

**Análisis del desempeño de un sistema
fotovoltaico integrado al techo del edificio de
Ambiente y Desarrollo para cobertura de su
demanda eléctrica**

Mario Francisco Astudillo Araujo

**Escuela Agrícola Panamericana, Zamorano
Honduras**

Noviembre, 2018

ZAMORANO
CARRERA DE AMBIENTE Y DESAROLLO

Análisis del desempeño de un sistema fotovoltaico integrado al techo del edificio de Ambiente y Desarrollo para cobertura de su demanda eléctrica

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

Mario Francisco Astudillo Araujo

Zamorano, Honduras

Noviembre, 2018

Análisis del desempeño de un sistema fotovoltaico integrado al techo del edificio de Ambiente y Desarrollo para cobertura de su demanda eléctrica

Mario Francisco Astudillo Araujo

Resumen. La integración de energías renovables es una alternativa que aporta a la sostenibilidad y eficiencia energética de las edificaciones, generando beneficios directos e indirectos. En el año 2017, se instaló un sistema fotovoltaico conectado a la red en el techo del edificio para cubrir con su demanda energética teniendo una potencia pico de 44.5 kWp, distribuido en seis subsistemas de 6 kWn cada uno, tres de ellos instalados con orientación hacia el norte y tres hacia el sur. Los tipos de paneles instalados fueron monocristalino, multicapa HIT y capa fina CIGS. El sistema se encuentra dotado de un medidor bidireccional “Smart meter” que regula la producción fotovoltaica de acuerdo al consumo del edificio. Se analizaron los datos registrados de producción energética global del sistema fotovoltaico, el aporte de cada subsistema, la demanda real y autoconsumo del edificio desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018. Los datos fueron obtenidos del programa Fronius Solar Web. Este registro permitió comparar la producción de electricidad de acuerdo a los factores asociados a la tecnología del panel y la orientación. Los resultados muestran que la generación de energía fotovoltaica cubrió el 90% de la demanda del edificio. La tecnología que mostró mayor producción fue la de tipo CIGS con orientación sur. El efecto del “Smart meter” causó una disminución del 8% en el desempeño global del sistema fotovoltaico.

Palabras clave: Autoconsumo, desempeño, energía fotovoltaica, smart meter.

Abstract. The integration of renewable energies is an alternative that contributes to the sustainability and energy efficiency of buildings, providing direct and indirect benefits. In 2017, a photovoltaic system connected to grid was installed on the roof of the building to supply the energy demand, with a power installed of 44.5 kWp, distributed in six subsystems of 6 kWn each one, three of them facing north and three facing south. The types of panels installed were monocrystalline, multilayer HIT and thin layer CIGS. The system is equipped with a bidirectional Smart meter that regulates the photovoltaic production according to the consumption of the building. The recorded data for the global energy production of the photovoltaic system, the contribution of each subsystem, the real demand and self-consumption of the building from August 2017 until May 2018 was analyzed. The data was obtained from the Fronius Solar Web program. This registry allowed comparing the electricity production according to panel's technology and orientation. The results show that the generation of photovoltaic energy covered 90% of the demand of the building. The technology that showed the highest production was the CIGS type with south orientation. The effect of Smart meter caused an 8% decrease in the overall performance of the photovoltaic system.

Key words: Performance, photovoltaic energy, Self-consumption, smart meter.

CONTENIDO

Portadilla.....	i
Página de firmas.....	ii
Resumen.....	iii
Contenido.....	iv
Índice de Cuadros y Figuras	v
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. METODOLOGÍA.....	4
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	9
4. CONCLUSIONES.....	31
5. RECOMENDACIONES.....	32
6. LITERATURA CITADA.....	33

ÍNDICE DE CUADROS Y FIGURAS

Cuadros	Página
1. Resumen de irradiancia diaria promedio desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.	9
2. Resumen producción fotovoltaica diaria en el edificio.	15
3. Matriz de correlación Rho de Spearman entre las variables evaluadas y la energía producida.	25
4. Producción diaria promedio de los subsistemas fotovoltaicos de acuerdo a la orientación y tecnología del panel.	26
5. Variación de producción entre la energía estimada y la energía real registrada. ...	26
6. Balance energético de la producción fotovoltaica en los dos escenarios.	27
7. Balance energético de la demanda del edificio en los dos escenarios.	27
8. Ahorro en la factura en el escenario real durante el periodo de estudio.	28
9. Ahorro en la factura en el escenario con sistema de almacenamiento de energía durante el periodo de estudio.	28
10. Indicadores financieros para los dos escenarios.	30

Figuras	Página
1. Mapa de ubicación del edificio de Ambiente y Desarrollo.	4
2. Irradiancia promedio mensual desde agosto del 2017 hasta mayo 2018.	10
3. Temperatura mensual promedio desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.	10
4. Comportamiento de la demanda durante el 12 de agosto del 2017.	11
5. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 12 de agosto del 2017.	12
6. Comportamiento de la demanda durante el 19 de marzo del 2018.	12
7. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 19 de marzo del 2018.	13
8. Comportamiento de la demanda durante el 9 de octubre del 2017.	13
9. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 9 de octubre del 2017.	14
10. Demanda mensual del edificio de Ambiente y Desarrollo desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.	15
11. Producción fotovoltaica mensual desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.	16
12. Porcentaje de energía aportada por cada subsistema a la producción total del sistema fotovoltaico.	17
13. Producción, demanda e irradiancia del 28 de agosto del 2017.	18
14. Producción, demanda e irradiancia del 16 de abril del 2018.	18
15. Producción, demanda e irradiancia del 28 de octubre del 2017.	19

16. Irradiancia, producción y demanda energética diaria desde agosto 2017 hasta mayo 2018.	20
17. Cobertura de la demanda eléctrica del edificio desde agosto del 2017 a mayo 2018.	21
18. Correlación entre la producción fotovoltaica y la demanda real del edificio.	22
19. Correlación entre la irradiancia y la energía fotovoltaica producida y la demanda por el edificio.	23
20. Correlación entre la temperatura del panel y la producción de energía.	23
21. Correlación entre la irradiancia y la temperatura del panel.	24
22. Proyección de los costos de energía solar y costos de electricidad para la vida útil del sistema fotovoltaico.	29

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo energético es el incremento en la generación, abastecimiento y el uso de los servicios de energía. Puesto que la demanda energética aumenta con el crecimiento poblacional e industrial se encuentra fuertemente asociado al desarrollo económico (Toman y Jemelkova, 2013). Asegurar la calidad y suministro de la energía juega un rol importante dentro de las tres dimensiones del desarrollo sostenible (Johansson y Goldemberg, 2000).

Para alcanzar un desarrollo energético sostenible se han planteado opciones como acelerar la creación de nuevas tecnologías, aumentar la utilización de energías renovables e incrementar la eficiencia en el uso de la energía, principalmente en el uso final que se le da a esta en las edificaciones (Dincer, 2000).

El sector de la edificación tiene actualmente un peso muy importante en la estructura de consumo energético, son responsables de aproximadamente el 50% de la energía usada y las emisiones de CO₂ a la atmosfera (Alavedra, Domínguez, Gonzalo y Serra, 1997). En la actualidad, las edificaciones sostenibles han ido creciendo cada año con la ayuda de las organizaciones que trabajan en el diseño de estructuras eficientes en el uso de los recursos y a la mitigación de impactos ambientales (Ramirez, 2015).

Las certificaciones ambientales en las construcciones radican en la necesidad de determinar un mecanismo sencillo que verifique el comportamiento ambiental de sistemas extremadamente complejos como los edificios, con el propósito de acelerar su cambio hacia prácticas sostenibles. Entre los sistemas de certificación más relevantes a nivel mundial se encuentran LEED, BREEAM, VERDE, CASBEE y QH&E (Quesada, 2014).

Las edificaciones sostenibles promueve la protección del medio ambiente disminuyendo el uso de energía generada por combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Por esta razón se ha implementado el uso de energías renovables como una medida de mitigación que contribuye tanto a la eficiencia energética de los edificios como a la reducción de las emisiones de GEI en sus ciclos de vida (Ramírez, 2002).

Los paneles solares varían según su diseño, materiales de construcción y conformación de sílice. Entre los más comunes en el mercado, encontramos los monocristalinos que son fabricados con láminas de muy alta pureza de silicio cristalino, por lo que tienen un alto coste de fabricación. Han llegado a tener eficiencias hasta del 24% en laboratorios, pero para uso comercial van desde 14% hasta 18% (Parida, Iniyan y Goic, 2011).

Los paneles CIGS se fabrican depositando una capa fina de 2µm de Cobre, Indio, Galio y Selenio en vidrio o plástico. El costo de fabricación es más bajo que las células fotovoltaicas

de silicio cristalino. Estos han emergido rápidamente en el mercado debido a sus altas eficiencias reportadas en laboratorios de hasta 22%, pero comercialmente se encuentran en un rango de 10 hasta 16% (Kumar y Kumar, 2017). Así mismo, existen paneles híbridos que se forman de la unión de capas con distintas tecnologías llamados paneles multicapa HIT, son celdas solares de silicio con alta eficiencia que alcanza valores hasta 22% (Tsunomura et al., 2009).

Existen una serie de factores que afectan el desempeño de los paneles solares los cuales se han clasificado en propios o externos del panel. Los factores propios dependen de la estructura interna del panel los cuales son la temperatura de funcionamiento del panel, el efecto de la reflexión y la suciedad del panel. Por otro lado, dentro de los factores externos se pueden mencionar las variaciones climáticas, el sombreado en la superficie del panel y el ángulo de inclinación y orientación (Cepeda y Sierra, 2017).

La radiación solar es la variable climática con mayor influencia en la generación fotovoltaica. De la radiación solar dependen los niveles de producción de los paneles, jugando un importante rol en el comportamiento de estos (Raza, 2016). La temperatura de funcionamiento del panel fotovoltaico, cumple un rol importante para la conversión de energía. Los paneles solares absorben la irradiación solar que reciben, no obstante una parte de esta se convierte en electricidad y otra en calor. El calor crea un incremento en la temperatura del panel lo que provoca una disminución en la potencia de salida (Jafari, Dehghani, Jafari y Tavasoli, 2011).

La orientación y el grado de inclinación son variables que influyen en la eficiencia de un panel solar. Según Guardera (2013) la orientación adecuada para generar mayor cantidad de energía debe ser opuesta al hemisferio donde se ubican los paneles solares. Yang y Lu (2007) encontraron que la orientación tiene un efecto significativo en el desempeño de un sistema fotovoltaico integrado a un edificio.

El ángulo de inclinación del panel incide en la radiación solar que llega a la superficie de las células. Cuando el panel se sitúa perpendicularmente en dirección al sol, recibe la máxima radiación por un intervalo de tiempo, considerándose este el ángulo de inclinación óptimo, valor que generalmente coincide con la latitud del lugar (Santos, Santos y Castro, 2017). Es importante seleccionar una correcta orientación y ángulo de inclinación para obtener una mayor eficiencia y mínimo de pérdidas, de esta manera lograr mejores resultados en la generación de energía.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en dos tipos: sistemas fotovoltaicos aislados y sistemas fotovoltaicos conectados a la red (Jiménez, 2015). Los sistemas fotovoltaicos aislados son llamados también autónomos y se utilizan generalmente en lugares con difícil acceso a la red eléctrica nacional. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red principalmente son usados en tejados de viviendas, plantas de generación de energía e integrados en edificios. Estos inyectan la producción de energía constantemente a la red. Algunos se diseñan con el objetivo producir energía para su propio consumo y el excedente se conecta a la red, los cuales son llamados como sistemas de autoconsumo (Abella, 2005).

De acuerdo a Ackermann, Andersson y Söder (2001) la generación distribuida conectada a la red está compuesta principalmente por sistemas de baja potencia, distribuidos y situados en puntos cercanos de consumo. Los sistemas de autoconsumo son una manera de desarrollar la generación distribuida debido a que se produce la energía eléctrica en el mismo lugar donde es consumida, minimizando las pérdidas de electricidad por el transporte de esta (Molina, Jiménez, Palomares y Valenzuela, 2017).

En el 2015, la Escuela Agrícola Panamericana construyó el nuevo edificio de la carrera de Ambiente y Desarrollo incorporando tecnologías ecoamigables. En el año 2017, se instaló un sistema fotovoltaico en el techo del edificio para cubrir con su demanda energética con una potencia pico de 44.5 kWp y una potencia nominal de 36 kWn. Está compuesto por seis subsistemas, cada uno dotado con un inversor de 6 kWp. Por razones de investigación y para aprovechar el área superficial disponible, se ubicaron tres subsistemas de diferente tecnología de paneles solares en el techo con orientación hacia el norte y tres orientados hacia el sur, contando con un ángulo de inclinación de 14°.

De acuerdo a Chacon (2017) esta zona presenta valores diarios promedio para irradiancia de 228 W/m², temperatura ambiental de 28.34 °C, y velocidad de viento de 1.27 m/s. Adicionalmente, el sistema fotovoltaico cuenta con un medidor bidireccional Fronius “Smart meter” el cual optimiza el consumo y registra la curva de consumo. Gracias a la medición de alta precisión es capaz de modificar los parámetros de los inversores y limitar sus niveles de producción. Es decir, el medidor abastece la energía que está siendo consumida por el edificio, aunque los paneles solares tengan la capacidad de generar valores superiores a causa del efecto de la irradiancia sobre estos.

Identificando la limitada documentación disponible sobre el desempeño de diferentes tecnologías fotovoltaicas en Honduras y el efecto de dispositivos reguladores de la generación de energía sobre el rendimiento global del proyecto fotovoltaico, el presente estudio evalúa el desempeño de diferentes paneles fotovoltaicos integrados para cobertura de la demanda energética del edificio de Ambiente y Desarrollo. Los resultados de este estudio contribuirán a incentivar la implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector, ya que conoceremos el ahorro energético producido. Para el desarrollo se plantean los siguientes objetivos:

- Determinar el porcentaje de la demanda energética del edificio suplido por el sistema fotovoltaico durante el periodo de operación analizado y los ahorros económicos derivados de esta actividad.
- Comparar el rendimiento de las tecnologías implementadas a partir de los registros de generación de energía.
- Evaluar el efecto del dispositivo regulador de energía “Smart meter” en el desempeño global del sistema fotovoltaico.

