

Este artículo fue desarrollado por la SICEA y publicado de manera impresa en la revista *Integra Educativa* número 36 dedicado al tema “Ciudades en Transición”.

Esta revista de investigación educativa es una publicación del **Instituto Internacional de Integración de la Organización Convenio Andrés Bello**, y está orientada al tratamiento de trabajos de investigación educativa y estudios teóricos en el campo de la educación (<https://integraeducativa.jimdofree.com/>).

Citar el presente artículo como:

Guzmán A., M. Mollinedo, M. Montecinos, V. Terrazas, y C. Pérez. 2019. *Tiempo de retorno para la disminución de la huella energética y de carbono a través de la implementación de un sistema solar fotovoltaico on-grid en la Universidad Católica Boliviana San Pablo – Santa Cruz*. **Integra Educativa. Revista de Investigación Educativa**. Tema: Ciudades en transición No. 36. Instituto Internacional de Integración de la Organización Convenio Andrés Bello (IICAB). DL-4 3-1-08. ISSN: 1997-4043.

Tiempo de retorno para la disminución de la huella energética y de carbono a través de la implementación de un sistema solar fotovoltaico on-grid en la Universidad Católica Boliviana San Pablo – Santa Cruz

Alison Guzmán^{1*}, Mirka Mollinedo¹, Mirko Montecinos¹, Vianka Terrazas¹, y César Pérez^{1,2}

¹ Sociedad de Investigación Científica Estudiantil de Arquitectura (SICEA), Universidad Católica Boliviana San Pablo – Santa Cruz. Carrera de Arquitectura. sicea.arq.ucb.scz@gmail.com

² Tutor, Carrera de Arquitectura, UCB-SCZ. cperez@ucb.edu.bo, cesarphc@gmail.com

* Correspondencia: alison.agz@gmail.com; sicea.arq.ucb.scz@gmail.com; Tel.: (+591) 76 277 957

Resumen: La implementación de sistemas de energía solar fotovoltaica se ha vuelto económicamente más accesible y su uso se ha expandido en varios ámbitos incluyendo la educación superior. El objetivo de esta investigación fue determinar el tiempo de retorno de la inversión de un sistema solar fotovoltaico *on-grid* (SF) para la reducción del uso energético y su correspondiente huella de carbono de la Universidad Católica Boliviana San Pablo en Santa Cruz, Bolivia. Para esto: a) se determinó la demanda histórica anual energética desde el 2014 y se extrapola la misma por 25 años en tres escenarios (conservador, medio, y extremo), b) se dimensionó el volumen y características de un sistema solar *on-grid* dependiendo de las características del campus, c) se determinó el tiempo de retorno de esa inversión estimando además el costo por unidad energética (Bs/kWh) (USD/kWh) utilizando el análisis LCOE (*Levelized Cost of Energy*), y d) se calculó la reducción de la demanda energética y de la huella de carbono para todos los escenarios (kg CO₂e). Los resultados indican que la demanda energética promedio es de 750 566 kWh/año con una generación de 375 toneladas de CO₂e según datos históricos. El SF requerido, que puede implementarse en cuatro módulos, es de 583 kWp de potencia a un costo de 1.26 USD por Watt instalado. El mismo requiere un número de 1794 paneles solares de 325 Watts. El tiempo de retorno de la inversión es de 5.7 años de forma modular o completa. El LCOE de la red convencional para el 2019 fue de 1.03 Bs/kWh o 0.14 USD/kWh, que con un incremento anual histórico de 3%, puede llegar a costar 1.70 Bs/kWh o 0.25 USD/kWh al año 25 del proyecto. En cambio, el LCOE de energía fotovoltaica es 75% más barata, con un valor de 0.26 Bs/kWh o 0.038 USD/kWh. Luego de la implementación del sistema fotovoltaico, tanto la demanda energética, como la huella de carbono podrían reducirse en magnitudes de 17 millones de kWh y 7 426 toneladas de CO₂e, representando 56%, 64%, o 86% de reducción según la demanda proyectada a 25 años por cada escenario. Asimismo, los ahorros del SF pueden ayudar a reducir hasta 95%, 60%, o 51% los costos por todo el tiempo del proyecto dependiendo del escenario. La eficiencia del SF puede maximizarse en el tiempo si también se promueven comportamientos adecuados en los usuarios y políticas universitarias que refuercen disminución de la huella ecológica en la Universidad. Las perspectivas para la energía solar *on-grid* son alentadoras con costos que tienden a bajar y beneficios ambientales positivos, lo que significa que esta tecnología

limpia debe ser considerada en los diseños de futuros emplazamientos en las universidades del país.

Return Time of Investment of Energy and Carbon footprint reduction through an On-grid Photovoltaic System at the Bolivian Catholic University in Santa Cruz

Abstract: The implementation of photovoltaic energy systems has become more economically accessible and its use has expanded in various areas including higher education. The objective of this research was to determine the return on investment time of an on-grid solar photovoltaic system (PVS) to reduce energy use and its corresponding carbon footprint at the Universidad Católica Boliviana San Pablo in Santa Cruz, Bolivia. For this: a) the historical annual energy demand from 2014 was determined and it was extrapolated for 25 years in three scenarios (conservative, medium, and extreme), b) the volume and characteristics of an on-grid PVS were sized depending on the campus characteristics, c) the return on investment time was determined, as well as the cost per energy unit (Bs / kWh) (USD / kWh) using the LCOE (Levelized Cost of Energy) analysis, and d) the reduction on energy demand and carbon footprint were estimated for all scenarios (kg CO₂e). The results show that the average energy demand is 750 566 kWh / year with a generation of 375 tons of CO₂e according to historical data. The required PVS, which can be implemented in four modules, is 583 kWp of power at a cost of 1.26 USD per Watt installed. The PVS requires a number of 1 794 solar panels of 325 Watt. The return on investment time is 5.7 years in a modular or complete way. The LCOE of the conventional network for 2019 was 1.03 Bs / kWh or 0.14 USD / kWh, which with a historical annual increase of 3%, can cost 1.70 Bs / kWh or 0.25 USD / kWh at the year 25 of the project. On the other hand, the LCOE of photovoltaic energy is 75% cheaper, with a value of 0.26 Bs / kWh or 0.038 USD / kWh. After the implementation of the photovoltaic system, both the energy demand and the carbon footprint could be reduced by magnitudes of 17 million kWh and 7 226 tons of CO₂e, representing 56%, 64%, or 86% reduction depending on the projected demand for each of the 25 years scenarios. Also, PVS savings can help reduce costs by up to 95%, 60%, or 51% for the entire project time, depending on the scenario. The efficiency of the PVS can be maximized over time if appropriate behaviors are also promoted in users, and if university policies reinforce the reduction of the ecological footprint in the University. The prospects for on-grid PVS are encouraging with declining costs and positive environmental benefits, which means that this clean technology must be considered in the design of future facilities in the universities of the country.

Palabras Clave: Energía Solar Fotovoltaica; LCOE; Huella de Carbono; Tiempo de Retorno; UCB; Santa Cruz; Bolivia.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy; LCOE; Carbon Footprint; Return Time of Investment; UCB; Santa Cruz; Bolivia.

1. Introducción

Actualmente la humanidad y su sistema económico y productivo dependen del uso de combustibles fósiles (Kamal, 2012; Salaet Fernández & Roca Jusmet, 2010). Aproximadamente 85% de la energía utilizada en el mundo durante el año 2018 provino de combustibles fósiles, 4% de energía nuclear, 7% energía hidroeléctrica, y 4% de energías renovables (BP, 2018; Hall, Klitgaard, Hall, & Klitgaard, 2018). Esta dependencia trae consigo dos tipos de preocupaciones: a) el impacto ambiental del calentamiento global, y b) su futuro agotamiento (Salaet Fernández & Roca Jusmet, 2010).

Respecto al impacto, para enero del 2020, las concentraciones de CO₂ alcanzaron las 414 partes por millón (ppm), en consecuencia, elevando la temperatura de la superficie del planeta en 1.15°C por encima del promedio preindustrial (1880 – 1900) (CO₂Levels, 2020; NOAA, 2020). Nunca en la historia del planeta, desde hace por lo menos 800 000 años atrás, la cantidad de CO₂,

principal gas responsable del calentamiento global, ha sido tan elevada en la atmósfera como en el presente (CO2Levels, 2020; NASA, 2020a).

Respecto a su agotamiento, en 1956 el geólogo M. King Hubbert predijo y acertó que el petróleo alcanzaría su pico máximo en los Estados Unidos en la década de los 1970s (Salaet Fernández & Roca Jusmet, 2010). Salaet y Roca (2010), estimaron supuestos de cantidades últimas de recursos recuperables (URR-*Ultimately Recoverable Resources*) mundiales de combustibles fósiles en dos escenarios. Para el petróleo convencional (excluyendo petróleo no convencional como el *fracking*), el escenario bajo es de 2.1 Giga¹ barriles de petróleo equivalente (Gbpe), y el escenario alto de 3.3 Gbpe (Salaet Fernández & Roca Jusmet, 2010). Respecto a los depósitos de Gas Natural, el escenario bajo es de 1.7 Gbpe, y el alto de 3.0 Gbpe (Salaet Fernández & Roca Jusmet, 2010). En otras palabras, según Salaet y Roca (2010), el máximo de extracción del petróleo y del gas natural se situaría en el periodo de tiempo 2010 – 2034.

Para minimizar la dependencia a los hidrocarburos, y también evitar impactos directos al medio ambiente y a los diferentes niveles de la sociedad; muchos países han venido implementado iniciativas energéticas renovables como la solar y la eólica. Al final del 2017, ya habían instalados 402 Giga Watts (GW) de potencia fotovoltaica en todo el mundo. De este total, 131 GW correspondían a China, 51 GW a Estados Unidos, 49 GW a Japón, 42 GW a Alemania, 20 GW a Italia, y 5.6 GW a España (Universidad Politécnica, 2018). Así, para el 2018 ya habían instalados aproximadamente 520 GW de potencial fotovoltaica, y a partir del 2019 se proyecta un incremento global de 594 GW a 1583 GW hasta el 2030 (Jäger-Waldau, 2019; Research and Markets, 2019; Universidad Politécnica, 2018). Según las proyecciones basadas en datos históricos hasta el 2018, los 10 países que liderarán el mercado fotovoltaico serán China, India, Estados Unidos, Australia, Japón, Holanda, España, Corea del Sur, Alemania, Francia, México, y Brasil, Taiwan, Italia, y Arabia Saudita (Schmela, 2019).

Dentro el contexto latinoamericano, cuatro países lideran la utilización de energía renovable que son Chile, México, Brasil, y Argentina (Robberechts, 2017). Por otro lado, durante los últimos años, países como Bolivia y Perú están promoviendo el uso de energía renovable (DW, 2018a). Bolivia, luego de instalar el 2015 una planta fotovoltaica en el departamento de Pando de 5 MW de potencia, el 2018 inauguró la central fotovoltaica más grande del país con 196 952 paneles solares distribuidos en una superficie de 105 hectáreas en Uyuni, Potosí; con una potencia de 60 MW que podrá generar hasta 123 000 MWh anuales (DW, 2018b; ENDE, 2015; La Razón, 2018). Esta planta suma a los esfuerzos de proyectos energéticos renovables como el parque Eólico de Qollpana en el municipio de Pocona del departamento de Cochabamba, que concluyó su segunda fase con una capacidad instalada de 27 MW (ENDE, 2016).

