

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

**Colectores solares de placa  
plana en Uruguay**

**Eficiencia en la producción  
de energía eléctrica,  
Bolivia.**

**Análisis de dos tipos de  
protecciones solares en  
Uruguay.**

**Instalación solar de un  
proceso productivo,  
Argentina.**

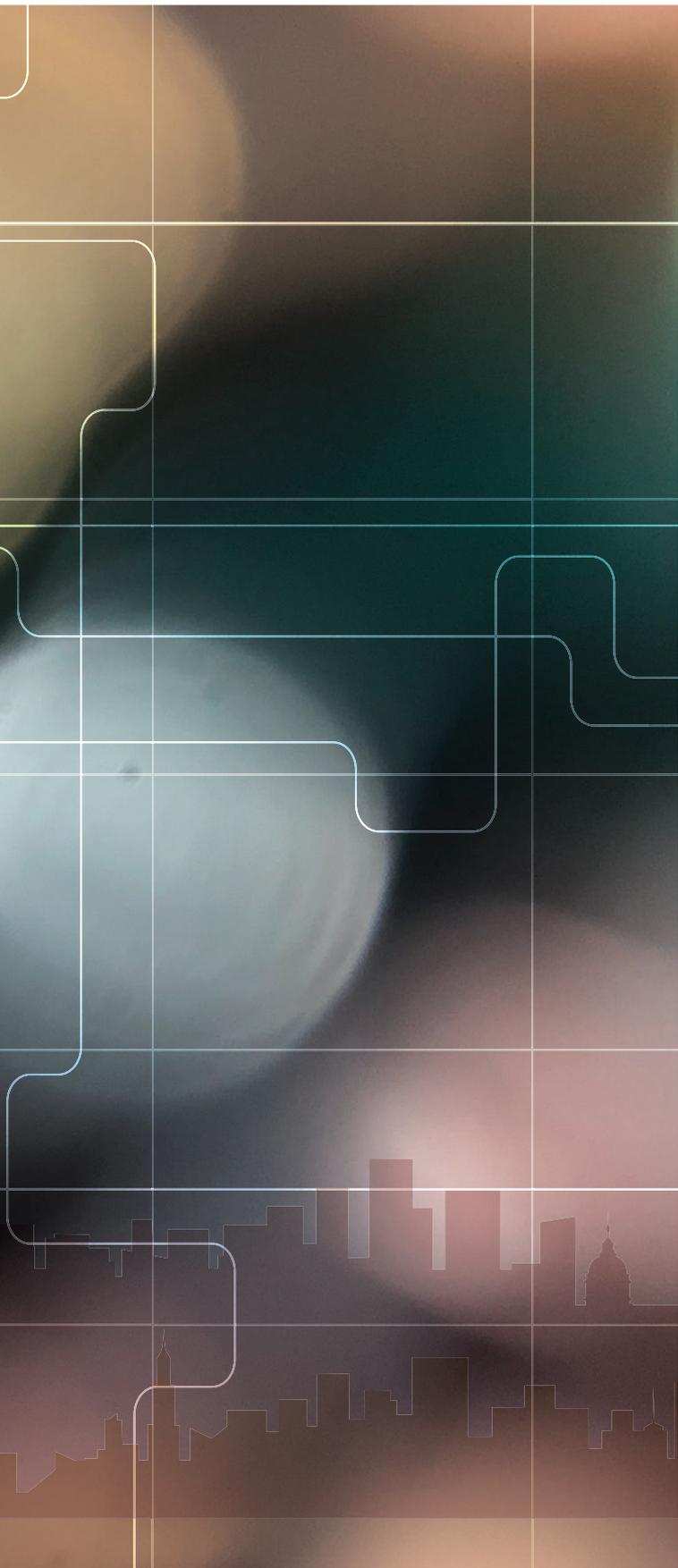
**Permeabilidad al aire  
de edificios en Uruguay.**

**Catalizadores para  
producción de gas natural.**

**Residuos eléctricos  
y electrónicos.**

**Cadena productiva de la  
energía y emisión de GEI,  
Argentina.**

**Hacia la justicia energética  
en México.**



---

### COMITÉ EDITORIAL

Alfonso Blanco. *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.*

Pablo Garcés. *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Ecuador.*

Marcelo Vega. *Asociación de Universidades Grupo Montevideo (AUGM). Uruguay.*

---

### COMITÉ AD-HONOREM

Andrés Romero C.  
*Pontificia Universidad Católica de Chile.*

Leonardo Beltrán.  
*Institute of the Americas. México.*

Manlio Coviello.  
*Pontificia Universidad Católica de Chile.*

Mauricio Medinaceli.  
*Investigador independiente. Bolivia.*

Ubiratan Francisco Castellano.  
*Investigador independiente. Brasil.*

---

### COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL  
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS  
Pablo Garcés  
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN  
Blanca Guanocunga. *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).*

---

### COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación.*

---

## REVISORES

Aldo Delgado Acevedo.

*Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Perú.*

Alvar Carranza.

*Universidad de la República (UdelaR).*

*Centro Universitario Regional del Este, CURE, Sede Maldonado.*

*Departamento de Ecología y Gestión Ambiental. Uruguay.*

Augusto Manuel Durán.

*Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Perú.*

Claudia Alejandra Pilar.

*Universidad Nacional del Nordeste (UNNE). Argentina.*

Daniela Flores Ramírez.

*Investigadora independiente. México.*

Guillermo Garrido.

*Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI). Argentina.*

Gustavo Figueredo.

*Universidad Nacional del Nordeste (UNNE) Argentina.*

Henry Milton Espada Romero.

*Universidad Pública de El Alto. Bolivia.*

José Ricardo Sánchez Martínez.

*Investigador independiente. México.*

Luis Felipe Gómez Fernández.

*Ministerio de Energía y Minas. Perú.*

Manuel Enrique Chacón Morales.

*Empresa Propietaria de la Red S. A. Costa Rica.*

Marco Antonio Flores Barahona.

*Universidad Nacional Autónoma de Honduras.*

*Instituto de Investigación en Energía. Honduras.*

Marco Daniel Silva Ramos.

*Escuela Politécnica Nacional (EPN). Ecuador.*

Maxime Le Bail.

*Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente. México.*

Pedro Andrés Galione Klot. *Universidad de la República*

*(UdelaR). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería*

*Mecánica y Producción Industrial. Uruguay.*

Rafael Bernardi.

*Universidad de la República (UdelaR). Uruguay.*

Rodrigo Alonso Suárez. *Universidad de la República (UdelaR).*

*Facultad de Ingeniería. Uruguay.*

Rolando Madriz-Vargas. *Universidad Nacional. Laboratorio*

*Energía Solar. Departamento de Física. Costa Rica.*

---

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía  
(OLADE) 2020. Todos los derechos reservados.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)

ISSN: 2631-2522 (Electrónica)

Dirección: Av. Mariscal Antonio José de Sucre N58-63 y

Fernández Salvador.

Quito - Ecuador

Página web Revista ENERLAC: <http://enerlac.olade.org>

Página web OLADE: [www.olade.org](http://www.olade.org)

Mail ENERLAC: [enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

Teléfonos: (+593 2) 2598-122 / 2598-280 / 2597-995

Diseño de la portada y contraportada Ana María Arroyo.

### NOTA DE RESPONSABILIDAD DE CONTENIDO

Las ideas expresadas en este documento son responsabilidad de los autores y no comprometen a las organizaciones mencionadas.



# EVALUACIÓN TÉRMICA Y EFECTOS DE LA DEMANDA EN UNA INSTALACIÓN SOLAR DE UN PROCESO PRODUCTIVO

*THERMAL ASSESSMENT AND EFFECTS OF DEMAND ON A SOLAR INSTALLATION OF A PRODUCTIVE PROCESS*

† Enrique Donato Albizzati <sup>1</sup>

Recibido: 23/04/2020 y Aceptado: 29/10/2020  
ENERLAC. Volumen IV. Número 2. Diciembre, 2020 (58 - 75)  
ISSN: 2602-8042 (impreso) / 2631-2522 (digital)



Foto de Science in HD de Unsplash.

