

**Validación de estudios de factibilidad frente
al desempeño técnico del parque solar de
Zamorano, Honduras**

Ronnie Alejandro Chacón Banegas

**Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano
Honduras**

Noviembre, 2017

ZAMORANO
CARRERA DE AMBIENTE Y DESARROLLO

Validación de estudios de factibilidad frente al desempeño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras

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

Ronnie Alejandro Chacón Banegas

Zamorano, Honduras

Noviembre, 2017

Validación de estudios de factibilidad frente al desempeño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras

Ronnie Alejandro Chacón Banegas

Resumen. En 2015, Zamorano contrató a dos empresas para hacer estudios de factibilidad para el desarrollo de un proyecto fotovoltaico que supliera una fracción de la demanda energética del campus. La empresa Genera dio la pauta para el diseño de un parque solar de 926.1 kWp. Para validar este estudio de factibilidad esta investigación cuantificó la producción del primer año de operación del parque, evaluó el desempeño frente a las condiciones climáticas y verificó la congruencia entre las proyecciones y desempeño real del parque solar. Las condiciones climáticas de Zamorano registradas a través del portal Green Power Monitor durante el período de estudio desde el 1 de julio de 2016 hasta el 30 de junio de 2017 presentó valores diarios promedio para irradiancia de 228 W/m², temperatura ambiental de 28.34 °C, temperatura de panel de 36.50 °C y velocidad de viento de 1.27 m/s. Estas condiciones permitieron una producción anual de 1,420,188 kWh. Este nivel de producción abasteció el 26.07% de la demanda energética total y representó un ahorro del 26.11% en costos por pagos de energía eléctrica. Éstos resultados permitieron corroborar la aplicabilidad del software PVsyst para estimaciones de producción de energía fotovoltaica. Se determinó que la irradiancia es la variable con mayor influencia sobre la producción de energía aunque el incremento de la temperatura de panel reduce la eficiencia de generación. Se validó el análisis técnico presentado en el estudio de factibilidad, pero se concluye que los parámetros asumidos para el análisis financiero condujeron a resultados optimistas que deben ser analizados en futuras inversiones.

Palabras clave: Desempeño, efecto fotovoltaico, potencia nominal.

Abstract. In 2015, Zamorano hired two companies to perform feasibility studies for the construction of a photovoltaic (PV) farm that would supply a fraction of the energy demand on campus. Genera proposed the final design for a PV farm with a peak power of 926.1 kW. The validation of this study required the energy production quantification over its first year of operation, assessing performance against climate conditions and the congruence between projections and real electricity generation of the PV farm. Climate conditions recorded with the Green Power Monitor portal from July 1, 2016 through June 30, 2017 showed daily averages for irradiance of 228 W/m², ambient temperature of 28.34 °C, panel temperature of 36.50 °C, and wind speed of 1.27 m/s. These conditions allowed an annual production of 1,420,188 kWh with which 26.07% of the total energy demand on campus was covered and allowed savings in energy costs of 26.11%. These results determined the PVsyst software is accurate enough to project energy production. Irradiance was the most influent variable although increases in panel temperature will reduce energy conversion efficiency. The technical analysis presented in the feasibility study was validated, but it was concluded that the parameters assumed for the financial analysis led to optimistic results that should be analyzed for future investments.

Key words: Performance, photovoltaic effect, nominal power.

CONTENIDO

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.....	9
4. CONCLUSIONES	26
5. RECOMENDACIONES	27
6. LITERATURA CITADA.....	28
7. ANEXOS	32

ÍNDICE DE CUADROS, FIGURAS Y ANEXOS

Cuadros	Página
1. Resumen producción de energía diaria.....	9
2. Registros de variables de los once días más productivos del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.....	14
3. Once días de mayor temperatura de panel registrada entre julio 2016 y junio 2017.	18
4. Cuadro de correlaciones Rho de Spearman entre variables y producción de energía.	18
5. Porcentaje de variación de producción en base a producción real de energía registrada.	19
6. Producción mensual total, demanda mensual neta y real, y cobertura.	21
7. Ahorro financiero, demandas y cobertura mensual del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.....	22
8. Escenario uno.	23
9. Escenario dos.....	23
10. Escenario tres.....	24
11. Matriz de sensibilidad de PRI en base a variaciones en la tarifa del kWh para cada escenario.....	25
Figuras	Página
1. Mapa de parque solar de Zamorano.	5
2. Producción mensual de energía desde julio 2016 hasta junio 2017.	10
3. Irradiancia mensual promedio desde julio 2016 hasta junio 2017.	11
4. Promedios mensuales de temperatura ambiental y de panel desde julio 2016 hasta junio 2017.....	11
5. Gráfica de correlación entre temperatura ambiental y temperatura de panel. .	12
6. Velocidad de viento mensual promedio desde julio 2016 hasta junio 2017. ..	13
7. Gráfica de correlación entre irradiancia y producción de energía.....	15
8. Gráfica de correlación entre irradiancia y temperatura de panel.....	16
9. Gráfica de correlación entre temperatura de panel y producción de energía. .	16
10. Gráfica de correlación entre velocidad de viento y producción de energía. ...	17
11. Producción y demanda horaria del 24 de marzo de 2017.....	20

Anexos	Página
1. Clasificación de máximos registros diarios de las variables entre julio 2016 y junio 2017 sobre el percentil 97.	32
2. Gráfica de correlación entre velocidad de viento y temperatura de panel.	32
3. Prueba de normalidad Kolmogorov-Smirnov para valores diarios de las variables consideradas.	33
4. Análisis de normalidad Shapiro-Wilk para valores mensuales de variables consideradas.	33
5. Prueba t de igualdad de media según temporadas del año.	33
6. Prueba estadística de contraste Mann-Whitney para irradiancia por temporadas del año.	33
7. Demanda energética mensual de marzo y abril en 2015 y 2017.	34
8. Ahorro financiero, demandas y cobertura mensual del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.	34
9. Escenario uno alternativo.	35
10. Escenario tres alternativo.	35
11. Matriz de sensibilidad de PRI en base a variaciones en la tarifa del kWh de la EEH para cada escenario.	35

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los sectores productivos a nivel mundial responsable por una fracción considerable del exceso de emisiones de carbono a la atmósfera es el sector energético (Cambridge Institute for Sustainable Leadership [CISL], 2013; Labandeira, Linares y Würtzburg, 2012). Se estima que para garantizar la seguridad energética creciente de la población mundial se requieren 430 mil millones de dólares para la producción de energía renovable con potencia instalada de 600 GW para el año 2030 (Vergara, Alatorre y Alves, 2013). El Banco Interamericano de Desarrollo proyecta que los beneficios socioeconómicos derivados de tal inversión rondarían los \$ 50 por cada MWh producido, permitiendo que la producción de energía renovable se vuelva más competitiva en el mercado energético mundial.

El aumento en la competitividad en el sector de la energía renovable se complementa por el dinamismo de las políticas ambientales y una reducción en los costos de producción (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2016). Por ejemplo, algunas políticas que incentivan la inversión en proyectos de esta índole incluyen subastas e incentivos fiscales (IRENA, 2015). Particularmente, el aprovechamiento de la energía solar ha incrementado a causa de la facilidad de instalación, disponibilidad del recurso y costos competitivos (M. Kumar y A. Kumar, 2017).

El beneficio principal de la producción de energía renovable es la mitigación de las emisiones de carbono acompañada de la aplicación de medidas de eficiencia energética (Sawin, Seyboth y Sverrisson, 2016). Se estima que el ahorro de emisiones estaría entre las 220 y 560 Gt de CO₂ entre los años 2010 y 2050 ligados a la producción de energía renovable (Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC], 2011). La combinación de todos estos factores promueve el desarrollo de este tipo de proyectos ya que se ha facilitado el acceso a fondos para el financiamiento de los mismos.

Las políticas ambientales de Honduras han evolucionado paulatinamente. El decreto No. 70-2007 fija el marco legal para el sector de la energía renovable, otorgando incentivos como la exoneración de pago de diversos impuestos. Sin embargo, el marco legal de Honduras cuenta con un reglamento limitante asociado a instalaciones con potencia mayor a los 250 kW. Este reglamento establece que los arreglos conectados a la red nacional y dotados de medidores bidireccionales no son elegibles para optar a créditos y/o descuentos en la facturación mensual cuando se inyectan excedentes energéticos a la red nacional (Ley No. 138, 2013).

La cuantificación de excedentes se hace a través de la medición bidireccional. Los medidores bidireccionales miden la energía consumida de un sitio y descuentan de la demanda total el equivalente a la energía entregada a la red. Luego la diferencia acumulada

a final de cada mes es medida y facturada de acuerdo a la tarifa establecida por la empresa de energía eléctrica.

Se estima que en América Latina existe el potencial para instalar hasta 34 TW de potencia para la generación de energía renovable, la potencia instalada a nivel mundial es a penas de 5 TW (Vergara et al., 2013). La mayor parte de las inversiones hechas en esta región se han destinado a la producción de energía eólica y fotovoltaica. En 2015, Honduras se destacó en América Latina al invertir más de 500 millones de dólares en proyectos de energía renovable (Frankfurt School of Finance y Management, 2016). Este país al final del 2016 ya contaba con 433 MW de potencia instalada en parques solares con la que abasteció un 10.2% de la demanda energética nacional de ese año (Díaz, 2017).

La configuración de los arreglos fotovoltaicos se clasifica en tres categorías: sistemas conectados a red, sistemas aislados y sistemas aislados con almacenamiento (The German Energy Society, 2008). También existe una gama de paneles solares que varían de acuerdo a las estructuras de los cristales de sílice y del material de fábrica de las celdas fotovoltaicas. Los paneles pueden ser tipo mono-cristalinos de sílice, poli cristalinos de sílice, sílice amorfo, multicapa y de capa delgada (M. Kumar y A. Kumar, 2017). Los paneles de capa delgada pueden fabricarse de sílice, telurio de cadmio o diseleniuro de cobre e indio (National Energy Foundation [NEF], 2016).

Los componentes de un parque fotovoltaico incluyen el panel fotovoltaico, un regulador de carga, banco de baterías (únicamente para los parques aislados con almacenamiento), un inversor de carga, un panel de distribución y sitio de cargas de corriente alterna (Roos, Nelson y Brockman, 2009). Los sistemas con almacenamiento permiten conectar aparatos que funcionen a base de corriente directa a las baterías mientras que los sistemas conectados a red necesitan un transformador en lugar del panel de distribución previo a inyectar la electricidad (The German Energy Society, 2008).

Las variables climáticas de irradiancia, velocidad de viento, temperatura ambiental, temperatura de panel condicionan la producción de energía fotovoltaica (Elhadj Sidi et al., 2016). Para el caso de los paneles cristalinos de sílice, las condiciones ideales de mayor desempeño que presentan las celdas fotovoltaicas se denominan Temperatura de Operación Nominal de Celda (NOCT por sus siglas en inglés) (Skoplaki y Palyvos, 2009). Estas condiciones cuentan con temperatura ambiente de 20 °C, irradiancia de 800 W/m² y velocidad de viento de 1 m/s (Kaldellis, Kapsali y Kavadias, 2013).

La interacción entre variables de irradiancia, viento, temperatura ambiental y temperatura de panel condiciona la capacidad de conversión de energía solar en electricidad por parte una celda fotovoltaica. La eficiencia de conversión de una celda fotovoltaica oscila entre 14-17% de toda radiación incidente sobre la superficie de un panel solar mono cristalino (Popovici, Hudişteanu, Mateescu y Cherecheş, 2016). Otros autores indican que apenas un 10-13% de la irradiancia incidente sobre los paneles es convertida (Jiang, Lu y Sun, 2011).

