



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA PARA CALOR DE PROCESOS

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE
LA REPÚBLICA POR

José María Roca Acosta y Lara

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS PARA LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA.

DIRECTORES DE TESIS

Dr. Prof. Italo Bove.....Universidad de la República
Dr. Ing. Pedro GalioneUniversidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Gonzalo AbalUniversidad de la República
Dr. Ing. Federico Favre.....Universidad de la República
Dr. Ing. Miguel FrassetSolatom, España

DIRECTOR ACADÉMICO

Dr. Ing. Horacio FailacheUniversidad de la República

ENERGÍA SOLAR CONCENTRADA PARA CALOR DE PROCESOS, José María Roca Acosta y Lara.

ISSN 1688-2806

Contiene un total de 137 páginas.

Compilada el miércoles 12 de febrero, 2025.

<https://peperoca.com/ship>

El placer más noble es el júbilo de comprender
LEONARDO DA VINCI

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Juan José Roca y Federica Acosta y Lara, quienes me apoyan incondicionalmente, que me han transmitido la importancia de la educación en el desarrollo personal y además me dieron la mejor educación.

A Italo y a Pedro, por la orientación y apoyo ineludible a pesar del pasar de los años.

A la Universidad de la República, por permitirme realizar esta maestría y a la ANII por haber financiado una beca para la realización de esta tesis.

A Gabriela Larroque, Mateo Andacht y la dirección de Grinsol S.A. por haberme facilitado datos horarios reales del consumo de vapor en una industria uruguaya.

Por último y más importante a Lola, que me elige todos los días y me regaló ese doble par de mellizos Juan José y Dolores, Bautista y Alfonso. Uds. son mis ganas, mis razones y nuestro legado.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A Mamá

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

RESUMEN

En la presente tesis se aborda la generación de vapor mediante tecnología solar térmica de concentración, con la finalidad de suplementar las fuentes tradicionales utilizadas por la industria uruguaya, el cierre se da con el modelado de un caso real.

Con tal objetivo es que se realiza un estudio sobre el desarrollo de los sistemas solares térmicos para procesos industriales (Solar Heat for Industrial Processes – SHIP) en el mundo y en Uruguay, siendo este último aún inexistente al momento de escribir el trabajo. Se hace una investigación bibliográfica sobre el estado del arte de colectores solares térmicos, partiendo desde los más simples y más conocidos en Uruguay como son los de placa plana y heat pipes hasta los de concentración, con y sin seguimiento (tracking), cilindro parabólico compuesto (CPC), concentradores cilindro parabólicos (CCP), Fresnel lineal y discos parabólicos, determinando cuales son los rangos de temperaturas más apropiadas para su operación.

También se realiza un análisis del consumo industrial en el Uruguay, dirigiendo los esfuerzos por aquellos sectores donde se utiliza calor en los procesos. Particularmente se intenta seleccionar sectores en donde el uso de fuentes fósiles es todavía relevante, debido al alto costo de estas fuentes y a la emisión de gases de efecto invernadero en su utilización.

Vinculando el estado del arte con los sectores de interés de la industria uruguaya, se llega a la conclusión que para generar vapor solar en las condiciones necesarias, se debe utilizar los colectores con concentración. Se opta por la tecnología de concentradores cilindro parabólicos (CCP) pero no se pueden descartar las otras tecnologías ya que no se evalúan costos.

El resultado de esta tesis termina con el desarrollo de un modelo dinámico en TRNSYS para generación de vapor solar, donde se vincula el recurso solar horario de Uruguay mediante el año meteorológico típico, la tecnología de concentración solar con almacenamiento y las curvas de demanda horaria de vapor de una industria uruguaya en el sector frigoríficos. La bondad de este modelo es que permite evaluar el rendimiento de un sistema SHIP (cualquiera sea) contra una demanda real de vapor (cualquiera sea), con componentes de diferentes características y determinar si hay problemas de sincronización entre la demanda y el recurso disponible y/o almacenado que perjudiquen el desempeño del sistema.

Palabras clave:

Calor solar para procesos industriales, SHIP, TRNSYS, Energía solar térmica, Industria, Vapor, Uruguay, Concentración solar

ABSTRACT

In this thesis, the generation of steam using concentrated solar thermal technology is addressed, with the aim of supplementing the traditional sources used by the Uruguayan industry, concluding with the modeling of a real case.

To this end, a study on the development of Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) systems worldwide and in Uruguay is conducted, with the latter still being nonexistent at the time of writing this work. A bibliographic investigation was carried out on the state of the art of solar thermal collectors, starting from the simplest and most well-known in Uruguay, such as flat plate and heat pipes, to concentrating ones, both with and without tracking, Compound Parabolic Collectors (CPC), Parabolic Trough Collectors (PTC), Linear Fresnel, and dish collectors, determining the most appropriate temperature ranges for their operation.

An analysis of industrial consumption in Uruguay was also carried out, focusing efforts on those sectors where heat is used in the processes. Particular attention was given to selecting sectors where the use of fossil fuels is still relevant, due to their high cost and the emission of greenhouse gases associated with their use.

By linking the state of the art with the sectors of interest in the Uruguayan industry, it is concluded that to generate solar steam under the necessary conditions, concentrating collectors must be used. The Parabolic Trough Collector (PTC) technology was chosen, but other technologies cannot be ruled out as costs are not evaluated.

The result of this thesis ends with the development of a dynamic model in TRNSYS for solar steam generation, which links the hourly solar resource of Uruguay through the typical meteorological year, the solar concentration technology with storage, and the hourly steam demand curves of a Uruguayan industry in the meat processing sector. The advantage of this model is that it allows the evaluation of the performance of a SHIP system (any kind) against a real steam demand (any kind), with components of different characteristics, and determines if there are synchronization issues between the demand and the available and/or stored resource that could affect the system's performance.

Keywords:

Solar heat for industrial processes, SHIP, TRNSYS, Solar thermal energy, Industry, Steam, Uruguay, Solar concentration

PREFACIO

Desde una temprana edad me he visto fascinado por los efectos que el Sol (el “Astro Rey”) produce, en aquél entonces era el simple hecho de calentar agua dentro de una manguera expuesta o quemar hojas usando una lupa para concentrar la luz.

Los primeros borrosos recuerdos que tengo respecto a la utilización tecnológica del recurso solar se remontan a la década de 1990, donde la Facultad de Veterinaria tenía en su azotea colectores planos en una de sus instituciones, estaba ubicada en la Rambla de Montevideo en el barrio de Puerto del Buceo, desconocí su origen y su funcionamiento pero captaron mi atención.

Posteriormente al haber concluido mis estudios de grado como ingeniero industrial mecánico, me dedico profesionalmente a proyectos de energías renovables en la escala de los mega Watts, generación de potencia eléctrica mediante la quema de cáscara de arroz, granjas eólicas y fotovoltaicas y también en proyectos comerciales de aprovechamiento solar térmico, todos ellos en el Uruguay.

Es aquí cuando comienzo a cursar la novel Maestría en “Ingeniería de la Energía” dictada en la facultad de ingeniería de la universidad de la república, con la firme convicción de especializarme en energía solar. La tesis tenía que ser en energía solar y particularmente con concentración, algo que no se veía en el panorama de Uruguay.

Con el transcurso de los años, esta tesis ha cambiado de título, de objetivo, de enfoque y de tutores. Variadas son las razones, falta de información sobre el recurso solar en Uruguay, dificultades en el uso del software elegido y la propia vida que va cambiando y presentando situaciones que toman nuestra atención.

Sin embargo siempre fue mi objetivo intentar hacer algo novedoso que aporte al desarrollo futuro de la tecnología en el Uruguay, ya sea por una versión mía futura o de otros autores que se apoyen sobre este trabajo.

Espero haber logrado en alguna medida ese macro objetivo, aunque sea para motivar generaciones aún por nacer para que se adentren en el mundo de la energía solar. Al final de cuentas el Sol, es la fuente primordial de energía para la vida en el planeta.

Listado de abreviaturas y símbolos

A: Área.

a: Semi área de apertura.

a': Semi área del receptor.

a₁: Coeficiente de transmisión de calor.

a₂: Coeficiente para el cálculo del coeficiente de transmisión del calor en dependencia de la temperatura.

A_a: Área de apertura.

ACS: Agua caliente sanitaria.

AM: Air Mass.

AMT: Año meteorológico Típico.

Bar: Unidad de Presión.

BarA: Unidad de presión absoluta.

Barg: Unidad de presión manométrica.

C: Relación de concentración.

CAPEX: Costo de inversión.

CCP: Colector Cilindro Parabólico Lineal.

CD: Calor Directo.

CERN: Centro Europeo de investigación nuclear.

CM: Carbón mineral.

CO₂: Dióxido de Carbono.

COG: Co-generación.

CPC: Colector Parabólico Compuesto.

CQ: Coque.

CSP: Concentrated Solar Power.

CST: Concentrated Solar Thermal.

D: Diámetro o separación de filas.

DNE: Dirección nacional de energía.

DNETN: Dirección nacional de energía y tecnología nuclear.

DNI: Irradiación Directa normal incidente.

DO: Diesel Oil.

EE: Energía Eléctrica.

EJ: Exa Joule.

EN: Normas Europeas.

EPC: Engineering Procurement & Construction.

f: Distancia Focal de la parábola.

FO: Fuel oil.

FP: Frío de proceso.

FS: Fracción Solar.

γ_s : Acimut solar.

G: Irradiancia total.

G_b : Irradiancia directa.

G_d : Irradiancia difusa.

GHI: Irradiación global horizontal.

GN: Gas natural.

GO: Gasoil.

GP: Gas propano.

G_r : Irradiancia reflejada.

GV: Generación de Vapor.

GWh: Giga vatio hora.

GW_{th} : Giga Watt térmico.

h: Altura de un concentrador CPC.

H_p : Caballo de fuerza.

HRSG: Heat Recovery Steam Generator, generador de vapor de recuperación.

IAM: Modificadores de ángulos de incidencia.

I_b : Irradiación directa.

I_{bt} : Irradiación directa en plano inclinado.

I_d : Irradiación difusa.

ICC: International Code Council.

IEA: Agencia internacional de energía.

IRAE: Impuesto a la renta de la actividad económica.

IRENA: Agencia internacional de las energías renovables.

ISO: Organización internacional de normalización.

K: Grado Kelvin.

K_1 : Valor del modificador de ángulo.

K_2 : Valor del modificador de ángulo.

kg: Kilo gramo.

kg/h: Caudal másico, kilogramo por hora.

kgf/cm^2 : Unidad de presión, kilo gramo fuerza sobre centímetro cuadrado.

kgV/h: Caudal másico - Kilo gramo de vapor por hora.

kTep: Kilo Tonelada equivalente de petróleo.

kW: Kilo vatio.

kW_{th}: Kilo Watt térmico.

m: Metro.

m²: Metro cuadrado.

m³: Metro cúbico.

mBar: Milibares unidad de presión.

MIEM: Ministerio de industria energía y minería del Uruguay.

mm: Milímetro.

MW_{th}: Mega Watt térmico.

NISE: Instituto nacional de energía solar de India.

NREL: Laboratorio nacional de energía renovables (EE.UU.).

O₂: Oxígeno molecular.

OC: Otras calderas.

OPEX: Costo de operación.

PBI: Producto bruto interno.

PMTA: Presión máxima de trabajo autorizada.

PTC: Parabolic Trough Collector – CCP Lineal.

r_r: Radio máximo del espejo en un CCP.

RB: Residuo de Biomasa.

RP: Carbón residual de petróleo.

SCADA: Supervisión, control y adquisición de datos.

SG: Supergás.

SHC: Solar Heat & Cooling Programme.

SHIP: Solar Heat for Industrial Processes.

SPF: Laboratorio de energía solar Suizo.

Tep: Tonelada equivalente de petróleo.

TESS: Thermal Energy System Specialists – Empresa.

TMY: AMT en inglés.

Ton: Tonelada.

Torr: Unidad de presión.

TRNSYS: Software para la simulación de sistemas dinámicos.

TWh: Tera vatio hora.

UNIT: Instituto Uruguayo de Normas Técnicas.

URSEA: Unidad reguladora de servicios de energía y agua – Uruguay.

W : Potencia en watts o Ancho de la imagen reflejada en el receptor o Ancho del colector perpendicular al eje de rotación.

W_{peak} : Potencia pico en watts.

x : Diferencia de temperaturas reducida.

$^{\circ}$: Grado geométrico.

$^{\circ}\text{C}$: Grado Celsius.

α : Ángulo de inclinación del colector.

α_s : Altura solar.

α_T : Ángulo solar transversal.

ϕ : Latitud.

$\theta, \theta_L, \theta_T$: Ángulo de incidencia de la radiación, L: longitudinal, T: Transversal.

θ_c : Semi ángulo de aceptación.

Φ_i : Ángulo de inclinación del espejo en colectores Fresnel lineales.

θ_s : Semi ángulo de vista solar.

Φ_r : Ángulo entre el foco y el borde de la apertura en un CCP.

η : Rendimiento.

η_0 : Rendimiento óptico del colector.

Tabla de Contenidos

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. DESARROLLO MUNDIAL – INSTALACIONES SHIP	2
1.2. DESARROLLO EN EL URUGUAY – ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	7
1.2.1. SITUACIÓN ACTUAL Y USOS EN CALOR DE PROCESO	9
1.3. RADIACIÓN SOLAR.....	11
1.3.1. MODELO DE TRANSPORTE A PLANO INCLINADO	12
1.4. RECURSO SOLAR EN URUGUAY.....	13
1.4.1. IRRADIACION DISPONIBLE – AMT v2.4 - GHI.....	15
1.4.2. IRRADIACIÓN PARA CONCENTRACIÓN – AMT v2.4 - DNI	15
1.5. TEMPERATURA DE PROCESOS INDUSTRIALES.....	16
2. TECNOLOGÍAS DE COLECTORES SOLARES.....	19
2.1. ENSAYOS Y RENDIMIENTO DE COLECTORES SOLARES	19
2.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE COLECTORES SOLARES.....	21
2.3. COLECTORES DE PLACA PLANA	22
2.3.1. CONVENCIONAL.....	22
2.3.2. CON AISLACIÓN TRANSPARENTE.....	25
2.3.3. CON GAS INERTE O ALTO VACÍO	25
2.4. COLECTOR DE TUBOS EVACUADOS.....	25
2.4.1. HEAT PIPE.....	26
2.4.2. TUBOS “U”	29
2.5. COMPARACIÓN DE PLANOS CONVENCIONALES y TUBOS EVACUADOS	31
2.6. COLECTORES CON CONCENTRACIÓN.....	32
2.6.1. CONCENTRACIÓN SIN FORMACIÓN DE IMAGEN	33
2.6.2. CONCENTRACIÓN CON FORMACIÓN DE IMAGEN	37
2.6.3. CONCENTRADORES CILINDRO PARABÓLICOS LINEALES.....	38
2.6.4. CONCENTRADORES DE DISCOS PARABÓLICOS.....	45
2.6.5. CONCENTRADOR FRESNEL LINEAL.....	49
2.7. INTEGRACIÓN CON PROCESOS INDUSTRIALES	54
2.7.1. APORTE DIRECTO EN EL SUMINISTRO	55
2.7.2. APORTE DIRECTO EN LA DEMANDA.....	56
3. DEMANDA TÉRMICA INDUSTRIAL EN URUGUAY.....	57

3.1.	USO PARA CALOR DIRECTO (Datos de 2006)	60
3.1.1.	DETALLES POR SUBSECTOR DE INTERÉS – CALOR DIRECTO.....	62
3.2.	USO PARA GENERACIÓN DE VAPOR (Datos de 2006)	65
3.2.1.	DETALLES POR SUBSECTOR DE INTERÉS – GENERACION DE VAPOR.....	66
3.3.	ACTUALIZACION DEL CONSUMO DE LA INDUSTRIA URUGUAYA	69
3.3.1.	VARIACION DEL CONSUMO POR SUBSECTOR DE INTERÉS.....	72
3.4.	ÁNÁLISIS PARA SELECCIÓN DE UN CASO DE ESTUDIO	75
4.	ESTUDIO DE UN CASO MODELO	77
4.1.	INTEGRACION DE UN SISTEMA SHIP EN GRINSOL S.A.	81
4.2.	METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS - SIMULACIÓN EN TRNSYS	84
4.3.	CONCEPTOS GENERALES DEL MODELO	87
4.4.	TYPES UTILIZADOS EN EL MODELO	88
4.4.1.	Colector Solar – Type 538.....	88
4.4.2.	Intercambiador de calor generador de vapor – caudal máximo (HRSG)	89
4.4.3.	CARACTERÍSTICAS y PARÁMETROS DE OTROS TYPES UTILIZADOS.....	91
4.5.	VERIFICACIÓN DEL MODELO EN TRNSYS	93
4.6.	DIMENSIONADO DE COMPONENTES PARA SIMULAR	94
4.6.1.	ENERGÍA ENTREGADA AL VAPOR POR EL GENERADOR ACTUAL	94
4.6.2.	CAMPO SOLAR – DIMENSIONADO INICIAL	95
4.6.3.	TANQUE DE ALMACENAMIENTO – DIMENSIONADO INICIAL.....	96
4.6.4.	CAUDAL DE FLUIDO DE TRABAJO DEL CAMPO SOLAR	98
4.6.5.	CAUDAL DE FLUIDO DE TRABAJO PARA HRSG.....	98
4.6.6.	RESUMEN DE CASOS PARA SIMULAR	99
4.7.	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES	99
4.7.1.	CON DEMANDA INFINITA.....	100
4.7.2.	CON DEMANDA REAL	101
5.	CONCLUSIONES	110
A.	REFERENCIAS	113

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

1. INTRODUCCIÓN

Cuando se piensa en energía solar, la primera visualización es probablemente de aplicaciones fotovoltaicas, agua caliente sanitaria sobre alguna azotea o incluso aplicaciones de alta temperatura para generación de potencia, típicamente de torre central. Esto es debido al gran desarrollo comercial de los primeros dos ejemplos y de muchos casos de éxito a nivel mundial en generación de potencia eléctrica, sin embargo es más difícil ubicar sistemas solares térmicos para el uso en la industria; no significa que no existan pero su despliegue es considerablemente menor a los anteriores.

En el año 2008 la IEA a través de su programa “Solar Heat & Cooling Programme” (SHC), publicó los resultados del TASK 33 [1] que incluyen el estado del arte de colectores solares para calor de proceso. Allí se indica que hasta el año 2006 se habían instalado en el mundo unos 183 millones de m^2 de colectores solares de todo tipo, equivalentes a una potencia de 128 GW_{th}^1 , estos valores incluyen el uso para agua caliente residencial y acondicionamiento de piscinas entre otros, siendo el uso industrial o comercial insignificante.

Para esa fecha se registraban 90 plantas para calor de proceso en operación en el mundo (relevamiento en 21 países únicamente, no se incluyó a China ni a Japón) con una potencia equivalente de 25 MW_{th} (35.000 m^2) lo que representaba menos del 0,02 % de todos los sistemas solares térmicos instalados en el mundo.

Ya para el año 2013 según publica Solar Heat Worldwide [2] todos los sistemas solares térmicos sumaban 535 millones de m^2 de colectores solares o $374,7 \text{ GW}_{th}$, lo que representa un incremento aproximado del 192 % en 5 años.

Se determinó en ese momento que menos del 1 % de los colectores instalados hasta ese año aportaban energía para redes de calefacción, enfriamiento solar y/o procesos industriales.

Posteriormente dentro del TASK 49 [3] de la IEA SHC, se publicó que para el año 2013 había unas 151 plantas SHIP (por sus siglas en inglés: Solar Heat for Industrial Processes) en operación que alcanzaban una potencia instalada de 100 MW_{th} (143.226 m^2) lo que equivale aproximadamente a 0,03 % de todos los colectores solares instalados en el mundo según los

¹ En el año 2004 [72], se acordó utilizar una equivalencia de $0,7 \text{ kW}_{th} / m^2$ de colectores para poder comparar con otras fuentes de energía.

valores que presentaba Solar Heat Worldwide en el 2015. Solo 19 de esas plantas tenían un tamaño mayor a 1.000 m² (0,7 MW_{th}) y la mayoría se encontraban entre los 100 y 500 m² (58 plantas).

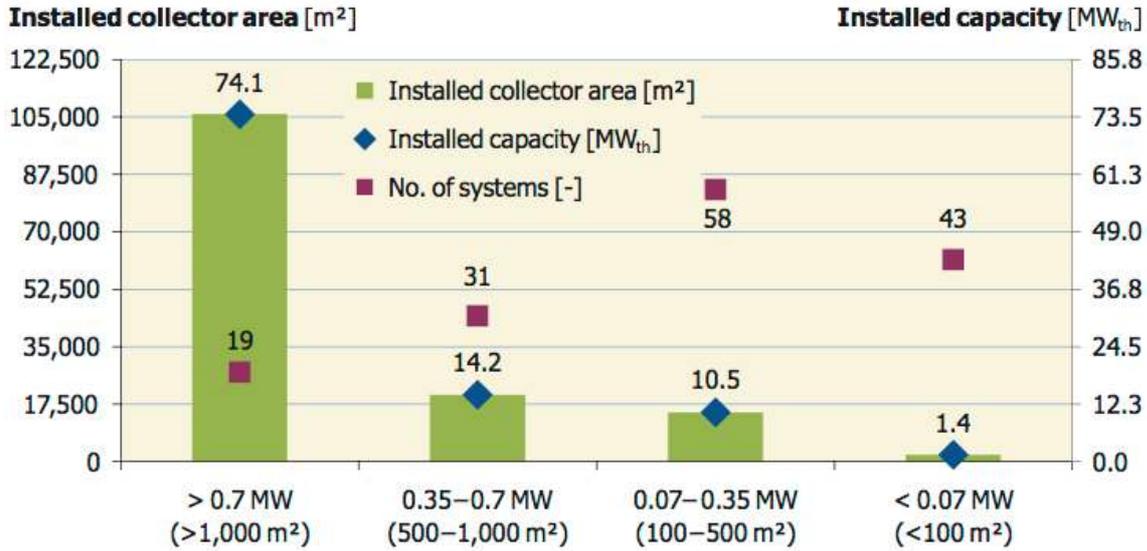


Figura 1 Cantidad de plantas y potencias para calor de proceso 2013. Fuente:

Según se publicaba en TASK 33 [1] hay una proporción muy grande (57 %) de la demanda de energía térmica para la industria que se encuentra por debajo de los 400 °C (entre 100 °C y 400 °C es del 27 %), incluso para algunas industrias puntuales el uso con temperatura menor a 250 °C puede representar más de un 60 % de la demanda; adicionalmente según datos de IRENA [4] se estima que el potencial para estas aplicaciones podría llegar a los 15 EJ (4.166,0 TWh) de energía final para el 2030, lo que representaría cerca del 10 % del consumo global de la industria (160 EJ/año de energía final para el 2030).

La demanda de energía para uso como calor consume casi el 50 % de la energía final mundial y los procesos industriales consumen un 53 % [5] de eso (26,5 % del consumo mundial) y sumado al todavía escueto desarrollo (vs. las otras tecnologías solares térmica) de sistemas SHIP es que amerita un estudio con mayor detalle.

1.1. DESARROLLO MUNDIAL – INSTALACIONES SHIP

La primera planta SHIP de la que se ha podido encontrar registro fue instalada en Egipto y puesta en marcha en el año 1913 (ver Figura 2). Según la información accesible en el sitio *Sun 1913* [6] la planta fue construida con 5 colectores cilindro parabólicos lineales de 62 metros de largo, 4 metros de altura y una separación entre filas de 7,6 m, un área total de apertura de 1.240 m².

Este sistema producía vapor para mover una bomba de agua, generando 55 Hp de potencia se podían bombear 2.000 litros de agua por minuto desde el Nilo con destino a regar campos de plantaciones de algodón. El sistema estuvo en operación menos de 1 año.

En la época moderna y a partir de los resultados del Task 33 y 49 que fueron mencionados, se comenzó una etapa de crecimiento y de mejor seguimiento de los desarrollos en sistemas SHIP mundiales. La agencia alemana de investigación de mercados “SOLRICO”

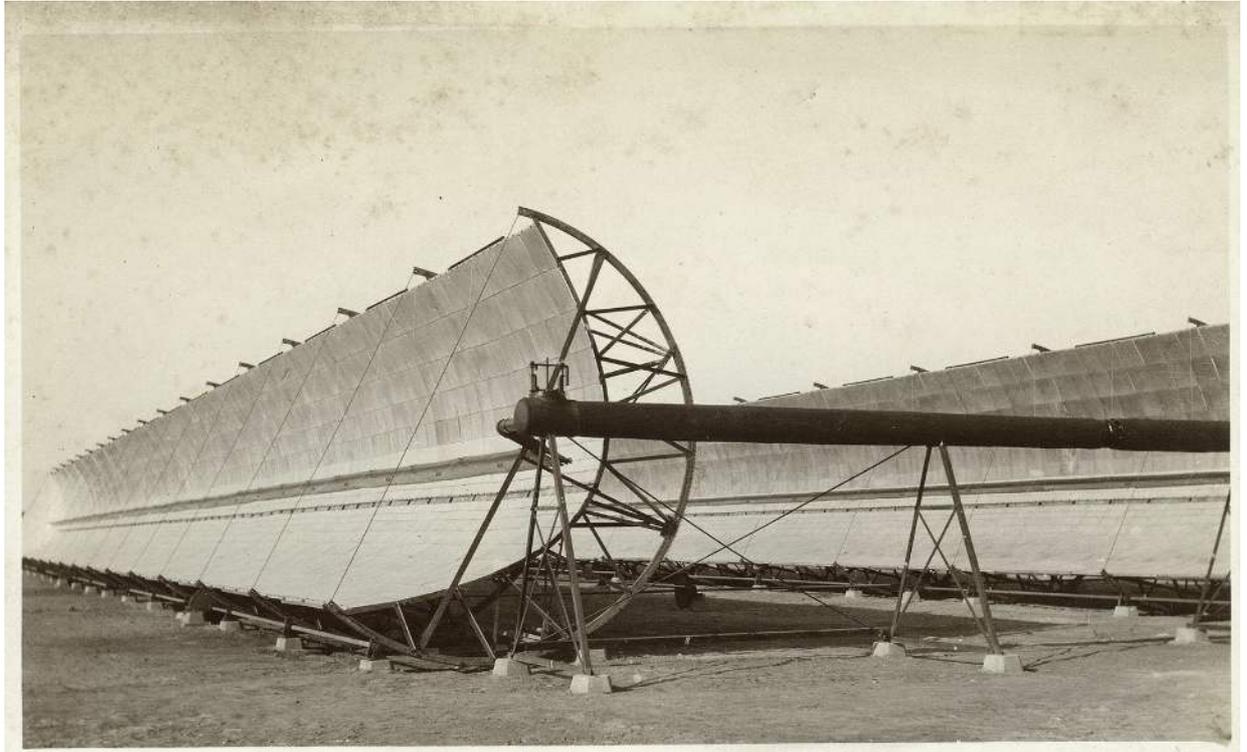


Figura 2 Primera planta SHIP del mundo. Egipto año 1913. Fuente: [6]

[7] elaboró el primer mapa mundial de colectores solares destinados a generar calor para procesos industriales en 2014; este fue construido a partir de encuestas realizadas en el año 2013.

Estas encuestas fueron realizadas entre unas 50 empresas productoras de sistemas de concentración solar para temperaturas finales entre 100 °C y 250 °C, sin incluir los sistemas para generación de potencia, de refrigeración o calefacción; también se dejó por fuera los sistemas de baja concentración (CPC) o convencionales como placa plana o de tubos al vacío, incluso los que tienen reflectores posteriores aunque según se indica en los mismos resultados

algunos de estos equipos podrían alcanzar las temperaturas deseadas (los equipos CPC están incluidos en otros resultados publicados por Solrico, llamado mapa solar de tubos evacuados²).

Los resultados presentados en el 2014 incluyen 37 productores de equipos en 10 países distintos, habiendo 19 de ellos de colectores parabólicos lineales, 9 de concentradores tipo disco, 4 de Fresnel, 4 de tubos receptores y otra empresa clasificada como otros. Los diez productores con mayor cantidad de proyectos en operación acumulaban un total de 116, de un total de 170 proyectos relevados. Los resultados del TASK 49/IV [3] mostraban unas 151 plantas SHIP en operación para el 2013 y se pueden apreciar en el Gráfico 1 (el registro dentro de la base de datos del TASK 49 es voluntario) como se distribuía según tecnologías usadas.

En 2017, SOLRICO [7] actualizó el mapa mundial de colectores solares en el contexto de un programa de tres años que finalizó en septiembre de 2019. Los resultados también se integraron en el programa SOLAR PAYBACK, enfocado en Sudáfrica, India, México y Brasil. Esta segunda edición fue coordinada por la Asociación Alemana de la Industria Solar (BSW-Solar) y financiada por la Iniciativa Climática Internacional del Ministerio de Medio Ambiente del Gobierno Federal de Alemania.

En esta ocasión se contactó a 130 empresas de las cuales 71 participaron de las encuestas aportando información.

Un detalle importante frente a la publicación anterior es que ahora la temperatura no era un parámetro filtro, debido a que hay muchas industrias donde los procesos requieren temperaturas por debajo de los 100 °C, es así que en esta revisión figuran sistemas con tubos evacuados y colectores planos.

Los resultados del mapa mundial contienen únicamente los datos de sistemas llave en mano. Teniendo en cuenta esta restricción, las encuestas llegan a un total de 389 sistemas industriales en operación y otros adicionales en sistemas comerciales como lavaderos de vehículos. Si además se consideran los sistemas fuera del formato llave en mano, se totalizaban unos 398 proyectos con área total de 294.531 m².

El programa también tuvo en cuenta los sistemas registrados voluntariamente en la base de datos de IEA TASK 49 [3] donde se descartaron las referencias cruzadas (ya que solo 29 de las 71 empresas participantes conocían la existencia de esta base de datos) y allí figuran 127 plantas adicionales con un área total de 121.883 m². Estas plantas fueron diseñadas por 62 empresas que no participaron de las encuestas.

² En los apartados 2.3 a 2.6 se detallan las características tecnológicas de colectores.

Los resultados al 2017 mostraban que habría como mínimo unas 525 plantas SHIP en operación en el mundo, con un área total de 416.414 m² (291 MW_{th}), que casi triplica los valores relevados al año 2013, lo que significa que tuvo un crecimiento aproximado del 190 % en 4 años.

Según consigna la publicación, la oferta real mundial es mucho mayor que las 71 empresas que participaron de las encuestas, estando la mayor cantidad de ellas orientadas a

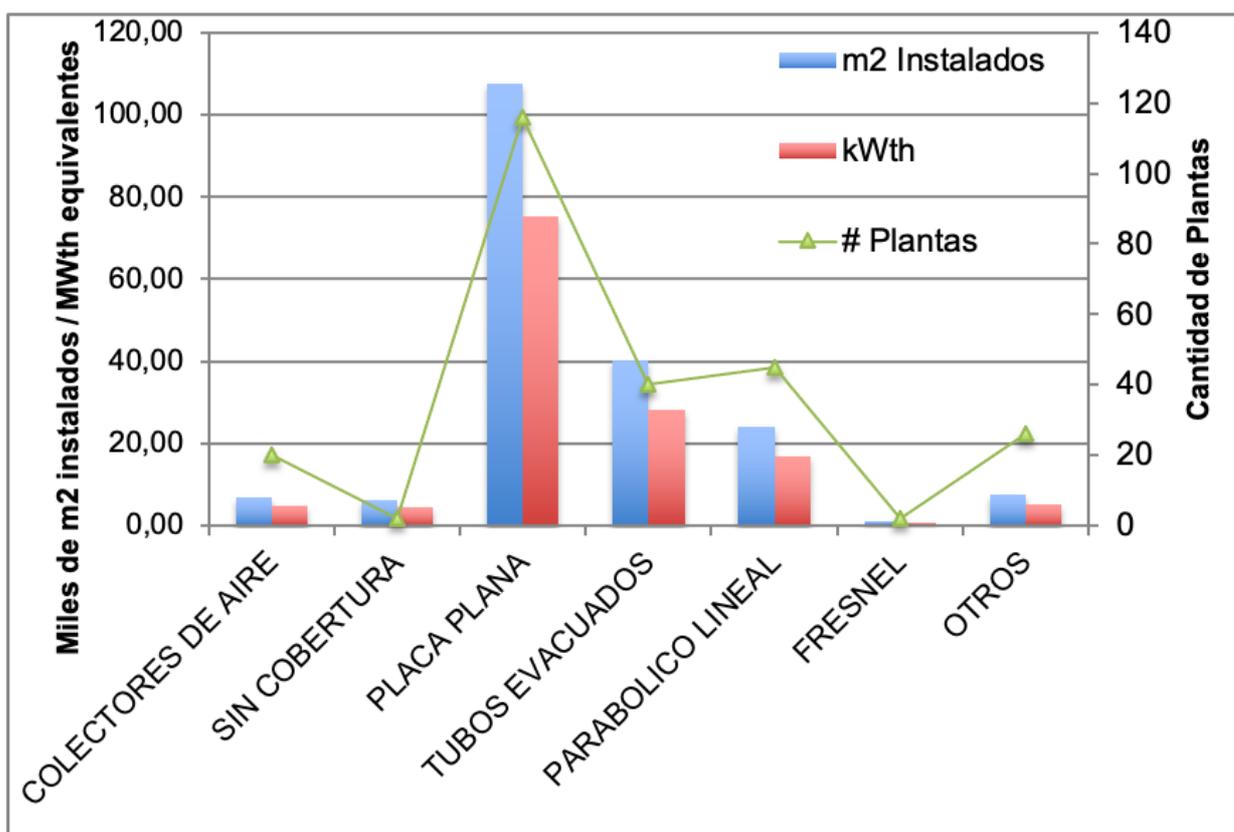


Gráfico 1 Datos de plantas SHIP en el 2017 registradas. Fuente: [3]

la tecnología de concentradores parabólicos lineales, seguido de colectores de placa plana y luego en la misma proporción tubos evacuados y Fresnel, relegando al último lugar a los concentradores de disco. Esto último no significa que sean la tecnología más instalada (m²) o popular donde la realidad es bien distinta.

La última publicación de Solrico [7], realizada en 2024, recopila los datos obtenidos de la novena ronda de encuestas, en la que participaron 70 empresas. De esos 70 encuestados, 68 registran información actualizada y de estos 68, hay 22 (32 %) que se dedican a la tecnología de concentración solar. Usando cilindro parabólico son 14 (20 %), 4 (6 %) con Fresnel lineal y 4 (6 %) de discos parabólicos. Los mercados líderes del 2023 (publicado en 2024) fueron España y Holanda.

Se muestra en la Tabla 1 cómo ha sido la evolución en las instalaciones SHIP desde el año 2017 hasta finales del 2023, desde la misma fuente de datos. Se nota en algunos años

puntuales que ha habido un incremento anormalmente grande en las áreas instaladas (vs la tendencia), esto se debe a la entrada en operación de sistemas de escala muy grande en Omán y en China y esto no se refleja en la cantidad de plantas comisionadas por año.

De los 116 sistemas instalados en el 2023 un 43 % fue con tecnología de concentración, mientras que de los 116 sistemas instalados en el 2022 solo el 16 % usó concentración. Por otro lado, en relación con los proyectos que sí usaron concentración, el 95 % de la potencia adicional fue utilizando cilindro parabólicos, 2 % con Fresnel lineal y 3 % con discos parabólicos, se aprecia el andamio en el Gráfico 2.

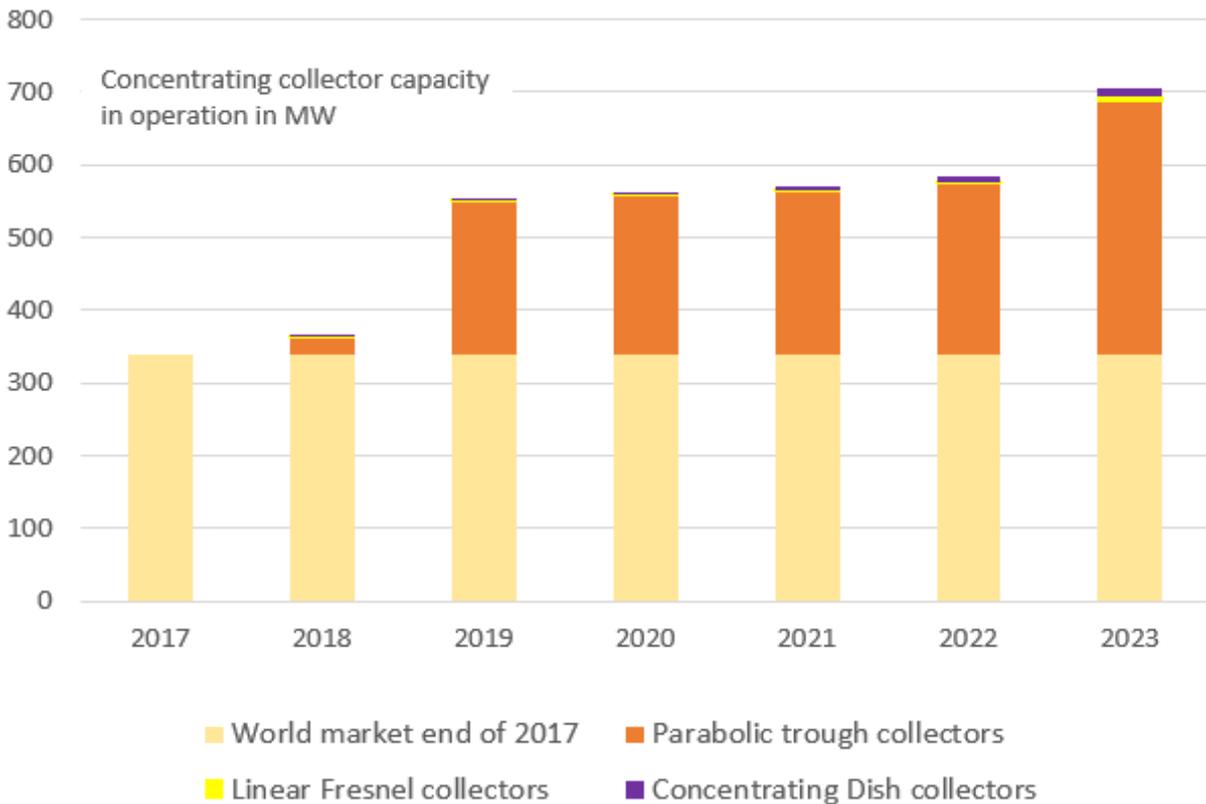


Gráfico 2 Potencia instalada de SHIP's con tecnología de concentración. Fuente: [76]

Los valores más actualizados del informe, indican que existen al menos 1.209 plantas SHIP en operación alcanzando un total de 1,36 millones de m², lo que se traduce en un aumento de más del 3.700 % en 18 años. Tomando los datos desde el 2017 el incremento linealizado es aproximadamente del 53 %. Por otro lado si comparamos el área instalada de SHIP's contra los 774 millones de m² de área total instalada de colectores térmicos en general, el mercado SHIP apenas representa un 0,15 % de los sistemas de energía solar térmica.

Esto último alimenta las expectativas de un futuro con más crecimiento pero sigue habiendo algunas barreras difíciles de sortear, sobre todo respecto a la incertidumbre entre los energéticos que estos sistemas vendrían a reemplazar. Los valores fluctúan mucho (por ejemplo del gas natural) y no se pueden predecir, con lo cual se demora la concreción de proyectos por parte de los potenciales usuarios.

Con este panorama hay productores de equipos que quedan en posiciones delicadas frente a sus costos operativos y a la falta de proyectos concretados. Tan es así, que en el 2023 dos de las empresas que figuraban en el mapa se declararon insolventes y una tercera debió cerrar.

Tabla 1 Instalaciones de plantas SHIP a nivel mundial del 2017 al 2023. Fuente: [7]

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Total al 2023
Nº Plantas Comisionadas	107	99	86	85	73	116	116	> 1.209
Area Nueva [m2]	219.280,00	55.583,00	358.641,00	132.316,00	51.866,00	43.664,00	134.990,00	1.359 M:m2
Potencia Nueva [MW]	153	39	251	93	36	31	94	951

1.2. DESARROLLO EN EL URUGUAY – ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

Según publicaba la MESA SOLAR [8], la tecnología solar térmica en Uruguay tuvo un momento de expansión en la década de 1970 desencadenada por la primera crisis internacional de petróleo. En ese período se generó una incipiente oferta de productos que se fue diluyendo con la vuelta del status quo previo. Según relevaron al año 2007, el mercado se limitaba a dos proveedores de equipamiento solar térmico y uno de ellos producía colectores desde hacía ya 17 años.

No había datos oficiales sobre la cantidad de sistemas instalados pero pudieron estimar mediante datos provistos por estos dos oferentes que en el Uruguay habría instalados 0,2 m² de colectores solares cada mil habitantes³, lo que se traduce en 680 m² (476 kW_{th} equivalentes) lo cual es insignificante frente a otras fuentes de energía presentes en el país.

³ Según datos provistos por la DNE, en Uruguay hay 3.403.000 habitantes.

En forma previa a la publicación de ese trabajo, en el Uruguay ya se comenzaba a gestar desde hace unos años lo que sería el puntapié del cambio de la matriz energética a nivel técnico y un cambio en la sociedad, que se haría más consciente sobre el medio ambiente y de los usos energéticos eficientes; esto se consolidó con la aprobación de la Política Energética 2005-2030 con apoyo de todos los partidos políticos con representación parlamentaria.

Incluso en forma previa a esto ya existían algunos decretos y leyes específicas que dotaban de responsabilidades a la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNETN). Dentro de los cometidos que perseguían estas normas sobresalen:

- Planificar la realización de investigaciones conducentes a la identificación y cuantificación de las fuentes de energía primarias existentes en el país.
- Planificar y ejecutar estudios que permitan lograr el abastecimiento de las necesidades energéticas en condiciones adecuadas de seguridad y al menor costo posible.
- Coordinar y orientar la acción de las entidades que operen en el sector energía. Establecer vinculaciones en materia energética con otros Gobiernos y organismos internacionales.
- Elaborar y difundir el Balance Energético Nacional y otras publicaciones específicas del sector energía.

Como ya se mencionó, en el año 2008 se aprueba la Política Energética 2005-2030 por el partido gobernante y luego ratificado en el año 2010 por parte de todos los partidos políticos, lo que la convirtió en política de estado. Allí se establecen 4 directrices principales para lograr los objetivos propuestos:

1. Rol directriz del Estado, con participación regulada de actores privados.
2. Diversificación de la matriz energética (fuentes y proveedores).
3. Promover la eficiencia energética en todos los sectores de actividad.
4. Velar por un acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales.