Considerando el escenario global alentador para una transición energética, universidades en todo el mundo, en un intento de convertir sus campus en más inteligentes energéticamente y considerar la energía solar como un componente fundamental para un futuro con energía limpia, han instalado sistemas solares fotovoltaicos con resultados ejemplares.

Así, únicamente en los Estados Unidos, hasta el 2017, aproximadamente 400 universidades e instituciones de educación superior han instalado sistemas fotovoltaicos con una capacidad total cercana a los 700 MW de potencia (Elgqvist & Van Geet, 2017). En los Estados Unidos, por ejemplo, la universidad Butte College en San Francisco (CA), se convirtió el 2011 en el primer campus universitario grid positive, lo que significa que genera más electricidad de origen solar de la que utilizan gracias a 25 000 paneles instalados que generan 4.5 MW de potencia y más de 6 millones de kWh de electricidad por año (Environment America, 2018; Solar Power Authority, n.d.). Este proyecto no solo evita las emisiones de gases de efecto invernadero, que equivalen al producido por más de 1000 vehículos, sino también proporciona de beneficios educativos y económicos a la universidad (Environment America, 2018). Butte College ofrece cursos técnicos en la instalación de sistemas fotovoltaicos para el futuro mercado laboral de energías limpias, y al mismo tiempo ahorrará en impuestos y otros costos más de 100 millones de dólares para los próximos años (Environment America, 2018). Otro ejemplo es la Universidad Northwestern, que demuestra que gracias a una iniciativa estudiantil se instaló un sistema fotovoltaico de 16.8 KW que genera aproximadamente 20 mil kWh por año (Solar Power Authority, n.d.). Para este proyecto, los estudiantes planificaron, propusieron, recaudaron fondos de 117 000 dólares, supervisaron la

¹ Prefijo Giga equivale a la magnitud 10⁹.

instalación, y realizaron el manejo de todo el proyecto desde su inicio hasta su finalización (Solar Power Authority, n.d.).

Respecto a América Latina, en México, desde el 2019, a través del proyecto CETYS Solar Power, los campus universitarios de Mexicali y Tijuana evitarán emitir aproximadamente 1 397 toneladas de CO₂e gracias a la implementación de 3 099 paneles solares con una potencia de 1.2 MW (Zarco, 2019). En Colombia, hay varios ejemplos como la Universidad de Antioquia, que desde el 2019, ha instalado un sistema solar con tracking de doble eje que genera aproximadamente 432 kWh mensualmente (Ramírez, 2019). Este mismo sistema evita emitir aproximadamente 66 toneladas de CO₂e, o un equivalente a 1700 árboles (Ramírez, 2019).

En Bolivia, la Universidad Privada Boliviana (UPB) y la Universidad Católica Boliviana (UCB) ha instalado sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades en varios campus del país. Respecto a la UPB, en su campus de la ciudad de La Paz, desde octubre de 2018, cuentan con 94 paneles solares que ayudan a ahorrar un tercio de su demanda energética con una potencia de 22 kW (Sánchez, 2018). En la ciudad de Cochabamba cuentan con una capacidad solar instalada de 80 kWp, que ayudan a disminuir el 70% de la demanda energética de fuentes convencionales, y ayudan a mitigar el equivalente a 550 000 litros de gasolina al año, o la captura de carbono de 19 hectáreas de bosque (1413 t CO₂e) (UPB, 2019). Desde el 2020, el campus en la ciudad de Santa Cruz cuenta con un parqueo solar de 30.5 kW de potencia, compuesto por 93 paneles solares que generarán aproximadamente 37 MWh/año (Enersol S. A., 2020; Justiniano, 2020). En este mismo sentido, desde el 2014, la Universidad Católica Boliviana (UCB) en su predio de Obrajes (La Paz), instaló un sistema solar fotovoltaico aislado de una potencia de 2 kW (UCB, 2014). El mismo que sirve de modelo y herramienta de capacitación a estudiantes y personas interesadas en sistemas de energía renovable (UCB, 2014).

Si bien la transición de combustibles fósiles hacia fuentes renovables de energía es una condición necesaria para poder alcanzar sistemas socio-económicamente sustentables; Capellán-Pérez, Castro, & Miguel (2018) afirman que es importante realizar un análisis de la Tasa de Retorno Energético o análisis *Energy Returned on Energy Invested* (EROI) para confirmar la viabilidad de este tipo de sistemas. Asimismo, es importante complementar este tipo de análisis con un análisis económico que indique el tiempo de retorno de la inversión.

Por eso, el objetivo de este trabajo es evaluar la factibilidad, considerando el tiempo de retorno de la inversión en sistemas solares fotovoltaicos *on-grid*, para reducir la demanda energética proveniente principalmente de combustibles fósiles y su consecuente huella de carbono en la Universidad Católica Boliviana San Pablo en el campus de la ciudad de Santa Cruz. Para esto se propuso: a) determinar la demanda histórica anual energética desde el 2014 y se extrapoló la misma por 25 años en tres escenarios (conservador, medio, y extremo), b) dimensionar el volumen y características de un sistema solar *on-grid* dependiendo de las características del campus, c) determinar el tiempo de retorno de esa inversión estimando además el costo por unidad energética (Bs/kWh) (USD/kWh) utilizando el análisis LCOE (*Levelized Cost of Energy*), y d) calcular la reducción de la demanda energética y de la huella de carbono para todos los escenarios (kg CO₂e). Las hipótesis propuestas son: a) Es posible reducir hasta en un 30% el uso de energía de origen convencional y su respectiva huella de carbono en la UCB-SCZ por los próximos 25 años, y b) el tiempo de retorno de la inversión de la instalación y uso de paneles solares será de 5 años.

2. Materiales y Métodos

2.1. Sitio de estudio y antecedentes

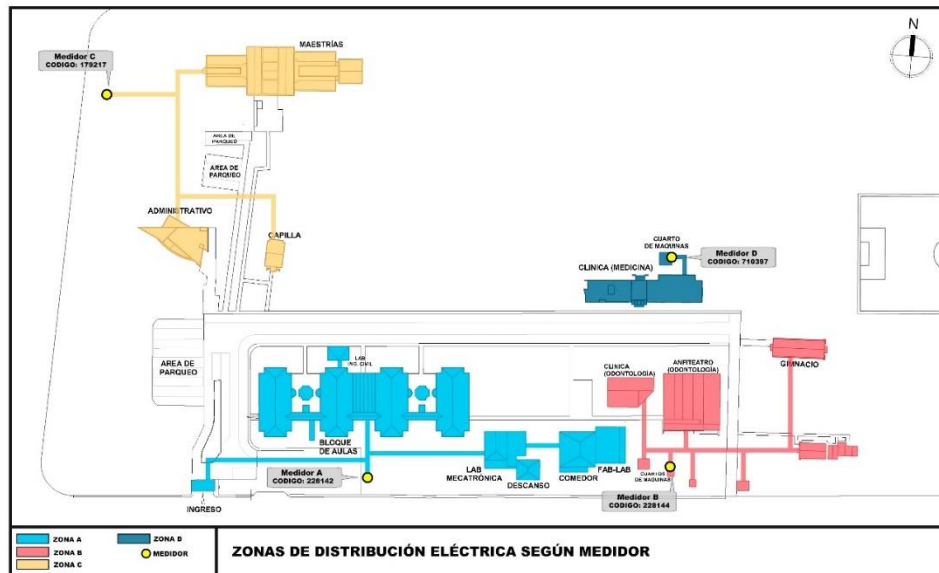
La Universidad Católica Boliviana San Pablo es una universidad privada que fue fundada el 16 de Julio de 1966 en la ciudad de La Paz (UCB, 2016). Desde entonces, mantiene cuatro campus regionales en las ciudades de La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, y Tarija; además de unidades académicas campesinas en las zonas rurales del país (UCB, 2016).

La Unidad Académica Regional Santa Cruz (UCB-SCZ) fue fundada el 1ro de marzo de 1993 con la carrera de Psicopedagogía (UCB, 2016). Actualmente la UCB-SCZ cuenta con dos campus. Uno en el centro de la ciudad de Santa Cruz (Av. Irala) y el segundo ubicado en el km 9 carretera al Norte. Este último se constituye en el sitio de estudio de la presente investigación. Así, el campus UCB-SCZ ubicado en el km 9 carretera al Norte ofrece las carreras de Administración de Empresas, Arquitectura, Ingeniería Civil, Ingeniería de Agronegocios, Ingeniería Comercial, Ingeniería en Biotecnología, Ingeniería Industrial, Ingeniería Mecatrónica, Kinesiología y Fisioterapia, Medicina, y Odontología (Centro de Información UCB, 2020). La cantidad total de estudiantes registrados en

este campus hasta el mes de Abril del 2020 es de 2 554 (517 nuevos, y 2017 antiguos) (Centro de Información UCB, 2020). La cantidad de personal administrativo llega a 130 personas y se cuenta con 271 docentes (Centro de Información UCB, 2020).

El campus tiene una superficie de aproximadamente 18 hectáreas, y según los medidores de energía eléctrica está dividido en las cuatro zonas como muestra la Figura 1. Zona del Medidor A: Ingreso, bloque de aulas, comedor, área de descanso, y laboratorios mecatrónica y arquitectura. Zona del Medidor B: Clínica y Anfiteatro de Odontológica, Gimnasio, y cuarto de máquinas. Zona del Medidor C: Bloque de Maestrías, Edificio Administrativo, y Capilla. Finalmente, la Zona del Medidor D: Clínica de Medicina, y cuarto de máquinas.

Figura 1. Zonas del campus UCB-SCZ en base a los medidores eléctricos instalados (En base al Plan Maestro UCB – SCZ 2019).



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Maestro UCB – SCZ, 2019.

2.2. Determinar la demanda energética histórica de la UCB – SCZ y su proyección para los próximos 25 años

Para esto: a) se solicitó información oficial e histórica a la dirección administrativa de la UCB sobre la demanda energética del campus, b) se sistematizó la información en función a la infraestructura y su respectiva demanda energética (kWh/año), y c) se proyectó la demanda energética para los próximos 25 años en tres escenarios.

Información oficial e histórica de la demanda energética del Campus UCB

Para obtener la demanda histórica energética del campus, la SICEA envió una carta dirigida a la Dirección Administrativa de la UCB el 16 de octubre de 2019. La solicitud incluía la información histórica del consumo eléctrico de todo el campus universitario de los últimos 10 años en kilo Watt hora (kWh), los costos asociados al consumo, y el uso de energía desgregado por cada bloque o infraestructura en el campus. La información fue proporcionada semanas después con información histórica desde enero del 2014 hasta el mes de noviembre de 2019 para un total de cuatro medidores ubicados en el campus (Figura 3). Así, se tiene información histórica de 70 meses del Medidor A – 228142; B – 228144; C- 179217; e información de 59 meses desde diciembre de 2014 del Medidor D – 710397.