1 Universidad Nacional del Litoral. Facultad de Ingeniería  
Química. Argentina

[albizati@fiq.unl.edu.ar](mailto:albizati@fiq.unl.edu.ar)



## RESUMEN

Se estudia el comportamiento de un sistema solar térmico que abastece un proceso productivo. La instalación para calentar agua cuenta con 20 colectores planos selectivos, una superficie de  $40 \text{ m}^2$  y un tanque de almacenamiento de  $3 \text{ m}^3$ . Los resultados de la simulación con el *software System Advisor Model* indican que anualmente la fracción de energía solar térmica que cubre la demanda es 0.835 y el suministro de energía termosolar es  $236.4 \text{ kWh/m}^2$  de colector. Luego se comprueba que si se opera con un mayor caudal de agua se reduce dicha fracción pero crece la energía solar térmica suministrada. Efectos similares se producen cuando, aunque no cambia el caudal, el sistema requiere energía para mantenimiento térmico. Si no hay mantenimiento la energía termosolar anual máxima entregada es  $611.5 \text{ kWh/m}^2$  de colector y la fracción solar mínima 0.540, pero cuando se requiere mantenimiento dichos valores son  $506.8 \text{ kWh/m}^2$  de colector y 0.259 respectivamente. Los valores calculados de la performance indican que instalaciones de aprovechamiento de la energía solar térmica pueden tenerse en cuenta para mejorar la productividad y competitividad de pequeñas y medianas industrias ubicadas en la región central de Argentina.

**Palabras clave:** Energía Solar, Sistema Solar Térmico, Calentamiento de Agua, Argentina.

## ABSTRACT

*The performance of a solar thermal system to supply a productive process is studied. The water heating system has 20 selective flat collectors, an area of 40 m<sup>2</sup> and a storage tank of 3 m<sup>3</sup>. The simulation results with the System Advisor Model software indicate that annually the fraction of thermal solar energy that covers the demand is 0.835 and the thermosolar energy supply is 236.4 kWh/m<sup>2</sup> of collector. Then it is verified that if it is operated with a greater flow of water, this fraction is reduced but the supplied solar thermal energy grows. Similar effects occur when, although the flow does not change, the system requires energy for thermal maintenance. If there is no maintenance, the maximum annual solar thermal energy delivered is 611.5 kWh/m<sup>2</sup> of collector and the minimum solar fraction 0.540, but when maintenance is required, these values are 506.8 kWh/m<sup>2</sup> of collector and 0.259 respectively. The calculated values of performance indicate that installations for the utilization of solar thermal energy can be taken into account to improve the productivity and competitiveness of small and medium industries located in the central region of Argentina.*

**Keywords:** Solar Energy, Solar Thermal System, Water Heating, Argentina

La energía solar es un recurso natural abundante y no contaminante, para el cual se cuenta con un equipamiento confiable para su aprovechamiento como energía térmica en todos los niveles de temperatura.

## INTRODUCCIÓN

Las incertidumbres planteadas sobre la disponibilidad de las fuentes energéticas como el petróleo y el gas natural, el impacto de la contaminación ambiental producida en el planeta y la marcada reducción en los costos de los nuevos desarrollos tecnológicos han favorecido la incorporación de las energías renovables y no convencionales en la matriz energética (IRENA, 2019; REN 21, 2019).

La energía solar es un recurso natural abundante y no contaminante, para el cual se cuenta con un equipamiento confiable para su aprovechamiento como energía térmica en todos los niveles de temperatura. Los colectores solares de placa plana pueden generar energía entre 30 y 80°C, mientras que los de tubos evacuados posibilitan alcanzar 120°C aproximadamente. Asimismo, si se requieren mayores temperaturas se dispone de concentradores cilindro parabólicos, lineales tipo Fresnel, parabolooides de revolución y dispositivos de torre central (Albizzati, 2012; Duffie y Beckman, 2013; Kalogirou, 2014).

El campo es amplio para las aplicaciones del calor solar en diversas escalas, abarcando ámbitos públicos y privados, e instalaciones de servicios y de producción, tal como las industrias de proceso, sistemas sanitarios de hospitales y complejos habitacionales. En el año 2000 la generación mundial de energía termosolar fue de 51 TWh, habiendo crecido hasta 396 TWh en 2018, lo que evitó consumir ese año 42.6 millones de toneladas de petróleo y emitir 137.5 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera (Weiss y Spörk-Dür, 2019)

En Europa, Estados Unidos y otras regiones menos desarrolladas se ha comprobado que una importante fracción de la demanda de calor industrial se puede cubrir con energía solar. Este sector consume en el mundo alrededor del 35% del total, siendo el 30% energía térmica por debajo de los 150°C, el 22% corresponde

al rango entre 150-400°C, y el 48% supera los 400°C de temperatura (Kumar et al., 2019; Solar Payback, 2017). En principio se han priorizado las aplicaciones de la energía solar en la producción de agua caliente para lavar y limpiar, calentamiento de agua para generación de vapor, calor para procesos en baños y recipientes, y secado por convección con aire caliente (IEA-ETSAP e IRENA, 2015; Lauterbach et al., 2014).

Particularmente en la provincia de Santa Fe, Argentina se encuentran radicadas numerosas empresas pequeñas y medianas relacionadas con el sector agropecuario y agroindustrial. En las mismas se fabrican equipamientos y producen alimentos, a la vez que se ejecutan programas para fortalecer la gestión de la energía y promover la incorporación de fuentes renovables, siendo por ello un campo donde puede aprovecharse la energía solar térmica.

Por otra parte se dispone de técnicas de modelado y simulación en programas como TRNSYS, T-SOL, WATSUN y Polysun, para predecir el comportamiento de sistemas solares térmicos en diferentes condiciones climáticas, mejorar el rendimiento de los elementos componentes y analizar su sensibilidad frente a cambios en los parámetros de operación. En este marco muchas publicaciones han presentado estudios sobre el uso de la energía termosolar en áreas productivas empleando variadas herramientas de cálculo y tienen el respaldo de software con confiabilidad comprobada (Abdel-Dayem et al., 2001; Frein et al., 2014; Kalogirou, 2003; Quijera et al., 2011; Suresh y Rao, 2017). En otros artículos se ha incluido la determinación de los efectos de la variación en el tiempo de la demanda térmica sobre la performance de instalaciones solares industriales (Mousa y Taylor, 2016; Fenercom, 2014; Lauterbach et al., 2014).

Debe tenerse en cuenta que es factible construir plantas solares modulares estándar para ofrecerlas en el mercado, por lo cual es

conveniente como primer paso analizar su *performance* para satisfacer diferentes demandas térmicas en aplicaciones relacionadas con el sector productivo de la región latinoamericana. Dado que el fin es mejorar la productividad y competitividad industrial, en posteriores etapas será necesario evaluar ambiental y económicamente la instalación solar propuesta.

En este trabajo se simula una instalación solar de mediana escala para calentamiento de agua que abastece un proceso productivo cuya demanda térmica es variable durante el día y a lo largo del año. El agua caliente suministrada se emplea como fluido de intercambio térmico en el equipo donde se lleva a cabo el proceso. Con el software System Advisor Model (SAM versión 2020.2.29) se determinan la radiación solar incidente y aprovechada, la temperatura del agua suministrada, la energía termosolar aportada y los consumos energéticos complementarios. Luego se analiza el efecto de la demanda térmica sobre la *performance* de la instalación considerando casos donde solo aumenta el caudal de agua caliente, y otros donde además se necesita energía adicional para mantenimiento térmico cuando no se lleva a cabo el proceso. Este suministro de calor para mantenimiento evita que la carga contenida en el equipo se enfríe, ya que permanece a una temperatura prefijada.

## MATERIALES Y MÉTODO

### Integración de la energía solar térmica

En la Tabla 1 se muestran procesos y servicios industriales donde se aplica la energía solar térmica, observándose que los mismos abarcan varios sectores. Las industrias de alimentos y bebidas, fabricación de materiales o piezas metálicas, procesos químicos y plantas para lavado y limpieza son las que poseen mayor potencial (Farjana, 2018; Kumar et al., 2019; Sharma et al., 2017).

Tabla 1. Aplicaciones de la energía solar térmica en la industria

INDUSTRIA	PROCESO O SERVICIO	TEMPERATURA (°C)
Alimentos	Secado	30 - 90
	Lavado	60 - 90
	Pasteurización	60 - 80
	Ebullición	95 - 105
	Esterilización	110 - 120
	Calentamiento	40 - 60
Bebidas	Lavado	60 - 80
	Esterilización	60 - 90
	Pasteurización	60 - 70
Papeles	Cocción y secado	60 - 80
	Ebullición de agua	60 - 90
	Blanqueamiento	130 - 150
Superficies metálicas	Tratamiento, galvanoplastia, otros	30 - 80
Ladrillos y bloques	Curado	60 - 140

Fuente: Elaboración propia

La aplicación del calor solar está en constante crecimiento y se han implementado plantas que van desde la pequeña escala hasta grandes sistemas que producen 100 MW térmicos. Según datos publicados, al menos 741 plantas con 662,648 m<sup>2</sup> de colectores fueron operadas en todo el mundo en 2018, habiéndose incor-

porado 567 MW térmicos. En ese mismo año 108 plantas fueron proyectadas, y a los países que figuran en la Tabla 2 se deben agregar Argentina, Chipre, Grecia, Israel, Italia, Corea del Sur, Sudáfrica, Turquía, la Unión Europea y Estados Unidos (Weiss y Spörk- Dür, 2019).