Con la nueva política de estado “energética” se vuelcan recursos para el desarrollo de las energía renovables no tradicionales, como la eólica, solar fotovoltaica, biomasa y solar térmica, entre otras.

Ya para septiembre del año 2009 se aprobaba la ley N.º 18.585 denominada de Energía Solar Térmica. El contenido central de la misma es la imposición de cierta participación de energía solar térmica en las construcciones nuevas de centros de asistencia de salud, hoteles y clubes deportivos, donde el uso de agua caliente represente más del 20 % del consumo de energía global del emprendimiento.

Luego de dos años de aprobada esta ley, solo se permitirán construcciones de este tipo si la energía solar térmica aporta al menos un 50 % del consumo del agua caliente (siempre que técnicamente sea viable).

Al cabo de 5 años todas las edificaciones públicas nuevas donde el agua caliente representa el 20 % del uso global, requerirán al menos 50 % de aporte solar térmico para el calentamiento de agua.

Las piscinas climatizadas nuevas o reconvertidas también tienen imposiciones en el uso de energía solar térmica determinadas en dicha ley.

Por otro lado existe un marco normativo que otorga beneficios fiscales a empresas, implementado a través de la exoneración del impuesto a la renta de la actividad económica (IRAE – 25 % sobre la renta empresarial) sobre las inversiones realizadas en sistemas renovables no tradicionales (siempre que no esté obligado por la ley antes mencionada u otra de similares características).

Este marco normativo aceleró la implementación de la tecnología en los rubros no obligados y ha probado ser muy exitoso para los sistemas de generación eléctrica no tradicional, eólica y fotovoltaica principalmente, habiendo pocos casos de uso de biomasa.

Ante la falta de incentivos en el sector residencial, en febrero de 2012 se promulgó el decreto N.º 50/012, que estableció el PLAN SOLAR. Su objetivo fue promover e incentivar la instalación de sistemas solares térmicos para el calentamiento de agua en hogares, ya que se estimaba que cerca del 37 % del consumo de energía útil residencial se destinaba a este propósito, según se consigna en el cuadro 5.1.4 en [9].

1.2.1. SITUACIÓN ACTUAL Y USOS EN CALOR DE PROCESO

Luego de la implementación de todas las medidas comentadas, se consiguió por ejemplo que a partir del 2012 la plaza tenga tres fabricantes nacionales de colectores (era uno hasta el año 2007) y más de 20 proveedores de servicios y/o equipamiento solar térmico registrados en la Cámara Solar (entidad creada en el 2010 que nuclea a las empresas y profesionales del área solar térmica) y según declaran en su sitio web esto representa más del 80 % de las empresas dedicadas al rubro.

Los datos más actualizados de la evolución de las instalaciones solares térmicas fueron provistos por la DNE con cifras hasta el año 2022. Esta información se puede apreciar en Gráfico 3 y se muestra los m² totales de colectores instalados en Uruguay sin destino definido, pero muestra cómo ha evolucionado la adopción de tecnología solar térmica, adicionalmente se tenía como objetivo alcanzar los 50 MWth para el 2025, sin embargo esa meta ya se había cumplido para el 2017.

En el año 2017 la DNE publicó los resultados de censo sobre equipamiento solar [10] (excluido el sector residencial), allí se consultaron 841 empresas usuarias y 95 piscinas municipales. El primer resultado interesante entre las 841 consultas, es que el 11 % tiene algún tipo de aprovechamiento solar térmico, el 65 % con tubos de vacío, 30 % con colectores planos con cubierta, 0 % con concentración. El 83 % está dedicado a agua caliente, 12,5 % para piscinas y 4,5 % en otros. Por último en el documento se indica que de todos los m² instalados en Uruguay, solo el 3 % corresponde al sector industrial.

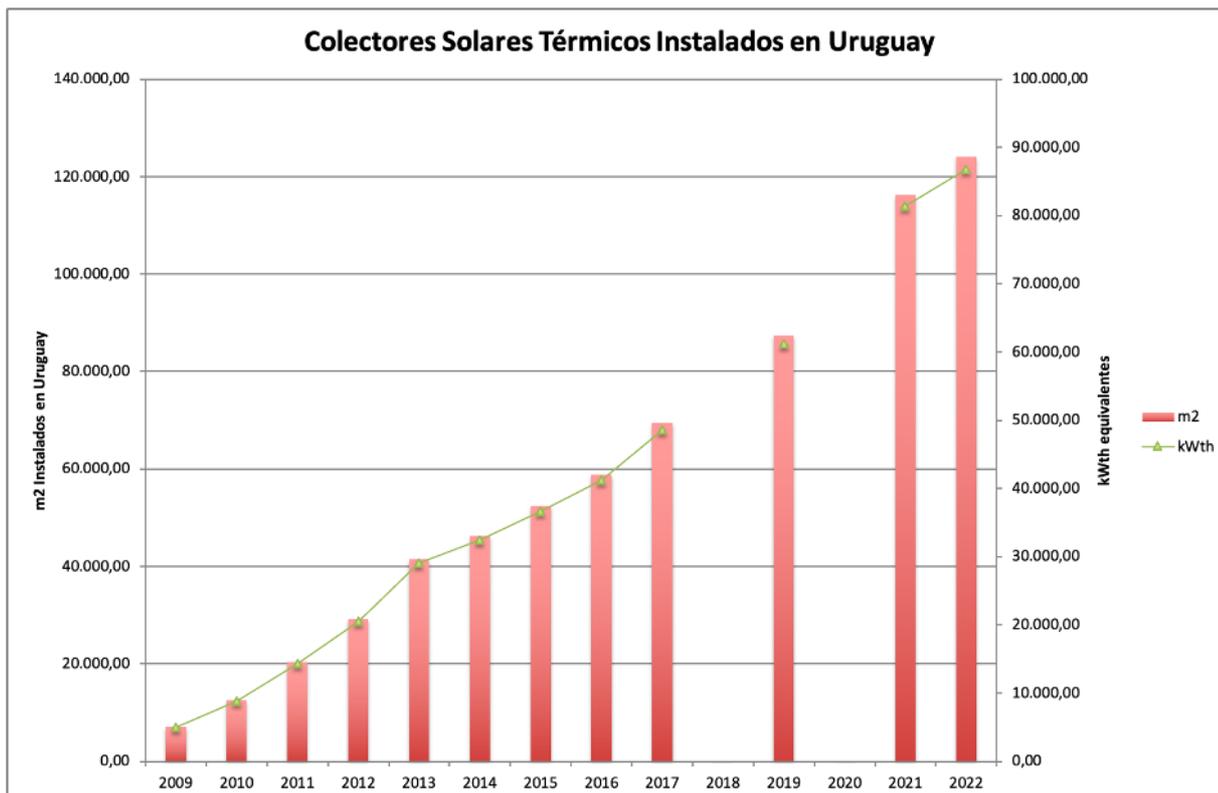


Gráfico 3 Evolución de los m² de colectores solares instalados en Uruguay (sin destino detallado) y su potencia térmica equivalente [kWth]. Fuente: [10].

No se conoce la evolución general de las plantas SHIP en el Uruguay, donde se cree que es prácticamente inexistente, sin embargo hay algún caso que llegó a la atención del autor.

La empresa metalúrgica TUBACERO S.A. instaló un sistema de colectores planos para el precalentamiento de la cuba de tratamiento de decapado químico, previo y necesario al galvanizado en caliente de piezas de acero. El proceso de decapado químico requiere una temperatura entre 50 y 80 °C para operar en forma óptima.

El sistema solar funciona como precalentamiento y consta de 72 colectores planos de aproximadamente 2 m² cada uno, conectados en 12 baterías en paralelo con 6 colectores en serie cada una. Se tienen tanques de almacenamiento de agua caliente e intercambiadores de calor para vincularse con el sistema existente alimentado por gas natural.

1.3. RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar es la energía que emite el sol desde su superficie en forma de ondas electromagnéticas, estas se propagan en todas las direcciones y una pequeña parte de ellas llega hasta la superficie de la atmósfera terrestre. Esta fuente de energía es la más grande e importante para la vida en la tierra, produce una variedad de efectos como el calentamiento de la superficie y océanos y también permite que las plantas (y otros organismos verdes) a través de la fotosíntesis produzcan carbohidratos (alimentos) usando el CO_2 y la radiación solar liberando O_2 como sub producto indispensable para la sostener la vida.

Hasta el punto en que la radiación solar alcanza la superficie de la atmósfera, esta ha atravesado el espacio prácticamente sin obstáculos ni modificaciones, sin embargo por la característica de nuestra atmósfera y de la distribución espectral de la energía solar, esta empieza a disminuir al atravesarla debido a los efectos de la absorción, reflexión y dispersión en los gases atmosféricos y partículas en suspensión.

Por estos efectos es que la radiación solar alcanza la superficies en tierra principalmente en 3 componentes diferentes, la radiación directa, difusa y reflejada, un esquema simplificado de esto se puede apreciar en la Figura 3.

La componente directa es la que llega a la superficie directamente desde el sol sin haber sufrido dispersión, la difusa es la que llega a la superficie luego de varios efectos y la reflejada es reflejada, valga la redundancia por la propia superficie terrestre.

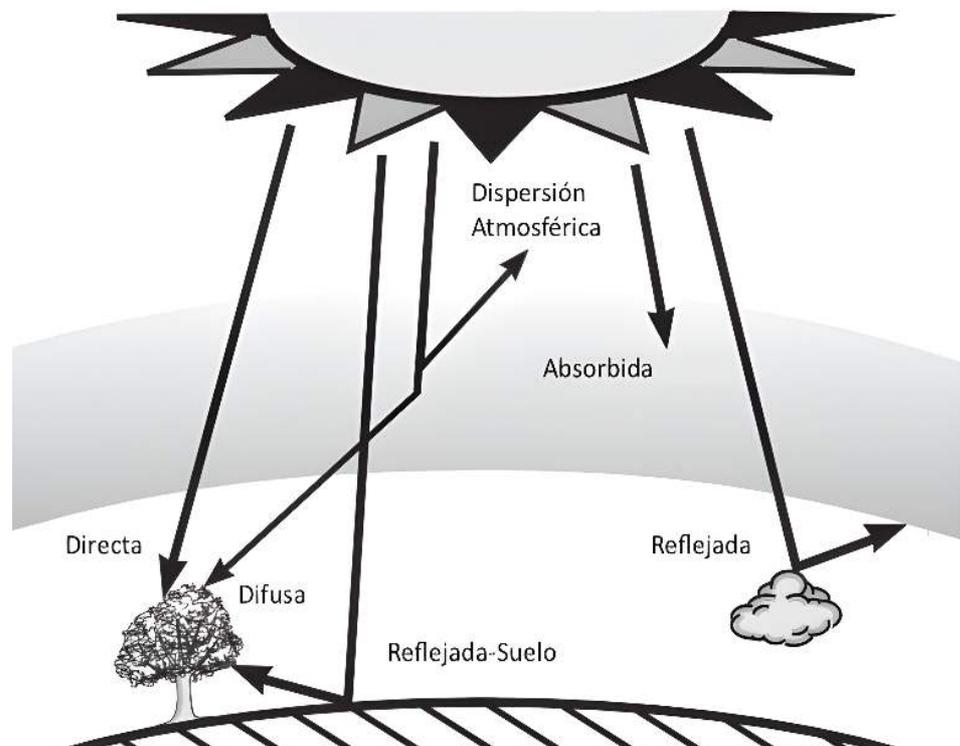


Figura 3 Esquema simplificado de componentes de la radiación solar. Fuente: Adaptado de [79]

Sobre una superficie que es alcanzada por energía solar, la totalidad que la alcanza se puede escribir en forma simplificada como:

$$G = G_b + G_d + G_r$$

Donde:

- G : Irradiancia total.
- G_b : Irradiancia directa (*beam en inglés*).
- G_d : Irradiancia difusa.
- G_r : Irradiancia reflejada.

Cada una de estas componentes tiene características diferentes, existen distintas formas para medirlas y su aprovechamiento es diferente dependiendo de la tecnología o superficie que se vaya a utilizar.

Se han desarrollado distintos modelos para el cálculo del aporte que hacen sobre superficies según se tengan las medidas globales de radiación o separadas en sus componentes.

1.3.1. MODELO DE TRANSPORTE A PLANO INCLINADO

Para poder realizar simulaciones energéticas solares, es necesario procesar los datos de radiación para las superficies de interés, con o sin seguimiento solar. Si se evaluara alguna tecnología sin seguimiento solar como la concentración con CPC's o con colectores convencionales, la componente difusa hay que considerarla.

Si se tienen las medidas del recurso hechas en un plano horizontal, se deberá realizar entonces el transporte al plano inclinado (del colector) de las distintas componentes de la radiación solar que se comentaron en el capítulo anterior.

En el caso de utilizar tecnología de concentración (valores medios y altos) no es necesario realizar el transporte de la componente difusa porque no es relevante (estadísticamente) y entonces se debe calcular solo la componente directa sobre el plano inclinado.

La radiación directa se transporta al plano inclinado utilizando solo una relación geométrica mediante los cosenos de los ángulos de incidencia sobre la superficie de interés vs. el ángulo sobre la superficie de medida utilizada. Cuando la medida de la directa se hace en condiciones en que la superficie es perpendicular al ángulo de incidencia, se le llama a ese valor DNI (direct normal incidence).

Ahora bien, para el caso de la componente difusa existen muchos modelos y correlaciones para lograr el transporte al plano inclinado, donde algunos de ellos han sido validados mediante medidas a nivel de suelo.

Según se reporta [11] en Uruguay los modelos con mejor ajuste partiendo desde ambas componentes medidas separadamente, son los Pérez 1, Pérez 2 y Klucher (misma notación que la referencia) y la elección de ellos dependerá de la facilidad para su implementación posterior.

Estos modelos y sus correlaciones están ampliamente difundidas en la bibliografía y si fuera interés del lector profundizar en ellos, se recomienda comenzar por el texto de Duffie & Beckman "Solar Engineering of Thermal Processes" [12].

1.4. RECURSO SOLAR EN URUGUAY

En abril del 2009 se presenta la primera versión del mapa solar de Uruguay [13] realizado por investigadores uruguayos con información recolectada localmente. La información presentada en ese mapa son los valores de irradiación global horizontal [GHI] media diaria para los 12 meses del año.

Este mapa solar presenta un valor de GHI promedio diario de 4,4 kWh/m².día para el promedio del país, que es un valor algo menor al promedio de irradiación recibida por el planeta [14].

A partir de estos valores de GHI mensuales, sería posible obtener estimaciones mensuales de las componentes directa (I_b) y difusa (I_d) utilizando alguna de las correlaciones existentes, por ejemplo la de Erbs, et al [15] y luego estimar valores horarios de ambas componentes. Se requerirá posteriormente el uso de alguna correlación para el transporte a plano inclinado de ambas componentes.

Se ha desarrollado una segunda versión del mapa solar de Uruguay basada en 15 años de información meteorológica, con un modelo refinado [16] desde el originalmente propuesto por Tarpley [17], utilizando también datos de estaciones en suelo. Los valores de esta segunda versión tienen incertidumbres menores que en la versión anterior, y a su vez incluye nuevos valores de irradiación directa normal (DNI) y la global en plano inclinado a 35° norte (modelo HDKR), pero siguen siendo valores medios diarios como el caso anterior. En esa nueva versión la irradiación GHI promedio diaria es de 4,7 kWh/m²/día un 6,8 % mayor al valor de la primera versión.

Para poder simular con un paso temporal de 1 hora, existe una fuente de datos más interesante que el mapa solar y es el llamado Año Meteorológico Típico (AMT) [18]; esto es el TMY (typical meteorological year) que se utiliza como fuente de entrada de datos para simulaciones manuales y por software. En Uruguay se cuenta con AMT para 5 localidades distribuidas en el territorio (Colonia, Montevideo, Rivera, Rocha y Salto).

Otro detalle interesante del AMT como fuente de datos, es que sus valores incluyen la variabilidad de los parámetros meteorológicos pero manteniendo los valores promedios, porque se construye tomando el mes (de una larga serie de meses) que tiene los valores promedios más próximos al promedio de todos los meses considerados, pero incluyendo sus variaciones reales en el paso temporal de 1 hora.

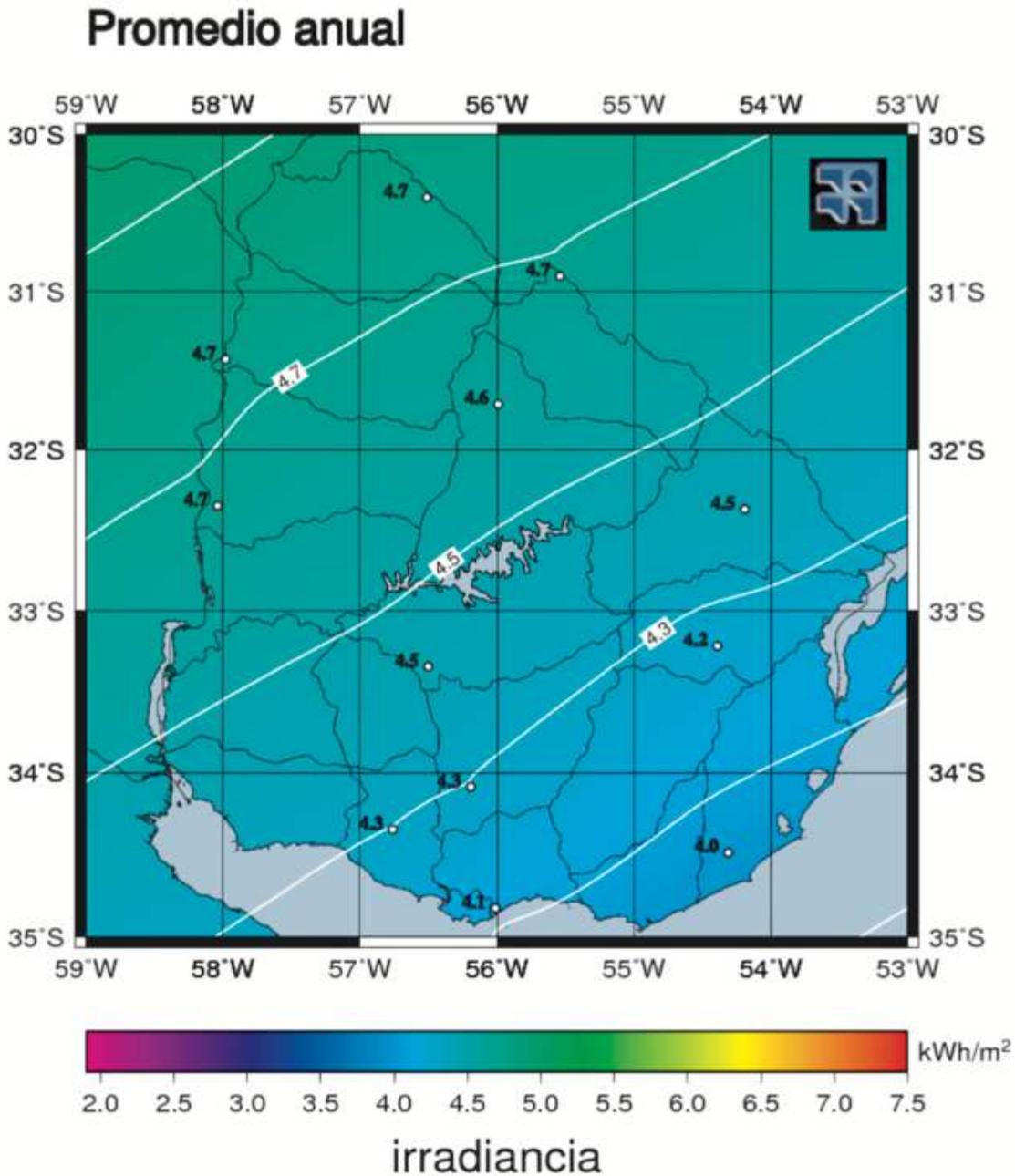


Figura 4 Mapa Solar de Uruguay V1.0. Valores de irradiación promedio diario promedio anual. Fuente:

La limitante que tiene el AMT es que pierde las variabilidades extremas, ya que al utilizar los valores promedios de largo plazo los eventos extremos simplemente no estarán presentes.

Esta fuente presenta datos horarios (partiendo de medidas de largo plazo), donde se

incluyen GHI, DNI, Temperatura ambiente, humedad relativa, módulo de velocidad de viento y su dirección y otros valores de interés. *Esta será la fuente a utilizar para las simulaciones en el presente trabajo.*

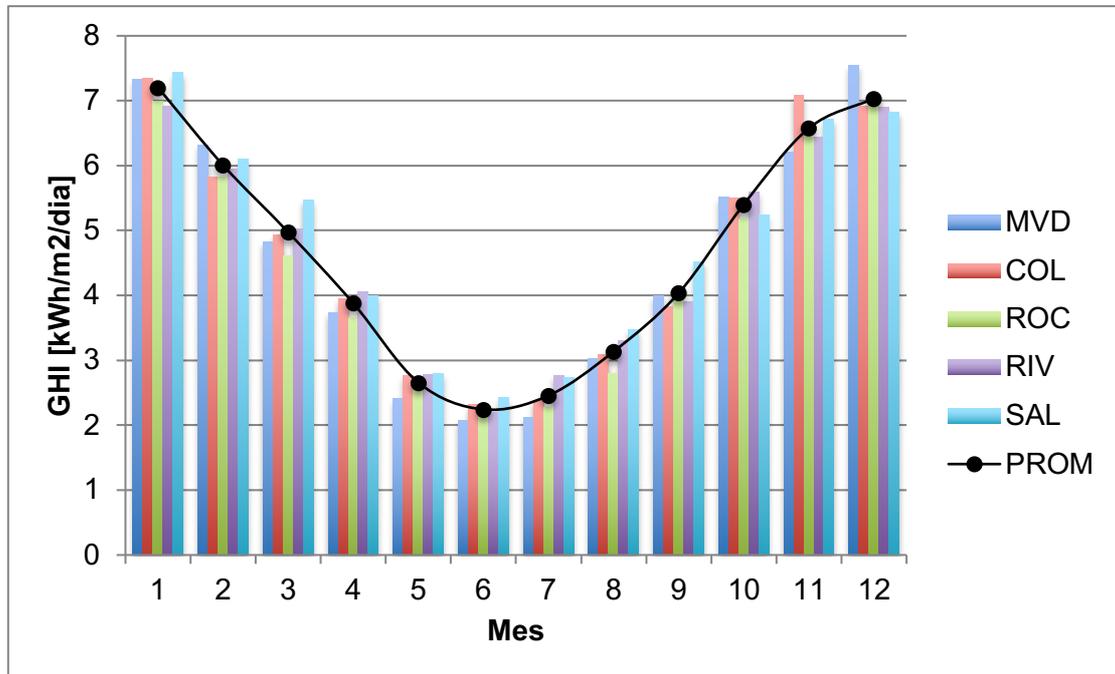


Gráfico 4 Irradiación mensual global horizontal [GHI] promedio diario para 5 localidades del Uruguay. Datos del AMT v2.4. Fuente: [18]

1.4.1. IRRADIACION DISPONIBLE – AMT v2.4 - GHI

Tomando los valores presentados en el AMT v2.4 el valor diario promedio anual para estas 5 localidades es de 4,63 kWh/m²/día que presenta un desvío del 1,48 % con respecto al valor presentado por el mapa solar en su segunda versión.

Se seleccionará la localidad más próxima para el caso particular a evaluar y también se tendrán en cuenta los otros valores aportados por el AMT, por el ejemplo la DNI para calcular el transporte a plano inclinado.

1.4.2. IRRADIACIÓN PARA CONCENTRACIÓN – AMT v2.4 - DNI

Para media y alta concentración se mencionó que la componente directa es la única que se debe tener en cuenta, porque la fracción difusa por su carácter aleatorio, no tiene relevancia estadística de su incidencia en el receptor, frente a la magnitud que si tiene la componente directa.

El valor promedio diario de la DNI en estas cinco localidades es de 5,03 kWh/m²/día, lo que equivale a 1.836 kWh/m²/año. Según la ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) [19], una buena DNI debería superar los 2.200 kWh/m²/año. Aunque esta referencia aplica al caso de generación de potencia (CSP), donde los equipos son más costosos que en las plantas SHIP. Sin embargo Uruguay está en una zona de aplicabilidad marginal de la concentración solar y este trabajo intentará aportar más información sobre el tema en un caso industrial concreto.

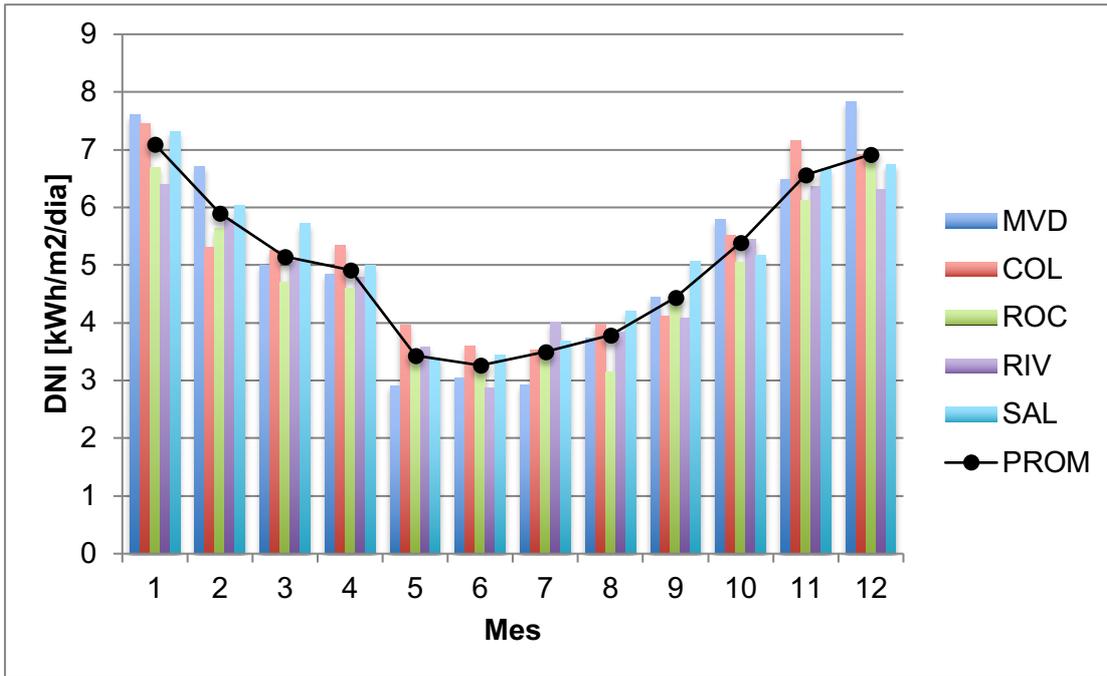


Gráfico 5 Irradiación mensual directa normal [DNI] promedio diario para 5 localidades del Uruguay de datos del AMT. Fuente: [18]

1.5. TEMPERATURA DE PROCESOS INDUSTRIALES

Cada proceso industrial tiene sus características operativas y alguna de estas son fundamentales para definir la idoneidad de implementar un sistema de energía solar térmico; como primera y más importante está la temperatura requerida por ese proceso o industria. Hay otros parámetros no menos importantes pero que no dependen a priori del recurso solar disponible y de la tecnología seleccionada para cumplirlos; por ejemplo la presión del servicio a cumplir que si tendrá una importancia al momento de definir los materiales y el diseño de los elementos del sistema completo.

Para el caso de requerir vapor de agua saturado, la presión y la temperatura están ligadas pero será la temperatura la que limitará la aplicación final de un sistema SHIP ya que la

presión se adaptará según el valor que se logre de temperatura dentro del equipamiento solar, siempre y cuando los materiales de fabricación sean aptos.

Los rangos de temperaturas para procesos industriales son amplios desde los 40 °C de agua caliente para limpieza hasta superar los 1.000 °C en la industria del cemento (clinkerización) y cerámica para la cocción de piezas; aunque estos últimos están bien por fuera del estado del arte actual.

Es sabido que el aprovechamiento de energía solar térmica tiene rendimientos decrecientes a medida que aumenta la temperatura de salida, esto es debido al aumento de las pérdidas de calor al ambiente circundante; para lograr temperaturas por encima de los 250 °C es necesaria una gran precisión de fabricación y de mantenimiento, hay un desarrollo comercial importante para generación de potencia eléctrica con temperaturas por encima de esta.

El TASK 33 [1] determinó que existe un gran potencial para implementar sistemas solares que alcancen temperaturas de hasta 250 °C. Sin embargo aún hoy se requiere de un mayor desarrollo de estas tecnologías.

Por debajo de los 80 °C los colectores solares de placa plana y tubos evacuados se utilizan regularmente y tienen una difusión académica y comercial muy importante. De todos modos estos colectores podrían cumplir con servicios a temperaturas mayores de 80 °C.

Para temperaturas por encima de 250 °C se comienza a ingresar en la zona donde los equipos solares tienden a ser muy precisos y onerosos para poder mantener un rendimiento aceptable, allí empieza a tener sentido la inversión cuando el resultado final es de mayor calidad (y mayor costo) por ejemplo electricidad lograda a través de ciclos de generación Rankine.

Existen muchos estudios sobre temperaturas requeridas por procesos industriales pero a modo de referencia se tomarán los presentados por Kalogirou [20] en la Tabla 2. Los valores aquí presentados son algunos ejemplos típicos presentes en este trabajo y fueron traducidos al español.

Tabla 2 Temperaturas de Procesos industriales traducidas del trabajo. Fuente: [20]

INDUSTRIA	PROCESO	TEMPERATURA [°C]
Láctea	Esterilización	100-120
	Secado	120-180
Textil	Secado, Desengrasado	100-130
	Fijado	160-180
Química	Jabones	200-260
	Goma Sintética	150-200
Frigorífica	Lavado, Esterilizado	60-90
	Cocción	90-100
Plásticos	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Secado	180-200

Es válido mencionar que las temperaturas presentadas responden a la temperatura final que se desea lograr en los procesos, sin embargo no hay referencia de la temperatura de las fuentes o fluidos de intercambio intermedios para lograr la temperatura final necesaria.

Es común que en una industria se encuentre un generador de vapor para alimentar los distintos procesos térmicos en forma directa o a través de intercambiadores para lograr varias temperaturas finales según se requiera.

De todos modos estando los procesos industriales de alguna forma estandarizados, es de esperar que en la industria uruguaya se tenga rangos de temperaturas similares a los presentados.

Con estos valores de referencia y la información disponible sobre la industria nacional se cruzarán posteriormente datos para seleccionar casos concretos y profundizar en las particularidades de los procesos, para determinar las temperaturas y fuentes de alimentación que podrían ser complementadas o sustituidas total/parcialmente con energía solar térmica.

Por otro lado cabe recordar que al estar el Uruguay en la zona marginal climática para la concentración solar, es posible que un mismo equipamiento no sea viable aquí mientras que en otro que tenga recurso solar similar pero otro régimen de nubosidad o incluso latitud, sí lo sea.

2. TECNOLOGÍAS DE COLECTORES SOLARES

La tecnología solar para aprovechamiento térmico, tiene muchas variables para seleccionar la versión adecuada. La temperatura del servicio que se desea proporcionar, dependiendo de esta se podrá requerir alguna tecnología solar que solo pueda aprovechar una de las componentes de la irradiación solar. Los costos que se quieran asumir para la inversión y la ubicación geográfica son algunas de estas variables.

2.1. ENSAYOS Y RENDIMIENTO DE COLECTORES SOLARES

Los ensayos sobre colectores o sistemas solares dan varios resultados, uno de ellos son las curvas de rendimiento y el objetivo que se persigue es la de poder comparar distintas tecnologías de forma sencilla y directa, mediante algunas variables de la operación del colector y del recurso disponible.

Existen varias normas para el ensayo de colectores solares y estas pueden incluir temas de diseño, de durabilidad y de rendimiento. En este trabajo interesa la sección del rendimiento pues se está evaluando el uso energético de colectores.

Algunas de estas normas son la ISO 9806:2017 [21], EN 12975:2022 [22] y la 2020 ICC 901 [23], que son desarrolladas por diferentes organizaciones y que su alcance puede ser local o global; por ejemplo, mediante otras normas locales que hagan referencia a alguna de ellas. En el caso de Uruguay la norma que se utiliza es la ISO 9806 nombrada UNIT-ISO 9806.

Como en toda norma técnica se define un alcance, se hacen definiciones sobre los colectores como son las áreas de interés, la energía incidente y se dan resultados, aquí se da en formas de curvas de rendimiento referidas con esas definiciones previas.

Los parámetros y variables de las curvas pueden variar pero en todas ellas la presentación es similar y eso es una de las grandes ventajas de tener los rendimientos de esta manera, es fácil comparar tecnologías mediante el uso de estas curvas.

Las curvas de rendimiento típicamente se representan en forma de polinomio de segundo orden con sus variables siendo alguna irradiación incidente, temperatura ambiente y una temperatura de interés del colector (puede ser la de salida, de entrada o la media del colector.)

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot x - a_2 \cdot G \cdot x^2$$

Estos parámetros y variables son:

η_0 : *Factor de conversión “eta cero”*. Rendimiento óptico máximo del equipo cuando la temperatura de interés coincide con la ambiente. Este valor se relaciona con la calidad de construcción del colector, tipo de absorbedor, conexiones entre absorbedor y tubos, espesores, transmitancia de la cubierta, etc.

a_1 : *Coefficiente de transmisión de calor*. Este parámetro describe las pérdidas térmicas al ambiente, cuanto más alto es mayores son las pérdidas. Este valor se relaciona con el aislamiento térmico del colector, puentes térmicos, recubrimiento del absorbedor, etc. y también incluye pérdidas por radiación.

a_2 : *Coefficiente para el cálculo del coeficiente de transmisión del calor en dependencia de la temperatura*. Este parámetro es el que provee al gráfico con su curvatura. Algunas normas no recogen este valor puesto que con los nuevos tratamiento selectivos se logran valores muy bajos de difícil determinación; pero siempre es positivo. Si no resultara así, se debe suponer que es nulo y se utiliza entonces un modelo lineal. Este parámetro se relaciona con aspectos no lineales de las pérdidas térmicas, importantes a altas temperaturas, en particular las pérdidas por radiación, pero también otros efectos de segundo orden, debidos a cambios en las propiedades de los materiales o la eficiencia óptica con la temperatura.

G: Irradiación incidente en el plano del colector.

T_m : Temperatura media del colector.

T_a : Temperatura Ambiente.

x: *Diferencia de temperaturas reducida* y para la norma EN 12975 (la aplicada por el SPF [24] y utilizada en la simulación energética) se representa como $x = (T_m - T_a) / G$.

Los parámetros de la curva de rendimiento mencionados se determinan para irradiación global con incidencia normal de la componente directa. Por lo tanto es necesario realizar medidas adicionales para determinar los “modificadores de ángulos de incidencia” (IAM) que permitan calcular el rendimiento con irradiación en cualquier ángulo.

Dependiendo del tipo de colector se puede tener modificadores de ángulos de incidencia “K” para 1 o 2 ángulos, notado como $K(\theta_L, \theta_T)$ siendo “L” para los longitudinales y “T” para los transversales.

Su aplicación es sobre el factor de rendimiento óptico η_0 que quedaría formulado como:

$$\eta_0 = \eta_{0,0^\circ} \cdot K(\theta_L, \theta_T)$$

$\eta_{0,0^\circ}$: Rendimiento óptico con incidencia normal.

Como se puede apreciar más adelante en el desarrollo del capítulo, los resultados de las curvas luego de los ensayos son presentados dando los parámetros η_0 , a_1 y a_2 , y los otros valores de irradiación, temperatura, etc.

Luego se pueden graficar estos valores de varios colectores para una comparación visual inmediata según la temperatura que se requiera. En este trabajo se utiliza el modelo cuadrático para colectores con y sin concentración, lo que permite comparar entre sí a las diferentes tecnologías según la temperatura de interés.

2.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE COLECTORES SOLARES

Existen distintos tipos y conceptos constructivos de colectores solares que responden principalmente a dos factores, la temperatura deseada y el costo del equipamiento. Por lo general esto último está muy relacionado con la temperatura deseada, se mencionó que a mayor temperatura más precisos deben ser los elementos constructivos.

Tabla 3 Colectores según temperatura de aplicación entre paréntesis [25]

DEMANDA DE CALOR		
TEMPERATURA BAJA (<150°C)	TEMPERATURA MEDIA (150-400°C)	ENFRIAMIENTO SOLAR TÉRMICO
Placa Plana Convencional (100°C)	Fresnel Lineal (50-400°C)	Placa Plana o Tubo Evacuado Convencional (20° a -10°C)
Tubo Evacuado Convencional (120°C)	Placa Plana con vidrios múltiples (265°C)	Concentradores (-20°C)
Placa Plana con aislación transparente (150°C)	Cilindro Parabólico Lineal (200-400 °C)	
Placa Plana con Gas Inerte o Alto Vacío (80-150°C)	CPC (200°C)	

Para clasificar los tipos de colectores se toma como guía la Tabla 3 elaborada por IRENA [25] donde se presentan los colectores típicos y su rango de aplicación según la temperatura que se quiere lograr.

Aunque se establece esta clasificación, la misma fuente indica que para alcanzar temperaturas de hasta 200 °C se pueden emplear colectores de placa plana con diseños avanzados, como aquellos con alto grado de vacío o con múltiples capas de vidrio. Sin embargo, lo más común es utilizar concentradores; en el caso más simple, se emplean concentradores CPC con tubos evacuados como absorbedores y reflectores no formadores de imagen ubicados detrás de ellos.

2.3. COLECTORES DE PLACA PLANA

2.3.1. CONVENCIONAL

Como se mencionó en la Tabla 3 estos colectores tienen aplicaciones usuales hasta los 100 °C con rendimiento aceptable y dado que se está dentro del rango de temperaturas de interés, se describirá su construcción y parámetros típicos.

En la Figura 5 se observa un corte esquemático de un colector de placa plana convencional donde se aprecian la cubierta transparente, el absorbedor, el aislamiento térmico posterior y el marco.

Los costos de estos colectores dependen de los elementos que se utilicen en su construcción y en general cuanto más oneroso (traducido a calidad) mejor será el rendimiento, esto es casi una regla general para todos los tipos de colectores.

La cubierta transparente puede ser de algún polímero, vidrio común o vidrio de bajo contenido de hierro para mejorar la transmitancia y disminuir así las pérdidas ópticas.

El absorbedor puede ser de plástico o metálico, en aluminio o cobre, mejorando la transferencia térmica pero encareciendo el sistema. La placa puede estar pintada de negro o con un tratamiento selectivo para mejorar la absorción y disminuir la emisión y así también se disminuyen las pérdidas.

Se muestran los resultados de un ensayo de un colector de placa plana convencional [26] realizado por el laboratorio de energía solar de Suiza (SPF). Algunos valores de interés para colectores son (y particularmente para este caso):

- Área total: 2,110 m².
- Área de apertura: 1,907 m².
- Área de absorbedor: 1,887 m².
- Temperatura de estancamiento: 195 °C.
 - Temperatura máxima que puede alcanzar el absorbedor con una temperatura ambiente de 30 °C y una irradiación incidente de 1.000 W/m².
 - Es una situación en que las pérdidas son iguales a la irradiación incidente y se está en estado de equilibrio, sin intercambio de energía útil.
- Parámetros que modelan la curva de rendimiento relativa (aquí se usarán los valores según el área total del colector):
 - $\eta_0 = 0,702$
 - $a_1 [WK^{-1}m^{-2}] = 3,93$
 - $a_2 [WK^{-2}m^{-2}] = 0,0066$

- Valores de los modificadores de ángulos IAM para 50° de incidencia (desde la normal), para colectores de placa plana son iguales:
 - $K_1@50^\circ$ (transversal): 0,91
 - $K_2@50^\circ$ (longitudinal): 0,91
- Rendimiento Máximo (W_{peak}) = 1.481 W
 - Rendimiento Máximo por área total = 701,9 W/m²



C1733

Solar Collector Factsheet C&G Energy KLB 2.0



Modelo KLB 2.0
Tipo Colector plano
Fabricante C&G Energy SRL
Dirección Via Nicolo' Piccinni 65

IT-70122 Bari
Teléfono +39 045 4743238
Telefax +39 080 8853173
Email info@kloben.it
Internet www.kloben.it
Fecha de ensayo 11.2016

- Ensayo de rendimiento ISO9806:2013
- Ensayo de durabilidad ISO9806:2013



Dimensiones Datos técnicos

Longitud total	2.037 m
Anchura total	1.036 m
Superficie bruta	2.110 m ²
Área de apertura	1.907 m ²
Área de absorbedor	1.887 m ²
Peso vacío	38 kg

Caudal mínimo	50 l/h
Caudal nominal	100 l/h
Caudal máximo	200 l/h
Contenido de fluido	1.4 l
Presión máxima de operación	10 bar
Temperatura de estancamiento	195 °C

Montaje del captador Informaciones adicionales

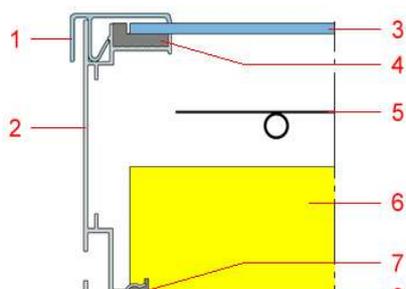
- En tejado con inclinación
- Integrado en tejado con inclinación
- Sobre tejado plano con estructura
- A la fachada

- Módulos disponibles en diversos tamaños
- Cubierta intercambiable

Conexiones hidráulicas

Tubo de cobre, diámetro nominal 22 mm

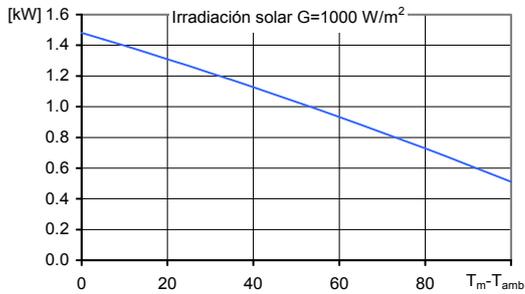
Construcción



- Listón de cubierta
- Marco
- Cubierta
- Soporte del vidrio
- Absorbedor
- Aislamiento térmico
- Encolado
- Pared posterior

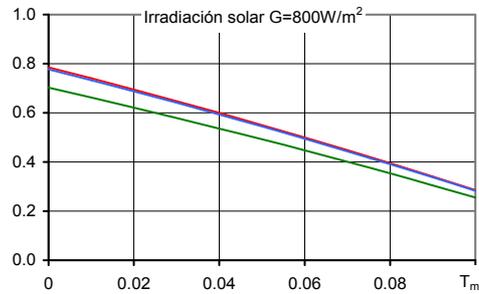
Figura 5 Resultado de ensayo de placa plana – página 1/2 - [26]

Rendimiento máximo W_{peak}



Rendimiento máximo W_{peak} 1481 W
Capacidad térmica* 5.5 kJ/K
Caudal usado para los ensayos 150 l/h
Fluido de transferencia de calor Agua-Glicol 33.3%

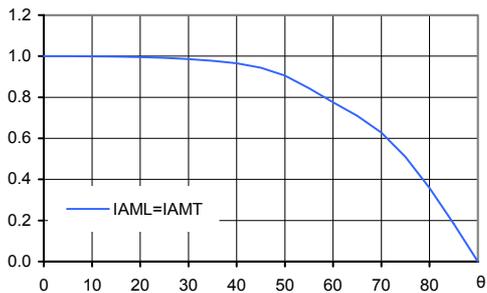
Eficiencia relativa η



Área referencia **Total** **Apertura** **Absorbedor**
 η_0 0.702 0.777 0.785
 a_1 [WK⁻¹m⁻²] 3.93 4.35 4.40
 a_2 [WK⁻²m⁻²] 0.0066 0.0073 0.0074

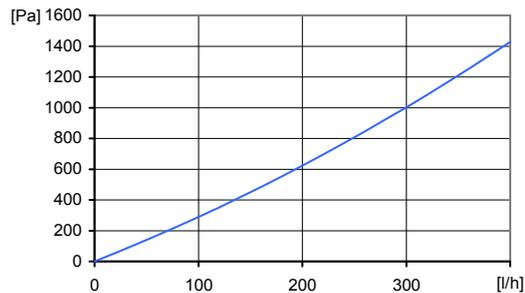
*) Capacidad térmica específica C del captador sin líquido, determinado según 6.1.6.2 del EN12975-2:2006

Modificador del ángulo IAM



K1, transversal IAM a 50° 0.91
K2, longitudinal IAM a 50° 0.91

Caída de presión Δp



Caída de presión para caudal nominal:
 $\Delta p = 289$ Pa (T=20°C)

SPF Simulación de sistemas con Polysun

Breve descripción del sistema

Clima: Suiza central, orientación del captador: Sur, agua fría 10°C, agua caliente sanitaria 50°

Agua caliente sanitaria: Fss* = 60%

Depósito 450 litros, Inclinación del captador 45°, Necesidad diaria de energía 10 kWh (4-6 personas), Necesidad energética del sistema de referencia 4200 kWh/año

Pre calentamiento del ACS: Fss* = 25%

2 depósitos: 1500 litros & 2500 litros, Inclinación del captador 30°, Agua caliente sanitaria 10'000 l/día (200 personas), Pérdida diaria de calor (circulación & depósito) 60 kWh, Necesidad energética del sistema de referencia 191'700 kWh/año

Calefacción de espacio: Fss* = 25%

Almacenamiento combinado 1200 litros, Inclinación del captador 45°, Necesidad diaria de energía 10 kWh (4-6 personas), Edificio 200 m², Construcción intermedia fuerte, bien aislada, Necesidades potencia de calentamiento 5.8 kW (temperatura exterior -8°C), Necesidades energéticas de calentamiento 12140 kWh/año, Necesidades energética del sistema referencia 16340 kWh/año

Superficie requerida** **Rendimiento solar****
Número de captadores

5.57 m² 457 kWh/m²
 2.9 captadores

69.8 m² 689 kWh/m²
 36.6 captadores

18.5 m² 290 kWh/m²
 9.7 captadores

*) Fractional solar savings: Fracción de la energía final que, gracias al sistema solar, puede ser ahorrada comparada con un sistema de referencia.
 **) La necesidad en superficie y el rendimiento solar son definidos en relación a la superficie de abertura.