Sistematización de la información

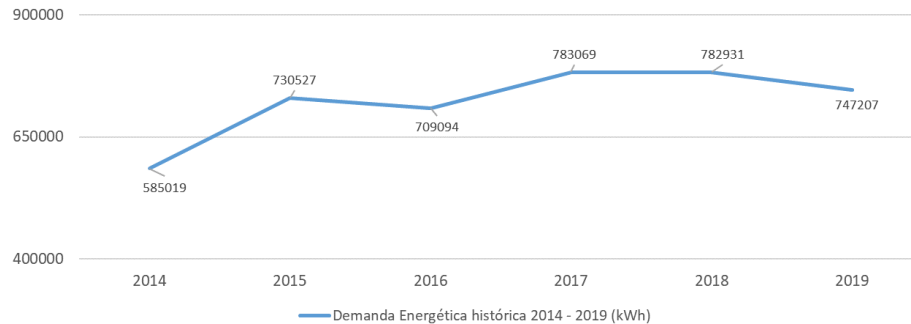
La información histórica fue organizada y sistematizada por mes, año, uso (kWh) y costo (Bs) por cada medidor en una hoja electrónica de Microsoft Excel. A partir de esta base de datos, se pudieron realizar extrapolaciones y regresiones lineales para distintos escenarios.

Proyección de la demanda energética por los próximos 25 años

Se determinaron tres tipos de proyecciones o escenarios.

El primer escenario (conservador) fue en base a los totales anuales históricos, donde se utilizaron datos del 2015 al 2019 (Figura 2). No se utilizó información del 2014 porque los datos no eran representativos respecto a los últimos años, y podían generar tendencias sobrestimadas.

Figura 2. Demanda Energética histórica 2014 – 2019 de todo el campus UCB – SCZ, que incluye los cuatro medidores. Datos expresados en kWh.



Fuente: Elaboración propia en base a datos históricos, 2019.

Así, aplicando la ecuación 1, para el Escenario 1, se obtuvo una tasa conservadora de consumo energético anual de 4170 kWh/año.

$$Tasa\ anual\ de\ consumo\ \left(\frac{kWh}{año}\right) = \frac{\text{consumo año final (kWh)} - \text{consumo año inicial (kWh)}}{\text{año final} - \text{año inicial}} \quad \text{Ecuación (1)}$$

Para el escenario 2 (proyección media), se aplicó una ecuación similar (Ecuación 2), pero utilizando todos los datos históricos de cada mes para todos los años incluyendo los datos del 2014. Se aplicó esta lógica en base a los trabajos como el de Perez H. (2011); Pérez & Smith (2019); y Rodríguez, (2019), que evidencian que la estimación de tasas de cambio considerando datos iniciales y datos finales de periodos de tiempo más largos de series multitemporales, producen extrapolaciones conservadoras, con menor incertidumbre, y que absorben eventos extremos no representativos de periodos de tiempo más cortos.

$$Tasa\ mensual\ de\ consumo_{año}\ \left(\frac{kWh}{mes}\right) = \frac{\text{consumo mes final (kWh)} - \text{consumo mes inicial (kWh)}}{\text{mes final}_{año} - \text{mes inicial}_{año}} \quad \text{Ecuación (2)}$$

Las tasas mensuales obtenidas se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos históricos de consumo de energía en kWh para el mes de enero del campus UCB – Santa Cruz desde el año 2014 al 2019.

| Mes | Tasa de crecimiento (kWh/mes) |
|------------|-------------------------------|
| Enero | 1492 |
| Febrero | 3052 |
| Marzo | 4617 |
| Abril | 2540 |
| Mayo | 3572 |
| Junio | 3552 |
| Julio | -26 |
| Agosto | 1668 |
| Septiembre | 2963 |
| Octubre | 203 |
| Noviembre | 1898 |
| Diciembre | 2540 |

Para el escenario 3 (proyección extrema), se obtuvieron ecuaciones de tendencia por regresión lineal para cada mes, las mismas que fueron utilizadas para estimar la demanda energética por los próximos 25 años. La Tabla 2 muestra estas ecuaciones.

Tabla 2. Ecuaciones obtenidas por regresión lineal para cada mes del año basadas en los datos históricos desde el 2014 al 2019.

| Mes | Ecuación de regresión lineal |
|------------|------------------------------|
| Enero | $y=2449.4x+26075$ |
| Febrero | $y=3960.5x+41503$ |
| Marzo | $y=3878.8x+66582$ |
| Abril | $y=2757.3x+61888$ |
| Mayo | $y=5049.1x+44557$ |
| Junio | $y=3568.8x+32770$ |
| Julio | $y=1381.7x+32617$ |
| Agosto | $y=133.23x+54690$ |
| Septiembre | $y=2164.1x+63518$ |
| Octubre | $y=585.71x+78652$ |
| Noviembre | $y=2487.8x+71597$ |
| Diciembre | $y=4165.6x+37765$ |

Para estimar los costos asociados a la utilización de la energía eléctrica para los tres escenarios, se utilizó el valor LCOE de la red eléctrica estándar proyectado para cada año. Mayores detalles de estas proyecciones en Anexo C.

2.3. Dimensionamiento y emplazamiento del sistema solar fotovoltaico en base a la demanda energética, y condiciones de la infraestructura universitaria

Para dimensionar el sistema fotovoltaico y su consecuente emplazamiento en el campus universitario, se: a) Siguió los pasos sugeridos por la Universidad de Arizona y el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory*) (Alliance for Sustainable Energy, 2020; Franklin, 2019); y b) identificaron áreas disponibles para la implementación del sistema fotovoltaico en base a modelaciones solares, condiciones de la infraestructura disponible, y el Plan Maestro de la universidad.

Estimación de la potencia del sistema y el número de paneles solares y sus componentes

La fórmula para el cálculo de la potencia del sistema y el número de paneles solares demanda información previa que incluye: Carga energética o demanda energética de la Universidad; radiación solar en Horas Solar Pico (*Peak Sun Hours – PSH*), coeficiente de eficiencia, y selección de los módulos solares. La Tabla 3 muestra los datos utilizados.

Tabla 3. Datos utilizados para la estimación del número de paneles solares que cubran la demanda energética de la UCB – Santa Cruz.

| Indicador | Valor | Fuente |
|--|-----------|---|
| Demanda total de cargas diarias (Wh/d) | 2 085 000 | Demanda estimada. |
| Horas Solar Pico (h) | 4.1 | SOLARGIS (2020), ENERSOL (2019), NASA (2020b) |
| Rendimiento del Sistema | 87% | (Alliance for Sustainable Energy, 2020; Webo Solar, 2020) |
| Potencia de paneles solares (W) | 325 | Selección de acuerdo a disponibilidad del mercado |

La demanda de cargas diarias se obtuvo en base a los datos 2017 – 2019 de las boletas de pago de la UCB por ser un rango más actual y representativo. No se consideró todo el registro histórico 2014 – 2019 porque datos previos al 2017 hubieran modificado la tendencia subestimando la carga. Ver mayores detalles en Anexos E y F.

Las horas solares pico (PSH), es una relación estandarizada que indica el número de horas que un metro cuadrado de superficie recibe 1000 W (Franklin, 2019). Así, el valor para el campus de la UCB en Santa Cruz de 4.1 PSH significa que un metro cuadrado de superficie recibirá 1000 Watts en 4.1 horas al día en la latitud $-17^{\circ}41'40''$ y longitud $-63^{\circ}09'04''$ (Google Earth, 2019). Este valor fue obtenido a partir de las plataformas online de acceso abierto SOLARGIS (2020) y la base de datos diaria de radiación solar ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$) desde el 2018 al 2020 del sitio POWER LARC NASA (2020), el cual también coincide con las PHS utilizadas por las empresas de instalación de paneles solares fotovoltaicos locales (Anexo G).

El coeficiente de la eficiencia del sistema de 87%, fue obtenido descontando pérdidas aproximadas por ensuciamiento (2%), sombras (3%), discordancia por imperfecciones en los

arreglos de los paneles solares (2%), cableado (pérdida en la conversión de corriente continua a alterna, inversores y otros) (2%), pérdida por resistencia en conexiones eléctricas (0.5%), degradación lumínica durante las primeras horas de exposición al sol (*Light Induced Degradation – LID*) (1.5%), capacidad instalada sobre la precisión del equipo por parte del fabricante (1%), y disponibilidad causada por la interrupción programada o no-programa del funcionamiento del sistema debido a mantenimiento, cortes de luz y otros factores operaciones (3%) (Alliance for Sustainable Energy, 2020; Webo Solar, 2020). Este coeficiente de eficiencia también es utilizado de manera standard por proveedores de servicios fotovoltaicos locales.

La selección de la potencia de los paneles solares se realizó en base a la disponibilidad en el mercado local y también siendo uno de los módulos con mayor potencia por superficie instalada.

Primero, para el cálculo de la potencia total del sistema fotovoltaico se aplicó la Ecuación 3:

$$\text{Potencia del sistema (kW)} = \frac{\text{Demanda total de carga diaria (kWh)}}{\text{Horas Solar Pico (h)} * \text{Coeficiente de Rendimiento}}$$

Luego, para la estimación del número de paneles solares, se aplicó la Ecuación 4:

$$\text{Número de paneles solares} = \frac{\text{Potencia del Sistema (kW)} * 1000}{\text{Potencia de Paneles (W)}}$$

Estas ecuaciones fueron aplicadas para las cargas de cada uno de los cuatro medidores de electricidad para contar con datos de potencia y número de paneles solares que sirvieron para diseñar el emplazamiento de todo el sistema.

La función de los inversores es convertir la corriente continua que producen los módulos fotovoltaicos y transformarla en corriente alterna que se utiliza en la red de distribución (Franklin, 2019). A partir de la magnitud de la potencia del sistema se estimó el número de inversores que pueden ser configurados con inversores centralizados, en cadena, o en multi-cadena a partir de los arreglos de los módulos solares (AROS Solar Technology, 2011; Guardiola, 2008). El tamaño de los inversores se realiza en función del total de potencia que proveerán los módulos solares y puede estar dimensionados entre 80 y 120% de la potencia total (Franklin, 2019; Guardiola, 2008). Se pueden encontrar en el mercado inversores de rangos entre 1.5 – 10 kW; 11 – 25 kW; 26 – 250 kW, y mayores de 250 kW, habiendo en el mercado inversores con capacidades superiores a 1700 kW. La elección del inversor depende de la potencia requerida y el tipo de configuración del sistema (AROS Solar Technology, 2011).

La inversión económica para instalar sistemas fotovoltaicos on-grid se puede desglosar en tres componentes: a) los paneles solares fotovoltaicos, b) los inversores, c) estructuras, cables, conectores, y otros, y d) diseño, logística, instalación y puesta en marcha. En base a los datos de las empresas bolivianas como ENERSOL (2019), y EECOGUZ (2020); la Tabla 4 muestra un estimado porcentual del costo de cada componente.