Tabla 2. Sistemas termosolares industriales proyectados en 2018

LOCALIZACIÓN	NÚMERO DE SISTEMAS	ÁREA TOTAL DE COLECTORES (m <sup>2</sup> )	ÁREA PROMEDIO DE LOS SISTEMAS (m <sup>2</sup> )
China	15	28,813	1,921
México	51	6,898	135
Francia	2	5,543	2,772
India	10	3,964	396
Alemania	9	1,589	177
España	3	1,218	406
Austria	3	435	145
Otros países	15	5,194	346

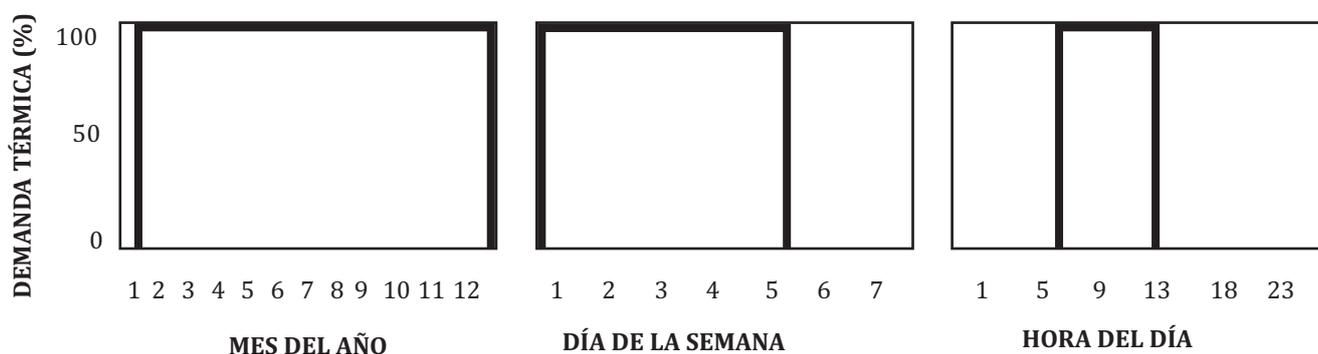
Fuente: Elaboración propia

Una vez identificado el proceso o servicio industrial, se requiere integrar la energía solar aplicando una metodología para dimensionar y configurar las instalaciones en función de las necesidades propias de la producción y el uso de las otras fuentes de energía complementarias. Por ello se están adecuando continuamente procedimientos, según la localización geográfica y el tipo de aplicación que se planifica. Se pueden contemplar las industrias que presentan el mayor consumo de energía, así como casos en que se dispone de fluidos que retornan de un proceso o servicio a una temperatura relativamente alta. También se debe tener en cuenta que las tecnologías más confiables son las desarrolladas para bajas temperaturas y utilizan colectores solares de placa plana y de tubos evacuados, habiéndose ya reconocido que los primeros

tienen mayor durabilidad y los últimos generan energía térmica más eficientemente. Los procesos y servicios industriales en los que ya se usa la radiación solar específicamente para calentar agua son el precalentamiento de la alimentación a calderas, higiene de equipos e instalaciones y calor, para operaciones en tinas, baños y recipientes (Farjana, 2018; Sharma et al., 2017).

Dado que el calentamiento solar de agua puede abastecer procesos térmicos donde se opera durante un tiempo predeterminado, se pueden aprovechar corrientes de retorno y el nivel de temperatura no es muy elevado, en el caso elegido como base para este estudio el proceso se lleva a cabo durante seis horas al día y cinco días de la semana, excepto en la primer quincena de enero (Figura 1).

Figura 1. Perfil de la demanda térmica del proceso productivo



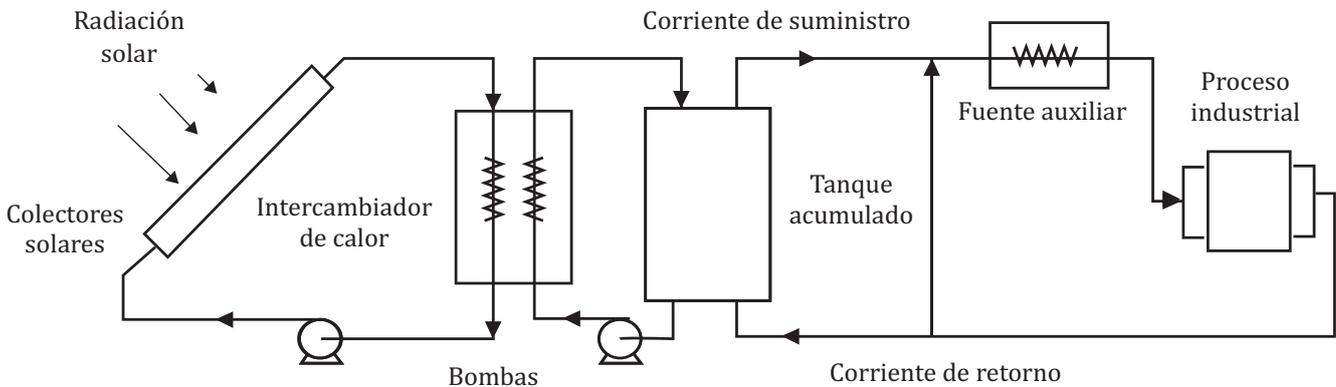
Fuente: Elaboración propia

La instalación solar estará localizada cerca de la ciudad de Santa Fe, Argentina. En la misma el agua circula por convección forzada entre los colectores solares y el intercambiador, y

entre éste y el tanque acumulador. El circuito hidráulico que posee bombas, y un controlador que gobierna la captación de la radiación solar (Figura 2).



Figura 2. Instalación de calentamiento con energía solar



Fuente: Elaboración propia

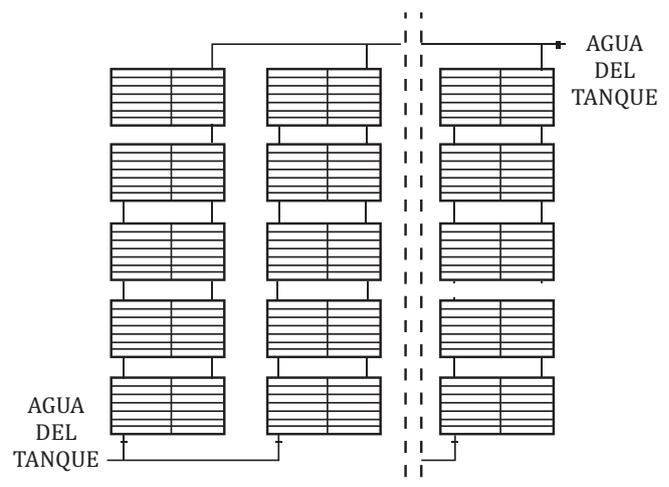
El controlador posibilita que el agua circule por el circuito de captación de la radiación solar, solo si la temperatura de salida del agua de los colectores es varios grados mayor que la temperatura del agua en el fondo del tanque acumulador. El sistema posee dos fuentes de energía complementarias: suministro de energía auxiliar con gas natural que completa los requerimientos térmicos, y electricidad para bombeo en el circuito hidráulico.

La temperatura del proceso es 45°C, la temperatura fijada para suministro del agua caliente es 75°C, la temperatura de la corriente de retorno 50°C, y el caudal circulante por el equipo de proceso 260 kg/h. El agua caliente circula por un intercambiador de calor que alimenta térmicamente al equipo donde transcurre el proceso, siendo la temperatura de la corriente de salida 5°C más alta que la necesaria en el mismo. Si el sistema solar suministra agua a menos de 75°C, esta temperatura se alcanza mediante la fuente térmica auxiliar. Cuando la temperatura de la corriente que sale del tanque es mayor a 75°C la corriente se mezcla con una parte de la corriente de retorno para lograr el nivel térmico fijado. Si eventualmente la temperatura del tanque supera los 100 °C, se descarga calor para evitar los problemas originados por el sobrecalentamiento.