2.3.2. CON AISLACIÓN TRANSPARENTE

En la conferencia internacional de septiembre 2013 sobre calentamiento y enfriamiento solar para edificios e industrias llevada a cabo en Alemania; Beikircher [27] presento un estudio sobre mejoras que pueden aplicarse a los colectores planos convencionales.

Una de esas mejoras presentadas es la utilización de una placa o film transparente y aislante adosada a la placa del absorbedor entre esta y el vidrio, con el objetivo de minimizar las pérdidas por conducción y convección por el frente del colector.

En los resultados presentados, el investigador calculó que optimizando el colector convencional se pueden reducir las pérdidas de primer orden (a_1) en más de un 50 %.

2.3.3. CON GAS INERTE O ALTO VACÍO

De la misma forma en que se estudiaron y desarrollaron modelos mejorados del colector de placa plana con un aislante transparente, se han estudiado y desarrollado modelos donde se reemplaza el aire entre la placa del absorbedor y el vidrio por un gas inerte o con vacío, de forma de reducir las pérdidas por convección y conducción por el frente del colector.

Según describe una publicación del CERN [28] (organización europea para la investigación nuclear) sobre los colectores de alto vacío, estos tienen al momento de fabricación un vacío del orden de 10^{-8} Torr alcanzando luego de 20 años de operación un valor en el rango de 10^{-5} Torr.

Con este modelo se han medido temperaturas de estancamiento superiores a 350 °C con la ventaja adicional que también pueden aprovechar la radiación difusa frente a otras tecnologías de temperaturas similares.

2.4. COLECTOR DE TUBOS EVACUADOS

Este tipo de colectores se caracterizan por tener una cubierta de vidrio cilíndrica con un vacío en su interior que tiene un triple propósito, permitir el ingreso de la irradiación solar, estructura de soporte y como aislación térmica. El vacío es del orden de 10^{-5} Torr [29], lo que significa que prácticamente se elimina la transferencia de calor por convección y conducción desde el absorbedor, disminuyendo notablemente las pérdidas al ambiente.

Los de buen diseño en principio son de 2 tipos, "heat pipe" y tubos "U", teniendo algunas diferencias constructivas; por ejemplo en el elemento que transporta el calor útil, donde los tubos "U" tienen un líquido que circula por dentro y los heat pipes un fluido en cambio de fase.

Cualquiera de ellos puede tener una cobertura de vidrio con vacío en su interior o mediante el uso de un “vaso de Dewar” (Figura 9) que tiene el vacío entre las dos capas de vidrios que lo conforman.

Por lo general los del tipo con cilindro al vacío (ver Figura 7) son de mayor calidad y al tener una única capa de vidrio el rendimiento óptico tiende a ser algo mayor que para los de tubo de Dewar; la contra es su mayor costo y su complejidad constructiva.

Ambos alojan dentro de la cubierta aislante un absorbedor, que está formado por una placa y un elemento que transporta el fluido caloportador, aunque los modos de transferencia son distintos para el heat pipe y el de tubo U.

Ambos tipos de colectores de tubos evacuados son especialmente aplicables en zonas frías debido a su gran aislación térmica proporcionada por la cubierta al vacío y donde la temperatura de salida requerida es superior a las alcanzadas razonablemente por los de placa plana convencional.

2.4.1. HEAT PIPE

El heat pipe básico según la descripción de Mahjouri [29] contiene un tubo sellado con una pequeña cantidad de fluido evaporable en su interior.

El modo de transferencia de calor del heat pipe es la de un ciclo de evaporación-condensación desde una fuente de calor externa hacía otra a menor temperatura, un esquema simple se observa en la Figura 8.

La irradiación incide en la placa del absorbedor lo que calienta el fluido en el interior hasta su temperatura de ebullición. El fluido se evapora y se traslada hasta la parte superior del tubo para luego condensarse y liberar su calor latente a la corriente que interesa calentar. El



Figura 7 Tubo Evacuado (tubo simple) con Heat Pipe. La placa del absorbedor está dentro del tubo al vacío e íntimamente en contacto con el tubo. Fuente: [73]

líquido luego desciende por gravedad hasta la parte inferior del tubo donde se repetirá el proceso en forma continua.

Esto impone la necesidad de contar con un cierto ángulo mínimo de montaje que permita el ascenso del vapor hasta la zona fría y el posterior retorno del líquido, para lograr un ciclo eficiente.

La máxima temperatura de operación de un heat pipe es definida por la temperatura crítica del fluido en el interior, ya que al alcanzarla no se podrá seguir condensando el vapor; cuando la temperatura en el condensador la supera se corta el ciclo de transferencia térmica.

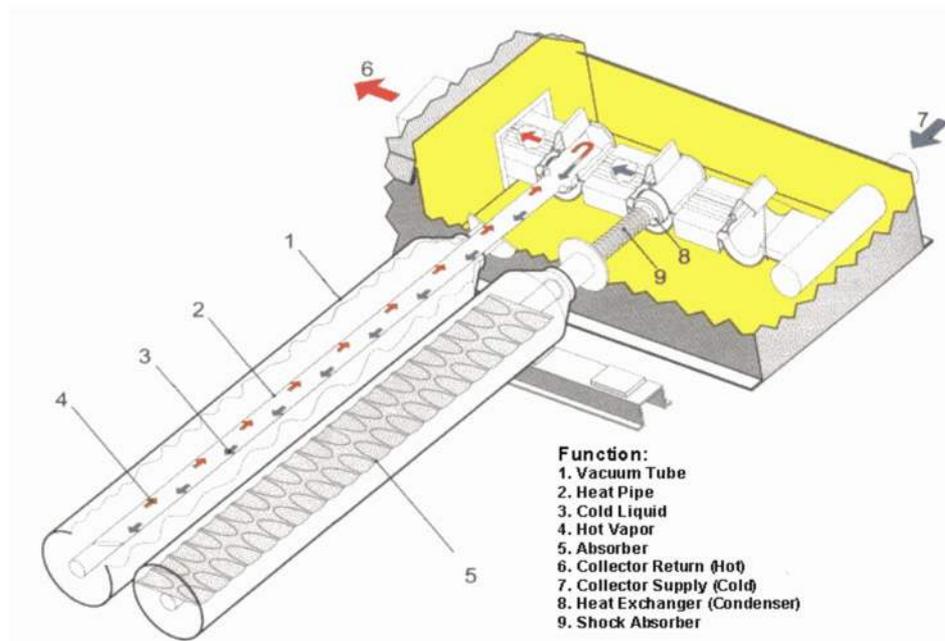


Figura 8 Construcción de un Heat Pipe básico – Fuente: [29]

Dado el tipo de construcción, es necesario considerar algún método para mantener el vacío dentro del tubo durante la vida útil del mismo y en general esto se logra con algún tipo de “getter” químico que capture cualquier emanación gaseosa dentro del tubo o por permeado de vapor a través de las paredes del tubo.

Cabe mencionar que existen también los colectores con heat pipes dentro de tubos Dewar como se muestra en la Figura 9. En estos la superficie absorbadora es la cara interna del vidrio, y la transferencia de calor es a través de la conducción entre la placa cilíndrica de sostén del tubo y el vidrio interior. La transferencia de calor se da por conducción entre las superficies en contacto con una resistencia térmica mayor que en el caso donde el absorbador es la placa de sostén del heat pipe y que están íntimamente en contacto (soldados) ejemplo de este es la Figura 7.

En la Tabla 4 se reproducen los valores de interés de los resultados de ensayo de un colector con heat pipe dentro de un tubo simple al vacío con absorbedor plano [30] y otro con vaso Dewar y absorbedor cilíndrico [31], ambos del mismo fabricante a efectos de poder comparar una misma calidad constructiva pero con distinto principio de diseño.

Tabla 4 Resultados de ensayos realizados en colectores de tubo evacuados con Heat Pipe dentro de un tubo simple al vacío absorbedor plano (IMA HP 65/20) y dentro de un vaso de Dewar con absorbedor cilíndrico (IMA HP 58/30) del mismo fabricante IMA srl. Fuente: [30] [31]

PARÁMETRO	SIMPLE (IMA HP 65/20) SPF-C1542	DEWAR (IMA HP 58/30) SPF-C1541
Área Total [m ²]	2,904	4,322
Área Apertura [m ²]	2,270	2,833
Área Absorbedor [m ²]	1,984	2,481
Temp. Estagnación [°C]	245	196
η_0	0,555	0,414
$a_1 [WK^{-1}m^{-2}]$	0,98	0,51
$a_2 [WK^{-2}m^{-2}]$	0,0035	0,0114
$K_1 @ 50^\circ$	0,99	1,31
$K_2 @ 50^\circ$	0,94	0,91
$W_{peak} [W/m^2 \text{ total}]$	554,7	413,9

Se puede observar que el rendimiento óptico del tubo simple es algo mayor y también lo es la temperatura de estagnación, incluso el rendimiento máximo por unidad de área total también es mayor; al graficar las curvas se aprecia rápidamente que el tubo simple siempre rinde más para este fabricante en particular.



Figura 9 Tubo evacuado tipo vaso Dewar con Heat Pipe. El absorbedor es la cara interior del vaso a la cual se le realizó un tratamiento selectivo, la placa de aluminio de sostén para el HP también conduce el calor desde el absorbedor. Fuente: Adaptado de [80].

Un dato interesante en los colectores con absorbedores cilíndricos es que presentan un aumento relativo del rendimiento cuando la irradiación incidente no es perpendicular al plano del colector (visto en la curva IAMT) frente a los colectores con absorbedores planos.

Esto se debe a que en las situaciones donde la irradiación incidente difiere de la perpendicular al plano del colector, el área del colector se mantiene igual y la irradiación incidente en el absorbedor se mantiene perpendicular (por la superficie cilíndrica), hay un aumento del área de absorción frente a la del colector.

2.4.2. TUBOS “U”

La otra topología utilizada en los colectores de tubos evacuados es mediante los tubos “U”; estos tienen un tubo por donde entra y salga el fluido de trabajo (a diferencia de lo que sucede con los heat pipes que no tienen un flujo neto dentro de ellos), este fluido se puede calentar en forma directa o como fluido de intercambio.

Al igual que para los heat pipes, existen las dos versiones de aislamiento, con un tubo al vacío simple o dentro de un vaso Dewar. Para los de tubos simples la construcción es con tubos rectos coaxiales (fluido frío por dentro y fluido caliente por fuera, (Figura 10) y para el caso Dewar se pueden instalar en forma de U propiamente dicho ya que no se requiere sellar los dos orificios de entrada y salida para mantener el vacío aislante en el vidrio.

Existen también dos versiones de absorbedor al igual que para los Heat Pipes, una placa receptora plana con tratamiento superficial u cilíndrico; este último tiene como absorbedor

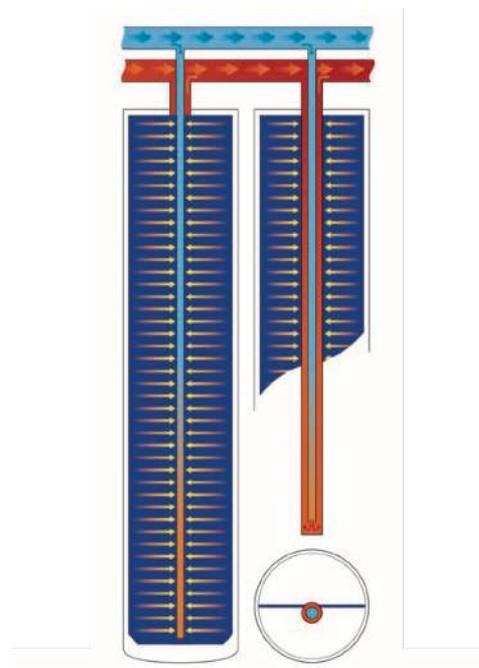


Figura 10 Esquema constructivo de un colector de tubos evacuados simples con tubos de conducción coaxiales. Fuente: [74]

a la superficie interna del vaso Dewar a la que se le deposita una serie de capas selectivas, luego se inserta la chapa cilíndrica (a presión) que queda en contacto con la superficie de vidrio.

El modo de transferencia de calor en los colectores “U” es el de conducción por la placa metálica y luego conducción y convección al fluido que circula por dentro del tubo.

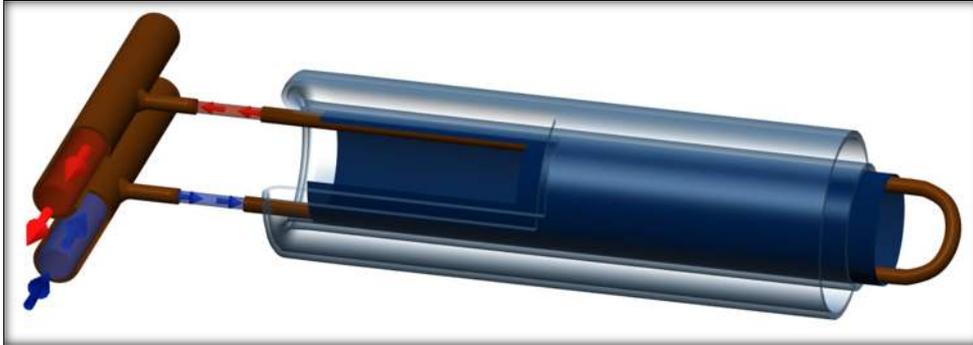


Figura 11 Esquema de tubo evacuado Dewar con Tubo U y placa curva. Fuente: [75]

Se presentan en la Tabla 5 los resultados de interés de los ensayos para un mismo fabricante de tubos evacuados simples, uno de tubo coaxial y absorbedor plano [32] y otro construido con heat pipe y absorbedor plano [33].

No se pueden sacar grandes conclusiones de estos equipos porque tienen prestaciones muy similares en los ensayos. Las grandes diferencias serían constructivas y generales, el tamaño por ejemplo y la posibilidad del montaje plano para el tubo coaxial; de hecho el fabricante recomienda entre 25° y 70° para el heat pipe y de 0° a 90° para el tubo coaxial.

Tabla 5 Resultados de ensayos realizados por SPF. Colectores de tubos evacuados simples, tubo coaxial con absorbedor plano y Heat Pipe con absorbedor plano, mismo fabricante. Fuente: [32] [33]

PARÁMETRO	TUBO COAXIAL C1113	HEAT PIPE C1112
Área Total [m ²]	1,512	4,086
Área Apertura [m ²]	1,112	2,957
Área Absorbedor [m ²]	1,019	2,742
T. Estancamiento [°C]	271	289
η_0	0,554	0,536
a1 [W/K.m ²]	1,04	1,1
a2 [W/K ² .m ²]	0,0052	0,0038
K1@50°	1,05	1,03
K2@50°	0,98	0,92

Los modificadores de ángulos son similares en ambos casos y superan el valor de 1. Esto confirma el aumento del área de recepción para ángulos de incidencia de 50°. En el caso del C1113, la irradiación incidente aumentaría un 5% para un ángulo de incidencia de 50°.

2.5. COMPARACIÓN DE PLANOS CONVENCIONALES y TUBOS EVACUADOS

Como se indicó, estos dos tipos de colectores podrían operar en sistemas SHIP siempre que la temperatura del proceso industrial sea baja así el rendimiento de estos colectores es razonable, como mínimo un 30 % [34].

Para comparar entre estos tipos de colectores se plantearán las distintas curvas de rendimiento de los casos particulares ya mostrados considerando una temperatura ambiente de 30 °C y una irradiación incidente perpendicular de 800 W/m²; la variable será la temperatura media del colector, esto se aprecia en el Gráfico 6.

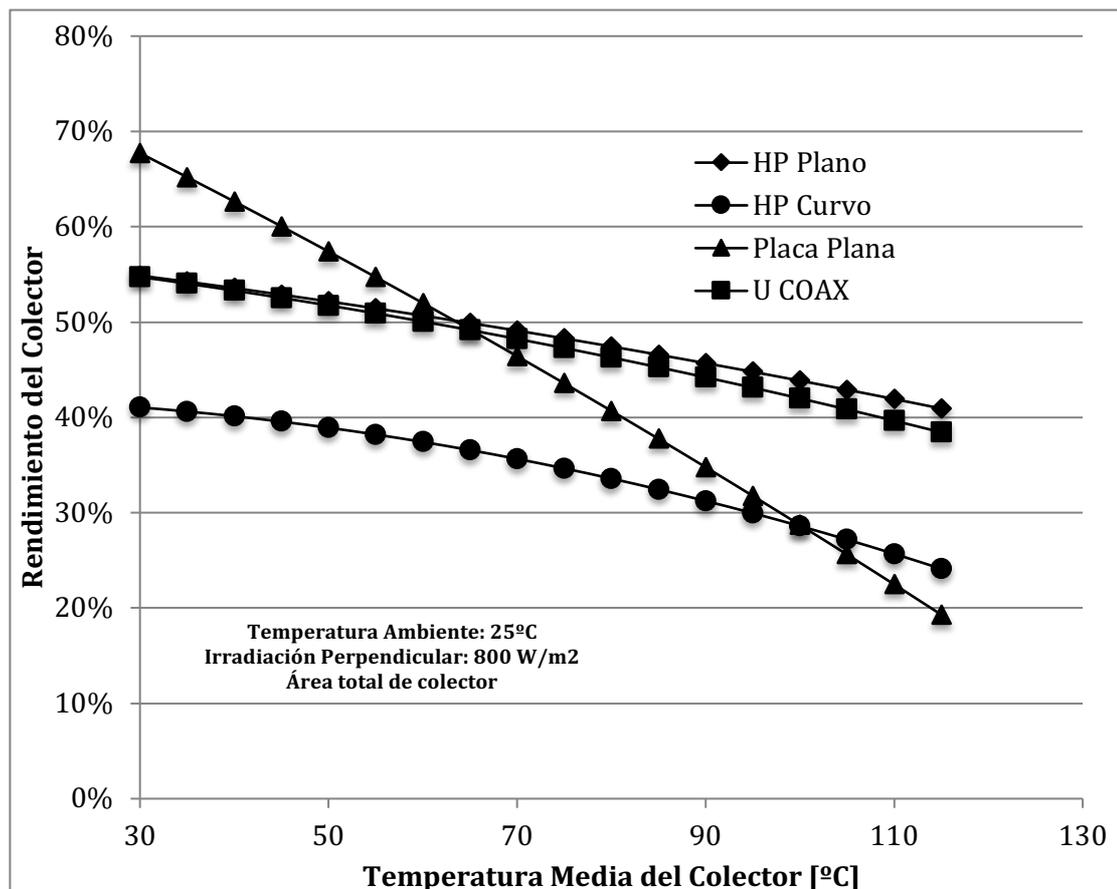


Gráfico 6 Curvas de rendimiento para los colectores plano convencional, heat pipe con absorbedor plano en tubo al vacío simple, heat pipe en tubo dewar con absorbedor curvo y tubo U coaxial en tubo al vacío simple con absorbedor plano. Temp. Amb 30 °C e irradiación perpendicular 800 W/m². Fuente: [24]

Para temperaturas del orden de 100 °C los colectores plano convencional y heat pipe en tubo dewar tienen rendimientos similares y bajos, debajo de 30 %. Es necesario el uso de heat pipe con absorbedor plano o tubos coaxiales planos en tubos al vacío simples, para temperaturas medias por encima de los 100 °C. De todos modos los rendimientos no superan el 50 % y para 120 °C se llega a 41 % en el mejor caso, siendo este valor el del heat pipe plano. Sin embargo habría que considerar los costos, porque un bajo rendimiento puede lograr buenos resultados económicos si el costo de instalación y mantenimiento es menor a otras opciones.

2.6. COLECTORES CON CONCENTRACIÓN

Como fuera mencionado en el apartado 2.2 a medida que aumenta la temperatura requerida (>150 °C) es necesario optar por captadores que tengan alguna estrategia para la concentración solar, esto se logra con alguna técnica (con reflectores o refractores) por la cual se toma la energía incidente sobre un área y se la dirige a un absorbedor de menor área, se recibe entonces una irradiación sobre ese absorbedor.

Esto tiene como ventaja adicional, que al tener un absorbedor de menores dimensiones las pérdidas de calor al ambiente se verán disminuidas (aunque ahora las pérdidas por radiación serán más importantes que los colectores sin concentración por la mayor temperatura que alcanzará el absorbedor) porque el área de emisión es menor.

La mayor desventaja (salvo para los de poca concentración) frente a los colectores convencionales (entre otras desventajas) es la necesidad de mantener las superficies en muy buenas condiciones ópticas y la de tener que realizar un seguimiento (tracking) solar para poder dirigir la irradiación directa con una precisión adecuada sobre la superficie del absorbedor; esto se traduce naturalmente en mayores costos de inversión y operativos frente a los colectores sin concentración (aunque estos opcionalmente pueden tener algún tipo de tracking).

Para los colectores de baja concentración es posible conseguir rendimientos adecuados sin tener que realizar un tracking preciso, incluso con ajustes mensuales o estacionales se puede lograr un buen funcionamiento ya que presentan grandes ángulos de aceptación.

Existen dos principales tipos de colectores concentradores, los llamados “*con formación de imagen*” y los “*no formadores de imagen*”. Existen dentro de esas categorías otras sub categorías dependiendo de cómo son constructivamente los elementos concentradores.

Los “*formadores de imagen*” son llamados así porque producen una imagen óptica del sol sobre el absorbedor.

Los “*no formadores de imagen*” no producen una imagen del sol sobre el absorbedor, sino que dispersan la irradiancia sobre toda el área del absorbedor; estos últimos tienen en general relación de concentración baja, menor a 10.

De estos últimos los hay de varias topologías siendo los más extendidos los que utilizan como reflector una placa plana difusa y los especulares (con espejos) tienen reflectores planos o curvos y dentro de estos últimos se destacan los llamados colectores parabólicos compuestos (CPC), que utilizan como reflectores superficies parabólicas.

RELACIÓN DE CONCENTRACIÓN

La relación de concentración, se define como una relación geométrica entre el área de apertura y el área del absorbedor de la siguiente manera:

$$C = \frac{A}{A_a}$$

Siendo:

A: el área de apertura y A_a : el área del absorbedor.

Esta relación de concentración tiene un límite superior, que depende si la concentración es en dos dimensiones (lineal) o en tres (circular). El investigador Rabl [35] realizó una demostración de estos límites basado en la segunda ley de la termodinámica para transferencias de energía entre las superficies del colector y el sol.

Este investigador demuestra que en una situación ideal, los límites superiores de concentración son de aproximadamente 45.000 para tres dimensiones (temperatura máxima absoluta para el absorbedor de 6.000 K) mientras que el concentrador de dos dimensiones tiene un límite de 213 (la temperatura máxima alcanzable sería de 1.570 K).

Por otro lado cuanto mayor sea la relación de concentración, mayor deberá ser la precisión de todos los componentes para asegurar que la irradiancia reflejada alcance el absorbedor, pequeños errores pueden provocar grandes desvíos y una gran porción de la energía no alcanzará la superficie de transferencia.

2.6.1. CONCENTRACIÓN SIN FORMACIÓN DE IMAGEN

CONCENTRACIÓN CON PLACA PLANA DIFUSA

La solución más sencilla para lograr un poco de concentración es utilizando una placa que refleje la irradiación incidente de forma difusa sobre el absorbedor, estos son del tipo concentración sin formación de imagen.

La relación de concentración es baja, dependiendo de la construcción del colector puede ser razonablemente menor a 2. Esto es debido a que al aumentar la superficie de apertura por el reflector, que permite el ingreso de irradiación (al menos indirectamente) también aumenta la superficie del absorbedor ya que ahora hay más superficie de este expuesta a la irradiación.

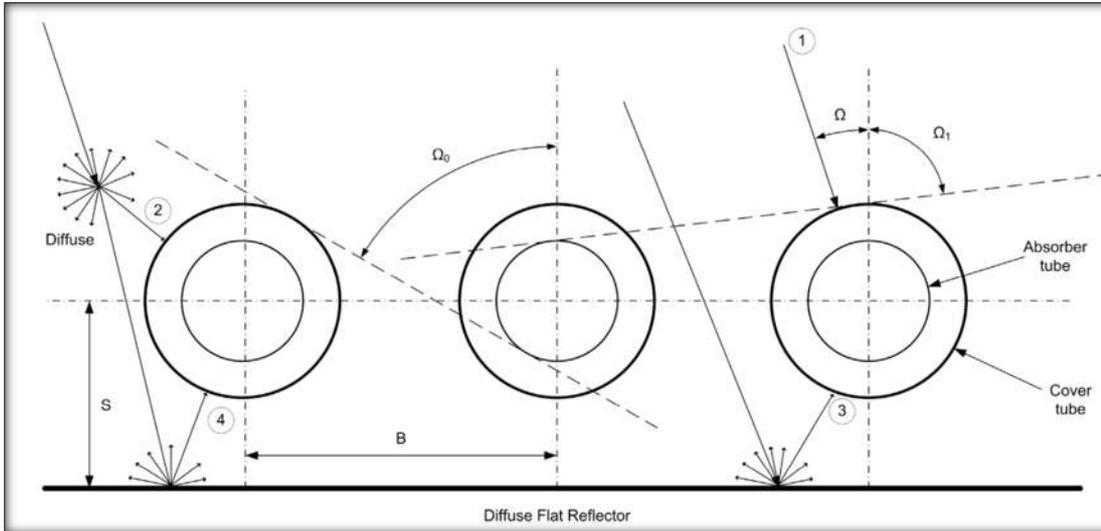


Figura 12 Corte de un colector de tubos con reflector difuso posterior. 1.- Irradiación directa 2.- Irradiación difusa primaria. 3.- Irradiación directa reflejada difusamente 4.- Irradiación difusa reflejada difusamente. Fuente: [36]

En el caso concreto de un absorbedor plano dentro de tubos al vacío, el absorbedor ahora tendrá el doble de superficie ya que el reflector posterior permitirá que irradiación lo alcance y el área de apertura también será mayor pero menos del doble.

Los investigadores Milani y Abbas [36] desarrollaron un modelo multi variable para evaluar el rendimiento de colectores de tubos evacuados con placas difusas posteriores y llegaron a la conclusión de que en Australia la mejora se traduce en ganancias de colección de energía del 12,2 % al 16,7 %, en comparación con los mismos colectores sin la placa posterior evaluando a todos ellos en las mismas localidades.

CONCENTRACIÓN ESPECULAR

Existen varios tipos de concentradores especulares sin formación de imagen, pero todos ellos se caracterizan por poder concentrar ambas componentes de la irradiación solar, logrando una relación de concentración baja (siendo el límite recomendado de 10) y teniendo requerimientos laxos para el tracking solar, algunos de los ejemplos están en la Figura 13.

Un tipo muy representativo de este tipo de concentradores es el llamado CPC (compound parabolic collector). Este tipo de concentrador está formado por reflectores parabólicos que concentran toda la irradiación incidente (directa y difusa) sobre el absorbedor, siempre que el ángulo de incidencia sea menor o igual al semi ángulo de aceptación.

Constructivamente pueden ser lineales o de revolución, en la Figura 14 se aprecia un corte de un CPC típico que puede ser lineal o de revolución. Los parámetros claves son el “medio ángulo de aceptación” (por acceptance half angle en inglés) denotado como θ_c , este es el ángulo formado entre el eje del colector y una línea paralela al eje de la parábola que incidente con el borde del absorberdor.

La relación entre el tamaño de la apertura, del absorberdor y el ángulo θ_c se describe como:

$$2a' = 2a \cdot \sin \theta_c$$

Reagrupando la ecuación anterior y utilizando la ecuación de relación de concentración geométrica, se desprende que para estos colectores la concentración depende del semi ángulo de aceptación θ_c de la siguiente manera (se muestra en el Gráfico 7):

$$C = \frac{A}{A_a} = \frac{2a}{2a'} = \frac{1}{\sin \theta_c}$$

Estos concentradores pueden funcionar por largos períodos de tiempo sin ajuste de su orientación y eso permite reducir los costos de operación y mantenimiento por tener menos partes móviles y horas hombre dedicadas al ajuste de ellos.

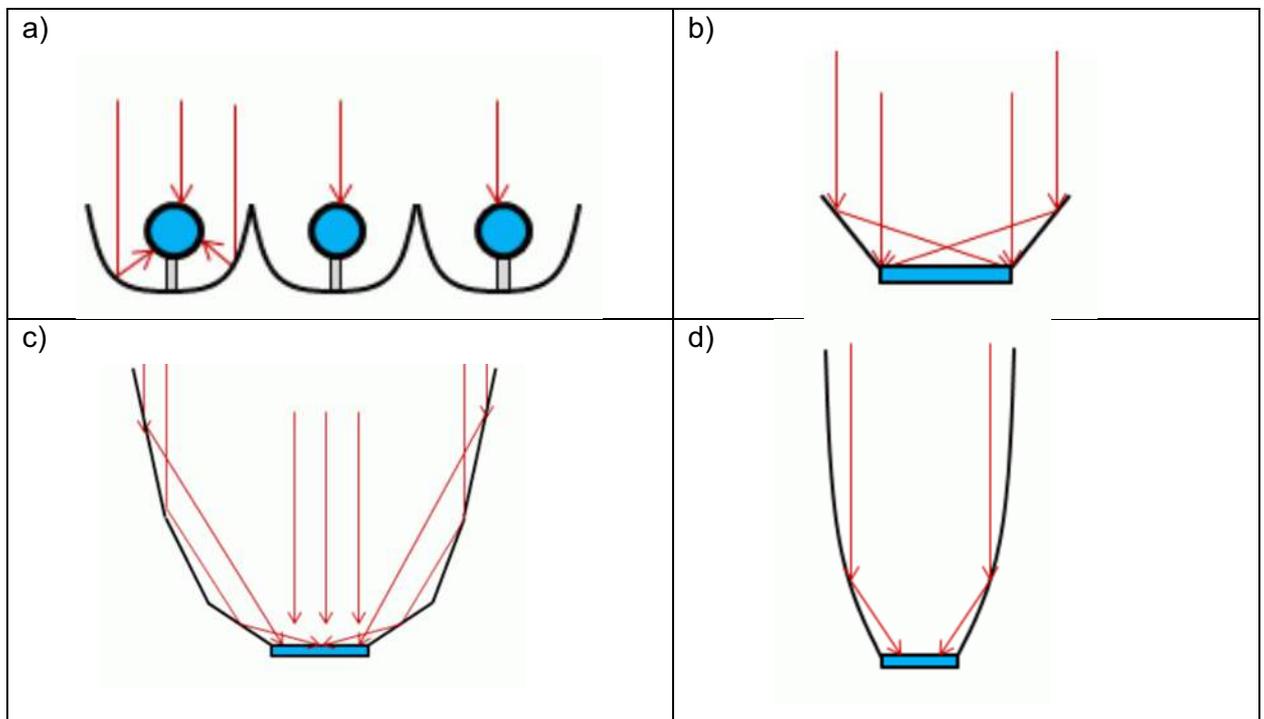


Figura 13 Concentradores especulares – a) reflectores curvos sobre absorbedores cilíndricos. b) reflector plano sobre absorbedor plano. c) Reflectores planos múltiples sobre absorbedor plano. d) Reflector parabólico sobre absorbedor plano. Fuente: [68]

Por ejemplo para una relación de concentración de 10, el semi ángulo de aceptación es inferior a 6° con lo cual este concentrador tiene un ángulo de apertura de 12°.

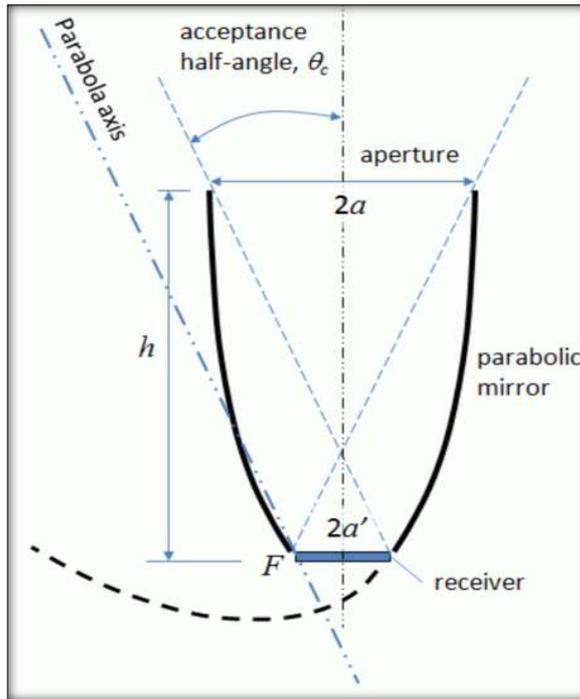


Figura 14 Corte de un concentrador CPC simétrico de altura completa sobre absorbedor plano. [68]

La altura (h) del concentrador CPC vista en la Figura 14, que hace que la tangente a la parábola en ese punto sea paralela al eje de simetría del colector, se llama altura completa. Según describen *Duffie y Beckmann* [12] adaptando los trabajos de *Rabl* [35] se pueden

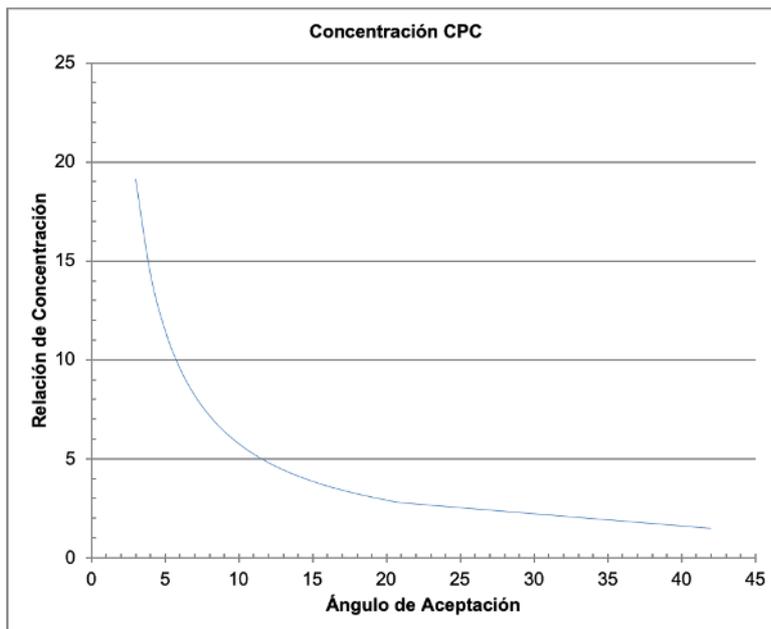


Gráfico 7 Representación de la relación de concentración vs. Semi ángulo de aceptación para CPC de altura completa

conseguir concentradores CPC's de menor altura (truncados) con poca pérdida de concentración final, pero con disminuciones sustanciales en costos de materiales de reflectores y de bastidores de los reflectores.

En la misma fuente [12], se dan gráficos para modelar los CPC's truncados, como ejemplo para un θ_c de 15° con altura completa, la concentración lograda es aproximadamente de 3,9 y la relación entre la altura y la apertura es aproximada a 2,4; sin embargo si se disminuye la altura (h) hasta lograr una relación de altura a apertura de 1,5, la relación de concentración solo disminuye a 3,7.

Esto no solo ahorra en altura del bastidor, sino también en material reflectivo, con los valores del ejemplo anterior en el caso de altura completa el cociente de áreas es de 4,8 y para la versión truncada disminuye hasta aproximadamente 3.

2.6.2. CONCENTRACIÓN CON FORMACIÓN DE IMAGEN

En esta categoría se encuentran los equipos que logran las relaciones de concentración más altas y los hay de cuatro tipos principales en la actualidad.

- Heliostatos (torre central).
- Cilindro Parabólicos Lineales (CCP).
- Disco Parabólico.
- Fresnel lineal.

Algunos de ellos son más aplicables para sistemas SHIP y otros más aplicables para generación de potencia (CSP: concentrated solar power). Según se publica en el sitio: "How CSP Works" de Solar Paces [37] la tecnología en operación más extendida para la generación de potencia es la CCP seguida de la torre central y luego las otras. Se puede consultar una base actualizada del NREL [38].

Para el caso de plantas SHIP en la base de datos del TASK 49 de IEA-SHC [3] la mayoría de los sistemas instalados son al igual que para generación de potencia, los CCP y existen más plantas en operación con discos parabólicos (populares en India) que con la tecnología de Fresnel lineal.

No se ha podido encontrar para sistemas SHIP ningún caso registrado en el mundo con torre central posiblemente debido a que el costo de implementación pueda ser alto y que las relaciones de concentración son de las más altas del mercado (solo detrás de los discos parabólicos) y por tal motivo no se seguirán estudiando en este trabajo.

2.6.3. CONCENTRADORES CILINDRO PARABÓLICOS LINEALES

Ya fue mencionado en el capítulo 1.1 que este tipo de colectores concentradores son los más populares y donde hay mayor desarrollo comercial para calor de proceso y para generación de potencia eléctrica.

Al igual que para los CPC, estos colectores cuentan con una superficie reflectiva (donde el área virtual por donde pueda ingresar la luz se llamará apertura) y una superficie receptora que contiene al absorbedor (superficie por la cual se intercambia energía con el fluido de trabajo).

Las principales diferencias con los concentradores CPC son geométricas y ópticas. La diferencia geométrica es relativa a la posición del reflector y absorbedor, en este caso la sección es una parábola simétrica respecto al eje y el absorbedor se ubica en el foco de la parábola.



Figura 15 Colector concentrador de tipo Cilindro Parabólico Lineal para generación de potencia.

La diferencia óptica es sobre la irradiancia a considerar, donde ahora solamente es la componente directa debido a la relación de concentración. Esto no significa que la fracción difusa no sea concentrada, pero como los rayos que son reflejados al foco son todos aquellos que son paralelos al eje de la parábola y teniendo la difusa direcciones aleatorias, la participación de la difusa que tenga dirección paralela al eje es despreciable estadísticamente frente a la magnitud de la directa reflejada.

Es por esta razón que es necesario realizar un seguimiento muy preciso del sol en un eje, ya que si los rayos solares no ingresan por la apertura paralelos al eje de la parábola, no

serán reflejados al foco y la intercepción de energía en el receptor se verá muy negativamente afectada.

La relación de concentración típica para estos colectores se sitúa por debajo de 35-40, donde los valores más altos se dan para generación de potencia eléctrica y para calor de proceso se sitúan en el rango de 15 generalmente [39].

Usualmente por dentro del absorbedor circula agua líquida o un aceite térmico como fluido de trabajo. La principal ventaja del aceite vs. agua, es que se logran mayores temperaturas con menor presión operativa. Las grandes desventajas son que estos aceites tienden a ser inflamables, a veces contaminantes y su calor específico es menor al del agua siendo esta última muy económica vs. el aceite.

GEOMETRÍA BÁSICA

La relación entre la altura de la parábola [h] (medida desde el vértice en dirección del eje hasta el borde del reflector), la distancia focal [f] y la apertura [a] se puede expresar a través de la siguiente ecuación:

$$h = \frac{a^2}{16f}$$

Otro parámetro importante es el ángulo formado entre el eje de la parábola y el borde del espejo con centro en el foco y se denomina en inglés *rim angle* [Φ_r].