Tabla 4. Estimación porcentual de costos de la implementación de un sistema fotovoltaico en Bolivia

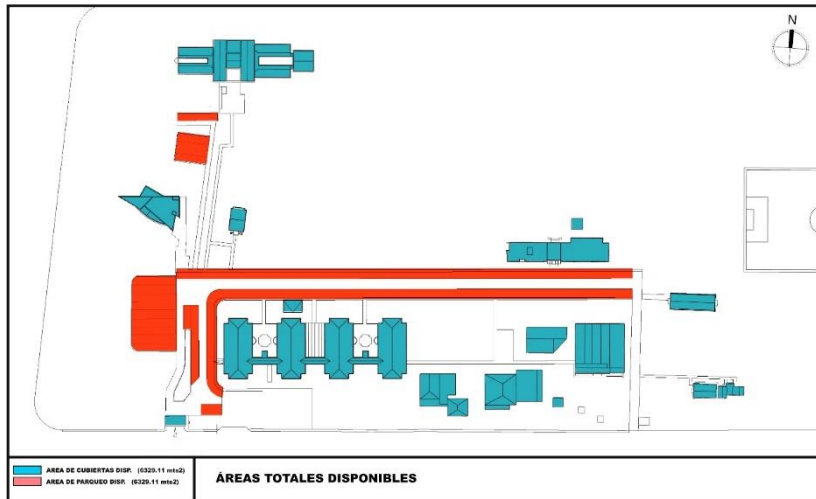
| Componentes | Porcentaje del costo total % |
|---|---------------------------------|
| Paneles Solares | 56 - 58 |
| Inversores | 17 - 25 |
| Estructura de Aluminio y accesorios | 7 - 19 |
| Diseño, logística, instalación y puesta en marcha | 8 - 10 |

Determinación de áreas útiles del campus universitario

Para esto: a) Se analizó el Plan Maestro de la universidad; b) se realizaron modelaciones solares diarias y mensuales para el transcurso de un año; y c) se identificaron las áreas más factibles para la instalación de los módulos solares en base a la modelación y a las condiciones de la infraestructura actual.

Luego de analizar el Plan Maestro de la universidad (2019 – 2022), proporcionado por la carrera de arquitectura, y anticipando el espacio de usos futuros, se pudieron identificar las áreas disponibles como cubiertas (9418 m²), y áreas de parqueo (6319 m²) para el sistema fotovoltaico (Ver Figura 3).

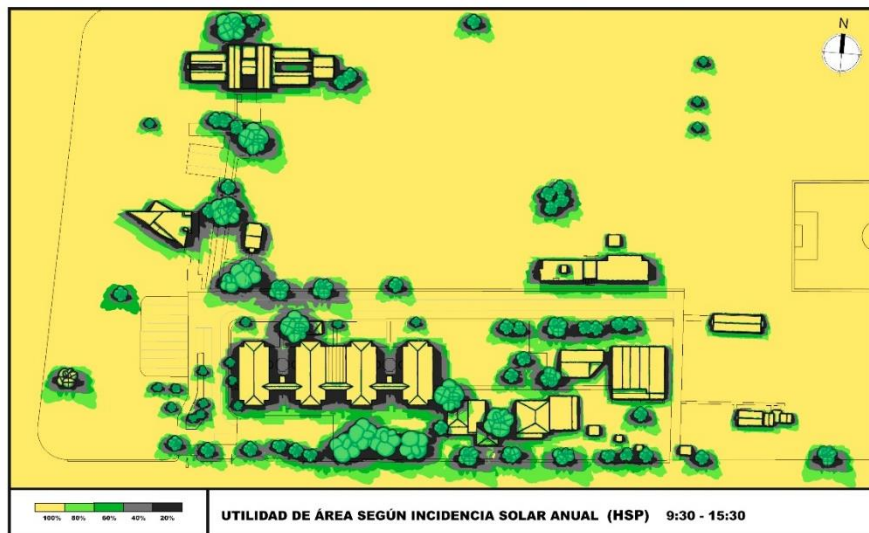
Figura 3. Identificación de las áreas disponibles en el campus universitario para la implementación del sistema fotovoltaico on-grid. Las áreas azules muestran las cubiertas disponibles y las áreas naranja zonas de parqueo (En base al Plan Maestro UCB – SCZ 2019).



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Maestro, 2019

Las modelaciones solares se realizaron utilizando el software Rhinoceros v. 6.0 para el levantamiento 3D, y el software Autodesk Revit v. 6.0 para el estudio solar; las cuales se realizaron para las distintas estaciones del año (Anexo H). De estas modelaciones, se obtuvo la Figura 4 que muestra el mapa de utilidad según la incidencia solar anual por un día completo.

Figura 4. Modelación solar que resume el área de utilidad en todo el campus para la implementación del sistema fotovoltaico en base a la incidencia solar anual entre las horas 9:30 am y 15:30 pm



Fuente: Elaboración propia en base al Plan Maestro, 2019

2.4. Comparar el costo de unidad energética (LCOE) entre el sistema fotovoltaico on-grid y el sistema convencional, y estimar periodo de retorno económico

Para esto: a) se proyectó el LCOE de la energía convencional para los próximos 25 años; b) se obtuvo el LCOE para el sistema fotovoltaico; y c) se determinó el tiempo de retorno económico de la inversión solar.

Cálculo del LCOE de energía convencional y su proyección para los próximos 25 años

Para la estimación del Costo Nivelado de Energía (*Levelized Costs of Energy – LCOE*) en Bs/kWh relacionada a la red de distribución para la ciudad de Santa Cruz, se realizaron dos suposiciones. La primera, que el costo final al usuario por kWh incluye los costos inversión, de

operación y mantenimiento, costos de combustible, y la cantidad de energía generada. La segunda suposición fue que el costo final también contempla subvenciones.

Así, para calcular el LCOE de la energía eléctrica de fuente convencional (Cooperativa CRE), se procedió a dividir el costo en Bolivianos (Bs) entre la cantidad total de energía consumida (kWh) por cada mes de todos los datos del periodo 2014 – 2019. Luego, se obtuvo un promedio anual de LCOE y éste fue convertido a Dólares Americanos (USD) utilizando el tipo de cambio de 6.96 Bs/USD. El cálculo realizado para obtener el LCOE mensual se muestra a continuación:

$$LCOE_{convencional\ mes} = \frac{Costo\ Mensual\ (Bs)}{Usos\ Energía\ Mensual\ (kWh)} \quad \text{Ecuación (5)}$$

La Tabla 5 muestra la evolución del LCOE anual desde el año 2014 hasta el 2019 y también incluye la diferencia de cambio anual que es aproximadamente 0.03 Bs/kWh por año. Luego, para poder triangular este resultado, se graficaron los datos LCOE y se obtuvo la ecuación de tendencia, Ecuación 4, la misma que confirma una tasa de crecimiento anual de 0.03 Bs/kWh, o de un promedio del 3% (Mayores detalles en Anexo D).

$$y=0.0337x+0.8278 \quad \text{Ecuación (6)}$$

Tabla 5. Datos promedio anuales del LCOE en Bs/kWh, su diferencia del costo anual comparado con el año anterior, y promedio anual.

| Año | Promedio LCOE | Diferencia con el año anterior |
|---------------------------------|---------------|--------------------------------|
| | | ----- Bs/kWh ----- |
| 2014 | 0.86 | |
| 2015 | 0.89 | 0.03 |
| 2016 | 0.93 | 0.04 |
| 2017 | 0.95 | 0.02 |
| 2018 | 1.01 | 0.06 |
| 2019 | 1.03 | 0.02 |
| Promedio de tasa de crecimiento | | 0.03 |

A partir de este promedio de crecimiento casi constante, también se pudo extrapolar el LCOE por los próximos 25 años. El valor LCOE de 0.15 USD/kWh fue utilizado para el inicio del análisis del tiempo de retorno de la inversión, es decir, el costo y producción del primer año.

Determinación del LCOE del Sistema Fotovoltaico on-grid

El LCOE del sistema solar se obtuvo creando una matriz en una hoja electrónica a partir de las variables que requiere su ecuación que fueron el tiempo de vida económica de la planta energética, los costos de construcción, operación & mantenimiento, y costo del combustible, como se muestra en la siguiente ecuación (CFI, 2020; DOE, 2015; Ragheb, 2017).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación (7)}$$

Donde:

- I_t = Gastos de Inversión en el año t (incluyendo financiamiento)
- M_t = Costos de Operación y Mantenimiento en el año t
- F_t = Costos del combustible en el año t
- E_t = Generación eléctrica en el año t
- r = tasa de descuento
- n = tiempo de vida del sistema

La tasa de descuento se refiere al retorno utilizado para descontar futuros flujos de caja al valor presente (CFI, 2020). Esta tasa fue utilizada tanto para los Valores Presentes Netos del total de costos en el tiempo (USD) (Dividendo de la ecuación LCOE), como para el Valor Presente Neto de la energía total producida en el tiempo (CFI, 2020). La fórmula estándar para el factor de descuento en función a la tasa de descuento y del tiempo (t) fue (EDUCBA, 2020):

$$\text{Ecuación (8)}$$

$$\text{Factor de Descuento} = \frac{1}{1 * (1 + \text{tasa de descuento})^t}$$

Así, los datos utilizados para determinar el LCOE solar fueron:

- n** = **tiempo de vida del sistema.** La tecnología fotovoltaica disponible permite estimar proyectos con 25 años de vida. Este monto fue comprobado a partir de solicitudes de cotizaciones realizadas a empresas prestadoras de servicios fotovoltaicos y termosolares para la ciudad de Santa Cruz (ENERSOL, 2019).
- t** = **uno de los 25 años del proyecto.**
- I_t** = **Gastos de Inversión en el año t.** Se los obtuvieron considerando un costo inferido de 1.26 USD por Watt de potencia instalado (ENERSOL, 2019); y a partir de la estimación de la potencial del sistema total (583 kW) y de sus componentes por medidores (A=188 kW; B=42 kW; C=255kW; y D=99 kW).
- M_t** = **Costos de Operación y Mantenimiento (O&M) en el año t.** Por un lado, según New Energy Update (2019), los costos anuales de O&M para sistemas fotovoltaicos fijos en los Estados Unidos bajaron de 17 USD/kW el 2017 a 13 USD/kW para el 2018. Por otro lado, Castañeda, Mazari, & Molano (2019), en experiencias en la ciudad de México aseguran que los costos de operación y mantenimiento para sistemas fotovoltaicos son muy bajos, y estiman costos aproximados de 4.5 USD/kW cada dos años. Un estudio similar para una Universidad en Colombia consideró costos de mantenimiento anuales de 3 USD/kW (Benito & Ruiz, 2018). Asimismo, experiencias en la República Dominicana (Castaño, Sierra, Rodríguez, & Redondo, 2016) y Chile (Chicaguala-Ávalos, 2017) muestran costos anuales de O&M entre 0.5 y 2% de las inversiones iniciales. Sin embargo, también existen publicaciones que insinúan que los costos de O&M pueden llegar a ser bajos o nulos en sistemas fotovoltaicos como en Ecuador (Chávez-Guerrero, 2012) o a nivel Latinoamérica (García de Fonseca, Parikh, & Manghani, 2019). Según la cotización realizada para la ciudad de Santa Cruz para un sistema de 78 kWp, el costo anual de O&M llega a 6.27 USD/kW (ENERSOL, 2019). Considerando estos datos, para el presente estudio se tomó en cuenta el tiempo de garantía que empresas de instalación de sistemas fotovoltaicos ofrecen libre de ningún costo por más de un año, y considerando también que los costos de monitoreo del sistema se han reducido por la utilización de aplicaciones remotas de control on-line, y los bajos costos que representa el mantenimiento del mismo. Por eso, se utilizó un valor de 0.86 USD/kW o un equivalente anual de O&M de 500 USD.
- F_t** = **Costos del combustible en el año t.** Para este caso, la energía solar no tiene costo. Es decir, el sistema ubicado en Santa Cruz, estaría aprovechando una radiación solar de 4 204 kWh/m² por día sin ningún costo (SOLARGIS, 2020).
- E_t** = **Generación eléctrica en el año t.** Esto se calculó en base al número de paneles calculados en función de la potencia del sistema, multiplicado por las Horas Solares Pico, multiplicado por los 365 días del año, y dividido entre 1000 para obtener el valor en kWh/año.
- r** = **tasa de descuento.** La tasa de descuento aplicada para obtener el factor correspondiente respecto a la generación eléctrica anual fue de 0.7% (ENERSOL, 2019); y para los costos de los Valores Presentes Netos un a tasa de 0.1%.
- Mayores detalles de estos cálculos pueden ser encontrado en Anexo I.

