

## PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR DE COLECTORES CILÍNDRICO PARABÓLICOS EN LA INDUSTRIA AZUCARERA DEL GUAIRÁ

José María Gómez<sup>1</sup>, Eduardo Márquez<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Facultad Politécnica, Universidad Nacional de Asunción, Campus Universitario, San Lorenzo, Paraguay;  
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad Nacional de Asunción, Campus Universitario, San Lorenzo, Paraguay.

<sup>2</sup>Universidad Centro Panamericano de Estudios Superiores-UNICEPES, Campus Zitácuaro- Michoacán, México.  
Tel: +595 981 743221- emails: jmgomez@pol.una.py, eduardo.marquez@unicepes.edu.mx

*Recibido 07/2025; Aceptado 08/2025*

**RESUMEN.-** Este trabajo tuvo como objetivo definir un modelo de hibridación entre la tecnología solar de concentradores cilindro-parabólicos con el sistema de cogeneración de una planta azucarera estándar, para la sustitución parcial o total de la biomasa no sostenible, proveniente de bosques nativos, y obtener la respuesta anual de potencia y energía mediante la simulación con el software especializado en sistemas térmicos TRNSYS 018. La planta azucarera de simulación fue ubicada en la ciudad de Tebicuary del departamento del Guairá de Paraguay, región de mayor producción de azúcar de caña del país, cuyos datos meteorológicos y de radiación fueron obtenidos mediante la herramienta PVGIS y convalidados con datos de fuentes locales. Fue calculado una superficie del campo solar de 64,102.56 m<sup>2</sup> constituidos por 1626 colectores. Se han obtenido valores de temperatura de salida del fluido térmico, potencia útil y energía útil acumulada anual que superan los valores de referencia entre 8 a 10 horas en el mes de junio y entre 10 a 12 horas en el mes de noviembre. La energía eléctrica bruta mensual y acumulada anual obtenida está en el orden de magnitud esperado para turbinas de alta presión, lo que implica una buena respuesta del sistema híbrido propuesto.

**Palabras clave:** colectores cilindro-parabólicos, biomasa no sostenible, TRNSYS

## PROPOSAL FOR THE IMPLEMENTATION OF PARABOLIC TROUGH SOLAR COLLECTOR TECHNOLOGY IN THE GUAIRÁ SUGARCANE INDUSTRY

**ABSTRACT.-** This work aimed to define a hybridization model between parabolic trough solar technology and the cogeneration system of a standard sugar mill, for the total or partial replacement of unsustainable biomass from native forests, and to obtain the annual power and energy response through simulation with the specialized thermal systems software TRNSYS 018. The simulation sugar mill was located in the city of Tebicuary in the department of Guairá, Paraguay, the region with the highest sugarcane production in the country, whose meteorological and radiation data were obtained through the PVGIS tool and validated with data from local sources. A solar field area of 64,102.56 m<sup>2</sup> consisting of 1626 collectors was calculated. Thermal fluid outlet temperature, useful power, and annual accumulated useful energy values were obtained that exceeded the reference values by 8 to 10 hours in June and by 10 to 12 hours in November. The monthly gross and annual accumulated electrical energy obtained are within the order of magnitude expected for high-pressure turbines, implying a good response from the proposed hybrid system.

**Keywords:** parabolic trough collectors, non-sustainable biomass, TRNSYS

### 1. INTRODUCCIÓN

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, 2021) ha recomendado para el caso del Paraguay, mapear el

potencial de las energías renovables variables, entre las que se mencionan a la energía solar, la energía eólica y a la energía geotérmica, para la generación de potencia u otras aplicaciones que aún no fueron evaluados claramente, proponiendo la



Esta obra está bajo Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.  
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

utilización de datos satelitales y la centralización en áreas específicas de desarrollo.

La problemática energética del Paraguay también fue analizada en el informe del Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI, 2021), en donde se sostiene que, en el ámbito industrial, el sector azucarero demanda el 49 % de la energía total neta y cuentan con calderas de bagazo de caña de azúcar como principal fuente de ineficiencia. Una de las principales razones del elevado consumo de biomasa es su bajo costo de 0,96 US\$/KWh, en comparación a la electricidad de 7,02 US\$/KWh para el sector residencial y 5,47 US\$/KWh para el sector industrial.

En este sentido, la deforestación ha alcanzado 44,000 km<sup>2</sup> entre 1987 y el 2012 en la región occidental o Chaco paraguayo, aumentando más del doble en el último decenio, de acuerdo con Baumman *et al.* (2017). En 2012, existió desbalance entre la producción sostenible de biomasa sólida de 3.4 millones de toneladas y la demanda anual de 15.7 millones de toneladas, es decir, del orden de unas 4 o 5 veces (Ríos *et al.*, 2016).

Las principales industrias azucareras se encuentran en el departamento del Guairá, en lugares relativamente cercanos a las redes de transmisión de alta tensión de las hidroeléctricas Itaipú y Yacyretá, lo que abre paso a una alternativa de generación renovable de energía eléctrica de las industrias de la zona. Enciso (2019) menciona que los principales productores de caña de azúcar son los departamentos de Guairá, Paraguari y Caaguazú, con el 75% del total cosechado en el periodo 2015-2019. Corresponde al Guairá el 38% de la superficie cultivada en el año 2019-2020, a Paraguari el 22% y a Caaguazú el 15%, por citar los principales productores en este rubro. Según datos del Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG, 2022), entre los años 2020-2021, la superficie cultivada en el Guairá alcanzó las 39,000 ha, con una producción de 3,120,000 t y 3,031,881 t, respectivamente (42 %). Además, la demanda de energía eléctrica proyectada para el 2040, con un crecimiento anual del 3.1% y hasta un 8.9%, en donde se tuvo en cuenta el crecimiento de la población y del sector industrial en diferentes escenarios, requieren el incremento de la potencia disponible para cubrir las necesidades del consumo interno y mantener el nivel de exportación (Pappis *et al.*, 2021).

Las situaciones mencionadas más arriba requieren el planteamiento de la posibilidad de uso del recurso solar a nivel industrial para encarar ambos problemas. La tecnología planteada es la de colectores solares cilindro-parabólicos, para la generación de vapor y energía eléctrica a ser utilizada en el proceso de producción de azúcar de caña y etanol, para la reducción del consumo de leña utilizada como combustible auxiliar. La región estudiada es el Departamento del Guairá, por su importante contribución en la producción total de azúcar de caña y etanol.