Existe una relación directamente proporcional de la eficiencia energética con la irradiancia y velocidad de viento (Kaushik, Rawat y Manikandan, 2017), e inversamente proporcional entre la irradiancia con la temperatura de panel (Skoplaki, Boudouvis y Palyvos, 2008). Se

ha establecido que en promedio la eficiencia de conversión energética se reduce en 0.45% por cada grado que supere sobre los 25 °C la temperatura del panel (Popovici et al., 2016). Un aspecto a favor de los paneles solares es su capacidad de producción de energía incluso cuando la temperatura de los mismos logra superar los 200 °C. Sin embargo, cuando el panel alcanza los 270 °C, la conversión energética se reduce a cero (Dubey, Sarvaiya y Seshadri, 2013).

La variable climática que permite disipar el calor excesivo de los paneles solares es el viento. El calor se remueve del panel a través de la radiación y convección. El panel transmite calor por radiación a la masa de aire sobre él y la diferencia en temperatura de esa masa de aire provoca un intercambio de calor. Por ello, cuando incide una corriente de viento, el aire caliente se remueve y el ciclo se repite (V. Fesharaki, Dehghani y J. Fesharaki, 2011). Como resultado, se obtiene un incremento leve en la eficiencia de conversión atribuida a la remoción del calor excedente (Mekhilef, Saidur y Kamalisarvestani, 2012).

Se destinaron alrededor de 1.4 millones de dólares para la instalación del parque solar de Zamorano, el cual fue construido en 2016 y se puso en marcha el 16 de junio del mismo año. El parque abarca una extensión aproximada de 1.6 ha y cuenta con 2,940 paneles policristalinos de sílice marca Jinko de 315 Wp cada uno. En total, el parque cuenta con una potencia de 926.4 kWp instalada. La producción total en corriente directa es transformada a corriente alterna por un conjunto de 14 inversores de 60 kW de capacidad. Los inversores se operan con una eficiencia del 90%, lo que significa que un máximo de 840 kWp de corriente alterna se podría llegar a transformar previo a ser incorporada a la red interna del campus cuando el parque trabaje a su máxima capacidad.

Previo a la construcción del parque, en 2015, el Banco Interamericano de Desarrollo y la empresa Genera desarrollaron un estudio de factibilidad cada una. El estudio de Genera fue hecho en base a las especificaciones actuales del parque donde estima que la producción esperada bajo estas condiciones supliría el 29.15% de la demanda eléctrica anual de Zamorano. Dentro de su estudio, Genera estimó que la recuperación de la inversión sería en 7.1 años basado en una tarifa energética de \$ 0.1415/kWh producido.

La factibilidad de un proyecto se define como “la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señalados a través de un proyecto que pueda materializarse” (Navarro, 2012). Un estudio de factibilidad, por ende, se entiende como el esfuerzo empleado para conocer la disponibilidad de recursos necesarios previo a desarrollar un proyecto (University of Nebraska-Lincoln, 2016). Cuando se desarrolla este tipo de estudio para un proyecto fotovoltaico, se logra proyectar los resultados de la interacción entre los componentes climáticos que condicionaran el desempeño del parque solar y determinará la viabilidad técnica y financiera del mismo.

La metodología de estos estudios inicia con la caracterización del sitio. Durante esta etapa se recolectan datos históricos de las variables climáticas como la irradiancia promedio, temperatura ambiental promedio, velocidad y dirección de viento, y se determina la proyección de sombra esperada mediante el uso de softwares especializados (Lumby et al., 2015). Una vez caracterizado el sitio, se describe la carga energética que el parque solar estará supliendo parcial o totalmente. Se deben destacar los picos de demanda y la

variabilidad en consumo energético horario a lo largo de todo un año como período mínimo. Se considera el marco jurídico del Estado bajo el que el proyecto estará regido. La empresa que desarrolla este estudio debe proponer un diseño del parque solar ajustado al presupuesto disponible. Con el diseño y dimensionamiento definido del parque, se corren simulaciones a través de softwares para estimar el desempeño del parque bajo las condiciones del sitio de operación.

Tras haber obtenido los resultados proporcionados por el programa, se analiza la viabilidad técnica y financiera. Para analizar el aspecto financiero del proyecto, se calculan indicadores financieros claves. Normalmente, los indicadores calculados con mayor frecuencia son el VAN (Valor Actual Neto), la TIR (Tasa Interna de Retorno) y el PRI (Período de Retorno de la Inversión). El estudio finaliza con la elaboración del reporte y presentación de resultados finales para permitir al inversionista tomar la decisión final sobre la aprobación del proyecto de interés (Genera, 2015).

La validación del estudio de factibilidad del parque solar de Zamorano brinda información útil para la toma de decisiones en futuros proyectos. El estudio comprendió los siguientes objetivos:

- Cuantificar la producción de energía a lo largo de un año de operación.
- Evaluar el desempeño del parque solar frente a la variabilidad de condiciones climáticas.
- Verificar la congruencia entre las proyecciones del estudio de factibilidad y el desempeño real del parque solar.

2. METODOLOGÍA

Sitio de estudio.

La Escuela Agrícola Panamericana se ubica en el kilómetro 30 de la carretera de Tegucigalpa a Danlí, ubicada en el Valle del Yeguaré, San Antonio de Oriente, Francisco Morazán. Dadas las condiciones climáticas de Zamorano, se considera apropiado el sitio, para el aprovechamiento de la energía solar en la producción de energía fotovoltaica (Genera, 2015). La Universidad Zamorano optó por la habilitar una extensión de 1.6 ha de terreno ocupado por una plantación forestal de pino de bajo crecimiento (Flores, 2015), para la instalación de un arreglo fotovoltaico de 926.1 kWp.

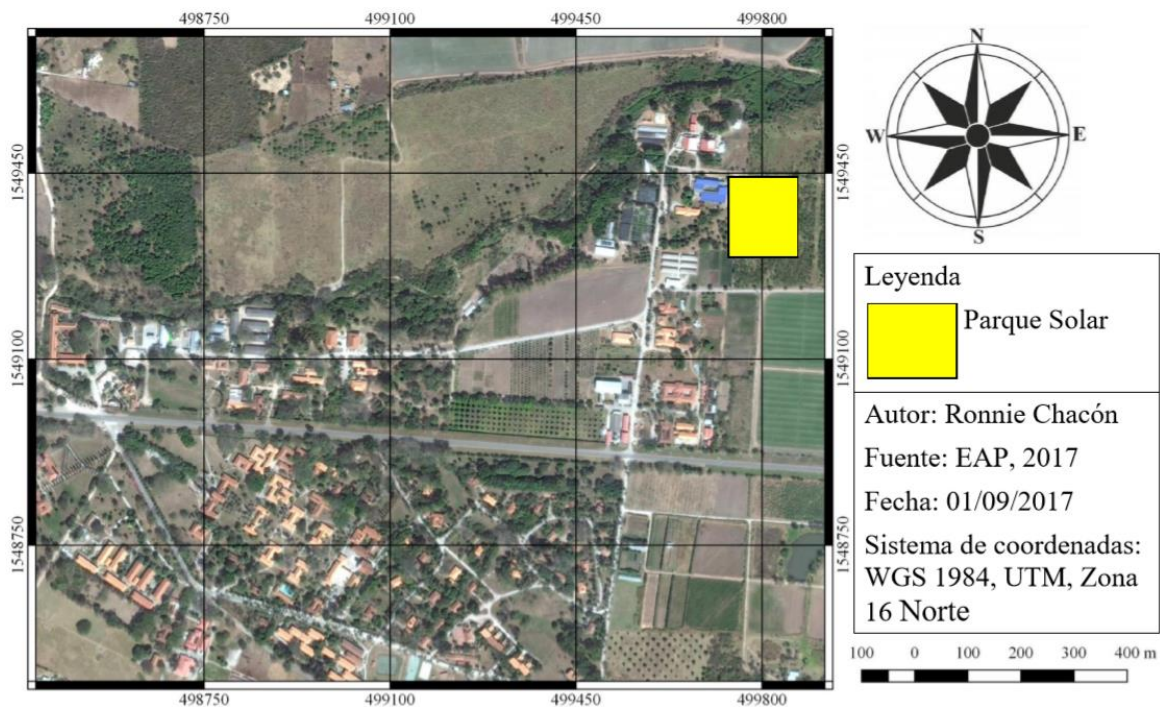


Figura 1. Mapa de parque solar de Zamorano.

Cuantificación de producción energética.

La producción de energía del parque solar fue cuantificada durante su primer año de producción, que comprende el período del 1 de julio de 2016 hasta 30 de junio de 2017. El registro de los datos de producción se hizo de manera automática, a través del portal Green Power Monitor. El administrador de inversores, encargado de registrar datos de voltaje, amperaje, potencia y energía producida de todo el parque, fue configurado para hacer

mediciones durante las 24 horas para cada variable, con los que se generaron reportes diarios en formato compatible con Microsoft Excel con las mediciones registradas a lo largo del cada día dentro del período de estudio.

El portal permitió obtener registros de producción de energía anual, mensual, diaria y horaria expresada en kilowatt-hora. El período de producción se concentró entre las horas de 6:00 AM y 6:00 PM que corresponde con las horas luz cuando se obtiene incidencia de irradiancia sobre el terreno. Por esta razón todas las mediciones de las variables requeridas para este estudio sólo fueron analizadas dentro de este horario. La cuantificación de la producción energética durante el primer año de funcionamiento del parque se hizo mediante la sumatoria de los registros de producción diaria obtenidos de la sección “equivalencias de producción” del portal Green Power Monitor.

Análisis de desempeño frente a variables climáticas.

Registro y tabulación de variables. Se analizó la producción energética asociada a tres variables: irradiancia (W/m^2), velocidad de viento (m/s) y temperatura de panel ($^{\circ}C$). Todos estos datos se registraron y almacenaron en el portal Green Power Monitor. La estación meteorológica del parque solar se encuentra configurada para la toma de datos en intervalos de cinco minutos a lo largo 24 horas. Esto implica que se tuvieron 288 mediciones diarias para de cada variable a lo largo del año.

Para entender la variabilidad de los datos a lo largo de todo el año, el análisis también se desarrolló de acuerdo a las temporadas climáticas de Honduras. Dado que las temporadas de clima solo se marcan por el período de lluvia y el período seco, se separaron los registros acorde a ello. La temporada de lluvia comprendió los meses a partir de mayo a octubre y la temporada seca abarcó los meses desde noviembre hasta abril.

Existe una particularidad en la configuración de operación de los inversores identificada durante esta investigación. Los inversores del parque solar cuentan con un mecanismo de seguridad para evitar posibles accidentes de técnicos que puedan estar trabajando con la línea eléctrica directamente. Este mecanismo consiste en interrumpir la transmisión de energía a la red durante el tiempo que ocurra algún corte de electricidad por parte de la Empresa Energía Honduras (EEH). Las mediciones de las variables durante estos eventos no fueron consideradas dentro del análisis para evitar sesgos por desempeño atípico ajeno al funcionamiento del parque solar.

