

Estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera asociada a la implementación de la energía solar fotovoltaica en la pequeña y mediana industria de Mérida - Venezuela

Study of technical feasibility and financial viability associated with the implementation of photovoltaic solar energy in small and medium-sized industries in Merida - Venezuela

Sánchez, Anthony^{1*}; Dávila, Marisol¹; Rojas, Juan²; Coronado, Alberto³

¹Universidad de los Andes, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Dpto. de Potencia Mérida, Edo. Mérida, Venezuela.

²Universidad de los Andes, Facultad de Arquitectura y Diseño, Mérida, Edo. Mérida, Venezuela.

³Universidad de Guadalajara, Centro Universitario de Tonalá., Guadalajara, Jalisco, México.

*anthonyjsg1@gmail.com

Resumen

En este trabajo se analiza la factibilidad técnica y la viabilidad financiera para implementar un sistema solar fotovoltaico en la pequeña-mediana industria. Para esto se seleccionó una pequeña industria en la ciudad de Mérida – Venezuela (VEVALCA), para la cual se dimensionan dos sistemas solares fotovoltaicos (SFV): uno para el respaldo energético total de la industria y otro para el respaldo energético de la línea de producción de medicamentos inyectables, aires acondicionados y equipos de servicios críticos, considerando la potencia de sus equipos y consumo energético mensual, basados en las mediciones realizadas y los valores de facturas eléctricas del año de producción 2014-2015 (uno de los años con mayor volumen de producción). Ambos casos se calculan para una autonomía de tres horas. Para lograr una planificación del sistema fotovoltaico más adecuado a la realidad, se realiza una exploración en el mercado local con el objetivo de determinar los equipos que se pueden considerar para el proyecto, así como su costo en dólares americanos (USD); una vez calculados ambos sistemas, se realizan los cálculos métricos para ambos casos y a partir de allí se estiman los costos de inversión asociados a cada proyecto. Posteriormente, se realiza el estudio de viabilidad financiera en base a dos metodologías: el costo anual uniforme equivalente (CAUE) y el costo de la hora de facturación, este último se desarrolla en base a las unidades facturadas para el año de producción 2014-2015, que facilitó la gerencia de la empresa. Finalmente, se realiza un breve análisis de impacto ambiental para realizar comparaciones entre la cantidad de gases de efecto invernadero que genera la red eléctrica, el grupo electrógeno instalado en la industria y los sistemas fotovoltaicos de respaldo dimensionados, consiguiéndose, que estos últimos tienen menor impacto ambiental que las otras dos alternativas, por tanto, su implementación no solo traería beneficios financieros y técnicos, sino también ambientales.

Palabras clave: panel solar, sistemas solares fotovoltaicos, energías alternativas, instalaciones fotovoltaicas en la industria, energía solar e industria.

Abstract

This paper analyzes the technical feasibility and financial viability to implement a photovoltaic solar system in the small-medium industry. For this, a small industry in the city of Mérida - Venezuela (VEVALCA) was selected, for which two photovoltaic solar systems (SFV) are dimensioned: one for the total energy backup of the industry and another for the energy backup of the production line of injectable medicines, air conditioners and critical service equipment, considering the power of their equipment and monthly energy consumption, based on the measurements made and the values of electric bills for the year of production 2014-2015 (one of the years with the highest volume of production). Both cases are calculated for an autonomy of three hours. To achieve a planning of the photovoltaic system more appropriate to reality, a study is carried

out in the local market with the objective of determining the equipment that can be considered for the project, as well as its cost in US dollars (USD), once both systems have been calculated, the metric calculations are made for both cases and from there the investment costs associated with each project are estimated. Subsequently, the financial feasibility study is carried out based on two methodologies: the equivalent uniform annual cost (CAUE) and the cost of the billing hour, the latter is developed based on the units billed for the year of production 2014-2015 that facilitated the management of the company. Finally, a brief environmental impact analysis is carried out to make comparisons between the amount of greenhouse gas-es generated by the electrical network, the generator set installed in the industry and the sized backup photovoltaic systems, achieving this one, the latter, have less environmental impact than the other two alternatives, therefore their implementation would not only bring financial and technical benefits, but also environmental ones.

Keywords: solar panel, photovoltaic solar systems, alternative energies, photovoltaic installations in the industry, solar energy and industry.

1. Introducción

Es un hecho que la energía eléctrica juega un papel de suma importancia en el desarrollo y la producción que tiene una industria, pues, podría definirse como el fluido vital para la realización de diferentes actividades durante la jornada laboral y otros momentos del día. Asimismo, es un hecho que la indisponibilidad del recurso eléctrico se traduce en pérdidas financieras para una empresa debido al cese de sus actividades productivas, lo que conlleva a considerar algún sistema de suministro de respaldo que ayude a evitar dichas pérdidas.

Sin embargo, los sistemas de generación eléctrica como los grupos electrógeno, tienen varios problemas asociados, como la necesidad de utilizar combustible fósil para su funcionamiento y la emisión de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global de origen antropogénico y este, a su vez, al cambio climático global.

Por su parte, los sistemas solares fotovoltaicos son una fuente de energía limpia, cuyo impacto ambiental, desde el punto de vista de ciclo de vida, es muy bajo (casi nulo comparado con otras tecnologías de generación eléctrica) (Rojas, 2012). De hecho, en la última década, muchas industrias de carácter internacional han adoptado esta tecnología tanto para reducir el costo de facturación eléctrica, como para respaldar su producción, aunque, desde el punto de vista financiero, estos sistemas tienen un costo relativamente elevado para su implementación.

Con la finalidad de facilitar el análisis de esta interrogante, se propone desarrollar el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico en una pequeña industria de la ciudad de Mérida – Venezuela para dos casos: respaldo total de la industria y respaldo de una línea vital de producción, para, posteriormente, determinar su costo de implementación y analizar si es viable o no para dicha industria invertir en esta tecnología.

Para ello, se estudia todo lo referente a sistemas solares fotovoltaicos de respaldo, empezando por su principio de fun-

cionamiento, elementos que los conforman y metodologías para su dimensionamiento. Posteriormente, se recolectan datos relacionados con el uso de la energía eléctrica en la industria seleccionada para diseñar los dos sistemas SFV de respaldo, calcular sus costos de inversión y analizarlos mediante dos metodologías financieras.