El valor de este ángulo depende de la distancia focal y la apertura, que también se puede relacionar con el radio máximo del espejo [r_r] (desde el foco hasta el borde) de la siguiente manera:

$$\phi_r = \tan^{-1} \left[\frac{8(f/a)}{16(f/a)^2 - 1} \right] = \sin^{-1} \left(\frac{a}{2r_r} \right)$$

Este ángulo, junto con la apertura, determinan la dimensión mínima que debería tener el receptor para interceptar toda la energía reflejada hacia el foco.

Para determinar las dimensiones de la imagen del sol reflejada sobre el receptor, es necesario considerar que los rayos incidentes no son lineales, sino que forman un cono con un ángulo de $0,53^\circ$ o un semi ángulo [θ_s] de $0,267^\circ$ como se muestra en Figura 16; valor del ángulo con que se ve el sol desde la tierra.

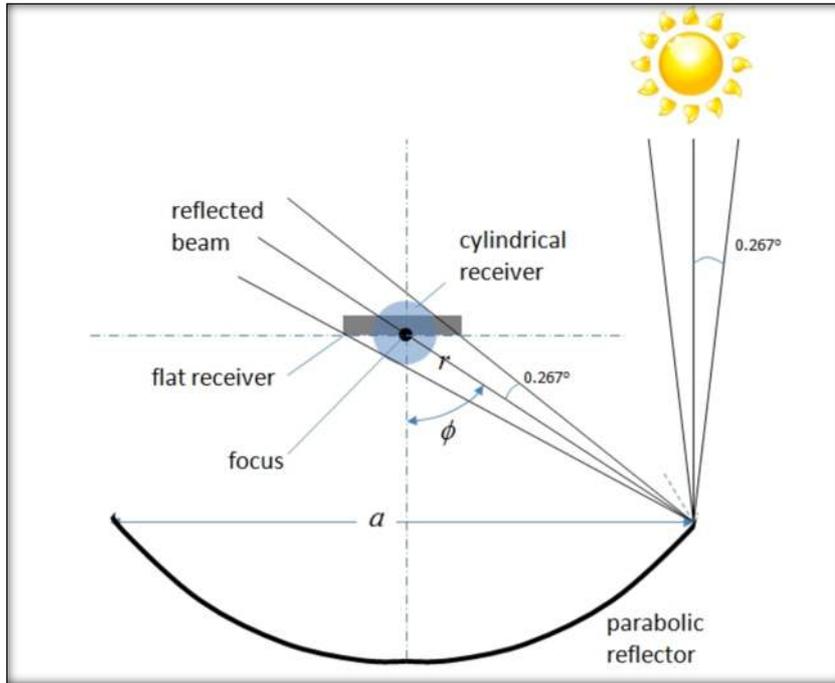


Figura 16 Geometría típica de una sección de concentradores parabólicos lineales. El receptor puede ser plano o cilíndrico. Fuente: [69]

Si el receptor fuera plano, el ancho $[W]$ mínimo de la imagen (y por ende del receptor) para una situación de reflector perfecto y una alineación perfecta, se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$W = \frac{2r_r \sin 0,267}{\cos(\phi_r + 0,267)} = \frac{a \sin 0,267}{\sin \phi_r \cos(\phi_r + 0,267)}$$

En los casos reales esta dimensión será mayor, debido a las imperfecciones en la fabricación de los reflectores y del seguimiento solar del sistema. Además, la radiación circunsolar (en un semiángulo de $2,5^\circ$ del sol) es significativa, del orden del 10% de la directa medida por un pirheliómetro, por lo que puede ser parcialmente aprovechada por un absorbedor algo más grande.

El caso más típico es el de un receptor cilíndrico (dentro de él circula el fluido de trabajo) el diámetro mínimo $[D]$ que deberá tener con las mismas consideraciones de perfección que para el caso plano se encuentra con:

$$D = 2r_r \sin 0,267 = \frac{a \sin 0,267}{\sin \phi_r}$$

Hay estudios de varios autores sobre como las imperfecciones de los reflectores y del seguimiento solar afectan la intercepción de energía reflejada y la relación de concentración local, pero no tienen mayor interés práctico para este trabajo.

En la práctica no se construyen receptores para interceptar toda la energía reflejada, sino que se estila usar un factor de intercepción entre 90 y 95 % para balancear las pérdidas desde un área de emisión más grande (si así fuera para captar toda la energía) y las pérdidas ópticas por interceptar menor cantidad de irradiación reflejada en un elemento de menores dimensiones según se indica en [12].



Figura 17 Receptor con cubierta al vacío con tratamiento selectivo superficial para concentradores cilindro parabólicos. Rioglass UVAC 6G.

EQUIPOS COMERCIALES

Para los sistemas de generación de potencia existen empresas que se dedican a la fabricación específica de componentes como ser los espejos parabólicos [40], tubos receptores [41] como los de la Figura 17 y luego empresas EPC (Engineering Procurement & Construction) que seleccionan los componentes más indicados para construir las plantas de generación.

Sin embargo, para el calor de proceso, los fabricantes suelen ofrecer un paquete tecnológico completo. Este enfoque sigue el criterio utilizado por Solrico [42] en la elaboración del mapa mundial de este tipo de plantas. Según los datos de 2024, había 17 empresas proveedoras de sistemas llave en mano de CCP.

Este tipo de sistemas cuentan con un reflector de sección parabólica que podrá ser de distintos tipos de materiales y dimensiones. En general los equipos de mejor calidad utilizan espejos fabricados con vidrio de bajo contenido de hierro, pero existen otras alternativas más

económicas como films poliméricos [43] con una cara reflectiva que se pueden adherir a un bastidor parabólico de madera, metal u otro material.



C1549

Solar Collector Factsheet NEP PolyTrough 1800



Modelo	PolyTrough 1800
Tipo	Colector de concentración con seguimiento solar
Fabricante	NEP SOLAR AG
Dirección	Technoparkstr. 1 CH-8005 Zürich
Teléfono	+41 44 445 1695
Telefax	+41 43 411 9008
Email	contact@nep-solar.com
Internet	www.nep-solar.com
Fecha de ensayo	12.2012

- Ensayo de rendimiento EN12975:2006
- Ensayo de durabilidad EN12975:2006

Dimensiones		Datos técnicos	
Longitud total	11.085 m	Caudal mínimo	900 l/h
Anchura total	1.965 m	Caudal nominal	1800 l/h
Superficie bruta	21.782 m ²	Caudal máximo	3600 l/h
Área de apertura	18.450 m ²	Contenido de fluido	9.8 l
Área de absorbedor	1.079 m ²	Presión máxima de operación	40 bar
Peso vacío	700 kg	Temperatura de estancamiento	-- °C
Montaje del captador		Informaciones adicionales	
<input type="checkbox"/> En tejado con inclinación		<input checked="" type="checkbox"/> Módulos disponibles en diversos tamaños	
<input type="checkbox"/> Integrado en tejado con inclinación		<input type="checkbox"/> Cubierta intercambiable	
<input checked="" type="checkbox"/> Sobre tejado plano con estructura		Conexiones hidráulicas	
<input type="checkbox"/> A la fachada		Brida DN25 PN40	
Construcción			

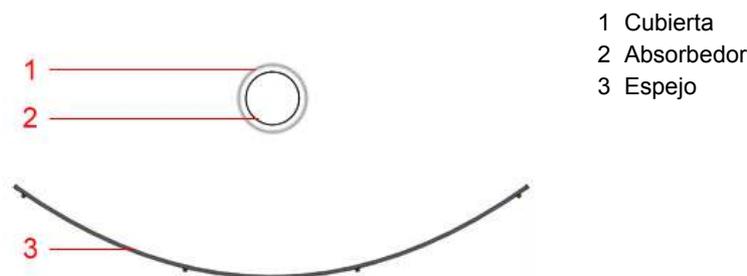


Figura 18 Extracto de la hoja de resultados de un colector cilindro parabólico para calor de proceso. Fuente: [44]

Los receptores/absorbedores son comúnmente cilíndricos, ellos pueden ser simplemente tubos metálicos pintados de negro, o pueden complejizarse utilizando tratamientos selectivos para disminuir las pérdidas por radiación y también pueden estar dentro de una cobertura de vidrio al vacío para minimizar las pérdidas por conducción y convección al ambiente similar al de la Figura 17.

Consultando la misma fuente [24] que la usada para colectores planos y tubos de vacío, se encuentra un único resultado de ensayos para CCP's y una versión de un colector plano con un CPC por debajo, pero la relación de concentración era apenas de 1,25.

Se reproduce parte de la hoja de resultados en la Figura 18 y Figura 19 del CCP ensayado [44] por este laboratorio, con el objetivo de comparar con los mismos criterios, el rendimiento frente a los colectores sin concentración.

Para este tipo de colectores se determinan los parámetros de la curva de rendimiento utilizando el área de apertura y dos valores de irradiancia, una con la global y otra con la componente directa normal al área de apertura (*DNI*). Esta última es la que se debe considerar debido a que la directa será la irradiancia útil para el captador, pero a efectos de poder comparar con las otras tecnologías se la resuelve para una global con componente difusa de 15 %.

Los valores de interés similarmente a los colectores convencionales se dan en la Tabla 6.

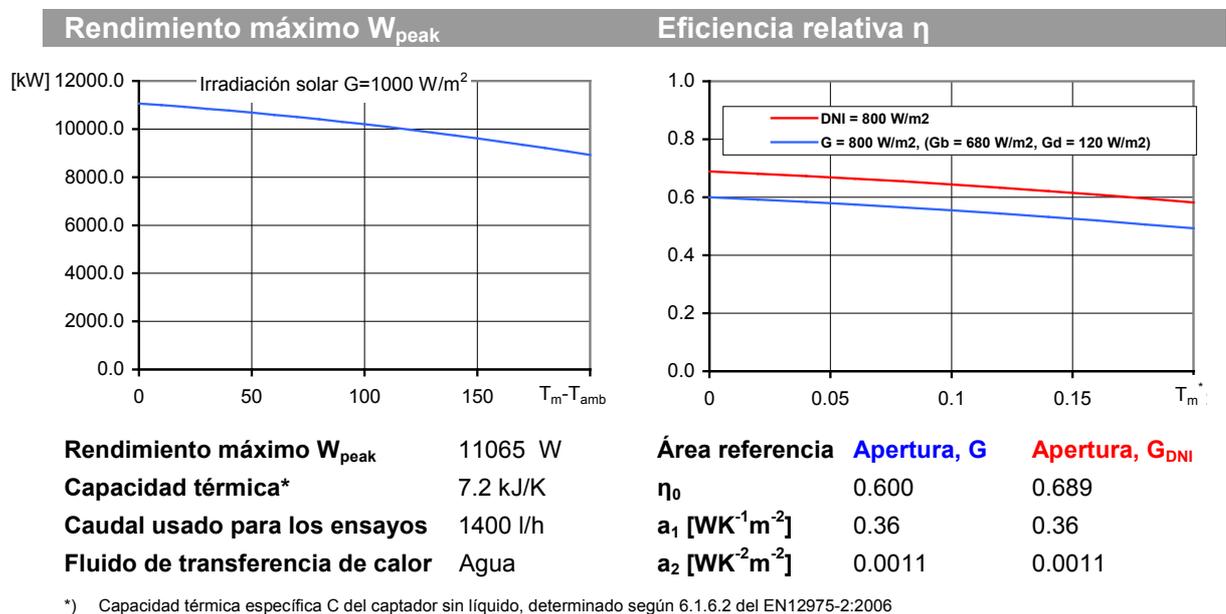


Figura 19 Extracto de la hoja de resultados de un colector cilindro parabólico para calor de proceso. Fuente: [44]

La hoja de datos del fabricante presenta otros datos interesantes que no figuran en los resultados publicados por el laboratorio. Por ejemplo que los reflectores son de aluminio con un recubrimiento superficial y tienen una reflexión solar mínima (con AM = 1,5) mayor a 89 %, la sección de la apertura tiene un largo de 1.845 mm y el receptor es en acero inoxidable 304L de 34 mm de diámetro externo con un tratamiento selectivo “black chrome” [45] cubierto con vidrio de boro silicato sin vacío en el intersticio.

Tabla 6 Resumen de resultados de ensayos realizados por el SPF sobre colector concentrador cilindro parabólico de la empresa NEP Solar, modelo PolyTrough 1800.

Fuente: [44]

PARÁMETRO	NEP PolyTrough 1800 G= GHI = 800 W/m ² DNI = 680 W/m ²	NEP PolyTrough 1800 G= DNI = 800 W/m ²
Área Total [m ²]	21,782	21,782
Área Apertura [m ²]	18,450	18,450
Área Absorbedor [m ²]	1,079	1,079
Rel. de Concentración	17,1	17,1
Temp. Estagnación [°C]	-	-
η_0	0,600	0,689
$a_1 [WK^{-1}m^{-2}]$	0,36	0,36
$a_2 [WK^{-2}m^{-2}]$	0,0011	0,0011
$K_1 @ 50^\circ$	0,93	0,93
$K_2 @ 50^\circ$	-	-
Wpeak [W/m ² total]	507,99	507,99

El fabricante declaraba una relación de concentración geométrica de 54, que es el cociente entre el ancho de la apertura y el diámetro del receptor, sin embargo esta no es la relación de concentración definida.

CURVAS DE RENDIMIENTO CCP vs. CONVENCIONALES

En el Gráfico 8 se presentan las curvas rendimiento para varias tecnologías convencionales y de concentración. Se aprecia que a partir de los 110 °C el equipo CCP muestra los mejores rendimientos de los 5 colectores graficados, para aplicaciones hasta esas temperaturas es posible usar los convencionales donde habrá mejoras de costos de CAPEX y OPEX. Por encima de los 110 °C habrá que estudiar los resultados económicos de tener un rendimiento energético menor, pero a priori no se pueden descartar los tubos evacuados solo por los rendimientos. Aunque estos sean menores al valor razonable del 30 % definido para las temperaturas por encima de los 180 °C.

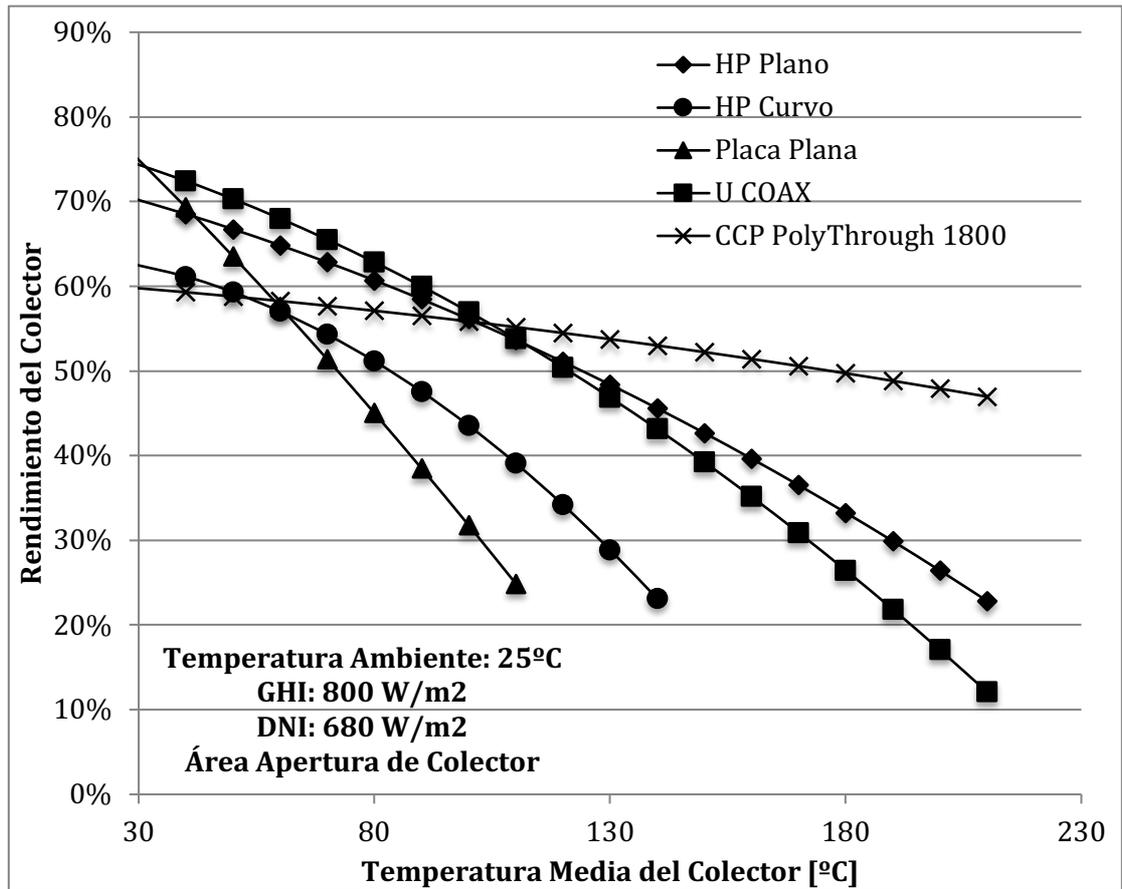


Gráfico 8 Comparativa de rendimientos de colectores de placa plana y tubos evacuados ya descriptos frente al cilindro parabólico. Fuente: [24]

2.6.4. CONCENTRADORES DE DISCOS PARABÓLICOS

Este concentrador de “tres dimensiones”, tiene el absorbedor en el foco de un “disco” formado por una sección de parábola de revolución respecto al eje de ella misma. Todo el conjunto reflector y absorbedor se mueven solidariamente siguiendo la trayectoria del sol en 2 ejes obligatoriamente. Los receptores pueden ser planos o en forma de cavidad para disminuir las pérdidas al ambiente, un ejemplo se muestra en la Figura 20.

Se mencionó en el capítulo 2.6.2 que esta tipología de colectores son los que pueden lograr las mayores concentraciones teóricas y por ende las mayores temperaturas en el absorbedor; sin embargo esto dependerá de las condiciones del fluido circulante.

Estos concentradores son muy populares en India donde hay en total más de 318 proyectos en 2022 [46] de concentración, por un total de 73.764 m² de los cuales se estiman que 28.000 m² corresponden a discos parabólicos. Los usos son variados como en la industria láctea, textil, cocción de alimentos, farmacéutica, industria del papel y la industria del tabaco

son alguno de los ejemplos. Se puede obtener mayor detalle de algunos de estos en la base de datos de plantas SHIP [3].



Figura 20 Planta SHIP “Ultramarine Pigments” en India, con colectores concentradores de discos parabólicos. Uso en secado de pigmentos directamente en el fluido del proceso, temperatura máxima del aceite en el circuito solar 200 °C. Fuente: [71]

En estos proyectos las temperaturas del circuito solar van desde los 70 °C hasta los 200 °C y se usan tanto para precalentamiento del agua de calderas convencionales como para generación de vapor para suministro a procesos finales.

En [35] se pueden encontrar los desarrollos matemáticos para el cálculo de tamaño mínimo de absorbedores.

La bibliografía técnica no contempla usualmente estos tipos de colectores para calor de proceso y en algunos casos si lo hace para generación de potencia con el uso de motores Stirling en el receptor, pero no es una tecnología difundida principalmente por su alto costo de instalación y mantenimiento frente a otras alternativas disponibles.

EQUIPOS COMERCIALES

En el sitio web del “Ministerio de Nueva y Renovable Energía” de India, existe un espacio para la energía solar concentrada [47], donde hay información sobre proyectos en operación, ejecución, proveedores de equipos, pero falta información detallada de la tecnología posiblemente por ser propietaria.

También existieron en India revistas especializadas en el tema energía solar concentrada como lo es SUN FOCUS MAGAZINE [48] y justamente de allí se pudieron obtener curvas de rendimiento de algunos concentradores de discos parabólicos ensayados por el Instituto Nacional de Energía Solar de India (NISE) [49].

Dos de esos equipos son los fabricados por Pasumai Aatral Pvt. Ltd. [50] con un área de apertura de 108 m^2 [51] y el otro es de Quadsun Solar Solutions [52] y el colector es el CST H3500 de dimensiones más modestas con un área de apertura de 4 m^2 [51].

Del mismo modo que para el caso del CCP, las hojas de datos de los fabricantes dan alguna información constructiva adicional y los parámetros de ensayos se dan en la Tabla 7.

Pasumai Aatral:

- Altura del equipo: 15 m.
- Peso: 15 toneladas.
- Receptor de cavidad.
- Fluido de trabajo: Agua, Agua caliente o Vapor.
- Área ocupada: $2 \times 2 \text{ m}$.

CST H3500 – Quadsun Solar Solutions:

- Temperatura Máxima del Fluido: $180 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Presión Máxima del Fluido: 10 bar.
- Peso: 90 kg.
- Área de espejos: $4,4 \text{ m}^2$.
- Diámetro del receptor: 90 mm.
 - La relación de concentración aproximada es de 630.
- Precisión de tracking: $0,01^\circ$.

Tabla 7 Resumen de parámetros de colectores concentradores de disco parabólico, publicados en la revista SUN FOCUS de Enero 2017 [51]. No se conoce sobre cuál de las áreas del colector están basados los valores de las curvas y cuál es el valor de la irradiación.

	PARÁMETRO	PASUMAI AATRAL	CST H3500
	Área Apertura [m^2]	108	4
	Área Absorbedor [m^2]	-	0,00636
	Rel. de Concentración	-	629
	η_0	0,67	0,7962
	$a_1[\text{WK}^{-1}\text{m}^{-2}]$	0,24	0,253
	$a_2[\text{WK}^{-2}\text{m}^{-2}]$	0,001	0,001

COMPARATIVA DE CURVAS DE RENDIMIENTO DE DISCOS vs CCP vs NO CONCENTRADOS

Ahora se compararán las curvas (Gráfico 9) de los dos equipos de discos cilindro parabólicos frente al cilindro parabólico ya presentado y a los convencionales de mejor desempeño.

No se conoce sobre cuál de las posibles áreas están basados los parámetros de las curvas de los discos pero para poder comparar, en primera instancia se considerará que es sobre el área de apertura. Por otro lado en la publicación de SUN FOCUS [51] se hace referencia en uno de los gráficos de las curvas de rendimiento, que para los discos se usa la irradiancia directa (DNI) y se tomará entonces un valor de 680 W/m² para comparar con el CCP y los convencionales con una GHI de 800 W/m².

Se desprende de las curvas que los discos presentan rendimientos muy superiores a todos los colectores por encima de los 70 °C y por encima del CCP para todo el rango considerado. En el caso del equipo CST H3500 hay que tener precaución en considerar válida

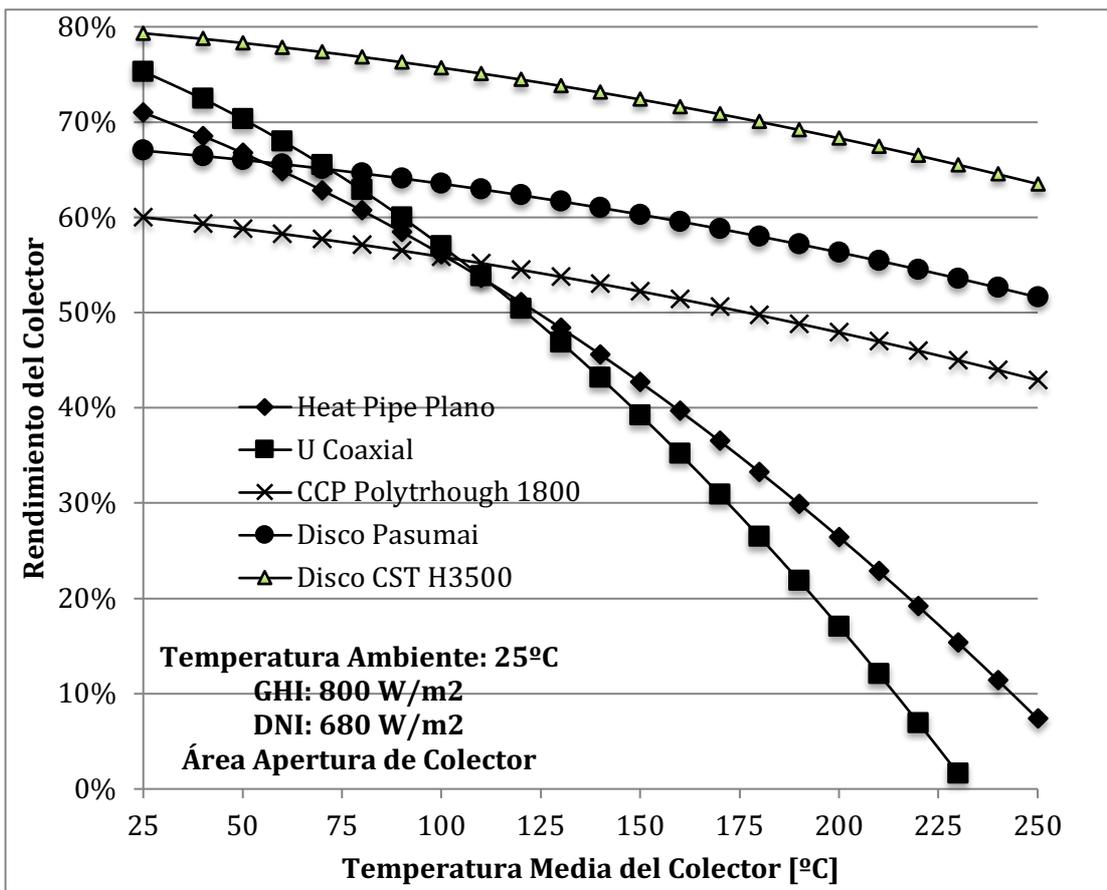


Gráfico 9 Curvas de rendimiento de colectores de tubos evacuados con heat pipe y tubo U coaxial con absorbedores planos, cilindro parabólico Polythrough 1800 y dos discos parabólicos de Pasumai Aatral y de Quan Sun Solar CST H3500. Fuente: [24] [51]

la curva ya que no hay información de cómo fue elaborada y al estar muy por encima del resto de los equipos es posible que haya algún factor no considerado que la coloque en esa posición, sin embargo es posible afirmar que estos equipos presentan mejores rendimientos energéticos que las otras tecnologías.

2.6.5. CONCENTRADOR FRESNEL LINEAL

Constructivamente el colector tiene un campo de reflectores planos ubicados en un plano horizontal (generalmente) que se mueven en forma independiente para reflejar la irradiación sobre un receptor fijo ubicado por encima de ellos, ver Figura 21.

Los concentradores lineales basados en el concepto de Fresnel tienen ventajas constructivas frente a los otros dos tipos y quizás las mayores desventajas serán que vienen detrás en cuanto al desarrollo e instalaciones en operación y de las pérdidas ópticas intrínsecas al funcionamiento del campo de reflectores.

Consultada la fuente [53] se resumen algunas de las ventajas y desventajas frente a los CCP.



Figura 21 Colector concentrador del tipo Fresnel Lineal. Fuente: [70]

VENTAJAS

Los reflectores suelen ser planos (se les puede aplicar una pequeña curvatura en forma mecánica al instalarlos) lo que los hace más económicos. Adicionalmente como son reflectores de dimensiones más pequeñas (frente a los CCP) ubicadas en un plano horizontal, el gasto

energético para su orientación es menor y las cargas de viento sobre los elementos estructurales también son menores, reduciendo así también el costo del equipo.

Por otro lado al tener el receptor fijo, las instalaciones accesorias de cañerías también serán fijas evitando el uso uniones móviles costosas por donde existe la posibilidad de fugas del fluido de trabajo, las presiones podrían ser incluso más altas que los CCP por esta razón.

Como la irradiación reflejada incide por debajo del receptor, es especialmente aplicable a generación de vapor directo ya que inciden sobre la fase líquida del agua dentro del tubo.

El sistema de tracking sería más simple, cada uno de los reflectores tendría un ángulo distinto entre sí, pero todos moviéndose en la misma proporción simultáneamente.

La relación entre estos ángulos se puede expresar con la siguiente ecuación:

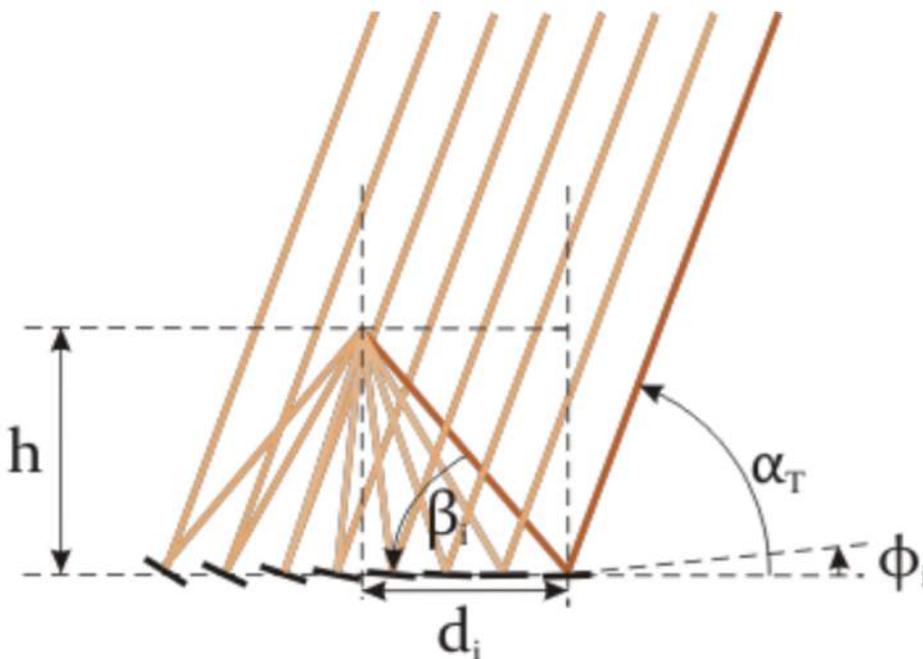


Figura 22 Ángulo de inclinación $[\Phi_i]$ del espejo dependiendo de su ubicación en el plano del equipo dado por la distancia d_i la altura donde se ubica el receptor $[h]$ y la altura transversal del sol α_T .

Fuente: [78]

$$\Phi_i = \frac{\alpha_T - \beta_i}{2}; \beta_i = \tan^{-1} \frac{h}{d_i}$$

$$\Phi_i = \frac{\alpha_T - \tan^{-1} \frac{h}{d_i}}{2}$$

El ángulo solar transversal α_T depende de la altura solar α_s y del acimut solar γ_s . Tomando como ejemplo un colector con su eje orientado Norte-Sur en un plano horizontal estos ángulos (se aprecian en la Figura 23) se pueden relacionar con la siguiente ecuación:

$$\tan \alpha_T = \frac{a}{b} = \frac{\tan \alpha_s \cdot \sqrt{b^2 + c^2}}{b} = \frac{\tan \alpha_s \cdot \sqrt{b^2 + \left(\frac{b}{\tan \gamma_s}\right)^2}}{b} = \tan \alpha_s \cdot \sqrt{1 + \frac{1}{\tan^2 \gamma_s}} = \frac{\tan \alpha_s}{\sin \gamma_s}$$

$$\tan \alpha_T = \frac{\tan \alpha_s}{\sin \gamma_s}$$

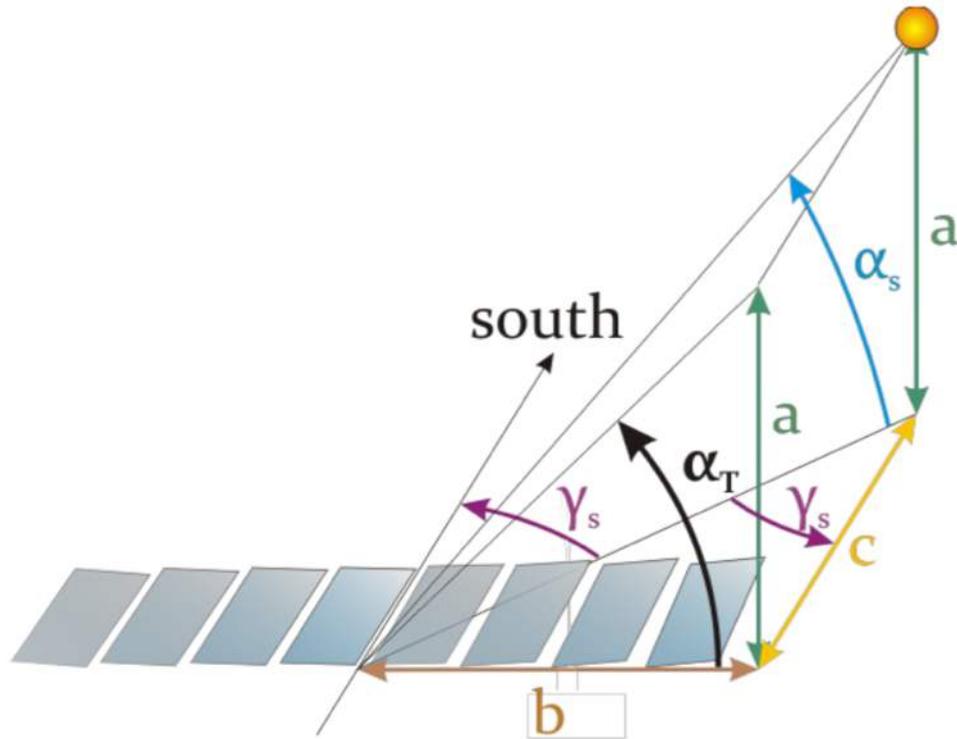


Figura 23 Relación de ángulos solares para un colector Fresnel con eje norte sur. Fuente: [78]

Hay ecuaciones similares para sistemas con eje Este-Oeste o con eje genérico y orientación aleatoria de inclinación y acimut, pero no es usual encontrar sistemas así instalados.

El uso del espacio con esta tecnología es más efectivo que los CCP ya que al tener los reflectores más pequeños y planos, estos pueden estar más próximos entre filas evitando grandes sombreados.

DESVENTAJAS

Las desventajas ópticas que presentan estos tipos de colectores frente a los CCP, se deben a que existen pérdidas “coseno” longitudinales y transversales, mientras que los CCP solo tienen longitudinales ya que la irradiación siempre llega normal al plano de apertura. También sucede que los propios reflectores se hacen sombra y a su vez pueden bloquear parte de la reflexión dirigida al receptor por detrás de ellos.

Otro factor óptico importante se debe a que la irradiación no llega normal al plano de apertura de los reflectores, esta es variable durante el día; por esto es imposible tener una curvatura perfecta de los reflectores y produce que la imagen sobre el receptor no sea linealmente perfecta como sí lo es para los CCP.

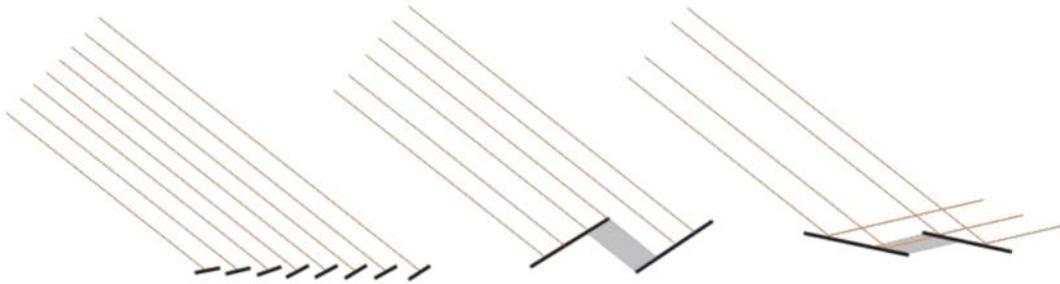


Figura 24 Pérdidas coseno (izq.), pérdidas por sombreado (centro) y pérdidas por bloqueo de reflexión (der.) para un campo de reflectores Fresnel. Fuente: [78]

Para mitigar esto último se pueden utilizar concentradores secundarios (no formadores de imagen) sobre el receptor o receptores múltiples que tengan un área más grande donde la imagen pueda ser recibida o incluso una combinación de ambos.

EQUIPOS COMERCIALES

En el mapa de productores de equipos elaborado por Solar Payback hay 4 productores de Fresnel Lineal. En la base de datos de plantas SHIP [3] hay registrados 15 proyectos en operación al 2023. En 7 de ellos el fluido de trabajo es agua, 3 usan vapor directo y en el resto no hay datos.

La integración es hecha en el calentamiento de las líneas de suministro, como inyección de vapor directo en el sistema productivo (hasta 200 °C y 12 Bar) o como fuente caliente para refrigeración por absorción (la mayoría de los casos registrados en la base de datos).

El colector más utilizado en estos casos es el LF-11, producido por “Industrial Solar” de Alemania [54]. Este es un equipo modular de 11 reflectores de 4,06 m de largo y 7,5 m de ancho total (22 m² de reflectores primarios), un único receptor al vacío SCHOTT PTR [41] ubicado a 4 m sobre el nivel del suelo y este tiene reflectores secundarios. La relación de concentración sería entonces de 25 y según consigna el fabricante en sus condiciones de referencia, cada módulo tendría una potencia pico de 12,3 kW comparable al CCP presentado en [44].

Tabla 8 Característica del colector Fresnel Lineal LF-11 de Industrial Solar, según se reporta en DLR y TASK 49 para el área de apertura primaria. Fuente: [3] [53] [54]

	PARÁMETRO	INDUSTRIAL SOLAR LF11
	Área Apertura Primaria [m ²]	22
	Área Absorbedor [m ²]	0,892
	Rel. de Concentración	24
	η_0 [Incidencia en Zenith Solar]	0,635
	$\eta_{0,max}$ [Incidencia a 5° Zenith Solar]	0,663
	a_1 [WK ⁻¹ m ⁻²]	0,0265
	a_2 [WK ⁻² m ⁻²]	0,00043
	Temp Max Operación [°C]	400
	Pres Max. Operación [bar]	120

No se cuenta con el rendimiento ensayado por el mismo laboratorio que para el CCP pero según se encuentra en [53], [54] y [55], las características básicas para este modelo se presentan en la Tabla 8.

Consultando otra fuente de datos para España [56], se tiene que en ese mercado hay 47 proyectos de SHIP, 26 de los cuales usan Fresnel Lineal y 11 son CCP y 4 con Disco parabólico. De esos 47 hay 30 que usan como fluido de trabajo agua sobrecalentada, 8 con aceite térmico, 5 vapor y luego otros.

CURVAS RENDIMIENTO DISCOS vs CCP vs FRESNEL vs TUBOS EVACUADOS

Como se aprecia de las curvas en el Gráfico 10, por encima de los 100 °C las tecnologías con concentración son las que tienen mejores rendimientos térmicos y por encima de los 120 °C es esta última Fresnel lineal la que domina, al menos para los casos considerados.

Para el caso del Fresnel parece razonable que esto suceda, ya que el propio fabricante y los resultados de ensayos lo dan aplicable para temperaturas de hasta 400 °C, muy por encima del rango considerado para este trabajo y procesos industriales de media temperatura.

Con la simulación de un caso particular y de los costos de instalación y operación se podrá determinar si el dominio en los rendimientos también se traduce en los mejores rendimientos económicos que será el resultado de interés.

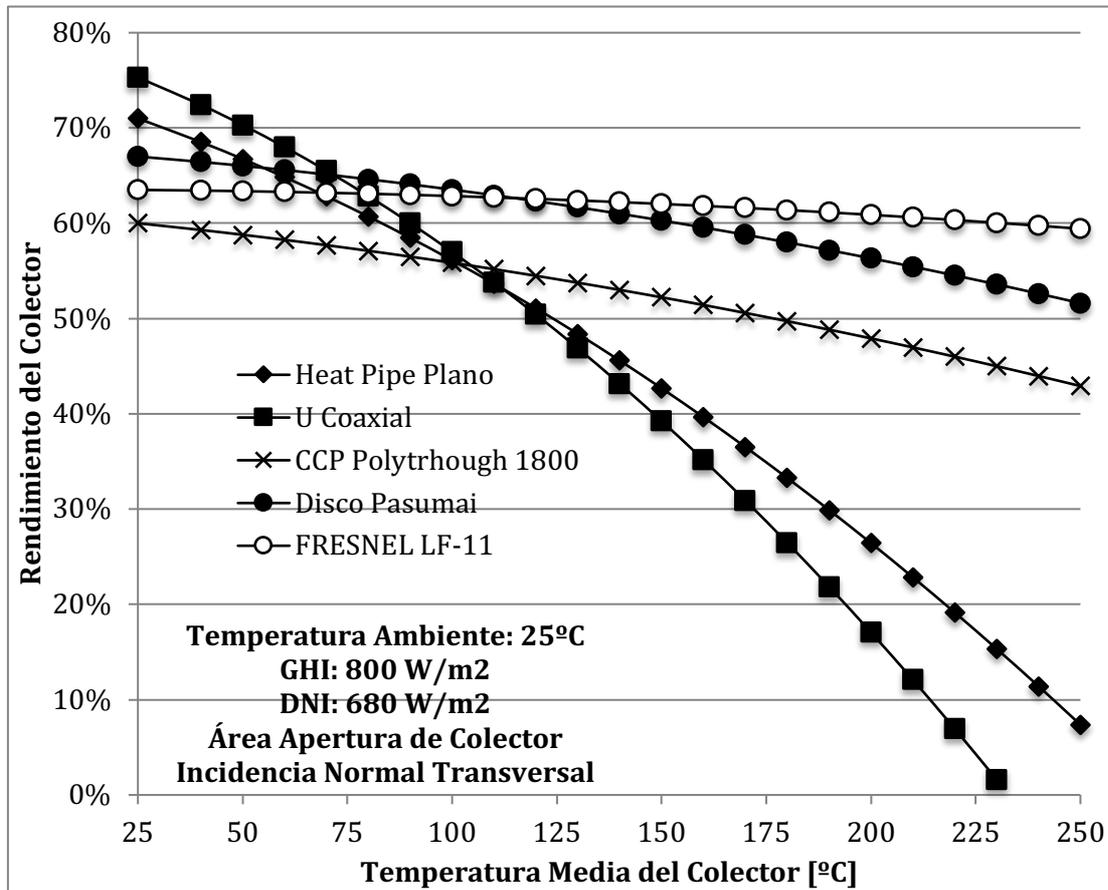


Gráfico 10 Comparativa de curvas de rendimiento de colectores con y sin concentración. Fuente: [30] [32] [44] [51] [54]

2.7. INTEGRACIÓN CON PROCESOS INDUSTRIALES

Dependiendo el servicio que se quiera complementar o suministrar con energía solar, existen distintas formas de vincular los sistemas solares con las plantas industriales y/o procesos llevados a cabo en esas plantas industriales.

Existen dos lugares donde integrar aporte solar térmico a las industrias, uno es del lado del suministro de energía a la planta y el otro es directo en la demanda (procesos); luego existen distintos puntos dentro de estos dos lugares según las características de los sistemas solares disponibles y de los requerimientos de la planta o proceso.