2. METODOLOGÍA

Descripción del sitio de estudio.

El sistema fotovoltaico se encuentra en el techo del edificio académico de la carrera de Ingeniería en Ambiente y Desarrollo (latitud: 14.011° N, longitud: 87.013° E, elevación: 780 m). El presente estudio se realizó bajo las condiciones climáticas del Valle del Yeguaré, analizando los registros de desempeño del sistema fotovoltaico a partir de agosto del 2017 hasta mayo del 2018.

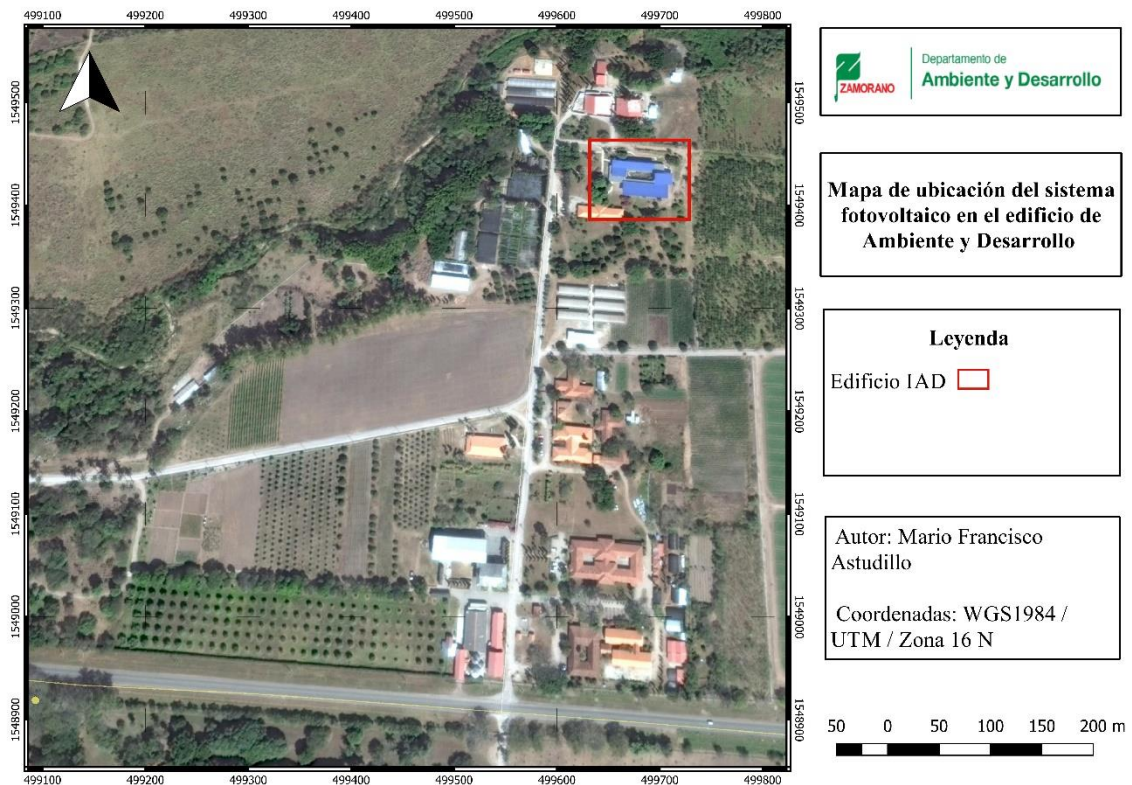


Figura 1. Mapa de ubicación del edificio de Ambiente y Desarrollo.

Análisis de variables climáticas.

Irradiancia. El sistema fotovoltaico se encuentra dotado dos celdas calibradas para el registro de la irradiancia incidente en los paneles solares por unidad de superficie (W/m^2), una con orientación norte y el otra con orientación sur. Estas se encuentran conectadas con

un dispositivo para comunicación y recolección de datos, que genera reportes a través del software Fronius Solar Web. Se obtuvieron los valores promedios diarios del horario diurno (12 horas) registrados cada cinco minutos, que posteriormente se recopilaron en hojas de cálculo de Excel para el cálculo de la irradiancia mensual promedio incidente sobre los subsistemas fotovoltaicos durante el periodo de estudio.

Temperatura. El sistema fotovoltaico cuenta con tres sensores para medir la temperatura ambiente y tres para la temperatura del módulo. Al igual que las celdas calibradas para registro de la irradiancia, estos comunican los datos recolectados, generando registros en el software Fronius Solar Web. Se calculó el promedio diario de los datos registrados cada cinco minutos para cada sensor; seguidamente se calculó el promedio entre los tres sensores.

Cobertura de la demanda energética del edificio.

El sistema está dotado de un Fronius Data Manager que registra los datos de los inversores y los envía al Fronius Solar Web para ser visualizado y descargados. Se tomó los datos registrados de producción del sistema fotovoltaico, producción por cada subsistema, demanda real y autoconsumo del edificio para el periodo que comprende el estudio, desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018. Se analizó los registros de manera horaria, diaria, mensual y anual. La producción fotovoltaica se concentró en las horas de 6:00 a.m. hasta 6:00 p.m., ya que la radiación solar actúa durante estas horas.

Para el mes de diciembre se tomó datos desde el 1 hasta el 17 ya que el sistema se apagó durante el periodo de vacaciones donde el consumo energético fue mínimo. El mes de enero no se tomó en cuenta para el análisis de los datos tanto como para producción fotovoltaica ni para la demanda del edificio. Esto fue debido a que el software Fronius Solar Web durante este mes registró los datos de manera incorrecta evitando un sesgo en los análisis. Esto se determinó mediante observación, ya que el programa presentó los periodos de producción fotovoltaica entre las 12:00 m. y 11:00 p.m., lo cual no es congruente con las horas de radiación.

Análisis de la demanda energética. Se analizó el comportamiento de la curva de potencia frente a las horas de operación en un día representativo para las dos jornadas de clase y los efectos producidos por el cambio de la irradiancia en el funcionamiento del sistema fotovoltaico. Se graficó la curva de demanda, producción fotovoltaica, autoconsumo, irradiancia, energía obtenida de la red y energía entregada a la red con los registros obtenidos cada cinco minutos del software Fronius Solar Web.

Producción fotovoltaica. Se calculó la producción promedio diaria mensual y producción total de cada mes en kWh del sistema fotovoltaico. También, se obtuvo las producciones diarias de energía de cada subsistema, calculando el porcentaje de energía que aportó cada tecnología a la demanda energética del edificio, así como a la generación total del sistema fotovoltaico. Se analizaron tres días típicos de acuerdo a su irradiancia dividido en: soleados, parcialmente nublados y nublados.

Análisis de la cobertura. Se calculó la demanda que no fue cubierta por el sistema fotovoltaico separando los registros en horario diurno y nocturno de acuerdo a la ecuación

1. Se tomó la sumatoria de la energía demandada por el edificio en las horas cuando la producción fotovoltaica fue igual a cero, es decir, cuando no se registran valores positivos en la irradiancia (ecuación 1).

$$E_{FV} = 0 \rightarrow \sum_i^n E_D = \sum_i^n E_n \quad [1]$$

Donde:

E_{FV} = Energía fotovoltaica

E_D = Energía demandada

E_n = Energía demandada en la noche

También se estimó la cantidad de energía que el sistema fotovoltaico no generó para cubrir el 100% de la demanda durante sus horas de operación debido a descensos generados por factores climáticos. Para esto se sumó los valores de la energía obtenida de la red cuando hubo generación de energía por parte de los paneles, es decir cuando los paneles producían energía pero se tomaba energía de la red para complementar la demanda del edificio (ecuación 2).

$$E_{FV} > 0 \rightarrow \sum_i^n E_r \quad [2]$$

Donde:

E_{FV} = Energía fotovoltaica

E_r = Energía obtenida de la red

A través de un balance de energía, se calculó la producción de energía neta que suplió a la demanda del edificio y la que fue entregada a la red, así como la energía obtenida de la red para satisfacer la demanda que no fue cubierta por el sistema (ecuación 3).

$$\% = \frac{\text{Energía parcial}}{\text{Energía total}} \times 100 \quad [3]$$

Donde:

% = Porcentaje que representa de la energía total.

Comparación de la generación energética de las tecnologías en el sistema fotovoltaico.

Factores que afectan la producción fotovoltaica. Se analizó la producción energética del sistema fotovoltaico y su relación con las siguientes variables: Irradiancia (W/m^2), temperatura del panel y ambiental ($^{\circ}C$) y demanda real del edificio (kWh). Se tomaron todos

los datos de manera diaria para todas las variables desde los registros del software Fronius Solar Web. Se desarrolló la prueba de correlación de Rho de Spearman, la cual determinó la asociación entre las variables independientes con la variable de respuesta (producción fotovoltaica). También, se aplicó la prueba de correlación para conocer el efecto de variables independientes entre sí. Se mostró una matriz de correlación entre todas las variables y se graficó las de mayor fuerza según el coeficiente de correlación ($R > 0.70$). El análisis estadístico se realizó a través del software IBM SPSS versión 19 con un intervalo de confianza de 95% y nivel de significancia ≤ 0.05 .

Análisis de datos de generación de electricidad. A partir de los registros de producción diaria de los seis subsistemas que integran el sistema fotovoltaico, se realizó el análisis de 272 días de operación del sistema. Se comparó la producción de electricidad de acuerdo a dos factores: la tecnología del panel y la orientación. Se realizó una prueba de normalidad para ver la distribución de los datos usando la prueba de Kolmogorov-Smirnov, lo cual mostró que los datos de producción no tienen una distribución normal. Se usó un modelo lineal generalizado mixto (GLM), debido a que no hubo normalidad en los residuales y se aplicó una distribución de Poisson con el transformante logarítmico. El análisis estadístico se realizó a través del software Infostat 2018 con un intervalo de confianza de 95% y nivel de significancia ≤ 0.05 .

Efecto del dispositivo regulador de energía “Smart meter” en el desempeño global del sistema fotovoltaico.

Para medir el efecto del dispositivo regulador de energía “Smart meter” se estimó la producción de energía de cada tecnología sin la intervención del “Smart meter” en el sistema fotovoltaico, mediante el uso del programa RETScreen Expert. A partir de los datos climatológicos y las especificaciones del sistema fotovoltaico instalado, el software simula la generación y desempeño de las tecnologías operando sin restricciones en su desempeño. Se comparó la producción de energía estimada (teórica) con la energía real generada. A partir de estos datos se determinó el porcentaje de energía que el Smart meter limitó en la generación del sistema fotovoltaico. Con esta información, se estableció un escenario a partir de la integración de un sistema de almacenamiento de energía en el sistema fotovoltaico.

Ahorro en la factura por cobertura de demanda. A partir de los datos obtenidos para la cobertura de la demanda energética del edificio, se estimó costo equivalente por facturación de la energía no consumida de la red nacional, a partir de la tarifa actual para cada kWh. Se multiplicó la energía cubierta por el sistema fotovoltaico con la tarifa cobrada por la EEH para determinar el ahorro total durante el periodo de estudio.

Se realizó el cálculo del ahorro real a medio-largo plazo para la vida útil del proyecto (25 años), donde se proyectó el costo de producción de la energía por el sistema fotovoltaico y se comparó con el costo que se pagaría a la EEH si no se implementaría el sistema fotovoltaico. Para el costo de producción se dividió la suma de la inversión inicial y los costos de mantenimiento entre la producción de energía acumulada para cada año. Puesto que el sistema fotovoltaico fue una donación, para Zamorano solo se consideraron los costos de mantenimiento. Los costos de mantenimiento fueron igual al 2% de la inversión inicial

con una tasa de inflación de 3.5% anual de acuerdo a la Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano (2018). Debido a la depreciación de los paneles solares se aplicó a la producción del sistema fotovoltaico una disminución del 0.5% anual. En el costo de la electricidad se supuso un incremento en la tarifa del 4% anual de acuerdo a la Organización Latinoamericana de Energía (2013). Se realizó una gráfica de las curvas de los costos durante los 25 años de vida útil del proyecto donde se encontró el tiempo en el cual producir la energía es más barato que comprarla desde la red nacional.

Análisis financiero. Se construyó un flujo de caja para 25 años del proyecto de acuerdo a las condiciones reales de desempeño registradas para un año de operación, así como un flujo de caja para el escenario simulado con almacenamiento de energía. En vista de que el periodo usado en esta investigación fue de nueve meses, se extrapoló la producción fotovoltaica, autoconsumo y demanda del edificio total a un año de funcionamiento, para la elaboración de los flujos de cajas anuales. Esto se realizó mediante el cálculo del promedio mensual de cada una de las variables. Las tasas de inflación, descuento y de energía eléctrica fueron las mismas usadas en el cálculo del ahorro real en el medio-largo plazo del proyecto. Seguidamente se calcularon los indicadores de rentabilidad para evaluar el financiamiento del proyecto; estos fueron el valor actual neto (VAN) representado en monto de dinero, la tasa interna de retorno (TIR) y el índice de deseabilidad (ID). Se analizaron de acuerdo a los criterios de evaluación para la rentabilidad del proyecto.

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Análisis de las condiciones climáticas.

Las especificaciones de los paneles solares se determinan bajo condiciones ambientales controladas, donde los valores de operación adecuados indican una irradiancia de 1,000 W/m², temperatura del módulo de 25 °C y distribución espectral AM 1.5, para que los paneles funcionen a su máxima capacidad. Sin embargo, en la vida real estos parámetros no tienen tal comportamiento, por lo que la recolección de datos reales nos ayuda a ser más exactos al desempeño de los paneles bajo las condiciones donde están ubicados.

Irradiancia. La irradiancia promedio durante el periodo de estudio para el sensor con orientación sur fue de 416.37 W/m², lo cual difiere de los resultados encontrados por Chacon (2017) quien reportó una irradiancia de 228 W/m². En el sensor con orientación norte la irradiancia promedio fue de 379.18 W/m², esta fue menor debido a que Honduras se encuentra en el hemisferio norte y según Guardera (2013) en este hemisferio los paneles con orientación norte reciben menor irradiancia y por ende generan menor energía.

Cuadro 1. Resumen de irradiancia diaria promedio desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.

