversión al ser superior a las tasas de interés de los parámetros financieros

considerados. Además, tiene un valor presente neto de 1 000 713 CUC, el cual es factible financieramente. Se obtiene un ahorro de 2 868 404 CUC al culminar los 25 años de vida del parque fotovoltaico.

La instalación del parque fotovoltaico tiene un impacto ambiental favorable al permitir la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en 155 TCO₂ al año, el equivalente a dejar de quemar 360 barriles de petróleo crudo. Se dejarían de emitir en total 3 866 TCO₂, contribuyendo con el cuidado y preservación del medio ambiente. Estos resultados están en consonancia con el desarrollo próspero y sostenible para Cuba y el planeta en general.

4. CONCLUSIONES

1. Es factible la instalación de un parque fotovoltaico conectado a la red en la DTCC para suplir de forma parcial la demanda de energía eléctrica.
2. La instalación del parque fotovoltaico de 605 módulos y 6 inversores en la zona de azoteas es un proyecto viable al presentar una tasa de interés de retorno de 14,7% y un tiempo de recuperación de la deuda de 10,3 años.
3. Durante el tiempo de vida útil de la instalación el ahorro para la DTCC por concepto de energía eléctrica dejada de consumir es de aproximadamente 2,86 millones de CUC.
4. El parque permite dejar de emitir unas 155 TCO₂ anualmente, lo que trae beneficios económicos, energéticos y medioambientales para el país.
5. La ejecución del proyecto aporta a los objetivos del país de contar con mayor penetración de las fuentes renovables de energía en la matriz energética nacional para el 2030.

REFERENCIAS

- Barcenás, M., Borrajero, I., Peláez, J., Guerra, A., Ávila, Mijail., Águila, L., Fernández, C., Martínez, R., Gutiérrez, M., y Angulo, G., Determinación de la distribución de radiación solar sobre el territorio nacional partiendo de la información que brinda la red hidiográfica., Centro de Física de la atmósfera, Instituto de Meteorología, Cuba, 2013, pp. 32-34.
- Beltrán, J., Anteproyecto y simulación de un sistema fotovoltaico conectado a la red para alimentar la División Territorial COPEXTEL Cienfuegos., Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Mecánico, Centro de Estudios de Energía y Medioambiente en la Universidad de Cienfuegos, Cuba, 2018.
- Bravo-Hidalgo, D., Energía y desarrollo sostenible en Cuba., Centro Azúcar, Vol. 42, No. 4, Oct.-Dic., 2015, pp. 14-25.
- Castro, R., Decreto-Ley No. 345 del desarrollo de las fuentes renovables y el uso eficiente de la energía., Consejo de Estado, La Habana, Cuba, 23 de Marzo del 2017.
- Comité Central PCC., Lineamientos de la política económica y social del Partido y la Revolución., Documento del VI Congreso del Partido Comunista de Cuba, La Habana, Cuba, 2011, pp. 32-33.
- Elzinga, D., Urban BIPV in the New Residential Construction Industry., Report IEA-PVPS-T10-03, Ottawa, Canada, International Energy Agency, 2008, pp. 1-56.
- Esclapés, J., Adaptación de la energía solar fotovoltaica sobre fachadas urbanas., Tesis presentada en opción al Grado Científico de Doctor en la Universidad de Alicante, España, 2012.

- Fernández, M.J., Energías Renovables: Estudio de Viabilidad de una instalación solar fotovoltaica (Huerto Solar)., Tesis de grado, Facultad de Administración y Dirección de Empresas en la Universidad Politécnica de Valencia, España, 2010.
- Komoto, K., Community-Scale Solar Photovoltaics: Housing and Public Development Examples., Report IEA-PVPS-T10-04, Japan, International Energy Agency, 2008, pp. 1-90.
- Loeza, F.A., Carmona, C.R., y Tenorio, J.C., Metodología de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCCR) para uso en luminarias del edificio 3 de la ESIME Zacatenco., Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Electricista en el Instituto Politécnico Nacional, México, 2012.
- NASA, POWER Surface meteorology and Solar Energy (SSE) - NASA., 2018, from <https://asdc-arcgis.larc.nasa.gov/sse/>
- Osorio, L.H., Requerimiento para la interconexión de un sistema fotovoltaico distribuido al sistema público de electricidad., Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú, 2014.
- Osorio, L., y Montero, R., Análisis energético de un sistema fotovoltaico integrado a una cubierta plana horizontal., Ingeniería Energética, Vol. 37, No. 1, Ene.-Abr., 2016, pp. 45-54.
- Padilla, C.A., Planificación energética de acuerdo a la norma cubana NC ISO 50 001 en la Empresa Copextel Cienfuegos., Tesis presentada en opción al Título de Ingeniero Mecánico en la Universidad de Cienfuegos, Cuba, 2016.
- Rivera, T. y Olabe, A., La cumbre del clima en París., Documento de trabajo 3/2015, Real Instituto Elcano, 2015, pp. 1-25.
- Román, R., Retscreen: Un programa para Sistemas Energéticos., Guía para el uso del Retscreen, Universidad de Chile, 2012, pp. 1-38.
- Schallenberg, J.C., Piernavieja, G., Hernández, C., Unamunzaga, P., García, R., Díaz, M., Cabrera, D., Martel, G., Pardilla, J. y Subiela, V., Energías renovables y eficiencia energética., Vol. 1, Instituto Tecnológico de Canarias, S.A, 2008, pp. 45-47.
- SMA, Instrucciones de funcionamiento. Sunny Tripower 15000TL / 20000TL / 25000TL., 2016, Recuperado de www.SMA-Solar.com
- WWF., El Reporte de la Energía Renovable., Informe de la Energía Renovable, México, 2011, pp. 1-7.