

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECÁNICA
VALPARAISO – CHILE



MODELO DE CÁLCULO, PARA LA PROYECCIÓN DE SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS EN CHILE, DE
GENERACIÓN DE AGUA CALIENTE SANITARIA PARA COMUNIDADES DE EDIFICIOS, Y SU
APLICACIÓN A UN CASO REAL.

HUGO IVÁN AGUSTIN GIUNIO CORTÉS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA:
PROFESOR CORREFERENTE:

MG.-ING. JAIME ESPINOZA S.
MG.-ING. IGNACIO MIR F.

JUNIO – 2014

RESUMEN EJECUTIVO

Energotek S.A. es una joven y pequeña empresa que busca consolidarse en el mercado nacional de las energías renovables no convencionales, específicamente en instalaciones solares térmicas. Desde el año 2010 cuentan con la representación de la marca SOLIMPEKS® de colectores solares térmicos y han ganado licitaciones para realizar instalaciones en grandes complejos industriales como también domiciliarios, pero hasta el momento no cuenta con las herramientas para desarrollar un proyecto desde las etapas de diseño y proyección. El presente estudio busca generar un modelo de cálculo de manera de entregar la capacidad de proyectar sistemas solares térmicos en Chile, de generación de agua caliente sanitaria, enfocado a comunidades de edificio tanto en etapa de construcción, como de edificios ya habitados.

A su vez el presente estudio busca proponer un modelo económico en función de los ahorros generados, es decir que permita evaluar la factibilidad económica del proyecto.

Por último se presenta un caso aplicado de la metodología a una comunidad de edificio de la comuna de Las Condes en la ciudad de Santiago.

ABSTRACT

Energotek S.A. is a young and small company that strives to consolidate itself in the Chilean market of non-conventional renewable energy, specifically in solar thermal systems. Since 2010, Energotek holds the representation of the brand: SOLIMPEKS® of solar thermal collectors and they have won several tenders to perform the installation of large industrial solar thermal systems and also some residential installations, but so far they lack the calculation tools to develop a project from the design and projection stages.

The present study seeks to build a calculation model in order to grant the company with the ability to project solar thermal systems in Chile, to generate hot water, focused on apartment buildings, both in the construction phase, as well as already inhabited buildings.

In turn, the present study seeks to propose an economic model based on the savings, i.e. to assess the economic feasibility of the project.

Finally, the current study presents an applied case of the methodology of an apartment building located in the commune Las Condes in the city of Santiago.

AGRADECIMIENTOS

Al terminar finalmente esta etapa tan importante en mi vida, no puedo dejar de agradecer a mi familia por haberme otorgado el privilegio de contar con una educación de primer nivel y apoyarme en todo sentido.

A Jocelyn, que gracias a su motivación y apoyo he sacado adelante esta tarea.

GLOSARIO

ACS	:	Agua caliente sanitaria.
CPP	:	Colector de placa plana.
CTV	:	Colector de Tubos al Vacío.
SST	:	Sistema Solar Térmico.
CDT	:	Corporación de desarrollo tecnológico, de la cámara chilena de la construcción.
ERNC	:	Energías renovables no convencionales.
IDAE	:	Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.
ITW	:	Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik – Universität Stuttgart. Instituto de termodinámica y termotecnia de la Universidad de Stuttgart.
N.A.	:	No aplica.

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	2
ABSTRACT	3
AGRADECIMIENTOS	4
GLOSARIO	5
CONTENIDO	6
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	8
1.1 Objetivos	10
1.2.1 Objetivo general	10
1.2.2 Objetivos específicos.....	10
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	11
2.1 Introducción	11
2.2 La energía solar térmica en el mundo	13
2.3 La energía solar térmica en Chile.....	13
2.3.1 Contexto energético Chileno.....	13
2.3.2 Política Energética Chilena	15
2.3.3 Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos SST	15
2.4 Tecnologías de captación.....	16
2.4.1 Colectores de Placa Plana (CPP)	17
2.4.2 Colectores de Tubos al Vacío (CTV)	23
2.4.3 Comparación entre colectores de baja temperatura	27
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	30
3.1 Estimación de demanda térmica en edificios habitacionales.	30
3.2 Calculo de la demanda energética de ACS.	31
3.3 Dimensionamiento del Sistema Solar Térmico.....	32
3.3.1 Historia del método F-Chart	32
3.3.2 Aplicaciones del método F-Chart	35
3.3.3 Descripción del método F-Chart.....	36
3.3.4 Precisión del método F-Chart.....	42
3.4 Determinación de una base de datos climáticos, para el territorio Chileno.....	44

3.5	Determinación del área de instalación necesaria.....	45
3.6	Modelo económico de los ahorros generados.	47
3.6.1	Evolución del precio de los combustibles	47
3.7	Generación de una herramienta de apoyo al cálculo.....	52
3.7.1	Selección de ubicación y características del proyecto.	53
3.7.2	Datos de consumo para la estimación de la “Demanda Energética”	55
3.7.3	Datos de los Colectores Solares y Sistema de Acumulación.	57
3.7.4	Determinación de área óptima de colectores.....	60
3.7.5	Evaluación Económica.	61
CAPITULO IV: DESARROLLO DE UN CASO APLICADO		63
4.1	Caracterización del caso aplicado.....	63
4.1.1	Ubicación y orientación	63
4.1.2	Componentes del sistema actual para la generación de ACS.	65
4.1.3	Descripción del sistema actual de generación de ACS.	67
4.1.4	Consumo mensual de ACS	69
4.2	Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes	70
4.2.1	Principio de funcionamiento del SST.....	70
4.2.2	Componentes del circuito solar térmico	72
4.3	Dimensionado del campo de colectores.	75
4.3.1	Determinación del área necesaria.....	77
4.3.2	Diagrama de la instalación.	78
4.4	Evaluación económica.	80
4.4.1	Calculo de inversión del SST	81
4.4.2	Evaluación de factibilidad	82
CAPITULO V CONCLUSIONES		83
BIBLIOGRAFÍA		85
BIBLIOGRAFÍA WEB.....		87

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

La importancia de las energías renovables no convencionales radica en lograr una independencia de los combustibles fósiles. Según datos de la agencia internacional de energía (AIE) el consumo de energía en el mundo se incrementará en un 57% entre 2004 y 2030, a pesar de que se espera que el aumento de precios tanto del petróleo como del gas natural siga en aumento. Gran parte de este incremento se producirá en los países con economías emergentes. En el informe Internacional “Energy Outlook” del 2005 se prevé que el consumo de energía en el mercado experimente un incremento medio de un 2,5% por año hasta 2030 en los países ajenos a la organización para la cooperación y el desarrollo económico (OCDE), mientras que en los países miembros, donde Chile ingresó el 2009, será tan sólo del 0,6%. Así, durante este período, los países OCDE incrementarán su demanda energética en un 24%, mientras que el resto de países lo harán al 95%.

Este contexto mundial ha hecho que Chile vaya tomando conciencia de la importancia de contar con fuentes de energía sustentables, las llamadas energías renovables no convencionales (ERNC).

Dentro de la gama de ERNC la energía solar térmica ha demostrado costos cada vez más competitivos frente a las fuentes de combustibles convencionales como el petróleo y el gas natural, y por esto ha mostrado un fuerte crecimiento a nivel mundial en los últimos años, incluido Chile.

La energía solar térmica consiste en la generación de calor proveniente de la radiación solar, y tiene diversas aplicaciones como generación de agua caliente sanitaria, calentamiento de piscinas, procesos industriales, climatización de ambientes, e inclusive generación de electricidad. Sin embargo de estas aplicaciones la que cumple la mayor utilidad, es la generación de Agua Caliente Sanitaria (ACS). Las ventajas son amplias: reducción sensible de los costos para la generación de ACS, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y periodos relativamente cortos de retorno de la inversión. Las desventajas derivan en que se trata de un tipo de energía intermitente, por lo que requiere de un sistema de acumulación, además, la instalación de estos sistemas implica un alto costo de inversión inicial y en ningún caso reemplazan completamente los sistemas convencionales de generación de ACS. Según Pedro Sarmiento, académico del departamento de mecánica de la Universidad Federico Santa María, una instalación solar típica en Santiago, aportaría un ahorro de un 30% en julio y de un 100% en los meses de verano, con un promedio anual de 70%. En los meses donde es menor la radiación solar, el sistema térmico puede

incluir un sistema auxiliar, generalmente caldera a gas, que permita calentar el agua cuando las condiciones climáticas han sido desfavorables y se requiere mayor energía que la entregada por el sol, o la demanda de agua caliente ha sido mayor que la prevista.

Debido a estas razones los edificios residenciales representan los objetivos más atractivos para la aplicación de este tipo de sistemas.

La etapa crucial desde el punto de vista técnico, de la implementación de un sistema solar térmico, consiste en el dimensionamiento del conjunto de equipos. Si bien existen programas computacionales que abordan este tópico, estos significan un costo demasiado alto para las pequeñas empresas que pretenden incursionar en la instalación de sistemas solares térmicos.

De este modo, la presente memoria de título tiene como finalidad generar un modelo de cálculo para la proyección de sistemas solares térmicos de generación de agua caliente sanitaria en Chile.

1.1 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Generar un modelo de cálculo para la proyección de sistemas solares térmicos de generación de agua caliente sanitaria en Chile.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinación de parámetros y relaciones que permitan estimar la demanda térmica en edificios habitacionales.
- Determinación de parámetros y relaciones que permitan dimensionar el área óptima para satisfacer la demanda.
- Determinar una base de datos climáticos, para el territorio chileno.
- Aplicar la metodología a una comunidad de edificio de la comuna de las Condes.
- Avaluar área óptima y área total disponible.
- Proponer un modelo económico en función de los ahorros generados.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Introducción

La energía solar es simplemente la energía radiante en forma de ondas electromagnéticas emitida directamente por el sol a la superficie de la tierra, el 95% de esta energía se sitúa en el espectro con una longitud de onda de entre 0,3 y 2,6 micrómetros. A medida que la tierra orbita alrededor del sol recibe una irradiación extraterrestre estándar de $1.353 \text{ [W/m}^2\text{]}$ medidos sobre una superficie normal (perpendicular) al sol, este valor es llamado la constante solar. Pero solo una fracción de esta energía alcanza la superficie de la tierra, parte de ésta es reflejada hacia el espacio, mientras otra parte es absorbida por la atmosfera. Es por esto que el promedio de irradiación solar recibida sobre la superficie de la tierra es de aproximadamente $630 \text{ [W/m}^2\text{]}$. (Thekaekara, 1976)

Aparte de su claro uso como fuente de iluminación, la radiación solar que incide sobre la Tierra puede ser aprovechada de dos maneras:

- ❖ *Transformación de la energía solar en calor:* se denomina energía solar térmica. Consiste en transformar la radiación solar en calor mediante un dispositivo captador (colector), estos se dividen en 2 grandes grupos, los colectores de baja temperatura que se utilizan para producir agua caliente destinada al consumo doméstico o industrial (calentamiento de piscinas, agua caliente sanitaria (ver figura 1), calefacción o refrigeración por absorción) y en segundo lugar los colectores de alta temperatura o concentradores que se utilizan para producir vapor en procesos industriales o energía mecánica mediante un ciclo termodinámico y, a través de un alternador, generar energía eléctrica: es la denominada energía solar termoeléctrica. (ver figura 2).

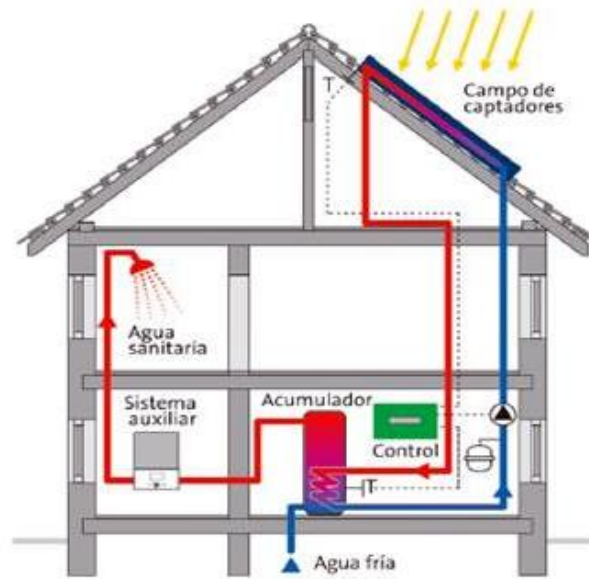


Figura 1: Diagrama básico de una instalación solar térmica domiciliaria. (Fuente: Técnicos Consultores).

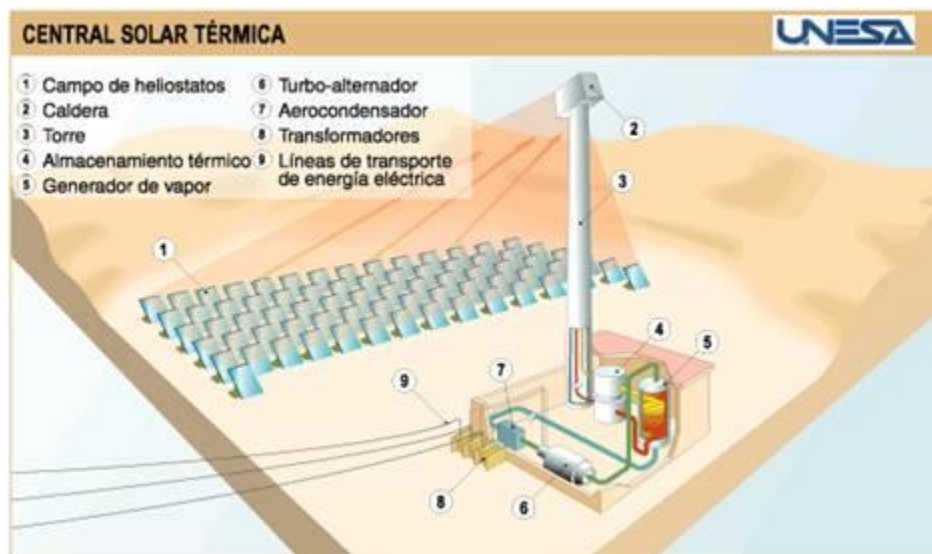


Figura 2: Diagrama de una central solar de torre. (Fuente: UNESA).

- ❖ *Transformación de la radiación solar en electricidad:* se denomina energía solar fotovoltaica. Esta transformación se lleva a cabo en los elementos semiconductores que integran los paneles solares fotovoltaicos. La electricidad puede ser utilizada de forma directa, almacenada en baterías e incluso se puede inyectar en la red de distribución eléctrica. (Termodinámica, Jutglar 2011)

2.2 La energía solar térmica en el mundo

La contribución de la energía solar térmica al consumo energético mundial es muy escasa todavía, aunque se perciben síntomas de cambio que permiten encarar el futuro con un cierto optimismo. Existe un creciente interés por la energía solar térmica; muchos países del mundo están apoyando esta energía con subvenciones y ayudas económicas; los colectores solares están experimentando reducciones en sus precios en algunos mercados especialmente activos, como China o Japón. Se trata, en definitiva, de una tecnología madura que ha experimentado un significativo avance durante los últimos años. (Termotecnia, Jutglar 2011)

Hasta el año 2011 la potencia instalada de energía solar térmica en el mundo superaba la potencia de todas las otras energías renovables, hoy en día sólo es superada por la energía eólica, la cual a fines del año 2012 alcanza la cifra de **282.482 MW** de potencia acumulada a nivel mundial, según datos del Consejo Mundial de Energía Eólica (Global Wind Energy Council GWEC) en su Balance 2012, mientras por su parte la energía solar térmica alcanzó la cifra de **268.100 MW** de potencia acumulada a nivel mundial según datos del informe “Solar Heat Worldwide” (SHC “Solar Heat and Cooling Programme International Energy Agency”).

2.3 La energía solar térmica en Chile

2.3.1 Contexto energético Chileno

Aunque la contribución de las energías renovables no convencionales (ERNC) en la matriz energética chilena es pequeña, empieza ya a ser significativa. En efecto, en solo cuatro años entre 2003 y 2007 el país ha pasado de tener una potencia instalada para la generación de energía eléctrica de 286 MW a 600 MW.

Pero como se muestra en las siguientes figuras el país tiene una alta dependencia de las energías fósiles. Alrededor del 73 % de la energía primaria generada en 2007 pertenecía a fuentes de energía fósiles (petróleo, gas natural y carbón). Además de estas fuentes de origen fósil, la energía

hidroeléctrica y la leña, entre otras, contribuyeron a que la oferta energética del país alcanzase los 301.381 [GWh]. (Tech4cdm, 2009)

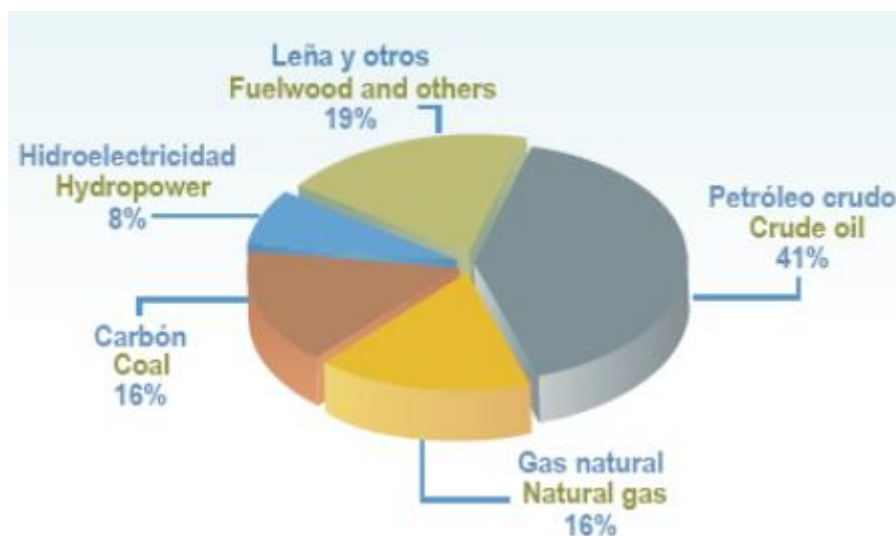


Figura 3: Oferta de energía primaria, año 2007 (Fuente: CNE)

La generación de energía eléctrica para ese mismo año fue de 55.914 GWh: 38% proveniente de plantas hidroeléctricas, 10% de gas natural, 26% de carbón, 22% de petróleo combustible y un 3,1% de ERNC (pequeña hidráulica, biomasa y eólica):

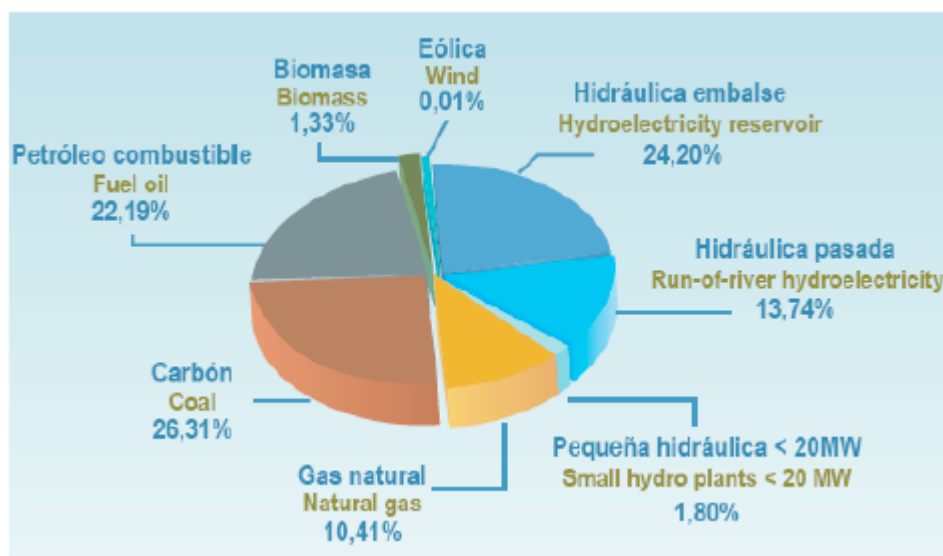


Figura 4: Generación de energía eléctrica, año 2007 (Fuente: CNE)

2.3.2 Política Energética Chilena

A partir de la crisis del gas con Argentina el año 2002, el gobierno chileno se ha planteado las materias energéticas como una de las prioridades en su gestión. Los principales objetivos del gobierno chileno en materia energética son:

- **Seguridad:** Disponer de la energía necesaria de forma oportuna y asequible.
- **Eficiencia:** Obtener energía al mínimo costo posible y usarla racionalmente.
- **Sostenibilidad:** Asegurar que fuentes y usos sean sostenibles en el tiempo (en particular, en relación con el medioambiente).
- **Equidad:** Garantizar a todos los sectores (sociales y geográficos) el acceso a la energía.

Para alcanzar estos objetivos se ha desarrollado un fuerte fortalecimiento institucional y de promoción y fomento de la eficiencia energética. El año 2005 la Comisión Nacional de Energía (CNE), dependiente del Ministerio de Economía de Chile, crea el Programa País de Eficiencia Energética (PPEE), con el objetivo de "consolidar el uso eficiente como una fuente de energía, contribuyendo así al desarrollo energético sustentable de Chile".

En febrero de 2010 se crea el Ministerio de Energía. La autoridad política decide separar las funciones de regulación y ejecución de las actividades en Energía, a través de la creación de:

- La División de Eficiencia Energética (Febrero 2010)
- La Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) (Noviembre 2010)

El 2011 el ministerio de Energía crea el Centro de Energías Renovables CER cuya misión es: "Asegurar la participación óptima de las ERNC en la matriz energética de Chile, para contribuir al desarrollo sustentable del país."

2.3.3 Franquicia Tributaria respecto de Sistemas Solares Térmicos SST

En materia de incentivos o subvenciones al uso del recurso solar, entró en vigencia en Chile a contar del 19 de agosto del año 2009 la ley 20.365, la cual establece un crédito tributario a las empresas inmobiliarias, para financiar en parte los sistemas solares térmicos que sirvan para

abastecer de agua potable sanitaria calentada con energía solar a viviendas nuevas de hasta 4.500 unidades de fomento, abaratando así la instalación de estos sistemas en los hogares de las familias de menores ingresos y de la clase media.

Esto tiene un efecto doblemente positivo, ya que no sólo apunta al desarrollo de una fuente de energía renovable y de bajo costo, sino que también reduce el gasto en gas de las familias, disminuyendo la dependencia de ese combustible, lo que redundará en una menor inflación y en una promoción del crecimiento económico. Adicionalmente, la implementación de esta medida incentiva la creación de fuentes de trabajo calificadas en el país, al mismo tiempo que posibilita que recursos económicos antes destinados a pagar por un bien importado, como son los hidrocarburos, ahora puedan destinarse a inversión en sistemas solares térmicos, que pueden manufacturarse, total o parcialmente, en Chile.

(Fuente: Biblioteca del congreso nacional de Chile, Historia de la Ley 20.365).

2.4 Tecnologías de captación

El captador o colector solar es el elemento encargado de captar la energía irradiada por el sol y transformarla en energía térmica y cederla al fluido caloportador. En un primer nivel de clasificación se habla de dos categorías generales: colectores de alta temperatura o de concentración y colectores de baja temperatura o sin concentración.