Irradiancia (W/m²)	Mínimo Diario	Máximo Diario	Promedio Diario
Sensor ON	122.80	591.28	379.18
Sensor OS	137.52	614.25	416.37

La irradiancia promedio mensual durante el mes mayo del 2018 fue la mayor, por el contrario, en enero del 2018 se encontró la menor irradiancia. Durante las horas pico se verificó una irradiancia horaria mayor a 1,000 W/m², registrando un valor máximo de 1,254 W/m² a las 12:40 p.m. del 18 de febrero del 2018 (Figura 2).

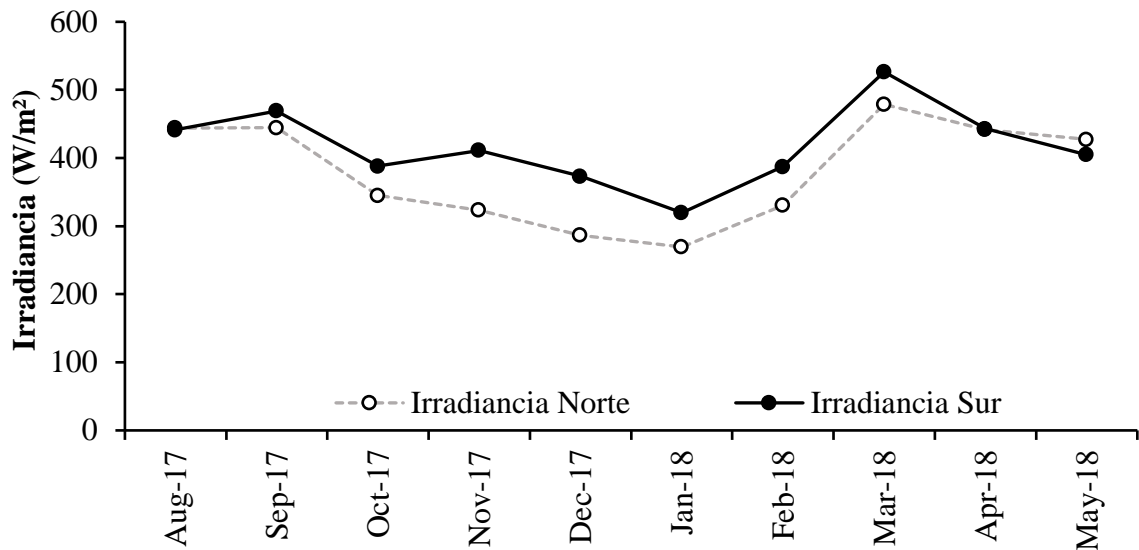


Figura 2. Irradiancia promedio mensual desde agosto del 2017 hasta mayo 2018.

Temperatura. La gráfica de temperatura promedio mensual tuvo un comportamiento similar a la irradiancia, demanda y producción. Se observó que las menores temperaturas tanto ambiental como del panel se encontraron en los meses de diciembre y enero, esto coincide con un descenso en la irradiancia mensual, lo cual demuestra a su vez la reducción en la producción fotovoltaica, así como en la demanda del edificio. El mayor promedio mensual se registró en los meses de agosto y mayo, no obstante solo agosto concordó entre los meses de mayor producción. El promedio anual de la temperatura ambiente fue de 28.77 °C y para la temperatura del panel fue de 29.58 °C. Cabe recalcar que estos promedios se calcularon con base a los datos de las 24 horas del día, donde se incluyó las temperaturas durante la noche (Figura 3).

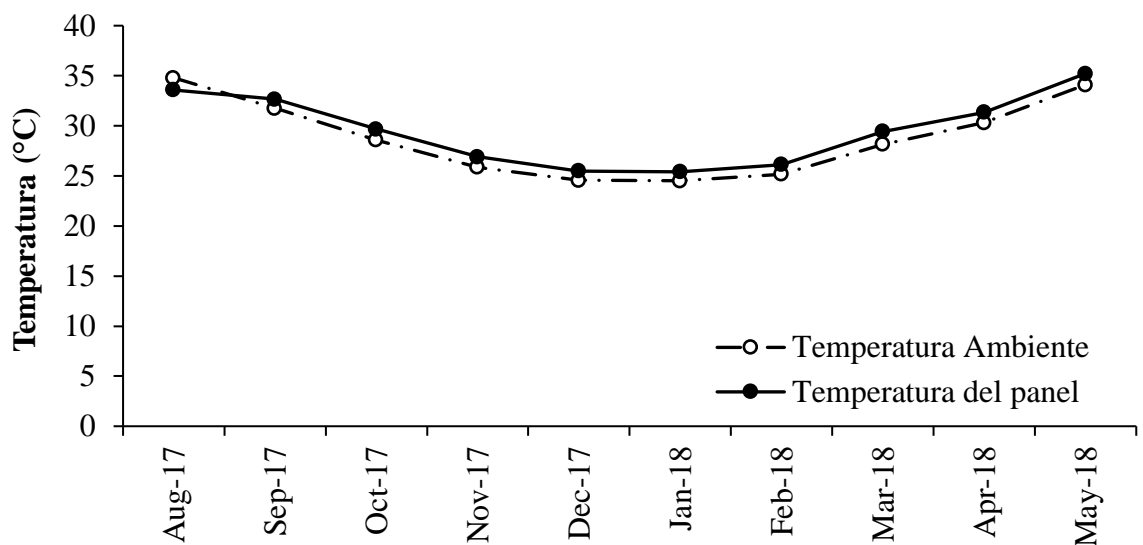


Figura 3. Temperatura mensual promedio desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.

Análisis de la demanda energética del edificio.

En el comportamiento de la curva de potencia vs tiempo se distinguen dos periodos representativos de consumo, el primero es de 6:00 a.m. hasta las 5:00 p.m. en el cual el edificio atiende la demanda del personal de la carrera, aprender haciendo y clases. El segundo periodo se define de 5:00 p.m. hasta las 6:00 a.m. que son básicamente las horas cuando no se labora en el edificio.

El día sábado 12 de agosto presentó un porcentaje de autoconsumo del 99.19%. Durante este día la irradiancia fue alta con un valor de 437.44 W/m², que se consideró como un día soleado en el cual el sistema fotovoltaico tuvo mejores rendimientos. A las 10:20 a.m. se observó un descenso en la demanda por la salida de los estudiantes de sus actividades durante este día. Como podemos observar en la Figura 3 desde 6:40 a.m. hasta las 10:20 a.m. el sistema fotovoltaico funcionó a su máxima capacidad de acuerdo a la irradiancia, ya que las curvas entre estas dos presentaron una separación notable. Posteriormente durante las horas pico de radiación solar la separación entre las curvas de irradiancia y producción se acorta demostrando que la producción estuvo limitada por la demanda. En su mayoría la energía entregada a la red fue mayor que la obtenida, a excepción de los periodos entre las 6:00 - 6:30 a.m. y 4:55 - 5:20 p.m. donde la irradiancia fue no fue suficiente para que la producción supla la demanda del edificio (Figura 4).

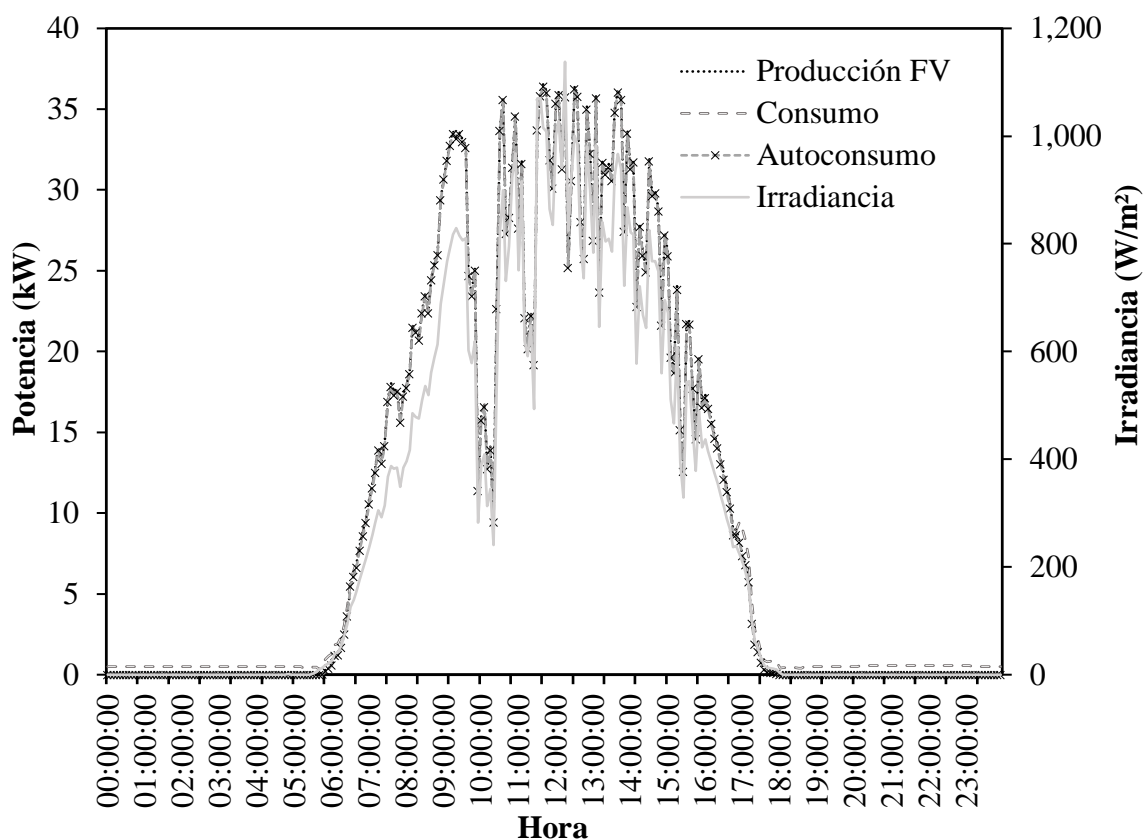


Figura 4. Comportamiento de la demanda durante el 12 de agosto del 2017.

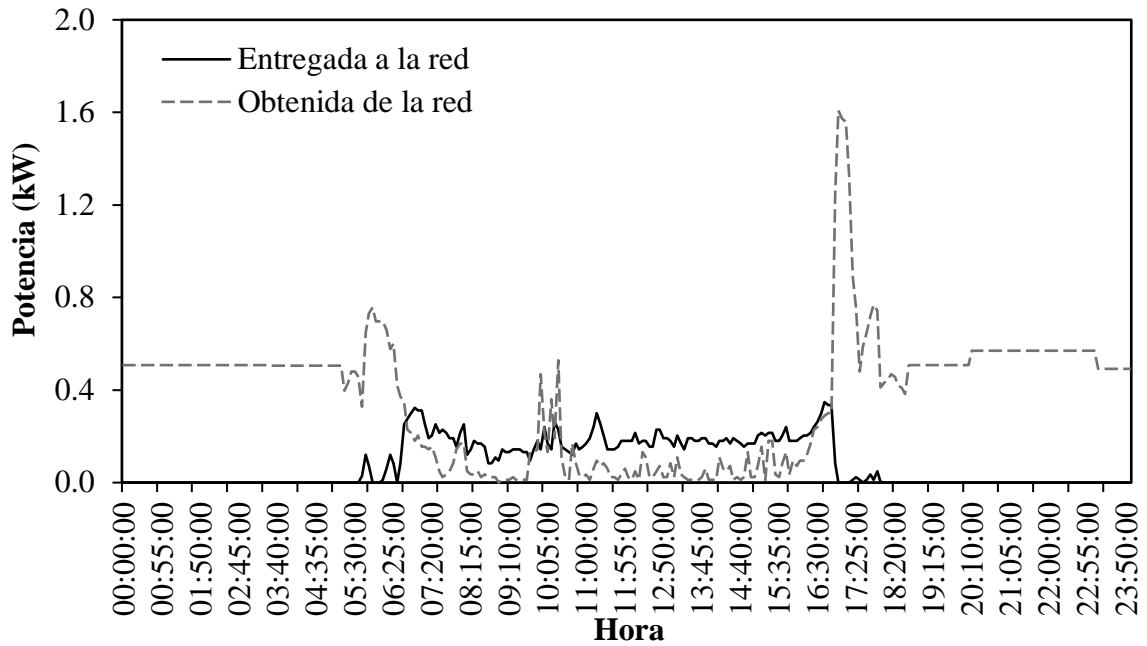


Figura 5. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 12 de agosto del 2017.

El lunes 19 de marzo se observó que en su mayoría la producción del sistema fotovoltaico fue influenciada principalmente por la irradiancia ya que la demanda fue alta. Por esta razón la energía obtenida de la red fue mayor que la energía inyectada. A las 10:20 a.m. la demanda del edificio redujo por la salida de los estudiantes de la jornada de clases, no obstante, la irradiancia no fue suficiente para satisfacer toda la demanda (Figura 6).

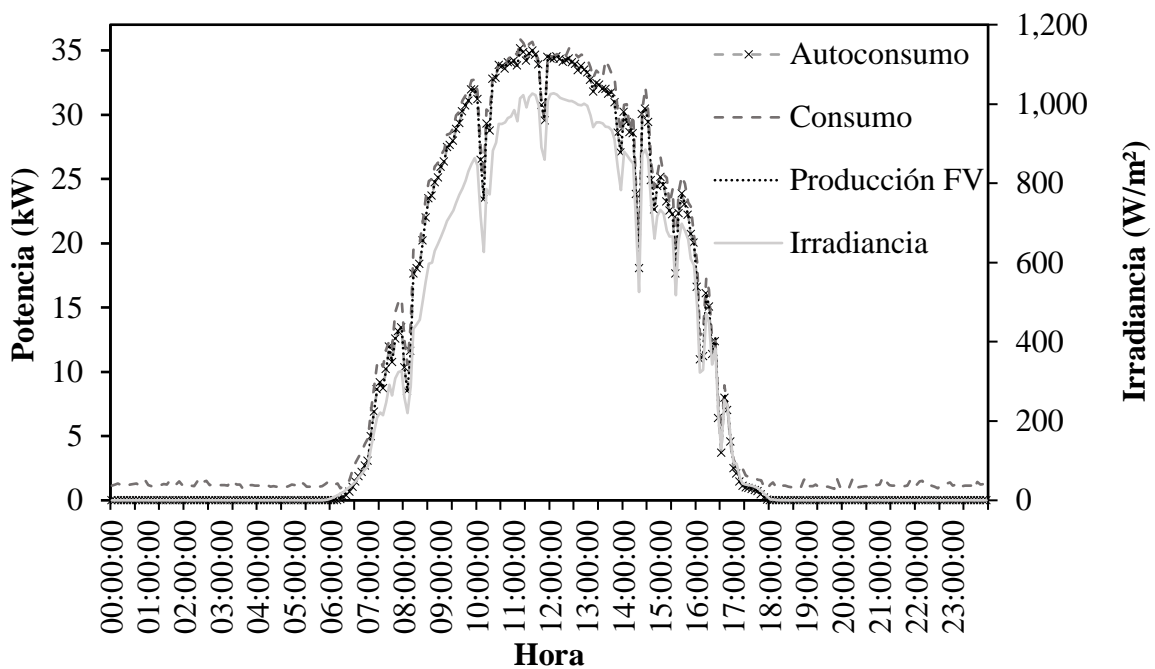


Figura 6. Comportamiento de la demanda durante el 19 de marzo del 2018.