Determinación del tiempo de retorno de la inversión del sistema fotovoltaico

El tiempo de retorno se determinó de dos maneras. La primera matemáticamente utilizando dos variables, y la segunda de manera gráfica con todos los datos para el proyecto de 25 años.

La Ecuación 6 muestra las dos variables utilizadas que fueron el total de la inversión inicial, y la ganancia anual (ahorro) por la generación del sistema fotovoltaico.

Ecuación (9)

$$\text{Tiempo de retorno} = \frac{\text{Total de Inversión Inicial (USD)}}{\text{Ganancia Anual por generación del Sistema Fotovoltaico} \left(\frac{\text{USD}}{\text{año}} \right)}$$

Para el segundo análisis, en la hoja electrónica, se calcularon los ahorros anuales netos del sistema fotovoltaico restando los costos de O&M. A este valor se restó anualmente el costo de la inversión de todo el sistema, obteniendo con signo negativo los años en que se debe cubrir la inversión. Se considera tiempo de retorno desde aquel año que retorna un saldo positivo, o un

ahorro positivo económico. Este análisis pudo ser graficado y se considera más completo que el anterior por considerar mayor información de variables de todos los años del proyecto (Anexo J).

2.5 Estimar la reducción de la Demanda Energética y de la Huella de Carbono

Para determinar la huella de carbono por unidad de kWh producida, se revisaron los siguientes datos para Bolivia: 0.6 kg CO₂e/kWh (ENERGETICA, 2009); 0.53 kgCO₂e/kWh (Brander, Sood, Wylie, Haughton, & Lovell, 2011); 0.5 kgCO₂e/kWh (CREARA, 2016); 0.42 kgCO₂e/kWh (Fernández-Vázquez & Fernández-Fuentes, 2018); y 0.43 kgCO₂e/kWh (EIB, 2018). Estos datos evidencian una disminución de la generación de CO₂ asociada a la producción de energía debido a la implementación de proyectos energéticos con menores emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, para fines de la presente investigación, se tomó un promedio de 0.50 kgCO₂e/kWh para los datos históricos del 2014 al 2019, y 0.43 kgCO₂e/kWh para las proyecciones hasta el 2045.

Respecto a la producción de CO₂ por la combustión de cada litro de gasolina, estequiométricamente el factor es de aproximadamente 2.3 kgCO₂e/litro (NRCAN, 2014; SunEarthTools, 2020).

3. Resultados

3.1. Determinar la demanda energética histórica de la UCB – SCZ y su proyección para los próximos 25 años

Hasta fines del 2019, la demanda energética promedio anual de todo el campus de la UCB – SCZ fue de 750 566 kWh. La contribución del área del medidor C-179217; que cubre el edificio administrativo, maestrías, y la capilla; es del 44% con un promedio de 327 623 kWh/año. El medidor A-228142, que regula el ingreso, el bloque de aulas, el comedor, área de descanso, y los laboratorios de Ingeniería Civil, Mecatrónica, y Arquitectura; contribuye con un 32% o 241 746 kWh/año de la demanda. El medidor D-710397, de la clínica de medicina y el cuarto de máquinas representa el 17% de la demanda con 127 591 kWh/año. Finalmente, el medidor B-228144, para la clínica odontológica, el anfiteatro, los centros de estudiantes y el gimnasio; representa el 7% de la demanda con 53 605 kWh/año (Tabla 6).

Tabla 6. Demanda energética histórica total y contribución por cada área de medidor en el campus UCB-SCZ para el periodo de tiempo 2015 - 2019.

| Año | Medidores | | | | Demand a total |
|----------------------|---------------|--------------|---------------|---------------|-------------------|
| | A-228142 | B-228144 | C-179217 | D-710397 | |
| ----- kWh ----- | | | | | |
| 2015 | 239168 | 59809 | 353393 | 78157 | 730527 |
| 2016 | 234750 | 56669 | 289603 | 128072 | 709094 |
| 2017 | 256961 | 63520 | 322518 | 140070 | 783069 |
| 2018 | 243874 | 49338 | 342810 | 146909 | 782931 |
| 2019 | 233979 | 38688 | 329791 | 144749 | 747207 |
| Promedi o | 241746 | 53605 | 327623 | 127591 | 750566 |

Respecto a las proyecciones de demanda energética para los próximos por 25 años, el escenario más conservador (Escenario 1) muestra que para el año 2045 la demanda energética total de la UCB-SCZ será de aproximadamente 855 mil kWh, con más de 20 millones de kWh acumulados desde el 2020 hasta el 2045. En este sentido, la proyección media (Escenario 2) indica que en 25 años la demanda será de 1.4 millones de kWh con más de 28.5 millones de kWh acumulados en este mismo periodo de tiempo. Finalmente, el Escenario 3, el más extremo, muestra que la demanda puede llegar a 1.6 millones de kWh para el año 2045, acumulando más de 32 millones de kWh en 25 años (Tabla 7).

Tabla 7. Demanda energética (kWh) proyectados por los 25 años de proyecto para el campus UCB-SCZ en tres escenarios, que incluye datos únicamente para el año 2045, y datos acumulados en el periodo de tiempo 2020 – 2045.

| Escenario | | Demanda año | Demanda acumulada |
|-----------|-------------|-------------|-------------------|
| | | 2045 | 2020 - 2045 |
| | | kWh | kWh |
| 1- | Conservador | 855627 | 20891052 |
| 2- | Medio | 1445919 | 28583609 |
| 3- | Extremo | 1654839 | 32436658 |

3.2. Dimensionar el sistema solar fotovoltaico en base a la factibilidad de la infraestructura, posición, y eficiencia.

De acuerdo a la demanda energética, a las condiciones solares del campus UCB-SCZ, y las ecuaciones de estimación (Tabla 5), la potencia del sistema obtenido es de 583 kWp, el cual requiere un número de 1794 paneles solares de 325 W cada uno, e inversores que satisfagan la potencia del sistema fotovoltaico.

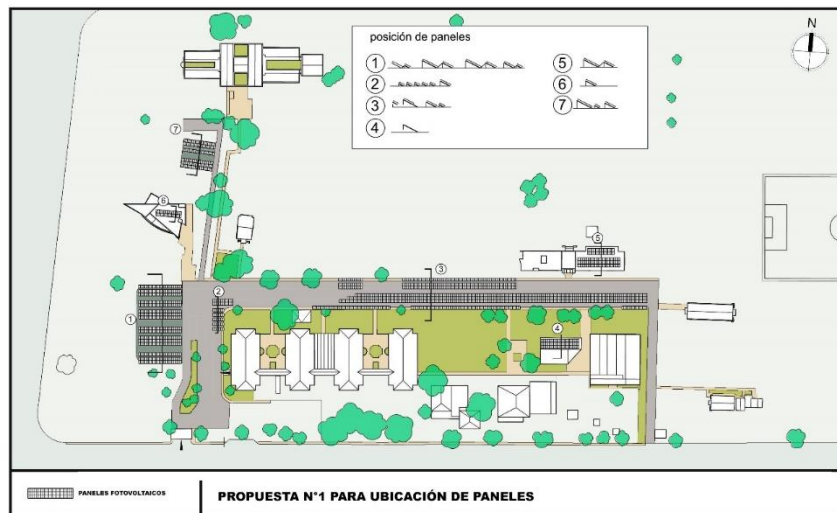
La Tabla 8 muestra las características principales del sistema y la Figura 5 muestra la configuración de los paneles solares en el campus de acuerdo a las características de la Tabla 4 y de la infraestructura disponible en la UCB-SCZ.

Tabla 8. Característica del Sistema Fotovoltaico propuesto para cubrir la demanda energética del campus universitario de la UCB-SCZ situado en el km 9 carretera al norte con un tiempo de vida de 25 años.

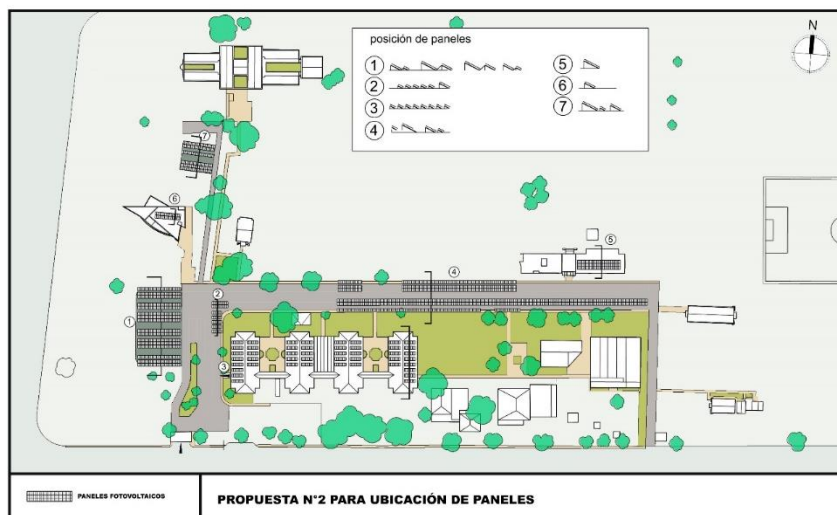
| Características del Sistema Fotovoltaico | |
|--|-----------------------|
| Potencia del sistema | 583 kWp |
| Número de paneles | 1794 |
| Inclinación de paneles | 27° |
| Orientación de paneles | Norte, azimut 0° |
| Potencia de los paneles | 325 W |
| Inversores | Equivalentes a 580 kW |
| Producción del primer año | 862719 kWh |
| Rendimiento del sistema | 87% |
| Costo por Watt instalado | 1.26 USD/W |
| Horas Solar Pico diarias | 4.11 |
| Demanda mensual energética UCB -SCZ | 62547 kWh |
| Producción mensual del sistema FV | 71893 kWh |

La Figura 5 muestra dos propuestas para el emplazamiento del número total de paneles solares que a la vez servirán como cubierta de áreas de parqueo, y también muestra las opciones de los perfiles de estas infraestructuras.