Considerando los compromisos nacionales en la reducción de los Gases de Efecto Invernadero (GEI); el grave problema de la deforestación; los planes gubernamentales de aumentar la presencia de las EERR en la matriz energética, para el 2050; el elevado uso de energía en sectores industriales, principalmente la proveniente de la biomasa no renovable, se propone en este trabajo, la utilización del recurso solar inagotable, disponible en el país, para la optimización del uso de las fuentes renovables, para así afrontar parte de los desafíos nacionales en relación a la reducción de los GEI, la deforestación y la creciente demanda de energía.

En este trabajo se tiene como objetivo definir un modelo de hibridación de la tecnología solar de concentradores cilindro-parabólicos PTC (Del inglés Parabollic Trough Collector) con una planta azucarera estándar como sustitución total o parcial de la biomasa no sostenible (proveniente de bosques nativos) utilizada como energía auxiliar y obtener la respuesta anual de potencia y energía mediante la simulación con el software especializado TRNSYS 018 (TRNSYS, 2019). Este software permite la modelación gráfica de un sistema, usando componentes de bibliotecas conocidos como “types”, compuestos internamente por una serie de ecuaciones matemáticas, donde las entradas y parámetros son convertidos en valores de salidas. Se espera, además, obtener la distribución mensual y horaria de potencia térmica y energía útil del modelo propuesto. Se considera que el recurso solar del Guairá es suficiente para la implementación de la tecnología propuesta mediante el modelo planteado.

## 2. MÉTODOS Y MATERIALES

Se consideró un modelo base de planta azucarera tomando como referencia el trabajo de Pippo y Luengo (2013), el cual fue modificado para incluir una planta solar de colectores cilindro-parabólicos con base al trabajo de Herrera *et al.* (2019) y Burin *et al.* (2016), para sustituir la energía térmica obtenida mediante 2 o más extracciones de la turbina de baja presión del tipo condensación-extracción CEST (Del inglés Condensation Extraction Steam Turbine), para el calentamiento del agua de alimentación mediante una hibridación entre la tecnología solar de colectores cilindro parabólicos PTC y el sistema de cogeneración de la planta azucarera. El calor obtenido de la planta solar debe ser el necesario para cubrir la demanda de energía térmica del calentador del agua de alimentación de alta presión de una potencia de 17 MW.

### 2.1. Obtención, procesamiento y validación de datos climatológicos

Las coordenadas de la planta industrial corresponden al distrito de Tebicuary, del departamento del Guairá (Distante unos 125 Km de la capital del país, Asunción), y son Latitud=-25.77° y Longitud=-56.65°, con una elevación de 118 msnm. Esta ubicación fue tomada a modo referencial sin que los datos y esquemas de la simulación se correspondan con plantas industriales de la zona.

Los datos climáticos fueron obtenidos de la base de datos SA-RAH-2 (Surface Solar Radiation Data Set-Heliosat, Versión 2), que son proveídos por el fondo de aplicaciones satelitales para la vigilancia del clima CM SAF (Del inglés Satellite Application Facility on Climate Monitoring) (Kothé *et al.*, 2017), utilizando la aplicación web Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS, 2023), para ello fueron especificados las coordenadas del distrito de Tebicuary y se seleccionaron los parámetros requeridos como la irradiancia, la temperatura y la velocidad del viento. Para obtener la distribución de la irradiancia normal directa DNI (Del inglés Direct Normal Irradiance) y de la velocidad del viento promedio diario mensual se promediaron los valores horarios para un DNI superiores a 40 W/m<sup>2</sup>. Los datos de irradiancia solar fueron inspeccionados de manera que los valores negativos y aquellos que superaban el valor canónico de la irradiancia solar total de 1365 W/m<sup>2</sup>, tomado de Fröhlich (2011), fueron descartados, de acuerdo al procedimiento seguido por Benítez *et al.* (2016). Los valores horarios fueron promediados para obtener las medias diarias, a partir de estas, se calcularon las medias mensuales y luego, a partir de estas últimas, las medias anuales.

Los datos solicitados fueron bajados en una recopilación representativa, obtenida por el método detallado en el trabajo de Huld et al. (2018), llamada año meteorológico típico TMY (Del inglés Typical Meteorological Year) o año tipo, en un archivo en formato EPW (EnergyPlus Weather), correspondiente al periodo 2005-2020, que permitió su utilización en el software de simulación TRNSYS 018. A modo de validación, los datos de la radiación global horizontal GHI (Del inglés Global Horizontal Irradiance) promedio diario mensual, calculados a partir de datos horarios, fueron comparados con los rangos de valores del Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay (Itaipú y Binacional, 2016). Se han utilizado los límites inferiores, puntos medios y límites superiores del rango de variación mensual para el departamento del Guairá.

## 2.2. Dimensionamiento de la planta solar

La eficiencia térmica de los colectores  $\eta_{col}$  fue calculada por la ecuación siguiente (Möllenkamp et al., 2017; Rubini y Habib, 2011, como se citó en Bolognese et al., 2020):

$$\eta_{col} = c_0 - a_1 \frac{T_{es} - T_{ext}}{I_{sol}} - a_2 \frac{(T_{es} - T_{ext})^2}{I_{sol}}, \quad (1)$$

Siendo  $c_0$  la eficiencia óptica,  $T_{es}$  es el promedio entre la temperatura de entrada al colector  $T_1$  y la temperatura de salida del colector  $T_2$ ,  $T_{ext}$  es la temperatura ambiente,  $I_{sol}$  es la radiación incidente dada por el DNI para el caso de los colectores parabólicos y, por último,  $a_1$  y  $a_2$  son los coeficientes de pérdidas térmicas. Los datos fueron obtenidos de la ficha técnica del fabricante. El DNI fue tomada como la media de la irradiancia promedio mensual entre los meses de noviembre y febrero, la temperatura ambiente fue calculada promediando el promedio diario mensual de la temperatura a 2 m.

El colector seleccionado fue el modelo LS-2, de la empresa israelí LUZ International Limited (Moss y Brosseau, 2005), por ser un diseño de mención frecuente en la bibliografía especializada, de 39.2 m<sup>2</sup> de superficie colectora neta, 5 m de ancho de apertura, 7.8 m de longitud y cuyas especificaciones técnicas restantes incluyen las constantes ópticas y de pérdidas térmicas.

El tamaño del campo solar  $A_{total}$  fue calculado con base en el procedimiento seguido por Quiñones et al. (2020). Se empleó la ecuación (2) detallada a continuación:

$$A_{total} = \frac{j * dda}{RAD * \eta_{coll}}, \quad (2)$$

Siendo  $j$  la fracción solar esperada,  $dda$  la demanda de calor,  $RAD$  es la irradiancia total anual del lugar (DNI).

