

Evaluación Técnica-Financiera del Parque Solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, durante su cuarto año de operación

Gregory Brahian Ortiz Peralta

**Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano
Honduras**

Noviembre, 2020

ZAMORANO
CARRERA DE AMBIENTE Y DESARROLLO

Evaluación Técnica-Financiera del Parque Solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, durante su cuarto año de operación

Proyecto especial de graduación presentado como requisito parcial para
optar al título de Ingeniero en Ambiente y Desarrollo en el
Grado Académico de Licenciatura

Presentado por

Gregory Brahian Ortiz Peralta

Zamorano, Honduras

Noviembre, 2020

Evaluación Técnica-Financiera del Parque Solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, durante su cuarto año de operación

Gregory Brahian Ortiz Peralta

Resumen. El parque solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, se ha mantenido en operación ininterrumpida desde el 1 de junio del 2016 completando 4 años el 31 de mayo del 2020. Se realizó un análisis técnico-financiero de esta unidad considerando el período comprendido entre el 1 de junio del 2019 y el 31 de mayo del 2020. A partir de los datos registrado en los portales de monitoreo del parque y el medidor bidireccional conectado a la red nacional, se cuantificó la producción energética y se analizó el rendimiento general del parque a partir del coeficiente de rendimiento (PR, por sus siglas en inglés). Además, se calculó la proporción de la demanda energética del campus que suple el parque solar, el aporte a la inversión y la rentabilidad asociada a partir del indicador de la rentabilidad sobre el capital (ROE, por sus siglas en inglés). Los resultados muestran que el PR fue 66.29%, denotando una reducción de 7.9% en comparación al primer año de operación, y 9.9% menor a lo proyectado por el desarrollador, este declive se atribuye al tiempo inoperante presentado por algunos inversores. La cobertura energética fue de 22.8%, valor que se ha reducido debido al incremento en la demanda energética y el descenso en la generación de energía. Por otro lado, el análisis financiero denota un aporte positivo a la inversión inicial, obteniendo un ROE del 13.7%.

Palabras clave: Coeficiente de rendimiento (PR), inversor, producción fotovoltaica, rentabilidad, ROE, universidades verdes.

Abstract. The solar park of the Panamerican Agricultural School, Zamorano, has been in operating since June 1, 2016, completing four years cycle on May 31, 2020. A technical and financial analysis of this unit was performed during the period between June 1, 2019 and May 31, 2020. From the data registered in the park's monitoring portals and the bidirectional energy meter connected to the national grid, energy production was quantified, and the general performance of the park was analyzed through the performance ratio (PR) value. In addition, the proportion of campus energy demand supplied by the solar park, the investment contribution and the associated profitability were calculated from the return on equity (ROE) indicator. The results show that the PR value during 4th year was 66.29%, denoting a reduction of 7.9% compared to the first year of operation, and 9.9% lower than the value stipulated by the developer, this decline was attributed to inoperability of some inverters. The proportion of the demand supplied by the park was 22.8%, which has been reduced due to the increase in energy demand and the decrease in energy generation. On the other hand, the financial analysis shows a positive contribution to the initial investment, obtaining a ROE of 13.7%.

Keywords: Inverter, green universities, performance ratio (PR), photovoltaic production, profitability, ROE.

ÍNDICE GENERAL

Portadilla	i
Página de firmas	ii
Resumen	iii
Contenido	iv
Índice de Cuadros, Figuras y Anexos	v
1. INTRODUCCIÓN	1
2. METODOLOGÍA	5
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	11
4. RECOMENDACIONES	26
5. LITERATURA CITADA.....	27
6. ANEXOS	30

ÍNDICE DE CUADROS, FIGURAS Y ANEXOS

Cuadros	Página
1. Distribución de los períodos de operación del parque solar.	6
2. Resumen de la producción diaria del parque solar durante el cuarto año de operación.	11
3. Costo final de la energía exportada durante el cuarto año de operación.	21
4. Costo por ineficiencia de los inversores en el cuarto año de operación.	22
5. Aporte a la inversión inicial durante el cuarto año de operación.	23
6. Análisis del ROE para el cuarto año de operación.	24
Figuras	Página
1. Ubicación del parque solar de la Universidad Zamorano.	5
2. Producción anual del parque solar.	12
3. Distribución anual de la producción del parque solar en kWh.	13
4. Producción mensual del parque solar en el cuarto año de operación.	13
5. Coeficiente de rendimiento (PR) frente al proyectado en el estudio de factibilidad.	15
6. Demanda mensual del campus durante el cuarto año de operación del parque solar.	16
7. Variación en la demanda energética utilizada en el estudio de factibilidad versus la evaluada en el primer y cuarto año de operación.	17
8. Demanda total kWh versus la energía exportada a la red kWh en el período desde el 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020.	17
9. Exportación energética del tercer y cuarto año de operación.	18
10. Porcentaje de cobertura en el cuarto año frente a lo proyectado en el estudio de factibilidad.	19
11. Porcentaje de cobertura de la demanda energética a partir de la energía aprovechada del parque solar.	20
12. Coeficiente de rendimiento (PR) frente al porcentaje de cobertura del cuarto año de operación.	20
Anexo	Página
1. Coeficiente de rendimiento (PR) versus la producción mensual del parque solar durante el cuarto año de operación.	30
2. Distribución diaria de los PR durante el cuarto año de operación.	30
3. Distribución mensual de la energía exportada en el tercer y cuarto año de operación.	31
4. Repuestos y mantenimiento en el cuarto año de operación.	31
5. Porcentaje de cobertura frente a la demanda energética en el cuarto año de operación. ...	31
6. Flujo de efectivo para el cuarto año de operación.	32
7. Registros de la energía de los inversores 1 hasta 7 durante el cuarto año de operación. ..	33
8. Registros de la energía de los inversores 8 hasta 14 durante el cuarto año de operación..	33

1. INTRODUCCIÓN

La energía es uno de los grandes contribuyentes al cambio climático, y en conjunto con el sector transporte y energía indirecta aporta alrededor del 75% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo [PNUD], 2019). El crecimiento de la población a nivel mundial representa desafíos como la cobertura de una creciente demanda energética y, de forma paralela la reducción de impactos asociados a la generación de emisiones de carbono por este sector (Dudley, 2019). Como alternativa a esta problemática se plantea que a través de la implementación de energías renovables en conjunto con medidas de eficiencia energética se puede alcanzar una reducción del 90% de las emisiones de carbono generadas por el sector energético (Agencia Internacional de las Energías Renovables [IRENA], 2019).

La energía fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar en electricidad mediante dispositivos denominados celdas o paneles fotovoltaicos (Cardona, López Sanmiguel y Almeida Ospina, 2017). Para la buena elección del sitio de instalación y diseño del sistema fotovoltaico, existen aspectos meteorológicos que deben ser considerados tales como: la radiación solar (W/m^2), velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental ($^{\circ}C$) así como el relieve, morfología, latitud y longitud del terreno, y la demanda a suplir a través de un proyecto energético (Huaxin et al., 2019).

La eficiencia de las celdas fotovoltaicas representa la fracción de la potencia total de luz solar que al incidir sobre un módulo es transformada en electricidad (Pinto y Villarreal, 2017). La eficiencia de conversión de una celda fotovoltaica varía entre el 15 al 22% para un panel solar mono cristalino (Popovici, Hudisteanu, Mateescu y Chereches, 2016). Por otro parte, la tecnología de paneles fotovoltaicos policristalinos presenta una eficiencia que ronda entre 13 al 17%, esto debido a que contienen menos cantidad de silicio puro. Estos, presentan un menor costo comercial en comparación con los paneles monocristalinos (Ortiz, Gonzalez, Jurado y Granados, 2018). De forma paralela, se han desarrollado paneles con multicapas de arseniuro de galio (GaAs) que logran una eficiencia de hasta 30% (Fathi, 2017).

La fracción de la potencia del sol que no se transforma en energía se convierte en calor aumentando la temperatura del módulo y; produciendo mayor saturación de corriente. Esto deriva en una reducción de la eficiencia y deterioro del panel fotovoltaico (Kempe et al., 2015). Kasem y Chaichan (2016) reportan que “el aumento de la temperatura del aire de 25 a 45 $^{\circ}C$ causa reducciones aproximadamente de 1.85 y 20.22% en la capacidad de generación. Además, las altas temperaturas combinadas con baja humedad relativa aceleran proceso de corrosión” (p.8).

Desde el desarrollo de las energías renovables se han realizado investigaciones para identificar factores que afectan el funcionamiento de los paneles fotovoltaicos, con el fin de mitigar sus efectos y optimizar la eficiencia de las centrales solares (Bhol, Dash, Pradhan y Ali, 2015). Estos factores se clasifican en propios o externos según su naturaleza. Los factores propios son condiciones internas con las que cuenta un módulo fotovoltaico y que pueden mermar su productividad. Entre estos, se destacan la: temperatura de funcionamiento del panel y los efectos de reflexión como los más importantes. Los factores externos son condiciones ajenas a los módulos que de igual forma se presentan como una limitante para su óptimo funcionamiento. En esta clasificación se consideran

como más importantes: el ángulo de inclinación, la orientación y el sombreado (Cepeda y Sierra, 2016). Sin embargo, en las centrales fotovoltaicas se presentan otros factores que disminuyen la eficiencia de los demás dispositivos del sistema, como los: inversores, transformador y cableado, entre otros. Las fallas en los dispositivos que componen el sistema fotovoltaico representan mayores pérdidas de energía en comparación a la degradación misma de los paneles solares (Cruz, 2017).

En adición a lo descrito, ocurren procesos de degradación de los módulos al permanecer expuestos a la intemperie acumulando suciedad y escombros en la superficie del vidrio, lo que provoca oxidación, difusión de iones y reacciones en la interfaz del polímero que causan reacciones de delaminación (Oliveira, Viana y Lins, 2017). El oxígeno y el aumento de la temperatura conducen a la producción de ácido acético y otros gases volátiles. Estos productos están atrapados dentro de los módulos en diferentes interfaces, y pueden causar formación de burbujas o delaminación, reduciendo consigo la eficiencia de los módulos fotovoltaicos (Oliveira et al., 2017). Por otro lado, la acción combinada de la radiación ultravioleta (UV) y el aumento de temperatura tienen suficiente energía para romper enlaces poliméricos que causan degradación a los módulos fotovoltaicos promoviendo su decoloración (amarillamiento o pardeamiento) y que afectan su rendimiento y confiabilidad (Farhoodnea, Mohamed, Hussain y Zayandehroodi, 2013).

Por otra parte, el desempeño apropiado de un parque solar y la cantidad de energía generada se encuentra directamente asociada al rendimiento de los inversores conformes a sus especificaciones técnicas. Este dispositivo se encarga de transformar la corriente continua proveniente del parque solar a corriente alterna (Martínez, 2016). El rendimiento de un inversor se presenta como la relación entre la potencia de entrada, menos las pérdidas que se producen en este dispositivo. Estas se expresan como el coeficiente que indica la porción de energía perdida debido al autoconsumo (K_0), los dispositivos electrónicos de conmutación que emplea el inversor (K_1), resistencias, bobinas, entre otros dispositivos que lo componen (Cáceres, Busso, Cadena y Vera, 2011). Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar un rendimiento entre el 90 y 95%, el cual puede optimizarse siempre que la potencia pico del parque solar sea mayor a la potencia pico del inversor. Se sugiere que la potencia de entrada sea 1.2 veces mayor al inversor, para así optimizar el funcionamiento de este equipo mientras se disminuye la pérdida energética (Estebaranz, 2012).

Para realizar el análisis del desempeño de un parque solar se emplea el coeficiente de rendimiento (PR), también conocido como factor de calidad y que, es el cociente entre la energía real generada y la energía generada si el proyecto opera a plena carga o carga teórica (Generación Energética Centro América, Factibilidad para Proyecto Solar Fotovoltaica en la EAP, de 840 KWn, 2015). Este factor es frecuentemente utilizado para determinar el correcto funcionamiento, rendimiento, detección de fallas y planificación del mantenimiento en centrales fotovoltaicas (Liao y Wu, 2015).

Dentro de las principales fuentes de reducción del factor de planta resaltan los fallos de equipos electrónicos como inversores, generadores, línea de transmisión interna, entre otros dispositivos (Reindl et al., 2014). Por tanto, existe una correlación positiva entre el valor del PR y la eficiencia de un parque solar. En la práctica ninguna central fotovoltaica presenta un factor de planta del 100%, debido a que existen pérdidas técnicas inevitables, sin embargo, las centrales fotovoltaicas de alta eficiencia reportan valores de PR dentro del rango de 70 al 95% (Protogeropoulos, Klonaris, Petrocheilos, Charitos y Martinac, 2010). De acuerdo con el análisis de factibilidad, la

compañía constructora del parque solar de Zamorano estimó un valor de PR de 76.2% como valor de referencia para evaluar su desempeño a través del tiempo, este se encuentra dentro de los estándares de una central fotovoltaica de alto rendimiento.

Estudios realizados en campo al igual que simulaciones en laboratorio, indican que existe un porcentaje bajo de fallos de módulos dentro del período de garantía. De igual forma, los ensayos a largo plazo realizados con una serie de módulos fotovoltaicos en relación con la pérdida del pico de potencia muestran porcentajes de degradación relativamente bajos. En este contexto, los fallos y reducción de la productividad del parque solar puede ser el resultado de un deficiente mantenimiento de otros componentes del parque solar (Bizzarri, Brambilla, Giambattista y Guardiani, 2013).

