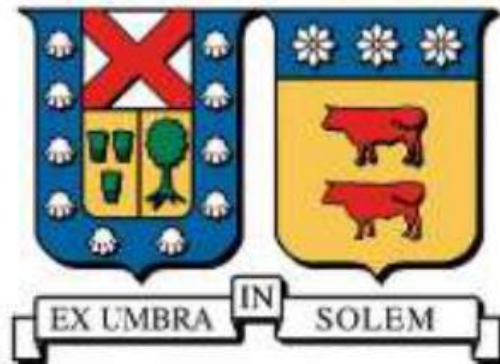


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAISO-CHILE



“Estudio de pre-factibilidad de utilización de energía solar
en un proceso productivo minero”

Marco Ignacio Cordero González

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: Prof. PhD-Ing Rodrigo Barraza

PROFESOR CORREFERENTE: MG-Ing Jaime Espinoza Silva

JULIO - 2017

Agradecimientos

Resumen

En la actualidad, las tecnologías de aprovechamiento de la energía solar han alcanzado un nivel de desarrollo tal que el uso de éstas se ha masificado en todo ámbito, desde aplicaciones en proyectos residenciales de pequeña, mediana y gran escala para calentamiento de sistemas de agua caliente sanitaria o electrificación, hasta la aplicación en procesos industriales con elevadas demandas energéticas, tanto térmicas como eléctricas. Por otra parte el tema de la conciencia y responsabilidad medioambiental se ha arraigado fuertemente a nivel global, con lo que han surgido normativas que regulan de forma cada vez más estricta los niveles de emisiones de gases permitidos para las industrias, instaurando un escenario óptimo para que los proyectos que basan su funcionamiento en el aprovechamiento de las energías renovables surjan y se presenten como una alternativa no contaminante y viable para la generación y/o apoyo en procesos energéticos de todas las escalas.

A raíz de lo mencionado anteriormente surge este proyecto de título, cuyo objetivo principal es determinar la viabilidad técnica y económica de la instalación de un proyecto basado en el uso y aprovechamiento de las energías renovables para el proceso productivo de la faena minera Tres Valles, ubicada en la ciudad de Salamanca, región de Coquimbo, el cual, tras un análisis de la línea productiva y las condiciones geográficas de la zona, se enfocará en el análisis de la viabilidad de dos alternativas, en primer lugar la instalación de una planta termosolar de colectores planos con almacenamiento térmico y en segundo lugar el calentamiento mediante equipos de bomba de calor, destinadas al calentamiento de la solución electrolítica utilizada en el proceso de electroobtención del cobre, cuya temperatura se debe mantener en el rango de 40 - 45 [°C], y al lavado de cátodos con una temperatura de operación de 80 [°C].

El análisis técnico utilizado en el estudio del proyecto termosolar se basará en el método de curvas $f - Chart$ para determinar el aporte máximo que será capaz de entregar la instalación en primera instancia, mientras que para la fase de diseño y dimensionamiento se aplicará un análisis más exhaustivo, de forma tal de lograr trabajar con un modelo fiable en base a la variación horaria de los parámetros inherentes al proyecto. El análisis económico utilizado en ambos proyectos será el mismo, a fin de utilizar un criterio único en la posterior comparación entre éstos, para finalmente entregar la alternativa más viable tanto técnica como económica para una futura inversión por parte de la empresa minera.

Abstract

Currently, solar energy technologies have reached such development that the use of these has grown in every field, from small, medium and large scale applications in residential projects for domestic water heating systems or electrification, to industrial processes with high energy demands both thermal and electrical. On the other hand, environmental responsibility has reached global importance, with increasingly strict policies that regulate the allowed levels of gases emissions by industries, setting an optimal scenario for projects that base their operation on the use and exploitation of renewable energy as an alternative non-polluting and viable for the generation and support in energy all scales processes.

From the above arise this title project, whose main objective is to determine the technical and economic viability of a project based on the use of renewable energies in the productive process of the Tres Valles mining, located in the city of Salamanca, Coquimbo's region, which, after an analysis of the production line and geographical conditions of the area, will focus on the feasibility analysis of two projects, firstly the installation of a solar thermal plant of flat plate collectors with thermal storage and secondly heating by heat pump equipment, both intended for heating the electrolytic solution used in the copper electrowinning process, whose must be maintained in temperature range of 40 – 45 [° C], and cathode wash at 80 [°C].

The technical analysis used for the thermosolar project will be based on the f-Chart curves method to determine the maximum contribution that it will be able to deliver in the first instance, while for the design and sizing phase a more exhaustive analysis will be applied, So as to be able to work with a reliable model based on the hourly variation of the project inherent parameters. The economic analysis used for both projects will be the same in such a way to work with a single criterion for the subsequent comparison between them, so as to finally conclude the most viable investment alternative both technically and economically for the mining company.

Glosario

- A_c = Área del colector [m^2]
- F'_R = Factor de eficiencia de intercambio de calor del colector.
- U_L = Coeficiente de pérdidas globales en el colector [$W/m^2\text{°C}$]
- T_{ref} = Temperatura de referencia empírica [$^{\circ}C$]
- $\bar{T}_a$ = Temperatura ambiente media mensual [$^{\circ}C$]
- Δt = Segundos totales en un mes [s].
- α = Absortancia: fracción de la radiación absorbida por un material.
- τ = Transmitancia: fracción de la radiación transmitida por un material.
- ρ = Reflectividad: fracción de la radiación reflejada por un material.
- $(\overline{\alpha\tau})$ = Transmitancia-absortancia media mensual.
- $\bar{H}_T$ = Radiación incidente en el colector por unidad de área media mensual. [J/m^2]
- N = Días en el mes.
- L = Carga térmica mensual total para calentamiento de aire y agua caliente. [J]
- U_L = coeficiente de pérdidas globales del colector [W/m^2K].
- F' = Factor de eficiencia del colector.
- F'' = Factor de flujo del colector.
- F_R = Factor de eliminación de calor del colector.
- Q_u = Ganancia real útil en el colector. [W]
- Q_{HX} = Potencia intercambiador de calor [W]
- ε = Eficacia intercambiador de calor.
- $\dot{m}$ = Caudal [m^3/s]
- C_p = Calor específico [$J/kg^{\circ}C$]
- NTU = Número de unidades transferidas del intercambiador de calor.
- G_T = Radiación total en la superficie del colector [J/m^2].
- S = Promedio mensual de la radiación absorbida por un colector. [J/m^2h]
- COP_{BC} = Coeficiente de operación bomba de calor.
- h = Entalpía de fluido [kJ/kg].
- w = Trabajo específico [kJ/kg].
- T_{ml} = Temperatura media logarítmica [$^{\circ}C$].
- U = Coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador [W/m^2K].
- h_f = coeficiente de transferencia de calor por convección del fluido [W/m^2K].
- k_{placa} = Conductividad térmica de placa [W/mK].
- R_f = Factor de incrustación de intercambiador de calor [m^2K/W].
- e = Espesor de aislante [mm].
- g = Constante de gravedad [m^2/s].

- ρ_f = Densidad de fluido [kg/m^3].
- H = Altura de impulsión de bomba [m].
- V = Volumen [m^3].
- σ = Constante de Stefan-Boltzmann [$\text{W}/\text{m}^2\text{K}^4$].

1. Índice

Agradecimientos	ii
Resumen.....	iii
Abstract	iv
Glosario	v
1. Índice	vii
2. Introducción	ix
2.1 Objetivo General.	x
2.2 Objetivos específicos.....	x
3. Antecedentes generales.....	1
3.1 Estado del arte.	1
3.1.1 Contexto internacional.....	1
3.1.2 Contexto Chileno.....	2
3.2 Descripción de la empresa	4
3.3 Descripción de la zona del proyecto	7
3.4 Línea productiva de la empresa	10
3.5 Proceso de calentamiento de solución electrolítica actual.	12
3.6 Propuesta	14
4 Diseño preliminar - Método <i>f</i> -Chart.....	15
5. Diseño detallado - Cálculo horario del sistema.....	21
5.1 Ganancia real útil en colectores solares de placa plana.	23
5.2 Almacenamiento térmico.....	25
6. Propuesta.	28
6.1 Caso 1A.....	29
6.1.1 Sistema de captación	30
6.1.2 intercambiador de calor	33
6.1.3 Sistema de acumulación.....	33
6.1.4 Sistema de distribución.	34
6.1.4.1 Tuberías.....	36
6.1.4.2 Aislamiento térmico de cañerías.....	37
6.1.4.3 Bombas de circulación.	37
6.1.4.4 Vasos de expansión	40

6.1.4.5 Válvulas	40
6.1.4.6 Sistema eléctrico y de control	41
6.1.4.7 Mantenimiento de la instalación	41
6.1.5 Análisis económico caso 1A.	42
6.2 Caso 1B.	47
6.3 Caso 1C.	50
6.3.1 Análisis económico caso 1C.....	52
6.4 Caso 2	53
6.4.1 Antecedentes bomba de calor	53
6.4.1.1 Estado de la tecnología	54
6.4.2 Sistema de calentamiento propuesto.	56
6.4.2.1 Sistema de distribución, intercambio y almacenamiento.....	58
6.4.2.2 Vasos de expansión.	59
6.4.2.3 Mantenimiento.	59
6.4.3 Análisis económico Bomba de calor.....	59
7. Conclusiones.....	61
8. Referencias.....	64
9. Anexo de cálculos.....	66
9.1 Radiación media mensual total sobre superficie inclinada.....	66
9.2 Radiación total horaria sobre superficie inclinada.....	67
9.3 Consideraciones en instalaciones solares térmicas.	68
9.3.1 Cálculos para conjuntos de colectores en serie-paralelo.....	69
9.4 Almacenamiento térmico.....	71
9.5 Intercambiador de calor	72
Método de la diferencia media logarítmica de temperatura	72
9.6 Tuberías y aislamiento térmico.	73
6.7 Pérdidas de carga.	74
9.8 Vasos de expansión.	75
9.9 Payback	76
10. Anexos.....	77

2. Introducción

El uso de las energías renovables en la industria trae consigo la ventaja de contar con una fuente de energía limpia y de bajo costo operacional en procesos productivos que demanden el uso de energía tanto térmica como eléctrica, y dada la alta demanda energética de éstos, los beneficios pueden alcanzar niveles elevados en cuanto a reducción de costos respecta, sin embargo, el optar por éstas tecnologías aún implica una elevada inversión inicial, por esta razón, para que una inversión en proyectos de energía renovable sea atractiva, ésta debe ser contrastada con los beneficios otorgados en el tiempo, de forma tal de lograr un período de retorno de inversión conveniente para los inversionistas.

En la actualidad, la industria minera ha volcado su interés en el uso de las energías renovables debido a los altos niveles de consumo que implica el rubro, representando cerca del 90% del total en el norte de Chile, haciendo para éstas, el tema energético un punto estratégico y crítico para la inversión de nuevos proyectos ERNC, los cuales, poco a poco se han ido materializando, atrayendo consigo a nuevos inversionistas y ampliando el mercado energético del país.

El proyecto de título, presentado a continuación, consiste en el análisis de factibilidad de inversión en un proyecto ERNC para una faena minera de mediana envergadura, la cual busca reducir el consumo de combustibles fósiles en su línea de producción, de forma parcial o total. Dada la magnitud de la faena minera, ésta espera lograr beneficios en un período de tiempo no muy extenso, ya que la vida útil del yacimiento minero ha sido proyectada a 20 años, por lo que se analizarán dos opciones, en primer lugar la instalación de una planta termosolar de colectores planos con almacenamiento térmico capaz de adecuarse a la demanda energética continua que exige el proceso, y en segundo lugar, calentamiento mediante equipos de bomba de calor, para los cuales se analizará el escenario actual de la aplicación de éstas tecnologías, tanto en Chile como en el mundo, y se procederá a realizar un análisis técnico y económico para dimensionar la envergadura tanto del proyecto como de la inversión inicial a incurrir en su materialización, y así, finalmente presentar a la empresa minera en cuestión una alternativa de inversión viable basada en el uso de energías renovables no convencionales.

2.1 Objetivo General.

El objetivo general es desarrollar un estudio de pre-factibilidad de una instalación que utilice una combinación de colectores solares térmicos y almacenamiento para el calentamiento de soluciones en el proceso de electro-obtención de cobre.

2.2 Objetivos específicos.

- Analizar experiencias nacionales en cuanto a proyectos de ERNC aplicados a la gran y mediana minería en Chile.
- Recopilar, analizar y determinar información en base a estadísticas meteorológicas, información técnica y modelos teóricos aplicados al proyecto en base a ERNC para la faena de la empresa minera “Tres Valles”.
- Dimensionar una instalación termosolar de colectores solares planos con almacenamiento.
- Comparar la operación actual versus el sistema propuesto y con otra alternativa que surja en el estudio.
- Evaluar económicamente la solución propuesta y determinar bajo qué condiciones es una alternativa viable.

3. Antecedentes generales.

3.1 Estado del arte.

3.1.1 Contexto internacional.

Actualmente, el nivel de desarrollo de las tecnologías ERNC para aprovechamiento de la energía solar ha alcanzado una gran madurez e incidencia en el mercado energético mundial¹, dónde se ha vuelto atractivo invertir en procesos energéticos renovables, de manera de lograr la independencia, parcial o total, de los combustibles fósiles y de la inestabilidad asociada a los costos de estos. Es aquí en dónde las grandes industrias han encontrado un atractivo, propiciando la inversión en proyectos solares cada vez de mayor envergadura. La industria minera forma parte de los interesados en el uso y aprovechamiento de la energía solar en sus procesos, debido a la versatilidad que esta presenta, siendo capaz de aportar energía térmica y/o eléctrica a sus procesos productivos, y de los elevados consumos energéticos asociados a sus líneas de producción. Los usos actuales de la energía solar en la minería apuntan principalmente al calentamiento de soluciones que requieren de suministro de calor constante o de aportes en energía eléctrica a la red que energiza los procesos de las plantas durante el día.

Las operaciones mineras requieren de un suministro de energía constante, durante las 24 horas del día, mientras que las ERNC se caracterizan por ser intermitentes a lo largo de éstas, por lo que para su uso en éste sector es aconsejable optar por sistemas de almacenamiento que permita suministros durante mayores períodos de tiempo, sin embargo, este concepto eleva considerablemente los costos de una instalación ERNC. Actualmente en Chile, y en el mundo, se está incentivando la inversión en grandes proyectos de ERNC, los cuales destinan su producción tanto a sectores industriales como estatales².

¹ Fuente: PROTERMOSOLAR, Asociación Española para la promoción de la industria termosolar.

² Fuente: Ministerio de Energía, Chile.

En la actualidad, España es el gran líder mundial en el desarrollo e implementación de la tecnología solar termoeléctrica, tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, alcanzando una potencia instalada de 2.300 MW³ con 50 centrales en operación (45 cilindro-parabólico, 3 torre central, 2 Fresnel), entre las cuales destaca el proyecto PS10, con una potencia instalada de 10 MW lograda mediante 624 heliostátos, como la primera planta termosolar comercial con tecnología de torre central en el mundo. El modelo de centrales termosolares ha demostrado ser altamente viable para generación eléctrica, debido a su capacidad de almacenamiento de energía, por lo que actualmente existen proyectos en operación y en fase de desarrollo alrededor del mundo, tanto en países con un elevado índice de desarrollo industrial y comercial (Estados Unidos, Francia y China) como en países con bajos índices de desarrollo industrial (Argelia, Egipto, India, Morocco, Sudafrica y Chile).

3.1.2 Contexto Chileno.

Chile, en la actualidad, se ha convertido en un escenario atractivo para inversionistas de proyectos calificados como renovables no convencionales, debido a las privilegiadas características geográficas y medioambientales a lo largo del país, particularmente en la zona norte, debido a los elevados índices de irradiación solar que se presentan y a la gran cantidad de industrias mineras ubicadas en el área, que representan más del 80% del consumo total en energía eléctrica⁴. A la fecha, han ingresado al sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) un total de 128 proyectos de energía solar, de los cuales 121 son FV (84 aprobados, 37 en calificación) y 7 plantas termosolares (5 aprobados, 2 en calificación)⁵. Entre los proyectos destacan aquellos cuya utilización de la energía térmica es destinada a actividades mineras, estos son:

³ Fuente: PROTERMOSOLAR, Asociación Española de la industria solar termoeléctrica.

⁴ Fuente: Coordinador eléctrico nacional, CDEC-SING, Chile.

⁵ Fuente: Servicio de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile.

- **Planta Pampa Elvira Solar (PES):** Perteneciente a la empresa eLlaima/Sunmark que entrega sus servicios a la división Gabriela Mistral de Codelco. Utiliza para su operación 2.952 colectores solares planos y abarcando una superficie de 39.300 $[m^2]$ que totalizan una potencia máxima de 32.2 $[MW]$ y permiten una capacidad de almacenamiento de calor de 4.300 $[m^3]$, se presenta en la imagen 1. El calor obtenido en el campo de colectores solares es utilizado para suministrar entre el 100% y 80% del requerimiento térmico del proceso de electro-obtención permitiendo un ahorro en Diésel de 6.500 Toneladas por año más 250 toneladas anuales por viajes de camiones. Inversión total del proyecto de \$USD33.000.000.



Imagen 1: Planta pampa Elvira solar.

- **Planta termosolar El Tesoro:** De propiedad del grupo Antofagasta Minerals, el proyecto consiste en una planta termosolar con tecnología de concentradores cilindro-parabólicos, presentado en la imagen 2. El proceso de captación se realiza mediante 1.280 unidades de módulos colectores que envía la energía térmica al proceso de producción de cátodos de cobre y a un estanque de almacenamiento térmico de 300 $[m^3]$ abarcando una superficie total de 5.500 $[m^2]$. La potencia lograda por los concentradores alcanza los 3 $[MW]$, lo que permite sustituir el 55% del consumo de Diésel por energía solar térmica. Inversión total del proyecto de \$USD15.000.000.



Imagen 2: Planta termosolar el Tesoro.

3.2 Descripción de la empresa

La empresa Tres Valles es propiedad del grupo Vecchiola, conformado también por Vecchiola S.A, Transportes y grúas Vecchiola y Constructora Vecchiola. Los servicios que entregan consisten en movimiento masivo de material, transporte de carga sobredimensionada, arriendo de grúas de alto tonelaje, construcción de caminos y el más reciente la fabricación de cátodos de cobre, integrado con la adquisición del proyecto minero Tres Valles. El proyecto minero se conforma por las minas Papomono (mina subterránea) y Don Gabriel (mina a rajo abierto), ambas localizadas en torno a las quebradas de Manquehua y Cárcamo, aproximadamente a 10 kilómetros al norte de la ciudad de Salamanca, IV Región, mientras que las áreas de procesamiento del mineral se localizan en la quebrada del Quilmenco, aproximadamente a 7 kilómetros al noroeste de la misma ciudad.

La planta de procesamiento tiene una capacidad nominal de 5400 [ton/día], en dónde el mineral proveniente de las minas, con un tamaño máximo de 700 milímetros, es ingresado al proceso productivo que comienza con tres chancadores de mineral. Posteriormente, el material es enviado al tambor aglomerador, en dónde las partículas más finas se adhieren a las más gruesas de forma tal de preparar el material para un proceso de lixiviación en pilas óptimo, asegurando la correcta permeabilidad del lecho. Las pilas de lixiviación formadas alcanzan una altura de hasta 4 metros, en dónde se procede a montar mallas de riego por goteo que suministrarán la solución lixivante durante un período de hasta 3 meses. La solución de lixiviación obtenida es acumulada en una piscina y posteriormente bombeada a la planta de extracción por solventes, en dónde es mezclada con un reactivo orgánico poseedor de moléculas extractantes altamente afines con el ión metálico que se desea recuperar, provocando, de esta forma, el traspaso del ión desde la fase acuosa (solución de lixiviación) a la fase orgánica (reactivo orgánico). La mezcla se deja decantar de forma de obtener las dos fases separadas, siendo la capa superior, la fase orgánica contenedora del ión metálico. Una vez obtenida la solución enriquecida en cobre (electrolito) es enviada a la planta de electroobtención, en dónde mediante una corriente eléctrica continua de baja intensidad entre el ánodo (solución misma) y el cátodo (placas de acero), se logra depositar el metal en este último, obteniendo como resultado cobre de alta pureza. Finalmente, las placas de cobre obtenidas son cosechadas con una máquina despegadora semi-automática y dispuestas en fardos de cátodos de cobre listos para su comercialización. Las instalaciones están diseñadas para producir hasta 18.500 toneladas/año de cátodos de cobre fino.



Imagen 3: Imagen satelital emplazamiento proyecto Minera Tres Valle – Fuente Google Earth 22/2/2016

La figura 3 muestra una imagen satelital de las instalaciones de la minera Tres Valles. En la tabla 1 se indican las instalaciones numeradas en la imagen satelital:

ITEM	Descripción
1	Chancador primario
2	Chancador secundario
3	Chancador Terciario
4	Sector de aglomeración
5	Área carguio de camiones
6	Pila permanente
7	Piscinas de Refino
8	Piscinas PLS (Sulfuro y óxido)
9	Piscina de proceso de emergencia
10	Patio para almacenamiento temporal de borras
11	Bodega almacenamiento cátodos
12	Planta SX
13	Tank farm
14	Planta EW
15	Estación de servicio combustibles
17	Almacenamiento agua /red de incendio
18	Sistema aire comprimido
19	Almacenamiento y descarga de ácido
20	Sub-estación eléctrica principal
21	Sub-estación eléctrica infraestructura
22	Sub-estación eléctrica piscinas PLS y refino
23	Sub-estación eléctrica área de chancado
24	Sub-estación eléctrica área aglomerado
25	Laboratorio metalúrgico
26	Área infraestructuras
27	Taller de manteción planta
28	Taller de camiones
30	Planta tratamiento aguas servidas
31	Acceso controlado portería y pesaje camiones
32	Acceso controlado portería y pesaje camiones mina
33	Patio salvataje
34	Bodega principal
35	Patio acopio temporal residuos peligrosos

Tabla 1: Zonificación de la faena minera.

3.3 Descripción de la zona del proyecto

El proyecto minero se encuentra emplazado a 9 kilómetros de la comuna de Salamanca, Región de Coquimbo. La zona se caracteriza geográficamente por la presencia de tres cadenas montañosas que la recorren de oriente a poniente, dejando en sus partes bajas a los valles, que se van estrechando a medida que se internan hacia la Cordillera de los Andes.

El emplazamiento se encuentra en la zona precordillerana, aproximadamente a 500 m.s.n.m. y presenta un clima de transición entre el clima desértico de la zona norte y el clima mediterráneo de la zona centro-sur, caracterizándose por una gran sequedad atmosférica producto de la baja influencia de las neblinas y nublados costeros. El promedio anual de temperaturas es 15 [°C] y el promedio mensual se presenta en el gráfico 1 a continuación:

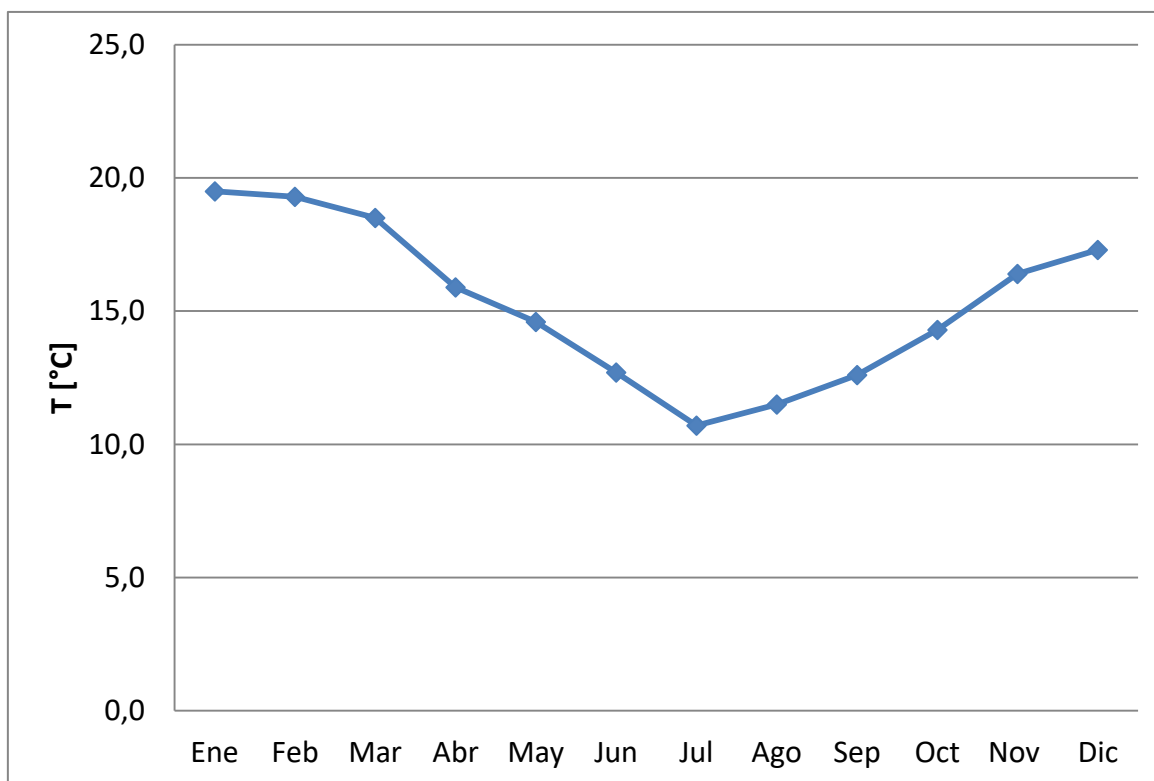


Gráfico 1: Distribución de temperatura ambiente anual – Fuente Explorador de energía solar MINENERGIA⁶.

⁶ Los datos obtenidos por el portal han sido generados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales. Comprenden el periodo entre los años 2004 y 2015.

La zona del proyecto tiene un promedio de precipitaciones anual de 139,2 milímetros y se concentran entre los meses de mayo a agosto, el resto del año predomina el clima luminoso y seco. El promedio de frecuencia de nubes anual es de 14,7% y su promedio mensual se presenta en el gráfico 2:

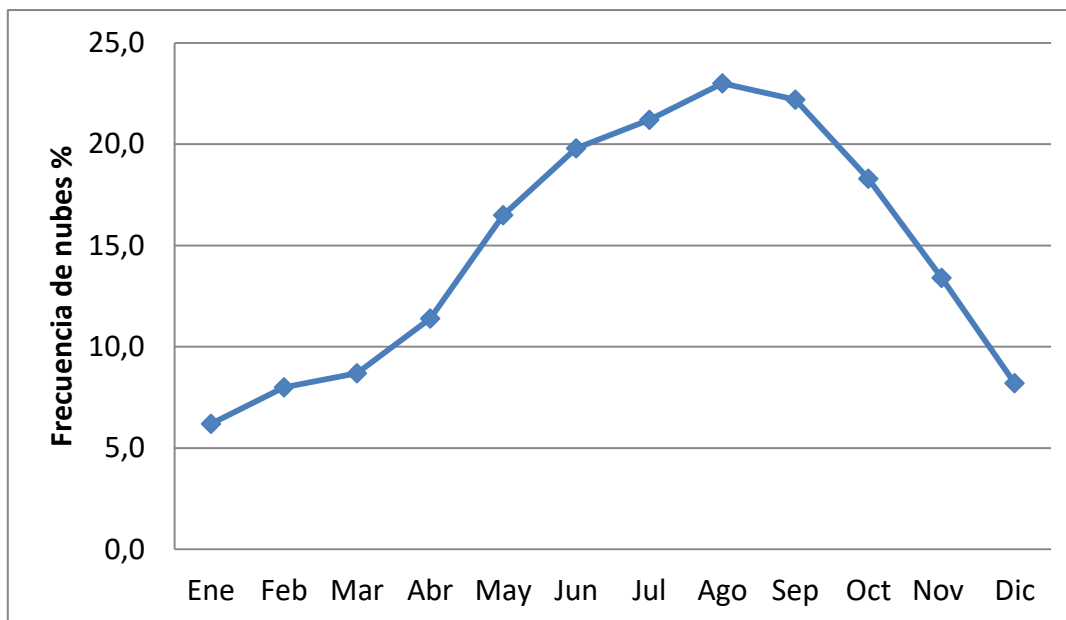


Gráfico 2: Distribución de frecuencia de nubes anual – Fuente Explorador solar MINENERGIA.