2. Uso de sistemas de energía solar fotovoltaica para el auto-consumo de la pequeña y mediana industria

Es bien sabido que las industrias generan un fuerte impacto ambiental en la medida que realizan sus actividades diarias, dejando una huella de carbono considerable y emitiendo grandes cantidades de gases de efecto invernadero (GEI) que contribuyen con el calentamiento global (Quiron prevención, 2019). Estos efectos negativos aumentan de manera considerable cuando emplean fuentes de energías no renovables para su producción, tal como son los generadores que producen energía eléctrica a partir de la quema de combustibles fósiles.

Aunado a esto, en Venezuela el sector empresarial encargado de la producción tiene varios obstáculos que irrumpen en el desarrollo de sus operaciones normales, uno de los principales son los fallos en el sistema eléctrico nacional (Mattioli y otros, 2013), factor que obliga a las industrias a cesar su producción durante los cortes de energía eléctrica y que se traduce en pérdidas económicas para las mismas. Por esto, muchas industrias buscan soluciones prácticas para cubrir la necesidad de carga eléctrica de sus equipos y mantener la producción mientras se reestablece el servicio eléctrico. La mayoría opta por invertir en generadores que funcionan con algún combustible fósil, pero estas fuentes de energías contribuyen al deterioro del medio ambiente y requieren de un mantenimiento especializado que tiene un costo elevado (Carta y otros, 2009). Además, actualmente el país presenta un déficit de abastecimiento y transporte de combustibles, lo que viene a ser un factor adicional para poner en marcha equipos de esta naturaleza (Ocando, 2020).

Ante esta situación, el uso de sistemas de generación eléctrica a partir de energías renovables se presenta como una

solución factible para solventar, al menos de manera puntual, la necesidad de soportar la carga de una pequeña industria ante cortes eléctricos eventuales. De esta manera, se pueden mencionar la energía eólica y la energía solar como pilares fundamentales de energías renovables no convencionales (ERNCC) al ser fuentes de energías limpias, no contaminantes y cuya materia prima es una fuente inagotable de energía (Contreras, 2019).

Así como en el ámbito residencial, en el caso industrial la energía solar es la mejor opción para implementar un sistema de generación renovable, ya que se puede realizar una instalación completamente autónoma que satisfaga la necesidad de cargas prioritarias de manera independiente a la red de distribución a un costo asequible (Contreras, 2019) y en un tiempo relativamente rápido.

En Venezuela, el uso de energías renovables es muy limitado (Contreras, 2019), este hecho hace necesaria la formulación de nuevas propuestas y proyectos que contribuyan a la implementación de fuentes de energías renovables tanto en el ámbito residencial como industrial.

Por esta razón, se propone la realización de un estudio de factibilidad técnica y viabilidad financiera para la implementación de un sistema de energía solar fotovoltaico en la pequeña y mediana industria, tomando como caso de estudio la industria VEVALCA ubicada al principio de la Avenida Andrés Bello, Sector Pie del Llano de la ciudad de Mérida, Venezuela, con el fin de solventar la problemática eléctrica considerando dos casos prácticos: autonomía parcial para procesos vitales de producción y autonomía total.

Por ende, se espera que este proyecto pueda servir para plantear soluciones viables que le permitan a la pequeña y mediana empresa, y zonas aledañas del Estado Mérida continuar sus labores de operación con normalidad en la mayor medida posible sin verse afectada por la falta de suministro eléctrico de la red pública. En otro orden de ideas, se espera que este proyecto pueda servir como referencia para fortalecer el crecimiento de las energías renovables en el país con fines de prevenir y mitigar los impactos ambientales y el efecto de la huella de carbono de las pequeñas y medianas industrias.

3. Metodología para el dimensionamiento de sistemas SFV en la pequeña-mediana industria

3.1. Diagnóstico inicial de la industria

Ciertamente, el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico (SFV) para una industria, conlleva incluir más consideraciones que un sistema residencial, debido a la magnitud de las cargas y los equipos especiales que se mantienen operativos con mayor frecuencia (todo el día) por determinadas razones.

En primer lugar, es necesario saber qué tipo de productos o servicios ofrece la industria, conocer sus procesos y equipos o líneas vitales (aquellos que no pueden quedar sin alimentación eléctrica) así como también, si cuenta con algún sistema de respaldo de energía frente a la indisponibilidad del sistema eléctrico nacional, por ejemplo, un grupo electrógeno. Además, es apropiado conocer los elementos que permanecen encendidos durante la noche y cuantificar su demanda eléctrica nocturna para plantear una solución de respaldo ante un corte eléctrico que ocurra durante la noche.

También es importante analizar los planos eléctricos de la industria para determinar la ubicación de tableros principales y de usos generales, equipos, luminarias y otros elementos de interés. Conocer la ubicación de los tableros eléctricos y la distribución de la industria, permite analizar el espacio más adecuado para la instalar todo lo que implica un sistema SFV (inversores, controladores, bancos de baterías, entre otros). También es vital conocer el tipo de tejado que tiene la edificación, así como el área total (de construcción y terreno), a fin de determinar la estructura más adecuada para instalar los paneles fotovoltaicos y el área aprovechable donde puede tener lugar dicha instalación.

3.2. Caracterización del contexto geográfico

3.2.1. Ubicación geográfica del emplazamiento.

Utilizando una herramienta gratuita de posicionamiento global online como *Google Earth*, se puede determinar con exactitud la ubicación geográfica de la industria a fin de obtener la latitud para considerar el ángulo óptimo de inclinación de los módulos fotovoltaicos y la dirección norte/sur para determinar la orientación que deben tener los mismos respecto al ecuador. Conocida la latitud, se puede hacer uso de cartas solares (cilíndricas o estereográficas) como las que ofrece la herramienta online *Sun Earth Tools (Sun Earth Tools, 2019)* para analizar la trayectoria del sol a lo largo del año y determinar cuál es la orientación óptima para los módulos fotovoltaicos.

3.2.2. Consideración de las sombras.

Es necesario analizar los elementos que se encuentran en las cercanías de la industria y que pueden generar sombras sobre el arreglo de los paneles solares, tales como edificios, antenas, vallas publicitarias, árboles u otros. Para esto, se hace uso de un diagrama considerando las cartas solares de los meses con menor altura solar, la altura y distancia de los distintos obstáculos respecto al arreglo SFV (medida en grados). Asimismo, es necesario estudiar el perfil del horizonte de la industria, es decir, los terrenos elevados cuyo relieve puede generar sombras sobre el arreglo SFV por la salida y puesta del sol. De igual forma, se debe calcular la separación que debe haber entre cada fila de paneles solares de manera que no se genere sombras entre ellos y se pueda

utilizar la superficie de instalación de manera óptima.