La tasa de degradación que se espera de una instalación es vital desde el punto de vista de prevención y estimación de los ingresos que se obtendrán a lo largo de su vida útil (González y Menéndez, 2017). En la actualidad, las tasas de degradación de los módulos fotovoltaicos oscilan entre 0.7% y 1% anual, valores utilizados por los fabricantes en sus garantías. Por otro lado, las tasas de degradación pueden aumentar drásticamente si no se implementa un plan de mantenimiento preventivo, aspecto confirmado por González y Menéndez (2017), quienes indican que “un adecuado programa de mantenimiento de la instalación incide positivamente en las tasas de degradación esperables, mejorándolas sustancialmente en promedio de 0,5 % anual” (p. 6).

La viabilidad económica de las energías renovables suele evaluarse a partir de un balance económico que considera la inversión a realizar y los costos e ingresos de explotación (Arabda Usón y Scarpellini, 2010). La evaluación de los indicadores financieros de un proyecto previo a la inversión permite determinar su rentabilidad, dentro de los que destacan: el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la inversión (PRI) (Ross, Westerfield y Jordan, 2010). Durante la operación de un proyecto se puede estimar el impacto financiero con la ayuda de instrumentos como el flujo de efectivo y la rentabilidad sobre el capital (ROE).

El flujo de efectivo expresa la diferencia entre las unidades monetarias que ingresan y las que salen, misma que están asociadas con las actividades de operación e inversión para determinar el período de recuperación. La rentabilidad sobre el capital (ROE) se utiliza para determinar la capacidad que una empresa tiene de generar valor para sus accionistas, especialmente en relación con el coste de capital. Este se compara con la rentabilidad mínima que un inversionista teóricamente exigiría para asumir el riesgo de asumir un proyecto, y normalmente se compara con el costo de oportunidad de invertir el dinero en otro sector financiero. Cuanto mayor sea el exceso del ROE con respecto al coste del capital, mayor es la creación de valor para el accionista (Brealey, 2019).

La compañía GENERA realizó un estudio de factibilidad previo a la construcción del parque solar de la universidad Zamorano. Como resultado se recomendó la construcción de proyecto con capacidad nominal de 840 kWn, para cobertura del 29.15% del consumo reportado en el año 2015 (Generación Energética Centro América, 2015). Por otra parte, este estudio de factibilidad dentro de sus análisis económicos resalta que la inversión asciende a un total de USD 1,442,392.52 y la necesidad de un mantenimiento anual con un valor estimado de USD 9,261.00, que incrementará conforme al Índice de Precio al Consumidor (IPC). El factor de degradación que la compañía le atribuye a los paneles es de un 0.6% promedio anual. Por otro lado, los indicadores financieros

utilizados (VAN y TIR) proporcionaron resultados confiables, indicando que el período de retorno de la inversión estimado sería de 7.10 años, valor que se encuentra factible para una inversión de esta naturaleza.

Para monitorear el desempeño del proyecto, se realizó un estudio que comparó los resultados obtenidos luego del primer año de operación del parque solar de Zamorano, con los reportados en el estudio de factibilidad. Dentro de los hallazgos se resalta que las proyecciones globales de generación de energía obtenidas durante el desarrollo del estudio de factibilidad no difieren de forma significativa del total producido por el parque solar, luego de su primer año de operación. Además, se indica que los parámetros asumidos para realizar el análisis financiero en el estudio de factibilidad pueden conducir a resultados optimistas (Chacón, 2017).

Conforme a lo planteado anteriormente y la importancia de documentar variaciones en el desempeño del parque solar luego de su cuarto año de operación, así como su aporte a la matriz energética de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano. La presente investigación recopila las variables necesarias para desarrollar la evaluación técnica y financiera entre el período que comprende desde el 1 de junio de 2019 hasta el 31 de mayo del 2020. En este contexto, se plantean los siguientes objetivos para el desarrollo de esta investigación:

- Evaluar el desempeño técnico del parque solar en su cuarto año de operación.
- Analizar el porcentaje de la cobertura energética del campus Zamorano incorporando la variable de energía exportada a la red nacional.
- Determinar el impacto financiero en términos de ahorro y rentabilidad del parque solar en su cuarto año de operación.

2. METODOLOGÍA

Sitio de estudio

El estudio se realizó en el parque solar de la Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano, ubicada en el kilómetro 30 de la carretera de Tegucigalpa a Danlí, en el Valle del Yeguaré, San Antonio de Oriente, Francisco Morazán. Debido a las condiciones climáticas que prevalecen en la zona, el sitio se considera apropiado para el aprovechamiento de la energía a través de la implementación de paneles fotovoltaicos (GENERA, 2015). La instalación cuenta con una extensión de 1.1 ha y una potencia instalada de 926.1 kWp. Está conformado por 2,940 paneles fotovoltaicos del modelo Jinko solar policristalinos de 315W, distribuidos en cadenas de 140 módulos conectados en paralelo y 21 en serie. Además, se cuenta con 14 inversores del modelo SMA-60kW con una potencia total de 840 kW AC, resultando en una potencia pico nominal de 840 kilowatts (kWn) (Figura 1). El período de análisis corresponde con el cuarto año de operación del parque solar (Cuadro 1). Sin embargo, para la evaluación del actual desempeño, variables como la producción energética, energía exportada y demanda energética, fueron calculadas para los años previos.



Figura 1. Ubicación del parque solar de la Universidad Zamorano.

Cuadro 1. Períodos de operación del parque solar.

Años de operación	Período que comprende
Primer año	17 de junio del 2016 hasta el 31 de mayo del 2017
Segundo año	1 de junio del 2017 hasta el 31 de mayo del 2018
Tercer año	1 de junio del 2018 hasta el 31 de mayo del 2019
Cuarto año	1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020

Evaluación del desempeño del parque en su cuarto año de operación

El desempeño del parque solar fue evaluado a partir de la cantidad de energía producida y su relación con la capacidad (potencia) instalada, considerando la eficiencia que presenta cada componente del sistema fotovoltaico. Se realizó el análisis de la producción energética durante el cuarto año de operación. El valor obtenido; se comparó con la energía generada en los 3 años previos. Además, se analizó el rango del coeficiente de rendimiento (PR) dentro del cual operó el parque solar y estos valores se compararon con el valor proyectado en el estudio de factibilidad. De igual forma, se evaluaron las posibles causas que derivaron en rendimientos de generación de energía por debajo de lo esperado para el parque.

Cuantificación de la producción energética. Se calculó la energía generada durante el período comprendido entre el 1 de junio del 2019 y el 31 de mayo del 2020. Los valores diarios se obtuvieron a partir del portal “Green Power Monitor” en donde se encuentra el registro continuo de la potencia activa, energía generada, los indicadores de desempeño y las variables climáticas (irradiación (W/m²), temperatura del panel (°C) y temperatura ambiental (°C)).

Del portal antes mencionado, se descargaron los registros diarios de la potencia activa (kW) divididos en lapsos de 5 minutos para los 14 inversores. Los valores individuales de potencia se multiplicaron por el lapso de tiempo correspondiente a su registro. Posteriormente, se obtuvo la sumatoria para un período de 24 horas, reportando el valor diario de energía generada en kilowatts-hora (kWh).

El portal incluye la sección de equivalencia de producción que proyecta un resumen diario, mensual y anual de la producción energética del parque solar. De esta se obtuvo el total de energía mensual y a partir de la suma de estos valores se obtuvo la producción anual, debido a que el valor que proporciona el portal con relación a la anualidad se distribuye de enero a diciembre, sin embargo, el período de estudio corresponde al período comprendido entre junio a mayo. Por otro lado, la información de la producción energética del parque solar durante los 4 años de operación fue tabulada en el programa “Microsoft Excel”, versión 19.0. Los datos se organizaron de forma mensual y separada por año de operación. Se construyeron gráficos de barra para comparar la producción del cuarto año de operación versus los años anteriores. Además, se identificó la variación que ha presentado la productividad del parque a través del tiempo.

Análisis del coeficiente de rendimiento. Como parte de las variables para evaluar el desempeño del parque solar se realizó el análisis del coeficiente de rendimiento (PR) durante el período comprendido entre el 1 de junio del 2019 y el 31 de mayo del 2020. Este coeficiente aporta

información sobre la eficiencia energética y la fiabilidad de su instalación fotovoltaica y se obtuvo de la sección de reportes del portal “Green Power Monitor”. A partir de los valores diarios se calcularon promedios mensuales para poder realizar la comparación con el valor proyectado por la compañía constructora en su estudio de factibilidad (PR: 76.2%) y otras investigaciones. En adición a lo anterior, se identificaron los meses del año en que el parque solar presentó rendimientos por debajo de lo proyectado.

Análisis de la cobertura energética del campus Zamorano

El parque solar de Zamorano se construyó con la finalidad de cubrir un porcentaje del consumo energético de la universidad. El estudio de factibilidad proyectó la cobertura del 29.15% de la demanda energética reportada en el año 2015. Sin embargo, existen variables que no fueron consideradas como la energía exportada a la red nacional, el incremento de la demanda energética en años posteriores y la variación en el desempeño del parque solar. Por tanto, la cuantificación y análisis de las variables antes mencionadas se describe en los siguientes apartados.

Cuantificación de la energía exportada a la red nacional. La energía exportada es la fracción generada por el parque solar que no se consume en el campus, sino que se inyecta directamente a la red nacional. La importancia de esta variable radica en que esta porción representa una pérdida del recurso que no contribuye al retorno de la inversión. El registro de esta variable se realiza a través del contador bidireccional de la red de distribución del campus, que permite registrar y almacenar los datos en el portal de Altos Consumidores de la Empresa Energética de Honduras (EEH), al cual Zamorano tiene acceso. De este portal se descargaron los perfiles de carga divididos en los períodos de facturación. A partir de estos datos se seleccionó la energía activa exportada para identificar la electricidad inyectada a la red nacional. Para el cálculo de la energía exportada mensualmente se utilizó la ecuación 1.

$$Ex = (uEax - pEax) \times 1,200 \quad [1]$$

Ex = energía exportada en kWh.

uEax = último registro de energía activa exportada.

pEax = primer registro de energía activa exportada.

1,200 = coeficiente dado por la corporación energética nacional para convertir la potencia exportada en energía exportada.

Se estimó la energía exportada conforme a la disponibilidad de datos del portal de la EEH. Estos se tabularon en el programa “Microsoft Excel”, versión 19.0, de forma mensual y separada para ambos años de operación, que comprende desde el 1 de junio del 2018 hasta el 31 de mayo del 2020. Posteriormente, se compararon las exportaciones mensuales utilizando gráficos y estadística descriptiva. Además, se contrastaron las exportaciones del último año de operación frente a la producción energética del parque solar, para identificar congruencias entre el período de mayor exportación con el período de mayor productividad energética. De igual forma, se comparó la energía exportada versus la distribución del consumo energético del campus, lo anterior para identificar las congruencias entre la distribución anual de esas dos variables. Finalmente, se calculó el porcentaje que representa la energía exportada en relación con la energía producida anualmente, dividiendo el total exportado sobre el total producido.

Cuantificación de la energía aprovechada. Para obtener la porción de la demanda energética que se cubre con la energía generada por el parque es necesario cuantificar el recurso que es aprovechado. Esta se calcula a partir de los registros de energía producida mensualmente (kWh) y la energía exportada (kWh), aplicando la siguiente ecuación 2:

$$E_a = E_p - E_x \quad [2]$$

E_a = energía aprovechada (kWh).
 E_p = energía producida (kWh).
 E_x = energía exportada (kWh).

Cuantificación de la demanda energética suplida por la red nacional. Los datos de la demanda energética se obtuvieron desde el portal de la EEH e información complementaria de las facturaciones mensuales proporcionada por las oficinas de Zamorano. En estas se encuentra el registro de la energía mensual consumida por el campus, al igual que su costo monetario. Esta información fue tabulada de forma mensual en el programa “Microsoft Excel”, versión 19.0, igualmente separadas por año de operación. Esta variable fue utilizada para los cálculos que se presentan en los próximos incisos.

Cuantificación de la demanda energética total. Mediante la información recopilada en los incisos previos, se cuantificó la demanda energética total de la universidad para el período en análisis. Esta variable representa la cantidad de energía que se consumió dentro del campus para satisfacer todas las necesidades existentes. Para fines de esta investigación, el cálculo se realizó de forma mensual y conforme a la disponibilidad de datos. Se incorpora el valor de la energía demandada de la red pública (kWh) y la energía aprovechada del parque solar (kWh), en la ecuación 3:

$$D_t = E_d + E_a \quad [3]$$

D_t = demanda total (kWh)
 E_d = energía demandada de la red pública (kWh)
 E_a = energía aprovechada del parque solar (kWh)

Luego de tabular los datos de la demanda energética mensual del campus, se procedió a realizar gráficas para comparar el último año de operación que comprende desde el 1 de junio del 2019 hasta el 30 de mayo del 2020, frente a 3 años de operación previos, para identificar las variaciones a través del período de operación. Además, con las mismas herramientas de estadística descriptiva, se contrastó la demanda energética total con las exportaciones de energía a la red pública. Con lo anterior, se identificó si existe relación entre las variaciones en la demanda y la cantidad de energía que se inyecta a la red.