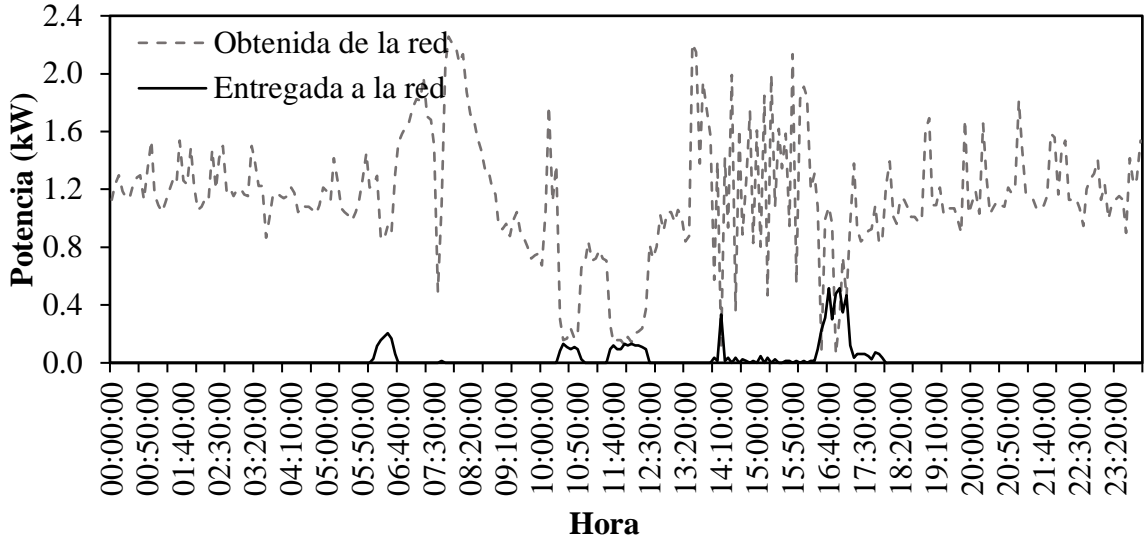


Figura 7. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 19 de marzo del 2018.

El lunes 9 de octubre se determinó como un día significativo durante el tercer trimestre, este mostró una irradiancia promedio de 384.60 W/m². A partir de las 7:05 p.m. hasta las 10:35 p.m. la irradiancia fue suficiente para que los paneles suplieran casi al 100% la demanda del edificio por lo que las entregas a la red fueron mínimas y tampoco se obtuvo energía de esta. Por otro lado, desde las 12:30 p.m. la irradiancia disminuyó produciendo un aumento en la energía obtenida de la red a causa de que la producción no fue suficiente para suplir la demanda durante la jornada de clases en la tarde (Figura 8).

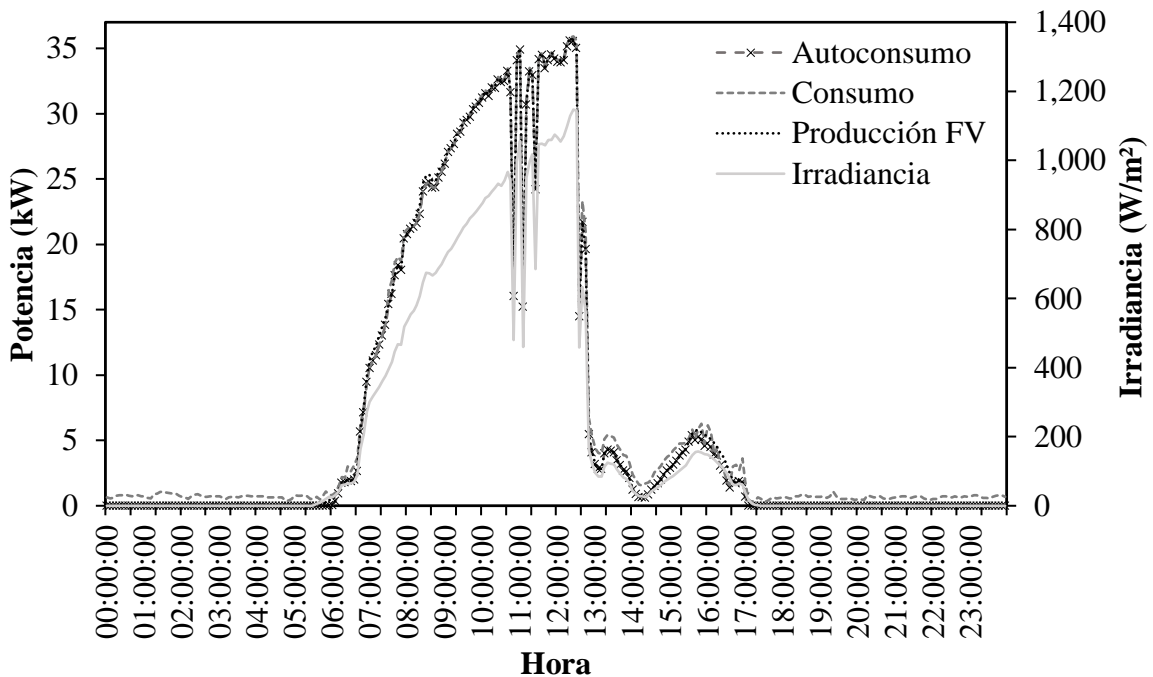


Figura 8. Comportamiento de la demanda durante el 9 de octubre del 2017.

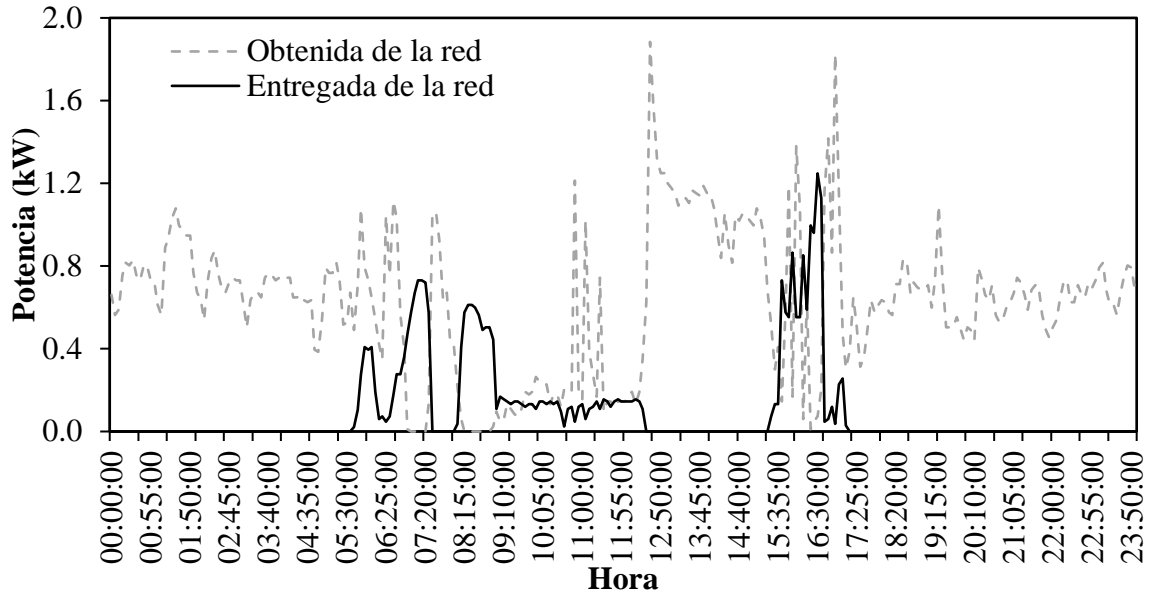


Figura 9. Energía inyectada y obtenida de la red durante el 9 de octubre del 2017.

La demanda de energía eléctrica total del edificio fue de 53,836.92 kWh. Los meses donde se demandó la mayor cantidad de energía fueron marzo del 2018 con un consumo de 7,442.74 kWh y agosto del 2017 con 6,659.34 kWh. En la Figura 10 podemos notar que la producción fotovoltaica está ligada al comportamiento de la demanda del edificio, esto es debido a que el “Smart meter” regula la generación fotovoltaica de acuerdo al consumo del edificio. La demanda promedio diaria del edificio fue 197.36 kWh/día. Se registró el 28 de agosto del 2017 como el día con mayor demanda, el cual mostró un consumo de 287.71 kWh. La demanda mínima fue de 77.22 kWh, esta ocurrió el 28 de octubre del 2017 (Figura 10).

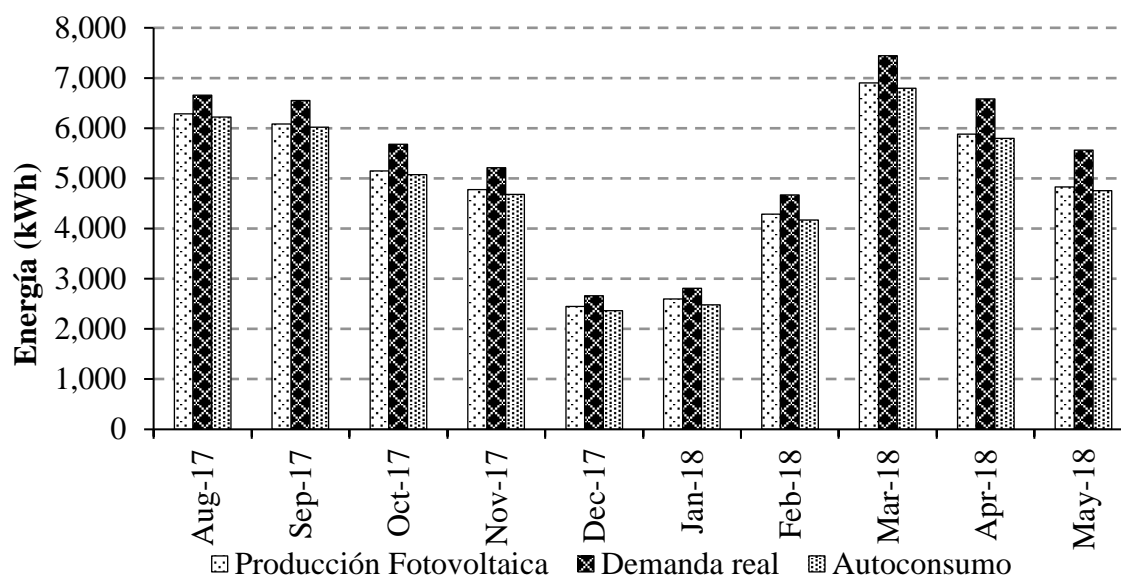


Figura 10. Demanda mensual del edificio de Ambiente y Desarrollo desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.

Producción fotovoltaica.

Se registró una máxima producción de 274.62 kWh el 18 de agosto del 2017 y una mínima de 61.86 kWh durante el 28 de octubre del 2017. El mes de mayor producción coincide con el mes de mayor irradiancia y demanda del edificio. Se hace notar que la producción de energía del sistema fotovoltaico depende de la irradiancia y es regulada por la demanda del edificio. Por esta razón, los días con mayor y menor generación no corresponden a los meses de mayor y menor irradiancia (Cuadro 2).

Cuadro 2. Resumen de producción fotovoltaica diaria en el edificio.

Meses	Mínimo Diario (kWh)	Máximo Diario (kWh)	Promedio (kWh)	Total (kWh)
Agosto	132.60	274.64	202.70	6,283.20
Septiembre	111.33	266.52	202.77	6,082.73
Octubre	61.86	240.86	166.21	5,152.41
Noviembre	86.19	217.77	159.07	4,772.00
Diciembre	85.45	197.68	143.54	2,452.04
Enero	87.52	186.20	136.44	2,592.42
Febrero	64.99	239.45	160.77	4,286.46
Marzo	143.45	258.80	222.81	6,906.97
Abril	111.91	248.83	196.24	5,887.19
Mayo	133.07	220.48	187.10	4,832.70
Promedio	101.84	231.12	177.77	4,924.81
Total				49,248.12

La generación de energía total del sistema fotovoltaico fue de 49,248.12 kWh. Los meses con mayores producciones de energía fueron marzo del 2018 y agosto del 2017 con 6,906.97 y 6,283.20 kWh respectivamente. Así mismo durante diciembre del 2017 y enero del 2018 se produjo 2,452.04 y 2,592.42 kWh, estos fueron los meses con la menor producción debido a que el sistema fotovoltaico no operó durante todo el mes (Figura 11).