Los colectores solares adoptados son de placa plana. En los mismos una parte de la radiación solar se transmite por una cubierta de vidrio semitransparente, se absorbe en una placa de aluminio recubierta con un material selectivo, y al convertirse en energía térmica se transfiere al agua que circula por tubos de cobre. Entre la placa y la cubierta hay una cámara de aire, se utiliza un aislante térmico para evitar las pérdidas de calor, y una caja de chapa metálica contiene todos los componentes (Albizzati, 2012; Kalogirou, 2014).

El sistema modular está configurado con cuatro baterías de cinco colectores cada una, todas en paralelo (Figura 3).

Figura 3. Configuración de los colectores solares



Fuente: Elaboración propia

Como se ve en las Tablas 3 y 4, la instalación solar se caracteriza por el área de colección, la inclinación de los colectores que miran al norte respecto a la horizontal y el volumen de

agua acumulado en el tanque. El área total de colección es el producto entre el área de cada colector solar ( $A_c$ ) y el número de colectores ( $N_c$ ).

Tabla 3. Características técnicas de los colectores solares

ÁREA TOTAL DE COLECTORES (m <sup>2</sup> )	INCLINACIÓN DE COLECTORES (°)	PARÁMETROS DE LOS COLECTORES			
		$F_R E_0$	$F_R U_c$ (W/m <sup>2</sup> °C)	FLUJO (kg/s m <sup>2</sup> )	MODIFICADOR DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA
40	35	0.70	4.50	0.020	0.17

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. Datos técnicos de componentes de la instalación solar

VOLÚMEN DEL TANQUE (m <sup>3</sup> )	COEFICIENTE DE PÉRDIDAS DEL TANQUE (W/m <sup>2</sup> °C)	LONGITUD TOTAL DE LAS CAÑERÍAS (m)	RESISTENCIA DE LAS CAÑERÍAS AISLADAS (m <sup>2</sup> °C/W)	EFICIENCIA DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR (%)
3	1	120	0.75	80

Fuente: Elaboración propia

Los parámetros de los colectores  $F_R E_0$  y  $F_R U_c$  están asociados a  $E_0$ , la eficiencia óptica,  $F_R$  el factor de remoción del calor y  $U_c$  el coeficiente de pérdidas de calor. Cuando se opera con un caudal másico de agua por unidad de área de captación diferente al tabulado, dichos parámetros se corrigen (ANSI/ASHRAE 93, 2010; Duffie y Beckman, 2013).

El tanque acumulador se dimensiona con una capacidad de 0.075 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> de área de colección; el caudal total de agua circulante en la instalación es de 0.40 kg/s y para bombeo se fija un consumo máximo de 190 W.

#### Evaluación de la instalación solar

La energía solar captada por unidad de tiempo ( $q_c$ ) se computa con los parámetros característicos, siendo la diferencia entre la energía absorbida y la perdida en los colectores. Intervienen también en el cálculo la radiación total incidente ( $I_T$ ), el área neta total ( $A_c$ ), la temperatura de la corriente que ingresa ( $T_e$ ) y la temperatura ambiente ( $T_a$ ) (Duffie y Beckman, 2013)

Para calcular la radiación solar incidente sobre los colectores y luego evaluar la *performance* del sistema solar se emplea el *software* SAM. Este simulador fue desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory* (USA) para la planificación y evaluación de proyectos de energías renovables, así como para la investigación académica y ha sido verificado mediante la aplicación de otros modelos más complejos como TRNSYS (DiOrio et al., 2014).

$$q_c = (F_R E_0) I_T A_c N_c - (F_R U_c) A_c N_c (T_e - T_a) \quad (1)$$

El programa para calentamiento de agua permite modificar la localización geográfica, los perfiles de la demanda, las características del colector, y muchas otras variables. Para su utilización se deben cargar valores horarios de la radiación solar en el plano horizontal, y datos climáticos correspondientes al *Typical Meteorological Year* del lugar donde se encuentra la instalación. El *software* es dinámico y genera 8,760 valores horarios, relacionados fundamentalmente con el aporte de energía térmica de origen solar y la temperatura del agua. Se puede obtener también otra información horaria, mensual y para todo

el año, seleccionando en forma apropiada las entradas y salidas.

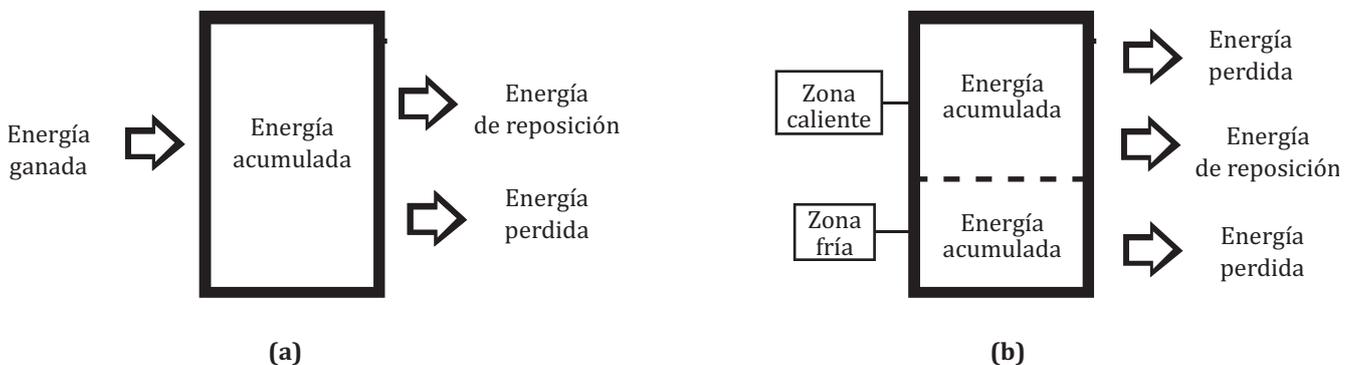
SAM tiene varias opciones para hallar la radiación recibida por los colectores solares, partiendo de la radiación solar global ( $I$ ), la radiación directa ( $I_D$ ) y la radiación difusa ( $I_d$ ) en el plano horizontal. En este caso se calcula con el modelo anisotrópico HDRK que contempla el índice de anisotropía ( $A_i$ ), el cociente entre la radiación directa en planos inclinados y el horizontal ( $R_D$ ), el ángulo de inclinación de los colectores ( $\beta$ ) y la reflectividad de los alrededores ( $r$ ) (Duffie y Beckman, 2013):

$$I_T = (I_D + I_d A_i) R_D + I_d (1 - A_i) [(1 + \cos \beta)/2] [1 + (I_D/I)^{0.5} \cdot \sin^3 (\beta/2)] + I r [(1 - \cos \beta)/2] \quad (2)$$

El modelo físico-matemático aplicado supone que hay dos situaciones claves en el funcionamiento del sistema solar. En una de ellas se produce la captación de la radiación y ganancia de energía en el tanque perfectamente mezclado, ya que ingresa la corriente que proviene del

intercambiador y egresa otra corriente más fría hacia ese equipo (Figura 4). La energía ganada es menor que la energía colectada debido a las pérdidas en las cañerías y a que la eficiencia del intercambiador de calor es menor al 100 %.

Figura 4. Modelos del tanque acumulador: con mezclado perfecto (a) y estratificado en dos zonas (b)



Fuente: Elaboración propia

La energía acumulada por unidad de tiempo es función de variación de la temperatura del tanque ( $T_t$ ) en el tiempo ( $t$ ), el calor específico ( $C_p$ ) y la masa de agua ( $M_t$ ), dependiendo de las energías ganada ( $q_g$ ), de reposición ( $q_r$ ), perdida hacia el ambiente ( $q_p$ ) y descargada para evitar sobrecalentamiento ( $q_o$ ):

$$M_t C_p (dT_t / dt) = q_g - q_r - q_p - q_o \quad (3)$$

La energía de reposición involucra el caudal que se suministra ( $w$ ), y la diferencia entre las temperaturas del tanque y del retorno ( $T_r$ ). Cuando no hay suministro de agua desde el acumulador y retorno proveniente del proceso, la reposición es nula.

$$q_r = w C_p (T_t - T_r) \quad (4)$$

Las pérdidas de energía térmica se calculan con el coeficiente total de transferencia de calor ( $U_t$ ) y el área ( $A_t$ ) del tanque:

$$q_p = U_t A_t (T_t - T_a) \quad (5)$$

En los momentos en que no se colecta energía termosolar, se considera que el tanque está estratificado y dividido en dos zonas sin conexión térmica. Para cada zona se formulan dos ecuaciones diferentes, creciendo el volumen frío al suministrarse agua desde el tanque y recibir el retorno. Un tercer comportamiento que es menos frecuente, estima que antes de alcanzarse el mezclado perfecto, existe una baja estratificación y aumenta el volumen de la zona caliente (Christensen et al., 2014; DiOrio et al., 2014).