Análisis del porcentaje de cobertura. El porcentaje de cobertura se refiere a la porción de la demanda energética total del campus que es cubierta a través de la operación del parque solar. Esta proporción varía conforme al incremento anual en el consumo del recurso y el desempeño del proyecto. Esta variable se calcula a partir de los resultados obtenidos de la energía aprovechada mensualmente y la demanda energética total, conforme a la ecuación 4:

$$\%C = (Ea / Dt) \times 100 \quad [4]$$

%C = porcentaje de cobertura

Ea = energía aprovechada mensualmente (kWh)

Dt = demanda total mensualmente (kWh)

El porcentaje de cobertura se estimó para el tercer y cuarto año de operación comprendido entre el 1 de junio del 2018 hasta mayo del 2020, por tratarse de los años en los que se cuenta con el registro de la energía exportada a la red pública. Luego de tener el porcentaje de cobertura mensual, se analizó la variabilidad mes a mes y se procedió a compararlo con lo proyectado por la compañía constructora en el estudio de factibilidad (29.15%).

Análisis financiero

El análisis financiero se limitó al cuarto año de operación, que corresponde al período del 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020. Esta sección relaciona el aporte financiero de la producción del parque solar y la rentabilidad asociada a la inversión. Para lo anterior, se construyó un flujo de efectivo a partir de los datos de la producción energética, la energía exportada a la red pública, el consumo energético del campus y los costos asociados al mantenimiento. Además, se utilizó el indicador financiero ROE para conocer la rentabilidad de la inversión en el cuarto año de operación. Los datos fueron tabulados en el programa “Microsoft Excel”, versión 19.0, de forma mensual, generando tablas para su análisis.

A partir de los datos obtenidos de la producción energética total del parque, se tomaron los valores mensuales de energía exportada a la red (kWh) como base para determinar el costo de la energía no aprovechada y exportada. La energía exportada representa una pérdida monetaria, debido a que la universidad no cuenta con un contrato energético, donde se le atribuya un valor monetario a favor de los excedentes generados. El costo fue calculado a partir de la multiplicación de la energía exportada en kWh por la tasa (USD) equivalente a cada unidad (ecuación 5).

$$CEx = Ex \times T \quad [5]$$

CEx = costo en dólares de la energía exportada mensualmente (USD).

Ex = energía exportada mensualmente (kWh).

T = tasa en dólares del kWh.

La tasa del kWh fue calculada a partir de las facturaciones del consumo de la universidad. Se dividió el costo de facturación mensual entre el consumo en kWh, obteniendo la tasa en lempiras del kWh. Posteriormente, la tasa en lempiras (utilizada para cada mes de facturación) fue transformada a dólares utilizando los valores de cambio publicados por el Banco Central de Honduras y facilitada por la Unidad de finanzas de la Universidad Zamorano.

Para el cálculo del costo de la energía exportada mensual, se realizó una sumatoria de los meses incluidos en el período en estudio. Con este valor se determinó los ingresos dejado de percibir como consecuencia de la energía inyectada a la red nacional. En el mismo contexto, la energía no

generada a consecuencia del tiempo en suspensión presentado por los inversores representa un valor monetario que no es percibido por la universidad, esta variable se identificó mediante los datos de producción energética registrado por los inversores, mismos que se promediaron de forma mensual y, a su vez, se atribuyó el valor de la energía no generada en los tiempos que no se registra potencia activa por parte de los inversores. Posteriormente, se calculó el costo de ineficiencia al multiplicar la energía no generada por la tasa del kWh de forma mensual para el cuarto año de operación.

Para determinar el aporte a la inversión, se calculó el ahorro generado por el parque. Se tomaron los datos obtenidos de la cuantificación de la energía aprovechada en Zamorano mensualmente y se multiplicaron por la tasa de kWh mensual. De esta forma se obtuvo el equivalente a ingresos obtenidos por la operación del parque solar. Posteriormente se construyó un flujo de efectivo (FE), donde se utilizó la energía aprovechada (en términos monetarios) como los ingresos generados, de los cuales fueron restados los gastos asociados a la operación (mantenimiento). Debido a que la inversión fue realizada con fondos propios, el FE no contempló amortizaciones ni pago de impuestos sobre venta, ya que es de consumo interno. El resultado obtenido del flujo de efectivo representa el ahorro generado durante el cuarto año de operación, el cual suma al período de retorno de la inversión.

A través del cálculo del ROE, se estimó la rentabilidad financiera del cuarto año de operación del parque solar. La utilidad neta, obtenidas del flujo de efectivo, fue dividido entre el aporte neto de la inversión para conocer la rentabilidad. Debido a que los fondos de inversión son propios, no se resta el costo que supone una deuda adquirida con una entidad financiera. Finalmente, el ROE es analizado comparándolo con una tasa de oportunidad brindada por un banco privado, para determinar si genera beneficios o no en la inversión realizada

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis del desempeño del parque solar

El desempeño del parque solar se evalúa a partir del análisis de la producción energética y el coeficiente de rendimiento (PR). Estas variables fueron estimadas para el cuarto año de operación, período que comprende desde el 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020. Sin embargo, para fines de comparación e identificación de congruencias se calculó la producción energética para los 3 años previos de operación, que comprenden desde el 17 de junio del 2016 hasta el 31 de mayo del 2019, aunque se excluyen los meses de febrero y marzo del 2019 pertenecientes al tercer año de operación, debido a la carencia de datos del portal “Green Power Monitor”.

Producción energética. La producción diaria promedio en el cuarto año de operación del parque solar fue de 3,484.88 kWh. Además, se registró una máxima producción diaria de 4,877 kWh el 27 de marzo del 2020 y una producción mínima diaria de 56 kWh el 19 de junio del 2019. Los valores del siguiente Cuadro 2 difieren de los presentados por Chacón (2017) en su evaluación del parque solar en el primer año de operación. Durante el cuarto año se obtuvo una menor producción de energía que se refleja en los promedios diarios registrados, encontrando una reducción de 183.12 kWh en el promedio por día con relación al primer año.

Cuadro 2. Resumen de la producción diaria del parque solar durante el cuarto año de operación.

Variable	Días	Mínimo diario	Máximo diario	Promedio diario	Mediana
Energía (kWh)	363	56	4,877	3,484.88	3,653

La producción anual del parque solar ha presentado un paulatino descenso a través de tiempo, siendo que la producción del segundo año de operación de 1,330.02 MWh valor que se encuentra 2.6% inferior a su año previo (1365.17 MWh). De igual forma, la producción energética del cuarto año de operación (1,265.01 MWh) se encuentra 7.9% inferior a lo registrado en el primer año de operación (1,365.17 MWh) y 5.1% por debajo de la producción del segundo año (1,330.02 MWh). Por otro lado, el tercer año de operación que comprende desde el 1 de junio del 2018 hasta el 31 de mayo del 2019, no se utilizó este análisis debido a la carencia de datos sobre la producción energética en los meses de febrero y marzo (Figura 2).

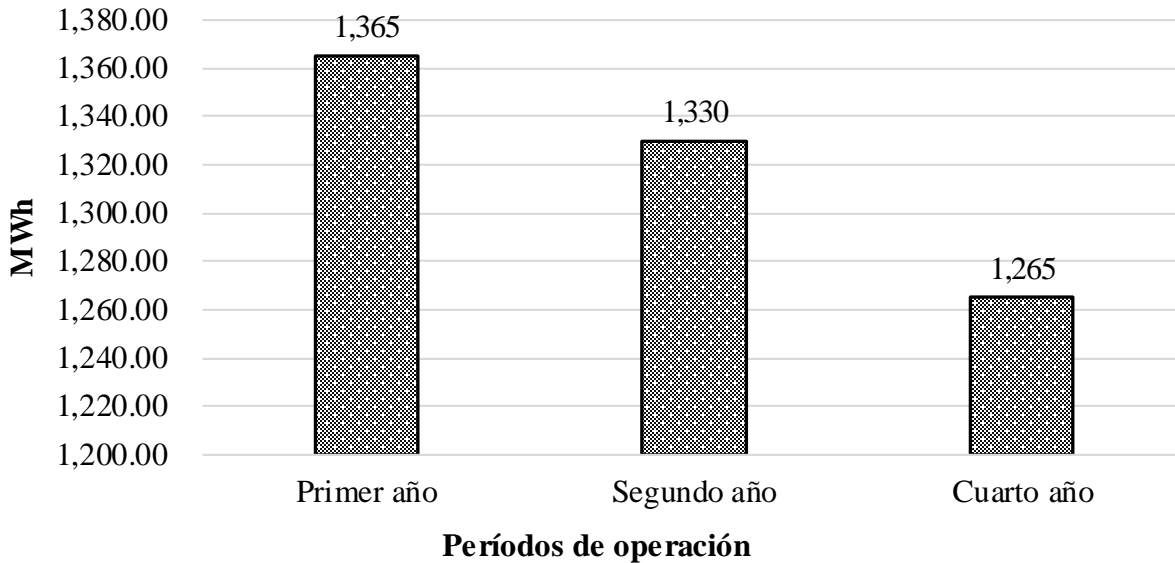


Figura 2. Producción anual del parque solar.

Los meses de mayor producción del parque solar durante el cuarto año de operación fueron: marzo, diciembre y octubre, con una producción mensual de 129,306 kWh, 113,363 kWh y 111,321 kWh respectivamente. Estos valores concuerdan con lo obtenido en los primeros años de operación del parque solar (Figura 3). Además, durante los meses de diciembre y marzo se realizó actividades de mantenimiento a la instalación fotovoltaica, lo que explica el alza en la producción energética. Lo anterior lo confirma Chacón (2017), al resaltar que 11 de los 17 días de mayor producción energética se encuentran luego de la implementación de labores de mantenimiento al parque solar, actividad que incluye la limpieza de los módulos fotovoltaicos. Asimismo, los meses de menor producción fueron: mayo y noviembre con una producción mensual de 93,726 kWh y 94,516 kWh respectivamente. La información de la distribución mensual de la producción del parque solar en su cuarto año de operación se ve ampliada en la Figura 4.

En el mismo contexto y, a excepción del mes de diciembre, los meses de mayor producción energética durante el cuarto año de operación concuerdan con los de mayor irradiación solar reportada durante la evaluación del primer año (Chacón, 2017). Esto confirma la influencia del mantenimiento sobre la producción energética, ya que, diciembre es de los meses de mayor producción de energía durante el cuarto año de operación y aun cuando se cuenta con menor irradiancia, el periodo concuerda con la implementación de labores de mantenimiento.

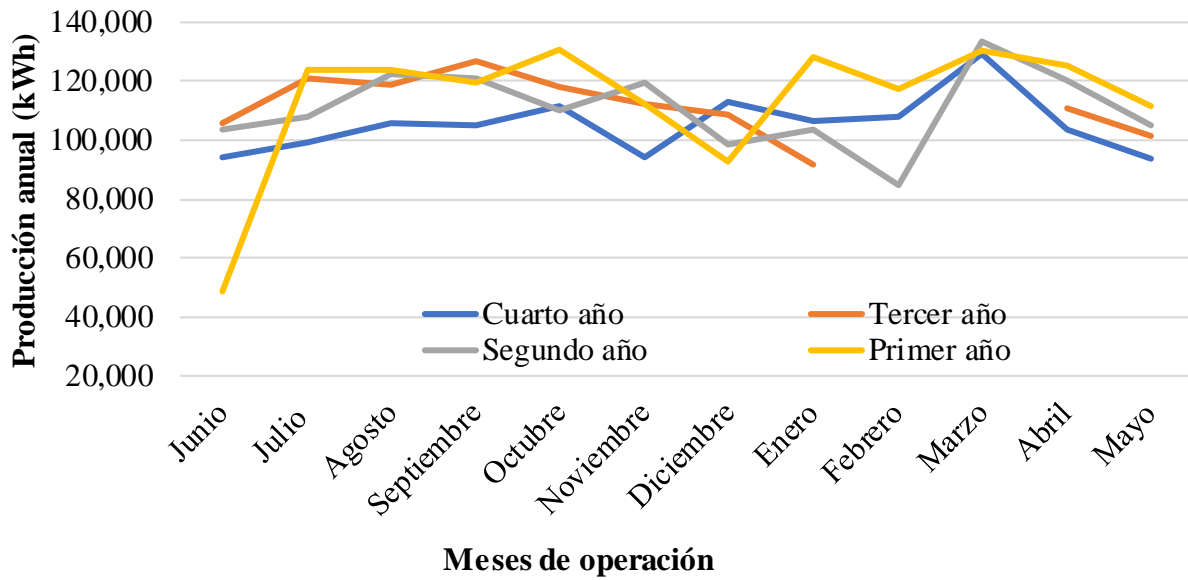


Figura 3. Distribución anual de la producción del parque solar en kWh.