Temperatura. Para las variables de temperatura de panel y temperatura ambiental (ambas expresadas en grados Celcius) se utilizó el valor promedio de las mediciones registradas dentro del período de producción activa del parque solar mediante el uso de Microsoft Excel. También se contó con los valores horarios de temperatura que permitieron identificar las mediciones máximas durante su operación. Estudios asociados al desempeño de proyectos fotovoltaicos consideran que la temperatura del panel es un parámetro determinante asociado a la producción de energía. Por ello, para fines de esta investigación, se utilizó esta variable para evaluar su impacto de la temperatura sobre este proyecto.

Viento. Para esta variable, el procedimiento consistió en el cálculo de un valor promedio (expresado en metros por segundo) de las mediciones diarias correspondientes al horario de producción del parque solar. Sin embargo, debido a que el portal únicamente mostró mediciones puntuales sin almacenamiento en la base de datos, se obtuvieron los registros tomados dentro del período de estudio de la estación meteorológica de campus central, a cargo de la unidad de Maquinaria Agrícola y Riego. Esta estación registraba mediciones cada 30 minutos. Para obtener un dato diario único, se calculó el promedio mediante el uso de Microsoft Excel. Las mediciones de viento para mayo y junio presentaron errores muy frecuentes a causa de fallas técnicas del equipo de medición de la estación. Por ello, el análisis de ésta variable se desarrolló para los 10 meses restantes con mediciones completas.

Irradiancia. La irradiancia es la cantidad de potencia por unidad de área (W/m^2). Su comportamiento a lo largo del día presenta un gráfico en forma de campana. Luego, para determinar la cantidad de irradiancia que incide sobre el parque en un día se requiere la aproximación del cálculo del área bajo esta campana la cual puede realizarse aplicando la regla de Simpson. El valor cálculo de forma diaria fue utilizado en el análisis de las variables.

Análisis estadísticos. Para la selección los días de mayor producción se organizó conforme a la producción de energía diaria del período analizado. Se hizo una tabla de percentiles donde aquellos días por sobre el percentil 97 fueron seleccionados como los días más productivos. Se analizó la normalidad de la distribución de las mediciones de las variables consideradas a través de la prueba Kolmogorov-Smirnov y se desarrolló la prueba de correlación Rho de Spearman donde se cruzó cada variable por separado con la variable de respuesta (energía producida) para determinar coeficiente de correlación.

La prueba de correlación también fue aplicada para determinar el efecto de las variables climáticas entre sí. Los cruces establecidos fueron entre la irradiancia con la temperatura de panel, irradiancia con la temperatura ambiental, irradiancia con la velocidad de viento y velocidad de viento con temperatura de panel. Estos cruces permitieron comprender el efecto de la interacción entre variables sobre la producción energética y sobre sí mismas. Todos los análisis estadísticos descriptivos e inferenciales fueron desarrollados en a través del software IBM SPSS versión 19 utilizando un intervalo de confianza del 95%.

Validación de estudios de factibilidad.

Previo a este estudio, se desarrollaron dos estudios de factibilidad elaborados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la empresa Genera, por separado. El informe del BID desarrolló de análisis de tres parques solares con potencias diferentes: 604, 801 y 1,200 kWp. El informe de Genera fue hecho para un parque solar de 926.1 kWp. Este informe presentó la pauta de diseño real del parque solar. Las proyecciones de estudios de factibilidad fueron hechas en base a la demanda total registrada en el 2015. El BID solo hizo la descripción del aporte de los distintos arreglos propuestos basado en la producción y demanda totales para un período de un año. Genera proporciona la información del aporte energético horario del parque, pero solo incluyó dentro del informe la cobertura energéticos para los meses entre diciembre del 2014 y mayo del 2015.

Análisis del aporte energético. El aporte energético es el porcentaje de la demanda energética que el parque suple durante un día. Los datos de demanda energética fueron obtenidos de la EEH, sin embargo, estos registros reflejan la fracción de energía que Zamorano no cubre con el parque. Por lo tanto, para calcular la demanda real de Zamorano se sumó el valor proporcionado de energía demandada por la EEH con la energía generada por el parque. El aporte energético se presentó como valor de cobertura mensual y anual.

Análisis financiero. Para verificar la congruencia de los valores de indicadores financieros proporcionados por Genera, se construyó un flujo de caja a 25 años fundamentado en las condiciones reales del proyecto. Se compararon los indicadores financieros obtenidos por Genera con base en las proyecciones de los indicadores calculados con referencia en la producción real registrada. Se identificaron las principales diferencias que dieron a lugar a los resultados de ambos análisis financieros. Se complementaron los análisis con una matriz de sensibilidad en base a variaciones del kilowatt-hora de cada escenario donde se obtuvieron los valores promedio anuales de los flujos de caja de cada escenario para las variables de costos adicionales y ahorro anual por producción del parque.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Cuantificación de producción energética.

La producción diaria promedio durante el período de estudio fue de 3,891 kWh. Se registró una máxima producción de 5,745 kWh el 13 de febrero del 2017 y una mínima de 1,096 kWh el 12 de diciembre del 2016 (Cuadro 1). El mayor valor obtenido en el año no corresponde al mes con mayor registro de producción de energía, octubre 2016 (Figura 2).

Cuadro 1. Resumen producción de energía diaria.

Variable	Días	Mínimo diario	Máximo diario	Media diaria	Mediana
Energía (kWh)	365	1,096	5,746	3,968	4,134

El parque solar de Zamorano generó un total de 1,420,188 kWh, valor cercano a la producción estimada en el estudio de factibilidad de Genera (1,465,811 kWh). Los meses que registraron mayor producción energética fueron octubre y enero con 130,737 y 128,384 kWh respectivamente. Diciembre y junio con 93,053 y 103,652 kWh, respectivamente fueron los meses de menos productivos (Figura 2). Con los resultados de este primer año de operación las temporadas de sequía y lluvia no demostraron ser determinantes de la producción energética. Por lo tanto, se recomienda analizar variables climáticas con mayor influencia.

Malvoni, Leggieri, Maggiotto, Congedo y Giorgi (2017) evaluaron el desempeño de un parque solar de 960 kWp ubicado en Italia, obteniendo una producción anual de 1,321,924 kWh. Las condiciones de operación del parque reportadas fueron de una irradiancia de 145.8 W/m² y temperatura ambiental de 14.3 °C. Al comparar este proyecto con el parque de Zamorano se determinó que la producción durante el primer año fue 6.92% superior a pesar que su potencia instalada es 3.66% inferior. Sin embargo, el proyecto de Zamorano operó bajo una irradiancia superior (228.11 W/m²) y temperatura ambiental de 28.34 °C. Esto indica que estas variables pueden tener un efecto directo sobre la producción de energía.

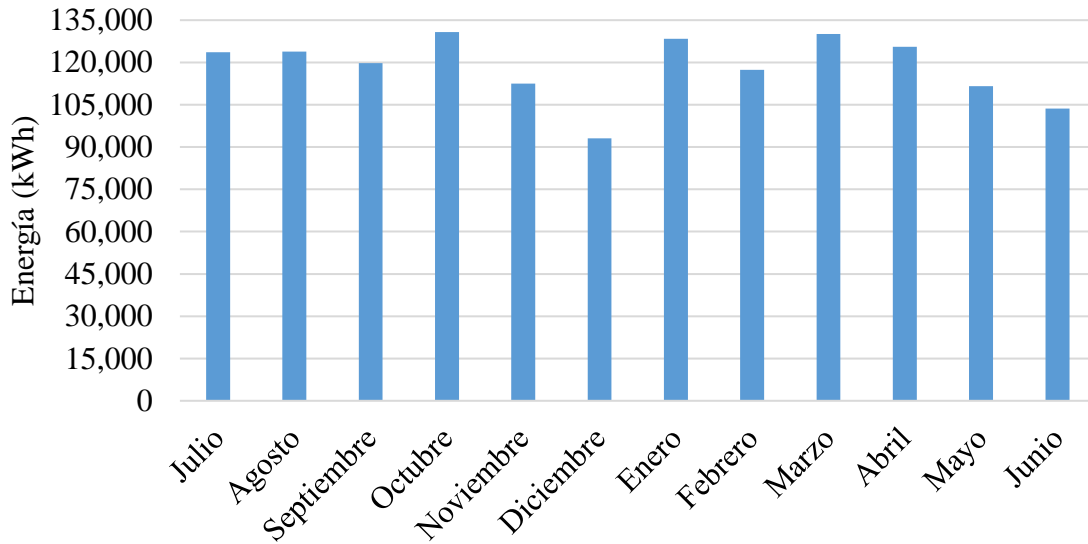


Figura 2. Producción mensual de energía desde julio 2016 hasta junio 2017.

Análisis de desempeño frente a variables climáticas.

La evaluación de la eficiencia de producción se hace bajo condiciones ambientales controladas denominadas temperatura de celda de operación nominal (NOCT por sus siglas en inglés). Los valores de operación ideales establecidos por la Comisión Internacional Electrotécnica (IEC por sus siglas en inglés) para estos parámetros indican que un panel fotovoltaico deberá operar a su máxima capacidad con irradiancia de 800 W/m^2 , temperatura ambiental de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y velocidad de viento de 1 m/s a un ángulo de 45° , (Koehl, Heck, Wiesmeier y Wirth, 2011; Skoplaki y Palyvos, 2009).

La irradiancia presentó leves fluctuaciones a lo largo del año, a excepción del mes de diciembre en donde se registró un valor de 172.42 W/m^2 que corresponde al menor promedio obtenido durante el período de análisis. Desde agosto hasta octubre y desde enero hasta abril se presentaron los valores diarios de mayor irradiancia se mantuvo entre el rango de 240 y 250 W/m^2 . Dentro de los meses de mayor producción de energía se registraron irradiancias horarias superiores a los $1,000 \text{ W/m}^2$. Los intervalos con mayor irradiancia a lo largo del año corresponden a los meses de octubre 2016 y enero 2017 donde se registró una mayor producción de energía (Figura 2).

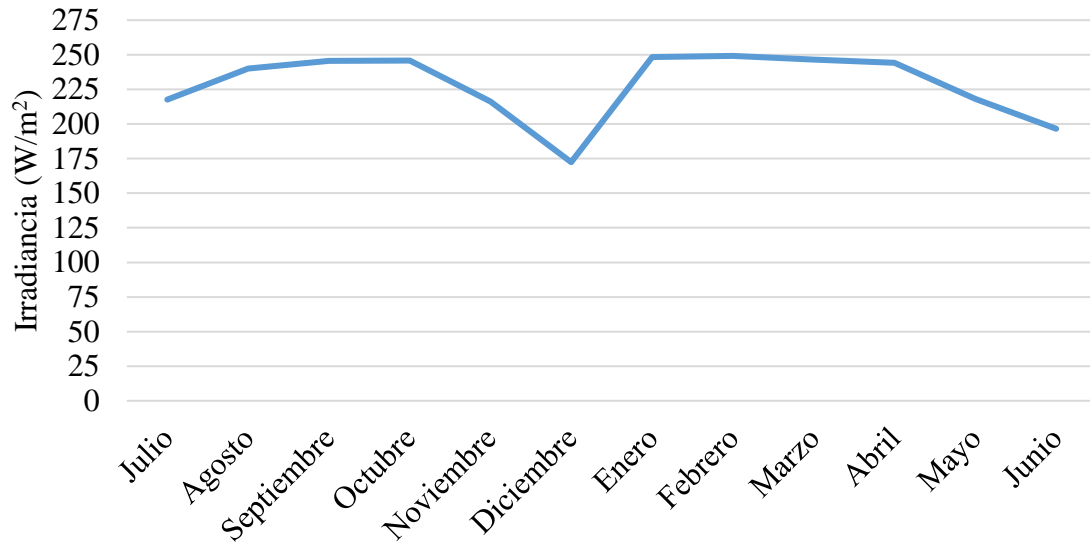


Figura 3. Irradiancia mensual promedio desde julio 2016 hasta junio 2017.