Entonces en SAM se plantea un sistema de ecuaciones diferenciales que, una vez resueltas hora a hora, permiten hallar todos los indicadores de la *performance* de la instalación en forma horaria, diaria, mensual y para todo el año.

Con respecto a la demanda periódica de energía térmica del proceso ( $Q_d$ ), se estima con la masa de agua total a suministrar ( $M$ ), la temperatura del agua caliente suministrada ( $T_c$ ) y la temperatura del agua que retorna del proceso:

$$Q_d = M C_p (T_c - T_r) \quad (6)$$

En la instalación los colectores solares convierten una parte de la radiación recibida pero se suministra una cantidad menor de energía de origen solar ( $Q_e$ ). A su vez se usa energía auxiliar ( $Q_a$ ) con el fin de completar la demanda térmica, por lo que:

$$Q_d = Q_e + Q_a \quad (7)$$

Entonces, la fracción de energía solar térmica que cubre la demanda resulta:

$$F_s = Q_e / Q_d \quad (8)$$

Se debe tener en cuenta que también se consume energía eléctrica en las bombas ( $P_b$ ), y entonces la fracción solar efectiva es:

$$F_a = (Q_e - P_b) / Q_d \quad (9)$$

Al evaluar la instalación se emplea además la eficiencia térmica ( $E_s$ ), que es el cociente entre la energía solar aportada y la radiación total solar incidente en todo el año. Esta radiación es el producto entre la radiación total por unidad de superficie ( $\Sigma I_T$ ), el área de cada colector solar ( $A_c$ ) y el número de colectores solares ( $N_c$ ).

$$E_s = Q_e / (N_c A_c \Sigma I_T) \quad (10)$$

### Cambios en la demanda térmica

Los cambios en la demanda térmica pueden derivarse de las necesidades de la escala industrial. Aquí se computan los efectos que se producen en la *performance* térmica de la instalación modular, al modificarse la masa de agua caliente que se abastece. En todos los casos analizados se mantienen las temperaturas de las corrientes de suministro y de retorno (Tabla 5).

Los cálculos confirman que en invierno es más baja la contribución solar, mientras que es más elevado el consumo de energía térmica auxiliar y es menor la potencia para la circulación del fluido.

Tabla 5. Características del proceso productivo

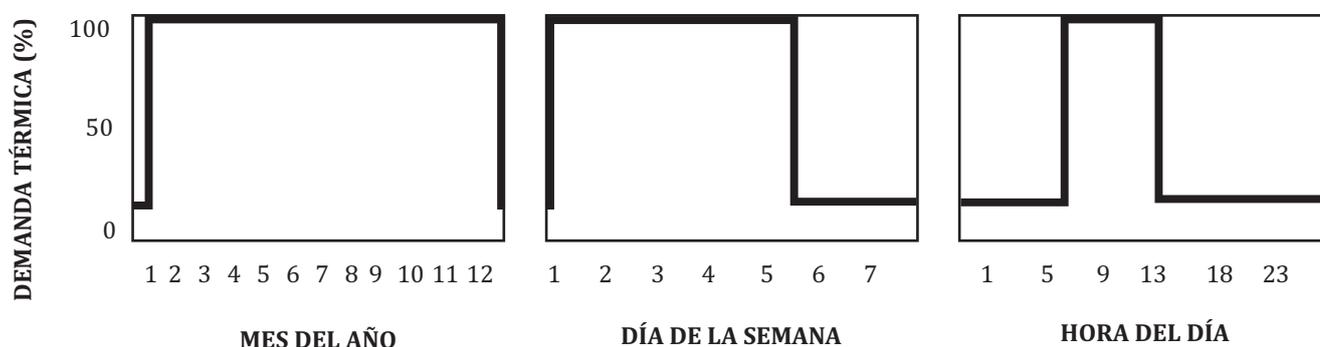
CASO	TIPO DE SUMINISTRO	CAUDAL SUMINISTRADO (kg/h)	DEMANDA TÉRMICA ANUAL (kWh)
I	A	260	11,326.3
II	A	520	22,652.5
III	A	780	33,978.8
IV	A	1,040	45,305.0
V	B	260-39	19,549.1
VI	B	520-78	39,098.2
VII	B	780-117	58,647.3
VIII	B	1,040-156	78,196.4

Fuente: Elaboración propia

Los procesos industriales pueden requerir solamente del suministro tipo A o del suministro tipo B, y en algunos casos es posible que se pueda elegir entre las dos alternativas. Debe observarse que en los casos II-IV no se modifica el perfil de la demanda propuesto en el caso I, se requieren diferentes caudales y se opera durante seis horas. En los suministros tipo B (casos V-VIII) se deman-

da una energía adicional para mantenimiento, que es el 15% de la originalmente fijada para el suministro tipo A. Se cubren de este modo las pérdidas de calor del equipo en momentos en que no se lleva a cabo el proceso (Figura 5). La operación implica que aunque no se modifiquen el caudal y el tiempo del proceso, la energía anual que se debe proveer es mayor.

Figura 5. Perfil de la demanda térmica del proceso con mantenimiento



Fuente: Elaboración propia

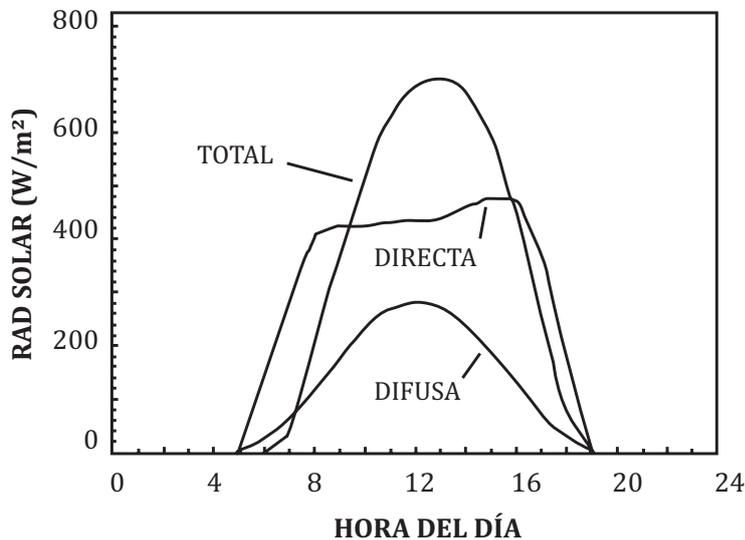
## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Contribución solar a la demanda térmica

En el programa SAM se cargan los valores horarios de la radiación solar directa y difusa horizontal junto con otros datos del clima, que están disponibles para América del Sur-WMO Región 3-Argentina *Typical Meteorological Year* (EnergyPlus, 2017).

Los valores medios anuales de la radiación solar total, directa y difusa que incide sobre los colectores, calculados con  $r = 0.20$ , se presentan en la Figura 6. La radiación total promedio es mayor a  $700 \text{ W/m}^2$  al mediodía, y aunque es mayor en primavera y verano en otras épocas del año se alcanzan valores muy significativos. Debido a la inclinación y orientación de los colectores solares, dicha radiación es  $810 \text{ W/m}^2$  en septiembre, y supera en un 40% y 7% a los correspondientes valores de junio y diciembre.

Figura 6. Radiación solar promedio anual sobre los colectores



Fuente: Elaboración propia

Siendo la radiación total incidente anual  $1,899.9 \text{ kWh/m}^2$  y la demanda térmica anual igual a  $11,326.3 \text{ kWh}$ , al aplicar el *software* se obtiene que la fracción solar es 0.835 y la eficiencia térmica de la instalación es 0.124. Se encuentra también que como son necesarios  $1,870.5 \text{ kWh}$  de energía para completar el suministro de calor y  $517.4 \text{ kWh}$  son consumidos para bombear el fluido, la fracción solar efectiva es 0.789.

La Figura 7 muestra en detalle la temperatura del agua en el punto más caliente del tanque. En el acumulador se supone que existe estratificación y el valor medio anual de la temperatura es aproximadamente  $79^\circ\text{C}$ , alcanzándose con frecuencia valores que superan los  $85^\circ\text{C}$ , salvo durante el

invierno. En los meses fríos la radiación solar recibida por los colectores disminuye sensiblemente, y la energía térmica ganada que llega al tanque es mucho menor que en el resto del año.