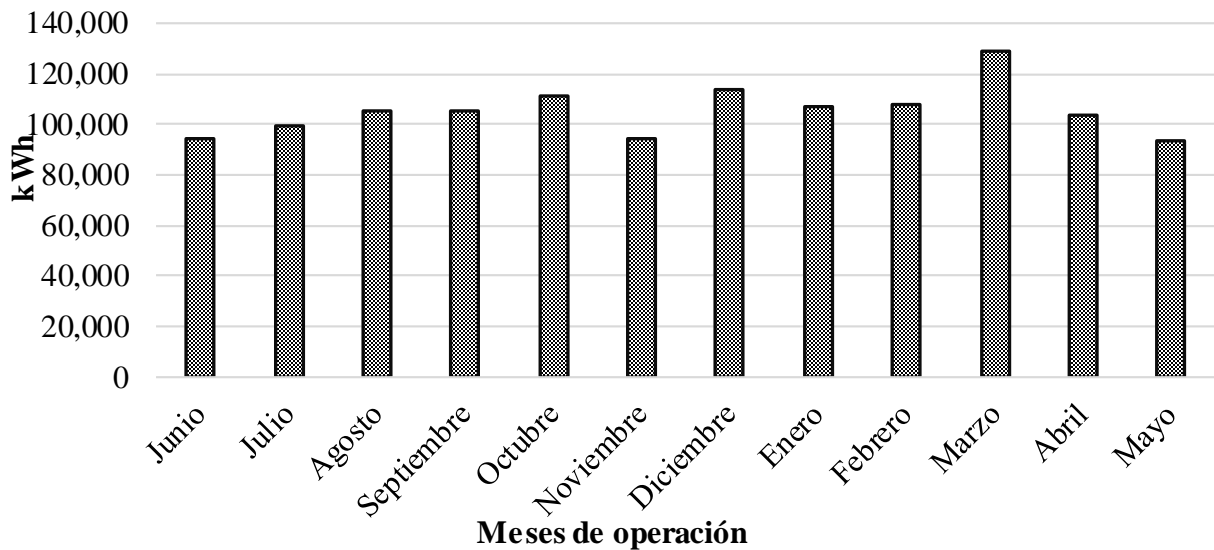


Figura 4. Producción mensual del parque solar en el cuarto año de operación.

Como se identifica en los incisos previos, la producción del parque solar durante su cuarto año de operación es inferior a los años que le anteceden. Esta disminución se atribuye a la influencia que causaron factores internos y externos a los paneles solares, resaltando como factor externo al tiempo inoperantes de algunos inversores y parcialmente a la degradación de piezas y partes que lo conforman. A partir del análisis de datos se encontró que de los catorce inversores que posee el parque solar, los dispositivos 4 y 9 no registraron potencia activa durante todo el mes de junio del 2019. Posteriormente, en el mes de julio del mismo año los dispositivos 3, 4 y 9 no registran

potencia por espacio de 21 días. Además, el dispositivo 4 se mantuvo inactivo durante todo el cuarto año de operación. Lo anterior es congruente con una investigación realizada en India, donde compararon la producción de varios parques solares a nivel mundial, los cuales variaban en dimensión y potencia instalada, pero las condiciones climáticas eran aptas para el aprovechamiento fotovoltaico para todos los parques incluidos en este análisis. El estudio concluyó que la disminución en la producción y el bajo PR en algunas instalaciones se debió a fallas en los inversores (Jahn et al., 2000).

Por otro lado, en una investigación realizada por George y Banerjee (2011), se indica que “cuando los inversores en una planta fotovoltaica conectada a red sincronizan la entrada y la red eléctrica no está disponible, estos dispositivos entran en suspensión hasta que se restablezca la red, es decir, que la salida de CC proveniente de la matriz fotovoltaica (FV) se desperdicia ya que los inversores no funcionan. Además, cuando la carga en la subestación es inferior a la potencia del sistema FV conectado a red, la diferencia de energía es alimentada a la red” (p. 8). Por tanto, la ocurrencia repentina de apagones proveniente de la red nacional influye en la producción energética fotovoltaica, debido a que los inversores conectados a red entran en suspensión a raíz de la diferencia potencial.

La degradación de los módulos a través del tiempo se presenta como el principal factor interno en la disminución en la productividad energética. El desarrollador del parque solar bajo análisis estimó un coeficiente de degradación anual del 0.6%, valor que para el cuarto año representa el 2.4% de la disminución paulatina que ha presentado la energía generada. Sin embargo, este coeficiente se encuentra incluido dentro de las proyecciones energética realizada por la compañía constructora. Por tanto, en comparación con la energía no generada por la ineficiencia de los inversores, este valor pasa desapercibido.

Análisis del coeficiente de rendimiento (PR). El desempeño del parque solar en el cuarto año de operación fue inferior a los previos, manteniendo un PR promedio anual de 66.29%, valor que se encuentra 9.9% por debajo del propuesto en el estudio de factibilidad (76.2%). Por otro lado, el mes de mayor PR fue diciembre del 2019 con valor de 71.19% y el mes de menor PR fue septiembre del mismo año con un valor de 60.50%. Lo anterior indica que, durante el período en análisis no se alcanzó el valor propuesto por la compañía constructora en su análisis de factibilidad (Figura 5). Por otro lado, los meses de mayor PR corresponde a los de mayor producción del parque solar y estos a su vez a la actividad de mantenimiento del parque.

La merma en la producción energética se presenta como el factor con mayor influencia en la reducción del PR y, a su vez, la disminución en la producción del parque solar proviene del tiempo inoperante que presentaron algunos inversores durante el período de recopilación de datos. Por tanto, se confirma que el mal funcionamiento de estos dispositivos jugó un papel importante en el rendimiento presentado por la instalación fotovoltaica de la universidad. Esto se ve confirmado por Jahn et al., (2000) al mencionar que “el valor de PR de la planta IKEA cae debido al mal funcionamiento del inversor. Además, usando el valor de PR se pueden detectar un mal funcionamiento del sistema fotovoltaico” (p. 12).

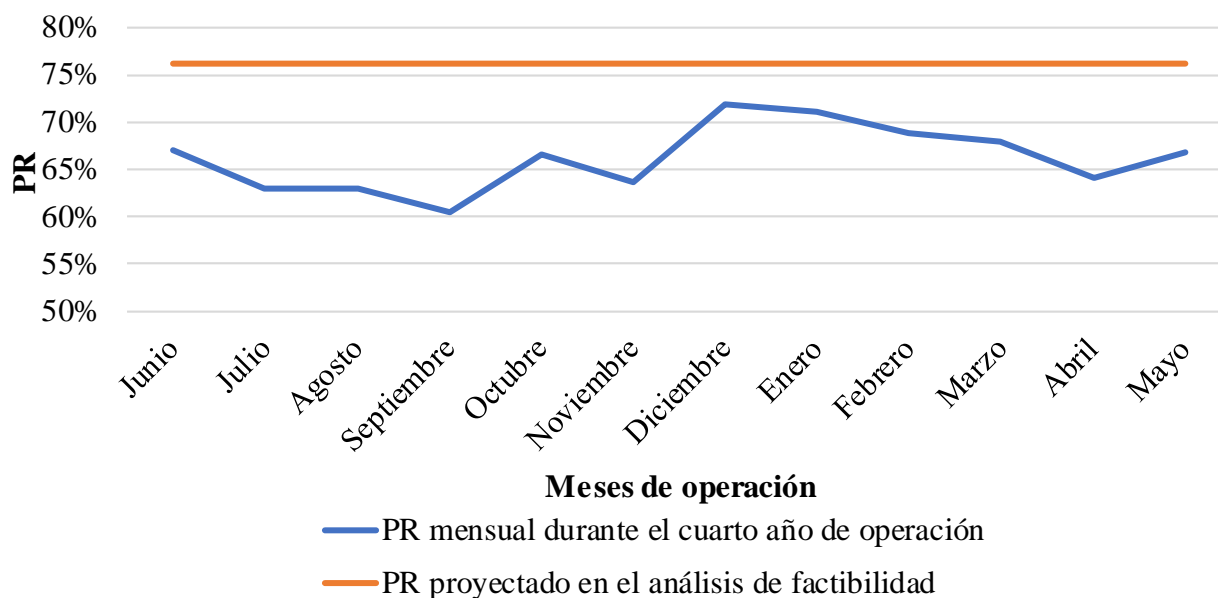


Figura 5. Coeficiente de rendimiento (PR) frente al proyectado en el estudio de factibilidad.

Al comparar los valores obtenidos de PR durante el período en análisis con parámetros establecidos por investigaciones realizadas en proyectos de generación de energía fotovoltaica, es notable que el parque solar no presentó un desempeño conforme a las especificaciones del desarrollador. Una investigación realizada en Grecia indica que las centrales fotovoltaicas de alta eficiencia presentan PR entre 70 al 95% (Protogeropoulos et al., 2010), valores que se encuentran superiores a los resultados de la presente investigación. Por otra parte, a nivel mundial la media anual con relación al PR ha mostrado una tendencia al alza de 64% en 1991 a 74% en 2005 (Alsema et al., 2009).

Al analizar la sección anterior, se identifica que el parque solar durante el cuarto año no presentó la producción energética debida, encontrándose 7.9% inferior a la presentada en el primer año de operación. Además, el coeficiente de rendimiento (PR) no alcanzó los valores estipulados por el desarrollador, lo que confirma el bajo rendimiento presentado por la instalación fotovoltaica en estudio. Por otra parte, el mantenimiento y cambio de equipo jugó un papel crucial en la merma productiva del parque solar, dejando de percibir energía generada a raíz del tiempo inoperante presentado por los inversores.

Cobertura energética del campus Zamorano

La cobertura energética se refiere a la porción de la demanda que es cubierta por el parque solar. Para el análisis de esta variable, se calculó la demanda energética total del campus universitario y la energía exportada a la red nacional, según la disponibilidad de datos. Posteriormente, la cobertura mensual se comparó frente a la estipulada en el estudio de factibilidad.

Análisis de la demanda energética del campus universitario. Durante el último año de operación la demanda total de la universidad fue de 5,546.034 MWh, de los cuales 4,303.390 MWh fueron cubiertos por la red nacional y 1,242.644 MWh por el parque solar, representando una cobertura del 22.8% anual. El período de mayor consumo se ubica entre los meses de junio del 2019 hasta

octubre del mismo año. Los meses de menor demanda energética de la universidad fueron: enero, febrero y abril con una demanda de 318.519 MWh, 396.232 MWh y 396.540 MWh respectivamente (Figura 6). Cabe mencionar que a partir del mes de marzo se esperaban las mayores demandas energética del año, sin embargo, esto no se cumplió debido a que no se encuentra gran porcentaje de la población dentro del campus a raíz de la situación del SARS-CoV-2.

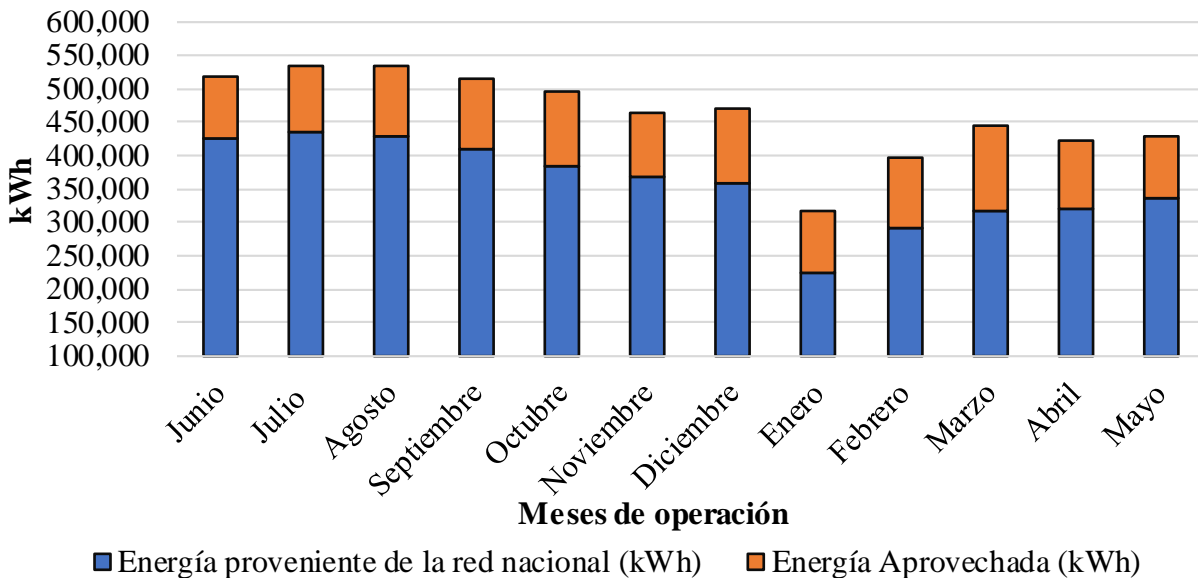


Figura 6. Demanda mensual del campus durante el cuarto año de operación del parque solar.

Los cálculos presentados en el estudio de factibilidad se basan en la demanda energética del campus universitario en el año 2015, en donde se reportó una demanda de 5,029.5 MWh. El cálculo realizado para el cuarto año de operación denota un aumento en el consumo energético total, reportando un valor de 5.546.03 MWh (Figura 7). Este valor representa un incremento de 516 MWh en los últimos 5 años, representando un 10.2% de aumento en referencia al valor utilizado en el estudio de factibilidad. La variación en la demanda energética de campus se atribuye al incremento en la cantidad de habitantes dentro del campus, la adición de nuevas maquinarias y equipos dentro de las plantas procesadoras de la universidad, y salones de clases.