El promedio mensual de temperatura ambiental y de panel presentó variaciones leves durante el período analizado. Se observó un descenso en ambas temperaturas registradas durante noviembre y diciembre lo que coincide con una reducción de la irradiancia mensual y a la vez es congruente con los meses de menor producción. El mayor promedio mensual se observó en el mes de abril cuando se registró un valor de 40.56 °C para el panel y de 31.78 °C para la temperatura ambiental, sin embargo, estos picos en temperatura no coinciden con el mes de mayor producción de energía (Figura 4).

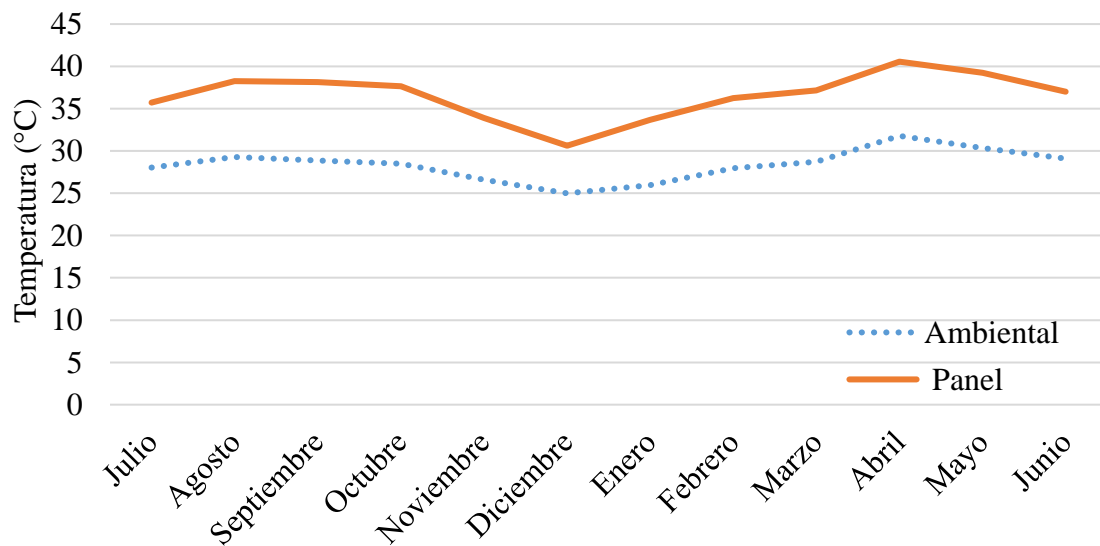


Figura 4. Promedios mensuales de temperatura ambiental y de panel desde julio 2016 hasta junio 2017.

La relación entre las variables de temperatura ambiental y temperatura de panel es directamente proporcional. El coeficiente de determinación (R^2) presenta un valor positivo y alto (0.9011) indica que entre más alta es la temperatura ambiental, la temperatura del panel sería mayor (Figura 5). Esto permite comprender la razón por la que los estudios de evaluación del efecto de la temperatura sustituyen los valores de temperatura de panel por valores de temperatura de panel dentro de sus análisis.

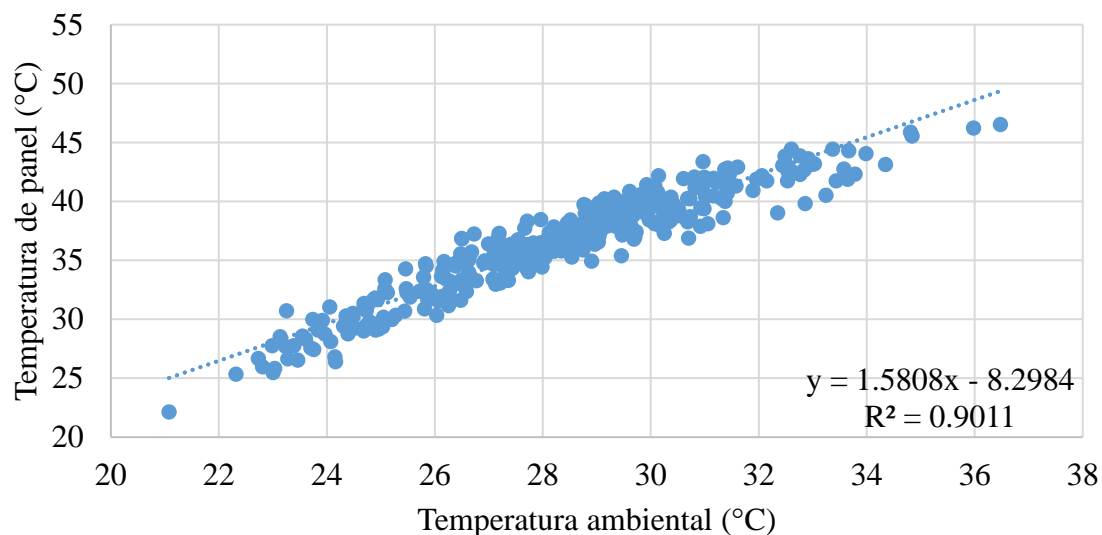


Figura 5. Gráfica de correlación entre temperatura ambiental y temperatura de panel.

La velocidad del viento a lo largo del año fluctúa en mayor medida en comparación a los cambios de temperatura e irradiancia. Los registros muestran una tendencia en ascenso a partir de agosto que se mantiene hasta marzo y luego desciende a partir de abril. Las mediciones promedio para mayo y abril no se muestran debido a fallas en la estación meteorológica durante esos meses, por lo que no fueron incluidos en el análisis (Figura 6). La velocidad de viento mensual registrada en Zamorano no superó los 1.7 m/s en el año, valor que de acuerdo con la escala de velocidad de viento de Beaufort puede ser considerado como viento ligero. Esta condición sumada a las diferentes edificaciones y vegetación alrededor del parque solar, limita el impacto positivo de esta variable en el desempeño del proyecto.

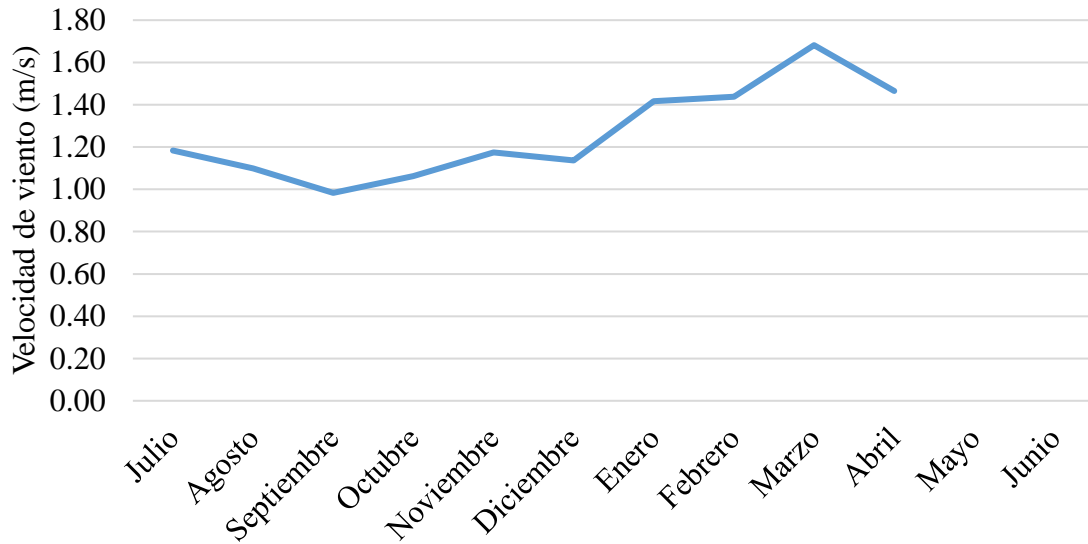


Figura 6. Velocidad de viento mensual promedio desde julio 2016 hasta junio 2017.

Relación entre producción de energía y variables climáticas.

La escala de percentiles facilitó la identificación de los once días de mayor producción de energía del parque solar. Todos estos valores superan los 5,400 kWh. Ocho de estos días más productivos presentaron de los mayores valores de irradiancia registrados. Solamente se registró un evento en donde la velocidad de viento ubicada sobre el percentil 97 coincide con los días de mayor producción de energía, lo cual confirma la baja influencia de esta variable sobre el desempeño del parque solar. Nueve de los once días de mayor producción del parque solar ocurrieron después de la primera labor de mantenimiento preventivo que incluye la limpieza de los paneles (Cuadro 2).

La limpieza logra remover el polvo acumulado que obstruye el traspaso de irradiancia sobre los paneles. El impacto positivo de la limpieza de los paneles se refleja en la sucesión de días con mayor producción que coinciden con el período posterior a esta actividad. Por lo tanto, la acumulación de polvo sobre los paneles es uno de los factores adicionales que pueden afectar la producción fotovoltaica como lo demostraron Mani y Pillai en 2010.

Cuadro 2. Registros de variables de los once días más productivos del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.

Mes	Fecha	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura de panel (°C)	Velocidad de viento (m/s)	Energía (kWh)
Febrero	13 [¶]	328.14 ^{&}	36.81	1.27	5,746
Marzo	24 [¶]	319.60 ^{&}	39.99	1.71	5,664
Octubre	2	319.24 ^{&}	41.33	1.24	5,568
Marzo	5 [¶]	318.19 ^{&}	36.17	2.23 [§]	5,538
Julio	22	302.73	42.91	1.30	5,528
Febrero	8 [¶]	311.18	37.28	1.44	5,515
Enero	24 [¶]	315.79 ^{&}	37.22	0.86	5,481
Febrero	16 [¶]	317.16 ^{&}	40.79	0.98	5,435
Enero	25 [¶]	312.28 ^{&}	36.86	0.92	5,430
Febrero	21 [¶]	314.97 ^{&}	42.04	1.07	5,415
Marzo	23 [¶]	302.41	38.82	1.95	5,408

[¶]Fechas subsecuentes a la primera obra de limpieza del parque solar durante el primer mantenimiento de 2017.

[&]Irradiancia dentro de los once días de mayor irradiancia registrados dentro del primer año.

[§]Velocidad de viento dentro de los once días de mayor velocidad de viento registrados dentro del primer año.

La grafica de correlación presenta una interacción directamente proporcional entre irradiancia y energía producida con un coeficiente de determinación (R^2) positivo y alto (0.8855). Este valor indica que sí existe una correlación lineal entra la irradiancia y la producción de energía, es decir, a medida que aumenta la irradiancia, se produce más energía. La relación directamente proporcional de la irradiancia con la producción de electricidad evidencia el principio que rige el efecto fotovoltaico. La incidencia de la irradiancia sobre los paneles solares estimulan las celdas fotovoltaicas que permite iniciar el proceso de producción de electricidad. Por ende, en días con mayor irradiancia se puede llegar a esperar producción de energía más elevada.