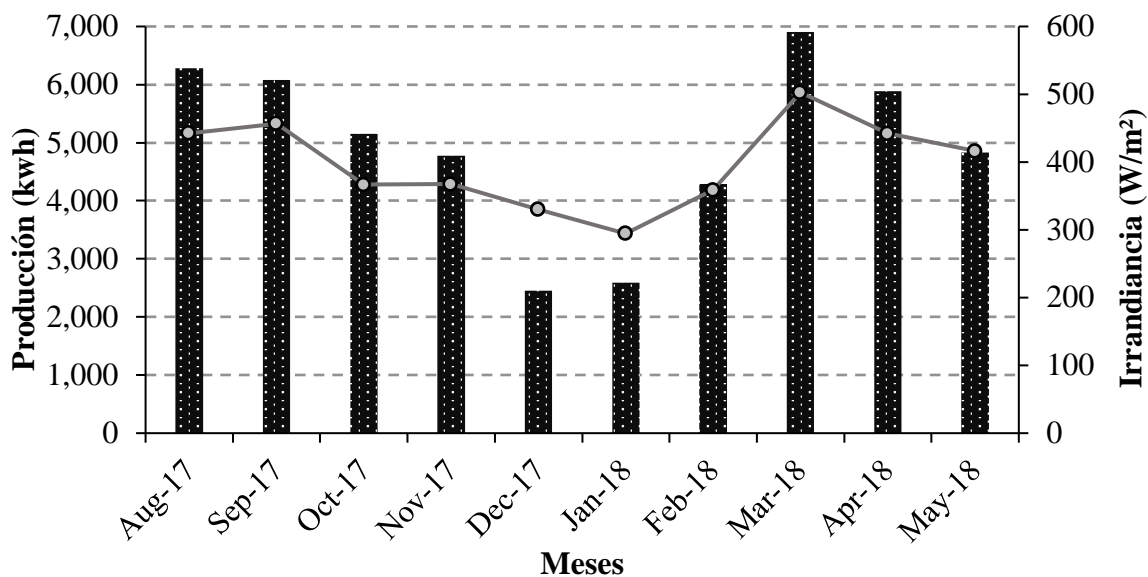


Figura 11. Producción fotovoltaica mensual desde agosto del 2017 hasta mayo del 2018.

Los subsistemas ubicados en el techo sur aportaron el 51.79% de la generación total (25,507.77 kWh). De este el subsistema OSC (Orientación Sur/CIS) aportó la mayor cantidad de energía (8,958.67 kWh) en comparación con los demás subsistemas (Figura 12).

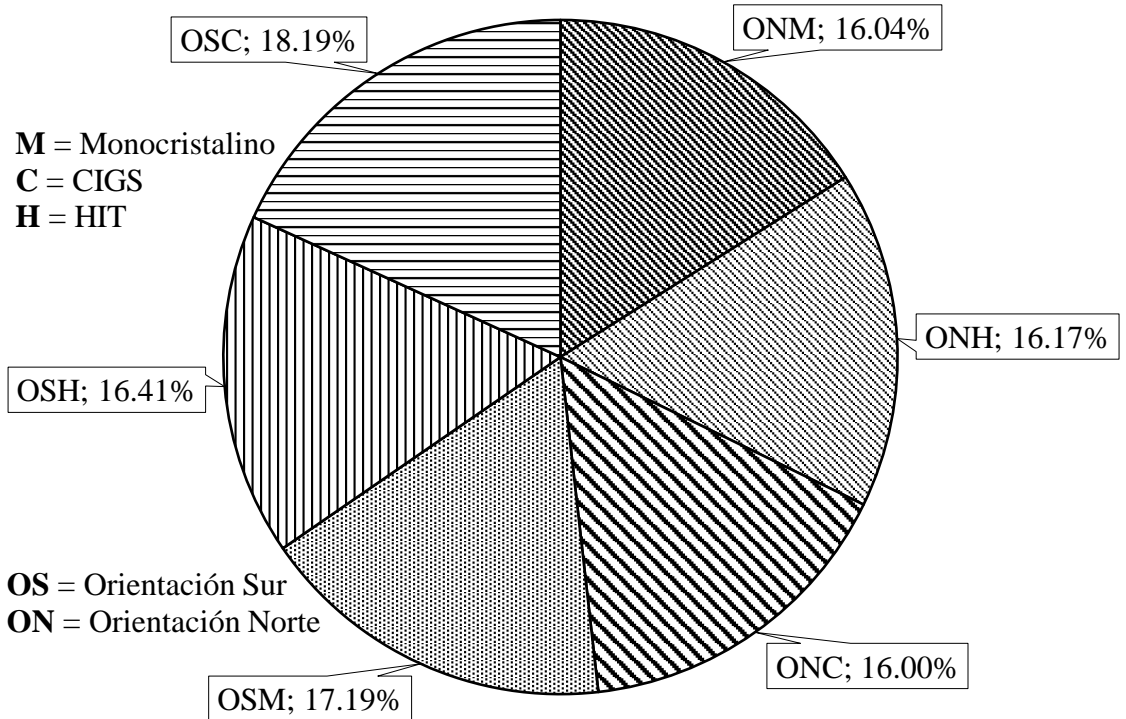


Figura 12. Energía aportada por cada subsistema a la producción total del sistema fotovoltaico.

A manera de inspeccionar detalladamente la producción y demanda de electricidad durante diferentes días, se consideraron tres tipos de días típicos: días soleados, parcialmente nublados y días nublados, los cuales se distinguen por el comportamiento de la irradiación solar desde las 6:00 a.m. hasta las 6:00 p.m. Estos se clasificaron de la siguiente manera: días soleados (irradiación $> 400 \text{ W/m}^2$), parcialmente nublados (Irradiación entre 250 y 399 W/m^2) y los días nublados (irradiación $< 250 \text{ W/m}^2$). Los rangos de clasificación se definieron a partir de los supuestos explicados a continuación: el valor para los días soleados se definió de la media aritmética entre la irradiación promedio diaria de cada sensor, la cual fue igual a 397.80 W/m^2 , pero se redondeó en 400 W/m^2 . Para el valor de los días nublados se estableció a partir del resultado de la media aritmética entre la menor irradiación diaria registrada y la irradiación diaria promedio del sensor donde se registró (sensor Orientación Norte), que fue igual a 250.99 W/m^2 , pero se aproximó a 250 W/m^2 .

En el caso de los días soleados se tomó el 28 de agosto del 2017 ya que fue el día con mayor demanda. La irradiación solar promedio entre las 6:00 a.m. y 6:00 p.m. fue de 573.50 W/m^2 , con un pico de $1,026 \text{ W/m}^2$ durante las 12:30 p.m. Este día se encontró en el segundo trimestre donde se atendió la jornada completa de clases por motivo de haber sido un lunes. Por la alta demanda del edificio se obtuvo de la red 24.07 kWh , así como se entregó 0.54 kWh . Esto demuestra que el sistema fotovoltaico funcionó casi al 100% de su capacidad aprovechando las horas pico de irradiación. La mayor entrega a la red fue durante las 4:20 p.m. debido a que en esta hora terminó la jornada de clases y el consumo fue menor a la producción (Figura 13).

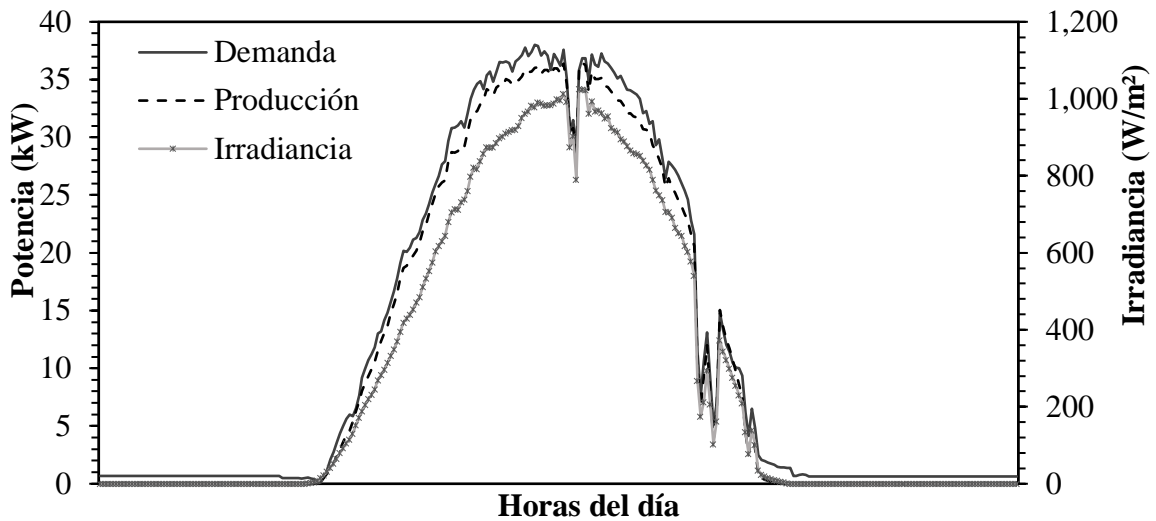


Figura 13. Producción, demanda e irradiancia del 28 de agosto del 2017.

Para los días parcialmente nublados se tomó el 16 de abril como un día representativo, la irradiancia promedio diaria fue de 264.55 W/m². El sistema fotovoltaico generó 122.69 kWh de electricidad y el edificio demandó 149.14 kWh. Este día representó un lunes del primer trimestre por tal motivo a las 11:20 a.m. hubo un descenso en la demanda por el término de la jornada de clases. También, entre las 12:30 p.m. y 12:50 p.m. se obtuvo la mayor cantidad de energía de la red por un descenso en la irradiancia causada quizás por la presencia de nubes. Se entregó 2.68 kWh a la red puesto que el mayor consumo del edificio fue en la mañana (jornada de clases tercer año) cuando la irradiancia no alcanzó sus valores pico, congruente a esto se obtuvo mayor energía de la red (29.13 kWh). Durante las horas pico de irradiancia no se impartió clases lo que redujo el consumo (Figura 14).

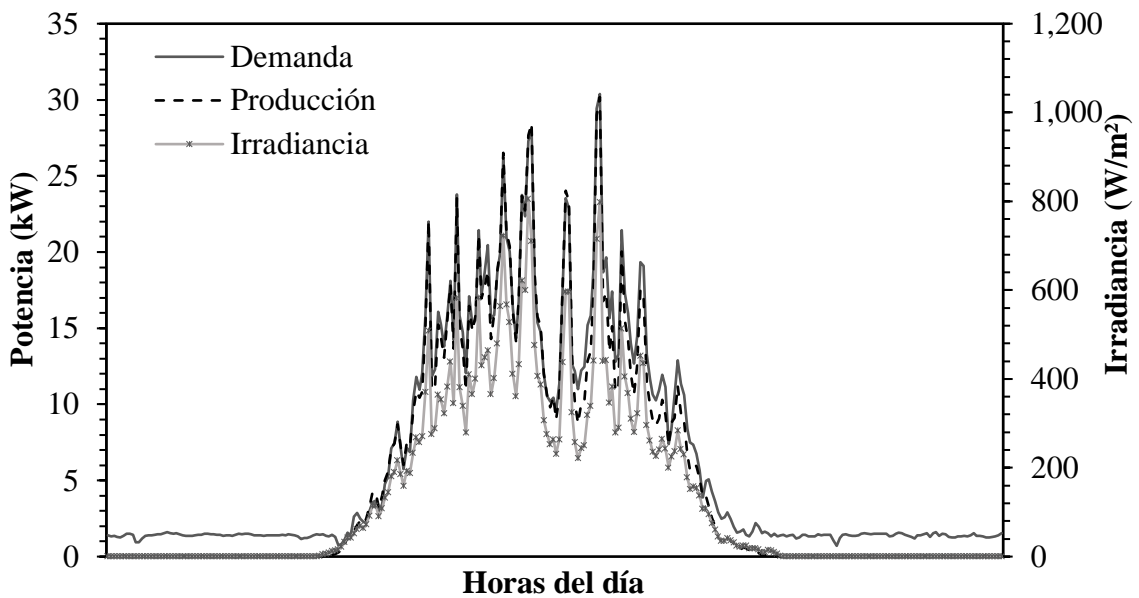


Figura 14. Producción, demanda e irradiancia del 16 de abril del 2018.

En el caso de los días nublados se analizó el desempeño para el día de menor producción, correspondiente al 28 de octubre del 2017. La irradiancia promedio diaria fue de 135.11 W/m², alcanzando un valor pico de 469.82 W/m² a las 9:10 a.m. donde hubo inyecciones a la red. La energía producida fue 61.87 kWh y la demanda fue 77.22 kWh. Se obtuvo 19.03 kWh de la red y se entregó 3.67 kWh. A partir de las 10:25 a.m. el consumo se redujo por la salida de los estudiantes de su jornada de actividad de carrera durante el sábado. Debido a un descenso en la irradiancia entre las 9:30 a.m. y 9:40 a.m. fue donde se obtuvo la mayor cantidad de energía de la red. A las 7:45 a.m. la irradiancia incrementó generando una mayor producción donde se encontró la mayor inyección a la red con un valor de 1.09 kW. Entre las 12:40 p.m. y 1:30 p.m. fueron las horas pico de irradiancia por lo que no se obtuvo energía de la red, por el contrario se generó altas inyecciones a la red. Desde las 5:00 p.m. la producción fotovoltaica se redujo a cero demostrando que posiblemente hubo bastante nubosidad o fue un día con corto periodo de luz (Figura 15).

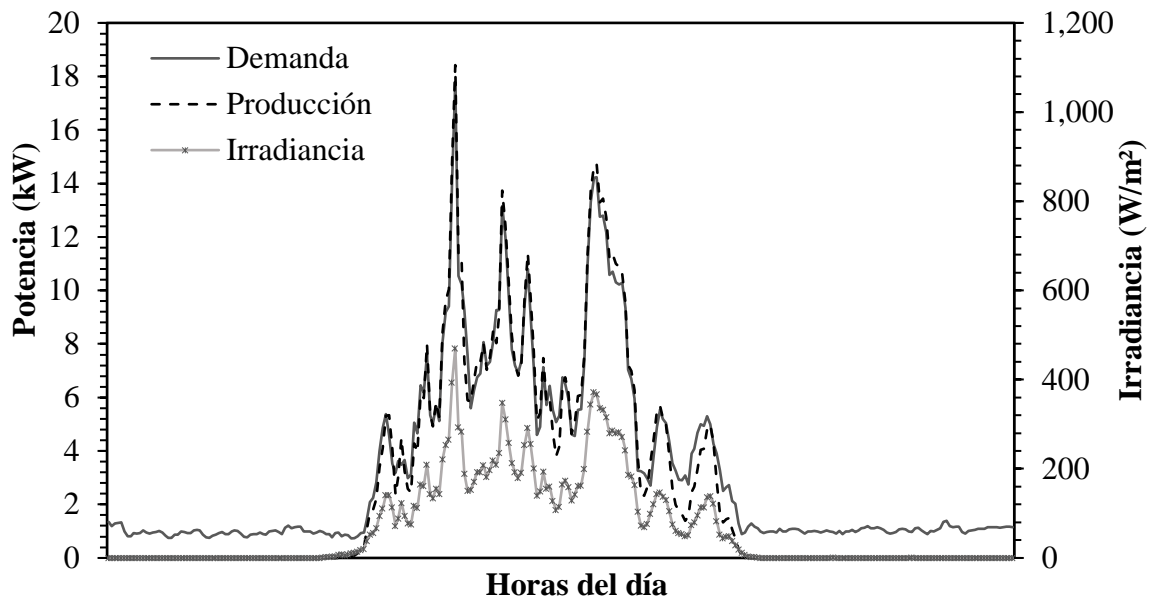


Figura 15. Producción, demanda e irradiancia del 28 de octubre del 2017.