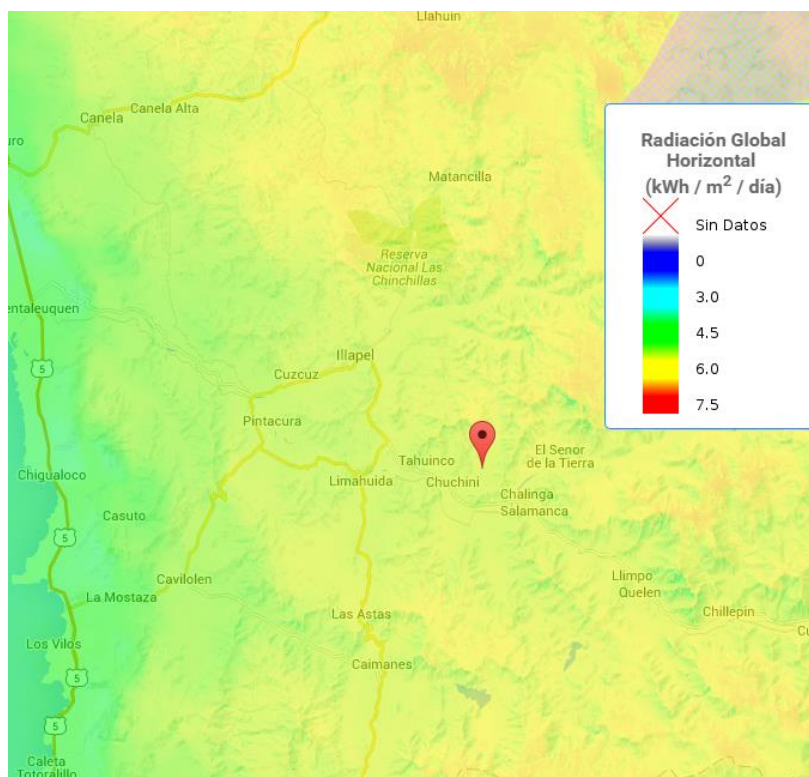


Imagen 4: Mapa del recurso solar en la zona del proyecto minero – Fuente explorador solar MINENERGIA.

La imagen 4 muestra la distribución del recurso solar en la zona de emplazamiento del proyecto minero señalado con el ícono de color rojo. Según la leyenda se puede determinar que el sector es rico en recurso alcanzando valores promedio entre los 4.36 – 7.9 [$kWh/m^2 día$].

La radiación solar global incidente en la zona, considerando una inclinación del panel de 32° con respecto a la horizontal, presenta valores que van desde un máximo de 7,9 [$kWh/m^2 día$] para el mes de Enero y un mínimo de 4,36 [$kWh/m^2 día$] en el mes de Junio. La distribución anual de la radiación global se presenta en el gráfico 3:

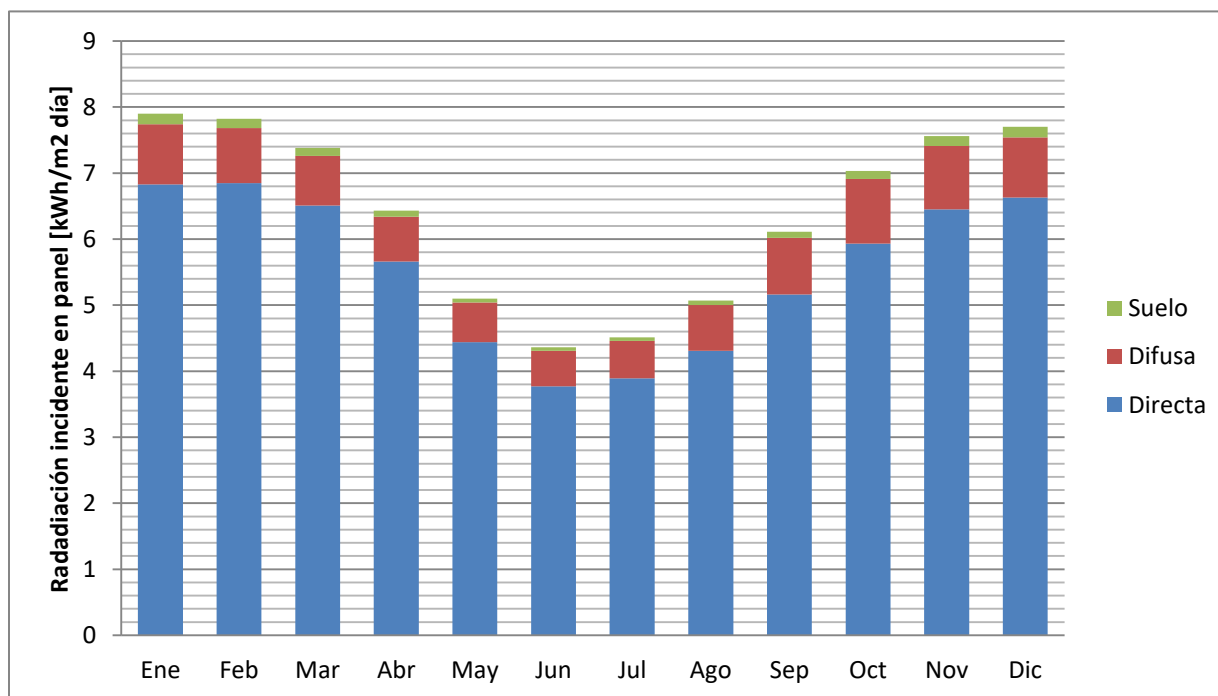


Gráfico 3: Distribución de la radiación anual incidente en panel con inclinación 32°.

El área del proyecto se encuentra entre tres cuencas hidrográficas distintas, separadas por el sector del portezuelo de Papomono (1.700 m.s.n.m.) y raja Manquehua (2.102 m.s.n.m.). Las cuencas hidrográficas son la Quebrada Manquehua, Quebrada Cárcamo y Quebrada Quilmenco. La escorrentía superficial de la zona es muy limitada y existe un curso fluvial permanente sólo en la quebrada de Cárcamo, mientras que en las otras quebradas involucradas en el proyecto sólo se presentan escorrentías temporales, en pequeños tramos de los cauces, asociados a vertientes con caudales entre 0.1 y 2 litros por segundo [l/s].

3.4 Línea productiva de la empresa

Planta de Chancado y Aglomeración: La planta de chancado se ubica a unos 11 kilómetros al suroeste de la mina Papomono, a una cota aproximada de 500 m.s.n.m. y ocupa una superficie aproximada de 5,3 hectáreas. El mineral ingresa mediante camiones provenientes de ambas minas que pueden cargar el chancador de forma directa.. La planta de Chancado opera en circuito abierto (sin recirculación del material). El producto de chancado se transporta mediante una correa hacia el tambor aglomerador, en dónde se adiciona una mezcla de ácido sulfúrico puro al 96% - 98%, solución refino (solución de 5 a 10 g/l de ácido) y agua. Posteriormente el mineral aglomerado se deposita en camiones mediante correas.

Pila de lixiviación y piscinas: El material aglomerado es transportado desde el acopio transitorio mediante camiones hasta el sector de la pila de lixiviación, en dónde es apilado mediante un cargador frontal o stacker. La pila de lixiviación es de tipo estática y se ubica en el sector de Quilimenco.

Planta de SX – EW: El sector correspondiente a la nave electrolítica (sector EW) cuenta con 66 celdas con conexión eléctrica dispuesta en serie. Cada celda cuenta con 61 ánodos y 60 cátodos, conectados eléctricamente en paralelo. En esta fase se trabaja con concentraciones con un mínimo de 35 g/l de cobre y una temperatura de celda entre 45 y 50 °C. Al extremo de la nave se encuentra la máquina despegadora de cátodos, encargada de retirar los cátodos desde las celdas electrolíticas, en dónde son lavados mediante un chorro de agua caliente a 80 °C. La planta de extracción por solvente, emplazada en una superficie de 1.700 m² consta de equipos principales como mezcladores y decantadores. El área de nave de electro-obtención, dispuesta en una superficie de 500 m² consiste en un galpón metálico parcialmente cubierto en las zonas laterales de la nave.

Suministro de agua: El agua necesaria para satisfacer los procesos del proyecto corresponde a derechos de agua superficiales continuos, permanentes y consuntivos en los ríos Chalinga (32 acciones), Choapa (5 acciones) y 1 [l/s] de la vertiente permanente en quebrada EL Durazno, que en total equivalen a 25 [l/s] en un año normal, y es suministrada a través de un sistema de abastecimiento que cuenta con bombas de impulsión, sistema de tuberías y almacenamiento. El agua potable es tratada por medio de un sistema de filtrado y cloración y almacenada en un estanque de 70 [m³]

Suministro eléctrico: El suministro eléctrico se obtiene de la subestación Salamanca de propiedad CGE Transmisión ubicada en el sector de El Tebal, la cual transmite 23 [kV] mediante dos circuitos en paralelo con una potencia de 15 [MVA] hasta la sala eléctrica principal ubicada en el sector de Plantas, desde dónde se distribuye internamente hacia el área de plantas. El yacimiento Papomono se abastece desde una línea de distribución en 23 [kV] de propiedad de Conafe, ubicada en el sector Manquehua. El yacimiento Don Gabriel se abastece de una línea de distribución de 23 [kV] desde el sector Manquehua también propiedad de Conafe y cuenta con un grupo electrógeno de respaldo de 150 [kVA]. La imagen 5 muestra la disposición de las instalaciones en la faena y su correspondiente consumo energético.



Imagen 5: Sectorización del consumo energético en el proceso productivo de Tres Valles.

3.5 Proceso de calentamiento de solución electrolítica actual.

Dentro de la línea del proceso productivo de la faena minera, que comienza con la operación en mina y culmina con la producción de cátodos de cobre de alta pureza, el proceso productivo de mayor criticidad es el que se realiza en el sector de la nave electrolítica SX-EW debido a que el resto de las operaciones tienen una holgura en caso de detención debido a que si por alguna razón el material deja de llegar desde la operación en mina a la sección de chancado y aglomerado, o desde esta última a la pila de lixiviación, se realiza una recirculación del material en las pilas de forma tal de que la solución lixivante logre penetrar nuevas secciones y mantener el caudal de las soluciones destinadas a las piscinas de óxidos y sulfuros, lo que entrega un holgura a los procesos afectados que permite resolver las detenciones sin afectar a la producción de los cátodos de cobre en la nave de EW.

La nave electrolítica funciona de forma continua, 24 horas al día y 7 días por semana, una detención en este proceso afecta directamente a la producción de cátodos de cobre lo que genera pérdidas de manera inmediata. En este proceso, cátodos de acero se encuentran sumergidos en la solución rica en cobre (electrolito) y se hace circular un flujo constante de corriente continua a través de la solución, la cual debe mantener una temperatura constante entre los 40 °C y 45 °C para ayudar a que el proceso se realice de forma óptima.

El calentamiento de la solución de electrolito se realiza mediante un intercambiador de calor, por el que atraviesa la solución en cuestión y un circuito cerrado de agua, este último se compone de dos estanques de almacenamiento de agua caliente con capacidad de 50 [m³] cada uno y dos calderas de tipo escocesa. Para lograr la temperatura requerida en lavado de cátodos se recircula el agua hasta alcanzar los 80 [°C] necesarios, cabe mencionar que éste proceso no es continuo como el proceso de electroobtención. Las calderas son alimentada mediante un depósito de petróleo de 2.5 [m³] de capacidad el cual es rellenado diariamente desde el tanque de petróleo principal de 20 [m³] de capacidad. El consumo de petróleo de la caldera activa es de 1200 litros por día, mientras que la segunda se mantiene como respaldo. El consumo de energía térmica actual es de 1,8 [MWh] necesarios para mantener la piscina de electroobtención a 45 [°C] constantes y para calentar el agua necesaria en el lavado de cátodos. La imagen 6 presenta el esquema de calentamiento actual de la faena minera, con cada uno de los componentes involucrados en el proceso:

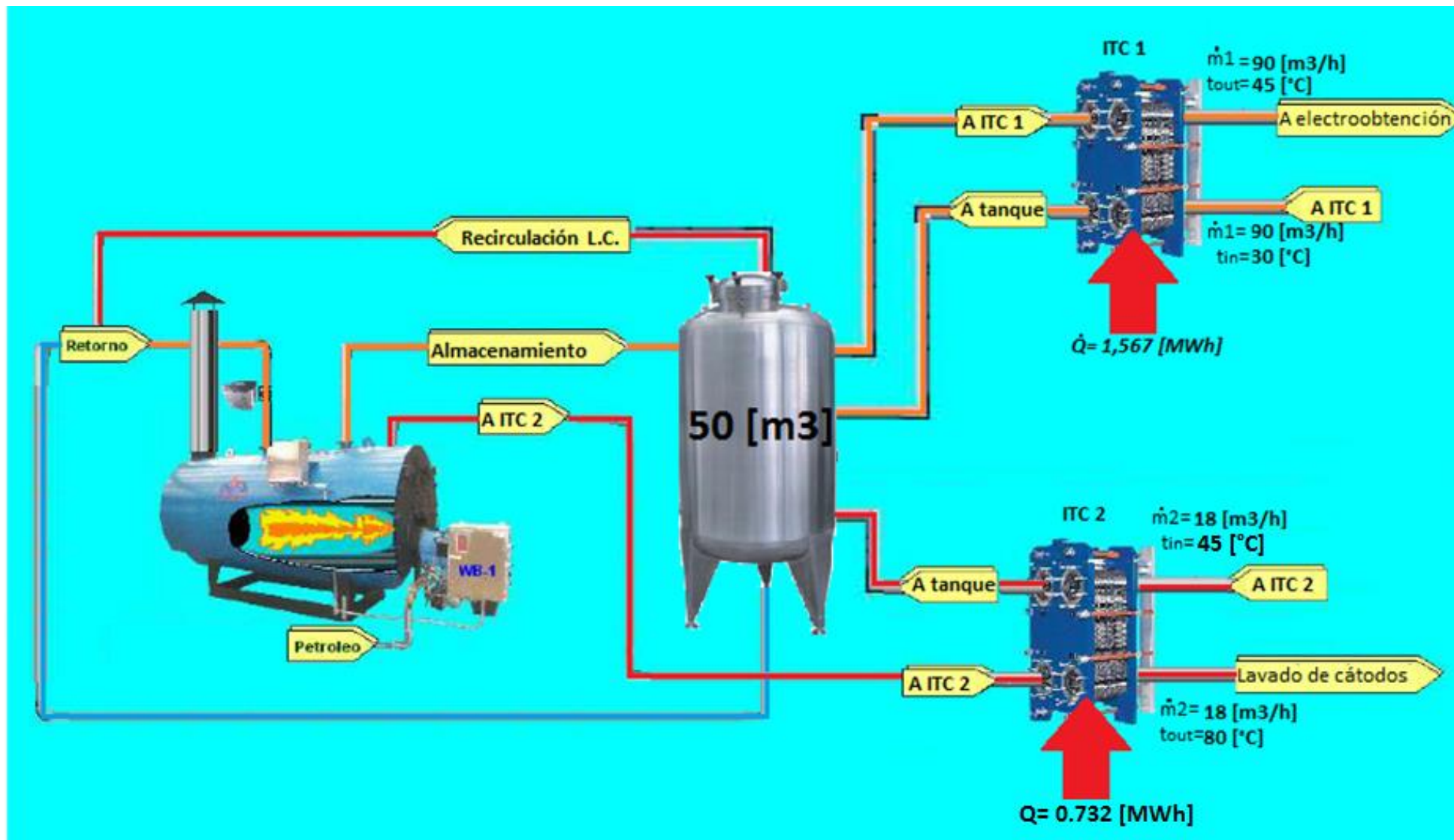


Imagen 6: Esquema del proceso de calentamiento actual de la nave de la faena minera.

3.6 Propuesta

La zona de emplazamiento del proyecto no cuenta con cauces fluviales cercanos significativos que cumplan con los requisitos para la instalación de sistemas hidroeléctricos y debido a la geografía y clima de la misma el recurso eólico presenta valores medios que califican como no aprovechables para la instalación de sistemas de generación eólicos, sin embargo la radiación solar alcanza niveles medios-altos que califican como aprovechables por instalaciones fotovoltaicas y térmicas, por lo que se propone analizar un sistema de calentamiento por medio de energía solar, además, alternativamente, se evalúa la instalación de bombas de calor en el sistema para aporte térmico parcial o total a los procesos productivos del proyecto minero.

4 Diseño preliminar - Método *f*-Chart

Los métodos de diseño para sistemas solares térmicos (SST) son ampliamente utilizados para conseguir estimaciones anuales del comportamiento de los sistemas, calculando las ganancias térmicas útiles para los procesos de calentamiento obtenidas a partir de la energía solar, sin embargo, éstos métodos son inefectivos al momento de entregar información dinámica de los procesos. Las metodologías aplicadas para las estimaciones y el dimensionamiento pueden ser agrupadas en tres categorías generales de acuerdo a los supuestos en los que se basan y en la forma en que se realizan los cálculos.

La primera categoría agrupa a los sistemas en dónde es conocida, o puede ser estimada, la temperatura de operación del colector solar, para el cual se pueden establecer los niveles críticos de radiación, basándose en métodos de análisis y obtención de datos horarios del comportamiento de los distintos factores climáticos para obtener la fracción del total de los valores mensuales de radiación que se encuentran por sobre los niveles críticos⁷. El segundo grupo consiste en métodos de diseño que correlacionan los resultados adquiridos mediante grandes números de detalladas simulaciones matemáticas con una serie de variables adimensionales, entre éstos encontramos el método *f – Chart* desarrollado por Klein, Beckman, y otros autores. Finalmente, la tercera categoría agrupa métodos basados en simulaciones numéricas establecidas a partir de variables representativas de forma tal de evitar el trabajo con gran número de información, los resultados obtenidos se relacionan con el rendimiento a largo plazo de los sistemas de igual forma que las categorías anteriores.

Para la estimación del comportamiento anual del sistema de calentamiento aplicado al proceso de electro-obtención de la fauna minera se utilizará el método *f*-Chart en primera instancia de forma tal de lograr un primer acercamiento a las dimensiones de un proyecto termosolar, las principales características de este son:

- Permite estimar la fracción del total de la carga térmica mensual que será aportada con energía solar mediante el uso de sistemas térmicos solares (SST).
- La temperatura mínima para realizar la distribución energética es de 20 [°C].
- La aplicación de este método es común para dimensionamiento de sistemas de calentamiento residencial.
- Las variables involucradas por este método son el área de colector, tipo de colector, capacidad de almacenamiento, rangos de flujo másico, cargas térmicas y tamaño del intercambiador de calor.

⁷ Fuente: Solar Engineering Of Thermal Processes – Duffie & Beckman.

- El resultado final obtenido f corresponde a la fracción mensual de calentamiento logrado con energía solar térmica, entregado como función de dos parámetros adimensionales, uno relacionado con la razón de las pérdidas térmicas del colector con respecto a la carga térmica y el otro con la razón entre la energía absorbida por el colector con respecto a la carga térmica.
- El método no considera almacenamiento térmico para horas sin radiación solar incidente.

Las correlaciones desarrolladas entre f y las variables adimensionales han sido logradas mediante una serie de simulaciones detalladas con los sistemas antes mencionados, los grupos adimensionales obtenidos son X e Y , presentados como:

$$X = \frac{A_c F'_R U_L (T_{ref} - \bar{T}_a) \Delta t}{L} \quad (\text{ecuación 4.1})$$

$$Y = \frac{A_c F'_R (\overline{\alpha\tau}) \bar{H}_T N}{L} \quad (\text{ecuación 4.2})$$

	Promedio anual	Referencia
Área del colector A_c [m^2]	5.400	Anexo 20
Factor de eficiencia de intercambio de calor del colector F'_R	0,70	Anexo de cálculo 9.3
Coeficiente de pérdidas globales en el colector U_L [$W/m^2 \cdot ^\circ C$]	7,72	Anexo de cálculo 9.3
Segundos totales en un mes Δt [s]	2628000	
Temperatura ambiente media mensual $\bar{T}_a$ [$^\circ C$]	15,27	Explorador MINERGIA
Temperatura de referencia empírica T_{ref} [$^\circ C$]	100	
Carga térmica mensual total para calentamiento de agua caliente L [J]	2,72e+12	3.5 Proceso de calentamiento actual
Radiación incidente en el colector por unidad de área media mensual $\bar{H}_T$ [J/m^2]	2,25e+7	Anexo de cálculo 9.1
Días en el mes N	30,42	
Transmitancia-absortancia media mensual $\overline{\alpha\tau}$	0,65	Anexo de cálculo 9.3

Tabla 3: Parámetros considerados en el método $f - Chart$ aplicados a la zona del proyecto y la carga térmica de la faena minera.

Cada componente de los grupos adimensionales X e Y representa un parámetro de funcionamiento en los sistemas solares térmicos. La utilización del método F-Chart permite realizar un acercamiento al desempeño del sistema de calentamiento con colectores termosolares mediante un análisis que describe el aporte de energía suministrado por el sistema y sus variaciones mensuales a lo largo de un ciclo anual debido a la variación de parámetros tales como temperatura ambiente, promedio mensual de la radiación mensual incidente en el colector, coeficiente de pérdidas globales, factor de eficiencia del colector y número de días del mes, cuyos valores medios anuales se presenta en la tabla 3. Este acercamiento permite determinar, en primera instancia, los parámetros que maximizan la captación de energía solar y aprovechamiento térmico para suministrar al proceso de calentamiento del electrolito. El gráfico 4 presenta la variación del aporte energético mensual suministrado por los colectores para un área de captación fija de $1000 \text{ [m}^2\text{]}$ en función de la inclinación de los colectores.

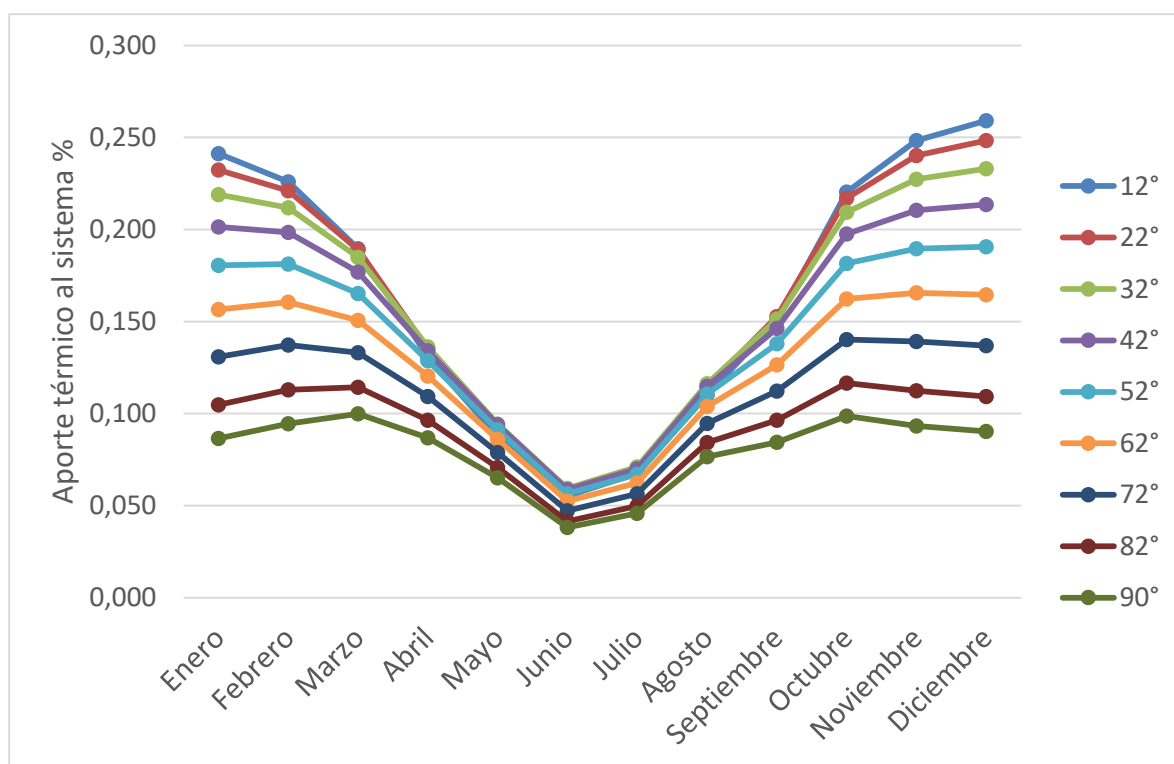


Gráfico 4: Fracción suministrada por los colectores según ángulo de inclinación para un área de colectores fija.

Los resultados obtenidos por el método indican que para los meses de Enero, Febrero, Marzo, Octubre, Noviembre y Diciembre el máximo aprovechamiento de la energía solar se logra para un inclinación con respecto a la horizontal de 12° en los colectores, mientras que para los meses de Abril, Mayo, Junio, Julio, Agosto y Septiembre la inclinación de los módulos más favorable es de 32° .

Ya definido el ángulo de inclinación de módulos más favorables para cada mes se procede a determinar el aporte total del sistema termosolar en base al área de captación solar, de forma tal de determinar la extensión del campo solar más conveniente en base al aumento porcentual de las ganancias térmicas según su aumento en superficie. El aporte térmico mensual se presenta en el gráfico 5 y 6, para una inclinación de 12° y 32° respectivamente.

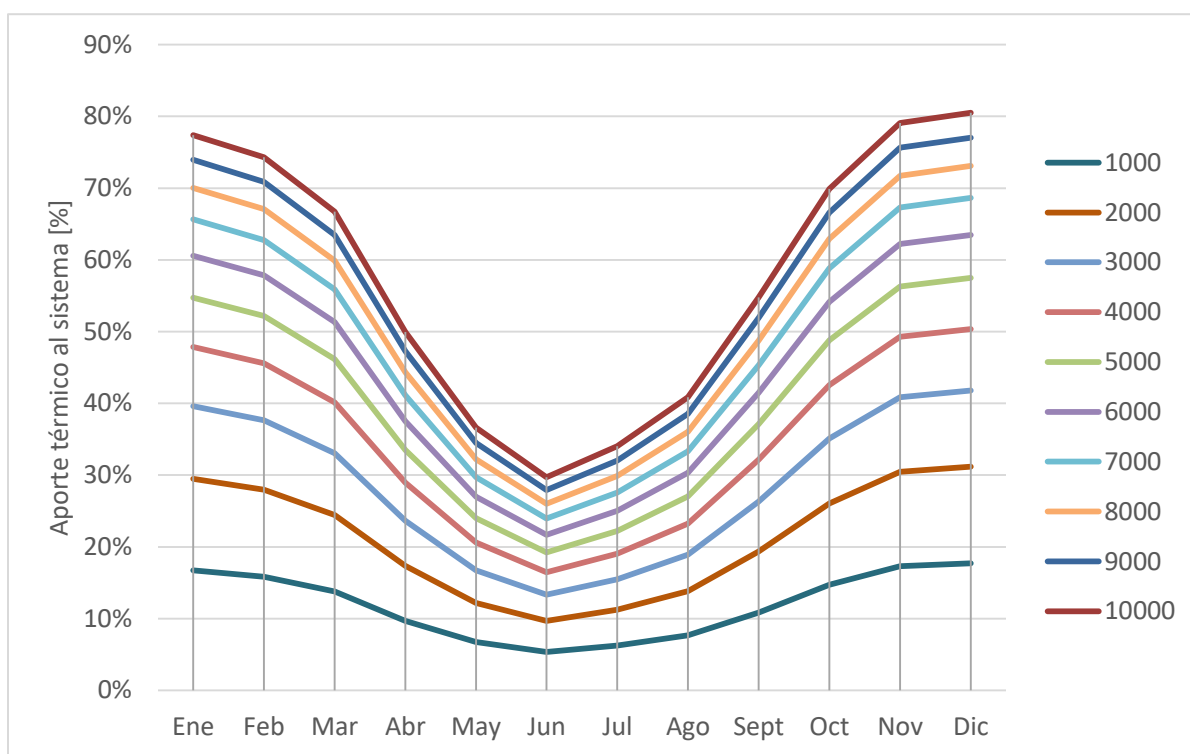


Gráfico 5: Fracción suministrada por los colectores según área de captación para una inclinación de colectores de 12° .