En cualquier caso lo que se intenta lograr usualmente es la maximización de los retornos económicos e interferir lo menos posible con la operativa actual, es decir una tecnología

adecuada que no complique el funcionamiento usual de la industria a la que se le aportará energía solar.

2.7.1. APORTE DIRECTO EN EL SUMINISTRO

Existen 4 lugares donde poder integrar el aporte solar en el suministro de energía, como se aprecia en la Figura 25; estos son en orden ascendente de temperaturas:

- Agua de reposición al circuito del fluido de trabajo [A1].
- En la línea de retorno desde el proceso industrial a la fuente de energía convencional (si existiera) [A3a].
- En el almacenamiento intermedio (si existiera) [A2].
- En la línea principal de alimentación de los procesos (vapor, etc.) [A3b].

Cada punto de integración tiene características distintas (en temperatura por ejemplo) y por ende se podrían seleccionar tecnologías distintas en una misma planta, dependiendo a donde se está aportando energía, sin embargo no es lo que se hace usualmente.

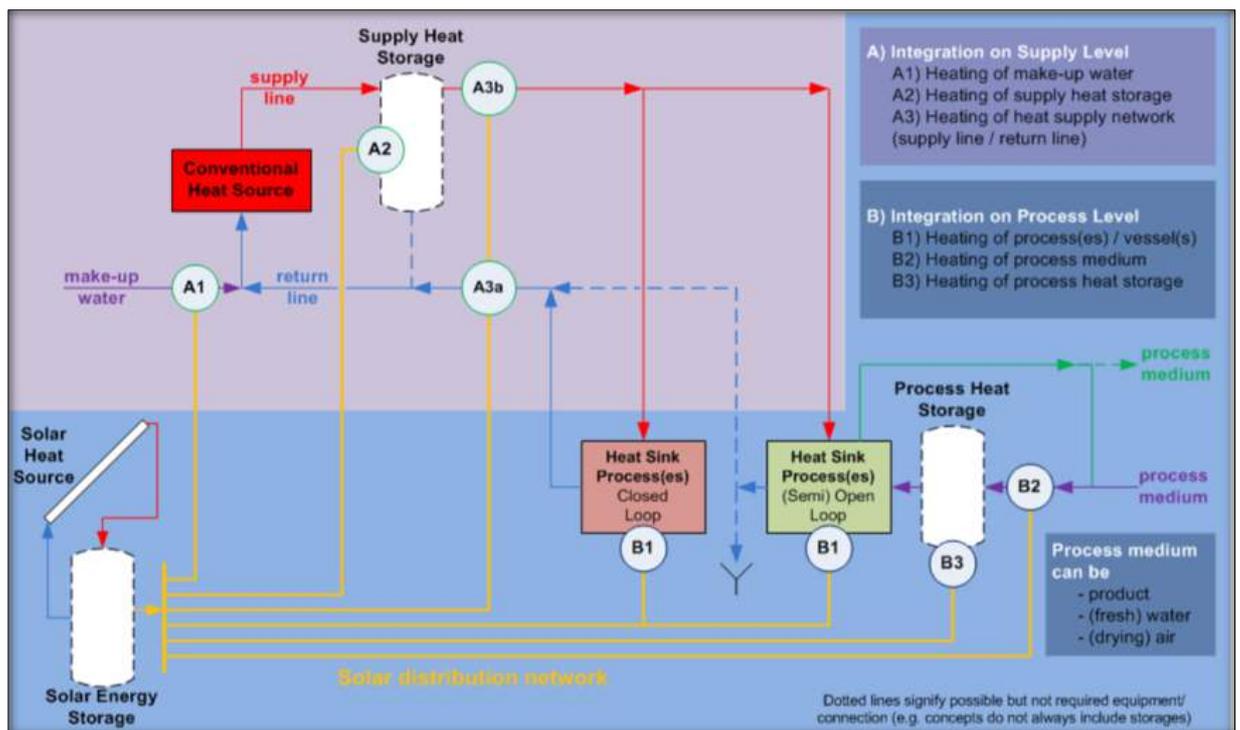


Figura 25 Esquema unifilar para puntos de integración solar en una industria. Con índice A es del lado del suministro y con B en la demanda/proceso. Fuente: [55]

Generar un aporte del lado del suministro garantiza que los procesos actuales se podrán cumplir sin ninguna complicación ni modificación mayor, ya que se mantendrá la fuente actual que puede alimentar toda la demanda en caso de falta de energía solar o falla del sistema.

Sería la integración que menos complicaciones impone aunque puede no ser la de mejor rendimiento final por tener etapas intermedias de intercambio térmico antes de llegar al proceso concreto.

Por ejemplo la integración de aporte solar donde el sistema genere vapor a la temperatura requerida es tan sencillo como conectar una cañería en algún bocal disponible de un distribuidor de vapor existente. Para corrientes de agua caliente o aceite sería realizado en forma similar.

2.7.2. APOORTE DIRECTO EN LA DEMANDA

Aquí se identifican 3 posibles puntos de integración del aporte solar y son:

- Intercambiadores directamente en el proceso [B1].
- En el almacenamiento intermedio (si existiera o se puede integrar fácilmente) [B3].
- En el fluido calo portador para el proceso [B2]
 - Puede ser el mismo producto a calentar o materias primas del proceso o un fluido de intercambio, agua, aire, etc.

La integración del lado de la demanda no siempre es tan sencilla como se puede dar del lado del suministro, porque requiere algunas modificaciones.

Para poder hacer un aporte directo en el proceso [B1] es necesario que los equipos puedan ser modificados para recibir un flujo adicional desde el sistema solar, por ejemplo un tanque encamisado o con serpentín de intercambio interior. Es posible que no exista un tanque acumulador de caliente [B3] para el proceso y eso implicará instalarlo aunque algo similar ocurre si debemos inyectar vapor (siempre que el sistema solar no genere vapor directamente). Para realizar un aporte en el medio para el proceso [B2] si fuese directamente al producto o a las materias primas, se deberá hacerlo a través de un intercambiador nuevo.

3. DEMANDA TÉRMICA INDUSTRIAL EN URUGUAY

La intención de este capítulo es evaluar cómo se utiliza la energía térmica en el Uruguay con el objetivo de identificar potenciales áreas o sub sectores industriales donde una planta solar para calor de proceso tenga sentido al menos desde el punto de vista tecnológico.

No se pretende hacer un análisis exhaustivo de los usos o de la industria en general, tampoco se requiere trabajar con los valores más actualizados que se puedan conseguir, ya que se busca identificar un marco sobre el cual luego profundizar en algunos casos concretos de donde se puedan conseguir datos reales de las demandas térmicas.

Con este objetivo se usan los datos de la Dirección Nacional de Energía (DNE), que realiza encuestas nacionales periódicas y específicamente en la industria para determinar cuáles son los consumos energéticos y sus evoluciones en el tiempo; además de realizar los balances energéticos nacionales.

De estos se tomarán los resultados publicados en informes de varios años, ya que hay información valiosa publicada en algunos años y en otros no.

En la publicación del año 2009 [57] sobre la encuesta del año 2006, se presentaron valores muy interesantes entre los cuales están los rendimientos de utilización de las fuentes según su uso (generación de vapor, calor directo, fuerza motriz, etc.) que serán necesarios al momento de querer calcular los beneficios de aplicar energía solar al proceso productivo. En el año 2020 se volvieron a publicar datos con muchos detalles sobre el consumo y uso de energía por el sector industrial correspondientes al año 2016.

Usos	GN	LE	RB	CM	SG	GP	NF	KE	DO	GO	Fuel Oil	RP	CQ	EE	Total
Iluminación														7.646	7.646
Generación de Vapor	19.789	104.036	33.839		1.481	178			118	342	53.875			64	213.720
Cogeneración de Vapor	5.743	9.289	20.512								1.419				36.963
Otras Calderas	2.612	8.647	82		135	38				365	3.809			134	15.824
Calor Directo	37.668	30.652	10.888	1.231	279	2.055			16	1.858	23.995	28.179	890	6.310	144.022
Fuerza Motriz		89	164							0				100.333	100.587
Frío de Proceso														27.753	27.753
Transporte Interno					204	330	81		78	7.487				1.157	9.337
Electroquímicos														4.806	4.806
Usos No Productivos	381	10			1.356	1.769	18		3	32	1			1.847	5.416
Total	66.193	152.723	65.485	1.231	3.454	4.370	99		215	10.085	83.100	28.179	890	150.050	566.074

Figura 26: Consumo neto de energía según uso y fuente. Cuadro 5.1.1. en la publicación original: Fuente [57]. Siglas: GN – Gas Natural / LE – Leña / RB – Residuos Biomasa / CM – Carbón mineral /SG – Supergas / GP – Gas propano / NF – Nafta / KE – Keroseno / DO – Diesel Oil / GO – Gasoil / RP – Residuos de petróleo / CQ – Coque / EE- Energía Eléctrica

Con estos últimos se harán verificaciones sobre las hipótesis hechas a partir de los datos del 2006, pero sin entrar en un análisis detallado, ya que el resultado final de este trabajo no se invalida si los datos de la industria no fueran los más actualizados.

En los últimos lustros han comenzado a operar 3 mega plantas de procesamiento de celulosa, que alteraron la matriz de consumo que tenía el Uruguay, modificando los % de usos en la actualidad.

El consumo neto global de la industria en el año 2006 ascendía a 566.074 Tep⁴ o equivalente a 6,6 TWh/año. Esto representaba un 23 % del consumo neto del Uruguay para el 2006. Los datos por uso y fuentes para el 2006, se aprecian en la Figura 26.

En el Gráfico 11 se muestra la participación por sector de la industria en el consumo neto de energía de Uruguay, se profundizará sobre ellos más adelante cuando se estudien las utilizaciones.

Calor directo (CD) y generación de vapor (GV) parecerían ser los usos térmicos más razonables para los cuales se puede incorporar energía solar térmica en forma más económica, aunque se puede incluir también la cogeneración de vapor (COG), otras calderas (OC) o incluso

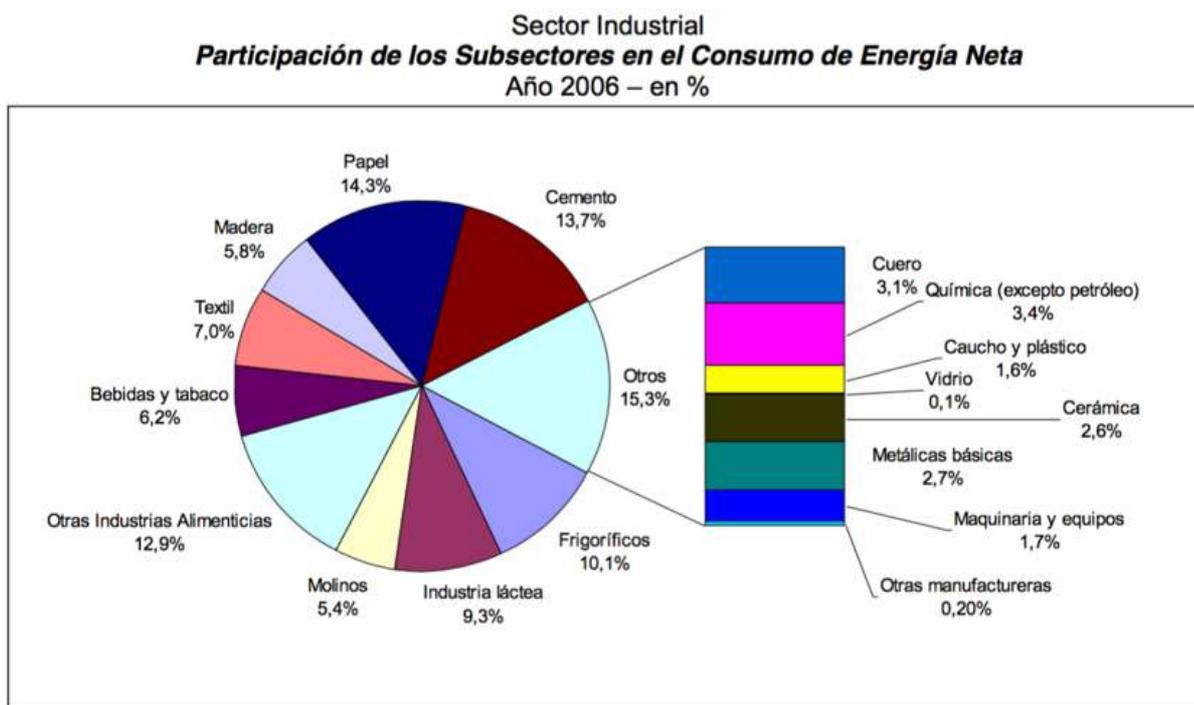


Gráfico 11 Participación del consumo neto de energía industrial por sub sector. Gráfico 5.2.1 en la publicación original. Fuente: [57].

⁴ 1 Tep (Tonelada equivalente de petróleo) = 11,63 MWh

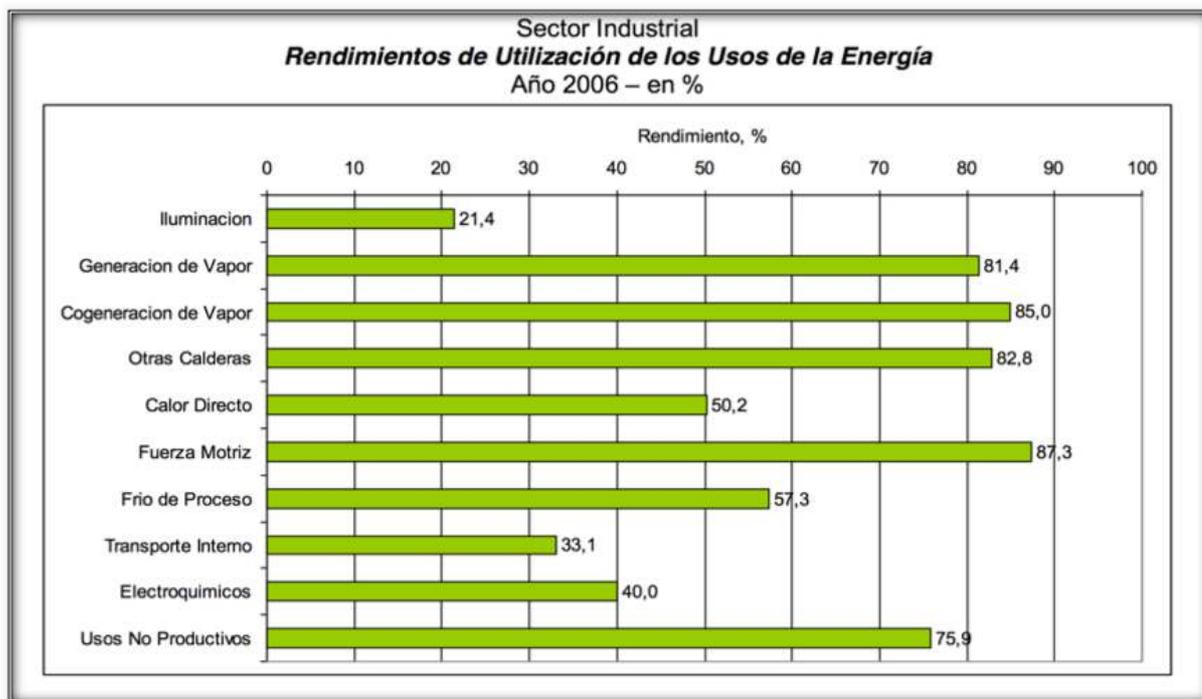


Figura 27: Rendimientos promedios según uso. Fuente: [57].

frio de proceso (FP) mediante un ciclo de absorción o adsorción, pero requiere otros componentes importantes que escapan del alcance que se da para este trabajo. La participación de los usos para CD y GV representan en el consumo neto total de la industria (año 2006) un 63,2 % o 357.742 Tep/año (4,1 TWh/año), ver Figura 26.

En la Figura 27 se aprecia que el rendimiento promedio para uso como CD es de un 50,2 % lo que sugiere que en esta aplicación sería interesante el uso de energía solar por lo bajo del aprovechamiento de las fuentes actuales, así también como para generación de vapor, aunque aquí los rendimientos son considerablemente mejores llegando en promedio al 81,4 %.

En el informe también se hace un desglose de estos mismos rendimientos según la fuente y son estos valores más interesantes aún, ya que es posible a partir de ellos verificar cuáles serían los usos con menor rendimiento y además más onerosos por el costo de la fuente a desplazar con energía solar.

La Figura 28 muestra los rendimientos promedios por uso final y por fuente de energía, se desprende que para los dos usos anteriormente indicados, calor directo (CD) y generación de vapor (GV), los resultados más pobres se logran utilizando residuos de biomasa (RB) con 42,2 % para CD y supergás (SG) con 80,0 % para la GV respectivamente. Sin embargo el rango de valores con otras fuentes es pequeño, salvo un valor para CD con Diesel Oil (DO) que asciende a 80,0 %; siendo los rangos (sin ese valor de DO) para CD de 42,2 % a 64,2 % y de 80,0 % a 90 % para GV.

Se considera razonable a priori, por los costos tendenciales en Uruguay de las fuentes energéticas, concentrarse en las de origen fósil y la energía eléctrica (EE) ya que es esperable que sustituir parte de estos resultaría en mejores indicadores económicos de la inversión.

Cabe mencionar que la leña tiene una participación muy grande y deberá estudiarse luego si económicamente es viable la incorporación de energía solar si esa es la fuente de energía primaria en la planta o industria de interés.

3.1. USO PARA CALOR DIRECTO (Datos de 2006)

El consumo de energía neto anual en 2006 para calor directo es de 144,0 kTep (1.670 GWh), lo que representa un 25,4 % del consumo global de la industria en el año 2006. El desglose por sub sector se presenta en la Figura 29.

La encuesta [57] definió cinco tipos de hornos según los procesos que se desarrollan en ellos, calentamiento, cocción, fusión, secado y tratamiento térmico. Se estima la existencia de unos 9.000 equipos para uso de calor directo y la antigüedad promedio estimada de estos equipos son 14 años.

El consumo estimado para cada tipo de horno es de:

- Secado: 31 % (44,6 kTep)
- Cocción: 24 % (34,6 kTep)
- Fusión: 4 % (5,8 kTep)
- Calentamiento: 3 % (10 kTep)
- Tratamiento térmico: 2 % (2,9 kTep)
- Otros procesos: 1 % (1,4 kTep)
- Sin Datos: 34 % (49 kTep)

Sector Industrial
Rendimientos de Utilización por Fuentes y Usos
Año 2006 – en Tep

Usos	GN	LE	RB	CM	SG	GP	NF	KE	DO	GO	FO	RP	CQ	EE	Total
Iluminación														21,4	21,4
Generación de Vapor	81,2	80,9	82,1		80,0	85,2			84,0	80,5	81,9			90,0	81,4
Cogeneración de Vapor	85,0	85,0	85,0								85,0				85,0
Otras Calderas	85,0	80,7	85,0		85,0	85,0				84,1	85,7			90,0	82,8
Calor Directo	55,7	46,8	42,2	50,0	56,5	64,2			80,0	53,5	43,9	50,0	63,2	65,4	50,2
Fuerza Motriz		80,7	80,7											87,3	87,3
Frio de Proceso														57,3	57,3
Transporte Interno					18,0	18,0	18,0		25,0	26,0				87,7	33,1
Electroquímicos														40,0	40,0
Usos No Productivos	75,0	75,0			74,9	75,0	18,0		75,0	68,7	75,0			78,3	75,9
Total	67,1	74,3	76,4	50,0	72,6	66,1	18,0		62,1	35,2	71,1	50,0	63,2	75,9	71,6

Figura 28: Rendimientos promedio según uso y fuentes. Fuente: [57]. Fe de erratas, las unidades no son Tep, son %

Desafortunadamente no se tienen las temperaturas de operación de los equipos o de sus usos finales y se tendrán que estimar o consultar en otra bibliografía para el modelado de estas demandas más adelante en el estudio.

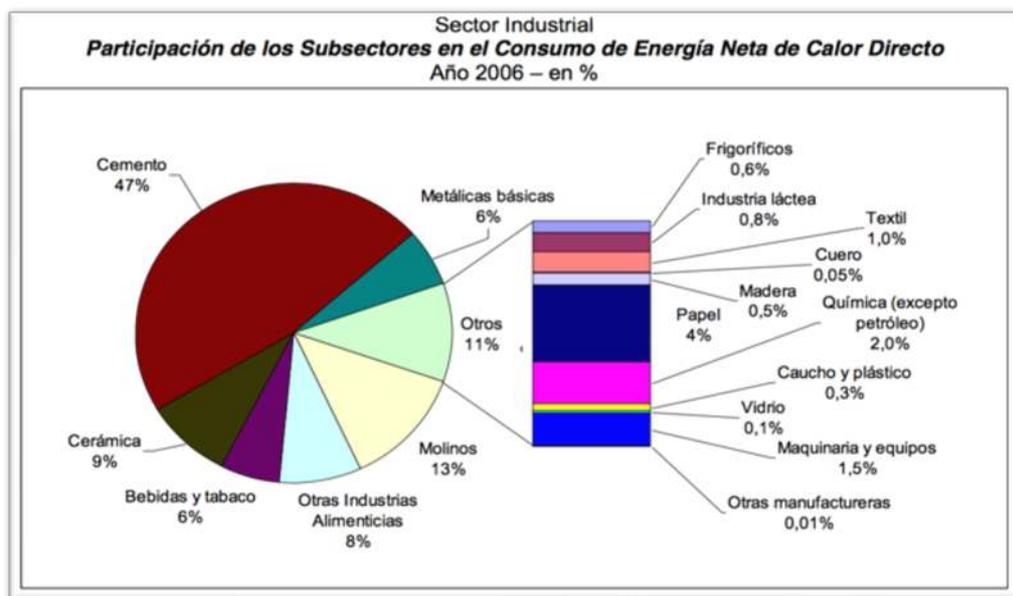


Figura 29: Consumos de los subsectores como uso para Calor Directo (CD). Gráfico 5.3.2. de la publicación original. Fuente: [57]

Para el caso de CD, se relevaron doce fuentes de alimentación, pero tomando en consideración las fuentes fósiles y EE, las relevantes incluyendo sus rendimientos de utilización son:

- Gas natural (GN) rendimiento promedio 55,7 %
- Carbón mineral (CM) rendimiento 50,0 %
- SG rendimiento 56,5 %
- Gas propano (GP) con 64,2 %
- Gas oil (GO) con 53,5 %
- Fuel oil (FO) con 43,9 % (el menor rendimiento de la serie)
- Carbón residual de petróleo (RP) con 50,0 %
- Coque (CQ) con 63,2 %
- EE tiene un rendimiento del 65,4 %

Para dimensionar la demanda térmica es necesario considerar la participación de la fuente en el total y no por el rendimiento, pero este último da una pauta de si es razonable considerarla para estudios más profundos. Dentro del mismo informe del 2006 se presentan las participaciones de las fuentes antes mencionadas con sus respectivas demandas energéticas con sus valores netos.

El universo de combustibles a estudiar es GN, CM, SG, GP, DO, GO, FO, RP, CQ y EE. El consumo de las fuentes fósiles y EE alcanzan los 102.501 Tep/año equivalente al 71,2 % del total para CD y 18,1 % del consumo total de energía neta de la industria Uruguaya.

3.1.1. DETALLES POR SUBSECTOR DE INTERÉS – CALOR DIRECTO

Ya se ha relevado el uso para CD y se ha focalizado en las fuentes fósiles y energía eléctrica, pero resta conocer cuáles son los subsectores de la industria que lo utilizan. Este detalle permitirá conocer cuáles de los 5 tipos de hornos se usan y eso dará información adicional para determinar las temperaturas y demás parámetros operativos. Con las fuentes y subsectores definidos se podrá evaluar la posibilidad de utilizar un aporte solar térmico al proceso productivo.

Cabe destacar que según los resultados de la encuesta, este uso está presente en todos los subsectores de la industria siendo el de mayor participación el del cemento con el 47 % del consumo, como se aprecia en la Figura 29.

Dadas las características operativas de los colectores solares para calor de proceso (SHIP) es necesario concentrarse en los sub sectores que tienen requerimientos de temperatura de entre 100-250 °C para lograr un rendimiento solar adecuado según se desprende del sub capítulo 2.2.

Seleccionando los cuatro sectores de mayor consumo como lo son el cemento, molinos, cerámica y otras industrias alimenticias se alcanza un consumo equivalente al 77,1 % del total para CD, sin embargo en la industria del cemento y cerámica las temperaturas predominantes están muy encima del rango de los sistemas SHIP. Por lo tanto no se pueden descartar los otros subsectores de menor participación en el consumo ya que pueden tener condiciones óptimas para la implementación solar.

MOLINOS – CALOR DIRECTO

Según se describe en los anexos de la propia encuesta, el sub sector molinos nuclea a los que producen harinas, almidón y productos derivados del almidón y los arroceros. El consumo en CD de este sub sector representa el 13 % del uso y un 3,3 % del consumo total de la industria.

Los procesos más destacados en los que se utiliza calor directo son: calentamiento, secado y cocción.

Tomando como ejemplo el caso de los molinos arroceros, el proceso principal que usa calor directo es el secado del arroz paddy hasta la humedad requerida, en general menor al 13 % en peso.

Por otro lado existen otros molinos arroceros que producen arroz parbolizado que agregan otros procesos además del secado del arroz paddy. Aquí el arroz se somete a un baño de agua caliente a 70 °C durante 5 horas para lograr que los nutrientes migren de la superficie y germen al interior del grano. Luego se realiza la gelatinización mediante una cocción parcial (partial boiled – “parboiled”) utilizando vapor a 130 °C y 1 Bar de presión durante 10 minutos, saliendo el grano con 35 % de humedad; luego se pasa a un pre secado hasta lograr una humedad de 17 % y finalmente se lo lleva a un secado para alcanzar 12-13 % de humedad final. Posteriormente se realizan otros procesos mecánicos como descascarado y pulido.

Tanto los procesos de secado como el parbolizado del arroz, caen dentro del rango seleccionado de temperaturas para los sistemas SHIP según el estado del arte actual.

Según los datos de las encuestas actualizadas al 2013, el sub sector molinos ocupa unas 4.300 personas (4 % de la masa trabajadora nacional), producen el 5 % del PBI y existen 174 plantas (el 80 % en la zona este del país) de una superficie promedio de 5.000 m² con un régimen de trabajo de 7 horas diarias por 29 semanas al año (1.421 horas/año).

OTRAS INDUSTRIAS ALIMENTICIAS – CALOR DIRECTO

Las industrias que están nucleadas en este sub sector son muy variadas, según los anexos de la encuesta 2006 algunas de ellas son:

- Elaboración de productos de pescado.
- Elaboración de aceites y grasas.
- Elaboración de alimentos para animales.
- Elaboración de productos de panadería.
- Elaboración de azúcar.

El consumo del sub sector representa el 8 % del total de CD o el 2,0 % del total de la industria. Los datos de la encuesta posterior del año 2013 muestran que este sub sector ocupa al 20 % de la masa laboral (22.300 personas), genera el 14 % del PBI (2.185 Millones de USD) y cuenta con 1.228 plantas de 2.600 m² promedio cada una y presentan un régimen laboral de 9 horas diarias durante 42 semanas al año (2.646 horas/año).

La amplia mayoría de los establecimientos se encuentran en el sur o área metropolitana pero al ser de pequeño porte el consumo de esta mayoría representa el 57 %, mientras que

otro 39 % del consumo se ubica en el norte donde se encuentran grandes emprendimientos vinculados a la producción de azúcar.

Este sub sector es el que presenta mayor consumo global de gas natural y gas propano de la industria, dos combustibles fósiles de alto costo que además son importados.

En cuanto a las temperaturas, como el universo es muy amplio es difícil generalizar y será necesario un estudio en detalle del caso que se quiera evaluar; sin embargo y a modo de ejemplo para la industria del aceite y grasas se tienen procesos dentro del rango de interés.

LOS OTROS SUB SECTORES – CALOR DIRECTO

Quitando la industria del cemento y de la cerámica (56,1 % del consumo para CD o 14,3 % de toda la industria), se presenta la Tabla 9 con los consumos netos según fuente y sub sector para toda la industria.

Así por ejemplo el GN representa el 10,1 % del consumo para CD, la leña un 20,4 %, GO el 1,3 %, FO el 4,1 % y la energía eléctrica otro 4,2 %, las que sumadas alcanzan un 40,1 % del consumo para este uso.

Tabla 9 Consumo neto por fuente y sub sector para calor directo quitando el cemento y la cerámica. Fuente de datos: [57]

INDUSTRIA	GN	LE	RB	CM	SG	GP	DO	GO	FO	RP	CQ	EE	TOTAL [Tep]	% CONSUMO
MOLINOS	-	18.026,0	227,0	-	-	61,0	-	80,0	-	-	-	35,7	18.429,7	12,8
OTRAS ALIMENTICIAS	8.006,0	1.445,0	-	-	125,0	573,0	-	1.257,0	-	-	-	396,0	11.802,0	8,2
BEBIDAS Y TABACO	-	7.962,0	783,0	-	-	-	-	76,0	-	-	-	144,0	8.965,0	6,2
METALICAS BASICAS	1.096,0	-	-	1.231,0	57,7	-	16,1	-	2.092,0	-	836,0	3.468,0	8.796,8	6,1
PAPEL	4.037,0	-	-	-	-	398,0	-	-	555,0	-	-	179,0	5.169,0	3,6
QUIMICA (- PETRO)	-	1.440,0	-	-	-	-	-	-	1.367,0	-	-	26,0	2.833,0	2,0
MAQUINARIA Y EQUIPOS	30,0	449,0	-	-	39,0	39,0	-	327,0	167,0	-	54,0	1.077,0	2.182,0	1,5
TEXTIL	1.201,0	-	-	-	52,0	-	-	99,0	-	-	-	46,0	1.398,0	1,0
LÁCTEA	168,0	-	-	-	-	-	-	-	1.049,0	-	-	0,2	1.217,2	0,8
FRIGORIFICO	-	-	-	-	-	195,0	-	-	660,0	-	-	36,0	891,0	0,6
MADERA	-	-	708,0	-	-	-	-	-	-	-	-	80,0	788,0	0,5
CAUCHO Y PLASTICO	58,0	-	-	-	2,1	-	-	19,0	-	-	-	370,0	449,1	0,3
VIDRIO	-	-	-	-	-	8,7	-	-	16,0	-	-	156,5	181,2	0,1
CUERO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65,0	65,0	0,0
OTRAS INDUSTRIAS	-	-	-	-	2,6	-	-	-	-	-	-	9,8	12,4	0,0
TOTALES [TEP]	14.596,0	29.322,0	1.718,0	1.231,0	278,4	1.274,7	16,1	1.858,0	5.906,0	-	890,0	6.089,2	63.179,4	43,9
% CONSUMO para CD	10,1	20,4	1,2	0,9	0,2	0,9	0,0	1,3	4,1	-	0,6	4,2	43,9	

Para determinar los rangos de temperaturas de estos sub sectores es necesario estudiar caso a caso porque no se puede generalizar y los datos reales son de difícil obtención. No se entrará en más detalle en estos sub sectores.

3.2. USO PARA GENERACIÓN DE VAPOR (Datos de 2006)

En el Gráfico 12 se presentan la distribución del consumo neto para generación de vapor, a diferencia del uso como CD, la participación de los sub sectores cemento y cerámica son irrisorios.

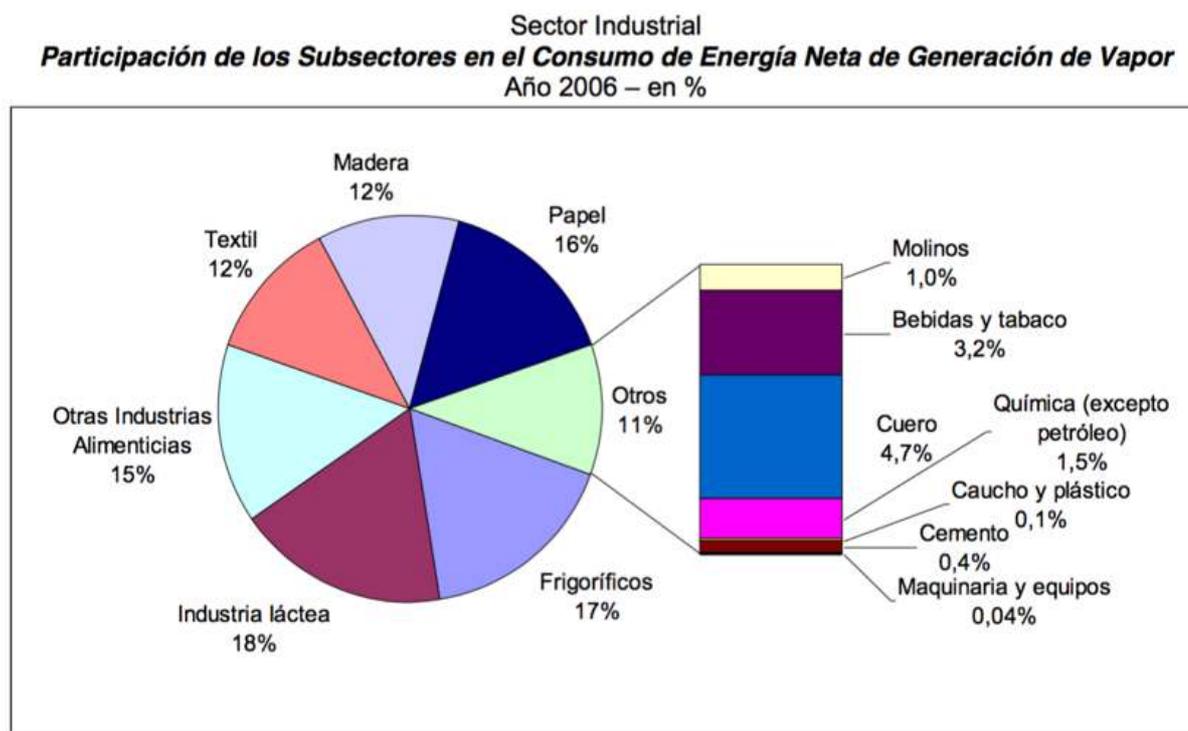


Gráfico 12 Consumo de energía para generación de vapor según sub sector. Gráfico 5.3.1 en la publicación original. Fuente: [57].

Adicionalmente para este uso se cuenta con una fuente adicional de información muy rica, que es el listado de generadores de vapor autorizados por la Unidad de Regulación de Servicios de Energía y Agua (URSEA). Este listado contiene todos los generadores por sub sector, departamento donde está ubicado, capacidad en kg/h, combustible y presión máxima de trabajo autorizada.

Con esta información se puede determinar los detalles de consumo de energía y temperatura del vapor a la salida del equipo, con lo cual la selección de la tecnología solar se podrá hacer de forma más directa al comparar requerimientos del proceso y del estado del arte actual.

El uso industrial para GV consume anualmente 213,7 kTep (2.479 GWh/año) siendo este valor equivalente al 37,6 % del consumo total de la industria del Uruguay en el año 2006.

Se incluyen los generadores de vapor de todas las tipologías (acuo-tubulares y humo-tubulares) y no se diferencian en los resultados por su topología, pero sí lo hacen por la condición de salida del vapor, saturado o sobre calentado.

Según estimó de la encuesta del 2006, el 93 % (198,7 kTep) del consumo para GV se realizó en calderas de vapor saturado y el 7 % (14,9 kTep) restante en calderas de vapor sobre calentado.

Las fuentes primarias de energía relevadas para uso en GV son:

- Gas Natural, rendimiento promedio: 81,2 %.
- Leña, rendimiento promedio: 80,9 %.
- Residuos de biomasa, rendimiento promedio: 82,1 %.
- Supergás, rendimiento promedio: 80 %.
- Gas propano, rendimiento promedio: 85,2 %.
- Diesel Oil, rendimiento promedio: 84 %.
- Gas oil, rendimiento promedio: 80,5 %.
- Fuel oil, rendimiento promedio: 81,9 %.
- Energía eléctrica, rendimiento promedio: 90 %.

En el año 2006 este uso estaba dominado por leña y residuos de biomasa representando el 64,5 % del consumo para GV. A partir del año 2008 con la puesta en marcha de plantas de procesamiento de celulosa, estos valores son aún mayores llegando al 94,6 % para el año 2011 debido al aumento del uso de residuos de biomasa en estos dos emprendimientos.

Recientemente (año 2023) se ha puesto en marcha la tercera mega planta de procesamiento de celulosa, con lo cual los residuos de biomasa refuerzan su posicionamiento; de todos modos por las escalas que manejan y que su fuente principal es un sub producto del propio proceso no parecen ser candidatas para recibir aportes de energía solar.

3.2.1. DETALLES POR SUBSECTOR DE INTERÉS – GENERACION DE VAPOR

Como ya fue indicado, este uso está dominado por los residuos de biomasa y a diferencia del uso para calor directo, aquí los subsectores de cemento y cerámica no se pueden descartar a priori hasta que no se tenga el dato de temperatura del vapor requerido.

En la Tabla 10 se muestran los consumos para GV, según los subsectores y fuentes en el año 2006.

Tabla 10 Consumo por fuentes y sub sector para generación de vapor. Fuente de datos: [57]

INDUSTRIA	GN	LE	RB	SG	GP	DO	GO	FO	EE	TOTAL [Tep]	% CONSUMO
LÁCTEA	6.986	15.971	-	7	-	-	-	15.330	-	38.294	17,9
FRIGORIFICO	5.681	20.295	-	-	-	-	-	9.945	-	35.921	16,8
PAPEL	2.688	25.628	-	-	-	-	-	4.855	-	33.171	15,5
OTRAS ALIMENTICIAS	392	15.133	9.098	-	96	-	268	7.124	-	32.111	15,0
MADERA	-	1.921	23.265	-	-	-	-	300	-	25.486	11,9
TEXTIL	1.397	15.443	-	1.474	-	-	22	7.063	19	25.418	11,9
CUERO	569	5.694	-	1	82	-	-	3.609	-	9.955	4,7
BEBIDAS Y TABACO	1.943	3.118	-	-	-	-	4	1.694	45	6.804	3,2
QUIMICA (- PETRO)	121	-	143	-	-	118	10	2.745	-	3.137	1,5
MOLINOS	-	755	1.332	-	-	-	-	89	-	2.176	1,0
CEMENTO	12	-	-	0	-	-	-	916	-	928	0,4
CAUCHO Y PLASTICO	-	78	-	-	-	-	38	119	-	235	0,1
MAQUINARIA Y EQUIPO	-	-	-	-	-	-	-	85	-	85	0,0
TOTALES [TEP]	19.789,0	104.036,0	33.838,0	1.481,4	178,0	118,0	341,8	53.874,0	64,0	213.720,2	100,0
% CONSUMO TOTAL	9,3	48,7	15,8	0,7	0,1	0,1	0,2	25,2	0,0		100,0

La generación de vapor tiene la particularidad para este trabajo en que el sub sector en principio no tiene mucha importancia, dado que la implementación de un sistema solar térmico lo determinaría la temperatura del vapor por un lado, la fuente de energía actual por otro lado y no el proceso en sí, ya que ese vapor puede ser usado luego en varios procesos dentro de la misma industria.

Los sub sectores con fuentes fósiles que se destacan son: la industria láctea, frigoríficos y otras alimenticias, donde suman 13 kTep de GN (6,1 % del consumo del uso) y 32,4 kTep de FO (15,2 % del consumo del uso).

Para estos subsectores considerando solo GN y FO el consumo asciende a 45,4 kTep que representa un 8 % del consumo del total de la industria Uruguaya, sin embargo el consumo de leña (considerando los mismos sub sectores) alcanza los 51,4 kTep o un 9,1 % del total de la industria; si se consideraran todos los sub sectores que consumen leña para GV se alcanzaría un 18,4 % del total de la industria (104 kTep/año), esto necesariamente obliga que a futuro se deba realizar un estudio con mayor detalle sobre la sustitución de esta fuente por solar térmica.

INDUSTRIA LÁCTEA – GENERACIÓN DE VAPOR

Según el informe de la DNE [58], la industria láctea cuenta con 35 establecimientos de una superficie promedio de 4.500 m² y un régimen de trabajo de 18 horas diarias por 42 semanas al año (5.292 horas/año).

Del listado de generadores de vapor autorizados al año 2017, se determina que existen 93 equipos (15,6 % del total de equipos en la industria), dentro de los cuales hay 34 alimentados por Fuel Oil y uno alimentado por Gas Natural.

La ubicación de estos 35 equipos es predominantemente en el sur del país habiendo solo tres ubicados por encima del Río Negro, de estos últimos dos de ellos pertenecen a “Conaprole” (ambos en el departamento de Rivera) y el otro a “COLEME” en Cerro Largo.

El rango de capacidad nominal de estos 35 equipos, se sitúan entre los 200 kg/h y 10.000 kg/h (no se tiene información sobre 7 de los 35 equipos) y las presiones máximas de trabajo autorizadas (PMTA) se sitúan entre 5,3 kgf/cm² y 21 kgf/cm².

Suponiendo a priori que todos ellos operan con vapor saturado, sus temperaturas de operación serían de 154 °C y 215 °C, que caen bien dentro del rango para sistemas SHIP; tendiendo hacia los sistemas de concentración para lograr mejores rendimientos energéticos.

FRIGORÍFICOS – GENERACIÓN DE VAPOR

Según el informe de la DNE [58], los frigoríficos tienen 120 plantas en operación con una superficie promedio de 10.400 m² y un régimen de trabajo de 10 horas diarias durante 47 semanas al año (3.290 horas/año).

En estos establecimientos es donde se da el mayor consumo de leña de la industria siendo la fuente preferida para generación de vapor. La energía eléctrica ocupa el segundo lugar dentro de las fuentes utilizadas por el sub sector y se destina principalmente para las cámaras de frigoríficas, un uso no sustituible por energía solar térmica a no ser que se integre tecnología de refrigeración por absorción.

Dentro de todos los generadores de vapor autorizados al 2017, se identifican 102 equipos en el sub sector (17,1 % en cantidad de equipos de la industria), 32 de estos equipos operan con Fuel Oil mientras que otros tres son alimentados con Gas Natural, 61 con leña y el resto con otros combustibles.

Al igual que en el caso de la industria láctea, estos 35 equipos (de FO y GN) se encuentran principalmente en el sur del país, con tres en el norte, de estos últimos dos consumen Fuel Oil y uno con Gas Natural.

Las capacidades de estos equipos van desde los 300 kg/h hasta 10.000 kg/h y no se tienen datos para siete de ellos. Las PMTA van desde los 5,5 kgf/cm² hasta los 12,9 kgf/cm² es decir que con vapor saturado las temperaturas de salida se ubican entre los 155,5 °C y 191,3 °C. Nuevamente estas temperaturas se ubican dentro del rango aplicable de los sistemas SHIP y también con tendencia a los sistemas con concentración.