Siguiendo el método de Yuanjing et al. (2020), fue calculado el número de colectores en serie en cada fila  $n_{s,i}$  dado por:

$$n_{s,i} = \frac{\Delta T_{o,i}}{\Delta T_{i,j} - \Delta T_{o,s,ij}}, \quad (3)$$

Siendo  $\Delta T_{o,i}$  la diferencia entre la temperatura del fluido térmico en la entrada y la salida del campo solar,  $\Delta T_{o,j}$  la diferencia de temperatura del fluido térmico entre la entrada y salida de cada

colector y  $\Delta T_{o,s,ij}$  la disminución de temperatura de los tubos conectores.

De manera similar, el número de circuitos paralelos de colectores  $n_{p,i}$  depende de la potencia térmica nominal del campo solar  $W_{th,i}$ , de la salida nominal de potencia térmica de cada colector  $\Delta W_{th,i}$  y de la pérdida de potencia térmica  $\Delta W_{th,p,ij}$  para la conexión de colector único y está dado por:

$$n_{p,i} = \frac{W_{th,i}}{n_{s,i}(\Delta W_{th,i} - \Delta W_{th,p,ij})}, \quad (4)$$

El número de colectores en cada circuito cerrado es el producto entre (3) y (4).

La potencia térmica demandada por el campo solar está dada por la ecuación (5), adaptado del trabajo de Holler et al. (2021):

$$W_{th,i} = A_{Total} * I_{sol} * \eta_{coll}, \quad (5)$$

Siendo  $A_{total}$  la superficie del campo solar,  $I_{sol}$  la irradiancia promedio anual y  $\eta_{col}$  el rendimiento de los colectores. La potencia térmica nominal de cada colector fue resultado del producto de la irradiancia promedio anual por la superficie de cada colector individual y por el rendimiento de los mismos.

## 2.3. Configuración de las simulaciones

La simulación es un medio con el cual tanto nuevos procesos, como procesos ya existentes, pueden proyectarse, evaluarse y contemplarse, sin correr el riesgo asociado a experiencias llevadas a cabo en un sistema real (Belda y Grande, 2009). La simulación de la hibridación de la tecnología solar con una planta azucarera fue realizada con el software TRNSYS 018, que tuvo como entrada los datos climatológicos obtenidos previamente, las características técnicas de los colectores solares, las características técnicas de los diferentes equipos como las turbinas, generadores, intercambiadores de calor, bombas, etc. El software permitió seleccionar el modelo de cada dispositivo de su propia biblioteca, además, se mantuvo por defecto los parámetros no especificados en las hojas técnicas. Los parámetros de la planta azucarera corresponden a valores medios para molinos modernos obtenidos de Birru et al. (2019), estos valores son referenciales y su incidencia en los diferentes cálculos posteriores podrían ser de importancia; sin embargo, el uso de valores medios garantiza, en cierta forma, que los resultados a ser obtenidos no correspondan a plantas industriales de un tamaño extremo o de un diseño muy particular. El esquema principal para la simulación se ilustra en la Figura 1.

En donde la bomba (Type114) permite el flujo del agua desde el tanque de almacenamiento (Type 158) por el intercambiador de calor (Type 5e), donde recibe la energía térmica proveniente del campo de colectores solares (Type1352\_v2a) y luego es direccionada hacia la caldera (Type638\_v2a), para la generación de vapor cuando la temperatura de salida del campo solar es mayor o igual a 200°C.

El nivel de radiación, la temperatura ambiente y demás datos climatológicos están dados por el Type15-3. El vapor generado en la caldera pasa al sobrecalentador (Type617c\_v2a), que calentará al vapor proveniente de la caldera en caso de no alcanzar los 525 °C

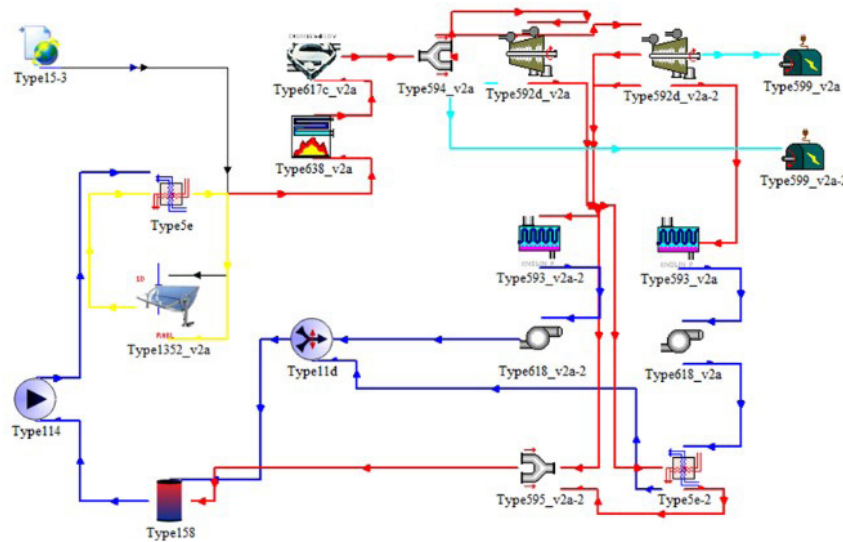


Fig 1. Configuración de la simulación TRNSYS

y se mantiene apagado en caso contrario, de allí, el vapor pasa a la válvula de desvío (Type 594\_v2a), que permite dividir el flujo de vapor entre la turbina de alta presión (Type592d\_v2a) y la turbina de baja presión (Type592d\_v2a\_2) con un porcentaje del 67 % y 33 %, respectivamente.

Las turbinas de vapor están acopladas a los generadores eléctricos (Type599\_v2a\_2 y Type599\_v2a), la energía generada será utilizada en los requerimientos de la fábrica y cuyo excedente podrá ser vendido al sistema público. La salida de vapor de la turbina de alta presión del tipo a contrapresión BPST (Del inglés Back Pressure Steam Turbine) es utilizada para el suministro de calor necesario en el proceso industrial, representado por el condensador (Type593\_v2a-2). La bomba de vapor condensado (Type618\_v2a-2) permite enviar agua presurizada al mezclador de flujo controlado (Type 11d), que lo unifica con el flujo proveniente del intercambiador de calor (Type 5e-2), para luego ser enviado al tanque de almacenamiento cilíndrico (Type 158).

