

INFORME FINAL
ESTUDIO: "Antecedentes para la
Especificación de Requerimientos Técnicos
para el Desarrollo
de los Colectores Solares Térmicos"

PREPARADO PARA:
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

7 DE MAYO 2009

INFORME FINAL
ESTUDIO: “Antecedentes para la
Especificación de Requerimientos Técnicos
para el Desarrollo
de los Colectores Solares Térmicos”

ECOFYSVALGESTA S.A. / ECOFYS INTERNATIONAL

Mayo 2009

EcofysValgesta 2009 / Ecofys Internacional 2009

PREPARADO PARA:

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

RESUMEN EJECUTIVO

En el actual marco de la política energética nacional, la promoción y uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) juega un rol protagónico. En efecto, en el Siglo XXI estas energías comienzan a consolidarse como una alternativa viable y factible en la reducción de la dependencia de energías tradicionales, contribuyendo además, por medio de acciones concretas, con la disminución de los niveles de emisiones de CO₂ equivalentes por consumo de combustibles fósiles.

En este sentido, el uso de la energía solar es uno de los pilares del proceso de implementación de la política energética planteada, principalmente por su disponibilidad y por la diversidad de aplicaciones energéticas solares desarrolladas en el mundo. Una de las formas de utilización de la energía solar es la energía solar térmica. A nivel mundial, hacia fines del año 2006, existía una capacidad instalada capaz de producir 127,8 GWh de esta energía, lo que equivale a 182,5 millones de metros cuadrados, siendo la segunda energía más importante en el sector de las ERNC, luego de la energía eólica. En particular, Chile tiene una amplitud de radiaciones solares anuales que va desde 900 a 2.500 kWh/m²/año aproximadamente, lo que representa condiciones ideales para la utilización de la energía solar.

Proyecto de Ley

En ese contexto, el Gobierno decidió incentivar el uso de la energía solar a través de la incorporación de una franquicia tributaria para proyectos inmobiliarios que implementen Sistemas Solares Térmicos (SST). Es así que el Proyecto de Ley enviado al Congreso establece una franquicia tributaria para financiar sistemas solares térmicos para el suministro de Agua Caliente Sanitaria (ACS) en viviendas nuevas de hasta 4.500 Unidades de Fomento (UF).

El uso eficiente del incentivo tributario, requiere desarrollar las condiciones técnicas y normativas bajo las cuales será admisible la utilización de esta tecnología.

En este sentido, se ha encomendado el presente estudio con el fin de ilustrar las condiciones técnicas mínimas que deberán cumplir los SST que opten por la franquicia tributaria. Esto por cierto, requiere un análisis de la experiencia internacional y de su aplicabilidad a la realidad chilena.

El primer paso para desarrollar las exigencias mínimas que se deben cumplir, es reconocer la diversidad climática y geográfica de Chile respecto de la utilización de la energía solar en las distintas zonas, regiones y comunas que conforman el país.

Zonificación del Territorio Nacional

Al respecto, se realizó un análisis de la irradiación solar en el territorio nacional y se generó una base de datos que permitiera caracterizar a Chile en zonas homogéneas desde el punto de vista de su potencial solar. Así se establece que el indicador de eficiencia de un SST es la Contribución Solar, definida como la fracción de la demanda de Agua Caliente Sanitaria que será cubierta por el sistema.

Los pasos lógicos a seguir corresponden a la aplicación de la experiencia del modelo español al caso chileno, sin embargo, luego de desarrollar una serie de análisis, se concluyó que dicha metodología no es aplicable directamente. Esto sucede principalmente, debido a que la amplitud de irradiación solar de Chile es significativamente mayor a la de España.

Considerando las diferencias mencionadas, se desarrolló un método econométrico estadístico que, a partir de la base de datos de irradiación de Meteotest y simulando las situaciones particulares de 33 lugares representativos de Chile para configuraciones de SST dadas, determina las contribuciones solares de cada comuna del país.

Así mismo, el modelo regresivo demuestra estadísticamente que la Irradiación explica, con un error del 4% y una confianza superior al 90%, los valores obtenidos de Contribución Solar. Por otra parte, este resultado es coherente con los objetivos de buscar tanto la aplicabilidad práctica de la ley, así como facilitar los procesos de fiscalización. Dado lo anterior, se procedió a dividir el territorio nacional en zonas homogéneas de acuerdo a la variable de Irradiación.

Luego de un proceso iterativo de selección que consideró tanto la representatividad de las zonas, así como el análisis de casos de borde, la Zonificación queda definida como se ve en la siguiente tabla:

Zonificación Climática por Irradiación

Zona Climática	MJ/m2/día	kWh/m2/día	kWh/m2/año	Exigencia Mínima de Contribución Solar
A	$19,4 \leq H$	$5,3 \leq H$	$1948 \leq H$	75%
B	$16,9 \leq H < 19,4$	$4,7 \leq H < 5,3$	$1701 \leq H < 1948$	66%
C	$14,5 \leq H < 16,9$	$4 \leq H < 4,7$	$1454 \leq H < 1701$	57%
D	$12 \leq H < 14,5$	$3,3 \leq H < 4$	$1208 \leq H < 1454$	48%
E	$9,6 \leq H < 12$	$2,6 \leq H < 3,3$	$961 \leq H < 1208$	39%
F	$9,6 \leq H$	$2,6 \leq H$	$961 \leq H$	30%

Temperatura de referencia y Demanda de ACS

Otro de los requisitos que debe establecer el reglamento es el consumo promedio de ACS por persona, el cual a su vez requiere el establecimiento de una temperatura de ACS de referencia.

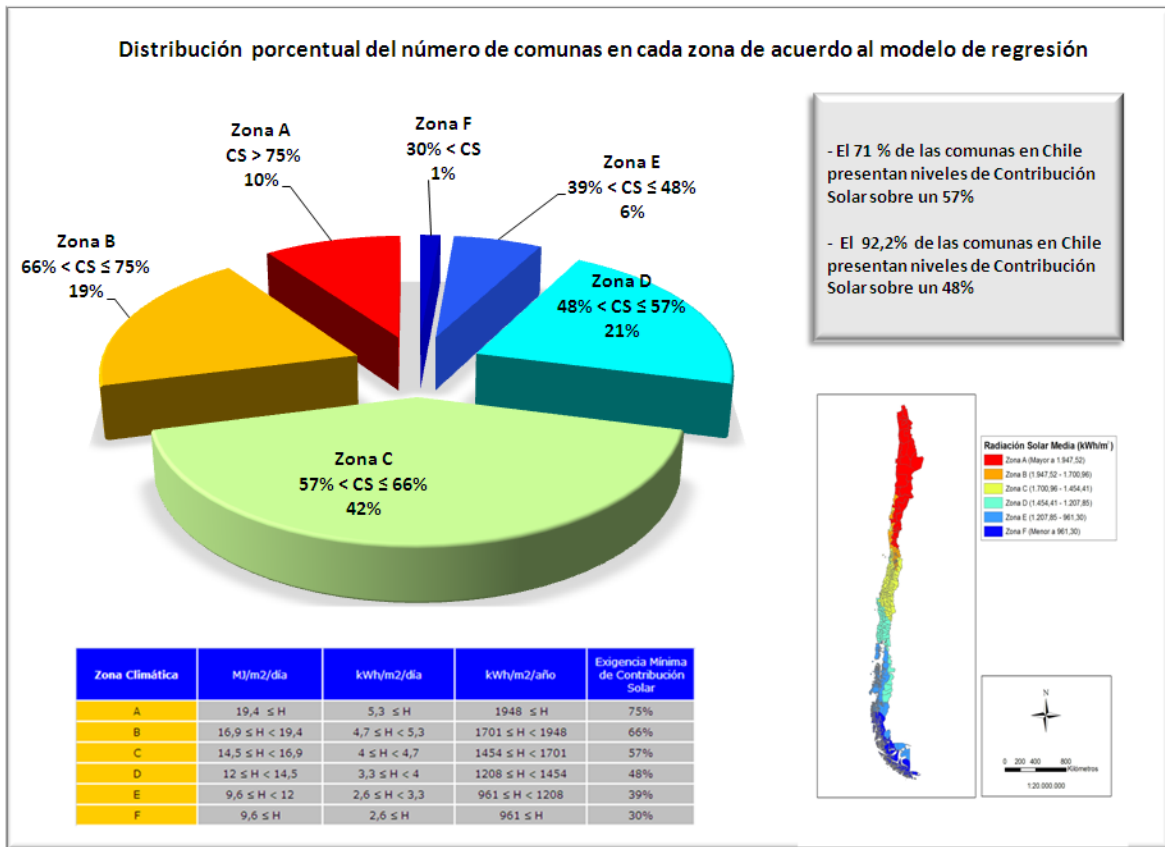
En base a consideraciones de salud y bienestar del consumidor, así como el análisis detallado de las diversas experiencias internacionales, se determinó una temperatura de ACS de referencia de 45 °C, la que será además utilizada para el cálculo y el establecimiento de requisitos de las instalaciones de SST.

Respecto de la demanda de ACS por persona, y considerando que no existen estadísticas nacionales que den cuenta del consumo específico de ACS en Chile, se decidió utilizar los resultados del estudio "Sistemas Solares Térmicos - Manual de Diseño para Calentamiento de Agua" desarrollado por la CDT (2007), el cual establece un consumo promedio de ACS para las viviendas unifamiliares de 40 litros/persona/día y para las viviendas multifamiliares de 30 litros/persona/día, considerando una temperatura de referencia de 45 °C.

Contribuciones Solares mínimas para un SST en cada Zona del Territorio

Resumiendo las actividades anteriormente desarrolladas se especificaron las contribuciones solares anuales mínimas que deben proveer los sistemas solares térmicos, según zona climática y demanda de ACS. Estos resultados fueron sometidos a un análisis de razonabilidad en términos de incrementos/decrementos de la Contribución Solar en función del volumen de consumo de ACS, concluyendo que la zonificación y cobertura solar exigida son suficientes para establecer la configuración de SST para satisfacer la diversidad de consumo ACS. Cabe señalar que esta exigencia no es obligatoria, y por lo tanto excluyente, en términos de acceso a la tecnología solar térmica, sino que sólo se refiere las condiciones para acceder a la franquicia.

El siguiente cuadro resume de manera gráfica la situación de análisis de la Zonificación comunal y Contribución Solar del país:



En conclusión, independientemente del tamaño del SST, se determinó una contribución solar mínima de 75%, 66%, 57%, 48%, 39% y 30%, para las zonas A, B, C, D, E y F respectivamente.

Rendimiento de un Sistema Solar Térmico

Otro de los requerimientos técnicos establecido, hace relación al rendimiento de los SST. Lo anterior se define a través de las pérdidas inherentes de un SST en relación a las condiciones geográficas y climáticas del lugar; y por otra parte, a aquellas que dependen de la disposición del sistema (colectores). En este sentido, se identifican las pérdidas por ubicación, orientación e inclinación de los sistemas, así como las pérdidas por sombras.

En primer lugar, las pérdidas por inclinación se calculan en función del ángulo β , que se define como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

En segundo lugar, las pérdidas por orientación, se calculan en relación al ángulo de azimut, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo (captador) y meridiano del lugar. Para este caso existen valores referenciales predefinidos. Los valores referenciales para España son 0° para módulos orientados al sur, +90° para módulos orientados al este y -90° para

módulos orientados al oeste. En el caso de Chile, por estar localizado en el hemisferio sur, los valores referenciales son 0° para módulos orientados al norte, -90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste. Estos valores corresponden al ángulo que define la orientación y no corresponden a los valores finales de la instalación.

Para el caso de Chile, y luego de las simulaciones realizadas, se utilizaron los siguientes parámetros para determinar los porcentajes de pérdidas máximos que serán permitidos en el Reglamento.

- Orientación: Se establece que los colectores se deben orientar hacia el norte geográfico, admitiendo **desviaciones de ±45°** con respecto a dicha orientación.
- Inclinação: El ángulo de inclinación de los colectores sobre un plano horizontal se debe determinar en función de la latitud geográfica, admitiendo **desviaciones de ±20° como máximo**.

Luego de comparar los resultados obtenidos con la normativa española, así como con los niveles aceptables a nivel internacional, se recomienda establecer un límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación de 15% para el caso general y de 40% en los casos de integración arquitectónica. El método de cálculo a utilizar para la estimación de pérdidas por orientación e inclinación es la del disco solar.

Por otra parte, existen las pérdidas por sombras, las que se producen debido a la obstrucción de la radiación solar por elementos externos tales como edificios, árboles o montañas, que finalmente reducen la generación de energía del sistema solar térmico. Para el caso de la estimación de pérdidas de irradiación por sombra se desarrolló la siguiente fórmula:

$$\Delta I_1 = \frac{\theta * H_{Dh\%}}{180 - \beta} * \frac{\gamma}{180}$$

Donde el valor de $H_{Dh\%}$ dependerá de la localidad en la cuál se emplace un determinado proyecto. Este valor se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$H_{Dh\%} = \frac{H_{Dh}}{H_{Gh}} * 100 \%$$

Para realizar este cálculo, se debe contar con información tanto de la irradiación global (H_{Gh}) en superficie horizontal, como de la radiación indirecta (difusa - H_{Dh}).

Luego y utilizando datos reales disponibles, se realizaron diversas simulaciones, con las cuales fue posible determinar el límite de pérdidas por sombras; el cual se

establece en 15% para los casos generales y en 20% en presencia de integración arquitectónica.

Revisión de Normativa Internacional

Un aspecto de relevancia para el desarrollo de una normativa local, es la revisión de la normativa internacional vigente que regula la actividad en cuestión. En el Capítulo 9 de este informe, se puede encontrar una exhaustiva revisión de la normativa en Israel, Canadá, España y Alemania.

Luego de haber desarrollado dicha revisión, se realizó también el análisis de la misma obteniendo como resultado una propuesta de adaptación de ciertos conceptos relevantes a la realidad nacional.

En primer lugar, se definieron técnicamente las características y requisitos de cada componente de un SST, para luego establecer las condiciones generales de la instalación respecto a las variables de mayor relevancia. Finalmente, se presentó una propuesta de plan de vigilancia y mantenimiento de los sistemas.

Cabe destacar que para la realización de esta actividad se consideró tanto la normativa internacional, así como la experiencia práctica de dichas normativas, en base a la opinión de expertos en la materia. Por tanto, en la propuesta de adaptación de las características de instalación y del plan de vigilancia y mantenimiento, están consideradas variables técnico-teóricas, así como también prácticas, tomando en cuenta su aplicabilidad a realidad nacional y la factibilidad de fiscalización.

Límites de Rendimiento para SST

En el capítulo 10 del presente informe se definen los límites de rendimiento de un SST, los que a su vez, en etapas posteriores, serán incorporados en las exigencias reglamentarias. De la misma manera se determinan los coeficientes de pérdidas de los SST.

En términos generales, el grado de rendimiento de un SST corresponde al cociente entre la energía suministrada por el sistema solar térmico y la energía irradiada sobre la superficie del colector (área de referencia). Este rendimiento depende de varios factores tales como: las condiciones climáticas locales, el área geográfica de emplazamiento de la instalación, el tipo de colector solar, la carga térmica, entre otros. Por consiguiente, las prestaciones y el rendimiento de un sistema dependen de la variabilidad que presentan dichas variables.

Así mismo, se debe considerar que un SST puede ser diseñado utilizando una serie de configuraciones en sus componentes. Por ello, la forma óptima de determinar dicho coeficiente de pérdida es calcular el rendimiento y las pérdidas de cada uno de sus componentes. Sin embargo, dada la variabilidad en la configuración de sus

componentes y la complejidad de cálculo de cada uno de ellos, resulta prácticamente inviable incorporarlo en un reglamento.

Visto lo anterior, para el caso Chileno, se establecen límites de rendimiento globales para los colectores, pues éstos contienen las pérdidas y eficiencias más relevantes de un sistema. Por tanto, y luego de los análisis realizados, se estableció que los colectores, deberán tener un coeficiente global de pérdidas térmicas, referido a la curva de rendimiento del colector en función de la temperatura ambiente y de la temperatura de entrada, inferior a 7 W/m²K de acuerdo al coeficiente definido en las especificaciones técnicas y/o certificado del mismo.

Evaluación de los efectos de Fomento del proyecto de ley

El Proyecto de Ley, en su Artículo 4 letra d, indica que se debe definir un método de cálculo para determinar la proporción del costo del SST en los casos que éste sea utilizado por más de una vivienda (viviendas multifamiliares). En el Capítulo 11 del presente estudio se responde a esta inquietud. Por otra parte, en el mismo artículo se define un límite del beneficio tributario en función de la superficie útil de los SST. Situación que también es resuelta en el mismo capítulo.

Para el primer caso se estableció una metodología en función de la demanda de las distintas viviendas que se encuentren conectadas a un mismo SST, consiguiendo de esta manera asignar de forma equitativa el costo del equipo a cada una de las viviendas conectadas al sistema. La expresión definida para ello es la que se presenta a continuación.

$$C_{Hab} = \frac{CT_{SST}}{\sum_{i=1}^n N^{\circ} HV_i}$$

Dónde:

C_{Hab} = Proporción de Crédito por habitación

CT_{SST} = Costo Total del SST

$\sum N^{\circ} HV_i$ = Suma del número de habitaciones de las viviendas i conectadas al sistema

Para el cálculo de los metros cuadrados útiles del sistema que serán sujeto al beneficio en sistemas multifamiliares, antes de plantear la metodología, fue necesario definir que se considera como superficie útil de los sistemas. En este sentido, se definió como superficie útil de los sistemas, y que estará sujeta al beneficio, la superficie de

apertura de éste. Una vez definida dicha superficie, la que por lo general viene incluida en las especificaciones técnicas de cada equipo, se debe aplicar la siguiente expresión.

$$SI = SA \bullet N^{\circ} C$$

Dónde:

SI	= Superficie Instalada de Colector en m ²
SA	= Superficie de apertura/colector
N°C	= Número de Colectores por SST, o Número de tubos en el caso de tratarse de equipos con tubo vacío

Finalmente, con la utilización de ambas expresiones se da respuesta a la problemática planteada en el Artículo 4, Letra d del Proyecto de Ley.

Procedimientos de Partida y llenado de un SST

En el Capítulo 12 de este informe se establece el procedimiento de partida y llenado de los SST correspondiente a la inicialización de sus actividades. Se definieron para ello los siguientes procedimientos.

1. Limpieza / Lavado del circuito solar
2. Comprobación de fugas y prueba de estanqueidad (prueba de presión)
3. Llenado con fluido caloportador
4. Ajuste de la bomba y el controlador
5. Pruebas de libre dilatación
6. Pruebas de funcionamiento de los componentes del SST
7. Comprobación de las redes de control
8. Lista de control del funcionamiento del sistema
9. Mantenimiento del sistema

En su primera parte, este capítulo define cada uno de los procedimientos descritos de manera práctica incorporando además algunas recomendaciones de como desarrollar dicho procedimiento.

Luego de ello, y comprendiendo la complejidad de incorporar dicho análisis en el reglamento correspondiente, se reescribieron los procedimientos considerados relevantes de ser incorporados en reglamento, de manera tal que estos puedan ser incorporados a este en etapas posteriores.

Procedimientos y Formatos para dimensionamiento de SST

Por último, en el Capítulo 13, se desarrolla el procedimiento y formato para la presentación de la memoria de cálculo del proyecto. Para el desarrollo de este formato, se consideró la adaptación a la realidad chilena, de la sección correspondiente de la "Memoria Técnica de Instalación: Agua Caliente Sanitaria, Calefacción, Climatización" utilizada en la práctica en España.

Este formato permite responder a las exigencias del Código Técnico de la Edificación (CTE) y a los demás reglamentos que lo afectan, por lo tanto, se considera que se trata de un formato estándar, y que permite cumplir con la reglamentación que se implementará en Chile.

Para mejorar su comprensión, la elaboración de dicho formato fue seccionada en tres partes, adicionando una cuarta para el caso en que se incorpore un registro de instaladores de este tipo de sistemas.

- Parte 1: Antecedentes Generales del Proyecto
- Parte 2: Memoria Técnica de ACS
- Parte 3: Documentos Adjuntos a la Memoria
- Parte 4: Antecedentes del Instalador

Finalmente se acompaña el presente informe de toda la información Bibliográfica utilizada y los Anexos correspondientes al desarrollo del contenido del mismo.)

Tabla de Contenidos

1	Introducción	15
2	Antecedentes	16
3	Objetivos del estudio	18
4	División del territorio nacional en un conjunto de zonas climáticas homogéneas	19
5	Definición de la Temperatura de Agua Caliente Sanitaria y la demanda por persona para el diseño de los sistemas solares	73
6	Especificar las coberturas solares anuales mínimas que deben proveer los sistemas solares térmicos, según zona climática y demanda de ACS.	80
7	Establecer los casos en los cuales será admisible el no cumplir con los porcentajes de cobertura solar definidos.	93
8	Desarrollar un Método de Cálculo de Pérdidas por Orientación, Inclinación y Sombras, y Establecimiento de Valores Límites	94
9	Revisar y adaptar los conceptos de la reglamentación internacional	119
10	Definir los límites de rendimiento de los Colectores Solares Térmicos y de coeficiente de pérdidas, y límites de rendimiento para el SST	153
11	Evaluación de los efectos de Fomento por viviendas multifamiliares de lo indicado en el artículo 4º, letra d, del proyecto de Ley	169
12	Establecer el procedimiento de partida y llenado que se debe realizar para inicializar la operación de los sistemas solares.	177
13	Desarrollo de procedimiento y formato para la elaboración de la memoria de cálculo que dimensiona cada SST y que debe realizarse conforme a las características propias de cada vivienda	190
14	Bibliografía	195
15	ANEXOS.....	197
16	ANEXO 4.I: Resumen y cotizaciones de SST	iError! Marca

17	ANEXO 4.II: Especificaciones de sistema solares estándares "tipo"	iError! Marca
18	ANEXO 4.III: Comparación programas de cálculo y Funcionamiento T-Sol.....	iError! Marca
19	ANEXO 4.IV: Cálculos de los SST estándar por lugar (T-Sol Pro)	iError! Marca
20	ANEXO 4.V: COMPARACIÓN CALCULO PARA OBTENER TEMPERATURA DE AGUA DE RED.....	iError! Marca
21	ANEXO 4.VI: Cálculo de temperatura de agua de red según ESM2	iError! Marca
22	ANEXO 4.VII: Límite superior de exigencia de Contribución Solar	iError! Marca
23	ANEXO 4.VIII: Estadística de Proceso de Estimación Regresivo	iError! Marca
24	ANEXO 4.IX: Base de Datos Meteotest Suiza-Radiación por Comuna	iError! Marca
25	ANEXO 8.I: DISCOS SOLARES.....	iError! Marca
26	ANEXO 9.I: Revisión y Análisis Reglamentación Internacional	iError! Marca
27	ANEXO 10.I: Resumen Análisis de Colectores Realizado por SRCC	iError! Marca
28	ANEXO 10.II: Detalle método de Cálculo F-Chart	iError! Marca
29	ANEXO 10.III: Estudios que han usado F-Chart.....	iError! Marca
30	ANEXO 10.IV: Base de Datos Ampliada.....	iError! Marca
31	ANEXO 12.I: Características de anticongelantes.....	iError! Marca

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Informe Final del estudio denominado "Antecedentes para la Especificación de Requerimientos Técnicos para el Desarrollo de Colectores Solares Térmicos".

Este informe consta del estudio y del desarrollo de las especificaciones técnicas adecuadas a la realidad nacional, de acuerdo a las diferentes condiciones climáticas existentes en el territorio y a las características de la franquicia tributaria relacionada.

En primer lugar, se describen los antecedentes que dan origen al estudio en cuestión. En segundo lugar se exponen tanto los objetivos generales, como los objetivos específicos del estudio. Finalmente, se presenta el desarrollo de todas las actividades contempladas en el estudio.

2 ANTECEDENTES

A medida que el país trabaja para reducir su dependencia de combustibles fósiles, tales como el gas natural y el petróleo, dado el alto nivel de volatilidad en sus precios y los problemas de suministro que Chile ha experimentado en los últimos años, la promoción de los recursos no convencionales de energías renovables se han constituido en prioridad de las estrategias nacionales durante los últimos años.

La demanda por calentamiento de agua con combustibles comerciales es un componente significativo en el consumo nacional de energía. Sólo el 10% utiliza calentadores de agua eléctricos, significando que una gran mayoría del sector residencial chileno calienta agua usando gas natural o gas licuado de petróleo (GLP). El consumo residencial de gas contabiliza casi cerca del 6% del total de consumo de gas a nivel nacional o aproximadamente 50 Mm³ y se estima que genera 960.000 toneladas de CO₂ por año.

Hasta fines del año 2006, existía una capacidad instalada de 127,8 GWh de energía solar térmica, lo que equivale a 182,5 millones de metros cuadrados. Así, la energía solar térmica se encuentra en segundo lugar después la energía eólica en el sector de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)¹. Por otro lado, Chile tiene una radiación solar aproximada de 2.000 kWh/m²/año, lo que representa condiciones ideales para la utilización de energía solar².

En ese contexto, el Gobierno decidió incorporar una franquicia tributaria a los sistemas solares térmicos, por lo que ha enviado un proyecto de Ley al Congreso, el cual establece un crédito tributario para financiar sistemas solares térmicos que sirvan para el suministro de Agua Caliente Sanitaria (ACS) en viviendas nuevas de hasta 4.500 Unidades de Fomento (UF).

La franquicia tributaria operará por 5 años y cubrirá el costo de los sistemas solares de acuerdo a lo siguiente:

¹ Considerando las ERNC tradicionales tales como: eólica, solar, biomasa y energía hidroeléctrica. Fuente: Solar Heat Worldwide - Edition 2008", Agencia de energía internacional (IEA, por su letras inglés), p.4

² Fuente: ESTUDIO DEL MERCADO SOLAR TÉRMICO CHILENO 2006, Transenergía, p.28

Valor de la vivienda (VV)	beneficio potencial máximo equivalente (aplicable al costo de SST)
$VV \leq 2.000 \text{ UF}$	100%
$2.000 \text{ UF} < VV \leq 3.000 \text{ UF}$	40%
$3.000 \text{ UF} < VV \leq 4.500 \text{ UF}$	20%
$VV > 4.500 \text{ UF}$	0%

Topes por año en UF	SST para 1 Vivienda	SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada menor a 80 m^2 (A)	SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada mayor a 120 m^2 (B)
2009	32,5	29,5	26,0
2010	32,0	29,0	25,5
2011	31,5	28,0	24,5
2012	31,0	27,5	24,0
2013	30,0	26,5	23,5

Fuente: Texto Ley aprobado por Comisión de Hacienda

En el caso de SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada mayores o iguales a 80 m^2 y menores a 120 m^2 se aplica el siguiente algoritmo:

$$B = (1 - (S - 80) / 40) \times (a - b) + b$$

B = Máximo Beneficio en UF

S = Superficie Instalada en m^2

a = Valores señalados por año en columna (A)

b = Valores señalados por año en columna (B)

Se espera que gracias a esta franquicia, se instalen sistemas solares térmicos en alrededor de 300.000 viviendas en todo el país, con un costo fiscal aproximado de 240 millones de dólares, lo que significará un ahorro de 570 millones de dólares.

Para que esta disposición esté operativa, se debe elaborar un Reglamento que se haga cargo con mayor detalle del alcance, operación y condicionantes técnicos del beneficio tributario, razón por la cual se deben estudiar y definir un conjunto de especificaciones y requerimientos técnicos, objeto del presente estudio.

3 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

A continuación se presentan los principales objetivos del estudio.

3.1 OBJETIVO GENERAL

Contar con las especificaciones técnicas que debe contener el Reglamento para la adecuada implementación de la franquicia tributaria en Chile.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- **Objetivo Específico 1:** Estudio y desarrollo de especificaciones técnicas adecuadas a la realidad nacional, conforme a las diferentes condiciones climáticas existentes en el territorio nacional y a las características de la franquicia tributaria.
- **Objetivo Específico 2:** Revisión y adaptación de requerimientos técnicos exigidos en la reglamentación internacional para sistemas de similares características.
- **Objetivo Específico 3:** Contar con los procedimientos que regula la participación y actuación de los instaladores e inspectores de los sistemas solares, de acuerdo a lo indicado en el proyecto de Ley.

El presente documento corresponde al Informe Final de este estudio, y contempla el desarrollo de todas las actividades planteadas para el mismo.

4 DIVISIÓN DEL TERRITORIO NACIONAL EN UN CONJUNTO DE ZONAS CLIMÁTICAS HOMOGÉNEAS

La disposición geográfica de Chile presenta una gran diversidad climática a lo largo del territorio nacional. Esta realidad no sólo es evidente entre zonas extremas del Norte y Sur del país, sino que también es relevante entre zonas cercanas, particularmente en el eje costa/cordillera, e incluso debido a la presencia de microclimas particulares. Uno de los factores que reflejan esta diversidad climática es la gama de irradiación solar promedio en Chile, la cual va desde 846 kWh/m²/año en Cabo de Hornos a 2.500 kWh/m²/año en Calama.

En consecuencia, el correcto desarrollo de los “Antecedentes para la Especificación de Requerimientos Técnicos para el Desarrollo de Colectores Solares Térmicos” debe considerar la diversidad climática e irradiación del territorio nacional de manera de optimizar, bajo un criterio consecuente y coherente, las exigencias de eficacia en la satisfacción de demanda de ACS de un SST que establecerá el reglamento para la implementación de la franquicia tributaria en el país.

En presencia de esta realidad surgen diversos escenarios que el reglamento debe considerar pensando en quienes deseen optar por la franquicia. En la práctica se generan situaciones como las siguientes:

- ¿Se debe exigir la misma eficacia en la satisfacción de demanda de ACS para SST similares en viviendas de ciudades ubicadas en los extremos del territorio nacional tales como Arica y Punta Arenas? En este caso ambas localidades son representativas de los casos extremos derivados de la geografía nacional.
- ¿La misma situación pero para viviendas ubicadas en Tiltil y Melipilla? En este caso ambas localidades pertenecen en la Región Metropolitana.

Sin conocer la Contribución Solar (porcentaje de demanda de Agua Caliente Sanitaria – ACS – que será cubierta por un SST) no es posible responder con base técnica las preguntas anteriores. En forma intuitiva se puede deducir que como la irradiación promedio de la comuna de Arica (2.342,04 kWh/m²/año) resulta ser mucho más alta que la irradiación promedio de Punta Arenas (873,37 kWh/m²/año), será entonces más probable que el SST de Arica otorgue una Contribución Solar mayor que la del mismo equipo en Punta Arenas. En el caso de Tiltil (1.864,55 kWh/m²/año) y Melipilla (1.579,9 kWh/m²/año) la diferencia es menor, pero aún así 285 kWh/m²/año representa una variación de 18% sobre la irradiación de Melipilla.

Todas las viviendas que califiquen de acuerdo a la ley, no importando su ubicación geográfica, pueden ser parte de un proyecto que opte a la franquicia. Entonces se debe definir qué se pide como cobertura solar mínima de un SST para el correcto acceso a esta franquicia tributaria, no sólo en Arica, Punta Arenas, Tiltil y Melipilla, sino que en cualquier lugar del territorio nacional.

Dado lo anterior, es necesario definir el siguiente marco conceptual:

A.- La medida de eficacia de un SST es el Porcentaje de Contribución Solar definido como la cantidad de demanda de ACS que será cubierta por un tipo y una configuración dada de SST.

B.- Para efectos de implementar el acceso a la franquicia tributaria, se debe caracterizar la diversidad de irradiación del territorio nacional en términos de su relación con requisitos de Contribución Solar mínimos para diferentes zonas del país.

C.- El criterio y resultado de zonificación debe ser lo más simple posible desde el punto de vista de aplicabilidad de la ley, no discriminatorio y de fácil acceso en términos de información y certificación de la Contribución Solar de un SST que postule a la franquicia. En este caso es útil recordar que la experiencia de España utiliza sólo la irradiación como parámetro de zonificación, de manera que ella es relativamente simple de entender, asimilar y aplicar.

En el presente capítulo se desarrolla la metodología con la cual se efectuó la división del país en zonas. Para esto, las etapas consideradas necesarias son las siguientes:

- Análisis y Selección de Base de datos de Irradiación Solar para Chile.
- Determinación de Contribución Solar de un SST en distintas realidades climáticas del territorio nacional.
- Determinación de la Metodología para la zonificación del territorio nacional.
- Zonificación del territorio nacional

A continuación se desarrolla cada una de las etapas mencionadas.

4.1 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DE BASE DE DATOS DE IRRADIACIÓN SOLAR PARA CHILE

Para conocer la diversidad de irradiación del país, se deben conocer en detalle los datos disponibles pensando en la relevancia de la granularidad (nivel de detalle de la información disponible) y exactitud de la misma. En este punto se explica la metodología utilizada para la elección de la base de datos (definida en conjunto con la contraparte). Para esto, se consideraron las siguientes bases de datos:

- Programa Evaluación de Recursos de Energía Solar y Eólico (SWERA, por sus siglas en inglés) del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA o UNEP por sus siglas en inglés)³
- Dirección Meteorológica de Chile (DMC)⁴
- Centro Mundial de datos de irradiación (WRDC, por sus siglas en inglés)⁵. Estos datos han sido entregados por el profesor Roberto Román⁶.
- Datos del Registro Solarimétrico⁷, realizado por la Universidad Santa María en cooperación con la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el año 2008.
- Base de datos de empresa Meteotest⁸.

Adicionalmente, se consideró como información de consulta el estudio "Sistemas Solares Térmicos - Manual de diseño para el Calentamiento de Agua" realizado por la Corporación de Desarrollo Tecnológico y la Cámara Chilena de la Construcción, en el año 2007.

Los factores relevantes para la evaluación de las bases de datos son:

Factores Primarios: Aquellos considerados críticos para la elección de la base. Aquella que no cumpla con alguno de ellos no será considerada para la zonificación. Estos son:

- Tipo de medición de datos: Terrestre y Satelital
- Desviaciones respecto a las mediciones de la DMC
- MAPA y Resolución

³ <http://swera.unep.net/>

⁴ <http://www.meteochile.cl/>

⁵ <http://wrdc-mgo.nrel.gov/>

⁶ Profesor de Ingeniería Mecánica Universidad de Chile

⁷ Proyecto "Global Environment Facility"

⁸ Meteotest es una empresa Suiza la cual tiene más de 20 años de experiencia en simulación de climatología. Meteotest desarrolló el programa Meteonorm 6.1, el cual se utilizó en este estudio. <http://www.meteotest.ch/en>

Factores Secundarios: Aquellos considerados deseables y que dependerán de la relación de consistencia de todos los factores analizados en su conjunto. Estos son:

- Instrumentos actualizados y Certificados
- Período de medición
- Número de fuentes de datos (estaciones de monitoreo)
- Accesibilidad Pública / Comercial

Cada uno de estos factores fue clasificado con la siguiente escala: 1 (no disponible), 2 (regular), 3 (buena) y 4 (excelente).

En la siguiente tabla se presenta una comparación de los atributos de las diferentes bases de datos mencionadas.

Tabla 4.1: Comparación de Bases de Datos

Base	Institución	Factores Primarios			Factores Secundarios				Puntaje	
		Tipo de medición de datos	Desviaciones respecto de los datos de DMC	MAPA y Resolución	Instrumentos actualizados y Certificados	Período de Medición	Fuente de datos	Accesibilidad		
DMC	Dirección Meteorológica de Chile / DMC	Terrestre	Caso base	No Disp.	Si	1988 - 2008	17 ^[a]	Público		Desechadas por análisis de Factores Primarios
	Evaluación	3	4	1	4	4	2	4	22	
WRDC	Centro Mundial de datos de Irradiación	Terrestre	0,63% - 2,76%	No Disp.	Si	1964 - 1993	1195 en el Mundo 73 en Chile	Público		
	Evaluación	3	3	1	4	4	4	4	23	Desechadas por análisis de Factores Primarios
Registro Solarimétrico	Universidad Federico Santa María / Comisión Nacional de Energía	Terrestre	3,2% - 11,4%	Si ^[d]	No	No Disp.	75	Público		
	Evaluación	3	1	2	2	1	2	4	15	
SWERA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente / PNUMA / UNEP	Satelital	3,4% -12,5%	100 x 100 km	Si	1983 - 2005	Mediciones NASA / cálculos de U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL)	Público		Aprobadas por análisis de Factores Primarios
	Evaluación	2	2	3	4	4	4	4	23	
Meteotest	Meteotest	Terrestre ^[c] / Satelital	0,26% - 5,7%	30 x 30 km	Si	1981 - 2000	Incluye DMC y otras bases no especificadas	Comercial ^[b]		
	Evaluación	4	3	4	4	4	4	3	26	

[a] Si bien existe un número mayor de sitios de medición de temperatura y otras variables, solamente existen 17 estaciones en donde se mide radiación.

[b] Si bien estos datos son comerciales, estos ya han sido adquiridos para el desarrollo del presente estudio, por tanto no deben ser adquiridos nuevamente.

[c] En el caso del territorio Nacional, Meteotest considera 30 mediciones terrestres.

[d] Existe un mapa disponible, sin embargo éste no es muy confiable, ni se pudo obtener su resolución.

Fuente: Elaboración propia

Tal como se observa en la **Tabla 4.1**, las bases de datos de DMC, WRDC y Registro Solarimétrico son desechadas debido a la no disponibilidad de uno o más de los factores críticos de análisis requeridos para la zonificación.

Cabe señalar que la base de datos de DMC no puede ser considerada para realizar el análisis de zonificación porque estos datos corresponden sólo a 17 lugares de medición de irradiación solar en el territorio nacional. Sin embargo, en conjunto con la contraparte, se validaron los datos de la DMC como caso base de referencia debido,

principalmente, a la exactitud de las mediciones terrestres de una fuente reconocida tanto a nivel nacional como internacional. Por tanto será la base de cálculo para las desviaciones de las mediciones de las otras bases de datos en estos 17 puntos.

Luego de este primer filtro, se analizaron los factores primarios y secundarios en su conjunto para las bases de datos de SWERA y Meteotest. Una de las principales variables evaluadas para la elección de la base de datos es la existencia de mediciones terrestres, puesto que éstas son más representativas que los datos de satélites al no verse afectados por la existencia de microclimas específicos de alguna zona. En este caso, Meteotest los incluye en la medida que las bases de datos que incorpora son construidas con mediciones terrestres. En el caso de Chile es posible identificar 30 mediciones terrestres.

Otro aspecto relevante es la existencia de un mapa de radiación que relacione las mediciones con la ubicación geográfica de cada punto. Esto permite la caracterización de una localidad específica del territorio nacional. En este sentido, SWERA y Meteotest cuentan con un mapa de radiación. Sin embargo, el mapa de Meteotest tiene una mejor resolución (30km x 30km) y por tanto, permite desarrollar en mayor detalle la zonificación climática de Chile a través del complemento de información vía interpolación de la irradiación de cada cuadrícula.

Finalmente, otro aspecto considerado en la elección de la base de datos, corresponde a la disponibilidad y/o accesibilidad de las mismas. En este caso, los datos de SWERA son de acceso público, mientras que en el caso de Meteotest, la base de datos anuales ya ha sido adquirida por el consultor para el desarrollo del presente estudio, por cuanto, no será necesario volver a comprar dicha base. Lo anterior fue consultado directamente con la empresa Meteotest, quien no presentó objeciones. Sin embargo, se solicitó citar la fuente de los datos para su utilización.

En resumen, la base de datos que cumple los factores críticos y además obtiene el mayor puntaje (26) es la base de datos de Meteotest.

De común acuerdo con la contraparte, se decidió utilizar esta base para el desarrollo del presente estudio.

4.2 DETERMINACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN SOLAR DE UN SST EN DISTINTAS REALIDADES CLIMÁTICAS DEL TERRITORIO NACIONAL

Para efectos de estructurar el acceso a la franquicia y de manera de garantizar el cumplimiento del objetivo de inclusión y/o conversión a SST, en relación al ahorro en el uso de energías tradicionales junto con la disminución de emisiones, se debe caracterizar la diversidad de irradiación del territorio nacional en términos de

requisitos de eficiencia. En otras palabras, establecer requisitos de Contribución Solar mínimos para cada zona del país. Para esto es necesario establecer ciertas definiciones preliminares:

- Definir él o los tipos de equipos y configuraciones más representativas de un SST para el caso chileno y que serán sometidos a evaluación de eficiencia en términos de contribución solar en localidades representativas de la realidad del territorio nacional.
- Elegir y utilizar un modelo de simulación que determine la contribución solar para un equipo y configuración de SST, a partir de las características de situación climática, geográfica y de irradiación de una localidad específica.
- Seleccionar una muestra representativa de localidades del territorio nacional, para las cuales se simulará la contribución solar de acuerdo a sus características particulares.

4.2.1 EQUIPOS Y CONFIGURACIONES MÁS REPRESENTATIVAS DE UN SST PARA EL CASO CHILENO

Para la elección del equipo de SST, se buscó coherencia y convergencia de varios factores. En primer lugar, el SST debe cumplir con los requisitos técnicos y económicos definidos en el proyecto de ley. En segundo lugar, los SST deben ser representativos con respecto a su disponibilidad en el mercado nacional y al adecuado dimensionamiento en función del uso atingente para cubrir las necesidades de demanda de ACS de la realidad chilena.

En este caso particular se excluyeron, para efectos de simulación, las instalaciones de gran tamaño (viviendas multifamiliares⁹), debido a la gran variedad de sistemas que aplicarían. Esto impide el establecimiento de sistemas “tipo” (estándar) para realizar una comparación entre ellos. En efecto, en el caso de instalaciones grandes existe una gran cantidad de parámetros que pueden variar caso a caso y derivar en todas las combinaciones técnicamente posibles, tales como: perfil de consumo, selección del tipo de intercambiadores, tipo y tamaño de los estanques de inercia, precalentamiento y de ACS, así como la longitud/ancho de las cañerías, recirculación/interconexión y control. Uno de los factores indicados que influye significativamente en un SST de gran tamaño y que no corresponde a la elección de un equipo u otro, es el perfil de consumo. Es decir, para una misma configuración (compleja como se mencionó anteriormente), el rendimiento puede variar significativamente de acuerdo a la distribución de la demanda de ACS en el día/semana/estaciones /temporadas de cada una de las familias, grupos comunitarios o viviendas conectadas al sistema. Por esta razón, se consideraron solamente los SST para viviendas unifamiliares, los cuales

⁹ Esta exclusión se ha realizado netamente con el propósito del desarrollo metodológico.

tienen menos influencia de factores externos, presentan perfiles de consumo de ACS y por tanto representan un resultado estándar y referencial. En consecuencia, la determinación de la contribución solar mínima será modelada con esta configuración la cual será extrapolable a SST de gran tamaño.

a) Requisitos técnicos definidos en el proyecto de ley.

El Artículo 3 del Proyecto de Ley establece que, “sólo darán derecho al crédito establecido en este artículo los Sistemas Solares Térmicos que aporten entre un 30 y un 100 por ciento del promedio anual de demanda de agua caliente sanitaria estimada para la respectiva vivienda y cumplan con los demás requisitos y características técnicas que establezca el Reglamento”. Además, los Artículos 6 y 9 (9.1 y 9.2) indican que se establecerá un registro de colectores solares térmicos. En efecto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) deberá “establecer y administrar un registro de Colectores Solares Térmicos y Depósitos Acumuladores que permitan acceder al beneficio tributario establecido en el Artículo 1º de la Ley”. Para ello, debe “autorizar a organismos de certificación, organismos de inspección, laboratorios de ensayos u otras entidades de control para que realicen o hagan realizar bajo su exclusiva responsabilidad las pruebas y ensayos, o la revisión documental, que la Superintendencia estime necesarias para incluir componentes en el registro mencionado”.

Por esta razón, para garantizar que los colectores elegidos para las simulaciones de este estudio, estén incluidos en el “Registro de Colectores Solares Térmicos y Depósitos Acumuladores” de la SEC, se seleccionaron colectores que cuentan con:

- Sistemas con una configuración autosuficiente, es decir, que no requieren de sistemas periféricos con alimentación de otras energías y por lo tanto asequibles para la mayor parte del mercado objetivo de la franquicia.
- Sistema de control mecánico.
- Relación de Eficiencia óptica v/s coeficiente global de pérdida de calor (U_{loss} en W/m^2K) en rango aceptable (Ver Capítulo 10 acápite 10.2.2)
- Equipos con certificación europea “Solarkeymark”, conforme con la EN 12975-1 y -2¹⁰. Esto es referencial pero en el caso del estudio garantiza que las simulaciones y estimaciones de Contribución Solar basadas en las configuraciones de estos equipos son fiables desde el punto de vista de los resultados.

¹⁰ Los alcances de estas certificaciones se detallan en capítulos posteriores

Desde el punto de vista económico, se realizaron cotizaciones en empresas instaladoras nacionales, tales como *Sodimac, Isener, Junkers* y *Yolito* (ver **Anexo 4.I**). Se calculó el valor de los equipos más el valor estimado de la instalación. Las configuraciones cotizadas corresponden a la definición estándar básica requerida de un SST para viviendas unifamiliares y que corresponden a la configuración solar estándar y cuyo valor corresponde al de mercado obtenido al momento de realizar el estudio¹¹. En este caso, las cotizaciones son ilustrativas y no condicionan el acceso a la franquicia. Por el contrario, la franquicia se otorga en función del valor de la vivienda y no en relación al costo del equipo.

b) Dimensionamiento de acuerdo a demanda de ACS en Chile.

El Censo del año 2002¹², entrega los siguientes valores referenciales:

- El número de personas promedio por hogar particular en Chile es de 3,5.
- Para viviendas unipersonales, monoparentales o biparentales sin hijos, se estima un promedio de 3 personas por vivienda.
- En el caso de familias grandes, a partir de 2 hijos, se verifica un promedio de 5 a 6 personas por vivienda.

Para efectos de la simulación se consideró la determinación de la demanda de ACS por tipo de vivienda justificada en el **Capítulo 5**:

- Consumo promedio de 40 litros/persona/día a una temperatura de referencia de 45°C.
- En viviendas unifamiliares (unipersonales, monoparentales o biparentales sin hijos), se estimó una demanda de ACS diaria de 120 litros/día/vivienda (3 personas/vivienda x 40 lt/persona/día).
- Para familias grandes (en viviendas unifamiliares), se estima un consumo promedio de 240 lt/vivienda/día (6 personas/vivienda x 40 lt/persona/día).

Ambos casos son cubiertos por la tecnología y dimensionamiento de los equipos disponibles en el mercado chileno (ver **Anexo 4.I**).

¹¹ Se deja constancia que los precios cotizados corresponden a instalaciones individuales. Para instalaciones de gran tamaño o muchas instalaciones individuales, el precio unitario debería reflejar un descuento por el volumen a adquirir.

¹² Fuente: INE, Censos 1992-2002

c) Requisitos técnicos en función de la realidad chilena

Debido a la diversidad de las características geográficas y climáticas presentes en Chile, el SST debe cumplir con los desafíos y requisitos mínimos de todas las zonas en forma estándar, de tal manera que se puedan comparar los datos simulados y establecer límites de eficiencia razonables e igualmente incluyentes en todo el territorio nacional. Estos requisitos mínimos se han establecido en función de:

- Límites de pérdidas del colector (ver **Capítulo 10**)
- Colectores comúnmente utilizados en el mundo: Colectores planos y colectores de tubo vacío¹³.
- Certificación "Solarkeymark", conforme con la EN 12975-1 y -2. Garantís de que los resultados obtenidos de las simulaciones son confiables.

De esta manera, y en acuerdo con la contraparte, se eligió un colector plano y un colector de tubo vacío de marcas específicas para efectuar la simulación.

d) Elección del producto

Debido a la falta de registros sobre el mercado solar térmico en Chile¹⁴, los sistemas estándar se definieron en relación a la presencia del proveedor en el mercado mundial y nacional, además de su experiencia en la tecnología de energía solar térmica. Según estos criterios se eligieron las siguientes empresas:

Junkers: La empresa Junkers S.A. pertenece al grupo Bosch de Alemania y tiene más que 100 años de experiencia en agua caliente y calefacción. Está presente en Chile hace más de 80 años. Junkers tiene una red de instaladores en todo Chile y distribuye además por medio de las grandes tiendas especializadas en artículos para la vivienda y construcción (Sodimac). Cabe mencionar que los colectores para el mercado chileno son producidos en Portugal bajo certificación europea.

Sunrain: La empresa Jiangsu Sunrain Solar Energy Co.Ltd está localizada en la República Popular China, con una capacidad de producción de 4 millones de tubos de vacío y 300 mil equipos de colectores solares por año; especializándose en la tecnología de sistemas solares térmicos para ACS. Sunrain fue fundada en el año 1997 y hoy tiene presencia, a través de redes comerciales y de distribución, en Norte

¹³ Método similar al del estudio: "Solar Heat Worldwide - Edition 2008", Agencia de energía internacional (IEA, por su letras inglés) p.31 siguiente

http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2008.pdf

¹⁴ Fuente: Estudio del mercado solar térmico chileno 2006, Transenergía, p.18

América, Sudamérica, Europa, Sudeste Asiático, África y Oceanía. Por su buena relación costo/beneficio, los productos de esta marca se han importado y vendido en el mercado chileno. Por otra parte, Sunrain es uno de los pocos proveedores chinos que cuentan con una certificación *Solarkeymark*.

Según el análisis precedente y para efectos de realizar la simulación se optó por las siguientes variantes de configuración:

Tabla 4.2: Variantes de Configuración para Simulación de Contribución Solar

Configuraciones de SST Seleccionadas	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Marca	Jiangsu Sunrain Solar		Junkers / BBT	
Hidráulica del Colector	Tubo Vacío Heat Pipe de vidrio Borocilicato ALN/SS - ALN/Cu		Parrilla de Tubos de Cobre / Tinta Solar Negra	
Volumen del Acumulador	150 lt	300 lt	150 lt	300 lt

Los datos técnicos, así como la vida útil, tareas de mantención y otras características específicas de los sistemas utilizados se entregan en detalle en el **Anexo 4.II**. En términos de durabilidad de los equipos, de acuerdo a la experiencia de instaladores locales, con la mantención adecuada, un SST del tipo descrito en los párrafos precedentes debiese tener una vida útil promedio que se mueve en un rango de 15 a 20 años.

4.2.2 ELECCIÓN DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN

Para la caracterización de las diferentes regiones del país, se requiere un software que determine la contribución solar para un equipo y una configuración de SST dada, a partir de las características de situación climática, geográfica y de irradiación de una localidad específica del territorio nacional. Para efectos de elegir el más adecuado para esta tarea, se realizó una comparación de los distintos softwares disponibles y comúnmente utilizados para simulaciones similares. A continuación se resumen las características principales de cada uno de ellos.

Tabla 4.3: Comparación de Softwares de Simulación

	Desarrollador	Datos de Chile	Disponible versión en Español	Incluye evaluación de Termosifón	Capacidad para Instalaciones Grandes	Biblioteca de Captadores (especificaciones)	Componentes Incluidos: Colectores/Caería, Estanque, Bomba, Periféricos	Características adicionales
Getsolar 8.2	ETU Software www.getsolar.info	NO	NO	SI	NO	SI	SI Sólo Colectores	
f - CHART 7.0	bmt-solutions http://www.bmtsoft.de	NO	NO	SI	NO	SI	SI Sólo Colectores	Cálculo de pérdidas complejas del sistema completo no se pueden simular
Polysun 4.0	Velasolaris www.velasolaris.com	NO	NO	SI	SI	SI	SI Sistema Completo	
T-Sol Pro	Valentin www.valentin.de	SI	SI	SI	SI	SI	SI Sistema Completo	
SimSol	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment http://evl.cstb.fr	NO	NO	SI	SI	NO	SI Sólo Colectores	Sólo SST de Gran Tamaño
Solo2000	Centre Scientifique et Technique du Bâtiment http://evl.cstb.fr	NO	NO	SI	NO	SI	SI Sólo Colectores	No administra suficientes variables para evaluación en detalle

En consecuencia, y tal como se aprecia en la tabla anterior, quien cumple en mayor medida con los factores analizados es el software "T-Sol Pro" de la empresa Valentin¹⁵.

T-Sol Pro es un programa de cálculo líder en el mercado, que permite realizar tanto el dimensionamiento de sistemas solares, así como la representación del rendimiento de los mismos considerando diferentes variables, permitiendo una estimación bastante cercana a la realidad de cada punto geográfico. En el **Anexo 4.III** se puede revisar en mayor detalle la operatividad del software. Muy importante en este caso, es la disposición de una biblioteca de componentes de SST y sus características, de una base de datos de irradiación incorporada y disponibilidad en idioma español. El programa T-Sol permite la incorporación de una base de datos de 8.760 horas de mediciones de radiación para un punto específico (equivalente a 2 años de mediciones de 12 horas promedio diarias de exposición a luz solar).

4.2.3 ELECCIÓN DE LOCALIDADES REPRESENTATIVAS PARA LA SIMULACIÓN T-SOL

Se debe obtener una muestra representativa de lugares del territorio nacional, para los cuales se simulará la contribución solar de acuerdo a sus características particulares. A partir de esta muestra se demostrará más adelante, la posible extrapolación de los resultados para el resto del territorio nacional.

¹⁵ <http://www.valentin.de/index.es>

Cálculo de Intervalo de confianza para determinar el tamaño de la muestra:

Para calcular el tamaño de la muestra con una precisión "d", se tiene que:

$$\mu = \bar{X} \pm \underbrace{t_{N-1, 1-\alpha/2} \cdot \frac{\hat{S}}{\sqrt{N}}}_{\text{precisión } d}$$

N: Tamaño de la muestra

S: Desviación Estándar de la muestra

$t_{N-1, 1-\alpha/2}$: percentil t de student N-1 grados de libertad para nivel de significancia α

\bar{X} : Promedio de la muestra

μ : Media de la población

Además, si n es grande (>30), entonces se aproxima a distribución Normal.

$$N \geq \frac{z_{1-\alpha/2}^2}{d^2} \hat{S}^2$$

N: Tamaño de la muestra

S: Desviación Estándar de la muestra

$z_{1-\alpha/2}$: percentil Normal(0,1) para nivel de significancia α

d: Precisión

Para una precisión de 5% e intervalos de confianza de 95%, considerando la desviación estándar de irradiación de una muestra piloto (33 localidades), resulta que el valor de N deber ser mayor a 31,36.

La muestra seleccionada consideró treinta y tres (33) localidades a lo largo del país. En conjunto con lo anterior y para cumplir con el objetivo de que el ejercicio cubre las evidentes diferencias geográficas en forma de radiación, temperatura ambiental y humedad entre estas zonas, se eligió idealmente al menos dos lugares en cada una de las quince Regiones del país: uno ubicado en la zona costera y el otro en el interior. Luego, se buscaron y analizaron algunos lugares con características especiales, tales como aquellos que presenten alturas o temperaturas ambientales extremas como el Cajón de Maipo en la Región Metropolitana o Sewell en la VI Región del Libertador General Bernardo O'Higgins. La tabla siguiente da cuenta de las localidades seleccionadas.

Tabla 4.4: Localidades seleccionadas para caso en estudio

Región	Localidad	Región	Localidad
I Región de Tarapacá	Iquique	VIII Región del Biobío	Concepción
	Mamiña		Chillán
II Región de Antofagasta	Antofagasta	IX Región de la Araucanía	Temuco
	Calama		Saavedra
III Región de Atacama	Copiapó	X Región de los Lagos	Puerto Montt
	Vallenar		Castro
	Huasco		Osorno
IV Región de Coquimbo	La Serena	XI Región de Aisén del General Carlos Ibañez del Campo	Coihaique
	Illapel		Balmaceda
V Región de Valparaíso	Valparaíso	XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena	Punta Arenas
	El Belloto		Puerto Natales
	Quilpué	XIII Región Metropolitana	Santiago
VI Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	Rancagua		Puente Alto
	Sewell		San José de Maipo
VII Región del Maule	Talca	XIV Región de Los Ríos	Valdivia
	Pelluhue	XV Región de Arica y Parinacota	Arica (Ciudad)
			Arica (Aeropuerto Chacalluta)

4.2.4 PARÁMETROS NECESARIOS PARA EFECTUAR SIMULACIÓN EN T-SOL

El software T-Sol requiere de una serie de parámetros que identifican cada localidad (**Ver Anexo 4.IV**). Ellos son:

- Longitud
- Latitud
- Altura en msnm
- Radiación en kWh/m²/año
- Temperatura de Ambiente Exterior
- Temperatura de Agua de Red
- Consumo de ACS por persona/día
- Temperatura de ACS

Con respecto a la **temperatura de Agua de Red**, resulta necesario realizar las siguientes aclaraciones:

Este parámetro es necesario para determinar la diferencia entre la temperatura de entrada al sistema y la temperatura de consumo de ACS (ver **Capítulo 5**). Esta diferencia de temperatura se denomina "delta de temperatura" y es importante para determinar la eficiencia de los sistemas analizados.