Se corroboró que la producción fotovoltaica depende de la irradiancia y a su vez es regulada por la demanda del edificio. En días con altos valores de irradiancia es posible que las inyecciones a la red fueron mayores cuando la demanda fue baja, no obstante si la demanda fue alta se pudo satisfacer un mayor porcentaje con la producción fotovoltaica. Por otra parte, en los días con valores de irradiancia baja la producción también fue mínima y probablemente la energía obtenida de la red fue mayor cuando la demanda fue alta, sin embargo, en días con baja demanda se redujeron las inyecciones a la red y la producción pudo satisfacer una mayor porción de la demanda en las horas pico de radiación solar. Estos escenarios dependieron en su mayoría de las jornadas de clases, con el propósito de coincidir los periodos de horas pico de irradiancia con los de mayor consumo del edificio y así tener mínimas inyecciones y extracciones de la red incrementando la eficiencia en el autoconsumo (Figura 16).

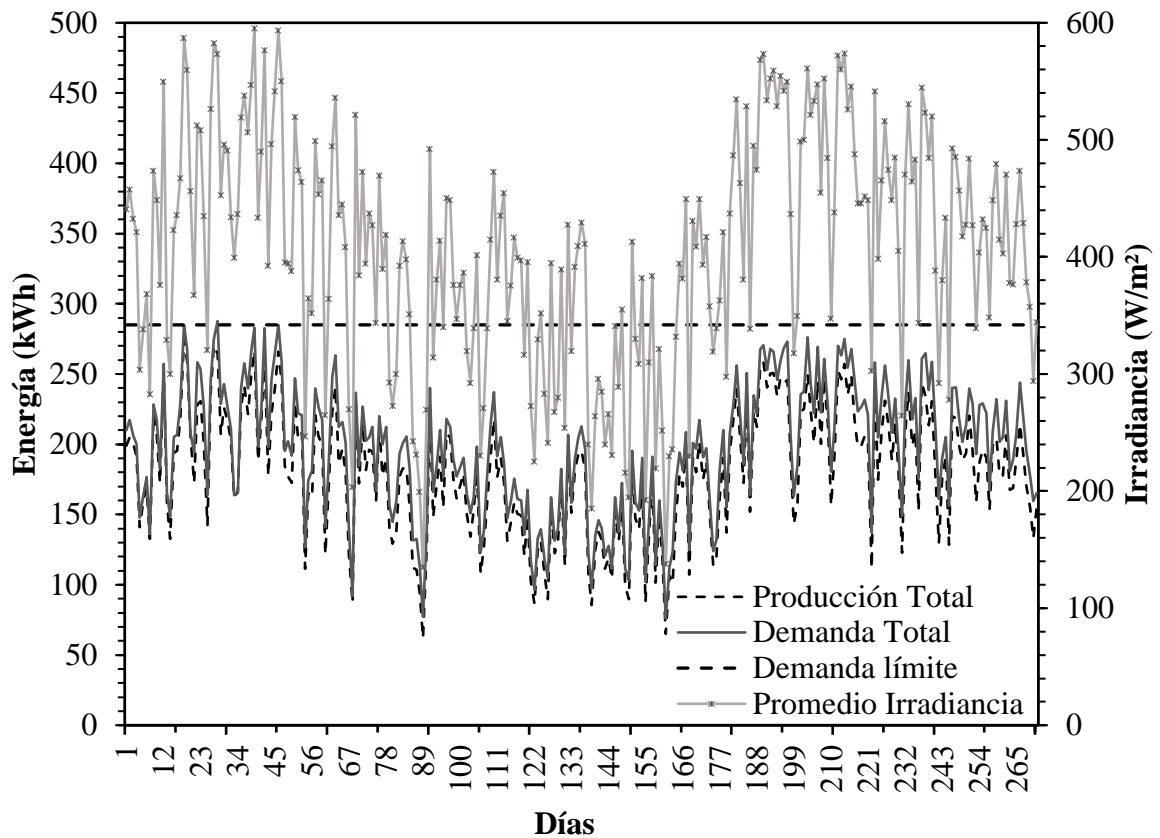


Figura 16. Irradiancia, producción y demanda energética diaria desde agosto 2017 hasta mayo 2018.

Análisis de la cobertura.

La demanda total del edificio fue suplida una parte por la producción del sistema fotovoltaico y otra por la energía obtenida de la red nacional. El sistema fotovoltaico suplió 48,368 kWh para autoconsumo, equivalente al 90% de la demanda. Se obtuvo 5,469 kWh de la red nacional, siendo mayo el mes con mayor consumo de la red (Figura 17).

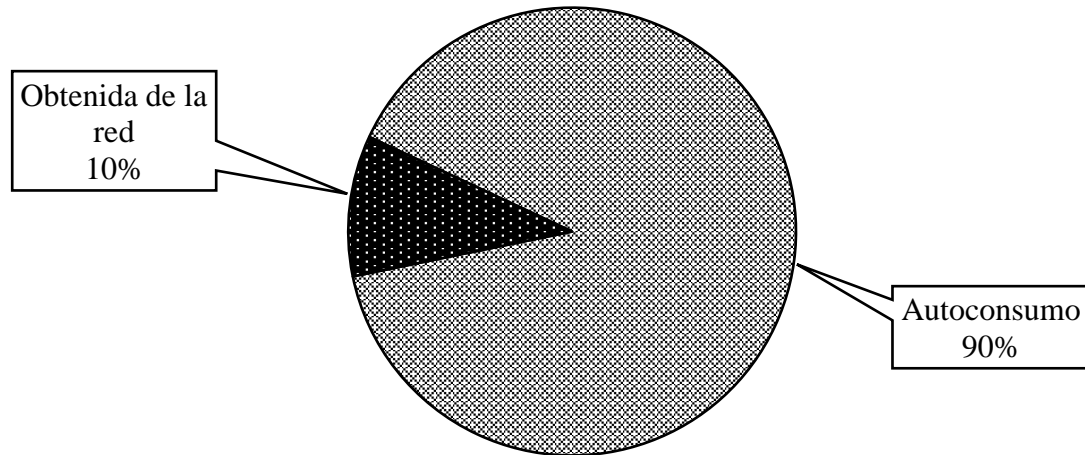


Figura 17. Cobertura de la demanda eléctrica del edificio desde agosto del 2017 a mayo 2018.

La energía obtenida de la red nacional se usó en la cobertura de la demanda cuando el sistema fotovoltaico no generó suficiente energía. Durante la noche se demandó 3,310 kWh, lo que representó el 62% de la energía obtenida de la red nacional. Cabe recalcar que el sistema fotovoltaico no cuenta con un banco de baterías por lo que en las horas sin radiación solar no se envió energía al edificio. En las horas del día cuando la producción fotovoltaica fue menor a la demanda, se obtuvo 2,070 kWh de la red nacional (38%). En cuanto a la producción fotovoltaica se generó 49,249 kWh, así mismo se usaron 48,368 kWh para cubrir la demanda del edificio equivalente al 98% de la producción. La energía restante (881 kWh) fue suministrada a la red nacional. Febrero fue el mes con mayor entrega de energía.

Comparación de la generación energética de las tecnologías en el sistema fotovoltaico.

Factores que afectan la producción fotovoltaica. Existe una correlación fuerte entre la generación de energía por parte del sistema fotovoltaico y la demanda real del edificio, esto confirma el funcionamiento del “Smart meter” para el sistema de autoconsumo con entrega a la red. Este medidor bidireccional es el encargado de monitorear y controlar la energía producida por el sistema de acuerdo al consumo del edificio. El coeficiente de correlación Spearman mostró un valor de 0.987, esto verifica la relación directa, positiva y fuerte entre la producción y la demanda (Figura 18).

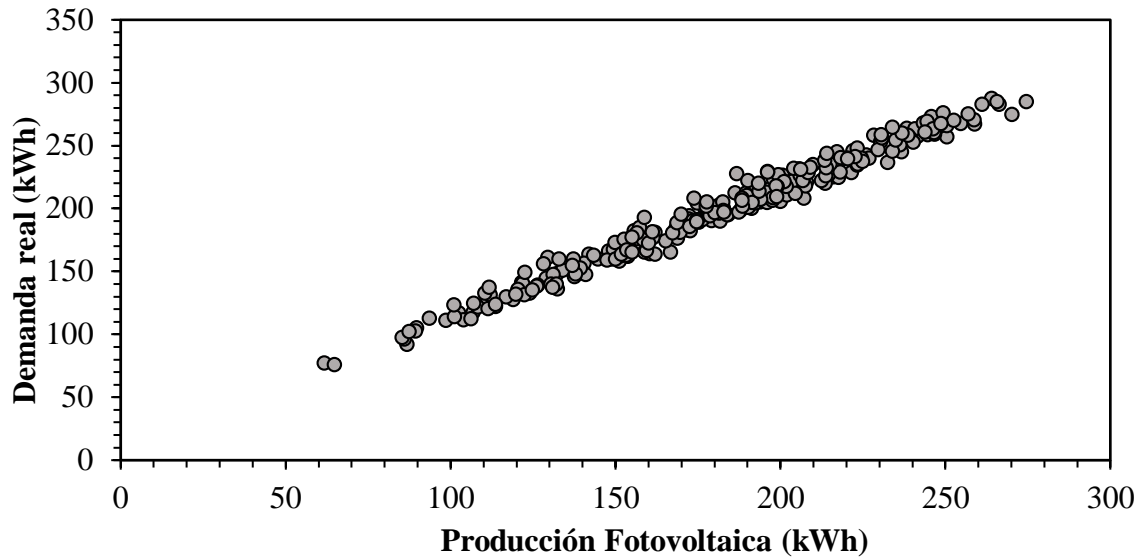


Figura 18. Correlación entre la producción fotovoltaica y la demanda real del edificio.

Evidentemente la generación de energía por parte del sistema fotovoltaico se comporta de acuerdo a la demanda del edificio, la Figura 19 muestra la dispersión de los datos entre estas dos variables y la irradiancia promedio diaria durante el periodo de estudio. Se encontró una relación lineal significativa, alta y directamente proporcional, entre la producción generada por el sistema fotovoltaico y la irradiancia promedio, es decir, que a mayor cantidad de energía emitida por el sol, los paneles solares tienden a producir mayor energía. El coeficiente de correlación de Spearman para la producción fotovoltaica y la demanda del edificio fue igual a 0.982 y 0.971 respectivamente. Varios estudios han demostrado que existe una estrecha correlación entre la producción de energía por los paneles y la irradiancia incidente en el plano horizontal, ya que un incremento positivo en la generación de energía se ve visto por el aumento en la irradiancia (Chen, Duan, Cai y Liu, 2011; Humada, Hojabri, Hamada, Samsuri y Ahmed, 2016; Raza, Nadarajah y Ekanayake, 2016).

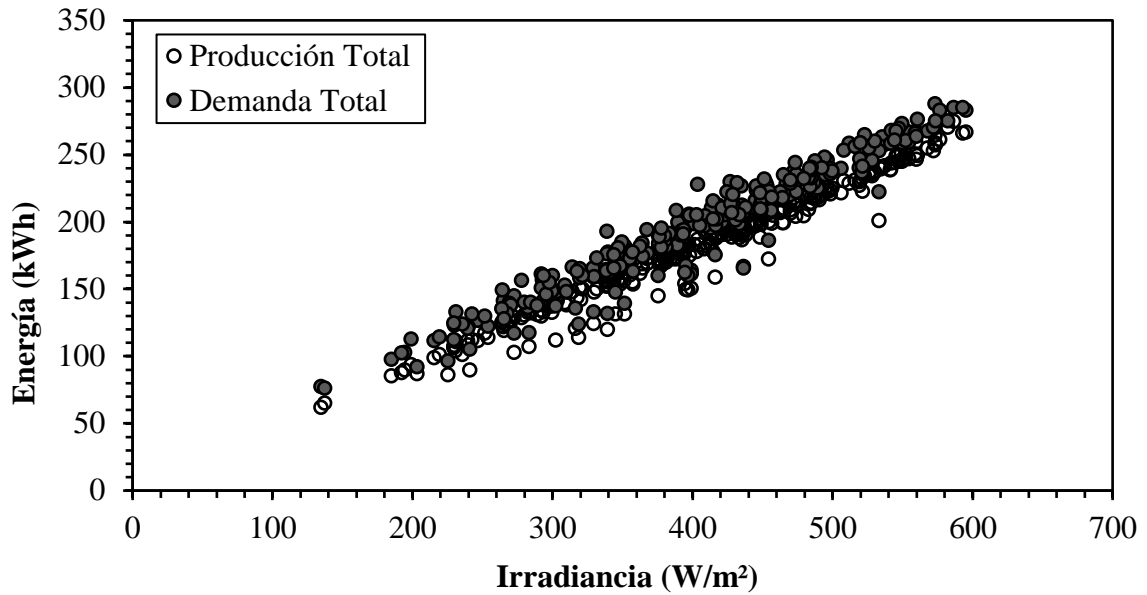


Figura 19. Gráfica de correlación entre la irradiancia y la energía fotovoltaica producida y la demanda por el edificio.