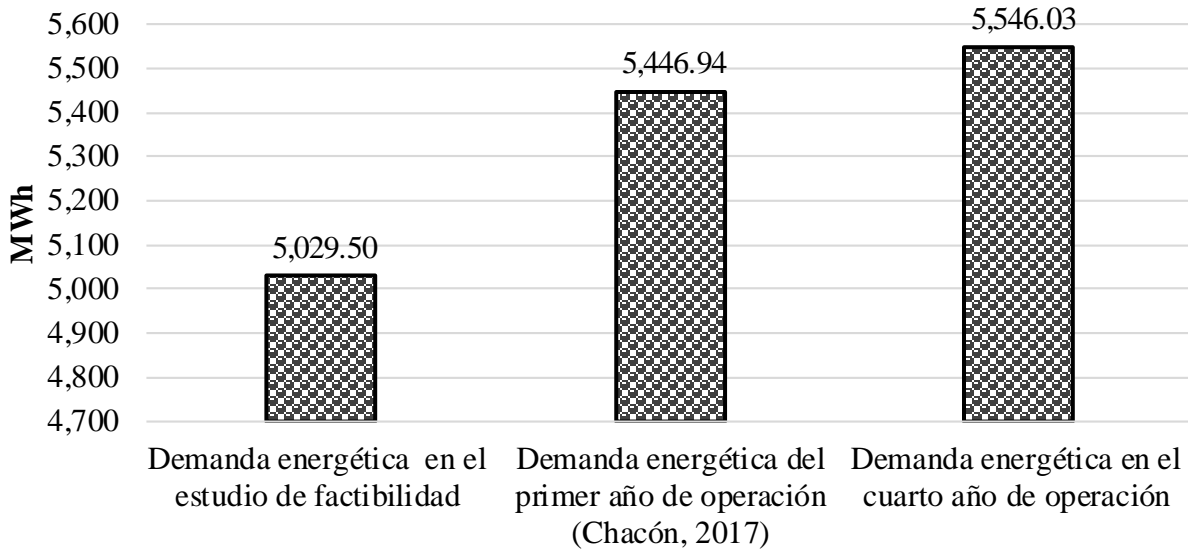


Figura 7. Variación en la demanda energética utilizada en el estudio de factibilidad versus la evaluada en el primer y cuarto año de operación.

Análisis de la energía exportada a la red pública. Durante el período en análisis se exportó la cantidad de 22,368 kWh, equivalente al 1.8% del total producido por el parque solar. Por otro lado, los meses de mayor exportación son congruentes con los meses de menor demanda por parte de la universidad (Figura 8), siendo el mes de enero el de mayor exportación con la cantidad de 13,889 kWh, representado el 62% del total exportado. Lo anterior se atribuye a que este es el mes en que hay menos estudiantes en el campus, lo que se expresa en una merma en el consumo. Además, concuerda con los meses de mayor producción energética por parte del parque solar, 106,869 kWh respectivamente.

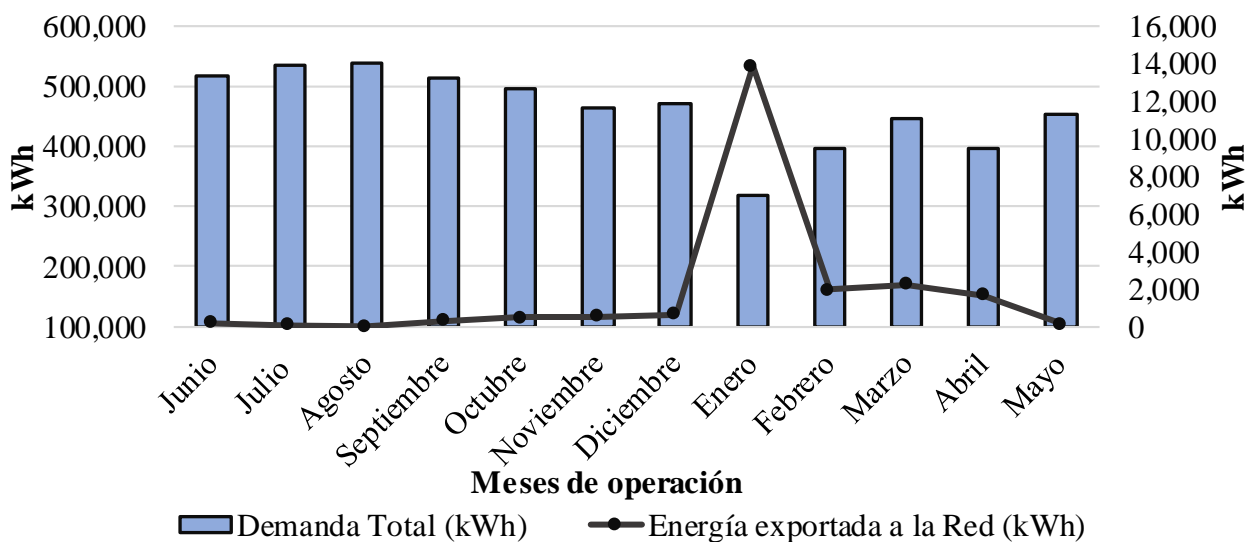


Figura 8. Demanda total kWh versus la energía exportada a la red kWh en el período desde el 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020.

Durante el tercer año de operación del parque solar se exportó a la red la cantidad de 27,354.4 kWh, valor que se encuentra 4,985.9 kWh mayor al cuarto año de operación (Figura 9). Los meses de mayor inyección durante el cuarto año fueron: enero, agosto y septiembre con una cantidad exportada de 10,478 kWh, 2,995 kWh y 2,995 kWh respectivamente. Por otro lado, al comparar la distribución mensual de las inyecciones de los dos períodos antes mencionados, nos percatamos de que ambos concuerdan en que enero es el mes de mayor inyección, lo cual se explica como una consecuencia de la disminución en la demanda energética.

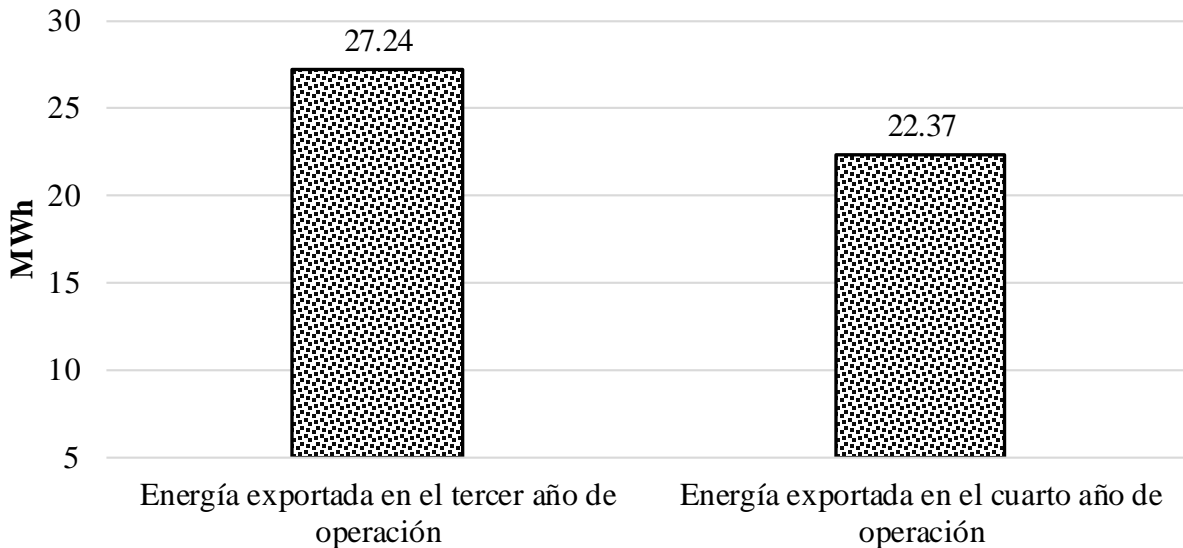


Figura 9. Exportación energética del tercer y cuarto año de operación.

No se cuenta con evidencia que respalde la razón por la cual se exporta energía producida por el parque solar a la red nacional en períodos de alta demanda energética, ya que este evento ocurre de forma simultánea al consumo de energía de la red nacional. Sin embargo, al analizar la distribución de cargas dentro de las fases activas de la red eléctrica de Zamorano, se identificó que el proceso de inyección a la red ocurre en una sola de las tres fases activas. De igual forma, esta fase coincide con la que presenta mayor carga eléctrica conectada, aproximadamente el 50% de toda la carga del campus. Por tanto, se presume que las inyecciones pueden estar ligadas a un desbalance eléctrico en el sistema de distribución, a raíz de la presión que se ejerce sobre esta línea de tensión. En adición a lo anterior, la oficina de la planta física de Zamorano realizó un análisis a la red de distribución de energía eléctrica del campus, concluyendo que existen exportaciones energéticas a la red en momento donde se está consumiendo energía proveniente de la red nacional, y que esto se debe a un desbalance en la red de distribución.

Análisis de la cobertura energética. Durante el período en análisis que comprende desde el 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020, se presentó un valor promedio anual de 22.8%, valor que se encuentra 6.35% por debajo del propuesto en el estudio de factibilidad para el año 2015 y 3.27% inferior a lo evaluado por Chacón, (2017). Sin embargo, el aumento en la demanda energética del campus juega un papel importante en relación con la disminución del porcentaje de cobertura. Por tanto, la energía aprovechada durante el cuarto año de operación representa el 24.7%

de la demanda energética utilizada en el estudio de factibilidad. Por otro lado, los meses de mayor cobertura fueron enero, febrero y marzo del año 2020 con valores de 29.2%, 26.7% y 28.5% respectivamente (Figura 10). El período de mayor cobertura concuerda con el de menor demanda energética (Figura 11), lo que confirma la influencia que posee la demanda de energía sobre la cobertura energética reportada.

De igual forma, el período de mayor cobertura mensual es congruente con el período de mayor PR (Figura 12), es decir, que los meses donde la instalación fotovoltaica presenta mejor rendimiento es donde existe una mayor cobertura energética por parte del parque. Lo anterior confirma que, al evaluar el desempeño global del parque, la variable de PR representa el indicador más apropiado ya que el rendimiento está directamente relacionado por la producción de energía, y su vez, representa la electricidad que se puede aprovechar dentro del campus universitario.

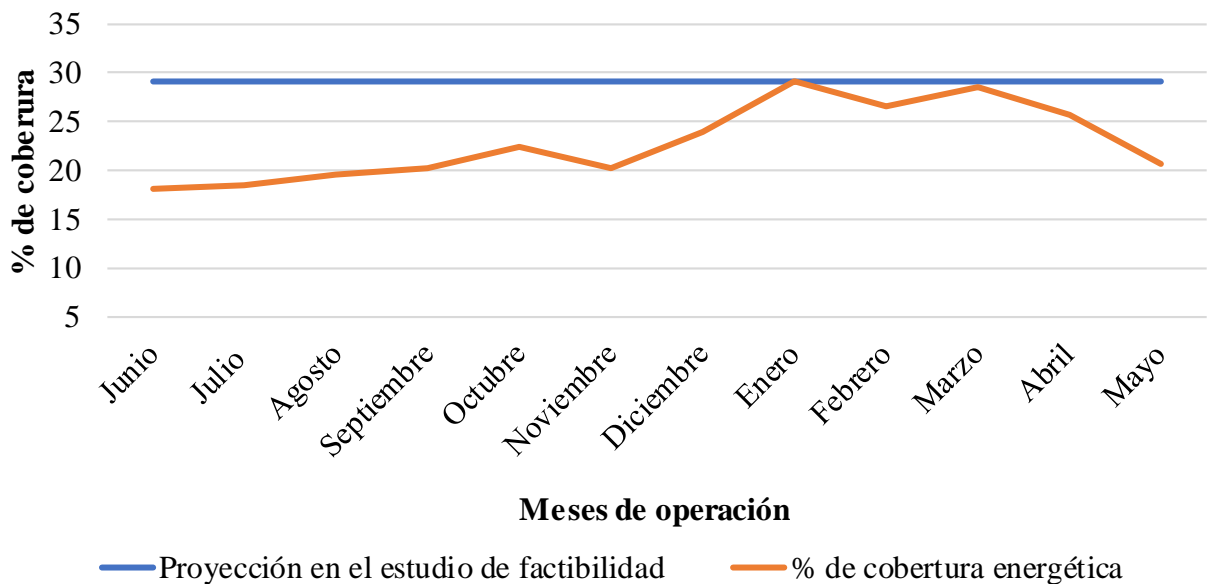


Figura 10. Porcentaje de cobertura en el cuarto año frente a lo proyectado en el estudio de factibilidad.