Ahora bien, no existen datos de medición estandarizados de temperatura de agua de red en Chile. Por esto se debe utilizar un método para calcular la temperatura de agua de red en función de la temperatura ambiental. En Chile, se han usado dos métodos para el cálculo de agua de red, los cuales se describen a continuación:

Primer método: “European Simplified Method – DG XII” (EMS2)¹⁶ utilizado principalmente en Europa en aplicaciones de SST para ACS. La expresión para desarrollar el cálculo es la siguiente:

$$T_{\text{Aguamed}}(i) = \frac{(T_{\text{Ext mes}}(i) + T_{\text{Exterior media año}})}{2}$$

Donde:

- $T_{\text{Aguamed}}(i)$: Temperatura promedio de agua de red en el mes i
- $T_{\text{Ext mes}}(i)$: Temperatura ambiente promedio del mes i
- $T_{\text{Exterior media año}}$: Temperatura ambiente promedio del año

Segundo Método: Corresponde a un cálculo realizado en el estudio “Elementos para la creación de un manual de buenas prácticas para instalaciones solares térmicas domiciliarias” de la Universidad de Chile¹⁷. La expresión de cálculo se muestra a continuación:

$$T_{\text{aguared}}(i) = \frac{T_{\text{Media}}(i-1) + T_{\text{Media}}(i-2) + T_{\text{Media}}(i-3)}{3}$$

Donde:

- $T_{\text{aguared}}(i)$: Corresponde a la temperatura promedio de agua de red en el mes i
- $T_{\text{media}}(i-1)$: Corresponde a la temperatura ambiente promedio del mes i-1
- $T_{\text{media}}(i-2)$: Corresponde a la temperatura ambiente promedio del mes i-2
- $T_{\text{media}}(i-3)$: Corresponde a la temperatura ambiente promedio del mes i-3

El método seleccionado para el cálculo de la temperatura de agua de red fue el método EMS2, principalmente porque se trata de una metodología con reconocimiento mundial, la cual además, ha sido validada experimentalmente como mecanismo de estimación para simulaciones similares a las que requiere este tipo de estudios en Europa¹⁸. Aún así, para mostrar la aplicabilidad del ESM2 en Chile se compararon ambos métodos. En el **Anexo 4.V** se muestra la comparación de los resultados de ambos métodos. Se constató que el método expuesto en el trabajo de la Universidad

¹⁶ Fuente: Congreso Internacional en Madrid, Mayo 1986; Procesamiento en Recursos Energía Renovables; Validación Europea del método simplificado para calentamiento solar de ACS y soporte de calefacción.

¹⁷ Fuente: <http://www.cec.uchile.cl/~roroman/docs/CDT-Petersen.pdf>

¹⁸ Ídem 14

de Chile entrega resultados con mayor varianza en relación a los de la EMS2, para los meses de Febrero y Agosto. En general, el comportamiento de EMS2 se ajusta mejor para una unidad de medida basada en los promedios anuales, tal como se expresa el parámetro de irradiación media en la base de datos Meteotest, lo cual ayuda en la consistencia del procesamiento de datos y sus resultados.

Adicionalmente, en el **Anexo 4.VI** se encuentra el Cálculo de Temperatura de Agua de Red según ESM2

4.2.5 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Se realizaron las simulaciones en T-Sol utilizando lo anteriormente definido, tal como se resume a continuación:

- Sistemas y configuraciones estándar seleccionadas.
- 33 localidades representativas con sus respectivos parámetros: Longitud, Latitud, Altura, Temperaturas Ambiente y Agua Red.
- Generación de base de datos en Meteonorm 6.1
- Temperatura y Consumo de ACS por persona/día

Como resultado de las simulaciones, se obtuvo la serie de datos de contribución solar para cada una de las 4 variantes (ver **Tabla 4.2**) en las 33 localidades seleccionadas. Los resultados de los cálculos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.5: Evaluación de Contribución Solar según Simulación en T-Sol con SST Estándar

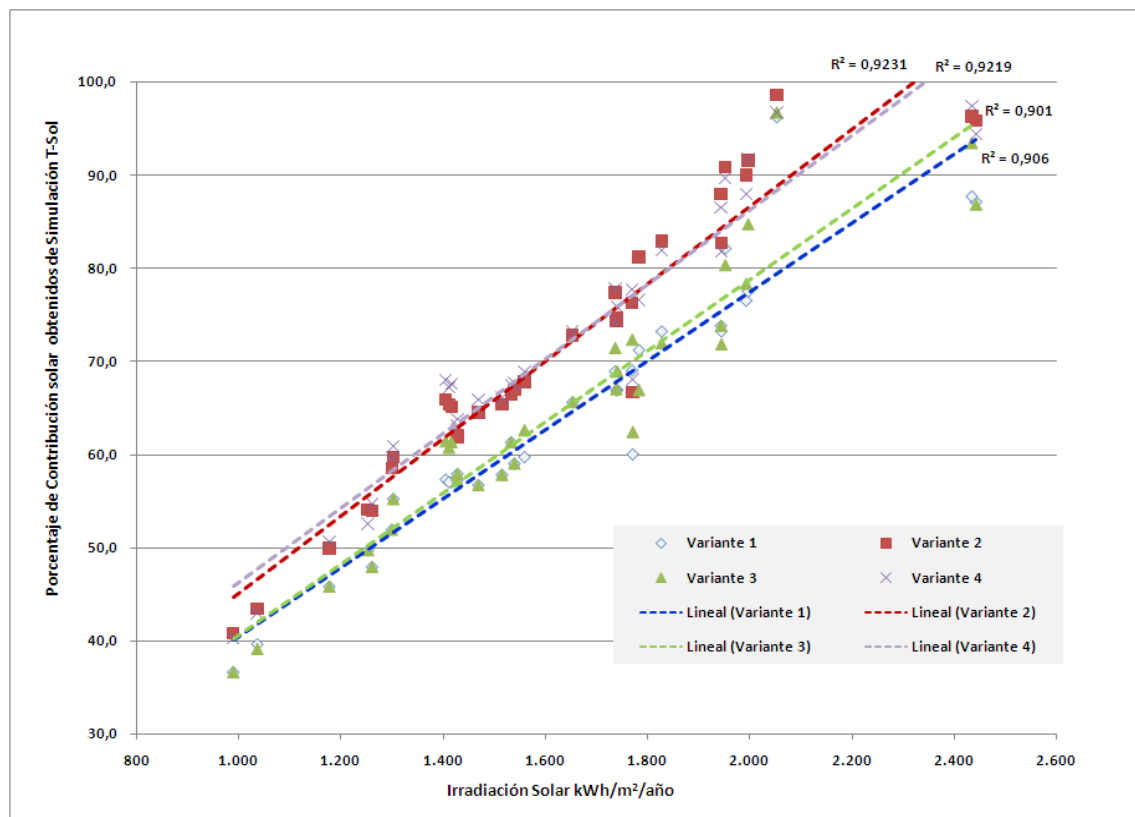
					° c			Expresados en Porcentaje de Contribución Solar									
Localidad	Altitud en msnm	Longitud	Latitud	Irradiación en kWh/m²/año	T Ambiente	T Aguas Feb **	T Aguas Ago **	Cont. Solar Variante 1	Cont. Solar Variante 2	Cont. Solar Variante 3	Cont. Solar Variante 4	Cont. Solar Mínima	Cont. Solar Máxima	Cont. Solar Promedio	Desviación Estandar	Coefficiente de Varación	
I Iquique	0	-70,13	-20,35	1.993	18,7	20,4	17,7	76,5	90,0	78,3	88,0	76,5	90,0	83,2	6,8	8,2%	
I Mamiña	2.701	-69,23	-20,05	2.442	15,8	16,1	15,3	87,1	95,9	86,8	94,4	86,8	95,9	91,1	4,8	5,2%	
II Antofagasta	0	-70,38	-23,67	1.944	17,1	18,6	16,2	73,8	88,0	73,8	86,5	73,8	88,0	80,5	7,8	9,7%	
II Calama	2.312	-70,42	-27,30	2.434	16,5	17,7	15,6	87,7	96,3	93,4	97,4	87,7	97,4	93,7	4,3	4,6%	
III Copiapó	291	-70,77	-26,60	1.952	17,4	19,4	15,6	82,1	90,9	80,3	89,7	80,3	90,9	85,8	5,3	6,2%	
III Vallenar	538	-70,77	-28,60	1.945	12,3	13,9	11,1	73,2	82,7	71,8	81,8	71,8	82,7	77,4	5,7	7,3%	
III Huasco	28	-71,22	-28,47	1.828	15,1	16,6	14,1	73,2	82,9	71,9	81,9	71,9	82,9	77,5	5,7	7,4%	
IV La Serena	0	-71,25	-29,90	1.784	14,5	15,9	13,7	71,2	81,2	66,9	76,6	66,9	81,2	74,0	6,2	8,4%	
IV Illapel	315	-71,17	-31,63	1.737	15,5	18,1	13,4	68,9	77,4	71,4	77,9	68,9	77,9	73,9	4,5	6,0%	
V Valparaíso	0	-71,67	-33,08	1.406	16,0	18,7	13,9	57,3	65,9	61,4	68,0	57,3	68,0	63,2	4,8	7,6%	
V El Belloto	71	-71,35	-33,05	1.417	14,9	16,4	13,7	57,0	65,1	61,3	67,6	57,0	67,6	62,8	4,6	7,4%	
V Quilpué	582	-71,55	-33,08	1.412	16,0	18,7	13,9	57,0	65,4	60,7	67,2	57,0	67,2	62,6	4,6	7,4%	
VI Rancagua	884	-70,75	-34,17	1.654	14,8	17,9	12,2	65,6	72,8	65,6	73,2	65,6	73,2	69,3	4,3	6,2%	
VI Sewell	2.160	-70,38	-34,08	1.771	8,4	11,7	5,4	60,0	66,7	62,4	68,1	60,0	68,1	64,3	3,8	5,8%	
VII Talca	122	-71,67	-35,47	1.516	13,5	15,7	11,8	57,8	65,4	57,8	66,1	57,8	66,1	61,8	4,6	7,4%	
VII Pelluhue	27	-72,57	-35,81	1.560	13,2	14,8	12,1	59,7	67,8	62,6	68,9	59,7	68,9	64,8	4,3	6,7%	
VIII Concepción	10	-73,05	-36,83	1.534	12,9	14,6	11,6	61,3	66,4	61,3	67,5	61,3	67,5	64,1	3,3	5,1%	
VIII Chillán	148	-72,03	-36,57	1.540	12,8	14,6	11,6	59,0	66,9	59,0	67,7	59,0	67,7	63,2	4,8	7,6%	
IX Temuco	120	-72,63	-38,75	1.428	11,7	14,0	10,2	57,2	61,8	57,2	63,1	57,2	63,1	59,8	3,1	5,1%	
IX Saavedra	5	-73,40	-38,79	1.470	12,1	14,2	10,9	56,7	64,5	56,7	65,9	56,7	65,9	61,0	4,9	8,1%	
X Puerto Montt	15	-72,93	-41,47	1.179	10,4	13,7	7,1	45,8	49,9	45,8	50,7	45,8	50,7	48,1	2,6	5,4%	
X Castro	37	-73,77	-42,48	1.254	10,5	12,4	9,4	49,7	54,1	49,7	52,6	49,7	54,1	51,5	2,2	4,3%	
X Osorno	65	-73,05	-40,60	1.262	10,5	12,5	9,1	47,9	53,9	47,9	54,7	47,9	54,7	51,1	3,7	7,3%	
XI Coihaique	311	-72,03	-45,58	1.304	11,3	14,2	9,0	55,2	59,7	55,2	60,9	55,2	60,9	57,8	3,0	5,2%	
XI Balmaceda	524	-71,68	-45,92	1.301	11,0	13,9	8,7	51,9	58,5	51,9	59,7	51,9	59,7	55,5	4,2	7,5%	
XII Punta Arenas	0	-70,85	-53,00	991	6,6	8,5	5,1	36,6	40,8	36,6	40,3	36,6	40,8	38,6	2,3	6,0%	
XII Puerto Natales	26	-72,50	-61,73	1.038	7,3	9,1	6,0	39,6	43,4	39,1	43,0	39,1	43,4	41,3	2,2	5,4%	
XIV Valdivia	14	-73,07	-39,62	1.429	11,4	13,7	9,9	57,9	62,1	57,9	63,8	57,9	63,8	60,4	3,0	5,0%	
XV Arica	0	-70,29	-18,50	2.053	19,4	21,1	18,3	96,2	98,6	96,7	96,7	96,2	98,6	97,1	1,1	1,1%	
XV Arica Chacalluta	59	-70,33	-18,33	1.997	19,1	20,9	17,7	77,5	91,6	84,7	91,7	77,5	91,7	86,4	6,8	7,8%	
XIII Santiago	549	-70,78	-33,38	1.770	14,6	17,5	12,3	69,0	76,3	72,3	77,7	69,0	77,7	73,8	3,9	5,3%	
XIII Puente Alto	1.037	-70,58	-33,53	1.741	13,6	16,7	10,9	66,9	74,7	68,9	75,9	66,9	75,9	71,6	4,4	6,1%	
XIII San José de Maip	974	-70,35	-33,64	1.739	14,0	17,1	11,3	66,9	74,3	67,0	74,3	66,9	74,3	70,6	4,2	6,0%	
Desv St Coef. Var																	
Máximo	2.701	-69,2	-18,3	2.442	19,4	21,1	18,3	96,2	98,6	96,7	97,4	96,2	98,6	97,1	7,8	9,7%	
Mínimo	0	-73,8	-61,7	991	6,6	8,5	5,1	36,6	40,8	36,6	40,3	36,6	40,8	38,6	1,1	1,1%	
Promedio	422	-71,5	-34,4	1.631	13,6	15,7	12,0	63,7	71,3	64,7	71,5	63,4	72,0	67,8	4,3	6,3%	
Desviación Estandar	702	1,1	9,4	350	3,2	3,1	3,4	13,6	15,2	14,1	14,6	13,4	14,9	14,3			
Coefficiente de Var.	166%	-1,6%	-27,4%	21,5%	23,4%	19,4%	28,7%	21,4%	21,3%	21,8%	20,4%	21,2%	20,7%	21,1%			

** Calculados según ESM2

De acuerdo a la **Tabla 4.5**, la estadística de la muestra indica una desviación estándar promedio de la simulación, considerando las 4 variantes para los 33 puntos, de 4,3%; con un coeficiente de variación de 6,3%. Es decir, utilizando 4 configuraciones distintas, existe una variación en promedio de 6,3%, con un máximo de 7,8% para Antofagasta y un mínimo de 1,1% para Arica. El promedio de Contribución Solar es de 67,8%, con un rango que va desde el mínimo de los mínimos de 36,6% en Punta Arenas hasta el máximo de los máximos de 97,1% para Arica. La dispersión de la

Contribución Solar de las 33 localidades es en promedio de 14,9% con un coeficiente de variación de 20,7%. Esto es consecuencia directa de la diversidad geográfica y climática del territorio nacional. Para analizar la serie de datos en relación a las variables de entrada del modelo, se graficó la correlación entre la irradiación solar media anual y el porcentaje de contribución solar obtenido de las simulaciones.

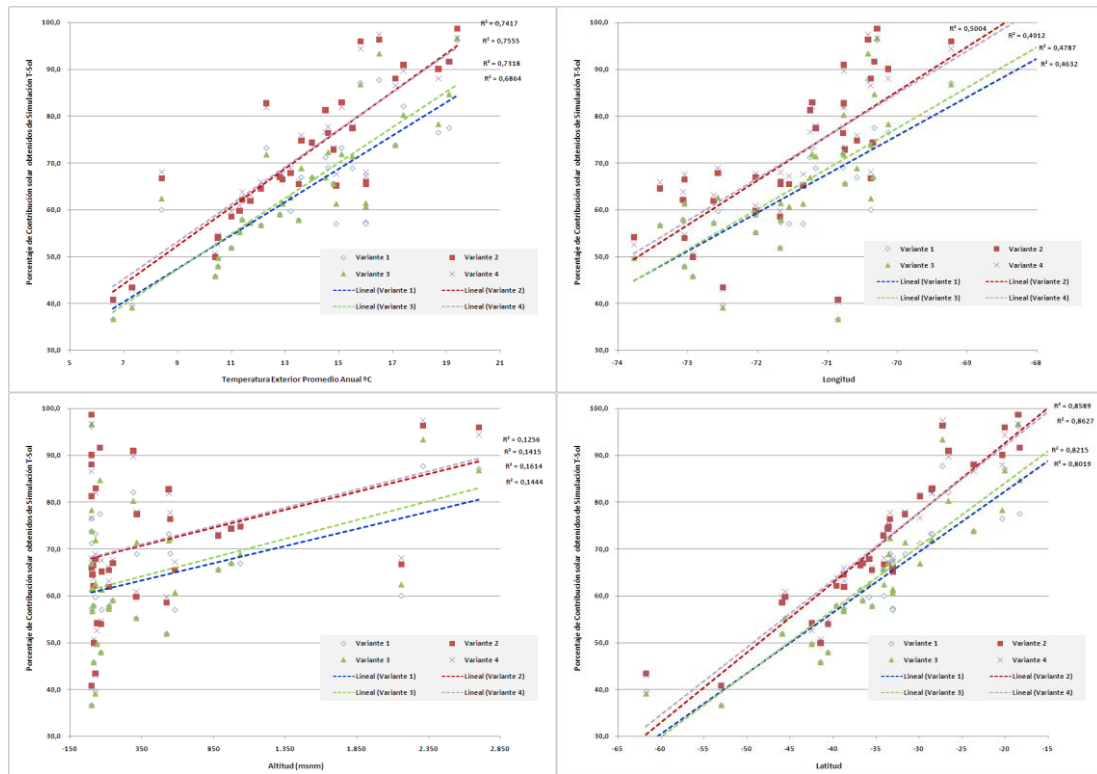
Gráfico 4.1: Contribución Solar en relación a Irradiación solar



La tendencia lineal de la correlación de las variantes (todas con nivel de significancia R^2 mayor a 90%) indican que el nivel de irradiación es un muy buen predictor de la contribución solar, para los equipos y configuraciones seleccionadas, en distintas condiciones geográficas y climáticas del territorio nacional. Además, se aprecia un comportamiento similar de 1 y 3, con acumuladores de 150 litros; y de 2 y 4 de con acumuladores de 300 litros, siendo la primera con menor porcentaje de contribución promedio en la serie de datos. Esto es indicación de que a medida que aumenta de tamaño el SST, se muestra mejoras en términos de rendimientos marginales crecientes, al menos en el rango de tamaño de los acumuladores evaluados.

Por otra parte, al analizar el efecto de las otras variables sobre el rendimiento del SST en términos de Contribución Solar, y de acuerdo al **Gráfico 4.2**, se aprecia que:

Gráfico 4.2: Contribución Solar versus / Temperatura Exterior Media Anual / Longitud / Latitud / Altitud



- La temperatura de red no tiene incidencia relativa sobre el rendimiento de los SST, en comparación con la irradiación y la altitud. En general una zona con mayor irradiación solar, presenta temperaturas de ambiente mayores y en consecuencia temperaturas de agua de red mayores, tal como muestra el **Gráfico 4.2**, para temperatura exterior v/s Contribución Solar. La Contribución Solar considera más bien el "delta de temperatura" y no los valores absolutos de las temperaturas de red y de ACS. En este caso, la correlación de la Contribución Solar y la Temperatura de Ambiente promedio anual, en el mejor de los casos, tiene un nivel de significancia R^2 de 75,55%, lo que representa un 18,2% peor que el mejor R^2 de 92,31% de Irradiación v/s Contribución Solar.
- La "Longitud" no tiene incidencia significativa sobre el cálculo de rendimiento de los SST, en comparación con la irradiación y la altitud. En este caso, la correlación de la Contribución Solar y la Longitud de la localidad evaluada, en el mejor de los casos, tiene un nivel de significancia R^2 de 50,04%.
- La "Altitud" tampoco tiene influencia relevante sobre el cálculo de rendimiento de los SST. En este caso, la correlación de la Contribución Solar y la "Altitud" de la localidad evaluada, en el mejor de los casos, tiene un nivel de significancia R^2 de 16,14%.

- La "Latitud" si presenta incidencia relativa sobre el cálculo de rendimiento de los SST. En este caso, la correlación de la Contribución Solar y la "Latitud" de la localidad evaluada, tiene un nivel de significancia R^2 de 86,27% para la variante 4. Se ubica en segundo lugar de influencia, detrás de Irradiación (R^2 de 92,3%).

De los datos obtenidos se obtendrá un modelo de zonificación en función de la Contribución Solar modelada y las variables de entrada representativas de los resultados del modelo. Con esto, se plantea la extrapolación de los datos al resto del territorio nacional utilizando, principalmente, la variable con mejor correlación, es decir, la irradiación de cada localidad. En consecuencia, resulta lógico y esperable que la variable de Irradiación sea la que determine de mejor forma la zonificación a nivel nacional.

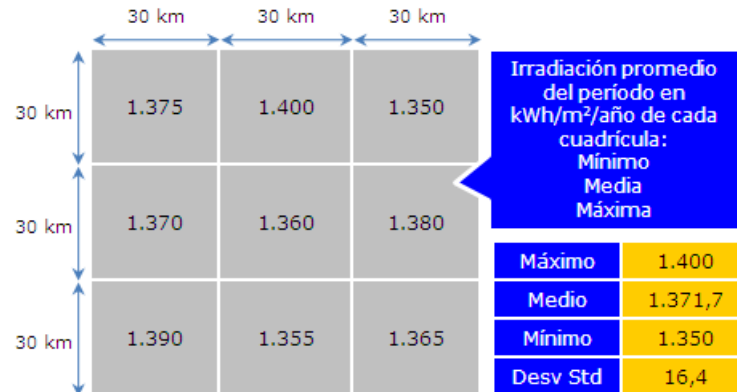
4.3 METODOLOGÍA DE ZONIFICACIÓN

Para proponer una zonificación coherente y consistente, es necesario revisar estadísticamente la base de información disponible tanto para los datos de irradiación del país, así como su correlación con la muestra de 33 localidades simuladas en T-Sol. Si estadísticamente es factible extrapolar el resultado de Contribuciones Solares, obtenidas en T-Sol, al resto del territorio a partir de la irradiación, entonces es lógico proponer una zonificación en base a esta información.

4.3.1 ANÁLISIS DE DATOS DE IRRADIACIÓN A NIVEL NACIONAL

Chile actualmente cuenta con 345 comunas. La información disponible de la base Meteotest por comuna corresponde a promedios de los niveles máximos, mínimos y medios de Irradiación, junto con la estadística de Desviación Estándar y Coeficiente de Variación de cada una. A modo de ejemplo de la construcción de la base de datos de Meteotest, es útil identificar que la dispersión de las irradiaciones promedio de cada comuna depende de la distribución de su superficie, lo cual se traduce en la base de datos, en el número de cuadrículas de 30km x 30km que cubre cada una y de las irradiaciones que se registran en cada cuadrícula. A modo de ejemplo, la siguiente imagen da cuenta de la estructura de la base de datos de Meteotest por comuna.

Imagen 4.1: Estructura de base de datos Meteotest por comuna.



Continuando con el análisis, en los **Gráficos 4.3, 4.4 y 4.5** se aprecia la gama de irradiaciones disponibles en la base de datos, así como la dispersión estadística de las mismas por comuna.

Gráfico 4.3: Irradiaciones Máximas/Medias/Mínimas promedio por comuna

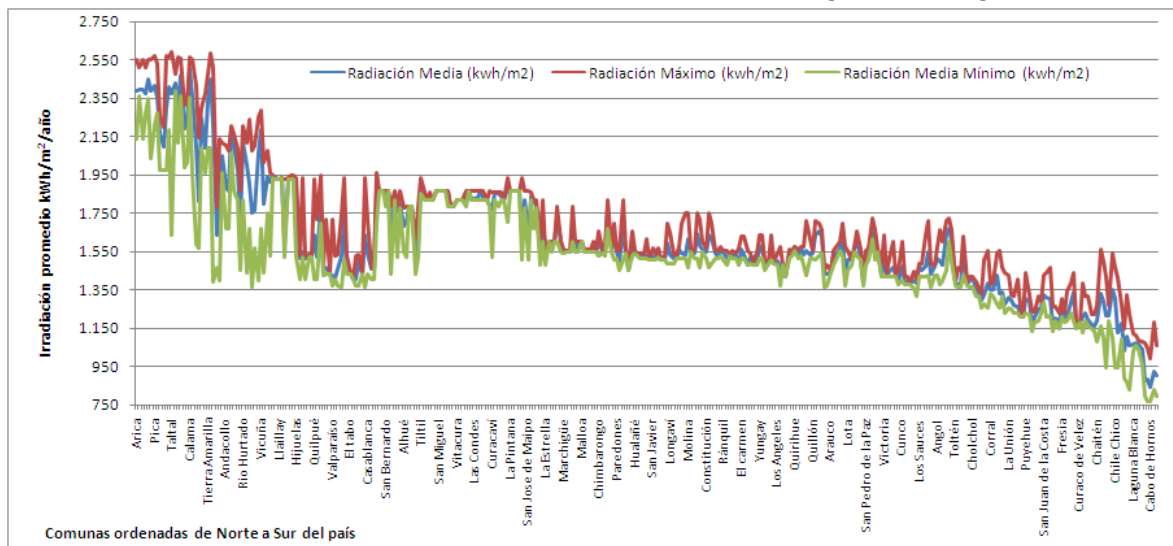
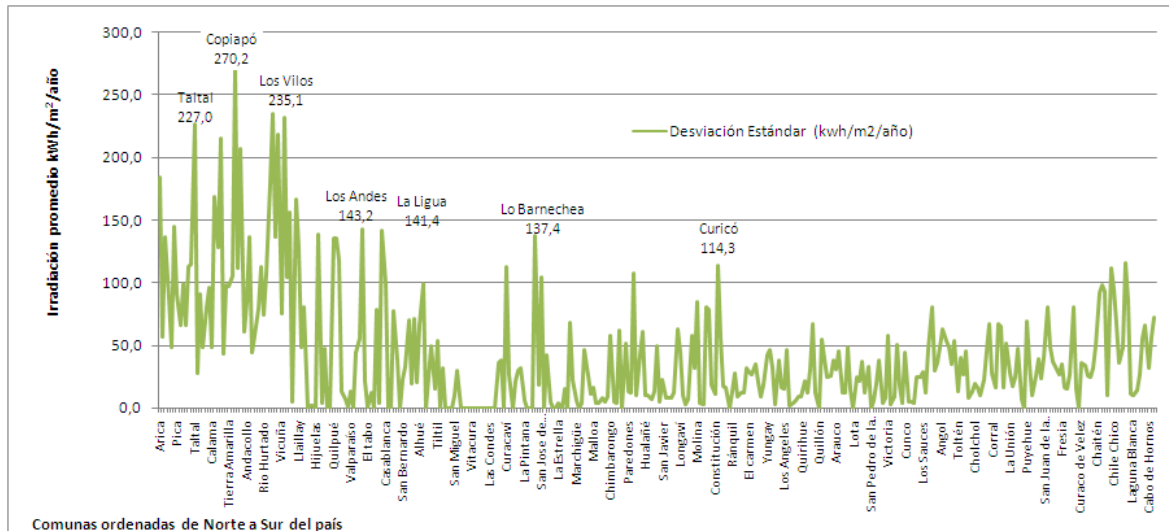
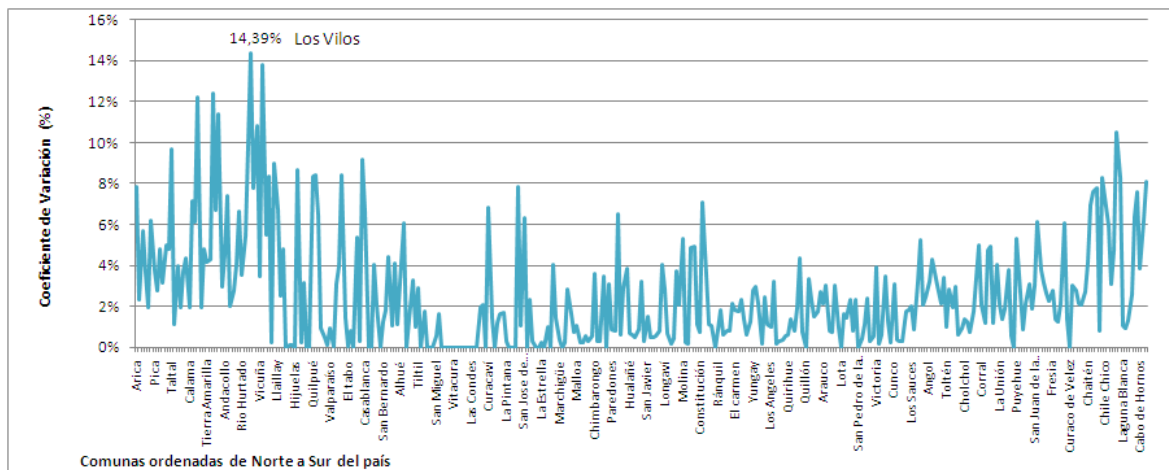


Gráfico 4.4: Desviación Estándar Irradiación por Comuna

Gráfico 4.5: Coeficiente de Variación Irradiación por comuna


El punto más alto de desviación estándar se da en la comuna de Copiapó con 270,2 kWh/m²/año; con un coeficiente de variación de 12,42%. Sin embargo, el mayor coeficiente de variación se da en la comuna de Los Vilos, 14,39%, con una desviación estándar de 235,1 kWh/m²/año. El resumen estadístico de la base de irradiación de comunas del país es el siguiente:

Tabla 4.6: Variables de descripción estadística de la base de Irradiación por comuna

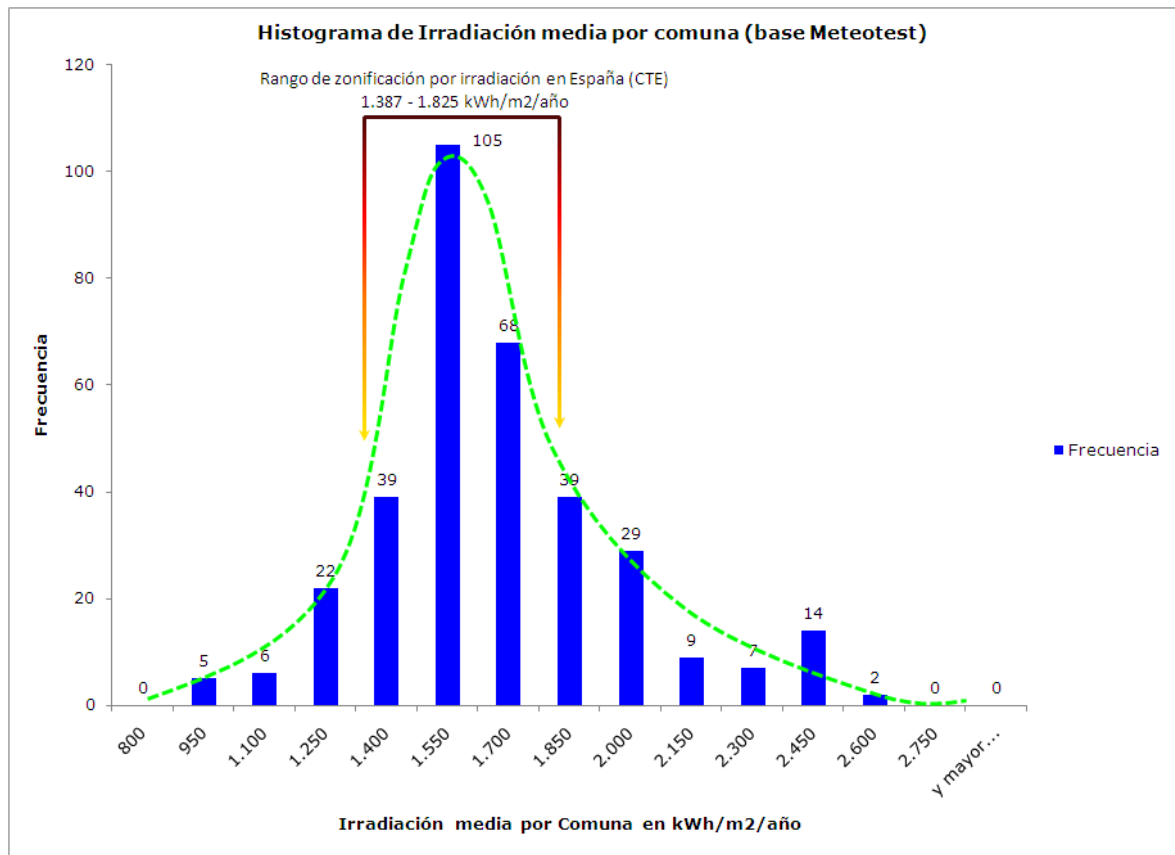
	Radiación Media Anual (kwh/m2)	Radiación Media Máxima Anual (kwh/m2)	Radiación Media Mínimo Anual (kwh/m2)	Desviación Estándar (kwh/m2)	Coefficiente de Variación
Mínimo	848,0	990,0	771,0	0,0	0,0%
Promedio	1.596,3	1.669,9	1.513,2	42,6	2,6%
Máximo	2.507,5	2.593,0	2.391,0	270,2	14,4%
Desviación Estándar	303,7	324,5	272,2	47,6	2,7%
Coefficiente de Variación	19,0%	19,4%	18,0%		
Diferencia Máximo - Mínimo	1.659,4	1.603,0	1.620,0		

De los datos presentados, se aprecia que:

- Al considerar los valores promedios de irradiación de cada comuna y compararlos en forma agregada a nivel nacional, se puede apreciar claramente que existe un coeficiente de variación alto (19%), lo que es consistente con las características climáticas, meteorológicas y geográficas de Chile.
- Al hacer el análisis a nivel de Irradiaciones promedio máximas y mínimas el comportamiento se mantiene obteniendo coeficientes de variación de 19,4% y 18% respectivamente.
- Para el caso de las desviaciones estándar de las irradiaciones promedios de cada comuna, estas muestran una desviación estándar de sólo 47,6 kWh/m²/año. Así mismo, el coeficiente de variación promedio es de sólo 2,6%, alcanzando en el peor de los casos (Los Vilos) el máximo coeficiente de variación de toda la base de datos comunal de 14,39%.

A continuación se presenta el histograma de Irradiación por comuna, comparando con el rango de zonificación por irradiación en España.

Gráfico 4.6: Histograma de Irradiación por comuna

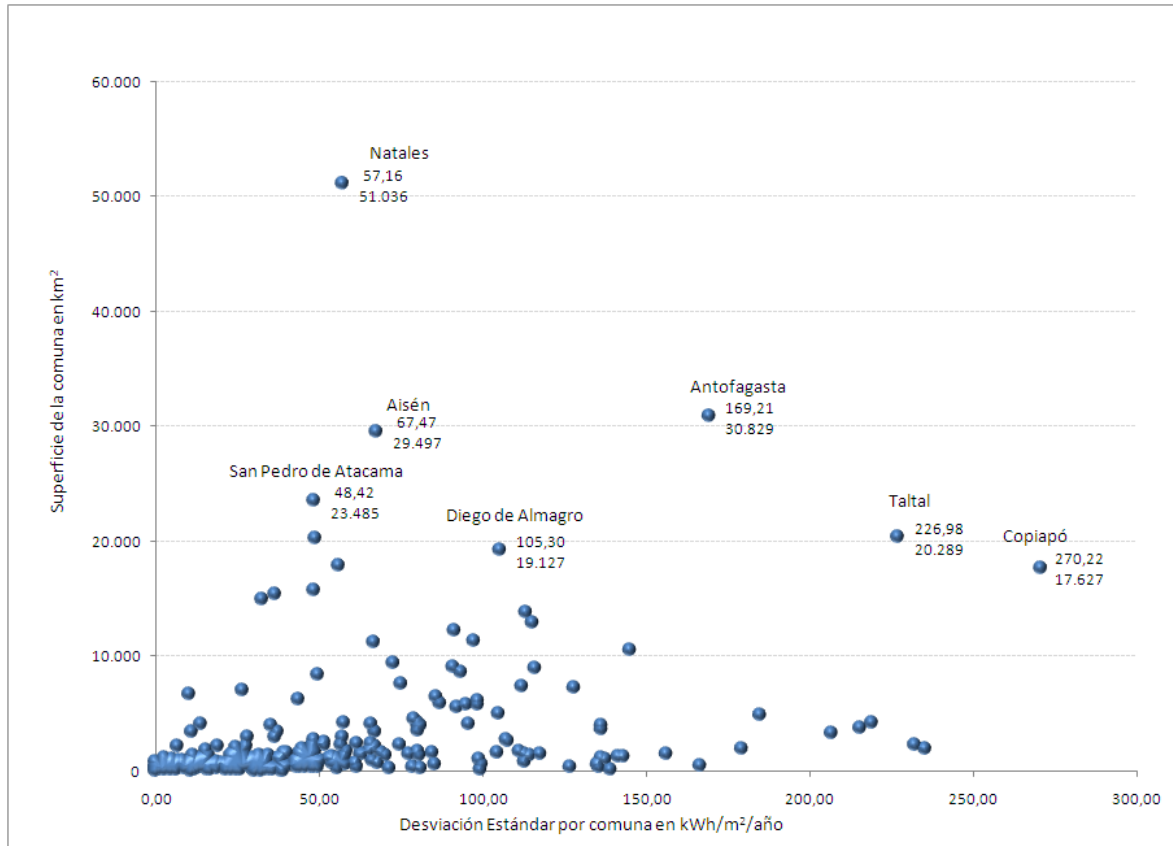


Al analizar el histograma de los datos (**Gráfico 4.6**), es posible concluir lo siguiente:

- El rango sobre el cual opera la zonificación de España equivale al 26,5% de la amplitud de irradiación comunal (máximo menos mínimo) presente en el territorio chileno.
- Existe gran dispersión de irradiación media anual a nivel nacional, lo que no permite utilizar medias nacionales para definir y especificar “Requerimientos Técnicos para el Desarrollo de los Colectores Solares Térmicos en Chile”.

El **Gráfico 4.7** muestra la relación entre la desviación estándar de la irradiación media promedio anual, comparada con la superficie de cada comuna.

Gráfico 4.7: Dispersión de comunas de acuerdo a su desviación estándar de la media de irradiación anual versus superficie comunal



Del análisis del gráfico anterior se desprende lo siguiente:

- El análisis estadístico realizado a las desviaciones estándar de cada comuna, demuestra que el promedio de las medias de irradiación de la base de datos, es representativa estadísticamente de la Irradiación por comuna, por lo que es un indicador aceptable y sometible a un proceso de inferencia estadístico de regresión para obtener una zonificación a nivel comunal.
- Sin embargo, dentro de la modelación se debe incluir un análisis de sensibilidad y razonabilidad para aquellas comunas que se sitúan en casos de borde. Esta condición se establecerá de acuerdo a las características disponibles y relevantes para el cálculo de la contribución solar de cada comuna. Se seleccionará aquella zonificación que sea más eficiente en términos de inclusión y distribución homogénea del territorio nacional en términos de la relación de Irradiación y Contribución Solar. Los casos de borde serán analizados de manera que sean los menores posibles e idealmente obedezcan al menor sesgo estadístico del proceso. Las sensibilizaciones acordadas de realizar son en relación a:

- Comunas con la mayor superficie.
- Comunas con el mayor número de habitantes.
- Comunas con la mayor desviación estándar de Irradiación Media

4.3.2 ANÁLISIS DE ZONIFICACIÓN EN ESPAÑA

El modelo de zonificación de España, que actualmente opera como reglamento de ley para la exigencia y certificación de equipos de SST en ese país, tiene las siguientes características:

- Se definen los valores máximos y mínimos de irradiación solar; y se divide el territorio en zonas homogéneas.
- Para las condiciones de borde (máximo y mínimo) no se fija un límite, sólo se indica mayores a y menores a.
- Los intervalos así definidos son de tamaño 0,4 kWh/m²/día
- En el caso Español las contribuciones mínimas y máximas exigidas son de 30% y 70% respectivamente.
- Cabe mencionar que la nemotecnia ordinal utilizada para identificar las zonas obedece a una convención que resulta inversamente proporcional a los niveles de Irradiación. La zona I resulta ser la de menor Irradiación y la zona V la de mayor irradiación.

Tabla 4.7: Zonificación de España – Tramos homogéneos de Irradiación

Zona Climática	MJ/m ² /día	kWh/m ² /día
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$18,0 \leq H$	$5,0 \leq H$

4.3.3 APLICACIÓN DE ZONIFICACIÓN DE ESPAÑA EN CHILE

Aplicando las definiciones del modelo español a la realidad chilena se obtiene lo siguiente:

- Se definen los valores máximos y mínimos de irradiación solar; y se divide el territorio en 5 zonas homogéneas.

- Para las condiciones de borde (máximo y mínimo) no se fija un límite, sólo se indica mayores a y menores a.
- Los intervalos así definidos son de tamaño 0,9 kWh/m²/día

Tabla 4.8: Zonificación de España aplicada a Chile – Tramos homogéneos de Irradiación

Zona Climática	MJ/m ² /día	kWh/m ² /día
I	$H < 11,5$	$H < 3,2$
II	$11,5 \leq H < 14,8$	$3,2 \leq H < 4,1$
III	$14,8 \leq H < 18,0$	$4,1 \leq H < 5,0$
IV	$18,0 \leq H < 21,2$	$5,0 \leq H < 5,9$
V	$21,2 \leq H$	$5,9 \leq H$

En función de los resultados de la **Tabla 4.8**, se puede concluir que:

- Tanto la irradiación Máxima como la Mínima para el caso de Chile son más extremas comparadas con España.
- Los Intervalos de irradiación definidos para las zonas en Chile (0,9 kWh/m²/día) son mayores en 0,5 kWh/m²/día (125%) respecto del caso Español (0,4 kWh/m²/día).
- El mayor tamaño del intervalo de irradiación del caso chileno, provoca que dentro de una misma zona exista mayor variabilidad de irradiaciones.
- Un mayor rango de irradiación dentro de la misma zona significa subestimar o sobreestimar la Contribución Solar que se puede exigir para dicha zona.

Como resultado se obtiene que la Zonificación de España no sea aplicable directamente al caso de Chile. Sin embargo, una alternativa viable sería aplicar zonas climáticas con un intervalo de irradiación similar al de España.

4.3.4 APLICACIÓN DE ZONIFICACIÓN EN CHILE CON EL TAMAÑO DE INTERVALO DE IRRADIACIÓN DE ESPAÑA.

Aplicando las definiciones del modelo español a la realidad chilena, pero igualando la magnitud de los intervalos de irradiación al caso español, se obtiene lo siguiente:

- Los intervalos definidos son de tamaño 0,4 kWh/m²/día entre el máximo y el mínimo valor de irradiación del territorio nacional.
- La división resultante entrega 9 zonas homogéneas.

- Para las condiciones de borde (máximo y mínimo) no se fija un límite, sólo se indica mayores a y menores a.

Los resultados se aprecian en la siguiente tabla:

Tabla 4.9: Zonificación en Chile con el valor de intervalo de irradiación de España – Tramos homogéneos de Irradiación

Zona Climática	MJ/m ² /día	kWh/m ² /día
I	$H < 11,5$	$H < 3,2$
II	$11,5 \leq H < 13,0$	$3,2 \leq H < 3,6$
III	$13,0 \leq H < 14,4$	$3,6 \leq H < 4,0$
IV	$14,4 \leq H < 15,8$	$4,0 \leq H < 4,4$
V	$15,8 \leq H < 17,3$	$4,4 \leq H < 4,8$
VI	$17,3 \leq H < 18,7$	$4,8 \leq H < 5,2$
VII	$18,7 \leq H < 20,2$	$5,2 \leq H < 5,6$
VIII	$20,2 \leq H < 21,6$	$5,6 \leq H < 6,0$
IX	$21,6 \leq H$	$6,0 \leq H$

- Al aplicar el valor de 0,4 kWh/m²/día se obtiene un total de 9 zonas de irradiación homogéneas.
- Se debe considerar que el rango de Contribución Solar se encuentra entre 30% (de acuerdo al proyecto de ley) y 75% (máximo técnico recomendado¹⁹, ver **Anexo 4.VII**)
- En este caso, se podría exigir intervalos en la Contribución Solar mínima de 5% para cada zona

La Zonificación resultante es poco práctica puesto que se necesita un mayor grado de exactitud para saber en qué zona se ubica cada comuna.

4.3.5 METODOLOGÍA ESTADÍSTICA DE ESTIMACIÓN DE CONTRIBUCIONES SOLARES MÍNIMAS PARA UNA IRRADIACIÓN SOLAR DADA

Para establecer una zonificación en función de los valores de irradiación del territorio nacional, se consideró necesario evaluar estadísticamente la opción de utilizar un modelo regresivo con las variables disponibles para estimar qué niveles de Contribución Solar se exigen en cada zona. Descripción de las variables del modelo:

¹⁹ De acuerdo a indicación en "Sistemas Solares Térmicos" Solarpraxis.

- Contribución Solar (CS): Corresponde a la Variable dependiente (a explicar)
- Promedios anuales de Irradiación Media de cada comuna (IRR) obtenida de Meteotest y disponible para las 345 comunas del país.
- Muestra: Variables y resultados simulados en software T-Sol.
 - 33 comunas del país para hacer la prueba de regresión econométrica
 - 4 Variantes de equipos tipo para desarrollar simulaciones de Contribución Solar en cada uno de los 33 lugares.
 - Resultados de Contribución Solar (en %) entregadas por T-Sol. En forma conservadora, se optó el menor valor de Contribución Solar ("worst case"), de manera de asegurar estar siempre por debajo del porcentaje mínimo disponible de cada punto.
 - Temperatura Ambiente promedio por comuna. (T°_{amb} obtenidas de base de datos Meteonorm 6.1)
 - Temperatura de Agua de Red de Agosto y Febrero (T°_{feb} ; T°_{ago})
 - Altitud (H) / Latitud / Longitud de la comuna

Entonces, lo que se busca es una función cuyo vector puede incluir las variables mencionadas, tal como la que se presenta a continuación:

$$CS = f(IRR, T^{\circ}_{amb}, H, T^{\circ}_{feb}, T^{\circ}_{ago}, Lat, Long)$$

a) Primer Paso: Correlaciones individuales

Como primer evaluador de relación de incidencia de las variables y la Contribución Solar, se calculó el Coeficiente de Correlación:

Tabla 4.10: Coeficientes de correlación

	Irradiación Solar Media	T AmbEXT	Altitud en msnm	T AguaRED Feb**	T AguaRED Ago**	Longitud	Latitud
Coeficiente de Correlación	95,2%	83,3%	39,1%	77,8%	83,5%	68,2%	89,7%

** Calculados Según ESM2

La tabla anterior da cuenta de que todas las variables analizadas están correlacionadas de manera positiva con la contribución solar. Destaca la Irradiación Solar Media anual con una correlación de 95,2%; latitud con 89,7%, Temperatura Agua de Red de Agosto con 83,5% y Temperatura Ambiente con 83,3%. La

Temperatura de Agua de Red de Febrero, Altitud y Longitud son las variables menos correlacionadas individualmente.

b) Segundo Paso: Regresiones Econométricas

Luego de esto, se realizaron diversas combinaciones de variables para obtener distintos niveles de explicación de la contribución solar en base a regresiones econométricas múltiples. El resultado de las iteraciones es el siguiente:

Tabla 4.11: Estadísticas de las Regresiones

	Regresión con Todas la Variables	Contribución Marginal	Regresión con IRR - Latitud - Tago -Tamb	Contribución Marginal	Regresión con IRR - Latitud - Tago	Contribución Marginal	Regresión con IRR - Latitud	Contribución Marginal	Regresión con IRR
Coefficiente de correlación múltiple	97,7%	0,4%	97,4%	0,2%	97,1%	0,0%	97,1%	2,0%	95,2%
Coefficiente de determinación R^2	95,5%	0,7%	94,8%	0,5%	94,3%	0,0%	94,3%	3,8%	90,5%
R^2 ajustado	94,2%	0,2%	94,0%	0,3%	93,7%	0,0%	93,7%	3,5%	90,2%
Error típico	3,2%	0,0%	3,3%	0,1%	3,4%	0,0%	3,4%	0,8%	4,2%
Observaciones	33		33		33		33		33

Como se observa, en el caso de la regresión con todas las variables, el R^2 , que en términos prácticos representa la capacidad explicativa del modelo de regresión, explica el valor obtenido de Contribución Solar en un 95,5%, con un error típico de 3,2%.

El coeficiente de correlación puede tomarse como una medida de dos o más variables aleatorias que están asociadas en una "muestra". Además, es también una medida de la intensidad de la relación lineal entre X e Y. Tal como se muestra en el cuadro, para el mismo caso (todas las variables) este coeficiente relaciona las variables en un 97,7%.

La evaluación de la capacidad explicativa de un modelo de regresión es relativa y depende del tipo de variables sobre las cuales se modeló. En este caso, se puede apreciar que la contribución marginal sobre los indicadores de calidad estadística es relativamente baja al aumentar el número de variables. Es decir, sólo proyectando con irradiación solar el R^2 y R^2 ajustado se encuentran por sobre 90% (en general se acepta que R^2 sobre 90% es altamente deseable).

Al incluir variables y pasar a una regresión multilíneal, se observa que la latitud es aquella que genera la mayor contribución marginal en los indicadores de la calidad estadística de la regresión. El resto de variables son despreciables en términos de contribución marginal explicativa de la variable dependiente.

Aún así, la contribución de la latitud es mínima comparada con la calidad estadística de la regresión sólo con Irradiación Solar. En efecto, el R^2 y R^2 ajustado mejoran en 3,8% y 3,5% respectivamente, en tanto que el error típico lo hizo en 0,8%.

En el **Anexo 4.VIII** se pueden encontrar las estadísticas de Regresión para cada caso.

c) Tercer Paso: Razonabilidad de los Resultados

A la luz de los resultados, el mejor modelo que mejor explica y predice el valor de Contribuciones Solares es aquel que tiene como variables de entrada la Irradiación Solar Media y la Latitud de la localidad a evaluar.

Sin embargo, debido a que la calidad estadística de la regresión con la variable de Irradiación Solar Media es notable y que por otra parte, el objetivo de este estudio es contar con un mecanismo simple y que idealmente la definición de Contribuciones Solares exigidas dependa sólo de la Irradiación del lugar, se llegó a la siguiente conclusión:

La estimación de Contribución Solar en función de la Irradiación Solar Media es estadísticamente válida, ya que para la muestra disponible posee:

- R^2 de 90,5%
- R^2 ajustado de 90,2%
- Error típico de 4,2%

Es decir, al utilizar la regresión con la variable de Irradiación solar, se puede cometer un error típico de 4,2% con un nivel de confianza superior al 90%. Esto refleja que la calidad de las estadísticas de la regresión es aceptable.

La función de regresión queda reflejada como sigue:

$$CS = 0.039097153 + 0.000365031 * IRR$$

Con esta función es posible calcular el porcentaje de Contribución Solar para todas las localidades para las que exista el dato de Irradiación Solar Media Anual.

Con esto, se procedió a efectuar el cálculo de dicha contribución solar para cada comuna del país (**Anexo VIII**).

4.4 ZONIFICACIÓN EN CHILE EN FUNCIÓN DE LA APLICACIÓN DEL MODELO ESTADÍSTICO

Una vez validado el uso de la regresión en función de la Irradiación Solar Media Anual, se generaron escenarios de zonificación homogénea a través de la siguiente secuencia:

1. Determinar los porcentajes mínimos y máximos de contribución solar a establecer como límites de exigencia para el menor y el mayor rango de irradiación respectivamente. En el caso Chileno, el mínimo porcentaje de contribución solar exigido está establecido en el proyecto de ley y es de 30%. Para el límite inferior máximo de contribución solar se establece como tope un 75% (máximo técnico recomendado²⁰, ver **Anexo 4.VII**), de acuerdo a la literatura da, la experiencia Internacional en situaciones similares y los acuerdos tomados en las reuniones técnicas sostenidas con la contraparte.
2. Establecer la magnitud del intervalo de irradiación y porcentaje de Contribución Solar para establecer la zonificación. Dada la estructura lineal del modelo, esto es equivalente a definir rangos de contribución solar homogéneos.
3. Al establecer la magnitud del intervalo y los porcentajes mínimos y máximos de exigencia de Contribución Solar, se establecen los valores de borde para la irradiación de cada zona. Los valores de borde serán indicativos como Irradiaciones "mayores a" y "menores a". Cabe señalar que en el caso del límite superior de irradiación media anual para la zona de menor exigencia de contribución solar, se deduce del número de zonas homogéneas seleccionadas, o de forma equivalente, como el resultante de definir la magnitud del intervalo entre un rango y otro.
4. Análisis de razonabilidad de los resultados:
 - a. Análisis de casos de borde

²⁰ De acuerdo a indicación en "Sistemas Solares Térmicos" Solarpraxis.

- b. Análisis de inclusión/exclusión de zonas críticas:
 - i. Comunas con la mayor superficie.
 - ii. Comunas con el mayor número de habitantes.
 - iii. Comunas con mayor Desviación Estándar.

4.4.1 ANÁLISIS DE SECUENCIAS: ITERACIÓN 1

En la primera iteración, el número de zonas predefinida es 5. Los valores de Contribución de 30% y 70% corresponden a Irradiaciones de 714,7 kWh/m²/año y 1.810,5 kWh/m²/año, respectivamente. El intervalo de irradiación para cada zona es de 274 kWh/m²/año. La zonificación resultante corresponde a los valores indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4.12: Zonificación Iteración 1

5 Zonas; Intervalo de Irradiación de 274 kWh/m²/año; Intervalos de Contribución Solar de 10%

Zona Climática	MJ/m ² /día	kWh/m ² /día	kWh/m ² /año
A	18 ≤ H	5 ≤ H	1811 ≤ H
B	15,3 ≤ H < 18	4,2 ≤ H < 5	1537 ≤ H < 1811
C	12,6 ≤ H < 15,3	3,5 ≤ H < 4,2	1263 ≤ H < 1537
D	9,8 ≤ H < 12,6	2,7 ≤ H < 3,5	989 ≤ H < 1263
E	9,8 ≤ H	2,7 ≤ H	989 ≤ H

- **Análisis de razonabilidad:** En relación a la muestra simulada en T-Sol, se revisó la inclusión de los puntos de medición dentro de los rangos definidos. Se aprecia en el **Gráfico 4.8** que todos los puntos están en el área por sobre la línea de Rangos Propuestos, aún cuando hay algunos casos de borde que se localizan en el límite definido. Sin embargo, es una zonificación que cubre la totalidad de los casos evaluados desde el punto de vista de límite inferior de irradiación.