La gráfica de dispersión entre la temperatura del panel y la producción de energía demuestra que no existe una relación lineal entre estas variables. El coeficiente de correlación fue igual a 0.609, lo que demuestra una asociación moderada entre los datos. Según Ma, Yang y Lu (2016) altas temperaturas del panel resultan en un impacto negativo en la producción de energía, esto dependerá del coeficiente de temperatura determinado por el fabricante bajo condiciones STC. Sin embargo, Raza et al. (2016) afirmaron que la potencia de salida se reduce con una menor temperatura en la celda fotovoltaica (Figura 20).

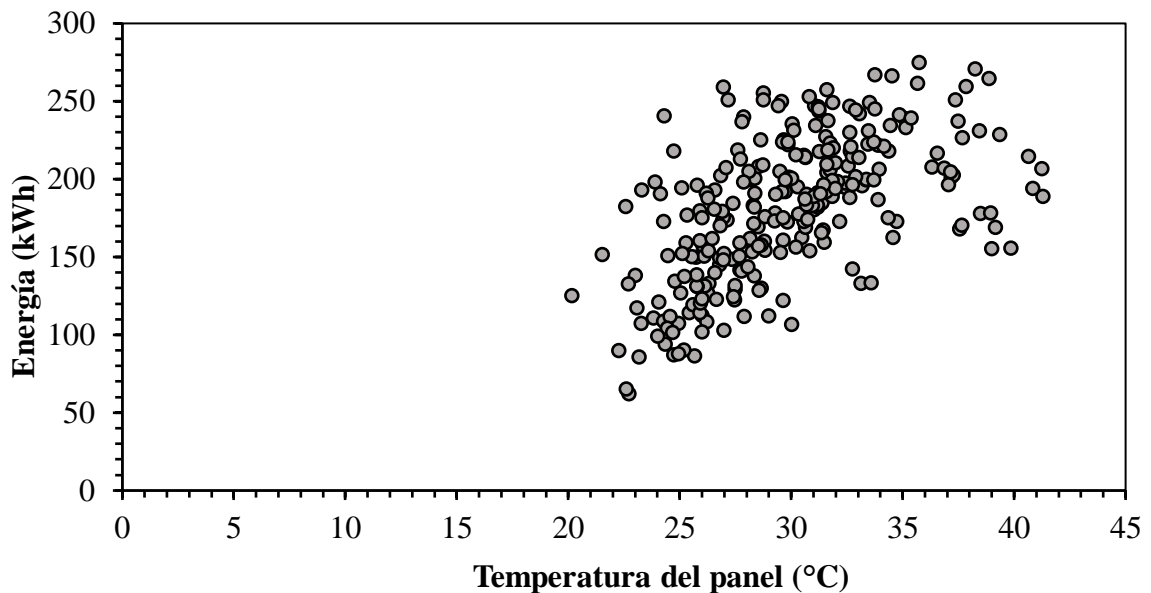


Figura 20. Gráfica de correlación entre la temperatura del panel y la producción de energía.

La temperatura del panel es usualmente influenciada por varios factores como la irradiancia, temperatura ambiental y velocidad del viento. Gracias al efecto fotovoltaico se puede transformar la energía solar en electricidad, no obstante los paneles solares solo aprovechan un porcentaje de la energía que incide sobre ellos. La irradiancia que no es convertida en electricidad es transformada en calor, de manera que produce un aumento en la temperatura del panel (Popovici, Hudisteanu, Mateescu y Chereches, 2016). Sharma y Goel (2017) encontraron un coeficiente de correlación lineal igual a 0.939, apoyando a varios autores que han demostrado una relación directa entre la irradiancia y la temperatura del panel, concluyendo que un aumento en la irradiancia refleja incrementos en la temperatura de los módulos fotovoltaicos (Ma et al., 2016; Mondol, Yohanis, Smyth y Norton, 2006). El coeficiente de correlación de Spearman presentó un valor de 0.60. De tal modo que se estableció una relación lineal moderadamente fuerte entre estas dos variables, evidenciando que las temperaturas más altas en los paneles se encontraron en los días con mayor irradiancia (Figura 21).

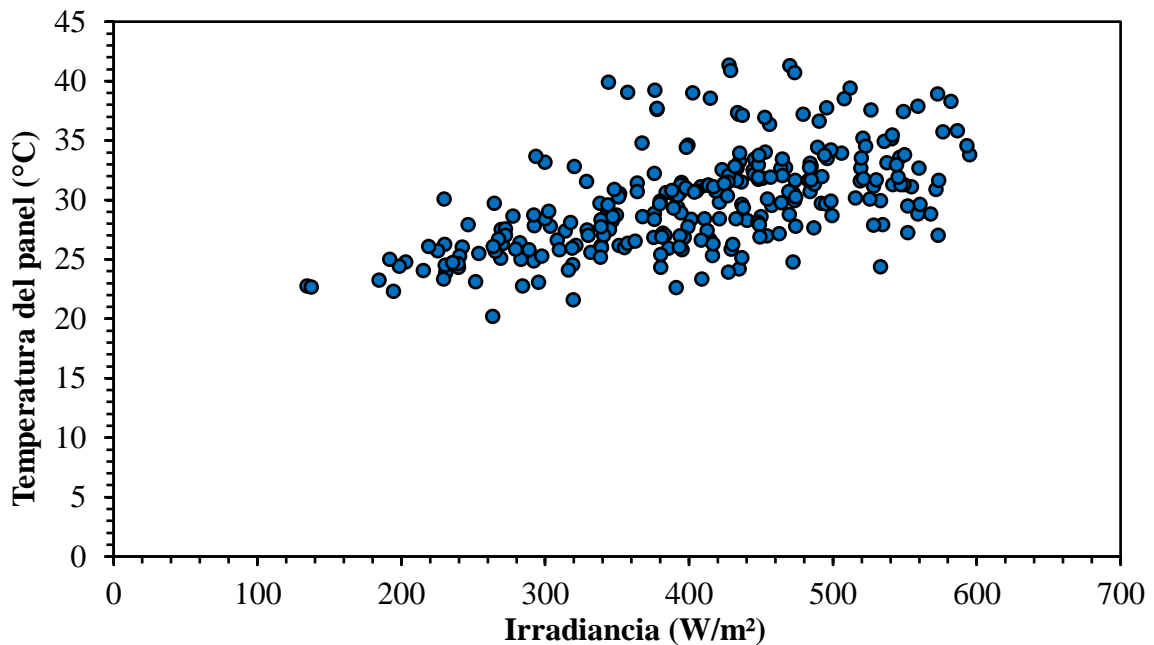


Figura 21. Gráfica de correlación entre la irradiancia y la temperatura del panel.

La asociación entre las variables fue significativa para todos los cruces realizados indicando valores $P \leq 0.05$. Los coeficientes de Spearman demostraron relaciones lineales directamente proporcionales, lo que demuestra que el incremento en una variable puede producir que otra variable también aumente. Así mismo se corroboró que existe una relación entre el comportamiento de la energía producida por el sistema fotovoltaico, la demanda real del edificio y la irradiancia incidente sobre los paneles solares (Cuadro 3).

Cuadro 3. Matriz de correlación Rho de Spearman entre las variables evaluadas y la energía producida.

Variables		Demanda real (kWh)	Irradiancia (W/m ²)	Temperatura del panel (°C)
Energía producida (kWh)	Coefficiente de correlación	0.987**	0.982**	0.609**
	Significancia	0.000	0.000	0.000
Demanda real (kWh)	Coefficiente de correlación		0.971**	0.636**
	Significancia		0.000	0.000
Irradiancia (W/m ²)	Coefficiente de correlación			0.607**
	Significancia			0.000

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

Análisis de datos de la generación de electricidad. La producción de energía diaria entre los seis subsistemas se vio afectada por la orientación hacia el sol y el tipo de tecnología, encontrando diferencias estadísticamente significativas ($\rho \leq 0.05$). De acuerdo al análisis estadístico, se observó que el subsistema con orientación sur y tecnología CIGS tuvo mayor influencia en la generación de electricidad por sistema fotovoltaico, presentando la mayor producción diaria promedio con un valor igual a 32.92 ± 0.35 kWh. Por otro lado el subsistema con orientación sur y tecnología monocristalina fue estadísticamente diferente generando en promedio 31.1 ± 0.34 kWh al día, este se encontró como el subsistema que aportó en segundo lugar al sistema fotovoltaico. Finalmente no se encontró diferencias significativas en la producción diaria entre los demás subsistemas ($P \leq 0.05$) (Cuadro 4).

Cuadro 4. Producción diaria promedio de los subsistemas fotovoltaicos de acuerdo a la orientación y tecnología del panel.

Orientación + Tecnología	Orientación Sur, Norte	Tecnología M, H, C	Producción De Energía (kWh)	E.E.
SC	S	C	32.92 ^a	0.35
SM	S	M	31.1 ^b	0.34
SH	S	H	29.68 ^c	0.33
NH	N	H	29.24 ^c	0.33
NM	N	M	29.05 ^c	0.33
NC	N	C	28.99 ^c	0.33

M = Monocristalino

H = HIT

C = CIGS

E.E.= Error estándar

^{a,b,c} = Letras diferentes en cada columna indican diferencia significativas ($p \leq 0.05$)

Efecto del dispositivo regulador de energía “Smart meter” en el desempeño global del sistema fotovoltaico.

La estimación en el programa RETScreen por cada tecnología mostró una variación de la producción total de energía del 8%. Este efecto se lo puede atribuir al dispositivo “Smart meter”, ya que este envía señales a los inversores para que adecuen la potencia activa o de salida de acuerdo al consumo del edificio reduciendo el sobre voltaje. Tonkoski y Lopes (2011) encontraron una reducción en la generación de energía fotovoltaica del 7.7% producida por el acortamiento de la potencia activa regulando la producción de acuerdo al consumo (Cuadro 5).

Cuadro 5. Variación de producción entre la energía estimada y la energía real registrada.

Mes	Retscreen (kWh)	Producción Real (kWh)	Energía no generada (kWh)	Variación (%)
Sur-Mono_Si	9,220.57	8,466.64	753.93	9
Norte-Mono_Si	8,356.67	7,899.88	456.79	6
Sur-HIT	9,149.76	8,082.46	1,067.30	13
Norte-HIT	8,294.58	7,963.20	331.38	4
Sur-CIGS	9,626.98	8,958.67	668.31	7
Norte-CIGS	8,726.38	7,877.27	849.11	11
Total	53,374.93	49,248.12	4,126.81	8

La reducción de la generación fotovoltaica da como resultado un potencial de producción de energía fotovoltaica no aprovechado que se considera como pérdidas de electricidad. El uso de un sistema de almacenamiento de energía puede minimizar el porcentaje de pérdidas, de esta manera aprovechar el exceso de energía cuando el consumo de la vivienda es menor (Luthander, Lingfors, y Widén, 2017).

De los cuadros del balance energético (Cuadros 6 y 7) se puede apreciar que en la producción fotovoltaica con sistema de almacenamiento se usó la energía estimada en el programa RETScreen. De la energía consumida por el edificio el 97.37% fue abastecida por el sistema fotovoltaico con almacenamiento de energía, el cual fue mayor que en el escenario real. Esto es a causa de que las baterías acumulan la energía excedente producida por el sistema fotovoltaico cuando la demanda es baja. Debido a esto la energía obtenida de la red disminuye en comparación del escenario real.

Cuadro 6. Balance energético de la producción fotovoltaica en los dos escenarios.

Escenario	Energía generada por el sistema FV		Energía FV consumida por el edificio		Energía entregada a la red	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Real	49,249.18	100.00	48,368.11	98.21	881.07	1.79
Con Baterías	53,374.93 ^δ	100.00	52,419.52	98.21	955.41	1.79

^δEnergía simulada en RETScreen.

Cuadro 7. Balance energético de la demanda del edificio en los dos escenarios.

Escenario	Energía consumida por el edificio		Energía obtenida de la red		Energía consumida del sistema FV	
	kWh	%	kWh	%	kWh	%
Real	53,836.92	100	5,468.81	10.16	48,368.11	89.84
Con Baterías	53,836.92	100	1,417.40	2.63	52,419.52	97.37

Ahorro en la factura por cobertura de la demanda. Para el cálculo del ahorro en factura se utilizó la tarifa de electricidad proporcionada por la unidad de Planta Física de Zamorano. El ahorro resulta de la multiplicación de la energía consumida del sistema fotovoltaico por el edificio mensualmente con la tarifa mensual facturada, obteniendo un valor de USD 7,017.20 para el escenario real. Esto representa el monto que se dejó de pagar a la EEH debido al autoconsumo del edificio (Cuadro 8).

Cuadro 8. Ahorro en la factura en el escenario real durante el periodo de estudio.

Mes	Energía consumida del sistema FV (kWh)	Tarifa (USD/kWh)	Ahorro por producción (USD)
ago-17	6,225.97	0.144	894.98
sep-17	6,023.30	0.148	888.44
oct-17	5,073.32	0.143	727.18
nov-17	4,677.94	0.143	670.50
dic-17	2,367.87	0.150	354.19
ene-18	2,484.23	0.150	371.60
feb-18	4,170.16	0.148	616.84
mar-18	6,793.41	0.142	962.40
abr-18	5,795.17	0.148	857.20
may-18	4,756.73	0.142	673.87
Total	48,368.11		7,017.20

Sin embargo, al simular la implementación de un sistema de almacenamiento de energía, se puede obtener un ahorro de USD 7,608.73 al aprovechar el excedente de energía acumulada en las baterías, ya sea cuando el sistema no genere suficiente energía o durante el consumo nocturno (Cuadro 9).

Cuadro 9. Ahorro en la factura en el escenario con sistema de almacenamiento de energía durante el periodo de estudio.