3.2.3. Cuantificación de la radiación solar en el emplazamiento.

Es necesario cuantificar el potencial del recurso solar en la industria para realizar el dimensionamiento del sistema SFV. Haciendo uso de atlas solares online como *Photovoltaic Geographics Information System (PVGIS)* (EU Science Hub, 2019) y *Global Solar Atlas* (Suri y otros, 2020), se puede determinar el mes con más bajo nivel de irradiación solar considerando el ángulo de inclinación óptimo para la instalación de los módulos solares fotovoltaicos, dado que, si se diseña en base a esta condición de irradiación solar, el sistema podrá suministrar energía a las cargas los demás meses del año efectivamente.

Es importante acotar que, la irradiación recomendada para el diseño del sistema de suministro de energía está relacionada con la irradiación solar óptima global (considerando el ángulo óptimo).

En el caso de emplazamientos cuyo ángulo óptimo para la captación de la irradiación solar sea menor a 10 grados de inclinación, los fabricantes de módulos solares recomiendan asumir una inclinación mayor o igual a 10 grados, con el fin de reducir la acumulación de suciedad o polvo, facilitar su auto lavado, evitar la aparición de hongos por humedad, entre otros factores.

3.3. Caracterización energética

3.3.1. Cuantificación la energía eléctrica que consume cada equipo.

Se puede conocer la potencia de cada equipo o máquina de la industria consultando las especificaciones técnicas en su manual o los datos de placa. Si no es posible determinar este valor, se debe cuantificar la potencia activa del equipo de manera experimental para calcular la potencia eléctrica real de manera teórica con las ecuaciones correspondientes. En todo caso, es imprescindible conocer el tiempo de uso o de funcionamiento de los equipos para calcular, una vez conocida la potencia, la energía que demanda cada aparato al día. Estos tiempos de funcionamiento pueden determinarse a partir del cronograma de producción semanal/mensual que tiene la industria o solicitarse a la gerencia de producción.

3.3.2. Cuantificación la energía eléctrica total demandada por la industria.

Esto se puede determinar de dos maneras: utilizando un analizador de redes que se coloca en el tablero principal para monitorear el perfil de cargas de la industria durante

un periodo determinado, o bien, mediante el facturado eléctrico donde se refleja la energía consumida por la industria mensualmente.

3.4. Consideraciones especiales

Para garantizar la vida útil y el funcionamiento eficiente del sistema SFV, se deben tener en cuenta algunas consideraciones especiales que, además, técnicamente mejoran el sistema eléctrico de la industria.

3.4.1. Arrancadores suaves para equipos con elevada corriente de arranque.

Los motores de inducción tienen notable presencia en la industria. Su corriente de arranque, es tan elevada que puede ocasionar daños a la red eléctrica e incluso al mismo motor (Risoul, 2021). Por esta razón, se debe dimensionar el arrancador para cada motor (en caso de no tenerlo). Para esto se deben analizar diferentes marcas, ya que cada fabricante ofrece tablas y calculadoras *online* para seleccionar el arrancador adecuado considerando las características eléctricas del motor, su utilidad, la carga y condiciones de trabajo (ABB, 2021).

3.4.2. Compensación reactiva.

El bajo factor de potencia en el sistema eléctrico industrial, disminuye el rendimiento y la vida útil de los inversores en los sistemas SFV, por lo que es necesario compensar con energía reactiva para que este factor de potencia sea cercano a la unidad.

Distintos autores en sus investigaciones recomiendan ubicar este módulo de compensación en el punto común donde converge el sistema SFV, la carga de la industria y a la línea de distribución, como se muestra en la figura 1 (Bautista y otros, 2020).

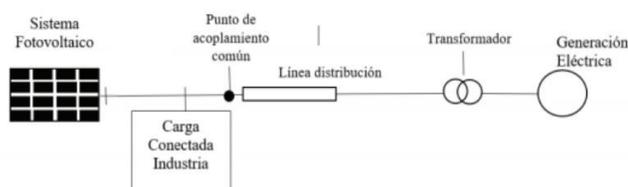


Fig. 1. Ubicación óptima del módulo de compensación (Bautista y otros, 2020)

Aunque la compensación de reactivos en sistemas SFV industriales depende del perfil de carga, uno de los métodos más usados para estos casos es la implementación de un banco de capacitores automático con filtro de rechazo por las ventajas que presenta (Bautista y otros, 2020):

- Garantiza la vida útil del inversor, haciendo que solo

- genere potencia activa.
- Bajo costo de inversión y mantenimiento.
- Alto enfoque en aporte de reactivos.
- Fácil de implementar.
- Apto para aplicarse con sistemas fotovoltaicos.
- El filtro de rechazo tiene alta capacidad para absorber contenido armónico.

3.5. Estudio de mercado de los equipos para el sistema SFV

Se debe realizar una exploración de mercado para determinar los equipos con mejor relación calidad-precio (costo de inversión) que se comercializan y que serán considerados para el sistema SFV, ya que para el dimensionamiento son indispensables algunas especificaciones técnicas de las baterías y módulos solares.

3.6. Dimensionamiento

Con las consideraciones de los apartados anteriores, se tiene la información necesaria para dimensionar el sistema SFV. Para ello, se puede hacer uso de alguna metodología o programa en específico, adoptando las normativas que regulan el diseño de sistemas SFV en el país.

3.6.1. Evaluación de soluciones técnicas y financieras en el uso de la energía solar fotovoltaica

Se aplica la metodología anteriormente descrita a la industria VEVALCA con la información necesaria previamente recopilada.

4. Diagnóstico inicial de VEVALCA

4.1. Análisis de la distribución e infraestructura.

El laboratorio farmacéutico VEVALCA es una división de laboratorios VALMOR, C.A dedicado a la producción de medicamentos para animales, ubicado en la ciudad de Mérida, Venezuela. El edificio tiene un área de construcción de aproximadamente 1.167 m², en su mayoría de un solo nivel con una pequeña segunda planta donde se ubica el comedor.

El techo es de láminas de zinc, apoyado en cerchas y tubos de hierro. Tiene un pequeño estacionamiento cerrado que funciona como depósito para el despacho de productos y no cuenta con espacios abiertos.

En términos de manufactura, la industria cuenta con dos líneas de producción: una para medicamentos inyectables y otra para medicamentos orales, un área común de empaque, el área de oficinas y un área de servicios críticos donde se encuentran los equipos vitales para los procesos.