Gráfico 4.8: Dispersión de comunas de modeladas en T-Sol con zonificación de Iteración 1: Intervalos de 274 kWh/m²/año; Intervalos de Contribución Solar de 10%

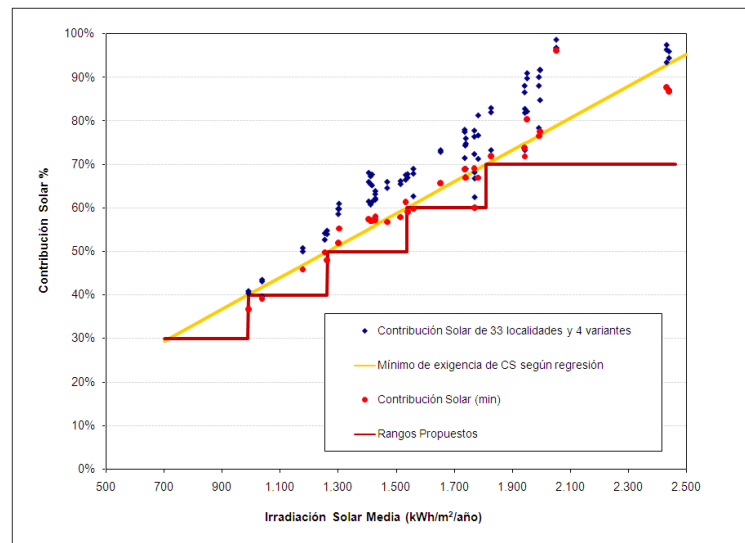
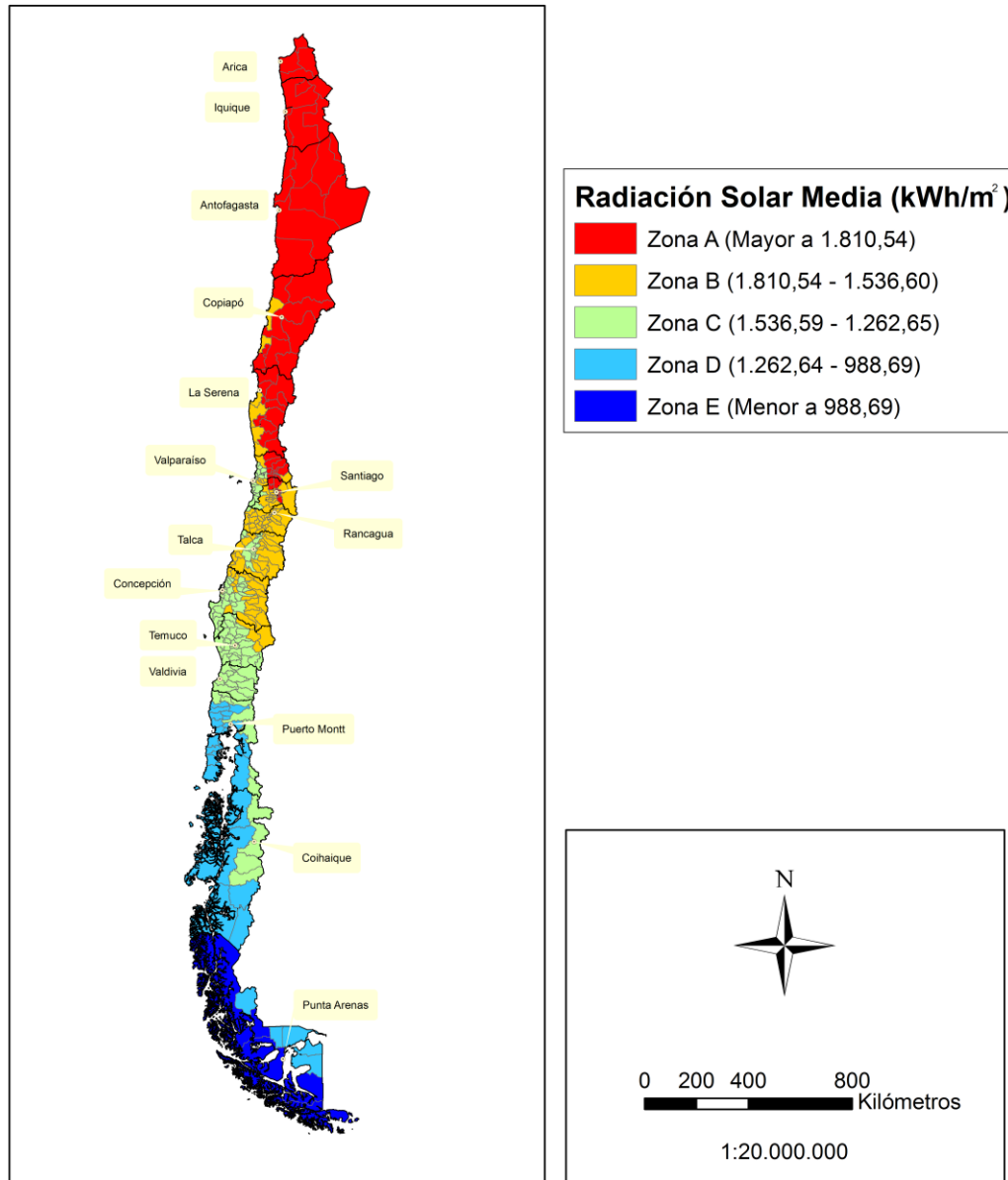


Imagen 4.2: Mapa de zonificación Iteración 1: Intervalos de Irradiación de 274 kWh/m²/año; Intervalos de Contribución Solar de 10%



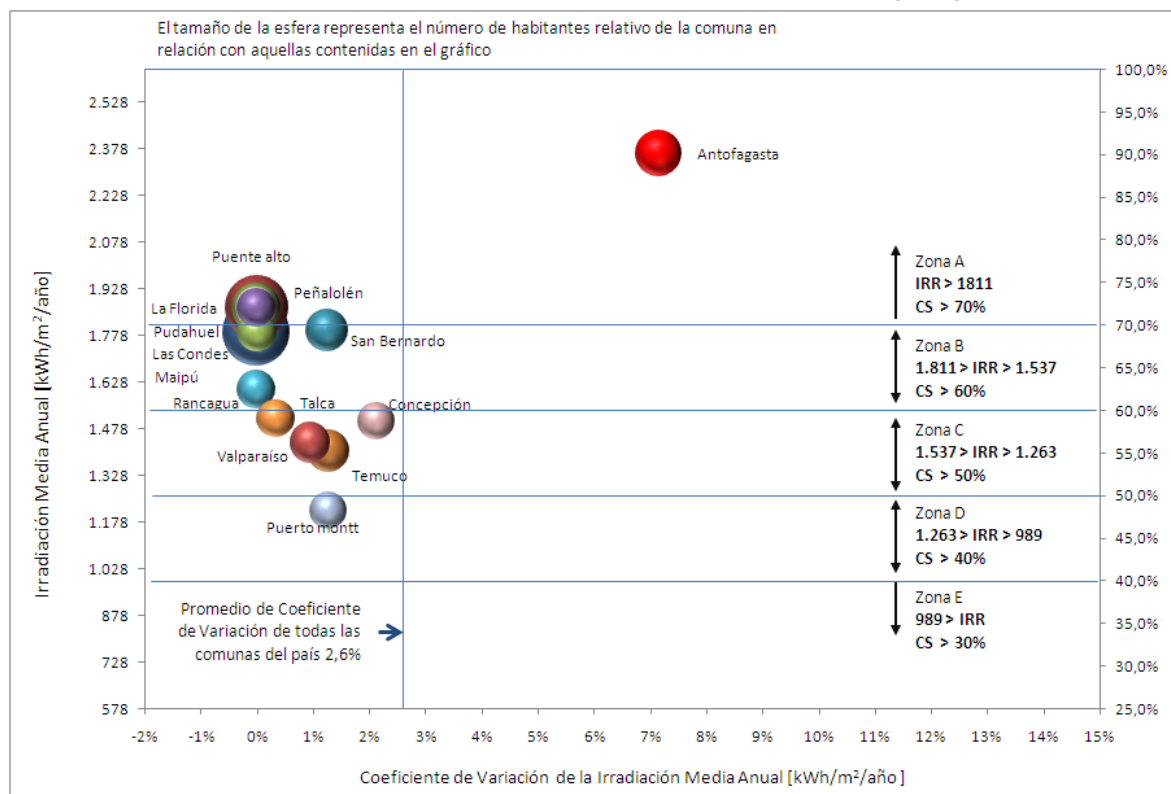
4.4.2 ANÁLISIS DE CASOS DE BORDE Y REPRESENTATIVIDAD: ITERACIÓN 1

Es necesario revisar los casos de borde en términos del grado de representatividad desde la perspectiva del número de habitantes y de la superficie que ocupan. Para tal efecto, se realizan las siguientes segmentaciones:

- El 10% de las comunas (50) representan el 50% de la población del país. Sin embargo, el 4,3% de las comunas (15) representan el 30% de la población del país.
- El 6,4% de las comunas (22) representan el 50,7% de la superficie comunal del país.
- Las comunas que tienen coeficiente de variación superior a 8% (20) corresponden al 5.8 del total de comunas del país.

Sobre estas muestras se realizó el análisis de razonabilidad de la zonificación.

Gráfico 4.9: 15 comunas con mayor cantidad de habitantes/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 5 Rangos de zonificación / Iteración 1: Intervalo de Irradiación de 274 kWh/m²/año

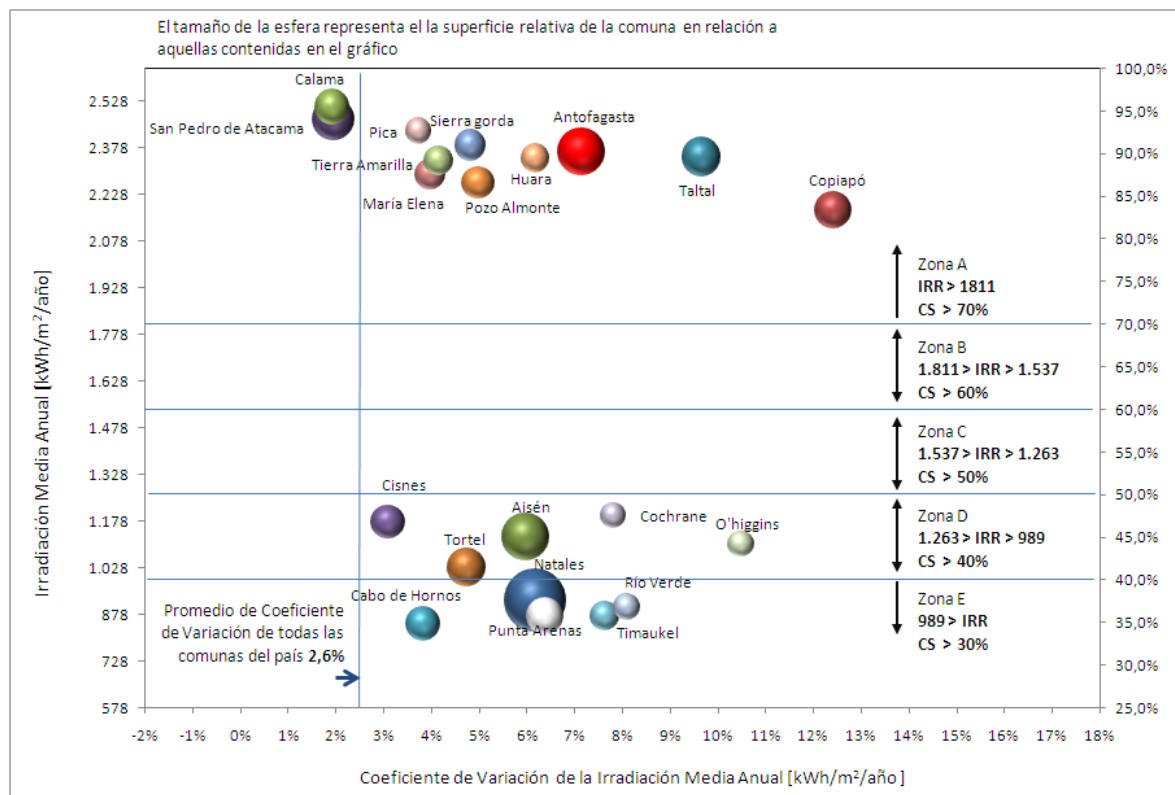


Tal como se muestra en el **Gráfico 4.9**, las comunas que representan casos de borde desde el punto de vista de subestimar su Contribución Solar, son aquellas que se sitúan cerca de los límites superiores de cada intervalo. En efecto, la comuna más populosa de Chile, Maipú, está muy cerca del límite superior del intervalo de la **Zona B** al cual se le exige 60% de Contribución Solar. Lo mismo ocurre con Talca, y Concepción para la **Zona C**. En el caso de la **Zona D**, Puerto Montt.

Por otra parte, Las Condes, Puente Alto, La Florida, Peñalolén y Pudahuel, se ubican en la **Zona A** de esta iteración, por lo que se ajusta bastante bien la exigencia de esa zona en relación a su potencial estadístico de Contribución Solar.

Finalmente cabe señalar que sólo 2 comunas de las más populosas se ubican por sobre el promedio de Coeficiente de Varianza promedio de Irradiación Solar de todas las comunas de Chile. El caso más representativo de esta situación es Antofagasta, sin embargo, dado que su nivel medio de irradiación está muy por sobre el límite establecido para la **Zona A** no es relevante en términos de análisis de caso de borde de esta zonificación.

Gráfico 4.10: Comunas con mayor superficie/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 5 Rangos de zonificación Iteración 1: Intervalo de Irradiación de 274 kWh/m²/año



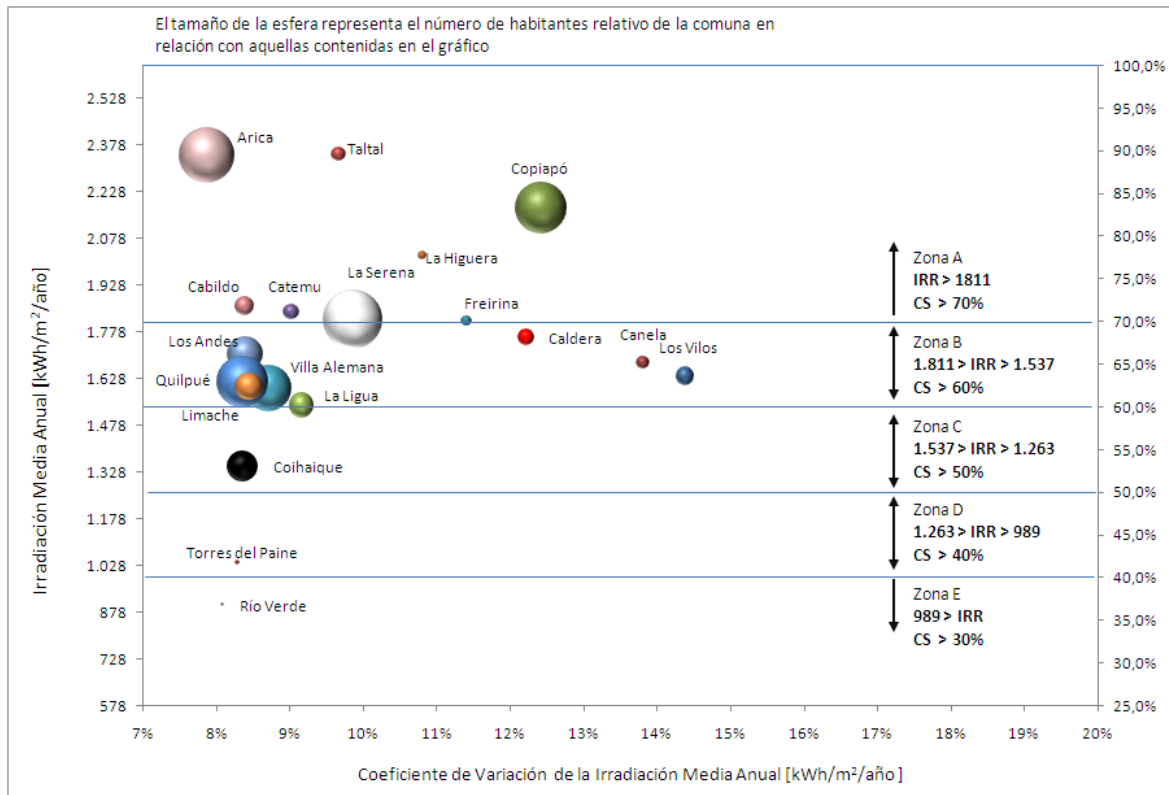
El **Gráfico 4.10** muestra que claramente aquellas comunas de gran superficie del extremo Norte del país, están muy por sobre el límite de la **Zona A**. No son significativas en términos de casos de borde para este caso. Sin embargo, las comunas más extensas que corresponden al extremo Sur del país presentan situaciones de borde para Cochrane en la **Zona D** y Punta Arenas en la **Zona E**. En ambos casos el coeficiente de variación de la Irradiación Solar es mayor al promedio nacional. Luego se revisaron variables demográficas adicionales tal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 4.13: Demografía específica de Punta Arenas y Cochrane

Comuna	Superficie (km ²)	Cantidad de Habitantes	Densidad (hab/km ²)	% de la superficie nacional	% del Total de Habitantes del país
Punta Arenas	17.771	124.624	7,01	2,35%	0,74%
Cochrane	8.583	2.816	0,33	1,14%	0,02%

La **Tabla 4.13** indica que en el caso de evaluar la mayor representatividad al momento de analizar la subestimación de exigencia de Contribución solar, es Punta Arenas la comuna relevante.

Gráfico 4.11: Comunas con mayor Desviación Estándar/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 5 Rangos de zonificación
Iteración 1: Intervalo de Irradiación de 274 kWh/m²/año



El **Gráfico 4.11** muestra que aquellas comunas de gran variabilidad en las mediciones de Irradiación son principalmente de la zona Norte del país. Por ejemplo, Copiapó y Taltal, están muy por sobre el límite inferior de la **Zona A**. Los casos significativos son aquellos que están cerca de los límites inferiores de las zonas establecidas en la iteración, ya que se podría exigir demasiada Contribución Solar a zonas que no tienen irradiación cercana a las medias utilizadas para la estimación. Por otra parte, se debe ser cuidadoso para no establecer una exigencia muy baja de Contribución Solar en aquellas localidades donde se encuentran las mayores mediciones de Irradiación, ya que puede haber potencial riesgo de sobrecalentamiento. Entonces, los casos de los cuales se puede ocupar la zonificación, son aquellas comunas que se ubican cerca de los límites inferiores de las zonas y que además tengan un número relevante de habitantes de la comuna, es decir, La Serena, Quilpué, Lo Barnechea y Coihaique. En este caso, la iteración 1 deja a estas comunas, demasiado cerca de los límites inferiores, lo que podría excluir zonas habitacionales importantes de estas comunas.

En conclusión, la Iteración 1 plantea situaciones de borde complejas desde el punto de vista de la exigencia de Contribución Solar para las siguientes comunas:

- **Zona A:** La Serena
- **Zona B:** Quilpue, Villa Alemana, La Ligua
- **Zona C:** Coyhaique

Dicho lo anterior, se debe iterar para verificar si la inclusión de estas comunas en una Zonificación distinta es más coherente con el esquema país.

4.4.3 ANÁLISIS DE SECUENCIAS: ITERACIÓN 2

En la segunda iteración, el número de zonas definidas es 6. En este caso se evalúa un límite superior de Contribución Solar, estableciendo el intervalo entre 30% y 75% que corresponden a Irradiaciones de 714,7 kWh/m²/año y 1.947,5 kWh/m²/año, respectivamente. El intervalo de irradiación para cada zona es de 247 kWh/m²/año. La zonificación resultante corresponde a los valores indicados en la siguiente tabla:

Tabla 4.14: Zonificación Iteración 2
6 Zonas; Intervalo de Irradiación de 247 kWh/m²/año; Intervalos de Contribución Solar de 9%

Zona Climática	MJ/m2/día	kWh/m2/día	kWh/m2/año
A	19,4 ≤ H	5,3 ≤ H	1948 ≤ H
B	16,9 ≤ H < 19,4	4,7 ≤ H < 5,3	1701 ≤ H < 1948
C	14,5 ≤ H < 16,9	4 ≤ H < 4,7	1454 ≤ H < 1701
D	12 ≤ H < 14,5	3,3 ≤ H < 4	1208 ≤ H < 1454
E	9,6 ≤ H < 12	2,6 ≤ H < 3,3	961 ≤ H < 1208
F	9,6 ≤ H	2,6 ≤ H	961 ≤ H

- **Análisis de razonabilidad:** En relación a la muestra simulada en T-Sol se revisó la inclusión de los puntos de medición dentro de los rangos definidos. Tal como se aprecia en el **Gráfico 4.12** a continuación, sólo dos puntos quedan bajo la escala propuesta:
 - Punta Arenas: La medición que está fuera de rango corresponde a la variante 1 y variante 2, ambas con acumulador de 150 litros y simulación de Contribución Solar de 36,6% para la **Zona E** que tiene exigencia de 39%.
 - Sewell: Igual que en el caso anterior las simulaciones de Contribución solar de la variante 1 y 3, están fuera de rango, con 60% y 62,4% respectivamente para la **Zona B** que tiene exigencia de 66%.

Gráfico 4.12: Dispersión de comunas de modeladas en T-Sol con zonificación de Iteración 2: intervalos de 247 kWh/m²/año; Intervalos de CS 9%

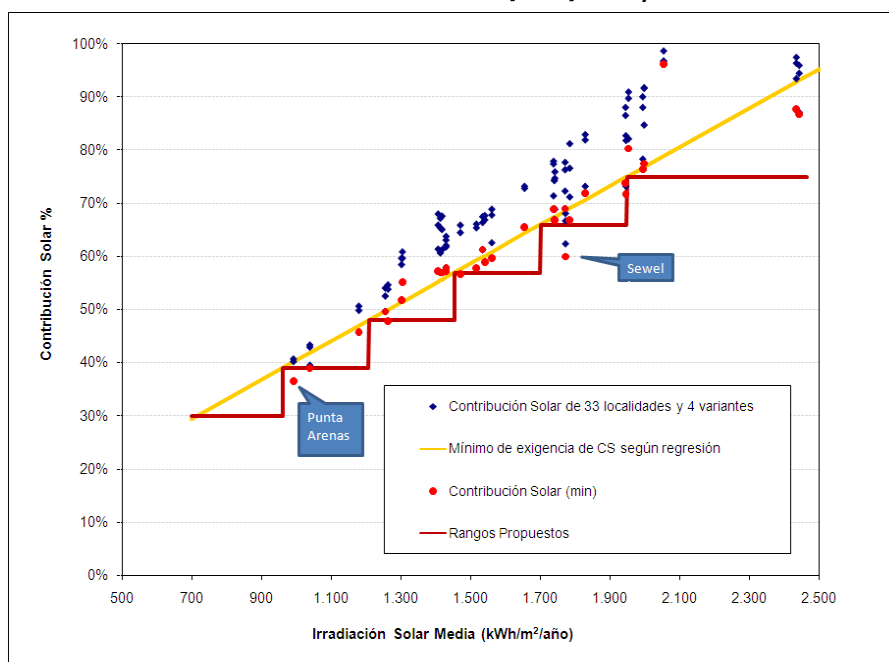
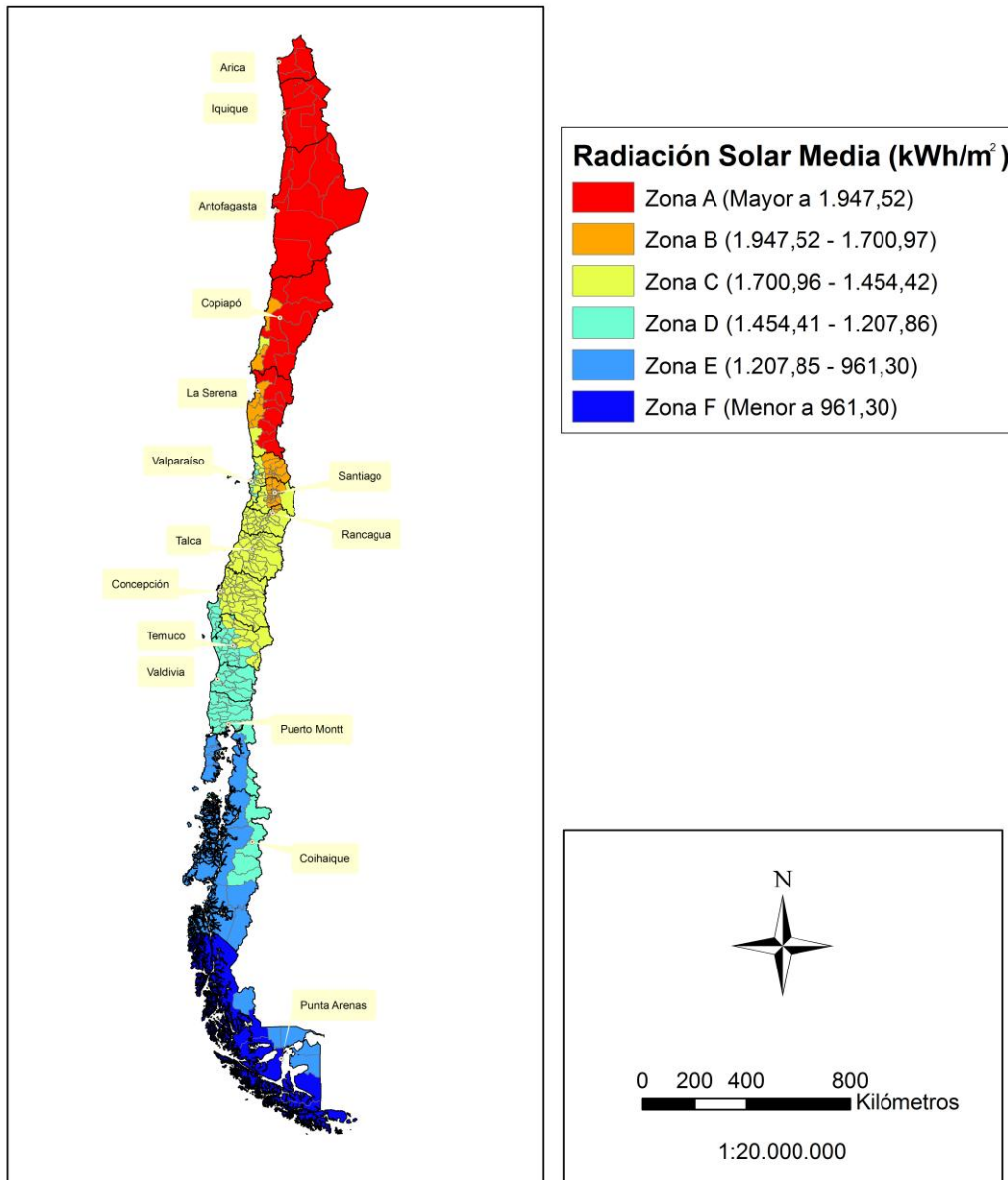


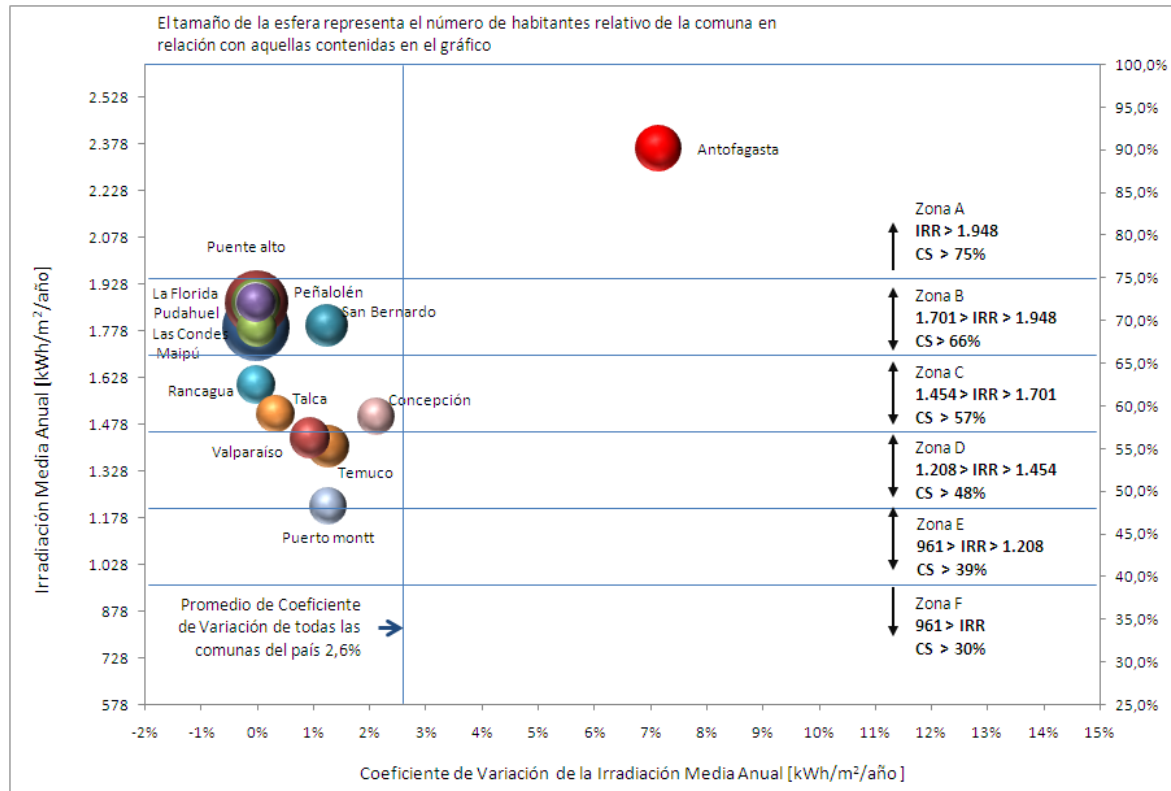
Imagen 4.3: Mapa de zonificación Iteración 2: Intervalos de 274 kWh/m²/año; Intervalos de CS 9%



4.4.4 ANÁLISIS DE CASOS DE BORDE Y REPRESENTATIVIDAD: ITERACIÓN 2

Se utiliza la misma base definida en Iteración 1 para el análisis de casos de borde para número de habitantes y superficie representativas por comuna.

Gráfico 4.13: 15 comunas con mayor cantidad de habitantes/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Intervalos de zonificación Iteración 2: Intervalo de Irradiación de 247 kWh/m²/año

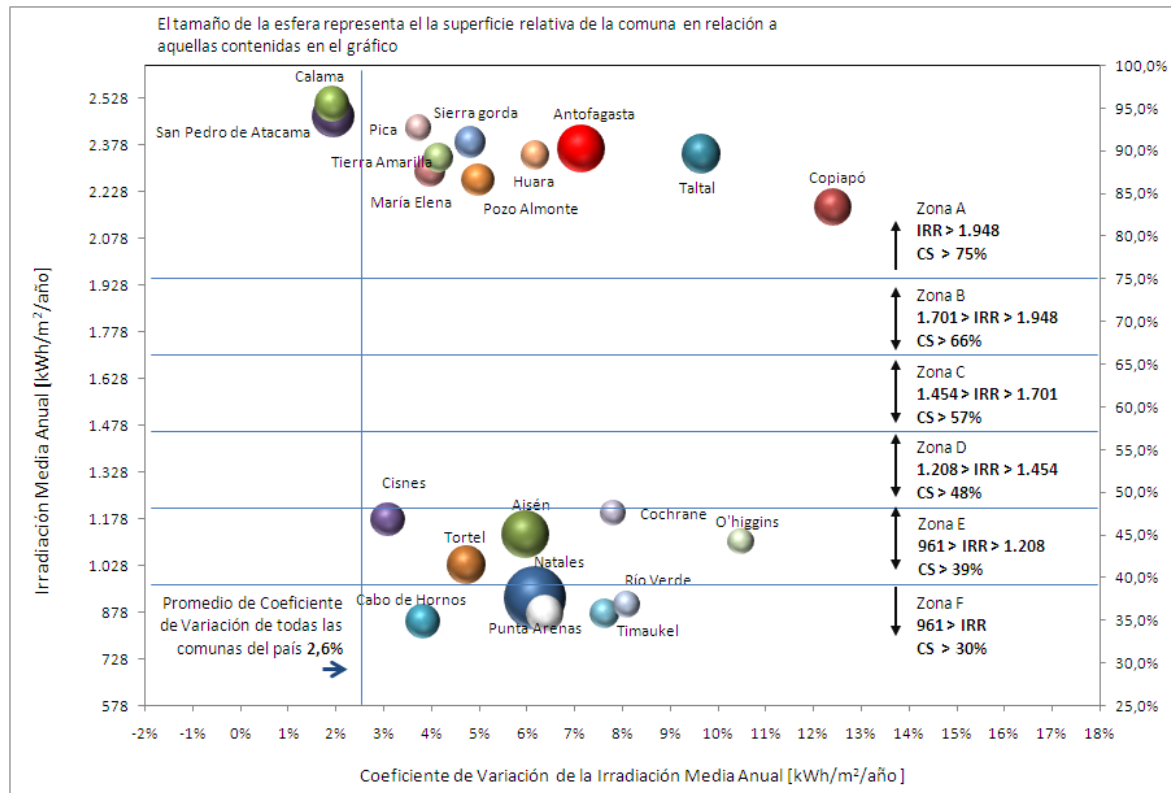


Tal como se muestra en el **Gráfico 4.13**, las comunas que representan casos de borde, son aquellas que se sitúan cerca de los límites superiores de cada intervalo. En esta iteración se corrige la exigencia de Contribución Solar para las comunas más pobladas de la Región Metropolitana, quedando todas ellas en la medianía del intervalo de irradiación de la **Zona B**, con una exigencia mínima de Contribución Solar de 66%, mayor 6% en comparación con la zonificación de la Iteración 1.

Así mismo, mejora la situación de Talca y Concepción, quedando en la **Zona C** con exigencia de 57% de CS, 7% más que en la Iteración 1.

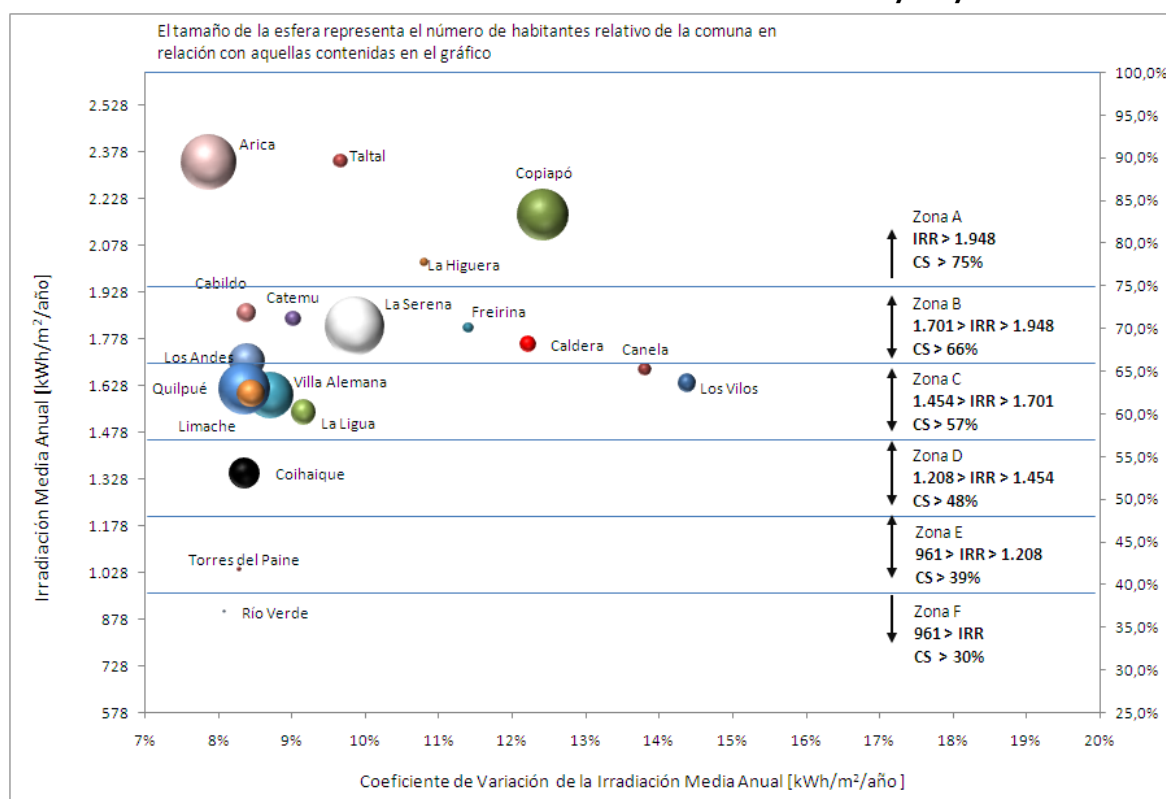
Sin embargo, Temuco y Valparaíso se ubican en la **Zona D**, que exige 48% de CS versus 50% de la Iteración 1. El potencial de Contribución de Valparaíso y Temuco, de acuerdo al modelo regresivo, es de 54,1% y 55,7% respectivamente.

Gráfico 4.14: Comunas con mayor superficie/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Rangos de zonificación Iteración 2: Intervalo de Irradiación de 247 kWh/m²/año



En el **Gráfico 4.14**, se mantiene la situación de las comunas del extremo Norte y Sur del país. Punta Arenas se mantiene en la **Zona F** de mínima exigencia.

Gráfico 4.15: Comunas con mayor Desviación Estándar/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Rangos de zonificación
Iteración 2: Intervalo de Irradiación de 247 kWh/m²/año



En el caso de las comunas con mayor desviación estándar, se aprecia en el **Gráfico 4.15** que mejora la situación de las comunas definidas como críticas. La Serena se ubica cerca del límite superior de la **Zona B**. Por otra parte Quilpué y Villa Alemana se ubican por debajo del límite superior de la zona C y Coyhaique está en Zona D con exigencia de contribución de 48%. Esta Iteración mejora ostensiblemente las condiciones de exigencia de estas comunas en términos de la variedad de Irradiación en su superficie.

En conclusión, la iteración 2 mejora la situación de exigencia de Contribución de las comunas en términos de los casos de borde. Sin embargo, existen dos casos relevantes en términos de comunas con gran cantidad de habitantes en la **Zona D**: Temuco y Valparaíso. De acuerdo a las mediciones, la iteración 1 subestimaba la Contribución Solar en 4,1% y 5,7%, respectivamente. Esta situación empeora en la Iteración 2, aumentando la subestimación por zonificación a 6,1% y 7,7%, respectivamente.

Por otra parte, en el **Gráfico 4.12**, Contribución Solar de la simulación de T-Sol, quedan fuera de rango dos localidades extremas, Punta Arenas y Sewell. En el primer

caso, en ambas iteraciones la exigencia es de 30% de contribución. En el segundo caso, la representatividad en términos de habitantes y superficie es prácticamente 0%. Sin perjuicio de lo anterior, Sewell está dentro de la jurisdicción de la comuna de Machalí, la que en la zonificación de la Iteración 2 se clasifica en Zona C de exigencia 57% de Contribución Solar. Con esta salvedad, Sewell cumple en la zonificación por comuna.

A la luz de los resultados se decidió realizar una última iteración para verificar si mejora la clasificación de Temuco y Valparaíso, sin desmedro de las otras comunas más representativas, manteniendo la coherencia con el esquema país.

4.4.5 ANÁLISIS DE SECUENCIAS: ITERACIÓN 3

En esta iteración, el número de zonas definidas es 6. Se establece el intervalo de Contribución Solar entre 30% y 70% que corresponden a Irradiaciones de 714,7 kWh/m²/año y 1.810,5 kWh/m²/año, respectivamente. El intervalo de irradiación para cada zona es de 219 kWh/m²/año. La zonificación resultante corresponde a los valores indicados en la **Tabla 4.15**.

Tabla 4.15: Zonificación Iteración 3
6 Zonas; Intervalo de Irradiación 219 kWh/m²/año; Intervalo de CS de 8%

Zona Climática	MJ/m2/día	kWh/m2/día	kWh/m2/año
A	$18 \leq H$	$5 \leq H$	$1811 \leq H$
B	$15,8 \leq H < 18$	$4,4 \leq H < 5$	$1591 \leq H < 1811$
C	$13,6 \leq H < 15,8$	$3,8 \leq H < 4,4$	$1372 \leq H < 1591$
D	$11,5 \leq H < 13,6$	$3,2 \leq H < 3,8$	$1153 \leq H < 1372$
E	$9,3 \leq H < 11,5$	$2,6 \leq H < 3,2$	$934 \leq H < 1153$
F	$9,3 \leq H$	$2,6 \leq H$	$934 \leq H$

- **Análisis de razonabilidad:** En relación a la muestra simulada en T-Sol se revisó la inclusión de los puntos de medición dentro de los rangos definidos. Se aprecia en el **Gráfico 4.16** que sólo dos puntos quedan bajo la escala propuesta:
 - Punta Arenas: La medición que está fuera de rango corresponde a la variante 1 y variante 2, ambas con acumulador de 150 litros y simulación de Contribución Solar de 36,6% para la **Zona E** que tiene exigencia de 38%.
 - Sewell: Igual que en el caso anterior la simulación de Contribución solar de la variante 1, está fuera de rango, con 60% para la **Zona B** que tiene exigencia de 62%.

Gráfico 4.16: Dispersión de comunas de modeladas en T-Sol con zonificación de Iteración 3: intervalos de 219 kWh/m²/año; rangos de CS 8%

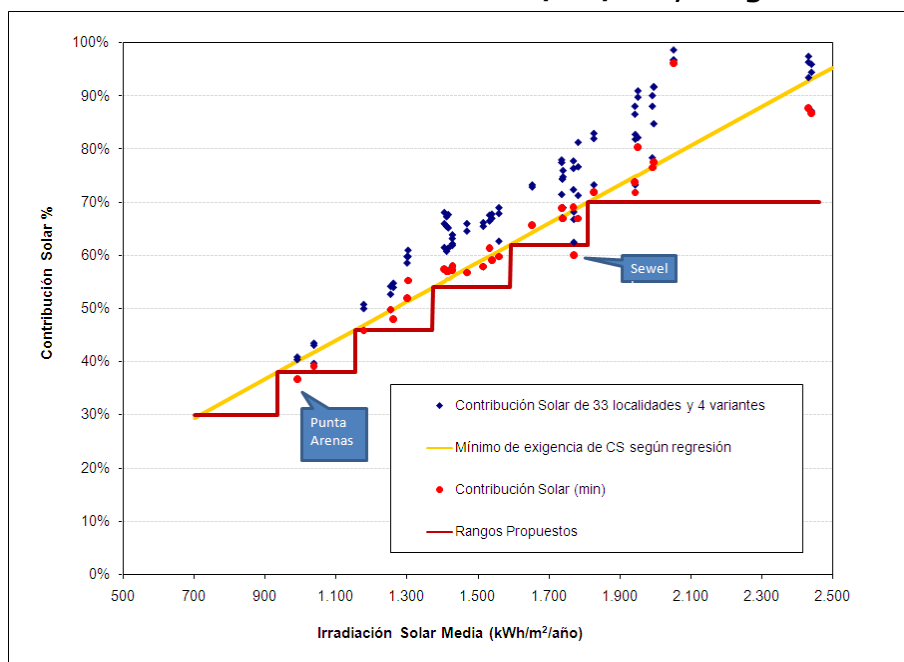
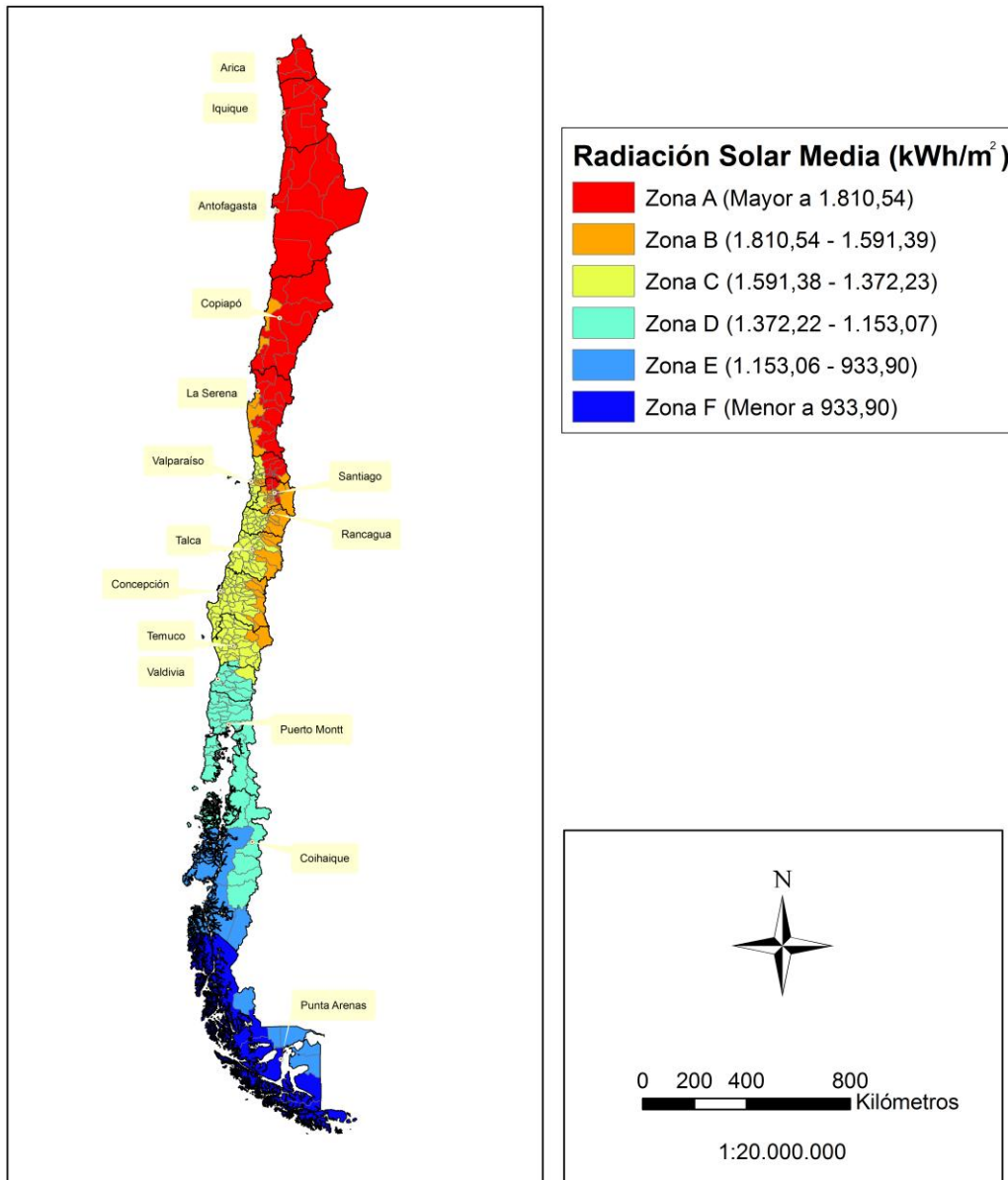


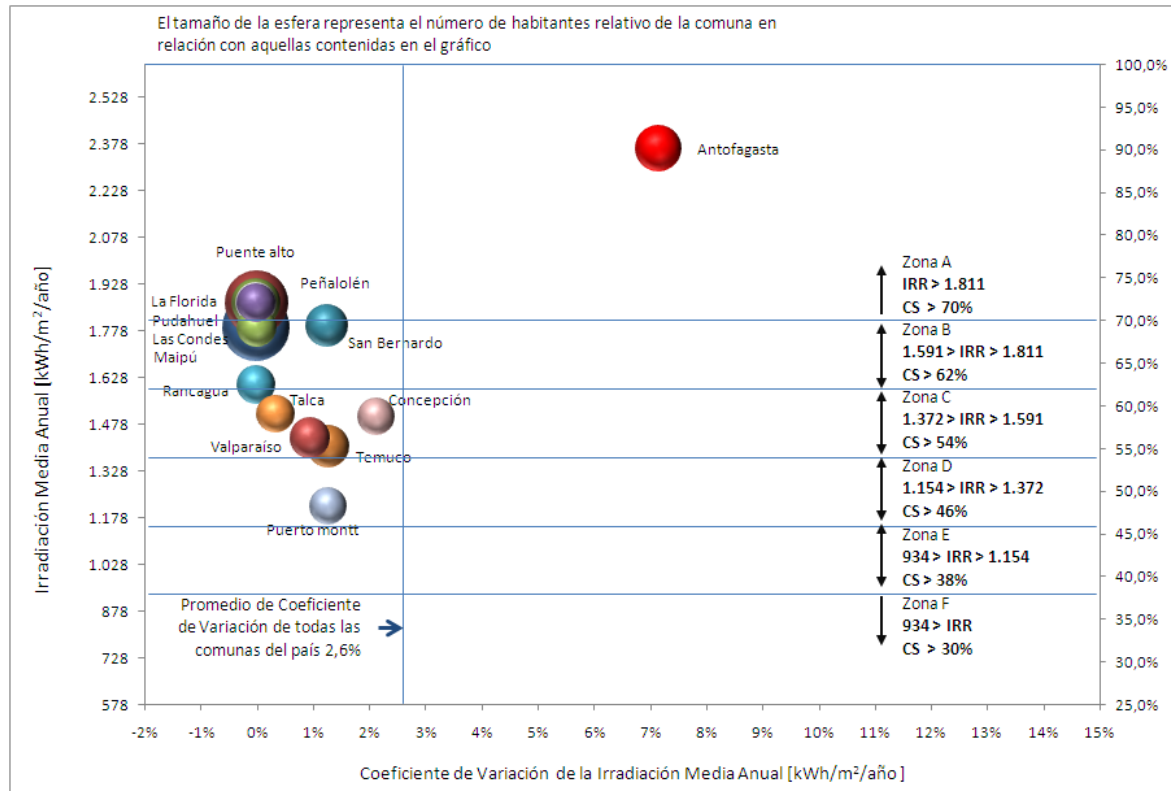
Imagen 4.4: Mapa de zonificación Iteración 3: intervalos de 219 kWh/m²/año; rangos de CS 8%



4.4.6 ANÁLISIS DE CASOS DE BORDE Y REPRESENTATIVIDAD: ITERACIÓN 3

Se utiliza la misma base definida en Iteración 1 para el análisis de casos de borde para número de habitantes y superficie representativas por comuna.

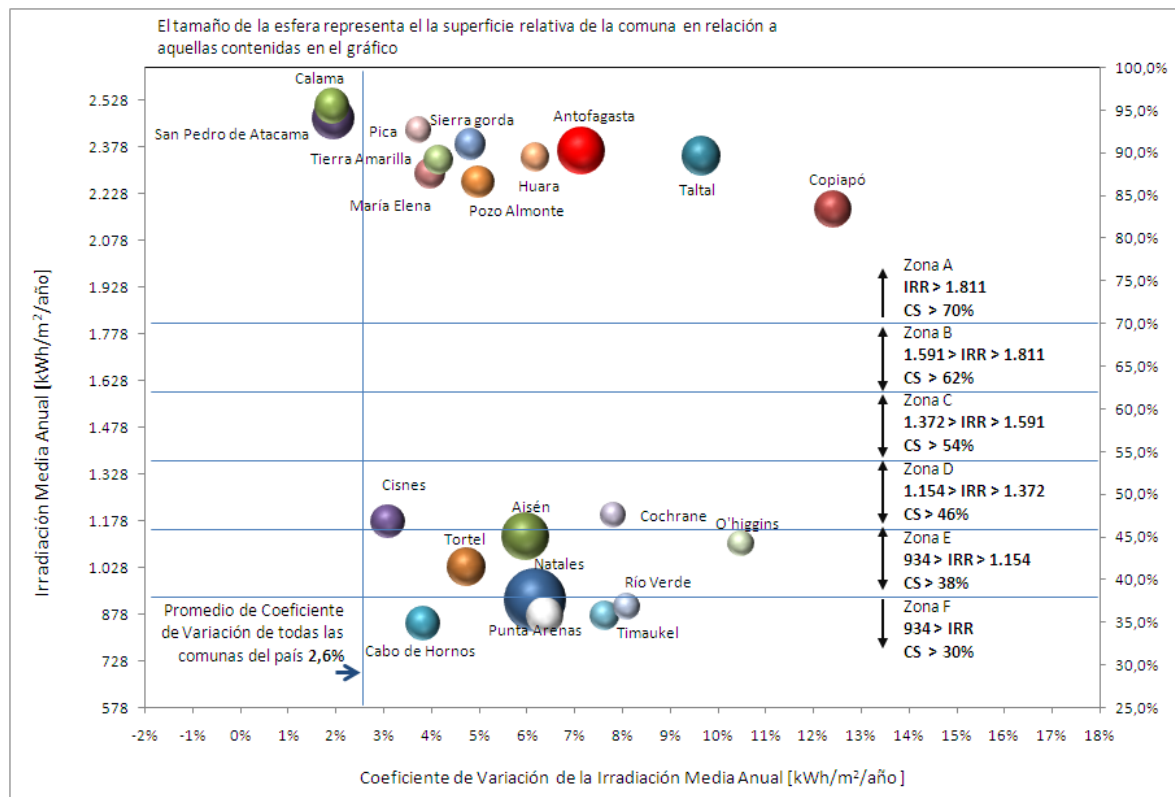
Gráfico 4.17: 15 comunas con mayor cantidad de habitantes/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Intervalos de zonificación Iteración 3: Intervalo de Irradiación de 219 kWh/m²/año



Tal como se muestra en el **Gráfico 4.17**, las comunas que representan casos de borde, son aquellas que se sitúan cerca de los límites superiores de cada intervalo. En esta iteración vuelve a una situación muy similar a Iteración 1. Maipú en la **Zona B**; y Talca y Concepción en **Zona C**; quedan subestimadas en su Contribución Solar.

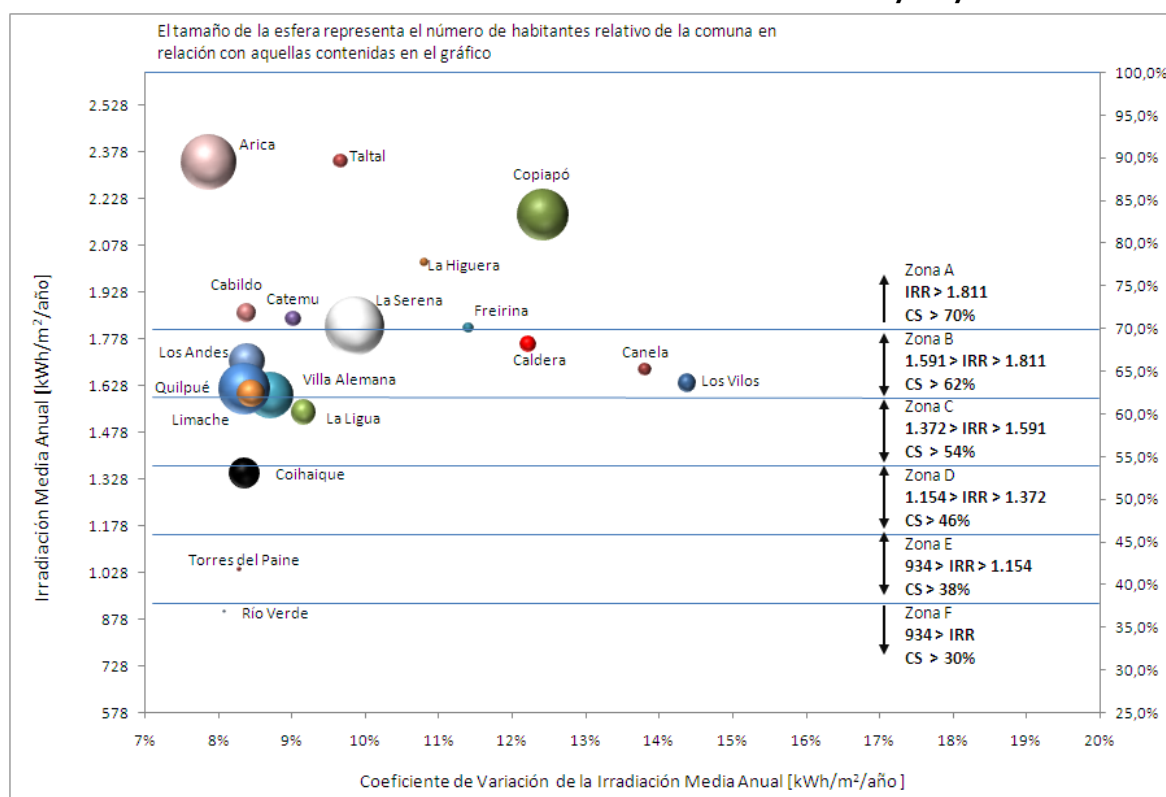
Así mismo mejora la situación de Puerto Montt en la **Zona D** con exigencia de 46% de CS, 6% más que en la Iteración 1.

Gráfico 4.18: Comunas con mayor superficie/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Rangos de zonificación Iteración 3: Intervalo de Irradiación de 219 kWh/m²/año



El **Gráfico 4.18**, se mantiene la situación de las comunas del extremo Norte y Sur del país. Punta Arenas se mantiene en la **Zona F** de mínima exigencia.

Gráfico 4.19: Comunas con mayor Desviación Estándar/Irradiación media anual / Coeficiente de variación de irradiación / 6 Rangos de zonificación
Iteración 3: Intervalo de Irradiación de 219 kWh/m²/año



En el caso de las comunas con mayor desviación estándar, se aprecia en el **Gráfico 4.19** que se vuelve a la situación no favorable de situar a las comunas de La Serena, Quilpué y Villa Alemana muy cerca de los límites inferiores de cada Zona. Esta Iteración no contribuye con las condiciones de exigencia deseadas para comunas con gran variación de Irradiación en su superficie.