Los colectores solares de alta temperatura se utilizan casi exclusivamente en procesos industriales (generación de vapor para procesos) o de generación eléctrica, por lo que quedarán fuera del área de análisis, debido a que el objetivo de este estudio se enfoca en el apoyo a la generación de agua caliente sanitaria. Por otro lado los colectores con concentración hacen uso únicamente de la radiación directa por lo que únicamente se aconsejan instalar en localidades de cielos despejados, mientras los colectores de baja temperatura hacen uso además de la radiación difusa por lo que se justifica su uso en una zona más amplia del territorio nacional.

Dentro del grupo de colectores de baja temperatura, las tecnologías con suficiente desarrollo, y que por tanto serán analizadas en este estudio son:

- Colectores de Placa Plana.
- Colectores de Tubos al Vacío.

2.4.1 Colectores de Placa Plana (CPP)

Son los más utilizados por tener la relación coste-producción de calor más favorable. Los elementos que constituyen un colector de Placa Plana son los siguientes:

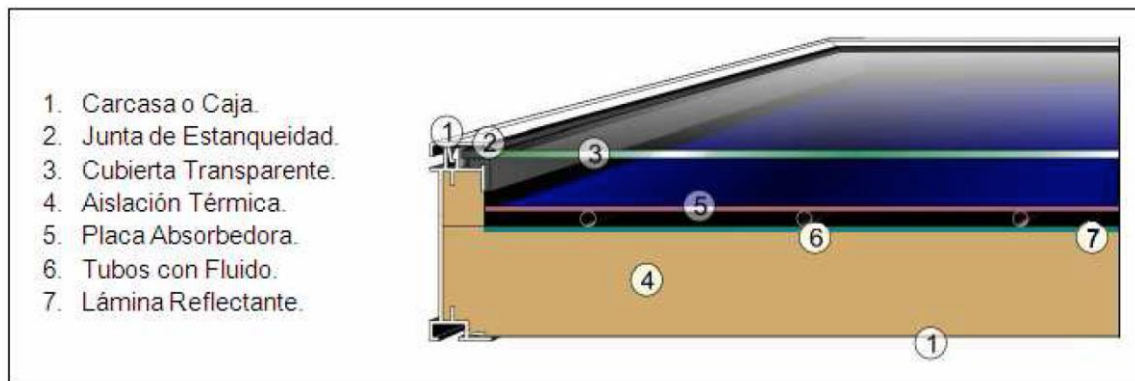


Figura 5: Elementos de un Colector de Placa Plana. (Fuente: N.A.)

1.- Carcasa o caja: Otorga el soporte estructural para conformar el captador, en su interior contiene y protege a los restantes componentes y sirve de enlace con la estructura soportante a través de los anclajes. Debido a los componentes de aislación de los colectores en algunas aplicaciones sobre techos inclinados se opta por integrar a las carcasas como parte del mismo techo del inmueble. Puede ser de distintos tipos de materiales, predomina el aluminio.

2.- Junta de Estanqueidad: Es un elemento de material elástico que debe asegurar la estanqueidad de la junta entre la cubierta transparente y la carcasa. Su elasticidad le permite absorber las diferencias producidas por las dilataciones entre los materiales de la cubierta y la carcasa, y de esta manera no se produzcan tensiones entre ellas. Además de asegurar la impermeabilidad del colector debe ser resistente al resto de las inclemencias climatológicas como altas temperaturas y la radiación UV.

3.- Cubierta Transparente: Mediante este elemento se busca generar un efecto invernadero en el colector, se fabrican en cristal templado con bajo contenido en hierro y alta transparencia, así la cubierta deja pasar la mayor parte de la radiación incidente (de

onda corta) y reteniendo la radiación infrarroja (onda larga) generada en la placa absorbente. Además de reducir las pérdidas por radiación del colector la cubierta protege al resto de los componentes del colector de la intemperie. Para asegurar un buen traspaso de calor es necesario mantener la transparencia de la cubierta, lo que se traduce en la mayor parte del mantenimiento que requieren los sistemas solares, es decir mantener la limpieza de la superficie de la cubierta.

En la Figura 6 se ilustra el efecto invernadero generado entre la cubierta y la placa absorbidora. El cristal permite el paso de la radiación del espectro visible, pero es completamente opaca a la radiación infrarroja, por lo tanto al no poder escapar, las ondas rebotan y vuelven a ser captadas por el absorbedor.

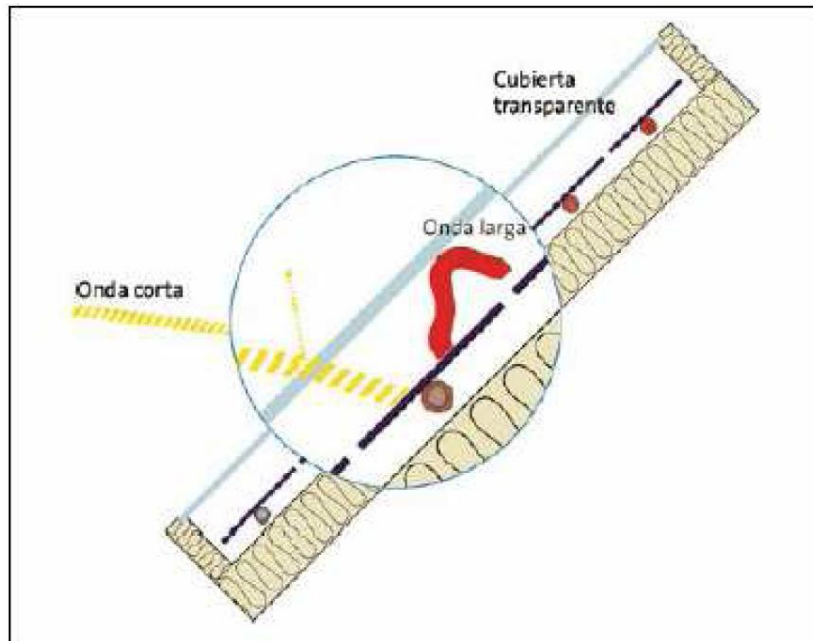


Figura 6: Efecto invernadero al interior de un colector de placa plana. (Fuente: Técnicos Consultores)

4.- Aislación térmica: Se incorporan materiales aislantes en las zonas laterales y en el fondo de la carcasa bajo la superficie absorbidora y los tubos con fluido, de manera de reducir las pérdidas de calor desde estos componentes hacia la carcasa. El aislante térmico más utilizado es lana mineral y poliuretano. Uno de los puntos críticos de un colector solar es su coeficiente global de pérdidas de calor, el cual es determinado en pruebas de

ensayo.

5.- Placa Absorbedora: Es la pieza clave del colector solar. Es la parte del colector donde la energía del sol se transforma en calor. Está formada por delgadas láminas de aluminio o cobre con una superficie de captación selectiva que busca tener un coeficiente de absorción óptimo de radiación solar y al mismo tiempo, un bajo valor de emisividad en longitudes de onda larga (infrarrojo) en que emite el captador a su temperatura de funcionamiento. El tratamiento selectivo de cada colector solar depende del fabricante. En el caso de los colectores de la marca Solimpeks, el tratamiento selectivo utilizado es el material llamado TiNOX, el cual se caracteriza por lograr un 95% de absorción y solo un 5% de emisividad. La figura 7 muestra las diferentes capas en que se compone el tratamiento selectivo TiNOX, las cuales son: (1) Cristal de cuarzo, (2) Titanio, (3) Carburo de titanio y (4) Material conductor puede ser aluminio o cobre.

El color del TiNOX se forma por una reflexión múltiple de la luz incidente dentro de la capa de cristal de cuarzo. Dependiendo del espesor de la capa anti-reflexión de cristal, longitudes de onda específicas serán transformadas en calor, y una pequeña porción de las longitudes de onda se reflejarán. La gama de longitudes de onda de la radiación reflejada determina el aspecto del color. En el caso de TiNOX clásico se reflejan sólo pequeñas cantidades de la luz azul que resulta en la apariencia azul del material. Es solamente una cuestión de colores de la luz, que no están determinadas por el color básico del material.

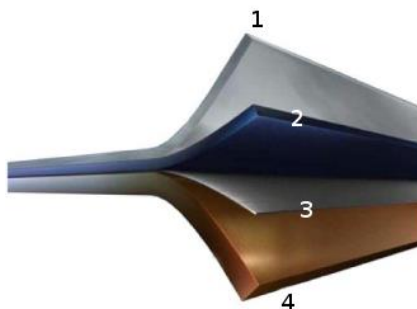


Figura 7: Capas en que se compone el tratamiento selectivo TiNOX. (Fuente: Sunmaxxsolar)

6.- Tubos con Fluido: Están conformados por un conjunto de tubos de cobre o aluminio por donde fluye el líquido caloportador que debe ser calentado, en general consiste en dos tubos de mayor diámetro en posición horizontal posicionados en los extremos superior e inferior de la carcasa y una serie de tubos de menor diámetro en posición vertical conectados a los primeros, de esta manera los tubos horizontales sirven uno de entrada y en otro de salida del fluido. El traspaso de calor se realiza desde la placa absorbidora por conducción a los tubos de cobre y de estos al fluido interior.

7.- Lámina Reflectante: Se ubica bajo el conjunto de tubos de cobre y ayuda en la función de aislación térmica.

Los colectores solares de placa plana se clasifican además debido a las características del fluido que circula en su interior, pudiendo ser de:

- Flujo directo.
- Flujo Indirecto.

Se clasifican también debido a la forma en que fluye el fluido calo-portador entre las placas y el sistema de acumulación, pudiendo ser de:

- Circulación natural o “termosifón”.
- Circulación forzada.

2.4.1.1 Flujo directo

Los sistemas de flujo directo o ciclo abierto, son aquellos donde el agua de consumo acumulada en los estanques es la misma que fluye dentro de los colectores. Estos sistemas son de construcción más sencilla y económica pero deben utilizarse únicamente en zonas donde el agua de la red sea blanda, es decir no contenga sedimentos calcáreos.

El agua a medida que aumenta su temperatura disminuye su capacidad de contener sales disueltas, y en caso de utilizarse estos sistemas en zonas con aguas duras se acumularán rápidamente incrustaciones al interior de las delgadas cañerías de los colectores, provocando inicialmente una disminución de la eficiencia y eventualmente posibles fracturas en las cañerías debido a la acumulación de presión y temperatura en circuitos bloqueados.

2.4.1.2 Flujo indirecto

Los sistemas de flujo indirecto o de ciclo cerrado, son aquellos donde se utiliza un fluido diferente al agua de consumo, dentro de los colectores. Se requiere entonces contar con un intercambiador de calor para traspasar la energía desde el fluido caloportador hacia el agua sanitaria o de consumo, éste puede ser:

- Estanque de acumulación de doble pared o “tank in tank”.
- Serpentín dentro del estanque de acumulación.
- Intercambiador de placas externo.

Este tipo de sistema es el más utilizado hoy en día pues permite entrega las mayores garantías sanitarias, se puede utilizar aditivos en el fluido caloportador para darle características anticongelantes o de protección a la corrosión, entre otros. La utilización de mezclas de propilenglicol y agua como fluido caloportador es ampliamente utilizada por sus propiedades anticongelantes.

Debido a que el agua presenta un leve aumento de volumen en estado sólido, las delgadas cañerías al interior de los colectores solares son muy sensibles a fracturarse en caso de ocurrir congelamiento. Es por esto que se recomienda utilizar mezclas de propilenglicol en zonas que presenten probabilidad de temperaturas bajo cero en los meses invernales. (SST con flujo directo instalados en zonas de bajas temperaturas se hace necesario vaciar los circuitos en los meses de invierno para proteger a los colectores).

2.4.1.3 Circulación natural o “termosifón”

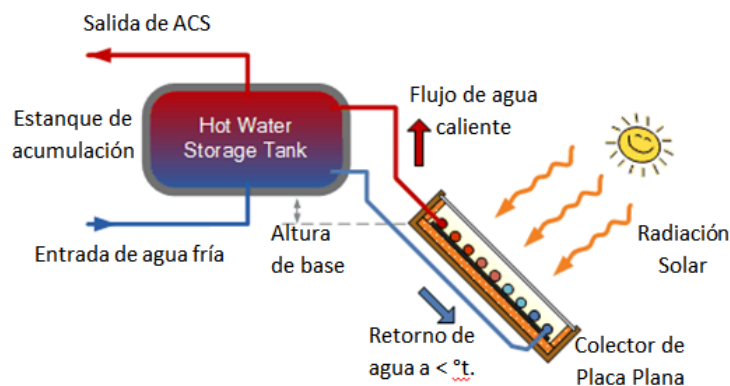


Figura 8: Sistema solar térmico por Termosifón. (Fuente: Alternative Energy Tutorials)

Los sistemas termosifónicos son sistemas pasivos, debido a que no utilizan bombas o mecanismos de control para transferir el calor generado hacia el estanque de acumulación. En cambio, los sistemas pasivos aprovechan el leve cambio de densidad de los fluidos en función de su temperatura y utilizan la fuerza natural de la gravedad para crear un flujo de circulación. Este tipo de sistema utiliza un colector solar en combinación con un estanque de acumulación montado horizontalmente, y situado inmediatamente por encima del colector. El agua calentada por el sol sube de forma natural por convección a través de los colectores solares y entra en el estanque de acumulación. A medida que el agua calentada entra por encima del tanque de almacenamiento, el agua más fría es forzada a salir por debajo del estanque y fluir hacia la parte inferior de los colectores. Esto sucede debido a que el agua fría es más densa que el agua caliente. Este ciclo de agua caliente que sube y agua a menor temperatura que baja es conocido como un "flujo de termosifón" y se repite continuamente y sin ayuda mientras el colector absorbe energía calórica.

El sistema termosifón (también llamado sistema pasivo) es el tipo más común de SST en el mercado. Sin embargo, se debe tener cuidado al instalar un sistema de este tipo debido al peso combinado del colector solar, el estanque de acumulación y el agua misma; puede llegar a ser demasiado para el diseño de soporte de la cubierta o techo.

Se aconseja que la altura de base tenga un mínimo de 300 [mm].

2.4.1.4 Circulación forzada

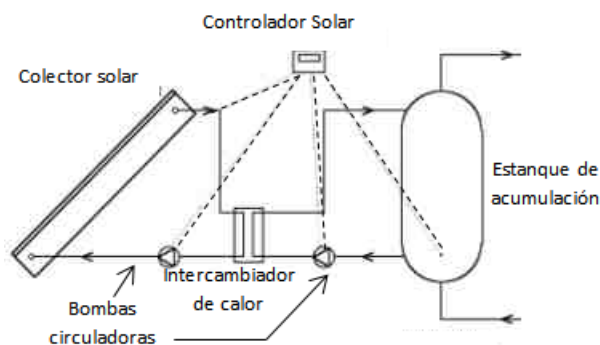


Figura 9: Diagrama de un SST con circulación forzada. (Fuente: Elaboración propia.)

Los sistemas de circulación forzada, que en general se caracterizan por corresponder a sistemas de flujo indirecto (aunque también pueden ser de flujo directo), utilizan bombas circulatorias para impulsar el fluido que circula dentro de los colectores. Requieren además de un sistema de control

llamado “Controlador Solar”, es cual es básicamente un CLP (Controlador Lógico Programable) que activa el funcionamiento de la o las bombas circuladoras (en caso de existir un intercambiador de calor de placas) cuando se cumplen ciertos criterios programables.

Los controladores solares cuentan con a lo menos 2 sondas de temperatura, la primera se instala en el punto más alto de un colector y la segunda dentro del estanque de acumulación, el criterio principal para activar las bombas circuladoras es que se alcance una diferencia preestablecida de temperatura entre estos dos puntos. Existen a su vez controladores solares más complejos que incluyen otros criterios programables, a continuación se listan algunos de ellos:

- **Disipación de calor durante la noche:** En caso de alcanzarse temperaturas sobre un valor predeterminado el controlador activa el funcionamiento de las bombas durante la noche y de esta forma los colectores solares actúan como disipadores de la sobre-temperatura.
- **Protección ante heladas:** Existen controladores que incluyen sondas de temperatura ambiental, y en caso de presentarse temperaturas bajas, se activa la bomba circuladora del circuito solar de manera de servir como una protección extra ante la posibilidad de congelamiento dentro de los colectores.
- **Activación de sistemas auxiliares:** Existen controladores que cuentan con más de una sonda de temperatura para ser instalada en el estanque acumulador, así se aprovecha el fenómeno de estratificación de la temperatura del agua dentro del estanque y una sonda instalada en la zona más alta del estanque acumulador puede comandar el funcionamiento de un sistema auxiliar de calentamiento (como resistencias eléctricas) mientras la segunda sonda instalada en una sección más baja comanda el SST.

2.4.2 Colectores de Tubos al Vacío (CTV)

Los tubos de vacío suponen un concepto distinto: se reduce la superficie captadora a cambio de unas pérdidas caloríficas menores. La lámina captadora se coloca dentro de tubos de doble pared al vacío, por tanto se logran coeficientes de perdidas caloríficas significativamente menores. Estos tubos presentan el mismo aspecto que un tubo fluorescente tradicional, pero de color oscuro. Los paneles se forman con varios de estos tubos montados en una estructura de peine. Las ventajas de este sistema son su mayor aislamiento (lo que lo hace especialmente indicado para climas muy fríos o de montaña), y su mayor flexibilidad de colocación, ya que usualmente permite una

variación de unos 20° sobre su inclinación ideal sin pérdida de rendimiento. La desventaja es un coste significativamente mayor y una resistencia inferior a los golpes y al granizo.

Absorbente

Los principales componentes de un CTV se presentan en la figura a continuación:

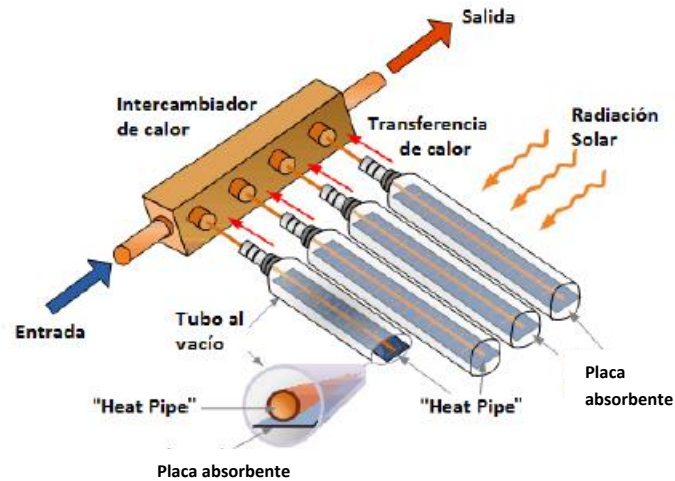


Figura 10: Componentes de un CTV. (Fuente: Alternative Energy Tutorials)

- **Intercambiador de calor:** Aquí se transfiere la energía desde los tubos hacia el fluido caloportador.
- **Placa absorbente:** Símil a la placa absorbente de los CPP, es una placa de algún material conductor revestida de un recubrimiento selectivo, que se ubica dentro de los tubos al vacío.
- **Tubos al vacío:** Elemento que minimiza las pérdidas de calor por convección al ambiente. Cada tubo se compone de un tubo de vidrio grueso exterior y un tubo de vidrio delgado interior, llamado un "doble tubo de vidrio", la característica de un alto grado de aislación se logra con un vacío al interior del doble tubo.
- **Tubo de calor:** Se encuentra inserto dentro de los tubos al vacío. Se fabrican de material conductor, generalmente cobre, dentro de este tubo se encuentra el fluido caloportador. Existen 2 configuraciones principales en los CTV y difieren en el tipo de tubo de calor, los de flujo directo y los llamados "Heat Pipe".

Al igual que los CPP, los CTV pueden presentar configuraciones pasivas (termosifón) o activas (circulación forzada).

2.4.2.1 Colector de tubos al vacío del tipo Heat Pipe:

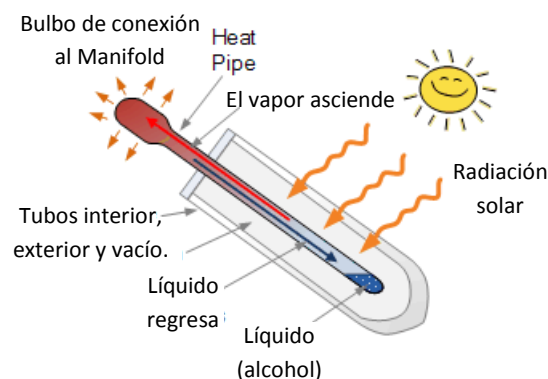


Figura 11: Colector de tubos al vacío tipo "Heat Pipe". (Fuente: Alternative Energy Tutorials)

En los CTV del tipo "Heat Pipe", un tubo de calor sellado, por lo general de cobre para aumentar la eficiencia de los colectores en temperaturas frías, se une a una placa de absorción de calor dentro del tubo sellado al vacío. El tubo de calor de cobre es evacuado de aire, pero contiene una pequeña cantidad de un líquido de baja presión de alcohol / agua además de algunos aditivos adicionales para evitar la corrosión o la oxidación.

Este vacío permite que el líquido se vaporice a temperaturas más bajas de lo que normalmente haría a presión atmosférica. Cuando la luz solar en forma de radiación solar llega a la superficie de la placa de absorción en el interior del tubo, el líquido en el tubo de calor se transforma rápidamente en un tipo de vapor caliente debido a la presencia del vacío. Como este vapor de gas es ahora más ligero, se eleva hasta la parte superior de la tubería calentando el bulbo de conexión hasta una temperatura muy alta.

La parte superior de la tubería de calor, y por lo tanto el tubo de vacío, está conectado a un intercambiador de calor de cobre o manifold. Cuando el vapor caliente, todavía dentro del tubo de calor sellado, entra en el manifold, la energía térmica del vapor se transfiere al fluido caloportador que fluye a través del manifold de conexión. A medida que el vapor caliente pierde energía y se enfría, se condensa nuevamente en un líquido que fluye hacia el fondo del tubo de calor para ser recalentado.

La principal ventaja de los CTV del tipo Heat Pipe es que hay una conexión "seca" entre la placa de absorción y el Manifold, haciendo la instalación mucho más fácil que con los colectores de flujo directo. También, en el caso de que un tubo al vacío se agriete o rompa y el vacío se pierda, el

tubo individual puede ser intercambiado sin necesidad de vaciar o desmontar todo el sistema. Esta flexibilidad hace a los CTV del tipo Heat Pipe ideales para diseños solares de circulación forzada, debido a que el montaje modular permite una fácil instalación y la capacidad de ampliar fácilmente la instalación añadiendo tantos tubos como se requiera.