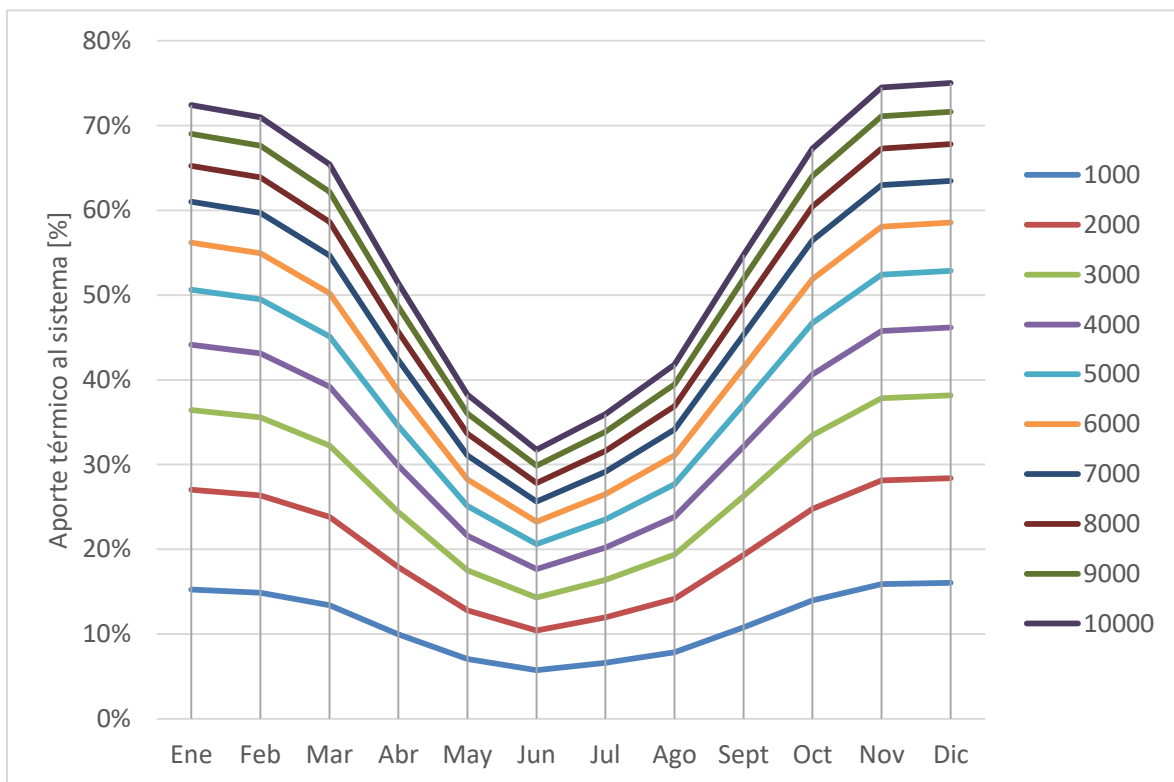


Gráfico 6: Fracción suministrada por los colectores según área de captación para una inclinación de colectores de 32°.

Según el modelo, para un área de captación de 4000 [m²] el sistema es capaz de aportar aproximadamente el 40% de la carga térmica requerida durante las horas de mayor radiación solar para el proceso en los meses de Enero, Febrero, Marzo, Octubre, Noviembre y Diciembre, que corresponden a los meses de mayor recurso solar, mientras que para los meses de menor radiación solar los cuales corresponden a Junio y Julio el aporte total al proceso bordea el 20% del total.

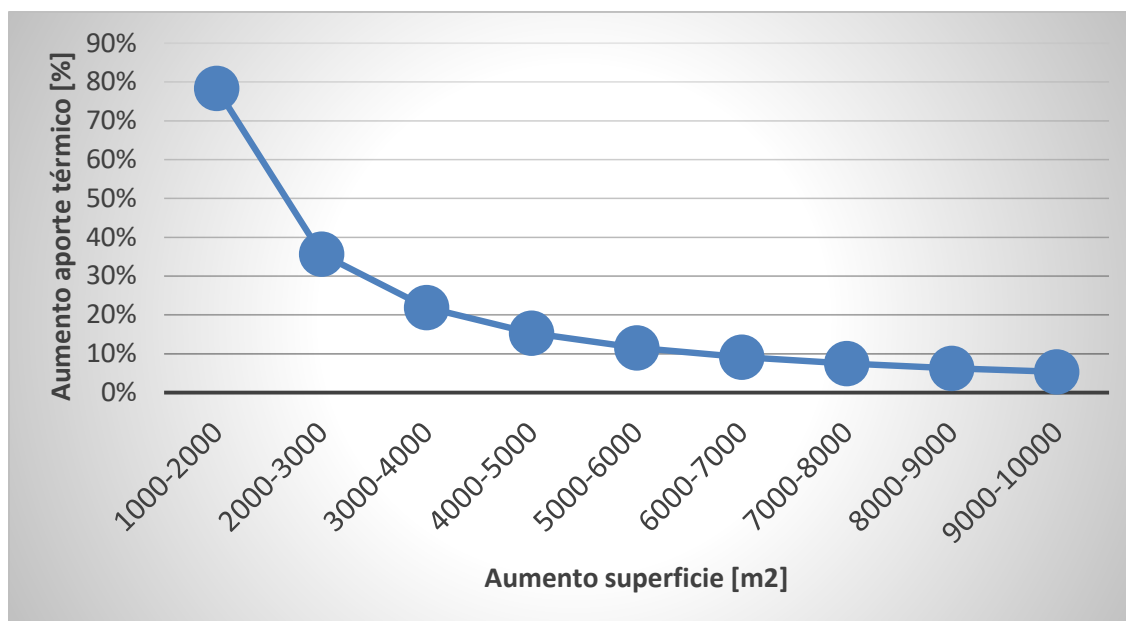


Gráfico 7: Porcentaje de aumento en el aporte térmico según aumento en el área de captación.

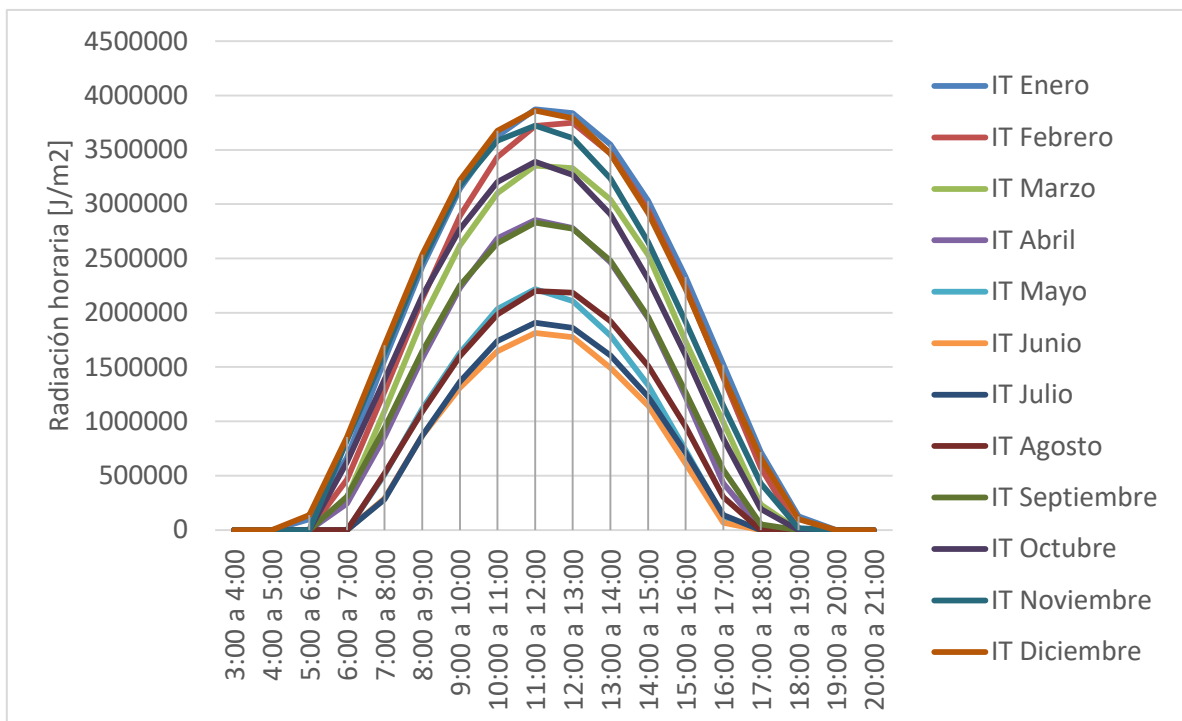
El gráfico 7 presenta el aumento en el aporte térmico en función del aumento de área del campo de captación solar. Al aumentar el área desde 3000 a 4000 [m²], se logra un aumento porcentual en el aporte energético al proceso de un 22%, posteriormente un aumento de 5000 a 6000 [m²] genera un aumento de un 12%. Pasado este punto, el porcentaje de aumento del aporte energético no supera el 10%, por lo que se debe tener presente al momento de contrastar estos valores con el aumento en la inversión inicial que implica un aumento de 1000 [m²] en el proyecto. Teniendo presente que la faena minera cuenta con una superficie aproximada de una hectárea para la realización del proyecto, un área de captación solar en el rango de los 7000 y 5000 [m²] corresponde a la alternativa más atractiva para el dimensionamiento del campo de colectores.

El método f-Chart considera en sus cálculos el promedio de la radiación diaria mensual que incide sobre el colector, esto en primera instancia es un buen acercamiento para determinar los parámetros globales antes determinados, sin embargo ésta herramienta se vuelve muy limitada para un análisis del desempeño diario del sistema, el cual se ve afectado directamente por la evolución temporal horaria del recurso solar. Por otra parte, el método no considera la acumulación de energía térmica, característica necesaria para procesos productivos de demanda energética continua en el tiempo, por lo que una evaluación más exhaustiva debe ser llevada a cabo a partir de los valores meteorológicos calculados y medidos de la irradiación solar horaria para la localización del proyecto, de forma tal de determinar el desempeño general del sistema de captación, junto a un sistema de almacenamiento de apoyo para las horas de ausencia del recurso solar.

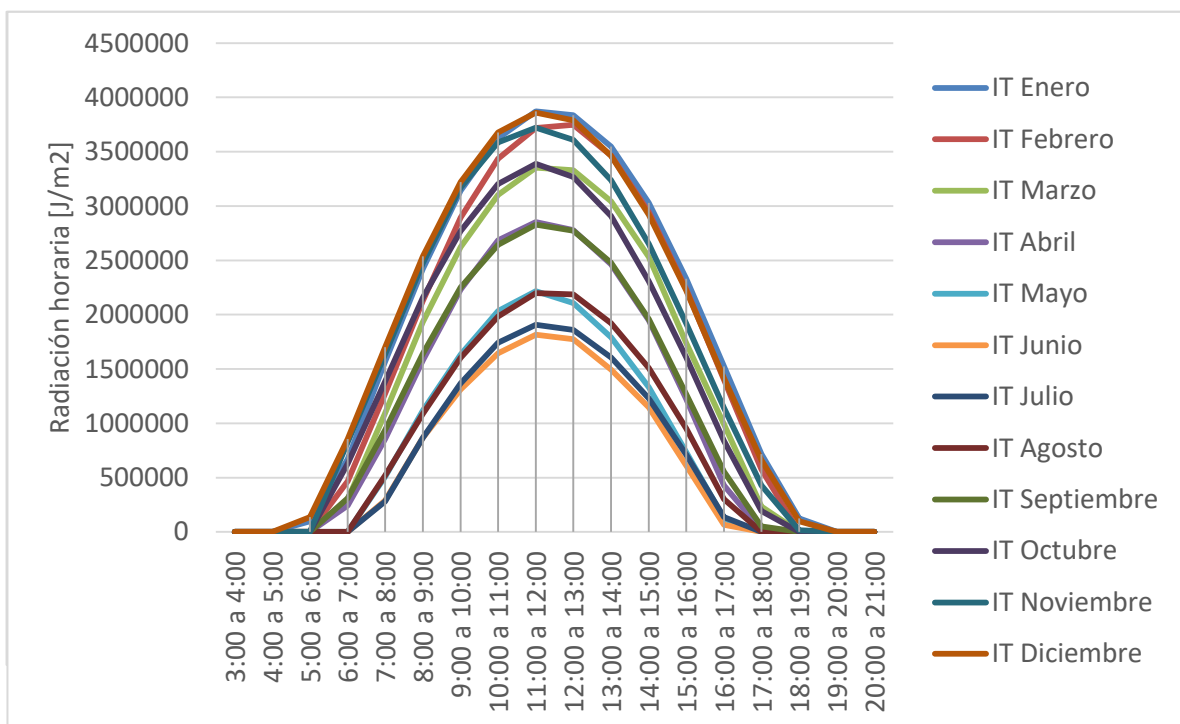
5. Diseño detallado - Cálculo horario del sistema.

Para determinar el promedio mensual de la radiación absorbida por un colector “ S ” es necesario evaluar el comportamiento de éste parámetro a través de períodos mensuales, de forma tal de lograr una estimación fiable que capte las variaciones del recurso solar disponible y de los parámetros involucrados a lo largo de un año. El método utilizado para determinar S consiste en obtener la radiación absorbida por un colector utilizando valores de irradiación horaria I con sus componentes directa, difusa y reflejada por el suelo. El modelo utilizado en el cálculo de S se presenta en el anexo 9.2.

La evolución del recurso solar alcanza su valor máximo a las 12 de cada día (hora solar), llegando a su mayor valor de $5 [MJ/m^2]$ para el mes de Diciembre y el menor en el mes de Junio con un valor aproximado de $2.7 [MJ/m^2]$. La irradiación solar horaria efectiva que incide sobre una superficie horizontal corresponde a mediciones registradas por la estación meteorológica de Salamanca, dónde, para el mes de Diciembre se registra un valor máximo aproximado de $3.8 [MJ/m^2]$ y para el mes de Junio de $1.6 [MJ/m^2]$. A partir de esta información y de los cálculos detallados en el anexo 9.2 se obtiene la evolución de la radiación horaria incidente sobre una superficie inclinada y su desarrollo a lo largo de un año. Los gráficos 8 y 9 muestran la radiación incidente en los planos inclinados de 12° y 32° , respectivamente.



Gráfica 8: Evolución anual de la radiación horaria sobre superficie inclinada en 12°.



Gráfica 9: Evolución anual de la radiación horaria sobre superficie inclinada en 32°.

5.1 Ganancia real útil en colectores solares de placa plana.

El comportamiento térmico de los colectores solares de placa plana ha sido ampliamente estudiado y actualmente existen modelos numéricos, que bajo ciertos supuestos, se tornan relativamente sencillos para determinar su comportamiento a través del tiempo bajo determinadas condiciones. Éstos parámetros de importancia son los incluidos en las ecuaciones 5.1 y 5.2, y a partir de éstos es posible obtener la ganancia real útil en el colector Q_u .

$$Q_u = A_c F_R [S - U_L (T_i - T_a)] \quad (\text{ecuación 5.1})$$

La ecuación 5.1 es extremadamente útil ya que se aplica esencialmente a todos los colectores de placa plana. A partir de ella se puede obtener la ganancia real de energía a partir de la temperatura de entrada del fluido al colector, parámetro usualmente conocido y de fácil acceso en las instalaciones solares. Por otra parte, es necesario extender el uso de esta ecuación mediante la consideración de los efectos provocados por la unión de los distintos componentes de la instalación solar (para corrección por intercambiadores de calor, conexión por cañerías y unión de módulos en serie-paralelo ver anexo 9.3), para finalmente obtener el valor real corregido del aporte térmico del sistema termosolar.

Como se ha mencionado anteriormente, las opciones a tomar en cuenta para la superficie de colectores efectiva a considerar en el proyecto tienen un rango amplio que va desde los 7000 a los 5000 [m²] con aportes energéticos constantes al proceso desde el 62% al 16%, sin embargo, debido a las restricciones de espacio dentro de la faena minera, el área de captación máxima posible es de 5.400 [m²], dado el tamaño de los módulos solares a utilizar y el espaciamiento mínimo necesario para evitar que las proyecciones de las sombras de éstos afecten a módulos cercanos. El gráfico 10 presenta el calor útil diario suministrado por el sistema termosolar para cada mes del año, con un área de captación solar de 5.400 [m²], contrastado con la carga térmica diaria total del proceso de electro-obtención

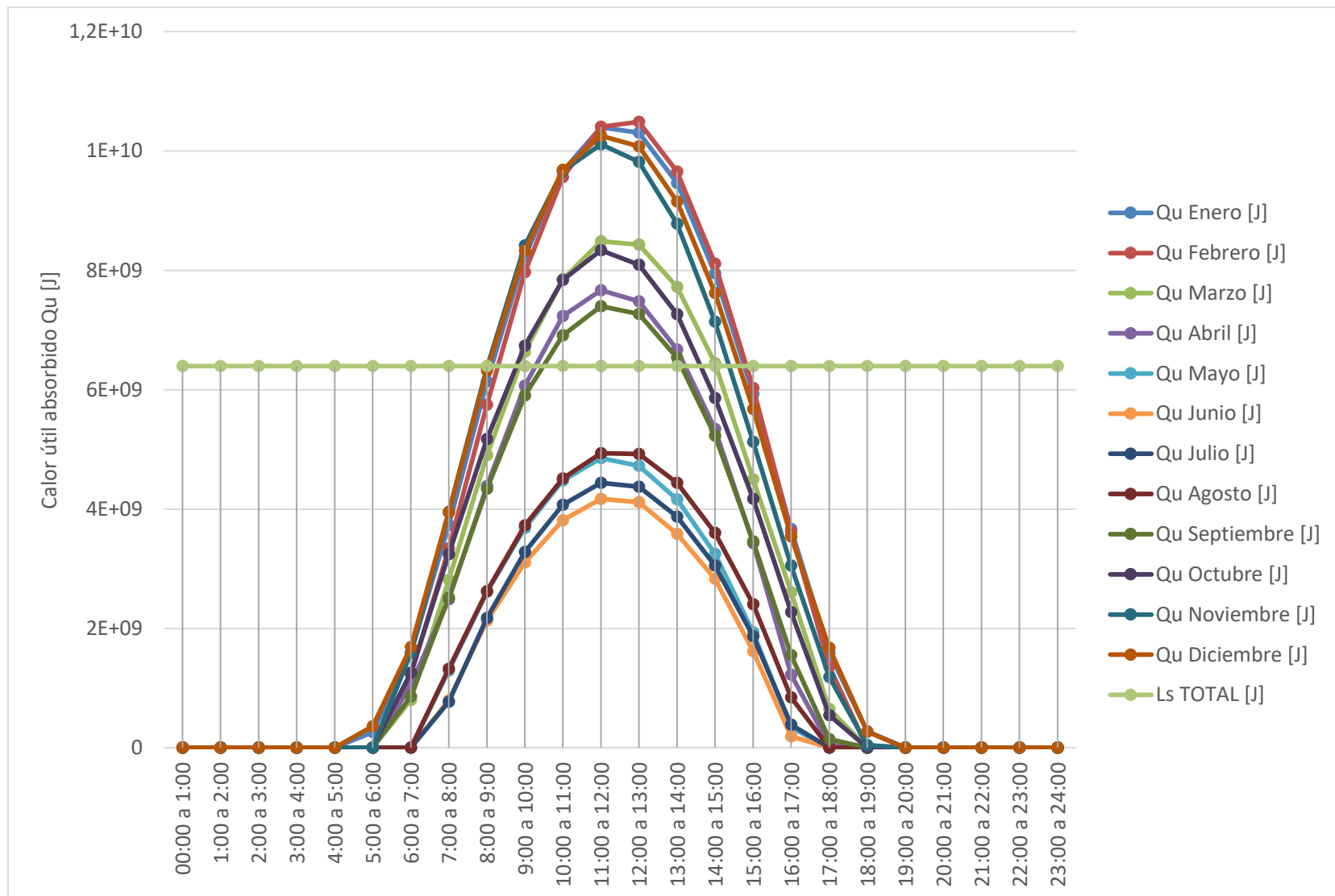


Gráfico 10: Energía térmica horaria mensual absorbida por campo de colectores de 5400 [m²] y demanda térmica horaria.

Como se observa en el gráfico, debido a la alta radiación horaria el campo de colectores de 5.400 [m²] es capaz de suministrar más de la energía necesaria en el proceso productivo durante los meses de mayor radiación solar, mientras que para los de baja radiación sólo logra aportar un porcentaje del total necesario. Por otra parte es posible apreciar que se logran generar excesos energéticos suficientes para justificar un sistema de almacenamiento para los meses de Enero, Febrero, Marzo, Abril, Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre, dónde la radiación absorbida por el campo de colectores logra suministrar el total de energía térmica necesaria durante el intervalo de tiempo comprendido entre las 9:30 y 13:30 horas, mientras que para el resto de los meses no se logran cubrir los requerimientos térmicos.

Para satisfacer de manera óptima el total de la carga térmica necesaria las dimensiones del campo de colectores deben superar las 3 hectáreas, con lo cual se obtiene un exceso de energía térmica disponible destinado a almacenamiento térmico para mantener el proceso de calentamiento de la nave de electrolítica con un suministro 100% solar, sin embargo éstas dimensiones escapan de la envergadura deseada del proyecto y de la superficie total disponible, por lo que se apunta a suministrar sólo un porcentaje de la carga térmica al proceso con un emplazamiento máximo de una hectárea.

5.2 Almacenamiento térmico

Los sistemas con base de funcionamiento en la energía solar aplicados a procesos de demanda energética continua en el tiempo deben incluir un módulo de almacenamiento energético capaz de almacenar la mayor cantidad de energía excedente durante las horas dónde el recurso solar es elevado con el fin de cubrir parte o el total de la demanda en períodos de ausencia total de éste. Es importante mencionar que la mayor parte de las veces no es conveniente diseñar sistemas de almacenamiento capaces de suministrar el total de las cargas térmicas, por lo que es necesario tener presente en el dimensionamiento de un sistema de apoyo o auxiliar, de forma tal de lograr que la demanda energética total sea suministrada tanto por la energía solar $\dot{L}_S$ como por energía auxiliar $\dot{L}_A$.

Al momento de determinar la magnitud del sistema de almacenamiento térmico se debe tomar en cuenta varios parámetros importantes que tienen que ver con el uso y captación de la energía térmica, estos son la radiación solar horaria efectiva, la cantidad real de energía útil absorbida por el colector y traspasada al fluido y la carga térmica necesaria en el proceso a lo largo del tiempo, a partir de esta información es posible determinar que fracción de la energía solar es destinada a uso directo en el proceso y que porción se destina a almacenamiento térmico para cubrir períodos de ausencia de radiación solar.

La imagen 7 muestra el comportamiento de cada una de las curvas a lo largo del tiempo, dónde las líneas verticales corresponden a períodos de excesos energéticos y las líneas horizontales corresponden a déficit energéticos en el estanque de almacenamiento.

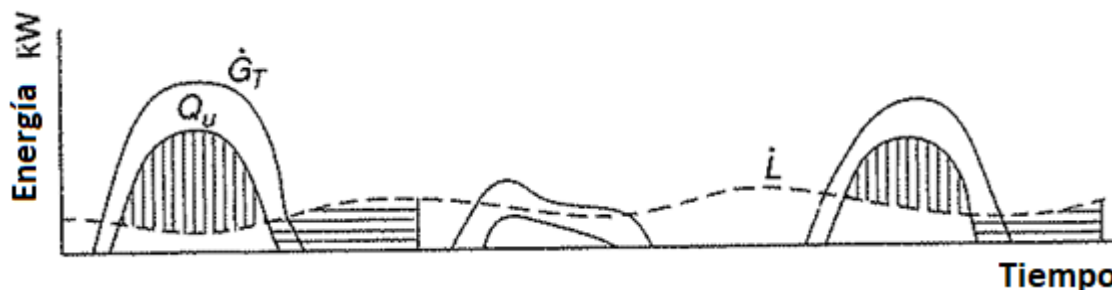


Imagen 7: Evolución temporal de la radiación solar incidente, ganancia real del colector y carga térmica para un sistema térmico con almacenamiento⁸.

A partir de las condiciones de radiación del sector aplicadas al modelo descrito en el anexo 9.4, se obtiene la tabla 4 presentada a continuación, la cual muestra el máximo aporte energético que es capaz de suministrar el sistema solar térmico a lo largo del año, considerando el funcionamiento del estanque de acumulación durante las horas sin recurso solar. El criterio considerado en el dimensionamiento del tanque es de 75 [$l/m^2 captación$], por lo que con una superficie de 5.400 [m^2] corresponde un volumen de acumulación de 405 [m^3]. Es importante mencionar que el circuito primario que atraviesa los colectores debe contar con un sistema de control on-off que detenga el flujo hacia el estanque de almacenamiento durante las horas de nula y baja radiación de forma tal de evitar pérdidas térmicas hacia el ambiente.

	Sup [m2]	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul.	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Aporte colector	5400	52%	50%	40%	35%	20%	17%	18%	22%	34%	40%	49%	51%

Tabla 4: Aporte térmico total mensual de colectores para superficie de captación solar de 5400 [m^2].

⁸ Fuente: DUFFIE, John, BECKMAN, William (2013). Solar engineering of thermal processes. (4th ed.). Wiley Interscience.

