

Evaluación Tecno-Económica de sistemas PVT en Monterrey, México

Techno-Economic Evaluation of PVT systems in Monterrey, Mexico

Alejandro Gutiérrez Ortiz^{1*}, David Enrique Sada Moreno^{2**}, Oziel Leal Montemayor^{2***}

Universidad de Monterrey

¹Escuela de Arquitectura y Ciencias del Hábitat,

Departamento de Ingeniería en Innovación Sustentable y Energía

²Ing. en Innovación Sustentable y Energía

Av. Ignacio Morones Prieto 4500, Jesús M. Garza (Asentamiento Irregular)

66238 San Pedro Garza García, N.L.

*alejandrogutierrez@udem.edu, **david.sadam@udem.edu, ***oziel.leal@udem.edu

Resumen

Si bien existen beneficios de un sistema fotovoltaico-térmico (PVT por sus siglas en inglés) sobre uno fotovoltaico tradicional, los altos costos e inexistente disponibilidad en el mercado de Monterrey representan una gran barrera para incrementar su tasa de adopción. Si se presentara el caso en que se desea contar con generación eléctrica y térmica, sería necesario contar con paneles fotovoltaicos y colectores solares por separado forzosamente. El objetivo de la presente investigación fue desarrollar un análisis de factibilidad tecno-económica para sistemas híbridos de generación PVT para el mercado de Monterrey, México. Los resultados de desempeño técnico se llevaron a cabo por medio de simulaciones en el software TRNSYS y System Advisor Model (SAM), y modelos de análisis financieros. Después de haber realizado las simulaciones correspondientes de los sistemas para analizar su competitividad, se llegó a la conclusión que un sistema compuesto enteramente por módulos PVT no resulta competitivo debido al alto costo de inversión inicial. Se encontró que un sistema con 2 módulos PVT contaba con una fracción solar de 20%, mientras que un sistema con 14 módulos PVT alcanzaba el 26%, haciendo poco atractivo el incremento de recuperadores. Se comprobó que la tecnología PVT puede ser competitiva al hacer un híbrido entre un sistema PVT y fotovoltaicos, logrando obtener la energía necesaria por el sistema para satisfacer la demanda eléctrica, y teniendo la energía térmica por parte de los recuperadores, alcanzando un retorno sobre la inversión (ROI por sus siglas en inglés) de 4 años y 1 bimestre atractivo y competitivo ante los sistemas independientes con ROI de 3 años y 1 bimestre.

Abstract

Although there are benefits of a photovoltaic-thermal (PVT) system over a traditional photovoltaic system, the high costs and non-availability in the Monterrey's market represent a great barrier to increase its adoption rate. If the case were presented in which it is desired to have electrical and thermal generation, it would be necessary to have photovoltaic panels and solar collectors forcibly separated. The objective of this research was to develop a techno-economic feasibility analysis for hybrid PVT generation systems for Monterrey, Mexico market. The technical performance results were carried out through simulations in the TRNSYS and System Advisor Model (SAM) software, and financial analysis models. After having carried out the corresponding simulations of the systems to analyze their competitiveness, it was concluded that a system composed entirely of PVT modules is not competitive due to the high initial investment cost. A system with 2 PVT modules was found to have a solar fraction of 20%, while a system with 14 PVT modules reached 26%, making the increase in recuperators unattractive. PVT technology was proven to be competitive by making a hybrid between a PVT and photovoltaic system, achieving the energy needed by the system to meet electrical demand, and having thermal energy from recoverers, achieving a return on investment (ROI) of 4 years and 1 bimonthly attractive and competitive to independent systems with ROI of 3 years and 1 bimonthly.

Keywords:

PVT

Palabras clave:

PVT

Introducción

Existen muy pocos casos en donde se logra fusionar dos tipos de tecnología para resolver más de una necesidad de forma híbrida. Y ese es el caso de la tecnología de generación fotovoltaica-térmica (PVT). En los últimos 30 años, se ha investigado y desarrollado la tecnología PVT para la recuperación de energía térmica de los sistemas fotovoltaicos, con el objetivo de mejorar el rendimiento y eficiencia al retirar calor del panel, exponenciado la vida útil del mismo, y aprovechando ese calor resultando en una aplicación posterior que pueda dar un beneficio al usuario. Por el momento no existen

investigaciones sobre la adopción e implementación en una zona con las características de Monterrey, Nuevo León. Lo que resulta interesante al saber que se cuenta con niveles de radiación y cualidades meteorológicas envidiables para el uso de este tipo de sistemas. Y es por ello que se encontró una gran oportunidad para analizar la posibilidad de implementar los sistemas PVT en el estado en cuestión. El presente proyecto busca desarrollar un modelo de factibilidad tecno-económica para sistemas híbridos de generación PVT que indique las condiciones para que la tecnología sea com-

petitiva en el mercado de Monterrey, México. Se utilizará el software TRNSYS para las simulaciones de sistemas PVT y térmicos, y el software System Advisor Model (SAM) para las simulaciones fotovoltaicas.