4.2. Sistema de respaldo, distribución eléctrica y uso de la energía.

La industria cuenta con un grupo electrógeno de respaldo marca SDMO tipo J100U de 125 kVA, 100 kW, 60 Hz, 208/120 V, trifásico. Se realizaron varias visitas a las instalaciones para determinar la ubicación de los tableros eléctricos.

El cronograma de producción de la industria varía dependiendo de la materia prima con la que cuenta. Por esto, el tiempo de uso de los equipos varía a lo largo de la semana, aunque algunos aires acondicionados permanecen encendidos las 24 horas del día para mantener los medicamentos a una temperatura adecuada.

4.3. Caracterización geográfica de VEVALCA

4.3.1. Ubicación geográfica.

La industria VEVALCA está ubicada al comienzo de la Av. Andrés Bello, Sector Pie del Llano de la Ciudad de Mérida Edo. Mérida, Venezuela. Geográficamente tiene 8,578402° de latitud norte y 71,170522° de longitud oeste.

4.3.2. Análisis de sombras sobre el sistema de captación.

A los alrededores de la industria no hay elementos que puedan proyectar sombras sobre el techo de esta. Dado que la instalación de los paneles solares se prevé con inclinación paralela al techo, no se generan sombra entre ellos.

4.3.3. Cuantificación del recurso solar.

El techo del edificio tiene pendientes de 15° y 35°, por lo que es necesario determinar la irradiación solar global promedio diaria (ISGPD) con la herramienta PVGIS de cada mes bajo estas condiciones para calcular el máximo porcentaje de pérdidas para los meses con menor irradiación y el valor adecuado para dimensionar el sistema SFV. En la tabla 1 se pueden observar los porcentajes de pérdidas para cada inclinación. Sin embargo, se toma el valor de 4,20 kWh/m²/día para el dimensionamiento, correspondiente a la inclinación de 15° por ser la inclinación mayoritaria en el techo.

Tabla 1. Meses con menor irradiación solar y pérdidas estimadas.

Condición	Mes con menos ISGPD	ISGPD (kWh/m ² /día)	Porcentaje de pérdida
Inclinación 12°	Mayo	4,27	0%
Inclinación 15°	Mayo	4,20	2,16%
Inclinación 35°	Junio	3,47	20,42%

4.4. Caracterización energética de VEVALCA

La cuantificación de la carga eléctrica de la industria se realiza empleando dos métodos: a través del facturado eléctrico y mediante la potencia individual de cada equipo para tener dos puntos de comparación sobre el uso de la energía.

4.4.1. Cuantificación mediante el facturado eléctrico.

Para efectos de este trabajo de investigación, la gerencia de planta proporcionó a los autores las facturas eléctricas del año con mayor volumen de producción y, por ende, de mayor consumo energético (2014-2015). Al realizar el promedio mensual de estos valores, se determina que la industria tiene una demanda de energía mensual promedio de 18.671 kWh/mes, equivalente a 622,38 kWh/día y una carga promedio de 113 kW mensual, donde junio es el mes con mayor carga utilizada (117 kW). Asimismo, se determina que el tiempo de uso de la energía equivale a 5,51 h/día, lo que indica de manera general cómo se utiliza la energía en un día de producción.

4.4.2. Cuantificación a partir de la potencia de cada equipo y su tiempo de respaldo.

Se realizan varias visitas a la industria para desarrollar un inventario de sus equipos y luminarias para conocer su potencia individual de manera experimental y teórica. El tiempo de uso de cada equipo se estima en función de la producción supervisada durante 2 semanas y algunas estimaciones proporcionadas por la gerencia de producción, esto permite hacer un análisis del tiempo de respaldo que debe tener cada equipo ante un corte en el suministro eléctrico. En la tabla 2 se muestra la potencia de las cargas y su demanda energética en condición de respaldo para 3 horas.

Tabla 2. Potencia eléctrica y demanda energética de las cargas individuales en condición de respaldo.

Tipo de carga	Potencia (kW)	Demanda energética (kWh/día)
Máquinas y equipos	118,982	227,163
Luminarias	9,910	29,730
Aires acondicionados	44,780	130,740
Total	173,672	387,633

Como se observa en la tabla 2, los valores de potencia y demanda energética son elevados debido a que los equipos no se usan con la misma frecuencia todos los días, por lo que se calcula un factor de demanda a partir del mes con mayor potencia facturada (que equivale a junio con 117 kW) y la potencia total estimada por cada equipo.

$$f_{DEM} = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Carga total conectada}} = \frac{117,000 \text{ kW}}{173,672 \text{ kW}} = 0,670$$

Asimismo, dado que las máquinas no están en funciona-

miento al mismo tiempo, se calcula un factor de simultaneidad dividiendo el tiempo de uso promedio de la energía consumida al día por las horas laborables; esto, para calcular un valor de demanda diaria más cercano al real.

$$f_{SIM} = \frac{\text{Tiempo de uso de la energía/día}}{\text{Horas laborales/día}} = \frac{5,51 \text{ h}}{8 \text{ h}} = 0,690$$

4.5. Consideraciones especiales

4.5.1. Dimensionamiento de arrancadores.

El equipo que presenta mayor corriente de arranque es un compresor de martillo de 15 kW, seguido de dos bombas de 3,73 kW y una bomba de osmosis inversa de 2,2 kW. En base a sus características técnicas y usando el *software pro-Soft* (ABB, 2021) de ABB se calcula el arrancador apropiado para cada motor.

4.5.2. Compensación reactiva.

A partir de los valores ofrecidos por las facturas eléctricas, se determina que la industria tiene un factor de potencia de 0,89 por lo que no se requiere compensación, ya que para esta condición el rendimiento de los inversores disminuye entre 1% y 3% respecto a su valor nominal, siendo una pérdida que se puede asumir.

4.6. Dimensionamiento del sistema SFV de VEVALCA

Se calculan dos sistemas SFV: uno para respaldo total de la industria y otro para respaldo para los elementos que conforman la línea de medicamentos inyectables, ambos casos para un tiempo de respaldo de 3 horas con baterías. El dimensionamiento se lleva a cabo empleando el método de *Censolar* (Unión Europea, 2020) y siguiendo la normativa que establece el *National Electrical Code* (NEC) (NFPA, 2020) referente a sistemas fotovoltaicos, así algunos estándares de la IEEE (*Energy Development & Power Generation Committee of the IEEE Power and Energy Society*, 2020). Previamente se realiza un estudio de mercado para determinar los equipos con mejor relación calidad-costos que se comercializan nacional e internacionalmente, y que se consideran para el dimensionamiento.