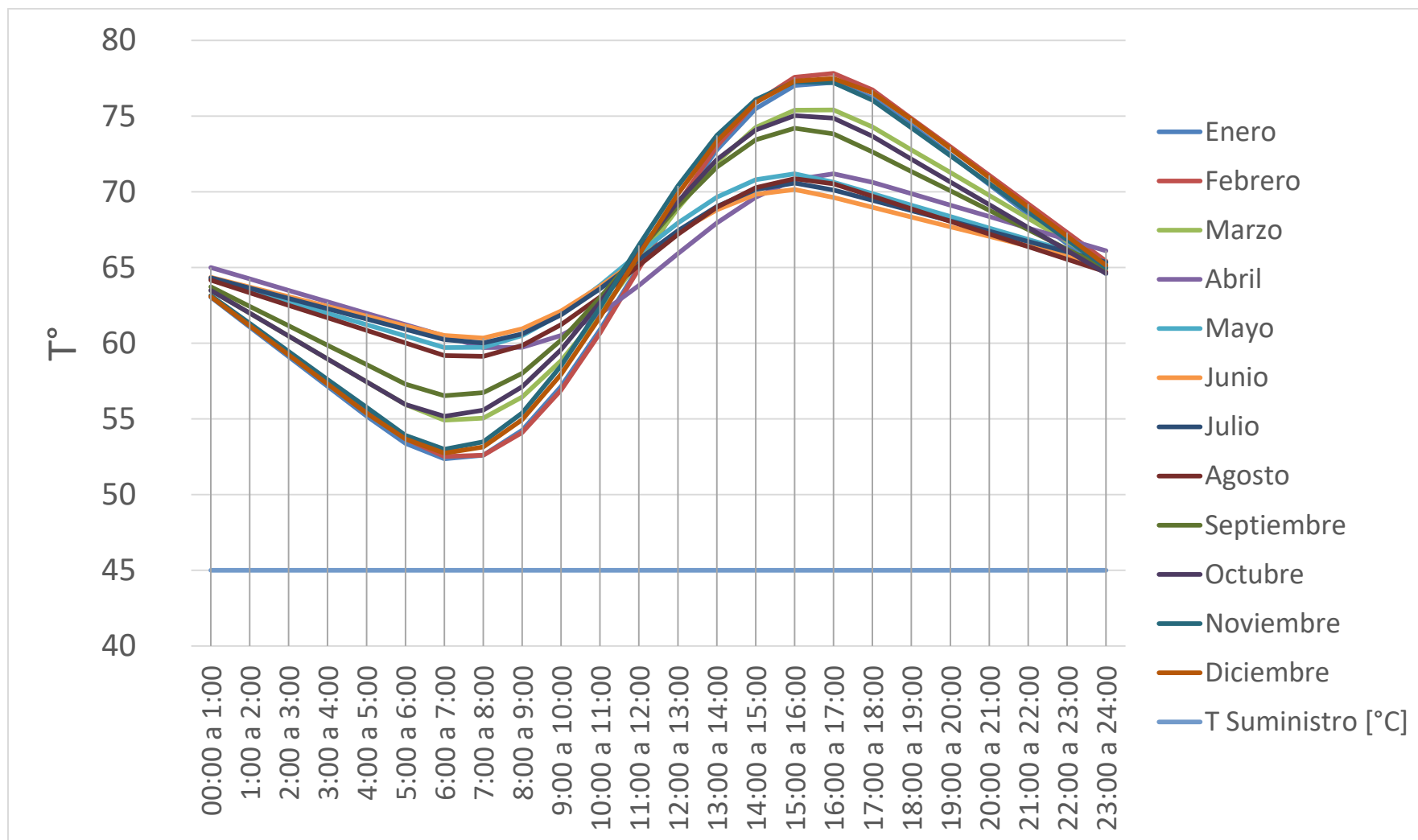


Gráfico 11: Variación horaria de temperatura interna del estanque de almacenamiento térmico y temperatura de suministro al proceso energético para un área de captación de 5.400 [m²].

6. Propuesta.

Dado el contexto energético presentado y a los requerimientos presentados por la empresa, las alternativas propuestas se presentan a continuación:

- 1A. **Aporte energético exclusivo al proceso de electroobtención:** Se considera como carga térmica la energía necesaria para mantener temperada la piscina del electrolito a 45 [°C], por lo que la caldera cumplirá la función de respaldo al sistema termosolar. Mediante recirculación del fluido a través de la caldera se cubren las necesidades del proceso del lavado de cátodos, el cual requiere una temperatura de 80 [°C]. Carga térmica considerada: 1,57 [MWh].
- 1B. **Aporte energético al proceso de electroobtención y a lavado de cátodos:** En este caso es necesario elevar la temperatura del fluido térmico a una temperatura mayor de 80 [°C], de forma tal de que el tanque de almacenamiento sea capaz de suministrar la energía necesaria al circuito de consumo considerando todas las pérdidas térmicas a lo largo de la instalación. La carga térmica considerada abarcará la energía necesaria para mantener la piscina de EW a la temperatura requerida y entregar agua caliente para el proceso de lavado de cátodos. Carga térmica considerada: 1,8 [MWh].
- 1C. **Aporte energético sin almacenamiento:** Se considerará suministrar energía térmica al proceso de EW mediante paneles termosolares de placa plana sin contar con un sistema de almacenamiento térmico, lo que limitará el suministro de agua caliente por parte del proyecto exclusivamente durante las horas de sol. El sistema trabajará hasta una temperatura de 48 [°C] de forma tal de mantener la piscina de EW a una temperatura estable de 45 [°C]. Carga térmica considerada: 1,57 [MWh].
2. **Calefacción mediante bombas de calor:** Además evalúa realizar el calentamiento de la piscina del electrolito mediante un conjunto de equipos de bomba de calor. La carga térmica a considerar corresponde a la necesaria para mantener la solución a temperatura constante de 45 [°C]. Carga térmica considerada: 1,57 [MWh].

6.1 Alternativa 1A.

La alternativa 1A apunta a entregar un porcentaje de la energía térmica total necesaria para mantener temperada la piscina de electroobtención, por lo que la instalación solar térmica se ha diseñado sobre una demanda térmica total de 1,57 [MWh] y su función será aportar un porcentaje constante de ésta al proceso. Los porcentajes de aporte son variable a lo largo del año, debido a la variación del recurso solar en la zona, y son los presentados en la tabla 4, logrados mediante los 5.400 [m²] de captación y el tanque de almacenamiento de 405 [m³].

La instalación se compone del sistema de captación solar, sistemas de intercambio térmico, sistema de almacenamiento térmico y sistema de distribución, los cuales son detallados en los apartados siguientes y presentados en el esquema que a continuación, dónde se muestra la instalación térmica y el sistema de apoyo, a partir de los cuales se suministrará el calor total necesario para mantener el proceso de electroobtención en funcionamiento.

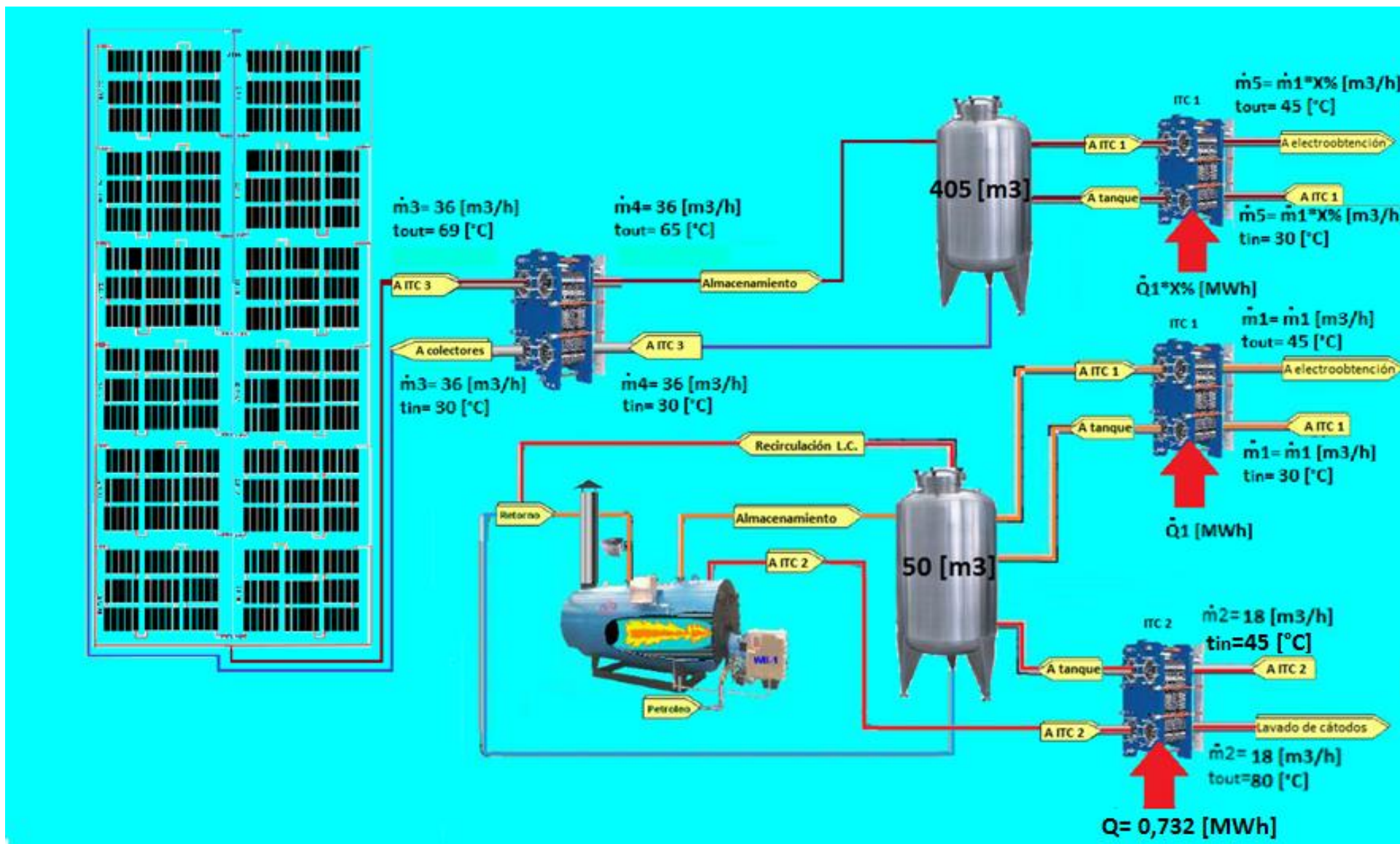


Imagen 8: Esquema del proceso de calentamiento propuesto en el caso 1A.

6.1.1 Sistema de captación

Para el proyecto se han cotizado equipos colectores con un área de $10,02 [m^2]$ cada uno (anexo 20), los cuales necesitan de un área de espaciamiento de $19,25 [m^2]$ correspondiente a $8,75 \times 2,2 [m]$ disponibles para evitar que la proyección de su sombra afecte a los colectores y/o baterías adyacentes. Dadas estas condiciones el número máximo de colectores permitidos tomando en consideración la restricción espacial del el proyecto, que corresponde a una hectárea disponible para el campo solar en la faena minera es de 540 unidades, que serán distribuidas en 12 grupos de 45 colectores cada uno, cada grupo corresponde a 9 baterías conectadas en serie compuestas cada una por la unión de 5 colectores en serie.

En el diseño del sistema de captación se han tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- El diseño del trazado hidráulico del circuito primario debe garantizar una distribución equilibrada de los caudales a través de cada uno de los grupos, baterías y colectores del sistema de captación.
- Para garantizar una distribución homogénea en el flujo se debe utilizar válvulas de equilibrado y/o válvulas de control de caudal en cada lazo, de forma tal de forzar y regular las pérdidas de carga necesarias.
- El circuito primario debe priorizar la minimización de las pérdidas térmicas, para ello se deben considerar secciones adecuadas de cañerías, minimizar la longitud del trazado total y asegurar la menor longitud del circuito de cañerías para el tramo que recorre el fluido caliente.
- Se debe contar con válvulas de balanceo o retornos invertidos para los componentes conectados en paralelo de forma tal de asegurar el equilibrio en el circuito.
- El caudal óptimo se encuentra usualmente dentro del rango comprendido entre los 30 y 60 $[L/h * m^2]$. Para valores inferiores a éstos el rendimiento de la instalación cae bruscamente debido a que el circuito pierde capacidad de evacuación de calor, mientras que para valores superiores se presenta un descenso lento producto del aumento en los diámetros de cañerías lo que aumenta las pérdidas térmicas en los circuitos.
- En anexos 26-29 se presentan las gráficas correspondientes a las propiedades termo físicas de la mezcla anticongelante de agua y propilenglicol según el porcentaje de disolución ξ . El proyecto considera un porcentaje del 30% de propilenglicol en mezcla con agua.

A continuación se presenta un esquema de la estructura del grupo de captación proyectado para la instalación, éste se compone por 9 baterías conectadas en serie, cada batería corresponde a la unión en serie de 5 colectores solares planos por los cuales atraviesa un caudal de $0,00083 \text{ [m}^3/\text{s]}$, el grupo comprende un área total de captación térmica de $450 \text{ [m}^2]$ que permiten generar un aumento en la temperatura del fluido de $38,51 \text{ [}^\circ\text{C]}$. El grupo de captación presentado a continuación ocupa un área total de $840 \text{ [m}^2]$ considerando en el espaciamiento la proyección de las sombras de los módulos.

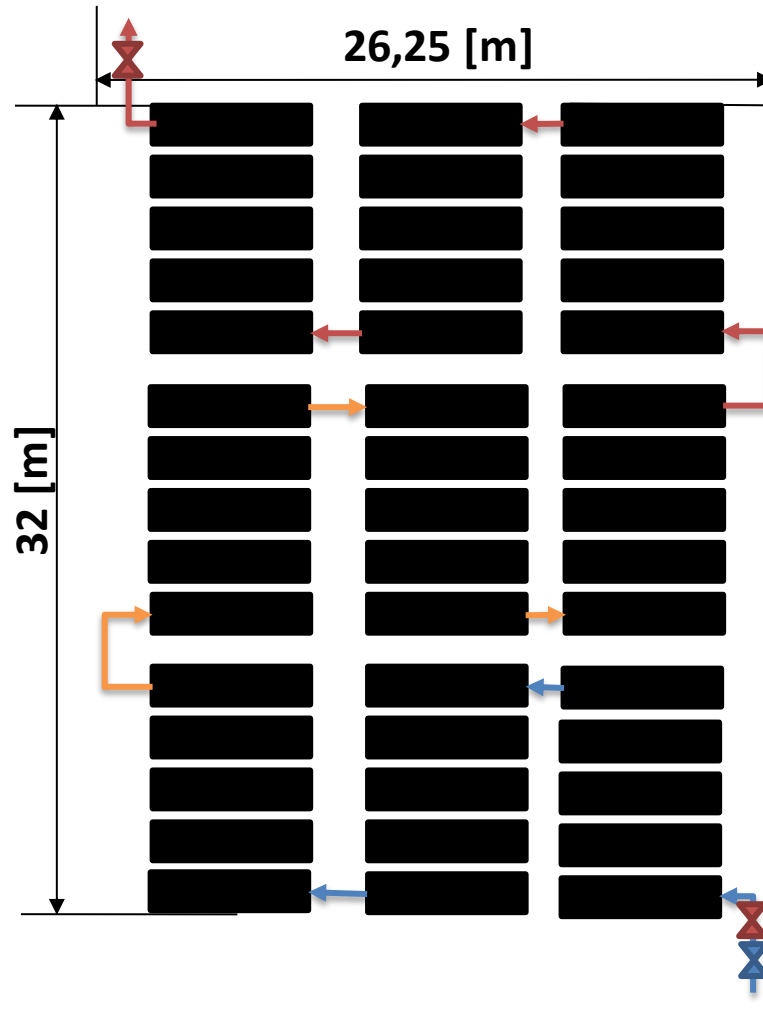


Imagen 9: Esquema de un grupo de captación solar compuesto por 9 baterías conectadas en serie.

El sistema de captación se compone por 12 grupos conectados en paralelo, como se ha indicado anteriormente por cada grupo atraviesa un caudal de $0.00083 \text{ [m}^3/\text{s]}$ por lo que en total el circuito primario trabaja con un caudal de $0.01 \text{ [m}^3/\text{s}]$. Para la disposición de los grupos se considera una separación de un metro entre grupos adyacentes, y una separación de dos metros entre la serie superior e inferior, la figura a continuación muestra el esquema de la instalación de captación solar.

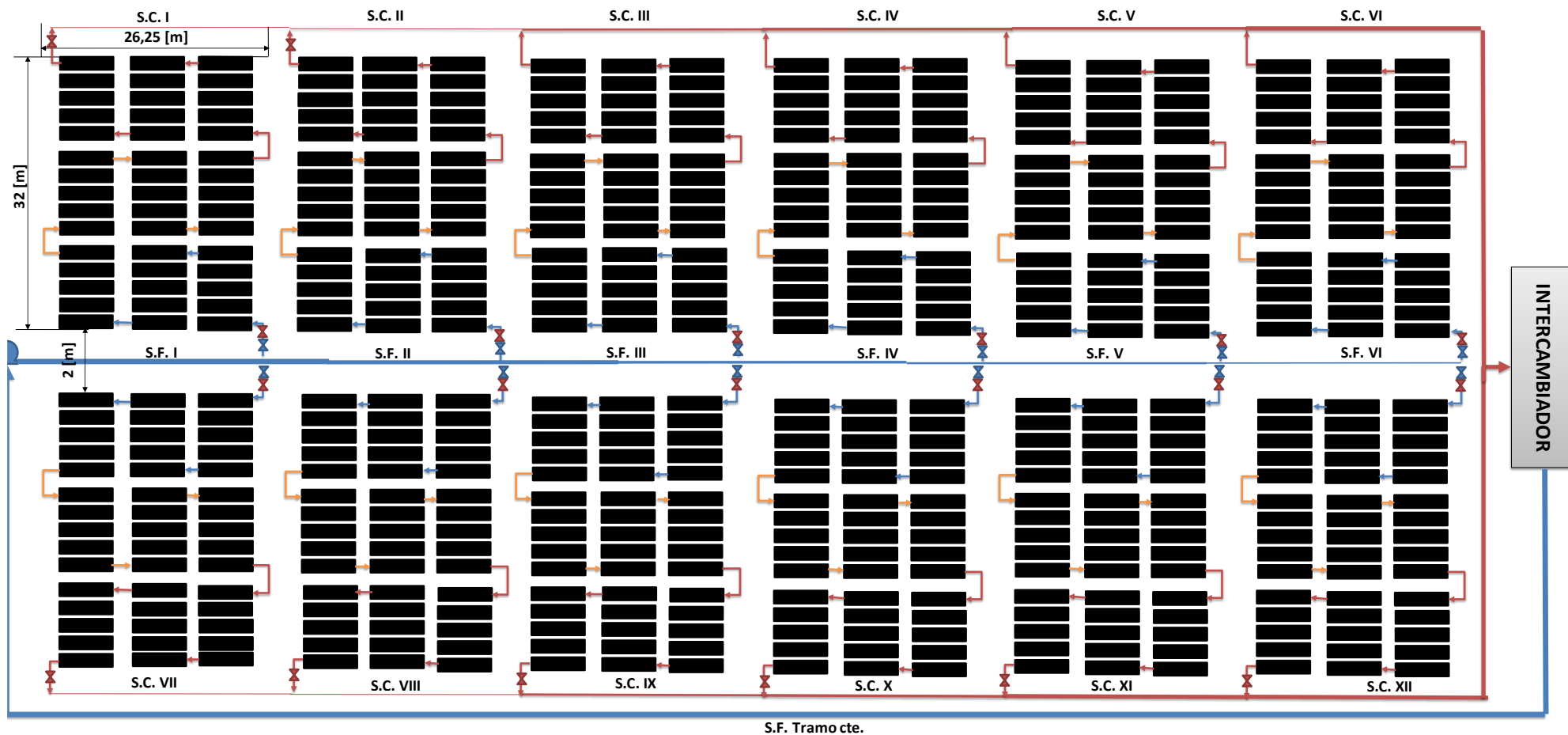


Imagen 10: Esquema de disposición del campo de colectores termosolares compuesto por 12 grupos conectados en paralelo.

6.1.2 intercambiador de calor

Dada la magnitud de la instalación se requerirá del montaje de dos intercambiadores de calor en paralelo de forma tal de favorecer el rendimiento y confiabilidad de la instalación, facilitando así las labores de mantenimiento de los equipos sin la necesidad de detener el funcionamiento de la instalación. La disposición de los intercambiadores debe asegurar que éstos queden térmicamente aislados de forma de minimizar las pérdidas energéticas desde los fluidos hacia el ambiente.

El proyecto contará con tres intercambiadores de calor, dos situados entre el circuito de captación primario y el circuito secundario y otro situado entre el circuito terciario y el circuito de consumo. Para obtener el número de placas necesarias en el dimensionamiento de los intercambiadores se utilizará el método de la diferencia media logarítmica de temperatura (anexo de cálculo 9.5). A partir de la utilización del método mencionado anteriormente y en conjunto con la información otorgada por los fabricantes se puede obtener el intercambiador de calor adecuado para los circuitos. En el proyecto se ha considerado para el circuito primario y terciario el intercambiador de calor modelo M6-MF de 30 placas del fabricante Alfa Laval (anexo 22), el cual opera con un caudal máximo de $36,1 [m^3/h]$.

6.1.3 Sistema de acumulación.

Para el dimensionamiento del volumen total del estanque de acumulación de la instalación termosolar se utilizará un valor de acumulación específica de $75 [L/m^2]$, que es el valor de diseño recomendado y mayormente utilizado en proyectos de pequeña y gran envergadura, por lo que para la instalación con un área de captación útil de $5.400 [m^2]$ corresponde un estanque de acumulación de $405 [m^3]$.

Las consideraciones para la instalación y montaje del estanque de acumulación son las siguientes:

- El sistema debe estar constituido preferentemente por un único acumulador solar, de forma tal de optimizar la relación superficie de pérdidas térmicas y volumen acumulado. La desventaja en este punto tiene que ver con la pérdida en la confiabilidad de la instalación debido a la utilización de un solo componente para la acumulación, por lo que las labores de mantenimiento tanto correctivo como preventivo afectarán el funcionamiento de la instalación solar.
- La disposición del estanque debe ser vertical, de forma tal de favorecer el fenómeno de estratificación térmica del agua caliente.
- Para evitar mayores pérdidas térmicas el estanque debe ubicarse preferentemente en espacios interiores protegido de las variaciones en la temperatura ambiente.

6.1.4 Sistema de distribución.

El sistema de distribución compuesto por el conjunto de tuberías, las bombas de impulsión, los vasos de expansión y las válvulas debe ser diseñado según los requerimientos y parámetros de funcionamiento de la instalación, tomando en cuenta que las pérdidas mecánicas debido a la circulación del fluido a través de los distintos componentes del circuito hidráulico sean mucho menores que las pérdidas térmicas.

La instalación proyectada cuenta con tres circuitos hidráulicos, estos son el circuito primario, secundario y terciario. El circuito primario es el encargado de captar la energía solar térmica a través del sistema de captación y de transmitirla al circuito secundario mediante el intercambiador de calor, para la proyección de éste se considera un área de aproximadamente $11.000 [m^2]$ presentada en la imagen 11 como el área achurada en rojo. El circuito secundario es el encargado de recoger el calor procedente del circuito primario y enviarlo al tanque de acumulación, el fluido de trabajo utilizado es agua, dado su elevado poder calorífico y capacidad de retención de calor, que es almacenada en el tanque de acumulación, el caudal de circuito secundario de $36.000 [l/h]$ al igual que en el circuito primario y para su emplazamiento se considerará la distancia entre el intercambiador de calor dispuesto en el área achurada en rojo y el área achurada en azul de aproximadamente $2350 [m^2]$ mostrada en la imagen 11, esta última corresponde al área considerada para la instalación del tanque de almacenamiento térmico y la sala de bombeo. Finalmente, el circuito terciario es el encargado de conectar el tanque de almacenamiento con el intercambiador de calor encargado de transferir la energía térmica hacia el circuito de consumo, comprende la distancia desde el sector seleccionado para realizar el emplazamiento del tanque de almacenamiento hasta la sala de calderas de la minera, la longitud entre estos puntos es aproximadamente de 200 metros como se indica en la imagen 11.

La imagen a continuación presenta los sectores seleccionados para realizar el emplazamiento del proyecto, el área roja de aproximadamente 11.000 [m^2] corresponde a la zona del campo de colectores termosolares planos y el área azul de aproximadamente 2350 [m^2] que corresponde al sector destinado al emplazamiento de la sala de bombeo y al tanque de almacenamiento.



Imagen 11: Emplazamiento del proyecto termosolar y su respectiva distancia al sector de consumo correspondiente a la nave de electroobtención.

6.1.4.1 Tuberías.

Para el diseño de las tuberías de la instalación se considera la metodología y las consideraciones detalladas en el anexo de cálculo 9.6.

6.1.4.1.1 Tuberías Circuito primario.

En el anexo 1 se presentan los diámetros mínimos permitidos para cada uno de los tramos de cañería tanto para la sección fría como caliente. Se seleccionaran cañerías de cobre tipo L para la sección caliente y tipo M para la sección fría, las cuales son capaces de resistir las condiciones de presión y temperatura del fluido térmico en cada uno de los circuitos ya que son aptas para el transporte de agua y/o vapor para aplicaciones industriales a la intemperie, empotradas o enterradas, además de tener como ventaja elevada resistencia a la corrosión y baja pérdida de carga. La tabla a continuación presenta el tipo de cañería seleccionado por tramo, el diámetro exterior e interior, la velocidad a la que el fluido circulará con el interior de éstas y la presión máxima que resisten.

	Tramo superior	L [m]	D ext [m]	Esp [m]	D int [m]	v [m/s]	P máx. [kg/cm ²]
Sección caliente cañería tipo L	I	26,25	0,02223	0,00114	0,01995	2,67	45
	II	26,25	0,03493	0,0014	0,03213	2,06	35
	III	26,25	0,04128	0,00152	0,03824	2,18	32
	IV	26,25	0,04128	0,00152	0,03824	2,90	32
	V	26,25	0,05398	0,00178	0,05042	2,09	29
	VI	59,25	0,05398	0,00178	0,05042	2,50	29
	Tramo inferior						
	VI	26,25	0,02223	0,00114	0,01995	2,67	45
	VII	26,25	0,03493	0,0014	0,03213	2,06	35
	VIII	26,25	0,04128	0,00152	0,03824	2,18	32
	IX	26,25	0,04128	0,00152	0,03824	2,90	32
	X	26,25	0,05398	0,00178	0,05042	2,09	29
	XI	59,25	0,05398	0,00178	0,05042	2,50	29
Sección fría cañería tipo M	Tramo variable						
	I	26,25	0,07938	0,00183	0,07572	2,22	20
	II	26,25	0,06668	0,00165	0,06338	2,64	21
	III	26,25	0,06668	0,00165	0,06338	2,11	21
	IV	26,25	0,05398	0,00147	0,05104	2,44	23
	V	26,25	0,04128	0,00124	0,0388	2,82	26
	VI	26,25	0,02858	0,00089	0,0268	2,95	27
	Tramo cte.	232.5	0,07938	0,00183	0,07572	2,22	20

Tabla 5: Especificaciones de cañerías seleccionadas por tramo para el circuito primario.

6.1.4.1.2 Tuberías Circuito secundario.

El recorrido del fluido a través de las cañerías del circuito secundario corresponde a la distancia desde el tanque de acumulación hacia el intercambiador de calor ida y vuelta. La longitud del circuito de cañerías es de 40 metros de ida y 40 metros de vuelta, en total 80 metros, el diámetro de las tuberías, para transportar el caudal de 36.000 [l/h] a una velocidad menor de 3 [m/s] debe ser mínimo de 0.065 [m], por lo que se seleccionará una cañería de cobre tipo M de diámetro externo de 0.07938 [m].

	Tramo superior	L [m]	D ext [m]	Esp [m]	D int [m]	v [m/s]	P máx. [kg/cm ²]
Circuito secundario	Ida	40	0,07938	0,00183	0,0757	1,480463	20
	Vuelta	40	0,07938	0,00183	0,0757	1,480463	20

Tabla 6: Especificaciones de cañerías seleccionadas por tramo para el circuito secundario.

6.1.4.1.3 Tuberías Circuito terciario.

Para el circuito terciario, encargado de transferir el calor al circuito de consumo, se contará con un tramo de cañerías que sale desde el tanque de almacenamiento y se dirige hacia el intercambiador de calor correspondiente de ida y vuelta, dado que el proyecto solar proporciona una fracción de la carga térmica total es necesario mantener el circuito de calentamiento actual para suministrar la porción de calor restante necesaria para el proceso. El circuito necesario debe contar con un tramo de cañerías de 400 metros.