Desarrollo

Estado del arte

De acuerdo a la literatura; se ha observado que los sistemas de PVT que utilizan agua como medio de transmisión de calor presentan más ventajas que el uso del aire, debido a su máximo aprovechamiento en función de la eficiencia de energía y exergía [1]. Esto a su vez representa una disminución en los costos del sistema debido a la facilidad de obtener el medio de transferencia y la reducción en el volumen de los materiales comparado con el uso de aire. Dentro de los sistemas a base de agua, la configuración de recuperador térmico incorporado en la parte trasera de un panel fotovoltaico utilizando tubo y lámina rolados en frío son los más prometedores en cuestión de rendimiento térmico [1]. Sin embargo, los recuperadores a base de agua presentan un enfriamiento no uniforme en el panel fotovoltaico, por lo cual las futuras propuestas de diseño deben abordar esta área [2].

De forma general, las más recientes compilaciones de la literatura mencionan como temas de investigación principales el proponer nuevos diseños de recuperador de energía térmica, uso de diferentes materiales y recubrimientos, y adoptar un enfoque en la reducción de costos [3]–[5]. Dentro de los sistemas de PVT a base de agua, se han reportado eficiencias térmicas que rondan entre el 20% y el 60%, mientras que, en la eficiencia del panel fotovoltaico, los valores rondan entre el 8% y 20% [3], [6]. Los valores de eficiencia reportados dependen en gran parte de las condiciones climatológicas del sitio, especialmente la radiación solar disponible. Como parte de la experimentación en la literatura se han realizado distintos modelos de validación, siendo uno de ellos un modelo de sistema PVT para calentamiento de agua y calefacción interior en una residencia utilizando una configuración de colector PVT plano de un polímero utilizando el Engineering Equation Solver [7].

Tipos de sistemas PVT

Aún y cuando el principio es el mismo, existe una variedad de soluciones que pueden desarrollarse para captar la energía por medio de este sistema híbrido. Estas se pueden segmentar de acuerdo su fluido de funcionamiento, método de extracción de calor, forma de captación solar y sus aplicaciones [1], [2], [6]. Dentro de los sistemas con agua, existen los colectores solares planos (*flat-plate solar collectors*). Los tres tipos más comunes de colectores planos son de lámina y tubo (*sheet and tube*), rollo de enlace (*roll-bond*) y canal cuadrado (*box channel*) tal como se muestra en la figura 1. Los sistemas de lámina y tubo son los más utilizados ya que son fáciles de fabricar, tienen un menor costo y una mejor transferencia de calor.

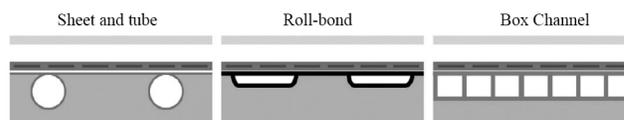


Figura 1. Tipos de colectores solares planos [8]

Modelo Analítico

El libro *Solar Engineering of Thermal Processes* [10] es un referente en el desarrollo de modelos analíticos de ingeniería térmica. En él se describen las ecuaciones y métodos para evaluar el rendimiento térmico de un colector plano. Las ecuaciones publicadas en esta fuente son la base de los módulos programados (types) del programa TRNSYS que están previamente cargados con ecuaciones que simulan diferentes fenómenos físicos. Dos de ellos son los *Types* 94 y 50. El *Type* 94 simula un arreglo fotovoltaico, mientras que el *Type* 50 lo hace para los sistemas PVT, y está basado en las ecuaciones de los colectores solares térmicos planos.

Para la comprensión del fenómeno físico asociado con los sistemas PVT, es necesario separar el sistema en componente térmico y eléctrico. Para la evaluación térmica, se aborda el problema como si fuera un colector solar plano, y como un panel fotovoltaico para la generación eléctrica. La relación entre ambos es determinada por la temperatura del panel, ya que esta influye en la eficiencia del panel fotovoltaico y es afectada por la disipación del calor derivado del recuperador térmico integrado.

Térmico

Para conocer la ganancia de energía térmica útil por un colector, es necesario conocer el flujo del fluido, y la temperatura de entrada y salida del fluido dentro del colector, tal como se puede apreciar en la figura 2. Esta relación se deriva de la ecuación de Hottel-Whillier, obtiene la ganancia útil de energía (Q_u) en W, el factor de disipación de calor del colector (F_R), el área del colector (A) en m^2 , la Irradiancia solar (I) en W/m^2 , el coeficiente de transmisión del acristalamiento (τ), el coeficiente de absorción del panel (α), el coeficiente de pérdida de calor del colector (U_L), y la diferencia de temperatura entre la entrada de agua y la temperatura ambiente ($T_{inlet} - T_{ambient}$) [11].