4.6.1. Caso 1: sistema SFV para respaldo total.

Para este primer caso, se considera que los equipos del sistema SFV deben instalarse en el área de estacionamiento, donde se encuentra el tablero principal y el grupo electrógeno, debido a que se trata de un sistema de suministro de energía para toda la industria y se tiene el espacio suficiente para ello. Para calcular la potencia del inversor, se aplica el factor de demanda a las cargas mostradas en la tabla 2.

$$P_{CASO 1} = 1 \cdot (44,78 \text{ kW}) + 0,67 \cdot (9,91 \text{ kW} + 118,98 \text{ kW}) = 131,14 \text{ kW}$$

De igual forma, se considera la demanda de las cargas en condición de respaldo mostrada en la tabla 2 y se aplica el factor de simultaneidad.

$$D_{CASO 1} = 1 \cdot \left(130,74 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}\right) + 0,69 \cdot \left(29,73 \frac{\text{kWh}}{\text{día}} + 227,16 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}\right) = 308,00 \frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

La potencia del inversor viene determinada por la carga que debe alimentar (131,14 kW). No obstante, se considera un factor de seguridad de 20% adicional para evitar que el sistema inversor opere en sus niveles máximos y por ende disminuya su rendimiento por efecto del aumento de la temperatura, por lo que se selecciona un inversor cargador marca SNADI de 160 kW, voltaje AC (120/208) V, voltaje nominal DC de (96-384) V y 60 Hz. En la figura 2 se muestra el diagrama unifilar de las fuentes de generación eléctrica que alimentan la industria y su conexión con el inversor, este a su vez puede activar/desactivar el grupo electrógeno mediante un contacto normalmente abierto que se conecta al ATS del mismo en caso de no contar con suministro por parte del sistema SFV o la bancada de baterías.

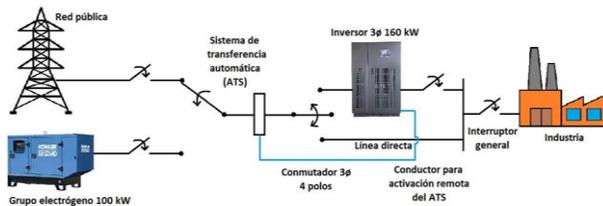


Fig. 2. Diagrama unifilar de las fuentes de generación para el caso 1.

Para el dimensionamiento se consideran módulos solares Risen RSM120-8-590M de 590 Wp, baterías de litio Pylontech UP5000 de 48 V y 100 Ah, la eficiencia del inversor (95%), un coeficiente de pérdidas en los conductores por efecto Joule de 5%, un coeficiente de autodescarga de las baterías de 0,5%/día, la hora solar pico del mes con menor irradiación solar (4,20 kWh/m²/día). La tensión del sistema en DC es de 384 V para reducir el calibre de los conductores. Se considera una profundidad de descarga de 60% en las baterías de litio para prolongar su vida útil. En la tabla 3 se muestran los resultados obtenidos con el método Censolar.

Tabla 3. Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 1.

Variable	Valor
Factor global de rendimiento (R)	0,853
Energía requerida (E _R)	361,149 kWh/día
Energía del sistema (E _{SFV})	401,277 kWh/día
Número de módulos FV (NM _{SFV})	180 módulos FV
Potencia total de generación (P _T)	106,200 kWp
Capacidad útil de las baterías (C _U)	7,524 kWh
Capacidad nominal de las baterías (C _N)	12,540 kWh
Número de baterías (NB)	128 baterías

Para el sistema se consideran controladores solares SNADI con voltaje nominal de 384 V y dos entradas MPPT que admiten 50 A y 800 V cada una. El número máximo de módulos en serie y paralelo que se pueden conectar en cada entrada se determina de la siguiente manera:

$$M_{SERIE} = \frac{V_{MPPT}}{V_{OC \text{ MÓDULO FV}}} = \frac{800,00 \text{ V}}{41,20 \text{ V}} = 19,42 = 19 \text{ módulos FV en serie}$$

$$M_{PARALELO} = \frac{I_{MAX \text{ MPPT}}}{1,25 \cdot I_{SC \text{ MÓDULO FV}}} = \frac{50,00 \text{ A}}{1,25 \cdot 18,21 \text{ A}} = 2,20 = 2 \text{ paneles en paralelo}$$

Para que el sistema esté equilibrado, se requieren 4 controladores para conectar a una entrada MPPT un arreglo de 19 módulos FV en serie y en la otra, dos paneles en paralelo de 13 módulos FV cada uno como se muestra en la figura 3.

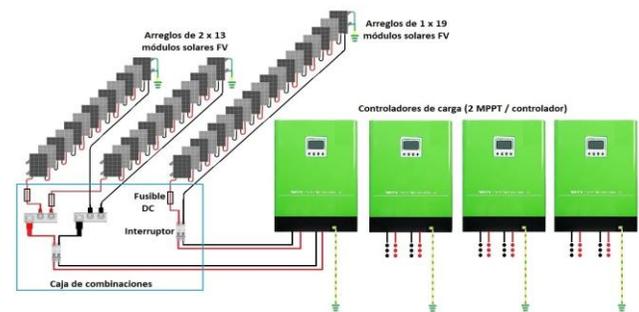


Fig. 3. Conexión de los paneles solares con los controladores, caso 1.

Asimismo, a cada controlador se conectan 4 arreglos en paralelo de 8 baterías en serie cada uno para una tensión final de 384 V, esto se ilustra mejor en la figura 4.

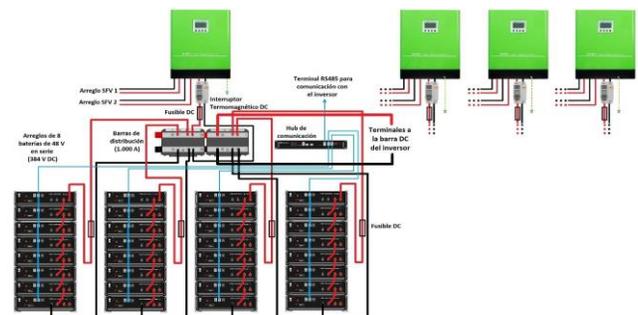


Fig. 4. Conexión de las baterías con los controladores y barras DC, caso 1.