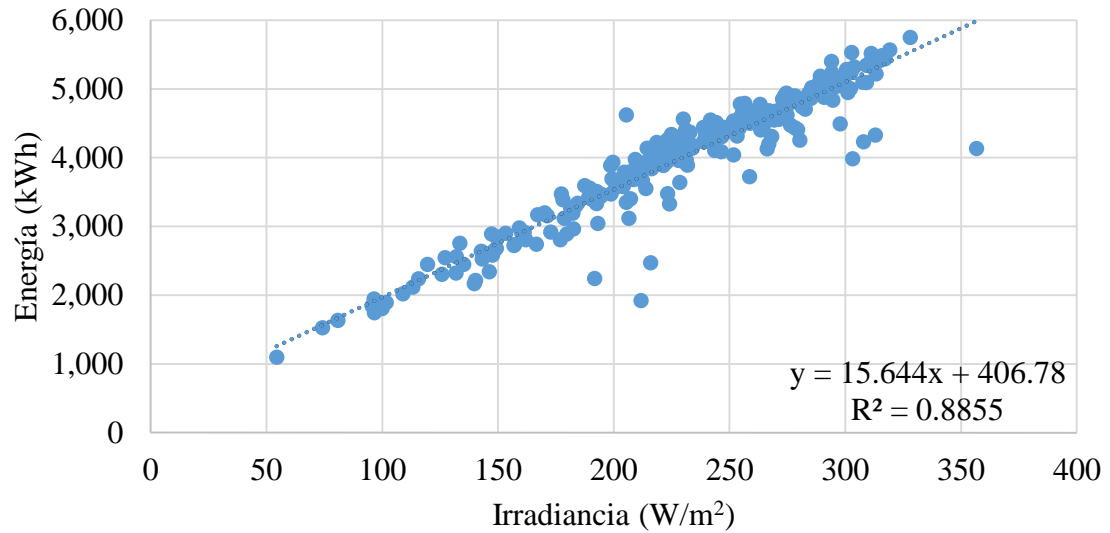


Figura 7. Gráfica de correlación entre irradiancia y producción de energía.

El efecto fotovoltaico permite la transformación de energía solar en electricidad, sin embargo, la proporción de energía aprovechada por los paneles solares esta entre el rango del 10 al 17% del total de irradiancia que incide sobre un panel solar (Popovici et al., 2016). El excedente de energía solar que no se logra convertir en electricidad es transformada en energía térmica. Esto provoca un incremento en la temperatura de los paneles solares en días de irradiancia altas. Posteriormente, la energía térmica es transferida a la atmósfera por medio de la radiación y convección (Fesharaki et al., 2011). El gráfico de correlación presenta un coeficiente de determinación (R^2) intermedio (0.5621). Esto permite establecer una relación lineal entre estas variables. A través de este análisis se explica porque se registraron mayores temperaturas de panel en días de mayor irradiancia (Figura 8).

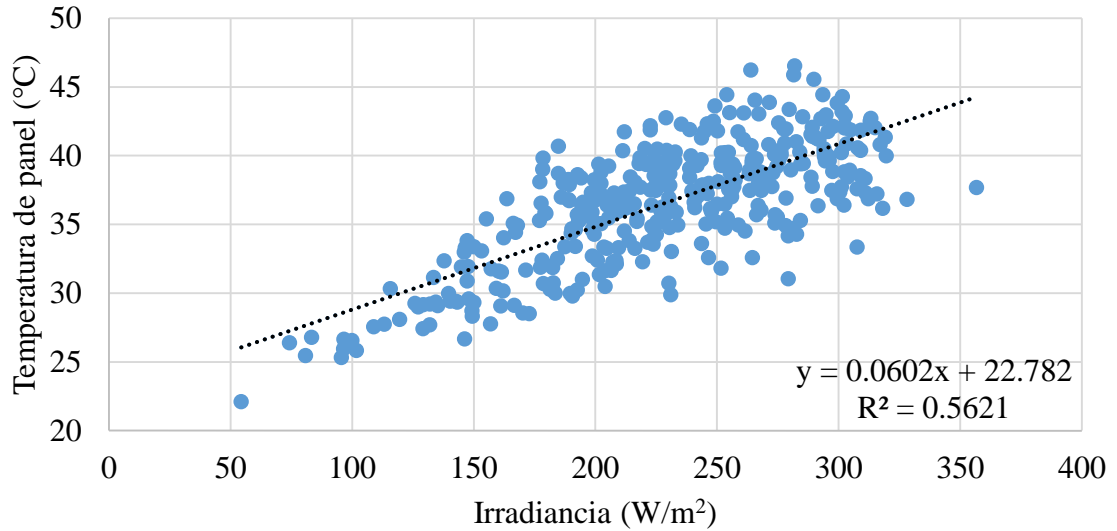


Figura 8. Gráfica de correlación entre irradiancia y temperatura de panel.

La gráfica de correlación entre la temperatura del panel y producción de energía presenta un coeficiente de determinación (R^2) bajo. Con este valor se determina que no existe una relación directa entre la temperatura de panel y la producción de energía, aun cuando existe una relación directa entre irradiancia y temperatura de panel (Figura 9). En contraste, algunos estudios demostraron que el incremento en la temperatura de los paneles solares reduce la eficiencia de conversión de energía de las celdas fotovoltaicas (Balaska, Tahri, Tahri, y Stambouli, 2017; Skoplaki y Palyvos, 2009).

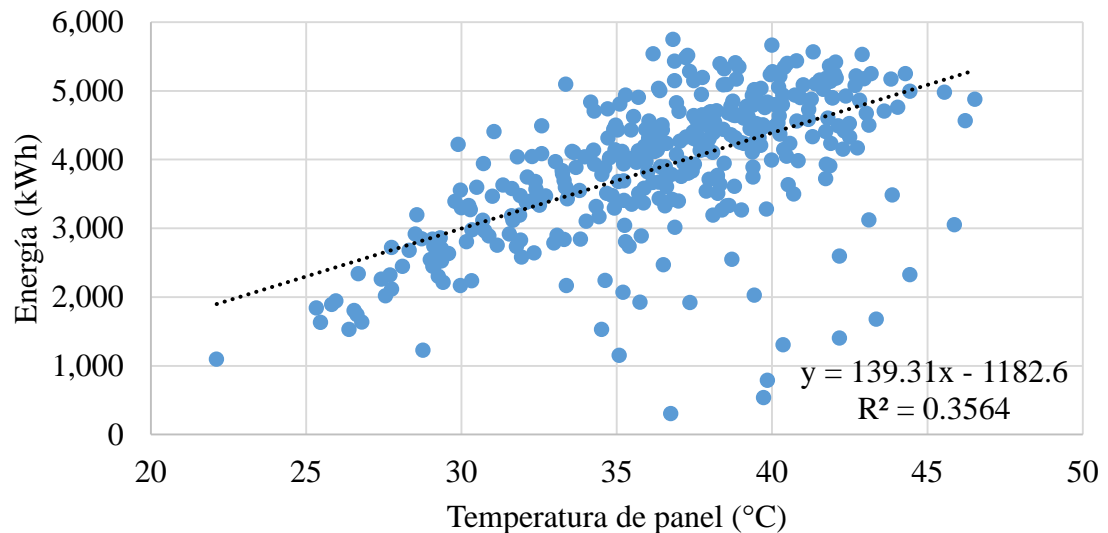


Figura 9. Gráfica de correlación entre temperatura de panel y producción de energía.

Aunque se ha demostrado el beneficios en términos de incremento de la eficiencia de producción de energía de las celdas fotovoltaicas con el incremento de la velocidad de viento (Fesharaki et al., 2011; Mekhilef et al., 2012), el coeficiente de determinación (R^2) indica que la influencia del viento fue mínima en la producción de energía (Figura 10). Esto es congruente con el análisis previo que denota valores bajos de velocidad de viento y una ubicación del parque que no favorece los beneficios de esta variable.

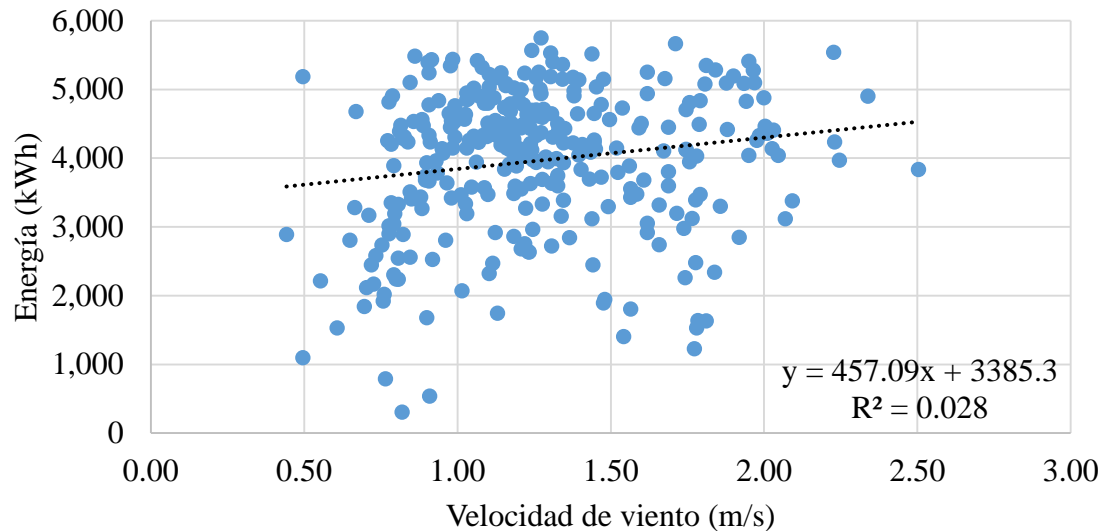


Figura 10. Gráfica de correlación entre velocidad de viento y producción de energía.

Aun cuando los resultados apuntan a que la irradiancia es la variable con mayor influencia en la producción de energía, los registros muestran que los días con mayor producción de energía no coinciden con los de mayor irradiancia. Sin embargo, se observó que durante los días con mayor irradiancia, la temperatura de los paneles superó los 60 °C entre las 12:00 PM y la 1:00 PM, lo cual pudo influir en la eficiencia de conversión de energía (Cuadro 3). Si se consideran las correlaciones entre irradiancia con temperatura de panel e irradiancia con producción de energía, la reducción en el desempeño se atribuye al incremento de la temperatura del panel.

Cuadro 3. Once días de mayor temperatura de panel registrada entre julio 2016 y junio 2017.

Mes	Día	Temperatura panel (°C)	Irradiancia (W/m ²)	Velocidad de viento (m/s)	Energía generada (kWh)
Abril	27	46.53	281.99	2.00	4,876
Abril	3	46.22	263.95	1.02	4,563
Abril	22	45.87	281.50	1.62	3,053
Marzo	31	45.55	289.91	1.38	4,978
Marzo	28	44.44	293.49	1.21	4,994
Mayo	16	44.44	253.99	dp ^{&}	2,325
Abril	1	44.30	301.61	1.27	5,251
Abril	30	44.05	265.61	0.99	4,760
Abril	18	43.87	271.54	1.18	3,485
Agosto	12	43.83	299.41	1.13	5,169
Mayo	24	43.61	249.21	dp ^{&}	4,705

[&]Dato perdido.