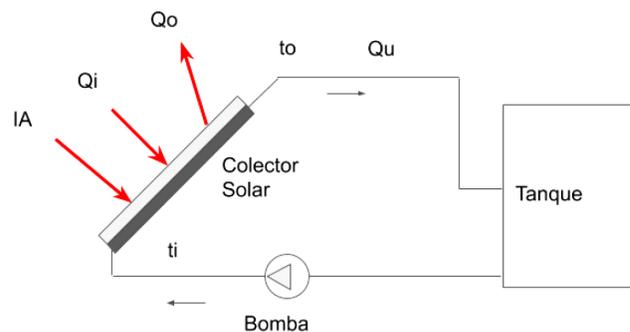


Figura 2. Sistema típico de colector solar

$$Q_U = F_R * A \left[(I \tau \alpha) - U_L (T_{inlet} - T_{ambient}) \right] \quad (1)$$

La razón de calor útil extraído por el sistema se expresa en función del caudal másico que pasa por el colector (m), el calor específico del fluido (C_p) y la diferencia de temperatura entre la toma de agua y la salida del colector:

$$Q_U = m * C_p * (T_{output} - T_{inlet}) \quad (2)$$

La ecuación de eficiencia de los colectores (n) está dada por la siguiente ecuación, en donde se contempla la eficiencia máxima del colector (a_0), así como los negativos de los coeficientes de primer y segundo orden (a_1, a_2) expresados en kJ/h m²°K y la irradiación global sobre la superficie inclinada del colector (I_T) [12]:

$$n = a_0 - a_1 \left(\frac{\Delta T}{I_T} \right) - a_2 \left(\frac{\Delta T^2}{I_T} \right) \quad (3)$$

En ella, los valores a_0 , a_1 y a_2 están dados por la ecuación de eficiencia disponible en los documentos de certificación del Solar Rating & Certification Corporation (SRCC). La eficiencia del sistema (n) se encuentra en función del calor útil ganado por el sistema (Q_U), el cual depende directamente de la diferencia de temperatura entre el ambiente y el fluido entrante ($T_{inlet} - T_{ambient}$), dentro del cual cobra gran relevancia la temperatura del fluido entrante. Aunado a esto, existe un término denominado fracción solar, el cual indica la fracción del calor generado que proviene de la energía solar captada por el colector (Q_{pvt}) en proporción a la suma del mismo con el calor proporcionado por el boiler (Q_{aux}).

$$\text{Fracción solar} = \frac{Q_{pvt}}{Q_{pvt} + Q_{aux}} \quad (4)$$

Fotovoltaico

Una de las partes más importantes del proyecto radica en los sistemas fotovoltaicos, siendo este la parte en la cual se medirá la eficiencia energética en cuestión de electricidad y su eficiencia. El programa SAM (System Advisor Model) incluye dos opciones para el modelo fotovoltaico, entre los cuales puede usar un set con los parámetros que se proveen del CEC (California Energy Commission por sus siglas en inglés), o un set con parámetros de referencia tomados del generador de coeficientes del programa SAM, datos que se obtienen a partir de las especificaciones del módulo que haya sido utilizado en el modelo. El modelo utilizado es el SAM CEC, el cual es una implementación del modelo de circuito equivalente de diodo único de un módulo fotovoltaico [9].

Las condiciones de referencia para el módulo CEC son las siguientes: 1,000 W/m² de radiación incidente y 25°C de temperatura de celda.

Según este modelo [9], la corriente del módulo (I) está dada por la corriente de luz de referencia (I_L), la corriente de referencia de saturación del diodo (I_0), en determinado voltaje (V), la resistencia de referencia de la serie (R_s), el factor de idealidad (a) y la resistencia de derivación (R_{sh}).

$$I = I_L - I_0 \exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 - \left(\frac{V + IR_s}{R_{sh}} \right) \quad (5)$$

PVT

Ahora bien, para un sistema PVT, la referencia matemática del TRNSYS utiliza el Type 50, para el cual sugiere una fusión entre distintos módulos programables de colectores solares (1, 71, 72, y 73), añadiendo un módulo PV al colector plano. Simula una combinación de un colector e incorpora ambos análisis [12]. Los valores de entrada son una combinación de ambas partes del sistema (fotovoltaico y térmico), sin embargo, las salidas muestran un parámetro que define el sistema PVT, el cual es la temperatura de la celda en la entrada de agua del colector. La temperatura a la que opera el sistema fotovoltaico (T_c) está dada por un balance de energía, siendo que la energía solar que es absorbida (G_T) se convierte en parte térmica y parte eléctrica. Lo cual está dado por la ecuación 6, que se obtiene de la ecuación de Hottel-Whillier [11]

$$(i\alpha)G_T = U_L (T_c - T_{ambient}) \quad (6)$$

Cálculos financieros

Para poder comprobar la competitividad de esta tecnología es necesario realizar un análisis de factibilidad techno-económica que permita analizar distintos factores para determinar si una tecnología sería atractiva económicamente hablando. Existen diferentes indicadores que pueden utilizarse para evaluar una determinada tecnología. A continuación, se mencionan algunos [1], [4]: Tiempo de Retorno del Costo (CPBT por sus siglas en inglés), Retorno de Inversión (ROI por sus siglas en inglés), Tasa Interna de Retorno (IRR por sus siglas en inglés), Costo de Energía (COE por sus siglas en inglés) y Valor Presente Neto (NPV por sus siglas en inglés). Uno de los indicadores más relevantes es el tiempo de Retorno de Inversión, y es uno de los factores más relevantes para determinar la viabilidad comercial.

$$ROI = \frac{\text{Costo total de la instalación de sistemas}}{\text{Ahorro anual}} \quad (7)$$

Caso de estudio

Se busca trabajar con usuarios que se encuentren en tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), ya que invertir en un sistema foto-

Periodos	OCT '17 - DIC '18	FEB - ABR '18	ABR - JUN '18	JUN - AGO' 18	AGO - OCT '18	OCT - DIC' 18
Usuario Seleccionado	1762	1741	3556	3914	1701	1362

Tabla 1. Consumos entre perfiles de un año

voltaico para usuarios que están en tarifa subsidiada puede representar un retorno de inversión de más de 15 años, mientras que un sistema fotovoltaico en tarifa DAC puede recuperarlo en 5 años [13] siendo viable para ellos.