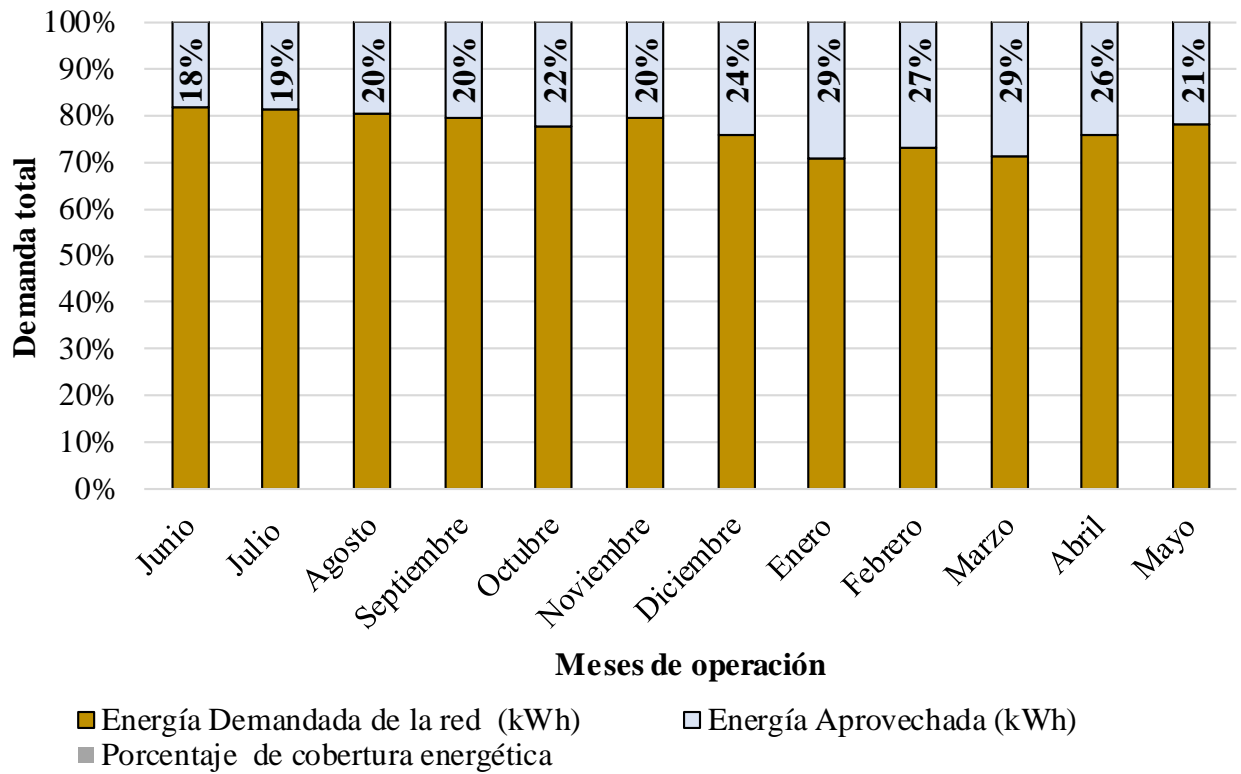


Figura 11. Porcentaje de cobertura de la demanda energética a partir de la energía aprovechada del parque solar.

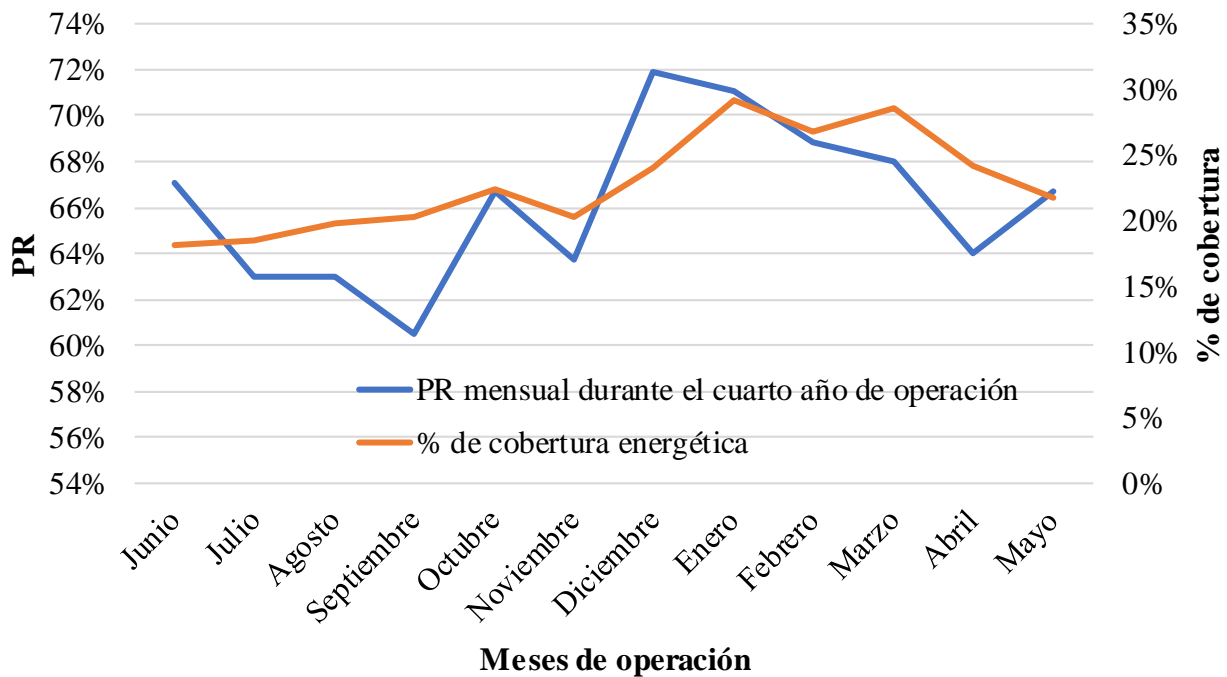


Figura 12. Coeficiente de rendimiento (PR) frente al porcentaje de cobertura del cuarto año de operación.

El porcentaje de cobertura del parque solar no alcanzó los estándares establecidos en el estudio de factibilidad, esto se atribuye en primera instancia al aumento de un 10.2% de la demanda energética del campus y una reducción en la producción total de energía. Además, en el estudio de factibilidad y la evaluación realizada por (Chacón, 2017) no se consideró las inyecciones a red como energía perdida, sino, que utilizaron toda la producción energética como energía aprovechada. Por tanto, al incluir la energía exportada a la red al cálculo de la cobertura energética, influyó en que no se alcanzara el porcentaje de cobertura proyectado por el diseñador.

Evaluación del análisis financiero

Como se explica en los incisos anteriores, la producción del parque solar de la universidad Zamorano ha presentado una reducción en su producción energética. De igual forma, la energía que se exporta a la red nacional se presenta como balances monetarios no percibidos por parte de la universidad. En el estudio de factibilidad no se considera la energía exportada dentro de las proyecciones financieras. Por tanto, en la siguiente sección se identificó el aporte a la inversión y la rentabilidad tomando en cuenta los datos reales de la producción energética, y el valor económico atribuido a la pérdida de energía por inyección a la red nacional.

Costo de la energía exportada. Durante el período en análisis que comprende desde el 1 de junio del 2019 hasta el 31 de mayo del 2020 se exportó la cantidad de 22,368 kWh, representando un costo monetario de USD 4,074.34 (Cuadro 3). El mes de mayor costo fue enero con una cifra de USD 2,621.98 y el mes de menor costo fue agosto con un valor de tan solo USD 5.67.

Previo al estudio de factibilidad realizado por la compañía GENERA, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) planteó el análisis de 3 parques solares con potencias diferentes: 604, 801 y 1,200 kWp. Dentro de sus conclusiones recomiendan la instalación de un parque solar con una capacidad de 801 kWp, 125 kWp menor al presentado en el estudio de factibilidad y el instalado en la universidad. Sin embargo, en el informe se proyecta que un parque de 801 kWp y en referencia a la demanda energética del 2014, inyectaría a la red nacional la cantidad de 14,340 kWh/año. Por tanto, lo anterior confirma la existencia de las exportaciones energética a la red pública y confirma que el análisis financiero presentado en el estudio de factibilidad presenta datos optimistas al ignorar la energía exportada dentro de sus cálculos. Debido a que el costo de la energía exportada impacta en el flujo de efectivo de la instalación fotovoltaica.

Cuadro 3. Costo final de la energía exportada durante el cuarto año de operación.

Mes de Facturación	Energía exportada en el 4to año (kWh)	Tasa del kWh (USD)	Costo Final de la energía exportada en el cuarto año (USD)
Junio	198.84	0.17	34.32
Julio	92.28	0.17	15.52
Agosto	36.36	0.16	5.67
Septiembre	347.28	0.17	58.28
Octubre	477.48	0.16	78.73

Mes de Facturación	Energía exportada en el 4to año (kWh)	Tasa del kWh (USD)	Costo Final de la energía exportada en el cuarto año (USD)
Noviembre	560.76	0.16	91.41
Diciembre	690.12	0.17	115.08
Enero	13,889.88	0.19	2,621.98
Febrero	1,997.28	0.18	353.16
Marzo	2,243.76	0.17	388.10
Abril	1,693.08	0.17	291.84
Mayo	141.36	0.14	20.25
Total:	22,368.48		4,074.34

Costo de ineficiencia. El tiempo en suspensión de un inversor interrumpe la corriente eléctrica generada por el parque solar, resultando en pérdidas de energía por la ineficiencia de estos equipos. Durante el cuarto año de operación el tiempo inoperante presentado por parte de los inversores estimuló la disminución en la producción energética total (Cuadro 4). La energía no generada alcanzó el valor de 151,209.28 kWh, representando el 12% en comparación con la energía total producida. De igual manera, el costo de ineficiencia fue de USD 25,304.97, valor que representa el 13.13% del aporte a la inversión realizado en el período de análisis. Este valor monetario no es percibido por la universidad, por ende, no aporta a la inversión inicial.

Cuadro 4. Costo por ineficiencia de los inversores en el cuarto año de operación.

Meses	Energía no generada (kWh)	Tasa del kWh (USD)	Costo por ineficiencia (USD)
Junio	17,257.77	0.17	2,979.11
Julio	24,667.13	0.17	4,148.84
Agosto	21,142.58	0.16	3,296.75
Septiembre	20,935.34	0.17	3,513.26
Octubre	8,838.46	0.16	1,457.39
Noviembre	7,350.20	0.16	1,198.17
Diciembre	8,825.21	0.17	1,471.65
Enero	8,321.77	0.19	1,570.89
Febrero	8,401.03	0.18	1,485.48
Marzo	10,074.11	0.17	1,742.49
Abril	8,086.23	0.17	1,393.85
Mayo	7,309.45	0.14	1,047.09
Total	151,209.28		25,304.97

Análisis del aporte a la inversión. La energía aprovechada es la porción de la energía producida por el parque solar que se consumió dentro del campus universitario. El aporte a la inversión se refiere al valor económico referente a la energía aprovechada luego de sustraerle los costos de operación y mantenimiento en un flujo de efectivo.

Durante el cuarto año de operación que comprende el período desde junio 2019 hasta mayo 2020, se presentó un aporte a la inversión de USD 192,665.61 (Cuadro 5). El mes de mayor aporte fue febrero con un valor de USD 18,277.14. Por otro lado, el mes de diciembre es el que presenta el menor aporte a la inversión, alcanzando la cifra de USD 11,922.88, lo cual se atribuye al costo de mantenimiento incurrido durante ese mes (USD 6,887.92). En el mismo contexto, el costo anual de mantenimiento y repuesto durante el cuarto año de operación ascendió a USD 15,932.71, es decir, USD 6,671.71 más de la cantidad estipulada para mantenimiento anual en el estudio de factibilidad.

La inversión realizada para la instalación del parque solar de la universidad Zamorano ascendió a USD 1,442,392.52. El estudio de factibilidad especifica que el periodo de retorno (PRI) de la inversión será de 7.10 años, es decir, para poder alcanzar la estimación realizada se debe aportar a la inversión USD 203,153.876 en promedio anual, valor que se encuentra USD 10,488.27 sobre el aporte realizado durante el período en análisis. Sin embargo, la diferencia existente entre el aporte realizado y lo proyectado se pudo haber cubierto si los gastos por mantenimiento y de ineficiencia no hubiesen alcanzado valores tan altos. Por otro lado, en la evaluación realizada por Chacón (2017) se proyecta PRI de 8 años, lo cual se ajusta más a la realidad de la instalación fotovoltaica en el cuarto año de operación.

Cuadro 5. Aporte a la inversión inicial durante el cuarto año de operación.

Mes de Facturación	Energía aprovechada en el 4to año (kWh)	Tasa del kWh (USD)	Gastos de mantenimiento y repuestos (USD)	Aporte a la inversión en el cuarto año (USD)
Junio	94,139.16	0.17		16,250.69
Julio	99,316.72	0.17		16,704.40
Agosto	105,478.64	0.16		16,447.21
Septiembre	104,604.72	0.17	170.01	17,384.23
Octubre	110,843.52	0.16		18,277.14
Noviembre	93,955.24	0.16		15,315.81
Diciembre	112,672.88	0.17	6,865.93	11,922.88
Enero	92,919.12	0.19		17,540.24
Febrero	105,832.72	0.18		18,713.47
Marzo	127,062.24	0.17	7,885.93	14,091.66
Abril	102,234.92	0.17	1,010.84	16,611.69
Mayo	93,584.64	0.14		13,406.18
Total:	1,242,644.52		15,932.71	192,665.61

Análisis del ROE. Este indicador financiero mide la relación entre el beneficio neto de una empresa y los fondos propios invertidos. El mismo nos permite valorar la rentabilidad del capital. Para el caso del parque solar en estudio, la rentabilidad sobre el capital (ROE) es de 13.36% durante el cuarto año de operación (Cuadro 6), es decir, que durante el período desde junio 2019 hasta mayo 2020 se recuperó el 13.36% de la inversión inicial del parque solar. Por otro lado, en el informe realizado por el BID arroja un ROE de 22.20% para una instalación fotovoltaica de 801 kWp considerando las exportaciones energéticas a la red nacional. Por tanto, se considera que el ROE presentado durante el período en análisis no alcanza los estándares esperados, lo cual se atribuye a la disminución en la producción energética y al alto costo de mantenimiento incurrido.