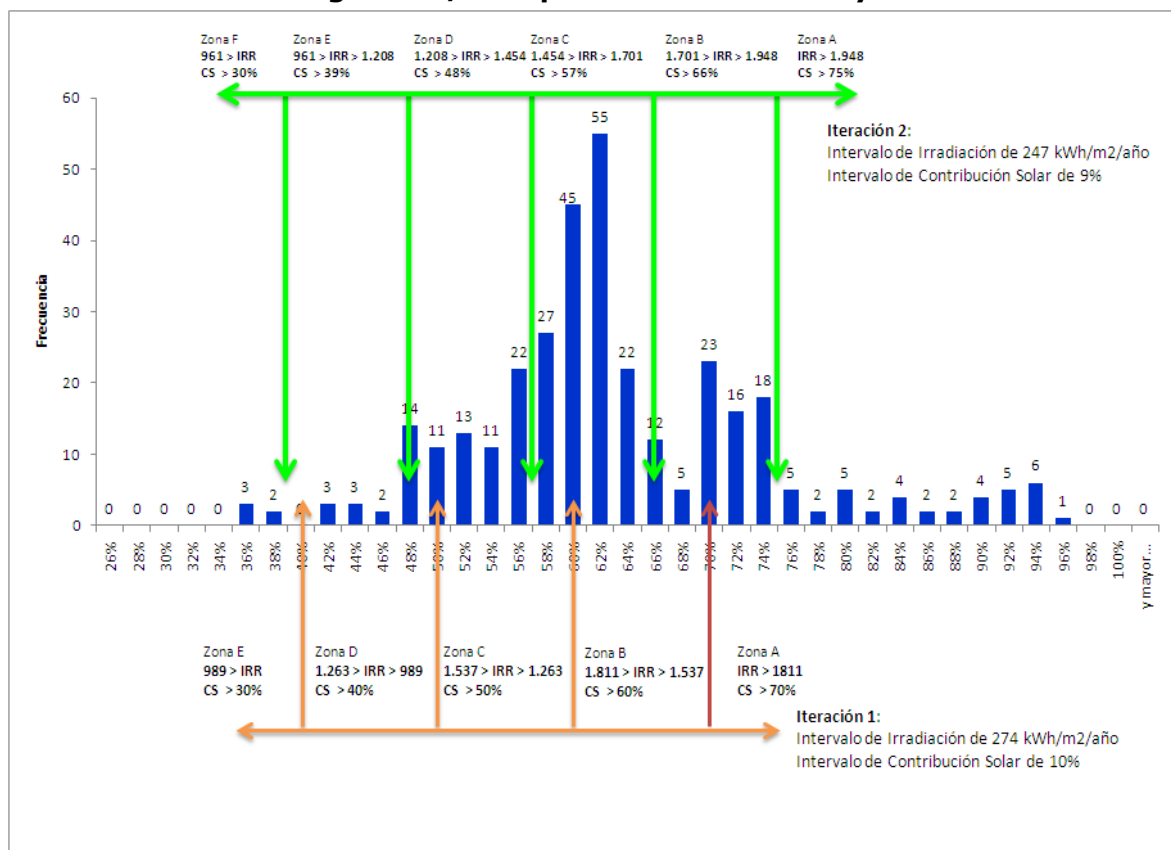
En conclusión, la iteración 3 no mejora significativamente los resultados obtenidos en 1 y 2. No se consideró como alternativa de zonificación, ya que sus inclusiones y exclusiones son contenidas por los dos casos anteriores.

A continuación, se presentan las conclusiones finales de los análisis realizados, es decir, se presenta la zonificación realizada para el territorio nacional.

4.5 RESULTADOS FINALES

Finalmente, se realizó el análisis de inclusión a través del histograma de las comunas según su Contribución Solar estimada con el modelo regresivo, comparando Iteración 1 e Iteración 2.

Gráfico 4.20: Histograma de Comunas por Contribución Solar / Modelo Regresivo / Comparación Iteración 1 y 2



En conclusión, la Iteración 2 es más incluyente y eficiente en las mayores frecuencias de comunas según su contribución solar, específicamente para la **Zona C**, que concentra el 42% de las comunas de todo el país. La exigencia para esta zona es una contribución Solar Mínima de 57%.

Por otra parte, el análisis de borde indica que la iteración 2 es la más incluyente tanto para los casos de borde analizados, como para comunas con mayor número de habitantes, con mayor superficie y con mayor desviación en medición de irradiación en su territorio. Sólo subestima a Temuco y Valparaíso en 6,1% y 7,7%, respectivamente.

El equipo consultor recomienda Zonificación en 6 Intervalos de tamaño para las zonas intermedias de 247 kWh/m²/año, equivalente a un intervalo de Contribución solar entre 30% y 75%, con sub-intervalos de 9%, que corresponden a Irradiaciones de 714,7 kWh/m²/año y 1.947,5 kWh/m²/año, respectivamente. Las Zonas quedan definidas según la **Tabla 4.16**.

Tabla 4.16: Zonificación Climática por Irradiación
Exigencia de Contribución Solar mínima para cada Zona (6)
Intervalo de Irradiación de 247 kWh/m²/año
Intervalos de Contribución Solar de 9%

Zona Climática	MJ/m2/día	kWh/m2/día	kWh/m2/año	Exigencia Mínima de Contribución Solar
A	19,4 ≤ H	5,3 ≤ H	1948 ≤ H	75%
B	16,9 ≤ H < 19,4	4,7 ≤ H < 5,3	1701 ≤ H < 1948	66%
C	14,5 ≤ H < 16,9	4 ≤ H < 4,7	1454 ≤ H < 1701	57%
D	12 ≤ H < 14,5	3,3 ≤ H < 4	1208 ≤ H < 1454	48%
E	9,6 ≤ H < 12	2,6 ≤ H < 3,3	961 ≤ H < 1208	39%
F	9,6 ≤ H	2,6 ≤ H	961 ≤ H	30%

Al aplicar esta zonificación a cada comuna de acuerdo al modelo regresivo basado en las simulaciones de 33 localidades representativas del territorio nacional y las mediciones de irradiaciones medias mínimas de cada comuna de la base Meteotest, se puede identificar en el mapa de la **Imagen 4.5 y 4.6**, su distribución en la geografía nacional.

Imagen 4.5: Mapa de zonificación con intervalos de Irradiación Solar de 274 kWh/m²/año; Intervalos de Contribución Solar de 10%

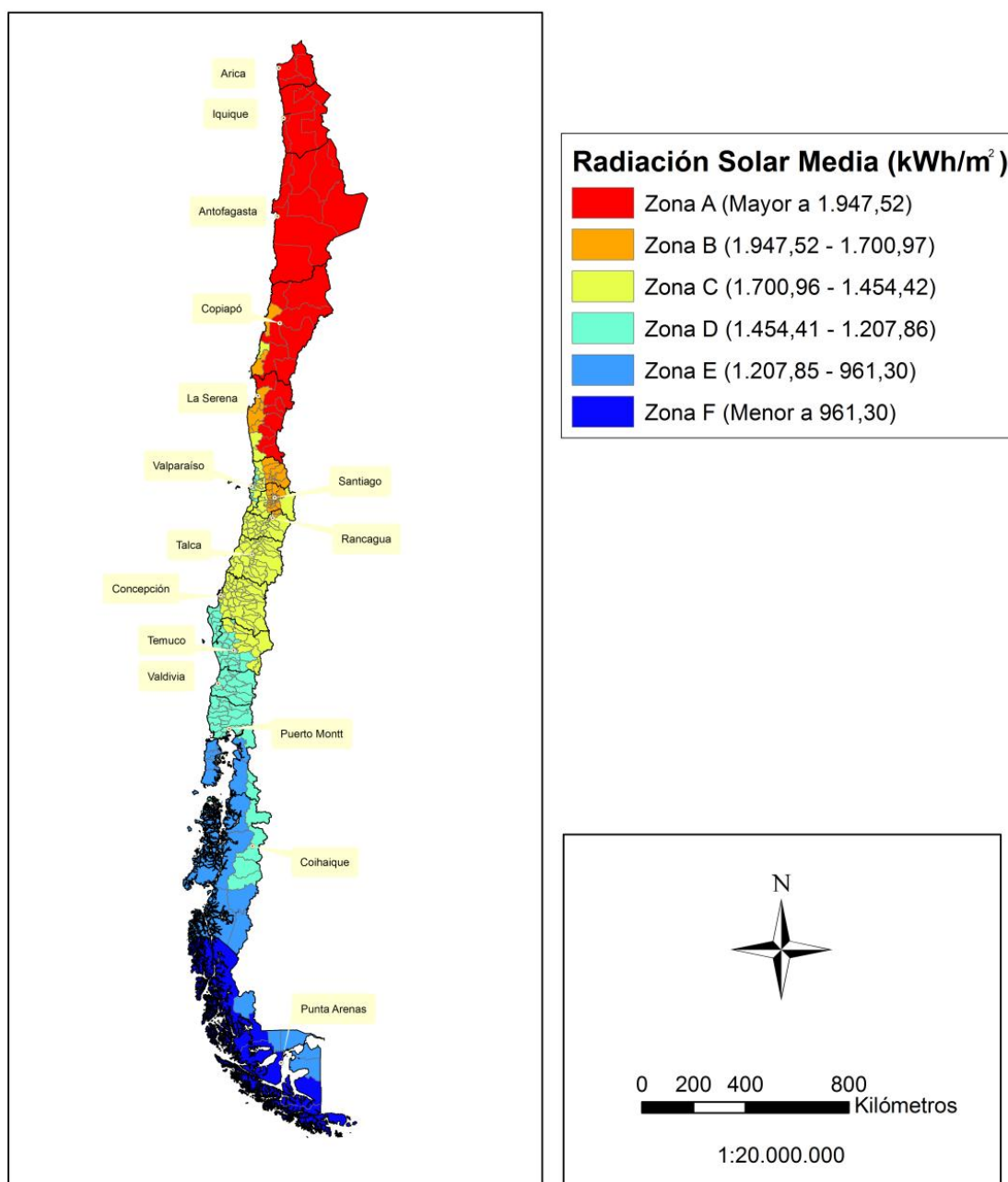
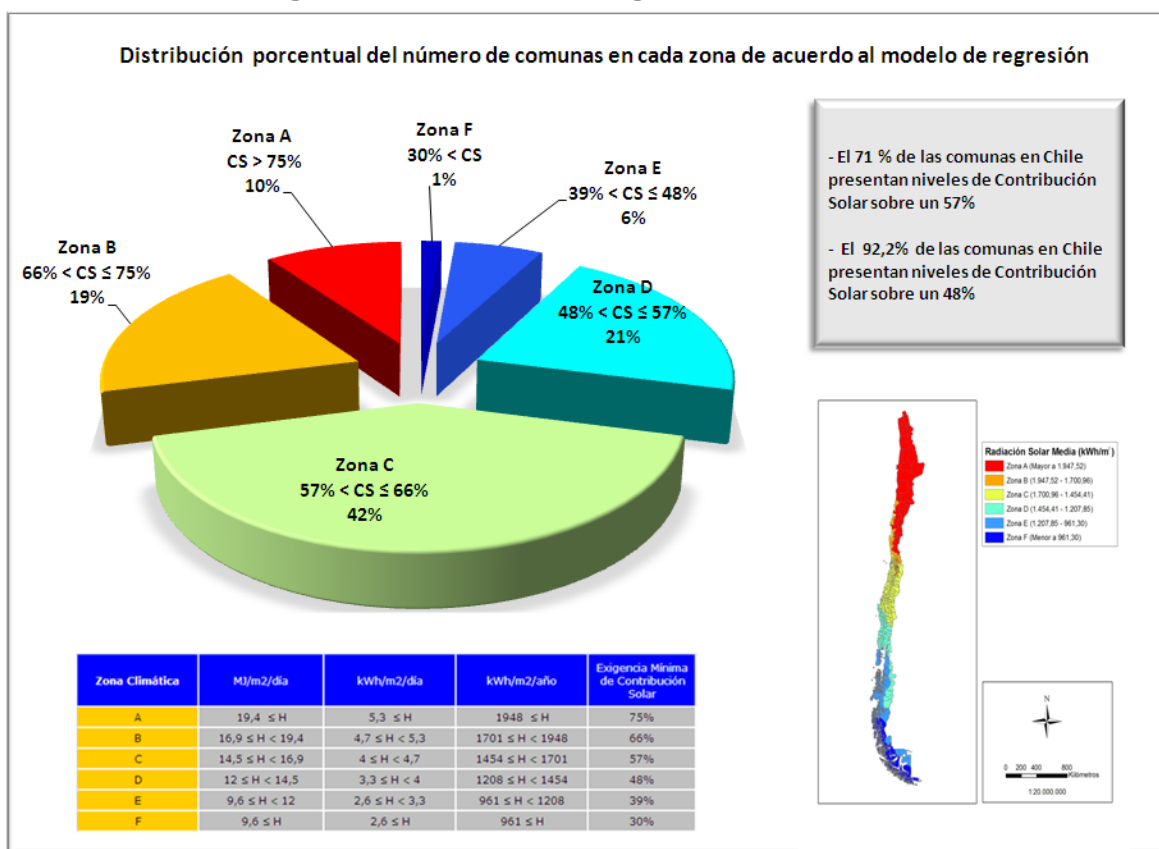


Imagen 4.6: Resumen Infografía de Zonificación


5 DEFINICIÓN DE LA TEMPERATURA DE AGUA CALIENTE SANITARIA Y LA DEMANDA POR PERSONA PARA EL DISEÑO DE LOS SISTEMAS SOLARES

El objetivo del presente capítulo es definir y determinar una temperatura de ACS de referencia para estimar la demanda de ACS. Luego, en el **Capítulo 6**, esta demanda de ACS, junto a la zonificación realizada en el **Capítulo 4**, servirán para especificar las coberturas solares mínimas que los sistemas solares térmicos deben proveer.

En primer lugar se determina la temperatura de ACS de referencia y se presentan ciertas consideraciones y recomendaciones en relación a la contaminación de las instalaciones y equipos por la bacteria denominada legionela. Luego, a partir de la temperatura de ACS de referencia, se estima la demanda de ACS por persona y por tipo de vivienda (unifamiliar o multifamiliar).

5.1 TEMPERATURA DE AGUA CALIENTE SANITARIA

Para determinar la temperatura de ACS de referencia, en primer lugar, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se entiende por "temperatura de referencia" aquella que se determina para efectos de cálculo de la demanda de ACS en el punto de consumo y no corresponde necesariamente a la temperatura del acumulador del SST. No se hace referencia a la temperatura del acumulador ya que ésta es muy variable puesto que depende de varios factores, dentro de los cuales, los más relevantes son: la irradiación recibida, el perfil y cantidad de consumo de ACS, la temperatura de agua de red y la temperatura ambiente.
- Se considera únicamente el SST y no el sistema de respaldo del sistema general de calentamiento de ACS.

A nivel internacional, y en particular en Europa²¹ una temperatura de referencia generalmente aceptada y utilizada para el cálculo y el establecimiento de requisitos de las instalaciones de SST, es de 45 °C²². En efecto, dado que la demanda de ACS está directamente relacionada con la temperatura de la misma, los fundamentos de la elección de la temperatura de referencia se basan en la consideración de elementos tales como la salud y el bienestar del consumidor.

²¹ UNE 94002:2005 "Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: cálculo de la demanda energética".

²² "Sistemas Solares Grandes", K.-H. Remmers, 2001, Solarpraxis, p.88

Por una parte, la salud del consumidor se refiere a que éste puede verse expuesto a quemaduras cuando la temperatura de ACS es demasiado alta, es decir, superior a 60 °C²³. Sin embargo, en los niños, la sensación de quemado comienza a los 55° C. Por tanto, se recomienda elegir una temperatura de referencia inferior a 55 °C.

Por otra parte, el bienestar del consumidor está determinado por el establecimiento de una temperatura de referencia mínima. En general, una temperatura de ACS de 35° C ya se siente como tibia. Por lo que se recomienda elegir una temperatura de referencia superior a 35 °C.

Por consiguiente, tomando en cuenta las temperaturas de referencia que hacen relación a salud y al bienestar del consumidor, se recomienda que la temperatura de referencia de ACS se sitúe entre 35 °C y 55 °C. De acuerdo a los argumentos presentados y considerando que en Chile no existen estadísticas disponibles sobre la temperatura promedio de consumo de ACS, se recomienda que la temperatura de referencia a utilizar para la estimación de demanda de ACS, sea la misma que la aceptada, recomendada y utilizada internacionalmente, es decir, 45 °C.

5.2 CONSIDERACIONES SOBRE LA LEGIONELA

La legionela es un microorganismo (bacteria) que, además de encontrarse en sistemas acuáticos naturales, ha encontrado un hábitat adecuado en sistemas de agua creados y manipulados por el hombre tales como: equipos de tratamiento de agua e instalaciones de agua sanitaria fría y caliente. En particular, aquellos que sirven para la preparación de agua caliente con acumulación y en general para todas aquellas instalaciones de ACS con un estanque superior a 400 litros de capacidad y/o con volúmenes de tuberías superiores a 3 litros. Por tanto, los sistemas solares térmicos no están exentos del riesgo de legionela.

El riesgo existe puesto que bajo ciertas condiciones de temperatura del agua (entre 20 °C y 45-50 °C) y de movimiento del agua, la bacteria puede multiplicarse y luego dispersarse en el aire, pudiendo afectar la salud del ser humano. Por esta razón, y aún cuando en Chile no existen normas de carácter obligatorio en relación a la protección contra la formación y reproducción de legionelas, y por tanto no existen requisitos legales en relación a esta materia, se recomienda asimilar las buenas prácticas internacionales e incluir el requisito de protección en el Reglamento.

Se debe tomar en consideración que para las viviendas unifamiliares, este factor no representa un riesgo debido al bajo volumen de acumulación y a la permanente

²³ DVGW-Arbeitsblatt W551: Technische Maßnahmen zur Minderung des Legionellenwachstums in Neuanlagen (Asociación Alemana registrada en el rubro gas y agua, DVGW por su sigla en alemán)

circulación del agua. Sin embargo, en el caso de las viviendas multifamiliares que deriven en sistemas solares grandes (acumuladores por sobre 400 litros y/o volúmenes de tuberías mayores a 3 litros), existe la probabilidad de reproducción de legionelas debido a la mayor capacidad de almacenamiento junto con la menor circulación de agua.

A modo de ejemplo, en España se estableció en el CTE una temperatura de referencia de ACS de 60 °C, pues se considera que a temperaturas mayores de 60-70 °C la bacteria muere. De la misma forma, en Alemania existen normas para los acumuladores que apuntan a una temperatura permanente de 60 °C, o bien a un sistema de desinfección térmica²⁴.

Para el caso chileno, y luego de la revisión de la literatura internacional²⁵, así como la recomendación del RITCH sobre esta materia²⁶, se recomienda aplicar medidas para Sistemas Solares Grandes (acumuladores mayores a 400 litros) en forma suplementaria, es decir, que aquellos que instalen dichos sistemas, deberán optar al menos por una las siguientes medidas de protección:

- Mantener la temperatura a la salida del acumulador de ACS a más de 60 °C
- Elevar la temperatura de los acumuladores de precalentamiento de ACS mayores a 400 litros a más de 60 °C por al menos 5 minutos, por lo menos una vez al día.
- Instalar cañerías desde el acumulador hasta la salida del ACS con un volumen inferior a 3 litros, las cuales faciliten la circulación de agua, es decir, que eviten que el agua permanezca por períodos prolongados dentro de las cañerías.

Se recomienda que el reglamento establezca la obligatoriedad de establecer al menos una de las medidas de protección en relación al acumular presentadas. La tercera medida es adicional, pues por si sola no es suficiente protección contra la legionela. Sin embargo, y desde un punto de vista más general, cabe considerar que esta obligatoriedad sería exclusiva para los SST de gran tamaño, mientras que el resto de los sistemas de calentamiento de agua únicamente están afectos a una recomendación (RITCH-2007). Por tanto, se recomienda adicionalmente, evaluar la necesidad de una

²⁴ „Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen“ DVGW-Arbeitsblatt W 551, 2004 (Asociación alemán registrado del rubro gas y agua, DVGW por su letras alemán)

²⁵ Ver UNE 100-030-94, Guía para la prevención de la legionela en instalaciones, 1994, Secretaria de la CTN, http://hispagua.cedex.es/documentacion/especiales/pdf/legionella_une.pdf

Comentarios al reglamento de instalaciones térmicas en los edificios (RITE, 2007), <http://www.idae.es>

Arbeitsblatt W 551 (Ver nota al pie anterior)

²⁶ El RITCH hace referencia a la norma UNE 100-030-94 (ver nota al pie número anterior)

norma a nivel general, la cual establezca la obligatoriedad de las protecciones en contra de la legionela, para todos los sistemas e instalaciones de agua que pueden ser fuente de contaminación potencial.

5.3 DEMANDA DE ACS POR PERSONA

En cuanto a la demanda de ACS por persona, no fue posible encontrar ningún dato estadístico válido y desagregado, que fuera factible de utilizar para determinar el diseño de los SST. En efecto, se buscó determinar el consumo de ACS a través de estadísticas de consumo de gas. Sin embargo, el consumo de gas por parte de clientes residenciales no refleja únicamente su uso para la producción (consumo) de ACS, si no también para la cocina y ciertamente en mayor medida para la calefacción. En relación a ésta última, tampoco existen estadísticas fidedignas sobre el tipo o uso de sistemas de calefacción en las viviendas, lo que imposibilita desagregar el consumo de gas de acuerdo a su uso.

Por otra parte, tampoco fue posible determinar o deducir la cantidad de ACS producida (consumida) por medio de la consideración del consumo de gas de los equipos convencionales de suministro de ACS, como por ejemplo un calefón, puesto que el coeficiente de eficiencia depende de cada equipo, es decir, modelo, antigüedad y mantención.

La única estadística disponible respecto de consumo de agua es aquella correspondiente al consumo de agua de red. El consumo de agua en Chile el año 2006 fue de 150 litros por persona/día²⁷. Sin embargo, esta información tampoco permite determinar cuanto corresponde a consumo de ACS, puesto que se debe considerar que parte de dicho consumo corresponde a consumo de agua fría para el riego, lavadora, limpieza, entre otros.

Por las razones expuestas, se utilizarán entonces los resultados del estudio “Sistemas Solares Térmicos - Manual de Diseño para Calentamiento de Agua” desarrollado por la CDT (2007), el cual establece un consumo promedio de ACS tanto para las viviendas unifamiliares, como para las multifamiliares. Dichos valores están basados en una temperatura de referencia de 45 °C.

Adicionalmente, estos valores se corresponden con los valores utilizados en el Código Técnico de Edificación y la Energía Solar Térmica²⁸ de España. Sin embargo, en el caso español, la estimación de demanda se realizó en base a una temperatura de 60°C, por tanto los valores de consumo de ACS por persona por tipo de inmueble son

²⁷ Fuente: Red Internacional de Comparaciones para Empresas de Agua y Saneamiento – IBNET; <http://www.ib-net.org>

²⁸ CTE, Documento básico HE 4, p. 4-4

aproximadamente, un 25% inferior a los utilizados en el presente estudio para el diseño de los SST. En efecto, el consumo de ACS considerado en el caso español son de 30 litros por día por persona en viviendas unifamiliares y de 22 litros por día por persona en viviendas multifamiliares.

La siguiente tabla da cuenta de los datos de demanda que serán utilizados en el caso chileno con una temperatura de referencia de 45 °C:

Tabla 5.1: Consumo por tipo de Inmueble (Litros por día) con Temperatura de Referencia de 45°

Tipo de Vivienda	Litros / día	Unidad
Unifamiliares	40	Por persona
Multifamiliares	30	Por persona

Fuente: "Sistemas Solares Térmicos", R. Román, 2007, CDT, p. 58

Estos valores se pueden corroborar en dos estudios realizados por Ecofys Internacional. El primero fue realizado para la Unión Europea²⁹, en el cual se realizaron diversos análisis de SST instalados en Inglaterra, en los Países Bajos y en Alemania. El resultado del estudio demostró una demanda promedio de ACS de entre 37 y 49,4 litros por persona, dependiendo del tipo de SST. El segundo estudio consistió en la medición del consumo de agua caliente en los países bajos, en viviendas con y sin calentadores solares de agua³⁰. Considerando un total de 294 viviendas, el resultado del estudio arrojó un consumo promedio de ACS de entre 37 y 48 litros por día por persona.

Otro dato que permite corroborar la pertinencia de utilizar los mencionados valores de consumo de ACS por día por persona, es la existencia de un indicador de referencia, el cual es utilizado en Europa para estimar la demanda de ACS a partir del consumo total de agua de red. Según éste, el consumo de ACS corresponde aproximadamente al 25% del consumo total de agua de red. Por tanto, si consideramos que en Chile el consumo de agua el año 2006 fue de 150 litros por persona/día, el 25% corresponde a 37.5 litros por persona/día. Este valor se aproxima a lo expuesto en la tabla 5.1.

Adicionalmente, para el diseño de los SST, resulta de utilidad conocer la demanda de ACS, no sólo por persona, sino también por vivienda. Para esto, se levantó información acerca del número personas por dormitorio y luego se calculó la demanda de ACS por tipo de vivienda. La estadística acerca del número de personas por dormitorio fue tomada del CTE español, puesto que no existen estadísticas nacionales sobre este ítem.

²⁹ Monitoring Results Solar Water Heaters, 2001, Ecofys International

³⁰ "Overview hot tap water consumption in household with and without solar water heaters" (in Dutch). Utrecht. Ecofys.

La siguiente tabla da cuenta del consumo diario de ACS por tipo de vivienda, de acuerdo al número de dormitorio de las mismas:

Tabla 5.2: Cálculo Consumo por tipo de Inmueble en Litros por día (l/d) y por Número de Dormitorios (Temperatura de Referencia de 45° C)

Demanda ACS	Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	7	> 7
	Número de personas	1.5	3	4	6	7	8	9	Nº de dormitorios + 2
	Viviendas Unifamiliares (l/d)	60	120	160	240	280	320	360	Nº de personas x 40 l/d
	Viviendas Multifamiliares (l/d)	45	90	120	180	210	240	270	Nº de personas x 30 l/d

Nota: Para las viviendas multifamiliares, "Número de Dormitorios" corresponde al número de dormitorios de cada una de las unidades que componen la vivienda multifamiliar. Para el estimar la demanda de ACS total en estos casos, se deberá calcular la demanda de ACS por cada tipo de unidad (de acuerdo al número de dormitorios) y luego multiplicarla por el número total de unidades de cada tipo que componen la vivienda.

5.4 DEMANDA DE ACS PARA TEMPERATURAS DE ACS DIFERENTES DE 45° C

Tal como expuesto en los apartados anteriores, los niveles de demanda de ACS por tipo de vivienda se han estimado considerando una temperatura de ACS de referencia de 45 °C. Sin embargo, en el caso de optar por una temperatura de referencia diferente de 45 °C, la demanda de ACS a considerar para efectos de cálculo, será la que se obtenga a partir de la siguiente expresión:

$$D_{(T)} = D_{45^{\circ}} * \frac{(45 - T_i)}{(T - T_i)}$$

Donde³¹:

$D_{(T)}$	Demanda de ACS a la temperatura T elegida (litros)
$D_{45^{\circ}}$	Demanda de ACS a 45 °C (litros)
T_i	Temperatura del agua fría (agua de red) (C°)
T	Temperatura final con la que se desea calcular la demanda (°C)

Al optar por una temperatura de referencia de ACS mayor, el volumen de demanda de ACS para efectos de diseño será menor. Por ejemplo, si se quiere calcular la demanda

³¹ Las variables de entrada de la ecuación (temperatura y demanda) deben ser expresadas en el mismo período de tiempo.

para una temperatura de referencia de 60 °C, al aplicar la fórmula, y considerando una temperatura de agua de red de 15 °C, se obtiene una demanda aproximada de ACS de 27 litros por día para el caso de viviendas unifamiliares y de 20 litros por día en el caso de viviendas multifamiliares.

Por el contrario, al optar por una temperatura de referencia menor, se obtendrán mayores volúmenes de demanda de ACS.

6 ESPECIFICAR LAS COBERTURAS SOLARES ANUALES MÍNIMAS QUE DEBEN PROVEER LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS, SEGÚN ZONA CLIMÁTICA Y DEMANDA DE ACS.

El objetivo de la presente actividad es determinar el porcentaje de Contribución Solar mínima que deberán proveer los SST en cada zona definida en el **Capítulo 4**.

Se entiende por Contribución Solar aquella fracción de demanda de ACS que será cubierta por un SST. El diferencial de producción no cubierto por el SST para proveer el 100% de la demanda de ACS, deberá ser producida por los respectivos sistemas auxiliares. En algunos casos, la nomenclatura que aplica en diversos países del mundo, expresa esta definición en términos de energía requerida para generar ACS. Sin embargo, en todos los casos el concepto correcto, ya sea expresado en energía aportada o niveles de consumo, corresponde, finalmente, al aporte del SST en la disponibilidad de ACS en el punto de consumo y no en los componentes intermedios. Por otra parte es conveniente mencionar que Contribución Solar se conoce también como "Cobertura Solar", o "Solar Fraction" en Inglés.

De acuerdo a lo observado en la literatura y en base a la experiencia internacional, se considera que para alcanzar un óptimo, la Contribución Solar de los SST para ACS debiera llegar hasta un 60%, puesto que no se necesitan sistemas de apoyo convencionales (en base a combustibles) durante los meses de verano³². En este sentido, es ineficiente diseñar sistemas de SST para Contribuciones Solares del 100%, tal como se menciona en las consideraciones más adelante en este capítulo.

En efecto, durante los meses de verano se evita el consumo básico del combustible que se utiliza para mantener la temperatura definida del acumulador de ACS. Este efecto es particularmente positivo en inmuebles que posean un sistema de calentamiento de agua conjunto con un sistema de calefacción central. Obviamente, esta regla (60%) opera y obedece a condiciones climáticas promedio de la experiencia internacional obtenida a la fecha. En aquellos lugares en que las diferencias climáticas entre estaciones son mayores, o se mueven en una media de temperatura, humedad e irradiación más extrema, será bastante difícil el dimensionar un SST para que en el óptimo anual entregue un 60%. Para los efectos de este capítulo se considera como un parámetro a tener en cuenta en un análisis de razonabilidad de las conclusiones de este capítulo. Sin embargo, una de las conclusiones de este estudio, será determinar el valor de Contribución Solar más representativo para la realidad Chilena.

³² „Sistemas Solares Grandes“, K.-H. Remmers, 2001, Solarpraxis, p.91

Por tanto, en base a la información recabada y al análisis desarrollado en los **Capítulos 4 y 5**, se especificaron las contribuciones mínimas que deberán proveer los SST de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. La Contribución Solar se define en base a simulaciones realizadas considerando sistemas “tipo”, en localidades que representen la diversidad climática del territorio nacional.
2. Tal como se demostró en el **Capítulo 4**, la determinación de la Contribución Solar para cada comuna se estima de acuerdo a un modelo regresivo representativo, considerando la variable explicativa “Irradiación” como la mejor variable predictora. La regresión se aplica, en forma conservadora y con una perspectiva de inclusión de los casos analizados, tomando la estadística de irradiación media mínima disponible por comuna del territorio nacional, en la base de datos Meteotest, seleccionada en el **Capítulo 4**.
3. Realización de un análisis de razonabilidad aplicado a los casos de borde de inclusión o exclusión de las comuna en la zona respectiva, además de considerar la brecha entre las Contribuciones Solares exigidas y la Contribución Solar potencial de cada una.
4. Realización de un análisis de razonabilidad en términos de incrementos/decrementos de la Contribución Solar en función del tamaño del SST, medido en función de la capacidad del acumulador (litros).

6.1 DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO

6.1.1 SIMULACIÓN

Tal como se estableció en el **Capítulo 4**, se definieron las condiciones de simulación:

- Definición de los equipos y configuraciones más representativas de un SST para el caso chileno. De acuerdo a las características estudiadas en el **Capítulo 4**, los colectores elegidos son aquellos comúnmente utilizados en el mundo (colectores planos y de tubo vacío), que además cuenten con certificación “Solarkeymark”, conforme con la EN 12975-1 y -2, y que desde el punto de vista de representatividad correspondan a una configuración estándar.
- Elección de un modelo de simulación que determine la contribución solar para un equipo y configuración dada, a partir de las características de situación climática, geográfica y de irradiación de una localidad específica. Tal como se fundamentó en el **Capítulo 4**, la elección fue el programa T-Sol Pro.

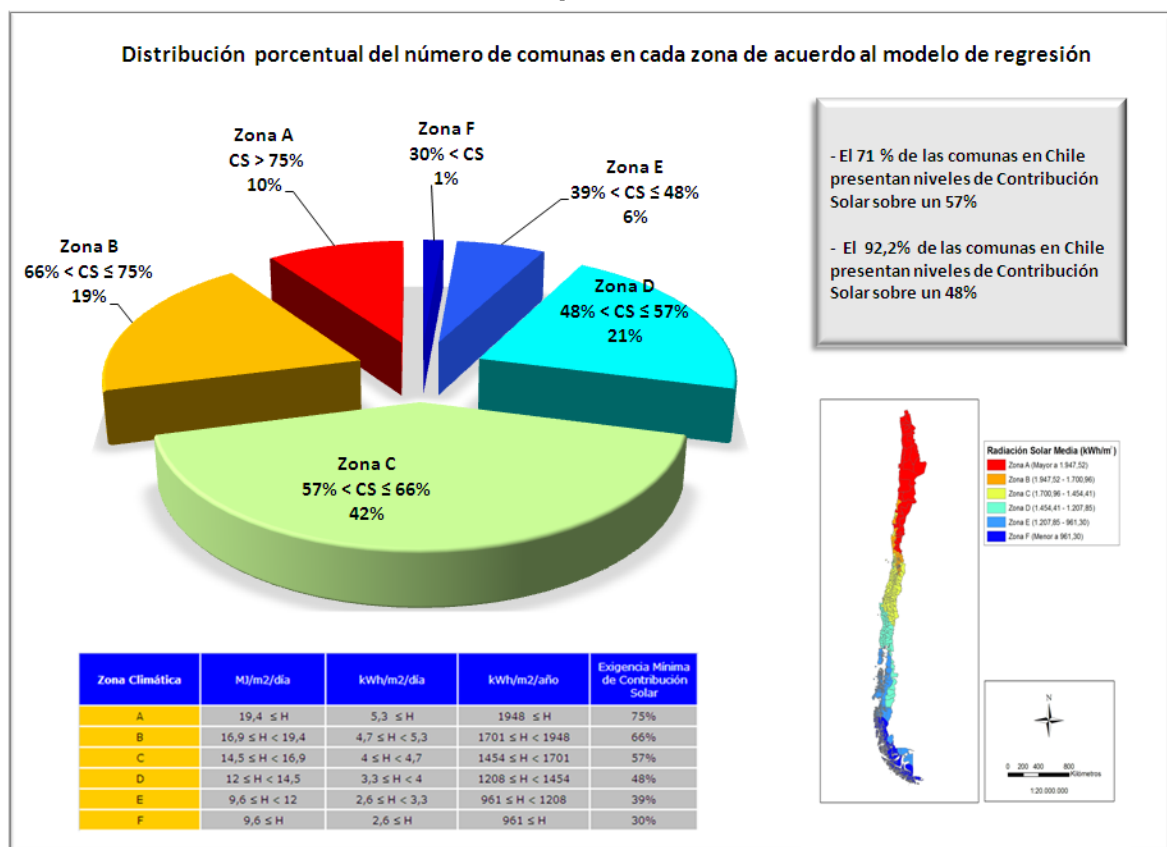
- Selección de una muestra representativa de localidades del territorio nacional, para las cuales se simuló la contribución solar de acuerdo a sus características particulares. Tal como se fundamentó en el **Capítulo 4**, se consideraron treinta y tres (33) localidades representativas de las quince Regiones del país.

Como resultado de las simulaciones, se obtuvo la serie de datos de contribución solar para cada una de las 4 variantes en las 33 localidades seleccionadas. Los resultados de los cálculos se muestran en la **Tabla 4.5: Evaluación de Contribución Solar según Simulación en T-Sol con SST estándar**.

6.1.2 CONTRIBUCIÓN SOLAR POR COMUNA

Tal como se estableció y fundamentó en el **Capítulo 4**, se aplicó la regresión para cada comuna, obteniendo el porcentaje de Contribución Solar.

Gráfico 6.1: Distribución de Comunas según Zonificación definida en Capítulo 4



Para mayor detalle revisar el Punto 4.4 del **Capítulo 4** y **Anexos 4.VIII y 4.IX**

6.1.3 ANÁLISIS DE RAZONABILIDAD APLICADO A LOS CASOS DE BORDE

Conforme al análisis realizado en el **Capítulo 4** del presente informe, se resume lo siguiente:

- En relación a la simulación en T-Sol de las 33 localidades seleccionadas, sólo dos de ellas presentan condiciones de borde:
 - a. **Punta Arenas:** En este caso no existe conflicto con la zonificación realizada, por cuanto esta consideró, de manera conservadora e incluyente, la irradiación media mínima de la comuna, lo que permite afirmar que la exigencia definida se cumple en valor esperado para la **Zona F**.
 - b. **Sewell:** En este caso, la representatividad en términos de habitantes y superficie es prácticamente 0%. Sin perjuicio de lo anterior, Sewell está dentro de la jurisdicción de la comuna de Machalí, la que por zonificación clasifica en **Zona C** y por lo tanto cumple exigencia de 57% de Contribución Solar.
 - c. En conclusión, el análisis de razonabilidad de condiciones de borde en relación a la simulación de las 33 localidades, arroja resultados positivos, dado que los dos casos de borde han sido resueltos.
- El análisis realizado en el **Capítulo 4** (acápito 4.4) demostró que:
 - a. Las 15 comunas que agrupan el 30% de la población a nivel nacional quedan perfectamente localizadas conforme a la zonificación realizada.
 - b. Las 22 comunas que representan el 50,7% de la superficie del país quedan localizadas en zonas razonables y coherentes, conforme a su Contribución Solar y a la zonificación realizada.
 - c. En efecto, luego de someter a prueba 3 intervalos lógicos de irradiación, y por lo tanto a 3 intervalos de Contribución Solar, la zonificación seleccionada fue la que mejor converge en términos de exigencia de contribución en forma coherente para las comunas más pobladas y las de mayor superficie del país. A continuación se reproducen las gráficas que resume esta condición.

6.1.4 ANÁLISIS DE RAZONABILIDAD PARA SST DE GRAN TAMAÑO

Tal como se estableció en el **Capítulo 4**, se excluyeron, para efectos de simulación, las instalaciones de gran tamaño (viviendas multifamiliares³³), debido a la gran variedad de sistemas que aplicarían. Esto impide el establecimiento de sistemas “tipo” (estándar) para realizar una comparación entre ellos.

En efecto, en el caso de instalaciones grandes, existe una gran cantidad de parámetros que pueden variar caso a caso, tales como el perfil de consumo, la selección del tipo de intercambiadores, tipo y tamaño de los estanques de inercia, precalentamiento y de ACS, así como la longitud/ancho de las cañerías, recirculación/interconexión y control. Por esta razón, para efectos de simulación se consideraron solamente los SST para viviendas unifamiliares, los cuales tienen menos influencia de factores externos y por tanto representan un resultado estándar y referencial.

Sin embargo, es necesario hacer un análisis de manera de establecer cómo se debe enfrentar, desde el punto de vista de aplicabilidad de la Ley, las exigencias de Contribución Solar en SST de gran tamaño.

Para esto se realizó el análisis en dos etapas:

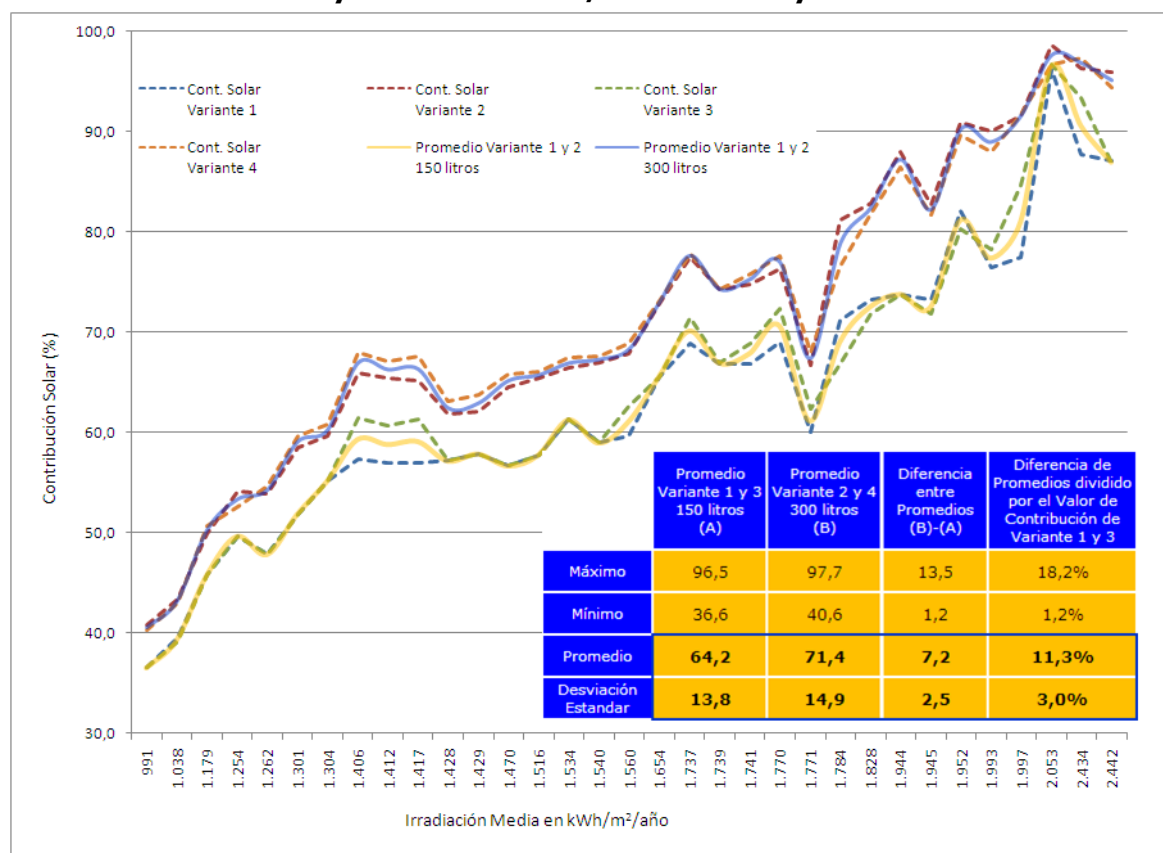
1. Análisis de la información resultante de las modelaciones de T-Sol.
2. Análisis de la especificación técnica disponible para SST de gran tamaño.

6.1.4.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RESULTANTE DE LAS MODELACIONES DE T-SOL

Las simulaciones realizadas con T-Sol utilizaron en total 4 variantes de configuraciones con 2 marcas distintas. En particular, ellas incluyeron dos medidas de volumen de los acumuladores: 150 lt y 300 lt. Se realizó un análisis de las Contribuciones Solares obtenidas de ambas configuraciones, tal como se aprecia en el siguiente gráfico.

³³ Esta exclusión se ha realizado netamente con el propósito del desarrollo metodológico.

Gráfico 6.2: Contribución Solar obtenida con T-Sol para 33 localidades / Variantes 1 y 3 de 150 litros / Variantes 2 y 4 de 300 litros



En el **Gráfico 6.2** se muestran los resultados de Contribución Solar para las 33 localidades simuladas en T-Sol. Se aprecia que las variantes con acumuladores de 150 litros modelan Contribuciones Solares menores que las variantes con acumuladores de 300 litros.

Para evaluar un grado de magnitud de esta diferencia, se calcularon los promedios de Contribución Solar de las variantes mencionadas en cada una de las 33 localidades. Se aprecia que:

- El promedio de Contribución Solar de las Variantes de 150 litros es de 64,2%
- El promedio de Contribución Solar de las Variantes de 300 litros es de 71,2%
- El promedio de las diferencias de Contribución Solar entre ambas configuraciones, en las 33 localidades simuladas, es de 7,2% con una desviación estándar de 2,5%; es decir, las variantes de 300 litros presentan en promedio 7,2 puntos porcentuales más de Contribución Solar que las variantes de 150 litros.

- Si esta diferencia se expresa como un incremento marginal sobre las Contribuciones Solares de las Variantes de 150 litros, considerando un intervalo de 1 vez la desviación estándar (3%), se puede afirmar que:

En promedio, las Variantes de 300 litros entregan una Contribución Solar que es superior, en un rango que va desde un 8,3% a un 14,3%, a las que entregan las Variantes de 150 litros.

Se concluye que para las simulaciones efectuadas en T-Sol, un SST de 300 litros entrega una Contribución Solar superior a uno de 150 litros. Además, en las 33 localidades que representan la diversidad del territorio nacional, se aprecia la misma tendencia a establecer un diferencial de Contribución solar entre ambas configuraciones.

6.1.4.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA DE EFICIENCIA EN SST DE GRAN TAMAÑO

Debido a la dificultad de simular la Contribución Solar para SST de gran tamaño (sobre 400 litros), además de la falta de estudios comparativos concretos de curvas de eficiencias absolutas y/o marginales de eficiencia, en relación al tamaño de acumulación, se optó por un camino alternativo: Investigar la tabulación de indicadores de eficiencia global y/o específica de un SST de gran tamaño, a partir de la información disponible por parte de productores y/o proveedores de SST.

Entonces, por transitividad en el análisis de eficiencia de un indicador A, podemos ilustrar la eficiencia de un indicador B, en este caso, la Contribución Solar. Para estos efectos se dispone de lo siguiente:

- Cuadro de especificaciones técnicas de “Luca Energías Renovables” de España. Equipo TWS – Acumulador con Intercambiador para aplicaciones múltiples:
 - Acumuladores ACS de CitrinSolar para múltiples fuentes de calor
 - Tamaños de 160 litros hasta 1000 litros
 - Presión Máxima de 10 bar

Tabla 6.1: Especificaciones Técnicas Equipo Multi-aplicación TWS de Luca Energía Renovable / Acumuladores ACS CitrinSolar

Denominación		TWS 160	TWS 200	TWS 300	TWS 400	TWS 500	TWS 750	TWS 1000
Código producto		301160	301200	301300	301400	301500	301750	301800
Volumen de ACS	l	160	200	300	400	500	750	1000
Dimensiones								
Diámetro sin aislamiento	mm						750	900
Diámetro con aislamiento	mm	610	610	610	680	760	950	1100
Altura sin aislamiento	mm						1982	1910
Altura con aislamiento	mm	1111	1339	1790	1839	1853	2100	2000
Altura inclinado	mm	1192	1384	1838	1894	1920	2050	2020
Peso								
con aislamiento	kg	70	80	120	145	175	270	380
Superficie intercambiador abajo								
	m²	0,8	1	1,5	1,8	2	2,7	2,9
Volumen	l	3,7	6	8,9	11,5	12,6	13,5	14,5
Factor de Potencia según DIN 4708		2	3,5	7,5	11	15	35	41
Potencia ida: 80°C; salida ACS: 45°C	l/h	487	763	1050	1247	1429	2470	2690
Potencia del intercambiador	kW	20	31	43	51	58	101	109
Volumen de agua de calefacción	l/h	3000	3000	3000	3000	3000	5000	5800
Pérdida de carga	mbar	54	96	178	210	293	130	185
Acumulador								
Ánodo de magnesio 1 1/4"		SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO
Ánodo de corriente externa		NO	NO	NO	NO	NO	SI	SI
Aislamiento de PU duro	mm	50	50	50	50	50		
Aislamiento de PU blando	mm						100	100
Producción de calor en 24 h	kWh	1,8	1,8	2,2	2,5	2,7	4,08	4,6
Abertura de revisión	DN	110	110	110	110	110	180	180
Presión máxima de trabajo	bar	10	10	10	10	10	10	10
Conexiones								
Ida/retorno circuito solar	pulgada	1 IG	1 IG	1 IG	1 IG	1 IG	G1 1/4 IG	G1 1/4 IG
Agua fría/agua caliente	pulgada	1 AG	1 AG	1 AG	1 AG	1 AG	G1 1/2 AG	G1 1/2 AG
Circulación ACS	pulgada	3/4 AG	3/4 AG	3/4 AG	3/4 AG	1 AG	G 3/4 IG	G 3/4 IG
Entrada resistencia eléctrica	pulgada	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG	G1 1/2 IG

Fuente: Luca ST Componentes.

Gráfico 6.3: Potencia de Calor (kWh) y Potencia de Salida ACS 45°C (l/h) TWS de 160 litros a 1000 litros de volumen de acumulador

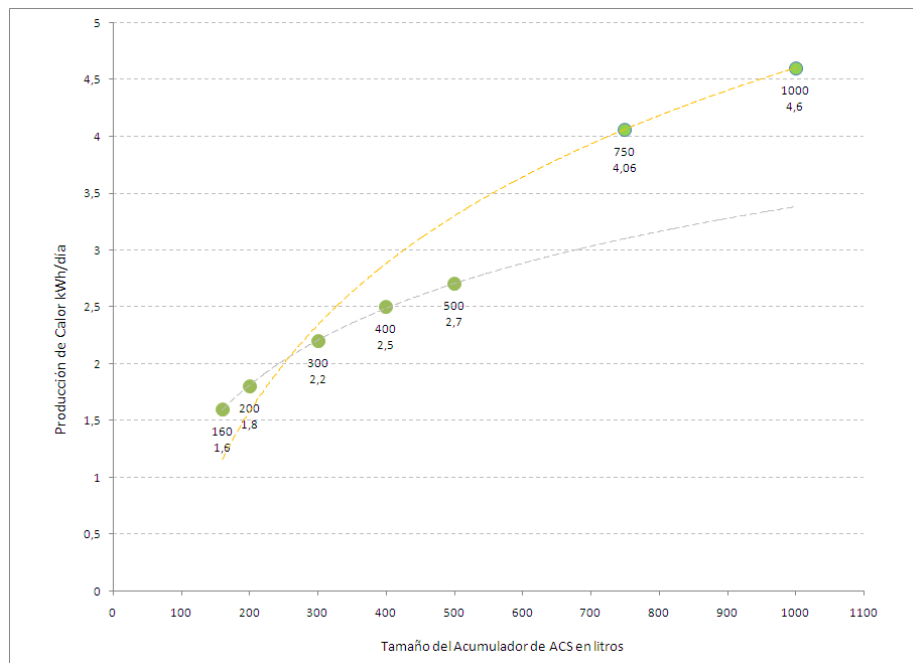
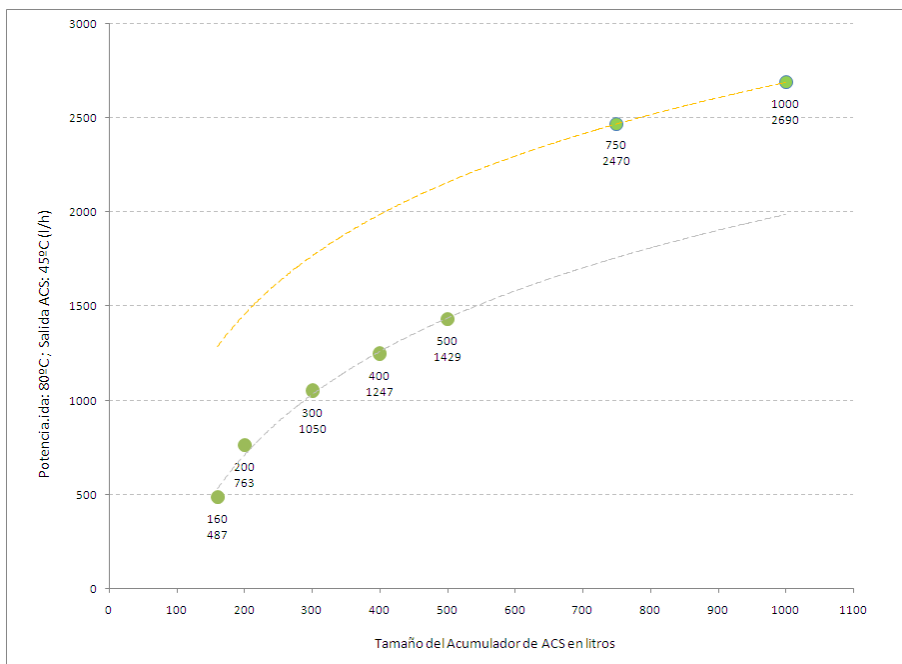


Gráfico 6.4: Potencia de Salida ACS 45°C (l/h) TWS de 160 litros a 1000 litros de volumen de acumulador



De los **Gráficos 6.3 y 6.4**, se aprecia que, tanto para la potencia de calor como para la potencia de salida, los rendimientos son crecientes con incrementos marginales decrecientes. Así también se aprecia que, en la brecha de 500 litros a 750 litros se producen diferencias significativas para este SST, debido al cambio de configuración de las aislaciones y ánodo de corriente externa.

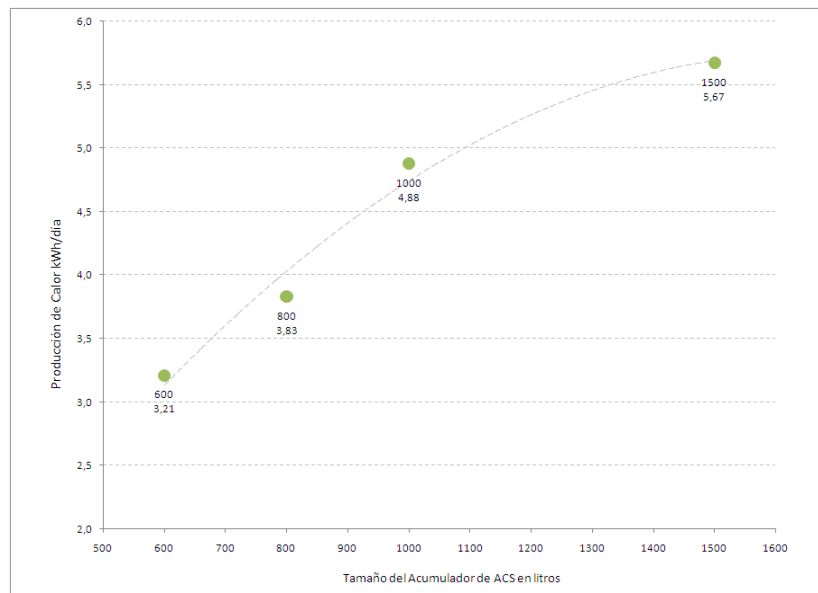
- Cuadro de especificaciones técnicas de “Luca Energías Renovables” de España. Equipo SLS – Alta demanda de ACS:
 - Acumuladores para la generación de altas necesidades de ACS
 - Tamaños de 400 litros hasta 1500 litros
 - Acumulador para un sistema “low-flow” con llenado en capas
 - Presión Máxima de 10 bar
 - Temperatura máxima de 95 °C
 - 1 Intercambiador de calor de gran superficie integrado

Tabla 6.2: Especificaciones Técnicas Equipo SLS de Luca Energía Renovable / Alta demanda de ACS

Denominación		SLS 600	SLS 800	SLS 1000	SLS 1500
Volumen de ACS	l	600	800	1000	1500
Dimensiones					
Diámetro sin aislamiento	mm	750	750	850	990
Diámetro con aislamiento	mm	950	950	1050	1190
Altura sin aislamiento	mm	1620	1966	2010	2246
Altura inclinado	mm	1676	2008	2062	2309
Peso					
con aislamiento	kg	141	155	178	287
Superficie intercambiador ACS	m ²	7	8,6	8,6	10,7
Volumen	l	38	46	46	57
Presión máxima de trabajo	bar	5,6	5,6	5,6	5,6
Perdida de carga con 3000 l/h	mbar	458	548	548	670
Superficie de colectores					
Para colector CS 111 SF	Unidad	6	7	10	14
Intercambiador de placas					
Tipo	PWT	14	14	30	30
Producción de calor en 24 h de acuerdo con DIN 4753-8	kWh	3,21	3,83	4,88	5,67
IG = hembra; AG = macho					

Fuente: Luca ST Componentes.

Gráfico 6.5: Potencia de Calor (kWh) SLS de 600 litros a 1500 litros de volumen de acumulador ACS



Se aprecia en el **Gráfico 6.5** que en este caso específico de configuración para grandes consumos, también se da una tendencia de rendimientos crecientes a tasas decrecientes en la producción de calor.

6.1.4.3 CONCLUSIONES ANÁLISIS DE RAZONABILIDAD PARA SST DE GRAN TAMAÑO

En función de las configuraciones y especificaciones analizadas, junto con la información disponible de las simulaciones realizadas en T-Sol, se estableció lo siguiente:

- La eficiencia global de un SST aumenta al incrementar la capacidad de acumulación de ACS.
- El aumento de la eficiencia global es creciente a tasas decrecientes.
- Como ocurre en la generalidad de los sistemas, los rendimientos tienen un límite que obedece a la tecnología, la hidráulica, sistemas mecánicos y de aislación que son constitutivos de un SST.
- Podemos deducir entonces que la Contribución Solar, como parte de esta eficiencia global, también mejora para un SST de gran tamaño y en condiciones similares a las expuestas.
- En función de lo descrito, las Contribuciones Solares modeladas, que corresponden a configuraciones estándar para viviendas unifamiliares, estarán por debajo de las contribuciones que puede entregar un SST de gran tamaño que mantiene las proporciones entre superficie de colector, volumen de acumulador y demanda total de ACS; a igualdad de condiciones climáticas y geográficas. En consecuencia, tanto la zonificación realizada en el **Capítulo 4**, así como el análisis de Contribuciones Solares es incluyente con respecto a un SST de gran tamaño.
- Cabe señalar que uno de los factores que influye significativamente en un SST de gran tamaño y que no corresponde a la elección de un equipo u otro, es el perfil de consumo. Es decir, para una misma configuración (compleja como se mencionó anteriormente), el rendimiento puede variar significativamente de acuerdo a la distribución de la demanda de ACS en el día/semana/estaciones /temporadas de cada una de las familias, grupos comunitarios o viviendas conectadas al sistema.
- Finalmente, es relevante mencionar que, sin perjuicio que un SST de gran tamaño pueda entregar mayor Contribución Solar que aquellos dimensionados para viviendas unifamiliares, existe la instancia de evaluación económica de la inversión en tecnología, configuración, espacio físico e infraestructura para un SST de gran tamaño. Esta constituye una restricción natural que ajusta la opción y el dimensionamiento de un SST, ya que, el nivel de inversión requerido, es directamente proporcional en relación al objetivo de aumentar la Contribución Solar. Además, el Proyecto de Ley de prevé esta condicionante, disminuyendo la franquicia para los casos de SST que abarquen a más de 1 vivienda, tal como se aprecia en la siguiente tabla.