Perfil de consumo eléctrico

Se consideró el perfil de consumo de energía eléctrica dado en la tabla 1, dividido por bimestres y medidos en kWh.

La tarifa regular doméstica correspondiente a Monterrey (1C) tiene un límite de 850 kWh al mes para pasar a ser de alto consumo, lo que de forma bimestral son 1700 kWh límite. Y considerando los 3,914 kWh de consumo máximo del usuario de la tabla 1, para que el sistema pueda ser capaz de disminuir y bajar la tarifa DAC del usuario del escenario, se necesitan producir al menos 2,214 kWh bimestrales.

Perfil de consumo de agua caliente

Pasando a la parte térmica del sistema, es necesario establecer que se está tomando en consideración un consumo promedio de agua para los usuarios que son candidatos para tener un sistema PVT. Se definió un consumo de 30m³ mensuales de acuerdo al nivel de ingreso alto [14], estimándose que el 50% sería utilizado para agua caliente doméstica, aproximándose a 500 litros diarios. Para definir el perfil de consumo en un día, se tomó de referencia el caso estándar presentado en el programa TRNSYS y el de una investigación similar realizada en Reino Unido [15]. Del total de consumo de agua caliente diaria, se consume el 43% entre las 7 y 8 horas; 9.2% entre las 13 y 14 horas; 28.4% entre las 18 y 19 horas; y 19.2 % entre las 22 y 23 horas. La temperatura del agua a la entrada se consideró como la temperatura ambiente promedio del día en cuestión, siguiendo el modelo técnico del SAM del NREL [16].

Datos meteorológicos

Para realizar las simulaciones, se utilizaron datos meteorológicos de la base de datos de METEONORM en formato TMY2. Estos datos están compuestos por mediciones en el Aeropuerto Internacional Mariano Escobedo en Monterrey, México. Se consideraron pérdidas generadas por suciedad o polvo (soiling en inglés) con un factor de 4.5% [17].

Características del sistema

Se consideraron diversos elementos del sistema a proyectar. Para el sistema fotovoltaico, se utilizó un módulo marca ALEO Solar X59 HE de una capacidad de 320W. El sistema PVT (Mostrado en la Figura 3) utilizado es el DualSun Spring. Este sistema se encuentra en proceso de certificación

con el SRCC, y la información proporcionada en la ficha técnica [21] permite evaluarlo con mayor certeza en el Type 50b de TRNSYS. Para el colector solar térmico se utilizó el colector de la marca KIOTO Clear Energy Modelo FP 1.20.0 HEsc con certificado SRCC número #2009077A.

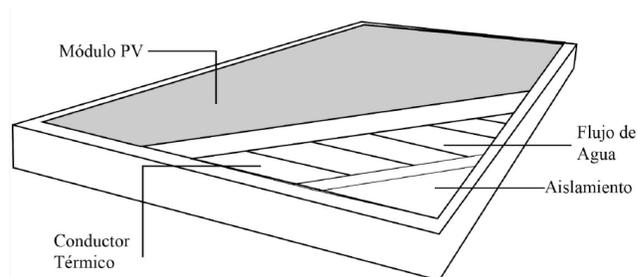


Figura 3. Composición típica de un sistema PVT.

Se consideró un tanque de depósito de agua caliente Rheem 29V-100 de 378 litros de capacidad [18]. Se permite que la temperatura del agua dentro del tanque oscila entre los 50 y 60°C, de acuerdo a recomendaciones internacionales [19] [20]. El sistema opera con una bomba de agua que garantiza que cada módulo reciba un flujo de agua de 40 kg/hr [21]. Se considera una válvula divisora para cortar el suministro de agua caliente a los 35°C [20].

Definición de escenarios

Para el dimensionamiento del sistema, se partió de los 2,214 kWh bimestrales necesarios para salir de DAC en el bimestre con mayor consumo, equivalente a 36.9 kWh diarios. Considerando 5.6 horas sol pico, sería necesario contar con un sistema de 6.59 kW instalados. Esto se traduciría en 21 paneles ALEO Solar X59 de 320W, o 24 módulos PVT DualSun Spring de 280 W. Esto representa un número preliminar del cual se parte para encontrar el arreglo óptimo basado en el consumo.

Análisis tecno-económico

Se realizaron simulaciones para analizar el rendimiento de cada uno de los sistemas, en donde se espera conocer la energía anual entregada. Con ello se puede analizar el rendimiento y entrega de los sistemas separados, así como realizar un análisis de retorno de inversión, y con ello conocer la competitividad y/o viabilidad del arreglo de sistema PVT por sobre el sistema fotovoltaico y del colector solar.

Premisas de análisis financiero

Para realizar un estudio sobre los periodos de retorno de inversión para cada uno de los sistemas se tomaron en cuenta las siguientes premisas que se detallan en la tabla 2.