2.4.2.2 Colector de tubos al vacío de flujo directo:

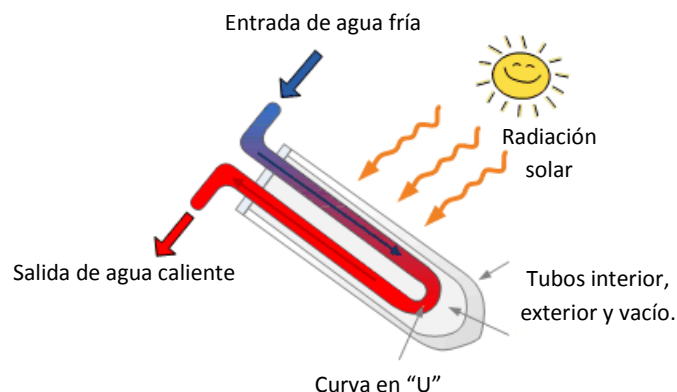


Figura 12: CTV del tipo de flujo directo. ".(Fuente: Alternative Energy Tutorials)

Los CTV de flujo directo, también conocidos como colectores de tubo en "U", son diferentes de los anteriores en que tienen dos tubos de calor que atraviesa el centro del tubo al vacío. Uno actúa como la tubería de suministro, mientras que el otro actúa como la tubería de retorno. Ambos tubos están conectados entre sí en la parte inferior del tubo con un curva en U, de ahí el nombre. La placa absorbidora actúa como un divisor que separa el las cañerías de suministro y retorno.

Los tubos de calor huecos y la placa reflectora plana o curva están hechos de cobre con una capa selectiva para aumentar la eficiencia global de los colectores. Esta configuración particular, de tubos de vacío es similar en funcionamiento a los colectores de placa plana, con la excepción del vacío proporcionado por el tubo exterior.

Puesto que el fluido de transferencia de calor fluye dentro y fuera de cada tubo, estos colectores no son tan flexibles como los del tipo Heat Pipe. Si un tubo se agrieta o rompe, no puede ser reemplazado fácilmente, ya que el sistema requiere ser drenado (vaciado), para realizar un reemplazo.

2.4.3 Comparación entre colectores de baja temperatura

El rendimiento térmico de los colectores corresponde a una curva que depende de la diferencia entre la temperatura media (t_m) del fluido calo portador dentro del colector (promedio entre la temperatura de entrada y salida del colector) y la temperatura ambiente (t_{amb}), además de la intensidad de la irradiación solar, como se puede apreciar en la ecuación a continuación:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{(t_m - t_{amb})}{G} - a_2 \frac{(t_m - t_{amb})^2}{G} \quad (1)$$

dónde:

η : Rendimiento [%]

η_0 : Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador [%].

a_1 : Coeficiente de transferencia de calor. [W/(m²·°C)]

a_2 : Coeficiente de transferencia de calor dependiente de la temperatura. [W/(m²·°C²)]

G : Irradiación solar directa [W/m²]

A continuación se presentan gráficos con las curvas de rendimiento promedios de un colector de placa plana y un colector de tubos al vacío; ambos con estándares de construcción de alta gama, estos datos fueron tomados de mediciones en laboratorio realizados por el ITW (Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik – Universität Stuttgart) el instituto para la termodinámica y termotecnia de la Universidad de Stuttgart:

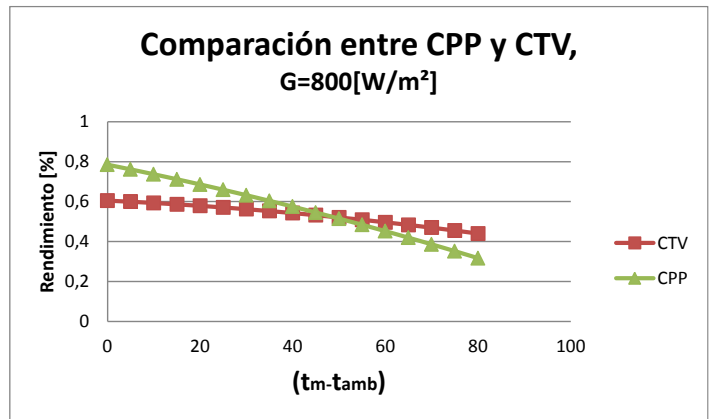
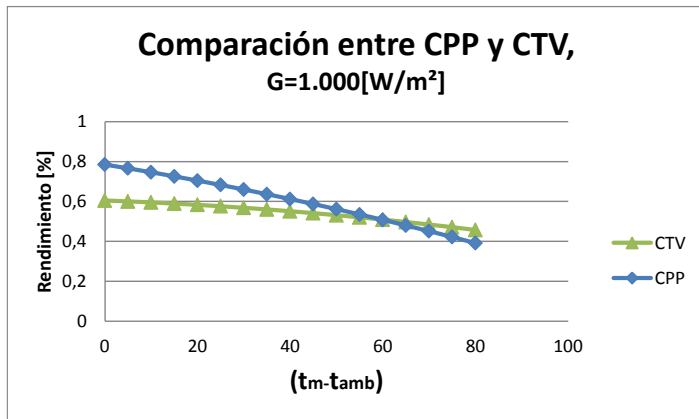


Figura 13: Comparaciones de eficiencias entre CPP y CTV. (Fuente ITW y elaboración propia).

Los CTV presentan un rendimiento notoriamente más uniforme a diferentes temperaturas de trabajo mientras las pérdidas de calor de los CPP los hacen bajar rápidamente su eficiencia a altas temperaturas de trabajo. Sin embargo para la aplicación de apoyo a la generación de ACS en la ciudad de Santiago (donde la temperatura ambiente anual promedio es de 14°C) el delta de temperatura anual es de alrededor de 46°C rango en el que los CPP y los CTV presentan prácticamente el mismo rendimiento.

Por otro lado estos valores de eficiencia están calculados sobre el área de apertura de los colectores. En los CPP el área de apertura en relación con el área bruta es de alrededor del 92%, mientras en los CTV es de solo un 60% lo que significa que para alcanzar el mismo aporte térmico con sistemas de CTV es necesario instalar un área bruta considerablemente mayor. El gráfico a continuación entrega valores de rendimiento en referencia al área bruta:

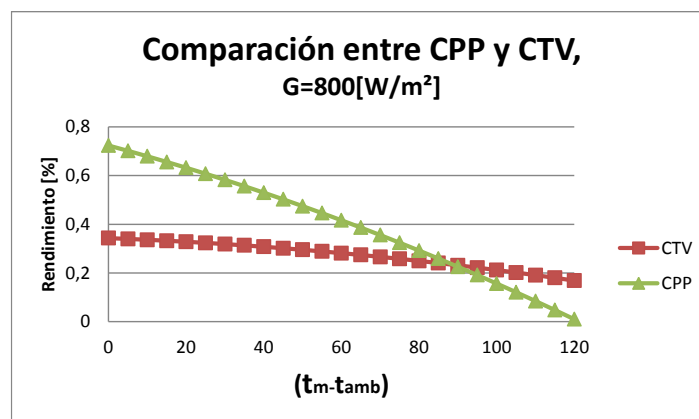


Figura 14: Comparación de rendimiento entre CPP y CTV en base al área bruta. (Fuente ITW y elaboración propia).

Otro factor a considerar es que por su diseño los CTV tienden a ser más costosos que los CPP.

En conclusión la elección entre un CPP y un CTV dependerá de las condiciones de operación, tanto del requerimiento del proceso como de las condiciones ambientales, no cabe duda de la superioridad en características de aislación que tienen los CTV sobre los CPP pero para el caso aplicado que concierne a este estudio, para el apoyo en la generación de ACS a 60°C en una comuna de Santiago, la opción más conveniente tanto técnica como económicamente son los colectores solares de placa plana.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 Estimación de demanda térmica en edificios habitacionales.

Para determinar la demanda térmica de edificios habitacionales ya habitados, lo ideal es contar con registros mensuales de consumo de uno o más años y de esta manera trabajar sobre datos empíricos de consumo.

En caso de no contarse con este tipo de información o se trate de un edificio nuevo, el CTE (Código Técnico de la Edificación) en España desarrollo unas tablas de estimación de consumo de ACS que luego fueron adoptadas por el CDT (Centro de Desarrollo Tecnológico) en Chile.

La tabla que se presenta a continuación corresponde a los criterios de consumo de ACS a 60°C:

Criterio de demanda	Litros ACS/día a 60° C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Tabla 1: Criterios de demanda de ACS a 60°C. (Fuente: CDT, 2010).

Adicionalmente los organismos anteriormente descritos determinaron un criterio de estimación del número de personas que constituye una vivienda unifamiliar o multifamiliar en relación al número de habitaciones de dicha vivienda:

Nº DE DORMITORIOS	1	2	3	4	5	>5
Nº DE PERSONAS	1,5	3	4	6	7	Nº DE DORMITORIOS

Tabla 2: Criterio de estimación del número de personas por vivienda. (Fuente: CDT, 2010).

En caso de tratarse de un proyecto donde se determine que la temperatura de acumulación del SST es diferente a 60°C se puede modificar el valor de consumo que entrega la tabla 1 aplicando la siguiente fórmula:

$$D' = D * \frac{60 - t_{red}}{t_{ac} - t_{red}} \quad (2)$$

donde,

D' : Valor modificado de demanda en [Litros/(día*persona, cama, servicio, etc)]

D : Valor de demanda diaria a 60° tabulado en la figura 15.

t_{ac} : Es la nueva temperatura que se determinó que alcance el sistema de acumulación del SST.

t_{red} : Temperatura del agua de red mensual.

3.2 Calculo de la demanda energética de ACS.

La demanda de energía calórica mensual se determinará mediante la siguiente expresión:

$$Q_{ACS} = \phi \cdot \rho_a \cdot C_p \cdot N \cdot (t_{ac} - t_{red}) \quad (3)$$

dónde:

Q_{ACS} : Energía demandada para generar ACS [MJ/mes].

ϕ : Caudal de demanda [Litros/día].

ρ_a : Densidad del agua = 1 [Kg/Litro].

C_p : Calor específico del agua = 0,0041868 [MJ/(Kg·°C)].

N : Número de días del mes.

t_{ac} : Temperatura de acumulación, la cual será de 60 °C.

t_{red} : Temperatura del agua de red.

3.3 Dimensionamiento del Sistema Solar Térmico.

Actualmente existen programas computacionales capaces de modelar SST en diversas configuraciones y lograr iteraciones muy detalladas, desafortunadamente requieren información de entrada (datos climáticos) muy detallada, que no están disponibles en todo el territorio chileno. Otra desventaja es el alto costo que significa la adquisición de estos programas para las empresas. El presente estudio evaluó en primer lugar las fuentes de datos atmosféricos y climáticos disponibles para luego escoger el método que pueda entregar los resultados más confiables. El método escogido para realizar el dimensionamiento de los sistemas solares es el método F-Chart el cual utiliza datos mensuales promedio de las variables de irradiación solar, temperaturas de entrada del agua y temperaturas ambiente; y de esta manera entrega un factor de contribución solar mensual en relación a la demanda energética.

3.3.1 Historia del método F-Chart

El método F-Chart es un análisis que es útil para diseñar sistemas solares térmicos tanto de circulación forzada como termosifónicos, especialmente para seleccionar el tamaño y el tipo de colectores solares a suministrar que suplirán las demandas de ACS u otras cargas térmicas.

Originalmente fue desarrollado como parte de la tesis de doctorado del Dr. Sanford A. Klein, titulada "A Design Procedure for Solar Heating Systems" (Un procedimiento de diseño para sistemas solares térmicos) en el año 1976 y recoge los trabajos anteriores desarrollados por Hottel, Woertz y Whillier entre otros. La Figura 15 muestra la historia del método F-Chart con un especial énfasis en los valores y parámetros que componen el método. El método F-Chart deriva de la correlación de los resultados de un gran número de simulaciones detalladas usando TRNSYS, un programa de simulación de sistemas transitorios (desarrollado por Klein y otros en 1973). La primera publicación sobre el método F-Chart se publicó un año después de la tesis doctoral de Klein, en el libro de Beckman, Klein, y Duffie; titulado "Solar Heating Design by the F-Chart Method" (Diseño Solar Térmico por el método F-Chart) en 1977.

El método F-Chart requiere dos valores para describir un colector solar: la pendiente de la curva de rendimiento térmico del colector ($F_R U_L$, $[kW/(m^2 \cdot ^\circ C)]$) y el intercepto ($F_R(\tau\alpha)$, %),

estos valores provienen de pruebas estándar de colectores. Estos parámetros incluyen la F_R (Factor de Eficiencia del colector), U_L (Coeficiente de pérdidas globales del colector) y $\tau\alpha$ (El producto Transmitancia - Absortancia). $F_R U_L$ y $F_R(\tau\alpha)$, fueron introducidos inicialmente por Whillier (1953), estos parámetros fueron utilizados también por Hottel y Whillier (1955), y Liu y Jordan (1963) junto con el desarrollo del concepto ϕ (utilización), que calcula la fracción de la radiación total incidente del mes, en una superficie horizontal.

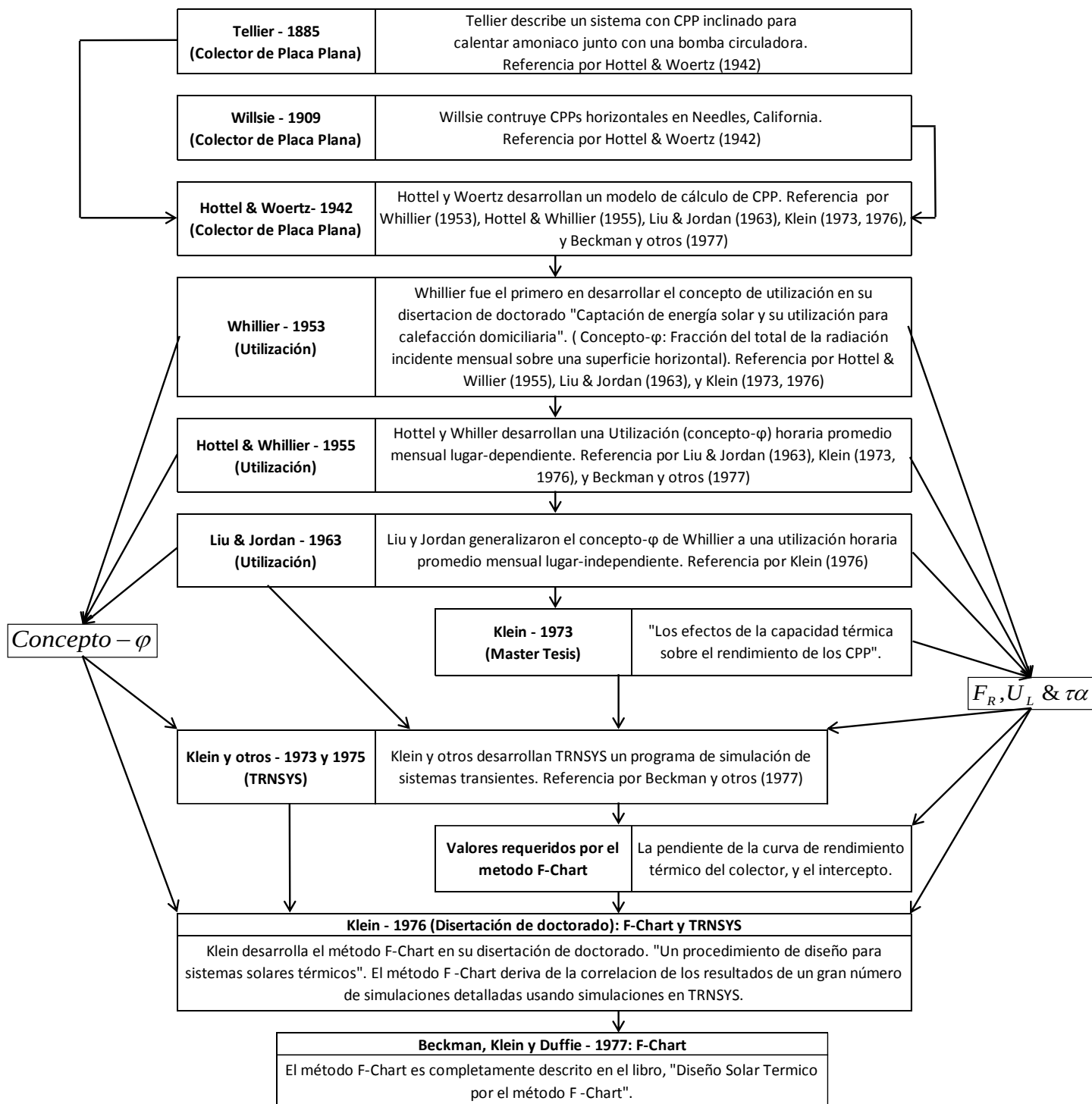


Figura 15: Historia del método F-Chart. (Fuente: Jeff S. Haberl, Ph.D., P.E. 2004)

Los sistemas de colectores de placa plana son una forma popular de colectores solar, ya que son fáciles de construir y son razonablemente eficientes. Colectores de placa plana se han utilizado sobre todo con calefacción solar y agua caliente sanitaria. La idea de una placa plana para la captación de energía solar data de casi 70 años antes de que el concepto de Utilización fuera introducido por Whillier a un sistema de CPP descrito y construido por Tellier en 1885. En su trabajo, Tellier describió un sistema de circulación forzada de colectores de placa plana inclinados, para calentar amoniaco. Colectores de placa planos también se comenzaron a utilizar en America a principios de siglo en Needles, California, por Willsie (1909) para la captación de energía para el funcionamiento de un motor térmico con dióxido de azufre como fluido de trabajo. Hottel and Whillier (1942) fueron los primeros en desarrollar métodos detallados para predecir el rendimiento de los colectores de placa plana, que constituyen la base para el metodo F-Chart de análisis de sistemas solares.

3.3.2 Aplicaciones del método F-Chart

El método F-Chart puede ser usado para estimar el rendimiento promedio a largo plazo de los siguientes tipos de sistemas solares térmicos:

- Calentamiento de acumulación de agua.
- Calentamiento de acumulación de calor en lecho de bolas.
- Calefacción de edificios.
- Agua caliente sanitaria.
- Sistemas pasivos (termosifónicos).
- Calentamiento de piscinas interiores y exteriores.

El método F-Chart puede a su vez evaluar el rendimiento de los siguientes tipos de colectores listados a continuación:

- Colectores de Placa Plana.
- Colectores de Tubos al Vacío.
- Colectores de cilindro parabólico.
- Colectores de cilindro parabólico compuesto.
- Colectores de seguimiento de 1 y 2 ejes.

3.3.3 Descripción del método F-Chart

Para el dimensionado de las instalaciones de energía solar térmica se sugiere el método simplificado de las curvas f (F-Chart) que permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar, siendo ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones, no debiendo aplicarse para estimaciones de tipo semanal o diario.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, siendo válido para determinar el factor de cobertura solar en instalaciones térmicas de todo tipo de edificios. Los datos medios meteorológicos mensuales requeridos son:

- Los valores mensuales de Radiación Global sobre plano inclinado del colector.
- Temperaturas del agua de red medias mensuales.
- Temperaturas ambientales medias mensuales.

Adicionalmente se requiere utilizar los datos referentes al colector solar a utilizar. Los datos requeridos son:

- El área de absorción unitario [m^2]
- El valor de eficiencia del colector al comienzo de su curva de rendimiento, o también llamado rendimiento óptico [%].
- El coeficiente global de pérdidas del colector, o también llamado pendiente de la curva característica del colector [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C})$].

Su aplicación sistemática consiste en identificar las variables adimensionales del sistema de captación solar y utilizar la simulación para dimensionar las correlaciones entre estas variables y el rendimiento medio del sistema para un dilatado periodo de tiempo.

El Método F-Chart fue desarrollado para tres sistemas básicos: sistemas de calefacción (aire o agua) y sistemas de agua caliente sanitaria.

Este método proporciona una estimación del porcentaje de energía que es suministrado por la instalación solar anualmente del total de las necesidades energéticas.

Las ecuaciones utilizadas en este método pueden apreciarse en las siguientes fórmulas:

Para sistemas de gases:

$$f = 1,04 \cdot Y - 0,065 \cdot X - 0,159 \cdot Y^2 + 0,00187 \cdot X^2 - 0,0095 \cdot Y^3 \quad (4)$$

Para sistemas de líquidos:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,065 \cdot X - 0,245 \cdot Y^2 + 0,0018 \cdot X^2 + 0,0215 \cdot Y^3 \quad (5)$$

El sistema estándar modelado para los sistemas que derivaron en las ecuaciones 4 y 5 para la producción de agua caliente sanitaria, es el siguiente:

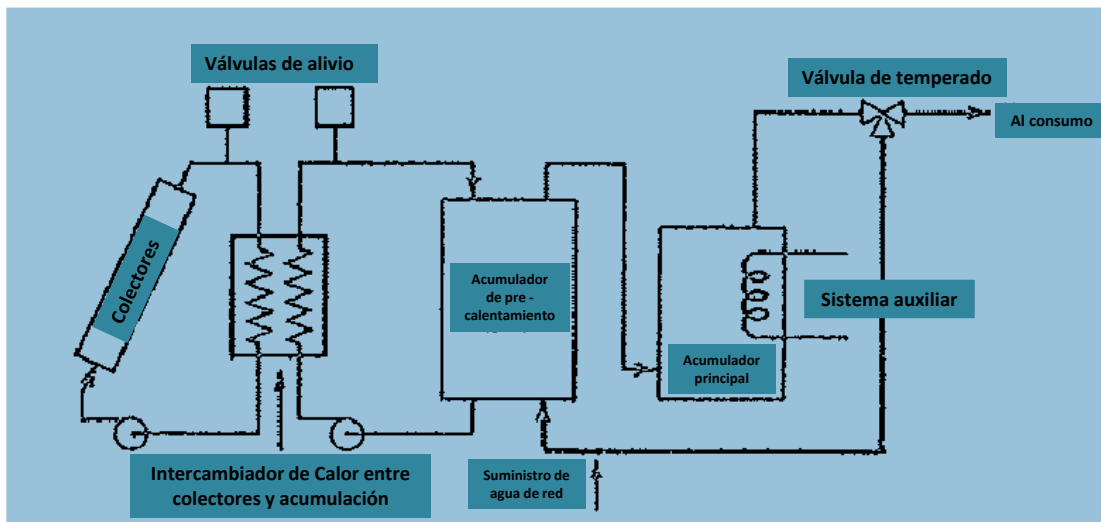


Figura 16: Sistema de configuración estándar para la producción de agua caliente sanitaria.
(Fuente : “Solar engineering of thermal processes” Duffie y Beckman, 2008)

Donde los términos X e Y corresponden a parámetros adimensionales que relacionan las ganancias y pérdidas energéticas de los colectores solares y el conjunto del sistema solar, con la demanda térmica (determinada en la ecuación 3).

Específicamente el parámetro Y expresa la relación entre la energía absorbida por los colectores y la demanda térmica total durante cada mes:

$$Y = E_a / Q_{ACS} \quad (6)$$

dónde:

E_a = Energía Absorbida por los Colectores [MJ/mes]

Q_{ACS} = Demanda térmica (ecuación 1)

La energía absorbida por los colectores viene dada por la siguiente expresión:

$$E_a = S_C \cdot R_m \cdot N \cdot 3,6 \cdot k_s \cdot k_o \cdot F_r'(\tau\alpha) \quad (7)$$

donde:

S_C = Superficie de absorción del conjunto de colectores [m²].