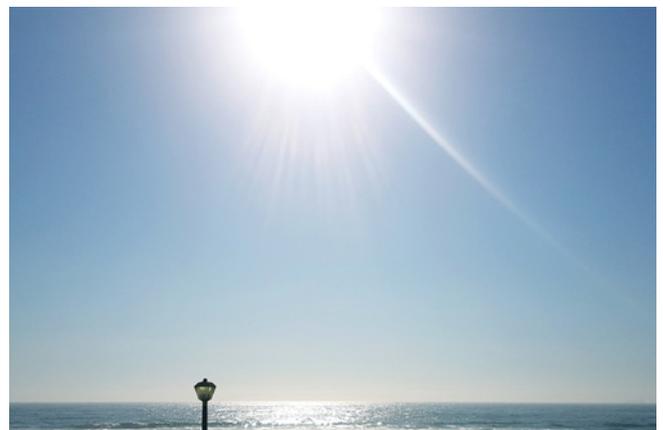
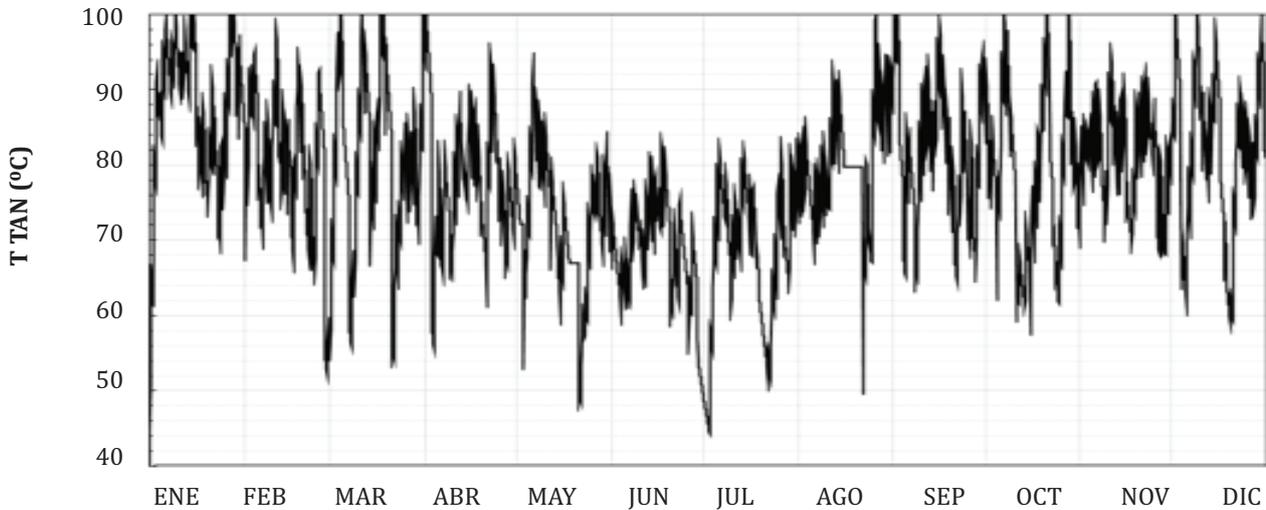


Figura 7. Temperatura del agua horaria en el tanque acumulador

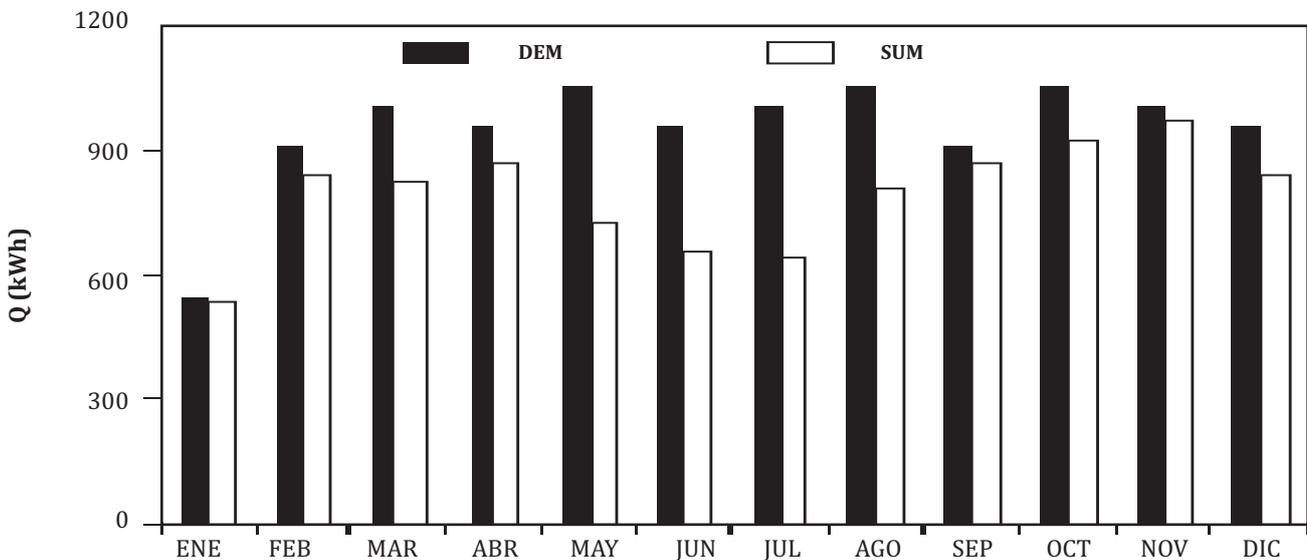


Fuente: Elaboración propia

Aunque en los primeros quince días de enero no se consume agua caliente la instalación solar opera captando y acumulando la radiación convertida, por lo que se dispone a casi a 100°C para ser utilizada en el arranque del proceso. Como el proceso estudiado se desarrolla entre las 7 y las 13 horas, y la real captación de la radiación solar se produce entre las 9 y 17 horas en la mayor parte del año, existe un desfase que influye sobre los indicadores de la *performance* térmica del sistema.

En la Figura 8 se presentan la demanda y el suministro mensual de energía solar térmica de la instalación. Descartando el mes de enero, los valores mínimos y máximos suministrados son 640.6 kWh y 963.9 kWh en julio y noviembre respectivamente. Los cálculos confirman que en invierno es más baja la contribución solar, mientras que es más elevado el consumo de energía térmica auxiliar y es menor la potencia para la circulación del fluido.

Figura 8. Energía térmica mensual demandada y solar suministrada



Fuente: Elaboración propia

## Efectos de la demanda térmica

Al determinar anualmente el efecto de la demanda sobre la *performance* de la instalación modular, los cálculos indican que con suministro tipo A (casos I-V) al crecer la misma se reduce la fracción de energía solar, pero aumentan la energía termosolar entregada y la eficiencia. Lo mismo sucede al analizar los suministros tipo B (casos V-VIII).

La Tabla 6 muestra que los mayores valores de la fracción solar son 0.835 para suministros A (caso I) y 0.670 para suministros B (caso V). Las eficiencias térmicas máximas son 0.322 y 0.267 para los casos IV y VIII respectivamente.

Tabla 6. Efectos sobre la performance anual de la instalación solar

CASO	ENERGÍA TERMO-SOLAR ANUAL SUMINISTRADA (kWh)	FRACCIÓN SOLAR TÉRMICA ANUAL	EFICIENCIA SOLAR TÉRMICA ANUAL	FRACCIÓN SOLAR EFECTIVA ANUAL
I	9,455.8	0.835	0.124	0.789
II	16,667.5	0.736	0.219	0.712
III	19,947.10	0.587	0.262	0.570
IV	24,460.7	0.540	0.322	0.527
V	13,092.4	0.670	0.172	0.640
VI	18,216.5	0.466	0.240	0.450
VII	19,443.3	0.332	0.256	0.321
VIII	20,271.5	0.259	0.267	0.251