Tarifa DAC \$/kWh	Cargo Fijo (mensual) Pesos	1C Básico \$/kWh (Primeros 75) Verano: (Primeros 150)	1C Intermedio \$/kWh (Sigüientes 100) Verano: (Sigüientes 150)	1C Intermedio alto \$/kW Verano: (Sigüientes 150)	1C Excedente \$/kWh Restante
4.52	107.50	0.796	0.960	1.054	2.813

Tabla 2. Tarifas y costos DAC y 1C

1. Se consideran los costos de energía de tarifa DAC, así como los de la tarifa 1C.
2. Se considera un aumento de consumo de energía anual del usuario del 1.5%, y una pérdida de eficiencia anual del sistema de 0.25%.
3. Se realiza el análisis por un periodo de 15 años, con el objetivo de que el sistema sea capaz de mantener bajo la tarifa DAC al usuario al menos durante el periodo de garantía .
4. Es necesario realizar un promedio móvil, el cual consta de un promedio de los últimos 6 bimestres (incluyendo el actual), en donde el consumo tendrá que ser menor a los 1700 kWh bimestrales (siendo el punto entre 1C y DAC).

Por último, a manera de resumen se muestra en la tabla 3 los costos totales de los sistemas:

Sistema PV ALEO 320W (21 paneles)	Colector Solar KIOTO (1 colector con tanque)	Sistema PVT DualSun (14 módulos) Optimizado
\$190,362.33 MXN	\$18,294.17 MXN	\$496,066.67 MXN

Tabla 3. Resumen de costos de sistemas

Análisis tecno-económico: PV

El sistema fotovoltaico está compuesto por 21 paneles fotovoltaicos de la marca ALEO Solar. Utilizando el software SAM, se obtuvo una energía anual total del sistema de 10,899 kWh. El sistema es capaz de sacar de DAC al usuario a partir del tercer bimestre (por debajo de los 1700 kWh), sin embargo, el sistema está diseñado para sacar de DAC al usuario en su mes con mayor consumo, por lo que se encuentra sobredimensionado para el resto. Realizando iteraciones, se determina que un sistema con 14 paneles mantendría fuera de DAC al usuario durante 15 años, con una inversión inicial menor de \$126,908.22 MXN y un retorno de la inversión en 2 años y 5 bimestres, por lo cual se considera este nuevo escenario.

Análisis tecno-económico: PVT

Para el diseño del sistema con colectores PVT, se utilizaron 14 módulos en paralelo, los necesarios para contar con la potencia pico de 3.9 kW, equiparable al sistema fotovoltaico individual optimizado al consumo del hogar. En la figura 4 puede observarse el arreglo realizado para la simulación en TRNSYS.

Con las características ya descritas, el caso actual, y las consideraciones propias del sistema, se realizaron las simulacio-

nes y se obtuvo una generación eléctrica de 5950.97 kWh y se generaron 633.66 kWh de calor útil con una fracción solar de 25.83%. Si bien el sistema tiene una ligera menor generación de energía eléctrica al compararse con el sistema de módulos fotovoltaicos convencionales, el sistema es capaz de sacar de DAC al usuario a partir del cuarto bimestre, al igual que el sistema fotovoltaico ALEO, y mantener al usuario fuera de la tarifa DAC por 15 años. Debido al alto costo del sistema PVT, el periodo de retorno de inversión se da hasta los 11 años y 5 bimestres, con un monto inicial de \$496,066.67 pesos.

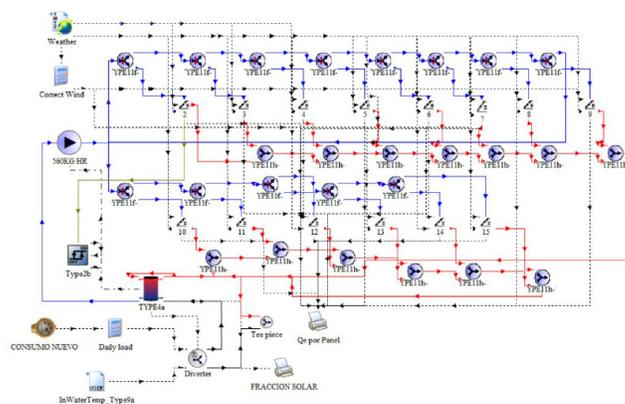


Figura 4. Arreglo de sistema de 14 módulos PVT en paralelo

Análisis tecno-económico: Térmico

Para evaluar el sistema térmico, se consideró la instalación de un solo colector de forma inicial para analizar la fracción solar y los resultados que este obtiene. Se mantuvieron los mismos valores de demanda de agua caliente, meteorológicos y de control ya descritos. En la figura 5 se muestra el arreglo utilizado para evaluar el sistema térmico.

Con las características ya descritas, el caso actual, y las consideraciones propias del sistema, se realizaron las simulaciones y se generaron 1802.58 kWh de calor útil, con una fracción solar del sistema de 63.97%, tal y como se especifica en la tabla 4. Esto demuestra que los sistemas exclusivamente térmicos pueden alcanzar rendimientos mayores que sus contrapartes híbridas. Este arreglo tendría un retorno de inversión de aproximadamente 6 años.