R_m = Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área [kWh/m²].

N = Número de días del mes.

(3,6) = Conversión de unidades $kWh/mes \cdot 3,6 \rightarrow MJ/mes$

k_s = Factor de corrección por orientación o azimut $(\frac{35}{100.000} \cdot Orientación^2)$

k_o = Factor de corrección por sombras sobre el SST $(1 - \%Sombras)$

$F_r'(\tau\alpha)$ = Factor adimensional, que viene dado por la siguiente expresión:

$$F_r'(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \cdot [(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n] \cdot (F_r'/F_r) \quad (8)$$

donde:

$F_r(\tau\alpha)_n$ = Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, ordenada en el origen de la curva característica del captador [%].

$(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n$ = Modificador del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

F_r'/F_r = Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

El parámetro X expresa la relación entre las pérdidas de energía en el sistema, y la demanda térmica total durante cada mes:

$$X = E_p / Q_{ACS} \quad (9)$$

donde:

$$\begin{aligned} E_p &= \text{Energía Perdida por el sistema de colectores [MJ/mes]} \\ Q_{ACS} &= \text{Demanda térmica (ecuación 1) [MJ/mes]} \end{aligned}$$

La energía perdida por el sistema de colectores viene dada por la siguiente expresión:

$$E_p = S_C \cdot F_r' U_L \cdot (t_{ref} - t_{amb}) \cdot \Delta t \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot \left(\frac{3,6}{1000}\right) \quad (10)$$

donde:

$$\begin{aligned} S_C &= \text{Superficie del captador [m}^2\text{]} \\ F_r' U_L &= F_r U_L \cdot (F_r' / F_r) \\ &\text{donde:} \\ F_r U_L &= \text{Pendiente de la curva característica del colector (coeficiente} \\ &\text{global de pérdidas del colector) [W/(m}^2\text{·°C)]} \\ t_{amb} &= \text{Temperatura media mensual del ambiente [°C]} \\ t_{ref} &= \text{Temperatura de referencia derivada empíricamente [°C]} \\ \Delta t &= \text{Periodo de tiempo, se considera en horas del mes [h/mes]} \\ K_1 \text{ y } K_2 &= \text{Factores de corrección [\%]} \\ \left(\frac{3,6}{1000}\right) &= \text{Este término permite una correcta conversión de unidades así,} \\ &\frac{W \cdot h / mes}{1000} \rightarrow kWh / mes \text{ y } kWh / mes * 3,6 \rightarrow MJ / mes \end{aligned}$$

El factor de corrección K_1 corresponde a una corrección por almacenamiento debido a que el método F-Chart fue desarrollado para una capacidad de acumulación estándar de 75 litros de agua acumulada por metro cuadrado de área de absorbedor de colector instalado. El rendimiento de los sistemas con capacidades de acumulación en el rango de 37,5 hasta 300 [Litros/m²] puede ser determinado aplicando el siguiente parámetro de corrección:

$$K_1 = \left(\frac{V_{ac}}{75 \cdot S_c}\right)^{-0,25} \quad (11)$$

con:

$$0,5 \leq \left(\frac{V_{ac}}{75 \cdot S_c}\right) \leq 4,0$$

Por último el factor de corrección K_2 , para ACS, relaciona la temperatura de acumulación del A.C.S., la temperatura del agua de red y la temperatura media mensual ambiente, debido a que estos 3 factores inciden en las pérdidas de calor que experimenta el sistema y está dado por la siguiente expresión:

$$K_2 = \frac{(11,6 + 1,18 \cdot t_{ac} + 3,86 \cdot t_{red} - 2,32 \cdot t_{amb})}{(t_{ref} - t_{amb})} \quad (12)$$

Este factor de corrección se basa en un sistema de acumulación estándar de 75 [Litros/m²] y en una distribución diaria típica del uso de agua caliente como se muestra en la figura 19:

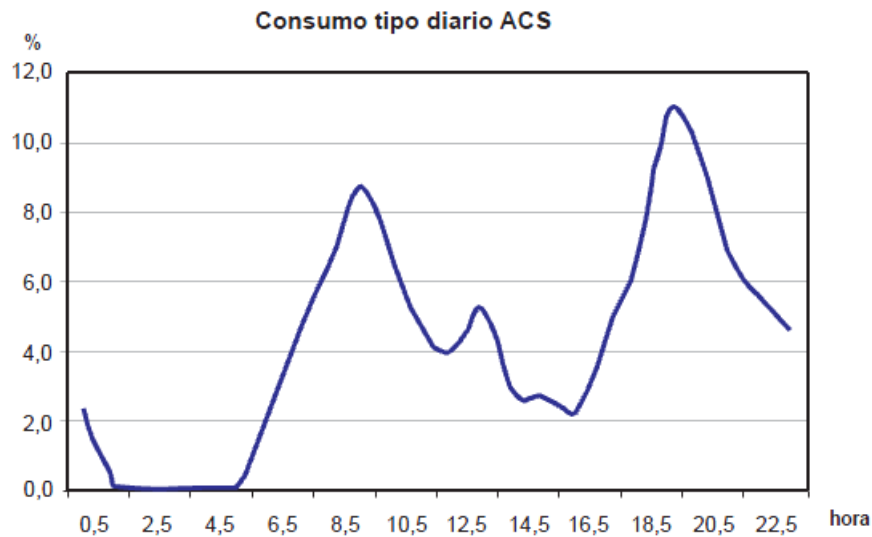


Figura 17: Porcentaje de consumo horario normalizado frente al consumo diario de ACS. (Fuente Muntch 1974).

Una vez obtenido los parámetros adimensionales X e Y se aplica la ecuación 5 para calcular la fracción de la carga calorífica mensual que será capaz de aportar el sistema solar térmico. La figura 20 permite visualizar gráficamente los resultados de la ecuación 5:

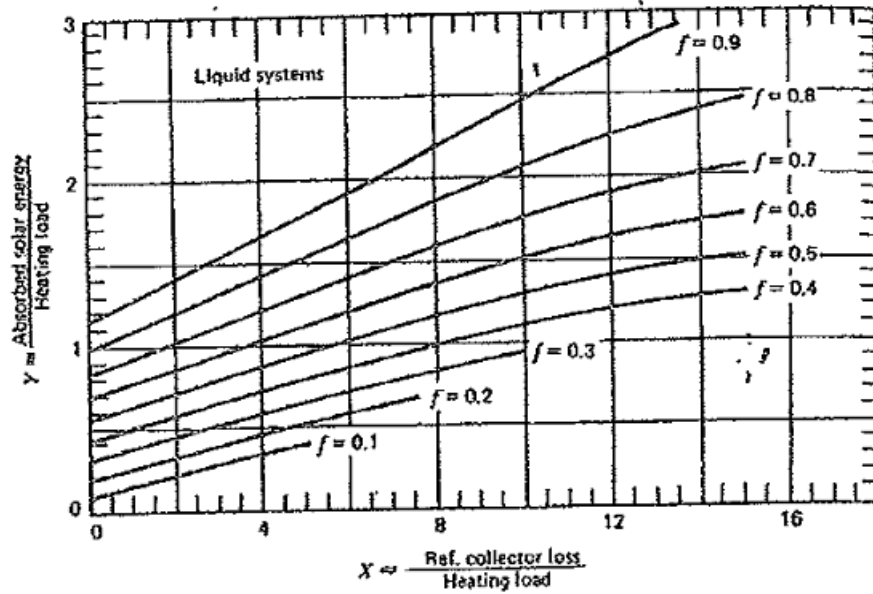


Figura 18: Curvas de utilización o curvas f , para SST que utilicen líquidos.
(Fuente : “Solar engineering of thermal processes” Duffie y Beckman, 2008)

Luego se a

De esta forma. La energía útil captada cada mes,

$$Q_{ap} = f \cdot Q_{ACS} \quad (13)$$

donde:

Q_{ap} : Energía térmica aportada por el SST.

Mediante iguales procesos operativos que el desarrollado para un mes, se operara para todos los meses del año. La relación entre la suma de las coberturas mensuales y la suma de las cargas caloríficas, o necesidades mensuales de calor, determinara la cobertura anual del sistema:

$$Cobertura\ solar\ anual = \sum_{n=1}^{12} (Q_{ap})_n / \sum_{n=1}^{12} (Q_{ACS})_n \quad (14)$$

La variable principal de la que dependerá el grado de cobertura es el área total de absorción “ S_c ” (presente en las ecuaciones 7 y 10), es decir el número de colectores multiplicado por su

área de absorción unitario, de esta forma el objetivo del método para dimensionar el tamaño requerido de la instalación se cumple al iterar el número de colectores de la instalación térmica para garantizar un cierto valor de aporte de contribución solar.

Finalmente se deben respetar las siguientes condiciones de diseño en la iteración,

$$f < 110\% \text{ ,para todos los meses del año.}$$
$$f \text{ no debe superar el } 100\% \text{ en tres meses consecutivos.}$$

Estas restricciones aseguran que el sistema no produzca excedentes de energía en los meses de verano. En caso de no cumplirse estas condiciones, se debe proyectar un sistema automático capaz de disipar dichos excedentes, lo cual conlleva un sensible aumento en los costos.

Otras condiciones de diseño para la aplicación del método F-Chart son las siguientes:

$$0,6 < F_r(\tau\alpha)_n < 0,9$$
$$2,1 < F_r U_L < 8,3 \text{ [W/(m}^2 \cdot ^\circ\text{C)]}$$
$$0 < Y < 3$$
$$0 < X < 18$$

3.3.4 Precisión del método F-Chart.

El método F-Chart es una correlación cuidadosamente construida que se basa en miles de simulaciones del programa TRNSYS, desarrollado por la Universidad de Wisconsin-Madison. Por lo tanto, una evaluación de la exactitud del método F-Chart debe incluir una evaluación de la exactitud del programa TRNSYS.

3.3.4.1 Precisión del programa TRNSYS

El programa TRNSYS, que es un sistema modular de resolución de ecuaciones diferenciales, fue desarrollado en el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Wisconsin-Madison para ser

un solucionador de problemas de ingeniería de uso general (Klein et al. 1973). Los usuarios de TRNSYS pueden programar una variedad de resultados de sus simulaciones, incluyendo: la fracción solar, la demanda de energía auxiliar, y muchos otros índices de rendimiento a nivel de componentes. Se han llevado a cabo varios estudios de validación para el programa TRNSYS desde 1976 (Mitchell et al. 1978). Se han comparado simulaciones del sistema utilizando archivos de entrada TRNSYS especialmente contruidos, con mediciones experimentales durante varios periodos de funcionamiento de SST de la Universidad Estatal de Colorado (CSU). En estas simulaciones la salida del colector predicho usando TRNSYS acordó con la salida experimental dentro del 5%. Por lo tanto, según estos estudios, se puede concluir que una simulación TRNSYS correctamente construida puede ser un instrumento válido y fiable para el análisis y diseño de sistemas solares (Garg, 1985).

3.3.4.2 Resumen de la precisión reportada del método F-Chart.

La precisión reportada del método F-Chart se ha evaluado mediante la revisión de: la precisión de las simulaciones TRNSYS frente a mediciones experimentales, las predicciones F-Chart frente a mediciones experimentales, las predicciones F-Chart frente a simulaciones TRNSYS y predicciones F-Chart versus otros métodos. En resumen, las simulaciones por hora TRNSYS frente a mediciones experimentales muestran una correlación dentro de un 5% a 6% de error, predicciones F-Chart frente a mediciones experimentales mostraron una correlación con un error en el intervalo de 2% a 15%, y las predicciones F-Chart frente a simulaciones TRNSYS, se mostró a variar de 1,1% a 4,7%. Un número importante de estudios utilizó F-Chart para evaluar la exactitud de los métodos desarrollados recientemente. En estos estudios la correlación varió de 2,5% a 9%.

Debido a la naturaleza de sus datos de entrada y el análisis de su precisión, el método F-Chart es ampliamente aceptado como un proceso de cálculo suficientemente exacto para estimaciones a largo plazo, sin embargo no debe aplicarse para estimaciones de tipo semanal o diario.

3.4 Determinación de una base de datos climáticos, para el territorio Chileno.

Existe una larga lista de fuentes disponibles de datos climáticos y de irradiación para el territorio Chileno, tanto nacionales como internacionales. A continuación se nombran las fuentes revisadas en este estudio:

Fuentes nacionales:

- **Registro Solarimétrico**, CNE-PNUD-UTFSM, 2008: Registro bibliográfico generado por la UTFSM. Los datos fueron generados en el Laboratorio de Energía y Evaluación Solar de la Universidad.
- **Explorador de energía solar online**, del Departamento de Geofísica (DGF) de la Universidad de Chile: Herramienta en línea, proporciona datos para el territorio chileno basados en información de satélites que cubren regularmente el país.
- **Norma técnica referente a la aplicación de la ley 20.365**, el ministerio de Energía en esta norma técnica tabuló la información climática y de Irradiación Global Horizontal para 345 comunas del país.

Fuentes internacionales:

- **NASA Langley Research Center Atmospheric Sciences Data Center**, consiste en una base de datos online que reúne la información meteorológica de más de 200 satélites a través de 22 años.
- **World Radiation Data Center WRDC**, del Observatorio Principal de Geofísica de Voeikov, Servicio Ruso Federal para Monitoreo Hidrometeorológico y Ambiental, San Petersburgo: consiste en un registro periódico de datos de radiación solar de una alta cantidad de localidades a nivel mundial, sus primeras publicaciones datan de 1965.
- **IDAE**, instituto para la diversificación y ahorro de la energía, España, junto con **CENSOLAR** (centro de estudios de la energía solar): han desarrollado gran parte de las normativas adoptadas por Chile, desarrollaron las tablas de coeficientes de corrección de la radiación global horizontal sobre plano inclinado.
- **Utah Climate Center**, de la universidad del estado de Utah: contiene bases de datos disponibles referentes a las temperaturas ambientales de gran parte del mundo.

La herramienta de apoyo al cálculo en el dimensionamiento de SST que se desarrolló como parte de este estudio y será descrita más adelante hace uso de la base de datos tabulada en la norma técnica de la ley 20.365, y otorga además la posibilidad de modificar estos datos de entrada para realizar una evaluación con los datos de cualquier otra fuente.

3.5 Determinación del área de instalación necesaria.

Una vez determinado el número óptimo de colectores a ser instalado, es necesario determinar el área de instalación requerida. La configuración estándar de conexión entre colectores consiste en crear baterías de colectores en paralelo (en el caso de los colectores de la marca SOLIMPEKS se permiten hasta 7 colectores en paralelo). La conexión en serie no es recomendada pues puede resultar ya sea en sobrecalentamientos o pérdidas de carga elevadas por los altos flujos.

Entonces en este punto el factor más importante consiste en determinar la distancia mínima necesaria entre las filas de colectores, de manera que garantice una operación donde no se produzcan sombras del propio sistema sobre sí mismo.

La norma exige que la distancia se determine de manera que garantice un mínimo de 4 horas sin proyección de sombra en torno al mediodía del solsticio de invierno. Se trata entonces de un problema geométrico como el que se muestra en las figuras 19 y 20 a continuación:

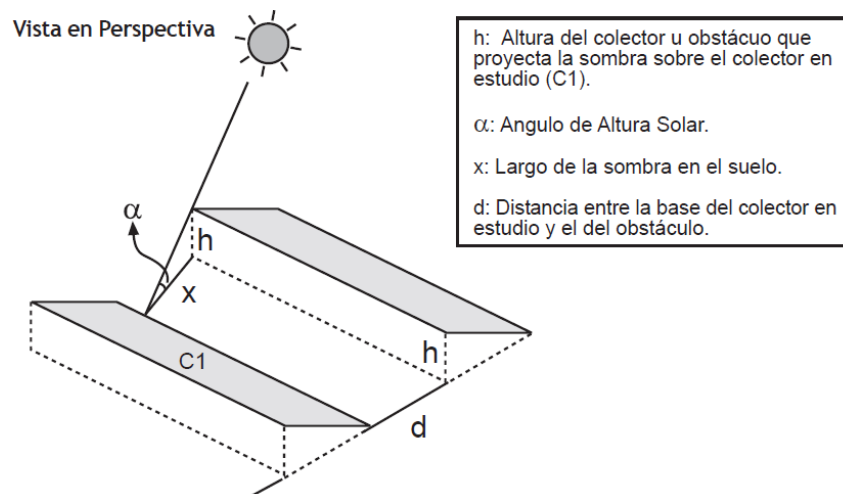


Figura 19: Problema geométrico en perspectiva. (Fuente: CDT, 2007)

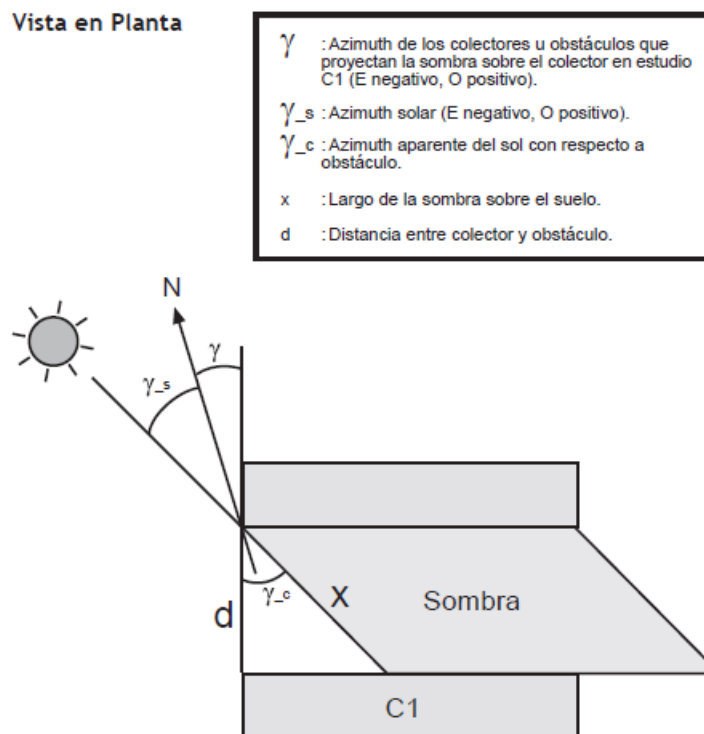


Figura 20: Problema geométrico en planta. (Fuente: CDT, 2007)

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la siguiente expresión:

$$d > h \cdot k_{sombra}$$

donde,

k_{sombra} : Es un coeficiente adimensional tabulado dependiente de la latitud media y el azimuth de la instalación.

h : Diferencia de altura entre la parte alta de una fila y la parte baja de la fila siguiente al sur de la primera.

Una vez obtenido el valor de la distancia mínima necesaria entre filas de colectores, se puede entonces calcular el área de instalación necesaria para cada grupo de baterías de colectores (en caso de ser necesario más de un grupo).

3.6 Modelo económico de los ahorros generados.

El modelo económico de los de los ahorros generados, consiste en un análisis técnico-económico de la rentabilidad y por lo tanto de la factibilidad de la instalación del proyecto, incluye un análisis de los costos de instalación, costos de mantenimiento anual y beneficios del sistema.

El análisis de los beneficios del SST se hace realizando un balance entre los gastos totales y los ingresos del sistema. Los ingresos del sistema se consideran como el costo de la energía ahorrada por el sistema solar térmico, es decir el costo del combustible reemplazado por la energía aportada por el sistema solar.

Finalmente la factibilidad económica del proyecto se analiza mediante los indicadores VAN (valor actual neto) y TIR (tasa interna de retorno).

Para realizar un correcto análisis de los ahorros que generará el sistema proyectado es importante establecer cuáles serán los precios de los combustibles sobre los cuales se va a trabajar.

3.6.1 Evolución del precio de los combustibles

A continuación se realiza un análisis de la evolución del precio de los combustibles Diésel y Gas Natural, los datos presentados a continuación se encuentran disponibles en la página web de la

Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl (el análisis se hace para los precios en la región metropolitana, en relación a la ubicación del caso aplicado).

Diésel

En el gráfico a continuación se muestra la evolución de los precios del combustible petróleo diésel (precio consumidor) desde enero del año 1994 hasta abril del año 2014 para la región metropolitana. Los precios se muestran en [\$CLP/Litro].

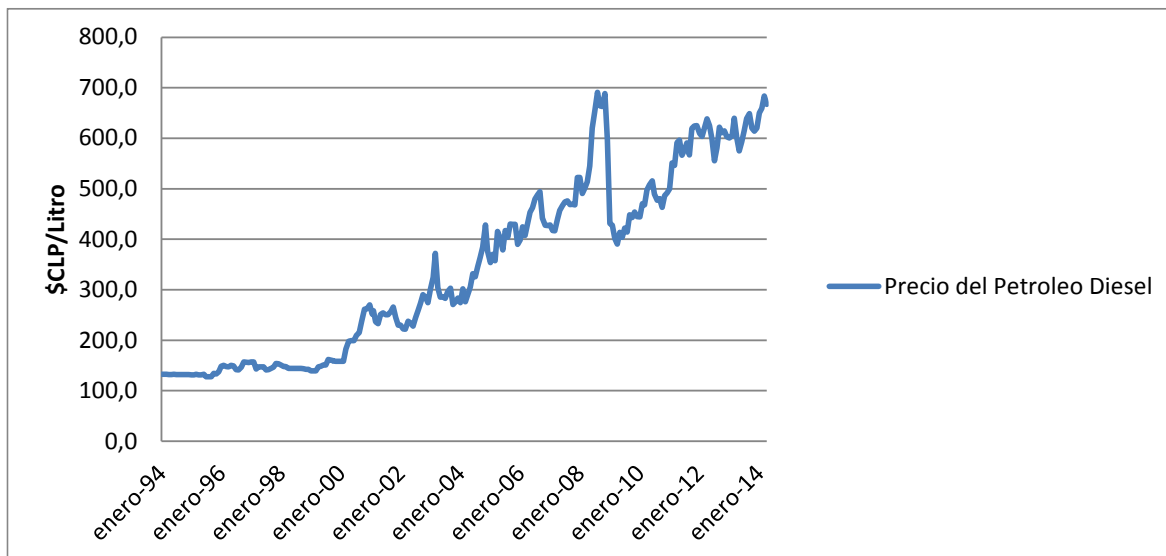


Figura 21: Precio histórico del petróleo diésel a consumidor. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Realizando una regresión exponencial sobre los datos del gráfico anterior se obtiene para los últimos 20 años se obtiene:



Figura 22: Regresión exponencial últimos 20 años precio diésel. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Por lo tanto el alza mensual y anual promedio de los últimos 20 años se calcula como:

$$Alza_{mensual} = e^{0,0078} - 1 = 0,783\%$$

$$\rightarrow Alza_{anual} = (1 + Alza_{mensual})^{12} - 1 = 9,812\%$$

Aplicando la misma metodología para evaluar el alza histórica en los últimos 10 años y en los últimos 5 años se obtiene:

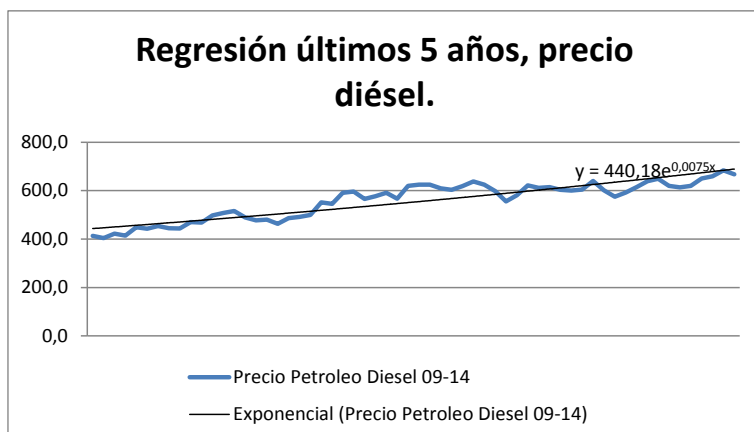
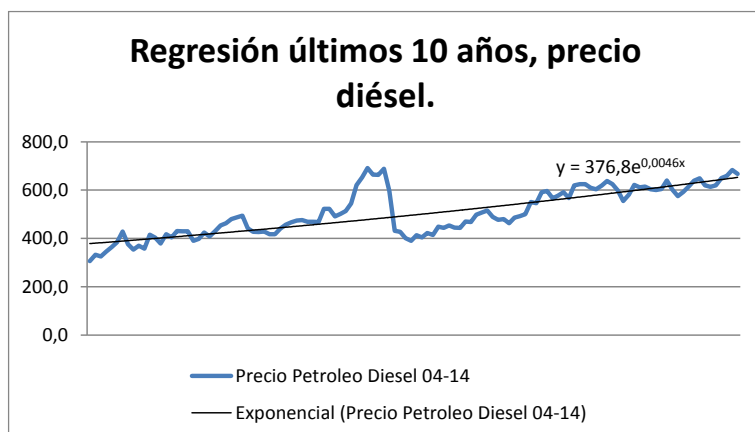


Figura 23: Regresiones precio diésel últimos 10 años y 5 años. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Por lo tanto el alza anual promedio corresponde a:

-
- Alza anual últimos 10 años → 5,675%
 - Alza anual últimos 5 años → 9,417%
-

Tomando estos análisis en consideración se preparó el siguiente gráfico de proyección de los precios del combustible diésel desde enero de 1994 hasta diciembre del 2039 aplicando un alza del 5% anual. Lo que implica una proyección de 25 años que es además la vida útil y el periodo de evaluación del caso aplicado.