Figura 5. (a) Propuesta para el emplazamiento de módulos fotovoltaicos en arreglos que provean sombra en áreas de parqueos. (b) segunda propuesta ubicando algunos módulos en las caídas de techos de algunos edificios del campus.



(a)



(b)

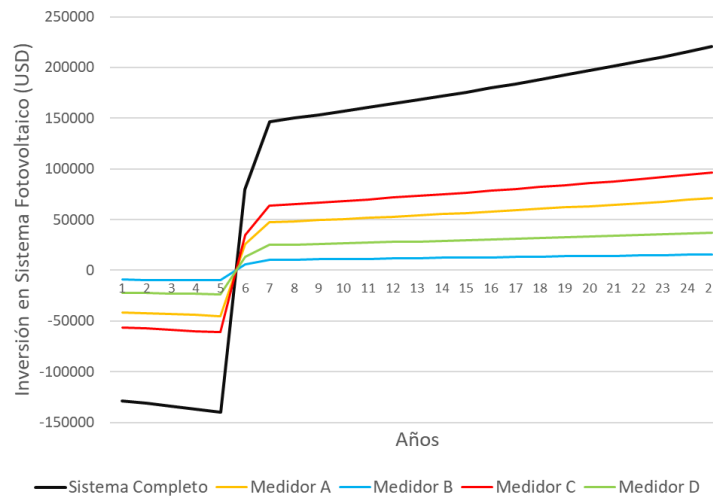
Fuente: Elaboración propia en base al Plan Maestro, 2019

3.3. Comparar el Costo de Unidad de energía entre el sistema fotovoltaico y el sistema convencional para estimar periodo de retorno.

Según datos del 2019, los resultados muestran que el costo promedio de la energía eléctrica para la UCB-SCZ proveniente de la Cooperativa Eléctrica (CRE) fue de **1.03 Bs/kWh o 0.15 USD/kWh**; con un máximo de 1.13 Bs/kWh y mínimo de 0.94 Bs/kWh. En cambio, los resultados provenientes del análisis LCOE para la energía solar a partir del sistema fotovoltaico, muestran que este costo es de **0.26 Bs/kWh o 0.038 USD/kWh**. Esto significa que la producción de un kilowatt hora a partir de módulos fotovoltaicos es 75% más económica que la producción de un kilowatt hora a partir de fuentes convencionales. Tendencias globales y locales indican que LCOE solar tiende a reducir en el tiempo.

El tiempo de retorno de la inversión del sistema fotovoltaico (SF) es de aproximadamente **5.7 años** (Figura 6).

Figura 6. Gráfico que muestra el tiempo de retorno de la inversión inicial (USD) tanto para el sistema completo UCB-SCZ como para cada uno de sus componentes durante los 25 años del proyecto.



Fuente: Elaboración propia, 2020

Sin embargo, si se incluye en el análisis la creciente demanda energética a través de los años del proyecto para los tres escenarios, y también se considera la degradación anual de la producción fotovoltaica, la Figura 7 muestra la demanda energética serán por lo general superior a la oferta energética fotovoltaica. Este mismo escenario es válido en el SF para todo el campus, o para cada módulo individual.

Cuantificando, **el SF para todo el campus universitario podría ayudar a cubrir hasta el 95% de todo el costo energético de los 25 años de proyecto en el escenario conservador; teniendo únicamente que cubrir aproximadamente el 5% de la demanda.**

4.4 Estimar la reducción de la Demanda Energética y de la Huella de Carbono

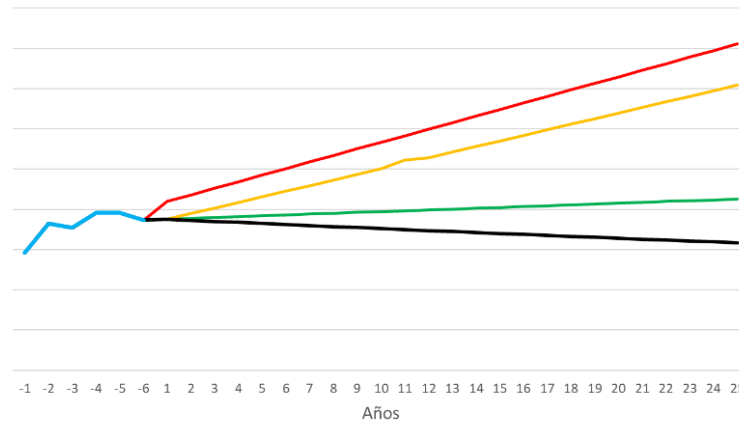
El SF en 25 años podrá reducir aproximadamente 17 millones de kWh; 7 400 toneladas de CO₂e; y el equivalente energético de 3.2 millones de litros de gasolina (Tabla 11).

En este sentido, el SF, puede reducir hasta 86% el consumo energético (kWh), la huella de carbono (kg CO₂e), y el equivalente en combustible del campus UCB- SCZ por los próximos 25 años bajo un escenario conservador. Consecuentemente, el SF puede reducir hasta 64% en escenario medio, y hasta 56% en escenario extremo la huella de carbono y la demanda energética (Figura 7).

Tabla 11. Proyecciones de demanda; y reducciones efectivas a partir del SF de: a) energía; b) emisiones de CO₂e; y c) equivalente energético en combustible fósil acumulada hasta el año 25 del proyecto.

| | Emisiones de Gases | | | Porcentaje de reducción |
|---|--------------------------|---|---------------------------|-------------------------|
| | Energía acumulada kWh | de Efecto Invernadero kg CO ₂ e | Uso de gasolina litros | |
| Proyección para Escenario 1 | 20035425 | 8615233 | 3745753 | |
| Proyección para Escenario 2 | 27137690 | 11669207 | 5073568 | |
| Proyección para Escenario 3 | 30781819 | 13236182 | 5754862 | |
| Reducción de energía, CO ₂ , y gasolina por Sistema fotovoltaico | -17269376 | -7425832 | -3228623 | |
| Reducción Escenario 1 | 2766049 | 1189401 | 517131 | -86 |
| Reducción Escenario 2 | 9868314 | 4243375 | 1844946 | -64 |
| Reducción Escenario 3 | 13512443 | 5810350 | 2526239 | -56 |

Figura 7. En línea celeste, la representación de la demanda 2014 – 2019 de energía, huella de carbono, y su equivalente en combustible fósil. Línea negra es la representación de las reducciones a causa de la implementación del SF. Línea verde es la proyección de la demanda energética y huella de carbono en escenario conservador; la línea amarilla en escenario medio; y línea roja en escenario extremo.



Fuente: Elaboración propia, 2020

4. Discusiones y Recomendaciones

Según el análisis LCOE para el caso de la UCB-SCZ, el costo de producir energía solar con la tecnología dada no solamente es 75% más barata (**0.26 Bs/kWh** o **0.038 USD/kWh**) que la energía de fuentes convencionales en Bolivia (**1.03 Bs/kWh** o **0.15 USD/kWh**); sino también es un costo competitivo y probablemente más bajo que costos en países como Estados Unidos **0.048 USD/kWh** para el 2020 según datos de IRENA (Bellini, 2019). Más aún, es muy probable que el LCOE solar en Bolivia, siguiendo las tendencias globales, continúe bajando haciendo que el costo de oportunidad de implementar tecnología fotovoltaica supere al uso de energía convencional.

La mejora de la eficiencia de la tecnología solar y su disminución del precio hace que los costos por Watt instalado ayuden a bajar inclusive en Bolivia. El precio de 1.26 USD por Watt instalado puede disminuir en los próximos años. Por eso, es recomendable recolectar, guardar y sistematizar datos locales sobre eficiencia y costos de tecnología fotovoltaica disponibles. La proyección conservadora de la demanda de energía puede realizarse considerando el lento retorno a la UCB por el tema de la cuarentena. En cambio, el escenario medio o extremo puede ser más factible cuando se añada la carga de la nueva infraestructura que acogerá a mayor número de estudiantes y personal administrativo. En este caso, el sistema FV sólo cubrirá el 56% o 64% de la demanda energética hasta el 2045.

Es recomendable implementar una pequeña estación solar, que complemente una estación meteorológica en el campus universitario para poder medir distintos aspectos de la radiación solar en la superficie a lo largo de los años de manera multitemporales para ayudar a tomar mejores decisiones al momento de diseñar sistemas en base a energía solar.

Lo ideal es reducir lo más posible la demanda energética en el campus para poder maximizar las utilidades energéticas y económicas de SF. Según la teoría para el Cambio de Comportamiento de Booth (1996) y Day & Monroe (2000), es importante contar con políticas y tecnología apropiada que refuercen los comportamientos ambientales ideales. En este sentido, la demanda proyectada se acercará al escenario conservador (20 millones de kWh acumulado) y así se evitarán emisiones asociadas de CO₂ a la atmósfera, si el comportamiento de estudiantes y personal universitario disminuye la demanda energética. En cambio, si no se regulan las dimensiones de comportamientos, tecnologías, y políticas universitarias; es posible llegar a demandas del escenario medio (27 millones de kWh acumulado) o extremo (31 millones de kWh). Así, la UCB-SCZ, siguiendo su plan de convertir la universidad en una universidad sustentable por compromiso ambiental y sostenibilidad económica, deberá implementar políticas que apoyen comportamientos en estudiantes y personal universitario para reducir al máximo el uso innecesario de electricidad.

Una primera inversión de SF para todo el campus puede ser una suma considerable. Por eso, la implementación escalonada por módulos puede hacerse bajo dos criterios. El primer criterio priorizar la zona de mayor consumo energético y continuar su implementación escalonada hacia las zonas de menor demanda energética. El segundo criterio consiste en empezar de la inversión económica más baja a la más alta.

Siguiendo el primer criterio, la implementación del sistema FV iniciaría con el módulo C (Zona administrativa, maestrías, y capilla), luego el módulo A (Aulas, Laboratorios,), B (Bloque de Clínica

Médica), y finalmente D (Anfiteatro, clínica odontológica, y gimnasio). Según el segundo criterio, se invertiría primero en el módulo B, luego el D, luego el A, y finalmente el C (Tabla 12).

Tabla 12. Criterios para la inversión escalonada o total según la demanda energética de cada zona cubierta por los cuatro medidores y por la magnitud de la inversión inicial. Esto comparado con el costo promedio anual por medidor. Incluye datos del ahorro neto en 25 años y el factor ROI (Retorno de la Inversión)

| Criterios | Módulos | | | | Total |
|-------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------|
| | A- 228142 | B- 228144 | C- 179217 | D- 710397 | |
| Demanda energética (%) | 32 | 7 | 44 | 17 | 100 |
| Retorno de la Inversión (ROI) | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.8 | 3.8 |

La Tabla 12 también muestra que el Retorno de la Inversión (ROI) para tanto para el sistema completo como para cada etapa modular es de 3.8 veces. Es decir, por 1 unidad monetaria, la ganancia en forma de ahorro es de casi 4 veces.