Los vínculos entre variables demostraron ser significativos en todos los casos con valor $\rho < 0.05$, aunque los valores de coeficientes de Spearman variaron en gran medida. Los coeficientes de Spearman pueden indicar que las mediciones registradas en días de alta producción, por ejemplo velocidad de viento alta o alta producción con alta temperatura de panel, pueden tener mayor peso en el análisis correlativo, lo que permite tener un valor ρ significativo. El único coeficiente de Pearson negativo se presentó para la interacción entre la velocidad de viento y la temperatura de panel que demuestra una relación inversa que donde existe remoción de calor de panel por medio del viento (Fesharaki et al., 2011; Mekhilef et al., 2012).

Cuadro 4. Cuadro de correlaciones Rho de Spearman entre variables y producción de energía.

Variable		Temperatura de panel (°C)	Velocidad de viento (m/s)	Energía (kWh)
Irradiancia (W/m ²)	Coefficiente de correlación	0.696**	0.253**	0.923**
	Significancia (bilateral)	0.000	0.000	0.000
Temperatura de panel (°C)	Coefficiente de correlación		-0.154**	0.652**
	Significancia (bilateral)		0.004	0.000
Velocidad de viento (m/s)	Coefficiente de correlación			0.224**
	Significancia (bilateral)			0.000

**La correlación es significativa al nivel 0.01 (bilateral).

Validación de estudios de factibilidad.

La estimación de producción de energía detallada por Genera en su estudio de factibilidad no difiere en gran medida con respecto a la producción real. El margen de error de la simulación desarrollada fue de un 3.11%. Esta pequeña diferencia determina que el análisis técnico desarrollado por Genera fue correcto y demostró ser una herramienta confiable para la aprobación del proyecto en Zamorano desde este punto de vista.

Cuadro 5. Porcentaje de variación de producción en base a producción real de energía registrada.

Mes	Proyectada	Real	Variación (%) ^{&}
Julio	106,090	123,633	16.54
Agosto	117,086	123,823	5.75
Septiembre	122,507	119,801	2.21
Octubre	124,927	130,737	4.65
Noviembre	124,647	112,526	9.72
Diciembre	128,838	93,053	27.78
Enero	130,232	128,384	1.42
Febrero	127,429	117,350	7.91
Marzo	141,562	130,139	8.07
Abril	125,318	125,510	0.15
Mayo	113,531	111,580	1.72
Junio	103,644	103,652	0.01
Total	1,465,811	1,420,188	3.11

[&]Variación calculada en base a los valores de producción reales registrados.

Aporte energético del parque.

Aporte horario. El comportamiento de la demanda de Zamorano se encuentra ligada a las actividades académicas diarias de los estudiantes y a los horarios de trabajo del personal administrativo de la universidad. Para poder estimar el consumo de energía de la red nacional se solicitó a la división de altos consumidores de la EEH los registros de consumo energético para el campus Zamorano. Solamente se logró obtener los datos históricos de marzo, abril y mayo de 2017. Para analizar la cobertura del parque solar con respecto a la demanda de energía se seleccionó el 24 de marzo, fecha que se encuentra entre los días de mayor producción registrada del parque. Se comparó la producción horaria del parque solar con el consumo de energía de la red nacional sumada a la producción horaria. El gráfico demuestra que la demanda de energía de la red nacional decae a medida que la producción de parque aumenta. Para la fecha seleccionada la cobertura fue de 36.15% de la demanda total de energía. Sin embargo, este escenario varía dependiendo de la productividad del parque (Figura 11).

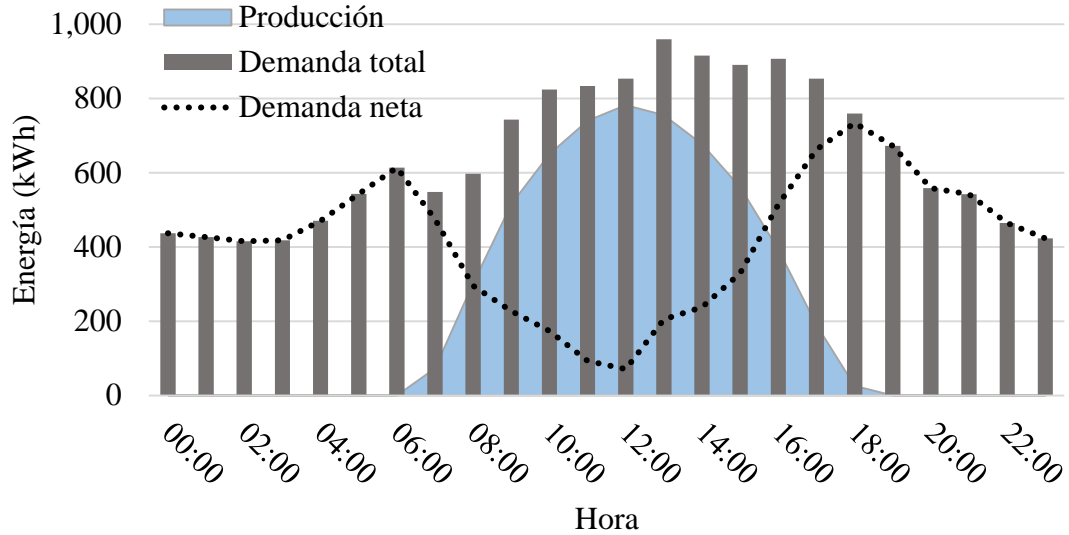


Figura 11. Producción y demanda horaria del 24 de marzo de 2017.

Aporte energético mensual. Para el cálculo de la demanda mensual se utilizaron los datos reportados en la facturación de consumo energético para Zamorano. Asimismo, se asumió que no se tuvo excedente de energía inyectada a la red nacional. La cobertura energética mensual del parque durante el primer año de funcionamiento fue 3.08% menor a la estimada (29.15%) en el estudio de factibilidad de Genera.

La diferencia de tres puntos porcentuales también coincide con la diferencia entre la proyección de energía y la real. La menor demanda energética registrada en diciembre coincide con el período de vacaciones de los estudiantes y parte del staff administrativo y facultad de la universidad. También, se observó una demanda menor durante los primeros cuatro meses del año coincidente con la ausencia de los estudiantes de cuarto año que se encuentran de pasantía externa. En este período el porcentaje de cobertura fue el mayor en comparación a los otros dos trimestres académicos del año (Cuadro 6).

Cuadro 6. Producción mensual total, demanda mensual neta y real, y cobertura.

Mes	Energía producida (kWh)	Demanda neta (kWh)	Demanda real (kWh)	Cobertura energética mensual (%)
Julio	123,633	348,250	471,883	26.20
Agosto	123,823	351,750	475,573	26.04
Septiembre	119,801	360,500	480,301	24.94
Octubre	130,737	344,750	475,487	27.50
Noviembre	112,526	343,000	455,526	24.70
Diciembre	93,053	252,000	345,053	26.97
Enero	128,384	276,500	404,884	31.71
Febrero	117,350	273,000	390,350	30.06
Marzo	130,139	329,000	459,139	28.34
Abril	125,510	316,750	442,260	28.38
Mayo	111,580	411,250	522,830	21.34
Junio	103,652	420,000	523,652	19.79
Total	1,420,188	4,026,750	5,446,938	26.07

Ahorro en facturación energética. Para el cálculo del ahorro derivado de la generación de energía se utilizó el costo por kWh descrito en la facturación mensual. Se asumió que toda la energía se consumió por el campus sin excedentes entregados a la red nacional y se aplicó la tarifa de cambio del Banco Central para el cambio del lempira a dólar. El costo mensual facturado incluye los cargos adicionales: alumbrado público, cargo por mora, cargo de comercialización y cargo por regulación.

La tarifa utilizada dentro de este estudio fue calculada según indicaciones explícitas brindadas por la Gerencia de Mantenimiento de la unidad de Planta Física de Zamorano. Este cálculo de tarifa incluye el costo de la energía según la tasa de la EEH más el costo de la energía reactiva utilizada por Zamorano más los cargos por servicios adicionales que hacer la empresa nacional a Zamorano. El monto total obtenido de la suma de estos costos se dividió para la demanda energética mensual reportada por la EEH. El resultado fue la tarifa aplicada a la producción del parque solar para la cuantificación del ahorro económico y posterior análisis financiero.

El cálculo del aporte del parque en términos económicos se obtiene de la multiplicación de la generación de energía y el costo del kWh. A este valor se le suma el costo facturado por la EEH para obtener el costo total por consumo de energía en el campus el porcentaje de cobertura se obtiene de la razón entra el ahorro del parque y el costo total. El estudio de factibilidad reportó un ahorro del 29.15% mientras que los resultados de este estudio se encontró un aporte inferior al estimado a causa de la diferencia en la tarifa utilizada por Genera para el cálculo del ahorro (\$ 0.1415/kWh) y a la cantidad de energía producida (1,465,811 kWh) (Cuadro 7).

Cuadro 7. Ahorro financiero, demandas y cobertura mensual del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.

Mes	Tarifa (US\$/kWh)	Ahorro por producción (US\$)	Costo facturado (US\$) ^{&}	Costo total (US\$) [§]	Cobertura mensual (%) [¶]
Julio	0.1368	16,907.09	47,623.98	64,531.07	26.20
Agosto	0.1373	16,996.95	48,284.06	65,281.01	26.04
Septiembre	0.1349	16,162.26	48,634.79	64,797.05	24.94
Octubre	0.1356	17,732.80	46,760.92	64,493.72	25.01
Noviembre	0.1389	15,627.93	47,636.82	63,264.75	19.93
Diciembre	0.1495	13,910.99	37,672.84	51,583.83	20.46
Enero	0.1449	18,607.18	40,074.20	58,681.38	24.91
Febrero	0.1497	17,562.93	40,857.94	58,420.87	23.58
Marzo	0.1466	19,078.00	48,230.45	67,308.46	25.68
Abril	0.1521	19,086.96	48,169.81	67,256.77	23.07
Mayo	0.1442	16,094.62	59,319.87	75,414.48	17.74
Junio	0.1440	14,920.81	60,459.44	75,380.25	20.10
Total		202,723.41	573,645.02	776,368.43	26.11

[&]Monto facturado de la EEH incluye pago extra por servicio de alumbrado público, cargo por mora, cargos de comercialización y cargos por regulación.

[§]Incluye costos de energía producida.

[¶]Cálculo hecho en base al costo mensual real.

Análisis financiero.

Para el desarrollo del análisis financiero se desarrollaron tres escenarios para su comparación con el estudio de factibilidad. En el estudio de factibilidad no se consideraron los costos del terreno, mantenimiento, costo por conexión a puntos de red ni gasto por depreciación. Considerando que el financiamiento del proyecto fue con fondos propios, no se aplica tasa de interés para la elaboración del flujo de caja ni se incluye amortización de algún préstamo. La tasa de descuento utilizada en todos los escenarios fue de 4.25% (tasa obtenida de valores beta para proyectos verdes o de energía renovable de la Universidad de Nueva York).

El primer escenario planteado incluye el costo de la inversión inicial contra la producción y tarifa real, sumado a los costos adicionales por mantenimiento y conexión de red. El segundo escenario no considera costos adicionales, pero utiliza la producción y tarifa estimada por Genera. El tercer escenario contempla costos adicionales por el terreno, mantenimiento y la conexión, gastos por depreciación, la inversión inicial y la producción y costo del kWh real. Una condición aplicada a todos los escenarios fue la reducción anual de la producción en un 0.6% a causa de la degradación de los paneles.