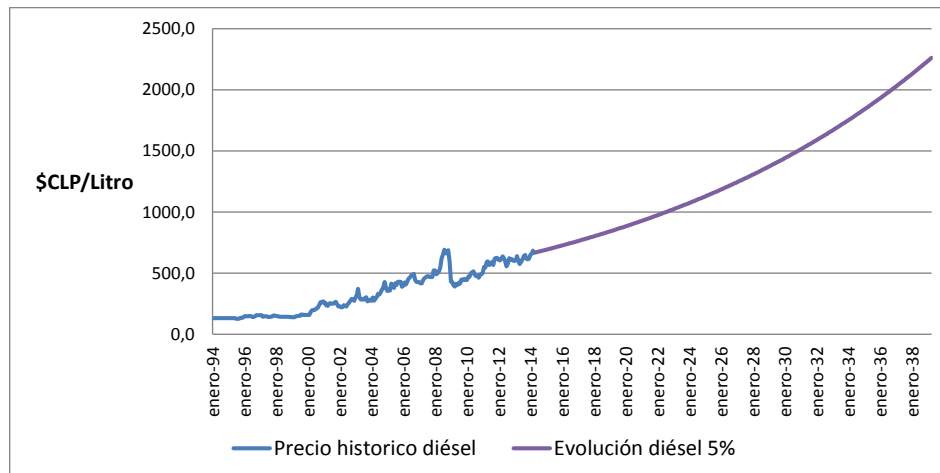


Figura 24: Proyección precios diésel próximos 25 años. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Para los efectos de cálculo de la factibilidad económica se considera el precio inicial del combustible diésel de \$667 [CLP/Litro] y un alza anual del 5%.

Gas Natural

En el gráfico a continuación se muestra la evolución de los precios del combustible gas natural (precio consumidor sobre 116 [m³S/mes]) desde enero del año 2000 hasta abril del año 2013 para la región metropolitana. Los precios se muestran en [\$CLP/m³S].

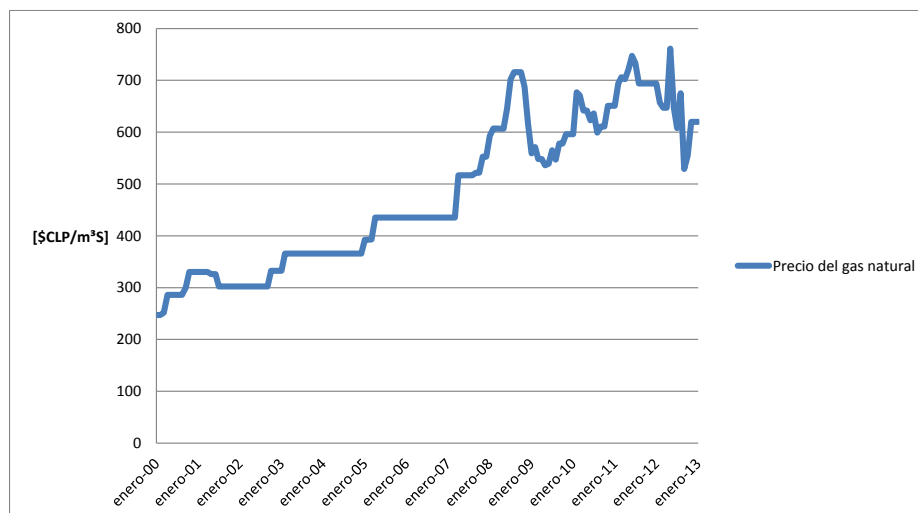


Figura 25: Precio histórico del gas natural a consumidor sobre 116 [m³S/mes]. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Aplicando la misma metodología que en el análisis de la evolución de los precios del petróleo diesel, se obtiene para la evolución del gas natural en los últimos 13 y 7 años respectivamente:

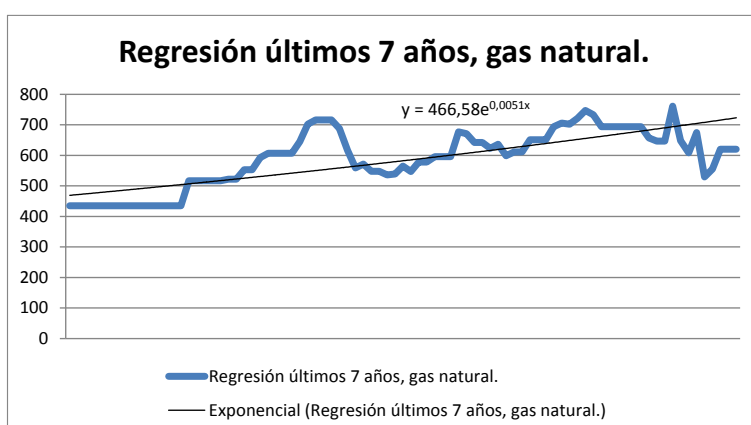
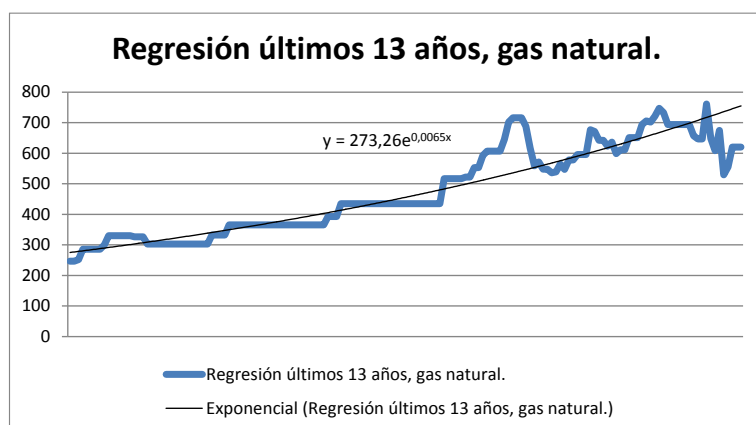


Figura 26: Regresiones precio gas natural últimos 13 años y 7 años. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Por lo tanto el alza anual promedio corresponde a:

-
- Alza anual últimos 13 años → 8,112%
 - Alza anual últimos 7 años → 6,311%
-

Tomando estos análisis en consideración se preparó el siguiente gráfico de proyección de los precios del combustible gas natural desde enero del 2000 hasta diciembre del 2039 aplicando un

alza del 5% anual. Lo que implica una proyección de 25 años que es además la vida útil y el periodo de evaluación del caso aplicado.

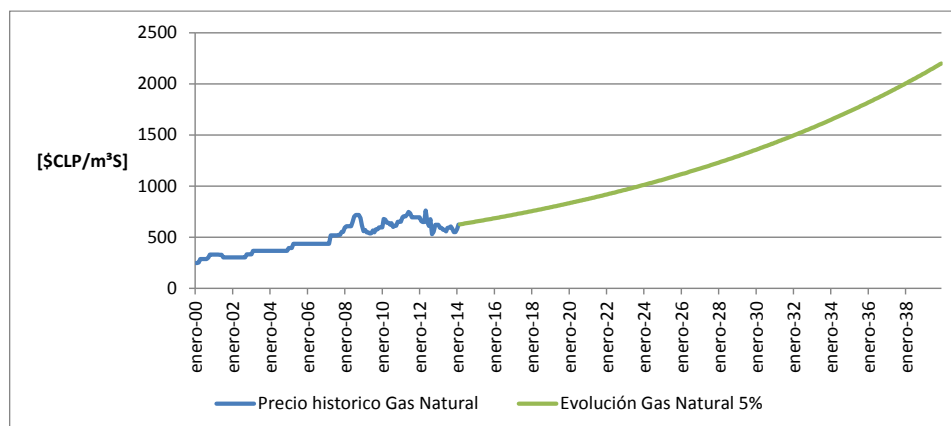


Figura 27: Proyección precios del gas natural próximos 25 años. (Fuente: CNE y elaboración propia)

Para los efectos de cálculo de la factibilidad económica se considera el precio inicial del combustible gas natural de \$623 [CLP/m³S] y un alza anual del 5%.

3.7 Generación de una herramienta de apoyo al cálculo.

De manera de automatizar el proceso de cálculo, se desarrolló una herramienta de evaluación computacional; programada en la plataforma Excel. Se cargaron todos los algoritmos y bases de datos que se han discutido en el presente estudio, de manera de agilizar y facilitar el proceso de cálculo del dimensionamiento de un proyecto solar térmico en Chile.

La planilla está dividida en 5 etapas que se listan a continuación:

- Selección de ubicación y características del proyecto.
- Datos de consumo para la estimación de la “Demanda Energética”.
- Datos de los Colectores Solares y Sistema de Acumulación.
- Determinación de área óptima de colectores.
- Evaluación Económica.

En la planilla las celdas con fondo blanco son puntos de entrada o valores modificables, mientras las celdas con fondo amarillo corresponden a resultados dependientes de los algoritmos de cálculo.

3.7.1 Selección de ubicación y características del proyecto.

El objetivo de esta etapa consiste en determinar la ubicación geográfica del proyecto para conocer las variables mensuales de: irradiación solar, temperaturas de agua de red y temperatura del ambiente promedios. En segundo lugar determinar el ángulo “ β ” de inclinación de los colectores solares que sea el más conveniente para las características del proyecto y por ultimo determinar el ángulo de la orientación que tendrán los paneles o azimut. Para esto es necesario haber realizado una visita en terreno y manejar una idea del área disponible para la instalación de los colectores o bien contar con los planos del proyecto inmobiliario para realizar la misma evaluación.

En caso de que se requiera instalar 2 o más baterías de colectores con orientaciones diferentes se debe efectuar el cálculo por separado en la herramienta de cálculo para cada batería de colectores y finalmente realizar una consolidación de los aportes de cada batería por separado.

A continuación se presenta una imagen de la interfaz de la herramienta para la determinación de los datos de entrada y se describe cada uno de estos:

1.- Selección de ubicación y características del proyecto.	
Región:	Región Metropolitana
Comuna:	Las Condes
Latitud media [°]:	-33 °
Zona Climática:	B
CSM exigida (contribución solar mínima):	56%
β Inclinación del SST:	30 °
K_p Orientación del SST (azimut):	10 °

} Referente a la Ley 20.365

Figura 28: Pantalla de entrada de datos de la primera etapa de la herramienta de cálculo.
(Fuente: Elaboración propia.)

Región: Esta celda despliega una lista de selección con las 15 regiones de Chile. Se debe determinar la región de localización del proyecto.

Comuna: Esta celda contiene una segunda lista de selección desplegable que es dependiente de la anterior, es decir solo se despliegan las comunas que corresponden a la región seleccionada. Se

debe determinar la comuna de localización del proyecto. La herramienta cuenta con una base de datos de 345 comunas de Chile. Una vez determinada la comuna de localización del proyecto se definen automáticamente las siguientes 3 filas.

Latitud media: Corresponde a la latitud media de la comuna seleccionada, medida en grados enteros. La base de datos abarca desde la latitud -18° correspondiente a la provincia de Parinacota hasta la latitud -55° correspondiente a la comuna de Cabo de Hornos en la provincia de la Antártica Chilena.

Las celdas de “Zona Climática” y “Contribución Solar Mínima Exigida” corresponden a deficiones impuestas para que el proyecto solar aplique a la rebaja tributaria de la ley 20.365 que corresponde únicamente a proyectos nuevos de construcción.

Zona Climática: Se determina por la suma total anual de radiación solar global sobre plano horizontal de acuerdo a la siguiente tabla:

ZONA CLIMÁTICA	RADIACIÓN SOLAR GLOBAL MEDIA ANUAL (H)
	[K Wh/m ² año]
A	$1948 \leq H$
B	$1701 \leq H < 1948$
C	$1454 \leq H < 1701$
D	$1208 \leq H < 1454$
E	$961 \leq H < 1208$
F	$961 \leq H$

Tabla 3: Tabla de determinación de zona climática. (Fuente: CDT, 2010.)

CSM exigida (Contribución Solar Mínima): Luego para cada zona climática corresponde un valor de CSM exigido. Una vez terminada la etapa 3 de la herramienta de cálculo se conocerá la fracción de aporte solar del proyecto y se debe comparar con este parámetro para determinar si el proyecto puede o no aplicar a la rebaja tributaria descrita en la ley.

Inclinación del SST: Corresponde a la inclinación medida desde el suelo que tendrán los colectores en el SST del proyecto. Si el sistema estará en operación constantemente durante el año se aconseja determinar la inclinación del SST igual a la latitud media de la localización, en caso de que el sistema sea exclusivamente de uso estival se aconseja determinar una inclinación 12° inferior a

la latitud geográfica y por último en caso de tratarse de una instalación de uso invernal se aconseja determinar una inclinación 12° superior a la latitud geográfica.

Esta celda despliega una lista de selección para determinar la inclinación entre 0° y 90° en intervalos de 5° . Una vez determinada la inclinación del SST, se determina automáticamente el factor k de modificación de la radiación global sobre plano horizontal, que depende de la latitud media de la localización del proyecto y de la inclinación de los colectores del sistema.

Orientación del SST: Esta celda despliega a su vez una lista de selección para la orientación o azimut que tendrá el SST. 0° corresponde a una orientación directamente al norte geográfico, ángulos positivos corresponden a inclinaciones hacia el oeste y negativos hacia el este. Los intervalos tabulados que se permiten para la determinación de la orientación corresponden también a 5° .

Una vez determinados estos 4 datos básicos de entrada la herramienta entrega una tabla con los valores mensuales de:

- **Irradiación Solar Global sobre plano horizontal:** Correspondiente a la comuna seleccionada.
- **Irradiación Solar Global sobre plano inclinado:** Corresponde al producto entre la irradiación solar sobre plano horizontal y el coeficiente k de modificación.
- **Temperatura de red:** Correspondiente a la comuna seleccionada.
- **Temperatura ambiente:** Correspondiente a la comuna seleccionada.

Se generan además 2 gráficos que muestran las curvas de irradiación y temperaturas respectivamente.

3.7.2 Datos de consumo para la estimación de la “Demanda Energética”.

El objetivo de esta etapa consiste en determinar o estimar un valor mensual promedio del consumo de ACS a una temperatura determinada y de esta manera conformar un año tipo. El algoritmo de esta etapa distingue entre 2 opciones para determinación del consumo medio de

cada mes. En primer lugar le otorga prioridad a la información histórica que se tenga del consumo de agua caliente, en caso de no contarse con información histórica ya sea porque no existen registros o se trata de un proyecto en construcción entonces permite realizar una estimación de la demanda de consumo diario de acuerdo a las tablas descritas en el punto “3.1”.

A continuación se presenta una imagen de la interfaz de la herramienta para la determinación de los datos de entrada de esta etapa y se describe cada uno de estos:

2.- Datos de Consumo para estimación de la "Demanda Energetica".

(*) En caso de contarse con datos empíricos de consumo, proceder a introducir estos datos directamente en la fila "99" de consumos medios diarios mensuales.

Clase de inmueble:	Viviendas Multifamiliares
Consumo de ACS a 60°C por clase de inmueble:	22 Litros / (persona * día)
Temperatura de acumulación Objetivo:	60 °C
• En caso de no tratarse de una vivienda Multifamiliar:	
Nº de personas, usuarios, camas, etc.	1
• En caso de tratarse de una vivienda multifamiliar introducir la información necesaria a continuación:	

Departamento Tipo 1

Nº de dormitorios del depto tipo 1.	2
Número de personas / departamento	3
Nº de departamentos del depto tipo 1.	72

Departamento Tipo 2

Nº de dormitorios del depto tipo 2.	3
Número de personas / departamento	4
Nº de departamentos del depto tipo 2.	36

Departamento Tipo 3

Nº de dormitorios del depto tipo 3.	
Número de personas / departamento	0
Nº de departamentos del depto tipo 3.	

Departamento Tipo 4

Nº de dormitorios del depto tipo 4.	
Número de personas / departamento	0
Nº de departamentos del depto tipo 4.	

Figura 29: Pantalla de entrada de datos de la segunda etapa de la herramienta de cálculo.

(Fuente: Elaboración propia.)

Clase de inmueble: Esta celda despliega una lista de selección con las diferentes opciones de la tabla de la figura 15.

Consumo de ACS a 60°C por clase de inmueble: A su vez esta celda entrega el resultado del inmueble seleccionado respecto a la información de la figura 15.

Temperatura de acumulación objetivo: En caso que se determine que la temperatura objetivo de acumulación del SST sea diferente de 60°C, está se puede modificar en esta celda.

A continuación el algoritmo configurado en la herramienta distingue entre 2 opciones diferentes, si se selecciona en la “Clase de inmueble” la opción “Vivienda Multifamiliar” entonces se calculara el número total de personas como la suma de la cantidad de personas que se determine en las 4

alternativas de configuración de departamentos o viviendas. La determinación del número de personas por vivienda en este caso responde a la información contenida en la tabla 2 de la figura 16 del punto “3.1”. En caso contrario si se escoge cualquier otra de las opciones de “Clase de inmueble” entonces el cálculo de consumo se determina mediante el producto del **“Consumo de ACS a 60°”** y el **“N° de personas, usuarios, camas, etc.”**.

Finalmente una vez introducidos todos los datos de entradas descritos en esta etapa, la herramienta entrega la tabla con los datos de la demanda térmica mensual [MJ/mes] y un gráfico de este parámetro.

3.7.3 Datos de los Colectores Solares y Sistema de Acumulación.

Esta es la etapa final que permite efectuar las iteraciones necesarias para lograr dimensionar el SST que se adecue a las necesidades energéticas del proyecto en cuestión. En esta etapa se introducen los datos de entrada referentes a las características de los colectores solares a instalar y la capacidad del sistema de acumulación.

Debido a que uno de los objetivos del presente estudio y la razón de su génesis, consiste en entregarle a la empresa ENERGOTEK los conocimientos y herramientas necesarias para desarrollar proyectos de instalación de sistemas solares térmicos desde las etapas de diseño y proyección; se incluyen en la herramienta computacional las bases de datos de la totalidad de los colectores solares que ofrece la compañía SOLIMPEKS, la cual ENERGOTEK representa exclusivamente en Chile.

SOLIMPEKS es una empresa de origen Turco, que cuenta con más de 35 años de experiencia manufacturando sus propios colectores solares y estanques de acumulación. Sus productos cuentan con sobre 20 certificados de calidad alrededor del mundo, siendo los más importantes de estos, aquellos que certifican su calidad en la comunidad europea, el certificado SOLARKEYMARK del comité europeo de estandarización CEN, y específicamente en Alemania Certificación TÜV (Asociación de inspección técnica, por sus siglas en alemán). A fin de obtener estas certificaciones se sometieron a los colectores a rigurosas pruebas de rendimiento y calidad efectuadas por el ITW (Instituto de Termodinámica y Termotecnia de la Universidad de Stuttgart). Todas las características contenidas en la base de datos tabuladas para ser usadas por la planilla de cálculo provienen de los informes de rendimiento de este instituto.

Los colectores Solimpeks se comercializan en tres gamas:

- Gama baja: Modelos CNP y ANP corresponden a colectores con absorbedores de cobre (CON) o aluminio (ALS) a los que se les aplico pintura negra.
- Gama media: Modelos CLS y ALS corresponden a colectores con absorbedores de cobre o aluminio con un tratamiento de recubrimiento de óxido de titanio (Tinox).
- Tope de Gama: Modelos CLS DRAIN y ALS DRAIN, absorbedores con las mismas características de los colectores anteriores, son colectores con mejores terminaciones y características aislantes superiores que aumentan considerablemente sus coeficientes de rendimiento.
- Adicionalmente cada modelo de colector se comercializa en 2 o 3 tamaños.

A continuación se presenta una imagen de la interfaz de la herramienta para la determinación de los datos de entrada de esta etapa y se describe cada uno de estos:

3.- Datos de los Colectores Solares y Sistema de Acumulación.	
Captadores Solares Planos, marca: SOLIMPEKS	
Modelo :	Wunder ALS 2512
Area Bruta [m²]:	2.42 [m²]
Area de Apertura [m²]:	2.23 [m²]
Area de Absorción [m²]:	2.23 [m²]
$F_{rc}(T_{amb})_{m}$ Rendimiento Óptico [%]:	78.5%
$F_{r} U_{L_{m}}$ Coeficiente de pérdidas de calor [W/(m²·°C)]:	3.722 [W/(m²·°C)]
Coeficiente de pérdidas secundario [W/(m²·°C)]:	0.012 [W/(m²·°C)]
$(T_{amb}/T_{amb})_{m}$ Factor modificador del angulo de incidencia [%]:	97.5%
Flujo nominal [Kg/h]:	120.00 [Kg/h]
Peso Bruto [Kg]:	44.00 [Kg]
Largo [mm]:	1988 [mm]
Ancho [mm]:	1218 [mm]
Alto [mm]:	90 [mm]
Otros datos del sistema de captación:	
$F_{r}/F_{r_{m}}$	0.95
$F_{r}(T_{amb})_{m}$	0.73
$F_{r} U_{L_{m}}$	3.54
λ_{s} Factor de Sombras	0%
Datos del sistema de acumulación:	
Volumen de acumulación proyectado	10.000 [Litros]

Figura 30: Pantalla de entrada de datos de la tercera etapa de la herramienta de cálculo.