Las dos propuestas para la ubicación de los módulos fotovoltaicos en el campus siguieron las recomendaciones arquitectónicas más importantes que se pueden resumir en (Terrazas, 2019): a) se consideraron criterios de forma y función en el sentido de que la mayoría de los paneles solares cumplirían la función de brindar sombra en las áreas de parqueo del campus. Asimismo, de considerar formas geométricas simples que se adaptan al diseño regular de los paneles; b) Se respetaron medidas ergonómicas del objeto arquitectónico, considerando espacios y recorridos claros y directos para usuarios discapacitados y no discapacitados; c) Se priorizó la máxima exposición solar ajustando el ángulo de los paneles al norte 27° y azimut 0° en áreas donde se recibe la menor cantidad de sombras. Asimismo, se verificó que la ubicación de los paneles esté acorde las densidades y áreas diseñadas; y d) se propone una estructura para la cubierta que soporte cargas externas como el viento, utilizando materiales livianos y adecuados para el clima de la zona.

5. Conclusiones

Los resultados indican una factibilidad tecnológica, económica, y en tiempo de retorno alentadora para la implementación de un sistema fotovoltaico (SF) *on-grid* en el campus de la UCB-SCZ con un tiempo de vida de 25 años.

La primera hipótesis fue rechazada, porque el SF podrá reducir más del 56% de la demanda energética y de las emisiones de carbono; en contraposición a la hipótesis inicialmente planteada de una reducción general del 30%. La segunda hipótesis no fue totalmente rechazada porque el tiempo de retorno es de 5.7 años cuando la hipótesis planteada originalmente fue de 5 años.

Se recomienda continuar con investigaciones relacionadas a la aplicación de la energía solar para la proyección de diseños e infraestructuras más sostenibles.

Bibliografía

- 350.org. (2019). 350.org – Science. Retrieved January 24, 2020, from <https://350.org/science/>
- Alliance for Sustainable Energy. (2020). PVWatts Calculator v.6.1.3. Retrieved April 15, 2020, from PVWatts Calculator website: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>
- Amer-Chaaban, M. (2018). PV System Types and Components. Retrieved April 4, 2020, from Comercial Solar Electric Systems website: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/872>
- AROS Solar Technology. (2011). *Inversores Solares SIRI*. Retrieved from https://www.interempresas.net/FeriaVirtual/Catalogos_y_documentos/195425/catgenx0y11aaes.pdf
- Bellini, E. (2019, November 13). IRENA predicts LCOE of solar will drop to \$0.01-0.05 by mid century . Retrieved May 2, 2020, from PV Magazine International website: <https://www.pv-magazine.com/2019/11/13/irena-predicts-lcoe-of-solar-will-drop-to-0-01-0-05-by-mid-century/>
- Benito, G. M., & Ruiz, K. J. (2018). *Análisis Beneficio-Costo de la Implementación de un Sistema de Energía Solar Fotovoltaica en el Campus Aguas Claras de la Universidad Santo Tomás Sede Villavicencio, Meta* (Universidad Santo Tomás). Retrieved from <https://repository.usta.edu.co/bitstream/handle/11634/13714/2018ginnabenito.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Booth, E. M. (1996). *It all Starts with Behavior/ Todo Empieza con el Comportamiento - Spanish — USAID Natural Resource Management and Development Portal*. Retrieved from <https://rmportal.net/library/content/usaids-greencom/greencom-reports/it-all-starts-with-behavior-todo-empieza-con-el-comportamiento-spanish/view>
- Bozo, M. G. (2002). *El Negocio del Gas Natural y los impactos esperados en Bolivia*. Retrieved from http://www.udape.gob.bo/portales_html/analisisEconomico/analisis/vol18/art04.pdf
- BP. (2018). *Full report – BP Statistical Review of World Energy 2019*.
- Brander, M., Sood, A., Wylie, C., Haughton, A., & Lovell, J. (2011). *Electricity-specific emission factors for grid electricity*. Retrieved from <https://ecometrica.com/assets/Electricity-specific-emission-factors-for-grid-electricity.pdf>
- Campanini, J. (2016). *Hacia la consolidación de la Amazonía petrolera*. Retrieved from <http://www.elpaisonline.com/index.php/editorial/>
- Capellán-Pérez, I., Castro, C., & Miguel, L. (2018). Dynamic EROI of the global energy system in future scenarios of transition to renewable energies. *Onference: 3rd South East European Conference on Sustainable Developent of Energy, Water and Environmental Systems (SDEWES), At Novi Sad (Serbia), 1–15*. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/327346201_Dynamic_EROI_of_the_global_energy_system_in_future_scenarios_of_transition_to_renewable_energies
- Castañeda, J., Mazari, I., & Molano, M. (2019). *Análisis costo-beneficio de la instalación de paneles solares en las viviendas de la población más marginada de México*. Retrieved from https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2019/03/130319_EnergiaSolar_Documento.pdf
- Castaño, L., Sierra, E., Rodríguez, A., & Redondo, A. (2016). *Diseño de un sistema solar fotovoltaico en La Central Térmica de Ciclo Combinado Punta Caucedo en el Municipio de Boca Chica (República Dominicana)*. Escuela de Organización Industrial.
- CEDIB. (2019). Cedib: 38% de TCO está sobrepuesto en áreas petroleras (Los Tiempos, 18.6.19) | CEDIB. Retrieved August 8, 2019, from Centro de Documentación e Información Bolivia (Cedib) website: https://cedib.org/post_type_titulares/cedib-38-de-tco-esta-sobrepuesto-en-areas-petroleras-los-tiempos-18-6-19/
- Centro de Información UCB. (2020). *Información UCB Santa Cruz - Campus km 9 carretera al norte*. Santa Cruz.
- CFI. (2020). Levelized Cost of Electricity (LCOE) - Overview, How To Calculate. Retrieved April 19, 2020, from Corporate Finance Institute website: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Chávez-Guerrero, M. A. (2012). *Proyecto de Factibilidad para Uso de Paneles Solares en Generación Fotovoltaica de Electricidad en el Complejo Habitacional “San Antonio de Riobamba”* (Escuela Superior Politécnica de Chimborazo). Retrieved from https://www.usfx.bo/nueva/vicerrectorado/citas/TECNOLOGICAS_20/Electricidad/73.pdf
- Chicaguala-Ávalos, M. H. (2017). *Análisis Técnico Económico de Proyecto Fotovoltaico para Autoconsumo de un Datacenter*. Retrieved from <http://hdl.handle.net/11673/22518>
- CO2Levels. (2020). CO2 Levels: Current & Historic Atmospheric Carbon Dioxide / Global Temperature Graph & Widget. Retrieved January 23, 2020, from <https://www.co2levels.org/>
- CREARA. (2016). *Eficiencia energética en Bolivia: Identificación de oportunidades*. Retrieved from [https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/954/Reporte EE en Bolivia.pdf?sequence=1](https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/954/Reporte%20EE%20en%20Bolivia.pdf?sequence=1)
- Day, B., & Monroe, M. (2000). *Environmental Education & Communication for a Sustainable World: Handbook for International Practitioners*.
- Del Granado, S., Del Granado, H., & Jemio, L. C. (2016). *Yacimientos*.
- DOE. (2015). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>
- DW. (2018a, July 30). La energía solar brilla en América Latina. Retrieved March 30, 2020, from Ciencia y Tecnología website: <https://www.dw.com/es/la-energía-solar-brilla-en-américa-latina/g-44887618>
- DW. (2018b, September 10). Bolivia inauguró central solar más grande del país . Retrieved March 30, 2020, from ACTUALIDAD website: <https://www.dw.com/es/bolivia-inauguró-central-solar-más-grande-del-país/av-45435775>
- EDUCBA. (2020). Discount Factor Formula | Calculator (Excel template). Retrieved April 23, 2020, from Finance Blog website: <https://www.educba.com/discount-factor-formula/>
- EIB. (2018). *Project Carbon Footprint Methodologies Methodologies for the Assessment of Project GHG Emissions and Emission Variations*. Retrieved from https://www.eib.org/attachments/strategies/eib_project_carbon_footprint_methodologies_en.pdf
- Elgqvist, E. M., & Van Geet, O. D. (2017). Campus Energy Approach, REopt Overview, and Solar for Universities (Conference) | OSTI.GOV. *Conference: Presented at the International Institute for Sustainable Laboratories 2017 I2SL Annual Conference, 15-18 October 2017, Boston, Massachusetts, 1–59*. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/1404868>
- ENDE. (2015, July 24). INAUGURACIÓN: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE COBIJA El presidente Evo Morales inaugura Planta Solar Fotovoltaica en la localidad Villa Busch. Retrieved March 30, 2020, from Panel de Noticias website: <https://www.ende.bo/noticia/noticia/7>
- ENDE. (2016, September 9). INAUGURAN PARQUE EÓLICO QOLLPANA FASE II CONSOLIDANDO LA ENERGÍA EÓLICA EN BOLIVIA . Retrieved March 30, 2020, from <https://www.ende.bo/noticia/noticia/54>
- ENERGETICA. (2009). Medidor de CO2 - Forma de Cálculo. Retrieved April 4, 2020, from Medidor de CO2 website: <http://www.energetica.org.bo/elsol/paginas/medidor.asp>
- ENERSOL. (2019). *Análisis Financiero para Energía Solar*. Santa Cruz.
- Enersol S. A. (2020, February 1). Flamante Parqueo Solar de 30.5 KW en el nuevo Campus de la @UPB en Santa Cruz. Compuesto por 93 paneles solares #Trina #Solar de 325W c/u, y un Inversor #SMA Tripower 25000TL de 25 KVA. El sistema generará unos 37 MWh/año. Retrieved March 30, 2020, from [Facebook Update] website: <https://upload.latest.facebook.com/EnersolSA/posts/3092549994090430>
- Environment America. (2018, October). On-campus solar energy . Retrieved March 26, 2020, from On-campus solar energy website: <https://environmentamerica.org/energy-101/campus-solar-energy>