OTRAS INDUSTRIAS ALIMENTICIAS – GENERACIÓN DE VAPOR

Los datos en el informe de la DNE [58] revelan que este sector es el que tiene más empresas y personal ocupado de toda la industria, siendo en su mayoría pequeñas, ocupando en promedio a 18 personas. La amplia mayoría se encuentra en la región metropolitana o sur consumiendo un total del 57 % de la energía del sub sector; en el norte se encuentran algunos grandes establecimientos vinculados a la industria azucarera.

Se encontraron 1.228 establecimientos de 2.600 m² de área promedio con turnos de trabajo de 9 horas diarias durante 42 semanas al año (2.646 horas/año). Los usos principales de este sub sector son el calor directo y la generación de vapor, pero el sub sector tiene otra particularidad y es que la mitad de todos los equipos de frío de la industria se encuentran aquí, en general son de baja potencia.

También tiene la particularidad de ser el mayor consumidor de Gas Natural y Propano de toda la industria, debido a la gran cantidad de plantas en el sur del país (zona de influencia del gasoducto Cruz de Sur el más importante del país).

En este sub sector hay habilitados hasta el 2017, 43 generadores de vapor que se reducen a catorce con Fuel Oil, 4 de Gas Natural, 4 de GLP, 2 de GO y 13 de leña; la gran mayoría de ellos en el sur del país principalmente en Montevideo (salvo algunos con leña). Los rangos de capacidad van desde 235 kg/h a 15.000 kg/h (sin datos para 2 equipos con Fuel Oil) y PMTA desde 2 kgf/cm² hasta 13 kgf/cm².

Las temperaturas de operación de vapor saturado van desde 120,2 °C a 191,6 °C; estando dentro del rango de plantas SHIP como en los otros casos. Aquí hay temperaturas que se pueden atender con equipos de tubos al vacío o de baja concentración.

3.3. ACTUALIZACION DEL CONSUMO DE LA INDUSTRIA URUGUAYA

Se comentó que en el año 2020 [59] se volvieron a publicar datos detallados del consumo de la industria y aun siendo con datos del 2016, estos representan una década de cambios en la matriz uruguaya. La publicación del MIEM tiene además la posibilidad de filtrar los valores descontando el consumo de las plantas de celulosa que distorsionaron la matriz industrial.

El Gráfico 13 muestra la evolución del consumo industrial entre 2006 y 2021, estos valores incluyen a las plantas de procesamiento de celulosa.

- 2006 – Consumo neto sector Industria: 566,1 kTep (23 % del consumo Uruguayo)
 - Consumo neto Calor Directo en la industria: 144,0 kTep (25 % de la industria).
 - Consumo neto Generación de Vapor en la industria: 213,7 kTep (37,8 % de la industria).
- 2007 – Consumo neto sector Industria: 612 kTep
 - Variación industria interanual: 8,12 %
- 2008 – Consumo neto sector Industria: 1.020 kTep
 - Variación industria interanual: 66,7 %
 - *Este aumento muy por encima del anterior es debido al comienzo de operación de una mega planta de Celulosa.*
 - *El sector industrial pasa a ser el de mayor consumo del Uruguay.*
- 2009 – Consumo neto sector Industria: 1.087 kTep
 - Variación industria interanual: 6,6 %
- 2010 – Consumo neto sector Industria: 1.220 kTep
 - Variación industria interanual: 12,2 %
- 2011 – Consumo neto Industria: 1.253 kTep (34,4 % del Uruguay)
 - Consumo neto Calor Directo: 216,7 kTep (17,3 % de la industria)
 - Consumo neto Generación Vapor: 815,7 kTep (65,1 % de la industria)
 - La participación de RB y LE ahora es del 94,6 % frente al 64,5 % del año 2006, esto debido al ingreso de la planta de celulosa.
 - Variación industria interanual: 2,7 %
- 2012 – Consumo neto Industria: 1.257 kTep
 - Variación industria interanual: 0,3 %
- 2013 – Consumo neto Industria: 1.341 kTep
 - Variación industria interanual: 6,7 %
- 2014 – Consumo neto Industria: 1.589 kTep (39 % del total país)
 - Variación industria interanual: 18,5 %
 - *Se pone en marcha la segunda mega planta de procesamiento de pasta de Celulosa.*
- 2015 – Consumo neto Industria: 1.853 kTep (42 % del total país)
 - Variación industria interanual: 16,6 %
 - *La segunda planta de celulosa llega a régimen nominal afectando también el aumento inter anual.*
- 2016 – Consumo neto Industria: 1.950 kTep (41,6 % del total país)
 - Variación industria interanual: 5,2 %
- 2017 – Consumo neto Industria: 1.988 kTep (42,9 % del total país)

- Variación industria interanual: 1,9 %
- 2018 – Consumo neto Industria: 2.019 kTep (42,2 % del total país)
 - Variación industria interanual: 1,6 %
- 2019 – Consumo neto Industria: 2.031 kTep (42,1 % del total país)
 - Variación industria interanual: 0,6 %
- 2020 – Consumo neto Industria: 2.030 kTep (43,2 % del total país)
 - Variación industria interanual: 0 %
- 2021– Consumo neto Industria: 2.100 kTep (42,7 % del total país)
 - Variación industria interanual: 3,4 %

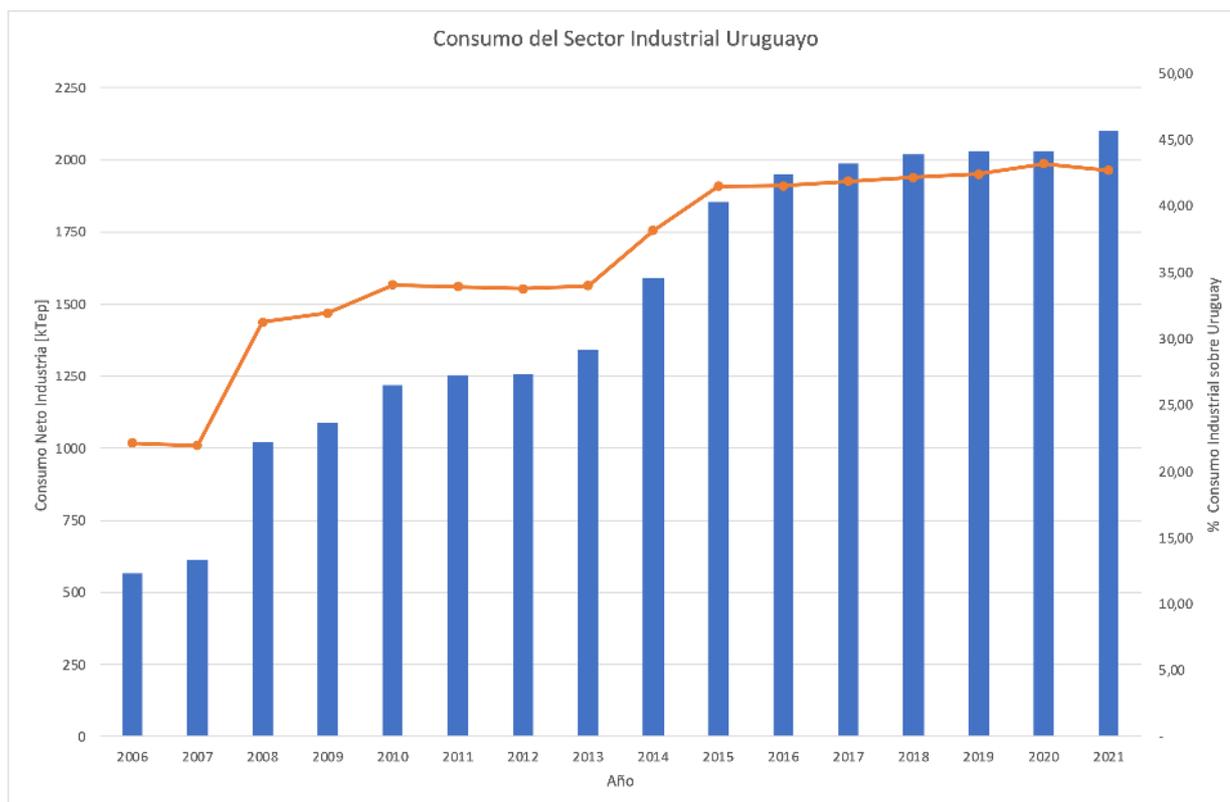


Gráfico 13 Consumo neto industrial en el Uruguay. Barras en eje izq. kTep anuales, línea eje derecho % del consumo vs consumo del Uruguay.

Se aprecia del Gráfico 13 (que resume los datos de consumo industrial) que la demanda del Uruguay representa poco menos de la mitad de la demanda neta total del país y este % es un poco mayor al de las estadísticas globales, como las que publica IEA en el World Energy Outlook [60]. Este es un indicador adicional que para el Uruguay es interesante el rubro industrial para estudiar la incorporación de solar térmica.

En el 2021, las fuentes fósiles proveían el 12 % del consumo industrial, la fuente más utilizada son los residuos de biomasa con el 64 % (mayoritariamente por las plantas de

procesamiento de celulosa), seguida de la leña y carbón vegetal con el 8 %. Las fuentes fósiles proveían 252 kTep (2,93 TWh) a la industria en el 2021.

Tabla 11 Valores de consumo de energía neta (Tep) por uso y fuentes de la industria uruguaya descontando las plantas de celulosa para el año 2016. Fuente: MIEM

Sin plantas de celulosa															
Energía Neta (tep)															
Uso/Fuente	Gas Natural	Leña	Residuos de Biomasa	Solar Térmica	Supergás	Gas Propano	Gasolina	Queroseno	Gas Oil	Fuel Oil	Coque de Petróleo	Coque de Carbón	Electricidad	Otros	Total
Calor Directo	9.201,9	31.530,5	6.780,5	0,0	3.855,2	4.330,9	0,0	887,7	5.207,6	15.024,1	54.666,5	328,8	10.588,3	0,0	142.402,1
Cogeneración de Vapor	0,0	516,8	87.906,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	1.591,4	90.016,3
Procesos Electroquímicos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.901,4	0,0	3.901,4
Frío de Proceso	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26.588,3	0,0	26.588,3
Fuerza Motriz	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	12,0	0,0	0,0	0,0	95.981,9	3.937,0	99.931,7
Generación de Vapor	1.351,2	123.229,1	21.281,0	0,0	610,4	708,0	0,0	0,0	92,8	35.220,1	0,0	0,0	338,5	0,0	182.831,1
Iluminación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.559,7	0,0	6.559,7
Otros Equipos de Calor	2.890,0	11.742,9	20.319,6	116,1	40,6	115,1	0,0	0,0	978,2	8.975,6	0,0	0,0	412,5	0,0	45.590,4
Transporte Interno	0,0	0,0	0,0	0,0	399,6	343,4	98,0	0,0	8.689,5	0,0	0,0	0,0	2.302,8	0,0	11.833,3
Usos No Productivos	55,3	9,2	7.669,5	101,1	402,2	24,3	2,0	20,5	84,8	7,2	0,0	0,0	8.058,1	0,0	16.434,3
Total	13.498,4	167.028,5	143.957,2	217,2	5.307,9	5.521,6	100,8	908,2	15.066,3	59.227,2	54.666,5	328,8	154.731,5	5.528,5	626.088,7

En 2023 empezó a funcionar una tercera mega planta de celulosa que altera nuevamente los datos anteriores, pero aún no se tienen datos oficiales actualizados para poder incluir en el análisis.

Por otro lado se puede obtener de los datos 2020 que las plantas de celulosa al 2016 consumían un 61,1 % del total, es decir que la industria “típica” del Uruguay consumía 626,1 kTep (7,3 TWh) equivalente a un 38,9 %. Esto sería un incremento en el consumo del 10,6 % en 10 años sin considerar a las plantas de celulosa.

En estos datos actualizados (Tabla 11) los usos para CD y GV sin las plantas de celulosa (tal como era la industria en el 2006) representan el 52 % del consumo de energía neta; es decir que representan más de la mitad del consumo industrial (sin celulosa) del 2016. La suma de ambos usos alcanza 325 kTep mientras que en el 2006 era de 357,7 kTep, lo que equivale a una reducción del 10 % aproximadamente.

Las fuentes fósiles de estos 2 usos alcanzan un total de 131,2 kTep que es un 40 % del total de energía neta de esos usos y un 21 % del total de la industria uruguaya sin plantas de celulosa; por lo tanto se puede concluir que la selección de fuentes y usos hechas sobre los datos del 2006 siguen siendo de relevancia al 2016.

3.3.1. VARIACION DEL CONSUMO POR SUBSECTOR DE INTERÉS

Los sub sectores de mayor interés según la discusión previa con datos del 2006 serían molinos, lácteos, frigoríficos, otras alimenticias entre las más destacables (los otros sub

sectores son muy variados como para mencionarlos todos pero queda la posibilidad de estudiar casos concretos posteriormente), debido a los usos que se realizan en esas industrias, las fuentes de alimentación y sus características operativas.

En los datos del 2016 estos 4 sub sectores de la industria consumían el 44,5 % de la industria (sin celulosa) que son 278 kTep sobre el total del consumo de la industria de 626,1 kTep. Estos sub sectores consumían de fuentes fósiles 56,6 kTep, que dentro de ellos representa el 20,4 % y sobre el total global de la industria es 9 % (pero 36,6 % del consumo de fósiles de toda la industria sin celulosa). Estos valores junto con el de los usos (CD y GV), vuelven a validar las selecciones realizadas sobre los datos del 2006.

MOLINOS

Los valores presentados del 2006 para este sub sector equivalían al 5,4 % del consumo total de la industria (30,6 kTep/año) y el uso para CD representaba un 60,2 % de ese valor (18,4 kTep/año), para GV era de 7,1 % (2,2 kTep/año).

En los datos del 2016, el sub sector consumía 63,7 kTep y representa un 3,3 % del total de la industria o 5,5 % sin las plantas de celulosa, en el período de 10 años no tuvo un aumento en la participación industrial. Calor Directo era responsable del 38,2 % del consumo del sub sector y generación de vapor del 32 %. El consumo del período evaluado aumentó un 91,8 % respecto al valor de base del 2006.

Los residuos de biomasa que eran solo el 5,3% en el 2006 fueron aumentando su participación y al 2022 son el 62,4 % de las fuentes, mientras que los fósiles tuvieron algunas variaciones y el total de ellos alcanzaba 1,2 kTep (13,9 GWh) apenas un 1,2 % del sub sector.

INDUSTRIA LÁCTEA

El consumo de la industria láctea representaba en el año 2006, el 9,2 % del total de la industria (52,2 kTep/año) y al 2022 su participación en el total de la industria es del 3,9 %. Descontando las plantas de celulosa en los datos del 2016 la participación era del 10,7 % lo que representa un aumento frente al dato base del 2006.

En los datos base del 2006, los fósiles representaban un 48 % del consumo, la leña proveía el 30,6% y los residuos de biomasa eran 0. Recién a partir del año 2021 es que se incorporan como fuente los residuos de biomasa y para el 2022 representan el 26,5 % del consumo del sub sector. En este año los fósiles redujeron su participación hasta un 20,3 % desde el 48 % inicial, el gas natural desaparece como fuente en el 2019.

En el 2016 el uso para CD en el sub sector representaba un 1,39 % y en generación de vapor se consumía el 69 % del total.

El global del sub sector aumentó en forma constante desde el 2019 y se sitúa en el 2022 con un acumulado del 51,8 % contra el dato base del 2006.

INDUSTRIA FRIGORÍFICA

Se calcula que el sub sector frigorífico consumió en el 2006 un 10,2 % del total (57,9 kTep/año). Del mismo modo que para los lácteos, la participación porcentual se ha visto reducida por el ingreso de las plantas de celulosa hasta un 3,9 % en el 2022, sin embargo usando los datos del 2016 y descontando las plantas de celulosa, la participación fue de 12,2 % en la industria.

En el 2016 se consumía un 1,5 % para calor directo y un 62,2 % para generación de vapor y en ese momento las fuentes fósiles eran el 7,4 % del total, ahora en el 2022 representan un 4,6 % del total de las fuentes.

Desde el 2014 en adelante los residuos de biomasa comienzan a proveer energía al sub sector, pero la leña siempre fue el energético preferido, en el 2006 y 2016 era el sub sector que más leña consumía en toda la industria.

OTRAS INDUSTRIAS ALIMENTICIAS

La participación en el consumo industrial que alcanzó el 12,9 % en el 2006, ha disminuido llegando al 4,3 % para el 2022. Usando los datos del 2016 descontando las plantas de celulosa el sub sector consume un 16 % de la industria.

En el 2016 era el sub sector de mayor consumo del país, pero tiene una variedad muy amplia de ramos asociados. De estos mismos datos se calcula que un 29 % se destinaba a calor directo y un 16,7 % de todo el consumo para generación de vapor.

El sub sector ha tenido variaciones en ambos sentidos pero el acumulado desde el 2006 hasta el 2022 se sitúa en un aumento acumulado del 19,1 %.

Los energéticos preferidos son los residuos de biomasa (incluido el bagazo de caña, único sub sector donde se usa) y la leña. Como ya se indicó es el mayor consumidor de gas natural y propano de la industria. Al año 2022 los fósiles proveen un 13,9 % de la energía, mientras que en el 2006 eran el 26,1 %; en el 2022 los RB y la LE proveían el 62,8 % al sub sector.

3.4. ANÁLISIS PARA SELECCIÓN DE UN CASO DE ESTUDIO

Luego del análisis sobre la demanda energética industrial en el Uruguay y su variación temporal, se seleccionaron como de interés los sub sectores **lácteos, frigoríficos y otras alimenticias**. Los molinos se descartan por tener una participación muy pequeña de fuentes fósiles (1,2 %).

Por otro lado, “otras alimenticias” tiene una infinidad de ramos integrados y como se mencionó no se puede generalizar; llegado el momento se seleccionará un/os caso/s particular/es que pueda/n llegar a ser representativo/s del sub sector.

Combinando esto con el relevamiento del estado del arte y considerando el desarrollo comercial, se recoge que entre los usos para calor directo y generación de vapor, es este último el más extendido y por lo tanto se intentará conseguir generación de vapor solar.

Para los 3 sub sectores seleccionados, se resumen los rangos de temperatura y presión de vapor saturado de sus equipos actuales de generación de vapor, que se muestran en la Tabla 12.

Tabla 12 Temperaturas y presiones nominales mínimas y máximas para los sub sectores seleccionados según demanda.

SUB SECTOR	TEMP. MIN VAPOR SATURADO [°C]	TEMP. MAX VAPOR SATURADO [°C]	PRESIÓN MANOMÉTRICA MÍNIMA [kgf/cm ²]	PRESIÓN MANOM. MÁXIMA [kgf/cm ²]
LÁCTEOS	154,0	215,0	5,3	21,0
FRIGORÍFICOS	155,5	191,3	5,5	12,9
OTRAS ALIM.	120,2	191,6	2,0	13,0

No se tienen aún los detalles sobre los procesos internos de estos sub sectores, que sería posible de determinar luego de seleccionar un caso particular. Con esto se podrá establecer si lo más adecuado es entregar energía solar térmica del lado del suministro o de la demanda pudiendo aprovechar alguna eficiencia adicional que mejore el rendimiento económico si se hace directamente en el proceso.

Del estado del arte se puede determinar que para integrar energía solar térmica del lado del suministro en estos sub sectores (con la información ahora disponible) con temperaturas requeridas de 120 a 215 °C, lo más indicado es recurrir a sistemas con concentración. Se mencionó que hay algunos desarrollos de placa plana que podrían cumplir con el servicio pero

está más extendido el uso de concentradores que será la tecnología a evaluar a partir de este momento.

Dentro de las tecnologías con concentración, las que son de interés son:

- a. CPC - sin formación de imagen.
- b. Cilindro Parabólico Lineales (CCP) - con formación de imagen.
- c. Fresnel Lineal – Con formación de imagen.

Estas 3 tecnologías tienen desarrollos comerciales relevantes y sus rangos de temperaturas de operación son adecuados. Las que no tienen concentración están más extendidas comercialmente pero no se llega a rendimientos adecuados con los rangos de temperaturas de los sub sectores seleccionados. En cambio los discos parabólicos tienen desarrollo comercial pero sus temperaturas utilizables son mucho más altas y por eso se dejan de lado.

4. ESTUDIO DE UN CASO MODELO

En este trabajo se intenta modelar el comportamiento de una instalación solar proveyendo vapor en una instalación industrial. Para esto, es necesario contar con datos de producción de vapor, o consumo energético para tal fin, con el mayor detalle posible, de forma de poder construir un "perfil de demanda" horario para un año.

Si bien en las industrias uruguayas aún no está tan extendida la práctica de medir en forma rigurosa los usos de los energéticos en sus procesos (sí a través del costo incurrido por su consumo, a nivel mensual), existen algunos casos en que sí se tiene dicha información. Tal es el caso de la empresa Grinsol del sector sub sector frigoríficos. Ellos tienen un sistema de control y monitoreo del generador de vapor, que entre algunos parámetros mide el caudal y la presión del vapor saturado entregado a la red de distribución de la planta.

Grinsol se dedica al "*rendering*" de sub productos frigoríficos. El cometido de la empresa en forma resumida es el de transformar en productos valiosos los residuos o sub productos de la faena de frigoríficos que de otro modo irían a rellenos sanitarios; reduciendo así la contaminación por un lado y mejorando el aprovechamiento de los animales, siendo además económicamente sustentable.

El proceso de renderizado de residuos de frigorífico, comienza con una molienda gruesa de todo lo recibido desde los mataderos, luego se pasa al "digestor" que es un tanque horizontal (ver Figura 30) con una camisa exterior por la que circula vapor, también hay en el interior del tanque, unos mazos de tubos que giran alrededor de un eje mientras que por dentro de esos tubos también circula vapor (ver Figura 31); es aquí donde se cuecen y esterilizan las materias primas recibidas.

Luego de cumplido el tiempo de cocción se pasa por distintos elementos para separar las grasas del resto; lo que no es grasa se seca más y se lo muele hasta logra una consistencia tipo harina.

Grinsol cuenta con dos líneas de renderizado paralelas, que pueden funcionar independientes entre sí. La operación dependerá de la oferta de materia prima, ya que esta no se puede almacenar una vez recibida, es como se dice en la jerga en inglés "use it or loose it".



Figura 30 Digestor Horizontal – Impianti Carrera – Modelo CC80 – Mismo modelo al instalado en Grinsol

Los digestores son modelo CC 80 y fueron fabricados por Impianti Carrera. Las características más interesantes del modelo que fueron declaradas por el fabricante son la capacidad de evaporación de agua de 3.700 kg/h con 98 m² de superficie de intercambio y un consumo de vapor saturado a 9 Barg de 6.000 kgV/h. La productividad lograda por Grinsol sobre cada digestor es de 8.000 kg/h de producto terminado.

GRINSOL S.A. - OPERATIVA DE LA PLANTA Y DEMANDA

La materia prima es recibida desde los frigoríficos y la planta comienza a operar en el entorno de las 11:00 am y termina a eso de las 6:00 am del día siguiente, 6 días a la semana normalmente.

Para la cocción de estas materias se utiliza vapor saturado a 9 Barg que se distribuye por la planta hasta los distintos consumos. Existen otros consumos térmicos dentro de la planta, distintos al de rendering y que requieren vapor a menor presión; sin embargo no se cuenta con una individualización de los mismos, de todos modos según informa la empresa estiman que los consumos son pequeños frente los usos principales, siendo que estos operan 16 horas por día 6 días a la semana.



Figura 31 Sección interior del digester horizontal donde se ve el mazo de tubos giratorios que por dentro circula vapor para la cocción.

Esto no sería un impedimento para el uso de los datos ya que se podría dar la integración solar del lado del suministro con un mínimo impacto en la operativa actual. Quizás no sea lo más eficiente energéticamente, pero al no haber datos puntuales para analizar un aporte en las distintas demandas se prefiere el suministro del lado de la oferta de vapor.

DEMANDA DE VAPOR EN GRINSOL S.A.

Grinsol cuenta con 3 generadores de vapor saturado, 2 de ellos son los originales que funcionan con Fuel-Oil, 1 por cada línea de renderizado y el tercero, más grande y moderno alimenta toda la planta en conjunto. Los 2 primeros han quedado relegados a una situación de backup por si el principal no está operativo por la razón que sea.

El generador principal tiene una PMTA de 11 Barg y una capacidad de 18.000 kgV/h. Utiliza chips de madera como fuente de energía y esto significa que cae por fuera de la selección primaria que se había hecho. Sin embargo como aún persisten los equipos originales y además se cuenta con los datos del suministro en forma horaria se procederá a tomar como caso modelo para lo que resta de este trabajo.

De los datos obtenidos a partir de la salida del SCADA de la planta se elaboran algunos gráficos que ayudan en la visualización de la demanda.

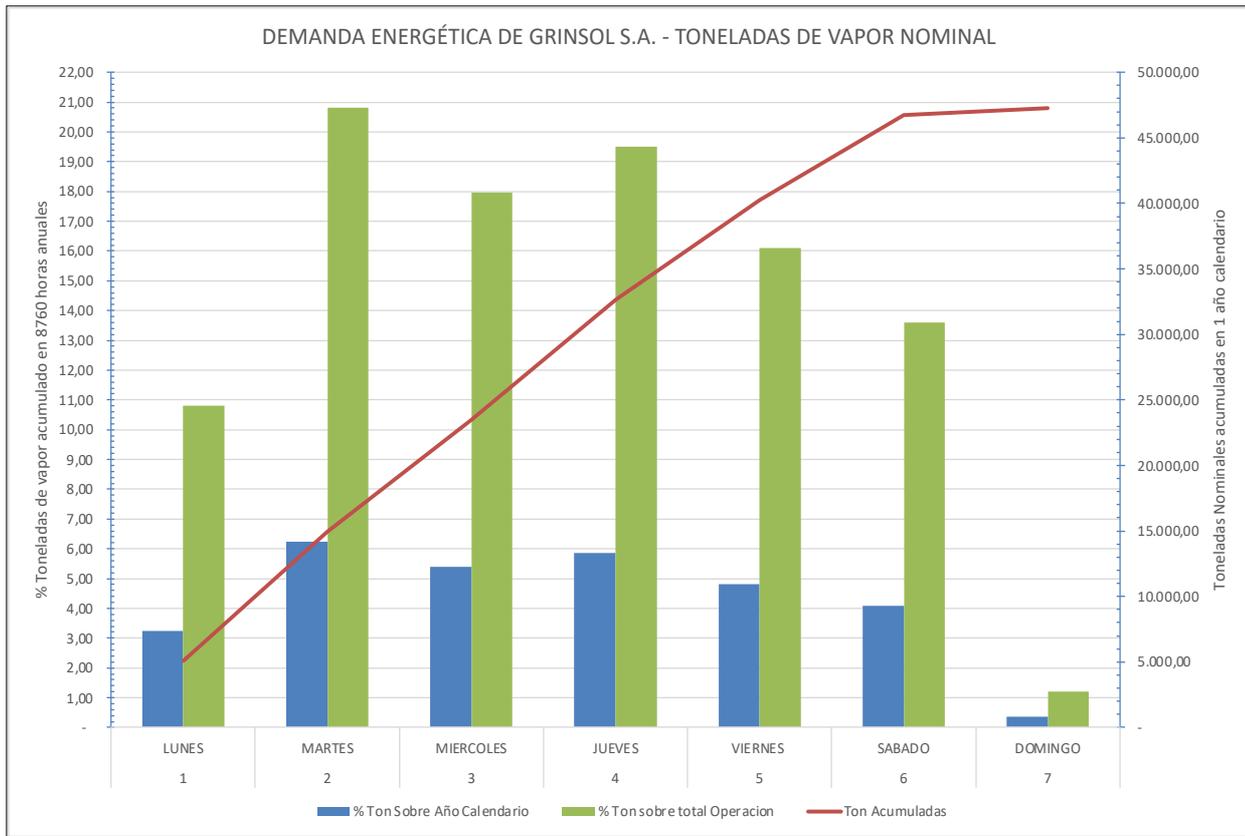


Gráfico 14 Histograma de uso de vapor. Eje Izq. % de toneladas de vapor real (azul) y máximo posible (verde) sobre un año. Eje Der. (línea roja) Toneladas de vapor real acumuladas de operación anual.

En el Gráfico 14 se aprecia en forma clara que el fuerte de la operación se realiza de lunes a sábado. La operación del domingo es despreciable frente al resto de los días, menos del 1,5 % del consumo total de vapor, por lo que se puede validar la operación de 6 días a la semana que fue comentado por personal de Grinsol.

Adicionalmente se puede apreciar, que la planta podría aumentar su producción si fuera necesario, esto se desprende de las barras “%Ton Sobre año calendario” es la producción actual de vapor dividido por la capacidad nominal del generador de vapor.

En el caso mensual del Gráfico 15, se puede notar que es una operación bastante estable salvo por algunas bajas marcadas, por ejemplo Abril y Agosto que según fuera informado desde la empresa son períodos en los cuales los frigoríficos típicamente reducen la faena y por lo tanto se recibe menos materia prima. Nuevamente las barras “% Tonelada sobre máximo generador” muestran que la planta de Grinsol tiene capacidad ociosa para procesar materia prima.

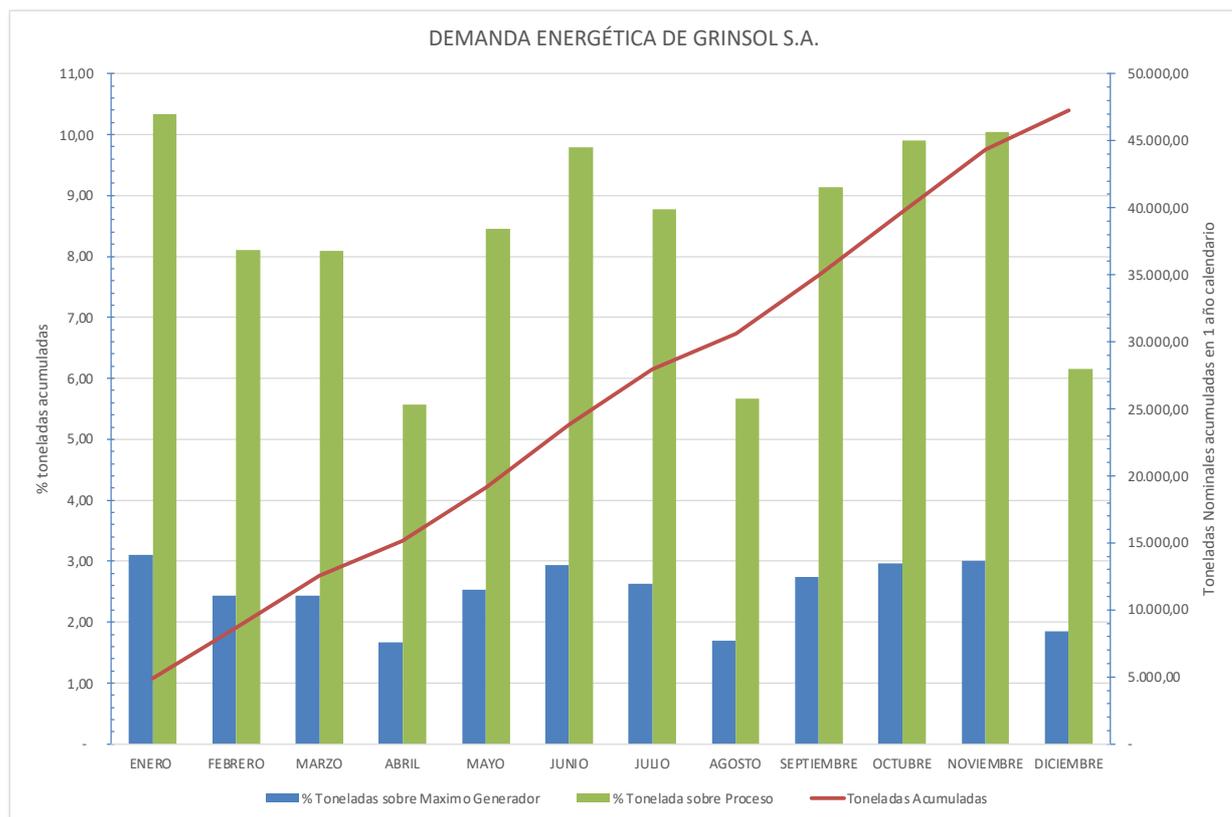


Gráfico 15 Histograma de uso de vapor. Eje Izq. % de toneladas de vapor real (azul) y máximo posible (verde) sobre un año. Eje Der. (línea roja) Toneladas de vapor real acumuladas de operación anual.

4.1. INTEGRACION DE UN SISTEMA SHIP EN GRINSOL S.A.

Como ya se indicó se pudieron obtener los datos de caudal y presión del vapor entregado por el generador de vapor, por lo tanto parece razonable analizar la integración desde el lado del suministro, con lo cual los resultados obtenidos podrán reflejar mejor la realidad y una posible integración real futura.

En el apartado 2.7.1 se listaron los posibles puntos de integración y este caso para estudiar sería en la línea principal de suministro, o en forma equivalente y más sencilla en el colector de vapor disponible. Dentro de los esquemas estamos frente al A3b (ver Figura 25) para refrescar el unifilar de integración.

La bondad de realizar este tipo de integración es que es muy sencilla, si no se cuenta con un colector se debe construir uno, que no es más que un tubo de la misma sección que la línea principal, con varios bocales (bridados por ejemplo) en donde se conecta la salida del generador de vapor tradicional, la salida a la línea existente y la línea de vapor solar proveniente desde la planta SHIP.

Se instalan válvulas que permitan aislar las distintas tuberías de forma de realizar mantenimientos sin interferir con el resto de los elementos y permitiendo operar las demandas de la misma forma que se hace actualmente.

No genera en principio ningún tipo de inconveniente con la operación normal; el cambio se dará cuando haya aporte de vapor solar y el efecto será que el generador tradicional deberá aportar menor caudal y por ende consumir menos combustible.

Esto se debe a que la presión medida por el sistema de control del generador de vapor se mantiene estable con menos aporte de energía ya que parte del vapor provendrá directamente desde la planta SHIP.



Figura 32 Vista aérea de Grinsol S.A. y predio propio existente de 22.000 m² para instalación de CCP.

LAYOUT DE UN CAMPO SOLAR DE CONCENTRACIÓN EN GRINSOL S.A.

Como dato adicional de Grinsol, la empresa cuenta con un predio propio despejado de 25.000 m² colindante al sur con el edificio de la sala de máquinas, ver Figura 32. Situación óptima para la instalación de un sistema de energía solar, para estas latitudes tener el norte despejado es lo óptimo. Por el simple hecho de haber un mayor desarrollo comercial de CCP, se pone como ejemplo del orden de magnitud de un layout usando el colector NEP SOLAR 1800 [44], en series de 10 módulos, ubicados sin mucho criterio de aprovechamiento de suelo pero sí respetando la separación mínima entre filas.

Para construir un montaje del campo de colectores sobre ese predio disponible, se debe elegir una separación entre filas, para esto hay algunas opciones de cálculo y aquí por simplicidad se seguirá la usada típicamente en España como se indica en la fuente [61].

El método simplificado es la de asegurar que durante 4 horas centradas en el mediodía solar del solsticio de invierno, se tenga incidencia solar libre de sombras en todas las filas. Con este objetivo, la latitud y las características geométricas del colector se calcula la distancia inter filas (D) con la siguiente ecuación:

$$D = W \left(\frac{\cos \alpha}{\tan(61^\circ - \Phi)} + \sin \alpha \right)$$

Siendo:

D : Separación entre filas.

W : Ancho del colector perpendicular al eje de rotación.

α : Ángulo de inclinación del colector vs. la vertical al suelo, para tener incidencia perpendicular (2 horas antes o después del mediodía solar).

ϕ : Latitud de lugar donde se instala la planta.

En el ejemplo de Grinsol, la latitud de la planta ϕ es $-34,8^\circ$; W es 1,845 m y el solsticio de invierno se da en el entorno del 21 de junio. La altura solar para las 10:00 am (solar) en el solsticio de invierno es de $23,3^\circ$, lo que resulta luego del cálculo en una separación entre filas de: **$D = 4,2 \text{ m}$** .

Respetando esta separación calculada y armando bloques con múltiplos de 10 módulos en serie, se logra acomodar unos 320 módulos del colector, es decir 32 paralelos de 10 en serie. Esto da un área de apertura de 5.904 m^2 . El factor de ocupación de suelo es del 24 % aproximadamente. El layout tentativo se puede apreciar en la Figura 33.

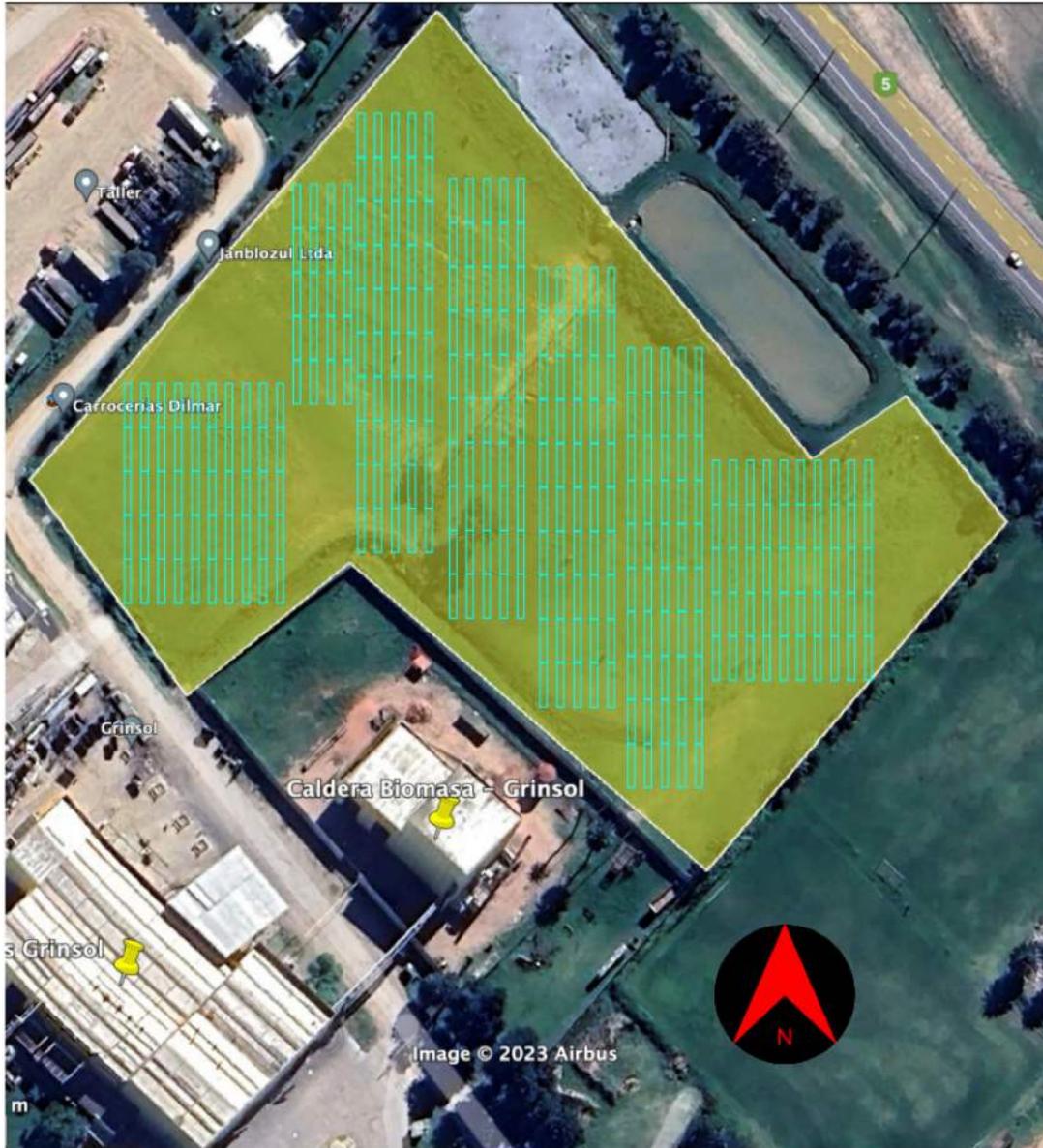


Figura 33 Layout tentativo de 320 módulos NEP 1800, apertura total de 5.904 m² sobre el predio de 25.000 m² disponible de Grinsol.

4.2. METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS - SIMULACIÓN EN TRNSYS

Como parte esencial de este trabajo se pretende realizar un modelo dinámico que pueda simular la interacción del recurso solar, otras variables climáticas sobre los colectores y todo esto vinculado a una demanda real de energía térmica. El resultado de tal análisis es poder evaluar los apartamientos de los valores máximos obtenibles en la teoría, con valores promedios, tablas u otras fuentes de cálculos.

Los apartamientos se podrían dar por un desacople temporal de la disponibilidad del recurso y la falta de demanda o viceversa; es decir que no se den en los momentos óptimos.

Otro factor puede ser que la propia demanda limite (por pérdidas de rendimiento) la conversión en los colectores seleccionados, dejando lugar a la selección de otra tecnología más apropiada para el uso final.

Con tal objetivo se ha seleccionado como software de modelado TRNSYS [62] que permite la elaboración modelos tan detallados como complejos, utilizando distintos “BLOQUES” o “TYPES” que son representaciones gráficas de modelos matemáticos de cada tipo de componente. Ejemplos de estos types o bloques son colectores solares, tuberías, bombas de líquidos, tanques de almacenamiento, etc.

En TRNSYS se utiliza un ambiente gráfico amigable con el usuario para realizar los vínculos entre los distintos bloques que conformarán el sistema físico que se pretende simular. Las conexiones entre elementos se hacen directamente en el ambiente gráfico usando líneas que los unen entre sí, luego se debe asignar cuáles valores de salida del bloque inicial serán tomados como entrada en el siguiente bloque (tienen una dirección fija) y así se logra armar un modelo dinámico.