(Fuente: Elaboración propia.)

Modelo: Esta celda despliega una lista de selección con los diferentes colectores de la marca Solimpeks. Al seleccionar cada modelo se despliegan la información de las siguientes 12 filas.

Fr'/Fr (factor de corrección del conjunto captador-intercambiador): Se aconseja utilizar el valor 0,95.

Factor de Sombras: En caso de existir obstáculos que proyecten sombras sobre los colectores es necesario incluir este factor como porcentaje. Se trata de problemas geométricos bien documentados por ejemplo en el libro “SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS I - Manual de diseño para el calentamiento de agua”, del CDT 2007, o programas computacionales de libre acceso como Google Sketchup – Solar shadow analysis. El análisis acabado para la determinación de un porcentaje de sombras sobre el SST queda fuera del presente estudio.

Volumen de acumulación proyectado: Debe considerar el volumen total de acumulación, en caso de instalarse estanques adicionales de precalentamiento, debe considerarse el volumen de estos sumado al volumen de acumulación del sistema tradicional.

Por último el paso final para la determinación del dimensionamiento del SST que se adecue a las necesidades energéticas del proyecto en cuestión, consiste en iterar el número de colectores solares a instalar de manera de lograr una fracción de aporte solar de alrededor del 90-95% en el mes de mayor aporte solar. Este criterio se debe al gran aumento de costos que implica la instalación de sistemas de liberación de excesos de energía y a los problemas y riesgos asociados al sistema en caso de presentarse periodos prolongados de altas temperaturas y presiones en los meses de verano.

A continuación se presenta una imagen de la interfaz de la herramienta en la fase final del dimensionado:

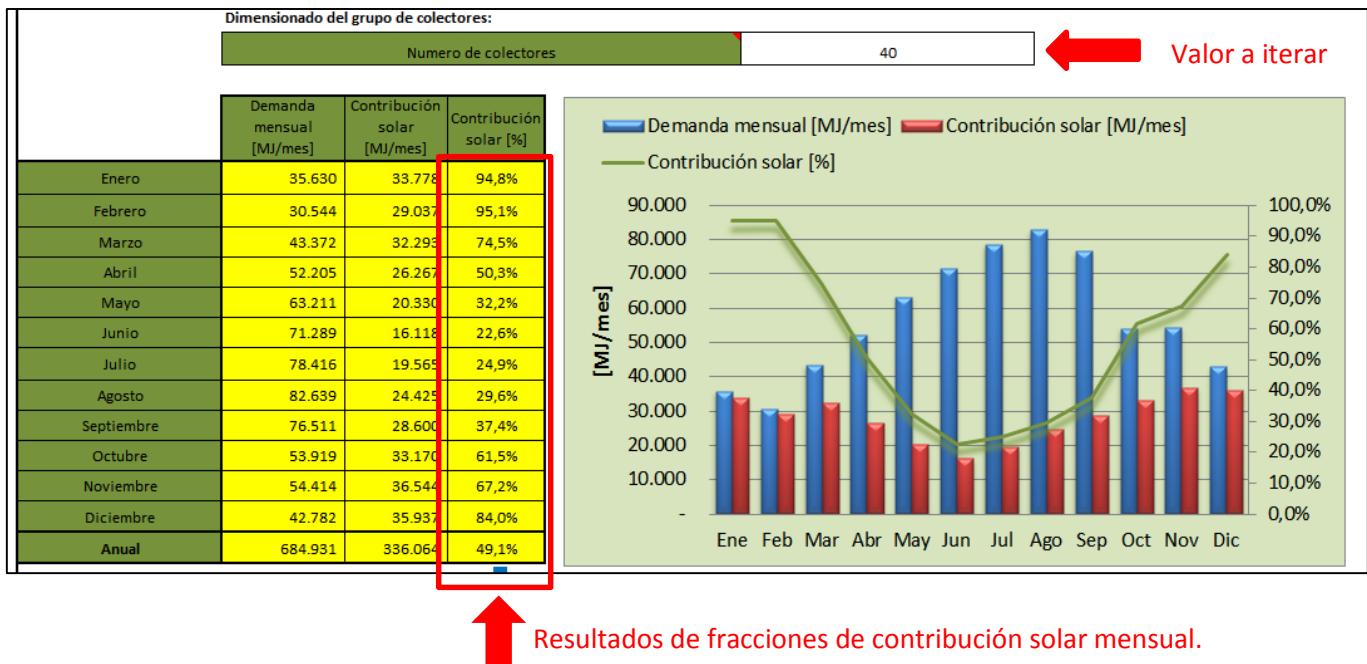


Figura 31: Pantalla de resultados del proceso de dimensionado del SST. (Fuente: Elaboración propia.)

3.7.4 Determinación de área óptima de colectores.

Esta etapa de la planilla contiene la información de las tablas de datos tabuladas para encontrar el coeficiente “k” que determina la distancia mínima entre filas consecutivas de colectores. La determinación de este coeficiente depende de 3 factores, la latitud media de la localización del proyecto, el ángulo de inclinación “ β ” y el ángulo de orientación o azimut.

Los algoritmos de esta etapa calculan las alturas y largos proyectados por los colectores sobre una superficie horizontal, en caso de que las filas de colectores se instalen sobre superficies inclinadas o desniveles se debe reevaluar el problema geométrico de acuerdo a lo especificado en el punto “3.5”.

A continuación se presenta una imagen de la interfaz de la herramienta para la determinación de los datos de entrada y se describe cada uno de estos:

4.- Determinación de área óptima de colectores.

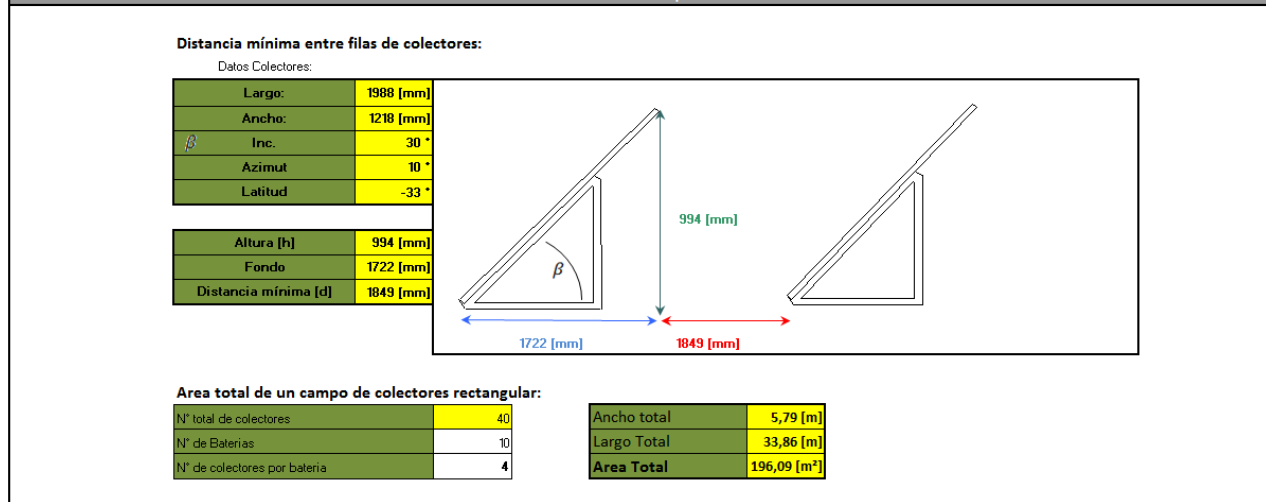


Figura 32: Pantalla de entrada de datos de la cuarta etapa de la herramienta de cálculo. (Fuente: Elaboración propia.)

Esta etapa presenta en mayor parte resultados dependientes de los datos ingresados en etapas anteriores, los únicos valores de entrada disponibles calculan área total de un campo de colectores rectangular. En caso de que las características de la localización del proyecto requiera de la instalación de varias baterías de colectores no se debe tomar en consideración esta sección.

3.7.5 Evaluación Económica.

La etapa final de la planilla que conforma la herramienta de apoyo tiene como primer objetivo cuantificar los beneficios económicos del SST del proyecto. Estos beneficios económicos consisten básicamente en el ahorro que se realiza por no consumir los combustibles convencionales que habrían entregado la energía térmica aportada por la instalación solar.

Los datos de entrada que solicita la planilla en esta etapa son:

Definir el combustible del sistema auxiliar: Se despliega una lista de selección con dos opciones; Gas Natural y Petróleo Diésel.

Definir el rendimiento de la caldera: Se aconseja utilizar el valor 85% para considerar las perdidas en inherentes del conjunto caldera-intercambiador de calor.

La herramienta entrega como resultados los consumos mensuales de combustibles totales (sin sistema solar) los consumos ahorrados por el sistema, y los costos asociados a esos consumos. Entrega además un gráfico compara del costo mensual por combustible del proyecto con y sin el sistema solar.

En segundo lugar la planilla ofrece la posibilidad de realizar una evaluación de factibilidad del proyecto de inversión a través de su vida útil, y calcula los indicadores financieros de:

- ROI : Retorno de inversión, por sus siglas en ingles.
- VAN : Valor actual neto.
- TIR : Tasa interna de retorno.

Los datos de entrada que solicita son los siguientes:

Alza anual proyectada en combustibles: Como se presentó en el punto “3.6”, se aconseja utilizar el valor de 5% de alza anual.

Costo total de instalación SST: La determinación de este valor deriva de un estudio adicional que considere los costos de todos los componentes del sistema necesarios a instalar como también la mano de obra.

Costo anual de mantenimiento: Permite introducir una valorización del costo de mantenimiento anual que presente el proyecto.

Inflación: Permite introducir un valor para la inflación que afectara el costo anual de mantenimiento a través del periodo de evaluación del proyecto, fijado en 25 años.

Tasa interna de retorno: Es la tasa de retorno que se le exigirá al proyecto para la evaluación del indicador VAN.

CAPITULO IV: DESARROLLO DE UN CASO APLICADO

4.1 Caracterización del caso aplicado

4.1.1 Ubicación y orientación

El caso escogido para aplicar la metodología se trata de un edificio de departamentos ubicado en la comuna de las Condes en la Región Metropolitana. Se construyó entre los años 2009 y 2011 y consiste de 2 torres unidas de 10 pisos de altura y un total de 108 departamentos; (72 de 2 habitaciones y 36 de 3 habitaciones).

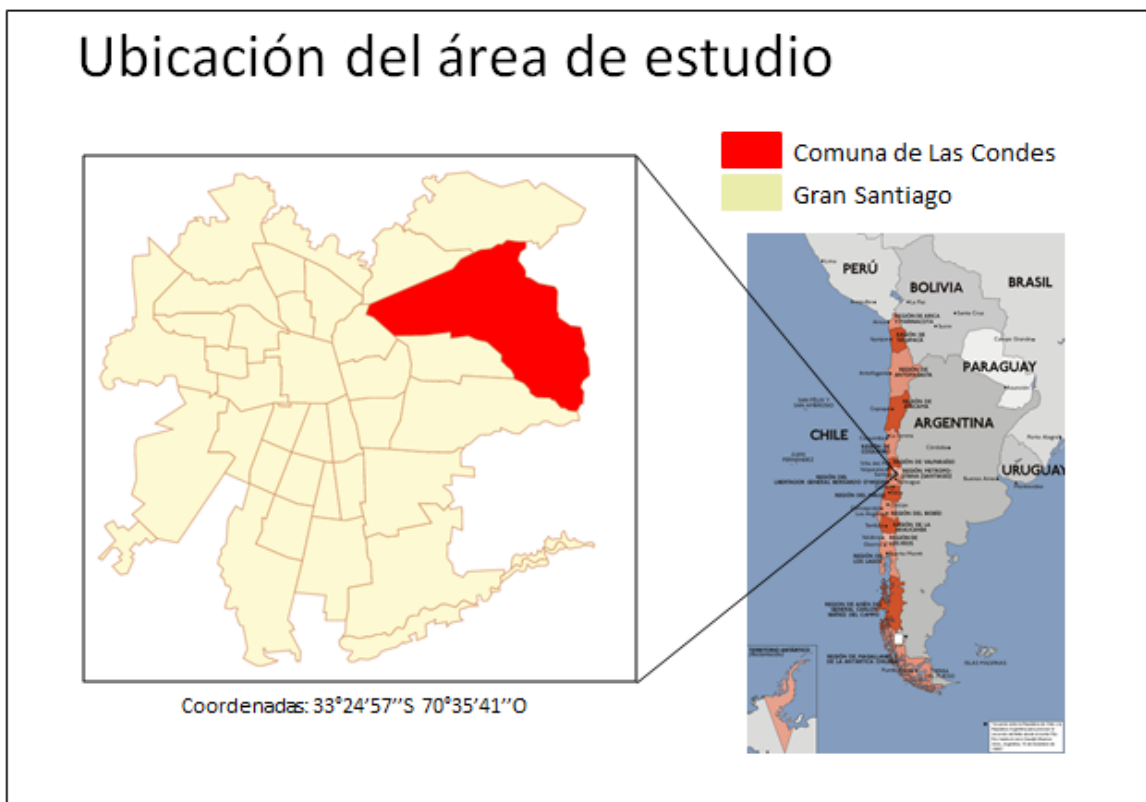


Figura 33: Ubicación del área de estudio (Fuente: Elaboración Propia.)

El edificio posee orientación norte en su flanco estrecho con un azimut de 10 grados, es decir se encuentra levemente inclinado hacia el oriente. Posee una superficie de azoteas de alrededor de 1450 metros cuadrados, de los cuales se determinó que únicamente alrededor de 240 metros cuadrados corresponden a superficie útil para la instalación de colectores solares térmicos, ilustrado en el rectángulo de color azul de la figura 20.

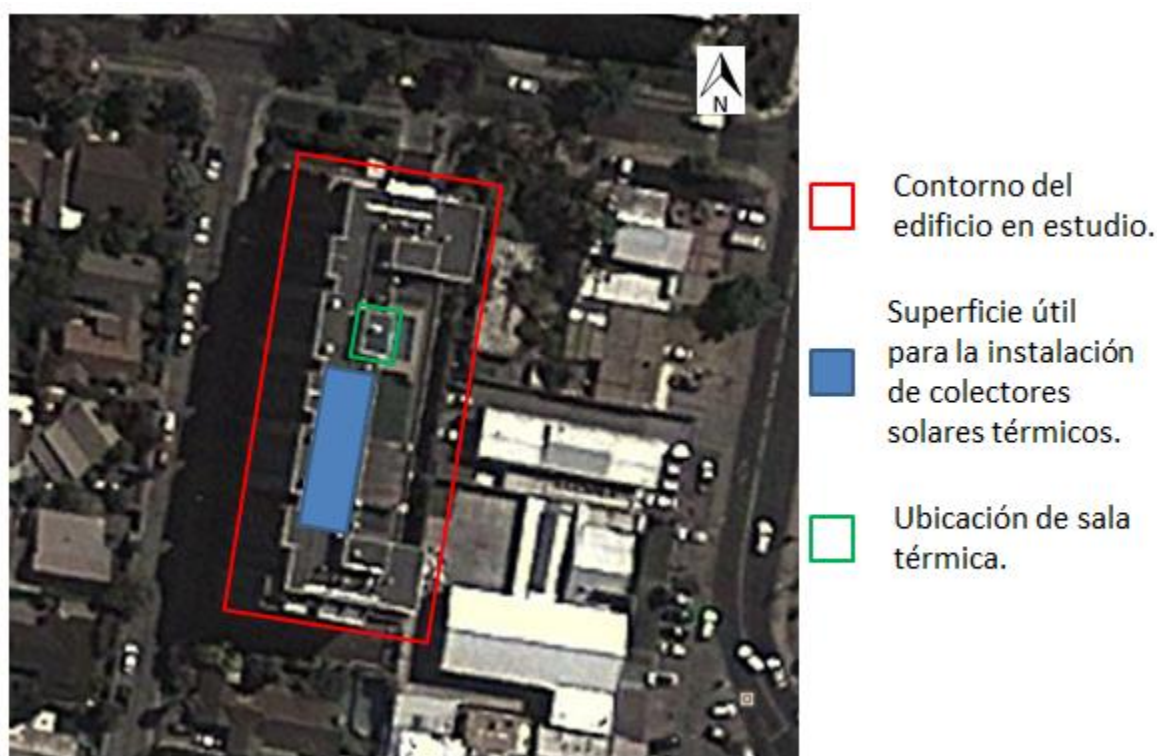


Figura 34: Imagen satelital del edificio en estudio. (Fuente: Google Earth.)

Se determinan entonces los siguientes datos de entrada en la herramienta de cálculo:

Región Metropolitana

Comuna de Las Condes

Inclinación β del SST = 30°

Orientación del SST = 10°

Lo cual entrega los siguientes resultados para las características de irradiación solar y temperaturas de red y ambiente:

Datos por comuna	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Rad. Horiz. [kWh/(m²·mes)]:	253,0	203,0	176,0	116,0	79,0	60,0	73,0	98,0	132,0	188,0	230,0	258,0	1866,0
R_m [kWh/(m²·mes)]	235,3	205,0	202,4	153,1	117,7	94,8	111,7	135,2	157,1	195,5	216,2	232,2	2056,3
Temp. media Ambiente [°C]	21,0	18,0	18,0	14,0	10,0	8,0	8,0	9,0	11,0	15,0	17,0	20,0	14,08 ° Promedio
Temp. media de Red [°C]	17,5	16	16	14	12	11	11	11,5	12,5	14,5	15,5	17	14,04 ° Promedio

Tabla 4: Resultados climáticos de la localización. (Fuente: Elaboración propia.)

Los siguientes gráficos permiten visualizar el comportamiento de los datos anteriores:

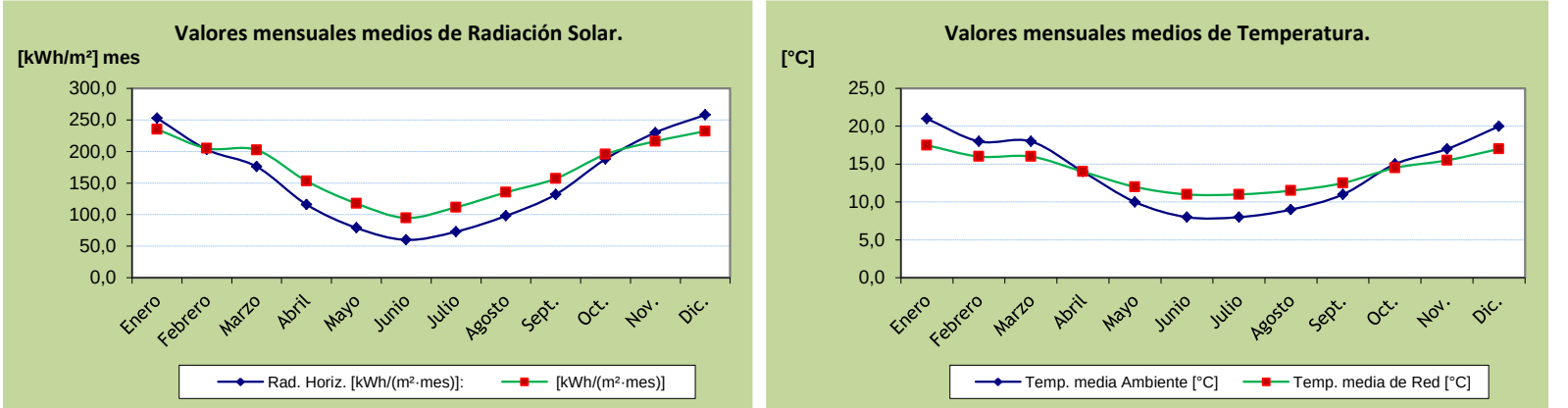


Gráfico 1 y 2: Visualización gráfica de los valores de la tabla 4. (Fuente: Elaboración propia.)

4.1.2 Componentes del sistema actual para la generación de ACS.

La sala térmica del edificio se encuentra ubicada en el último piso sobre la azotea. Cuenta con 2 calderas a gas natural de 400.000 kcal/hr de potencia cada una y para almacenar y distribuir el ACS posee 2 estanques verticales de 3.000 litros cada uno, los cuales mantienen su volumen de acumulación a una temperatura de 60° C (la norma chilena exige regular la acumulación de ACS a 60°C para asegurar la destrucción de la bacteria *legionella*). El traspaso de calor se realiza a través de 2 intercambiadores de calor de placas, entre el circuito primario de caldera y el circuito sanitario; cada uno de estos circuitos posee sus correspondientes bombas de impulsión. En la figura 21 se puede apreciar un diagrama esquemático de la instalación, los componentes listados son los siguientes:

1.- Calderas Potencia Útil: 400.000 [kcal/hr]	5.- Acumuladores de ACS Capacidad = 3.000 Lts.
2.- Quemadores presurizados Combustible, gas natural Capacidad: 260.000 – 580.000 [kcal/hr]	6.- Bombas recirculadoras circuito primario $Q = 40 \text{ [m}^3/\text{hr]}$, $\Delta P = 12 \text{ m.c.a.}$
3.- Bombas de calefacción $Q = 71 \text{ [m}^3/\text{hr]}$, $\Delta P = 9,5 \text{ m.c.a.}$	7.- Bombas de recirculación y retorno $Q = 2,8 \text{ [m}^3/\text{hr]}$, $\Delta P = 3,5 \text{ m.c.a.}$
4.- Intercambiador de calor Potencia: 400.000 [kcal/hr]	

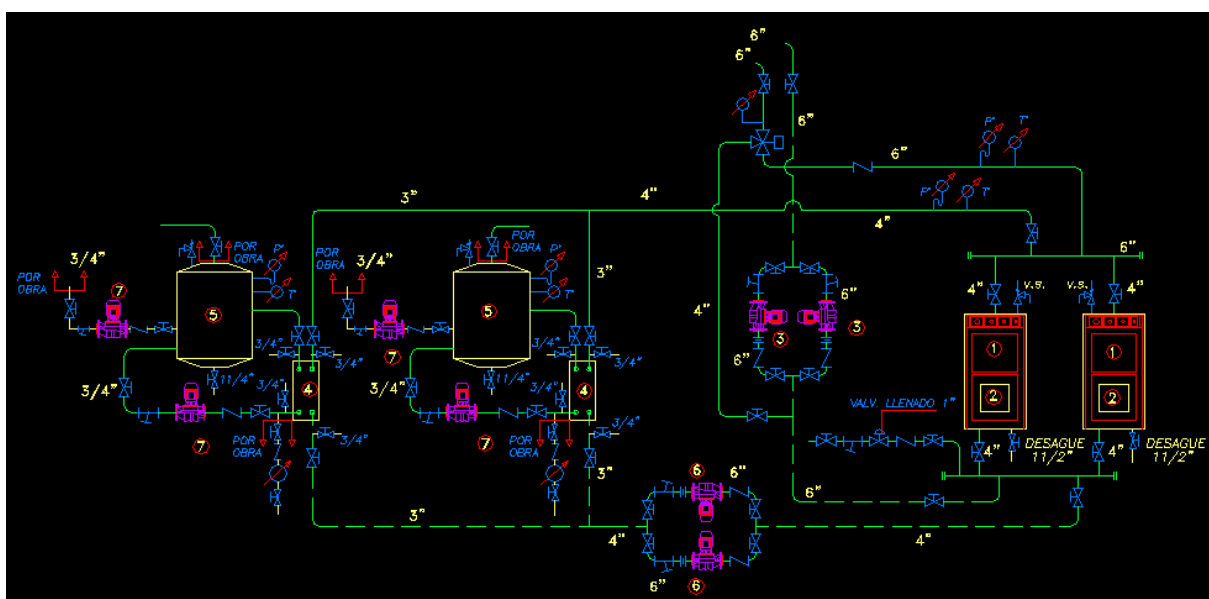


Figura 35: Diagrama esquemático de sala térmica. (Fuente: Administración del Edificio.)