Tabla 6.3: Esquema de asignación de franquicia de acuerdo al valor de la vivienda / Diferencias para SST de más de 1 vivienda.

Valor de la vivienda (VV)	beneficio potencial máximo equivalente (aplicable al costo de SST)	Topes por año en UF	SST para 1 Vivienda	SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada menor a 80 m ² (A)	SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada mayor a 120 m ² (B)
VV ≤ 2.000 UF	100%	2009	32,5	29,5	26,0
2.000 UF < VV ≤ 3.000 UF	40%	2010	32,0	29,0	25,5
3.000 UF < VV ≤ 4.500 UF	20%	2011	31,5	28,0	24,5
VV > 4.500 UF	0%	2012	31,0	27,5	24,0
		2013	30,0	26,5	23,5

Fuente: Texto Ley aprobado por Comisión de Hacienda

En el caso de SST para más de 1 Vivienda y Superficie instalada mayores o iguales a 80 m² y menores a 120 m² se aplica el siguiente algoritmo:

$$B = (1 - (S - 80) / 40) \times (a - b) + b$$

B = Máximo Beneficio en UF

S = Superficie Instalada en m²

a = Valores señalados por año en columna (A)

b = Valores señalados por año en columna (B)

Por todo lo anterior, el equipo consultor no cree necesario incluir exigencias de Contribución Solar particulares a SST de gran tamaño para efectos de zonificación y acceso a la franquicia. La conjunción natural de los factores técnicos y económicos ajusta la toma de decisiones al minuto de optar por una configuración de SST de gran tamaño.

6.2 CONSIDERACIONES RESPECTO DE LÍMITE DE CONTRIBUCIÓN SOLAR MÁXIMA

Finalmente, algunas consideraciones importantes para el contexto de la presente actividad en términos de Contribución Solar máxima:

- Cabe mencionar que un determinado sistema no debe entregar una Contribución Solar de 100% durante más de tres meses el año, ni tampoco, debe entregar una Contribución Solar mayor a 110% en un mes³⁴.
- Aún cuando el sobrecalentamiento podría causar que el SST requiera un mantenimiento mayor, si se efectúa una correcta planificación e instalación del sistema, esto no provocaría un daño grave. Más bien podría influir en la vida útil del mismo. De todas formas cabe considerar que los estándares de productos mejoran a lo largo del tiempo, por lo que en el futuro éstos podrían resistir más calor.

³⁴ "Sistemas Solares Térmicos", R. Román, 2007, CDT, p. 30
CTE, 2007

- Por otra parte, existen en el mercado otros equipos que utilizan el sistema “drain-back”, los cuales permiten un “sobre-dimensionamiento” del sistema sin que exista el peligro de estancamiento gracias que a su tecnología permite llenar y vaciar el captador.
- En ninguno de los casos analizados con los datos disponibles a la fecha, se observa una contribución solar mayor al 110% por mes (ver **Anexo 4.IX**).
- Por último, se asume que un determinado cliente o, potencial solicitante del beneficio tributario, no buscará instalar más colectores de los necesarios para cubrir su demanda. El factor económico ajusta la toma de decisión equilibrando la búsqueda de la configuración óptima para la relación de Contribución Solar exigida y demanda de ACS.

7 ESTABLECER LOS CASOS EN LOS CUALES SERÁ ADMISIBLE EL NO CUMPLIR CON LOS PORCENTAJES DE COBERTURA SOLAR DEFINIDOS.

En el caso de Chile, el fomento de instalaciones de SST se realiza por medio de una franquicia tributaria, y la adopción a la misma no es de carácter obligatoria. Esto quiere decir que en los casos en que no se cumpla el porcentaje de cobertura mínimo definido para la zona establecida, no se podrá optar por la franquicia. Por esta razón, no resulta necesario definir excepciones. En efecto, el o los usuarios siempre tendrán la opción de instalar SST sin el fomento estatal y sin ningún tipo de exigencias o requerimientos.

Aún cuando no es necesario establecer excepciones, cabe mencionar que en el caso de las viviendas multifamiliares se podría dar la situación en que se establecieran excepciones que obedecen a la estructura necesaria para la instalación del SST. Por ejemplo, en el caso de no haber suficiente espacio en el techo que permita la instalación de un SST que cumpla con la contribución solar mínima. Sin embargo, y tal como fue expuesto en la discusión del Capítulo 6, tampoco se establecerán excepciones en estos casos.

8 DESARROLLAR UN MÉTODO DE CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS, Y ESTABLECIMIENTO DE VALORES LÍMITES

El rendimiento de un sistema solar térmico está determinado por diversos factores. Entre ellos se distinguen, por una parte, aquellos inherentes a las condiciones geográficas y climáticas del lugar; y por otra, aquellos que dependen de la disposición del sistema (colectores). Se describen a continuación los procedimientos utilizados para calcular las pérdidas derivadas de los factores más importantes en el rendimiento final de la instalación.

8.1 PÉRDIDAS POR UBICACIÓN, ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Las pérdidas por inclinación se calculan en función del ángulo de inclinación β , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

Con respecto a la orientación, es decir al ángulo de azimut, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo (colector) y meridiano del lugar, existen valores referenciales predefinidos. Los valores referenciales para España son 0° para módulos orientados al sur, $+90^\circ$ para módulos orientados al este y -90° para módulos orientados al oeste.

En el caso de Chile, por estar localizado en el hemisferio sur, los valores referenciales son 0° para módulos orientados al norte, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste. Estos valores corresponden al ángulo que define la orientación y no corresponden a los valores finales de la instalación.

8.1.1 ESTABLECIMIENTO DE VALORES LÍMITES DE PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

En Chile y de manera específica, el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios en Chile (RITCH 2007), sin ser de carácter obligatorio, recomienda valores límites por orientación e inclinación. Con respecto a la orientación, establece que los colectores se deben orientar hacia el norte geográfico, admitiendo desviaciones de $\pm 25^\circ$ con respecto a dicha orientación.

Con respecto a la inclinación, el RITCH establece que el ángulo de inclinación de los colectores sobre un plano horizontal se debe determinar en función de la latitud

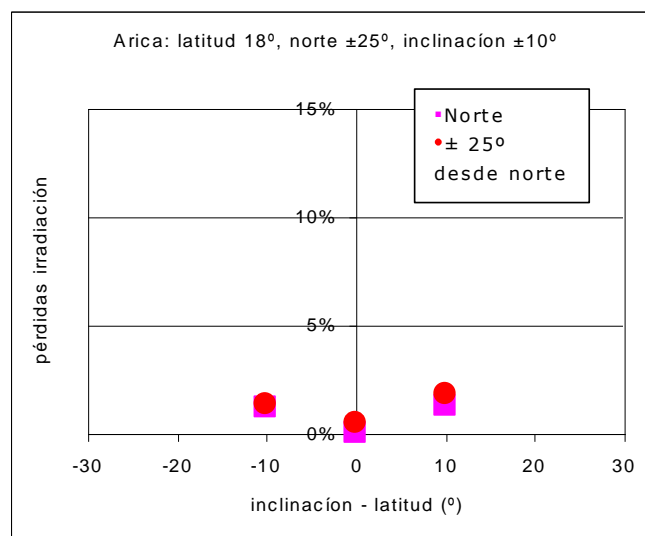
geográfica y del período de utilización de la instalación, admitiendo desviaciones de $\pm 10^\circ$ como máximo. La siguiente tabla resume los valores sugeridos por dicho reglamento:

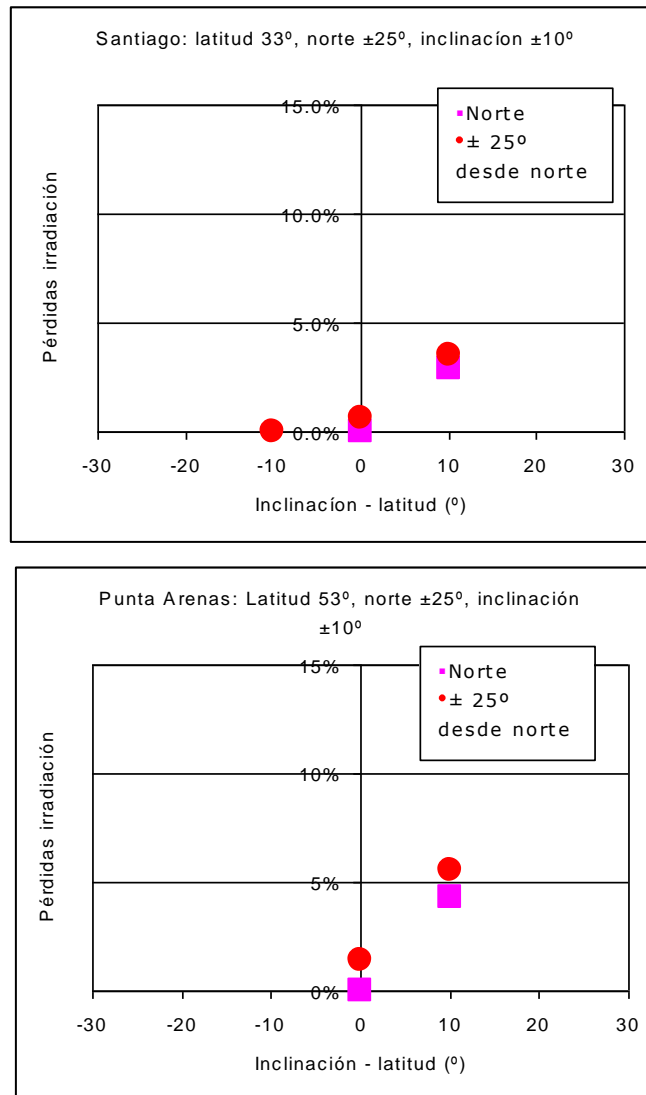
Tabla 8.1: Inclinação y Orientación de los colectores según el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios en Chile RITCH

Ítem	Valores de RITCH
Inclinación de Colectores (=latitud)	$\beta \pm 10^\circ$
Orientación de Colectores (=Azimut)	$\alpha \pm 25^\circ$

A partir de esta información, se analizó la pérdida de irradiación máxima anual por orientación e inclinación que resultaría al cumplir con los valores establecidos en el RITCH. Para esto, se seleccionaron tres localidades con diferentes latitudes, es decir que representen la variedad de latitudes existentes en Chile. Así, se analizaron las ciudades de Arica, Santiago y Punta Arenas. Las simulaciones fueron realizadas con el software Meteonorm (Versión 6.1) y los resultados se pueden apreciar en los siguientes gráficos:

Gráfico 8.1: Pérdidas por Orientación e Inclinación con Parámetros RITCH





Tal como se puede apreciar en los gráficos anteriores, las pérdidas máximas alcanzan 5.5%, y corresponden a la simulación de Punta Arenas. Sin embargo, este nivel de pérdidas es muy bajo comparado con los niveles generalmente establecidos para pérdidas por orientación e inclinación, por tanto, no es recomendable adoptar las desviaciones máximas del RITCH para determinar las pérdidas por orientación e inclinación.

En efecto, a nivel internacional, y en particular en el caso Español, el nivel de pérdidas por estos conceptos generalmente aceptado varía entre 10% y 40%. El CTE establece valores límite de pérdidas por orientación e inclinación, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 8.2: Pérdidas por Orientación e Inclinación, CTE.

Caso	Orientación e inclinación
General	10%
Superposición (de colectores)	20%
Integración arquitectónica	40%

En dónde:

- **Integración arquitectónica:** Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además, cuando sustituyen elementos constructivos convencionales, o bien son elementos constituyentes de la composición arquitectónica.
- **Superposición:** Se considera que existe superposición cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio. En este caso, no se acepta la disposición horizontal de los colectores, con el objetivo de favorecer la "auto-limpieza" de los módulos (puesto que si los colectores están situación en posición completamente horizontal, esto dificulta el desplazamiento de los fluidos).
- **General:** El resto de los casos.

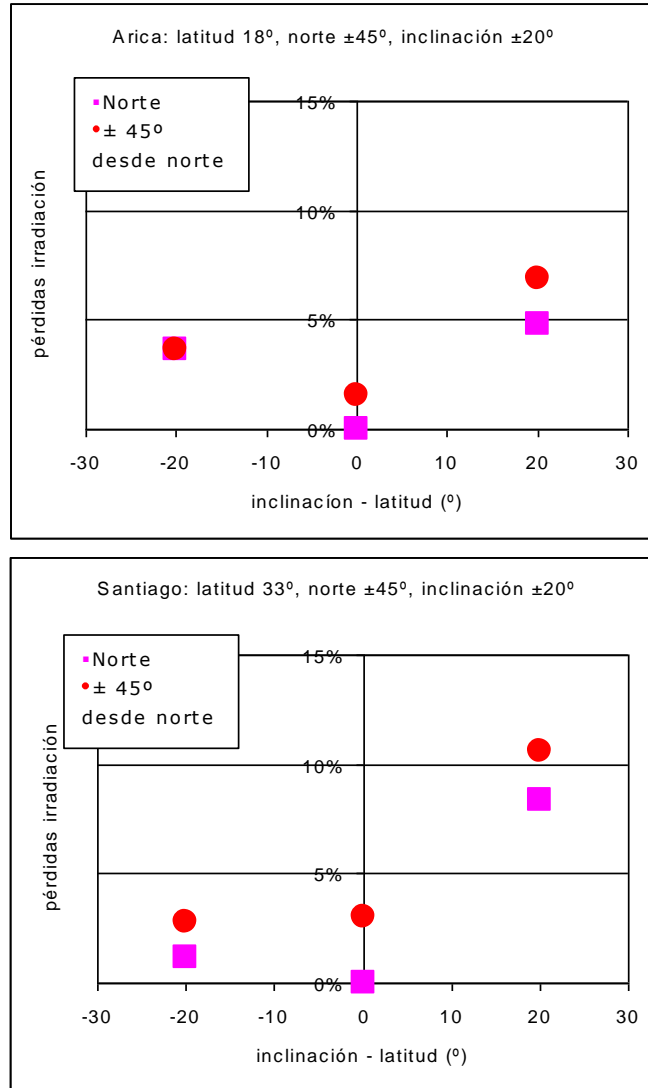
Sin embargo, esta división establecida en el CTE puede resultar confusa, ya que es difícil determinar cuando se trata de un caso general y cuando de un caso de superposición. Por esta razón, así como por simplicidad y operatividad del futuro Reglamento Chileno, el equipo consultor recomienda agrupar los conceptos "General" y "Superposición" en un solo ítem, considerando un **límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación de 15%**. Este nivel de pérdidas es considerado aceptable a nivel internacional.

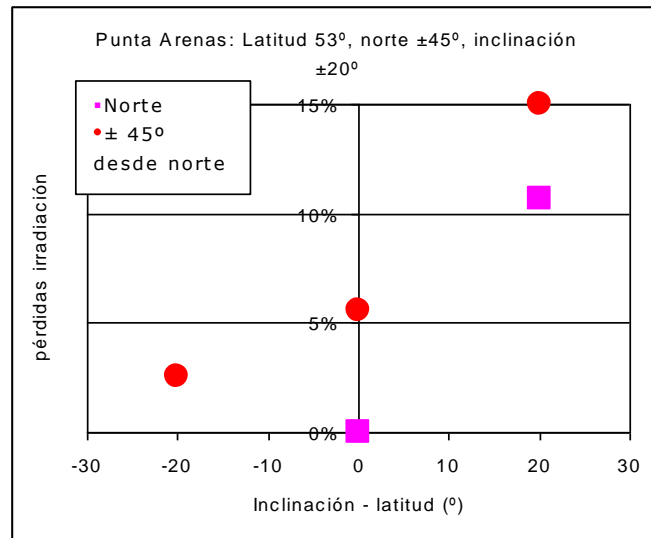
Para profundizar el análisis y corroborar el nivel de pérdidas, se volvieron a simular las pérdidas por orientación e inclinación de Arica, Santiago y Punta Arenas, considerando esta vez, los siguientes parámetros y rangos de desviación máximos:

- Los colectores se orientan hacia el norte geográfico admitiendo **desviaciones de $\pm 45^\circ$** con respecto a dicha orientación.
- El ángulo de inclinación en relación a la latitud del lugar, admitiendo **desviaciones de $\pm 20^\circ$ como máximo.**
- El ángulo mínimo de inclinación de los colectores es de 10° . Este punto es relevante debido a que los colectores no deben ubicarse en una posición 100% horizontal para evitar problemas con los flujos de agua y por tanto con la auto-limpieza de los colectores.

Los siguientes gráficos dan cuenta de los resultados obtenidos:

Gráfico 8.2: Pérdidas por Orientación e Inclinación con Parámetros Recomendados.





Como se puede apreciar, las pérdidas máximas por concepto de orientación e inclinación alcanzan 15%, en la simulación de Punta Arenas. Por lo que el establecimiento de un límite máximo de pérdidas por orientación e inclinación de 15% resulta razonable para los casos “generales” y de “superposición”. Adicionalmente, se recomienda mantener el valor máximo establecido por la legislación española para el caso de “integración arquitectónica”.

De esta forma, los límites máximos para pérdidas por inclinación y orientación quedan establecidos de la siguiente manera:

Tabla 8.3: Límites Máximos de Pérdidas por Orientación e Inclinación

Caso	Orientación e inclinación
General y Superposición	15 %
Integración arquitectónica	40 %

Los métodos utilizados para realizar las simulaciones anteriores son complejos, por tanto, para estimar las pérdidas de irradiación por orientación e inclinación, se propone la utilización de un método simple, el cuál además ya ha sido desarrollado para Chile: el método del Disco Solar aplicado por la CDT en el “Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua” (2007). En el siguiente apartado se exponen los principales lineamientos metodológicos de dicho método.

8.1.2 MÉTODO DE ESTIMACIÓN DE PÉRDIDAS DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

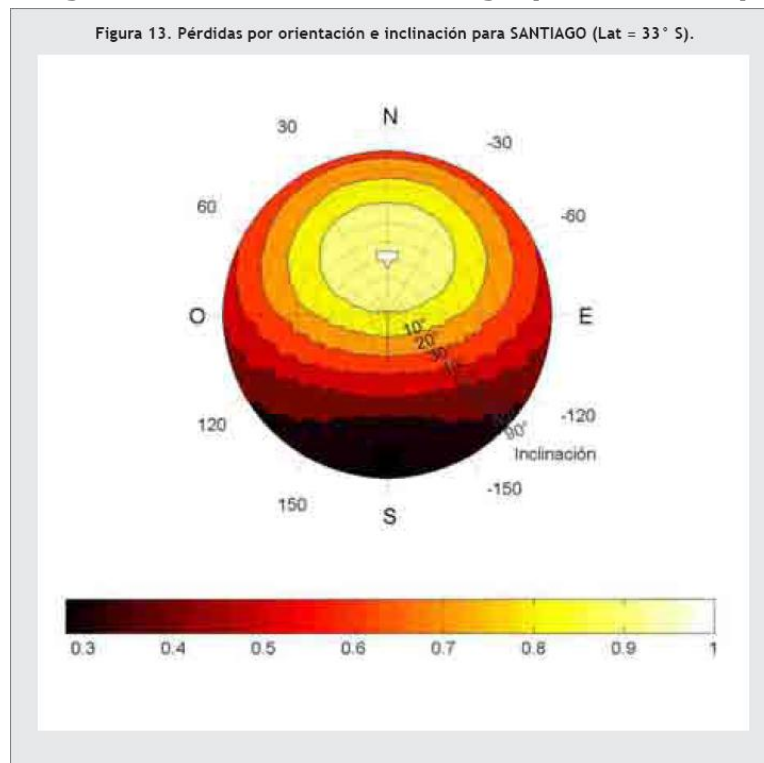
A continuación se expone un método simple y práctico para determinar los límites en la orientación e inclinación de los colectores de acuerdo a las pérdidas máximas

permisibles (**Tabla 8.3**). Cabe destacar que el método que se presenta a continuación sirve para determinar un porcentaje aproximado de pérdidas por orientación e inclinación, así como para que los postulantes puedan utilizarlo como método de optimización de las instalaciones solares, pues podrán evaluar diferentes grados de inclinación de las instalaciones que cumplan con los porcentajes máximos de pérdidas establecidos.

El valor exacto de las pérdidas de irradiación por orientación e inclinación deberá ser calculado por los proponentes de proyectos mediante la utilización de softwares especializados, es decir mediante herramientas de simulación o dimensionamiento de instalaciones de SST.

Tal como se ha mencionado y con el fin de simplificar la estimación y verificación preliminar de las pérdidas por orientación e inclinación, se propone la utilización de la metodología del “disco solar”, el cual permite, de forma rápida y práctica, estimar las pérdidas producidas por la disposición de los colectores. Los discos solares para Chile han sido desarrollados en el “Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua” de la CDT, por lo que, en acuerdo con la contraparte, se ha decidido utilizar esta metodología, puesto que ya cuenta con discos solares para diferentes localidades a lo largo del país.

En efecto, en el manual es posible encontrar los discos solares para 14 localidades a lo largo de Chile, los cuales son representativos de las diversas latitudes del país. Los discos solares muestran la proporción de irradiación total anual recibida sobre una superficie con cierta orientación e inclinación con respecto al máximo posible. A modo de ejemplo a continuación se muestra el disco solar correspondiente a Santiago (Latitud 33° S).

Figura 8.1: Disco Solar Santiago (Latitud 33° S)

Nemotécnica:

1. El ideal, en términos de aprovechamiento de la energía, está determinado por el área de color blanco, la cual tiene valor 1. Esto equivale a que en el área de color blanco se capta el 100% de la irradiación y por tanto las pérdidas son igual a cero. De la misma forma, en el área amarilla se capta entre un 80% y un 90% de la irradiación, por tanto, las pérdidas corresponden a entre un 10% y un 20%. En el extremo, el área café oscuro implica que se está captando un 30% de la irradiación y por tanto las pérdidas por orientación e inclinación alcanzan un 70%.
2. La orientación se representa como el ángulo con respecto al norte siempre tomando en consideración que al Este es negativo y al Oeste es positivo.
3. El ángulo de inclinación se representa como la distancia desde el centro del círculo (de 0° a 90°), con los círculos concéntricos que muestran las distintas inclinaciones³⁵.

Para la realización del "disco solar" se utilizan datos horarios (8760 horas) de radiación solar directa³⁶ y difusa³⁷ de la zona en un año típico. A partir de los datos de

³⁵ "Sistemas Solares Térmicos: Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua". Corporación de Desarrollo Tecnológico y Cámara Chilena de la Construcción (2007).

³⁶ La radiación solar directa es aquella que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias.

radiación solar, se elabora un mapa de porcentajes de irradiación anual en la zona en cuestión. Este mapa queda reflejado en un “disco”, al cual se le superpone otro que permite elegir:

1. La orientación de los colectores
2. La inclinación del tejado/superficie o de los colectores sobre la cubierta plana

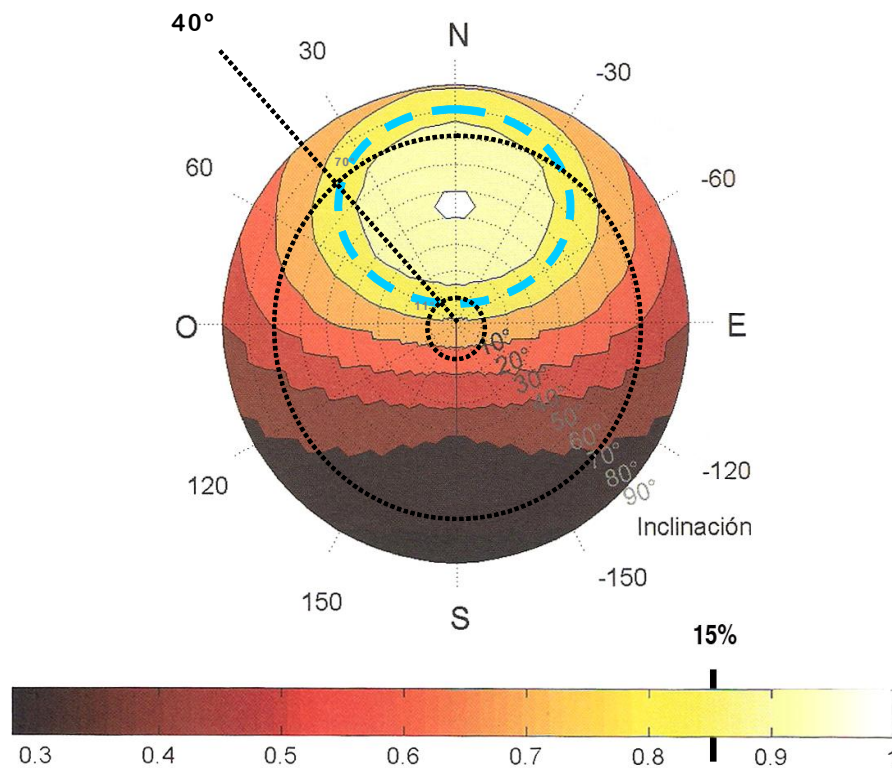
Tal como se ha mencionado, las pérdidas por orientación e inclinación se calculan en función del ángulo de inclinación de los captadores con el plano horizontal y el ángulo de azimut, es decir el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano del lugar. Sin embargo, a diferencia del manual de la CDT, el límite máximo de pérdidas por estos conceptos se ha establecido en **15%**.

Para cada caso, en primer lugar se determina el ángulo de azimut del colector. Luego, conocido el azimut, se determinan, en el disco correspondiente a la latitud más cercana al lugar que se quiere evaluar, los límites permitidos para la inclinación, respetando las pérdidas máximas establecidas para estos conceptos (por ejemplo, de 15% para el caso general). Así, los puntos de intersección de la circunferencia que marca el límite de pérdidas con la recta de azimut entrega los valores de inclinación máxima y mínima que pueden tener los colectores de una instalación para cumplir con el porcentaje de pérdidas máximas permitidas. En el caso de que no haya intersección entre ambas curvas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. De lo contrario, si las curvas se intersectan, se obtienen los valores de inclinación límites para la latitud en cuestión³⁸.

A continuación, se muestra un ejemplo simple, el cual permite comprender la aplicación del método del disco solar para la estimación de las pérdidas por orientación e inclinación. El objetivo del ejercicio es evaluar si las pérdidas de irradiación por causa de los conceptos mencionados están dentro de los límites permitidos para un SST. De esta forma, se busca determinar si una instalación específica con un tejado orientado 40° hacia el Oeste (azimut = +40°) y con una inclinación de 40° respecto a la horizontal, para una localidad situada cerca de la ciudad de Coyhaique cuya latitud es de 46° S, estará dentro de los límites permitidos. En la siguiente figura se puede apreciar esquemáticamente la aplicación del disco solar:

³⁷ La radiación solar difusa es aquella que es emitida por la bóveda celeste diurna por los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y en otros elementos atmosféricos y terrestres.

³⁸ “Sistemas Solares Térmicos: Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua”. Corporación de Desarrollo Tecnológico y Cámara Chilena de la Construcción (2007).

Figura 8.2: Aplicación Disco Solar

Tal como se ha explicado anteriormente, en primer lugar se traza la recta de azimut, en este caso, ésta corresponde a los 40° Oeste. Luego se grafica la circunferencia correspondiente al límite de pérdidas máximo permitido. En este caso, la línea punteada celeste corresponde al límite de 15%. Tal como se puede apreciar en la leyenda inferior de la figura, el medio del rango 0.8 – 0.9 implica que se recibe un 85% de la irradiación, es decir, que se estaría perdiendo un 15% de la misma, por lo que en ese nivel del disco solar, se traza la circunferencia correspondiente al límite de pérdidas. Posteriormente, se trazan los círculos que corresponden a la intersección de la recta de azimut con la circunferencia del límite de pérdidas tal como se puede apreciar en la figura anterior (círculos de líneas punteadas negras).

A partir de los trazados realizados es posible determinar que la instalación cumplirá con el límite de pérdidas siempre y cuando la inclinación de la misma se sitúe entre los 11 y 70 grados. En el ejemplo, se asumió una inclinación de 40° para la instalación por lo que se estaría cumpliendo con la exigencia. Concretamente, esta configuración tendría pérdidas de irradiación por orientación e inclinación de aproximadamente 10%.

En el **Anexo 8.I** se adjuntan los discos solares desarrollados por el manual de la CDT. Los discos solares establecidos son válidos para el territorio de Chile de latitudes entre 18° S y 53° S. Se recomienda que, en el caso que la localización de un determinado proyecto se encuentre ubicada en una latitud diferente a las disponibles en los 14 discos, se utilice el disco solar de latitud más próxima.

En el punto 8.4 se entrega resumida toda la información que deberá estar contenida en el reglamento.

8.2 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Para establecer el contexto y la metodología de las pérdidas por sombras, se analizó la experiencia de la legislación española. En este caso, se establecen los siguientes porcentajes máximos de pérdidas:

Tabla 8.4: Porcentajes Máximos de Pérdidas por Sombra (CTE)

Caso	Sombras
General	10 %
Superposición (de colectores)	15 %
Integración arquitectónica	20 %

Estos porcentajes han sido estimados para el parque de edificios del sector residencial y el sector terciario, en los cuales, la demanda de ACS será, en muchos casos, lo suficientemente alta para tener una cantidad considerable de colectores, y por tanto, se corre riesgo de superposición de los mismos. Esta situación es similar a lo que se espera pueda ocurrir en Chile.

Con respecto a la integración arquitectónica de energía solar térmica, esta cobra relevancia cuando el diseño estético de la construcción es una variable crítica en la implementación de un SST. En presencia de esta situación, ocurre que la integración arquitectónica puede afectar el rendimiento de los equipos y por lo tanto se debe considerar un límite de pérdidas por sombra asociadas a este concepto. En el ámbito y alcance de este estudio el impacto de este factor es relativo, en función de que aquellos quienes opten por el beneficio, efectivamente compren una vivienda construida con o sin integración arquitectónica.

En resumen, los conceptos asociados a pérdidas por sombra corresponden a situaciones que pueden ocurrir tanto en viviendas unifamiliares como en viviendas multifamiliares, ya que depende de la disposición estructural, orientación y distribución del conjunto habitacional.

Cabe mencionar que una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

A continuación se presenta el método de cálculo para las pérdidas de irradiación por sombras.

8.2.1 ESTIMACIÓN PRÁCTICA SIMPLE PARA PÉRDIDAS DE IRRADIACIÓN POR SOMBRAS.

El efecto sombra se presenta cuando un colector resulta estar obstruido por elementos externos (edificios, árboles, montañas, etc.) y por lo tanto, reduce la generación de energía del sistema solar térmico.

Los análisis detallados de sombras son en general complicados y requieren de mucho tiempo para su desarrollo y aplicación (como las propuestas en los procedimientos de la CTE española). En efecto, y según lo expuesto por expertos españoles, los procedimientos establecidos en el CTE, en la práctica no se utilizan debido a su complejidad. Por esta razón, el presente estudio entrega un método simplificado, el cual será suficiente para la estimación de pérdidas de irradiación debido a sombras en los casos simples. Sin embargo, y tal como se expone más adelante, en los casos de situaciones complejas se analiza la utilización del método extendido.

Adicionalmente, cabe destacar que las pérdidas por sombras en colectores solares térmicos son menos relevantes que en el caso de paneles fotovoltaicos.

Principios:

- Un colector en general es puesto bajo un ángulo de inclinación y está “mirando” a la bóveda celeste.
- El colector recibe principalmente dos formas de irradiación solar: directa e indirecta.
- La irradiación solar directa viene directamente del sol y depende de la posición del mismo (patrón diario y anual)
- La irradiación solar indirecta o difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres y se considera que esta igualmente dividida sobre la bóveda.
- Para esta estimación simple sólo se considera la limitación de irradiación solar indirecta. Esto se realiza calculando la diferencia en el factor de vista a la bóveda celeste, y corrigiendo la irradiación solar indirecta recibida.

Estimación:

Para el cálculo de pérdidas de irradiación por sombras, el equipo consultor ha desarrollado la siguiente fórmula:

$$\Delta I_1 = \frac{\theta * H_{Dh\%}}{180 - \beta} * \frac{\gamma}{180}$$

Dónde:

ΔI_1	= Pérdida de irradiación por sombra (%)
θ	= Obstrucción de ángulo vertical (°)
$H_{Dh\%}$	= Porcentaje de irradiación indirecta (difusa) con respecto a la irradiación total global en horizontal (%)
β	= Ángulo de inclinación del colector (°)
γ	= Obstrucción de ángulo horizontal (°)

El valor de $H_{Dh\%}$ dependerá de la localidad en la cuál se emplace un determinado proyecto. Este valor se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$H_{Dh\%} = \frac{H_{Dh}}{H_{Gh}} * 100 \%$$

Dónde:

$H_{Dh\%}$	= Porcentaje de irradiación indirecta con respecto a la irradiación global en horizontal (%)
H_{Dh}	= Irradiación anual indirecta / difusa en superficie horizontal (kWh/m ²)
H_{Gh}	= Irradiación anual global en superficie horizontal (Conocido) (kWh/m ²)

Para calcular las pérdidas por sombra se deberá contar con información tanto de la irradiación global en superficie horizontal, como de la radiación indirecta (difusa). La base de datos de la irradiación global se encuentra contenida en este estudio, sin embargo la irradiación indirecta no lo está. Por esta razón, se recomienda que CNE adquiera la base de datos correspondiente a la irradiación indirecta, puesto que resulta necesaria para el cálculo de pérdidas por sombras. Esta base de datos puede ser obtenida del mercado privado. De resultar conveniente para la CNE, el equipo consultor apoyará a la CNE en la adquisición y manejo de dicha base de datos.

En el siguiente apartado se presentan 2 ejercicios: el primer ejercicio permite entender cómo se aplica la fórmula y expone una representación gráfica del concepto

de pérdidas por sombras. El segundo ejercicio permite determinar el límite máximo de pérdidas por sombras en Chile.

8.2.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE IRRADIACIÓN POR SOMBRA Y VALORES LÍMITE

Para ambos ejercicios se han considerado los siguientes datos, los cuales han sido obtenidos mediante la utilización del programa Meteonorm:

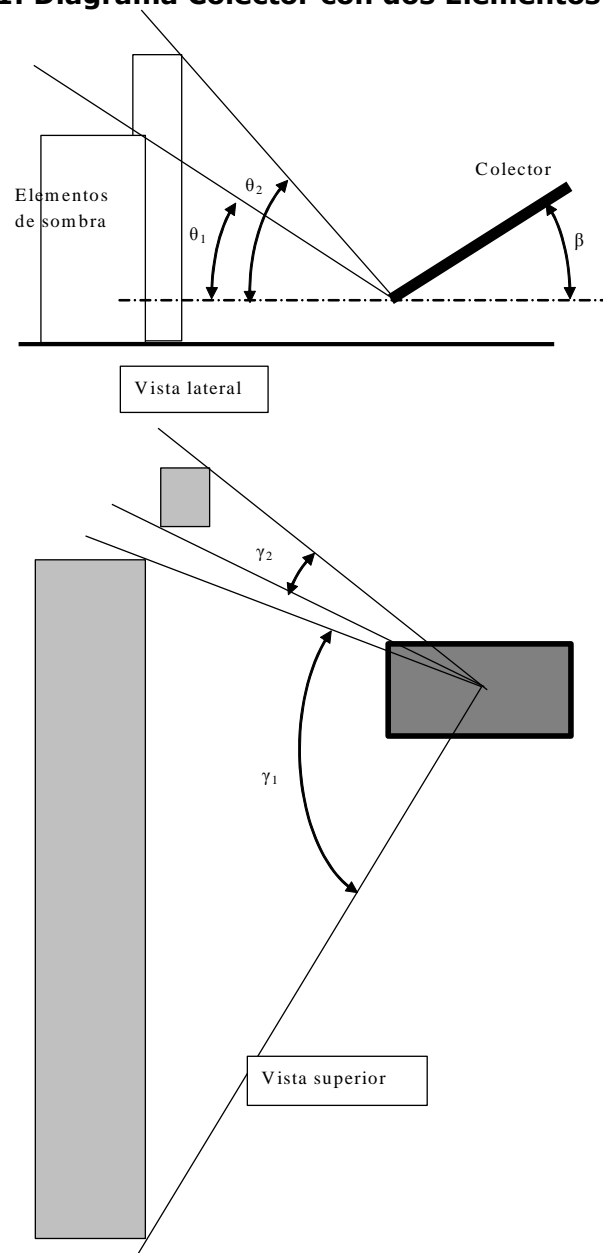
Tabla 8.5: Latitud y $H_{Dh\%}$ en Localidades con Información Disponible

Lugar	Latitud	$H_{Dh\%}$
Arica	18°	43 %
Calama	22°	27 %
Antofagasta	23°	40 %
Isla Pascua	27°	49 %
Copiapó	27°	38 %
Vallenar	28°	35 %
La Serena	30°	45 %
Santiago	33°	38 %
Curicó	34°	40 %
Concepción	36°	42 %
Temuco	38°	51 %
Pto. Montt	41°	50 %
Coyhaique	45°	46 %
Pta. Arenas	53°	56 %

Ejercicio I: Cálculo de Pérdidas por Sombra

Para ejemplificar la aplicación de la fórmula se ha considerado un caso en donde se instala un colector, el cual está afectado por dos elementos que producen sombra, tal como se aprecia en la siguiente imagen:

Imagen 8.1: Diagrama Colector con dos Elementos de Sombra



A modo de ejemplo se consideran los siguientes parámetros:

- $\theta_1 = 30^\circ$ y $\theta_2 = 50^\circ$
- $\beta = 35^\circ$
- $\gamma_1 = 80^\circ$ y $\gamma_2 = 10^\circ$
- $H_{Dh\%} = 60\%$

En este caso, se debe aplicar el cálculo de pérdidas para cada elemento por separado, con lo cuál se obtiene lo siguiente:

$$\Delta I_1 = \frac{30 * 60 \%}{180 - 35} * \frac{80}{180} = 5,52 \%$$

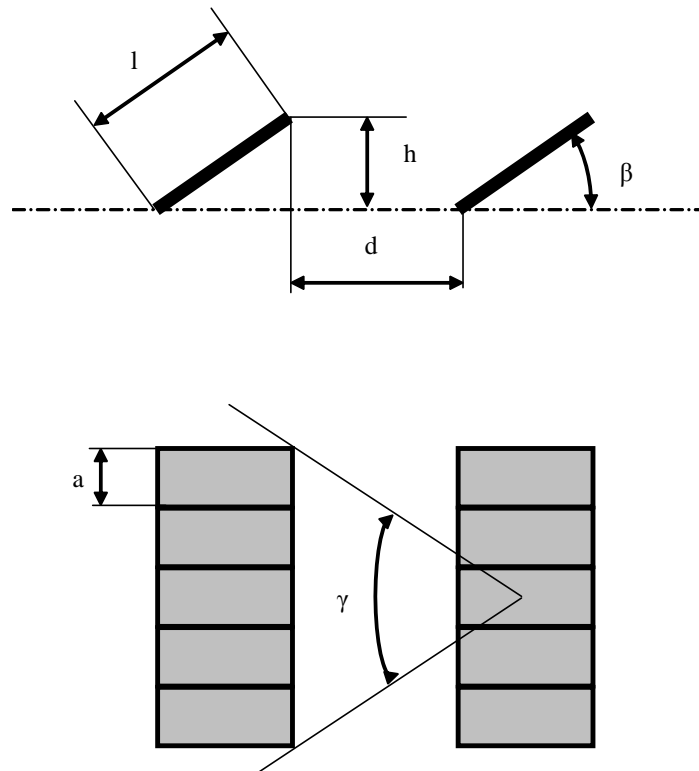
$$\Delta I_1 = \frac{50 * 60 \%}{180 - 35} * \frac{10}{180} = 1,15 \%$$

Finalmente, las pérdidas totales por sombra resultan de la suma de pérdidas de irradiación por sombras de ambos elementos. Así, $5,52\% + 1,15\% = 6,67\%$.

Ejercicio II: Determinación de Valores Límites de Pérdidas por Sombras.

Por lo general, los sistemas solares térmicos se disponen en filas de colectores, tal como se aprecia en el siguiente diagrama:

Imagen 8.2: Diagrama Colectores en Fila.



En donde:

- l: Largo del colector considerando la separación entre colectores (m)
- a: Ancho del Colector considerando la separación entre colectores (m)
- d: Separación entre filas (m)
- h: Altura del colector (m)

Tal como muestra el diagrama anterior, los colectores se encuentran separados por una distancia (d). Este valor será igual o mayor al valor obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$d = k * h$$

Siendo:

- d = Separación entre filas (m)
h = Altura del colector (m)
k = Coeficiente inclinación (β) del colector.

Los coeficientes de inclinación del colector fueron obtenidos directamente del RITCH (2007), y se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 8.6: Coeficientes de Inclinación del Colector (RITCH 2007)

Inclinación (Grados)	k
20°	1,532
25°	1,638
30°	1,732
35°	1,813
40°	1,879
45°	1,932
50°	1,970
55°	1,982

A partir de toda la información mencionada, se calcularon las pérdidas por sombras para 14 localidades del país, considerando filas de 5 colectores de 2 metros de largo por 1 de ancho y una inclinación según latitud de $\pm 20^\circ$. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 8.7: Cálculo Pérdidas por Sombras

Lugar	Latitud (°)	D/H	Inclinación = latitud			Inclinación = latitud + 20°			Inclinación = latitud - 20°		
			h (m)	d (m)	Perdidas	h (m)	d (m)	Perdidas	h (m)	d (m)	Perdidas
Arica	18	0.43	0,62	0,92	6,3%	1,23	2,28	7,0%	0,35	0,44	5,9%
Calama	22	0.27	0,75	1,18	4,1%	1,34	2,54	4,6%	0,35	0,44	3,8%
Antofagasta	23	0.4	0,78	1,25	6,0%	1,36	2,60	6,8%	0,35	0,44	5,5%
Isla Pascua	27	0.49	0,91	1,52	7,7%	1,46	2,84	8,7%	0,35	0,44	6,9%
Copiapó	27	0.38	0,91	1,52	5,9%	1,46	2,84	6,7%	0,35	0,44	5,3%
Vallenar	28	0.35	0,94	1,59	5,5%	1,49	2,89	6,2%	0,35	0,44	4,9%
La Serena	30	0.45	1,00	1,73	7,1%	1,53	3,00	8,1%	0,35	0,44	6,3%
Santiago	33	0.38	1,09	1,94	6,1%	1,60	3,15	7,0%	0,45	0,61	5,4%
Curicó	34	0.4	1,12	2,01	6,4%	1,62	3,19	7,4%	0,48	0,67	5,7%
Concepción	36	0.42	1,18	2,14	6,8%	1,66	3,28	7,9%	0,55	0,79	6,1%
Temuco	38	0.51	1,23	2,28	8,5%	1,70	3,36	9,9%	0,62	0,92	7,6%
Pto. Montt	41	0.5	1,31	2,47	8,3%	1,75	3,46	9,9%	0,72	1,11	7,4%
Coyhaique	45	0.46	1,41	2,72	8,0%	1,81	3,57	9,7%	0,85	1,38	7,1%
Pta. Arenas	53	0.56	1,60	3,15	10,3%	1,91	3,67	13,1%	1,09	1,94	9,0%

Tal como se observa en la tabla anterior, las pérdidas de irradiación máximas por concepto de sombras alcanzan 13.1% en la ciudad de Punta Arenas.

A partir del ejercicio realizado es posible inferir que el establecimiento de un límite máximo de pérdidas por sombras de 15% es aceptable. Esto, al igual que para el caso de pérdidas por orientación e inclinación, considerando las situaciones de "superposición" y "general" como una sola. Con respecto a la pérdida por sombras en casos de "integración arquitectónica" se recomienda mantener el valor establecido en la legislación española. De esta forma, los valores límite de pérdidas por sombras quedan de la siguiente manera:

Tabla 8.8: Límites Máximos de Pérdidas por Sombras

Caso	Sombras
General y Superposición	15%
Integración arquitectónica	20%

A continuación, se efectúa un análisis para el cálculo de pérdidas de irradiación por sombras en caso de situaciones de mayor complejidad.

8.2.3 CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE IRRADIACIÓN POR SOMBRAS EN CASOS COMPLEJOS

A. Método Extendido

Por casos complejos se entiende aquellas situaciones en donde varios elementos provocan sombra al SST y no es posible calcular el efecto de cada uno de ellos por separado. Esta situación podría ocurrir cuando no es posible dividir los efectos de diferentes obstáculos, por ejemplo, cuando los obstáculos están en parte unos detrás de otros. En caso de que ocurra dicha situación, se podría utilizar el denominado método extendido, el cuál para el caso de Chile, ha sido establecido en el "Manual de Diseño para Calentamiento de Agua" de la CDT (Anexo VI de dicho manual). Este método fue desarrollado para el CTE español y fue adaptado en el manual a las condiciones y características de Chile.

Cabe destacar que ambos métodos son estimaciones, la diferencia radica en que el método extendido es más preciso, aún cuando en general, al evaluar un mismo proyecto, los resultados de ambos métodos no difieren más allá de un 2%. A continuación se presenta un ejemplo, en el cual se calculan las pérdidas por sombras para un mismo caso, siguiendo los dos métodos presentados.

B. Comparación Método Extendido y Método Simplificado

Para determinar las diferencias en el cálculo de pérdidas por sombras mediante la utilización del método simple en comparación al método extendido, se han considerado los siguientes supuestos y parámetros:

- Se ha considerado un caso en dónde se instala un colector, el cual está afectado por dos elementos que producen sombra, tal como se puede apreciar en la **Figura 8.1**, del Punto 8.2.2.
- Obstrucción del Ángulo vertical (°): $\theta_1 = 25^\circ$ y $\theta_2 = 45^\circ$
- Ángulo de inclinación del colector (°): $\beta = 30^\circ$
- Obstrucción del Ángulo horizontal (°): $\gamma_1 = 85^\circ$ y $\gamma_2 = 15^\circ$
- Para el método simplificado: $H_{Dh\%} = 60\%$

A continuación se exponen los cálculos bajo cada uno de los métodos.

Cálculo pérdidas por sombras con el Método Simplificado

Tal como fue expuesto anteriormente, para el cálculo de las pérdidas de irradiación por sombras se utiliza la siguiente fórmula propuesta por el equipo consultor:

$$\Delta I_1 = \frac{\theta * H_{Dh\%}}{180 - \beta} * \frac{\gamma}{180}$$

Dónde:

ΔI_1	= Pérdida de irradiación por sombra (%)
θ	= Obstrucción de ángulo vertical (°)
$H_{Dh\%}$	= Porcentaje de irradiación indirecta (difusa) con respecto a la irradiación total global en horizontal (%)
β	= Ángulo de inclinación del colector (°)
γ	= Obstrucción de ángulo horizontal (°)

Aplicando la fórmula para cada elemento por separado se obtiene lo siguiente:

$$\Delta I_1 = \frac{25 * 60\%}{180 - 30} * \frac{85}{180} = 4,72\%$$

$$\Delta I_1 = \frac{45 * 60\%}{180 - 30} * \frac{15}{180} = 1,50\%$$

De esta forma, las pérdidas totales por sombra resultan de la suma de las pérdidas de irradiación por sombras de ambos elementos:

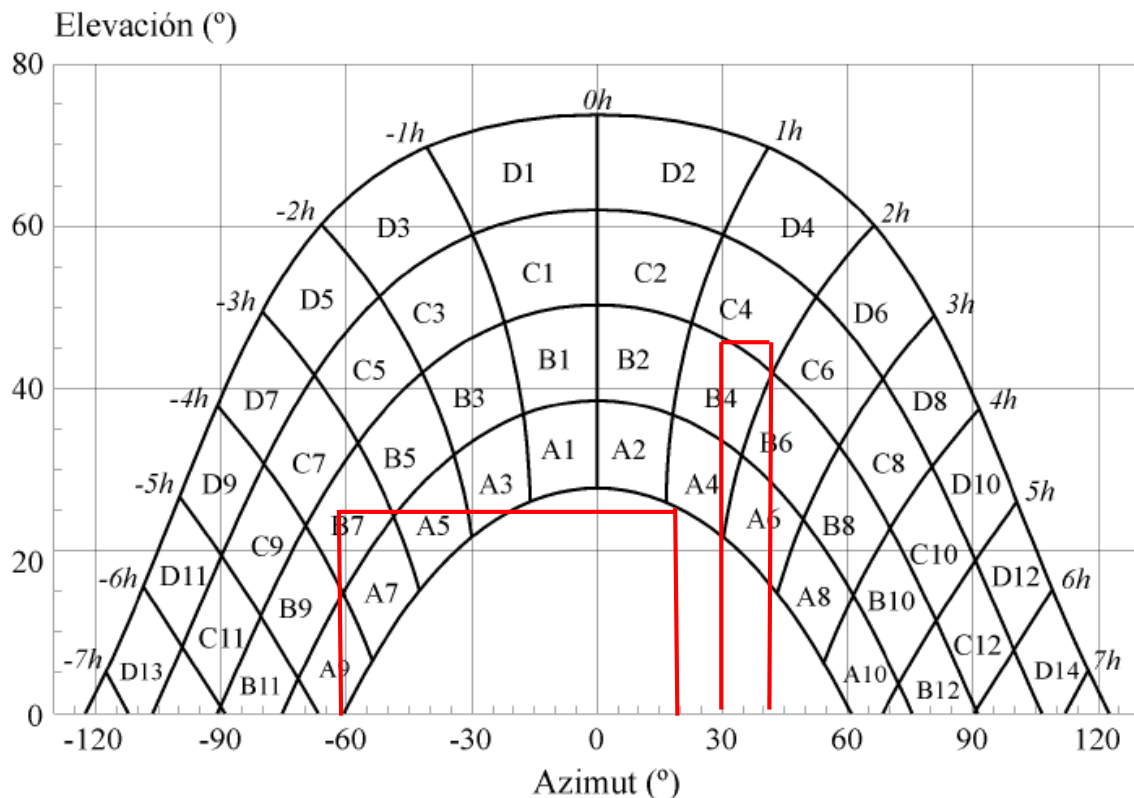
$$\Delta I_{TOT} = 4,72\% + 1,50\% = \mathbf{6,2\% \text{ (METODO SIMPLIFICADO)}}$$

Cálculo pérdidas por sombras con el Método Extendido

En el método extendido, las pérdidas de irradiación por sombras se expresan como porcentaje de la radiación solar global³⁹ que incidiría sobre la superficie en cuestión. Para esto, se compara el perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con un diagrama de trayectorias aparentes del sol.

En primer lugar, se obtiene el perfil de obstáculos por medio de la localización de los principales obstáculos que afectan la superficie en término de sus coordenadas de posición azimuth y elevación, en el diagrama de trayectorias aparentes del sol para la latitud más próxima a la del proyecto en cuestión, tal como se muestra en la siguiente imagen:

Imagen 8.3: Diagrama de trayectorias del sol para LAT=43°



³⁹ Irradiación global incidente anual

Cada una de las proporciones de la **Imagen 8.3**, se encuentra delimitada por las horas solares (negativas antes del mediodía y positivas después del mediodía) y se identifican por una letra y un número. Dichas proporciones representan el recorrido del sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tienen, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie en estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las proporciones supone una cierta pérdida de irradiación.

Para determinar la pérdida que esto representa, se debe tomar la tabla disponible que más se adecua, considerando la latitud y características del proyecto en evaluación. Para el caso en estudio se refiere a una superficie caracterizada por un ángulo de inclinación de $\beta = 30^\circ$, de orientación de $\alpha = 0^\circ$ y una latitud de 35° . Por consiguiente, se considera la siguiente tabla:

Tabla 8.9: Tabla de Referencia para LAT=35°

$\beta = 30^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
11	0,0%	0,0%	0,2%	0,6%
9	0,3%	0,5%	0,6%	1,6%
7	1,4%	1,1%	1,2%	2,8%
5	2,6%	1,7%	1,7%	3,8%
3	3,5%	2,1%	2,1%	4,6%
1	4,0%	2,4%	2,4%	5,1%
2	4,1%	2,4%	2,4%	5,2%
4	3,8%	2,3%	2,3%	4,9%
6	3,1%	1,9%	2,0%	4,2%
8	2,0%	1,4%	1,5%	3,3%
10	0,8%	0,8%	0,9%	2,2%
12	0,1%	0,2%	0,4%	1,0%
14	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%

Finalmente, la comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del sol permite calcular las pérdidas por sombras de la irradiación solar global que incide sobre la superficie a lo largo de todo el año. Para ello, se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial, se utiliza el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los siguientes valores: 0.25, 0.50, 0.75 ó 1.

En este caso se tiene lo siguiente:

Obstáculo 1: $(A9*0.25+A7*1+A5*0,5+A3*0.25+B7*0,25) = 3.9\%$

Obstáculo 2: $(A4*0.25+A6*0.25+B4*0.5+B6*0,25+C4*0.25)= 3.9\%$

$$\Delta I_{TOT} = 3.9 + 3,9 = 7.8 \% \text{ (METODO EXTENDIDO)}$$

Por tanto al comparar ambos métodos que tiene que:

Tabla 8.10: Comparación Métodos

Metodo utilizado	ΔI_{TOT}	Diferencia
Método Simplificado	6.2%	1.6%
Método Extendido	7.8%	

Tal como fue mencionado anteriormente, la diferencia entre ambos métodos, no difiere más allá de un 2%. A continuación se analiza y detalla la recomendación final con respecto al método de cálculo de pérdidas por sombras a utilizar en el Reglamento chileno.

C. Recomendación Final

Para efectos de determinar el método que será establecido en el Reglamento chileno, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Ambos métodos son estimaciones y aún cuando el método extendido es más preciso, la diferencia entre ambos, en general no supera un 2%.
- En la práctica, el método extendido no se utiliza debido a la complejidad de su aplicación.
- El método extendido serviría para casos en dónde se verifiquen situaciones de mayor complejidad. Sin embargo, estas situaciones son la excepción y podrían resolverse de manera general utilizando el método simplificado.
- En general, y tal como lo demuestra la práctica en los países en dónde se ha aplicado este tipo de reglamentación, bajo cualquiera de los dos métodos, no se controla si es que el postulante ha determinado correctamente todos los ángulos.

Considerando los puntos enumerados anteriormente, se recomienda, por motivos de simplicidad y aplicabilidad, que en el Reglamento se establezca el método simplificado como método único para evaluar las pérdidas por sombras.

Siguiendo el análisis de lo establecido en la legislación española, a continuación se presenta el caso de combinación de pérdidas de orientación, inclinación y sombras.

8.3 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS

En la legislación española también se establecen los valores límite de pérdidas derivados de una combinación de factores: orientación, inclinación y sombras. Al combinar dichos factores, se asume un porcentaje total menor, tal como se muestra en la siguiente tabla:

Se permite un límite de pérdidas total menor debido a que se asume que estas combinaciones de factores de pérdidas de irradiación no ocurren con frecuencia.

Tabla 8.11: Pérdidas límite, CTE

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición (de colectores)	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Sin embargo, y tal como se ha expuesto anteriormente, para el caso chileno se recomienda agrupar los casos "superposición" y "general". Así, y en función de los valores límites de pérdidas anteriormente establecidos, los valores al combinar los factores, quedan establecidos de la siguiente forma:

Tabla 8.12: Pérdidas límite para Chile

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General y Superposición	15 %	15 %	20 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Debe quedar estipulado en el reglamento que los porcentajes de pérdidas de irradiación por orientación, inclinación y sombras no pueden ser superiores a los valores expuestos en la tabla anterior.

A continuación se exponen la descripción del método de cálculo de pérdidas por orientación e inclinación, así como de las pérdidas por sombras, tal como debiera quedar expuesto en el reglamento.

8.4 METODOS DE CÁLCULO

▪ Pérdidas por Orientación e Inclinación

Los siguientes elementos deberán quedar estipulados en el reglamento:

Las pérdidas por orientación e inclinación se estimarán por medio de la metodología del disco solar según latitud. Para esto, se utilizarán los 14 discos solares válidos para el territorio nacional, los cuales se encuentran disponibles para latitudes entre los 18° S y 53° S⁴⁰. En caso de que un proyecto se encuentre ubicado en una latitud diferente a las expuestas en los discos, se deberá utilizar el disco solar de latitud más próxima a la localización del proyecto.

El método de estimación a partir de la metodología del disco solar es el siguiente:

- Se determina el ángulo de azimut del colector.
- Conocido el azimut, en el disco correspondiente a la latitud más cercana al lugar que se quiere evaluar, se determinan los límites permitidos para la inclinación.
- Los puntos de intersección del límite de pérdidas (15% o 40%) con la recta de azimut entregarán los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si las curvas se intersectan, se obtienen los valores de inclinación límites para la latitud en cuestión. De esta forma, si la inclinación de la instalación se encuentra dentro de estos límites, se estará cumpliendo con la exigencia definida.
- De no haber intersección entre ambas curvas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites.
- El valor de pérdidas aproximada de la instalación estará dado por el punto de intersección entre la recta de azimut y la inclinación definida para la instalación.