El flujo de vapor de la turbina CEST es enviado a un condensador (Type 593\_v2a) y cuyo fluido de salida pasa a la bomba de vapor condensado (Type593\_v2a), que lo lleva al intercambiador de calor (Type 5e-2), donde intercambia energía con el vapor extraído del puerto de extracción 1 del CEST. El fluido calentado de esta forma es enviado al mezclador de flujo previamente mencionado. El vapor caliente pasa por la válvula mezcladora de vapor (Type 595\_v2a-2), para formar un fluido único con otro flujo proveniente del puerto de extracción 2 del CEST, para empezar de nuevo el ciclo en el tanque cilíndrico (Type 158). Los valores de energía útil específica anual (energía por unidad de apertura), resultado de las simulaciones, fueron comparados con valores de la literatura para el análisis correspondiente, siguiendo el modelo lineal propuesto por Holler *et al.* (2021).

### 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

#### 3.1. Datos climatológicos

A modo de validación, los datos de la radiación global horizontal (GHI) promedio diario mensual, calculados a partir de datos

horarios, obtenidos mediante PVGIS para la ciudad de Tebicuary, fueron comparados con los rangos de valores del Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay (Itaipú y Binacional, 2016). Se han utilizado los límites inferiores, puntos medios y límites superiores del rango de variación mensual para el departamento del Guairá. Se obtuvieron una media de 4.39, 4.59 y 4.79 KWh/m<sup>2</sup>-día para los límites inferiores, puntos medios y límites superiores respectivamente.

Los errores de sesgo medio obtenidos fueron de 0.19, -0.01 y -0.21 KWh/m<sup>2</sup>-día, notándose una sobreestimación de los datos de PVGIS para los límites inferiores, una buena coincidencia para valores medios y una subestimación para los límites superiores. Los errores porcentuales medios fueron de 2.58%, -2.05% y -6.26%, lo que nos indica errores absolutos medios inferiores al 3% para los límites inferiores y puntos medios. El mayor error porcentual medio absoluto corresponde a los límites superiores que supera ligeramente el 6%. También fueron obtenidas las gráficas de dispersión entre los valores medios de ambas fuentes, de manera a calcular los coeficientes de correlación respectivos. Se obtuvo un promedio del coeficiente de determinación de  $R^2=0.87$ , lo que corresponde a un coeficiente de correlación de Pearson de  $R=0.93$ .

Seguidamente, en la distribución mensual del DNI se ha encontrado una tendencia de aumento a partir de octubre hasta marzo, con un máximo del promedio diario mensual en el mes de febrero de 6.27 kWh/m<sup>2</sup>. Por su parte, la velocidad del viento a 10 m tiene un máximo del promedio mensual para el mes de julio de 3,14 m/s, en concordancia con la época de invierno y una disminución de la radiación incidente, además, el valor promedio observado fue de 2.66 m/s. Adicionalmente, se ha encontrado que la temperatura promedio anual a 2 m de altura fue de 22.04°C, con un máximo del promedio mensual de 26.88°C para el mes de enero y un mínimo del promedio mensual de 16.80°C para el mes de junio.

Estos parámetros son importantes, porque un incremento de la velocidad de viento aumenta las pérdidas de calor del receptor de un colector solar PTC y con ello disminuye la eficiencia térmica

del colector (en 0.4 % para 10 m/s). Un aumento de la temperatura ambiente se relaciona con un aumento de la eficiencia térmica, que para un cambio de temperatura de 25 °C a 40 °C hace decrecer las pérdidas de calor del receptor en tan solo 1 %, con el correspondiente aumento de la eficiencia del colector en el orden de los 0.4 %, según estudios de la NREL (National Renewable Energy Laboratory) (Kutscher et al., 2012).

Los valores obtenidos en el presente estudio anticipan poca variación en la eficiencia de los colectores solares debido a estos factores, ya que la velocidad del viento promedio es muy inferior a la velocidad de 10 m/s. La temperatura promedio mensual máxima es ligeramente superior al límite inferior del rango de decrecimiento de pérdidas, por lo que no se esperaría un aumento significativo de la eficiencia.

### 3.2. Dimensionamiento de la planta solar

La ecuación (2) fue utilizada para calcular la superficie total del campo de colectores, primeramente, tenemos que la demanda térmica anual para el calentador solar del agua de alimentación, para una producción de 5000 horas, es de  $d_{da}=85,000$  MWh, considerando un funcionamiento a máxima potencia; en segundo lugar, la fracción solar de simulación fue fijada en  $j=1$ , es decir, toda la energía para el calentamiento proviene de la planta solar. El DNI promedio diario mensual fue calculado con base en el año tipo de Tebicuary, promediando la irradiancia horaria diaria ( $W/m^2$ ) para cada mes y multiplicando este valor por la cantidad de horas de irradiación mensual, para así obtener la irradiación promedio diario mensual ( $kWh/m^2$ ).

Luego, el DNI promedio diario anual, fue tomado como el promedio del cálculo anterior, considerando todos los meses del año, resultando en  $4.66 kWh/m^2$ , esto fue así para dimensionar el campo solar para un funcionamiento en condiciones de radiación intermedias. El tercer elemento necesario se obtuvo multiplicando el promedio anterior por 365 para dar el DNI promedio anual igual a  $RAD=1.70 MWh/m^2$ .

Este último valor se acerca al mínimo país reportado por The Global Atlas (2024) de  $1.76 MWh/m^2$ , que estima una media de  $1.93 MWh/m^2$  y un máximo de  $2.11 MWh/m^2$ , por lo que el área de los colectores solares tendrá un valor máximo para el lugar considerado y podrá así obtenerse mayores valores de potencia de salida en épocas de invierno u horas de baja altitud solar.

El cuarto elemento necesario para el dimensionamiento del campo solar es el rendimiento de los colectores LS-2, la irradiancia promedio diario anual obtenida de  $569.55 W/m^2$  fue utilizada como  $I_{sol}$ . La temperatura ambiente fue tomada como el valor promedio anual de temperatura de  $22.04 °C$ .

Además, siendo la temperatura de salida del campo solar  $T_s=200°C$ , la temperatura de alimentación  $T_i=80°C$  y la temperatura ambiente  $T_{ex}=22.04 °C$ , se ha calculado el rendimiento del colector solar LS-2 mediante la ecuación (1), resultando  $\eta_{co-ll}=0.78$ . Con estos cuatro parámetros fue utilizada la ecuación (2) para el cálculo de superficie del campo solar, dando como resultado  $A_{total}=64,102.56 m^2$ .

En este punto, es importante mencionar que autores como Holler et al. (2021) utilizan la irradiancia máxima anual, como la irradiancia solar directa nominal en lugar de un valor promedio,

como fue utilizado en este trabajo, esto permitiría la obtención de una superficie colectora menor y un correspondiente menor costo inicial. En el planteamiento aquí realizado se utiliza una irradiancia media, que lleva al cálculo de una superficie colectora mayor; sin embargo, esto posibilitaría una mayor obtención de potencia térmica en meses de invierno y en horas de baja irradiancia solar, permitiendo de manera adicional, una mayor fracción solar en el ingenio azucarero.