	Tramo superior	L [m]	D ext [m]	Esp [m]	D int [m]	v [m/s]	P máx. [kg/cm ²]
Circuito Terciario	Ida	200	0,07938	0,00183	0,0757	1,480463	20
	Vuelta	200	0,07938	0,00183	0,0757	1,480463	20

Tabla 7: Especificaciones de cañerías seleccionadas por tramo para el circuito terciario.

6.1.4.2 Aislamiento térmico de cañerías.

Se utilizará para el proyecto aislamiento tubular flexible de espesor 19, 30, 40, 50 y 60 [mm] según corresponda (anexo de cálculo 9.6/anexo 30).

6.1.4.3 Bombas de circulación.

La selección de la bomba adecuada que realizará la impulsión del flujo por el circuito primario se realiza en base a la pérdida de carga total, detalladas en el anexo de cálculo 9.7, y al caudal máximo que debe impulsar.

6.1.4.3.1 Bomba de impulsión circuito primario.

La altura de elevación en metros para seleccionar la bomba es de 175 [m] y como se ha especificado anteriormente, el caudal a impulsar es de 36 [m^3/h]. La bomba seleccionada es del proveedor KSB, modelo Multitec 50 4.1 JL1040/CC480K-GS, cuyo caudal de operación óptimo es de 42 [m^3/h] y altura máxima de impulsión de 600 [m]. Las figuras a continuación muestran las curvas características de la bomba seleccionada.

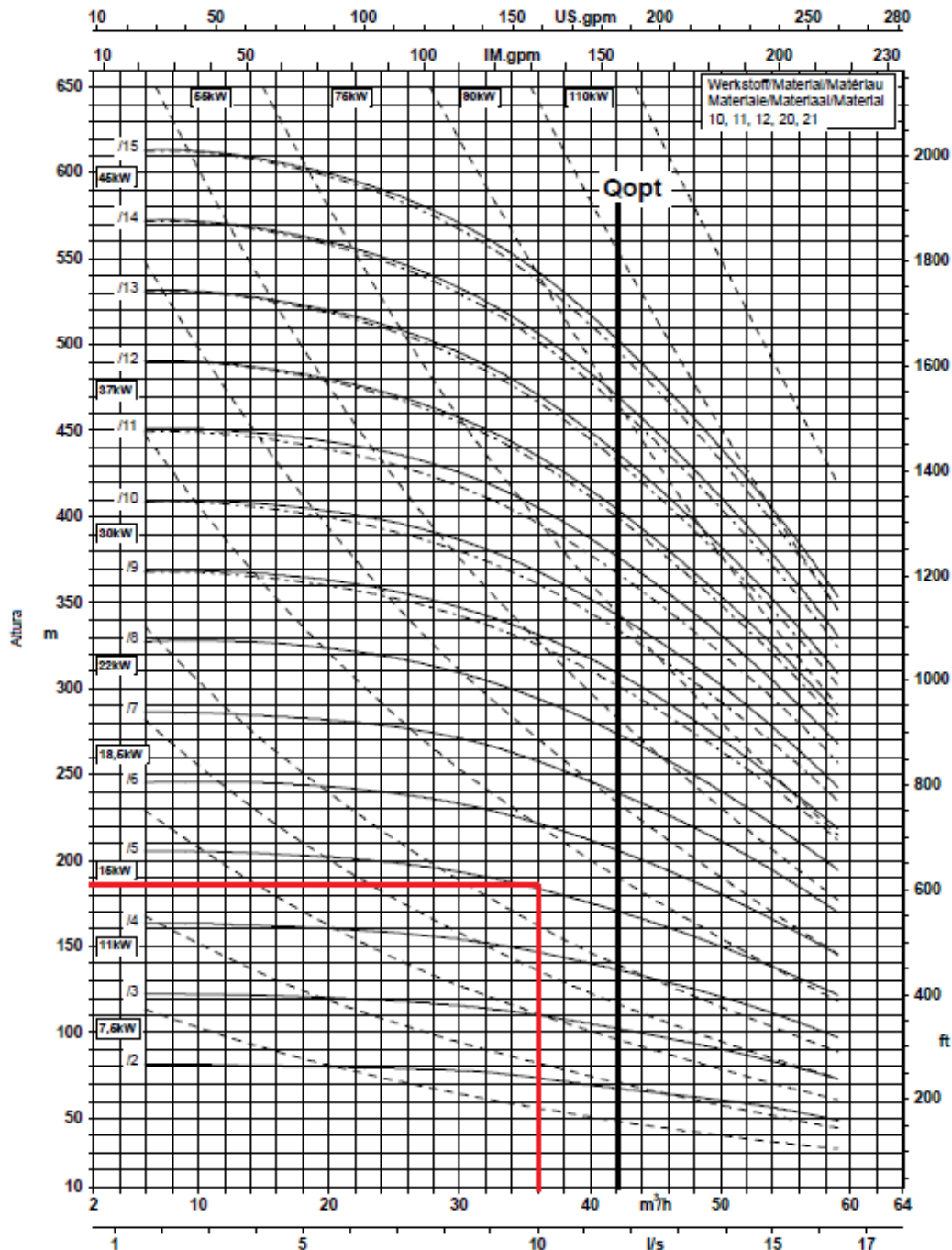


Imagen 12: Curva característica altura en función del caudal, bomba KSB modelo Multitec 50 4.1 JL1040/CC480K-GS seleccionada para la impulsión del circuito primario.

6.1.4.3.2 Bomba de impulsión circuito secundario.

Los parámetros de selección de la bomba necesaria para el circuito secundario son $36 [m^3/h]$ y una altura de impulsión de $9.15 [m]$. La bomba seleccionada es de la marca VOGT serie NE modelo 626B, la curva característica se presenta a continuación:

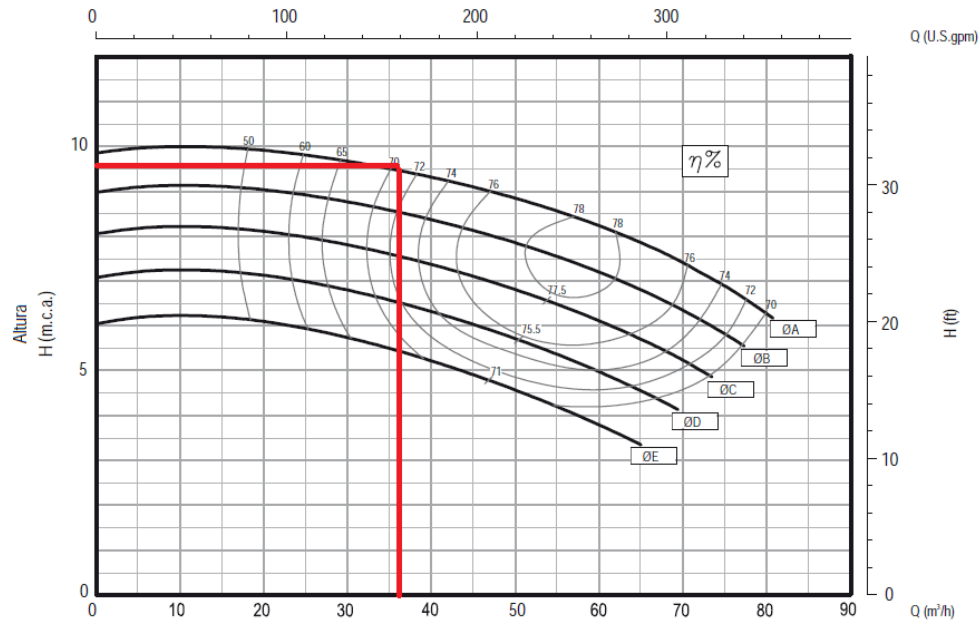


Imagen 13: Curva característica bomba seleccionada del circuito secundario.

6.1.4.3.3 Bomba de impulsión circuito terciario.

El flujo corresponde es de $36 [m^3/h]$ y la altura a superar es de $26,18 [m]$. La bomba adecuada para el circuito terciario es del fabricante MOTORES CZERWENY S.A., modelo CM65-160C, la curva característica se presenta a continuación:

PERFORMANCE HIDRÁULICA A 50 HZ

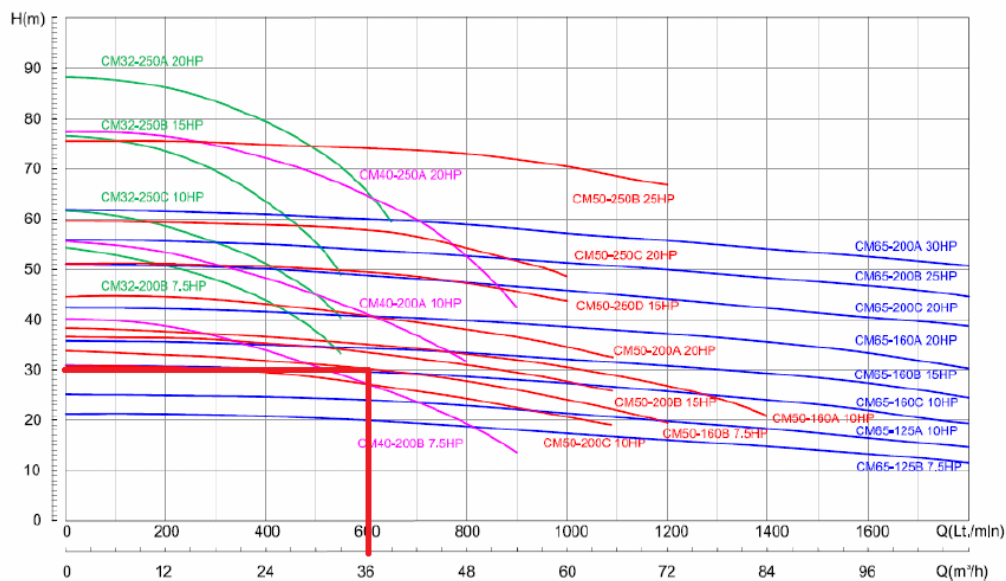


Imagen 14: Curva característica bomba seleccionada del circuito terciario

6.1.4.4 Vasos de expansión

Es necesario precisar de vasos de expansión que asuman el aumento de volumen del fluido cuando este se calienta, de forma tal de mantener la seguridad de cada circuito evitando sobrepresiones que puedan dañarlos, el modelo utilizado se detalla en el anexo de cálculo 9.8.

6.1.4.4.1 Vaso de expansión circuito primario

El vaso de expansión seleccionado para el circuito primario es de 1000 litros, modelo de 10 [bar] membrana recambiable para instalaciones cerradas de energía solar (anexo 24).

6.1.4.4.2 Vaso de expansión circuito secundario

Para mitigar el aumento volumétrico del circuito secundario se optará por aumentar la capacidad del tanque de acumulación, de forma que éste asuma la mayor parte de la expansión volumétrica del fluido en el circuito, por lo que el tanque de expansión tendrá una capacidad final de 420 [m^3] y se utilizará un vaso de expansión de 300 litros adicionalmente (anexo 25).

6.1.4.4.2 Vaso de expansión circuito terciario

El volumen del estanque de expansión necesario para el circuito terciario es de 0,076 [m^3], por lo que se utilizará un vaso de expansión de 80 litros (anexo 24).

6.1.4.5 Válvulas

Es necesario precisar de válvulas en la instalación de forma tal de asegurar facilidad en las labores de mantenimiento, seguridad en los circuitos, equilibrio hidráulico, entre otros, las válvulas consideradas se presentan a continuación:

- **Válvulas de corte:** Se debe considerar la instalación de válvulas de corte a la entrada y salida de cada uno de los grupos de captación solar, intercambiador de calor y equipo de bombeo de forma tal de facilitar y fraccionar las labores de mantenimiento en la instalación, evitando la descarga completa del circuito primario de ser necesario realizar mantención a algún grupo, equipo o componente en particular.
- **Válvulas de seguridad:** Con tal de evitar sobrepresiones en el circuito se debe contar con una válvula de seguridad en cada uno de los circuitos cerrados, además de cada uno de los grupos de colectores y tanques de acumulación.
- **Válvulas de retención:** Se deben instalar para evitar el retorno del flujo de alimentación de agua fría a los colectores y en los circuitos cerrados de forma tal de evitar la circulación natural en períodos donde las bombas se encuentren detenidas.

- **Válvulas de equilibrado:** A fin de mantener los circuitos regulados hidráulicamente se debe precisar de éstas válvulas en cada una de las secciones conectadas en paralelo para introducir pérdidas de carga adicionales de ser necesario.
- **Válvulas de vaciado:** Para realizar el vaciado parcial o total de la instalación.

6.1.4.6 Sistema eléctrico y de control

De forma tal de mantener y monitorear el correcto funcionamiento de los todos los circuitos es necesario contar con un sistema que regule la alimentación eléctrica a los equipos electromecánicos que los componen. La correcta instalación y uso de equipos de control y monitoreo permiten maximizar los niveles de energía solar aportada por el sistema y minimizar el consumo energético tanto en equipos como del sistema de apoyo, de forma tal de aumentar el rendimiento de la instalación y a la vez mantenerla dentro de los parámetros seguros de operación. Los parámetros a mantener controlados son:

- Temperatura en los circuitos, sistemas y en el ambiente.
- Caudal de los fluidos de trabajo en todos los circuitos del proyecto.
- Radiación solar global en la superficie de los colectores.
- Presión en los circuitos.
- Consumo de energía eléctrica.
- Estado de funcionamiento de las bombas.

6.1.4.7 Mantenimiento de la instalación

Para mantener el correcto funcionamiento de la instalación termosolar es necesario realizar labores de mantenimiento, las cuales apuntan a prolongar la vida útil de los equipos el mayor tiempo posible, por lo que se debe contar con un plan de mantenimiento preventivo para proyectar el funcionamiento de la instalación a lo largo del tiempo y correctivo en caso de falla de algún componente o sistema.

Dada la envergadura del proyecto las operaciones preventivas deben ser aplicadas como mínimo con un espaciamiento temporal de 6 meses, y estas deben aplicarse sobre cada componente de la instalación solar de forma tal de verificar que éstos no presenten deformaciones, roturas, corrosión, desgaste, suciedad excesiva, fugas, estanqueidad, humedad, entre otros. Las labores de mantenimiento preventivo corresponden a labores de inspección visual y de control de funcionamiento de los distintos componentes de la instalación. Las labores de inspección visual aplicadas a los colectores solares corresponden a la comprobación de que no existan diferencias sustanciales entre éstos y el modelo original, para lo cual es necesario verificar los siguientes puntos:

- Presencia de condensación y humedad en cristales.
- Agrietamiento y deformación en juntas.
- Corrosión y deformación en el serpentín.
- Deformación en la carcasa.
- Aparición de fugas entre las conexiones.
- Degradación, indicios de corrosión y estado de los tornillos en las estructuras soportantes.

Mientras el mantenimiento de control de funcionamiento de los componentes consiste en:

- Verificación del estado del fluido anticongelante.
- Llenado y purgado de los circuitos.
- Cebado de las bombas.
- Control de presión en los circuitos.
- Control de la presión interna de los vasos de expansión.
- Calibración del sistema de control.

Es preciso recalcar que el plan de mantenimiento preventivo debe ser realizado por personal técnico especializado y competente al tema y será necesario contar con documentos de protocolo de chequeo de fechas y actividades realizadas y por realizar en la instalación. Para el caso de las actividades de mantenimiento correctivo se debe contar con un manual de mantención detallado con el procedimiento a seguir en caso de ocurrencia de las fallas más recurrentes en una instalación solar térmica, las cuales están relacionadas con la presurización de circuitos, los sistemas de control y la circulación de los fluidos en los circuitos.

6.1.5 Análisis económico alternativa 1A.

Una vez determinada la magnitud de la instalación termosolar se procede a analizar el aspecto económico de la misma, para determinar en qué medida la inversión en el proyecto resulta conveniente para la minera. Para determinar si el proyecto es viable económicamente es necesario determinar si la inversión inicial del proyecto retornará dentro de un período de tiempo razonable para el inversionista, para esto es necesario tener en consideración el valor total de la inversión inicial, el ahorro monetario que el proyecto implica y las tasas de interés relativas al tipo de inversión. El indicador a utilizar para determinar la rentabilidad del proyecto es el VAN, el cual consiste en actualizar a valor presente los flujos de caja futuros aplicando a estos una tasa de descuento correspondiente al tipo de inversión. El cálculo del VAN se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (\text{ecuación 6.1})$$

Dónde F_t corresponde los flujos de caja, los cuales consideran el ahorro energético logrado por el funcionamiento del proyecto, el costo de mantenimiento anual de la instalación, el porcentaje de incremento anual en el precio del combustible, el valor de la inflación anual entre otros puntos para su cálculo, I_0 es la inversión inicial, n es el número de períodos de tiempo y k es la tasa de descuento del proyecto.

El criterio de decisión del VAN indica que:

- $VAN > 0$: El proyecto basado en las tasas y montos escogidos generará ganancias.
- $VAN = 0$: El proyecto basado en las tasas y montos escogidos no generará pérdidas ni beneficios.
- $VAN < 0$: El proyecto basado en las tasas y montos escogidos generará pérdidas.

La tabla 8 presenta los factores necesarios para el cálculo del VAN considerados en el flujo de caja del proyecto. La tabla 9 muestra el valor correspondiente de la inversión inicial del proyecto a partir de cada uno de los componentes necesarios para la construcción de éste. Los valores de ahorro en diésel y consumo de potencia han sido obtenidos considerando que la empresa tiene contratos a partir de los cuales compra el gasóleo a 356 [\$/lt] y la energía eléctrica a 65 [\$/kW] (anexo 32 – 33). Por otra parte es importante mencionar que para el valor del precio del combustible se considerará un valor promedio correspondiente a un incremento de 12% anual en base a estadísticas de años anteriores.

Incremento precio combustible	12%
Interés	5%
Inflación f	3%
tasa de dcto	10%
Mantenimiento instalación [\$]	7.106.583,06
Obras civiles instalación [\$]	75.070.800,00
Ahorro diesel [\$/año]	65.348.820,63
Consumo potencia bombas [\$/año]	14.207.844,00

Tabla 8: Índices y valores relevantes considerados en el flujo de caja del caso 1A.

		Precio unitario [€/u]	Precio unitario [\$/u]	Cantidad	Total [\$]
Captación	Colector 60 m2	13.258,00	9.505.986,00	90,0	855.538.740,00
	Estructuras unidad	301,00	215.817,00	540,0	116.541.180,00
	Fluido 210 litros	589,00	422.313,00	33,0	13.936.329,00
Acumulación	Estanque térmico 1 m3	1.155,00	828.135,00	405,0	335.394.675,00
Intercambio	Intercambiador alfa laval M6-MF (30 placas)	3.249,00	2.329.533,00	3,00	6.988.599,00
Distribución	Circuito primario bomba monoblock CM32-250A 20HP	2.984,97	2.140.223,49	1,0	2.140.223,49
	Circuito secundario bomba monoblock CM65-125A 10HP	1.564,58	1.121.803,86	1,0	1.121.803,86
	Circuito terciario bomba monoblock CM65-160A 20 HP	2.907,77	2.084.871,09	1,0	2.084.871,09
	Tubería cobre L 3/4"		3.794,00	52,5	199.185,00
	Tubería cobre L 1 1/4"		11.882,00	52,5	623.805,00
	Tubería cobre L 1 1/2"		12.575,00	105,0	1.320.375,00
	Tubería cobre L 2"		17.332,00	171,0	2.963.772,00
	Tubería cobre L 3" (grainger 10 ft x 3" inside)		47.836,45	240,0	11.480.748,03
	Tubería cobre M 1"(grainger 10 ft)		2.131,64	26,3	55.955,55
	Tubería cobre M 1 1/2" (grainger 10 ft)		13.759,09	26,3	361.176,06
	Tubería cobre M 2" (grainger 10 ft)		21.882,05	26,3	574.403,91
	Tubería cobre M 2 1/2" (grainger 10 ft)		31.275,59	52,5	1.641.968,50
	Tubería cobre M 3" (grainger 10 ft)		41.375,00	487,8	20.180.656,25
	Fittings				300.000,00

	Vaso expansión 1000 l (c primario)	3.613,00	2.590.521,00	1,0	2.590.521,00
	Vaso expansión 300 l (secundario)	1.100,00	788.700,00	1,00	788.700,00
	Vaso expansion 80 l (terciario)	135,71	97.304,07	1,0	97.304,07
	Válvula de retención SEI 3/4"	6,48	4.646,16	24,0	111.507,84
	Válvula de retención SEI 3"	76,41	54.785,97	3,0	164.357,91
	Válvulas de seguridad 3/4" chile solar		18.000,00	12,0	216.000,00
	Válvulas de corte SEI 3/4"	6,51	4.667,67	12,0	56.012,04
	Válvulas de equilibrado y dispositivo de vaciado 3/4"	113,27	81.214,59	12,0	974.575,08
	Aislamiento tubular flexible clase m1 19 mm	3,50	2.509,50	52,5	131.748,75
	Aislamiento tubular flexible clase m1 30 mm	8,20	5.879,40	78,8	463.002,75
	Aislamiento tubular flexible clase m1 40 mm	14,98	10.740,66	157,5	1.691.653,95
	Aislamiento tubular flexible clase m1 50 mm	33,93	24.327,81	223,5	5.437.265,54
	Aislamiento tubular flexible clase m1 60 mm	64,06	45.931,02	727,8	33.426.299,81
	Válvula multiuso ecosol 3/4"	39,00	27.963,00	12,0	335.556,00
Control	Termostato diferencial mundocontrol	123,00	88.191,00	10,0	881.910,00
	Presostato	6,50	4.660,50	10,0	46.605,00
TOTAL					1.421.316.611,48

Tabla 9: Inversión inicial en activos fijos para la planta termosolar para la faena minera.

En Chile, a partir del año 2008 y con la finalidad de impulsar las inversiones en ERNC se implementó la ley 20.257 o ley de energías renovables no convencionales, la cual considera como fuentes ERNC a las energías geotérmicas, solar, eólica, de biomasa, biogás y mareomotriz con una potencia máxima de 20 [MW]. Esta ley, entre otros puntos destinados a generadores y distribuidores de energía, fomenta la inversión en ERNC apoyando con financiamientos destinados a la fase de evaluación y pre-inversión, estudios en fases más avanzadas del proyecto, apoyo en la búsqueda de inversionistas y líneas de crédito para la inversión, en éste último punto existen tres créditos destinados a financiar a empresas que desarrollen proyectos ERNC, los cuales consisten en créditos a largo plazo financiados a través de entidades bancarias con condiciones de plazos y períodos de gracias adecuados según las características del proyecto. Los créditos a optar son:

- Crédito CORFO ERNC: Con un plazo máximo de hasta 12 años y otorga un máximo de USD15.000.000 para el financiamiento del proyecto y un 30% del capital de trabajo con una tasa de interés fija y 36 meses de gracia, destinado a empresas con un nivel de ventas de USD40.000.000 al año, las cuales deberán financiar el 15% de la inversión total.
- Crédito CORFO EE: Con un plazo máximo de 12 años y otorga un monto máximo de USD1.000.000 para el financiamiento del proyecto y un 30% de capital de trabajo con tasa de interés fija y 30 meses de gracia, destinado a empresas con un nivel de ventas de USD1.000.000 al año.
- Crédito CORFO MA: Con un plazo máximo de 12 años otorga un monto máximo de USD5.000.000 para el financiamiento del proyecto y un 40% del capital de trabajo con tasa de interés fija y 30 meses de gracia, destinado a empresas con un nivel de ventas de USD30.000.000 al año, las cuales deberán financiar el 15% de la inversión total.

Se han realizado los flujos de caja correspondientes según las tasas mencionadas anteriormente, en primera instancia se ha realizado un flujo sin financiamiento, y posteriormente con financiamientos de 25%, 50%, 75% y 100% del total, el cual será otorgado por una entidad bancaria a través de los créditos de financiamiento de CORFO. La tabla a continuación muestra los indicadores de interés del proyecto obtenidos a partir de los flujos de caja correspondientes evaluados a un período de 20 años:

Financiamiento	VAN	TIR	PAYBACK
Sin financiamiento	-761.731,71	6,17%	14,152
25%	-608.184,85	6,53%	14,436
50%	-454.637,99	6,99%	14,720
75%	-301.091,14	7,60%	15,003
100%	-147.544,28	8,51%	15,255

Tabla 10: Indicadores económicos del proyecto termosolar bajo distintos tipos de financiamiento.

De la tabla 10 y el criterio de decisión del VAN se concluye que el proyecto no es rentable, por lo que económicamente no se recomienda la inversión en éste. Por otra parte el retorno de la inversión se alcanza a los 14,152 años de funcionamiento de la planta como mínimo (anexo de cálculo 9.9), por lo que no es compatible con la proyección de la vida útil de la faena, ya que dejaría un periodo muy pequeño para aprovechar los beneficios otorgados por la instalación.

6.2 Alternativa 1B.

Se requiere elevar la temperatura del fluido térmico a una temperatura aproximada de 90 [°C], de forma tal que la instalación sea capaz de suministrar el total de la energía térmica necesaria para el lavado de cátodos y una fracción de la carga necesaria para la electroobtención, por lo que, al igual que en el caso anterior, se debe mantener la caldera en funcionamiento para apoyar a este último proceso.

El dimensionamiento del sistema de captación se hará en base a las mismas consideraciones del caso 1A, utilizando módulo colectores con un área de apertura de 10,02 [m²], los cuales se conectarán en serie de forma tal de formar baterías de 5 o 6 equipos para facilitar el espaciamiento entre éstos. Por lo que el área máxima de captación permitida a partir de la restricción espacial de 1 hectárea para el emplazamiento del campo solar en la faena minera es de 5400 [m²], a raíz de esto, para lograr el aumento de temperatura requerido se trabajará con caudales dentro del rango 35-40 [l/h * m²], logrando así temperaturas a la salida de los grupos de captación de 96,01 [°C] y 87,76 [°C] respectivamente. La estructura de los grupos de captación se mantiene equivalente a la del caso 1A. La imagen a continuación presenta un esquema de la instalación proyectada en el caso 1B.