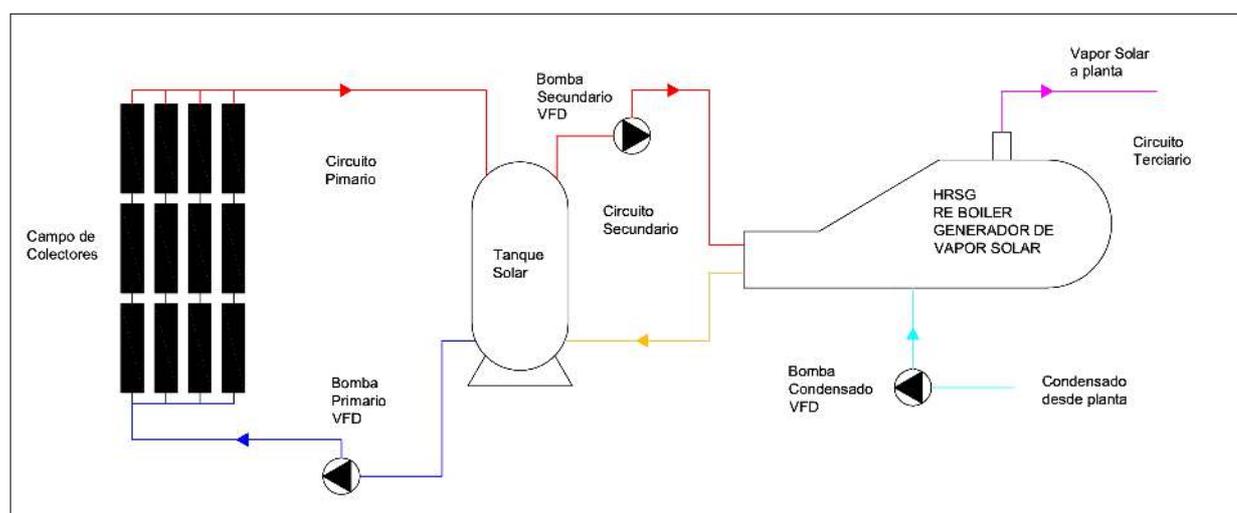


Figura 34 Esquema del circuito propuesto para implementación del modelo con TRNSYS.

El software permite además seleccionar el período de tiempo para simular y los pasos temporales de cada ciclo de cálculo, dando al usuario la posibilidad de correr modelos temporales gruesos (de pasos grandes por ejemplo 1 hora) como primera aproximación y luego reducir el paso temporal para lograr mejor precisión y capacidad de análisis posterior.

En este trabajo se seleccionó el período de 1 año para la simulación (8.760 horas) ya que se cuenta con información sobre el recurso como el año meteorológico típico y se tiene una demanda real también de 1 año con datos de presiones y caudales de vapor saturado según resulta de la salida del SCADA de la planta.

El paso temporal seleccionado es de 6 minutos, teniendo entonces 10 valores por cada hora de datos de simulación; TRNSYS tiene rutinas internas no accesibles para el usuario donde itera dentro de cada paso temporal con una resolución más pequeña para lograr

convergencia de los valores de salida. Con pasos temporales más pequeños se pueden generar problemas de convergencia que resultan en errores del modelo y con pasos mayores se pierde resolución de resultados. Los valores para cada paso temporal distinto al que se tiene de los datos son luego calculados o interpolados por TRNSYS para alimentar a cada elemento del modelo que lo necesite.

Un problema que tiene TRNSYS es que pequeños cambios en el modelo, conexiones o alguno de los parámetros puede generar un efecto mariposa donde otros bloques dejen de operar como se debe y esto solo es posible de visualizar si hay un mensaje de error expreso durante la simulación, reconocerlo luego en los resultados es más complejo y se debe analizar las salidas de componentes que no conforman parte del resultado que se quiere estudiar, por ejemplo valores de control de velocidad de un componente intermedio, etc.

Debido a esta realidad es que se ha tenido una gran cantidad de revisiones del modelo desarrollado, intercambiando correos y llamadas telefónicas con los que desarrollan el software (TESS). Incluso para ellos mismos algunos comportamientos que tienen ciertos bloques son de difícil explicación y recurren a estrategias distintas para lograr el cometido final.

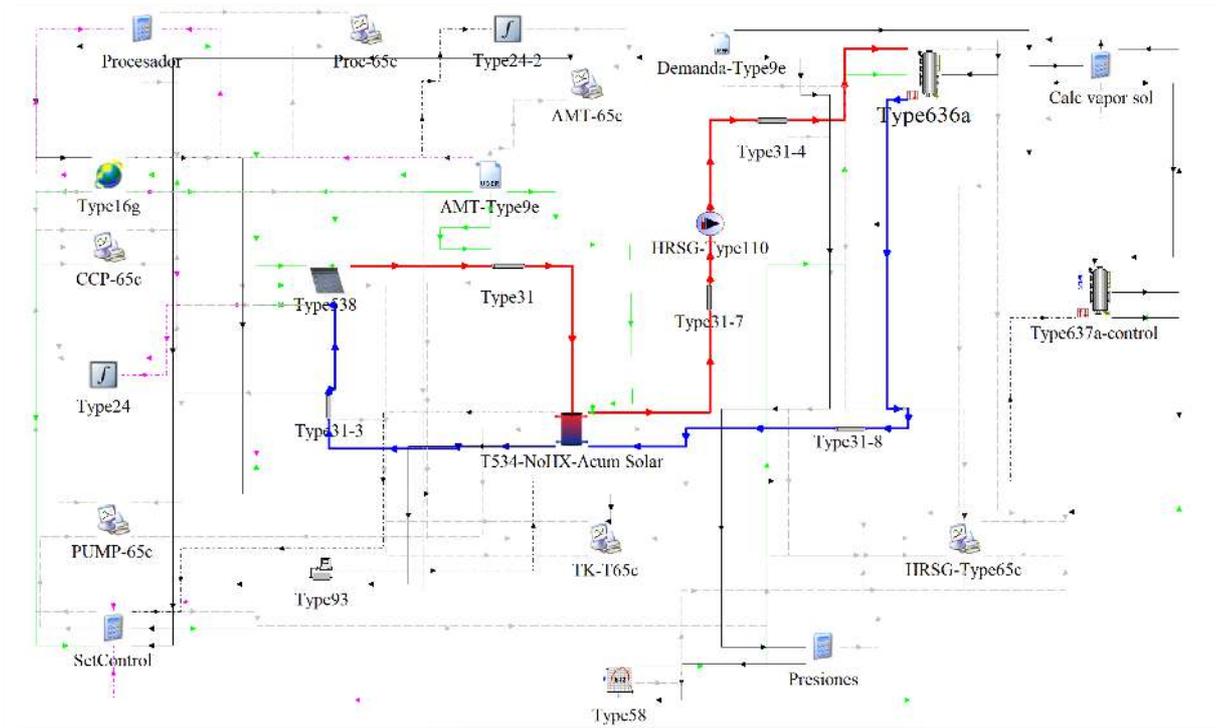


Figura 35 Modelo versión 4.2, versión final del modelo utilizado para la simulación de todos los casos.

4.3. CONCEPTOS GENERALES DEL MODELO

El modelo que se desarrolló en TRNSYS cuenta con 3 (tres) grandes circuitos que luego se vinculan entre sí, está el circuito primario de captación solar, secundario como vector de energía y el terciario o de generación de vapor solar. La representación gráfica del esquema propuesto para la implementación se puede ver en la Figura 34 y el modelo final desarrollado en TRNSYS se puede apreciar en la Figura 35.

En el circuito primario se tiene por ejemplo la lectura del recurso y procesamiento de las distintas variables, cálculo y transporte a plano inclinado de la irradiación en pasos temporales distintos a los de entrada y los bloques de colectores que recibirán los valores del recurso, de temperatura y caudal del fluido de trabajo entre estos y el tanque de almacenamiento; este último está también en el circuito secundario y es el nexo entre ambos circuitos.

El circuito secundario de este modelo funciona como vector de energía entre el tanque de almacenamiento y el generador de vapor. Una bomba de velocidad variable fuerza la circulación del fluido, con la consigna de lograr un cierto caudal de vapor saturado según los datos que se reciben desde la demanda real y según las condiciones del fluido de trabajo almacenado.

El circuito terciario es el más sencillo y contiene el generador de vapor solar. A este ingresa agua líquida a 90 °C a presión de vapor, alimentado desde el mismo tanque de condensado que alimenta al generador de vapor actual, pero con una nueva bomba dedicada a proveer el agua hasta el generador de vapor solar. De este bloque sale como vapor saturado con calidad 1 y se lo inyectaría en el distribuidor de vapor. El caudal de vapor producido se determina entre la máxima que se puede generar y la demanda real, cualquiera sea el menor entre ambos valores.

Con este caudal de vapor objetivo, se calcula la velocidad de la bomba de fluido en el circuito secundario de forma de satisfacer las condiciones en el circuito terciario.

En el proceso de lograr un modelo funcional, se tuvo que modificar y probar distintas estrategias ya que algunos bloques a pesar de ser elegibles no son recomendados para usar, ni siquiera por los mismos programadores. Por ejemplo, se utilizó (en una versión previa) un controlador de velocidad de la bomba del circuito secundario, que si bien está diseñado para modular la velocidad de la misma para cumplir con el caudal de vapor demandado, resultó en un comportamiento anómalo cuando las demandas reales de vapor eran pequeñas. A partir de una consulta con los desarrolladores se optó por no utilizarlo y adoptar una estrategia alternativa mediante el uso de 2 instancias distintas del generador de vapor.

La estrategia adoptada se puede ver en la Figura 35 y esta usa dos instancias del HRSG (637a y 636a). La 637a calcula la máxima cantidad de vapor generable con el caudal nominal

de la bomba del secundario dadas las condiciones de entrada del fluido de trabajo. Posteriormente utilizando un bloque calculadora, se compara este caudal con el demandado por el proceso y se selecciona el menor de ellos. El segundo intercambiador 636a recibe desde el bloque calculadora cual es el caudal de vapor necesario y caudal de la bomba secundaria, luego calcula las condiciones de salida del vapor y del fluido de trabajo que retornará al tanque intermedio a menor temperatura.

Como accesorios al modelo, hay bloques impresoras y calculadoras que permiten tomar los archivos de salida e interpretarlos en planillas y realizar cálculos intermedios. Por ejemplo, una rutina para desenfocar los espejos en caso de que se haya conseguido la temperatura máxima en el tanque de almacenamiento, dado que el bloque de colectores utilizado no tiene una rutina de desenfoco implementada internamente.

4.4. TYPES UTILIZADOS EN EL MODELO

4.4.1. Colector Solar – Type 538

Aquí cabe mencionar que en la biblioteca de modelos (bloques o types) de TRNSYS existen algunos para colectores parabólicos de interés para este modelo (para las temperaturas que se necesitan). En concreto para este modelo se intentó implementar el Type 536 de colector cilindro parabólico, sin embargo este no tiene resuelto internamente el control de caudal vs temperatura de salida y se optó entonces por utilizar el Type 538 de colector de tubos que si tiene implementado en control de caudal. A efectos de modelado es indistinto siempre y cuando se utilicen los parámetros de la curva de rendimiento correctos.

Si la curva de rendimiento está basada en el área de apertura solo es cuestión de ingresar los valores, si por el contrario son respecto al área del receptor habrá que modificarlos utilizando la relación de concentración. Adicionalmente se debe tener atención al seguimiento solar ya que se requiere tenerlo pero esto se resuelve utilizando el procesador de radiación que lo calcula. Del ensayo [44] se tienen los parámetros respecto al área de apertura, con lo cual el ingreso de los valores es directo.

Respecto al control interno de desenfoco se debió implementar una calculadora externa que modifique el valor de la irradiación directa incidente (en el extremo de llevarla a cero) para no sobrecalentar el sistema y luego calcular cuánto se desperdicia del recurso al modificar el valor efectivo que llega a la apertura.

Parámetros notables usados en el Type 538

- Collector array area: 4650 m²
 - Se trata del área total de apertura.
- Number in series: 10
 - Cantidad de colectores en serie para el cálculo de temperatura final.
- Collector test mode: 2
 - Refiere a las condiciones a las cuales se ensayó el colector y sobre que temperaturas se dan los parámetros de rendimiento. Esto surge del resultado del ensayo.
 - En este caso el modo 2, refiere a temperatura media del colector ($T_{\text{entrada}} + T_{\text{salida}} / 2$).

Entradas notables del Type 538

- Pump Control Specification: 2
 - Este es el control de caudal mencionado que ajusta el valor para lograr la temperatura deseada de salida elegida.
 - Este modo 2, varía el caudal circulante por el colector para intentar lograr la temperatura de salida, pero está siempre circulando si el colector gana energía (por eso el desenfoque externo mencionado, porque estaría ganando energía) y por el contrario lo apaga si el colector pierde energía.

Archivos externos – “External Files”

- Se le debe indicar a este type donde se encuentra el archivo de texto que contiene los valores de IAM (modificadores de ángulo de incidencia) por los cuales hay que afectar a la $G_{b,t}$ dependiendo el ángulo de incidencia de la irradiación directa.

4.4.2. Intercambiador de calor generador de vapor – caudal máximo (HRSG)

El otro TYPE aplicable a plantas SHIP sería el del intercambiador de calor con generación de vapor “Heat Recovery Steam Generator o HRSG”, equipo también llamado “Reboiler” en la industria del Petróleo.

En TRNSYS tiene varias instancias distintas, siendo la número 637a la versión contra corriente que calcula automáticamente la máxima cantidad de vapor entregado según sus condiciones de entrada y salida.

Este TYPE calcula internamente cual es el caudal máximo de salida del circuito frío (el caudal que se debe calentar) considerando las condiciones de salida requerida (en este trabajo, salida de vapor saturado a la presión de trabajo) y las propiedades del circuito caliente (caudal que resultará enfriado) respetando una diferencia de temperatura mínima llamada "Pinch" (siempre mayor a 0 °C y en general en el entorno de 5 °C a 10 °C).

Este "Pinch" define indirectamente el área de intercambio necesaria, ya que cuanto menor sea esa diferencia, es decir cuanto más se aproximen las temperaturas de interés, mayor deberá ser el área de intercambio para lograrlo.

En el modelo contracorriente esta diferencia de temperaturas se verifica en la salida de vapor vs. entrada de fluido caliente y entre la salida de fluido caliente vs. entrada de fluido frío.

Si en cualquiera de estas verificaciones se está por debajo de la temperatura "Pinch", se realiza una nueva iteración (dentro del mismo paso temporal) ajustando el caudal de vapor de salida para lograr cumplir con las condiciones planteadas, si no se logran no hay caudal de vapor disponible, el bloque se apaga.

La otra instancia de HRSG usada es la 636a, que también es en contra corriente y es esta la que tenga como set-point de entrada el valor del caudal de vapor necesario, ya sea el máximo que se puede producir (dato entregado por el 637a) o por la demanda del proceso, la que sea menor de estos 2 valores. En esta instancia se le debe dar como entradas el caudal de vapor que se quiere en la salida y los valores de entrada del fluido de trabajo y de condensado al ingreso.

Parámetros notables del Type 637a

- Pinchpoint Temperature Difference: 5 °C
 - Se seleccionó 5 °C que es un valor típico para sistemas de intercambio donde se requiere minimizar los costos de fuentes de energía caras [63].
- Source Fluid Specific Heat: 4,19 [kJ.kg⁻¹.K⁻¹]
 - Calor específico del fluido caliente, en este caso agua líquida; pero podría ser cualquier otro como aceites, alcoholes, etc.
 - Para CSP se utiliza mucho el Therminol VP-1, se debe ingresar su Cp y ya queda como fluido de trabajo.

Entradas notables del Type 637a

- Se refiere a las variables del fluido caliente temperatura y caudal, y las condiciones del vapor (se le llama genéricamente vapor a todo lo que ingresa, sea fase líquida o vapor) temperatura, caudal, presión, entalpía y la entalpía deseada a la salida.

Type 636a – Generador de vapor – Con caudal de salida definido – HRSG

Debe tener los mismos parámetros que los usados para el 637a, los mismos fluidos y condiciones de entrada, pero los caudales pueden variar si se requiere menos vapor solar en la salida si es que la demanda de la planta es menor al caudal dado por el 637a.

4.4.3. CARACTERÍSTICAS y PARÁMETROS DE OTROS TYPES UTILIZADOS

Type 16g – Procesador de Radiación

Este bloque es el responsable por el cálculo de la irradiación en el plano inclinado del colector (mediante el tracking definido internamente) y por el cálculo de valores de irradiación en pasos temporales diferentes a los disponibles en los datos de entrada leídos.

Parámetros notables del Type 16g

- Horiz. radiation mode: 4
 - El modo 4 refiere a cuáles datos de irradiación están disponibles en los datos leídos, en este caso la total horizontal incidente (GHI) y la directa normal incidente (DNI).
- Tracking mode: 3
 - El modo 3 refiere al tracking solar alrededor de 1 eje, situación típica de colectores cilindro parabólicos.
- Tilted Surface mode: 5
 - Se refiere al modelo usada para transporte a plano inclinado. Este modo 5 usa el modelo de Pérez de 1999.

Entradas notables del Type 16g

- Slope of surface: 0°
 - Cuando se trata de tracking alrededor de 1 eje como este caso, la inclinación de la superficie en realidad refiere a la inclinación del eje que en este caso como es horizontal es 0°.
- Azimuth of surface: 0°
 - Misma consideración que el caso anterior, refiere al acimut del eje de rotación de la superficie. En este caso como el elegido es Norte-Sur (tracking Este-Oeste) el acimut es 0°.

Type 534 – Tanque de almacenamiento sin intercambiador

Se definió para este modelo que se utilizará agua como fluido de trabajo en el circuito solar y también en el circuito caliente del HRSG; por lo tanto a fin de evitar algunas pérdidas se optó por un tanque de almacenamiento sin intercambiador interior, con lo cual la corriente solar y la corriente del HRSG se mezclarán internamente en el tanque.

El tanque que se utilizó usa un método de resolución multimodo, en el cual se separa el volumen total en volúmenes más pequeños de iguales dimensiones, estos pueden tener diferentes temperaturas (ver [12] para ahondar en conceptos del tanque multinodo).

Se definió que la entrada desde el circuito solar se realiza por el nodo de más arriba (mayor temperatura) y la salida hacia el campo solar se hace por la de más abajo (menor temperatura). En forma inversa la salida para el HRSG se hace por el nodo de más arriba para tomar desde la mayor temperatura y lo devuelve en el de más abajo que sería el de menor.

Parámetros notables del Type 534

- Number of Ports: 2
 - Son la cantidad de pares (entrada y salida) que tiene el tanque. En este caso 2, 1 para el circuito solar y otro para el HRSG.
- Tank Volume: 40
 - Volumen total de almacenamiento en m³ (varios valores usados).
- Tank Height: 3
 - Altura del tanque en metros, en este caso figuran 3 m. Luego con esto y el volumen, TRNSYS calcula el diámetro para el área superficial considerado en las pérdidas de energía al ambiente.
- Propiedades del fluido de trabajo.
 - Aquí los valores para agua líquida.
- Coeficientes para las pérdidas de energía al exterior; tantas como tantos nodos se hayan elegido.
- Nodos donde se ubican las entradas y salidas de fluidos. En TRNSYS el número más pequeño siempre es el nodo más alto y el mayor es más abajo físicamente en el tanque vertical. Si fueran 5 nodos, el número 1 es la parte superior y el 5 está en el nodo que tiene el fondo del tanque.

Entradas notables del Type 534

- Inlet Temperature for Port – 1

- Temperatura que tiene el fluido de salida del colector que ingresa al tanque por la entrada nº1.
- Inlet Flowrate for Port -1
 - Caudal del fluido que ingresa desde el colector solar al tanque por la entrada nº1.
 - El modelo considera que una misma cantidad de fluido sale del tanque por la salida nº1.
- Inlet Temperature for Port – 2
 - Temperatura que tiene el fluido de retorno del HRSG que ingresa al tanque por la entrada nº2.
- Inlet Flowrate for Port -2
 - Caudal del fluido que ingresa de retorno del HRSG al tanque por la entrada nº2.
 - El modelo considera que una misma cantidad de fluido sale del tanque por la salida nº2.

4.5. VERIFICACIÓN DEL MODELO EN TRNSYS

Como parte importante del desarrollo del modelo, surgió la necesidad de comprobar la coherencia de los resultados con algún punto de referencia. En otras palabras, dado que no se identificaron errores evidentes en el TRNSYS, resulta difícil verificar la consistencia de los resultados.

Por esta razón, se consideró la opción de simular utilizando una demanda de vapor infinita, es decir, que la demanda de vapor es siempre mayor a lo que se pueda producir en el sistema solar, con lo cual no es necesario acumular energía y no hay desperdicio del recurso.

Este concepto fue utilizado en el modelo desarrollado por D. De León [64], donde se emplea una "demanda infinita". Por lo tanto, se compararon los resultados obtenidos con este trabajo, el único con objetivos similares en Uruguay.

El modelo [64] presenta algunas diferencias conceptuales y operativas en su desarrollo. Por ejemplo, en dicho modelo, el fluido ingresa a los colectores a una temperatura constante definida por el usuario, situación que no se replica en el nuevo modelo debido a la presencia de un tanque de almacenamiento, el cual tiene su propia temperatura. Sin embargo, se realizaron algunas modificaciones sobre el nuevo modelo para intentar acercarlo al concepto general del modelo de referencia pero sin quitar componentes y más importante sin perder la esencia del nuevo modelo.

Estas modificaciones incluyen que el volumen de almacenamiento sea muy pequeño (tan pequeño como sea posible sin generar problemas de estabilidad en TRNSYS), definir donde sea posible las temperaturas iniciales de los componentes del circuito primario y fijar la

temperatura de ingreso a colectores (sin considerar la temperatura de salida del tanque hacia los colectores) y por supuesto definir una demanda infinita de vapor.

Tabla 13 Resultados de simulación del nuevo modelo y modelo de referencia para Montevideo. Valores de referencia obtenidos desde [64].

#	Área Apertura [m ²]	Tin Colectores (°C)	Energía Generada [kJ/año] - <u>Referencia</u>	Energía Generada [kJ/año] - <u>Nuevo</u>	Variación [%]
1	18,45	100,0	6,56 x 10 ⁷	6,63 x 10 ⁷	1,1
2	18,45	140,0	6,06 x 10 ⁷	6,31 x 10 ⁷	4,1
3	18,45	180,0	5,55 x 10 ⁷	5,99 x 10 ⁷	7,9

En la Tabla 13 se aprecian 3 casos simulados con el modelo nuevo incluyendo las modificaciones planteadas y los resultados del trabajo de referencia. No se tuvo acceso al modelo de TRNSYS utilizado en ese trabajo, pero alguna diferencia en los valores de las curvas de rendimiento de colectores parece explicar las diferencias de resultados con el incremento en la temperatura de ingreso a colectores porque, para menores temperaturas los resultados son cada vez más próximos.

En cualquier caso, lo crucial es el orden que presentan ambos resultados, lo cual nos permite concluir que son coherentes entre sí. Por lo tanto, podemos afirmar que el nuevo modelo es consistente con el del trabajo [64]

4.6. DIMENSIONADO DE COMPONENTES PARA SIMULAR

Es necesario realizar una discusión previa a la simulación con respecto a los tamaños o dimensiones de los equipos principales, esto es necesario para que sea más efectiva la simulación y para tener un punto de inicio o de referencia sobre el cual luego poder reflexionar y plantear modificaciones si fuera necesario.

4.6.1. ENERGÍA ENTREGADA AL VAPOR POR EL GENERADOR ACTUAL

Tomando los datos de la demanda (sin filtro alguno sobre ellos), el caudal de vapor entregado por el generador de vapor es de 47.285 Toneladas/año y considerando que al generador de vapor ingresa agua líquida a 90 °C con presión ambiente, y se le entrega a la

demanda como vapor saturado a 9 Barg calidad 1, se calcula que se proveen $1,115 \times 10^{11}$ kJ/año (30,97 GWh/año) de energía al vapor de trabajo de la planta actual.

4.6.2. CAMPO SOLAR – DIMENSIONADO INICIAL

No existe para este tipo de tecnología una regla “del pulgar” (rule of thumb) para los tamaños típicos (como sí lo hay para ACS) y por ende es necesario recurrir a otros criterios o trabajos previos para conseguir rangos de valores de inicio. Existe una convención para el cálculo de la potencia térmica equivalente [65] sobre todo a efectos estadísticos, pero no existe para la energía que aportaría.

En el trabajo de D. De León et al. [64], utilizado en la verificación, se considera una demanda de energía infinita para la generación vapor. Allí no hay problemas de “curtailment” con lo cual toda la energía solar capturada podría ser aprovechada sin generar sobrecalentamientos y por lo tanto sin desperdicio de infraestructura instalada. En el presente trabajo sí se prevé esta situación de sobrecalentamiento ya que la demanda no es infinita y además baja considerablemente en algunos días de la semana.

La Fracción Solar (FS) utilizada en el citado trabajo [64] fue del 26 %, entonces para este caso donde el vapor recibe 30,97 GWh/año, el sistema SHIP debería aportar 8,052 GWh/año como vapor.

Para calcular el área de apertura se debe considerar por un lado el rendimiento del colector y por otro la irradiación directa incidente en el mismo.

Para el rendimiento se utilizará a priori un valor promedio de PTC's a 200 °C de 55 %, dato obtenido de las curvas típicas y referido a radiación incidente de forma normal al área de apertura.

La irradiación directa normal (DNI) en *Montevideo* dada en el año meteorológico típico (TMY) [66] es de 1.862 kWh/m².año, sin embargo no podríamos usarla para la apertura de los PTC porque estos realizan un seguimiento de un eje. Por lo tanto, se debe calcular la irradiación directa incidente en la apertura. Desde el mismo TMY considerando los IAM's promedio para este colector, la directa sobre la apertura es aproximada a 1.561 kWh/m².año.

Considerando estos 2 valores, el área de apertura resultante para alcanzar una FS de 26 % resultaría en el entorno de los 9.380 m². Este valor parece a priori muy grande ya que al momento de escribir este trabajo en Uruguay hay 0 (cero) m² instalados de esta tecnología y adicionalmente tomando la potencia térmica equivalente, estamos frente a una planta SHIP de 6.566 kWth de potencia, valor que la ubicaría cómodamente entre las más grandes del mundo.

Otra forma de dimensionar inicialmente el campo solar, sería considerar que la potencia nominal del mismo sea igual o menor a la del generador de vapor, intentando así que la generación solar esté por debajo de la máxima demanda sin generar “curtailment”.

La potencia máxima de este generador a presión de diseño 10 Barg y un caudal máximo de 18.000 kg/h de vapor saturado, alcanza los 11.959 kWth; de aquí resultaría en un campo solar 82 % más grande que el caso ya evaluado de FS en 26 %.

En este trabajo se estudiarán casos de tamaño de campo solar correspondientes a FS 26% así como de 10%, considerando que los primeros serán muy grandes y que al disminuir la fracción solar se reducen las posibilidades de tener energía desperdiciada por falta de demanda.

A priori el valor de apertura se situaría en el orden de los 3.600 m², para obtener una FS de diseño del 10 %. Esta no deja de ser un área de apertura grande para el mercado uruguayo, sin embargo sirve de límite para el rango de simulación y por lo tanto las áreas seleccionadas para simular serán de entre 3.600 y 9.380 m².

Seleccionando el colector NEP Polytrough 1800 [44] y considerando un máximo de 10 colectores en serie con cada módulo de 18,45 m² de apertura, se construye la Tabla 14 como ejemplo de combinaciones series y paralelos para lograr aperturas cercanas a las deseadas.

Tabla 14 Alguno de las combinaciones posibles de series y paralelos para el colector NEP 1800 para conseguir áreas de aperturas del orden de 3.600 m² que se determinó como valor de simulación inferior y para el límite superior del entorno de 9.380 m².

#	# en Serie	# en Paralelo	Apertura Total [m ²]	Fracción Solar de Diseño [%]
1	10	19	3.505,5	9,75
2	10	20	3.690,0	10,26
3	10	21	3.874,5	10,77
4	9	21	3.487,05	9,69
5	8	23	3.394,8	9,44
6	10	50	9.225,0	25,65
7	9	55	9.132,75	25,39
8	8	63	9.298,8	25,85

4.6.3. TANQUE DE ALMACENAMIENTO – DIMENSIONADO INICIAL

Como fluido de trabajo se seleccionó agua, esto es debido a su bajísimo costo, su seguridad operativa y nulo riesgo para la salud, aunque sus características térmicas son muy

buenas no es sencillo almacenarla en cantidades importantes a altas temperaturas, debido a que la presión se eleva y los materiales de los tanques resultan pesados.

De acuerdo con la información recibida desde SOLATOM [67], se podría almacenar agua en tanques hasta 25 Barg sin requerimientos demasiado exigentes en su fabricación. Esto se traduce en una temperatura de saturación de 226 °C; diferencia de 42 °C frente a la del vapor saturado a la presión nominal del generador de vapor.

De acuerdo con las curvas de suministro de vapor disponibles, la presión de operación normal es de 9 Barg y la temperatura de saturación es 179,9 °C, 46 °C de diferencia con el almacenamiento máximo.

Considerando una temperatura mínima para el “pinch” de 5 °C para el intercambiador de calor, el ΔT útil almacenado es de 41 °C, la diferencia entre 226 °C temperatura máxima posible para almacenar agua saturada a 25 Barg y la temperatura del vapor saturado a 9 Barg + 5 °C (185 °C), de donde resulta que por cada 1 m³ de agua líquida saturada almacenada a 25 Barg, se tendrá una energía utilizable de 47,6 kWh.

Tomando como ejemplo un campo con apertura de 3.874,5 m² se calcula que por cada 1 m³ de tanque, se tiene como almacenamiento útil solo un 2,2 % de la energía nominal entregada por el campo en 1 hora de operación, es decir que se almacenan 0,022 horas.

Es por lo tanto que a priori se adoptará una estrategia de almacenamiento buffer para momentos de nubes pasajeras y/o para suministrar vapor solar en un período corto luego de la puesta del sol, con el objetivo último de dar estabilidad al sistema (en particular al modelo de TRNSYS) y como extremo se intentará almacenar una cantidad de energía importante para disminuir el desperdicio de energía solar incidente que pueda haber.

Por otro lado cuanto más pequeño sea el tanque menores serán los costos de inversión, se propone realizar un análisis de sensibilidad energética para volúmenes de 10, 40 y 80 m³ que resultarían en un almacenamiento útil de 22,3 %, 89,3 y 178,7 % de la energía nominal horaria de un campo solar de 3.874,5 m² de apertura, o en forma equivalente resultarán en un almacenamiento de 13,5 minutos, 53,5 y 107 minutos. Finalmente, se agregan tamaños de tanque aún mayores para llevar al límite la dependencia de los resultados energéticos con este parámetro.

4.6.4. CAUDAL DE FLUIDO DE TRABAJO DEL CAMPO SOLAR

El caudal de circulación del fluido de trabajo es determinado por el fabricante del colector solar y se deberá respetar en el modelo.

En este trabajo no se consideran las pérdidas de cargas hidráulicas por la circulación del fluido por las tuberías y colectores, sin embargo en la práctica no se suele instalar más de 10 colectores en serie por algunas razones técnicas entre las cuales está la pérdida de carga excesiva (por ejemplo, los tubos absorbedores no son de gran diámetro).

Para el colector seleccionado NEP Polytrough 1800 [44] el caudal mínimo es de 900 l/h y el máximo de 3.600 l/h por cada elemento de 18,45 m².

Para la planta total se deberá multiplicar estos valores por la cantidad de ramas en paralelo que se instalen de estos colectores. Por ejemplo, tomando algunos casos de los mencionados antes, los caudales serían los de la Tabla 15.

Tabla 15 Caudales de circulación por el campo solar para algunos de los casos planteados

CASO	# Serie /# Paralelo / m ²	Q prim min [Ton/h]	Q prim max [Ton/h]
1	10 / 21 / 3.874,5	18,9	75,6
2	9 / 24 / 3.985,2	24,3	97,2
3	8 / 28 / 4.132,8	27,9	111,6

4.6.5. CAUDAL DE FLUIDO DE TRABAJO PARA HRSG

Este es un caso similar al del campo solar, en el sentido de que no se cuenta con una regla del pulgar para seleccionar valores. Es por este motivo que se debe recurrir a lineamientos que tengan alguna relación con los otros equipos del sistema.

Un criterio de diseño tomado aquí para calcular un caudal de referencia para el circuito secundario es el de igualar la potencia del HRSG con el campo solar, considerando también que el fluido de trabajo sufre un salto de temperaturas igual al máximo posible (41°C) en esta situación. Para la superficie de 3980 m², con un rendimiento de 55% del colector, este caudal resulta en 46.000 kg/h aproximadamente.

Esto se toma como un caudal nominal "mínimo", ya que se plantea aumentar este caudal (al doble) para evaluar la sensibilidad de los resultados a este parámetro. Se espera que al aumentar este caudal del fluido de trabajo los rendimientos globales mejoren ya que al poder convertir una mayor potencia en vapor las temperaturas globales deberían reducirse y al hacerlo el rendimiento mejoraría.

4.6.6. RESUMEN DE CASOS PARA SIMULAR

De la discusión realizada se plantea realizar la simulación sobre los casos mostrados en la Tabla 16. Los casos #13 a 17 son valores extremos incluidos adrede para intentar llegar a otras conclusiones.

Tabla 16 Resumen de casos que serán simulados con TRNSYS

PINCH 5°C				
#	APERTURA [m2]	TK [m3]	Qsecund Maximo [kg/h]	FS Diseño [%]
1	3.874,5	10	44.764	10,75
2	3.874,5	10	89.528	10,75
3	3.874,5	40	44.764	10,75
4	3.874,5	40	89.528	10,75
5	3.874,5	80	44.764	10,75
6	3.874,5	80	89.528	10,75
7	9.225,0	10	106.579	25,59
8	9.225,0	10	213.158	25,59
9	9.225,0	40	106.579	25,59
10	9.225,0	40	213.158	25,59
11	9.225,0	80	106.579	25,59
12	9.225,0	80	213.158	25,59
13	1.845,0	10	21.316	5,12
14	1.845,0	40	21.316	5,12
15	1.845,0	80	21.316	5,12
16	3.874,5	160	44.764	10,75
17	3.874,5	320	44.764	10,75

4.7. RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES

Los resultados más relevantes de este trabajo se centran en los aspectos energéticos de la simulación. Aunque las evaluaciones económicas son muy importantes para el futuro desarrollo de esta tecnología en Uruguay, quedan por fuera del alcance de este trabajo.

El primer resultado de interés es la contribución de energía útil del campo de colectores al sistema, específicamente al tanque de almacenamiento en el circuito primario del modelo TRNSYS. Posteriormente, se calcularía la fracción solar, el rendimiento del campo de colectores, la energía incidente sobre la apertura que sería desperdiciada (*DUMPED* en inglés), entre otros.

En el circuito secundario, inicialmente, no se esperan resultados de interés por sí solos, a diferencia del circuito terciario o de generación de vapor, donde se podría evaluar la cantidad de toneladas de vapor producidas para el proceso en las condiciones requeridas, pero es un resultado derivado de la energía aportada por el campo de colectores y por ende no será detallada.

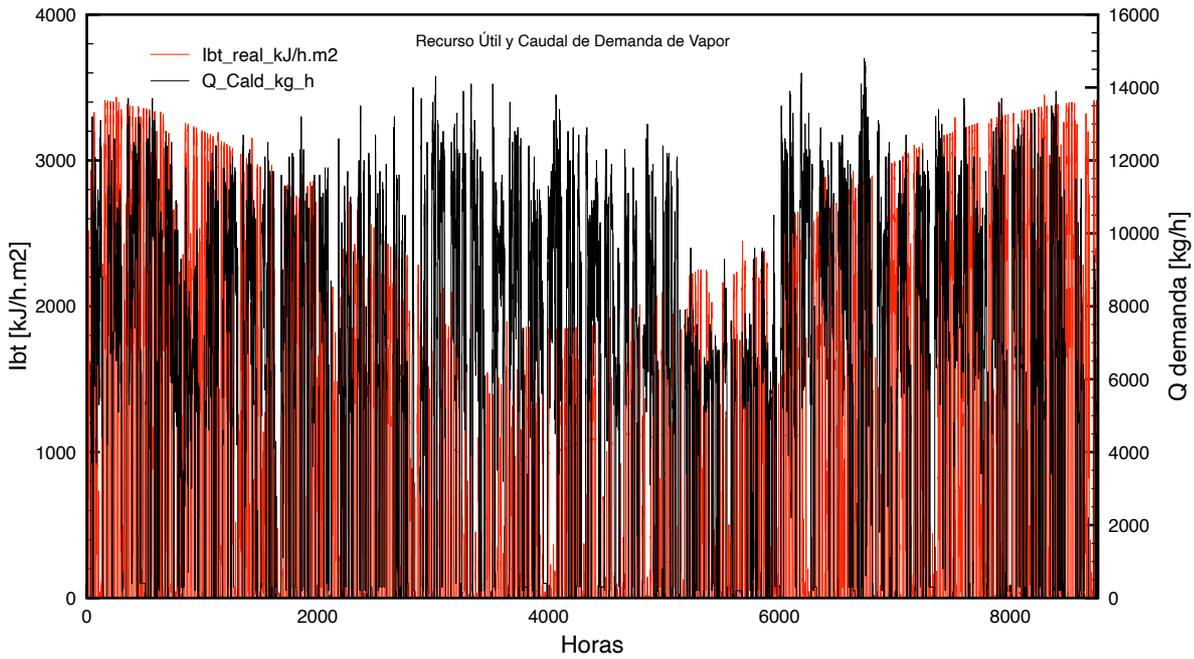


Gráfico 16 Recurso sobre la apertura (lbt) en Montevideo eje izq. y demanda de vapor eje der. para todas las horas del año.

4.7.1. CON DEMANDA INFINITA

Cuando se utiliza una demanda “infinita” (muy grande), lo que se quiere lograr es que todo el recurso disponible se vuelque al proceso y que no exista una limitación desde el lado de la demanda; por ende la demanda será muy superior a lo que se pueda generar con aporte solar.

Se puede notar del Gráfico 16 cómo es el recurso disponible vs. la demanda de vapor del proceso, observándose que no hay correlación entre uno y otro.

Se realizaron simulaciones con algunas de las aperturas de los casos seleccionados y a su vez con varios volúmenes de almacenamiento, en todas ellas se impuso una demanda infinita de vapor para eliminar de los resultados los efectos que pueda tener sobre el modelo.

El primer resultado que se nota en la Tabla 17 es que a mayor apertura, mayor es la energía solar generada [GWh]; sin embargo se debe aclarar que la fracción solar se calcula sobre sobre la demanda real de vapor, ya que carece de sentido referirla a una demanda infinita de vapor (resultaría en FS cero).

Se observa que la FS difiere de la que se había definido en el diseño de los componentes para simular. En todos los casos la obtenida es mayor a la de diseño y esto tiene 2 razones principales que lo explican y que tienen efectos contrapuestos.

Tabla 17 Resultados de las simulaciones en Montevideo con demandas infinitas de vapor, en algunos de los casos definidos en 4.6.6

PINCH 5°C				Demanda Infinita de Vapor en el proceso industrial				
#	APERTURA [m ²]	TK [m ³]	Qsecund Maximo [kg/h]	FS Diseño [%]	I _{bt} Apertura - Demanda Infinita [kWh/m ² .a]	E Solar Gen - Primario [GWh]	FS % Dem Infinita	Rendimiento CCP vs I _{bt} Apertura [%]
1	3.874,5	10	44.764	10,75	1.657,97	3,45	11,15	53,78
2	3.874,5	10	89.528	10,75	1.657,97	3,46	11,16	53,80
6	3.874,5	80	89.528	10,75	1.657,97	3,48	11,23	54,16
7	9.225,0	10	106.579	25,59	1.657,97	8,22	26,52	53,71
9	9.225,0	40	106.579	25,59	1.657,97	8,23	26,57	53,79
11	9.225,0	80	106.579	25,59	1.657,97	8,24	26,61	53,89
12	9.225,0	80	213.158	25,59	1.657,97	8,24	26,61	53,89
13	1.845,0	10	21.316	5,12	1.657,97	1,65	5,32	53,87
14	1.845,0	40	21.316	5,12	1.657,97	1,65	5,34	54,09
15	1.845,0	80	21.316	5,12	1.657,97	1,66	5,36	54,26

- El recurso incidente se había supuesto en 1.561 kWh/m².año y resultó luego del cálculo más preciso en 1.658 kWh/m².año, efecto positivo sobre la energía solar generada y sobre la FS.
- El rendimiento del colector había sido supuesto en 55 % como un valor típico de la tecnología PTC, pero para simular se consideró una curva real de ensayo y el valor logrado es de 54 % o menos; efecto negativo sobre la energía solar capturada y la FS.

El efecto neto de ambas variantes es positivo y esto explica por qué las FS con demanda infinita es mayor a las de diseño inicial.

En segunda instancia se aprecia que las variaciones máximas en energía solar generada varían como máximo de 0,33 % a 0,72 % entre los volúmenes de almacenamiento para una misma apertura, se puede concluir que la existencia de un tanque de almacenamiento no tiene efectos relevantes sobre los resultados usando una demanda de vapor infinita.

Otro resultado que se valida con estas simulaciones es que el recurso incidente es aprovechado en su totalidad siendo la *I_{bt} DUMP* cero, no existe desperdicio del recurso por sobrecalentamiento.

4.7.2. CON DEMANDA REAL

A continuación se presenta la Tabla 18 de resultados energéticos simulados con la demanda real proporcionada por Grinsol.

Al analizar los datos de la Tabla 18, se observa que a medida que aumenta la apertura, la fracción solar (FS) simulada también aumenta, pero esta diferencia es inferior a la prevista en el diseño, lo cual contrasta con las conclusiones obtenidas para la demanda infinita, aun incluyendo el efecto positivo que tenía el aumento del recurso que se comentó anteriormente.

Además, se nota que al incrementar el volumen de almacenamiento para una misma apertura, la FS aumenta y la cantidad de recurso desperdiciado (I_{bt_DUMP}) disminuye. Esto indica que el tamaño del almacenamiento sí tiene un impacto significativo en condiciones de demanda real.

Tabla 18 Resultados de simulación en TRNSYS para los casos definidos.