Análisis tecno-económico: PV + Térmico

Para poder comparar un posible sistema con paneles fotovoltaicos y colectores térmicos operando de forma independiente contra un sistema PVT, se consideró una inversión inicial

en conjunto de los sistemas independientes, tal como se presenta en la tabla 5.

Concepto	Valor reportado
Calor útil generado por módulos PVT	1802.58 kWh
Calor generado por calentador auxiliar de tanque	1015.42 kWh
Calor entregado a la carga	1397.27 kWh
Fracción solar del sistema	63.967 %
Temperatura máxima del agua en el tanque	69.13 °C

Tabla 4. Resultados simulación sistema térmico con un colector

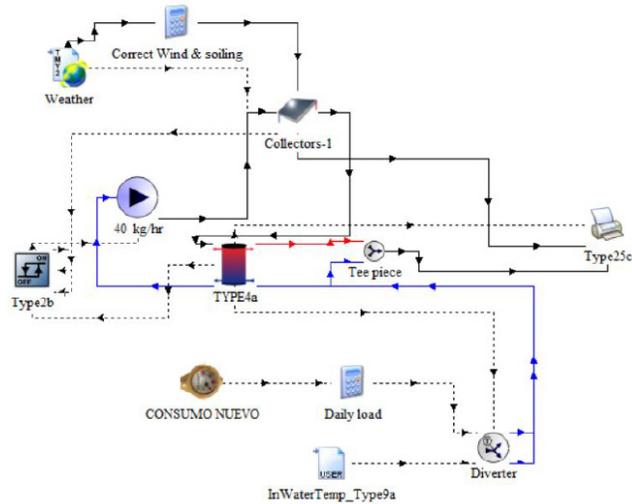


Figura 5. Sistema Térmico con colectores KIOTO

Costo Sistema PV (\$ MXN)	Costo Sistema Colectores (\$ MXN)	Costo Inversión Total (\$ MXN)
\$ 126,908.22	\$ 18,294.15	\$ 145,202.37

Tabla 5. Costo de Inversión PV + Colectores

Para evaluar este escenario, se tomaron los resultados de las simulaciones del sistema fotovoltaico de 14 módulos y de la simulación del colector térmico. Con base a estos resultados, se evaluó el retorno de la inversión sobre el monto total descrito en la tabla 4, el cual se da en 3 años y 1 bimestre, cómo se logra apreciar en la figura 6. Prácticamente el sistema fotovoltaico estaría subsidiando el sistema térmico independiente, ya que representa el mayor porcentaje de los ahorros. Estos dos sistemas se considera que operan de forma independientes y se encontrarán en el área destinada para el proyecto.

A pesar de que los sistemas entregan un valor similar en cuestión de energía anual, el costo de inversión juega un papel muy importante para la competitividad del sistema híbrido PVT. Esto se ve reflejado en el periodo de retorno de inversión.

Conclusiones y hallazgos de análisis tecno-económico

Optimización

Se analizó la fracción solar obtenida de diferentes escenarios en la tabla 7, tomando en cuenta desde sistemas con los 14

módulos PVT, hasta sistemas con tan solo 2 módulos, donde se pudo comprobar que el sistema con dos módulos PVT si-gue otorgando una fracción solar similar a la del sistema con 14 módulos, volviéndose una solución competitiva.

Flujo de Efectivo (\$ MXN) frente a Año

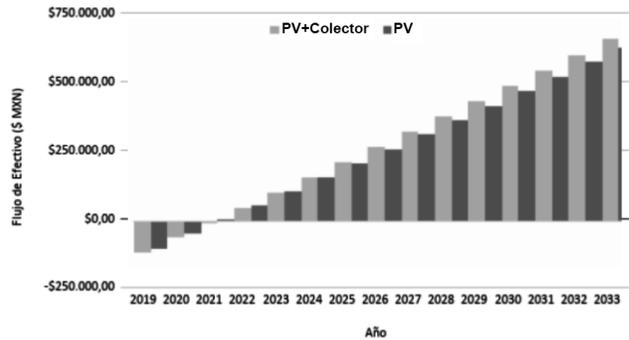


Figura 6. ROI sistema PV+Colector y PV individual

Evaluación costo-beneficio

Se buscó un esquema bajo el cual los sistemas resulten viables y competitivos ante los sistemas independientes fotovoltaico y térmico con colectores; así disminuyendo el costo de inversión. Se utilizaron los escenarios presentados en la sección de Optimización, en arreglo en paralelo. Para los casos con 2 y 6 módulos PVT, el faltante de generación de energía eléctrica fue cubierto con módulos fotovoltaicos sin recuperación térmica. El análisis de costo-beneficio de cada arreglo de sistema se puede apreciar en la tabla 8.

Del análisis de la tabla 8 se puede concluir que el sistema con 2 módulos PVT resulta competitivo al tener un periodo de retorno de inversión de 4 años y 2 bimestres, tal como se muestra en la figura 7. Adicionalmente, el sistema logra mantener al usuario por debajo de la tarifa DAC durante los 15 años.