Seguidamente y de forma a realizar la distribución de colectores en el campo solar, fue necesario calcular el número de colectores por fila  $n_{s,i}$ , usando la ecuación (3) y siendo  $\Delta T_{o,i}=200°C-80°C=120°C$  la diferencia de temperatura en el fluido térmico en su paso por una serie o fila de colectores,  $\Delta T_{i,j}=20°C$  la variación de temperatura en dicho fluido tras su paso por un colector individual. Este último dato se tomó considerando el trabajo de Moss y Brosseau (2005), donde utilizaron el receptor Schott acoplado al LS-2. Mediante la ecuación (3) se obtuvo el número de colectores por serie  $n_{s,i}=6$ .

Para el cálculo del número de filas requeridas, se utilizó la ecuación (4), asumiendo las pérdidas térmicas de los colectores  $\Delta W_{th,p,i}=0$  (a modo de simplificación), siendo la potencia térmica demandada por el campo solar, previamente calculada mediante la ecuación (5)  $W_{th,i}=28.48 \times 10^6 W$ , y la potencia térmica nominal por cada fila es  $n_{s,i} \Delta W_{th,i}=105,300 W$ , por tanto, el número de filas resultó en  $n_{p,i}=271$ . El producto  $n_{s,i} * n_{p,i}$  da el número total de colectores del campo solar igual a 1626 unidades. Considerando un espaciamiento de 2 m entre colectores de una misma fila y de 22 m entre filas contiguas, se ha calculado una superficie total requerida  $A_{requerida}$  redondeada en 45 ha. Estos resultados implican un uso del terreno de 2.65 ha/MW y concuerdan razonablemente con los valores de 2 a 4 ha (1 acre~0.40 ha) por MW de capacidad mencionado por la Solar Energy Industries Association (SEIA, 2023).

### 3.3 Distribución de potencia útil y energías obtenidas

Las salidas de energías térmicas específicas que resultaron de las simulaciones, fueron comparadas con los resultados obtenidos en diferentes lugares como Chipre, Chile, Jordania y Alemania, reportados por Protarjet (2020) como se citó en Holler et al. (2021), a modo de validación. Siguiendo el modelo lineal entre la salida térmica del campo solar y la irradiación normal directa planteado por estos mismos autores, se ha obtenido un coeficiente de determinación  $R^2=0.66$ . Esto nos permitió obtener un coeficiente de correlación de  $R=0.81$ , tenemos así, que las salidas específicas de energía térmica de las simulaciones tienen un ajuste aceptable comparado con los valores medidos en proyectos realizados en otros países. La falta de un mejor ajuste se debe posiblemente a la necesidad de la optimización del dimensionamiento del campo solar.

Los resultados de las simulaciones arrojaron un comportamiento que se muestran en las distribuciones mensuales de las potencias incidentes, útiles y acumuladas del campo solar, además de la distribución mensual y la acumulación anual de las energías generadas por el sistema híbrido.

En la Figura 2 se observa que en las horas del mes de julio (~5000 h) se supera la potencia útil de los meses de septiembre (~6000 h) y diciembre (~8500 h), dado el mayor espaciamiento observado en estos meses. Este fenómeno es atribuible a un mayor porcen-