Se calculan los conductores para los tramos DC y AC de acuerdo con el NEC, considerando una caída de tensión máxima de 3% desde el punto de generación (paneles) hasta el punto de conexión con la industria. Este cálculo se realiza teniendo en cuenta la corriente máxima de cada tramo. Asimismo, se calcula el conmutador trifásico que deriva entre el inversor y una línea paralela directo en caso de fallo o mantenimiento, el cual debe ser de 630 A y 380 V.

De igual manera se calculan las barras de conexión para los diferentes equipos, encontrando así, que se requieren 8 ba-

rras mono regleta de 12 polos (100 A) para la conexión de los paneles solares y 9 barras modulares Lynx Power In Victron Energy (1.000 A) para conectar las baterías, controladores y el inversor.

Se calculan además las protecciones para los tramos AC y DC, considerando que debe añadirse fusibles y disyuntores para cada equipo. Los elementos para la estructura como rieles, *mid clamp* y *end clamp* se calculan a partir del modelo 3D desarrollado en base a las dimensiones reales del edificio, el cual se aprecia en la figura 5. Se estima que son necesarios 112 rieles Z (cada uno de 4,2 m), 157 estructuras de extremo alto y 157 de extremo bajo, 92 *end clamp* y 312 *mid clamp*.



Fig. 5. Vista aérea de la instalación de paneles SFV, caso 1.

Para la puesta a tierra del sistema de captación, se prevé que la estructura soporte pueda servir como elemento conductor ante una falla a tierra o descarga eléctrica, como lo establece la IEEE 2778, por lo tanto, estos elementos deben contar con certificación UL 2703/3703.

Asimismo, para el cálculo de los conductores de tierra, se toma en cuenta la distancia, en el modelo 3D de los paneles hasta la barra de conexión a tierra y de igual manera para la puesta a tierra de los equipos. Como equipos de protección, se requieren 8 descargadores de sobre tensión (DPS) de 800 V y 12 detectores de falla a tierra para instalar en el tablero de cada arreglo solar. Asimismo, se calculan los tableros, canalizaciones y conectores o accesorios necesarios para la instalación.

La comunicación entre equipos se ejecuta mediante protocolo de comunicación RS485, donde la primera batería de cada arreglo le envía al inversor información sobre su estado de carga mediante un *hub* de comunicación, por lo que se requiere de 5 *hubs* para ello.

Al realizar los cálculos de este primer caso, se observa que el costo total de los equipos (inversión) es de 361.489,26 USD y considerando el 20% de este monto como el costo de instalación y además un gasto por importación de 15.000,00 USD, se tiene que el costo total del proyecto es de 448.787,11 USD.

4.6.2. Caso 2: sistema SFV para respaldo para la línea de producción de medicamentos inyectables y aires acondicionados.

Para este caso, se considera que los equipos del sistema SFV deben instalarse en el área de empaque de la industria, ya que es el punto más cercano a los tableros de distribución, es una de las pocas áreas no asépticas y dispone de espacio suficiente. La metodología de cálculo para este caso es igual que para el primero, por lo que se muestran los resultados obtenidos de una forma más directa.

La potencia que debe manejar el inversor es de 95,73 kW, mientras que la demanda energética tiene un valor de 228,78 kWh/día. Se selecciona un inversor SNADI TP de 120 kW, voltaje AC (120/208) V, voltaje nominal DC de (96-384) V y 60 Hz.

En la figura 6 se muestra el diagrama unifilar de la industria, donde se observa que los alimentadores que van a los tableros de distribución donde se encuentran las cargas consideradas, se conectan a un subtablero primario que, a su vez, se conecta a la entrada AC del inversor, y, asimismo, la salida AC de este, se conecta con un subtablero secundario que distribuye los alimentadores nuevamente a su respectivo tablero de distribución.

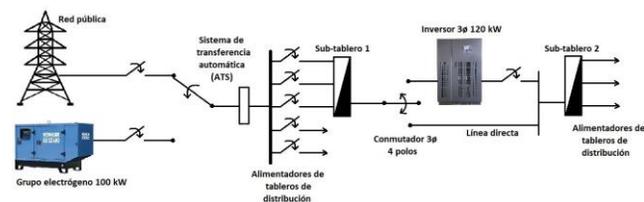


Fig. 6. Diagrama unifilar de la industria y conexión de los subtableros con el inversor para el caso 2.

Para el dimensionamiento se toman en cuenta los mismos equipos y las consideraciones del caso 1 en cuanto a voltaje nominal y coeficientes de pérdidas. En la tabla 4 se muestran los resultados obtenidos con el método Censolar.

Tabla 4. Resultados obtenidos con el método Censolar para el sistema SFV del caso 2.

Variable	Valor
Factor global de rendimiento (R)	0,853
Energía requerida (E_R)	268,259 kWh/día
Energía del sistema (E_{SFV})	298,065 kWh/día
Número de módulos FV (NM_{SFV})	136 módulos FV
Potencia total de generación (P_T)	80,240 kWp
Capacidad útil de las baterías (C_U)	5,589 kWh
Capacidad nominal de las baterías (C_N)	9,315 kWh
Número de baterías (NB)	94 baterías

Se requieren dos controladores para conectar a cada una de sus entradas MPPT un arreglo de 2 x 17 paneles fotovoltaicos. Asimismo, a cada controlador se conectan 6 arreglos en paralelo de 8 baterías en serie cada uno para una tensión

final de 384 V. Al calcular todos los elementos necesarios para implementar el sistema y los cómputos asociados a este segundo caso, se tiene que el costo total de los equipos es de 274.788,47 USD y considerando el 20% de este monto como el costo de instalación y además un gasto por importación de 12.000,00 USD, se tiene que el costo total del proyecto es de 341.746,16 USD.

4.7. Análisis de viabilidad financiera

El análisis financiero se realiza mediante el costo anual uniforme equivalente (CAUE) y un análisis que se basa en el costo de la hora de facturación de la industria.

El CAUE permite analizar la distribución de la inversión en el tiempo a partir del monto inicial de la inversión, la vida útil del proyecto, los ingresos anuales de dicha inversión y otros factores.

Para los sistemas SFV de cada caso, se utiliza la rutina de cálculo de Rojas (Rojas, 2012) que permite decidir sobre la viabilidad del proyecto para el análisis del CAUE. En la misma, se considera el costo de operación y el costo de mantenimiento anual con reposición de baterías como el 2% y 3% de la inversión respectivamente, el coste de instalación del sistema SFV y el coste de elaboración del proyecto se estiman como el 3,5% y el 2,5% de la inversión respectivamente, una tasa de descuento de 5% y una vida útil del sistema de 25 años.