- Fernández-Vázquez, C., & Fernández-Fuentes, M. (2018). Inventario, evaluación y proyección de las emisiones de carbono provenientes del sector eléctrico nacional. *Bolivia 2025. Acta Nova*, 8(3), 483–495. Retrieved from http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1683-07892016000200007
- Florida Solar Energy Center. (2014). Types of PV Systems. Retrieved May 2, 2020, from University of Central Florida website: http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/types_of_pv.htm
- Franklin, E. (2019). *Calculations for a Grid-Connected Solar Energy System*. Retrieved from <https://extension.arizona.edu/sites/extension.arizona.edu/files/pubs/az1782-2019.pdf>
- García de Fonseca, L., Parikh, M., & Manghani, R. (2019). *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina | Publications*. Retrieved from https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evolución_futura_de_costos_de_las_energías_renovables_y_almacenamiento_en_América_Latina_es.pdf
- Google Earth. (2019). Virtual globe, map, and geographical information program [Internet]. Retrieved from <https://www.google.com/earth/versions/#download-pro>
- Greentumble. (2018a, June 11). Three Types of Residential Solar Power Systems. Retrieved April 4, 2020, from Solar Energy website: <https://greentumble.com/types-of-solar-photovoltaic-systems/>
- Greentumble. (2018b, June 11). Three Types of Residential Solar Power Systems . Retrieved May 2, 2020, from Solar Energy website: <https://greentumble.com/types-of-solar-photovoltaic-systems/>
- Guardiola, R. (2008). *Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW* (Universitat Rovira Virgili). Retrieved from <http://deeee.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1276pub.pdf>
- Hall, C. A. S., Klitgaard, K., Hall, C. A. S., & Klitgaard, K. (2018). Energy Return on Investment. In *Energy and the Wealth of Nations* (pp. 387–404). https://doi.org/10.1007/978-3-319-66219-0_18
- Hallock, J. L., Wu, W., Hall, C. A. S., & Jefferson, M. (2014). Forecasting the limits to the availability and diversity of global conventional oil supply: Validation. *Energy*, 64, 130–153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.075>
- Hernández-Callejo, L., Gallardo-Saavedra, S., & Alonso-Gómez, V. (2019). A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. *Solar Energy*, 188(June), 426–440. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.06.017>
- Hubbert, M. K. (1956). Nuclear Energy and the Fossil Fuels. *Shell Development Company, Exploration and Production Research Division*, 95, 1–40. Retrieved from http://earthresources.sakura.ne.jp/er/ZR11_Z_03.html
- Huff, K. D. (2018). Economics of advanced reactors and Fuel cycles. In *Storage and Hybridization of Nuclear Energy: Techno-economic Integration of Renewable and Nuclear Energy* (pp. 1–20). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813975-2.00001-6>
- Jäger-Waldau, A. (2019). *PV Status Report 2019*. <https://doi.org/10.2760/326629>
- Justiniano, G. (2020, February). La UPB aterriza en Santa Cruz con un moderno campus | EL DEBER. Retrieved March 30, 2020, from Sociales website: https://eldeber.com.bo/165817_la-upb-ateriza-en-santa-cruz-con-un-moderno-campus
- Kamal, M. A. (2012). An Overview of Passive Cooling Techniques in Buildings: Design Concepts and Architectural Interventions. In *Acta Technica Napocensis: Civil Engineering & Architecture* (Vol. 55). Retrieved from [https://constructii.utcluj.ro/ActaCivilEng/download/atn/ATN2012\(1\)_8.pdf](https://constructii.utcluj.ro/ActaCivilEng/download/atn/ATN2012(1)_8.pdf)
- La Razón. (2018, September 8). Morales inaugura en Uyuni la planta solar más grande Bolivia . *Economía*. Retrieved from http://www.la-razon.com/economia/Planta-solar-Uyuni-Bolivia-electricidad_0_2998500134.html
- Lazard. (2019, November 7). Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019. Retrieved May 2, 2020, from Insights website: <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>
- Lindsey, R. (2020, February 20). Climate Change: Atmospheric Carbon Dioxide. Retrieved March 21, 2020, from NOAA, Climate.gov website: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>
- Los Tiempos. (2018, August 30). Reservas posibles y probables ¿a qué se refieren? | Los Tiempos. *Actualidad*. Retrieved from <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20180830/reservas-posibles-probables-que-se-refieren>
- Los Tiempos. (2019, November 27). Ministerio de Hidrocarburos alerta sobre la caída de reservas de gas | Los Tiempos. *Economía*. Retrieved from <https://www.lostiempos.com/actualidad/economia/20191127/ministerio-hidrocarburos-alerta-caida-reservas-gas>
- Ministerio de Energías. (2017). *Memoria 2017: Resultados de la Operación del SIN*. Retrieved from https://www.cndc.bo/home/media/memyres_2017.pdf
- NASA. (2020a). Graphic: The relentless rise of carbon dioxide – Climate Change: Vital Signs of the Planet. Retrieved January 23, 2020, from https://climate.nasa.gov/climate_resources/24/graphic-the-relentless-rise-of-carbon-dioxide/
- NASA. (2020b). POWER Data Access Viewer. Retrieved April 16, 2020, from Prediction of Worldwide Energy Resource website: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- NASA. (2011). ASTGTM v002 ASTER Global Digital Elevation Model. Retrieved August 3, 2019, from NASA EOSDIS Land Processes Distributed Active Archive Center (LP DAAC) at the USGS Earth Resources Observation and Science (EROS) Center, Sioux Falls, South Dakota. 2018. website: <https://lpdaac.usgs.gov/products/astgtmv002/>
- New Energy Update. (2019, February). US solar maintenance costs plummet as tech gains multiply | New Energy Update. Retrieved April 23, 2020, from <https://analysis.newenergyupdate.com/pv-insider/us-solar-maintenance-costs-plummet-tech-gains-multiply>
- NOAA. (2020). Climate Change: Global Temperature. Retrieved January 24, 2020, from <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-global-temperature>
- NRCAN. (2014). *Learn the facts: Fuel consumption and CO 2*. Retrieved from https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/oe/pdf/transportation/fuel-efficient-technologies/autosmart_factsheet_6_e.pdf
- Página Siete. (2020, March 9). Expertas prevén que en cinco años ya no habrá gas para exportar - Diario Pagina Siete. Retrieved March 21, 2020, from <https://www.paginasiete.bo/economia/2020/3/9/expertas-preven-que-en-anos-ya-no-habra-gas-para-exportar-249021.html>
- Penn State University. (2015). PV System Types and Components. Retrieved May 2, 2020, from AE 868: Commercial Solar Electric Systems website: <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/872>
- Perez H., C. J. (2011). Sensitivity analysis of baseline carbon estimates for a Bolivian REDD initiative (The Noel Kempff Mercado National Park climate action project) (2011.). Retrieved from <https://login.esf.idm.oclc.org/login?url=http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&db=catt02986a&AN=ESF.000017811&site=eds-live>
- Pérez, & Smith. (2019). Indigenous Knowledge Systems and Conservation of Settled Territories in the Bolivian Amazon. *Sustainability*, 11(21), 6099. <https://doi.org/10.3390/su11216099>
- Ragheb, M. (2017). Economics of Wind Power Generation. In *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines* (Academic Press, pp. 537–555). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809451-8.00025-4>
- Ramírez, J. P. (2019, June 18). Paneles solares, la apuesta limpia de las universidades regionales. Retrieved March 30, 2020, from Antioquia website: <https://www.elcolombiano.com/antioquia/paneles-solares-la-apuesta-limpia-de-las-universidades-regionales-HA11003598>
- Research and Markets. (2019, November 13). Solar Photovoltaic (PV) Market Report 2019: World Solar PV Capacity Estimated to

- Increase Significantly from 593.9GW in 2019 to 1,582.9GW in 2030. Retrieved March 26, 2020, from Globe Newswire website: <https://www.globenewswire.com/news-release/2019/11/13/1946223/0/en/Solar-Photovoltaic-PV-Market-Report-2019-World-Solar-PV-Capacity-Estimated-to-Increase-Significantly-from-593-9GW-in-2019-to-1-582-9GW-in-2030.html>
- Robberechts, E. (2017, May 2). Cuatro países que lideran las tendencias de energía solar en ALC. Retrieved March 30, 2020, from BID - Invest website: <https://blogs.iadb.org/bidinvest/es/cuatro-paises-lideran-tendencias-de-energia-solar-en-alc/>
- Rodríguez, D. (2019). Proyección del Cambio de Uso de Suelo en el Área Protegida Lomas de Arena hasta el año 2036. Universidad de Aquino Bolivia (UDABOL) y Fundación Gaia Pacha Santa Cruz.
- Salaet Fernández, S., & Roca Jusmet, J. (2010). *AGOTAMIENTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES DE CO₂: ALGUNOS POSIBLES ESCENARIOS FUTUROS DE EMISIONES*. 1–19.
- Sánchez, P. (2018, October 31). La Universidad Privada Boliviana inaugura una instalación fotovoltaica de autoconsumo – pv magazine Latin America. Retrieved March 30, 2020, from pv magazine website: <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/10/31/la-universidad-privada-boliviana-inaugura-una-instalacion-fotovoltaica-de-autoconsumo/>
- Schmela, M. (2019). *Global Market Outlook For Solar Power 2019 - 2023*. Retrieved from www.get-invest.eu
- Solar Power Authority. (n.d.). Top 10 US Solar-Powered Universities. Retrieved March 26, 2020, from Top Solar Companies website: <https://www.solarpowerauthority.com/top-10-u-s-solar-powered-universities-and-how-theyre-doing-it/>
- SOLARGIS. (2020). Global Solar Atlas. Retrieved April 15, 2020, from <https://globalsolaratlas.info/map?c=-17.779747,-63.265114,11&s=-17.71991,-63.170013&m=site&pv=ground,0,27,599>
- SPE. (1997, March). Petroleum Reserves Definitions. Retrieved March 30, 2020, from Society of Petroleum Engineers website: <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-reserves-definitions/>
- SunEarthTools. (2020). Calculadora de emisiones de CO₂. Retrieved April 4, 2020, from Sun Earth Tools website: <https://www.sunearthtools.com/es/tools/CO2-emissions-calculator.php>
- Terrazas, V. (2019). *Diseño de ampliación y revitalización del Museo Arqueológico Regional y Centro de Investigación Arqueológica de Samaipata*. Universidad Católica Boliviana San Pablo, Regional Santa Cruz.
- The Observatory of Economic Complexity. (2017). OEC - Products exported by Bolivia (2017). Retrieved August 7, 2019, from https://oec.world/en/visualize/tree_map/hs92/export/bol/all/show/2017/
- UCB. (2014, September). Sistema Generador de Energía Solar se instaló en la Universidad Católica. Retrieved March 30, 2020, from Noticias website: <http://lpz.ucb.edu.bo/Forms/Noticias/NoticiasUCB.aspx?NSNoticia=187891>
- UCB. (2016). Historia - Universidad Católica Boliviana San Pablo. Retrieved May 2, 2020, from Historia website: <https://www.ucbcba.edu.bo/universidad/historia/>
- Universidad Politécnica. (2018). *Gráficos significativos energía solar fotovoltaica*. Retrieved from https://www.ies.upm.es/sfs/IES/IES-UPM/Portada/2018_PV_España.pdf
- University of Central Florida. (2014). Types of PV Systems. Retrieved April 7, 2020, from http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_electricity/basics/types_of_pv.htm
- UPB. (2019, August 19). UPB inaugura el Parqueo Solar más grande de Bolivia. Retrieved March 30, 2020, from Universidad Privada de Bolivia website: <http://www.upb.edu/es/contenido/upb-inaugura-el-parqueo-solar-más-grande-de-bolivia>
- Vetiver Tech. (2012, May 28). Types of Photovoltaic System. *Vetiver Tech Magazine*, pp. 1–1. Retrieved from <https://vetivertech.com/wp-content/uploads/2016/03/part-2.pdf>
- Webo Solar. (2020). Grid-tie Solar System Sizing | Webo Solar. Retrieved April 15, 2020, from WeboSolar website: <https://webosolar.com/grid-tie-solar-system-sizing/>
- Zarco, J. (2019, June 10). Las universidades por la Energía Solar: CETYS Universidad – pv magazine Mexico. Retrieved March 30, 2020, from pv magazine website: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/06/10/las-universidades-por-la-energia-solar-cetys-universidad/>