Posteriormente, al momento de solicitar el beneficio, cada postulante deberá determinar el valor exacto de las pérdidas por orientación e inclinación mediante la utilización de herramientas de simulación y/o dimensionamiento de SST.

▪ Pérdidas por Sombras

Para el cálculo de las pérdidas por sombras, se deberán utilizar las fórmulas que se exponen a continuación.

⁴⁰ En el presente estudio los discos solares se encuentran en el Anexo 8.I. Para efectos del Reglamento, los mencionados discos deberán ser incorporados al cuerpo del Reglamento, o bien en el lugar que la Comisión Nacional de Energía considere apropiado.

Las pérdidas por sombras se calcularán por medio de las siguientes fórmulas, considerando que se deberán calcular las pérdidas de irradiación por sombra de cada elemento que afecte la superficie, para luego sumarlas y obtener así las pérdidas totales por sombra:

$$\Delta I_1 = \frac{\theta * H_{Dh\%}}{180 - \beta} * \frac{\gamma}{180}$$

Dónde:

ΔI_1	= Pérdida de irradiación por sombra (%)
θ	= Obstrucción de ángulo vertical (°)
$H_{Dh\%}$	= Porcentaje de irradiación indirecta (difusa) con respecto a la irradiación total global en horizontal (%)
α	= Ángulo de inclinación del colector (°)
γ	= Obstrucción de ángulo horizontal (°)

El valor de $H_{Dh\%}$ dependerá de la localidad en la cuál se emplace un determinado proyecto. Este valor se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$H_{Dh\%} = \frac{H_{Dh}}{H_{Gh}} * 100 \%$$

Dónde:

$H_{Dh\%}$ = Porcentaje de irradiación indirecta con respecto a la irradiación global en horizontal (%)

H_{Dh} = Irradiación anual indirecta / difusa en superficie horizontal (kWh/m²)

H_{Gh} = Irradiación anual global en superficie horizontal (Conocido) (kWh/m²)

Considerando que:

- La base de datos de la irradiación global anual es proporcionada por el presente estudio y podrá ser publicada por la CNE para el cálculo de las pérdidas por sombras.
- La base de datos de la irradiación indirecta debe ser adquirida por la CNE para ser publicada y permitir el cálculo de estas pérdidas.

9 REVISAR Y ADAPTAR LOS CONCEPTOS DE LA REGLAMENTACIÓN INTERNACIONAL

Para el desarrollo del presente capítulo, en primer lugar se realizó una extensiva revisión de los conceptos de la reglamentación internacional relativa a los SST. Esta revisión se efectuó principalmente para cuatro países representativos: Israel, Canada, España y Alemania. En el **Anexo 9.I** se puede encontrar, tanto la justificación de la selección de los países, así como todos los antecedentes recopilados.

Luego de la revisión y análisis de la reglamentación internacional, a continuación se presenta una propuesta de adaptación de dichos conceptos a la realidad nacional. De esta forma, en primer lugar se definen técnicamente las características y requisitos de cada componente de un SST, para luego establecer tanto las definiciones técnicas de los componentes principales de un SST que deberán ser incluidas en el Reglamento, así como las condiciones generales de la instalación respecto a las variables de mayor relevancia. Finalmente, se presenta una propuesta relacionada al plan de vigilancia y mantenimiento de los SST.

9.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS Y SUS COMPONENTES

Para el desarrollo de la presente actividad, en primer lugar, se presenta una descripción general de las instalaciones para la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS), luego, se describen en detalle los distintos tipos de sistema y sus componentes.

El equipo consultor recomienda que los componentes de los sistemas presentados a continuación sean exigidos de forma obligatoria, pues éstos son los que garantizan el correcto y eficiente funcionamiento de cada uno de los sistemas.

9.1.1 GENERAL

Las instalaciones solares térmicas que se utilizan primordialmente para la producción de ACS, tienen dos componentes principales: el Sistema Solar Térmico (SST) y la caldera de apoyo. En cuanto al SST en sí mismo, éste está formado normalmente por dos componentes principales: los colectores solares, que transforman la radiación solar en calor solar útil, y un tanque o depósito de acumulación que almacena el calor solar para su posterior utilización. Por otro lado, existen también algunos sistemas que combinan el colector y el depósito en un único elemento (captador-depósito integrado o ICS⁴¹).

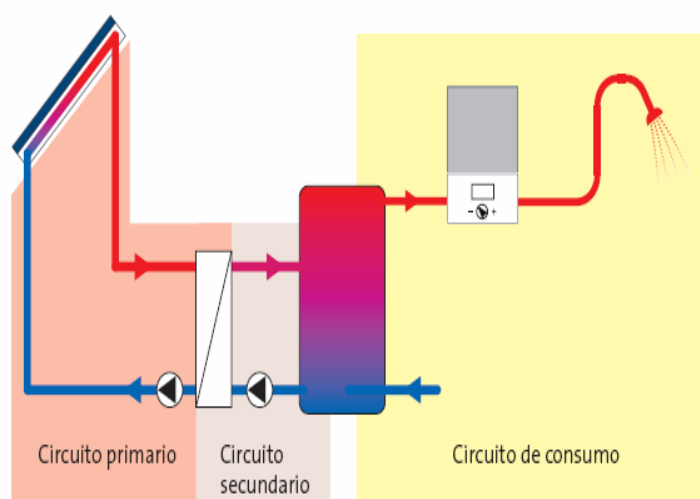
⁴¹ Integrated Collector System

Por otra parte, y debido a que el fluido de trabajo de las instalaciones de ACS es un líquido (en base a agua), los distintos componentes de un sistema están conectados por tuberías, las cuales transportan la energía de un componente a otro. Ahora bien, entre los componentes de un sistema se distinguen tres circuitos principales:

- **Circuito Primario:** Es el circuito del que forman parte los colectores solares y las tuberías que los unen. En este circuito, el fluido de trabajo recoge la energía solar y la transmite.
- **Circuito Secundario:** Es el circuito en el que se recoge la energía transferida del circuito primario para ser distribuida a los puntos de Consumo
- **Circuito de Consumo:** Circuito por el que circula el agua de consumo.

La siguiente figura esquematiza las definiciones dadas:

Figura 9.1: Esquema Circuito Primario, Secundario y de Consumo



Fuente: Solarpraxis

Estos circuitos tienen que tenerse en cuenta para el cálculo del ahorro final debido a las pérdidas de calor, especialmente si se aplican circuitos de consumo.

En cuanto a los tipos de sistemas, estos se pueden dividir en sistemas prefabricados y a medida. La siguiente tabla da cuenta de las principales diferencias:

Tabla 9.1: División de sistemas solares de calentamiento prefabricados y a medida para ACS

Sistemas solares prefabricados (*)	Sistemas solares a medida (**)
Sistemas por termosifón para ACS	Sistemas de circulación forzada (o de termosifón) para agua caliente montados usando componentes y configuraciones descritos en un archivo de documentación (principalmente sistemas pequeños).
Sistemas de circulación forzada como lote de productos con configuración fija para ACS	
Sistemas con captador-depósito integrados o ICS, para ACS	Sistemas únicos en el diseño y montaje, utilizados para calentamiento de agua, (principalmente sistemas grandes)

(*) También denominados "equipos domésticos" o "equipos compactos"

(**) También denominados "instalaciones diseñadas por elementos" o "instalaciones por partidas"

Adicionalmente, existen diferentes configuraciones básicas de los sistemas solares para ACS. La principal distinción es entre componentes principales (colector, depósito de acumulación y sistema auxiliar) centralizados versus descentralizados. En base a esto, se pueden describir cuatro configuraciones principales, tal como se puede apreciar en la siguiente tabla, considerando que las áreas tachadas no son aplicables.

Tabla 9.2: Configuraciones básicas

Colector	Depósito de acumulación		Caldera de apoyo		Identificador de Configuración	Observaciones
	Centr.	Descentr.	Centr.	Descentr.		
Descentralizado*		X		X	1	Casas unifamiliares, edificios de departamentos de 2 o 3 pisos.
Centralizado*	X		X		2	Sistemas centrales grandes (p.ej. hoteles)
	X			X	3	Sistemas grandes para edificios multifamiliares
		X		X	4	Sistemas grandes para edificios multifamiliares

(*) Descentralizado es a nivel de vivienda, centralizado es a nivel de hilera o edificio.

A continuación se describen en detalle los sistemas para viviendas unifamiliares y los sistemas para viviendas multifamiliares.

Antes de la descripción de las diferentes configuraciones de SST, cabe destacar que, para todos los esquemas presentados en este capítulo se utiliza la misma leyenda, la cual se expone a continuación, para facilitar en entendimiento de las diferentes configuraciones y, a su vez, para resumir las características de los componentes principales de un SST:

LEYENDA FIGURAS

- A. Colectores solares:** Para captar radiación solar y transferirla al fluido caloportador. Los colectores pueden ser planos o tubulares. A modo de referencia, el tamaño típico de un colector plano es aproximadamente de 2 m².
- B. Acumulador o depósito:** Para almacenar el calor solar para un uso posterior.
- C. Sistema de Control:** Para controlar la bomba del colector (apagado/encendido) en base a la diferencia de temperaturas entre el colector (**D**) y el depósito de acumulación (**E**). El control también apaga la bomba si se alcanza la máxima temperatura en el acumulador. Algunas unidades de control usan un sensor de irradiación para controlar la bomba del colector.
- D. Sonda del colector:** Para medir la temperatura del colector.
- E. Sonda del acumulador:** Para medir la temperatura del acumulador.
- F. Bomba (de circuito primario):** Para hacer circular el fluido caloportador entre el colector y el intercambiador de calor.
- G. Vaso de expansión:** Para amortiguar el volumen de expansión del fluido caloportador con las diferencias de temperaturas y como protección contra sobrecalentamiento.
- H. Válvula de seguridad:** Para proteger el circuito de sobre-presiones
- I. Válvula anti-retorno:** Para evitar la circulación del fluido hacia atrás (en términos del sentido del circuito).
- J. Termómetro (opcional):** Para medir y monitorizar la temperatura del acumulador solar.
- K. Termostato de apoyo de la caldera (opcional, dependiendo de la caldera de reserva):** Evita que la caldera se encienda cuando la temperatura en el acumulador es suficientemente alta.
- L. Sistema Auxiliar:** Para calentar el agua si la temperatura del acumulador no es lo suficientemente alta, puede ser una caldera a gas, gasoil, termo eléctrico, resistencia eléctrica, entre otros.
- M. Válvula de mezcla:** Para evitar que agua con una temperatura demasiado alta vaya a los grifos.
- N. Entrada de agua de red y grupo de seguridad:** Conjunto de una válvula anti-retorno (para evitar que el agua fluya hacia atrás a la red de agua fría), una válvula de seguridad (para evitar sobre presiones en el circuito) y un drenaje para drenar el exceso de agua al desagüe.
- O. Purgador:** Para eliminar el aire del sistema.
- P. Válvula de llenado:** Para llenar el circuito con el fluido de trabajo.
- Q. Intercambiador:** Para transferir calor de un circuito a otro.
- R. Válvula de tres vías (solo en caso de calentamiento indirecto en la parte alta del acumulador):** Para desviar el calor de la caldera para entregar calor al sistema de agua caliente sanitario o al sistema de calefacción.

S. Válvula P/T de seguridad (sólo para sistemas de termosifón y en algunos casos de ICS): Para proteger el sistema de sobre presiones (P) o sobrecalentamientos (T).

9.1.2 SISTEMAS PARA VIVIENDAS UNIFAMILIARES

En general, para las viviendas unifamiliares se utilizan sistemas solares térmicos prefabricados estándares. Estos “kits” son suministrados con todos los componentes necesarios para instalar el sistema correctamente. Sin embargo, normalmente las tuberías de conexión y el aislamiento de éstas deben ser adquiridos localmente. Dentro de los sistemas para viviendas unifamiliares, se distinguen diferentes sub-tipos, tal como se detalla a continuación.

a) SISTEMAS DE CIRCULACIÓN FORZADA

Los esquemas correspondientes a las **Figuras 9.2, 9.3 y 9.4** corresponden a diferentes configuraciones de sistemas de circulación forzada, con distintos tipos de sistemas auxiliares. Es decir, los sistemas pueden tener diferentes sistemas de apoyo en base a gas/gasoil instantáneo, termo eléctrico, gas/gasoil acumulador, o eléctrico, entre otros.

En particular, la **Figura 9.2** representa un sistema típico de circulación forzada. La transmisión del calor solar producido por el colector es transportado al depósito de acumulación mediante una bomba de colector operada por una unidad de control. El sistema solar esta conectado en serie con el sistema de apoyo, el cual puede ser, por ejemplo, una caldera alimentada por un combustible (instantáneo) o un termo eléctrico.

Figura 9.2: Sistema de circulación forzada con Sistema auxiliar de gas/gasoil instantáneo o termo eléctrico

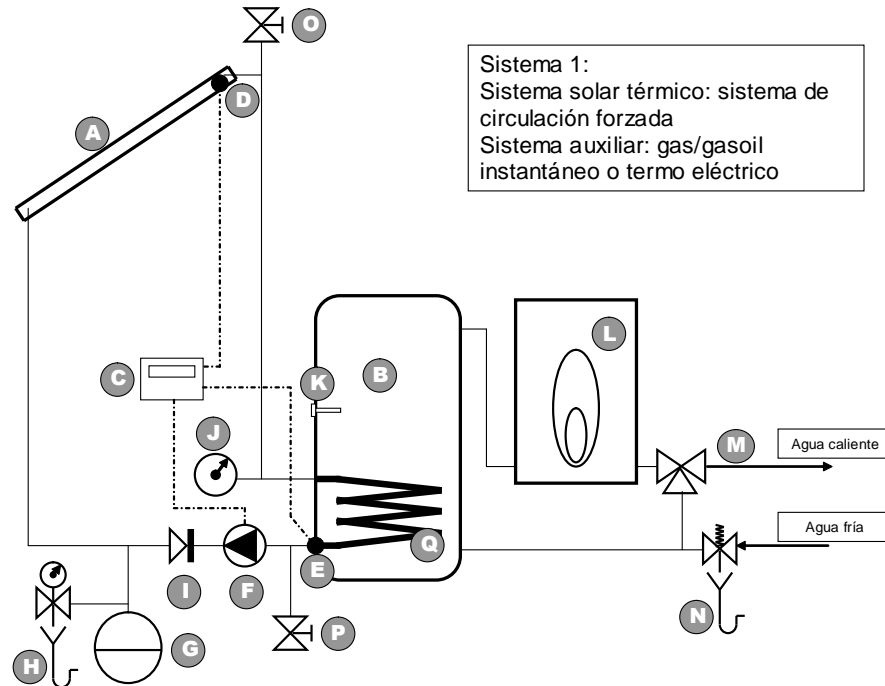


Figura 9.3: Sistema de circulación forzada con Sistema auxiliar de gas/gasoil acumulador

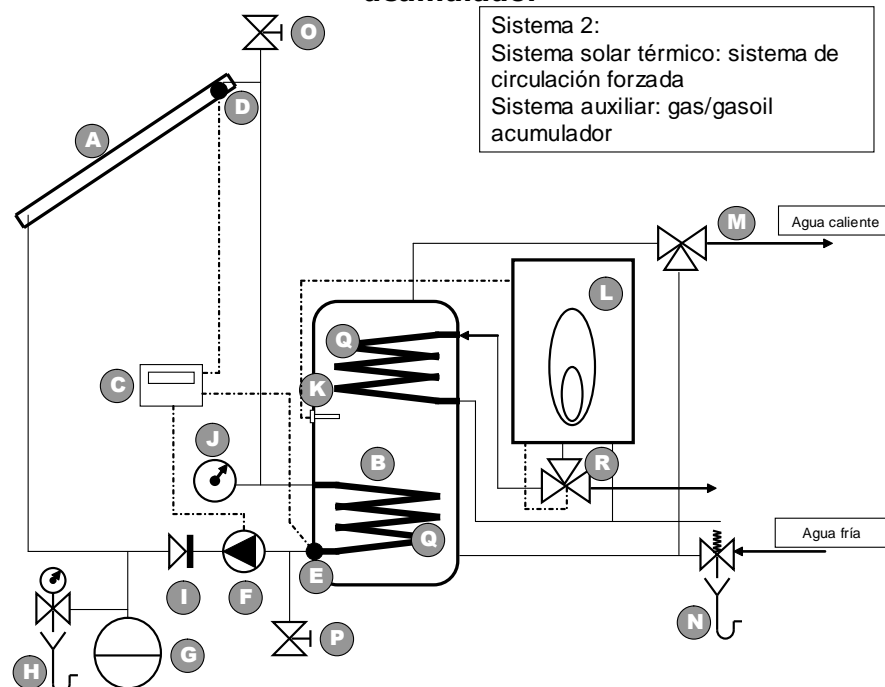
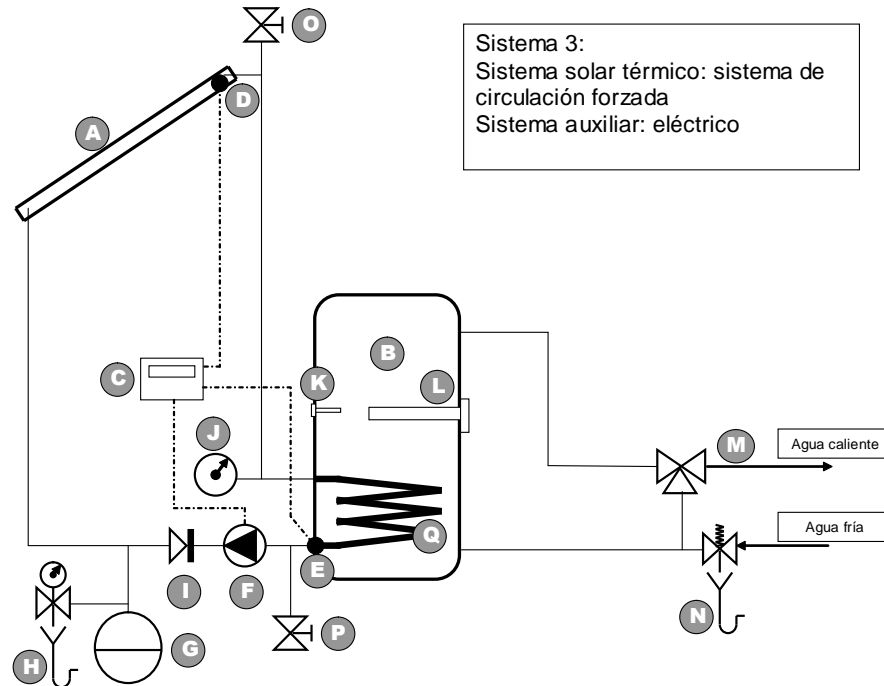


Figura 9.4: Sistema de circulación forzada con Sistema auxiliar eléctrico


Tal como se muestra en la **Figura 9.4**, algunos sistemas pueden estar también equipados con un elemento eléctrico (resistencia eléctrica - (L)), integrado en el acumulador.

b) TERMOSIFÓN

La principal diferencia en relación a los sistemas de circulación forzada, es que los sistemas de termosifón utilizan la diferencia de gravedad del fluido del trabajo (causado por la diferencia de temperatura) como fuerza conductora para la circulación entre el colector y el acumulador. Por esta razón el acumulador debe ser siempre situado a mayor altura que el colector. La bomba del colector y el sistema de control no son necesarios para este tipo de sistema. La siguiente figura esquematiza un sistema de termosifón con un sistema auxiliar de gas/gasoil instantáneo o con un termo eléctrico:

Diagrama de un sistema solar térmico con un acumulador de agua caliente. El sistema incluye un colector solar (A) conectado a un acumulador (B) que contiene un serpentín (Q). El acumulador está equipado con un termostato (S) y un interruptor de seguridad (Y). El agua caliente (M) fluye hacia el acumulador, mientras que el agua fría (N) fluye hacia el colector. El sistema está diseñado para operar como un sistema solar térmico (Sistema 4) o como un sistema auxiliar (gas/gasóleo instantáneo o termo eléctrico).

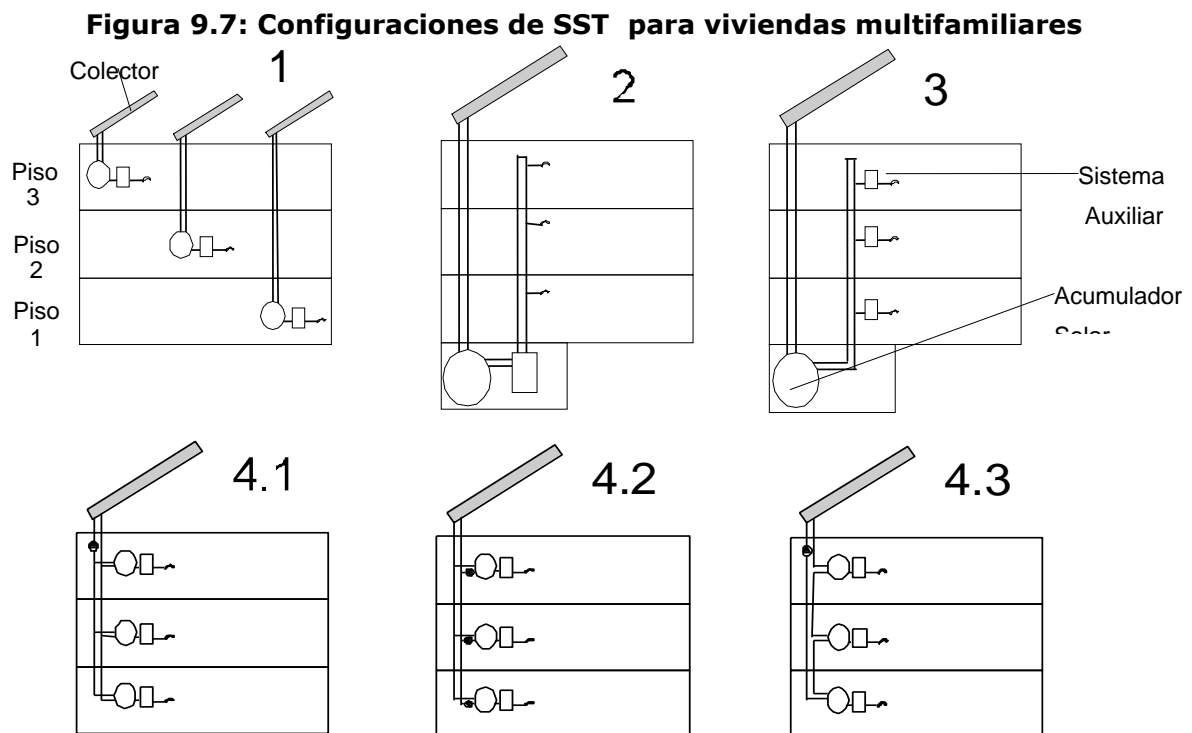
A diferencia de un sistema de circulación forzada, en los sistemas de captador-depósito integrado (ICS), tal como lo indica su nombre, el colector y el acumulador están combinados en un único componente. El sistema está directamente conectado al sistema de agua caliente con lo cual no son necesarios, ni la bomba del colector, ni el sistema de control.

Sistema 5:
Sistema solar térmico: ICS
Sistema auxiliar: gas/gasoil
instantáneo o termo eléctrico

9.1.3 SISTEMAS PARA VIVIENDAS MULTIFAMILIARES

En términos generales, todas las configuraciones principales presentadas en la **Tabla 9.1**, pueden ser aplicadas en viviendas multifamiliares. En efecto, los sistemas totalmente centralizados (Configuración N°2 de la **Tabla 9.2** y **Figura 9.7** a continuación), son prácticamente iguales que los sistemas para viviendas unifamiliares, aunque los componentes son más grandes. Adicionalmente, cuando esta configuración se aplica a sistemas multifamiliares, normalmente en el diseño de la instalación se incorpora un circuito de recirculación de agua caliente por razones de comodidad, es decir para tener menos tiempo de espera en la obtención de agua caliente.

En la **Figura 9.7**, se presentan esquemáticamente todas las posibles configuraciones básicas presentadas en la **Tabla 9.2** para el caso de viviendas multifamiliares.



Por su parte, y tal como se puede apreciar en la figura anterior, las configuraciones N° 3 y N° 4 están especialmente desarrolladas y pensadas para viviendas multifamiliares. En general, estos sistemas tienen un colector central, una caldera descentralizada y un acumulador centralizado o descentralizado. La caldera puede ser una caldera instantánea mixta, es decir para ACS y para calefacción, o bien un acumulador eléctrico o a gas.

En particular, la configuración N° 4 (Colector centralizado, depósito y caldera de apoyo descentralizado) puede dividirse en diferentes sub-configuraciones tal como se detalla a continuación:

- 4.1) Acumuladores conectados en paralelo (por grupo de pisos (hilera) o edificio) con un control solar y una bomba centralizados.
- 4.2) Acumuladores conectados en paralelo por grupo de pisos (hilera)) con unidades de control y bombas descentralizadas (una por vivienda)
- 4.3) Acumuladores conectados en serie (por grupo de pisos (hilera)) con una unidad de control y una bomba centralizadas.

A continuación, y tomando en consideración las descripciones realizadas, se detallan aquellas definiciones que deberán estar incluidas en el reglamento.

9.2 DEFINICIONES A INCLUIR EN EL REGLAMENTO

Una **Instalación Solar Térmica** está constituida por un conjunto de componentes encargados de captar la radiación solar, transformarla directamente en energía térmica cediéndola a un fluido de trabajo, para luego, almacenar dicha energía de forma eficiente. Adicionalmente, esta instalación se complementa con una producción de energía térmica a través de un sistema convencional auxiliar, el cual puede o no, estar integrada dentro de la misma instalación.

Las siguientes definiciones técnicas de los sistemas que conforman un Sistema Solar Térmico deberán estar incluidas en el reglamento:

- **Sistema de Captación:** Está formado por los colectores solares y es el encargado de transformar la radiación solar incidente, en energía térmica de forma que se caliente el fluido de trabajo que circula por los colectores.
- **Sistema de Acumulación:** Está constituido por uno o varios depósitos que almacenan el agua caliente hasta que se requiera su uso.
- **Circuito Hidráulico:** Está constituido, entre otros, por las tuberías, bombas y válvulas. Este circuito se encarga de establecer el movimiento del fluido caliente hasta el sistema de acumulación.
- **Sistema de Intercambio:** Es el sistema encargado de realizar la transferencia de energía térmica captada desde el circuito de colectores al agua caliente que se consume.

- **Sistema de Regulación y Control:** Es el encargado de asegurar el correcto funcionamiento del equipo de forma tal de proporcionar la máxima energía térmica posible. Asimismo, actúa como protección frente a la acción de múltiples factores tales como: riesgos de sobrecalentamientos, riesgos de congelamiento u otros.
- **Sistema de Respaldo:** Adicionalmente, se dispone de un equipo de energía convencional auxiliar que se utiliza para complementar la contribución solar, suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista, garantizando así, la continuidad del suministro de agua caliente en casos de escasa o una demanda superior a la prevista.

Adicionalmente, se podrá incorporar la siguiente definición al reglamento:

- **Sistemas Solares Prefabricados:** Estos sistemas se producen bajo condiciones que se presumen uniformes y son ofrecidos a la venta como equipos completos y listos para su instalación, bajo un solo nombre comercial.

9.3 CONDICIONES GENERALES

En primer lugar, y a modo de resumen, a continuación se presentan las principales condiciones generales de instalación de los SST:

1. Las instalaciones de circulación forzada y termosifón se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación. Es decir que en principio, no estará permitida la instalación de colectores planos directos, ni de tubos al vacío directos, con el objetivo de evitar problemas relacionados tanto a las heladas (problemas de congelamiento), como problemas relacionados a la calidad del agua (acumulación de sarros y de residuos) y a la potencial contaminación del agua por utilización de materiales inapropiados.
2. Excepcionalmente se permitirán sistemas que cuenten con un solo circuito (sistemas directos) siempre y cuando los proveedores de los mismos demuestren, mediante certificación de una entidad reconocida y validada por la autoridad competente, que el sistema no posee los problemas enumerados en el punto 1 (congelamiento, acumulación de residuos, contaminación de agua). La certificación deberá garantizar que dichos sistemas han cumplido con la serie completa de pruebas y ensayos establecidos en la norma UNE-EN 12975. Estas pruebas deberán realizarse en laboratorios que cumplan los requisitos establecidos en la norma UNE-EN-ISO/IEC 17025. Sin perjuicio de lo anterior, estos sistemas deberán cumplir con todos los demás requisitos establecidos en el Reglamento.

3. Las instalaciones de tipo ICS se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación, o bien con un solo un circuito primario.
4. Independientemente del tipo de instalación que se trate, los colectores que la integren deberán ser todos de la misma marca y modelo.
5. El fluido de trabajo se seleccionará de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los captadores. Pueden utilizarse como fluidos en el circuito primario agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada. En caso de utilización de otros fluidos térmicos se incluirán en el proyecto su composición y su calor específico. En las zonas en las que no exista riesgo de helada puede utilizarse agua sola o desmineralizada con aditivos estabilizantes y anticorrosivos. El pH deberá estar comprendido entre 5 y 12. En las zonas con riesgo de heladas se utilizará agua desmineralizada con anticongelantes, o bien se aplicará alguna de las medidas contra heladas establecidas, así como también, se utilizarán inhibidores de corrosión no tóxicos.
6. En instalaciones que cuenten con más de 10 m² de captación correspondiendo a un solo circuito primario, éste será de circulación forzada.
7. No se admitirá la presencia de componentes de acero galvanizado, puesto que a temperaturas por sobre los 50 °C⁴², el zinc sufre problemas de corrosión.
8. Respecto a la protección contra descargas eléctricas, las instalaciones deben cumplir con lo fijado en la reglamentación vigente y en las normas específicas que la regulen.
9. Todas las partes del sistema instaladas en el exterior deben ser resistentes a los rayos UV y a otras inclemencias del clima durante los intervalos de mantenimiento prescritos. Si el mantenimiento y reemplazo de piezas del sistema es requerido para el correcto funcionamiento del mismo durante un periodo de 10 años, esto debe describirse en la documentación para el usuario.
10. Todos los materiales utilizados en el circuito del colector deben cumplir con la norma ISO/TR 10217 para evitar corrosiones internas.
11. El sistema deberá estar diseñado de tal modo que la máxima presión permitida en los diferentes materiales del sistema no se exceda nunca.

⁴² A mayor temperatura, la velocidad de corrosión aumenta más aún.

12. Todo circuito cerrado en el sistema deberá contener una válvula de seguridad. Esta válvula deberá soportar la mayor temperatura que pueda ser alcanzada en su localización.
13. Todos los componentes del Sistema Solar Térmico deberán cumplir con las exigencias de materialidad de acuerdo a las partes del sistema que se trate.
14. En el circuito primario, los componentes deberán soportar temperaturas de hasta 150 °C por lo que se permitirán materiales tales como el cobre, el acero inoxidable u otros materiales acreditados para ser utilizados en esta aplicación. Quedan excluidos de este circuito todos aquellos materiales que no cumplan con la exigencia de temperatura, ni que presenten problemas de corrosión.
15. En el circuito secundario los componentes podrán ser de cobre, acero inoxidable, plástico, polietileno de alta densidad u otro material acreditado para esta aplicación, los cuales deberán soportar las temperaturas máximas del circuito. No se podrán utilizar materiales que presenten problemas de oxidación, pues el material utilizado en este circuito está en contacto permanente con el agua potable.

A continuación se establece con mayor grado de detalle las principales condiciones de las instalaciones de SST y sus principales características:

9.3.1 COLECTORES

Tal como se detalla y justifica en el **Capítulo 10** del presente informe, los requerimientos mínimos de colectores o sistemas prefabricados serán los siguientes:

- Coeficiente global de pérdidas térmicas: $U_{\text{loss}} \leq 7 \text{ W/m}^2\text{K}$, y
- La eficiencia térmica deberá cumplir la siguiente relación:

$$\eta_0 \geq \frac{\sqrt{U_{\text{loss}}}}{4}$$

En relación a esto, el fabricante o el proveedor de los equipos, deberá proveer un certificado que indique dichos valores. El certificado deberá estar emitido por una reconocida institución de certificación o de comprobación y testeo de colectores.

Adicionalmente los colectores a instalar deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- Los colectores de una misma instalación deberán ser todos de la misma marca y modelo.

- Colectores con absorbente de hierro no pueden ser utilizados bajo ningún concepto, para evitar el riesgo de corrosión por causa de la condensación en los colectores. En efecto, el hierro tiene una baja conductividad térmica (70 w/mK), en comparación con el aluminio (200 w/mK) y el cobre (380 w/mK).
- El colector deberá llevar, en lugar visible y al menos en idioma español, una placa (grabada con caracteres indelebles) en la que consten, como mínimo, los siguientes datos:
 - 1) Nombre y domicilio de la empresa fabricante,
 - 2) Modelo, tipo, año de producción;
 - 3) Número de serie de fabricación;
 - 4) Área total del captador;
 - 5) Peso del captador vacío, capacidad de líquido;
 - 6) Presión máxima de servicio.

En cuanto al área de los colectores, ésta tendrá un valor tal que cumpla la siguiente condición:

$$50 \leq \frac{V}{A} \leq 180$$

Donde:

V= Volumen del depósito de acumulación solar (l)

A= Suma de áreas de los colectores [m²]

9.3.2 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA HELADAS, CALENTAMIENTOS Y QUEMADURAS

A. Protección contra heladas

Se entiende que existe riesgo de heladas en lugares en donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, por esta razón, se establece que:

- Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, deberá estar protegido contra las heladas. El fabricante deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema y deberá describir el método de protección anti-heladas usado por el sistema.
- Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura especificada (0 °C) sin daños permanentes en el sistema.

En las zonas en las que no exista riesgo de helada puede utilizarse agua sola o desmineralizada con aditivos estabilizantes y anticorrosivos. Las zonas en donde no existe riesgo de heladas y por tanto, donde no se requiere utilizar sistemas de

protección contra heladas, corresponden a aquellas donde la temperatura mínima histórica⁴³ no ha bajado nunca de los 0 °C. En caso contrario, los siguientes sistemas de protección contra heladas podrán ser utilizados:

- Mezclas anticongelantes.
- Recirculación de agua de los circuitos.
- Drenaje automático con recuperación de fluido.
- Drenaje al exterior (sólo para sistemas solares prefabricados)
- Sistemas particulares

a. Mezclas anticongelantes

Como anticongelantes podrán utilizarse los productos, solos o mezclados con agua, que cumplan la reglamentación vigente y cuyo punto de congelación sea inferior a 0 °C⁴⁴. En todo caso, su calor específico no será inferior a 3 kJ/(kg.K), lo que equivale a 0,7 kcal/(kg.°C), medido a una temperatura 5 °C menor que la mínima histórica registrada.

Adicionalmente, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Se deberán tomar precauciones para prevenir posibles deterioros del fluido anticongelante como resultado de condiciones altas de temperatura (Por ejemplo: evitar sobrecalentamientos, utilizar anticongelantes que optimicen la transferencia de calor, y/o que tengan resistencia a altas temperaturas, entre otros).
- Se deberán comprobar los niveles de protección del fluido anticongelante, así como su pH, cumpliendo con la periodicidad y niveles establecidos por el fabricante/proveedor del mismo.
- La instalación dispondrá de los sistemas necesarios para facilitar el llenado de la misma y para asegurar que el anticongelante esté perfectamente mezclado.
- En cualquier caso, el sistema de llenado no permitirá las pérdidas de concentración producidas por fugas del circuito y resueltas con reposición de agua de red.

b. Recirculación del agua del circuito

Este método de protección contra heladas asegurará que el fluido de trabajo está en movimiento cuando exista riesgo de helarse. El sistema de control actuará, activando la circulación del circuito primario, cuando la temperatura detectada preferentemente en la entrada o salida de captadores, o bien la temperatura del aire ambiente circundante, alcance un valor 3 °C por sobre la temperatura de congelación del agua (como mínimo 3 °C). Este sistema es adecuado para zonas climáticas en las que la temperatura mínima histórica no baja de los -10°C. Además, siempre que sea posible,

⁴³ Considerando la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros (En la memoria de cálculo se pedirá incluir esta información)

⁴⁴ El punto de congelación deberá estar acorde con las condiciones climáticas del lugar.

se evitará la circulación de agua en el circuito secundario debido a que esto supone grandes pérdidas energéticas.

c. Drenaje automático con recuperación del fluido

En el sistema de protección con drenaje automático y recuperación de fluido, este último, en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente, es drenado a un depósito, para su posterior uso, cuando hay riesgo de heladas. Para utilizar este sistema, se deberán cumplir las siguientes condiciones de instalación:

- La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante, considerando siempre una inclinación mínima de un 1%.
- El vaciado del circuito se realizará a un tanque auxiliar de almacenamiento, debiéndose prever un sistema de llenado de captadores para recuperar el fluido.
- El sistema requiere utilizar un intercambiador de calor entre los captadores y el acumulador para mantener en éste la presión de suministro de agua caliente.

d. Sistemas de drenaje al exterior

En el sistema de protección con drenaje al exterior, el fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente es drenado al exterior cuando hay riesgo de heladas. Para utilizar este método de protección, se deberán cumplir con las siguientes condiciones de instalación:

- La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante, considerando siempre una inclinación mínima de un 1%.
- La instalación del colector debe permitir su completo vaciamiento.

e. Sistemas particulares

ICS: En este sistema, el calentador de agua está protegido contra heladas por una válvula regulada termostáticamente, la cual abre si la temperatura del piso del acumulador baja de 4 °C. El agua de red entra entonces en el acumulador y sube la temperatura del mismo. El control termostático debiera ser puesto tanto en la conexión de entrada como en la de salida.

Otros: Se podrá utilizar otro sistema de protección contra heladas el cuál, alcanzando los mismos niveles de protección, sea aprobado por la autoridad/instituto de certificación competente en la materia.

B. Protección contra sobrecalentamientos

En términos generales, se debe dotar a las instalaciones solares de dispositivos de control manuales o automáticos que eviten los sobrecalentamientos de la instalación que puedan dañar los materiales o equipos y penalicen la calidad del suministro energético. En particular, se deberá tener especial cuidado con las instalaciones de uso estacional, para las cuales se deberán tomar medidas que eviten el sobrecalentamiento por el no uso de la instalación. En efecto, el sistema deberá estar diseñado de tal forma que con altas y prolongadas radiaciones solares sin consumo de agua caliente, no se produzcan situaciones en las cuales el usuario tenga que realizar alguna acción especial para llevar al sistema a su forma normal de operación.

Cuando el sistema disponga de la posibilidad de drenajes como protección ante sobrecalentamientos, la construcción deberá realizarse de tal forma que el agua caliente o vapor del drenaje no supongan ningún peligro para los habitantes y no se produzcan daños en el sistema, ni en ningún otro material en el edificio o vivienda.

Se describen a continuación, los principales sistemas de protección contra sobrecalentamiento, de acuerdo al tipo de SST:

a. Sistemas de expansión (Circulación Forzada)

Si el sistema es de tipo circulación forzada, el control que regula la bomba tiene que parar la bomba si el acumulador llega a la temperatura máxima. El fabricante deberá fijar la máxima temperatura permitida en el acumulador. Adicionalmente, para evitar una sobre presión en el circuito primario se deberá instalar una válvula de seguridad.

En este sistema de protección, el fluido de trabajo de colector se expandirá por el calor y dejará el colector con vapor, por tanto, se deberá incorporar un vaso de expansión en el circuito primario. Además, preferentemente, los vasos de expansión se conectarán en la aspiración de la bomba.

En términos generales, el vaso de expansión deberá ser capaz de compensar el volumen del medio de transferencia de calor en todo el grupo de colectores incluyendo todas las tuberías de conexión entre los colectores más un 10%.

b. Sistemas con drenaje automático y recuperación del fluido

Para utilizar este sistema de protección se deberán cumplir las mismas condiciones que para el caso que se esté utilizando como sistema de protección contra heladas (ver punto 9.3.2 A) c.)

c. Sistemas de drenaje al exterior

Para utilizar este sistema de protección se deberán cumplir las mismas condiciones que para el caso que se esté utilizando como sistema de protección contra heladas

(ver punto 9.3.2 A) d.)

d. Casos particulares

Sistemas de termosifón: En estos sistemas es imprescindible la incorporación de válvulas de seguridad tanto de presión como de temperatura en los circuitos.

ICS: Para sistemas ICS se permiten 2 métodos de protección contra sobre calentamientos:

- En general el calentador de agua de este sistema está protegido contra sobrecalentamientos una válvula regulada termostáticamente, la cual abre si la temperatura en la parte superior del acumulador supera los 90 °C. Entonces entra agua de red al acumulador, cuando la temperatura se reduce hasta aproximadamente 80 °C, la válvula se cierra nuevamente.
- En caso contrario, se incorporarán en los circuitos, válvulas de seguridad tanto de presión como de temperatura.

C. Protección contra quemaduras

En sistemas de ACS, donde la temperatura de agua caliente sanitaria en los puntos de consumo pueda exceder de 55 °C, debe instalarse un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 55 °C, aunque en la parte solar pueda alcanzar una temperatura superior para sufragar las pérdidas. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar.

9.3.3 CIRCUITOS PRIMARIOS Y SECUNDARIOS

- Las instalaciones se realizarán con un circuito primario y un circuito secundario independientes, con alguna de las medidas de protección contra heladas establecidas, y evitándose cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación.
- Excepcionalmente se permitirán sistemas que cuenten con un solo circuito (sistemas directos) siempre y cuando los proveedores de los mismos demuestren, mediante certificación de una entidad reconocida y validada por la autoridad competente, que el sistema no posee los problemas de congelamiento, acumulación de residuos, ni de contaminación del agua. La certificación deberá garantizar que dichos sistemas han cumplido con la serie completa de pruebas y ensayos establecidos en la norma UNE-EN 12975. Estas pruebas deberán realizarse en laboratorios que cumplan los requisitos establecidos en la norma UNE-EN-ISO/IEC 17025. Sin perjuicio de lo anterior, estos sistemas deberán cumplir con todos los demás requisitos establecidos en el Reglamento.

- En instalaciones que cuenten con más de 10 m² de captación correspondiendo a un solo circuito primario, éste deberá ser de circulación forzada.

9.3.4 MATERIALIDAD DE LOS COMPONENTES

Con respecto a la materialidad de los componentes, se deberán cumplir las siguientes condiciones de instalación de acuerdo a las partes del sistema que se trate:

- **Partes del sistema instaladas en el exterior:** Deben ser resistentes a los rayos UV y a otras inclemencias del clima durante los intervalos de mantenimiento prescritos.
- **Partes del circuito primario:** Todos los materiales deben cumplir con la norma ISO/TR 10217 para evitar corrosiones internas. El material utilizado deberá soportar temperaturas de hasta 150 °C, por tanto, estarán permitidos materiales como el cobre y el acero inoxidable, así como otros materiales acreditados para ser utilizados en esta aplicación, siempre considerando que no serán admitidos aquellos materiales que presenten problemas de corrosión y problemas con temperaturas elevadas. En relación a esto, en el circuito primario no se permitirán componentes de plástico en general pues presentan problemas de deformaciones permanentes en presencia de altas temperaturas. De la misma forma, tampoco se permitirá, en el circuito primario, componentes de polietileno, pues la temperatura máxima permisible de este material es inferior a los 150 °C exigidos.
- **Partes del circuito secundario:** El material utilizado en este circuito está en contacto permanente con el agua potable, por esta razón se deberán utilizar materiales acordes⁴⁵ (cobre, acero inoxidable, plástico, polietileno de alta densidad, u otro material acreditado para esta aplicación), los cuales deberán soportar las temperaturas máximas del circuito.

9.3.5 CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO DE TRABAJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA

El fluido de trabajo deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- El fluido de trabajo se seleccionará de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los colectores.

⁴⁵ No se permite la utilización de acero negro pues no se puede utilizar para el transporte de ACS porque sufre oxidaciones que deterioran la pureza del agua.

- Se pueden utilizar como fluidos en el circuito primario: Agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada.
- En caso de utilización de otros fluidos térmicos se incluirán en el proyecto su composición y su calor específico.
- En las zonas en las que no exista riesgo de helada podrá utilizarse agua sola o desmineralizada con aditivos estabilizantes y anticorrosivos.
- En las zonas con riesgo de heladas se utilizará agua desmineralizada con anticongelantes e inhibidores de corrosión no tóxicos, o bien se utilizará alguna de las medidas de protección contra heladas establecidas.
- El pH deberá estar comprendido entre 5 y 12.

Adicionalmente, el agua deberá cumplir con los siguientes valores de contenido de sales, en caso de estar fuera de los valores presentados a continuación, el agua deberá ser tratada:

- La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$;
- El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l, expresados como contenido en carbonato cálcico;
- El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l.

9.3.6 RESISTENCIA A PRESIÓN

Se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Los circuitos deben someterse a una prueba de presión de 1,5 o bien 2 veces el valor de la presión máxima de servicio, dependiendo del circuito del que se trate. Se ensayará el sistema con esta presión durante al menos una hora no produciéndose daños permanentes ni fugas en los componentes del sistema y en sus interconexiones. Pasado este tiempo, la presión hidráulica no deberá caer más de un 10% del valor medio medido al principio del ensayo. Esta prueba de presión será parte del procedimiento de partida y llenado de los SST, y deberá ser realizada por el instalador.
- El circuito de consumo deberá soportar la máxima presión requerida por las regulaciones nacionales de agua potable para instalaciones de consumo de aguas cerradas.

Adicionalmente, y de acuerdo al tipo de sistema, se deberán cumplir las siguientes condiciones:

- **Sistemas prefabricados:** El sistema deberá estar diseñado para que nunca se exceda la máxima presión permitida en los diferentes materiales del sistema.

Adicionalmente, todo circuito cerrado en el sistema deberá contener una válvula de seguridad. Esta válvula deberá soportar la mayor temperatura que pueda ser alcanzada en la localización de la instalación.

- **Sistemas a medida:** Los sistemas deberán soportar la más baja presión entre a) 1,5 veces la máxima presión de trabajo establecida por el fabricante, y b) la presión máxima de testeo establecida por el fabricante para la parte del sistema en el cual ese componente es usado.

9.3.7 PREVENCIÓN DE FLUJO INVERSO

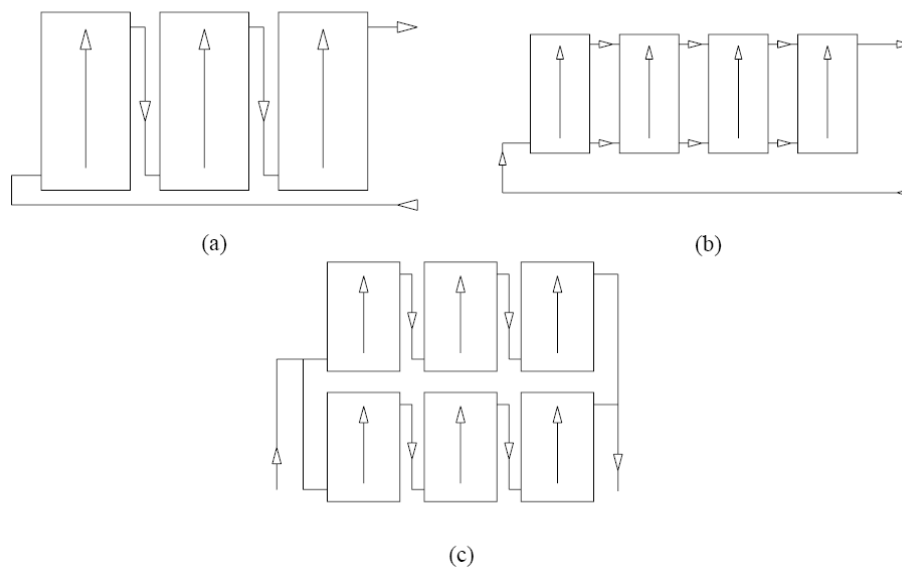
Como regla general, la instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes debidas a flujos inversos no intencionados en ningún circuito hidráulico del sistema. Este caso puede ocurrir cuando se enfrían los colectores durante la noche y el fluido caliente del acumulador sube hacia el colector, dónde se enfría nuevamente. Para evitar flujos inversos se recomienda la utilización de válvulas anti-retorno.

9.3.8 CONEXIONES ENTRE LOS CST

En términos generales, se debe prestar especial atención en la estanqueidad y durabilidad de las conexiones del colector.

Los colectores se dispondrán en filas constituidas, preferentemente, por el mismo número de elementos. Las filas de colectores se pueden conectar entre sí en paralelo, en serie o en serie-paralelo tal como se aprecia en la siguiente figura:

Figura 9.8: Conexión de Colectores (a: en serie, b: en paralelo, c: en serie-paralelo)



Para la conexión de los colectores se deberán instalar válvulas de cierre en la entrada y salida de las distintas baterías de colectores y entre las bombas, de manera que puedan utilizarse para el aislamiento de estos componentes en las labores de mantenimiento, sustitución, u otras. Además, se instalará una válvula de seguridad por fila con el fin de proteger la instalación.

Adicionalmente, se deberá disponer de un sistema para asegurar igual recorrido hidráulico en todas las baterías de colectores. En general se debe alcanzar un flujo equilibrado mediante el sistema de retorno invertido. Si esto no es posible, se puede controlar el flujo mediante mecanismos adecuados, como válvulas de equilibrado.

9.3.9 ESTRUCTURA DE SOPORTE DE LOS CST

Las estructuras de soporte de los colectores deberán cumplir las siguientes condiciones generales de instalación:

- El cálculo y la construcción de la estructura y del sistema de fijación de los colectores permitirán las necesarias dilataciones térmicas, sin transferir cargas que puedan afectar a la integridad de los colectores o del circuito hidráulico.
- Los puntos de sujeción del colector serán suficientes en número, teniendo adecuadas áreas de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en el colector, superiores a las permitidas por el fabricante.
- Los topes de sujeción de colectores y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los colectores.
- El fabricante deberá indicar la carga máxima posible para sus estructuras de

soporte y los máximos valores para carga de viento y para velocidad media de viento. La resistencia de la estructura de soporte a nieve y viento deberá probarse haciendo los cálculos con referencia a las condiciones locales.

9.3.10 SISTEMA DE ACUMULACIÓN SOLAR

Los sistemas de acumulación deberán cumplir las siguientes condiciones de instalación:

- El sistema solar se debe concebir en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia del generador (colectores solares), por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser ésta simultánea con la generación.
- Preferentemente, el sistema de acumulación solar estará constituido por un solo depósito, será de configuración vertical y estará ubicado en zonas interiores. El volumen de acumulación podrá fraccionarse en dos o más depósitos, que se conectarán, preferentemente, en serie invertida en el circuito de consumo ó en paralelo con los circuitos primarios y secundarios equilibrados.
- Los acumuladores de los sistemas grandes a medida con un volumen mayor de 2 m³ deben llevar válvulas de corte u otros sistemas adecuados para cortar flujos al exterior del depósito no intencionados en caso de daños del sistema.
- Los acumuladores solares deberán estar completamente aislados de forma tal de reducir las pérdidas de calor. El espesor mínimo del aislamiento estará dado por la siguiente ecuación⁴⁶:

$$e_{\min} \geq 50 * \frac{\lambda}{0,04}$$

Donde:

e_{\min} = Espesor mínimo (mm)

λ = Conductividad térmica del material aislante usado (W/m.K)

Estos valores son provistos tanto en la certificación de los equipos, así como en las especificaciones técnicas entregadas por los fabricantes o proveedores de los equipos.

- Para la conexión del acumulador a la red de agua fría, se deberá instalar una combinación que considere: una válvula anti-retorno, una válvula de seguridad

⁴⁶ RITCH 2007

y drenaje.

- No se permite la conexión de un sistema de generación auxiliar en el acumulador solar, ya que esto puede suponer una disminución de las posibilidades de la instalación solar para proporcionar las prestaciones energéticas que se pretenden obtener con este tipo de instalaciones.

Las conexiones relacionadas al sistema de acumulación deberán cumplir con las siguientes características, con el objetivo de aprovechar al máximo la energía captada:

- Las conexiones de entrada y de salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido, y además:
 - a) La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los colectores al interacumulador se realizará, preferentemente a una altura comprendida entre el 50% y el 75% de la altura total del mismo;
 - b) La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los colectores se realizará por la parte inferior de éste;
 - c) La conexión de retorno de consumo al acumulador y agua fría de red se realizarán por la parte inferior;
 - d) La extracción de agua caliente del acumulador se realizará por la parte superior
- En los casos debidamente justificados, en los que sea necesario instalar depósitos horizontales, las tomas de agua caliente y fría estarán situadas en extremos diagonalmente opuestos.
- En los casos es que sea necesario que el sistema de acumulación esté conformado por más de un depósito, éstos se conectarán en serie invertida en el circuito de consumo o en paralelo con los circuitos primarios y secundarios. La conexión de los acumuladores permitirá la desconexión individual de los mismos sin interrumpir el funcionamiento de la instalación.

Adicionalmente, se deberá cumplir con las siguientes exigencias:

- Cada acumulador vendrá equipado de fábrica de los necesarios manguitos de acoplamiento, soldados antes del tratamiento de protección, para las siguientes funciones:
 - a) Manguitos roscados para la entrada de agua fría y la salida de agua caliente;
 - b) Registro embridado para inspección del interior del acumulador y

- eventual acoplamiento del serpentín;
 - c) Manguitos roscados para la entrada y salida del fluido primario;
 - d) Manguitos roscados para accesorios como termómetro y termostato;
 - e) Manguito para el vaciado.
- Podrán utilizarse acumuladores de las características y tratamientos descritos a continuación:
 - a) Acumuladores de acero vitrificado con protección catódica;
 - b) Acumuladores de acero con un tratamiento que asegure la resistencia a temperatura y corrosión con un sistema de protección catódica;
 - c) Acumuladores de acero inoxidable; con una calidad de material igual o superior a AISI 316.
 - d) Acumuladores de cobre;
 - e) Acumuladores no metálicos que soporten la temperatura máxima del circuito y esté autorizada su utilización por las compañías de suministro de agua potable.

El depósito solar llevará en lugar visible una placa, como mínimo en español y grabada con caracteres indelebles en la que consten, al menos los siguientes datos:

- 1) Nombre y domicilio de la empresa fabricante
- 2) Modelo, tipo, año de producción
- 3) Número de serie de fabricación
- 4) Material del depósito
- 5) Características del aislante del depósito (Material, espesor en milímetros y conductividad térmica en W/m.K)
- 6) Peso del depósito vacío, capacidad de líquido
- 7) La potencia del intercambiador(es) (si esta(n) integrado(s))
- 8) Presión máxima de servicio
- 9) Pérdida de carga
- 10) Cuando el intercambiador esté incorporado al acumulador, la placa de identificación indicará además, los siguientes datos:
 - a. Superficie de intercambio térmico en m²;
 - b. Presión máxima de trabajo del circuito primario.

9.3.11 INTERCAMBIADOR DE CALOR

Las condiciones de instalación del intercambiador dependerán el tipo del mismo, es decir:

- En caso de **intercambiador independiente**, la potencia mínima de diseño del intercambiador independiente, P, en vatios, en función del área de captadores

A, en metros cuadrados, cumplirá la siguiente condición:

$$P \geq 500 * A$$

Donde:

P: potencia mínima del intercambiador [W];

A: el área de colectores [m²].

El intercambiador independiente será de placas de acero inoxidable o cobre y deberá soportar las temperaturas y presiones máximas de trabajo de la instalación.

- En el caso de **intercambiador incorporado al acumulador**, la relación entre la superficie útil de intercambio y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

Adicionalmente, en cada una de las tuberías de entrada y salida de agua del intercambiador de calor, se instalará una válvula de cierre próxima al manguito correspondiente.

9.3.12 ESPECIFICACIONES DEL CIRCUITO HIDRÁULICO, BOMBAS, TUBERÍAS Y DRENAJE

A continuación, se listan las condiciones de instalación que deberá cumplir el circuito hidráulico, las bombas, las tuberías, vasos de expansión, purga y drenaje.

a. Circuito hidráulico

- Debe concebirse inicialmente un circuito hidráulico de por sí equilibrado. Si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado.
- El caudal del fluido caloportador se determinará de acuerdo con las especificaciones del fabricante como consecuencia del diseño de su producto.

b. Tuberías

- Todos los circuitos de tuberías del sistema deben cumplir con la norma ISO/TR 10217 relativa al material de las mismas.
- El sistema de tuberías y sus materiales deben ser tales que no exista posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal para las condiciones de trabajo.
- Para evitar pérdidas térmicas, la longitud de tuberías del sistema deberá ser tan corta como sea posible y evitar al máximo los codos y pérdidas de carga en general. Los tramos horizontales tendrán siempre una pendiente mínima del

1% en el sentido de la circulación.

- El aislamiento de las tuberías de intemperie deberá llevar una protección externa que asegure la durabilidad ante las acciones climatológicas.
- En las tuberías del circuito primario podrán utilizarse como materiales el cobre y el acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas y protección exterior con pintura anti-corrosiva. No se permitirá el uso de materiales que no sean capaces de soportar temperaturas de hasta 150 °C, tales como plástico, polietileno de alta densidad u otros (ver punto 9.3.4).
- En el circuito secundario o de servicio de agua caliente sanitaria, podrá utilizarse cobre y acero inoxidable. Podrán utilizarse materiales plásticos que soporten la temperatura máxima del circuito y que le sean de aplicación y esté autorizada su utilización por las compañías de suministro de agua potable.