Inversión por tecnología

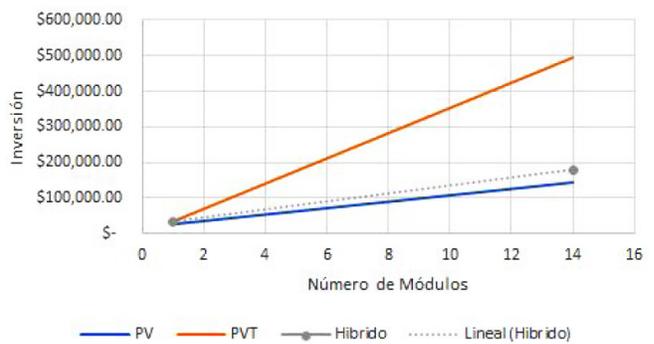


Figura 7. ROI propuesta híbrida con 2 PVT

No. de módulos PVT	Fracción Solar (%)	Energía Anual generada (kWh)	Energía Anual por Aux (kWh)
2	20.60%	493.93	1908.69
6	24.80%	605.67	1836.23
14	25.80%	633.66	1819.41

Tabla 7. Resultados de fracción solar con diferentes sistemas

Sistema	Hallazgos	Características	Fuera de DAC	Energía anual	Inversión	ROI
Fotovoltaico ALEO Solar	Sobredimensionado con 21 paneles, por lo que se hace pruebas obteniendo resultados justos con 13 paneles, añadiendo 1 extra	Sistema de 14 paneles de 320Wp	A partir del 4to bimestre del primer año	7,261.11 kWh	\$126,908.22	3 años y 5 bimestres
Colector Térmico KIOTO	Se realizan pruebas tratando de obtener fracción solar similar al sistema PVT.	1 colector térmico marca KIOTO	No aplica	6.49 GJ	Sólo Colector \$18,294.17 PV+Colector \$145,202.37	6 años Integrado: 3 años y 1 bimestre
PVT DualSun	Partiendo de la premisa del sistema fotovoltaico, se corren pruebas para tratar de tener un promedio móvil justo a los 15 años de garantía	14 módulos PVT, con capacidad fotovoltaica de 280Wp	A partir del 4to bimestre del primer año	6217.7 kWh	\$496,066.67	11 años y 5 bimestres

Tabla 6. Sistema Térmico con colectores KIOTO

Sistema	Costo PV	Costo PVT	Costo Total	ROI
14 PVT	-	\$496,066.67	\$496,066.67	11 años 5 bim
6 PVT 8PV	\$72,518.98	\$212,600	\$285,118.98	6 años 4 bim
2 PVT 12 PV	\$108,778.47	\$70,866.67	\$179,645.14	4 años 2 bim

Tabla 8. Análisis financiero con propuestas sistemas híbridos

Propuesta de sistema híbrido PV-PVT

Por lo tanto, tras la evaluación costo-beneficio, el sistema propuesto integra 12 módulos fotovoltaicos convencionales y 2 módulos PVT. Para evaluar este sistema híbrido, se realizaron dos simulaciones, una en TRNSYS para el segmento PVT y una en SAM con los módulos fotovoltaicos. Se consideraron 12 módulos fotovoltaicos ALEO Solar de 320Wp, con una energía anual entregada por el sistema de 6,228 kWh. Asimismo, se consideraron dos módulos PVT Dual-Sun Spring y se generaron 857.95 kWh de energía eléctrica y 493.93 kWh de calor útil con una fracción solar de 20.56%. El total de energía eléctrica generada fue de 7,085.95 kWh.

Sistema propuesto

El sistema propuesto consiste en dos arreglos con distintas cantidades de módulos de generación eléctrica con micro inversores, los cuales permiten operar sistemas con módulos de diferentes potencias nominales sin sacrificar la generación de energía eléctrica. Se encuentran conectados por medio de un branch circuit, convergiendo en un junction box. El arreglo propuesto se puede observar en la figura 8, en el que se representa el proceso de optimización.

Conclusión

Se comprobó que la tecnología PVT puede ser competitiva en conjunto con un sistema fotovoltaico tradicional. Si bien existen beneficios de un sistema PVT sobre uno fotovoltaico tradicional, los altos costos y poca disponibilidad representan una gran barrera para incrementar su tasa de adopción. El principal parámetro que influye en la tasa de retorno de la inversión es el ahorro en energía eléctrica, por lo cual es necesario que el usuario tenga cierto perfil de consumo eléctrico que justifique la inversión en el sistema para bajar de la tarifa de alto consumo a una tarifa regular doméstica.

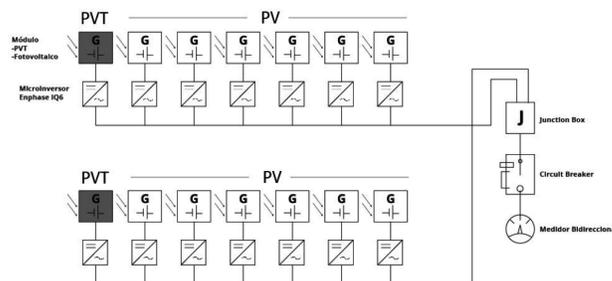


Figura 8. Diagrama del arreglo eléctrico del sistema propuesto

Se evidenció que no es necesario contar con un recuperador térmico en cada uno de estos módulos, ya que el aporte al retorno de inversión del sistema térmico, es mínimo.