PINCH 5°C												
#	APERTURA [m ²]	TK [m ³]	Qsecund Maximo [kg/h]	FS Diseño [%]	Ibt Disponible [kWh/m ² .a]	Ibt Apertura [kWh/m ² .a]	Ibt DUMP [kWh/m ² .a]	DUMP / Ibt Aper. [%]	E Solar Gen - Primario [GWh]	FS Simul [%]	Rend CCP vs Ibt Apertura [%]	
1	3.874,5	10	44.764	10,75	1.657,97	1.065,5	592,5	35,73	2,144	6,92	51,94	
2	3.874,5	10	89.528	10,75	1.657,97	1.063,5	594,5	35,86	2,141	6,91	51,97	
3	3.874,5	40	44.764	10,75	1.657,97	1.143,0	515,0	31,06	2,301	7,43	51,97	
4	3.874,5	40	89.528	10,75	1.657,97	1.150,4	507,6	30,61	2,316	7,48	51,96	
5	3.874,5	80	44.764	10,75	1.657,97	1.231,2	426,8	25,74	2,479	8,00	51,97	
6	3.874,5	80	89.528	10,75	1.657,97	1.243,8	414,2	24,98	2,507	8,09	52,02	
7	9.225,0	10	106.579	25,59	1.657,97	988,2	669,8	40,40	4,722	15,25	51,80	
8	9.225,0	10	213.158	25,59	1.657,97	988,2	669,8	40,40	4,723	15,25	51,81	
9	9.225,0	40	106.579	25,59	1.657,97	1.030,6	627,4	37,84	4,925	15,90	51,81	
10	9.225,0	40	213.158	25,59	1.657,97	1.032,8	625,2	37,71	4,939	15,95	51,83	
11	9.225,0	80	106.579	25,59	1.657,97	1.078,5	579,5	34,95	5,157	16,65	51,84	
12	9.225,0	80	213.158	25,59	1.657,97	1.083,2	574,8	34,67	5,181	16,73	51,86	
13	1.845,0	10	21.316	5,12	1.657,97	1.149,1	508,9	30,69	1,100	3,55	51,90	
14	1.845,0	40	21.316	5,12	1.657,97	1.274,1	383,9	23,15	1,225	3,96	52,12	
15	1.845,0	80	21.316	5,12	1.657,97	1.374,6	283,4	17,09	1,328	4,29	52,38	
16	3.874,5	160	44.764	10,75	1.657,97	1.340,5	317,5	19,15	2,711	8,75	52,20	
17	3.874,5	320	44.764	10,75	1.657,97	1.465,3	192,7	11,62	2,985	9,64	52,58	

Esto se explicaría porque la demanda real no está alineada ni correlacionada con el recurso disponible, porque la operativa no fue diseñada contemplando el recurso, sino por otras razones como la disponibilidad de materia prima. Sería interesante evaluar junto con la empresa si fuese posible modificar los horarios de operación para intentar que estos se ajusten mejor al recurso. En situaciones donde no se puede almacenar más energía, es necesario evitar el sobrecalentamiento, y la estrategia disponible es desenfocar el campo, lo que resulta en un desperdicio del recurso incidente.

En el Gráfico 17, se muestran curvas de 6 días de operación aleatorios del recurso incidente disponible en la apertura del colector (I_{bt_real}), el caudal de vapor demandado por la planta (Q_{cald}), el recurso utilizado por el colector (I_{bt_Util}), el recurso desperdiciado por desenfoco (I_{bt_DUMP}), temperatura del nodo superior del tanque (T_{Tanque}) y el caudal de vapor solar generado ($Q_{vapor\ solar}$).

En el período entre las horas 1.140 y 1.175 se observa una situación en la que no hay demanda de vapor de la planta pero si hay recurso disponible y el tanque ya ha alcanzado una temperatura considerable ($> 215\text{ °C}$). En esta situación, la estrategia adoptada es desenfocar

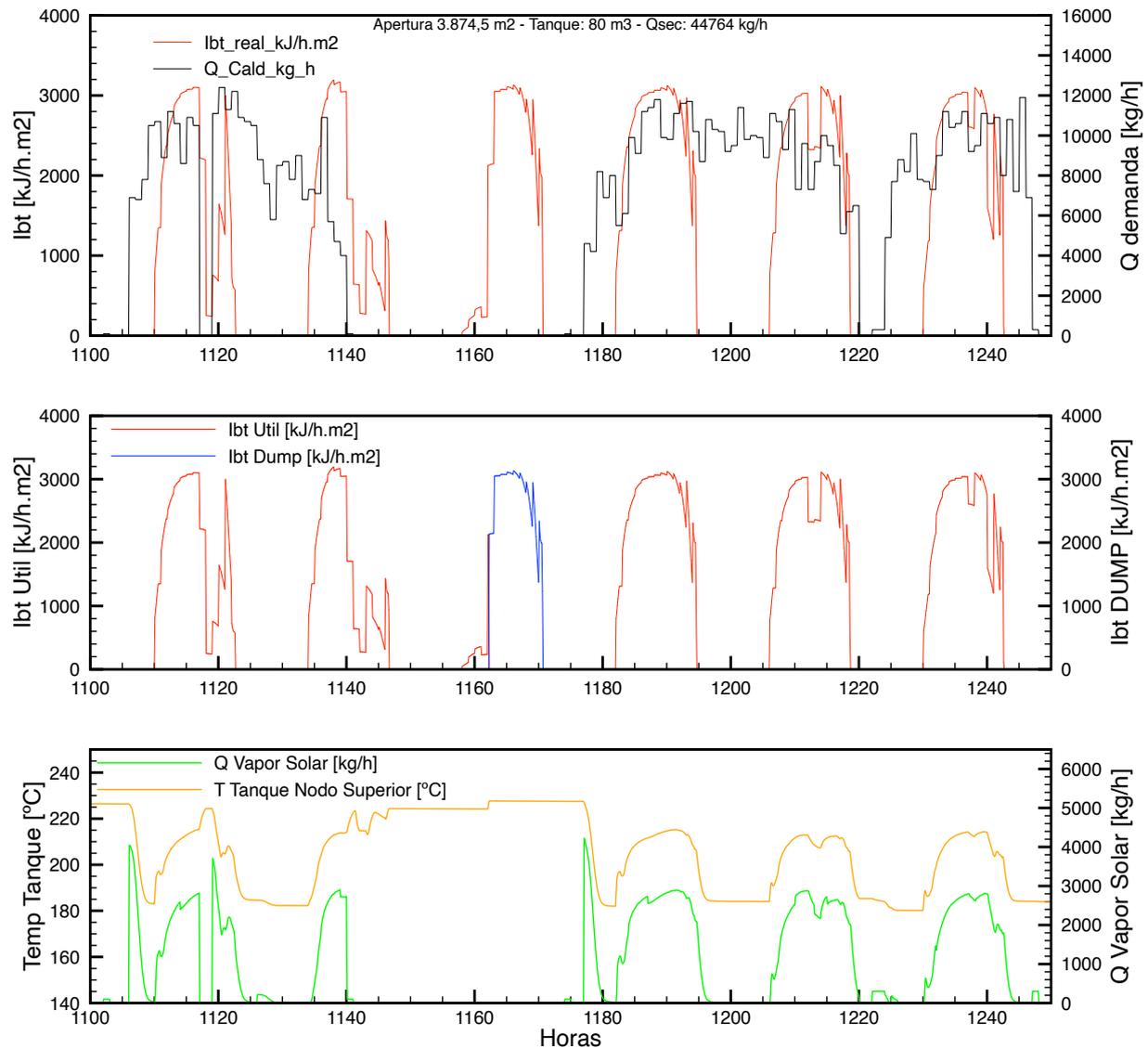


Gráfico 17 Horas 1.100 a 1.250 de simulación 3.874,5 m², 80 m³ tanque y Q sec. 44764 kg/h. Cuadro superior el recurso disponible (eje izq.) y demanda de vapor (eje der). Cuadro central lbt Útil (izq.) lbt DUMP (der.). Cuadro inferior en eje izq. temperatura en el tanque y en el eje der. generación de vapor solar.

el campo, lo que se refleja en la curva de $l_{bt} DUMP$ del gráfico central, que sigue la misma tendencia que la del recurso, pero ahora en forma de desperdicio.

Este resultado evidencia claramente que una gran parte de la diferencia en la FS simulada podría explicarse por no aprovechar todo el recurso cuando está disponible, o no almacenarlo adecuadamente. En contraste, al dimensionar inicialmente los componentes, especialmente las aperturas, se consideró un uso completo del recurso.

Los casos #13 a 15, que representan situaciones extremas, muestran que al reducir la apertura y mantener los volúmenes de tanques originales, se aprovecha más el recurso (menos I_{bt} DUMP) y la FS simulada se acerca más a la buscada en el diseño inicial.

Lo mismo ocurre con los casos 16 y 17, donde al mantener la apertura requerida para una fracción solar de diseño de 10,75 %, se observa que con tanques mucho más grandes se mejora significativamente la fracción solar simulada y se reduce el desperdicio de recurso. En estos casos, el desperdicio disminuye de 30 % a poco menos del 12 %, logrando una reducción mayor al 65 %. En ese extremo, prácticamente se alcanza la FS diseñada.

Existen otros desvíos que a pesar de ser pequeños frente a la incidencia que tiene el desperdicio del recurso, se debe entender su efecto en el resultado final. Por ejemplo, al mantener fijo el volumen almacenado y aumentar el caudal secundario se mejora la energía acumulada anual, esto se analizará más adelante.

El desvío en el rendimiento de los colectores, aunque de menor relevancia que el desperdicio del recurso, también merece ser mencionado. En este caso, el rendimiento simulado es menor al valor inicialmente supuesto y al obtenido con la demanda infinita. Concretamente, el rendimiento de los colectores se sitúa entre el 51,9 % y el 52,6 %, mientras que el valor inicial utilizado fue del 55 % y el rendimiento obtenido con demanda infinita alcanzaba hasta el 54 % en algunos escenarios.

Este efecto se explicaría porque, en la simulación actual, tanto el tanque como los colectores están expuestos a temperaturas más altas que en el caso de la demanda infinita. Esta mayor temperatura reduce el rendimiento en los colectores.

EFFECTOS DE CAMBIOS EN EL CAUDAL SECUNDARIO

En el Gráfico 18 se muestra la temperatura de entrada a los colectores y la energía anual acumulada para una apertura de 3.874,5 m² y un volumen de tanque de 40 m³, donde se modifica únicamente el caudal del circuito secundario.

Se espera que al aumentar el caudal secundario, sea posible disponer de una mayor potencia de intercambio en el HRSG (Generador de Vapor de Recuperación de Calor), lo que permitiría extraer más energía del almacenamiento. Con esto, se espera que sea posible acumular más energía antes de llegar al sobrecalentamiento. Además, al poder disponer de más energía, la temperatura del sistema debería disminuir, lo que podría mejorar el rendimiento de los colectores.

Si comparamos los rendimientos de los colectores contra el recurso incidente en la apertura, este último aumenta con el aumento del caudal secundario (más aprovechamiento del recurso), se observan variaciones muy leves e incluso en algunos casos el rendimiento de colectores es menor. Al mismo tiempo, al observar la disminución en I_{bt} DUMP, se muestra que esta reducción tiene un orden de magnitud mayor que la variación en el rendimiento del colector.

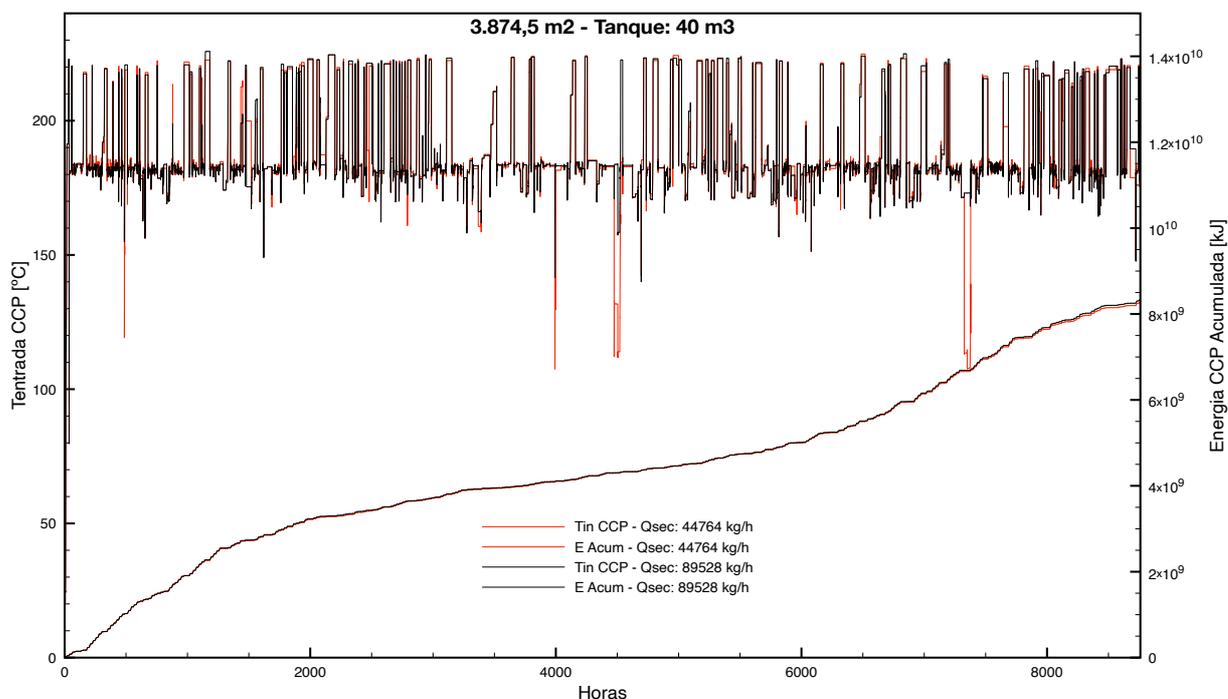


Gráfico 18 Temperatura Ingreso a colectores y energía solar útil anual, con cambios en el caudal secundario.

Esto confirma la conclusión anterior de que las pérdidas más significativas son debidas al desperdicio del recurso, es decir, la incapacidad de seguir utilizando el recurso o almacenándolo para su aprovechamiento posterior.

Para esta apertura, si se realiza el análisis numérico de estos efectos, se calcula que la energía solar generada acumulada anualmente luego de duplicar el caudal del secundario aumenta en 28.055 kWh/año, incremento del 1,13 %.

En este momento no se tiene en cuenta el costo de bombear el doble del caudal; pero si se supone que las pérdidas hidráulicas se mantuvieran fijas (aumentando los diámetros de tuberías, etc.), la energía de este bombeo sería de al menos el doble, con lo cual el costo de operación de la bomba será también al menos el doble.

Sin considerar el costo de inversión que es mayor por tratarse de una bomba de mayor potencia y de tuberías de mayor diámetro, la decisión parece directa en cuanto a mantener el caudal original y no duplicarlo, debido a que probablemente los beneficios no excedan los costos incrementales. Sería interesante en trabajos futuros evaluar otros caudales secundarios que sean menores a los propuestos aquí.

En breve, aunque duplicar el caudal secundario puede permitir una mejor extracción de energía del almacenamiento y una ligera reducción en la temperatura del sistema, las mejoras parecerían ser mínimas en comparación con los costos incrementales de esta decisión.

EFFECTOS DEL CAMBIO EN EL VOLUMEN DE ACUMULACIÓN

Se reproduce en el Gráfico 19 los perfiles de temperatura de ingreso a colectores junto a la curva de energía solar útil acumulada anual para los casos #1, 3, 5, 16 y 17 de apertura 3.874,5 m².

En concordancia a lo que se ha venido comentando, se aprecia que a mayor volumen de tanque, mayor es la energía anual y menor es la temperatura promedio de ingreso a colectores, entre la máxima y la mínima temperatura (para 10 m³ y 320 m³ de almacenamiento) hay hasta 25 °C menos por momentos.

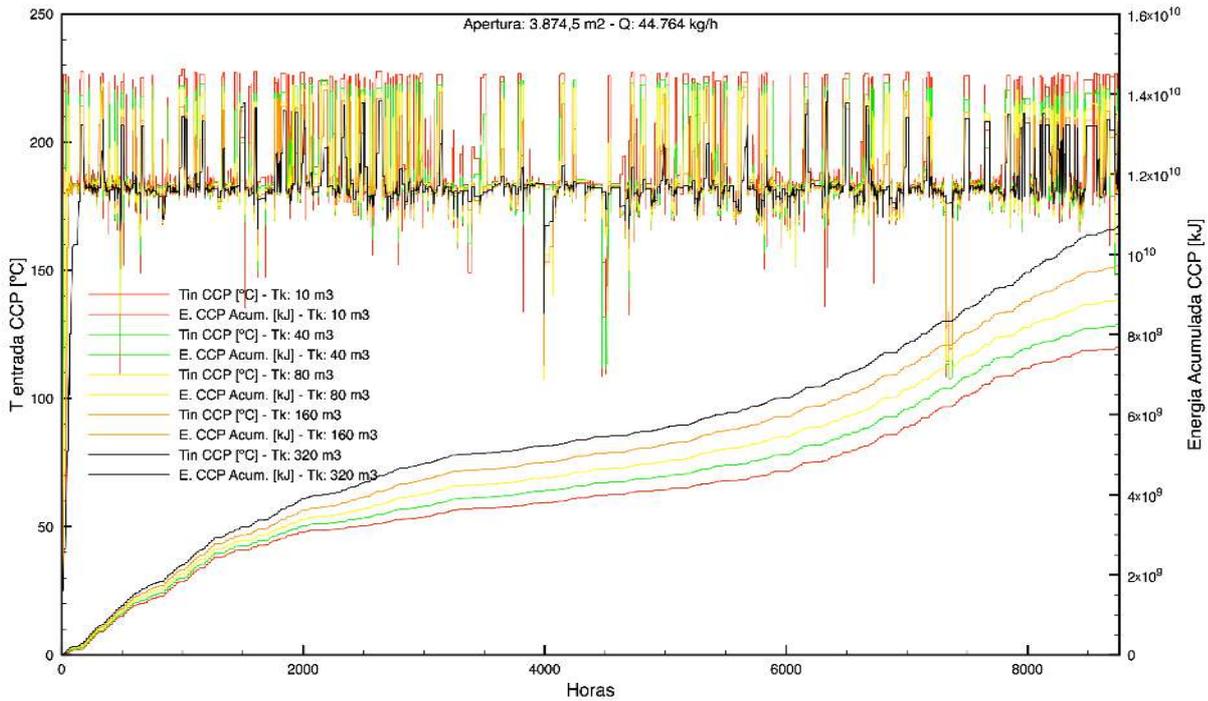


Gráfico 19 Apertura 3.874,5 m², Temperatura de entrada a colectores (izq.) y Energía solar útil acumulada (der.) según volumen de tanque, 10, 40, 80, 160 y 320 m³.

Analizando los resultados mostrados en la Tabla 19 se concluye que la temperatura promedio anual de ingreso a colectores disminuye hasta en 10 °C y el aumento del rendimiento promedio de colectores es 1,2 %, valor coherente con la curva de rendimiento del colector NEP 1800 [44].

Tabla 19 Resultados energéticos [kJ] y temperatura promedio de entrada colectores [°C] para apertura de 3.874,5 m² y Qsec 44.764 [kg/h], en Montevideo.

#	Vol. Tanque [m ³]	E solar Gen Prim [GWh/año]	Var. E solar [%] – Base:10 m ³	Tin CCP prom. anual [°C]
1	10	2,144	-	194
3	40	2,301	7,3	190,6
5	80	2,479	15,6	188,3
16	160	2,711	26,4	185,9
17	320	2,985	39,2	183,5

En contraposición, la variación en la energía anual aumenta hasta un 39,2 % (el rendimiento de colectores solo aumenta un 1,2 %), esto vuelve a reforzar el concepto de que no es el efecto de la disminución de temperatura lo que impulsa los resultados de energía anual, sino el hecho de poder almacenar el recurso cuando no hay demanda.

Tabla 20 Resultados de las simulaciones con énfasis en las horas de almacenamiento posible a potencia nominal del campo de colectores.

PINCH 5°C							
#	APERTURA [m ²]	TK [m ³]	Qsecund Maximo [kg/h]	FS Diseño [%]	E Tq vs Pot Nom CCP [horas almacenamiento]	E Solar Gen - Primario [GWh]	FS Simul [%]
1	3.874,5	10	44.764	10,75	0,24	2,144	6,92
2	3.874,5	10	89.528	10,75	0,24	2,141	6,91
3	3.874,5	40	44.764	10,75	0,95	2,301	7,43
4	3.874,5	40	89.528	10,75	0,95	2,316	7,48
5	3.874,5	80	44.764	10,75	1,89	2,479	8,00
6	3.874,5	80	89.528	10,75	1,89	2,507	8,09
7	9.225,0	10	106.579	25,59	0,10	4,722	15,25
8	9.225,0	10	213.158	25,59	0,10	4,723	15,25
9	9.225,0	40	106.579	25,59	0,40	4,925	15,90
10	9.225,0	40	213.158	25,59	0,40	4,939	15,95
11	9.225,0	80	106.579	25,59	0,80	5,157	16,65
12	9.225,0	80	213.158	25,59	0,80	5,181	16,73
13	1.845,0	10	21.316	5,12	0,50	1,100	3,55
14	1.845,0	40	21.316	5,12	1,98	1,225	3,96
15	1.845,0	80	21.316	5,12	3,94	1,328	4,29
16	3.874,5	160	44.764	10,75	3,77	2,711	8,75
17	3.874,5	320	44.764	10,75	7,48	2,985	9,64
18	3.874,5	640	44.764	10,75	14,86	3,241	10,46
19	3.874,5	1280	44.764	10,75	29,52	3,386	10,93

En la Tabla 20 se detalla la energía solar generada anual y el equivalente en horas de almacenamiento útil para cada volumen de tanque. Es evidente, como se ha mencionado en varias ocasiones, que a medida que aumenta el almacenamiento, también lo hace la energía solar generada anual, o de manera equivalente, aumenta el aprovechamiento del recurso.

Sin embargo, parece haber una tendencia de rendimiento decreciente en el aumento de la energía solar a medida que se incrementa el volumen almacenado. Por esta razón, se simularon dos casos adicionales para una apertura de 3.874,5 m², con volúmenes de tanque de 640 m³ y 1.280 m³ (casos #18 y 19). El Gráfico 20 muestra de manera visual el comportamiento asintótico de la energía solar en relación con el volumen almacenado.

De la tendencia gráfica y los datos tabulados, se podría decir que a partir de 320 m³, la curva se aplana considerablemente en ese efecto asintótico. El tanque de 320 m³ es capaz de almacenar unas 7,5 horas de energía a potencia nominal del campo. En otras palabras, esas 7,5 horas serían equivalente aproximadamente a almacenar 1 día de recurso, que sería el día sin demanda del proceso como se comentó en caso Grinsol, luego de eso parece que la ganancia en energía no justificaría el volumen adicional.

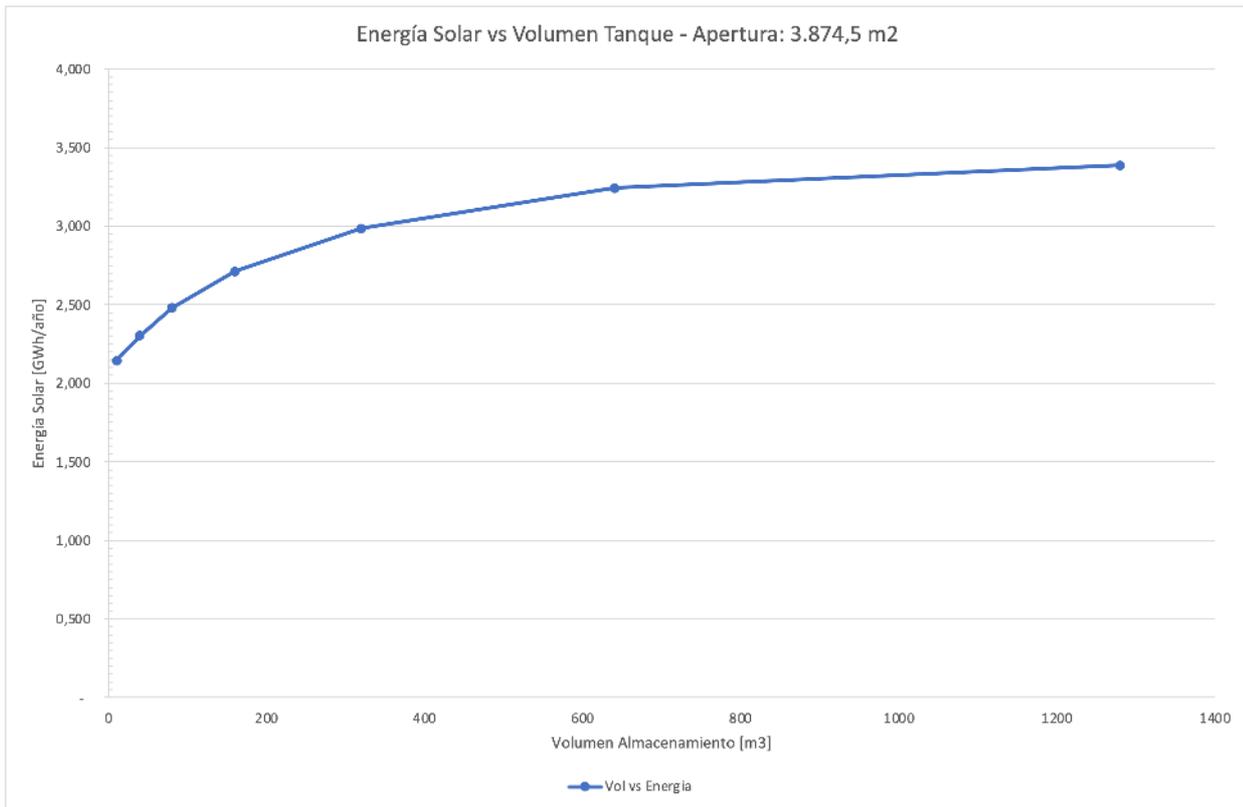


Gráfico 20 Energía Anual Generada [GWh/año] vs Volumen de almacenamiento [m³] para Montevideo con apertura de 3.874,5 m².

En términos numéricos, para la misma apertura y un volumen de tanque de 10 m³, la energía solar fue de 2,144 GWh/año, mientras que para 640 m³ fue de 3,24 GWh/año y para 1.280 m³ fue de 3,39 GWh/año. Esto representa un aumento del 51 % y del 58 %,

respectivamente en la energía generada. Sin embargo, los volúmenes de almacenamiento aumentaron en un 6.300 % y un 12.700 %, respectivamente.

Dado que no se consideran los costos de inversión, es imprescindible realizar un estudio económico futuro para tomar decisiones. Puede ser que haya un óptimo económico con solo 0,1 horas de almacenamiento (6 minutos), como en los casos 7 y 8, sin haber alcanzado un óptimo energético que solo se lograría con un volumen de almacenamiento infinito.

Adicionalmente, al estar utilizando el AMT como fuente de datos se omitieron casos extremos, por ejemplo el de tener varios días sin recurso suficiente, por lo tanto tampoco podríamos afirmar cual sería el óptimo sin hacer los estudios con una serie real de largo plazo.

5. CONCLUSIONES

Después de analizar la demanda energética de la industria uruguaya, específicamente en cuanto al uso final como calor de proceso, se concluye que hay un amplio espacio para la incorporación de energía solar térmica. La industria consume más del 40 % de la energía del país y aún en muchos casos depende de fuentes fósiles.

Las temperaturas de vapor utilizadas en los subsectores identificados como más relevantes (lácteos, frigoríficos y otras alimenticias) se sitúan en un rango de 120 °C a 215 °C, lo cual está fuera del alcance razonable de tecnologías como placa plana o tubos al vacío, comunes en Uruguay. Por lo tanto, se hace necesario recurrir a tecnologías de concentración.

En Uruguay, el desarrollo de energía solar térmica se ha centrado principalmente en agua caliente sanitaria y climatización de piscinas, utilizando fundamentalmente tecnologías de placa plana y tubos evacuados. No se ha registrado la implementación de sistemas de concentración solar.

Tras investigar el estado del arte, se identificaron al menos dos tecnologías (Concentrador Cilindro Parabólico y Fresnel Lineal) adecuadas para las temperaturas de demanda final definidas para la generación de vapor en algunos sub sectores de la industria Uruguaya.

Dado que el desarrollo comercial de los sistemas de Concentrador Cilindro Parabólico está más avanzado a nivel mundial, se optó por analizar un sistema de producción de vapor solar utilizando esta tecnología. Sin embargo, es importante tener en cuenta que no se realizaron análisis económicos, por lo que no se puede descartar otras tecnologías, especialmente considerando que los costos de instalación pueden variar con el tiempo.

Por otro lado se ha mostrado que el software TRNSYS es una herramienta potente para el análisis de sistemas de generación solar con concentración. Aunque su implementación gráfica facilita su uso, presenta ciertas complejidades operativas que pueden dificultar su manejo para usuarios sin experiencia.

El modelo desarrollado se validó comparando resultados con un trabajo previo, lo que confirmó su capacidad para ofrecer resultados comparables, a pesar de partir de objetivos distintos.

Se realizó el estudio sobre un caso de una industria local existente del sector Frigoríficos, tomando como datos el consumo horario de vapor en un año. Se simularon varios casos, variando el área de apertura, tamaño de tanque de acumulación y caudal del circuito secundario.

Se observa que si bien se consideraron Fracciones Solares relativamente bajas (10% y 26%), hay diferencias significativas entre los resultados energéticos al tener en cuenta el perfil de demanda de vapor real.

Se observa un efecto significativo del tamaño del sistema de acumulación en la fracción solar obtenida, llegándose a observar un comportamiento asintótico de la misma. En el caso estudiado con más detalle, se obtuvo que a partir de un tamaño equivalente a 7,5 horas de acumulación a potencia nominal, el incremento es sensiblemente menor.

Con respecto al caudal del circuito secundario, se tomó un criterio de dimensionamiento fijando el salto de temperaturas en el HRSG igual al máximo del tanque e igualando la potencia de generación de vapor a la nominal del campo solar. No se observó una diferencia significativa en la fracción solar al aumentarlo.

El modelo desarrollado en TRNSYS se puede adaptar fácilmente a otras condiciones de demandas, de tipos colectores, etc.. Para aplicaciones que requieran temperaturas de vapor superiores a los 220 °C, se puede modificar el fluido de trabajo en el circuito primario y secundario, por ejemplo, para utilizar aceite térmico capaz de operar hasta los 400 °C con presiones manejables, ya que el agua saturada almacenada a esa temperatura estaría cerca de los 300 Barg.

En resumen, la implementación de tecnología de concentración solar para usos industriales en Uruguay es un área poco explorada hasta el momento. Sin embargo, existen oportunidades para su adopción, especialmente si se consideran los beneficios fiscales existentes para la instalación de este tipo de tecnología. Respecto a esos beneficios fiscales existentes en la legislación uruguaya, cabe mencionar que pueden llegar hasta más del 60 % de la inversión realizada en este tipo de tecnología, por lo que se reduce significativamente los costos de instalación y esto puede incentivar el desarrollo de algún plan piloto en el corto plazo.

Para continuar con el estudio de esta tecnología, se deben resolver algunos detalles que no se abordaron en este trabajo, como los ya comentados aspectos económicos y otros técnicos del modelo desarrollado en TRNSYS, como la simulación de sombreados inter filas y la optimización del espacio. Además, puede haber otras demandas industriales que puedan adaptarse al mismo modelo desarrollado, con un uso secundario del vapor solar a temperaturas menores a la del proceso principal, lo que podría reducir el desperdicio de recurso en situaciones que anteriormente podrían haber llevado al sobrecalentamiento del sistema.

En conclusión, la implementación de tecnología de concentración solar para usos industriales en Uruguay tiene un gran potencial, especialmente en un contexto de descarbonización del país. Aunque aún quedan aspectos por resolver y áreas por explorar, este trabajo proporciona una base para futuras investigaciones y desarrollos en este campo prometedor.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A. REFERENCIAS

- [1] IEA SHC, «Task 33,» IEA SHC, 2008. [En línea]. Available: <https://task33.iea-shc.org>. [Último acceso: 2024].
- [2] IEA SHC, «Solar Heat Worldwide,» 2015. [En línea]. Available: <https://www.iea-shc.org/data/sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2015.pdf>.
- [3] IEA TASK 49, «Database for applications of solar heat integration in industrial processes,» [En línea]. Available: <http://ship-plants.info>. [Último acceso: 2018].
- [4] IEA-ETSAP & IRENA, «Solar Heat for Industrial Processes,» IEA-ETSAP & IRENA, 2015.
- [5] IEA SHC, «Solar Heat Worldwide – 2023 Edition,» IEA SHC, 2023.
- [6] Sun 1913, «Sun 1913,» 2008. [En línea]. Available: <https://www.sun1913.info>.
- [7] SOLRICO, «focusing on solar thermal technology,» [En línea]. Available: <https://www.solrico.com>.
- [8] A. Mimbacas y G. Honty, Instrumento de articulación público-privado para el fomento de la energía solar en el Uruguay, vol. 1, M. Solar, Ed., Montevideo: UNESCO Office Montevideo, 2010.
- [9] MIEM, «MIEM,» 2006. [En línea]. Available: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/sites/ministerio-industria-energia-mineria/files/2023-07/Informe%20Sector%20Residencial%20T1.pdf>.
- [10] DNE , «2017 Equipamiento Solar,» 2017.
- [11] I. Piccioli, A. Laguarda y G. Abal, «TRANSPORTE DE IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL A UNA SUPERFICIE INCLINADA: EFECTO DE LA SEPARACIÓN DIRECTA-DIFUSA,» 2017.
- [12] J. A. Duffie y W. A. Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, Madison, Wisconsin: Wiley, 2006.
- [13] G. Abal, M. D'Angelo, J. Cataldo y A. Gutiérrez, *Mapa Solar del Uruguay*, 2009.
- [14] IEA, «Solar Energy Perspectives,» Paris, 2011.
- [15] e. a. Erbs, «Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation,» *Solar Energy*, vol. 28, nº 4, pp. 293-302, August 1982.

- [16] R. Alonso Suárez, G. Abal , R. Siri y P. Musé, «Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: application to Uruguay,» Montevideo, 2012.
- [17] J. D. Tarpley, «Estimating Incident Solar Radiation at the Surface from Geostationary Satellite Data,» *Journal of Applied Meteorology*, vol. 18, p. 1172, 28 Mayo 1979.
- [18] R. Alonso Suárez, M. Bidegain, G. Abal y P. Modernell, «Año Meteorológico Típico para Aplicaciones de Energía Solar (AMTUes): series horarias típicas para 5 sitios del Uruguay. Memoria Técnica del LES/UdelaR,» Salto, 2016.
- [19] ESMAP, «CSP: Solar Resource Assessment,» ESMAP .
- [20] S. Kalogirou, *The potential of solar industrial process heat applications*, Nicosia: Elsevier, 2002.
- [21] ISO, «International Standards Organization,» [En línea]. Available: <https://www.iso.org/standard/67978.html>.
- [22] European Committee for Standardization, «European Standardization,» [En línea]. Available: https://standards.cencenelec.eu/dyn/www/f?p=CEN:110:0:::FSP_PROJECT,FSP_ORG_ID:59827,6293&cs=1F8910A4140E329C6E95364B77B159B87.
- [23] International Code Council, «2020 ICC 901/SRCC 100: Solar Thermal Collector Standard,» [En línea]. Available: <https://codes.iccsafe.org/content/ICC9012020P1>.
- [24] SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), «SPF Testing Reports,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.spftesting.info>.
- [25] IRENA, *Solar Heat for Industrial Processes*, 2015.
- [26] SPF, «Solar Collector Factsheet C&G Energy KLB 2.0 - C1733,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswill, 2016.
- [27] T. Beikircher, «Flat plate collector for process heat with full surface aluminium absorber, vacuum super insulation and front foil,» de *International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*, Garching, 2014.
- [28] CERN, «CERN's Ultra High Vacuum Flat Plate Solar Collector (UHVFP) Markets and Applications,» CERN, 2008.
- [29] D. F. Mahjouri, «Vacuum Tube Liquid-Vapor (Heat-Pipe) Collectors,» de *Solar conference*, Maryland, 2004.

- [30] SPF, «Solar Collector Factsheet IMA HP 65/20 - C1542,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswil, 2011.
- [31] SPF, «Solar Collector Factsheet IMA HP 58/30 - C1541,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswil, 2011.
- [32] SPF, «Solar Collector Factsheet Thermostrom Strebel AS 100 DF6 - C1113,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswil, 2008.
- [33] SPF, «Solar Collector Factsheet Thermostrom Strebel AS 100 HP16 - C1112,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswil.
- [34] F. Elimar, S. Hess y C. Zahler, General requirements and relevant parameters for process heat collectors and specific collector loop components, IEA SHC, 2012.
- [35] A. Rabl, «Comparison of Solar Concentrators,» *Solar Energy*, vol. 18, pp. 93-111, 1976.
- [36] D. Milani y A. Abbas, «Multiscale modeling and performance analysis of evacuated tube collectors for solar water heaters using diffuse flat reflector,» ELSEVIER, Sydney, 2015.
- [37] SOLARPACES, «How CSP Works: Tower, Trough, Fresnel or Dish,» 12 Octubre 2017. [En línea]. Available: <http://www.solarpaces.org/how-csp-works/>. [Último acceso: 6 Junio 2018].
- [38] NREL, «Concentrating Solar Power Projects,» [En línea]. Available: <https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/index.cfm>. [Último acceso: 06 Junio 2018].
- [39] IEA, «Process Heat Collectors,» Gleisdorf, 2008.
- [40] FLABEG FE GmbH, [En línea]. Available: <http://www.flabeg-fe.com/en/solar/mirrors-for-csp-cpv/parabolic-trough.html>.
- [41] SCHOTT AG, [En línea]. Available: <https://www.us.schott.com/csp/english/schott-solar-ptr-70-receivers.html>.
- [42] SUN&WIND ENERGY, «Solar Process Heat: Surprisingly Popular,» 13 02 2017. [En línea]. Available: <http://www.sunwindenergy.com/content/solar-process-heat-surprisingly-popular>. [Último acceso: 05 04 2018].
- [43] SkyFuel, [En línea]. Available: <http://www.skyfuel.com/products/reflectech/>.
- [44] SPF, «Solar Collector Factsheet NEP PolyTrough 1800 - C1549,» SPF Institute for Solar Technology of the Eastern Switzerland University of Applied Sciences (OST), Rapperswil, 2012.

- [45] OLYMCO, Olymco, [En línea]. Available: <http://www.olymco.com/solar-black-chrome.aspx>.
- [46] MNRE , 2022. [En línea]. Available: <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2024/05/202405212058338995.pdf>.
- [47] Ministerio de Nueva y Renovable Energía, [En línea]. Available: <https://cdnbbsr.s3waas.gov.in/s3716e1b8c6cd17b771da77391355749f3/uploads/2024/05/202405212058338995.pdf>.
- [48] Ministerio de Nueva y Renovable Energía, [En línea]. Available: http://www.in.undp.org/content/india/en/home/library/environment_energy/sun-focus.html.
- [49] Instituto Nacional de Energía Solar, [En línea]. Available: <https://nise.res.in>.
- [50] Pasumai Aatral Pvt. Ltd., [En línea]. Available: <http://www.pasumai-aatral.com>.
- [51] S. K. Singh, K. Deshpande y A. Pathak, «CSH PROGRAMME OF MNRE,» *Sun Focus*, vol. 4, nº 3, pp. 24-26, Enero-Marzo 2017.
- [52] Quad Sun Solar, [En línea]. Available: <https://www.quadsuntechnology.com>.
- [53] J. F. Feldhoff, «Linear Frensel Collectors: A technology overview,» DLR, Almería , 2012.
- [54] Industrial Solar, «LF-11 Spec Sheets,» [En línea]. Available: <https://mb.cision.com/Public/17705/3013997/8f88fef06bc27025.pdf>.
- [55] IEA SHC, «Task 49 - Derivable B2,» 2015.
- [56] RESSPI, «Base de datos de proyectos de concentración SHIP en España,» [En línea]. Available: <https://www.resspi.com/biz/listaProyectos?page=9>.
- [57] MIEM, «Estudios de base para el diseño de estrategias y políticas energéticas: relevamiento de consumos de energía sectoriales en términos de energía útil a nivel nacional,» MIEM DNE, Montevideo , 2009.
- [58] Dirección Nacional de Energía, «Encuesta de consumo y uso de la energía en la industria,» MIEM, Montevideo, 2013.
- [59] MIEM, «BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ÚTIL DEL SECTOR INDUSTRIAL,» Montevideo, 2020.
- [60] IEA, «World Energy Outlook 2023,» IEA, 2023.
- [61] N. Novas, A. Fernández-García y F. Manzano-Agugliaro, «A Simplified Method to Avoid Shadows at Parabolic-Trough Solar Collectors Facilities,» *Symmetry*, vol. 12, nº 2, 2020.
- [62] University of Wisconsin System, "TRNSYS Transient System Simulation Tool," [Online]. Available: <https://www.trnsys.com>.

- [63] Natural Resources Canada, Pinch Analysis: For the Efficient Use OF ENERGY, WATER & HYDROGEN, 2003, p. 28.
- [64] D. De León, P. Galione, A. Ghazarian y P. Curto, «Evaluación del potencial de generación termoeléctrica por concentración solar en el Uruguay,» Universidad de la República, Montevideo.
- [65] IEA SHC, «Calculation method for the conversion of aperture area into thermal power for tracked concentrating solar thermal systems for statistical purposes,» 2023. [En línea]. Available: <https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/media/documents/statistics/calculation-method-for-tracked-concentrating-collectors.pdf>.
- [66] Laboratorio de Energía Solar, [En línea]. Available: www.les.edu.uy.
- [67] SOLATOM, «Solar Steam Boilers,» [En línea]. Available: <https://solatom.com>.
- [68] M. Fedkin, «2.2 Types and Elements of Concentrating Collectors,» [En línea]. Available: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/7>. [Último acceso: 2018].
- [69] Penn State University, [En línea]. Available: <https://www.e-education.psu.edu/eme812/node/557>.
- [70] [En línea]. Available: <http://www.starwest.ups-tlse.fr/monte-carlo-concentrated-solar-examples/fresnel.jpg>.
- [71] IEA, [En línea]. Available: http://ship-plants.info/solar-thermal-plants/299-ultramarine-pigments-india?collector_type=7.
- [72] IEA SHC, «Converting solar thermal collector area into installed capacity (m² to kWth),» [En línea]. Available: https://www.iea-shc.org/Data/Sites/1/documents/statistics/Technical_Note-New_Solar_Thermal_Statistics_Conversion.pdf.
- [73] Kingspan, *HP 400*.
- [74] Thermostrom Energietechnik GmbH..
- [75] Wikipedia, [En línea]. Available: https://en.m.wikipedia.org/wiki/File:Vacuum_collector_double_tube.png.
- [76] Solar Thermal World, «Concentrating solar heat capacity quadruples in 2022,» [En línea]. Available: <https://solarthermalworld.org/news/concentrating-solar-heat-capacity-quadruples-in-2022/>.
- [77] NEP SOLAR AG, *NEP SOLAR CONCENTRATOR*, NEP SOLAR AG.
- [78] M. Günther, M. Eickoff y M. Meyer-Grünefeldt , «Advanced CSP Teaching Materials Chapter 6 Linear Fresnel Technology,» 2011.

[79] Newport Corporation, «Introduction to Solar Radiation,» [En línea]. Available:
<https://www.newport.com/t/introduction-to-solar-radiation>.

[80] «EVACUATED SOLAR 'VACUUM' TUBES,» [En línea]. Available:
<https://solarbbq.wordpress.com/evacuated-solar-vacuum-tubes/>.

Esta es la última página.

Compilado el miércoles 12 de febrero, 2025.

<https://peperoca.com/ship>