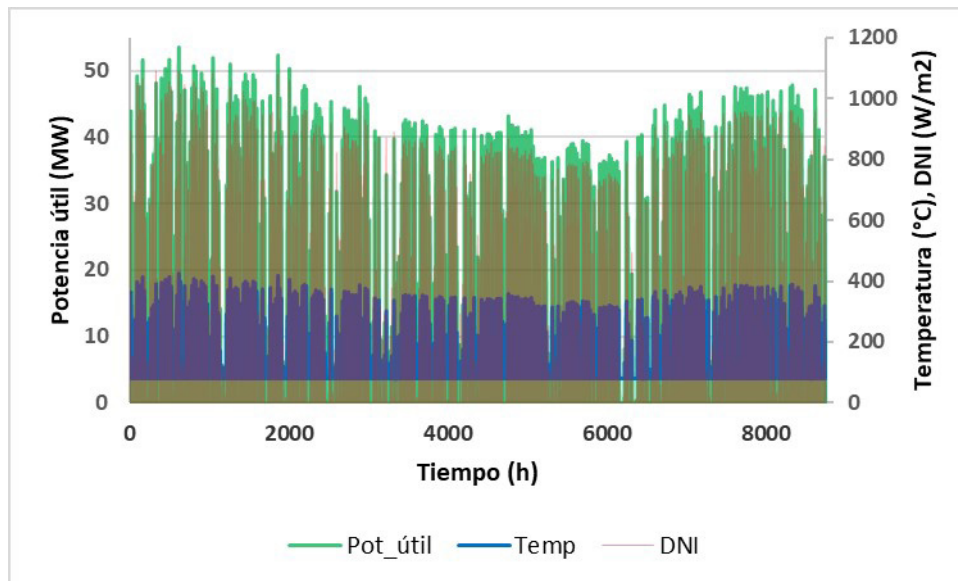


Fig 2. Variación anual de potencia útil y temperatura de salida

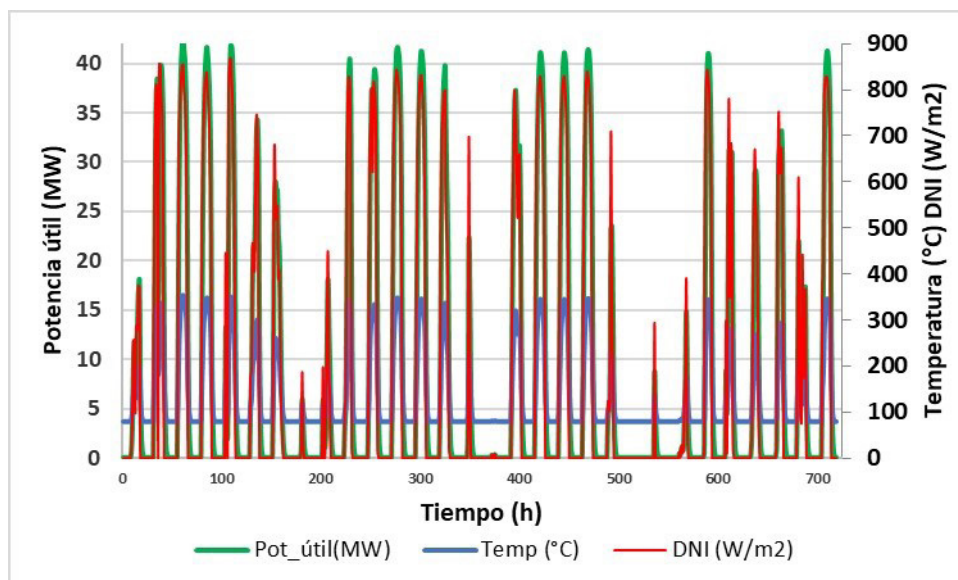


Fig 3. Potencia útil y temperatura de salida para junio

taje de días claros en julio en relación con meses de mayor altitud solar y con una irradiancia promedio mayor, como septiembre, octubre y diciembre, siendo este un fenómeno meramente local y en respuesta al año meteorológico típico utilizado. Sin embargo, se mantiene la tendencia general de obtención de una potencia útil menor en los meses de invierno, exceptuando el mes de julio. Este último hecho puede ayudar a disminuir la brecha de generación de energía solar entre los meses de verano e invierno. Estos resultados pueden variar de año en año para meses contiguos, ya que dependen de las fluctuaciones de los parámetros meteorológicos, como la temperatura ambiente, la humedad, la velocidad del viento y la radiación solar, como se muestra en el trabajo de Zaaoumi et al. (2021).

En la Figura 3 se tienen la variación de la potencia útil y la temperatura de salida del fluido térmico para el mes de junio, el de menor

irradiación. Se observa una potencia útil máxima cercana a los 40 MW, siendo mayor o igual a los 25 MW en 23 días del mes, en 3 días se alcanzan los 17 MW nominales del campo solar y solamente en 3 días de cielo cubierto no se alcanzan la potencia nominal esperada. Similarmente, la temperatura de salida supera la temperatura nominal de salida (200°C) en 27 de los 30 días del mes.

En la Figura 4 se muestra la variación de la potencia útil y la temperatura de salida del fluido térmico para el mes de noviembre, el de mayor irradiancia junto con febrero. Se observa una potencia útil máxima cercana a los 45 MW, superior a la del mes de junio como era de esperarse, siendo mayor o igual a los 25 MW en 25 días del mes, en 2 días se alcanzan valores cercanos a los 17 MW nominales del campo solar y solamente en 3 días de cielo cubierto no se alcanzan la potencia nominal esperada. Similarmente, la temperatura de salida supera la temperatura nominal en 28 de los 30 días del mes.

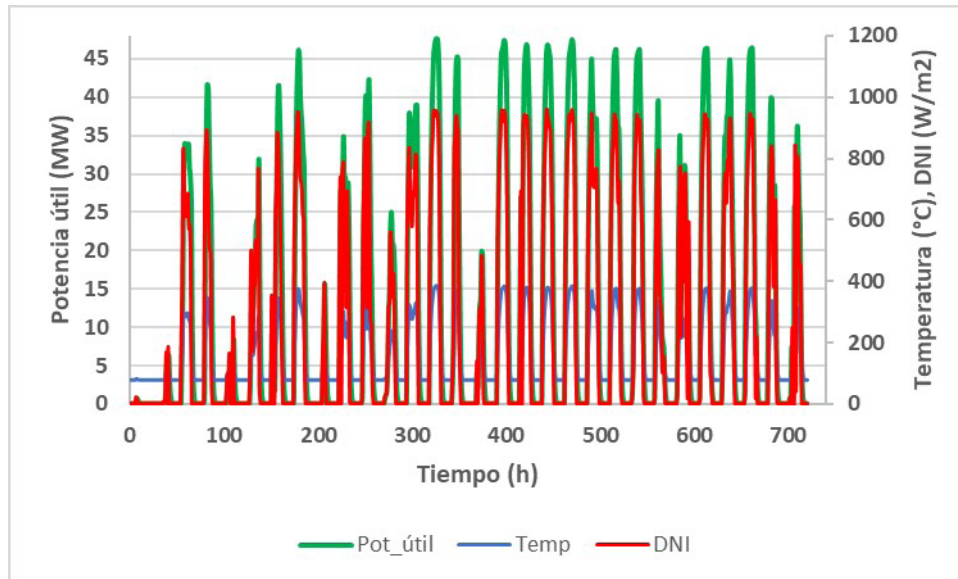


Fig 4. Potencia útil y temperatura de salida para noviembre

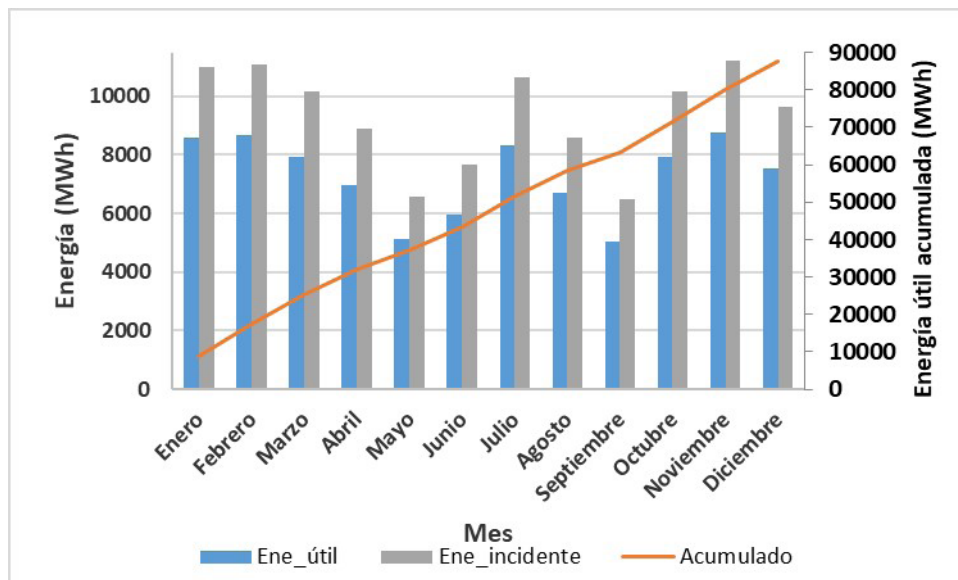


Fig 5. Distribución mensual y acumulado anual de energías

Seguidamente, en la Figura 5 se muestra la distribución mensual y el acumulado anual de energías, en donde se observa una energía útil mínima del orden de los 5,000 MWh durante los meses de mayo y septiembre, relacionada posiblemente a factores climáticos, ya que la menor irradiancia promedio se tiene en el mes de junio. El mayor valor de energía útil corresponde al mes de noviembre, en coincidencia con el pico de DNI en este mes. La energía útil anual acumulada está en el orden de los 90,000 MWh, que correspondería con un promedio mensual de 7,500 MWh, superando la energía útil esperada de 85,000 MWh para 5000 horas de operación a una potencia nominal de 17 MW.