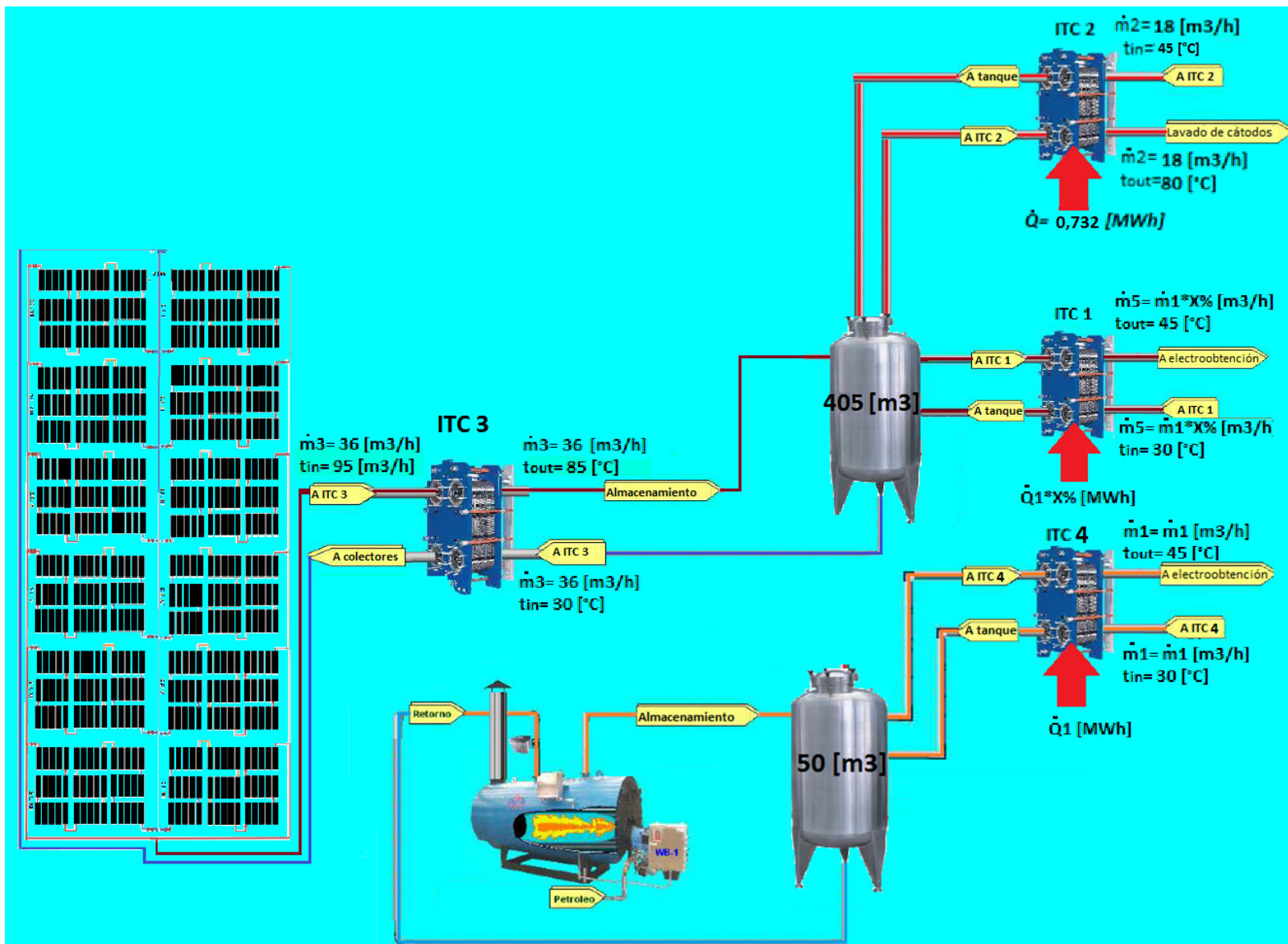


Imagen 15: Esquema de calentamiento propuesto en el caso 1B.

Se requiere de un área de captación de $9.000 \text{ [m}^2\text{]}$ para conseguir una temperatura de $94,18 \text{ [}^\circ\text{C]}$ a la salida de un grupo de captación manteniendo el mismo rango de caudal utilizado en el caso 1A. El grupo está compuesto por 15 baterías en serie de 5 colectores cada una y forman un circuito de 12 grupos en paralelo a través de los cuales se repartiría un caudal de $0,01 \text{ [m}^3\text{/s]}$. La superficie necesaria para el emplazamiento de un grupo de captación es de $1.400 \text{ [m}^2\text{]}$, por lo que es necesario un área total de $16.800 \text{ [m}^2\text{]}$ para proyectar el conjunto de colectores. La imagen a continuación presenta el esquema de un grupo de captación y sus respectivas medidas.

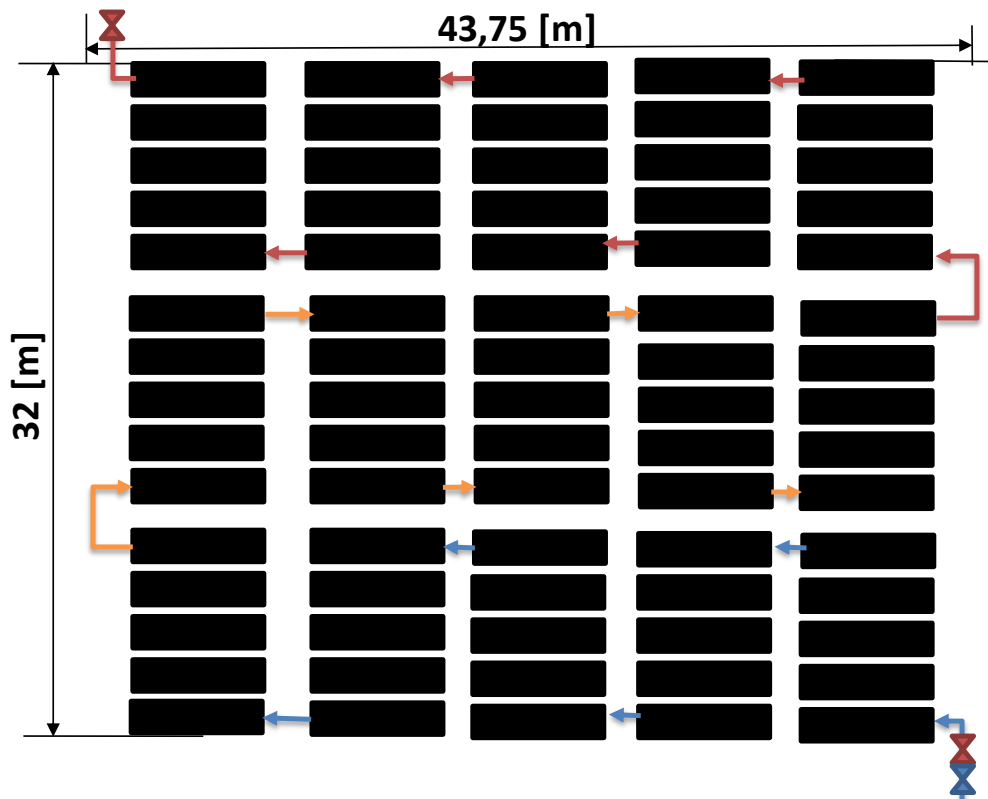


Imagen 16: Esquema de un grupo de captación solar compuesto por 15 baterías conectadas en serie.

Dadas las restricciones espaciales del proyecto el caso 1B resulta poco viable debido a que el aumento de temperatura del fluido por sobre $80 \text{ [}^\circ\text{C]}$ precisa de un mayor número de colectores que en el caso 1A, por lo que disminuir los niveles de caudal a través de los circuitos es la alternativa más viable para lograr el aumento de temperatura necesario, sin embargo el aporte térmico al proceso considerando esta opción es bajo debido a que el proceso de EW trabaja con un caudal de $0,025 \text{ [m}^3\text{/s]}$ y el de lavado de cátodos con $0,005 \text{ [m}^3\text{/s]}$, mientras que el sistema termosolar logra calentar un máximo de $0,0067 \text{ [m}^3\text{/s]}$. Finalmente se decide no continuar con el análisis económico debido a que técnicamente resulta más conveniente la alternativa 1 detallada anteriormente.

6.3 Alternativa 1C.

Se requiere elevar la temperatura del fluido en el circuito primario hasta aproximadamente $48\text{ }^{\circ}\text{C}$, de forma tal de mantener la piscina de electroobtención entre 45 y $43\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dadas las condiciones del recurso solar en la zona se precisará de grupos de captación compuestos por 4 baterías conectadas en serie de 6 módulos cada una, también dispuestos en serie, con lo que es posible lograr un aumento de temperatura de $17,11\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que elevará la temperatura de la mezcla de propilenglicol a $47,11\text{ }^{\circ}\text{C}$.

La zona disponible en la faena minera permite disponer de dos macro-grupos paralelos, por los cuales atraviesa un caudal de $0,01\text{ }[m^3/s]$. Cada macro-grupo se compone de 10 grupos paralelos, compuestos por 4 baterías de 6 colectores conectados en serie, totalizando un área total de captación termosolar es de $2400\text{ }[m^2]$ cada uno. En total el circuito de captación estará formado por un total de 480 colectores y un caudal total que circulará a través de éste de $0,02\text{ }[m^3/s]$. La fracción restante de energía térmica necesaria será aportada por las calderas y el circuito de calentamiento existente en la faena minera, el cual seguirá funcionando normalmente durante las horas en las que no se cuente con el recurso solar. Las imágenes a continuación muestran un grupo de captación termosolar y un esquema de la instalación proyectada respectivamente.

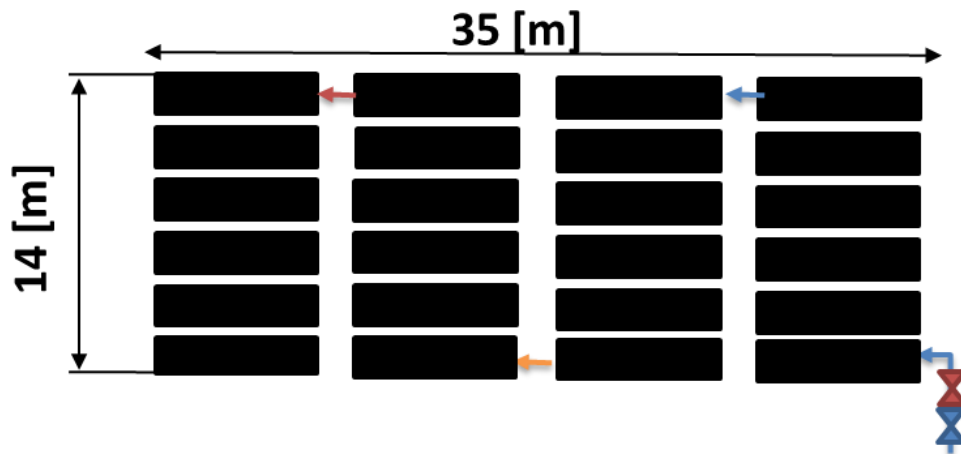


Imagen 15 B: Esquema de un grupo de captación solar compuesto por 4 baterías conectadas en serie.

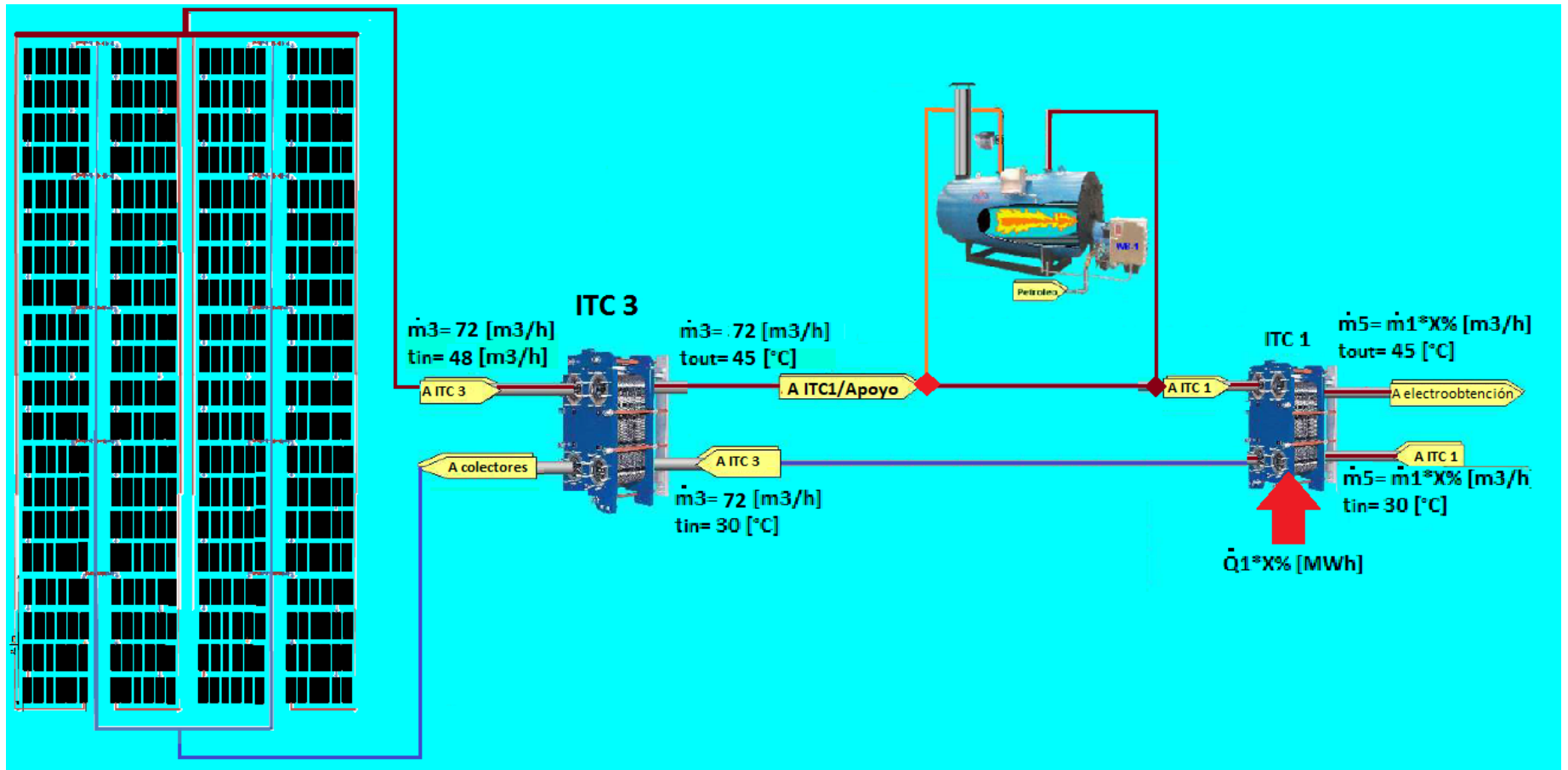


Imagen 15 C: Esquema de calentamiento propuesto en el caso 1.C.

6.3.1 Análisis económico alternativa 1C.

La tabla a continuación presentan las tasas consideradas en la alternativa 1C, además de los costos de inversión, operación y mantenimiento para la instalación proyectada.

Incremento precio combustible	12%
Interés	3%
Inflación f	3%
tasa de dcto	10%
Mantenimiento instalación [\$ /año]	4.842.895,82
Obras civiles instalación [\$]	66.729.600,00
Ahorro diesel [\$ /año]	60.969.540,79
Consumo potencia bombas [\$ /año]	11.366.275,20

Tabla 10 B: Índices y valores relevantes considerados en el flujo de caja del caso 1C.

Bajo los valores e índices anteriores, los indicadores económicos respectivos para el proyecto, bajo distintos niveles de financiamiento son presentados en la tabla a continuación:

Financiamiento		VAN	TIR	PAYBACK
Sin financiamiento	-	115.395,64	9,24%	11,77
25%	-	9.160,85	9,93%	12,05
50%		97.073,95	10,85%	12,32
75%		203.308,74	12,16%	12,58
100%		309.543,53	14,32%	12,84

Tabla 10 C: Indicadores económicos del proyecto termosolar bajo distintos tipos de financiamiento.

De la tabla 10 C, es posible determinar que el proyecto es rentable a partir de un financiamiento del 50% en adelante, sin embargo el periodo de retorno de la inversión sigue siendo relativamente elevado.

6.4 Alternativa 2

6.4.1 Antecedentes bomba de calor

La bomba de calor es un dispositivo, que en esencia, transfiere calor desde un medio de baja temperatura a un medio de alta temperatura a través de un circuito cerrado que opera bajo un ciclo de compresión de vapor compuesto, en su forma más básica, por un evaporador, un compresor, una válvula de expansión y un condensador, por los cuales atraviesa un fluido refrigerante encargado de transportar la energía desde un punto a otro.

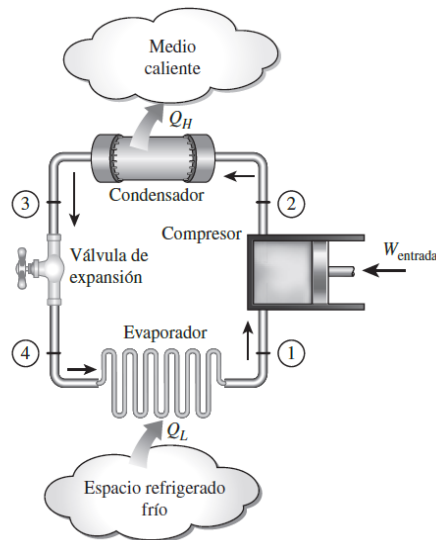


Imagen 17: Esquema simplificado de un ciclo por compresión de vapor. Fuente: Termodinámica – Yunus A. Cengel.

La figura anterior muestra un esquema simple del ciclo en el que opera la bomba de calor con los componentes antes mencionados. El ciclo termodinámico por el que atraviesa el fluido refrigerante comienza con la absorción de calor en el evaporador desde una fuente térmica de baja temperatura, usualmente aire a temperatura ambiente, tras el paso por el evaporador usualmente se agrega una etapa de recalentamiento para asegurar el estado gaseoso del fluido refrigerante a la entrada del compresor, donde el fluido será comprimido de forma tal de aumentar su presión y temperatura hasta un punto que sea útil para lograr un aporte de energía al proceso que se requiera. Una vez comprimido el refrigerante ingresa como vapor sobrecalentado al condensador, que es en esencia un intercambiador de calor, donde la energía térmica se transfiere desde el fluido hacia el medio de alta temperatura, removiendo el calor adquirido por el refrigerante en sus etapas anteriores. A la salida del condensador, el fluido refrigerante ya con cierta calidad, siendo una mezcla de líquido y vapor, se hace pasar a través de una válvula de expansión encargada de transformar esta mezcla en líquido que llegará a la presión del evaporador para cerrar el ciclo termodinámico por compresión de vapor.

Es importante aclarar que el ciclo real de refrigeración por compresión de vapor difiere del ideal debido a las pérdidas ocurridas en el circuito por transferencia de calor con los alrededores y otros factores. Para el caso del evaporador, el refrigerante sale con cierto nivel de mezcla líquido-vapor, además del intercambio térmico con los alrededores que figuran como ganancias no deseadas en el trayecto que une el evaporador con el compresor, por lo que para paliar estos efectos no deseados el fluido de trabajo se hace pasar por un recalentamiento de forma tal de asegurar la evaporación completa del refrigerante a la entrada del compresor. Finalmente, para el caso del condensador, debe ser considerado que el refrigerante no sale como un líquido completamente saturado y también deben ser tomadas en cuenta las pérdidas de presión en los ductos que lo unen con la válvula estranguladora, por lo que se debe considerar una etapa de sub-enfriamiento del fluido para combatir estos efectos.

Los beneficios de la bomba de calor tienen que ver con la capacidad que tienen estos sistemas de obtener calor a partir de fuentes térmicas de baja calidad, usualmente calor de desecho o aire a temperatura ambiente, y convertirlo mediante el ciclo por compresión de vapor en calor de alta calidad con temperaturas utilizables en procesos productivos en la industria, en consecuencia, el beneficio cuantificado en ahorro por consumo energético de estos sistemas, es inversamente proporcional al aumento de temperatura al que es sometido el refrigerante en el compresor, equipo asociado al consumo energético del proceso, por lo que para aumentos elevados de temperatura el compresor se verá sometido a mayores esfuerzos consumiendo más energía, por lo que es importante determinar en primera instancia si el proceso térmico a evaluar justifica la instalación de un sistema de bomba de calor como factor de ahorro energético en el proceso productivo.

6.4.1.1 Estado de la tecnología

Al día de hoy, los sistemas de bomba de calor se encuentran en una fase comercial madura y son distribuidos en varios países de Europa para aplicaciones tanto residenciales como industriales. El mercado de las bombas de calor ha tenido un crecimiento exponencial según la Asociación Europea de la Bomba de Calor (EHPA), con un total de 6.741.251 equipos⁹ vendidos en los 21 países miembros de la UE en entre los años 1993 y 2013, y se prevé que su utilización se mantendrá en aumento, por lo que se ha convertido en una tecnología atractiva de desarrollo en la industria, sin embargo, estos números no son aplicables en Sudamérica ni en Chile, donde esta tecnología no ha tenido un gran impacto en el sector industrial debido al marcado dominio de los sistemas de calentamiento convencionales en los procesos productivos y la falta de difusión de una tecnología que resulta poco familiar en el escenario actual.

⁹ Fuente: European Heat Pump Market and Statistic Report 2014 - Asociación Europea de la Bomba de calor.

El mercado de las BC abarca una amplia gama de equipos, que cubren desde los 0.7 [kW] hasta los 1.250 [kW] de potencia calorífica suministrada, siendo las ubicadas en el rango 0-100 [kW] las más comercializadas, debido a su aplicación para climatización de espacios residenciales, temperado de piscinas y producción de agua caliente sanitaria a baja escala. Mientras que el rango de potencia calorífica entre 100-1250 [kW] presenta una menor difusión debido a que su aplicación es principalmente en la industria para climatización de grandes edificaciones (hoteles, teatros, oficinas, etc.) y suministro de energía térmica en procesos productivos tales como los mostrados en la tabla siguiente:

Industria	Área	Proceso
Refinería del petróleo	Destilación del petróleo y productos petroquímicos	Separación de propano
	Farmacéutica	calentamiento de agua de procesos
	Producción de sales inorgánicas	Concentración de soluciones salinas
Maderera	Fabricación de pulpa	Concentración de licor negro
		Recuperación de vapor flash
Alimenticia	Producción de alcohol	Concentración de líquidos de desecho
	Producción general de productos alimenticios	Calentamiento de proceso y purificación de agua
Otros	Energía Nuclear	Concentración de desechos radiactivos
	Industria galvanoplástica	Calentamiento de soluciones
		Concentración de flujos
	Textil	calentamiento de agua de procesos

Tabla 11: Aplicaciones en la industria de las bombas de calor.

Debido a la baja incidencia de la tecnología en Chile, el mercado nacional de los sistemas de bombas de calor se compone, en su mayoría, de distribuidores de estos equipos para aplicaciones de baja potencia, tales como climatización residencial, agua caliente sanitaria y temperado de piscinas, razón por la cual, para aplicaciones industriales, cuya demanda energética supera los 100 [kW], la disponibilidad de equipos es muy baja o nula, por lo que para las necesidades del proceso productivo de la minera, cuyo requerimiento térmico es de 1.567 [MWh], será necesario recurrir a proveedores internacionales de forma tal de obtener los equipos adecuados.

6.4.2 Sistema de calentamiento propuesto.

Se utilizarán los mismos criterios de análisis utilizado en los apartados anteriores. Para la realización del proyecto se debe tener presente que los equipos deben entregar el total o parte de la energía térmica necesaria para el calentamiento de la nave de electroobtención de cobre, lo que corresponde 1.567 [MW] de potencia térmica horaria. Dada la magnitud del proyecto se han cotizado equipos con una potencia térmica elevada de forma tal de contar con un número relativamente pequeño de éstos para el calentamiento de la solución. La instalación será diseñada para suministrar el total de la energía térmica necesaria en el proceso de EW, reemplazando el total del aporte de la cardera en este, sin embargo será necesaria para suministrar la energía térmica del lavado de cátodos correspondiente a 0,627 [MWh]. La imagen 18 presenta el esquema del proyecto correspondiente al caso 2.

La bomba de calor seleccionada es del proveedor de bombas de calor para aplicaciones industriales y comerciales Climaveneta, modelo FOCS-NR 3222, el cual aporta una potencia de 826 [kW] al fluido con un consumo de potencia de 240 [kW], trabajando con una temperatura de aire exterior desde -10 [°C] hasta 46 [°C] y un caudal máximo de 142 [m³/h], trabajando con una temperatura de suministro de agua máximo de 55 [°C] a los equipos, ya que para valores superiores las exigencias del fluido de trabajo provocan un mayor desgaste de éstos. La configuración proyectada para realizar el calentamiento total de la solución electrolítica costa de 2 equipos de calentamiento, los cuales estarán dispuestos en serie, por las cuales atravesará un caudal de 90 [m³/h] cuya temperatura será elevada de 30 [°C] a 48 [°C].



Imagen 18: Esquema de calentamiento propuesto en el caso 2.

6.4.2.1 Sistema de distribución, intercambio y almacenamiento.

La instalación de los equipos de bomba de calor debe ser cercana a la piscina a calentar, por lo que se instalarán cercanas a la sala de calderas actual de la faena, la disposición de los equipos debe contemplar un espaciamiento de 1 metro frontal, posterior y lateralmente entre equipos, por lo que se proyectará un área mínima de 50 $[m^2]$ para la instalación de éstos.

El circuito primario contempla los equipos de calentamiento, un intercambiador de calor, un vaso de expansión y una bomba de impulsión encargada de hacer circular el flujo total de 90 $[m^3/h]$ a través del circuito completo que se conforma por 20 metros de cañerías de cobre de 4 pulgadas de diámetro interno, de forma tal de mantener una velocidad máxima de flujo de 3 $[m/s]$ a través de éstas.

El intercambiador de calor para el circuito de calentamiento es del proveedor Alfa Laval, modelo M10M de 36 placas con un caudal máximo de 180 $[m^3/h]$ (anexo 23), el número de placas necesarias ha sido calculado a partir del método de la diferencia media logarítmica de temperatura (anexo de cálculo 9.5). Las pérdidas de carga del circuito de calentamiento tienen un valor de 197 $[kPa]$, lo que corresponde a una altura total de impulsión de 20,3 $[m]$, por lo se selecciona la bomba centrífuga monoblock CM65-160C, con una potencia de 10 $[HP]$ y una altura de impulsión máxima de 22 metros para un caudal de 90 $[m^3/h]$.

PERFORMANCE HIDRÁULICA A 50 HZ

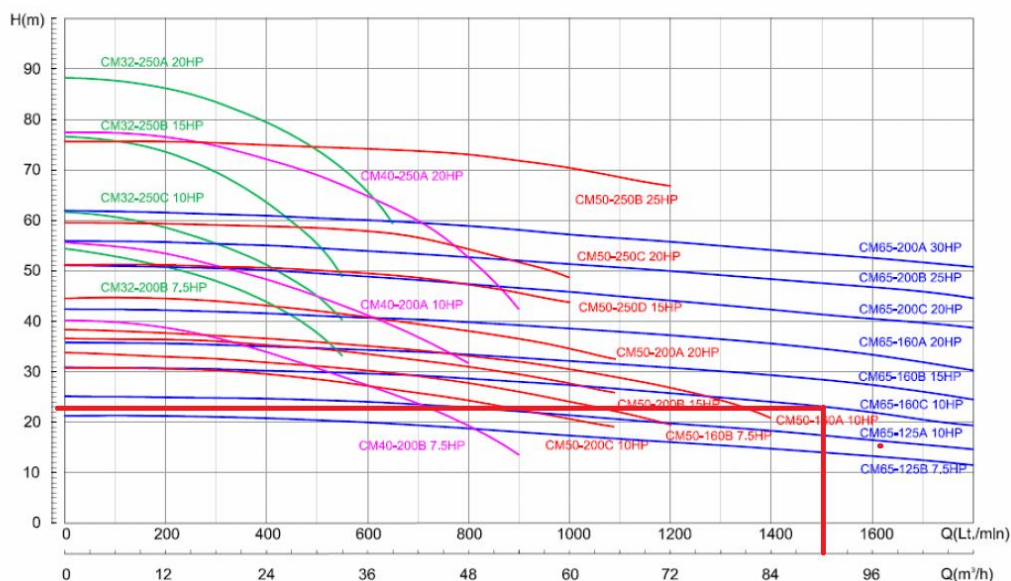


Imagen 20: Curva característica bomba de impulsión monoblock CM65-160C

Para el sistema de almacenamiento térmico se utilizarán los tanques existentes en la faena manteniendo el agua caliente utilizada en el proceso de lavado de cátodos.

6.4.2.2 Vasos de expansión.

Se utilizará el mismo criterio utilizado en apartados anteriores. La tabla a continuación presenta el volumen de agua contenido en cada uno de los componentes y el total del sistema:

Componente	Volumen [m ³]
BC total	0,5
Tuberías	0,5
Intercambiador	0,011
Total circuito	1,036

Tabla 12: Volumen de agua contenido en el circuito.