Adicionalmente, se deberá cumplir con los valores mínimos para aislamiento de las tuberías. El espesor mínimo de aislamiento está dado por las siguientes expresiones, en caso de tuberías $\leq 1\frac{1}{4}$ "⁴⁷:

Tubería Interior:

$$e_{\min} \geq 30 * \frac{\lambda}{0,04}$$

Tubería exterior:

$$e_{\min} \geq 40 * \frac{\lambda}{0,04}$$

Donde:

e_{\min} = Espesor mínimo [mm]

λ = Conductividad térmica del material de aislante usada [W/m.K]

Al igual que para otros componentes, las tuberías deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El material utilizado en el circuito primario deberá soportar temperaturas de hasta 150 °C
- El material aislante utilizado en las tuberías exteriores deberá ser resistente a los rayos UV, o bien, las tuberías deberán estar protegidas por una capa de material resistente.

c. Bombas

En el caso de las bombas, se deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- Si el circuito de colectores está dotado con una bomba de circulación, la caída de presión se debería mantener aceptablemente baja en todo el circuito.

⁴⁷ RITCH 2007

- Siempre que sea posible, las bombas en línea se montarán en las zonas más frías del circuito y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.
- En instalaciones con una superficie de colectores instalados superior a 50 m² se montarán dos bombas idénticas en paralelo, dejando una de reserva, tanto en el circuito primario como en el secundario. En este caso se preverá el funcionamiento alternativo de las mismas, de forma manual o automática.
- La potencia eléctrica parásita para la bomba no deberá exceder los valores dados en la siguiente tabla:

Tabla 9.3: Potencia Eléctrica Máxima de la Bomba

Sistema	Potencia Eléctrica Máxima de la bomba
Hasta 6m ²	50W (Valor Fijo) , o 14 W/m ² (2% de la mayor potencia calorífica de los colectores)
Desde 6m ²	7 W/m ² (1% de la mayor potencia calorífica de los colectores)

Fuente: CTE

- La potencia máxima de la bomba especificada en la tabla anterior excluye la potencia de las bombas de los sistemas de drenaje con recuperación, que sólo es necesaria para rellenar el sistema después de un drenaje.
- La bomba permitirá efectuar de forma simple la operación de desaireación o purga.

d. Vasos de expansión

En cuanto a los vasos de expansión, las condiciones de instalación se presentan a continuación, considerando su tipología:

- Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba. La altura en la que se situarán los vasos de expansión abiertos será tal que asegure el no desbordamiento del fluido y la no introducción de aire en el circuito primario.
- **Para Vasos Abiertos:** Los vasos de expansión abiertos, cuando se utilicen como sistemas de llenado o de rellenado, dispondrán de una línea de alimentación, mediante sistemas tipo flotador o similar.
- **Para Vasos Cerrados:** El dispositivo de expansión cerrada del circuito de colectores deberá estar dimensionado de tal forma que, incluso después de una interrupción del suministro de potencia a la bomba de circulación del circuito de colectores, justo cuando la radiación solar sea máxima, se pueda restablecer la operación automáticamente cuando la potencia esté disponible de nuevo.

e. Purga de aire

Las condiciones de instalación para la purga de aire son las siguientes:

- En los puntos altos de la salida de baterías de colectores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de des-aireación y purgador manual o automático.
- En el caso de utilizar purgadores automáticos, adicionalmente, se colocarán los dispositivos necesarios para la purga manual. Se evitará el uso de purgadores automáticos cuando se prevea la formación de vapor en el circuito.

f. Drenaje

En general, los conductos de drenaje de las baterías de colectores se diseñarán en lo posible, de forma que no puedan congelarse.

9.3.13 CONEXIÓN AL SISTEMA CONVENCIONAL DE CALENTAMIENTO DE ACS

En términos generales y para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía auxiliar. Siendo éste diseñado tal como si no se dispusiera del sistema solar.

El sistema convencional de calentamiento de ACS deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- El sistema auxiliar sólo entrará en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y de forma que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación.
- Queda prohibido el uso de sistemas de energía convencional auxiliar en el circuito primario de colectores.
- En el caso de que el sistema de energía auxiliar no disponga de acumulación, es decir sea una fuente instantánea, el equipo será modulante, es decir, capaz de regular su potencia de forma que se obtenga la temperatura de manera permanente con independencia de cual sea la temperatura del agua de entrada al citado equipo.
- Para el sistema de aporte de energía auxiliar con acumulación o en línea siempre dispondrá de un termostato de control sobre la temperatura de preparación.
- La conexión de entrada de agua fría del sistema auxiliar deberá soportar una temperatura de salida del sistema de acumulación solar de al menos 95 °C.
- En sistemas de agua caliente sanitaria, donde la temperatura de agua caliente

en los puntos de consumo pueda exceder los 60 °C, deberá ser instalado un sistema automático de mezcla después del sistema auxiliar. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar.

9.3.14 SISTEMA DE CONTROL

Como regla general, el sistema de control deberá asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones, procurando obtener un buen aprovechamiento de la energía solar captada y asegurando un uso adecuado de la energía auxiliar. El sistema de regulación y control comprenderá el control de funcionamiento de los circuitos y los sistemas de protección y seguridad contra sobrecalentamientos, heladas etc.

Las condiciones principales para el sistema de control son como sigue:

- En circulación forzada, el control de funcionamiento normal de las bombas del circuito de colectores, deberá ser de tipo diferencial o bien, accionado en función de la radiación solar y, en caso de que exista depósito de acumulación, deberá actuar en función de la diferencia entre la temperatura del fluido portador en la salida de la batería de los colectores y la del depósito de acumulación.
- Las sondas de temperatura para el control diferencial se colocarán en la parte superior de los colectores de forma que representen la máxima temperatura del circuito de captación. El sensor de temperatura de la acumulación se colocará preferentemente en la parte inferior en una zona no influenciada por la circulación del circuito secundario o por el calentamiento del intercambiador si éste fuera incorporado.
- El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos.
- El sistema de control asegurará que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura 3 °C superior a la de congelación del fluido.
- La localización e instalación de los sensores de temperatura deberá asegurar un buen contacto térmico con la parte en la cual hay que medir la temperatura, para conseguirlo en el caso de las de inmersión se instalarán en contra corriente con el fluido. Los sensores de temperatura deben estar aislados contra la influencia de las condiciones ambientales que le rodean.

9.3.15 SISTEMA DE MEDIDA EN INSTALACIONES MAYORES

Para el caso de instalaciones mayores a 20 m² se colectores, se deberá cumplir con las siguientes condiciones de instalación:

- Contar con aparatos de medida de presión y temperatura que permitan la correcta operación del sistema
- Disponer de al menos de un sistema analógico de medida local y registro de datos que indique como mínimo: a) la temperatura de entrada agua fría de red; b) la temperatura de salida acumulador solar; c) el caudal de agua fría de red.

9.3.16 OTROS

Se recomienda agregar la siguiente condicione general:

- El fabricante del sistema deberá proveer junto a los equipos, un manual en español que explique de manera clara y comprensible, el funcionamiento del sistema. El manual deberá considerar la normativa nacional vigente y atingente a la materia.

Luego del establecimiento de las condiciones generales de instalación de un SST, a continuación se presenta una propuesta para el plan de vigilancia y mantenimiento.

9.4 ELABORACIÓN DE UN PLAN DE VIGILANCIA Y MANTENIMIENTO

Luego de la revisión de las deferentes reglamentaciones a nivel internacional, cabe destacar que el Código Técnico de la Edificación (CTE) en España, describe un plan de mantenimiento y vigilancia en el cual se definen todas las operaciones necesarias durante la vida de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma. De acuerdo a la experiencia del equipo consultor, este plan es factible de ser implementando en Chile, con ciertas modificaciones menores, tal como se describe a continuación.

En primer lugar se detallan las características principales del plan de vigilancia, y luego las del plan de mantenimiento.

9.4.1 PLAN DE VIGILANCIA

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación sean correctos. Es un plan de

observación simple de los principales parámetros funcionales. Su alcance se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 9.4: Plan de Vigilancia⁴⁸

Elemento de la Instalación	Operación	Frecuencia (meses)	Descripción
Captadores	Limpieza de cristales	A determinar	Con agua y productos adecuados
	Cristales	3	IV condensaciones en las horas centrales del día
	Juntas	3	IV Agrietamientos y deformaciones
	Absorbedor	3	IV Corrosión, deformación, fugas, etc.
	Conexiones	3	IV fugas
	Estructura	3	IV degradación, indicios de corrosión
Circuito primario	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	6	IV Ausencia de humedad y fugas.
	Purgador manual	3	Vaciar el aire del botellín.
Circuito secundario	Termómetro	diaria	IV temperatura
	Tubería y aislamiento	6	IV Ausencia de humedad y fugas.
	Acumulador solar	3	Purgado de la acumulación de todos de la parte inferior del depósito.

IV: inspección visual

Tal como se observa de la tabla anterior, el plan de vigilancia consta de pasos simples y fácilmente fiscalizables. Para estos efectos, se recomienda en primer lugar que el plan de vigilancia esté incluido como parte de la documentación que la empresa inmobiliaria debe entregar

9.4.2 PLAN DE MANTENIMIENTO

Por definición, un plan de mantenimiento define de forma detallada las operaciones de mantenimiento que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y observaciones en relación con las prevenciones a observar. En efecto, el plan de mantenimiento consiste en operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, los cuales aplicados a la instalación deben permitir mantener las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación dentro de límites aceptables

A continuación se listan las principales características del Plan de Mantenimiento propuesto:

- El mantenimiento implicará, como mínimo, una revisión anual de la instalación para instalaciones con superficie de captación inferior a 20 m² y una revisión cada seis meses para instalaciones con superficie de captación superior a 20 m².

⁴⁸ Fuente: CTE

- El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico competente que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general.
- La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.
- El mantenimiento ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos fungibles ó desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

A continuación, se reproducen las tablas correspondientes a las operaciones de mantenimiento definidas por el CTE.

Tabla 9.5: Mantenimiento sistema de captación

Sistema de Captación		
Equipo	Frecuencia (Meses)	Descripción
Colectores	6	IV diferencias sobre original IV diferencias entre colectores
Cristales	6	IV condensaciones y suciedad
Juntas	6	IV agrietamientos, deformaciones
Absorbedor	6	IV corrosión, deformaciones
Carcasa	6	IV deformación, oscilaciones, ventanas de respiración
Conexiones	6	IV aparición de fugas
Estructura	6	IV degradación, indicios de corrosión y apriete de tornillos
Colectores	12	Tapado parcial del campo de colectores
Colectores	12	Destapado parcial del campo de colectores
Colectores	12	Vaciado parcial del campo de colectores
Colectores	12	Llenado parcial del campo de colectores

IV: Inspección Visual

Tabla 9.6: Mantenimiento sistema de acumulación

Sistema de Acumulación		
Equipo	Frecuencia (Meses)	Descripción
Depósito	12	Presencia de lodos en fondo
Ánodos sacrificio	12	Comprobación de desgaste
Ánodos de corriente impresa	12	Comprobación del buen funcionamiento
Aislamiento	12	Comprobación que no hay humedad

Tabla 9.7: Mantenimiento sistema de intercambio

Sistema de Intercambio		
Equipo	Frecuencia (Meses)	Descripción
Intercambiador de Placas	12	CF eficiencia y prestaciones Limpieza
Intercambiador de Serpentin	12	CF eficiencia y prestaciones Limpieza

CF: Control de Funcionamiento

Tabla 9.8: Mantenimiento sistema de captación

Sistema de Captación		
Equipo	Frecuencia (Meses)	Descripción
Fluido Refrigerante	12	Comprobar su densidad y pH
Estanqueidad	24	Efectuar Prueba de presión
Aislamiento al exterior	6	IV degradación protección uniones y ausencia de humedad
Aislamiento al interior	12	IV uniones y ausencia de humedad
Purgador automático	12	CF y limpieza
Purgador Manual	6	Vaciar el aire del Botellín
Bomba	12	Estanqueidad
Vaso de expansión cerrado	6	Comprobación de la presión
Vaso de expansión abierto	6	Comprobación del nivel
Sistema de llenado	6	CF actuación
Válvula de corte	12	CF actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agotamiento
Válvula de seguridad	12	CF actuación

IV: Inspección Visual

CF: Control de Funcionamiento

Cabe destacar que el plan de mantenimiento establecido por el CTE español es exhaustivo y de gran alcance. Por esta razón se recomienda su aplicación de forma tal de asegurara la mantención de las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de los SST instalados bajo el alero del beneficio tributario definido en el proyecto de Ley.

En forma adicional al plan de mantenimiento presentado, se recomienda exigir a los fabricantes o proveedores de los SST, el plan de mantenimiento específico del sistema a instalar. Esta documentación deberá ser proporcionada a su vez por el postulante tanto al organismo encargo de otorgar el subsidio, como al encargado de fiscalizar el SST. En general, esta es una exigencia de las normas EN para sistemas solares térmicos, tanto prefabricados como a medida, por lo que los sistemas certificados no tendrían problemas en cumplir con este requisito.

Finalmente, se recomienda analizar la posibilidad de exigir un contrato de mantenimiento a fin de otorgar la subvención para le sistema, de al menos una duración de dos años o más, con un servicio de mantenimiento anual.

10 DEFINIR LOS LÍMITES DE RENDIMIENTO DE LOS COLECTORES SOLARES TÉRMICOS Y DE COEFICIENTE DE PÉRDIDAS, Y LÍMITES DE RENDIMIENTO PARA EL SST

El objetivo de este capítulo es definir los límites de rendimiento de un SST que serán exigidos en el Reglamento, así como definir y determinar los límites de rendimiento y de coeficiente de pérdidas de los CST.

En primer lugar, se presenta un análisis acerca de la posibilidad e idoneidad de establecer un límite de rendimiento para un SST en general. En segundo lugar, se presentan la metodología y el análisis realizado para definir y determinar los límites de rendimiento y de coeficiente de pérdidas de los colectores. Finalmente, y en relación a las exigencias de rendimiento y de calidad de los sistemas y colectores a nivel mundial, se presentan los principales estándares y certificados existentes, y se analiza su aplicabilidad a Chile.

10.1 LÍMITES DE RENDIMIENTO PARA LOS SST

En términos generales, el grado de rendimiento de un SST corresponde al cociente entre la energía suministrada por el sistema solar térmico y la energía irradiada sobre la superficie del colector (área de referencia). Dicho rendimiento depende de varios factores tales como: las condiciones climáticas locales, el área geográfica de emplazamiento de la instalación, el tipo de colector solar, la carga térmica, entre otros. Por consiguiente, las prestaciones y el rendimiento de un sistema pueden variar mucho en función de las mencionadas variables.

Adicionalmente, un SST puede diseñarse utilizando diversas configuraciones de sus componentes (colector, intercambiador, acumulador, depósito de expansión, bomba de circulación, purgador, válvulas, tuberías, etc.). Por tanto, para poder determinar el rendimiento de un sistema, lo óptimo sería calcular el rendimiento y pérdidas de cada uno de sus componentes. Sin embargo y debido a que la configuración de un sistema para una vivienda puede variar caso a caso, resulta muy difícil determinar e incorporar en el Reglamento, un valor límite de rendimiento de un sistema, que sea representativo de todas las posibles configuraciones. Tampoco es posible establecer un método de cálculo simple, que permita medir el rendimiento de todas las posibles configuraciones de los SST que sea fiscalizable y/o verificable mediante la certificación.

Adicionalmente, aún cuando existen pérdidas en otros componentes del SST tales como las tuberías o el depósito de acumulación, las cuales disminuyen el rendimiento

de la instalación, éstas representan una porción menor de las pérdidas totales. Por estas razones, se asume que el rendimiento de un sistema solar térmico depende de la calidad del colector, entendiendo por calidad del colector, el rendimiento del mismo.

Por tanto, para el Reglamento Chileno, se establecen límites de rendimiento para el colector, tal como se detalla más adelante, en base a parámetros definidos y fácilmente fiscalizables. Esto difiere un tanto de la legislación española, la cual establece que, "en una instalación de energía solar, el rendimiento del captador, independientemente de la aplicación y la tecnología usada, debe ser siempre igual o superior al 40%. Adicionalmente se deberá cumplir que el rendimiento medio dentro del periodo al año en el que se utilice la instalación, deberá ser mayor que el 20%⁴⁹". Lo establecido en dicha legislación, de acuerdo a la opinión de expertos, es difícil de fiscalizar, puesto que tampoco queda claro a qué se refiere la legislación con los mencionados porcentajes de rendimiento, ni tampoco, cuáles son los parámetros considerados para su medición.

A continuación, se detalla la metodología llevada a cabo para establecer los valores límite de rendimiento y pérdidas para los colectores.

10.2 RENDIMIENTO Y COEFICIENTE DE PÉRDIDAS DE LOS COLECTORES

Tal como se ha mencionado en el apartado anterior, el rendimiento de un sistema solar térmico depende en gran medida de la calidad del colector. En este sentido, por calidad del colector se entiende el rendimiento del mismo. El problema radica en que el rendimiento de un colector no es un valor estático sino que depende de la diferencia de temperaturas entre la temperatura de trabajo del colector y la temperatura ambiente. A mayor diferencia de temperatura entre la temperatura ambiente y la temperatura del colector, las pérdidas de calor aumentan y por lo tanto el rendimiento del colector disminuye.

El rendimiento de un colector (η) se define como la razón entre la cantidad de energía que se obtiene (Q_a), es decir, el calentamiento del fluido que circula en su interior, y la cantidad de energía procedente de la radiación solar (Q_o), tal como se indica en la siguiente expresión:

$$\eta = Q_a / Q_o$$

Al desarrollar la fórmula anterior en función de la temperatura del agua, la temperatura ambiente, la radiación recibida y los factores determinantes de las pérdidas ópticas y térmicas, el rendimiento de un colector puede expresarse mediante la siguiente fórmula expandida:

⁴⁹ CTE (HE 4-11, 3.3.1.2)

Curva del rendimiento lineal⁵⁰ de un colector:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{(T_m - T_a)}{E_g}$$

Donde:

η	= Rendimiento del colector (%)
η_0	= Rendimiento óptico del colector (%) (η_0 = eficiencia óptica)
T_m	= Temperatura media del fluido del trabajo en el absorbedor (°C)
T_a	= Temperatura ambiente (°C)
E_g	= Irradiación (1000 W/m ²)
a_1	= Coeficiente lineal de pérdidas térmicas (W/m ² K) ($a_1 = U_{loss}$)

La representación gráfica de esta fórmula, en su versión simplificada, es una recta denominada "curva del colector", donde η_0 (η_0) indica el rendimiento del captador considerando el valor de las pérdidas ópticas (la *eficiencia óptica*) y a_1 (la pendiente de la recta, adimensional) representa las pérdidas térmicas, conocido como el coeficiente global de pérdida de calor (U_{loss} en W/m²K).

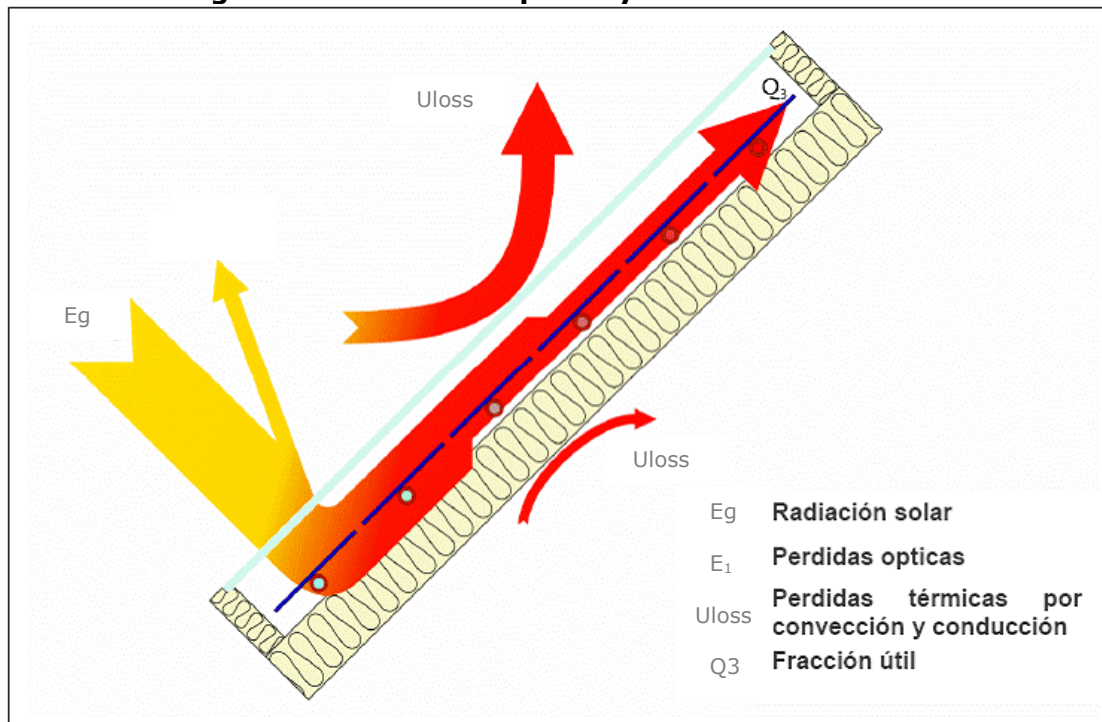
Las eficiencias ópticas (η_0) se refieren a la porción de radiación solar que no puede ser absorbida por el colector. Estas dependen del grado de transmisión de la cubierta de vidrio y de la capacidad de absorción de la placa absorbente. Las pérdidas térmicas dependen de la diferencia de temperatura entre el interior del colector y la temperatura ambiente, de la irradiación, así como también de características del equipo tales como el aislante térmico y la construcción misma del colector.

En términos generales, cuanto mayor sea el factor de eficiencia óptica de un captador y menor sea su coeficiente global de pérdidas, mayor será su rendimiento.

En la siguiente figura se aprecian esquemáticamente los conceptos de eficiencia óptica y pérdidas térmicas:

⁵⁰ Existe también una curva de rendimiento cuadrática la cual, a pesar de ser más precisa, conlleva una aplicación y análisis más complejos. Dado que las diferencias de precisión no resultan relevantes, por simplicidad y aplicabilidad, se utiliza la curva de rendimiento lineal, la cual además, es más frecuentemente utilizada.

Imagen 10.1: Pérdidas ópticas y térmicas de un colector



Fuente: Solarpraxis

Los valores de η_0 y U_{loss} de los colectores son conocidos puesto que su determinación se realiza mediante ensayos normalizados efectuados en laboratorio y son provistos por el fabricante o distribuidor de los equipos. Además, son parámetros habitualmente exigidos para las certificaciones de los colectores y, son medidos en las pruebas oficiales y en los sistemas de clasificación. Así, por ejemplo, es posible encontrar estos valores en los certificados de la norma EN 12975-1,2:2006 y en los certificados de la Corporación para la Evaluación y Certificación solar (SRCC⁵¹ por sus siglas en inglés).

En el **Anexo 10.I**, se presentan las principales características de 100 colectores analizados y certificados por la SRCC, en dónde se pueden encontrar los mencionados parámetros. Por otra parte, estos parámetros son también medidos en las pruebas oficiales de los sistemas prefabricados, por lo que también son de utilidad en estos casos.

Sin embargo, y aún cuando son parámetros conocidos, por ejemplo al comparar colectores solares tubulares y colectores planos en general, los colectores tubulares tienen un menor coeficiente de pérdidas de calor, pero una menor eficiencia óptica. Por lo tanto, no es posible sentar requerimientos fijos para ambos parámetros. Para dar solución a este problema, se determinó una relación entre U_{loss} y η_0 , para poder establecer los valores límite a ser incorporados en el Reglamento. Para determinar y

⁵¹ <http://www.solar-rating.org>

justificar dichos valores se utilizó el método *F-Chart* por lo que en primer lugar se explica y justifica la utilización de este método.

10.2.1 USO DEL MÉTODO F-CHART

El método de cálculo F-Chart o método de las curvas f , es un método simplificado que permite el dimensionamiento de las instalaciones de energía solar térmica a partir del cálculo de la cobertura solar obtenida de colectores y de su rendimiento. El método F-Chart es básicamente una correlación de los resultados de cientos de simulaciones de sistemas solares térmicos. Las condiciones de las correlaciones resultantes entregan la fracción de la carga de calentamiento mensual suministrada por la energía solar como función de dos variables adimensionales que incluyen las características del colector, las pérdidas de calor y el clima local. Para tal fin, se requieren promedios mensuales meteorológicos de la radiación recibida por el colector y de temperaturas ambientales medias. En el **Anexo 10.II** se detalla el método de cálculo específico.

El método F-Chart se puede usar para dimensionar los siguientes SST:

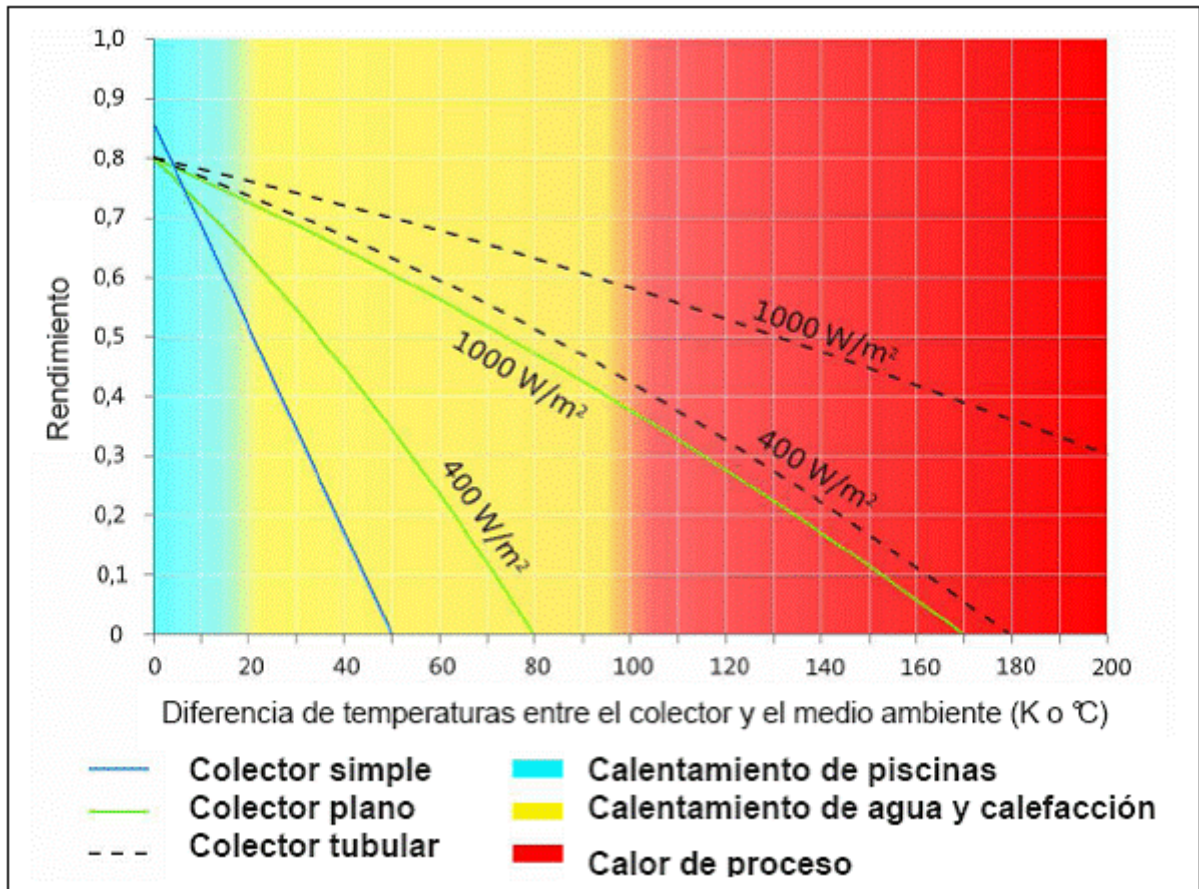
- Sistemas solares térmicos domésticos para ACS (incluyendo los sistemas de circulación forzada y termosifón),
- Sistemas con captador-depósito integrados (Sistemas compactos),
- Sistemas solares térmicos domésticos para calefacción y ACS,
- Sistemas pasivos de ganancia directa,
- Sistemas de calentamiento de agua para piscinas y
- Sistemas solares térmicos para procesos, entre otros.

Comparando el método F-Chart con otras herramientas de simulación como el TRNSYS⁵², se verifica que en simulaciones horarias, el TRNSYS presenta diferencias del 5% al 6% con respecto a las mediciones reales. Por otra parte, las simulaciones realizadas con el método R-Chart (Gráfica de Clasificación por Rangos) mostraron variaciones en el rango del 2% al 15%, mientras que las simulaciones efectuadas con el F-Chart mostraron variaciones del 1.1 al 4.7%. Por otra parte, un significativo número de estudios usa el F-Chart para determinar la precisión de nuevos métodos. En el **Anexo 10.III**, se presentan algunos de dichos estudios.

El método F-Chart se basa en la consideración del rendimiento de los colectores por lo que su utilización resulta apropiada para establecer los valores límite de rendimiento de los colectores. Este rendimiento está influenciado por el diseño del colector, el cual tendrá tanto pérdidas ópticas como térmicas. En la siguiente figura se muestran diferentes curvas de rendimiento según el tipo de colector y el uso del mismo.

⁵² Transient Performance Of Thermal Energy Systems desarrollado en Fortran (lenguaje de computación)

Imagen 10.2: Rendimiento de colectores por tipo en función del uso



Fuente: Solarpraxis

Tal como se puede apreciar en la imagen anterior, para todos los usos de colector, a medida que aumenta la diferencia de temperatura entre el colector y la temperatura ambiente, el rendimiento disminuye. Con respecto a los diferentes tipos de colectores, y considerando únicamente su uso para calentamiento de agua y calefacción, se puede constatar que, a igual diferencia de temperatura (por ejemplo 40 °C), un colector tubular tiene mejor rendimiento que un colector plano o simple. Nuevamente, esta es la razón por la cual no se pueden exigir en el Reglamento valores fijos para la eficiencia óptica y el coeficiente de pérdidas térmicas. Así, determinar una relación entre ambas variables permite asociar a cada valor de coeficiente global de pérdidas térmicas, la eficiencia óptica correspondiente, desde el mínimo hasta el máximo permitido.

A continuación, se describe el proceso mediante el cual se estableció la relación entre ambas variables, para luego, establecer el valor límite del coeficiente global de pérdidas térmicas del colector. Posteriormente, se presenta la tabla que permite

relacionar ambos parámetros para valores de coeficiente de pérdidas térmicas dados, que se encuentren por debajo del límite máximo establecido.

10.2.2 ANÁLISIS DE FACTORES DE EFICIENCIA ÓPTICA Y PÉRDIDAS TÉRMICAS SOBRE LA CONTRIBUCIÓN SOLAR

Para determinar la relación entre los parámetros “eficiencia óptica” (η_0) y “coeficiente global de pérdida de calor” (U_{loss}), se utilizó el método F-Chart para simular dos situaciones “tipo”, y así, calcular la contribución solar (SF por sus siglas inglés) para cada una de ellas, variando los valores de ambos parámetros.

La simulación se realizó considerando las siguientes características del SST:

- **Estanque de 200 litros:** Este corresponde a un volumen de depósito “tipo” para casas unifamiliares con un consumo por persona de 40 litros por día, con una temperatura de ACS de referencia de 45 C°.
- **Colector de 4m²:** Los metros de colector se calculan en función del depósito. Para el caso de un estanque de 200 litros, y de acuerdo a coeficientes referenciales, el valor mínimo que minimiza las pérdidas del acumulador al evitar contribuciones solares demasiado altas es de 50 litros por metro cuadrado. ($200\text{L} / 50\text{L/m}^2 = 4\text{m}^2$).

Los casos simulados son los siguientes:

- **Caso 1:** Casa unifamiliar con 4 personas, por tanto, un consumo de ASC total de 160 litros por día (considerando una demanda por persona de 40 L/d).
- **Caso 2:** Casa unifamiliar con 6 personas, por tanto un consumo de ASC total de 240 litros por día.

Utilizando el método F-Chart se calculó la contribución solar con 70 combinaciones de U_{loss} y η_0 para cada caso, considerando los siguientes rangos de variación de los parámetros:

- **Coeficiente Global de Pérdidas Térmicas:** $2 \leq U_{\text{loss}} \leq 8$ (en W/m²K)
- **Factor de Eficiencia Óptica:** $0,15 \leq \eta_0 \leq 0,8$ (Adimensional)

Dichos rangos resultan razonables puesto que en general, la mayor parte de los colectores solares presentes en el mercado mundial y en particular en el mercado español⁵³ tienen unos parámetros comprendidos entre los siguientes rangos:

- **Coefficiente Global de Pérdidas Térmicas:** Entre 4.0 y 8.0 W/m²K
- **Factor de Eficiencia Óptica:** Entre 0.6 y 0.8 (Adimensional)

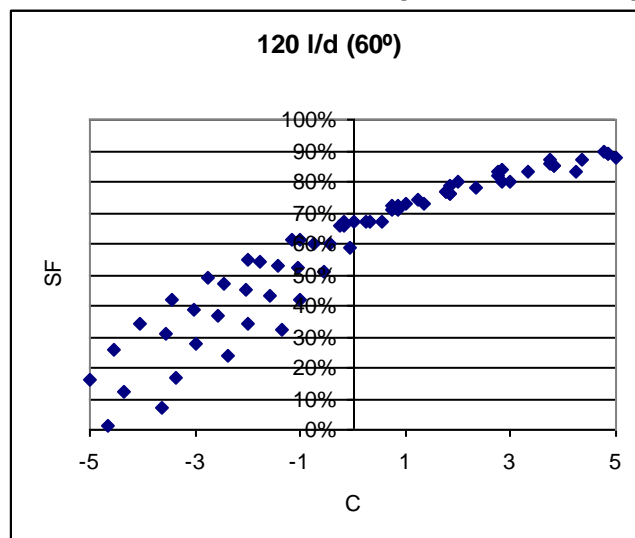
Para el análisis realizado en el presente capítulo, los límites inferiores de estos rangos fueron ampliados para poder establecer la relación entre estas dos variables desde el límite máximo permitido hasta los valores que representan las condiciones de los mejores colectores existentes.

En base a los resultados de las simulaciones, se determinó un factor empírico (C), el cual refleja la relación entre ambos parámetros y que permite analizar la influencia de éstos en la contribución solar entregada por un colector. La relación establecida se puede expresar de la siguiente forma:

$$C = [U_{\text{loss}} - (\eta_0 * 4)^2] * (-1)$$

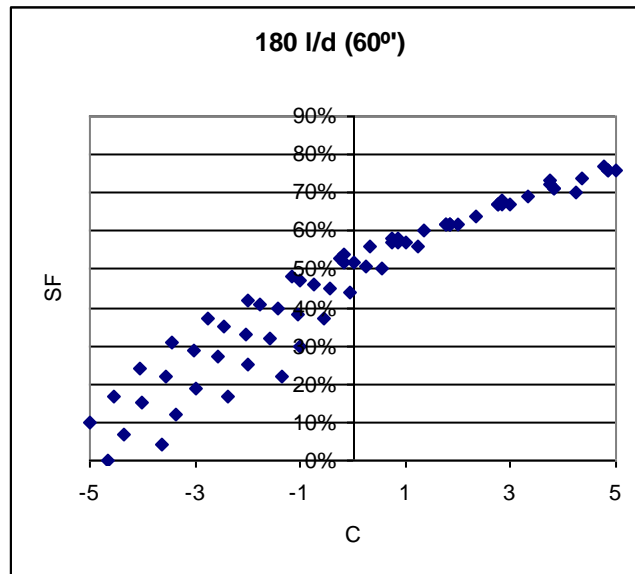
Luego, se determinó la relación entre el factor C y la contribución solar (SF) para los dos casos analizados. Los siguientes gráficos dan cuenta de la simulación realizada con el F-Chart; cada punto representa una combinación diferente de U_{loss} y η_0 para cada caso. Los resultados se muestran a continuación:

Gráfico 10.1 Contribución solar para 160 l/día (45 °C)



⁵³ "Manual de Cálculo y Diseño de Instalaciones de Producción de Agua Caliente Sanitaria en Edificaciones de Viviendas Mediante Energía Solar y Apoyo Individual a Gas Natural" Grupo Gas Natural. 2004

Gráfico 10.2: Contribución solar para 240 l/día (45 °C)



Tal como se puede apreciar, en ambos casos, cuando el factor C es mayor a 0, éste tiene una correlación con la contribución solar (SF) muy estable, por lo tanto es posible utilizar el factor C para establecer el límite de η_0 en función del límite de U_{loss} .

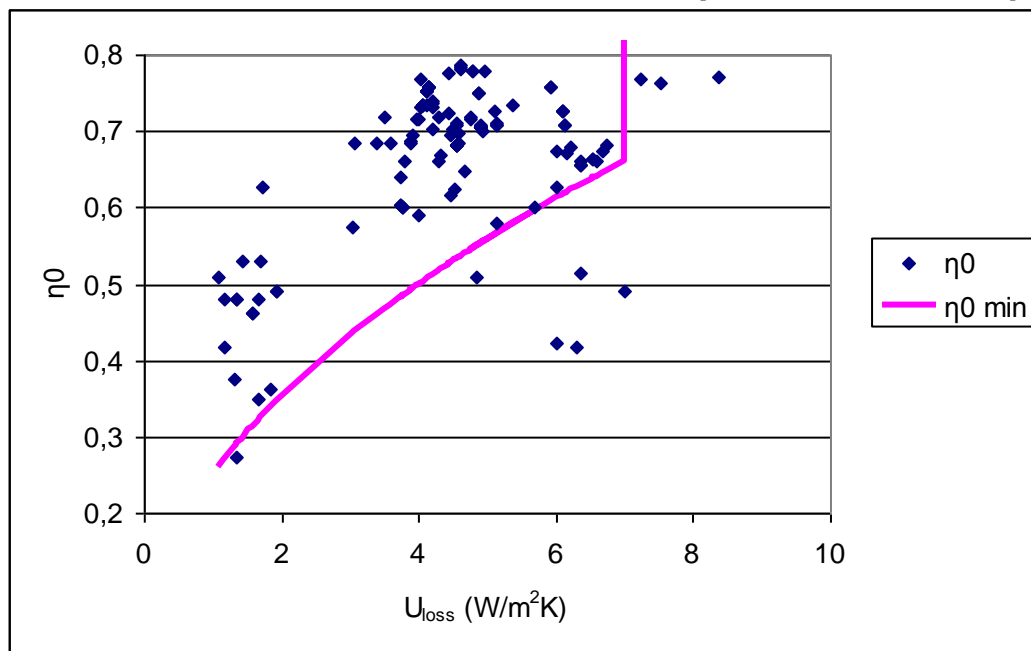
A continuación se detalla el proceso para la determinación de los valores límite de rendimiento.

10.2.3 DETERMINACIÓN DE VALORES LÍMITE

Una vez establecida la relación existente entre la eficiencia óptica y el coeficiente global de pérdidas térmicas, se analizó la base de datos del SRCC, la cuál incluye 100 colectores disponibles en el mercado mundial (Ver **Anexo 10.I**). En el siguiente gráfico se muestra el rendimiento de los colectores en función de los dos parámetros considerados. Cada punto representa un colector diferente, con su respectivo factor de eficiencia óptica y coeficiente global de pérdidas térmicas. Adicionalmente, y luego del análisis de la distribución de los puntos representados en el gráfico, se determinó preliminarmente un valor límite para el coeficiente de pérdidas térmicas (U_{loss}) de 7 W/m²K y los valores límite de eficiencia óptica de acuerdo a la siguiente relación⁵⁴:

$$\eta_0 \geq \frac{\sqrt{U_{loss}}}{4}$$

⁵⁴ Se obtiene de la función del Factor Empírico C, asumiendo un Factor C=0, es decir para valores en dónde los parámetros están correlacionados con la contribución solar.

Gráfico 10.3: Rendimiento de los colectores (Base de Datos SRCC)


Fuente: Elaboración propia a base de SRCC, Summary of SRCC certified solar collectors and water heating systems rating, Florida, USA, January 2009⁵⁵

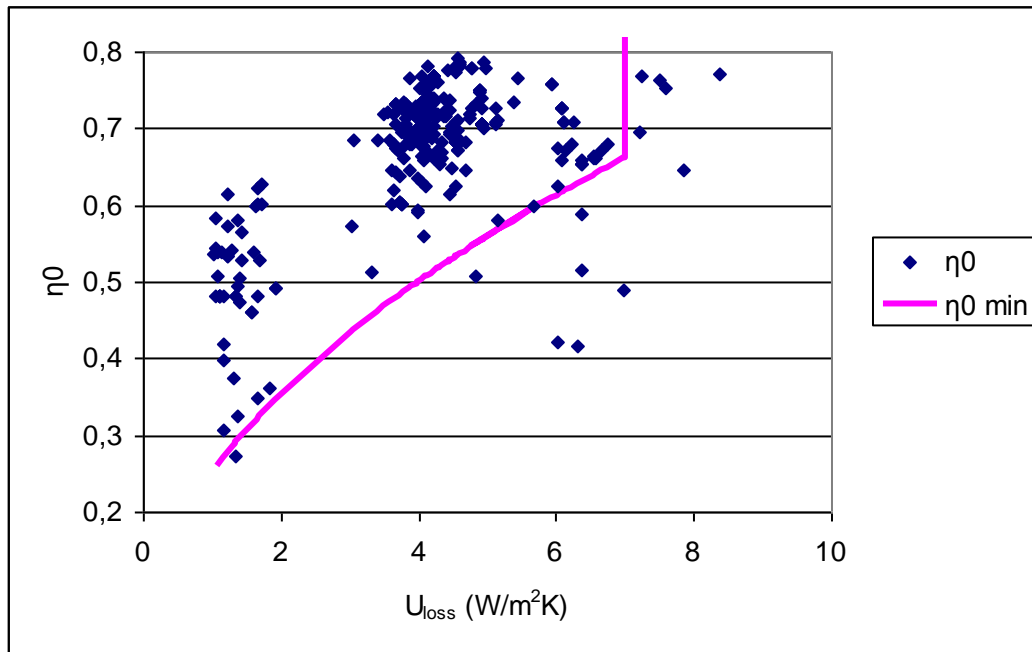
Tal como se puede apreciar, la mayoría de los colectores analizados se encuentra dentro de los límites dados (determinados por la línea “ η_0 min”). Es decir que, al establecer un valor límite de 7 W/m²K para el coeficiente de pérdidas térmicas y su correspondiente valor de eficiencia óptica, todos aquellos equipos que se ubiquen por sobre la línea η_0 min, estarían cumpliendo con las exigencias del Reglamento. En este caso, 10 de los 128 colectores analizados quedan fuera de los límites establecidos; esto equivale a decir que un 92.2% de los colectores analizados cumplen con el requerimiento establecido.

Adicionalmente, al analizar los colectores que no cumplen con los límites establecidos, se constata que corresponden a colectores de baja calidad, es decir, colectores con “tinta negra” y/o con aislamiento insuficiente, entre otros.

Para corroborar estos límites, se realizó nuevamente el análisis incorporando esta vez, una base de datos ampliada, la cual incluye datos de otros colectores en base a información recopilada por el equipo consultor. En el **Anexo 10.IV**, se presenta esta base de datos ampliada. El siguiente gráfico muestra el resultado del análisis al incorporar una mayor cantidad de colectores, con los mismos límites establecidos previamente.

⁵⁵ <http://www.solar-rating.org/SUMMARY/Dirsum.pdf>, ver Anexo 10.I)

Gráfico 10.4: Rendimiento de los colectores (Base de datos ampliada)



Fuente: Elaboración propia con base de datos del Anexo 10.IV

Las conclusiones son las mismas del caso anterior. Es decir que, aún incorporando un número mayor de colectores al análisis, se constata que la mayoría de éstos cumplen con los requisitos establecidos, mientras que los que quedan fuera son en general colectores de baja calidad (tinta negra, aislamiento insuficiente, etc.).

A modo de referencia, los colectores solares comerciales mejor calificados tienen un U_{loss} menor a 5 W/m²K. Por su parte, la legislación española establece que las instalaciones destinadas exclusivamente a la producción de ACS mediante energía solar deben tener un coeficiente global de pérdidas térmicas (referido a la curva de rendimiento en función de la temperatura ambiente y temperatura de entrada) menor a 10 W/m²K. Sin embargo, el equipo consultor recomienda el establecimiento de un coeficiente inferior, puesto que el valor establecido en la legislación española, en la práctica no establece ningún límite. Por lo tanto, no se limitaría la instalación de colectores ineficientes y de baja calidad.

La siguiente tabla establece la correlación entre los valores permitidos del coeficiente global de pérdidas térmicas (U_{loss}) y el factor de eficiencia óptica (η_0). Esta tabla puede resultar de utilidad para la fiscalización de los colectores.

Tabla 10.1: Correlación U_{loss} en W/m^2K y $\eta_{0 min}$

U_{loss}	$\eta_{0 min}$
7,0	0,66
6,5	0,64
6,0	0,61
5,5	0,59
5,0	0,56
4,5	0,53
4,0	0,50
3,5	0,47
3,0	0,43
2,5	0,40
2,0	0,35
1,5	0,31
1,0	0,25

Esta tabla puede ser también incorporada en el Reglamento, de forma tal que los postulantes puedan determinar fácilmente si los colectores que esperan instalar, cumplen o no con los establecidos requisitos de rendimiento para los colectores.

El establecimiento de estos límites permite determinar fácilmente aquellos colectores solares que pueden acceder a la franquicia tributaria, sin olvidar que deberán también cumplir con los otros requisitos establecidos en el Reglamento (como por ejemplo la contribución solar mínima). Adicionalmente, la implementación de estos valores como requisitos mínimos de rendimiento, permite una comparación y selección de colectores independiente de la demanda de ACS, del tipo de sistema solar térmico y del tipo de instalación. La ventaja reside en que, al tratarse de valores provistos en las especificaciones técnicas del proveedor respectivamente certificado, el cumplimiento de los requerimientos mínimos de rendimiento se puede verificar y fiscalizar sin necesidad de pruebas adicionales ni visitas a terreno.

Conforme a los análisis realizados en el presente capítulo, a continuación, se expone el contenido mínimo que deberá quedar estipulado en el Reglamento en relación a los límites de rendimiento y de coeficiente de pérdidas térmicas de los CST.

10.2.4 TEXTO MÍNIMO A INCLUIR EL REGLAMENTO

Se recomienda incluir en el reglamento el siguiente texto:

Para acceder al crédito, los colectores utilizados en el sistema deberán corresponder a equipos nuevos que cumplan con los siguientes requisitos:

- Los colectores deberán tener un coeficiente global de pérdidas térmicas, referido a la curva de rendimiento del colector en función de la temperatura ambiente y de la temperatura de entrada, inferior a 7 W/m²K de acuerdo al coeficiente definido en las especificaciones técnicas y/o certificado del mismo, es decir:

$$\text{Coeficiente Global de Pérdidas Térmicas } U_{\text{loss}} \leq 7 \text{ W/m}^2\text{K}$$

- La eficiencia óptica de los colectores deberá cumplir con la siguiente relación:

$$\eta_0 \geq \frac{\sqrt{U_{\text{loss}}}}{4}$$

Los colectores que no cumplan con estos requisitos de rendimiento serán rechazados inmediatamente.

A continuación, y teniendo en consideración la importancia de la fiscalización de los parámetros y límites que serán establecidos en el Reglamento, se presenta un resumen de los estándares y certificados existentes. Éstos servirán de base para determinar las necesidades de fiscalización en Chile, así como para implementar un proceso de certificación u homologación de los certificados existentes.

10.3 ESTÁNDARES Y CERTIFICADOS

Los criterios mínimos de calidad, tanto de los componentes como de los sistemas en su totalidad, deben ser definidos para garantizar el rendimiento, la seguridad y la durabilidad de los mismos. Se recomienda que en Chile se adopte un sistema de certificación, o bien de homologación de los certificados y estándares existente a nivel internacional. Por esta razón a continuación se exponen los principales estándares de carácter obligatorio, así como los certificados de carácter optativo, existentes en Europa para tales tecnologías.

10.3.1 ESTÁNDARES

A continuación, se mencionan brevemente los estándares existentes más importantes.

- **EN 12975**

A partir del año 2000, se adoptó el estándar europeo EN 12975, para colectores solares térmicos. Éste consiste en procedimientos de ensayo para testear los

colectores y sistemas de forma tal de garantizar el rendimiento adecuado de los mismos según ciertas condiciones estipuladas.

- **EN 12976**

También en el año 2000, se adoptó el estándar EN 12976 para sistemas prefabricados utilizados exclusivamente para la producción de ACS. Los sistemas incluidos en dicho certificado se clasifican en: Sistemas de circulación forzada fabricados por lote y de configuración fija y sistemas de tipo termosifón (sistema de colectores con depósito integrado ubicado en la parte posterior del colector o en la parte superior del mismo). Al igual que el estándar EN12975, consiste en procedimientos de ensayo para probar los sistemas y así garantizar un adecuado rendimiento.

Para ambos estándares, la evaluación de los sistemas contempla los ensayos denominados CSTG y DST (Dynamic System Test), basados en las normas ISO 9459-2 e ISO/DIS 9459-5, respectivamente.

- **ISO 9459-2**

La norma ISO 9459-2 describe el procedimiento de ensayo para caracterizar el rendimiento de sistemas solares térmicos domésticos que funcionan sin una bomba de circulación y para predecir el rendimiento anual en cualquier situación climática y condiciones de funcionamiento.

- **ISO 9459-5**

La norma ISO/DIS 9459-5 describe el procedimiento de ensayo de sistemas solares térmicos domésticos al aire libre. Este método puede ser utilizado también para ensayos in-situ, y también para ensayos de laboratorio si se cumplen los perfiles de extracción (*draw-off*) y de radiación apropiados para mediciones en el interior.

En general, el rendimiento del sistema se mide llevando a cabo prueba de ensayo del sistema completo usando el enfoque de "black-box" o caja negra, en el cual no se realizan mediciones individuales a los componentes del sistema o dentro del mismo. El método de ensayo especifica el procedimiento de mediciones, el procesamiento y análisis de los datos obtenidos y la presentación del informe de la evaluación.

- **UNE-EN-ISO/IEC 17025**

En España, las pruebas y ensayos deben ser llevados a cabo por laboratorios acreditados que cumplan los requisitos establecidos en la norma UNE-EN-ISO/IEC 17025 y estén acreditados por entidades reguladas en el Reglamento de la

Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial⁵⁶ (capítulo II, sección 2ª), o por cualquier otro organismo de acreditación firmante del Acuerdo Multilateral de Reconocimiento de la "European Cooperation for Accreditation" (EA).

- **EN 12977**

Para sistemas solares térmicos a medida, actualmente se está elaborando un estándar denominado EN 12977. Los sistemas sujetos a esta norma serán los siguientes:

- Sistemas de circulación forzada de componentes ensamblados para la producción de ACS y calefacción
- Sistemas de configuración descrita en un expediente (principalmente instalaciones pequeñas)
- Sistemas de concepción y ensamblaje únicos para la producción de ACS y calefacción (principalmente grandes instalaciones).

Los estándares europeos actuales especifican cómo deben ser testados los productos para evaluar su durabilidad, seguridad y rendimiento, además son de carácter obligatorio. Paralelamente existen en Europa otros certificados reconocidos pero que no son de carácter obligatorio. Ellos son: el certificado SPF y el certificado de *Solar Keymark* y el certificado SPF.

10.3.2 CERTIFICADOS

A continuación se detallan brevemente los certificados más importantes a nivel mundial.

- **SPF**

El sello de calidad SPF (en alemán *Solartechnik Prüfung Forschung*) es un sistema de certificación desarrollado por uno de los departamentos de la Universidad Rapperswil (HSR por su sigla en alemán) para la medición del rendimiento y la inspección de calidad de colectores solares según los estándares EN 12975 e ISO 9806; es decir certifican el rendimiento del equipo, el factor de inclinación y la capacidad térmica. Las mediciones necesarias a aplicar en cada uno de los criterios definidos por este sistema de certificación deben realizarse bajo cielo despejado y usando el fluido caloportador utilizado en la práctica.

Los criterios definidos por este sistema de certificación miden lo siguiente: la estabilidad del sistema ante altas temperaturas, la capacidad de conservación del

⁵⁶ Aprobado por Real Decreto 2200/1995, 28 de Diciembre 1995

calor, la pérdida de presión del sistema, la temperatura de estancamiento, los choques térmicos internos/externos, la carga mecánica, el aislamiento del sistema, entre otros.

▪ **Solar Keymark**

El sistema *Solar Keymark* es un sistema de certificación creado por el Comité Europeo de Estandarización (CEN) y apoyado por la Federación de la Industria Solar Europea (en inglés ESTIF⁵⁷) con el objeto de suministrar un sistema único que permita solventar los problemas generados por los diferentes sistemas de certificación y ensayo en los diferentes estados de la Unión Europea (UE). Este sistema certifica que un producto cumple con el estándar europeo en cuanto a calidad del producto.

Los elementos básicos en este sistema de certificación son:

- Certificados proporcionados por los organismos de certificación Solar Keymark acreditados.
- Documentos sobre pruebas de ensayo proporcionados por laboratorios acreditados.
- Los productos son entregados por fabricantes acreditados, cumpliendo con todos los requerimientos del estándar en el control de producción en fábrica.

La definición de estándares y promoción de certificados es un punto clave tanto para la correcta implementación del sistema de beneficio tributario creado por el gobierno chileno, así como también para evitar que sistemas de baja calidad afecten la comercialización de mejores sistemas. Por esta razón, se recomienda que se desarrolle una mejor definición del sistema de estandarización chileno. La aplicación directa de los estándares internacionales en Chile requiere de un análisis técnico profundo, el cuál está fuera del alcance del presente estudio.

Lo anterior, porque la aplicación directa de las normas y estándares internacionales y en particular de los países europeos en dónde la instalación de SST en viviendas nuevas es de carácter obligatorio, podría implicar una sobre exigencia a la realidad Chilena y por ende, limitar la expansión del incipiente mercado de la energía solar en Chile.

⁵⁷ <http://www.estif.org/>

11 EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DE FOMENTO POR VIVIENDAS MULTIFAMILIARES DE LO INDICADO EN EL ARTÍCULO 4º, LETRA D, DEL PROYECTO DE LEY

El objetivo del presente capítulo es establecer un método de cálculo que permita determinar la proporción del costo de un sistema colectivo, que le es imputable a cada unidad que compone una vivienda multifamiliar. Lo anterior, considerando la demanda anual de ACS de cada una de ellas.

Asimismo, se plantea la fórmula de cálculo de los metros cuadrados útiles de cada sistema, que serán sujeto a beneficio según establece el Proyecto de Ley, Artículo 4º letra d.

11.1 INTRODUCCIÓN

De acuerdo a lo establecido en el Proyecto de Ley, el monto del beneficio tributario a percibir por las empresas constructoras, variará según el año, de acuerdo al monto de la vivienda y al tipo de instalación, es decir, si se trata de una instalación individual o colectiva. Por instalación colectiva, se entiende que un mismo sistema de ACS abastece a un conjunto de viviendas conectadas a dicho sistema. Éstas se denominan “viviendas multifamiliares”.

Para el caso de viviendas unifamiliares, el cálculo del beneficio tributario correspondiente, no presenta mayores dificultades, pues éste se calcula en base al valor de los componentes que integran el SST y su instalación, considerando también, el valor total de la vivienda respectiva. Sin embargo, en el caso de viviendas multifamiliares, para determinar la proporción del crédito correspondiente a cada una de las unidades que componen una vivienda multifamiliar, se deben realizar ciertas consideraciones.

En efecto, no es posible prorratar el monto del crédito simplemente por el número total de unidades que componen una vivienda multifamiliar, pues dichas viviendas pueden estar compuestas por unidades con características diferentes, tales como: su valor (en UF), el número de habitaciones de cada unidad, si tienen acceso o no al uso del SST, entre otras.

Por ejemplo, en el caso de viviendas multifamiliares que estén compuestas por unidades con distinto número de habitaciones, de acuerdo a lo expresado en el

presente informe, se estima que cada unidad tendrá una demanda de ACS diferente, y por tanto harán un uso diferenciado del SST instalado en dicha vivienda. Adicionalmente, cada una de estas unidades puede tener un valor diferente, por tanto, de acuerdo a lo establecido en el artículo 4, letra b del Proyecto de Ley, la cobertura del beneficio será diferente.

De acuerdo a lo anterior, es necesario poder conocer o estimar, la demanda individual de cada unidad de una vivienda multifamiliar, con el fin de imputar correctamente la porción del costo del SST correspondiente a cada una ellas, y además entregar el beneficio conforme a los límites establecidos.