El rendimiento térmico se mantiene casi constante para todos los meses en 0.78, en coincidencia con el valor de referencia previamente calculado. Se observa un máximo secundario en el mes de julio, que incluso supera la energía útil del mes de diciembre

(mes de verano en el hemisferio sur). Este fenómeno es atribuible a un mayor porcentaje de días claros en julio en relación con meses de mayor altitud solar y con una irradiancia promedio mayor, como octubre y diciembre, como fue discutido anteriormente en relación a la Figura 2. La temperatura alcanzada y la potencia útil transmitida al fluido térmico superan los valores de referencia (200 °C y 17 MW) entre 8 a 10 horas, para el mes de junio y entre 11 y 12 horas, para el mes de noviembre. En consecuencia, es posible plantearse la idea de optimizar el dimensionamiento del campo solar para disminuir los costos de instalación de la tecnología propuesta.

Para evaluar el proceso de hibridación entre la tecnología solar y la cogeneración (biomasa y electricidad), en la industria azucarera, es necesario conocer la energía eléctrica mensual producida por los generadores acoplados a las turbinas de vapor, así

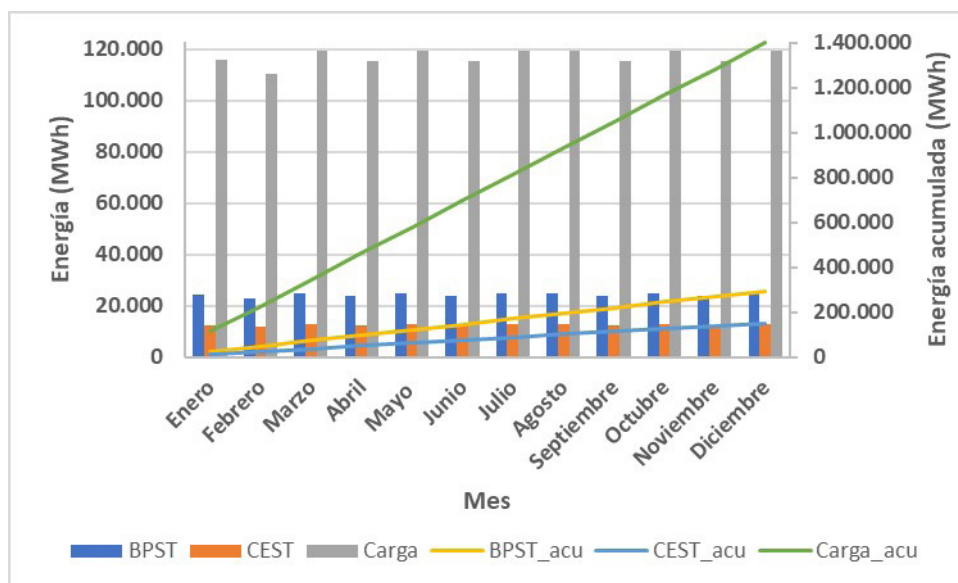


Fig 6. Distribución mensual y acumulación anual de energías

como la energía utilizada por la demanda térmica de la planta azucarera de referencia para el modelo planteado. La Figura 6 muestra los valores mensuales promedios obtenidos de 24,400 MWh para la energía generada en relación con la turbina a contrapresión (BPST) y 12,600 MWh en relación con la turbina de condensación (CEST), además, unos 116,000 MWh de consumo térmico interno de la industria. Estos valores están en el mismo orden de los valores de generación bruta diaria de electricidad para calderas de alta presión (550-820 MWh) sugeridos por Kabeyi y Olanrewaju (2023). Las energías anuales acumuladas correspondientes a estos casos alcanzan los 293,000 MWh, 152,000 MWh y 1,400,000 MWh respectivamente.

Debe tenerse en cuenta, sin embargo, que el modelo planteado no ha considerado los consumos energéticos específicos de cada proceso fisicoquímico, los cuales han sido sustituidos por las energías relacionadas a la unidad de condensación, conectada a la salida de la turbina de alta presión, sin considerar un horario diario de funcionamiento. Además, el campo solar ha sido configurado de acuerdo a las características técnicas de los colectores seleccionados, sus diferentes coeficientes de rendimiento, pero el software no permite seleccionar los “types” de manera que simulen el comportamiento de un diseño de una marca determinada. Esto último ocurre con los demás dispositivos utilizados en el modelo de hibridación planteado. En este punto vale la pena mencionar que, cada elemento de la biblioteca de TRNSYS 018 ha sido oportunamente validado antes de ser incluido en la misma. También es necesario decir que la falla en la configuración de cualquier elemento, la mala conexión entre pares de ellos u otros errores, son inmediatamente advertidos y tipificados por el programa, el cual no permite correr la simulación en tales circunstancias.

#### 4. CONCLUSIONES

Se ha dimensionado un modelo de planta solar de colectores cilindro-parabólicos, a ser utilizados en la industria azucarera de la ciudad de Tebicuary del departamento del Guairá, en un proceso de hibridación con el sistema de cogeneración, para

la reducción o eliminación del consumo de biomasa no sostenible como energía auxiliar. La respuesta del modelo a datos del año meteorológico tipo, obtenido mediante la herramienta PVGIS previamente convalidada, fue simulada con el software TRNSYS 018. Se han obtenido valores de temperatura de salida del fluido térmico, potencia útil y energía útil acumulada anual que superan los valores de referencia entre 8 a 10 horas en el mes de junio y entre 10 a 12 horas en el mes de noviembre. La energía eléctrica bruta mensual y la energía acumulada anual obtenida está en el orden de magnitud esperado para turbinas de alta presión, lo que implica una buena respuesta del sistema híbrido propuesto.

#### AGRADECIMIENTOS

A la Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción FP-UNA por el apoyo en la realización de este trabajo de investigación.