El primer escenario planteado para un flujo de caja de 25 años incluye la producción real registrada de 1,420,188 kWh bajo el supuesto que no se inyectó excedente de energía. La

tarifa de electricidad promedio utilizada en base a la facturación mensual de la EEH fue de \$ 0.143/kWh. La inversión inicial del proyecto fueron \$ 1,317,000 y los costos adicionales por mantenimiento y conexión suman \$ 18,038 (\$ 13,318 fueron restados a estos costos los primero dos años de operación porque serán cubiertos por Enertiva). La diferencia principal entre la comparación de los indicadores calculados en el estudio con los de Genera demuestran que la diferencia entre el costo del kWh y la cantidad de producción de energía alargan un año el PRI y se obtiene una TIR menor (Cuadro 8).

Cuadro 8. Escenario uno.

Indicadores ^{&}	Propios	Genera
Tesorería acumulada en 25 años (\$)	2,928,190.00	7,032,210.00
VAN (\$)	9,534,975.00	4,034,578.00
TIR (%)	13.73	17.57
PRI (años)	8.00	7.10

[&]Incluyen costos de mantenimiento y costo de conexión para transmitir datos.

El segundo escenario es una simulación del flujo de caja utilizado por Genera para replicar sus resultados con base en la producción energética proyectada en el estudio de factibilidad sujeta a una tarifa estimada de \$ 0.1415/kWh y un monto de inversión total de \$ 1,442,393. Ningún costo adicional fue utilizado. Bajo este escenario el PRI calculado en el estudio es un año mayor al de Genera y el valor de la TIR es menor. Sin embargo, la combinación de las diferencias en los valores de producción, costo de la energía, monto de la inversión inicial y exclusión de los costos adicionales dan lugar a estos valores (Cuadro 9). La poca disponibilidad de información compartida en el informe de Genera no permite comprender el origen de los valores calculados.

Cuadro 9. Escenario dos.

Indicadores	Propios	Genera
Tesorería acumulada en 25 años (\$)	3,386,192.00	7,032,210.00
VAN (\$)	10,934,666.00	4,034,578.00
TIR (%)	13.94	17.57
PRI (años)	8.00	7.10

El tercer escenario contempla valores reales de nivel de producción y costo del kWh, se incluyen los costos adicionales por mantenimiento y conexión. También se incluye en este escenario el costo del terreno por un valor de \$ 45,000/ha y gastos por depreciación. El valor de la inversión inicial se mantuvo en \$ 1,317,000, pero a éste valor se le sumó el costo del terreno como costo necesario desde el inicio del proyecto. Estos costos adicionales reducen la TIR por 5 puntos porcentuales en comparación a la calculada por Genera, el PRI se extiende un año bajo este escenario y la diferencia en el valor del VAN entre estudios quizá se deba a la diferencia en la tasa de descuento utilizada por esta empresa, la cual no es especificada dentro de su informe (Cuadro 10).

Cuadro 10. Escenario tres.

Indicadores	Propios	Genera
Tesorería acumulada en 25 años (\$)	2,910,190.00	7,032,210.00
VAN (\$)	8,439,327.00	4,034,578.00
TIR (%)	12.36	17.57
PRI (años)	8.00	7.10

Una matriz de sensibilidad permite conocer los resultados a esperar con base en variaciones en algún factor identificado dentro de un análisis financiero. La matriz de sensibilidad ilustra el efecto de las variaciones en las tarifas de la electricidad sobre el PRI para cada escenario. Para el cálculo con mayor precisión del PRI que representara el tiempo de vida útil del parque solar se tomaron valores promedio para calcular el ahorro anual y el promedio de los costos incurridos dentro de los 25 años. El ingreso anual promedio incluía la tasa de degradación de los paneles del 0.6% (Cuadro 11).

Con estos datos, se presentó el escenario tres como el menos favorable para recuperación de la inversión del parque solar con un período de 9.5 años mientras que el mínimo valor reflejado se da en el escenario dos bajo las condiciones planteadas por Genera con un período de casi 6 años. Las variaciones mínimas entre el escenario uno y tres se deben a la inclusión del costo del terreno dentro del tercer escenario. Los distintos cambios en la tarifa afectan en gran medida y de manera directa el ahorro que representa la producción del parque para Zamorano dado que el monto de la inversión inicial ya está establecido. La relación inversa entre el costo de la energía y el PRI representa la posibilidad que aunque la producción del parque disminuirá año a año, cuando se obtiene un mayor costo del kilowatt-hora, los ingresos pueden ser iguales a un año de mayor producción con menor costo.

Cuadro 11. Matriz de sensibilidad de PRI en base a variaciones en la tarifa del kWh para cada escenario.

Variación (%)	Tarifa real (\$/kWh)	Tarifa estimada (\$/kWh)	PRI E1 (años)	PRI E2 (años)	PRI E3 ^{&} (años)
95	0.1226	0.0955	9.07	8.70	9.57
96	0.1291	0.1091	8.57	8.27	9.04
97	0.1345	0.1212	8.19	7.94	8.64
98	0.1386	0.1311	7.92	7.70	8.35
99	0.1414	0.1380	7.74	7.54	8.17
100	0.1429	0.1415	7.66	7.47	8.08
101	0.1443	0.1450	7.58	7.39	7.99
102	0.1472	0.1523	7.41	7.25	7.82
103	0.1516	0.1637	7.18	7.04	7.57
104	0.1577	0.1801	6.88	6.77	7.25
105	0.1655	0.2026	6.52	6.44	6.88

[&]Letra “E” indica escenario.

4. CONCLUSIONES

- 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, lo cual denota la aplicabilidad del software PVsyst para estimar la producción de energía de un proyecto fotovoltaico.
- Aunque la irradiancia es la variable con mayor influencia en la producción de energía, esta también contribuye al incremento de la temperatura del panel lo cual deriva en una reducción de la eficiencia de conversión de energía solar en electricidad, la cual incrementó después de desarrollarse la labor de limpieza al inicio del 2017.
- El leve margen de error de las proyecciones energéticas en comparación a la producción real de energía validan el análisis técnico desarrollado dentro del estudio de factibilidad elaborado por Genera, sin embargo, los parámetros asumidos para desarrollar el análisis financiero en el estudio de factibilidad pueden conducir a la obtención de resultados optimistas, obviando aspectos relevantes en la viabilidad económica del proyecto.

5. RECOMENDACIONES

- Implementar un sistema de monitoreo para el registro interno para la medición del aporte real del parque solar, la cantidad de energía inyectada a red y la cuantificación de la demanda energética del campus.
- Profundizar el análisis del efecto de la temperatura de panel sobre la producción de energía para determinar los rangos de temperatura que favorecen el óptimo desempeño del parque solar.
- Determinar el efecto de variables adicionales que afectan la producción de energía como la deposición de polvo sobre los paneles y la humedad relativa.
- Invertir fondos para la ampliación del parque solar en caso de haber una reforma del reglamento nacional que reconozca los excedentes energéticos inyectados a la red o desarrollar análisis financiero sobre la inversión de un banco de baterías en la ampliación a futuro del parque solar.
- Monitorear el desempeño del parque luego de su primer año de operación, cuantificando la reducción en la producción de energía como resultado de la degradación anual de los paneles fotovoltaicos.
- Aumentar la frecuencia del mantenimiento preventivo del parque solar para mitigar el impacto de la degradación de los paneles solares.

6. LITERATURA CITADA

- Balaska, A., Tahri, A., Tahri, F., y Stambouli, A. B. (2017). Performance assessment of five different photovoltaic module technologies under outdoor conditions in Algeria. *Renewable energy*, 107, pp. 53–60. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.01.057>
- Cambridge Institute for Sustainability Leadership. (2013). *Cambio climático: Implicaciones para el sector energético: El clima un asunto de todos*.
- Ley de promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables. *La Gaceta*, Congreso Nacional 2007.
- Ley de promoción de energía eléctrica. *La Gaceta*, Congreso Nacional 2013.
- PV Magazine. (30 de enero de 2017). *Honduras, primer país del mundo con 10.2% de energía solar en su matriz energética*. Recuperado de <https://www.pv-magazine-latam.com/2017/01/30/honduras-primer-pais-del-mundo-con-10-de-solar-en-su-mix-electrico/>
- Dubey, S., Sarvaiya, J. N., y Seshadri, B. (2013). Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world: A review. *Energy procedia*, 33, pp. 311–321. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.05.072>
- Elhadj Sidi, C., Ndiaye, M. L., El Bah, M., Mbodji, A., Ndiaye, A., y Ndiaye, P. A. (2016). Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. *Energy conversion and management*, 119, pp. 411–421. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.04.070>
- Fesharaki, V. J., Dehghani, J., y Fesharaki, J. J. (2011). *The effect of temperature on photovoltaic cell efficiency*. Islamic Azad University, Najaf Abad, Iran.
- Flores, J. C. (2015). *Manejo forestal: Introducción a las ciencias ambientales*. Tenorio, E.
- Frankfurt School of Finance y Management. (2016). *Global trends in renewable energy investment 2016*. Frankfurt School, Frankfurt, Germany.

- Genera. (2015). *Factibilidad para proyecto solar fotovoltaica en la EAP, de 840 KWn: Instalación solar fotovoltaica Escuela Agrícola Panamericana*.
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2011). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático: Resumen para responsables de políticas y resumen técnico*.
- International Renewable Energy Agency. (2015). *Energías renovables en América Latina 2015: Sumario de políticas*. Abu Dabi.
- International Renewable Energy Agency. (2016). *Análisis del mercado de energías renovables: América Latina: Resumen ejecutivo*. Abu Dabi.
- Jiang, H., Lu, L., y Sun, K. (2011). Experimental investigation of the impact of airborne dust deposition on the performance of solar photovoltaic (PV) modules. *Atmospheric environment*, 45(25), pp. 4299-4304. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2011.04.084>
- Kaldellis, J. K., Kapsali, M., y Kavadias, K. A. (2013). Temperature and wind speed impact on the efficiency of PV installations. Experience obtained from outdoor measurements in Greece. *Renewable energy*, pp. 612–624.
- Kaushik, S. C., Rawat, R., y Manikandan, S. (2017). An innovative thermodynamic model for performance evaluation of photovoltaic systems: Effect of wind speed and cell temperature. *Energy conversion and management*, 136, pp. 152–160. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.011>
- Koehl, M., Heck, M., Wiesmeier, S., y Wirth, J. (2011). Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering. *Solar energy materials and solar cells*, 95(7), pp. 1638–1646. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2011.01.020>
- Kumar, M., y Kumar, A. (2017). Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and sustainable energy reviews*, 78, pp. 554–587. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.083>
- Labandeira, X., Linares, P., y Würtzburg, K. (2012). Energías renovables y cambio climático. *Economics for energy*.
- Lumby, B., Agostinelli, G., Bardouille, P., Gassner, K., Govindarajalu, C., Jones, R., Kellenberg, J. (2015). *Utility-scale solar photovoltaic power plants: A project developer's guide*. Washington, D.C.