Cuadro 6. Análisis del ROE para el cuarto año de operación.

Inversión de la Instalación (USD)	Aporte a la Inversión en el cuarto año de operación (USD)	Rentabilidad Sobre el Capital (ROE)
1,442,392.52	192,665.61	13.36%

Al realizar una comparación del ROE obtenido con monto de inversión a plazo en algún banco de Honduras. En el mismo contexto, el Banco Atlántida presenta un plazo para monedas extranjera de un 1.5% anual, lo cual al contrastarlo con la rentabilidad presentada por el parque solar (13.36%), nos percatamos que el capital se encuentra mejor invertido en comparación con ponerla a plazo fijo en este banco. Por otro lado, al comparar la rentabilidad presentada con la multinacional Kaiserwetter, líder en la gestión digital de activos financieros de energía renovables, en donde expresa en el informe “Renewable Energy Assets and Funds Reports 2018” que su mejor retorno de la inversión durante el año 2018 fue en el proyecto Guggenheim Solar ETF con un volumen de activos de USD 355 millones, el cual presentó un retorno anual de 13.74%, identificamos que el retorno de la inversión presentado por el parque solar en estudio se encuentra dentro de los estándares internacionales.

La inversión de la instalación del parque solar presentó resultados positivos. Sin embargo, el ahorro se vio afectado debido a una reducción en la producción energética durante el período pertinente a la evaluación. Se considera que la inversión del parque solar es eficiente, aunque puede presentar mayor rendimiento económico al mejorar la producción energética y al incluirle un valor monetario positivo a la energía exportada a la red nacional.

4. CONCLUSIONES

- El desempeño del parque solar durante el cuarto año de operación fue inferior a los años previos y a lo proyectado en el estudio de factibilidad. Esto se refleja en la reducción de un 10.9% en la energía generada en comparación al primer año de operación y de un coeficiente de rendimiento (PR) 9.9% por debajo del valor especificado por el desarrollador.
- La energía exportada durante el período en análisis representó el 1.8% del total producido. Además, el porcentaje de cobertura promedio anual para el cuarto año de operación fue de 22.8%, lo que revela un descenso de 6.35% con relación a lo planteado en el estudio de factibilidad. Esto se encuentra asociado a la reducción en su desempeño y al aumento en la demanda energética del campus.
- El impacto financiero durante el cuarto año de operación fue positivo, generando un ahorro total de USD 192,665.61, incluso frente a la disminución en la producción energética. Además, el ROE proporcionó valores dentro de los estándares internacionales (13.36%), lo que confirma la rentabilidad positiva de la inversión.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar un balance de la red de distribución energética interna de Zamorano, para reducir los impactos negativos proveniente de la sobre carga de una de las fases de distribución.
- Monitorear el desempeño del parque luego de su cuarto año de operación, cuantificando la producción energética y los factores que intervienen en la reducción de la productividad.
- Profundizar el análisis sobre las causas que provocan las inyecciones energéticas a la red nacional.
- Sistematizar el procedimiento de documentación sobre la producción energética del parque solar, demanda del campus, energía exportada y variable de rendimiento, llevando registros mensuales al interior de Zamorano.
- Implementar un mantenimiento preventivo y eficiente para mejorar la producción energética en los próximos años.
- Realizar futuras investigaciones para continuar con la evaluación de la influencia del tiempo sobre la producción energética fotovoltaica.

6. LITERATURA CITADA

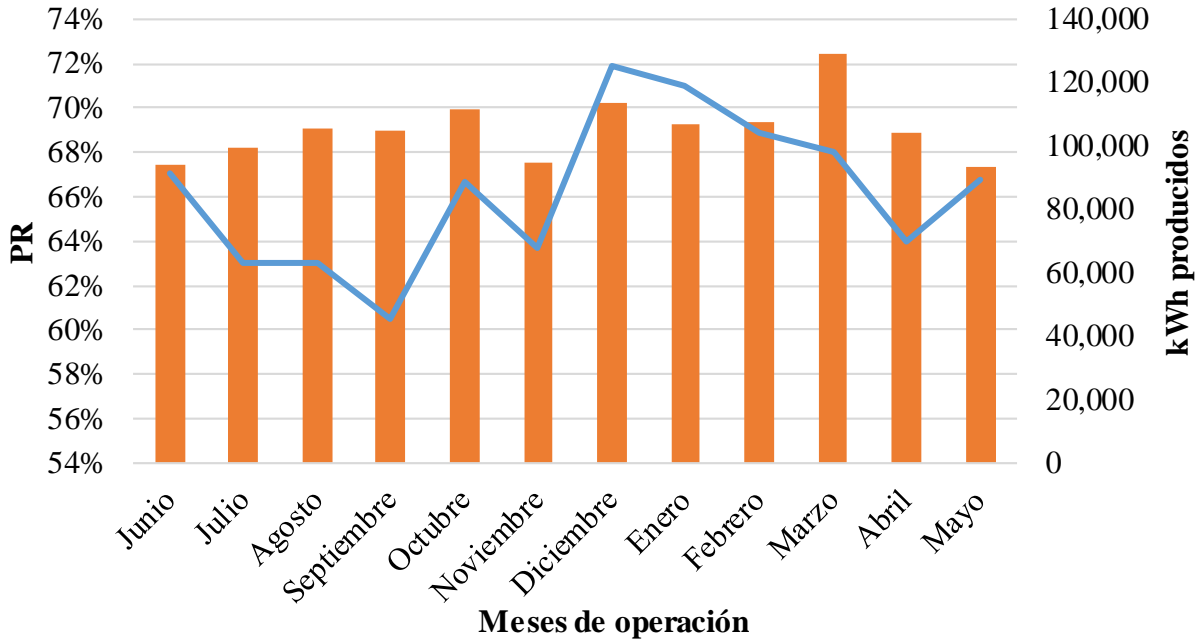
- Alsema, E., Fraile, D., Frischknecht, R., Fthenakis, V., Held, M., & Kim, H. (2009). Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity. *International Energy Agency*.
- Arabda Usón, A., y Scarpellini, S. (2010). *Análisis de viabilidad económico-financiero de un proyecto de energías renovables*. España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Bhol, R., Dash, A., Pradhan, A., y Ali, S. (2015, July 16). Environmental effect assessment on performance of solar PV panel. *International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2015]*, 50-62. doi:10.1109/ICCPCT.2015.7159521
- Bizzarri, F., Brambilla, A., Giambattista, G., y Guardiani, C. (2013). Modeling and estimating yield efficiency of photovoltaic solar parks. *ResearchGate*. doi:10.1109/ICIT.2013.6505763
- Brealey, R. (2019). Análisis de los flujos de caja descontados. In H. Macgraw, *Fundamento de Finanzas Corporativas* (Vol. 7, pp. 182-211). Alajuela: McGRAW-HILL/Interamericana Editores, S.A. DE C.V.
- Cáceres, M., Busso, A., Cadena, C., y Vera, L. (2011). Determinación de la eficiencia de conversión del inversor empleado en un sistema de generación fotovoltaica conectado a red instalado en el Noreste argentino. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 15, 17-24.
- Cardona, J. P., López Sanmiguel, C., y Almeida Ospina, J. E. (2017, Diciembre 15). Valores medios y críticos, del consumo energético y de las variables meteorológicas, para el diseño de un sistema fotovoltaico y de respaldo, para la Universidad Libre- Sección la Socorro. 14, 184-193. doi:<https://doi.org/10.18041/1794-4953/avances.1.1296>
- Cepeda, J., y Sierra, A. (2016). Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles Fotovoltaicos y sus potenciales soluciones. *Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de Santo Tomás Bogotá, Colombia*. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11634/4196>
- Chacón, R. A. (2017). Validación de estudios de factibilidad frente al desdiseño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras. 01-35.
- Cruz, E. (2017, Julio 7). *Global Solare*. Recuperado de: Factores que influyen en la eficiencia del módulo solar: <https://globalsolare.com/03/01/2018/factores-que-influyen-en-la-eficiencia-del-modulo-solar-2-2-2/>
- Dudley, B. (2019). BP Energy Outlook 2019. 2. Roma.
- Estebananz, Á. P. (2012). Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaico de conexión a red. *Universidad Carlos de Madrid*, 01-68.
- Farhoodnea, M., Mohamed, A., Hussain, S., y Zayandehroodi, H. (2013). Power Quality Impact of Renewable Energy Based Generators and Electric Vehicles on Distribution Systems. *Proc Technol*, 11, 11-17.
- Fathi, M. A. (2017). "Experimental study. *Sol. Energy*, 308–320.

- Generación Energética Centro América, S. (2015). *Estudio de la viabilidad Técnica y Económica para la Instalación de una Planta Fotovoltaica Escuela Agrícola Panamericana*. Tegucigalpa.
- Generación Energética Centro América, S. (2015). *Factibilidad para Proyecto Solar Fotovoltaica en la EAP, de 840 KWn*. Tegucigalpa.
- George, M., y Banerjee, R. (2011). A methodology for analysis of impacts of grid integration of renewable energy. *Energy Policy*, 39(3), 1265-1276. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.054>
- González, A., y Menéndez, H. (2017). Análisis del impacto del mantenimiento sobre la tasa de degradación de una instalación fotovoltaica de 20MW. 14.
- Huaxin, W., Cantero, M., Pedro, G., García, M., Angel, M., Lopez, M., y Irene, A. (2019). Simulación del uso compartido del terreno agrícola por paneles solares fotovoltaicos y cultivos. *Universidad Zaragoza*. doi:10.26754/c_agroing.2019.com.3404
- Internacional Renewable Energy Agency. (2019). *International Renewable Energy Agency*. Retrieved from <https://www.irena.org/energytransition>
- Jahn, U., Mayer, D., Heidenreich, M., Dahll, R., CastelloS, y Clavadetscher, L. (2000). Analysis of the operation performance of the IEA data-base PV systems. *International Energy Agency*.
- Kaldellis, J. K., Kapsali, M., Kaldelli, E., y Katsanou, E. (2013). Comparing recent views of public attitude on wind energy, photovoltaic and small hydro applications. *Renewable Energy an International Journal*, 12.
- Karthik, D., Pendse, S., Sakthivel, S., y Ramasamy, E. (2017, Enero). “High performance broad band antireflective coatings using a facile synthesis ofink-bottle mesoporous MgF2 nanoparticles for solar applications. *Sol. Energy Mater*, 204–211. doi: 10.1016/j.solmat.2016.08.007
- Kasem, H., y Chaichan, M. (2016). Effect of Environmental Variables on Photovoltaic Performance- Based on Experimental Studies. *International Journal of Civil, Mechanical and Energy Science (IJCMES)*.
- Kempe, M., Miller, D., Wohlgemuth, J., Kurtz, S., Moseley, J., Shah, Q.,Vanderpan, C. (2015). Field testing of thermoplastic encapsulants in high-temperature installations. *Energy Science and Engineering*, 3, 565-580. doi: <https://doi.org/10.1002/ese3.104>
- Liao, W., y Wu, S. (2015). Energy performance comparison among see-through amorphous-silicon PV (photovoltaic) glazings and traditional glazings under different architectural conditions in China. *Energy*, 83, 267-275. doi:10.1016/j.energy.2015.02.023
- Martínez, P. G. (2016). Evaluación de Pérdidas de Energía en la Operación de planta fotovoltaicas. *Escuela técnica Superior de Ingenieros Universidad de Sevilla, Departamento de Ingeniería Energética*, 1-130.
- Oliveira, M., Viana, M., y Lins, V. (2017). The causes and effects of deradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules. *Renewable and sustainable Energy Rvwiews*, 81, 2299-2317. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.039>