Para cada caso se calcula la energía generada anual ($E_{\text{año}}$) a partir de la potencia pico del sistema (W_p), los días laborables (D_{lab}), las horas sin electricidad durante la jornada de producción (asumiendo que equivale a 3 horas) y suponiendo que el 60% del año el sistema trabaja como autónomo (días de pleno sol).

Para este estudio no se calcula tasa interna de retorno ni valor presente neto, debido a que no se pretende comercializar la energía producida, sin embargo, se calcula el flujo de efectivo anual, que incluye todos los beneficios, ahorros e ingresos relacionados con el proyecto, tales como subvenciones, los beneficios de sustituir al grupo electrógeno (como el ahorro de combustible y las penalizaciones ambientales por las emisiones de CO₂ y ruido) y el coste de la tonelada de carbono.

4.7.1. Evaluación financiera mediante el CAUE para el sistema SFV del caso 1.

La energía generada al año por el sistema se calcula como:

$$E_{\text{año}} = 106,2 \text{ kW} \cdot 3 \text{ h} \cdot 261 \cdot 0,6 = 49.892,76 \text{ kWh/año}$$

Teniendo en cuenta el coste de la inversión inicial (USD

448.787,11), contemplando adicionalmente el 1,5% de este valor para costes imprevistos y considerando que las baterías deben reponerse en el año 12, al introducir los valores en la hoja de cálculo, se tiene que el CAUE equivale a 57.035,34 USD/año, mientras que la energía generada tiene un valor de 1,14 USD/kWh, el flujo de efectivo anual es de 46.775,51 USD/año y el periodo de recuperación de la inversión es de aproximadamente 10 años, esto indica que el proyecto es viable debido a que se recupera la inversión mucho antes de que el sistema alcance su vida útil.

4.7.2. Evaluación financiera mediante el CAUE para el sistema SFV del caso 2.

Al aplicar el mismo análisis del caso 1 para el cálculo de la energía, se tiene que la energía anual generada por el sistema SFV del caso 2, es de 37.696,75 kWh/año y que el coste de la inversión total es de USD 341.746,16 más el 1,5% de costes imprevistos. El CAUE tiene un valor de 43.431,75 USD/año, mientras que la energía generada equivale a 1,15 USD/kWh, el flujo de efectivo anual es de 35.483,43 USD/año y la inversión se recupera en el décimo año aproximadamente, por lo que en este caso de igual manera el proyecto resulta ser viable.

4.7.3. Evaluación financiera mediante el costo de facturación.

Para el estudio, la gerencia de producción de la industria le facilitó al autor las unidades de productos facturados para el año de producción 2014-2015 sin los montos de facturación en divisas por motivos de confidencialidad. Sin embargo, se realiza una búsqueda en el mercado local y online para desarrollar el análisis.

El total de unidades facturadas para el año citado es de 1.158.334. Al multiplicar la cantidad de cada medicamento por su valor en el mercado se tiene un monto de USD 18.811.620,62. Sin embargo, este es el monto calculado a precio de detal, por lo que se estima que el precio de venta de la industria, es 30% menor.

Bajo esta hipótesis, si se considera que el 20% del monto de facturación al mayor (USD 13.168.134,43) corresponde al margen de ganancia que tiene la industria, se tiene una ganancia promedio anual de USD 2.633.626,89. Este monto estimado, equivale a la facturación si se contabiliza la producción de los días laborables (261) bajo la jornada de trabajo diaria de 8 horas sin cortes de electricidad. Por lo tanto, bajo estas condiciones, la hora estimada de producción se calcula como:

$$h_{\text{producción}} = \frac{\text{Facturación total anual [USD]}}{\text{horas laborales anuales [h]}} = \frac{13.168.134,43 \$}{261 \text{ días} \cdot 8 \text{ h}} = 6.306,58 \text{ \$/h}$$

Este valor, a su vez, es la pérdida económica que tiene la

industria si cesa sus actividades de producción durante una hora por falta de electricidad. De esta manera, se calcula la pérdida económica anual si ocurren cortes de electricidad de 3 horas a diario.

$$Perdidas_{anual} = 3 \text{ h} \cdot 261 \text{ días} \cdot 6.306,58 \$ = 4.938.052,14 \$/\text{año}$$

De esta manera se demuestra que la pérdida anual bajo la hipótesis planteada puede llegar a ser el doble de la ganancia estimada que tiene la industria al año. Si se compara con el coste de inversión total del sistema SFV del caso 1 (USD 697.431,90), se justifica la necesidad de implementar un sistema SFV de respaldo total para evitar tales pérdidas.

4.7 Análisis de impacto ambiental

Se estudia el impacto ambiental que tiene el sistema SFV de respaldo total, la red eléctrica y el grupo electrógeno que tiene la industria para realizar una comparativa. Para este análisis se emplea la herramienta de cálculo de Rojas (Rojas, 2012) que incorpora una base de datos con las emisiones de gases dióxido de carbono equivalente (gCO₂eq), dióxido de azufre (gSO₂), y óxido de nitrógeno (gNO_x), de diferentes tecnologías para la generación eléctrica.

La potencia pico del sistema SFV del caso 1 (106,20 kW), la potencia del grupo electrógeno (100,0 kW) y la potencia que la industria consume de la red eléctrica (113,0 kW que es el promedio mensual) se introducen en la hoja de cálculo. Debido a que el sistema SFV sirve de respaldo energético durante 3 horas al día, las otras dos fuentes de energía se analizan para el mismo tiempo de generación, obteniendo así los resultados que se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Emisiones de gases de efecto invernadero de las diferentes tecnologías de suministro eléctrico para VEVALCA.

Tecnología	Emisiones de gases totales al año (kg/año)		
	CO ₂	NO _x	SO ₂
Sistema SFV con almacenamiento	10.948,99	20,04	34,80
Red eléctrica	32.083,25	230,52	88,47
Grupo electrógeno	80.044,50	1.346,85	175,20

Como se observa, el sistema SFV en condición de respaldo es el que genera menor cantidad de gases de efecto invernadero en comparación con la red eléctrica y significativamente mucho menos que el grupo electrógeno, debido a su principio de funcionamiento (combustión interna).

5. Conclusiones

Este trabajo de investigación aporta una nueva metodología para el diseño de sistemas SFV aplicados a la industria, ya que considera varios aspectos técnicos para su correcto funcionamiento y que normalmente no se tienen en cuenta para

el diseño de sistemas SFV residenciales.