Fuera del diagrama quedan 2 componentes que es importante mencionar, en primer lugar 2 estanques de expansión cerrados ubicados sobre cada una de las torres, estos cumplen la función de absorber las expansiones volumétricas del circuito primario y el circuito de calefacción y de esta forma proteger al sistema de variaciones de presión; en segundo lugar las válvulas termostáticas a la salida de cada estanque acumulador que regulan la temperatura de suministro de ACS a 45°C, de manera de brindar una protección ante posibles quemaduras y además aumenta el rendimiento de la acumulación de ACS.

4.1.3 Descripción del sistema actual de generación de ACS.

Una sala térmica convencional como la diagramada en la figura 35 cumple la función de generar ACS a la comunidad y a su vez provee de agua caliente al circuito de calefacción durante los meses de invierno. El sistema consiste de 3 circuitos hidráulicos que serán descritos a continuación:

Circuito Sanitario, este circuito se encuentra completamente separado de los otros 2, es decir no hay comunicación directa entre sus fluidos. El agua del circuito sanitario proviene de la red de distribución y entra en primer lugar a los intercambiadores de calor y luego pasa a los estanques acumuladores, finalmente abandona los estanques pasando a través de una válvula termostática que regula la temperatura de suministro y llega a los puntos de consumo. Existen 2 tipos de bombas circuladoras sanitarias conectadas a este circuito, la primera es la bomba que cumple la función de hacer recircular el agua entre el estanque acumulador y el intercambiador, y así mantener una temperatura de 60°C dentro de los estanques; la bomba recirculadora es comandada por un termostato (también llamado acuastátos) instalado en cada estanque acumulador que detiene el funcionamiento de ésta bomba una vez se llega a la temperatura de acumulación dentro del estanque. La segunda bomba es llamada bomba de retorno y es la encargada de mantener un flujo constante de agua caliente a través del circuito de distribución de ACS, de esta forma el agua dentro de la matriz se mantiene con temperatura y el suministro de ACS es prácticamente instantáneo en los puntos de consumo al interior de los departamentos. Cada estanque acumulador cuenta con una bomba de retorno y una bomba de circulación, las bombas impulsan su caudal a la entrada del intercambiador para luego pasar dentro del estanque. Las bombas de retorno presentan una operación ininterrumpida.

Circuito primario, o también llamado circuito de caldera es un circuito cerrado regulado a una presión de alrededor de 2 [bar]. El agua en este circuito circula entre: las calderas, la bomba impulsora del circuito primario y los intercambiadores de calor.

Las calderas son del tipo piro-tubular y alojan un gran volumen de agua en su interior, el sistema de control registra la temperatura a la salida de la caldera y enciende el quemador presurizado a gas natural cuando esta temperatura se encuentra bajo un valor determinado, en general entre 70 y 80 grados Celsius.

La bomba impulsora al igual que las bombas recirculadoras está comandada por los acuastátos que censan la temperatura dentro de los acumuladores; cuando ambos llegan a la temperatura predeterminada, la bomba impulsora se detiene.

Los intercambiadores de calor de placas presentan 4 puntos de conexión, por un lado se encuentra la entrada y salida del circuito sanitario y por el otro su par del circuito primario, en la figura 8 se puede apreciar el principio de flujo dentro de un intercambiador de calor de placas, los fluidos pasan alternándose a través de las placas, de esta manera no existe intercambio directo entre los fluidos, sólo hay un traspaso de energía (calor) a través de las paredes de las placas.

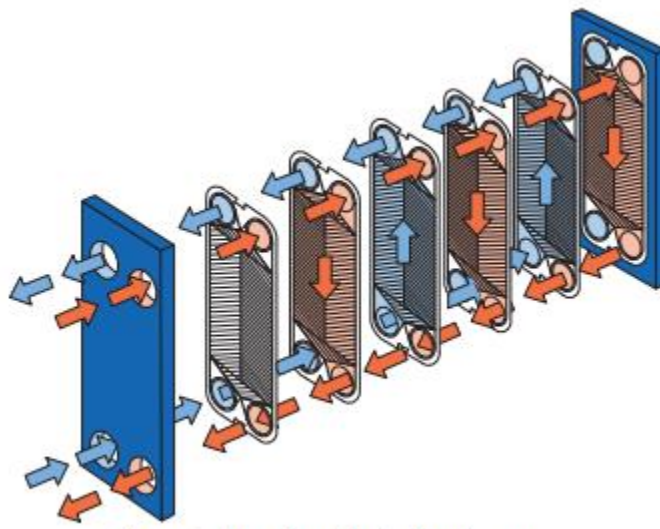


Figura 36: Principio de flujo de un intercambiador de calor de placas. (Fuente: Varem)

Circuito de calefacción, este circuito comparte su fluido de trabajo con el circuito primario. El agua de este circuito circula impulsada por la bomba de calefacción hacia las calderas y luego a través de las matrices de distribución hasta los departamentos donde cede su calor ya sea en radiadores o pisos y cielos radiantes. El circuito de calefacción cuenta con una válvula diferencial activada por temperatura que mezcla, el fluido de retorno con el que acaba de salir de la caldera, para regular la temperatura de suministro.

4.1.4 Consumo mensual de ACS

En la tabla N° 4 se puede observar un registro del consumo mensual de ACS realizado por la comunidad del edificio entre los meses de Julio del año 2012 y Junio del año 2013, lo cual representa un promedio diario de consumo de 15.380 litros. (Esta información fue facilitada por la Administración del Edificio.)

Consumo mensual de ACS	
Mes	[m ³]
Enero	200,23
Febrero	165,80
Marzo	235,44
Abril	271,06
Mayo	314,54
Junio	347,49
Julio	382,23
Agosto	406,97
Septiembre	384,72
Octubre	283,04
Noviembre	292,06
Diciembre	237,64
Anual	3521,22
Media diaria anual	9,65

Tabla 5: Consumo mensual de ACS. (Fuente: Elaboración propia.)

Luego, aplicando las formulas descritas en la metodología se obtiene la estimación de la demanda térmica del sistema:

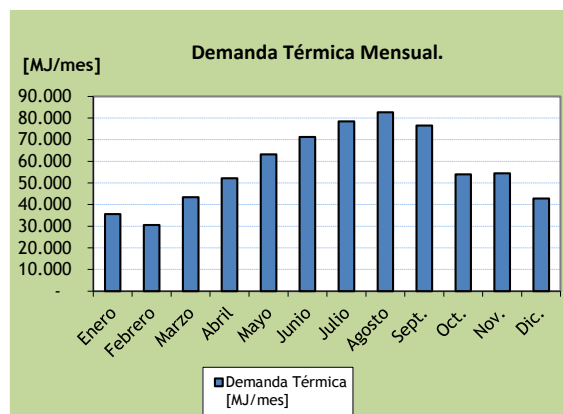


Gráfico 3: Demanda térmica mensual. (Fuente: Elaboración propia.)

4.2 Funcionamiento del sistema solar térmico y sus componentes

4.2.1 Principio de funcionamiento del SST

El sistema solar térmico que se propone implementar, consiste de un sistema de precalentamiento del agua sanitaria. Se instalarán estanques acumuladores que operen únicamente con el sistema solar térmico, de esta manera el agua de suministro entrará primero en los estanques solares, donde será precalentada, para luego pasar a los acumuladores de la sala de caldera, donde en caso de ser necesario recibirán el calor necesario para alcanzar la temperatura de acumulación (descrita en el punto 4.1.3) por parte de las calderas, que pasan a funcionar como un sistema de apoyo.

Este tipo de configuración ha probado ser la más conveniente para ser implementada en un sistema solar térmico para edificios multifamiliares, como queda estipulado en la “Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria” documento preparado por el PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) y el Ministerio de Energía de Chile.

De esta manera se añade a los circuitos previamente descritos un nuevo circuito, el circuito primario solar, el cual consiste en un sistema cerrado totalmente independiente de los otros circuitos pero que al igual que el circuito primario de caldera cumple la función de entregar energía calórica al circuito de agua sanitaria.

Las figuras 34 y 35 diagraman el sistema que opera actualmente y el sistema propuesto:

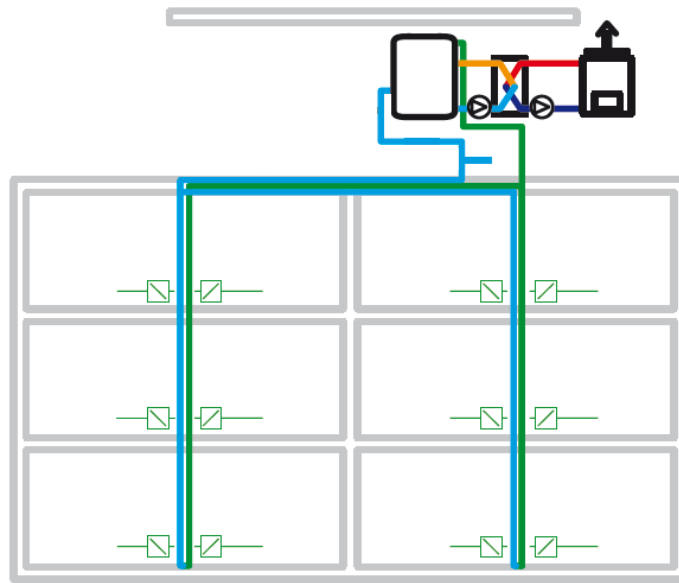


Figura 37: Diagrama del sistema actual. . (Fuente: Guía de diseño y montaje de SST para ACS, CDT 2010. Y elaboración propia.)

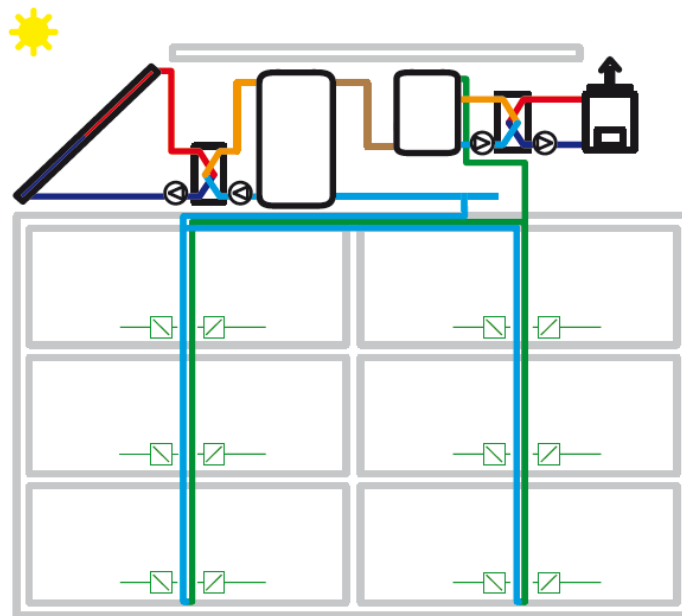


Figura 38: Diagrama del sistema propuesto. . (Fuente: Guía de diseño y montaje de SST para ACS, CDT 2010. Y elaboración propia.)

4.2.2 Componentes del circuito solar térmico

A continuación se realiza una breve descripción de cada uno de los componentes que forman parte del SST que se propone instalar.

Colector Solar

Los colectores solares seleccionados para el proyecto son los colectores solares de placa plana de la marca Solimpeks, modelo ALS 2512.

A continuación se presenta una tabla con las características técnicas de los colectores seleccionados:

Modelo :	Wunder ALS 2512
Area Bruta [m ²]:	2,42 [m ²]
Area de Apertura [m ²]:	2,23 [m ²]
Area de Absorción [m ²]:	2,23 [m ²]
$F_r(t_c)_n$ Rendimiento Óptico [%]:	78,5%
$F_r U_L$ Coeficiente de perdidas de calor [W/(m ² ·°C)]:	3,722 [W/(m ² ·°C)]
Coeficiente de perdidas secundario [W/(m ² ·°C ²)]:	0,012 [W/(m ² ·°C ²)]
$(t_c)/(t_c)_n$ Factor modificador del angulo de incidencia [%]:	97,5%
Flujo nominal [Kg/h]:	120,00 [Kg/h]
Peso Bruto [Kg]:	44,00 [Kg]
Largo [mm]:	1988 [mm]
Ancho [mm]:	1218 [mm]
Alto [mm]:	90 [mm]

Tabla 6: Características técnicas del colector seleccionado. (Fuente: Elaboración Propia).

Acumuladores

Se instalaran estanques verticales de acumulación de ACS para operar como estanques de precalentamiento con el SST, se instalaran dentro de la sala térmica o en un anexo a esta, serán de acero inoxidable y contarán con un recubrimiento de poliestireno de 20 [cm] y un encamisado. Deben contar con tapa de inspección y ánodos de sacrificio para asegurar la protección catódica.

Intercambiadores de calor

Cumplen la función de traspasar la energía solar absorbida por los colectores hacia el agua sanitaria contenida en los acumuladores. Se ubicaran al igual que los acumuladores dentro de la

sala térmica o en un anexo a esta, para el proyecto se seleccionaron intercambiadores de placas sellados por su bajo costo y alta eficiencia.

Vasos de expansión

Los vasos o estanques de expansión cumplen la función de absorber las dilataciones del fluido calo-portador debido a los cambios de temperatura que experimenta durante el día de manera de mantener la presión del sistema constante. Consisten en cilindros metálicos que contienen una vejiga de goma en su interior con aire a presión, el cilindro metálico se encuentra conectado al circuito de cañerías del sistema. Cuando existe algún aumento del volumen del fluido del circuito este puede entrar y ocupar parte del volumen del cilindro desplazando a la vejiga de goma, de esta manera las variaciones de presión son mínimas.

Red de cañerías

Las redes de cañerías serán de cobre tipo L en los circuitos de agua sanitaria y de cobre tipo M en los circuitos solares (el grosor de las paredes de las cañerías tipo M es mayor que las tipo L, por lo tanto es más resistente). Las uniones de soldadura se realizarán con soldadura a la plata para asegurar una mayor resistencia a la operación a altas temperaturas. El diámetro de las cañerías se calcula para asegurar una velocidad del flujo dentro de las cañerías de alrededor de 1 [m/s], ya que con este rango de velocidad se garantiza una baja pérdida de carga y economía de materiales. Las cañerías deben ser aisladas térmicamente, preferentemente lana mineral de 50 [mm] recubierta por un ducto metálico.

Válvulas

El SST requiere diversos tipos de válvulas que cumplan diversas funciones para asegurar un correcto funcionamiento:

- **Válvula de corte:** Se instalan válvulas de corte en las entradas y salidas de cada componente de manera de permitir efectuar desconexiones de manera eficiente y rápida, para los procesos de mantenimiento.
- **Válvula de seguridad:** Es un tipo de válvula que cuenta con un resorte en su interior, regulado para que la válvula se abra en caso de superarse cierta presión dentro del sistema. Cumple entonces una función de seguridad ante

sobrepresiones dentro del sistema. El fluido liberado se encauza hacia un estanque atmosférico (despresurizado) para que pueda ser reutilizado.

- **Válvula anti-retorno:** También llamadas válvulas check, cumplen la función de impedir el flujo en dirección contraria al flujo normal.
- **Válvula reguladora:** Se instalan al comienzo de cada batería de colectores y permiten regular el flujo de manera que sea el mismo en cada grupo de colectores conectado en paralelo.

Bombas de circulación

Son comandadas por el controlador solar y son responsables de impulsar la circulación forzada en el circuito solar y el circuito sanitario, para que se realice el traspaso de energía en los intercambiadores de calor.

Fluido calo-portador

Como se ha descrito en puntos anteriores, se compondrá de una mezcla de propilen-glicol y agua para entregarle características anticongelantes.

Bomba de llenado automático

El sistema contara con un estanque de relleno de fluido caloportador conectado al circuito solar mediante, un pequeño sistema de llenado que consistirá en una bomba hidroneumática (también llamadas hidro-pack) regulada a la presión de operación del sistema. De esta forma si la presión del sistema bajara debido por ejemplo a una breve apertura de la válvula de seguridad, la bomba hidroneumática se accionaria e impulsaría el fluido desde el estanque hacia el circuito hasta restablecer la presión.

Controlador Solar

El controlador solar es un dispositivo que cuenta con sondas de temperatura que comparan la temperatura en el punto más alto de los colectores solares con la temperatura dentro de los estanques acumuladores, en caso de alcanzarse cierta diferencia entre estas el controlador activa el funcionamiento de las bombas circuladoras para que se produzca el traspaso de energía en el intercambiador de calor.

Sensores

Se instalarán una serie de sensores que permitan realizar un control de los parámetros de funcionamiento del sistema como son:

- **Termómetros:** Para medir la temperatura en las baterías de colectores, y dentro de los acumuladores.
- **Manómetros:** Para verificar las presiones de trabajo en los circuitos solares y sanitarios.
- **Caudalímetro:** Permitirá descartar obstrucciones en los circuitos y verificar el correcto funcionamiento de las bombas de circulación.

Filtros

Dispositivos que permiten retener impurezas o elementos que se hayan introducido en los circuitos y que podrían perjudicar el buen funcionamiento de algunos elementos.

Purgadores de aire

Dispositivos que permiten la salida del aire o gases acumulados en el circuito, pueden ser manuales o automáticos. Deben resistir la temperatura máxima del fluido caloportador y la intemperie.

4.3 Dimensionado del campo de colectores.

Una vez introducidos todos los parámetros dentro del algoritmo de cálculo solo queda iterar el número de colectores que compondrá el SST de manera de alcanzar un fracción de contribución solar de entre 90% y 95% en el mes de mayor aporte solar.

El resultado es que se requiere instalar un sistema de **40** colectores. A continuación se presentan las tablas de resultados y un gráfico que reúne la información contenida en las tablas:

	Demanda mensual [MJ/mes]	Contribución solar [MJ/mes]	Contribución solar [%]
Enero	35.630	33.778	94,8%
Febrero	30.544	29.037	95,1%
Marzo	43.372	32.293	74,5%
Abril	52.205	26.267	50,3%
Mayo	63.211	20.330	32,2%
Junio	71.289	16.118	22,6%
Julio	78.416	19.565	24,9%
Agosto	82.639	24.425	29,6%
Septiembre	76.511	28.600	37,4%
Octubre	53.919	33.170	61,5%
Noviembre	54.414	36.544	67,2%
Diciembre	42.782	35.937	84,0%
Anual	684.931	336.064	49,1%

Tabla 7: Resultados del aporte solar de un conjunto de 40 colectores. (Fuente: Elaboración propia).

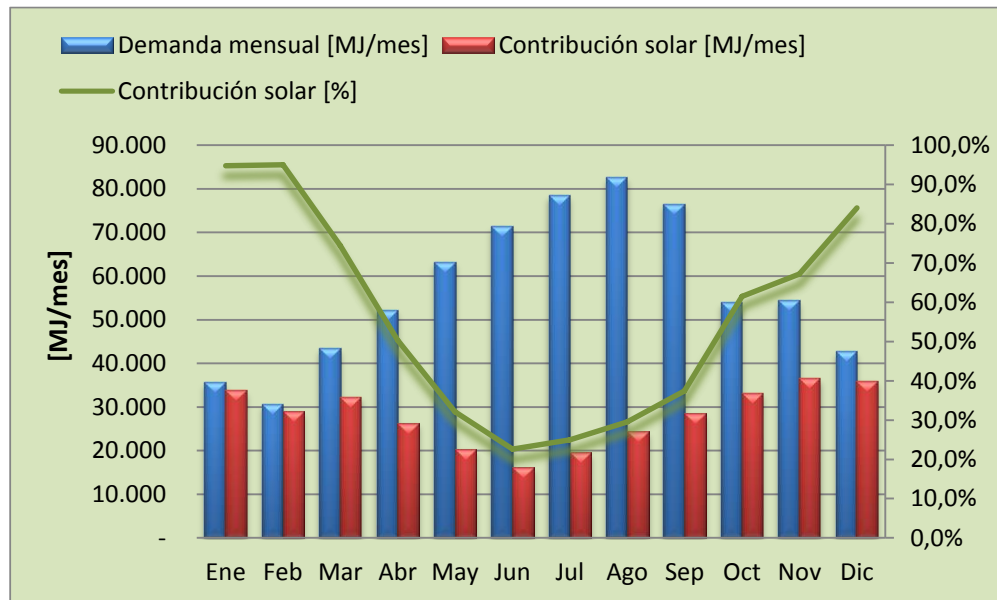


Gráfico 4: Resultados del aporte solar de un conjunto de 40 colectores. (Fuente: Elaboración propia).

Las barras azules representan la demanda térmica del sistema, la cual deriva de la información de consumo mensual entregada por la administración del edificio. Las barras rojas representan la contribución que se puede esperar por parte de sistema solar constituido por un conjunto de 40 colectores. La mayor contribución se logra en los meses de verano, periodo durante el cual el

sistema solar aporta casi el 100% de la energía necesaria y el sistema auxiliar de calderas solo tendrá que suplir un bajo porcentaje. Anualmente el sistema solar propuesto cubre el 49,1% de la demanda térmica de la comunidad de edificios.

4.3.1 Determinación del área necesaria.

El espacio disponible en la techumbre de los edificios fue descrito en el punto “4.1.1” y consiste en un rectángulo de 6,2 [m] de ancho y 39 [m] de largo. Para la determinación del ancho de las baterías de colectores se debe considerar el ancho de cada colector, que es de 1218 [mm] y se requieren alrededor de 300 [mm] por lado para las conexiones de las cañerías de suministro y retorno además de las válvulas de corte y por último la distancia entre colectores continuos es de alrededor de 80 [mm]. Con estos datos se determina que se requieren 10 baterías de 4 colectores cada una, lo que da un ancho de 5,79 [m].