Fuente: Elaboración propia

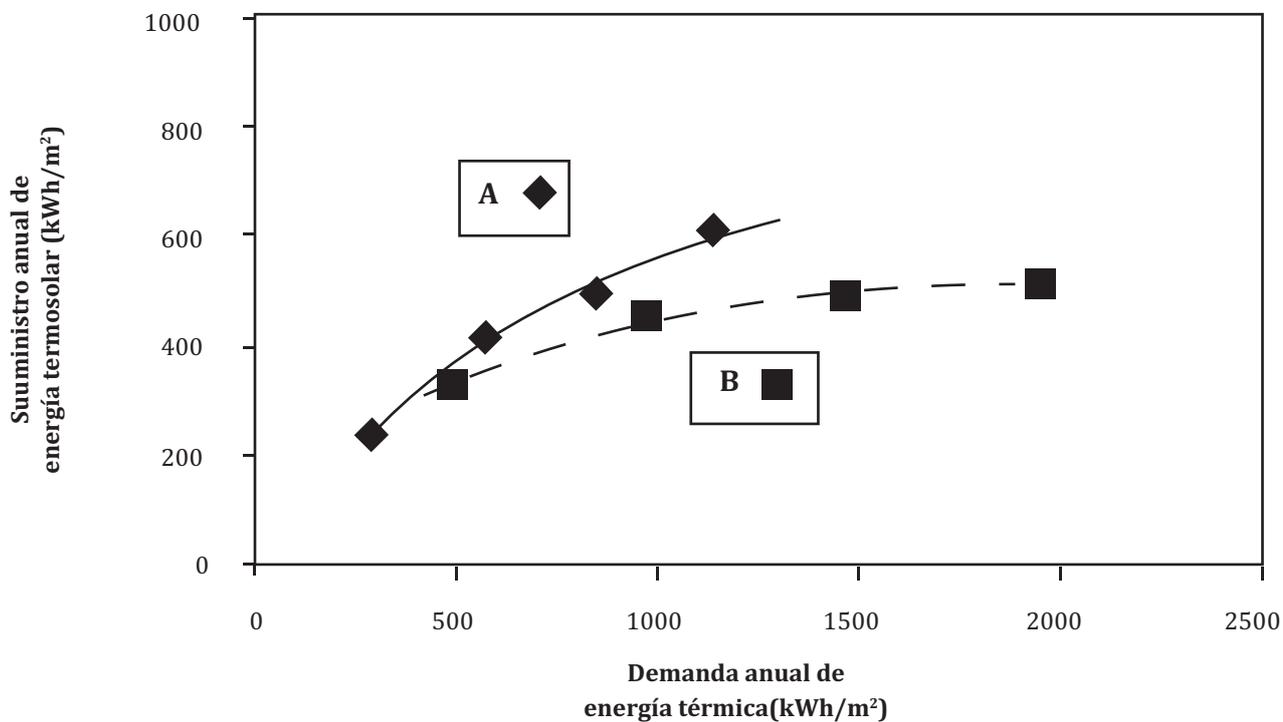
El desfase entre el inicio del proceso y la ganancia real de energía provoca que exista un consumo de energía auxiliar a partir de las 7 de la mañana, que es relativamente más importante cuando crece el caudal que se suministra. Al comparar los casos I y II se comprueba que aunque se duplica la demanda, el aumento de la energía termosolar suministrada es del 76 %, por lo que la energía térmica auxiliar prácticamente se triplica. El suministro crece porque la energía ganada en el sistema es mayor, la temperatura en el tanque es menor, se capta más radiación solar y las pérdidas de calor disminuyen.

Efectos similares se producen cuando se aumenta el caudal del agua en los restantes

casos. En V-VIII, se observa que al multiplicarse la demanda baja la fracción solar, creciendo la eficiencia y la energía termosolar que se entrega.

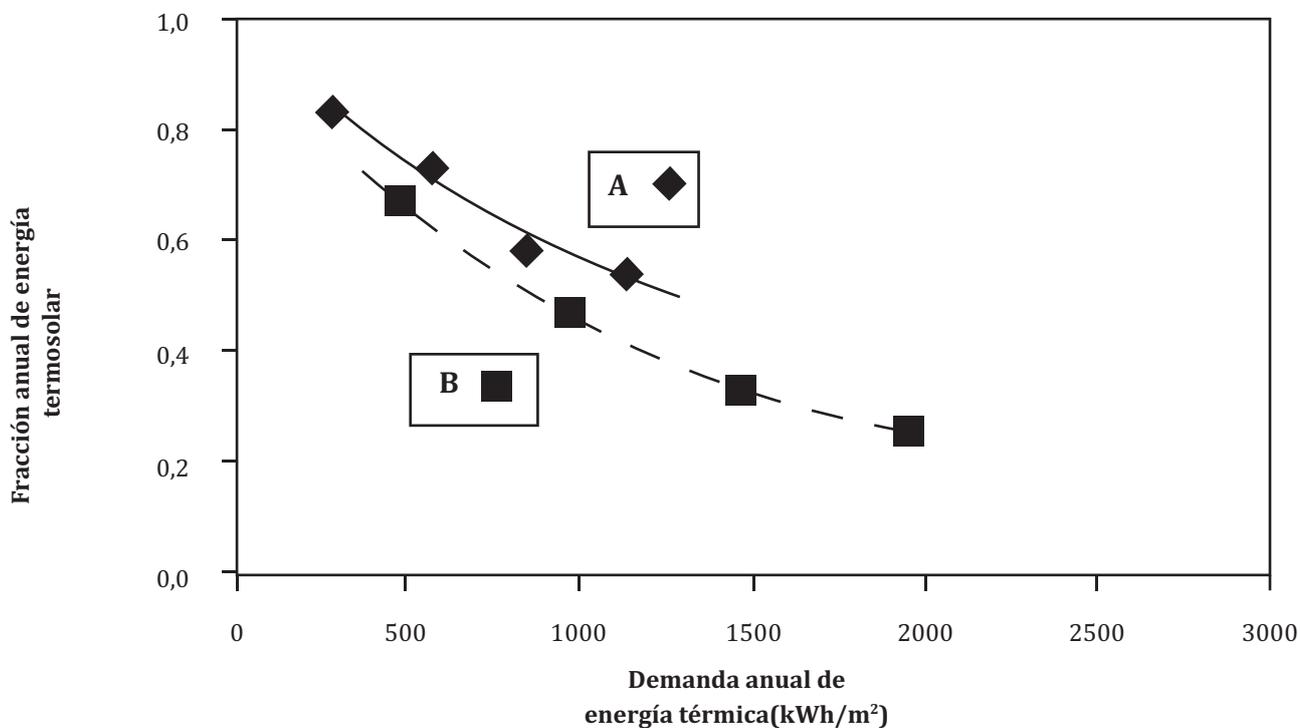
Otros efectos se ven en la referida tabla cuando no cambia el caudal de agua caliente y se consume energía para mantenimiento térmico, aunque siempre hay disminución de la fracción solar. Si por ejemplo se comparan los casos I y V el suministro de energía y la eficiencia anual aumentan, mientras que esos indicadores disminuyen al comparar los casos III y VII. Entonces existe un valor de la demanda a partir del cual se tiene una menor eficiencia al incorporar mantenimiento térmico a la instalación (Figuras 9 y 10).

Figura 9. Energía termosolar suministrada en función de la demanda



Fuente: Elaboración propia

Figura 10. Fracción de energía termosolar en función de la demanda



Fuente: Elaboración propia

Las figuras anteriores muestran que si no hay mantenimiento térmico la energía termosolar anual máxima entregada es 611.5 kWh/m<sup>2</sup> de colector y la fracción solar mínima es 0.540, pero cuando se requiere mantenimiento dichos valores son 506.8 kWh/m<sup>2</sup> de colector y 0.259. La energía suministrada aumenta un 38% entre I y V, mientras que disminuye un 17% entre IV y VIII.

Cuando se requiere mantenimiento térmico si crece el caudal de fluido suministrado, aunque la ganancia de energía termosolar es mayor, el consumo de energía auxiliar al inicio del proceso es más importante. Por esto en los casos VII y VIII donde la demanda es más elevada, la eficiencia térmica es más baja que en III y IV respectivamente.

Los resultados obtenidos muestran también en los casos con suministro tipo A, que la mayor demanda disminuye el cociente entre la potencia necesaria para bombeo y la energía solar térmica suministrada. Una tendencia similar se verifica en los casos tipo B, aunque en cada instalación el mantenimiento térmico provoca un consumo mayor de energía eléctrica.

Los indicadores calculados en los casos tipo A son inferiores a los obtenidos en Madrid, España para instalaciones industriales cuya demanda energética diaria promedio por unidad de área de colección se encuentra en el mismo rango. En ellas ha verificado que al calentar agua desde 15°C hasta a 60°C en forma continua durante todo el año, se obtiene una alta eficiencia y suministros anuales entre 700 y 1.000 kWh/m<sup>2</sup> de colector, notándose que la menor temperatura del agua en el sistema provoca un crecimiento de esos valores (Fenercom, 2010).

Para los suministros tipo B los indicadores se pueden comparar con los de instalaciones de igual demanda energética diaria promedio por unidad de área de colección localizadas en Madrid, España. En ellas el baño está a 45°C y opera doce horas por día, excepto sábado y domingo (Fenercom, 2010). Los colectores planos están inclinados a 35° mirando al sur, la acumulación es de 0.070 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>, la temperatura de la corriente de suministro es 70°C, la del retorno es 50°C y el mantenimiento es el 20% del consumo en el proceso (Tabla 7).