Reconociendo la dificultad de instalar y operar sistemas con módulos de generación eléctrica diferentes, el uso de recuperadores térmicos adicionales, tipo plug-in podrían ser una alternativa atractiva. Estos sistemas, parte de la tecnología PVT, permitirían contar con un arreglo fotovoltaico homogéneo.

Se llegó a la conclusión de que se podría hacer un híbrido entre un sistema PVT y fotovoltaicos, teniendo 12 módulos PV y 2 PVT, logrando obtener la energía necesaria por el sistema para satisfacer la demanda eléctrica, y teniendo la energía térmica por parte de los recuperadores térmicos, obteniendo un ROI (de 4 años y 1 bimestre) atractivo y competitivo ante los sistemas independientes, recuperando la inversión tan solo un año después a este último. Existe aún un campo de investigación muy amplio para la tecnología, en donde podrán encontrarse mayores aplicaciones fuera del uso residencial. Por el momento, para el caso específico de la ciudad de Monterrey el uso de sistemas únicamente PVT resulta muy poco atractivo y económicamente poco competitivo.

Referencias

- [1] A. Chauhan, V. V. Tyagi, and S. Anand, "Future approach for thermal management in solar PV/thermal systems with possible applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 163, no. March, pp. 314–354, 2018.

- [2] Y. Jia, G. Alva, and G. Fang, “*Development and applications of photovoltaic–thermal systems : A review*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 102, no. November 2018, pp. 249–265, 2019.
- [3] A. H. A. Al-Waeli, K. Sopian, H. A. Kazem, and M. T. Chaichan, “*Photovoltaic/Thermal (PV/T) systems: Status and future prospects*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 77, no. February, pp. 109–130, 2017.
- [4] D. Das, P. Kalita, and O. Roy, “*Flat plate hybrid photovoltaic- thermal (PV/T) system: A review on design and development*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 84, no. October 2017, pp. 111–130, 2018.
- [5] J. J. Michael, I. S, and R. Goic, “*Flat plate solar photovoltaic-thermal (PV/T) systems: A reference guide*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 51, pp. 62–88, 2015.
- [6] S. S. Joshi and A. S. Dhoble, “*Photovoltaic -Thermal systems (PVT): Technology review and future trends*,” *Renew. Sustain. Energy Rev.* , vol. 92, no. June 2017, pp. 848–882, 2018.
- [7] M. Herrando, A. Ramos, J. Freeman, I. Zabalza, and C. N. Markides, “*Techno Economic modelling and optimisation of solar combined heat and power systems based on flat-box PVT collectors for domestic applications*,” *Energy Convers. Manag.* , vol. 175, no. July, pp. 67–85, 2018.
- [8] Aste, N., del Pero, C., & Leonforte, F. (2014). *Water flat plate PV-thermal collectors: A review. Solar Energy*, 102, 98–115. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.01.025>
- [9] Gilman, P. 2015. SAM Photovoltaic Model Technical Reference. NREL/TP-6A20-64102. <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/64102.pdf>
- [10] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes* , Fourth. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.
- [11] F. Struckmann, “*Analysis of a Flat-Plate Solar Collector*,” Lund, Suecia, 2008.
- [12] S. a. Klein and W. a. Beckman, “*Volume 5 Mathematical Reference*,” *Trnsys 16* , vol. 5, p. 389 to 396, 2007.
- [13] Aznar, A. Y., Zinaman, O. R., & Mccall, J. D. (2018). *Informing Mexico’s Distributed Generation Policy with System Advisor Model (SAM) Analysis*. doi: 10.2172/1452705
- [14] Cabral & Ortega (2014). *Estudio de demanda de agua residencial en el área metropolitana de Monterrey*.
- [15] N. Khordehgah, V. Guichet, S. P. Lester, and H. Jouhara, “*Computational study and experimental validation of solar photovoltaics and thermal technology*,” *Renew. Energy*, vol. 143, pp. 1348–1356, 2019.
- [16] National Renewable Energy Laboratory, “*System Advisor Model 2018.11.11*,” 2018. [Online]. Available: <https://sam.nrel.gov/download> .
- [17] A. Gong, “*Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation*,” 2018. [Online]. Available: <https://blog.aurorasolar.com/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation> .
- [18] Rheem, “*Catálogo de calentadores de depósito a gas*,” 2019. [Online]. Available: https://rheem.com.mx/products_resources/downloads/1-Cuadriptico-e0898070.pdf .
- [19] B. Lévesque, M. Lavoie, and J. Joly, “*Residential water heater temperature: 49 or 60 degrees Celsius?*,” 2004. [Online]. Available: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC2094925/#B3>.
- [20] Comision Europea, “*A Consumer’s Guide to Energy-Efficient Water Heaters*,” 2013. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fin_consumer_guide_water_heaters_en.pdf .

- [21] DualSun, “*What is the recommended hydraulic operating flow for DualSun panels?*”
- [22] H. Mitchell, “*Burning Question: What Is the Best Water Temperature for Your Bath or Shower?*,” 2016. [Online]. Available: <https://www.wsj.com/articles/burning-question-what-is-the-best-water-temperature-for-your-bath-or-shower-1451931152>.
- [23] DualSun, “*DualSun Spring Datasheet*,” 2019 . [Online]. Available: <https://my.dualsun.com/wp-content/uploads/DualSun-EN-Datasheet-Spring.pdf> .