En el punto “3,5” se describe el procedimiento para determinar la distancia mínima entre dos filas de colectores, aplicando la expresión.

$$d > h \cdot k_{sombra}$$

El valor k de la expresión para un conjunto de colectores instalados en una ubicación de 33° sur de latitud media, 30° de inclinación y 10° de orientación es de: **1,86**

Siendo el largo total del colector 1988 [mm], la altura h se calcula como:

$$h = \text{Seno}(30^\circ) \cdot 1988 = 994 \text{ [mm]}$$

Entonces,

$$d = 1849 \text{ [mm]}$$

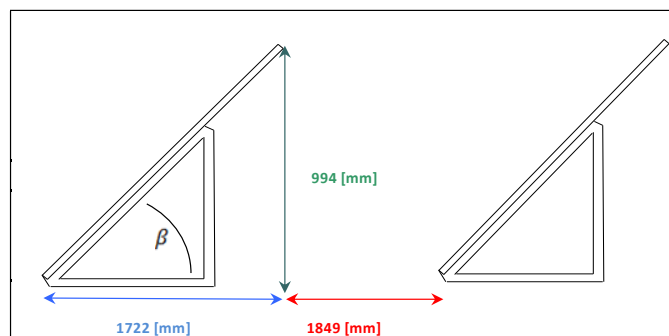


Figura 39: Esquema de la distancia mínima requerida entre filas de colectores. (Fuente: Elaboración propia).

Por lo tanto el conjunto de colectores tendrá un largo de 33,86 [m] y puede ser instalado en su totalidad en el área disponible..

4.3.2 Diagrama de la instalación.

Finalmente se prepararon los siguientes diagramas del sistema solar propuesto:

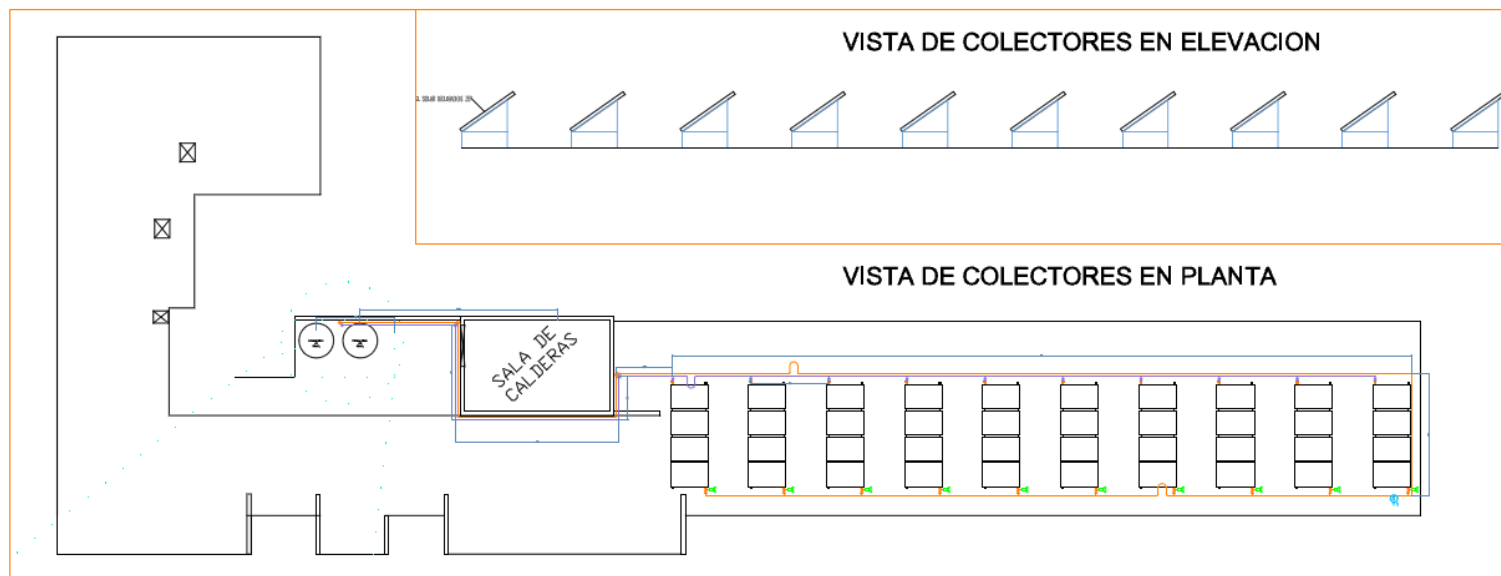
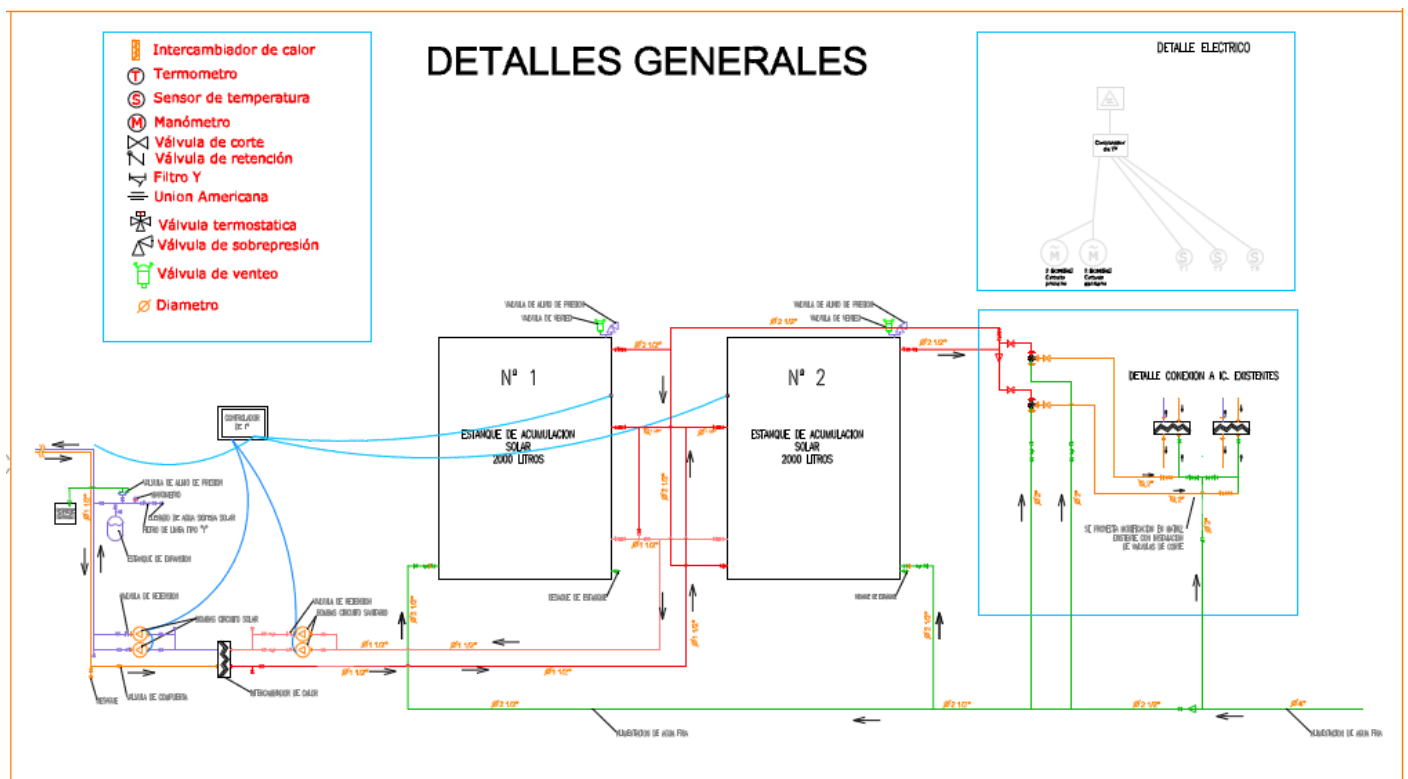
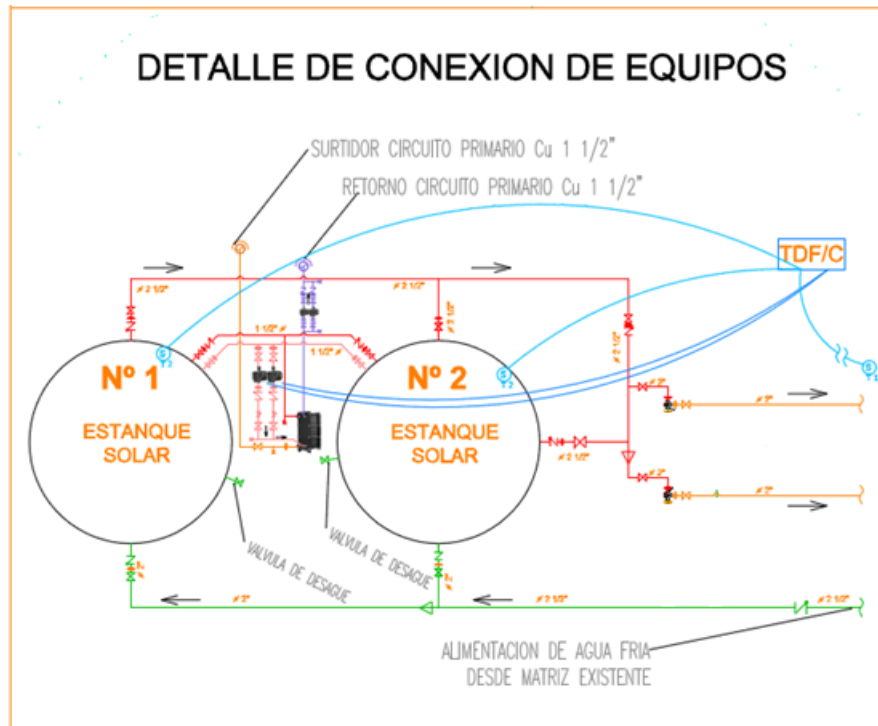


Figura 40: Vistas en planta y elevación del sistema propuesto. (Fuente: Energotek).



4.4 Evaluación económica.

La evaluación de los beneficios del sistema propuesto se realizó considerando el combustible del sistema auxiliar de gas natural. Siendo el poder calorífico del gas natural de $9,300 \text{ [kcal/m}^3\text{S]} = 38,911 \text{ [MJ/m}^3\text{S]}$, y considerándose un rendimiento de sala de caldera del 85%, entonces se tiene:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Demanda Térmica [MJ/mes]	35.630	30.544	43.372	52.205	63.211	71.289	78.416	82.639	76.511	53.919	54.414	42.782	684.932
Consumo de comb. Total [m³S/mes]	1.077	923	1.311	1.578	1.911	2.155	2.371	2.499	2.313	1.630	1.645	1.294	20.709
Fraccion Solar [%]	94,80%	95,07%	74,46%	50,32%	32,16%	22,61%	24,95%	29,56%	37,38%	61,52%	67,16%	84,00%	49,1%
Ahorro de Combustible [m³S/mes]	1.021	878	976	794	615	487	592	738	865	1.003	1.105	1.087	10.161
Costo comb. Total [\$CLP]	625.891	536.548	761.890	917.054	1.110.389	1.252.291	1.377.486	1.451.669	1.344.022	947.162	955.858	751.525	12.031.784
Ahorro de comb. \$	593.367	510.072	567.278	461.425	357.126	283.129	343.680	429.054	502.395	582.667	641.955	631.285	5.903.434
Costo de comb. con SST	32.524	26.475	194.612	455.628	753.264	969.161	1.033.806	1.022.615	841.627	364.495	313.903	120.240	6.128.351

Tabla 8: Tabla de resultados del beneficio económico del sistema propuesto. (Fuente: Elaboración propia).

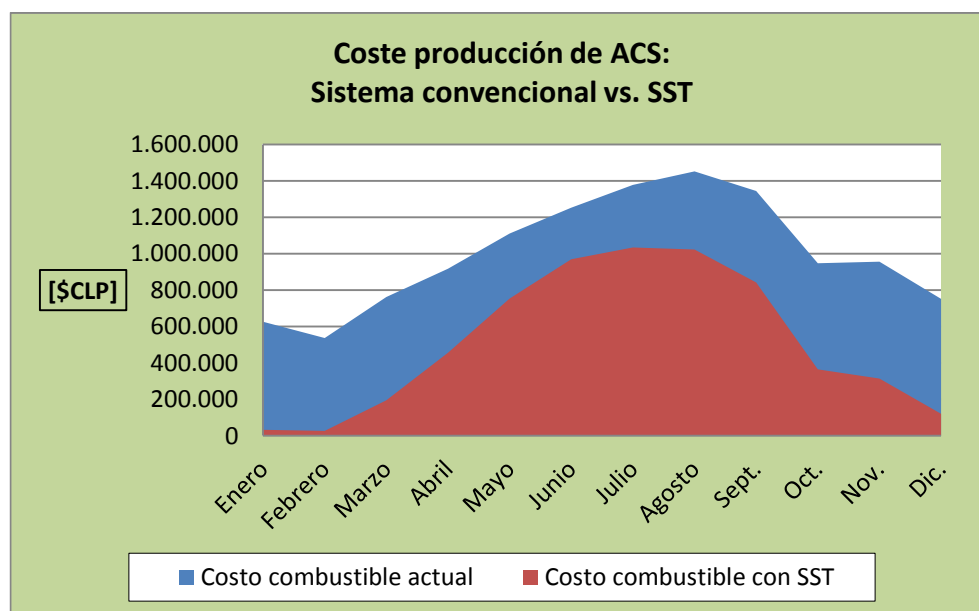


Gráfico 5: Comparación entre sistema convencional y sistema propuesto. (Fuente: Elaboración propia).

El costo anual en combustible que actualmente tiene la comunidad es de alrededor de \$12MM, siendo la fracción anual con que se espera contribuir a la generación de energía térmica de un 49,1%, se traduce en un ahorro de \$5,9MM.

4.4.1 Cálculo de inversión del SST

La tabla a continuación presenta el presupuesto del suministro de los equipos e instalación del sistema propuesto, fue elaborado en conjunto con la empresa Energotek.

Descripción	Valor unitario	Cantidad	Valor total
Equipos			
Coletores Planos	\$ 358.500,00	40	\$ 14.340.000
Estanques Acumuladores	\$ 4.071.428,57	2	\$ 8.142.857
	Valor total equipos :		\$ 22.482.857
Componentes			
Estructuras soportantes		40	
Controlador Solar		1	
Intercambiador de calor		1	
Bombas circuladoras		2	
Vasos de expansión		2	
*****		1	
	Valor total componentes :		\$ 11.368.103
Mano de obra			\$ 9.500.000
		Valor Neto	\$ 43.350.961
		I.V.A.	\$ 8.236.682
			\$ 51.587.643

Tabla 9: Valor de instalación de SST propuesto. (Fuente: Energotek).

4.4.2 Evaluación de factibilidad

Se preparó un flujo de caja para evaluar la factibilidad del sistema propuesto en un periodo de 25 años, igual a la vida útil esperada del sistema; se tomó en consideración un precio inicial del gas natural \$623 [CLP/m³S] y un alza anual del 5% para la consideración de los beneficios del sistema; se estimó un costo de mantenimiento anual de \$450.000 ajustados por inflación que se considera una constante del 2,73%; por último se le exigió una tasa de descuento del 8% al sistema para la evaluación del indicador VAN.

Lo descrito anteriormente dio como resultado las tablas siguientes:

Componente/año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ahorro del sistema		6.198.605	6.508.536	6.833.962	7.175.661	7.534.444	7.911.166	8.306.724	8.722.060	9.158.163	9.616.071	10.096.875	10.601.719
Costo mantenimiento		-450.000	-462.285	-474.905	-487.870	-501.189	-514.872	-528.928	-543.367	-558.201	-573.440	-589.095	-605.177
Inversión Inicial	-51.587.643												
Flujo de caja neto	-51.587.643	5.748.605	6.046.251	6.359.057	6.687.790	7.033.254	7.396.294	7.777.796	8.178.693	8.599.962	9.042.631	9.507.780	9.996.541

Componente/año	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Ahorro del sistema	11.131.805	11.688.395	12.272.815	12.886.455	13.530.778	14.207.317	14.917.683	15.663.567	16.446.745	17.269.083	18.132.537	19.039.164	19.991.122
Costo mantenimiento	-621.699	-638.671	-656.107	-674.019	-692.419	-711.322	-730.741	-750.691	-771.184	-792.238	-813.866	-836.084	-858.910
Inversión Inicial													
Flujo de caja neto	10.510.106	11.049.724	11.616.708	12.212.437	12.838.359	13.495.995	14.186.942	14.912.877	15.675.561	16.476.845	17.318.671	18.203.079	19.132.212

Tabla 10: Flujo de caja para la evaluación de factibilidad. (Fuente: Elaboración propia).

Retorno de la inversión	Se logra al año 8
VAN	\$ 43.306.721,39
TIR	9,271%

Tabla 11: Resultados de la evaluación de la factibilidad. (Fuente: Elaboración propia).

CAPITULO V CONCLUSIONES

La herramienta de apoyo al cálculo para la proyección de Sistemas Solares Térmicos en Chile cumple su objetivo de fácil implementación y aplicación, sin embargo es importante tener en cuenta que el algoritmo del método f-chart modela sistemas estándar como el descrito en este estudio y cualquier tipo de configuración especial debe estar sujeta a un análisis más acabado.

La herramienta permite modelar grupos de colectores con una misma inclinación y orientación en cada ocasión, por lo que si el espacio disponible obliga a instalar diversos grupos de colectores con distintas orientaciones o inclinaciones se deben hacer varios análisis por separado para evaluar el aporte energético de cada conjunto.

El nivel de rentabilidad económica de este tipo de sistemas está directamente relacionado con los volúmenes de consumo de ACS, entre mayor sea este consumo, mayor será el ahorro y por tanto el periodo de amortización será menor. Es por esto que la instalación de SST supone una opción mucho más atractiva para las viviendas multifamiliares que para las unifamiliares, donde el retorno de la inversión suele lograrse en alrededor de 4 años más.

Otro factor relevante a considerar para la óptima implementación de un SST es el trabajo en conjunto de varias disciplinas, lo ideal es lograr el trabajo en conjunto de ingenieros y arquitectos de manera de lograr una integración arquitectónica del SST en el edificio preferentemente en la etapa de proyección.

Para la proyección de SST en edificios residenciales ya habitados es también importante tener en consideración el plan regulador comunal, ya que se puede dar la situación de que luego de un tiempo se construya un edificio vecino de mayor altura que signifique una disminución en el rendimiento o inclusive deje completamente inoperativo el sistema debido a la sombra proyectada sobre el conjunto de colectores.

En relación al caso real analizado en el presente estudio, la instalación del sistema solar propuesto contribuye un 49,1% de la energía demandada anualmente. Este valor es más bajo que el esperado para esta zona climática, donde según Pedro Sarmiento académico de la UTFSM se puede alcanzar un aporte de alrededor del 70%, se debe a haber utilizado los valores históricos de consumo y no una estimación estándar, estos valores históricos presentan un mayor consumo en los meses de invierno y significativamente menor en los meses de verano, lo cual se puede explicar

debido a que muchas familias se ausentan de vacaciones en estos meses. Se justifica la utilización de valores de consumo histórico debido a que entregan una mejor aproximación a la realidad y previenen de un posible sobredimensionamiento del SST y los serios daños en el funcionamiento del sistema que estos conllevan.

Si bien la fracción de aporte solar es menor que la anticipada, el proyecto demuestra ser económicamente factible con un R.O.I. de 8 años y una T.I.R. del 9,27%.

BIBLIOGRAFÍA

1. Rev. Dr. Matthew Pothan Thekaekara. (Paper)
“Solar irradiance: total and spectral and its possible variations” (1976).
Disponible en:
<http://ntrs.nasa.gov/archive/nasa/casi.ntrs.nasa.gov/19750022915.pdf>
2. Lluís Jutglar i Banyeras, Maribel Galán. (Libro)
“Termotècnia”, primera edición 2012.
Editorial: Marcombo S.A.
3. Proyecto Tech4CDM. (Publicación)
“La energía solar térmica en Chile” (2009)
Disponible en:
http://www.tech4cdm.com/uploads/documentos/documentos_La_Solar_Termica_en_Chile_f5588ce4.pdf
4. CNE Comisión nacional de energía. (Libro)
“Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico Chileno”, (2009)
Disponible en:
http://antiguo.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/ERNC_mercado_electrico_chileno_baja_resolucion.pdf
5. CDT – Corporación de desarrollo tecnológico. (Libros)
“SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS I - Manual de diseño para el calentamiento de agua”(2007)
“SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS II - Guía de diseño y montaje de SST para ACS” (2010)
Disponible en:
<http://informatica.cdt.cl/documentos/publicaciones/index.php?opcion=publicaciones>
6. Jeff S. Haberl, Ph.D., P.E. - Soolyeon Cho. (Paper)
“LITERATURE REVIEW OF UNCERTAINTY OF ANALYSIS METHODS (F-Chart Program)” (2004)
Disponible en:
<http://esl.tamu.edu/docs/terp/2004/ESL-TR-04-08-04.pdf>
7. Norma Técnica de la Ley 20.365
Disponible en:
http://antiguo.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/02_Noticias/descargas_noticias/Norma_Tecnica_Actualizada.pdf
8. John A. Duffie & William A. Beckman. (Libro)
“Solar Engineering of Thermal Processes”, tercera edición 2006.
Editorial: John Wiley and Sons, Inc.

9. CNE-PNUD-UTFSM (Libro)
"Irradiancia Solar en Territorios de la República de Chile" (2008)
Disponible en:
<http://www.labsolar.utfsm.cl/images/stories/RegistroSolarimetrico.pdf>
10. Mauricio Schnaidt Hagedorn (Memoria).
"EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD EN UN SISTEMA SOLAR TÉRMICO. CASO DE ESTUDIO EN UN EDIFICIO RESIDENCIAL DE LA COMUNA DE VITACURA, SANTIAGO" (2010).
Disponible en:
<http://www.tesis.uchile.cl/handle/2250/112381>
11. Cristian Tolvett Caro. (Memoria)
"Herramienta para evaluar procesos industriales con energía solar térmica en Chile" (2012)
Disponible en:
Disponible en:
<http://www.tesis.uchile.cl/handle/2250/112381>
12. Informes del ITW sobre pruebas de rendimiento de los colectores Solimpeks (Anexos).

BIBLIOGRAFÍA WEB

1. Global Wind Energy Council
<http://www.gwec.net/publications/global-wind-report-2/global-wind-report-2012/>
2. Solar Heat and Cooling Programme International Energy Agency
<http://www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide>
3. UNESA – Asociación española de la industria eléctrica.
<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1350-central-solartermica>
4. AChEE - Agencia Chilena de la Eficiencia Energética.
<http://www.acee.cl/>
5. Biblioteca del Congreso Nacional, historia de la ley 20.365
<http://www.leychile.cl/Navegar/scripts/obtienearchivo?id=recursoslegales/10221.3/3793/1/HL20365.pdf>
6. Tecnicos Consultores
http://www.tecnicosconsultores.com/energia_solar.pdf
7. Sunmaxxsolar
<http://www.sunmaxxsolar.com/what-is-tinox-made-of.php>
8. Alternative Energy Tutorials
<http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/flat-plate-collector.html>
<http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/evacuated-tube-collector.html>
9. Explorador de energía solar online del departamento de geofísica Universidad de Chile.
<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>
10. The World Radiation Data Center
<http://wrdc.mgo.rssi.ru/>
11. NASA Langley Research Center Atmospheric Sciences Data Center
<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
12. Utah Climate Center
<https://climate.usurf.usu.edu/>