Mes	Energía consumida del sistema FV (kWh)	Tarifa (USD/kWh)	Ahorro por producción (USD)
ago-17	6,499.56	0.144	934.31
sep-17	5,622.94	0.148	829.38
oct-17	5,617.84	0.143	805.22
nov-17	5,045.72	0.143	723.22
dic-17	2,770.77	0.150	414.46
ene-18	3,087.47	0.150	461.83
feb-18	5,110.82	0.148	755.98
mar-18	6,672.94	0.142	945.33
abr-18	6,431.35	0.148	951.30
may-18	5,560.10	0.142	787.68
Total	52,419.53		7,608.73

La curva con el mayor descenso en los primeros años, indica el costo de la energía solar, la cual en los primeros años es alta, ya que la inversión se distribuye entre menor cantidad de energía producida. Conforme los años aumenta la energía total generada se acumula y por consiguiente incrementa, de tal forma que el costo de la energía solar decrece. Por el

contrario la curva que aumenta con el paso del tiempo, representa el costo de la tarifa de la electricidad cobrada por la EEH, la cual incrementa de acuerdo a una tasa del 8% anual (Organización Latinoamericana de Energía, 2013). El punto donde se cruzan las curvas se define como el tiempo en el que producir energía fotovoltaica resulta más barato que comprarla a la red nacional, de esta manera estamos valorando la implementación del sistema fotovoltaico a largo plazo. Se encontró que a partir de los 8.5 años de funcionamiento del sistema fotovoltaico es más barato producir energía. La curva que es casi paralela al eje horizontal, representa el costo de producción de la energía solar para Zamorano, esta fue menor desde el primer año; ya que el único costo usado fue el de mantenimiento debido a que el sistema fotovoltaico fue una donación (Figura 22).

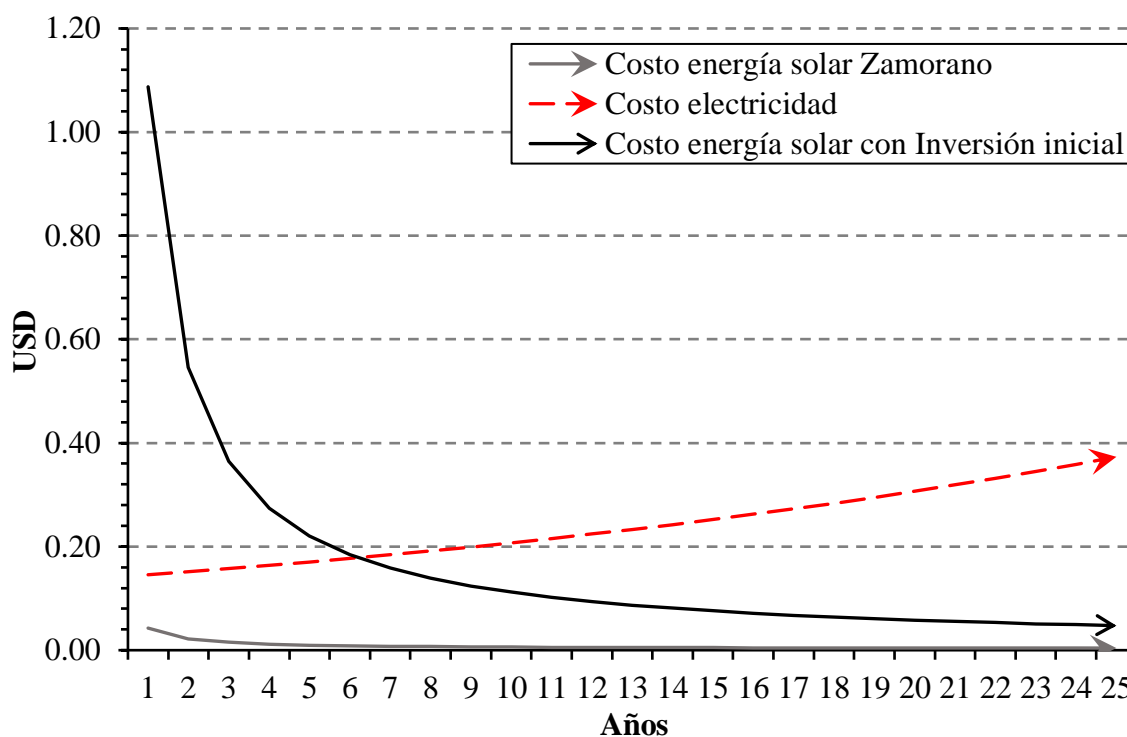


Figura 22. Proyección de los costos de energía solar y costos de electricidad para la vida útil del sistema fotovoltaico.

Análisis financiero. Se desarrolló el análisis financiero a partir de dos escenarios para comparar los indicadores de rentabilidad. Para el escenario real, se consideró como inversión inicial la donación realizada por USAID con un monto igual a USD 140,000. Para el escenario con sistema de almacenamiento se añadió USD 10,000 por la compra de las baterías. Se estimaron los costos de mantenimiento como el 2% de la inversión inicial y se aplicó una tasa de inflación de 3.5% anual. La tasa de descuento aplicada en todos los escenarios fue del 10% (Banco Interamericano de Desarrollo, 2015).

De acuerdo a los criterios de evaluación el primer escenario no es factible, ya que posee un VAN negativo, TIR menor a la tasa de descuento y el índice de deseabilidad es menor a uno (Cuadro 10). Esto se atribuye a una serie de factores descritos a continuación:

- El sistema fotovoltaico no opera al 100% de su desempeño por la influencia del Smart meter que envía señales a los inversores para que acorten la potencia activa y se envíe solo la potencia necesaria demandada por el edificio. Esto se refleja en un porcentaje de pérdida estimado como el 8%.
- La mitad de los subsistemas se encuentran orientados hacia el norte (azimut = 180°), la cual no es la orientación ideal para aprovechar la mayor cantidad de irradiancia incidente en los paneles solares. Honduras se encuentra en el hemisferio norte por lo que una orientación hacia el sur (azimut=0°) es la mejor para aprovechar la irradiancia.
- Las tecnologías seleccionadas no son las más baratas del mercado, se escogieron unas de alto costo.
- La rentabilidad debe considerar beneficios indirectos y externalidades como el aporte en la educación, un medio de investigación, reducción de gases de efecto de invernadero, beneficio en la visibilidad y relaciones públicas de la universidad que contribuye al objetivo de volverse una universidad verde.

Aunque la inversión es alta, el segundo escenario muestra que los indicadores financieros mejoran con respecto al escenario real. Esta mejora se refleja por el aprovechamiento de los excedentes de energía cuando el consumo del edificio es menor, los cuales son almacenados en un banco de baterías para su posterior uso, que probablemente se realizaría durante las noches. De este modo, los ahorros económicos aumentan y el pago por la energía obtenida de la red disminuye, sin embargo ninguno de los dos escenarios es viable porque la inversión inicial fue muy alta (Cuadro 10).

Cuadro 10. Indicadores financieros para los dos escenarios.

Indicadores	Real	Baterías	Criterios de evaluación
VAN (\$)	-55,341.81	-36,295.00	VAN>0
TIR (%)	5%	7%	TIR>r
ID	0.63	0.76	ID>1

r = tasa de descuento usada en el proyecto.

4. CONCLUSIONES

- El sistema fotovoltaico suple el 90% de la demanda eléctrica del edificio y el 10% restante lo obtiene de la red principalmente en horas nocturnas y días con baja irradiancia solar.
- Las variables que influyen directamente sobre el desempeño del sistema fotovoltaico son la irradiancia y la demanda energética del edificio.
- La incorporación del medidor “Smart Meter” deprimió la generación de energía en un 8%, afectando principalmente el desempeño de la tecnología con mayor eficiencia teórica y orientación apropiada.
- La implementación de un sistema de almacenamiento de energía contribuirá en la reducción de pérdidas por efecto del “Smart meter” e incrementará la cobertura de la demanda energética del edificio cerca del 100%.
- El análisis financiero para el desempeño real y el escenario con incorporación de baterías para respaldo indica que el proyecto no es rentable, sin embargo, este análisis no considera los beneficios indirectos que brinda el sistema fotovoltaico.

5. RECOMENDACIONES

- Implementar un sistema de almacenamiento de energía en el sistema fotovoltaico para aumentar el autoconsumo, lo que resultaría también en un incremento de los ahorros tanto energéticos como económicos.
- Evaluar el desempeño del sistema fotovoltaico luego de 2 a 5 años de operación para verificar la reducción en eficiencia.
- Simular la generación de energía del sistema fotovoltaico para autoconsumo integrado en su totalidad con la tecnología de mayor producción (CIGS), más un sistema de seguimiento solar y almacenamiento de energía.
- Realizar un análisis económico del proyecto fotovoltaico donde podamos internalizar los beneficios indirectos y externalidades brindadas por este.

6. LITERATURA CITADA

- Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*. Madrid, España: Editorial SAPT de Publicaciones Técnicas.
- Ackermann, T., Andersson, G. y Söder, L. (2000). Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(2001), 195-204.
- Alavedra, P., Domínguez, J., Gonzalo, E., Serra, J. (1997). La construcción sostenible. El estado de la cuestión. *Informes de la Construcción*, 49(451), 41-47.
- Banco Interamericano de Desarrollo. (2015). *Energía fotovoltaica de autoconsumo. Estudio de viabilidad técnico-económica*.
- Bastidas, P., Sainz, J.A., Molina, M.P. y Álvarez, B. (2017). Instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo para pequeñas instalaciones. Aplicación a una nave industrial. *3C Tecnología: glosas de innovación aplicadas a la pyme*, 6(1), 1-14. doi: 10.17993/3ctecno.2017.v6n1e21.1-14.
- Cepeda, J., y Sierra, A. (2017). *Aspectos que afectan la eficiencia en los paneles fotovoltaicos y sus potenciales soluciones*. Universidad Santo Tomás, Bogotá.
- Chacón, R. A. (2017). *Validación de estudios de factibilidad frente al desempeño técnico del parque solar de Zamorano, Honduras*. Tesis de licenciatura no publicada, Escuela Agrícola Panamericana, San Antonio de Oriente, Honduras. Recuperado de <https://bdigital.zamorano.edu/handle/11036/5966>.
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B., y Hu, G. (2011). Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. *IET Renewable Power Generation*, 5(3), 258-267. doi: 10.1049/iet-rpg.2010.0052.
- Dincer, I. (2000). Renewable energy and sustainable development: a crucial review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4(2000), 157-175. doi:10.1016/s1364-0321(99)00011-8.
- Guarderas, G. (2013). *Revisión y mejora de procedimientos de dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red para aplicación a localidades de la región intertropical*. Tesis de maestría no publicada, Universidad Politécnica de Madrid, España.

- Humada, A. M., Hojabri, M., Hamada, H. M., Samsuri, F. B., y Ahmed, M. N. (2016). Performance evaluation of two PV technologies (c-Si and CIS) for building integrated photovoltaic based on tropical climate condition: A case study in Malaysia. *Energy and Buildings*, 119, 233–241. doi: 10.1016/j.enbuild.2016.03.052.
- Jafari, V., Dehghani, M., Jafari, J., y Tavasoli, H. (2011). *The effect of temperature on photovoltaic cell efficiency*. Proceedings of 1st International Conference on Emerging Trends in Energy Conservation -ETEC. Tehran, Iran.
- Jiménez, O. (2015). *Estudio comparativo de un sistema fotovoltaico diseñado con módulos rígidos y flexibles*. Escuela Superior de ingeniería mecánica y eléctrica, México D.F.
- Johansson, T. y Goldemberg, J. (2002). *Energy por sustainable development. A policy agenda*.
- Kumar, M., y Kumar, A. (2017). Performance assessment and degradation analysis of solar photovoltaic technologies: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 554–587. doi: 10.1016/j.rser.2017.04.083.
- Luthander, R., Lingfors, D., & Widén, J. (2017). Large-scale integration of photovoltaic power in a distribution grid using power curtailment and energy storage. *EL SEVIER*, 155, 1319-1325.
- Mondol, J. D., Yohanis, Y., Smyth, M., y Norton, B. (2006). Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland. *Energy Conversion and Management*, 47(18), 2925–2947. doi: 10.1016/j.enconman.2006.03.026.
- Organización Latinoamericana de Energía. (2013). INFORME GENERAL. Modelos de mercado, regulación económica y tarifas de sector eléctrico en América Latina y el Caribe. Honduras.
- Parida, B., Iniyani, S., y Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1625–1636. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.032.
- 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, 425–432. doi: 10.1016/j.egypro.2015.12.223
- Quesada, F. (2014). Métodos de evaluación sostenible de la vivienda: Análisis comparativo de cinco métodos internacionales. *Hábitat Sustentable*, 4(1), 56–67.
- Ramirez, A. (2015). *Un diseño para un edificio sostenible*. Madrid, España. Recuperado de http://www.spaingb.org/files/un_diseno_para_un_edificio_sostenible_esp.pdf

- Raza, M. Q., Nadarajah, M., y Ekanayake, C. (2016). On recent advances in PV output power forecast. *Solar Energy*, 136, 125–144. doi: 10.1016/j.solener.2016.06.073.
- Santos, R., Santos, A., y Castro, M. (2017). *Influencia del ángulo de inclinación de los módulos solares en la generación de electricidad de una central fotovoltaica*. VII Conferencia internacional ciencia y tecnología por un desarrollo sostenible. Habana, Cuba. Recuperado de https://www.researchgate.net/publication/317949936_Influencia_del_angulo_de_inclinacion_de_los_modulos_solares_en_la_generacion_de_electricidad_de_una_central_fotovoltaica.
- Secretaría Ejecutiva del Consejo Monetario Centroamericano. (2018). Reporte Mensual de Inflación Regional.
- Sharma, R., y Goel, S. (2017). Performance analysis of a 11.2 kWp roof top grid connected PV system in Eastern India. *Energy Reports*, 3, 76–84. doi: 10.1016/j.egy.2017.05.001.
- Tonkoski, R., & Lopes, L. (2011). Impact of active power curtailment on overvoltage prevention and energy production of PV inverters connected to low voltage residential feeders. *EL SEVIER*, 36, 3566-3574.
- Toman, M. y Jemelkova, B. (2013). Energy and Economic Development: An Assessment of the State of Knowledge. *Resources for the future*, 3-13.
- Tsunomura, Y., Yoshimine, Y., Taguchi, M., Baba, T., Kinoshita, T., Kanno, H., y Tanaka, M. (2009). Twenty-two percent efficiency HIT solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93(6-7), 670–673. doi: 10.1016/j.solmat.2008.02.037.
- Yang, H y Lu, L. (2007). The optimum tilt angles and orientations of PV claddings for building integrated photovoltaic (BIPV) applications. *Journal of Solar Energy Engineering*, 129(2), 253. doi: 10.1115/1.2212439.