Después de realizar el dimensionamiento de ambos sistemas y analizar el costo de cada proyecto, se tiene que el proyecto es viable económicamente, ya que, de acuerdo con las metodologías financieras aplicadas, la industria puede recuperar la inversión en un tiempo menor a la vida útil de los sistemas y evitar pérdidas financieras.

En cuanto a la factibilidad técnica, se tiene como resultado que el sistema SFV para respaldo energético total reduce el gasto que realiza la industria para el suministro de combustible del grupo electrógeno y su mantenimiento. Sin embargo, el mantenimiento del sistema SFV en su vida útil es significativo, debido a que se requiere la reposición de baterías al menos dos veces en una escala de tiempo de 25 años.

Por otra parte, se determina que el sistema SFV para respaldo energético total, tiene menor impacto ambiental que el grupo electrógeno y la red eléctrica de distribución, por lo que su implementación no solo traería beneficios financieros y técnicos, sino también ambientales.

Referencias

- ABB. (2021) Cómo seleccionar el arrancador suave más adecuado-proSoft. Disponible: <https://library.e.abb.com/public/c353a92598294e398339d3da87eb4374/Como%20seleccionar%20el%20arrancador%20suave%20mas%20adecuado%20-%20proSoft.pdf>. [Último acceso: 26 03 2022].
- ABB. (2021). ProSoft – Softstarter selection made easy. Disponible: <https://new.abb.com/low-voltage/products/softstarters-new/software-and-tools/prosoft>. [Último acceso: 01 05 2022].
- Bautista Almánzar, I., Aybar Mejía, E., Blanco, M. y Vicini, R., (2020). Compensación de reactivos en instalaciones de sistemas solares fotovoltaicos penalizadas por bajo factor de potencia, Ciencia, Ingeniería y Aplicaciones, Provincia de la Romana.
- Carta González, J. A. R., Calero Pérez, A., Colmenar Santos y Castro Gil, M. A. (2009). Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables, Madrid: Pearson Prentice Hall.
- Contreras Rangel D. A. (2019). Diseño de herramienta para el dimensionamiento de celdas fotovoltaicas, Mérida, Universidad de los Andes.
- Energy Development & Power Generation Committee of the IEEE Power and Energy Society, (2020). Guide for Solar Power Plant Grounding for Personnel Protection. IEEE 2778-2020, ISBN:978-1-5044-6470-3, Accession Number: 19497593
- EU Science Hub. (2019). PVGIS Online Tool. Disponible: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>. [Último acceso: 2021 11 17].

- Mattioli Olazabal J. C., Furelli Riquez R. F., (2013). Estudio de factibilidad económica-financiera para la instalación de una planta alimentada por energía solar en una empresa productora de alimentos. Caso: Alimentos Casera-Line C.A. Trabajo de Grado, Facultad de Ciencias administrativas, Universidad de Nueva Esparta, 2013-10-09, T15:48:14Z, Disponible: <http://miunespace.une.edu.ve/jspui/handle/123456789/2012>. [Último acceso: 16 06 2021].
- National Fire Protection Association (NFPA). (2020), NFPA 70, National Electrical Code. [Disponible: <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=70>. [Último acceso: 14 12 2021].
- Ocando, G. (2020). Voz de américa. Disponible: <https://www.vozdeamerica.com/venezuela/venezuela-plantas-electricas-sin-utilidad-falta-de-gasolina>. [Último acceso: 17 06 2021].
- Quiron prevención (2019). ¿Cómo pueden las empresas reducir la huella de carbono? Disponible: <https://www.quironprevencion.com/blogs/es/prevenidos/pueden-empresas-reducir-huella-carbono>. [Último acceso: 15 06 2021].
- Risoul. (2021). Arrancadores suaves: funcionamiento, beneficios y aplicaciones. Disponible: <https://www.risoul.com.mx/blog/arrancadores-suaves-funcionamiento-beneficios-y-aplicaciones>. [Último acceso: 26 03 2022].
- Rojas Zerpa, J. C. (2012). Planificación del suministro eléctrico en áreas rurales de los países en vías de desarrollo: un marco de referencia para la toma de decisiones, Zaragoza: Universidad de Zaragoza.
- Rojas Zerpa, J. C. (2012). Hoja de cálculo para la viabilidad financiera de alternativas, Mérida: Universidad de los Andes.
- Sun Earth Tools. (2009). Outils pour les consommateurs et les concepteurs de l'énergie solaire. Disponible: https://www.sunearthtools.com/dp/tools/pos_sun.php?lang=es.
- Suri, Marcel; Betak, Juraj; Rosina, Konstantin; Chrkavy, Daniel; Suriova, Nada; Cebecauer, Tomas; Caltik, Marek; Erdelyi, Branislav. (2020). Global Photovoltaic Power Potential by Country (English). Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) Washington, D.C.: World Bank Group. Disponible: <http://documents.worldbank.org/curated/en/466331592817725242/Global-Photovoltaic-Power-Potential-by-Country>. [Último acceso: 2021 11 17].
- Unión Europea, Fondo Europeo de Desarrollo Regional. (2020). Censolar. Disponible: <https://www.censolar.org/>. [Último acceso: 09 12 2021].
- Recibido:** 10 de noviembre de 2022
- Aceptado:** 7 de marzo de 2023
- Sánchez, Anthony:** Ing. Electricista (2022) Universidad de los Andes.  <https://orcid.org/0009-0003-0591-1751>
- Dávila, Marisol:** Doctora en Ciencias, en la especialidad de Ingeniería Eléctrica (2005), Cinvestav-IPN Unidad Guadalajara, México. Profesora Titular de la ULA desde 1994. Correo electrónico: marisol.davila@gmail.com  <https://orcid.org/0000-0002-5054-0916>
- Rojas, Juan Carlos:** PhD. en Energías Renovables y Eficiencia Energética (2012) Universidad de Zaragoza, España. Profesor Asistente de la Facultad de Arquitectura y Diseño de la ULA desde 2015. Correo electrónico: juancho.rojas4@gmail.com  <https://orcid.org/0000-0001-6114-8269>
- Coronado, Alberto:** PhD. en Energías Renovables y Eficiencia Energética (2011) Universidad de Zaragoza, España. Profesor-Investigador Universidad de Guadalajara, Centro Universitario de Tonalá., Guadalajara, Jalisco, México. Correo electrónico: alberto.coronado@cutonala.udg.mx  <https://orcid.org/0000-0002-6283-4911>