Dado que el fluido se mantendrá dentro de los rangos de temperatura de 30-60 [°C] los volúmenes específicos mínimo y máximo son respectivamente 0,001004 y 0,001012 [m³/kg], por lo que el circuito cuenta con una masa de agua contenida de 1031,85 [kg] para lo cual será necesario contar con un vaso de expansión con un volumen mínimo de 13 litros. El vaso de expansión seleccionado es del proveedor THERMOWAVE, modelo TWB con una capacidad de 18 litros (anexo 24).

6.4.2.3 Mantenimiento.

Los equipos del sistema requieren de un mantenimiento regular tanto preventivo como correctivo, para el caso de las bombas de calor debe asegurarse el correcto funcionamiento de éstas con medidas de prevención de fallas como limpieza de filtros y de la unidad exterior y revisión de los circuitos hidráulicos. Para evitar fallas críticas del equipo de bombeo, y de forma tal de evitar detenciones en la faena producto de una falla de éste componente crítico, se cotizará la adquisición de dos bombas conectadas en paralelo para cubrir cualquier falla.

6.4.3 Análisis económico Bomba de calor.

Para el análisis económico se utilizará el criterio del VAN, utilizado en apartados anteriores, los índices considerados en el flujo de caja y la inversión inicial contemplada para el sistema de calentamiento mediante bombas de calor se presentan a continuación:

Incremento precio combustible	12%
Inflación f	3%
tasa de dcto	10%
Mantenimiento instalación [\$ /año]	1.698.283,72
Obras civiles instalación [\$]	16.174.130,62
Ahorro diesel [\$ /año]	129.033.986,38
Consumo potencia bombas [\$ /año]	69.257.130,13

Tabla 13: Índices y valores relevantes considerados en el flujo de caja del caso 2.

Equipo	Modelo	Precio unitario [€/u]	Precio unitario [\$/u]	Cantidad	Total [\$]
Bomba de calor	CLIMAVENETA FOCS-NR 3222	213.395,43	153.004.523,73	2,00	306.009.047,45
Intercambiador	Alfa laval modelo M10 36 placas	5.343,00	3.830.931,00	2,00	7.661.862,00
Bomba circulación	monoblock CM65-160C 10HP	1.564,58	1.121.803,86	2,00	2.243.607,72
Cañerías	Tubería de cobre M 4" (grainger 10 ft)	174,70	125.263,29	60,00	7.515.797,24
Tanque de expansión	THERMOWAVE 18 litros modelo TWB	72,94	52.297,98	1,00	52.297,98
TOTAL					323.482.612,40

Tabla 14: Costo de equipos para sistema de calentamiento mediante bomba de calor.

El VAN correspondiente a las tasas y montos para el calentamiento mediante sistemas de bombas de calor antes descritos se presenta en la tabla a continuación, la evaluación se ha realizado para un período de 10 años:

Indicador	
VAN	627.634,91
TIR	25,89%
PAYBACK	4,43

Tabla 15: VAN del proyecto de bombas de calor.

Utilizando el criterio antes descrito se observa que el proyecto es rentable, la inversión se recuperará en un período de 5 años, conveniente para la faena minera, cabe destacar que este tipo de proyecto no tiene financiamiento por parte de CORFO dado que no califica dentro de los requisitos, sin embargo se puede estudiar alguna clase de financiamiento a largo plazo otorgado por una entidad bancaria. El análisis realizado sin financiamiento basta para determinar la rentabilidad del proyecto por sí mismo, por lo que no se entrará en más detalles al respecto.

7. Conclusiones

La empresa minera solicitó una propuesta destinada a apoyar con energías renovables su línea productiva, en base a esto y a la existencia de dos antecedentes de proyectos de aplicación de energía solar en procesos mineros en Chile, el estudio se centró en determinar la factibilidad de tres propuestas de apoyo energético enfocadas en el proceso de electroobtención de cobre y lavado de cátodos. En primer lugar, a partir de la utilización del método de dimensionamiento de sistemas solares térmicos $f - Chart$ y el análisis horario de los parámetros inherentes al proyecto, se determinó que existen condiciones favorables en la zona para suministrar parte de la energía térmica que utiliza la empresa en su línea productiva a partir de un área de captación solar de 5.400 $[m^2]$.

La instalación solar dimensionada más viable técnicamente suministra energía térmica exclusivamente al proceso de electroobtención del cobre, para ello se precisa de 540 paneles de placa plana con un área de captación efectiva de 10,02 $[m^2]$ cada uno, los que agrupados ocuparán una superficie efectiva de 10.800 $[m^2]$. El caudal total de mezcla anticongelante que circulará a través del circuito primario es de 36.000 $[l/h]$ y el aumento de temperatura tras su recorrido por el circuito es de 48,13 $[°C]$. El tanque de almacenamiento trabajará con una temperatura que fluctúa entre los 53 y 78 $[°C]$ y suministrará un porcentaje de la energía térmica total necesaria en el proceso de EW durante las horas en las que no se cuente con radiación solar en los paneles generando un ahorro de combustible diésel anual de 88.879,37USD¹⁰.

Paralelamente se ha evaluado la factibilidad de apoyo energético mediante equipos de bomba de calor. La instalación proyectada cuenta con 2 unidades de calentamiento, las cuales entregan una potencia térmica de 826 $[kW]$ cada una, con lo que se pretende satisfacer la demanda completa de energía térmica necesaria para el calentamiento del proceso de electroobtención, manteniendo la piscina del electrolito a una temperatura constante de 45 $[°C]$. El circuito de calentamiento consta de 2 bombas de calor conectadas en serie, por los cuales atraviesa un caudal de agua de 90 $[m^3/h]$ que es elevado de 30 a 48 $[°C]$. Dado que los equipos suministrarán el total del consumo de combustible necesario para el calentamiento de la piscina de EW, el ahorro de combustible diésel anual es de 194.915,39USD.

¹⁰ Los montos mencionados corresponden a los valores para el primer año de puesta en marcha de la instalación, para años posteriores se considera el reajuste producto de las tasas mencionadas en el apartado referente al análisis económico.

	Actual	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Aporte térmico	100% diésel	58-20% EW-Solar	%EW-100%LC Solar	100% EW Bomba calor
Inversión inicial [USD]	No evaluado	2.147.003,94	No evaluado	488.644,43
Costo instalación [USD]		113.400		24.432,22
Costo mantenimiento [USD/año]		10.735,02		2.443,22
Ahorro diésel anual [USD/año]		88.879,37		194.915,39
VAN proyecto sin financiamiento		-939.740,93		627.634,91
Retorno inversión [Años]		15,066		4,43
Costo energía [\$/kW]	35,7	5,12		19,14

Tabla 16: tabla comparativa entre las propuestas presentadas.

A partir de la comparación de las propuestas anteriores en la tabla 16, se determina que para la faena minera, cuya proyección de operaciones es a 20 años en promedio, la inversión en un sistema de calentamiento termosolar no resulta conveniente bajo los parámetros propuestos en la evaluación, dado el largo periodo necesario para el retorno de la inversión, por lo que, como alternativa más viable y adecuada para la faena minera se recomienda la instalación de bombas de calor para satisfacer de forma total o parcial la demanda térmica del proyecto.

Cabe mencionar que el análisis económico es altamente sensible a la variación del precio del combustible, el cual está sujeto a constantes alzas y descensos en su valor, por lo que se genera cierta incerteza al momento de su uso, sin embargo, la tendencia actual predice que el precio del petróleo y sus derivados se mantendrá en un valor relativamente bajo, como se muestra en la gráfica 12, por lo que de mantenerse esta tendencia de descenso en el precio, resulta poco conveniente la inversión en el proyecto termosolar.

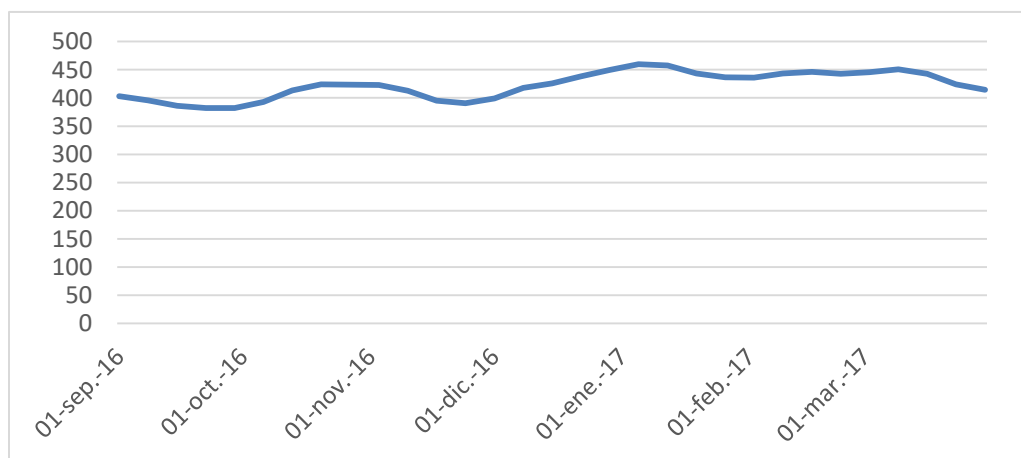


Gráfico 12: Precio del diésel según empresa nacional del petróleo ENAP.

El análisis económico del proyecto termosolar indica que, para el costo de compra actual del diésel en la faena minera, éste no resulta viable bajo ninguna condición de financiamiento, sin embargo, tras un aumento del 25% en el precio de adquisición del combustible, el proyecto resulta conveniente bajo un financiamiento del 100% de la entidad bancaria, mientras que para un precio de compra de 587,4[\$/lt], el proyecto resultaría viable bajo cualquier escenario, tal como se muestra en la tabla a continuación.

Aumento precio	Precio combustible [\$/lt]	% Financiamiento	VAN	TIR	PAYBACK
25%	445	100%	76.622	10,76%	14,24
35%	480,6	75%	83.945	10,63%	13,33
		100%	237.492	12,33%	13,59
50%	534	50%	171.704	11,04%	12,20
		75%	325.250	12,40%	12,46
		100%	478.797	14,65%	12,72
65%	587,4	Sin financiamiento	105.915	10,47%	10,89
		25%	259.462	11,31%	11,03
		50%	413.009	12,44%	11,21
		75%	566.556	14,09%	11,48
		100%	720.102	16,95%	11,90

Tabla 17: Índices económicos en función del aumento en el precio de adquisición de diésel por parte de la empresa.

A partir de los indicadores obtenidos en la evaluación económica del caso 2, se ha determinado que éste resulta altamente viable para la empresa. Los equipos cotizados para el calentamiento tienen un valor de €231.125 cada uno, sin embargo, el proyecto se mantiene rentable hasta un aumento del 210% en el costo de adquisición de éstos, como se muestra en la tabla 18. Por otra parte, es viable adquirir más equipos de calentamiento, de forma tal de aumentar la confiabilidad de la instalación al contar con equipos de respaldo en caso de fallas, la tabla 19 presenta los índices económicos tras una adquisición de 4 equipos en lugar de 2.

Aumento precio BC	Precio unitario BC [€]	VAN	TIR	PAYBACK
210%	448.130,40	22.111,74	10,34%	7,07

Tabla 18: Índices económicos en función del aumento en el precio de adquisición de las bombas de calor.

N° Equipos BC	Precio unitario BC [€]	VAN	TIR	PAYBACK
4,00	213.395,43	77.159,30	11,24%	6,87

Tabla 19: Índices económicos tras la adquisición de 4 bombas de calor.

8. Referencias

CENGEL, Yunus. (2003). Transferencia de calor y masa. (2nd ed.). Mcgraw Hill Interamericana.

CRIADO A. (2007). Diseño de una instalación solar térmica multipropósito para un edificio de viviendas en Granada, Memoria para optar al título de Ingeniero Industrial, Universidad Carlos III de Madrid.

DÍAZ, Tomás, CARMONA, Guadalupe. (2010). Instalaciones solares fotovoltaicas. Mcgraw Hill Interamericana.

DUFFIE, John, BECKMAN, William (2013). Solar engineering of thermal processes. (4th ed.). Wiley Interscience.

VALE. (2008). Estudio de impacto ambiental proyecto minero Tres Valles compañía minera latinoamericana.

Facultad de ciencias físicas y matemáticas Universidad de Chile, MINENERGIA chile. (2015). Explorador de energía solar.

FUENTES G. (2009). Implementación de un sistema de climatización para el casino, mediante bomba de calor, Memoria para optar al título de Ingeniero Mecánico, Universidad Austral de Chile.

GÓMEZ, José. (2005). La bomba de calor Funcionamiento, aplicaciones, estado de la tecnología e introducción en el mercado. : Ingemek-ingenieros.

MARÍN, Luis. (2007). Aglomerado y curado en el proceso de lixiviación de minerales. Metsolver.

MINERGIA et al. (2010). Sistemas solares térmicos II Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria. (1st ed.). Maval Ltda.

Portal minero. (2005). Manual general de minería y metalurgia. (1st ed.). Portal minero ediciones.

SAAVEDRA, R. (2014). Rendimiento y estrategias de funcionamiento de un sistema solar híbrido para suministrar energía térmica de procesos, Memoria para optar al título de Ingeniero Mecánico, Universidad de Chile.

SAUMA, E. (2012). Políticas de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNCC) en Chile. :Centro de políticas públicas UC.

SEDIGAS. (2013). Guía sobre aplicaciones de la energía solar térmica.

US Department of energy. (2003). Industrial heat pumps for steam and fuel savings.

9. Anexo de cálculos.

9.1 Radiación media mensual total sobre superficie inclinada.

La radiación mensual sobre la superficie horizontal se obtiene a partir del índice de claridad mensual promedio $\bar{K}_T = \bar{H}/\bar{H}_o$, que relaciona la radiación mensual sobre la superficie horizontal con el valor de la radiación mensual extraterrestre para la misma locación. Con respecto a las componentes directa, difusa y reflejada del promedio diario de la radiación sobre una superficie horizontal $\bar{H}$, éstas se calculan a partir de la expresión:

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.391 - 3.560\bar{K}_T + 4.189\bar{K}_T^2 - 2.137\bar{K}_T^3; \text{ para } \omega_s \leq 81.4^\circ \text{ y } 0.3 \leq \bar{K}_T \leq 0.8$$

$$\frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} = 1.311 - 3.022\bar{K}_T + 3.427\bar{K}_T^2 - 1.821\bar{K}_T^3; \text{ para } \omega_s > 81.4^\circ \text{ y } 0.3 \leq \bar{K}_T \leq 0.8$$

Y con la aproximación $\bar{H} = \bar{H}_b + \bar{H}_d$ es posible estimar la componente directa. Para obtener la radiación solar mensual promedio total $\bar{H}_T$ se utiliza la expresión:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_b \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H}_{\rho_g} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{ecuación 9.1.1})$$

El factor $\bar{R}_b$ corresponde a la razón entre el promedio de la radiación directa sobre una superficie inclinada y sobre una superficie horizontal para un período mensual, éste parámetro es función de la transmitancia de la atmósfera y su valor puede ser estimado para una superficie en el hemisferio sur mediante:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega'_s \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin \phi \sin \delta} \quad (\text{ecuación 9.1.2})$$

Dónde ω'_s corresponde al ángulo de puesta de sol en el día medio del mes para la superficie inclinada, y se obtiene de la forma:

$$\omega'_s = \min \left\{ \begin{array}{l} \cos^{-1}(-\tan \phi \tan \delta) \\ \cos^{-1}(-\tan(\phi - \beta) \tan \delta) \end{array} \right. \quad (\text{ecuación 9.1.3})$$

9.2 Radiación total horaria sobre superficie inclinada.

A partir del modelo de cielo isotrópico para el cálculo de la radiación horaria sobre superficie inclinada se obtiene la ecuación a continuación:

$$S = I_b R_b (\tau\alpha)_b + I_d (\tau\alpha)_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + \rho_g I (\tau\alpha)_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (\text{ecuación 9.2.1})$$

Dónde la radiación horaria sobre la superficie horizontal se obtiene a partir del índice de claridad mensual promedio $k_t = I/I_0$, que relaciona la radiación horaria sobre la superficie horizontal con el valor de la radiación horaria extraterrestre para la misma locación. Con respecto a las componentes directa, difusa y reflejada de la radiación horaria sobre una superficie horizontal I , éstas se calculan a partir de la expresión:

$$\frac{I_d}{I} = 0,9511 - 0,1604k_t + 4,388k_t^2 - 16,638k_t^3 + 12,336k_t^4; \quad 0,22 \leq k_t \leq 0,8; \quad (\text{ecuación 9.2.2})$$

$$\frac{I_d}{I} = 1,0 - 0,09k_t; \quad k_t \leq 0,22; \quad (\text{ecuación 9.2.3})$$

$$\frac{I_d}{I} = 0,65; \quad k_t > 0,8; \quad (\text{ecuación 9.2.4})$$

Con la aproximación $I = I_b + I_d$ es posible estimar la componente directa. Para obtener la radiación solar horaria media se trabaja con los valores correspondientes del día medio de cada mes. El valor correspondiente al producto de la transmitancia-absortancia $(\tau\alpha)$ a utilizar $(\tau\alpha) \approx 1.01\tau\alpha$, lo cual es una aproximación discreta en el cálculo para la mayoría de los colectores solares. Para el caso de la radiación difusa y reflejada por el suelo, $(\tau\alpha)_d$ y $(\tau\alpha)_g$ respectivamente, es correcto asumir que estos parámetros son función de las propiedades de la cubierta y la placa absorbente y de la inclinación del colector β , por lo que para módulos fijos no existe variación en el tiempo, manteniendo sus valores horarios y mensuales constantes a lo largo del año. Sin embargo el comportamiento del factor transmitancia-absortancia relacionado con la componente directa de la radiación $(\tau\alpha)_b$ si presenta variaciones en el tiempo debido a que es función del ángulo de incidencia promedio mensual de la radiación θ_b el cual varía según la inclinación del colector, el mes, la latitud y el ángulo azimutal, por lo que dependiendo del mes en cuestión se deberá trabajar con diferentes valores para el análisis anual del comportamiento del colector.

El factor R_b corresponde a la razón entre el promedio de la radiación directa sobre una superficie inclinada y sobre una superficie horizontal para un período mensual, éste parámetro es función de la transmitancia de la atmósfera y su valor puede ser estimado para una superficie en el hemisferio sur mediante la *ecuación 6.2.5*, dónde ω corresponde al ángulo horario correspondiente:

$$R_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega \sin \phi \sin \delta} \quad (\text{ecuación 9.2.5})$$

9.3 Consideraciones en instalaciones solares térmicas.

Una vez conocidos los parámetros fundamentales de funcionamiento en un colector solar de placa plana es preciso analizar los efectos que tienen sobre el comportamiento térmico del sistema las uniones entre los equipos (colector, intercambiador de calor, estanque acumulador, tuberías y conductos).

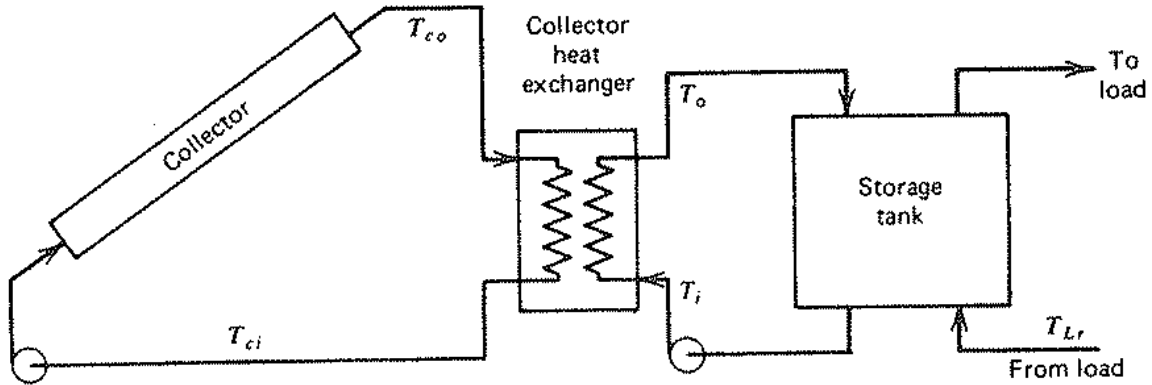


Diagrama de una configuración termosolar usual con intercambio de calor y estanque de almacenamiento. Fuente: Solar engineering of therman processes – John Duffie.

El efecto de la a combinación entre el intercambiador de calor y el colector tiene un comportamiento similar al de un colector trabajando por sí solo con un factor de eliminación de calor F_R reducido. El factor F'_R/F_R de la *ecuación 9.3.1* representa un castigo en el desempeño del colector debido al acoplamiento del intercambiador al circuito, por lo que las temperaturas de operación del colector son más elevadas con respecto al caso en el cual no se está trabajando con un intercambiador de calor.

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(\dot{m} C_p)_c} \right) \left(\frac{(\dot{m} C_p)_c}{\varepsilon (\dot{m} C_p)_{min}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (\text{ecuación 9.3.1})$$

La conexión de los distintos equipos térmicos se realiza mediante conductos y tuberías, éstas son las encargadas de transportar los fluidos térmicos a través de los diferentes circuitos. La extensión de los circuitos es variable y depende del tamaño del sistema de captación solar y de los niveles de cargas térmicas que se desea satisfacer, por lo que las pérdidas energéticas que ocurren durante el trayecto del fluido a lo largo de las tuberías en ocasiones pueden llegar a ser significativas, por ende es recomendable preferir siempre las configuraciones que utilicen los menores tramos de tuberías. Para realizar la estimación de las pérdidas debido a la combinación del colector solar con los conductos y tuberías se considera que el efecto de esta unión es equivalente a trabajar con un colector solar con diferentes coeficientes globales de pérdidas U_L y diferentes valores del producto transmitancia-absortancia $(\tau\alpha)$, en este caso la energía útil de la configuración corresponde a la energía absorbida por el colector menos la energía perdida a través de los ductos debido a las diferencias de temperatura entre el fluido y el ambiente. Las correcciones mencionadas anteriormente se presentan a continuación:

$$\frac{(\tau\alpha)'}{(\tau\alpha)} = \frac{1}{1 + \frac{U_d A_o}{(\dot{m} C_p)_c}} \quad (\text{ecuación 9.3.2})$$

$$\frac{U'_L}{U_L} = \frac{1 - \frac{U_d A_i}{(\dot{m} C_p)_c} + \frac{U_d (A_i + A_o)}{A_c F_R U_L}}{1 + \frac{U_d A_o}{(\dot{m} C_p)_c}} \quad (\text{ecuación 9.3.3})$$

Finalmente la ecuación del calor útil considerando las correcciones descritas anteriormente es:

$$Q_u = A_c F'_R [G_T (\tau\alpha)' - U'_L (T_i - T_a)] \quad (\text{ecuación 9.3.4})$$

9.3.1 Cálculos para conjuntos de colectores en serie-paralelo

Para modelar un conjunto de colectores es importante siempre respetar las razones de flujo y las temperaturas de entrada y salida de cada módulo por separado, además de las características de diseño de cada colector. Es importante destacar que para las conexiones en paralelo, la temperatura de entrada al colector es la misma para cada uno de los equipos que componen el conjunto, por lo que la temperatura de salida del flujo será siempre igual o bastante similar, mientras que para las conexiones en serie, la temperatura de salida del flujo en el primer colector será la temperatura de entrada para el segundo colector, y así sucesivamente.

El modelo que describe los sucesivos aumentos de temperatura para una conexión en serie de N módulos solares no necesariamente idénticos se presenta a continuación. Para la combinación en serie de dos colectores solares la ganancia útil se describe por la siguiente ecuación:

$$Q_{u,1} + Q_{u,2} = A_1 F_{R1} [G_T(\tau\alpha)_1 - U_{L1}(T_i - T_a)] + A_2 F_{R2} [G_T(\tau\alpha)_2 - U_{L2}(T_{o,1} - T_a)] \quad (\text{ecuación 9.3.5})$$

Dónde $T_{o,1}$ es la temperatura de salida del primer colector que corresponde a la temperatura de entrada al segundo módulo, y se obtiene a partir de la ecuación:

$$T_{o,1} = T_i + \frac{Q_{u,1}}{\dot{m}C_p} \quad (\text{ecuación 9.3.6})$$

Los valores de $F_R U_L$ y de $F_R(\tau\alpha)$ son evaluados para el flujo correspondiente que atraviesa cada colector, la ecuación 9.3.5 se puede expresar de la siguiente manera, de forma tal de lograr trabajar con una ecuación que represente el desarrollo de la unión de ambos colectores aplicando la ecuación general para un único colector:

$$Q_{u,1+2} = [A_1 F_{R1}(\tau\alpha)_1(1 - K) + A_2 F_{R2}(\tau\alpha)_2]G_T - [A_1 F_{R1}U_{L1}(1 - K) + A_2 F_{R2}U_{L2}](T_i - T_a)$$

Con $K = A_2 F_{R2}U_{L2}/\dot{m}C_p$. Al trabajar los parámetros $F_R U_L$ y de $F_R(\tau\alpha)$ como función de la energía total absorbida y perdida en el área correspondiente a ambos colectores, es posible reemplazar estos valores en la ecuación del desarrollo de un colector único con las siguientes características:

$$F_R U_L = \frac{A_1 F_{R1}U_{L1}(1 - K) + A_2 F_{R2}U_{L2}}{A_c} \quad (\text{ecuación 9.3.7})$$

$$F_R(\tau\alpha) = \frac{A_1 F_{R1}(\tau\alpha)_1(1 - K) + A_2 F_{R2}(\tau\alpha)_2}{A_c} \quad (\text{ecuación 9.3.8})$$

Con $A_c = A_1 + A_2$. El procedimiento anterior aplica para dos colectores unidos en serie, en el caso de contar con más colectores en la conexión, el procedimiento anterior para dos módulos se aplica obteniendo los valores del módulo equivalente y se repite el proceso ahora añadiendo las características del tercer colector y así sucesivamente.