Por otro lado, para los sistemas multifamiliares, el Proyecto de Ley también define la entrega del beneficio tributario en función de los metros cuadrados del SST. Esto, con el objetivo de reconocer economías de escala respecto de los equipos instalados en viviendas unifamiliares.

A continuación, se establecen los métodos de cálculo que permitirán abordar y solucionar ambos problemas: en primer lugar, se presenta el método de cálculo para establecer la porción de crédito en función de la demanda de ACS de cada unidad, luego, se establece el método de cálculo en función de los metros cuadrados de SST.

11.2 CÁLCULO DEL CRÉDITO EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA DE ACS

Con respecto al primer problema a abordar, es decir, al establecimiento de un método de cálculo que permita establecer la proporción del valor del sistema colectivo que le corresponde a cada unidad de una vivienda multifamiliar, el Proyecto de Ley en la letra d) indica, en primer lugar, que se debe establecer la forma de cálculo del crédito, prorrateando el valor del sistema en proporción a la demanda anual de ACS de cada una de las viviendas conectadas a éste. A continuación se reproduce el extracto correspondiente del proyecto de ley:

"En el caso en que el Sistema Solar Térmico sea utilizado por más de una vivienda, para el cálculo del crédito se prorrateará el valor de dicho sistema y su instalación en el número de unidades de vivienda en proporción a la demanda anual de agua caliente sanitaria de cada una de ellas, conforme al método de cálculo que establezca el

Reglamento, sin considerar las unidades de vivienda que no tengan acceso al uso del señalado sistema"

En este caso, para poder estimar la demanda de cada una de las unidades que componen una vivienda unifamiliar, se utilizará la estimación de demanda de ACS por persona y por tipo de vivienda de acuerdo al número de dormitorios, desarrollada en el Capítulo 5 del presente informe. A continuación se reproduce la tabla de estimación de demanda de ACS:

Tabla 11.1: Cálculo Consumo por tipo de Inmueble en Litros por día (l/d) y por Número de Dormitorios (Temperatura de Referencia de 45° C)

	Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	7	> 7
	Número de personas	1.5	3	4	6	7	8	9	Nº de dormitorios + 2
Demanda ACS	Viviendas Unifamiliares (l/d)	60	120	160	240	280	320	360	Nº de personas x 40 l/d
	Viviendas Multifamiliares (l/d)	45	90	120	180	210	240	270	Nº de personas x 30 l/d

Nota: Para las viviendas multifamiliares, "Número de Dormitorios" corresponde al número de dormitorios de cada una de las unidades que componen la vivienda multifamiliar. Para el estimar la demanda de ACS total en estos casos, se deberá calcular la demanda de ACS por cada tipo de unidad (de acuerdo al número de dormitorios) y luego multiplicarla por el número total de unidades de cada tipo que componen la vivienda.

A partir de esta tabla, se estableció la relación de la demanda diaria de ACS por vivienda, de acuerdo al número de habitaciones que ésta tenga. Así por ejemplo, si una determinada unidad de una vivienda unifamiliar está compuesta por 2 habitaciones, esto implica que anualmente, dicha vivienda consume aproximadamente 32.850 litros de ACS (90l/d*365 d).

Una potencial solución para determinar la proporción del crédito que corresponde a cada unidad sería, a partir de la tabla anterior, determinar el consumo anual de ACS de cada unidad de la vivienda multifamiliar, para luego, prorratar el costo total del SST colectivo en función de dicho consumo anual. Así se podría establecer la proporción del crédito que le corresponde a cada unidad. Sin embargo, esto implica realizar cálculos innecesarios considerando que ya se ha establecido una relación entre el número de habitaciones de una unidad de vivienda y la correspondiente demanda de ACS.

Por esta razón, se propone establecer un método de cálculo para la asignación del valor del SST correspondiente a cada unidad de una vivienda multifamiliar, en función del número de habitaciones de la misma. A continuación se detalla el proceso.

En primer lugar, se deberá prorratear el costo del SST en el total de habitaciones que tenga la vivienda multifamiliar en conjunto, de forma tal de obtener la porción de crédito que le corresponde a cada habitación, tal como se expresa en la siguiente fórmula:

$$C_{Hab} = \frac{CT_{SST}}{\sum_{i=1}^n N^{\circ} HV_i}$$

Donde:

C_{Hab} = Proporción de Crédito por habitación

CT_{SST} = Costo Total del SST

$\sum N^{\circ} HV_i$ = Suma del número de habitaciones de las viviendas i conectadas al sistema

Con lo anterior, se obtendrá el valor del equipo prorrateado por la cantidad de habitaciones que están conectadas al SST. Luego, para obtener el crédito por cada unidad individual, simplemente se deberá multiplicar el monto del crédito por habitación, por el número de habitaciones de cada unidad, obteniendo así, la porción del costo del SST que corresponde a cada unidad de una vivienda multifamiliar según su demanda estimada de ACS.

Posteriormente, y una vez conocida la proporción del valor del sistema que le corresponde a cada unidad, se deberá determinar el monto potencial máximo de crédito de acuerdo al valor (en UF) de cada una de las unidades de la vivienda multifamiliar (Artículo 4º, letra b).

11.3 CÁLCULO DE LA SUPERFICIE DE LOS CST

El segundo requerimiento establecido en el proyecto de ley se refiere a la superficie instalada de los CST que son utilizados por viviendas multifamiliares. En efecto, el Proyecto de Ley establece diferentes montos máximos de beneficio tributario de acuerdo a la superficie instalada de CST. Así se establecen montos máximos de crédito para instalaciones de hasta 80 m², de 80 a 120 m² y mayores a 120m².

Ahora bien, la problemática radica en que diferentes CST pueden cubrir la misma necesidad energética, es decir satisfacer igual demanda de ACS, con superficies instaladas diferentes, ya que esto depende de la tecnología de los equipos a instalar. Por esta razón, resulta necesario establecer un método de cálculo que permita determinar la superficie instalada de los CST de acuerdo a la tecnología utilizada. Ahora bien, como el monto del crédito a percibir dependerá de los metros cuadrados de CST instalados, es de alta importancia entonces, determinar la superficie útil de dichos sistemas. En relación a esto, el Proyecto de Ley establece lo siguiente:

"El Reglamento establecerá la forma de cálculo de la superficie instalada de Colectores Solares Térmicos".

Ahora bien, antes de establecer el método de cálculo para la superficie de los CST, es importante definir lo que se entiende por "superficie" de los colectores solares. En efecto, ya sean estos colectores planos o de tubo vacío, existen en general tres tipos de superficies que se deben considerar. A continuación se detalla brevemente cada una de ellas:

- *Superficie Bruta:* Equivale al total de la superficie del equipo, este valor sirve de referencia para saber de cuanta superficie se debe disponer para su instalación.
- *Superficie Apertura:* Es la máxima proyección plana de la superficie del captador transparente expuesta a la radiación solar incidente no concentrada. Es decir, es la superficie que permite entrar la irradiación solar.
- *Superficie Absorbedor:* Es la superficie en cual el absorbedor transforma la energía solar en calor.

Cabe destacar que de las tres superficies descritas, la superficie de apertura es la que debe ser considerada para efectos del Reglamento, puesto que es ésta la que corresponde a la superficie útil del sistema, es decir aquella superficie que permite la generación de energía.

Tomando en cuenta lo anterior, para desarrollar el cálculo de la cantidad de metros cuadrados que estarán sujetos al beneficio tributario en las viviendas multifamiliares, y así poder determinar a qué escala de beneficio pertenece una determinada vivienda, se deberá considerar la superficie de apertura de los colectores instalados.

Tal como fue mencionado anteriormente, la superficie de apertura de un determinado colector depende de su tecnología. Por esta razón a continuación se determina la superficie útil de colector de acuerdo al tipo de tecnología empleada:

- *Colector plano: Normalmente es la superficie del vidrio menos el marco, es decir, la superficie que permite entrar la radiación solar.*
- *Colector tubo vacío: En este caso, la superficie útil se calcula en el absorbedor, multiplicando el largo por el ancho del tubo, y luego por el número de éstos.*
- *Tecnología de espejos: En este caso, la superficie de espejos es igual a la superficie de apertura.*

Es importante considerar que la superficie de apertura es un parámetro conocido puesto que viene adjunto a las especificaciones técnicas de cada equipo. Adicionalmente, es uno de los parámetros medidos en las pruebas realizadas en los procesos de certificación, por lo que también se encuentra en el certificado del equipo.

Ahora bien, para calcular la superficie del equipo que será sujeto de beneficio, se utilizará la siguiente expresión:

$$SI = SA \cdot N^{\circ} C$$

Donde:

SI	= Superficie Instalada de Colector en m ²
SA	= Superficie de apertura/colector
N°C	= Número de Colectores por SST, o Número de tubos en el caso de tratarse de equipos con tubo vacío

11.4 DETERMINACIÓN DEL MONTO DEL CRÉDITO EN VIVIENDAS MULTIFAMILIARES

Resumiendo las actividades desarrolladas en los apartados anteriores, a continuación se describe el procedimiento para determinar el monto del crédito en viviendas multifamiliares:

En el caso de viviendas multifamiliares, en primer lugar se deberá calcular el monto del crédito correspondiente a cada una de las unidades individuales que componen la vivienda multifamiliar. Esto se realizará prorrateando el costo total del SST de acuerdo a la demanda de ACS de las unidades conectadas al sistema. La demanda de ACS por unidad se determinará en función del número de habitaciones de la unidad, de acuerdo a la Tabla 11.1. Esto permitirá conocer la proporción del costo del equipo que le es imputable a cada vivienda.

En segundo lugar se deberá calcular el monto potencial máximo del crédito por cada unidad de una vivienda multifamiliar, en relación al valor (en UF) de cada unidad.

Finalmente, se deberá calcular la superficie útil total del equipo instalado para un determinado proyecto de vivienda multifamiliar, de forma tal de poder determinar la escala de beneficio a la cual estarán sujetas año a año, cada una de las unidades, conforme los límites máximos que se establecen en la letra d, del Artículo 4º del Proyecto de Ley.

Con el fin de ejemplificar lo anteriormente descrito, a continuación se desarrolla el siguiente ejercicio:

Supuestos:

- Número de viviendas conectadas al sistema: 10
- Tipo de Viviendas: 5 viviendas de 4 habitaciones con un valor de 2.500 UF, y 5 viviendas de 2 Habitaciones con un valor de 1.500 UF
- Tipo de tecnología a utilizar: Colector plano con superficie de apertura de 2 m²
- Número de Colectores: 25
- Costo del Sistema e instalación del mismo: 30.000 Unidades Monetarias (UM)
- Año de puesta en marcha proyecto: 2010

Aplicando la formula para el cálculo del crédito en función de la demanda se tiene:

$$C_{Hab} = \frac{30.000 (UM)}{4 + 4 + 4 + 4 + 4 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2} = \frac{30.000 UM}{30} = 1.000 UM$$

Como resultado se tiene una porción del costo total del SST de 1.000 unidades monetarias por habitación. En consecuencia, el costo del equipo imputable para las viviendas de cuatro habitaciones es de 4.000 UM y para el caso de las viviendas de dos habitaciones el costo imputable es de 2.000 UM.

Ahora bien, de acuerdo a lo establecido en la letra b del Artículo 94 del Proyecto de Ley, se tiene que para las viviendas de 1.500 UF el crédito entregado cubrirá el 100% del costo del equipo, y para el caso de las viviendas de 2.500 UF el crédito cubrirá sólo el 40% del costo total del SST.

Como segundo paso es necesario saber cual es el tope máximo de crédito para este sistema, lo cual está dado por la expresión para el cálculo de los metros cuadrados, aplicando la expresión se tiene:

$$SI = 2m^2 \bullet 25 \text{ colectores} = 50m^2$$

Como resultado se obtiene una superficie instalada de 50m² de colector. Finalmente, el crédito para cada caso queda de la siguiente manera:

- **Para viviendas de 1.500 UF:** Costo de SST 2.000 UM, cobertura 100% del costo del equipo con un tope de 25.5 UF.
- **Para viviendas de 2.500 UF:** Costo de SST 4.000 UM, cobertura 40% del costo del equipo con un tope de 25.5 UF.

En este sentido, se puede indicar para el caso de las viviendas de 1.500 UF, si el costo del equipo se encuentra por debajo de 25.5 UF, entonces el crédito cubrirá el 100% del costo del SST.

Para el caso de las viviendas de 2.500 UF, el crédito cubrirá el menor valor entre el 40% del costo del equipo o 25.5 UF.

12 ESTABLECER EL PROCEDIMIENTO DE PARTIDA Y LLENADO QUE SE DEBE REALIZAR PARA INICIALIZAR LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS SOLARES.

El presente capítulo tiene como objetivo establecer un procedimiento de partida y llenado para la inicialización de las operaciones de un SST. En el marco de este procedimiento, se definirán los requisitos y pruebas mínimas que el Reglamento deberá exigir para la puesta en operación de los proyectos de ACS con SST.

En primer lugar, se realiza un análisis de cada uno de los procesos involucrados en la puesta en operación de los SST. Posteriormente, se desarrolla específicamente un resumen de las obligaciones que deberán ser incorporadas en el texto del Reglamento.

12.1 ANÁLISIS DE LOS PASOS NECESARIOS PARA LA PUESTA EN MARCHA

A continuación, se presentan los requisitos mínimos necesarios para la puesta en marcha de un proyecto de ACS con SST. Es importante destacar que existen equipos que vienen pre-configurados y llenados con líquido caloportador, para los cuales, el proceso no será necesario. Los procesos que se definen a continuación, deberán tener carácter obligatorio en el Reglamento.

1. Limpieza / Lavado del circuito solar
2. Comprobación de fugas y prueba de estanqueidad (prueba de presión)
3. Llenado con fluido caloportador
4. Ajuste de la bomba y el controlador⁵⁸
5. Pruebas de libre dilatación⁵⁹
6. Pruebas de funcionamiento de los componentes del SST
7. Comprobación de las redes de control
8. Lista de control del funcionamiento del sistema
9. Mantenimiento del sistema

Posteriormente y considerando que uno de los objetivos de esta actividad es el desarrollo de herramientas claras y de fácil aplicación y fiscalización, se elaboró una lista de control/inspección del funcionamiento del sistema, la cual debe ser aplicada y documentada por el instalador una vez se haya completado el procedimiento de partida y llenado del SST.

⁵⁸ Planning and Installing solar Thermal Systems, James & James / Earthscan, 2005

⁵⁹ Guía Técnica de Instalaciones Solares Térmicas, Gas Natural Soluciones S.L., 2007

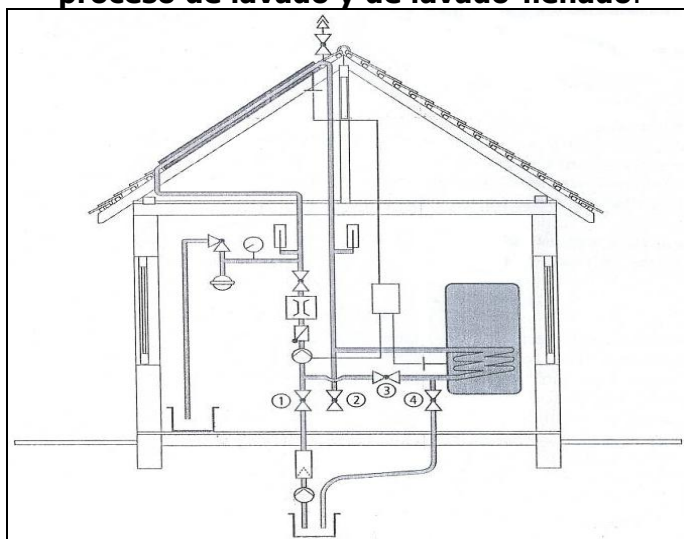
12.1.1 LIMPIEZA / LAVADO DEL CIRCUITO SOLAR

Antes de la puesta en marcha del SST y de cualquier actividad o prueba a realizar a los SST, se debe hacer una limpieza de toda la instalación, a circuito abierto y con agua, de forma tal de eliminar posibles restos de suciedad provenientes de su fabricación (viruta) y/o del montaje del sistema. Para el caso de los sistemas con purgadores⁶⁰ en su parte superior, y una sola toma de llenado en su parte inferior, no será posible realizar este tipo de limpieza, por tanto en dichos casos no será aplicable.

Para ayudar a arrastrar los residuos de la instalación se pueden poner en marcha las distintas bombas del circuito para forzar el movimiento del agua. Es importante que la puesta en marcha de las bombas sólo se realice cuando el circuito esté completamente lleno y a presión.

La limpieza no se debe llevar a cabo cuando hay alta radiación solar o durante heladas, ya que hay riesgo de evaporación o congelación del fluido del sistema. En un sistema solar térmico convencional de vivienda, como el que se presenta a modo de referencia en la **Imagen 12.1**, el proceso de lavado tiene lugar inicialmente a través de las válvulas.

Imagen 12.1: Ejemplo para un circuito solar con los dispositivos para el proceso de lavado y de lavado-llenado.



Fuente: Planning and Installing solar Thermal Systems, James & James / Earthscan, 2005

Esta imagen es de carácter referencial, puesto que no representa la totalidad de las posibles configuraciones para una instalación de SST. Se presenta con el objetivo de

⁶⁰ Purgadores o purga: Se utiliza el purgador para evacuar el sarro que se produce por el calentamiento del agua, las sales del agua al calentarse y enfriarse se solidifica y hay que evacuarlas para que no obstruyan el circuito dañándolo.

ejemplificar los diferentes procedimientos.

Así, y tal como se puede apreciar en la figura, la válvula (1) está conectada con la línea de agua fría mediante una manguera; mientras que la manguera de la válvula número (2) está conectada al drenaje. Todos los dispositivos en el circuito solar deben ser configurados de tal manera que permitan la circulación del flujo. Finalmente, para limpiar el intercambiador de calor, la válvula (2) se cierra, la válvula (4) se abre después de fijar una manguera a la misma, y se cierra la válvula (3).

El proceso de limpieza debería, una vez llenado el sistema, durar al menos 10 minutos⁶¹. El proceso de limpieza deberá tener carácter obligatorio, ya que se prolonga la vida útil del sistema solar, puesto que se evita el peligro de daños por existencia de residuos en su interior.

12.1.2 COMPROBACIÓN DE FUGAS/ PRUEBA DE ESTANQUEIDAD

La prueba de presión o estanqueidad tiene lugar después de la limpieza inicial del sistema. Para la prueba de estanqueidad, el llenado de la instalación se realizará con agua de red, con lentitud y desde la parte baja de la instalación hacia la parte alta, de forma tal de ir eliminando las bolsas de aire dentro del SST. En esta fase de llenado de los distintos circuitos, los purgadores estarán abiertos para permitir la salida del aire. Una vez que se haya llenado y antes de proceder a la prueba hidrostática, se cerrarán los purgadores.

A modo de ejemplo, observando la **Imagen 12.1**, este proceso puede ser desarrollado de la siguiente manera: Se cierra la válvula (4) y el sistema se llena con agua a través de la válvula (1). Se aumenta la presión del sistema hasta un valor justo por debajo del valor de respuesta de la válvula de seguridad (indicado en las especificaciones del equipo). Una vez conseguido este valor, se cierra la válvula (1), se inicia manualmente la bomba, y el circuito solar es purgado a través de los conductos de purga o la bomba (tornillo de purga). Si la presión cae significativamente como resultado de la purga, se debe de incrementar de nuevo mediante un llenado adicional. El sistema está ahora listo para comprobar la existencia o no de fugas (visual y manualmente).

Se deberá observar y comprobar que la presión del circuito primario no caiga por debajo de 10%⁶² de la presión medida al comienzo del ensayo, pues ello puede indicar la presencia de fugas. Si la presión del sistema es inferior a la presión atmosférica, también se deberá revisar la instalación.

La utilización de un manómetro para hacer pruebas de fugas no será posible, debido a

⁶¹ El manual de Schueco KG, Solarstation PS recomienda al menos 15 minutos.

⁶² Norma UNE 100.151

las variaciones de presión causadas por la irradiación a lo largo del día. Al final de la prueba de fugas la función de la válvula de seguridad debe ser comprobada incrementando aún más la presión suministrada.

Es recomendable que la válvula de seguridad sea instalada de manera tal de evitar el peligro de quemaduras en caso de evaporación. Se recomienda la instalación de un tubo de cobre que permita canalizar de manera controlada el flujo que podría ocurrir de una eventual sobre presión del sistema, lo que resultaría en expulsión de vapor o líquido al medio ambiente⁶³.

Según la norma española UNE 100.151⁶⁴, una prueba de estanqueidad consta de las siguientes fases:

1. Preparación y Limpieza de tuberías

Antes de la prueba de estanqueidad y del llenado definitivo de la instalación, se deberá proceder a su limpieza para eliminar los residuos provenientes del montaje. Para ello se procederá al llenado y vaciado de la instalación, las veces que sea necesario, con agua o una solución acuosa con un producto detergente.

2. Prueba preliminar de Estanqueidad

Esta primera prueba se ejecutará a baja presión, con el objetivo de detectar fallas importantes que pudiesen dañar la instalación durante la siguiente prueba de resistencia mecánica.

3. Prueba de resistencia mecánica

En esta prueba, los distintos circuitos de la instalación estarán a valores de presión superiores al de trabajo. Estos valores varían según el circuito.

- Circuito de captación: 1.5 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 3 bar. Dado que el anticongelante penetra mejor en ranuras y capilares, se recomienda hacer la prueba de estanqueidad con la mezcla anticongelante
- En circuitos cerrados: 1.5 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 10 bar.
- En circuitos de ACS: 2 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 6 bar.

Para suministrar la adecuada presión se deberán utilizar sistemas manuales tipo bombín o sistemas automáticos tipo compresor. Se ensayará el sistema con las

⁶³ Manual de Schueco KG, Solarstation PS

⁶⁴ Norma UNE 100.151 "Pruebas de Estanqueidad en Redes de Tuberías"

presiones indicadas durante al menos 1 hora. Pasado este tiempo la presión hidráulica no deberá caer más de 10% del valor medio medido al principio del ensayo.

Si una vez terminado este proceso, es detectada la existencia de fugas del sistema, éstas deberán ser reparadas, y posteriormente se deberá repetir la prueba desde su limpieza.

12.1.3 LLENADO CON FLUIDO CALOPORTADOR

Para su funcionamiento, el SST debe ser llenado con un fluido térmico, este fluido normalmente es denominado "Caloportador". El fluido caloportador pasa a través del absorbedor y transfiere la energía a la parte del sistema de aprovechamiento térmico (acumulador). Los tipos más usados son el agua y mezcla de anticongelante, estos también pueden estar compuestos por aceites de silicona o líquidos orgánicos sintéticos.

Tal como mencionado anteriormente, en las zonas en las que no exista riesgo de helada puede utilizarse agua sola o desmineralizada con aditivos estabilizantes y anticorrosivos. En caso contrario, se deberán usar mezclas anticongelantes o bien, y según corresponda, alguna de las medidas de protección contra heladas establecidas.

Con respecto a los anticongelantes, éstos son glicoles y los más usados son el etilenglicol y el propilaglicol. Para más características de los anticongelantes ver **Anexo 12.I**.

Para calcular la cantidad de anticongelante que hay que agregar a una instalación, se debe conocer la temperatura mínima histórica registrada en la localidad en dónde será implementado el proyecto. Esta temperatura sirve para ver, en la gráfica de glicoles que suministra el fabricante, el valor que corresponde al porcentaje de mezcla de una determinada instalación.

A modo de referencia, a continuación se presentan las temperaturas mínimas históricas para 20 localidades a lo largo del país⁶⁵.

⁶⁵ La tabla a la que se hace referencia corresponde a información de la DMC, y contiene información sólo de 20 lugares, debido a ello, puede ser solamente usada como referencia.

Tabla 12.1.: Temperatura Mínima Absoluta

Nombre Estación	Región	Período	Largo Serie (años)	Temperatura mínima absoluta en °C
ARICA CHACALLUTA	I Región	1948-2008	61	3,1
IQUIQUE DIEGO ARACENA	I Región	1961-2008	48	3,9
CALAMA EL LOA	II Región	1965-2008	44	-12,5
ANTOFAGASTA CERRO MORENO	II Región	1948-2008	61	3
ISLA DE PASCUA MATAVERI	V Región	1961-2008	48	7,2
COPIAPO CHAMONATE	III Región	1940-2004	64	-4
VALLÉNAR	III Región	1961-2003	43	-1
LA SERENA LA FLORIDA	IV Región	1948-2008	61	0,2
QUINTERO	V Región	1961-1998	35	-2,4
VALPARAISO PUNTA ANGELES	V Región	1948-2008	61	1,1
SANTIAGO QUINTA NORMAL	R. Metrop.	1861-2008	148	-4,6
SANTIAGO PUDAHUEL	R. Metrop.	1968-2008	41	-6,8
SANTIAGO LOS CERRILLOS	R. Metrop.	1952-2005	54	-6
JUAN FERNANDEZ	V Región	1912-2008	92	2
CURICO GENERAL FREIRE	VII Región	1926-2008	83	-6,6
CHILLAN B. O'HIGGINS	VIII Región	1947-2008	62	-7
CONCEPCION CARRIEL SUR	VIII Región	1912-2008	97	-5
LOS ANGELES MARIA DOLORES	VIII Región	1935-2008	74	-7,9
TEMUCO MAQUEHUE	IX Región	1913-2008	96	-8,1
VALDIVIA PICHÓY	X Región	1911-2008	98	-7,2
OSORNO CAÑAL BAJO	X Región	1948-2008	61	-9
PUERTO MONTT EL TEPUAL	X Región	1911-2008	98	-7,1
PUERTO AYSEN AERODROMO	XI Región	1953-1995	43	-10
COYHAIQUE TENIENTE VIDAL	XI Región	1961-2008	48	-19,2
BALMACEDA	XI Región	1952-2008	57	-27,7
PUNTA ARENAS C. IBAÑEZ	XII Región	1911-2008	98	-18,7

Fuente: DMC

Después de mezclar el anticongelante concentrado con agua para lograr el deseado nivel de protección contra el frío, o bien utilizando anticongelante pre-mezclado, el llenado con el fluido debe ser realizado discretamente desde la parte baja de la instalación hacia la parte alta, con el fin de evitar y eliminar las bolsas de aire. En una instalación de SST, las bolsas de aire son uno de los principales problemas, pues afectan a las conexiones de los colectores y reducen el caudal del fluido de trabajo y por consecuencia el rendimiento del sistema.

A modo de ejemplo, en la **Imagen 12.1**, el fluido caloportador es bombeado en el circuito solar a través de la válvula (1). Como el fluido caloportador al calentarse tiene mucha más tendencia a deslizarse (en comparación con el agua) es recomendable

hacer una nueva prueba de estanqueidad.

Con respecto a la **Imagen 12.1**, el procedimiento para liberar el aire del fluido caloportador se detalla a continuación, teniendo en consideración que es recomendable siempre comprobar las instrucciones de instalación para un producto específico, puesto que puede haber diferencias:

1. Bombear el fluido caloportador en el sistema y en el recipiente de mezcla, al hacer esto, una gran parte del aire ya se elimina. Para ser efectivo, el final de las mangueras debe estar completamente sumergido en el líquido. Cuando no salen más burbujas de aire, la válvula (4) puede ser cerrada.
2. Reducir la presión a la presión del sistema (=presión estática + 0.5 bar) además de un margen para una pérdida de presión a través de una futura purga.
3. Encender la bomba de circulación. Encenderla y apagarla varias veces a intervalos de 10 minutos.
4. Para purgar la bomba de circulación, desenroscar el tornillo de purga.

Un método alternativo para purgar el sistema puede ser usado cuando no es necesario que haya una válvula de eliminación de aire superior. La alta velocidad del flujo arrastra las burbujas de aire hacia abajo de nuevo. El sistema es purgado en este caso vía un separador de aire, el cual está integrado en la línea de alimentación de la estación solar. La alta velocidad de flujo es reducida debido al incremento de la sección transversal. El aire acumulado en el área superior del separador de aire puede ser descargado a través de un dispositivo de purga manual.

En este caso, si existe una válvula de purga de aire, se abre la válvula para dejar salir el posible aire existente en el interior. Cuando sale líquido, se cierra la purga. Se deberá repetir el proceso de llenado, lavado y abrir la purga, hasta el momento en que no salga más aire de la purga⁶⁶.

Si la presión cae por debajo de la presión del sistema como resultado de la purga, se deberá añadir nuevamente fluido caloportador al sistema.

12.1.4 AJUSTE DE LA BOMBA Y EL CONTROLADOR

Para este punto es necesario considerar que el caudal volumétrico en sistemas pequeños se calcula en aproximadamente 40 l/m²h (operaciones con caudal elevado) y en sistemas con niveles estratificados se calcula en 15 l/m²h (sistemas con caudal

⁶⁶ Manual de Schueco KG, Solarstation PS

reducido). La bomba debería ser capaz de generar la presión requerida en su rango medio de rendimiento. En caso de irradiación máxima, esto conlleva una diferencia de temperatura entre la línea de alimentación y retorno de alrededor de 10-15 °K en un sistema con operación en caudal elevado y de 30-50 °K en un sistema con operación en caudal reducido.

El caudal volumétrico puede ser controlado con la ayuda de un medidor de caudal. La diferencia de temperatura de 5-10 °K en funcionamiento y la diferencia de temperatura de alrededor de 2 °K en apagado (histéresis) deben ser introducidas en el controlador. De este modo, por un lado, el calor generado en el colector es transferido a la zona de almacenamiento a una temperatura útil; y por el otro no es necesario el uso de energía de bombeo.

Es importante indicar que generalmente los SST y sus componentes incluyen manuales de uso en los que se especifica la etapa de llenado y puesta en marcha, por lo que es necesario revisar y acatar dichos manuales.

12.1.5 PRUEBAS DE LIBRE DILATACIÓN

Una vez finalizadas las pruebas anteriores y éstas hayan resultado satisfactorias, se deberán calentar los circuitos a la máxima temperatura de trabajo. Es importante anular previamente el funcionamiento de los equipos con regulación automática.

Para el caso de instalaciones con colectores solares, se deberá llegar a la temperatura de estancamiento equivalente a un día soleado y sin demanda, con una radiación mayor al 80%⁶⁷ de la radiación máxima prevista por una hora.

Durante la fase de enfriamiento y al finalizar la misma, se debe probar la instalación y se comprobar visualmente que el SST no ha sufrido deformaciones considerables en ningún elemento o tramo de tubería, y que el sistema de expansión ha funcionado correctamente.

12.1.6 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES DEL SST

A través del sistema de control, o bien manualmente según sea el caso, se debe comprobar el funcionamiento de los siguientes elementos:

- **Bombas circuladoras:** se deberá comprobar que, al alimentarlas, se active la bomba prevista y que el incremento de presión, indicado en los manómetros, corresponde Con los valores indicados en la curva

⁶⁷ Guía Técnica de Instalaciones Solares Térmicas, Gas Natural Soluciones S.L., 2007

característica de la bomba para el caudal de diseño del circuito. En el caso de bombas trifásicas, se debe verificar que la secuencia de fases sea correcta.

- **Válvula de seguridad de todos los circuitos:** se probarán incrementando la presión 1.1 veces el valor de tarado, verificando que se produce una apertura correcta de la válvula, y se comprobará que los circuitos de descarga no estén obturados.
- **Válvulas de corte, llenado, vaciado y purga:** se realizarán maniobras comprobando que trabajan de forma correcta y no están encasquilladas.

Según la Guía Técnica de Instalaciones Solares Térmicas (ver nota al pie Nº 10), esta prueba se considera necesaria, puesto que permite verificar el funcionamiento coordinado de todos los componentes del sistema.

12.1.7 COMPROBACIÓN DE LAS REDES DE CONTROL

Esta prueba consiste principalmente en comprobar que las redes de control se encuentren funcionando correctamente, esto, con el fin de detectar la existencia de problemas o señales de temperatura en el cableado de algunas bombas.

Es recomendable que esta prueba se realice utilizando simuladores de temperatura adecuados para simular las distintas situaciones y verificar la correcta activación de cada una de las bombas y válvulas motorizadas. En muchas ocasiones, se podrá también realizar la prueba ajustando valores que se consideren adecuados para provocar el paro o activación de los grupos de bombeo.

También se deberán calibrar los sensores de temperatura, si el sistema de control lo permite.

A continuación, y tal como fue mencionado anteriormente, se presenta la lista de control de funcionamiento del sistema.

12.1.8 LISTA DE CONTROL DEL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

Se recomienda que el propietario primer vendedor de una vivienda entregue al usuario un documento, en el cual conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado en duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar⁶⁸.

El instalador deberá elaborar completar la siguiente tabla con la información del SST:

⁶⁸ Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, IDAE, Instituto para el Diversificación y Ahorro de la Energía; www.ida.es

Tabla 12.2.: Formato de Listado para Control del Funcionamiento del Sistema⁶⁹

Inspección Visual: Pruebas y monitoreo			
	Dato	OK	Comentario
Instalación			
Colectores instalados con seguro contra tempestad			
Montaje según Dibujo / según documentación de planificación			
Todos los colectores están conectados correctamente?			
Toda la cañería está aislada?			
El agua de lluvia puede fluir correctamente			
El techo queda impermeable?			
Temperatura máxima del acumulador ajustada? Qué temperatura? °C		
Válvula mezcladora de ACS instalada? Qué temperatura? °C		
Colectores			
Limpios			
Sin fisura			
Sin vapor de condensación			
En caso de tubo vacío: Vacío OK (en caso de pérdida de vacío -> tubo más caliente; parte plateada blanco o pequeño)			
Calorportante			
Tipo de líquido			
Si anticongelante: Qué tipo?			
Protección contra congelación hasta cual temperatura °C		
Valor pH medido pH		
Manuales			
Manuales disponibles			
(Nombre todos los equipos, para los cuales están los manuales disponibles)			
Puesta en marcha			
Lavado de circuito solar			
Instalación llenado con líquido solar			
Presión del vase de expansión chequeado? Cual es? bar		
Presión de la instalación (con agua fría): bar		
Sensores de temperatura muestran valores realistas			
La bomba solar funciona y mueve el agua			
Circuito solar y acumulador se calientan?			
El usuario de ACS estaba introducido en el funcionamiento básico del Sistema			
Firmas			
El sistema solar térmica funciona correctamente y estaba entregado por el instalador:			
Firma del usuario de ACS	Firma del usuario de ACS		
Fecha	Fecha		

La lista de inspección del funcionamiento del sistema térmico solar puede ser utilizada al inicio de la operación del sistema, y para inspecciones posteriores del mismo.

⁶⁹ Considerando información de los manuales de Schueco KG y Vaillant GMBH (www.schueco.com y www.vaillant.de ; dos empresas de fabricación e instalación con más de 20 años de experiencia en el rubro solar).

12.1.9 MANTENCIÓN DEL SISTEMA

Finalmente, es recomendable que junto con la entrega del SST, se cierre un contrato de mantenimiento anual del SST con el instalador. Este contrato incluye una inspección del sistema solar al menos una vez al año, la que debiera quedar estipulada en un registro llevado por la autoridad competente.

Todo lo anteriormente presentado, corresponde al análisis y descripción de los procedimientos generales de partida y llenado que debe considerar un SST en la inicialización de sus operaciones. Este análisis fue desarrollado como adaptación de distintas normativas y manuales técnicos de instalación de sistemas solares. Es importante indicar que, los distintos manuales de instalación por lo general apuntan específicamente a un equipo en particular, por lo que su aplicación general no es muy representativa. Sin embargo, como se mencionó, el análisis se realizó en base a distintos manuales rescatando los procesos generales aplicables a los diferentes sistemas sin considerar sus particularidades.

Considerando que lo anterior, además de contener los procedimientos generales de partida y llenado, también contiene explicaciones y análisis de los mismos, los cuales no pueden ser incorporados en el Reglamento. Por esta razón, en lo que sigue se redacta el texto de Reglamento de los procedimientos descritos anteriormente.

12.2 TEXTO DE REGLAMENTO: PROCEDIMIENTO DE PARTIDA Y LLENADO DE SST

Primero - Limpieza y Lavado: Se deberá realizar el proceso de limpieza y lavado del circuito solar. Este proceso deberá ser llevado a cabo a circuito abierto, con el fin de eliminar cualquier tipo de residuos provenientes de etapas anteriores (fabricación y montaje).

Segundo - Prueba de Estanqueidad: Una vez realizada la limpieza del sistema, se deberá llenar éste con agua de red comprobando que no existan fugas en el mismo. El llenado deberá realizarse cautamente, desde la parte inferior del sistema hasta la parte superior del mismo, impidiendo de esta manera la formación de bolsas de aire en el interior. Durante el proceso de llenado los purgadores del sistema deberán encontrarse abiertos permitiendo la salida del aire. Una vez llenado el sistema se cerrarán los purgadores.

Luego, se deberán aplicar presiones superiores a las de trabajo normal dependiendo del tipo de circuito según se indica a continuación:

- **Circuito de captación:** 1.5 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 3 bar. Dado que el anticongelante penetra mejor en ranuras y capilares, se recomienda hacer la prueba de estanqueidad con la mezcla

anticongelante

- **En circuitos cerrados:** 1.5 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 10 bar.
- **En circuitos de ACS:** 2 veces la presión máxima de trabajo con un mínimo de 6 bar.

El ensayo deberá durar al menos una hora con las presiones indicadas, como resultado la presión final no debe caer más de 10% respecto de la presión inicial. Caso contrario se deberá reparar el sistema y rehacer la prueba.

Se deberá dejar por escrito en un certificado/registro la presión inicial y la presión final obtenida de la prueba, dejando además en evidencia el número de veces que ésta fue realizada. Sin perjuicio de lo anterior, SEC/CNE podrán exigir dicho documento, o bien exigir rehacer dicha prueba.

Tercero - Llenado con Fluido Caloportador: El sistema deberá ser llenado con un fluido caloportador, en este caso se deberá indicar claramente lo siguiente:

- Tipo de Fluido o mezcla utilizado
- Porcentaje de mezcla; se debe expresar claramente el tipo y la proporción de la mezcla utilizada.
- Temperatura considerada para la composición de la mezcla

El proceso de llenado del sistema deberá ser cauteloso y se debe hacer desde su parte inferior hasta su parte superior, se deberán mantener las válvulas de purga abiertas, las cuales se cerraran a medida que asome el líquido. Si la presión cae por debajo de la presión del sistema, se deberá adicionar más fluido. Se deberá dejar constancia de la cantidad de fluido utilizado y de la presión de trabajo del sistema.

Cuarto - Ajuste de la bomba y del sistema de control: El ajuste de la bomba y del sistema de control del SST deberá realizarse conforme lo indicado en el manual del mismo.

Quinto - Pruebas de libre dilatación: Una vez finalizadas las pruebas anteriores de manera satisfactoria, se deberán calentar los circuitos a la máxima temperatura de trabajo indicada en el manual del SST. Para llevar a cabo esta prueba se debe anular el funcionamiento de los equipos de regulación automática.

En el caso de instalaciones con colectores solares, se deberá llegar a la temperatura de estancamiento equivalente a un día soleado y sin demanda, con una radiación mayor al 80% de la radiación máxima prevista por una hora.

Finalmente, se deberá comprobar visualmente que el SST no ha sufrido deformaciones

considerables en ningún elemento o tramo de tubería, y que el sistema de expansión ha funcionado correctamente.

Sexto - Pruebas de funcionamiento de los Componentes del SST: Mediante pruebas de control o manualmente según sea el caso, se deberá comprobar el funcionamiento de los siguientes elementos:

- **Bombas circuladoras:** Se deberá comprobar que, al alimentarlas, se active la bomba prevista y que el incremento de presión, indicado en los manómetros, corresponde con los valores indicados en la curva característica de la bomba para el caudal de diseño del circuito. En el caso de bombas trifásicas, se debe verificar que la secuencia de fases sea correcta.
- **Válvula de seguridad de todos los circuitos:** Se probarán incrementando la presión 1.1 veces el valor de tarado, verificando que se produce una apertura correcta de la válvula, y se comprobará que los circuitos de descarga no estén obturados.
- **Válvulas de corte, llenado, vaciado y purga:** Se realizarán maniobras comprobando que trabajan de forma correcta y no están encasquilladas.

El instalador deberá emitir un documento, que de cuenta de la revisión y estado de funcionamiento de cada componente revisado. SEC/CNE podrán solicitar dicho documento, o bien podrán solicitar rehacer las pruebas según estimen conveniente.

Séptimo - Comprobación de las redes de control: Se deberán comprobar las redes de control del SST, detectando problemas o señales de temperatura en el cableado del sistema. Los sensores de temperatura deberán ser calibrados si el sistema de control lo permite.

13 DESARROLLO DE PROCEDIMIENTO Y FORMATO PARA LA ELABORACIÓN DE LA MEMORIA DE CÁLCULO QUE DIMENSIONA CADA SST Y QUE DEBE REALIZARSE CONFORME A LAS CARACTERÍSTICAS PROPIAS DE CADA VIVIENDA

El objetivo del presente capítulo es desarrollar un procedimiento para la elaboración y posterior presentación de la memoria de cálculo de los proyectos de ACS con SST. A continuación se desarrolla el formato de presentación de los antecedentes a presentar en el desarrollo de la memoria de cálculo.

Cabe considerar que para desarrollar la memoria de cálculo de un proyecto de ACS con SST, es necesario considerar ítems asociados a las características de la vivienda, a la producción de energía, a la instalación del sistema, entre otras variables.

Por esta razón, y considerando la amplia experiencia existente en España tanto en el desarrollo de proyectos de ACS con SST, como en el desarrollo de las memorias de cálculo de los mismos, el formato que se presenta a continuación consiste en una adaptación a la realidad chilena, de la sección correspondiente de la "MEMORIA TÉCNICA DE INSTALACIÓN: AGUA CALIENTE SANITARIA, CALEFACCIÓN, CLIMATIZACIÓN" utilizada en la práctica en España. Adicionalmente, se ha realizado la adaptación correspondiente, considerando las particularidades del futuro Reglamento Chileno.

El modelo de formato español permite responder a las exigencias del Código Técnico de la Edificación (CTE) y a los demás reglamentos que lo afectan, por lo tanto, se considera que se trata de un formato estándar, y que permite cumplir con la reglamentación que se implementará en Chile.

Para mejor comprensión y para facilitar la elaboración del mismo, el formato se ha seccionado en tres partes:

- Parte 1: Antecedentes Generales del Proyecto
- Parte 2: Memoria Técnica de ACS
- Parte 3: Documentos Adjuntos a la Memoria

A continuación se presentan las diferentes tablas que deberán ser completadas para la elaboración de la memoria de cálculo de los proyectos que postulan al beneficio tributario.

13.1 PARTE 1: ANTECEDENTES GENERALES DEL PROYECTO

En el siguiente cuadro se deberán ingresar datos asociados a la empresa y al representante de ésta, así como datos acerca de los antecedentes generales del proyecto que se pretende desarrollar.

Datos de la Empresa que desarrolla el Proyecto Inmobiliario							
Nombre de la Empresa Desarrolladora							
RUT de la Empresa							
Dirección de la Empresa							
Nombre de Contacto							
E-Mail de Contacto							
Teléfonos de Contacto							
Giro Empresa							
Datos del Representante Legal de la Empresa							
Nombre Representante Legal							
RUT Representante Legal							
Dirección del Representante Legal							
E-Mail de Contacto							
Teléfonos de Contacto							
Antecedentes del Proyecto							
Dirección			Población				
Comuna en la que se desarrolla el proyecto			Provincia y Región del Proyecto				
Tipo de Vivienda (Familiar/Multifamiliar)			Número de Viviendas				
Número de Pisos de la Vivienda			Superficie por piso (m2)				
Radiación máxima año			Radiación mínima año				
Superficie de las Unidades (En el caso de viviendas familiares con distintas superficies, adjuntar un anexo con dichas diferencias)			Superficie total viviendas (suma de superficies)				
Temperatura Mínima Histórica Medida en el sitio del proyecto		°C	Temperatura Máxima Histórica Medida en el sitio del proyecto		°C		
Cobertura mínima (%) (De acuerdo a zona climática)			Zona Climática				
Numero de Dormitorios							
Viviendas Unifamiliares			Dormitorios en total				
Viviendas Multifamiliares: Indicar la cantidad de viviendas de acuerdo al número de Dormitorios de ésta	Nº de Dormitorios						
	1 D	2 D	3 D	4 D	5 D	6 D	7 y Más

El objetivo de esta primera etapa del procedimiento y formato es presentar de manera general el proyecto. A continuación se presenta la segunda etapa en la que se deberán completar los antecedentes en detalle del proyecto.

13.2 PARTE 2: MEMORIA TÉCNICA DE ACS

Junto a la información solicitada en el formato que se muestra a continuación, el solicitante o declarante deberá adjuntar, ya sea en formato digital o físico, la metodología de cálculo, de los siguientes parámetros:

- Demanda de Energía Térmica (Mensual)
- Energía Solar Térmica Aportada (Mensual)
- Contribución Solar (Mensual y Anual)

Lo anterior deberá ser entregado como información anexa, en el momento en el cual se presente un determinado proyecto.

Memoria Técnica del Sistema Solar Térmico						
Contribución Solar Mínima Según Proyecto de Ley						
Consumo de ACS		Litros/día	Recirculación de ACS		(si/no)	
Demanda Energía		kWh/año	Caudal nominal		litros/hora	
Producción de ACS		kWh/año	Altura manométrica		m.c.a.	
Demanda Energía en circuitos de distribución		kWh/año	Rendimiento de la bomba		%	
Demanda total de energía		kWh/año	Potencia específica de la bomba		W/(m³/s)	
Instalación de Energía Solar						
Modelo del Colector			Número de Colectores		unidades	
Marca de Colector			Superficie bruta del Colector (unidad)		m²	
Tipo de Colector			Superficie Total de Colectores		m²	
Tipo Certificado			Superficie Apertura del Colector (unidad)		m²	
Uloss		W/m²k	Superficie de Apertura total		m²	
Eta 0						
Acumulador solar						
Nº de acumuladores		unidades	Material			
Volumen (capacidad)		Litros	Temperatura máxima de Trabajo		°C	
Volumen área de captación		50 < V < 180	Presión Máxima de Trabajo		Bar	
Tipo de Certificación del Acum.			Altura Total		mt	
Díametro		mt	Espesor		mm	
Peso en Vacío		Kg	Tipo de Aislante			
			Conductividad térmica		W/(m*K)	
Sistema Intercambio Circuito Primario						
Intercambiador Interno			Intercambiador Externo			
Área de intercambio		m²	Área de Intercambio		m²	
Relación Área intercambio/ Área captación			Potencia de Intercambio		kW	
			Salto de Temperatura Primario Secundario		°C	
Circuito Primario de Energía						
Caudal Nominal		litros/hora	Tuberías (Cobre, Acero inoxidable, otros)		Aislamiento	
Altura manométrica nominal		m.c.a.			Material	Conductividad
Potencia eléctrica absorbida por la bomba		w				Protección Exterior
Tipo de Líquido Circuito Primario						
Líquido del Circuito Primario		% propilenglicol				
Definición Red de Tuberías						
Díametro Nominal (mm)	Longitud (m)	Volumen (l)	Espesor aislamiento (mm)	Caudal (l/h)	Conductividad aislante	Pérdida de carga (mm.c.a./metro lineal)
Sistemas de Seguridad, vaso de Expansión						
Presión Inicial vaso expansión		Bar	Volumen total circuito primario		litros	
Presión de llenado del circuito primario		Bar	Volumen de fluido a expansionar		litros	
Presión nominal máxima circuito primario		Bar	Volumen del vaso de expansión		litros	
Presión de tarado de válvula digital		Bar				
Temperatura máxima circuito primario		°C				

Acumulador Secundario						
Nº de acumuladores		unidades	Material			
Volumen (capacidad)		Litros	Temperatura máxima de Trabajo			°C
Volumen área de captación		50 < V < 180	Presión Máxima de Trabajo			Bar
Tipo de Certificación del Acum.			Altura Total			mt
Diámetro		mt	Espesor			mm
Peso en Vacío		Kg	Tipo de Aislante			
			Conductividad térmica			W/(m*K)
Circuito Secundario						
Circuito Abierto de ACS			Circuito Cerrado de ACS			
Caudal Nominal (consumo ACS)		litros/hora	Intercambiador (1)/intercambiadores de calor(2)			
Marca Contador de energía			Volumen			litros
Modelo Contador de energía			Potencia			W
Recirculación (si/no)						
Caudal nominal de recirculación		litros/hora	Caudal nominal de recirculación			litros/hora
Altura manométrica bomba		m.c.a.	Altura manométrica bomba			m.c.a.
Rendimiento nominal bomba		%	Rendimiento nominal bomba			%
Potencia específica de bomba		W/(m³/s)	Potencia específica de bomba			W/(m³/s)
Tuberías			Tuberías			
Material (Cobre, Inox, otro)			Material (Cobre, Inox, otro)			
Conductividad térmica		W/(m*K)	Conductividad térmica			W/(m*K)
Definición Red de Tuberías Secundarias						
Diámetro Nominal (mm)	Longitud (m)	Volumen (l)	Espesor aislamiento (mm)	Caudal (l/h)	Conductividad aislante	Pérdida de carga (mm.c.a./metro lineal)
Sistemas de Seguridad, vaso de Expansión						
Presión Inicial vaso expansión		Bar	Vaso de Expansión (Abierto/Cerrado)			
Presión de llenado del circuito primario		Bar	Volumen total circuito primario			litros
Presión nominal máxima circuito primario		Bar	Volumen de fluido a expandir			litros
Presión de tarado de válvula de seguridad		Bar	Volumen del vaso de expansión			litros
Temperatura máxima circuito primario		°C				
Justificación de la Contribución Solar Mínima						
Latitud		°	Contribución Solar anual mínima			% (Según Zona)
Inclinación		° sobre la horizontal	Contribución Solar anual Calculada			%
Pérdidas por orientación, inclinación y sombras		%	potencia Sistema disipación de excedentes			kW
Energía irradiada en superficie de colectores		kWh/año	Tipo Sistema disipación de excedentes			
Energía útil aportada por el sistema solar		kWh/año				
Sistema Auxiliar de Energía						
Aparato	Marca	Modelo	Potencia (kW térmicos)	Características	Energía utilizada	
Total:	Nº	Potencia Total				
Potencia Eléctrica Total Absorbida		kW	Suma de potencias de acumuladores eléctricos, bombas, válvulas, sistemas de control, sensores, disipadores, resistencias, ventiladores, etc			

13.3 PARTE 3: DOCUMENTOS A ADJUNTAR CON LA MEMORIA DE CÁLCULO

La siguiente parte de la memoria de cálculo a presentar, corresponde a una lista de chequeo de todo los documentos que deberán ser adjuntados por el postulante. Los documentos a continuación listados, deberán ser presentados en su totalidad:

Planos y Documentos a Adjuntar	
Planos (SI/NO)	
Situación	
Esquema de principio de la instalación, indicando entre otros: diámetros de tuberías, conducciones, caudales, potencias térmicas, etc.	
Planta de la sala de máquinas con situación de los equipos, distancia de éstos a paredes, ventilación, extintores, etc.	
Sección en alzado de los elementos más significativos de la sala de máquinas, chimeneas, depósitos, caldera, etc.	
Planta de la instalación y distribución del edificio, en el que figuren tuberías con diámetros, dimensiones de los conductos, llaves, etc.	
Planta de cubierta con situación de captadores y equipos, distancia entre éstos y a paredes, diagrama de pérdidas, gráfico f-chart, etc.	
Documentos de Justificación e Instrucciones (SI/NO)	
Hojas de cálculo	
Gráficos	
Tablas	
Resultados de programas y modelaciones	
Nombre y versión de los programas utilizados (o método) para el dimensionamiento	
Manual de Uso y Mantenimiento (Deberá contener las instrucciones de seguridad, manejo y maniobra, así como los programas de funcionamiento, mantenimiento preventivo y gestión energética de la instalación proyectada.	
Copia de Certificación de equipos, colectores y acumuladores.	

Adicionalmente a la información solicitada anteriormente, también se podrá solicitar información respecto del instalador del proyecto, sin embargo, ello dependerá exclusivamente de la existencia de un registro de instaladores certificados. En el caso de que se quiera exigir dicha información, esta deberá ser ingresada en la siguiente tabla.

Datos del técnico o instalador	
Nombre	
RUT	
Dirección	
E-Mail de Contacto	
Teléfonos de Contacto	
Número de Certificado	

14 BIBLIOGRAFÍA

- Censos 1992-2002, INE, 2002
- Código Técnico de Edificación (CTE), Documento básico, España
- Comentarios al reglamento de instalaciones térmicas en los edificios (RITE, 2007), IDEA, 2007
- Comparing experimental and computer-predicted performance for solar hot water systems, ASHRAE Journal, Fanney, A.H., Liu, S.T., 1980
- DVGW-Arbeitsblatt W551: Technische Maßnahmen zur Minderung des Legionellenwachstums in Neuanlagen (Asociación Alemana registrada en el rubro gas y agua, DVGW por su sigla en alemán), 2004
- Elaboración propia a base de SRCC, Summary of SRCC certified solar collectors and water heating systems rating, SRCC Florida, 2009
- Elementos para la creación de un manual de buenas prácticas para instalaciones solares térmicas domiciliarias, Hans Christian Petersen Oehninger, Universidad de Chile, 2007
- Estudio del mercado solar térmico chileno, Transenénergie, 2006
- F-Chart: Predictions and measurement, ASME J. Solar Energy Engineering, Duffie, J.A., Mitchell, J.W., 1983
- Guía Técnica de Instalaciones Solares Térmicas, Gas Natural Soluciones S.L., 2007
- Instalaciones de Energía Solar Térmica - Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), 2009
- Irradiancia Solar en Territorios de la república de chile – Registro Solarimétrico, Hernán Romero, CNE, Universidad Técnica Federico Santa María, Global Environment Facility et al, 2008
- Manual de Cálculo y Diseño de Instalaciones de Producción de Agua Caliente Sanitaria en Edificaciones de Viviendas Mediante Energía Solar y Apoyo Individual a Gas Natural, Grupo Gas Natural, 2004

- Manual de Schueco KG, Solarstation PS
- Monitoring Results Solar Water Heaters, Ecofys International, 2001
- Norma UNE 100.151, Pruebas de Estanqueidad en Redes de Tuberías
- Overview hot tap water consumption in household with and without solar water heaters, Ecofys International, 1995
- Performance of solar domestic hot water systems at the National Bureau of Standards - Measurements and Predictions, ASME J. Solar Energy Engineering, Fanney, A.H., Klein, S.A., 1983
- Planning and Installing solar Thermal Systems, James & James / Earthscan, 2005
- Procesamiento en Recursos Energía Renovables - Validación Europea del método simplificado para calentamiento solar de ACS y soporte de calefacción, Congreso Internacional en Madrid, 1986
- Red Internacional de Comparaciones para Empresas de Agua y Saneamiento - IBNET, 2006
- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), España, 2007
- Sistemas Solares Grandes, Karl-Heinz Remmers et al, Solarpraxis, 2001
- Sistemas Solares Térmicos, Karl-Heinz Remmers et al, Solarpraxis, 2005
- Sistemas Solares Térmicos: Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua. Corporación de Desarrollo Tecnológico y Cámara Chilena de la Construcción, 2007
- Solar Heat Worldwide, Agencia de energía internacional (IEA, por su letras inglés Edition), 2008
- Temperatura Mínima Absoluta en °C, Dirección Meteorológica de Chile, 2008
- UNE 100-030-94, Guía para la prevención de la legionela en instalaciones, Secretaria de la CTN, 1994
- UNE 94002: Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria: Cálculo de la demanda energética, 2005

15 ANEXOS

Se presenta un listado con los anexos correspondientes a cada capítulo, los cuales se adjuntan a continuación:

Capítulo 4:

- ANEXO 4.I:** Resumen y Cotizaciones de SST
- ANEXO 4.II:** Especificaciones de sistema solares estándares “tipo”
- ANEXO 4.III:** Comparación de programas de cálculo y funcionamiento de T-Sol
- ANEXO 4.IV:** Cálculos de los SST estándar por lugar (T-Sol Pro)
- ANEXO 4.V:** Comparación del cálculo para obtener la temperatura de agua de red
- ANEXO 4.VI:** Cálculo de temperatura de agua de red según ESM2
- ANEXO 4.VII:** Límite superior para exigencia de Contribución solar
- ANEXO 4.VIII:** Estadística de Proceso de Estimación Regresivo
- ANEXO 4.IX:** BASE de Datos de Meteotest Suiza – Radiación por Comuna

Capítulo 8:

- ANEXO 8.I:** Discos Solares – Manual CDT

Capítulo 9:

- ANEXO 9.I:** Revisión y Análisis de la normativa internacional

Capítulo 10:

- ANEXO 10.I:** Resumen de Análisis de colectores realizado por SRCC
- ANEXO 10.II:** Detalle Método F-Chart
- ANEXO 10.III:** Estudios que han usado F-Chart
- ANEXO 10.IV:** Base de Datos Ampliada

Capítulo 12:

- ANEXO 12.I:** Características de los Anticongelantes