#### REFERENCIAS

- Baumann, M., Israel, C., Piquer, M., Gavier, G., Volante, J. N., & Kuemmerle, T. (2017). Deforestation and cattle expansion in the Paraguayan Chaco 1987–2012. *Regional Environmental Change*, 17, 1179-1191. <https://doi.org/10.1007/s10113-017-1109-5>
- Belda, C. F., & Grande, E. U. (2009). Los modelos de simulación: una herramienta multidisciplinar de investigación. *Encuentros multidisciplinares*, 11(32), 37-48. [http://www.encuentrosmultidisciplinares.org/Revistan%BA32/Carmen\\_Fullana\\_Belda\\_y\\_Elena\\_Urqu%EDa\\_Grande.pdf](http://www.encuentrosmultidisciplinares.org/Revistan%BA32/Carmen_Fullana_Belda_y_Elena_Urqu%EDa_Grande.pdf)
- Benítez, M. S., Coronel, G., & Armoa, J. (2016). Mapa de radiación solar en la República del Paraguay. <http://sdi.cnc.una.py/catbib/documentos/642.pdf>
- Birru, E., Erlich, C., & Martin, A. (2019). Energy performance comparisons and enhancements in the sugar cane industry. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 9, 267-282. <https://doi.org/10.1007/s13399-018-0349-z>

- Bolognese, M., Viesi, D., Bartali, R., & Crema, L. (2020). Modeling study for low-carbon industrial processes integrating solar thermal technologies. A case study in the Italian Alps: The Felicetti Pasta Factory. *Solar Energy*, 208, 548-558. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.07.091>
- Burin, E. K., Vogel, T., Mulhaupt, S., Thelen, A., Oeljeklaus, G., Görner, K., & Bazzo, E. (2016). Thermodynamic and economic evaluation of a solar aided sugarcane bagasse cogeneration power plant. *Energy*, 117, 416-428. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.071>
- Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). *Vías de Descarbonización del Sector Energético del Paraguay*. Nueva York: CCSI, septiembre 2021, <http://ccsi.columbia.edu/content/paraguay-energy>
- Enciso, V. (2019). Producción y comercialización de la caña de azúcar y azúcar. Facultad de Ciencias Agrarias FCA, UNA. [https://www.agr.una.py/ecorural/otras\\_publicaciones/Produce\\_comer\\_cana\\_azucar.pdf](https://www.agr.una.py/ecorural/otras_publicaciones/Produce_comer_cana_azucar.pdf)
- Fröhlich, C. (2012). Total solar irradiance observations. *Surveys in geophysics*, 33, 453-473. <https://doi.org/10.1007/s10712-011-9168-5>
- Herrera, I., Rojas, A., Villardefranco, F., Malmquist, A., & Wegener, M. (2019, June). Analysis for the integration of solar energy to sugarcane bagasse cogeneration power plant in the Cuban context: a case study. In *Proceeding of International Conference ECOS, Wroclaw, Poland*. <https://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/12547>
- Holler, S., Winkelmann, A., Pelda, J., & Salaymeh, A. (2021). Feasibility study on solar thermal process heat in the beverage industry. *Energy*, 233, 121153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121153>
- Huld, T., Paietta, E., Zangheri, P., & Pinedo Pascua, I. (2018). Assembling typical meteorological year data sets for building energy performance using reanalysis and satellite-based data. *Atmosphere*, 9(2), 53. <https://doi.org/10.3390/atmos9020053>
- IRENA (2021). Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables de IRENA: Paraguay. Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. <https://www.irena.org/publications/2021/Sep/Renewables-Readiness-Assessment-Paraguay-ES>
- Itaipú, P. T., & Binacional, I. (2016). Atlas del potencial energético solar y eólico del Paraguay. <https://informacionpublica.paraguay.gov.py/public/11174187-AtlasofSolarandWindPotentialofParaguay2016pdf-AtlasofSolarandWindPotentialofParaguay2016.pdf>
- Kabeyi, M. J. B., & Olanrewaju, O. A. (2023). Bagasse electricity potential of conventional sugarcane factories. *Journal of Energy*, 2023. <https://doi.org/10.1155/2023/5749122>
- Kothe, S., Pfeifroth, U., Cremer, R., Trentmann, J., & Hollmann, R. (2017). A satellite-based sunshine duration climate data record for Europe and Africa. *Remote Sensing*, 9(5), 429. <https://doi.org/10.3390/rs9050429>
- Kutscher, C., Burkholder, F., & Kathleen Stynes, J. (2012). Generation of a parabolic trough collector efficiency curve from separate measurements of outdoor optical efficiency and indoor receiver heat loss. <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/49304.pdf>
- MAG (2022). Superficie y producción por año agrícola, según cultivo. Periodo 2020 al 2021. Ministerio de Agricultura y Ganadería. <https://www.datos.gov.py/dataset>
- Moss, T. A., & Brosseau, D. A. (2005). Final test results for the Schott HCE on a LS-2 collector (No. SAND2005-4034). Sandia National Laboratories (SNL), Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States). <https://www.osti.gov/servlets/purl/958386>
- Pappis, I., Centurion, C., Ramos, E. P., Howells, M., Ulloa, S., Ortigoza, E., ... & Alfstad, T. (2021). Implications to the electricity system of Paraguay of different demand scenarios and export prices to Brazil. *Energy Systems*, 1-29. <https://doi.org/10.1007/s12667-020-00420-w>
- Pippo, W. A., & Luengo, C. A. (2013). Sugarcane energy use: accounting of feedstock energy considering current agro-industrial trends and their feasibility. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, 4, 1-13. <https://doi.org/10.1186/2251-6832-4-10>
- PVGIS (2023). Photovoltaic Geographical Information System. PVGIS, Interactive tools. [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- Quiñones, G., Felbol, C., Valenzuela, C., Cardemil, J. M., & Escobar, R. A. (2020). Analyzing the potential for solar thermal energy utilization in the Chilean copper mining industry. *Solar Energy*, 197, 292-310. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.01.009>
- Rios, M., Kaltschmitt, M., Borsy, P., & Ortiz, R. (2016). Solid biomass within the energy system of Eastern Paraguay—status and consequences. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 6, 365-375. <https://doi.org/10.1007/s13399-015-0194-2>
- SEIA (2023). Solar Energy Industries Association. Initiatives. Concentrating Solar Power. <https://seia.org/concentrating-solar-power/>
- The Global Atlas (2024). The Global Atlas for Renewable Energy. IRENA. <http://www.irena.org/GlobalAtlas>
- TRNSYS (2019). What is TRNSYS? TRNSYS, Transient System Simulation Tool. <https://www.trnsys.com>
- Yuanjing, W., Cheng, Z., Yanping, Z., & Xiaohong, H. (2020). Performance analysis of an improved 30 MW parabolic trough solar thermal power plant. *Energy*, 213, 118862. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118862>
- Zaaoumi, A., Bah, A., Ciocan, M., Sebastian, P., Balan, M. C., Mechaqrane, A., & Alaoui, M. (2021). Estimation of the energy production of a parabolic trough solar thermal power plant using analytical and artificial neural networks models. *Renewable Energy*, 170, 620-638. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.129>