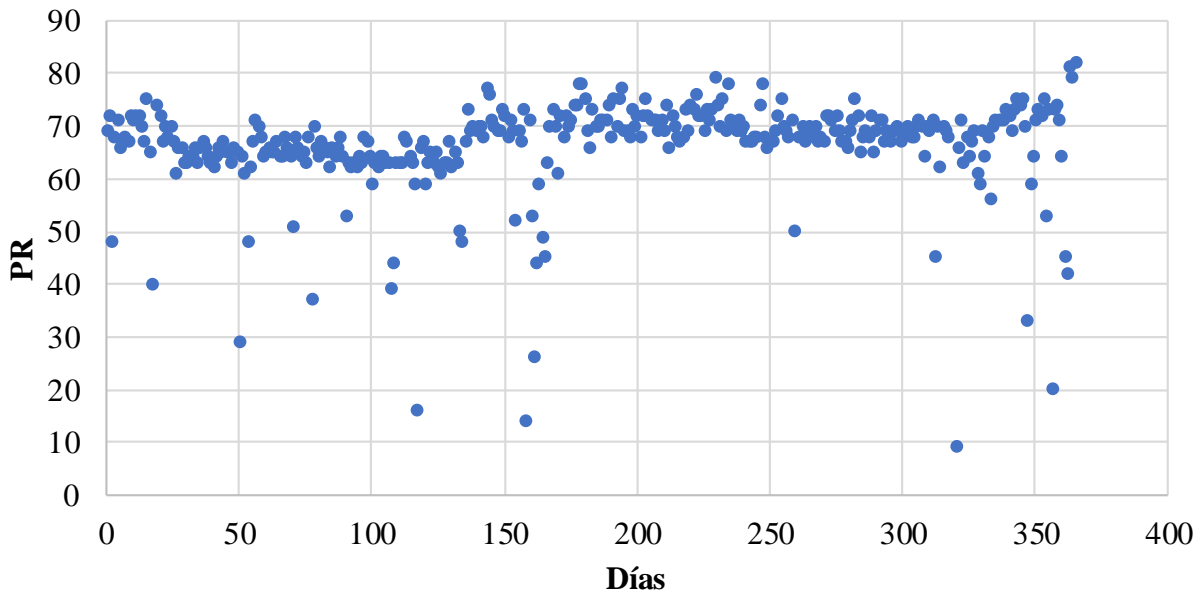
- Ortiz, F., Gonzalez, P., Jurado, F., y Granados, D. (2018). Análisis de eficiencia y degradación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica. *Revista Iberoamericana de Ciencias*, 5, 255-275.
- Pinto, R., y Villarreal, J. (2017). actores físicos y de diseño que intervienen en la eficiencia de los paneles solares construidos con nuevos materiales fotovoltaicos. *Universidad Piloto de Colombia Facultad de Ingeniería*.
- Popovici, C., Hudisteanu, S. V., Mateescu, T. D., y Chereches, N. C. (2016). Efficiency improvement of photovoltaic panels by using air cooled heat sink. *Energyprocedia*, 85, 425-432. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.223>
- Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (2019). *Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*. Recuperado de: <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/goal-7-affordable-and-clean-energy.html>
- Protogeropoulos, C., Klonaris, I., Petrocheilos, C., Charitos, I., y Martinac, I. (2010). “Performance evaluation of different PV module technologies in grid connected pilot project in Greece. *Eur. Photovolt. Sol.*, 25, 6-10.
- Reindl, T., Aberle, A., Haohui, L., Andre, M., Dazhi, Y., Jia Ying, Y., . . . Peters, I. (2014, Noviembre). The Impact of Haze on Performance Ratio and Short-Circuit Current of Pv Systems in Singapore. *Photovoltaics, IEEE J*, 6, 1-8.
- Ross, S., Westerfield, R., y Jordan, B. (2010). *Fundamentos de las Finanzas Corporativas*. Mexico: Copyright © MMX by The McGraw-Hill Companies, Inc.

7. ANEXOS

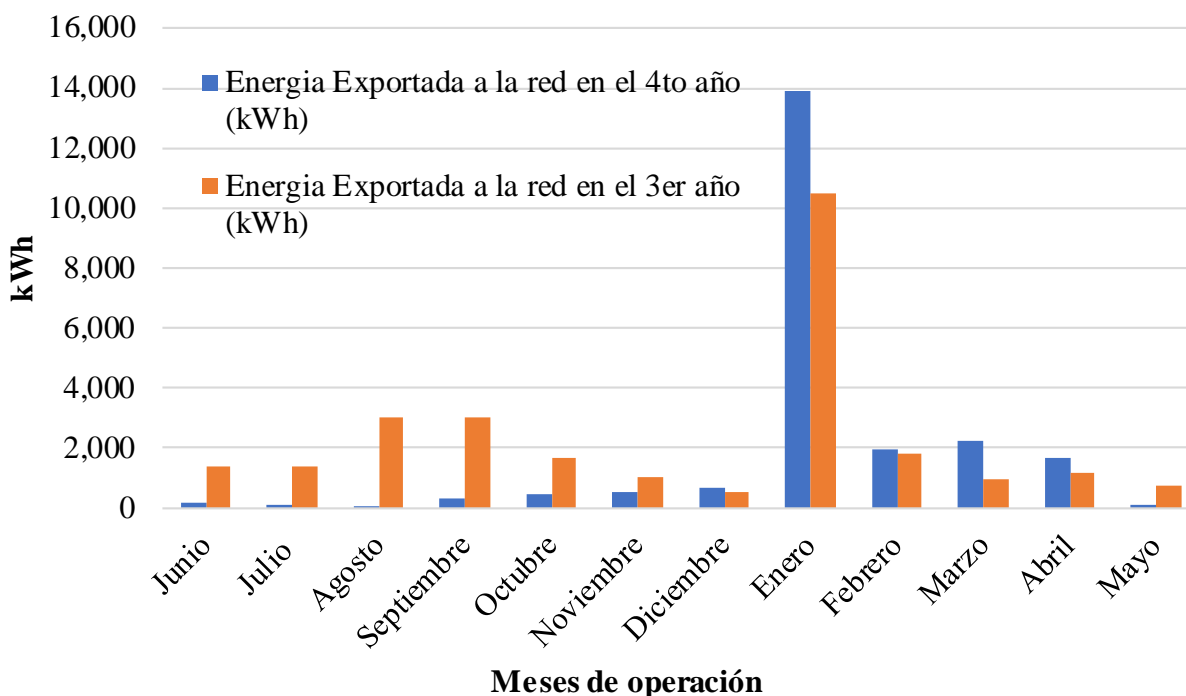
Anexo 1. Coeficiente de rendimiento (PR) versus la producción mensual del parque solar durante el cuarto año de operación.



Anexo 2. Distribución diaria de los PR durante el cuarto año de operación.



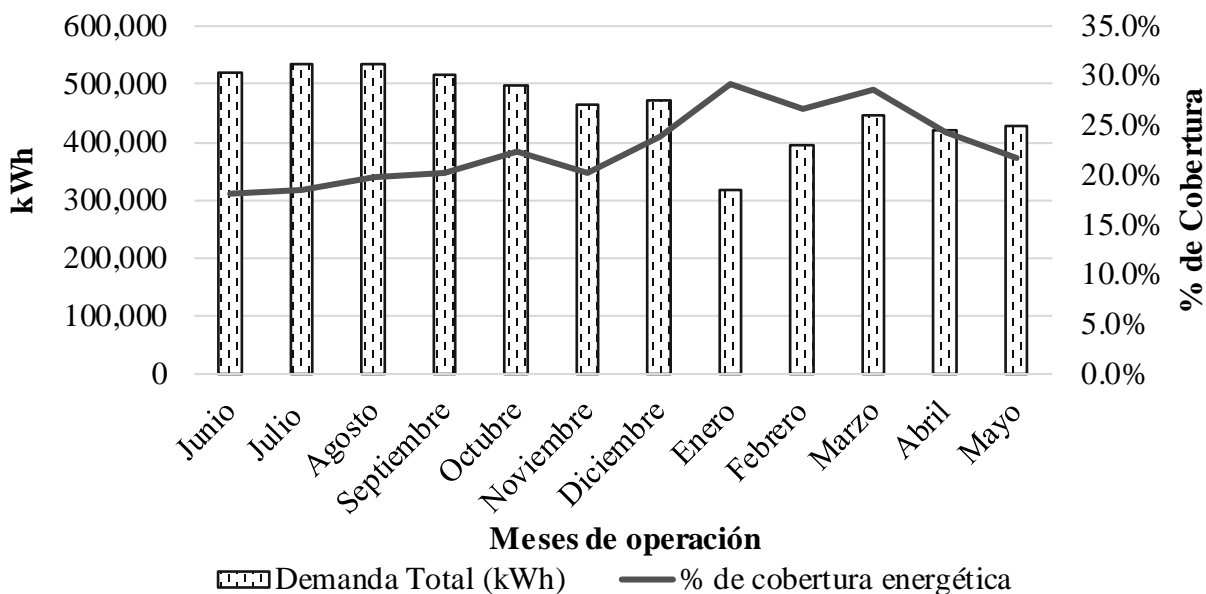
Anexo 3. Distribución mensual de la energía exportada en el tercer y cuarto año de operación.



Anexo 4. Repuestos y mantenimiento en el cuarto año de operación.

N° Referencia S/C	Fecha	Descripción	USD	Proveedor
2019-09-844	24/9/2019	56 puentes para parque Solar Marzo 2020, Servicios De Monitoreo Y Mant.	170.01	Ramon & Dania Enertiva de
2020-03-465	11/12/2019	Preventivo Y Correctivo De Una Planta Solar De La E. A. P.	6,865.93	Honduras Enertiva de
2019-12-686	19/12/2019	Servicios De Monitoreo Y Mant. Preventivo Y Correctivo De Una Planta Solar De La E. A. P. (año 1).	6,865.93	Honduras Green Power
2020-03-526	13/3/2020	Soporte de monitoreo y control remoto año 2020	1,020.00	Monitor SAM Solar
202004-6	1/4/2020	Pago de flete de respaldo por envío de Inversor (repuesto en garantía)	1,010.84	Tecnología a AG
Total:			15,932.71	

Anexo 5. Porcentaje de cobertura frente a la demanda energética en el cuarto año de operación.



Anexo 6. Flujo de efectivo para el cuarto año de operación.

Mes de Facturación	Energía Aprovechada (kWh)	Tasa del kWh (USD)	Aporte a la inversión (USD)	Gastos de mantenimiento y repuestos (USD)	Aporte Neto a la inversión (USD)
Junio	94,139.16	0.17	16250.69		16,250.69
Julio	99,316.72	0.17	16704.40		16,704.40
Agosto	105,478.64	0.16	16447.21		16,447.21
Septiembre	104,604.72	0.17	17554.24	170.01	17,384.23
Octubre	110,843.52	0.16	18277.14		18,277.14
Noviembre	93,955.24	0.16	15315.81		15,315.81
Diciembre	112,672.88	0.17	18788.81	6,865.93	11,922.88
Enero	92,919.12	0.19	17540.24		17,540.24
Febrero	105,832.72	0.18	18713.47		18,713.47
Marzo	127,062.24	0.17	21977.59	7,885.93	14,091.66
Abril	102,234.92	0.17	17622.53	1,010.84	16,611.69
Mayo	93,584.64	0.14	13406.18		13,406.18
Total:	1,242,644.52		208598.32	15,932.71	192,665.61

Meses	Inversor 1	Inversor 2	Inversor 3	Inversor 4	Inversor 5	Inversor 6	Inversor 7
jun-19	7,983.60	8,081.90	6,535.70	-	8,100.70	8,184.30	8,218.50

jul-19	9,042.90	9,133.70	1,109.90	-	9,200.90	8,013.90	9,139.17
ago-19	9,223.90	9,365.40	4,790.30	-	9,337.40	5,644.90	9,406.20
sep-19	9,436.90	9,598.30	4,894.10	-	9,043.40	5,653.00	9,116.10
oct-19	9,088.70	9,289.80	6,608.50	-	9,141.20	7,983.40	9,310.60
nov-19	7,746.20	8,048.70	6,991.00	-	7,902.10	8,011.50	7,932.60
dic-19	8,434.50	8,839.30	8,950.90	-	8,918.70	8,992.80	8,916.80
ene-20	7,977.00	8,302.40	8,429.60	-	8,415.70	8,483.50	8,444.40
feb-20	8,058.60	8,353.40	8,459.50	-	8,471.70	8,543.10	8,516.10
mar-20	9,697.20	10,042.90	10,119.40	-	10,165.00	9,981.70	10,262.30
abr-20	7,958.90	8,222.90	8,294.50	-	8,285.40	8,279.80	8,258.20
may-20	7,661.20	7,805.10	7,784.80	-	7,461.60	7,510.30	7,433.60
Total	102,309.6	105,083.8	82,968.20	-	104,443.8	95,282.20	104,954.57

Anexo 7. Registro de la energía de los inversores 1 hasta 7 durante el cuarto año de operación.

Anexo 8. Registros de la energía de los inversores 8 hasta el 14 durante el cuarto año de operación

Meses	Inversor 8	Inversor 9	Inversor 10	Inversor 11	Inversor 12	Inversor 13	Inversor 14
jun-19	8,081.60	-	8,094.10	8,228.60	7,945.20	8,068.61	8,011.90
jul-19	9,132.70	1,091.20	9,093.70	9,093.30	9,164.10	8,648.07	8,854.40
ago-19	9,398.70	4,961.40	9,241.80	9,407.40	9,200.50	7,795.54	8,971.10
sep-19	9,375.70	4,876.60	9,315.50	9,392.70	8,858.80	7,746.91	9,013.30
oct-19	9,292.60	7,113.90	9,055.50	9,362.10	8,657.40	8,866.24	8,900.10
nov-19	8,009.50	6,292.30	6,602.40	7,890.30	6,500.30	7,221.85	6,403.90
dic-19	8,818.30	8,943.30	8,983.30	8,970.20	8,685.50	8,857.72	8,416.40
ene-20	8,355.10	8,431.70	8,465.80	8,449.90	8,186.20	8,330.58	7,911.10
feb-20	8,485.80	8,600.10	8,506.30	8,575.80	8,262.80	8,392.40	7,987.80
mar-20	10,207.80	10,311.70	10,235.60	10,225.50	10,021.50	10,084.20	9,608.60
abr-20	8,267.30	7,954.10	7,922.30	8,274.10	8,127.30	7,844.50	7,431.70
may-20	7,435.60	7,100.80	7,032.30	7,331.30	6,899.00	7,135.70	6,431.60
Total	104,860.7	75,677.1	102,548.6	105,201.2	100,508.6	98,992.3	97,941.9