- Malvoni, M., Leggieri, A., Maggiotto, G., Congedo, P. M., y Giorgi, M. G. (2017). Long term performance, losses and efficiency analysis of a 960 kW P photovoltaic system in the Mediterranean climate. *Energy conversion and management*, 145, pp. 169–181. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.04.075>
- Mani, M., y Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(9), pp. 3124–3131. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.07.065>
- Mekhilef, S., Saidur, R., y Kamalisarvestani, M. (2012). Effect of dust, humidity and air velocity on efficiency of photovoltaic cells. *Renewable and sustainable energy reviews*, 16(5), pp. 2920–2925. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.012>
- Navarro, L. (2012). Teoría de la factibilidad: Práctica profesionalizante III. Recuperado de <https://es.scribd.com/doc/231177418/1784089911-Teoria-de-La-Factibilidad>
- National Energy Foundation. (2016). Types of photovoltaic cells. Recuperado de <http://www.nef.org.uk/knowledge-hub/solar-energy/types-of-photovoltaic-pv-cells>
- Popovici, C. G., Hudişteanu, S. V., Mateescu, T. D., y Cherecheş, N. C. (2016). Efficiency improvement of photovoltaic panels by using air cooled heat sinks. *Energy procedia*, 85, pp. 425–432. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.12.223>
- Roos, C., Nelson, M., y Brockman, K. (2009). Solar electric system design, operation and installation: An overview for builders in the U.S. Pacific Northwest.
- Sawin, J., Seyboth, K., y Sverrisson, F. (2016). *Energías renovables 2016: Reporte de la situación mundial*. Paris, Francia.
- Skoplaki, E., Boudouvis, A. G., y Palyvos, J. A. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar energy materials and solar cells*, 92(11), pp. 1,393–1,402. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2008.05.016>
- Skoplaki, E., y Palyvos, J. A. (2009). On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations. *Solar energy*, 83(5), pp. 614–624. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2008.10.008>
- The German Energy Society. (2008). *Planning and installing photovoltaic systems: A guide for installers, architects, and engineers* (2nd ed.). Sterling, Virginia: Earthscan.

University of Nebraska-Lincoln. (2016). Feasibility studies. USDA-RD Feasibility study guide. Recuperado de <http://ncdc.unl.edu/feasibilitystudies.shtml>

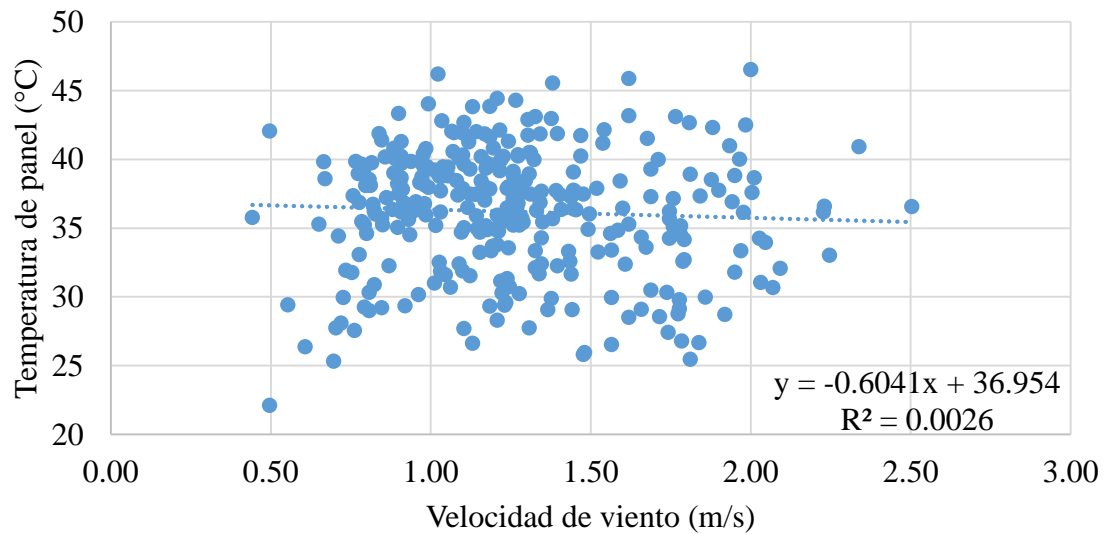
Vergara, W., Alatorre, C., y Alves, L. (2013). *Rethinking our energy future: A white paper on renewable energy for the 3GFLAC regional forum.*

7. ANEXOS

Anexo 1. Clasificación de máximos registros diarios de las variables entre julio 2016 y junio 2017 sobre el percentil 97.

Clasificación	Energía (kWh)	Irradiancia (W/m ²)	Vel. Viento (m/s)	Temperatura de panel (°C)	Percentil
1	5,746	356.68	2.50	46.53	100.0
2	5,664	328.14	2.34	46.22	99.7
3	5,568	319.60	2.25	45.87	99.4
4	5,538	319.24	2.23	45.55	99.1
5	5,528	318.19	2.23	44.44	98.9
6	5,515	317.16	2.09	44.44	98.6
7	5,481	315.79	2.07	44.30	98.3
8	5,435	314.97	2.05	44.05	98.0
9	5,430	313.25	2.03	43.87	97.8
10	5,415	312.99	2.03	43.83	97.5
11	5,408	312.28	2.01	43.61	97.2

Anexo 2. Gráfica de correlación entre velocidad de viento y temperatura de panel.



Anexo 3. Prueba de normalidad Kolmogorov-Smirnov para valores diarios de las variables consideradas.

Variable	Estadístico	Grados de libertad	Significancia
Irradiancia (W/m ²)	0.050	354	0.033
Temperatura de panel (°C)	0.064	354	0.001
Velocidad de viento (m/s)	0.131	354	0.000
Energía (kWh)	0.079	354	0.000

Anexo 4. Análisis de normalidad Shapiro-Wilk para valores mensuales de variables consideradas.

Variable	Estadístico	Grados de libertad	Significancia
Irradiancia (W/m ²)	0.811	12	0.013
Temperatura de panel (°C)	0.955	12	0.706
Energía (kWh)	0.907	12	0.196
Velocidad de viento (m/s)	0.919	10	0.353

Anexo 5. Prueba t-Student de igualdad de media según temporadas del año.

Variable	t	Grados de libertad	Significancia (bilateral)
Temperatura de panel (°C)	1.552	10	0.152
Velocidad de viento (m/s)	-2.830	8	0.022*
Energía (kWh)	0.151	10	0.883

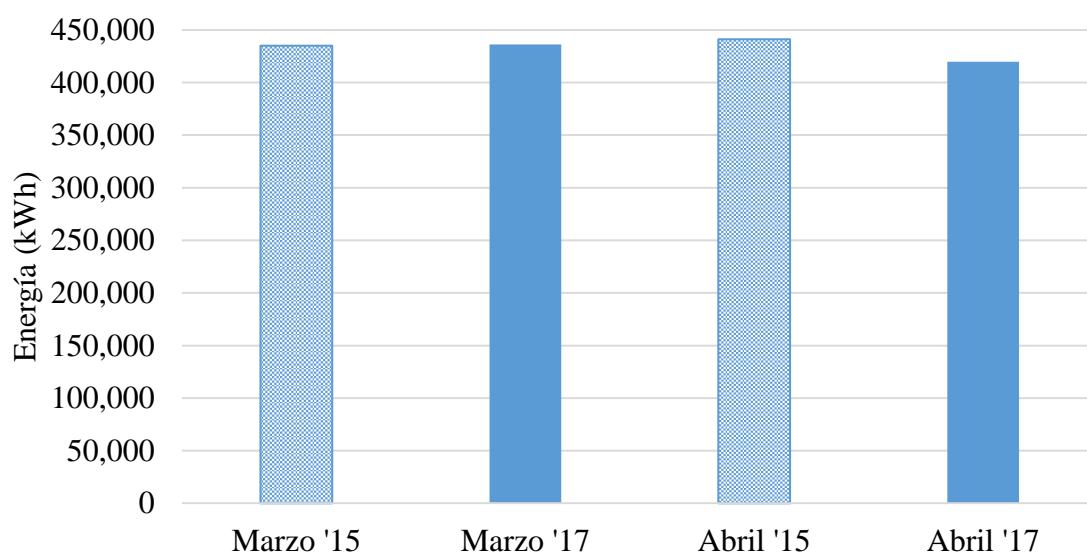
*Valor significativo.

Anexo 6. Prueba estadística de contraste Mann-Whitney para irradiancia por temporadas del año^y.

Parámetro	Irradiancia (W/m ²)
U de Mann-Whitney	13.000
W de Wilcoxon	34.000
Z	-0.801
Significancia asintótica (bilateral)	0.423
Significancia exacta [2*(Significancia unilateral)]	0.485

^yNo corregidos para los empates.

Anexo 7. Demanda energética mensual de marzo y abril en 2015 y 2017.



Anexo 8. Ahorro financiero, demandas y cobertura mensual del parque solar entre julio 2016 y junio 2017.

Mes	Tarifa (US\$/kWh)	Ahorro por producción (US\$)	Costo facturado (US\$) ^{&}	Costo total (US\$) [§]	Cobertura mensual (%) [¶]
Julio	0.1044	12,901.23	36,319.31	49,220.54	26.21
Agosto	0.1041	12,893.08	41,939.73	54,832.81	23.51
Septiembre	0.1038	12,432.65	42,311.97	54,744.62	22.71
Octubre	0.1033	13,499.44	40,470.05	53,969.49	25.01
Noviembre	0.1054	11,858.70	47,636.82	59,495.51	19.93
Diciembre	0.1041	9,691.30	37,672.86	47,364.16	20.46
Enero	0.1036	13,296.48	40,074.20	53,370.68	24.91
Febrero	0.1074	12,609.08	40,857.94	53,467.02	23.58
Marzo	0.1110	14,443.78	41,799.38	56,243.16	25.68
Abril	0.1151	14,449.27	48,169.81	62,619.09	23.07
Mayo	0.1147	12,794.08	59,319.87	72,113.95	17.74
Junio	0.1148	11,898.48	47,306.18	59,204.66	20.10
Total		152,767.57	523,878.13	676,645.69	22.58

[&]Monto facturado de la EEH incluye pago extra por servicio de alumbrado público, cargo por mora, cargos de comercialización y cargos por regulación.

[§]Incluye costos de energía producida.

[¶]Cálculo hecho en base al costo mensual real.

Anexo 9. Escenario uno alternativo.

Indicadores	Propios	Genera
Tesorería acumulada en 25 años (\$)	1,805,074.00	7,032,210.00
VAN (\$)	1,518,482.00	4,034,578.00
TIR (%)	4.73	17.57
PRI (años)	11.00	7.10

Anexo 10. Escenario tres alternativo.

Indicadores	Propios	Genera
Tesorería acumulada en 25 años (\$)	1,733,074.00	7,032,210.00
VAN (\$)	422,834.00	4,034,578.00
TIR (%)	4.73	17.57.00
PRI (años)	11.00	7.10

Anexo 11. Matriz de sensibilidad de PRI en base a variaciones en la tarifa del kWh de la EEH para cada escenario.

Variación (%)	Tarifa real (\$/kWh)	Tarifa estimada (\$/kWh)	PRI E1 (años)	PRI E2 (años)	PRI E3 ^{&} (años)
87.5	0.0724	0.0955	16.73	8.70	17.64
90.0	0.0827	0.1091	14.25	8.27	15.03
92.5	0.0919	0.1212	12.59	7.94	13.28
95.0	0.0994	0.1311	11.51	7.70	12.14
97.5	0.1046	0.1380	10.85	7.54	11.45
100.0	0.1073	0.1415	10.55	7.47	11.12
102.5	0.1099	0.1450	10.25	7.39	10.82
105.0	0.1154	0.1523	9.71	7.25	10.24
107.5	0.1241	0.1637	8.95	7.04	9.44
110.0	0.1365	0.1801	8.05	6.77	8.49
112.5	0.1536	0.2026	7.08	6.44	7.46

[&]Letra "E" indica escenario.