Tabla 7. Instalaciones solares con demanda variable y mantenimiento térmico

CASO	DEMANDA TÉRMICA PROMEDIO DIARIA (kWh/m <sup>2</sup> )	ENERGÍA TERMOSOLAR ANUAL SUMINISTRADA (kWh/m <sup>2</sup> )	FRACCIÓN SOLAR TÉRMICA ANUAL	EFICIENCIA SOLAR TÉRMICA ANUAL
F1	1.339	435.0	0.830	0.246
F2	2.678	600.0	0.600	0.339
F3	4.017	605.0	0.450	0.342
F4	5.356	615.0	0.350	0.348

Fuente: Elaboración propia

En los casos F1-F4 que están en la citada tabla se alcanzan valores más elevados de todos los indicadores que en los casos estudiados V-VIII, aunque la radiación solar anual sobre Madrid es

1,769.0 kWh/m<sup>2</sup>, casi un 7% menor que en Santa Fe. Debe tenerse en cuenta que hay diferencias en el modo de operación, y que en la *performance* influyen la distribución de la radiación durante

el año, los parámetros de los colectores, el perfil diario de consumo del agua caliente, la temperatura y el salto térmico del fluido requerido en el proceso.

La energía térmica solar anual suministrada en las instalaciones españolas alcanza el valor máximo de 615.0 kWh/m<sup>2</sup> de colector que supera en un 20% al máximo calculado para Santa Fe, ambos para la misma demanda por unidad de área de colector. Puede decirse que un efecto muy significativo produce la reducción en 5°C del salto térmico del fluido calefactor, pues porcentualmente su caída es similar al crecimiento del suministro.

Luego, para el sistema que se ha estudiado se han calculado rendimientos térmicos similares a aquellos encontrados en lugares donde se están realizando intensos programas para la incorporación de sistemas solares térmicos en el sector productivo. Sin embargo, para un mejor aprovechamiento local deberá avanzarse principalmente en lo que respecta a la disponibilidad de tecnologías para la captación de la radiación solar y recursos humanos capacitados para el diseño y montaje, además de los aspectos ambientales y económicos involucrados en las instalaciones.

## CONCLUSIONES

El *software System Advisor Model (SAM)* posibilita analizar detalladamente el comportamiento de instalaciones solares para calentar agua. Los datos horarios de la radiación solar, variables climáticas locales, cantidad y temperatura del agua requerida, características de los colectores adoptados y del tanque acumulador, se encuentran entre los más importantes para posibilitar el uso del programa.

Al simular el sistema solar para calentar agua que abastece un proceso productivo que tiene 20 colectores planos selectivos con 40 m<sup>2</sup> de superficie de captación y un tanque acumulador de 3.0 m<sup>3</sup>, cuando la demanda es de 11,326.3 kWh

por año los resultados indican que la fracción de energía solar es 0.835 y la eficiencia térmica es 0.124, siendo la fracción efectiva es 0.789 al considerar el consumo de energía eléctrica para bombeo.

Luego se comprueba que al cambiar la demanda debido solo a aumentos del caudal de agua, tanto en casos con mantenimiento térmico como sin mantenimiento, se reduce la fracción de energía solar, pero crecen la energía termosolar suministrada y la eficiencia.

Asimismo, al adicionar el mantenimiento a la instalación en todos los casos disminuye la fracción solar, pero para baja demanda térmica el suministro y eficiencia anuales aumentan, mientras que para una más alta demanda esos indicadores disminuyen. Finalmente, se estima que los indicadores de la performance posibilitan a las instalaciones abastecer satisfactoriamente diferentes demandas térmicas. Entonces, el aprovechamiento de la energía solar térmica es un recurso a tener en cuenta para contribuir a mejorar la productividad y competitividad de pequeñas y medianas empresas industriales que están radicadas en la región central de Argentina.

•••

## AGRADECIMIENTOS

*Se agradece a la Facultad de Ingeniería Química de la Universidad Nacional del Litoral por el apoyo recibido para realizar este trabajo.*

## REFERENCIAS

Abdel-Dayem, A. M., Mohamad, M. (2001). Potential of solar energy utilization in the textile industry-a case study. *Renewable Energy*, 23, 3-4, 685-94.

Albizzati, E. (2012). *Energía solar térmica: principios básicos y aplicaciones tecnológicas*. Centro de Publicaciones de la Universidad Nacional del Litoral, Santa Fe, Argentina.

- ANSI/ASHRAE 93. (2010). *Methods of testing to determine the thermal performance of solar collectors*. American National Standards Institute /American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers.
- Christensen, C., Maguire, J., Burch J., DiOrio, N. (2014). *Simplified solar water heater simulation using a multi-mode tank model*. [https://sam.nrel.gov/images/web\\_page\\_files/christensen-2014-simplified-swh-simulation-multi-mode-tank.pdf](https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/christensen-2014-simplified-swh-simulation-multi-mode-tank.pdf).
- DiOrio, N., Christensen, C., Burch, J., Dobos, A. (2014). *Technical Manual for the SAM Solar Water Heating Model*. <https://sam.nrel.gov/resources>.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. 4th ed., J. Wiley & Sons, Hoboken, NJ, USA.
- EnergyPlus. (2017). *EnergyPlus Weather Data*. <https://energyplus.net/weather>.
- Farjana, S. H., Huda, N., Mahmud, M. A. P., Saidur, R. (2018). Solar process heat in industrial systems-A global review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, Part 3, February, 2270-2286.
- Fenercom. (2010). *Manual Técnico de Energía Solar para Procesos Industriales*. <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2010/11>.
- Frein, A., Calderoni, M., Mott, M. (2014). Solar thermal plant integration into an industrial process. *Energy Procedia*, 8, 152-1163.
- IEA-ETSAP e IRENA. (2015). *Solar heat for industrial processes technology Brief*. <https://www.irena.org/publications/2015/Jan/Solar-Heat-for-Industrial-Processes>.
- IRENA. (2019). *Transforming the energy system-and holding the line on the rise of global temperatures*. <https://www.irena.org/publications/2019/Sep/Transforming-the-energy-system>.
- Kalogirou, S. (2003). The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*, 76, 4, 337-361.
- Kalogirou, S. (2014). *Solar energy engineering: processes and systems*. 2nd ed., Elsevier/Academic Press, Burlington, MA, USA.
- Kumar, L., Hasanuzzaman, M., Rahim, N. A. (2019). Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review. *Energy Conversion and Management*, 195, 885-908
- Lauterbach, C., Schmitt, B., Vajen, K. (2014). System analysis of a low-temperature solar process heat system. *Solar Energy*, 101, 117-130.
- Mousa, O. B., Taylor, R. (2016). *Solar thermal sterilization: a TRNSYS performance analysis*. Asia Pacific Solar Research Conference. <http://apvi.org.au/solar-research-conference/wp-content/uploads/2017/02/O-Bany-Mousa-and-R-Taylor-Solar-Thermal-Sterilization-A-TRNSYS-Performance-Analysis.pdf>.
- Quijera, J. A., González Alriols, M., Labidi, J. (2011). Usage of solar energy in an industrial process. *Chemical Engineering Transactions*, 25, 875-80.
- REN21. (2019). *Renewables 2019 Global status report*. REN21. <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report>.
- Sharma, A.K., Sharma, C., Mullic, S. C., Kandpal, T. C. (2017). Solar industrial process heating: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, October, 124-137.
- Solar Payback. (2017). *Solar heat for industry*. [https://www.international-climate-initiative.com/fileadmin/Dokumente/2017/170530\\_Brochure\\_EN\\_Solar\\_Payback\\_digital.pdf](https://www.international-climate-initiative.com/fileadmin/Dokumente/2017/170530_Brochure_EN_Solar_Payback_digital.pdf).
- Suresh, N. S., Rao, B. S. (2017). Solar Energy for Process Heating: a Case Study of Select Indian Industries. *Journal of Cleaner Production*, 151, 439-451.
- Weiss, W. and Spörk-Dür, M. (2019). *Solar heat worldwide*. The Solar and Heating Programme, International Energy Agency. <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2019.pdf>.

ISSN 2602-8042 [Impresa]

ISSN 2631-2522 [Electrónica]

# enerLAC

Revista de  
Energía de  
Latinoamérica  
y el Caribe

 olade

ORGANIZACIÓN  
LATINOAMERICANA  
DE ENERGÍA



Asociación de Universidades  
GRUPO MONTEVIDEO

Av. Mariscal Antonio José de Sucre  
N58-63 y Fernandez Salvador  
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280  
/ 2597-995

[enerlac@olade.org](mailto:enerlac@olade.org)