Para N colectores idénticos conectados en serie, los valores de $F_R U_L$ y de $F_R(\tau\alpha)$ equivalente tienen la forma:

$$F_R(\tau\alpha) = F_{R1}(\tau\alpha)_1 \left(\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right) \quad (\text{ecuación 9.3.9})$$

$$F_R U_L = F_{R1} U_{L1} \left(\frac{1 - (1 - K)^N}{NK} \right) \quad (\text{ecuación 9.3.10})$$

Una vez calculado el valor equivalente de los N módulos solares, se procede a modificar el valor del producto transmitancia absortancia y el coeficiente de pérdidas globales producto del recorrido del fluido a lo largo de las tuberías y ductos con las relaciones 9.3.2 y 9.3.3, una vez realizada la modificación se toma en cuenta la influencia de la conexión con el intercambiador de calor a partir de la ecuación 9.3.1. Finalmente la ecuación que representa la ganancia del sistema completo se modela a partir de la siguiente ecuación utilizando todas las correcciones correspondientes:

$$Q_u = A_c F_R [G_T K_{\tau\alpha}(\tau\alpha_n) - U_L(T_i - T_a)] \quad (\text{ecuación 9.3.11})$$

9.4 Almacenamiento térmico

Para el almacenamiento térmico en el colector es importante tener presente que la temperatura de operación del colector, la cual determina la ganancia efectiva de energía Q_u , es siempre mayor que la temperatura de suministro de calor en el proceso debido a una serie de factores a considerar en el trayecto a través del sistema (pérdidas en los componentes, diferencias de temperatura, entre otros) por lo que la diferencia de temperatura entre la salida del colector y la entrega al proceso debe tener presente las variaciones presentadas en la ecuación:

$$\begin{aligned} T_{(\text{colector})} - T_{(\text{proceso})} = & \Delta T_{(\text{transporte colector-tanque})} \\ & + \Delta T_{(\text{dentro del tanque})} \\ & + \Delta T_{(\text{pérdidas tanque})} \\ & + \Delta T_{(\text{fuera del tanque})} \\ & + \Delta T_{(\text{transporte tanque-proceso})} \\ & + \Delta T_{(\text{en el proceso})} \end{aligned} \quad (\text{ecuación 9.4.1})$$

El balance de energía para un estanque de almacenamiento sin estratificación es:

$$(mC_p)_s \frac{dT_s}{dt} = Q_u - \dot{L}_s - (UA)_s(T_s - T'_a) \quad (\text{ecuación 9.4.2})$$

Dónde Q_u y $\dot{L}_s$ son razones de adición de energía al colector o a la carga térmica y T'_a es la temperatura ambiente para el tanque. Para determinar el comportamiento térmico a largo plazo de la unidad de almacenamiento la ecuación 9.4.2 debe ser integrada en el tiempo, de forma tal de obtener un modelo que describa el desarrollo del proceso a través de éste. Una solución satisfactoria alcanzada mediante la utilización del método de integración numérica de Euler simple se muestra en la ecuación 9.4.3 a continuación:

$$T_s^+ = T_s + \frac{\Delta t}{(mC_p)_s} [Q_u - L_s - (UA)_s(T_s - T'_a)] \quad (\text{ecuación 9.4.3})$$

Por lo que la temperatura al final de un período de tiempo determinado se calcula mediante la temperatura conocida al comienzo del intervalo asumiendo que Q_u , L_s y las pérdidas en el tanque se mantienen constantes durante el intervalo, usualmente de una hora.

9.5 Intercambiador de calor

Método de la diferencia media logarítmica de temperatura

Éste método considera la variación de la temperatura de entrada y salida de ambos fluidos y a partir de ésta entrega una relación apropiada para la temperatura promedio a utilizar en el análisis de los intercambiadores de calor tanto de flujo paralelo como contraflujo, la variación de temperaturas de los fluidos en un intercambiador de calor se obtiene a partir de la siguiente expresión, que considera el perfil real de temperaturas del fluido a lo largo del intercambiador.

$$\Delta T_{ml} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln(\Delta T_1 / \Delta T_2)} \quad (\text{ecuación 9.5.1})$$

Para intercambiadores a contraflujo ΔT_1 es la diferencia de temperaturas entre el fluido caliente a la entrada y el fluido frío a la salida del intercambiador y ΔT_2 la diferencia de temperaturas entre el fluido caliente a la salida y el fluido frío a la entrada del intercambiador. Una vez determinada la diferencia efectiva de temperaturas, conociendo el área de transferencia de calor A_s y el coeficiente global de transferencia de calor del intercambiador U , es posible obtener la razón de transferencia de calor $\dot{Q}$ a partir de la ecuación 9.5.2 presentada a continuación:

$$\dot{Q} = UA_s \Delta T_m \quad (\text{ecuación 9.5.2})$$

A la ecuación anterior es necesario aplicar un factor de corrección F , el cual depende de la configuración geométrica del intercambiador y las temperaturas de entrada y salida del flujo caliente y frío, cuyo valor para el caso del intercambiador de calor a contraflujo es 1. El coeficiente global de transferencia de calor es función de los coeficientes convectivos de ambos fluidos (caliente y frío), de las propiedades termodinámicas de las placas del intercambiador y el factor de incrustación R_f [$m^2\text{°C}/W$] que corresponde a la medida de la resistencia térmica producto de la incrustación de materiales en las placas. La ecuación del coeficiente global de transferencia de calor se presenta a continuación:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{h_c} + \frac{e_{placa}}{k_{placa}} + \frac{1}{h_f} + R_f} \quad (\text{cuación 9.5.3})$$

Dónde h_c y h_f son los coeficientes de transferencia de calor por convección del fluido caliente y frío respectivamente en [W/m^2K] y se obtienen a partir del desarrollo de los números adimensionales de Nusselt, Prandtl y Reynolds para los fluidos a través de los canales de las placas del intercambiador, e_{placa} es el espesor de la placa del intercambiador en [m], k_{placa} es la conductividad térmica del material de la placa [W/mK], usualmente acero inoxidable y R_f el factor de incrustación antes mencionado.

9.6 Tuberías y aislamiento térmico.

Para el dimensionamiento de las tuberías se debe determinar la longitud y el diámetro correspondiente a cada sección, tanto la fría como la caliente. Los diámetros de tuberías serán calculados a partir del caudal que atraviesa cada sección y de la velocidad del fluido a través de las tuberías a partir de la expresión:

$$D_{int} = \sqrt{\frac{\dot{v}}{\pi \frac{v}{4}}} \quad (\text{ecuación 9.6.1})$$

Dónde v corresponde a la velocidad con la que circula el fluido a través de las cañerías en [m/s], $\dot{v}$ corresponde al caudal del fluido en [m^3/s], y D_{int} es el diámetro interno de la tubería en [m]. La normativa técnica especifica que para zonas no habitadas o exteriores la velocidad del fluido al interior de las tuberías no debe superar los 3 [m/s].

El espesor mínimo de aislación para tuberías instaladas en interiores y exteriores se determina a partir de las *ecuaciones* 9.6.2 y 9.6.3 respectivamente:

$$e_{\min} \geq \frac{0,75d\lambda}{0,04} \quad (\text{ecuación 9.6.2})$$

$$e_{\min} \geq \frac{d\lambda}{0,04} \quad (\text{ecuación 9.6.3})$$

Dónde $e_{\min}$ es el espesor mínimo de aislamiento en $[mm]$, d es el diámetro exterior de la tubería en $[mm]$ y λ la conductividad térmica del material de aislamiento en $[W/mK]$.

6.7 Pérdidas de carga.

Las pérdidas de carga en la tubería se calculan a partir de la expresión presentada a continuación:

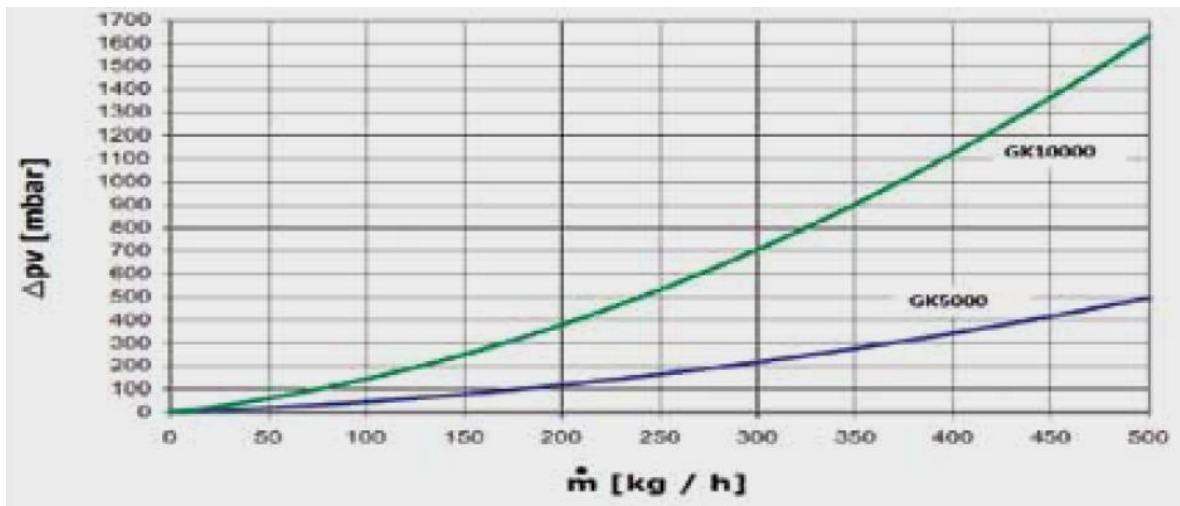
$$\Delta P = \frac{1}{2} \rho_f v_f^2 \left[\frac{fL}{D} + \sum K \right] \quad (\text{ecuación 9.7.1})$$

Dónde ρ_f es la densidad del fluido en $[kg/m^3]$, v_f la velocidad del fluido $[m/s]$, f es el coeficiente de fricción y se determina mediante el diagrama de Moody y el cálculo del número de Reynolds, L es la longitud de la tubería en $[m]$, D es el diámetro interior de la tubería en $[m]$ y K es el coeficiente de pérdidas de las distintas singularidades del circuito, algunas de éstas presentadas en la tabla a continuación:

Pieza	Diámetro nominal					
	18	22	28	35	42	54
Codo 45°	0,34	0,43	0,47	0,56	0,7	0,85
Codo 90°	0,5	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71
Reducción	0,3	0,5	0,65	0,85	1	1,3
Ts 	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Ts 	2,5	3	3,6	4,1	4,6	5
Válvula antirretorno de chapaleta	0,5	0,77	1,05	1,01	2,1	2,66

Longitudes equivalentes de tubería para distintas piezas de fittings. Fuente: Guía de diseño y montaje de SST para ACS. MINERGIA/GEF/PNUD.

La pérdida de carga en colectores se obtiene en base a la curva de caída de presión en función del caudal entregada por el fabricante. La curva a continuación presenta la gráfica de caída de presión en función del caudal proporcionada por el fabricante para el colector solar plano cotizado en el proyecto, cuyo caudal máximo de prueba es de 500 [kg/h] a partir de esta curva se procederá a obtener la caída de presión equivalente por colector.



Pérdida de carga del colector seleccionado G1000 en función de su caudal másico.

Las pérdidas de carga expresadas en metros se obtienen a partir de la expresión presentada a continuación:

$$H = \frac{\Delta P_{total}}{g\rho_f} \quad (\text{ecuación 9.7.2})$$

Dónde ΔP_{total} corresponde a la pérdida de carga total del circuito en [Pa], ρ_f la densidad del fluido en [kg/m³] y g es la aceleración de gravedad en [m/s²].

9.8 Vasos de expansión.

Se considera el volumen de líquido total en los colectores, y a partir de los éstos es posible determinar la masa del fluido m_f con la siguiente expresión:

$$m_f = \rho_{ma}(V_{circuito}) \quad (\text{ecuación 9.8.1})$$

Dónde ρ_{ma} es la densidad de la mezcla anticongelante, $V_{circuito}$ es el volumen total en el circuito. A partir de la ecuación 9.8.1 se obtiene que la masa de fluido correspondiente.

Para determinar el volumen del vaso de expansión es necesario conocer el volumen específico del fluido a la máxima y mínima temperatura que puede alcanzar, y a partir de estos valores y la *ecuación 9.8.2* que considera un coeficiente de seguridad de 1,5 para el vaso de expansión es posible determinar el volumen del equipo necesario para cada circuito:

$$V_{ve1} = 1,5m_1(v_{max} - v_{min}) \quad (\text{ecuación 9.8.2})$$

9.9 Payback

El tiempo en el que se produce la recuperación de la inversión se determina a partir de la siguiente expresión, una vez obtenido el flujo de caja y el flujo de caja acumulado correspondiente de cada proyecto.

$$Payback = \left[\begin{array}{c} \text{Último periodo con} \\ \text{flujo de caja negativo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{c} \text{Valor absoluto del último} \\ \text{flujo acumulado negativo} \\ \hline \text{Valor del flujo de caja} \\ \text{en el siguiente período} \end{array} \right] \quad (\text{ecuación 9.9.1})$$

10. Anexos

	Tramo superior	Caudal [m3/s]	D min [m]
Sección caliente	I	0,0008	0,019
	II	0,0017	0,027
	III	0,0025	0,033
	IV	0,0033	0,038
	V	0,0042	0,042
	VI	0,0050	0,046
	Tramo inferior		
	VII	0,0008	0,019
	VIII	0,0017	0,027
	IX	0,0025	0,033
	X	0,0033	0,038
	XI	0,0042	0,042
	XII	0,0050	0,046
Sección fría	Tramo variable		
	I	0,0100	0,065
	II	0,0083	0,059
	III	0,0067	0,053
	IV	0,0050	0,046
	V	0,0033	0,038
	VI	0,0017	0,027
	Tramo constante	0,0100	0,065

Anexo 1: Diámetro mínimo permitido por tramo de cañería para cada caudal correspondiente caso 1A.

	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio	
Tiempo	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]
00:00 a 1:00	65	63	65	63	65	64	65	64	65	64	65	64
1:00 a 2:00	63	61	63	61	64	62	64	62	64	63	64	64
2:00 a 3:00	61	59	61	59	62	61	62	61	63	63	64	63
3:00 a 4:00	59	57	59	57	61	59	61	60	63	62	63	62
4:00 a 5:00	57	55	57	56	59	58	60	59	62	61	62	62
5:00 a 6:00	55	54	56	54	58	56	59	57	61	60	62	61
6:00 a 7:00	54	53	54	52	56	55	57	57	60	60	61	60
7:00 a 8:00	53	53	52	53	55	55	57	57	60	60	60	60
8:00 a 9:00	53	55	53	54	55	57	57	58	60	60	60	61
9:00 a 10:00	55	57	54	57	57	59	58	60	60	62	61	62
10:00 a 11:00	57	61	57	61	59	62	60	63	62	64	62	63
11:00 a 12:00	61	65	61	65	62	66	63	66	64	66	63	65
12:00 a 13:00	65	70	65	69	66	69	66	70	66	68	65	67
13:00 a 14:00	70	73	69	73	69	72	70	72	68	69	67	68
14:00 a 15:00	73	76	73	76	72	74	72	74	69	71	68	69
15:00 a 16:00	76	78	76	77	74	76	74	75	71	71	69	70
16:00 a 17:00	78	78	77	78	76	76	75	74	71	70	70	69
17:00 a 18:00	78	77	78	77	76	74	74	73	70	70	69	69
18:00 a 19:00	77	75	77	75	74	73	73	72	70	69	69	68
19:00 a 20:00	75	73	75	73	73	71	72	70	69	68	68	67
20:00 a 21:00	73	71	73	71	71	70	70	69	68	67	67	67
21:00 a 22:00	71	69	71	69	70	68	69	68	67	67	67	66
22:00 a 23:00	69	67	69	67	68	67	68	66	67	66	66	65
23:00 a 24:00	67	65	67	65	67	65	66	65	66	65	65	65

Anexo 2: Variación de temperatura horaria en el estanque de acumulación de 405 [m³] caso 1A.

	Julio		Agosto		Septiembre		Octubre		Noviembre		Diciembre	
Tiempo	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]	Ts [°C]	Ts+ °[°C]
00:00 a 1:00	65	64	65	64	65	64	65	64	65	63	65	63
1:00 a 2:00	64	64	64	63	64	62	64	62	63	61	63	61
2:00 a 3:00	64	63	63	63	62	61	62	61	61	60	61	59
3:00 a 4:00	63	62	63	62	61	60	61	59	60	58	59	57
4:00 a 5:00	62	62	62	61	60	59	59	58	58	56	57	55
5:00 a 6:00	62	61	61	60	59	57	58	56	56	54	55	54
6:00 a 7:00	61	60	60	59	57	56	56	55	54	53	54	53
7:00 a 8:00	60	60	59	59	56	57	55	56	53	54	53	53
8:00 a 9:00	60	60	59	60	57	58	56	57	54	56	53	55
9:00 a 10:00	60	62	60	61	58	60	57	60	56	59	55	58
10:00 a 11:00	62	63	61	63	60	63	60	63	59	63	58	62
11:00 a 12:00	63	65	63	65	63	66	63	66	63	67	62	66
12:00 a 13:00	65	67	65	67	66	69	66	70	67	71	66	70
13:00 a 14:00	67	69	67	69	69	71	70	72	71	74	70	73
14:00 a 15:00	69	70	69	70	71	73	72	74	74	76	73	76
15:00 a 16:00	70	70	70	71	73	74	74	75	76	78	76	77
16:00 a 17:00	70	70	71	70	74	74	75	75	78	78	77	77
17:00 a 18:00	70	69	70	70	74	72	75	74	78	76	77	76
18:00 a 19:00	69	68	70	69	72	71	74	72	76	75	76	75
19:00 a 20:00	68	68	69	68	71	70	72	71	75	73	75	73
20:00 a 21:00	68	67	68	67	70	68	71	69	73	71	73	71
21:00 a 22:00	67	66	67	66	68	67	69	68	71	69	71	69
22:00 a 23:00	66	66	66	65	67	66	68	66	69	67	69	67
23:00 a 24:00	66	65	65	65	66	65	66	65	67	65	67	65

Anexo 3: Variación de temperatura horaria en el estanque de acumulación de 405 [m³] caso 1A.

Componente	Pérdida de carga [MPa]
Circuito de cañerías caliente y frío	1,249
Campo de colectores	0,391
Intercambiador de calor	0,03825
TOTAL	1,678

Anexo 4: Pérdidas de carga por sección y total en el circuito primario caso 1A.

Circuito secundario		
Sección cañerías	L [m]	ΔP [Pa]
Ida	40	25.773
Vuelta	40	25.772
Intercambiador		38.246
	Total	89.791

Anexo 5: Pérdidas de carga circuito secundario caso 1A.

Circuito terciario		
Sección cañerías	L [m]	ΔP [Pa]
Ida	200	109.136,2
Vuelta	200	109.136,2
Intercambiador		38.245,94
	Total	256.518,3

Anexo 6: Pérdidas de carga circuito terciario caso 1A.

VOLUMEN CAÑERÍAS PRIMARIO		Tramo superior	L [m]	D_{int} [m]	V cañería [m3]
	Sección caliente cañería tipo L	I	26,25	0,01995	0,008
		II	26,25	0,03213	0,021
		III	26,25	0,03824	0,030
		IV	26,25	0,03824	0,030
		V	26,25	0,05042	0,052
		VI	59,25	0,05042	0,118
		Tramo inferior			
		VI	26,25	0,01995	0,008
		VII	26,25	0,03213	0,021
		VIII	26,25	0,03824	0,030
		IX	26,25	0,03824	0,030
		X	26,25	0,05042	0,052
		XI	59,25	0,05042	0,118
	Sección fría cañería tipo M	Tramo variable			
		I	26,25	0,07572	0,118
		II	26,25	0,06338	0,083
		III	26,25	0,06338	0,083
		IV	26,25	0,05104	0,054
		V	26,25	0,0388	0,031
		VI	26,25	0,0268	0,015
		Tramo constante	221,5	0,07572	0,997
				Total	1,902

Anexo 7: Volumen por sección de cañerías y total del circuito primario caso 1A.

CAÑERÍAS SECUNDARIO	Ida	40	0,07572	0,180123793
	Vuelta	40	0,07572	0,180123793
			Total	0,360247586

Anexo 8: Volumen por sección de cañerías y total del circuito secundario caso 1A.

	Aporte planta solar	Ahorro combustible [\$]
Enero	52%	7.149.542,40
Febrero	50%	6.874.560,00
Marzo	40%	5.499.648,00
Abril	35%	4.812.192,00
Mayo	20%	2.749.824,00
Junio	17%	2.337.350,40
Julio	18%	2.474.841,60
Agosto	22%	3.024.806,40
Septiembre	34%	4.674.700,80
Octubre	40%	5.499.648,00
Noviembre	49%	6.737.068,80
Diciembre	51%	7.012.051,20
Total		58.846.233,60

Anexo 32: Ahorro de combustible fósil mensual y anual caso 1A.

Bomba	Potencia [kW]	Consumo [\$/día]	Consumo [\$/año]
Circuito Primario	20	15.570,24	5.683.137,60
Circuito Secundario	10	7.785,12	2.841.568,80
Circuito Terciario	20	15.570,24	5.683.137,60
Total			14.207.844,00

Anexo 33: Consumo de energía eléctrica por concepto de impulsión de flujo en los diferentes circuitos caso 1A.

Financiamiento 25%				
n	S.I	Interés	Amortización	Cuota
0	423.825,74			
1	398.702,61	25.429,54	25.123,13	50.552,68
2	372.072,09	23.922,16	26.630,52	50.552,68
3	343.843,74	22.324,33	28.228,35	50.552,68
4	313.921,69	20.630,62	29.922,05	50.552,68
5	282.204,32	18.835,30	31.717,37	50.552,68
6	248.583,90	16.932,26	33.620,42	50.552,68
7	212.946,26	14.915,03	35.637,64	50.552,68
8	175.170,36	12.776,78	37.775,90	50.552,68
9	135.127,90	10.510,22	40.042,45	50.552,68
10	92.682,90	8.107,67	42.445,00	50.552,68
11	47.691,20	5.560,97	44.991,70	50.552,68
12	0,00	2.861,47	47.691,20	50.552,68

Anexo 9: Tabla de amortización crédito financiamiento 25% del proyecto termosolar caso 1A.

Financiamiento 50%				
n	S.I	Interés	Amortización	Cuota
0	847.651,48			
1	797.405,22	50.859,09	50.246,26	101.105,35
2	744.144,18	47.844,31	53.261,04	101.105,35
3	687.687,48	44.648,65	56.456,70	101.105,35
4	627.843,38	41.261,25	59.844,10	101.105,35
5	564.408,63	37.670,60	63.434,75	101.105,35
6	497.167,80	33.864,52	67.240,83	101.105,35
7	425.892,52	29.830,07	71.275,28	101.105,35
8	350.340,72	25.553,55	75.551,80	101.105,35
9	270.255,81	21.020,44	80.084,91	101.105,35
10	185.365,81	16.215,35	84.890,00	101.105,35
11	95.382,41	11.121,95	89.983,40	101.105,35
12	0,00	5.722,94	95.382,41	101.105,35

Anexo 10: Tabla de amortización crédito financiamiento 50% del proyecto termosolar caso 1A.

Financiamiento 75%				
n	S.I	Interés	Amortización	Cuota
0	1.271.477,22			
1	1.196.107,83	76.288,63	75.369,39	151.658,03
2	1.116.216,27	71.766,47	79.891,56	151.658,03
3	1.031.531,22	66.972,98	84.685,05	151.658,03
4	941.765,07	61.891,87	89.766,15	151.658,03
5	846.612,95	56.505,90	95.152,12	151.658,03
6	745.751,70	50.796,78	100.861,25	151.658,03
7	638.838,77	44.745,10	106.912,92	151.658,03
8	525.511,08	38.330,33	113.327,70	151.658,03
9	405.383,71	31.530,66	120.127,36	151.658,03
10	278.048,71	24.323,02	127.335,00	151.658,03
11	143.073,61	16.682,92	134.975,10	151.658,03
12	0,00	8.584,42	143.073,61	151.658,03

Anexo 11: Tabla de amortización crédito financiamiento 75% del proyecto termosolar caso 1A.

Financiamiento 100%				
n	S.I	Interés	Amortización	Cuota
0	1.695.302,96			
1	1.594.810,44	101.718,18	100.492,52	202.210,70
2	1.488.288,36	95.688,63	106.522,07	202.210,70
3	1.375.374,96	89.297,30	112.913,40	202.210,70
4	1.255.686,76	82.522,50	119.688,20	202.210,70
5	1.128.817,26	75.341,21	126.869,50	202.210,70
6	994.335,60	67.729,04	134.481,67	202.210,70
7	851.785,03	59.660,14	142.550,56	202.210,70
8	700.681,43	51.107,10	151.103,60	202.210,70
9	540.511,62	42.040,89	160.169,81	202.210,70
10	370.731,62	32.430,70	169.780,00	202.210,70
11	190.764,81	22.243,90	179.966,80	202.210,70
12	0,00	11.445,89	190.764,81	202.210,70

Anexo 12: Tabla de amortización crédito financiamiento 100% del proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ahorro combustible		88.879,37	99.544,90	111.490,29	124.869,12	139.853,42	156.635,83	175.432,13	196.483,98	220.062,06
Consumo combustible	-	21.462,00	- 22.062,94	- 22.680,70	- 23.315,76	- 23.968,60	- 24.639,72	- 25.329,63	- 26.038,86	- 26.767,95
Mantenimiento anual	-	10.735,02	- 11.035,60	- 11.344,60	- 11.662,25	- 11.988,79	- 12.324,47	- 12.669,56	- 13.024,31	- 13.388,99
Depreciación	-	255.710,80	- 255.710,80	- 255.710,80	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 8.505,00	- 8.505,00
Intereses Corto Plazo										
Intereses Largo Plazo										
U.A.I	-	199.028,44	- 189.264,43	- 178.245,81	- 142.031,46	- 128.026,55	- 112.250,95	- 94.489,65	148.915,81	171.400,12
Impuesto (---%)									35.739,79	41.136,03
R.D.I	-	199.028,44	- 189.264,43	- 178.245,81	- 142.031,46	- 128.026,55	- 112.250,95	- 94.489,65	113.176,02	130.264,09
Amortización LP										
Amortización CP										
Depreciación		255.710,80	255.710,80	255.710,80	231.922,58	231.922,58	231.922,58	231.922,58	8.505,00	8.505,00
Inversión Activo Fijo	2.260.403,94									
Capital de Trabajo										
Flujo antes de financiamiento [USD]	- 2.260.403,94	56.682,35	66.446,36	77.464,99	89.891,12	103.896,03	119.671,63	137.432,93	121.681,02	138.769,09
Financiamiento LP										
Flujo de caja financiamiento	- 2.260.403,94	56.682,35	66.446,36	77.464,99	89.891,12	103.896,03	119.671,63	137.432,93	121.681,02	138.769,09
Flujo de Caja acumulado	- 2.260.403,94	- 2.203.721,59	- 2.137.275,23	- 2.059.810,23	- 1.969.919,12	- 1.866.023,09	- 1.746.351,46	- 1.608.918,52	- 1.487.237,51	- 1.348.468,41
VAN	- 939.740,93									
TIR	5,117%									
Payback	15,07									
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
246.469,51	276.045,85	309.171,35	346.271,91	387.824,54	434.363,48	486.487,10	544.865,55	610.249,42	683.479,35	765.496,87
- 27.517,45	- 28.287,94	- 29.080,00	- 29.894,24	- 30.731,28	- 31.591,76	- 32.476,33	- 33.385,66	- 34.320,46	- 35.281,44	- 36.269,32
- 13.763,88	- 14.149,27	- 14.545,45	- 14.952,72	- 15.371,40	- 15.801,80	- 16.244,25	- 16.699,09	- 17.166,66	- 17.647,33	- 18.141,45
- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00							
196.683,17	225.103,64	257.040,90	292.919,94	341.721,86	386.969,93	437.766,53	494.780,80	558.762,30	630.550,59	711.086,10
47.203,96	54.024,87	61.689,82	70.300,79	82.013,25	92.872,78	105.063,97	118.747,39	134.102,95	151.332,14	170.660,66
149.479,21	171.078,76	195.351,08	222.619,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
8.505,00	8.505,00	8.505,00	8.505,00							
157.984,21	179.583,76	203.856,08	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
157.984,21	179.583,76	203.856,08	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
- 1.190.484,20	- 1.010.900,44	- 807.044,36	- 575.920,20	- 316.211,59	- 22.114,44	310.588,12	686.621,53	1.111.280,87	1.590.499,32	2.130.924,76

Anexo 13: Flujo de caja sin financiamiento proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Ahorro combustible		88.879,37	99.544,90	111.490,29	124.869,12	139.853,42	156.635,83	175.432,13	196.483,98	220.062,06	
Consumo combustible	-	21.462,00	- 22.062,94	- 22.680,70	- 23.315,76	- 23.968,60	- 24.639,72	- 25.329,63	- 26.038,86	- 26.767,95	
Mantenimiento anual	-	10.735,02	- 11.035,60	- 11.344,60	- 11.662,25	- 11.988,79	- 12.324,47	- 12.669,56	- 13.024,31	- 13.388,99	
Depreciación	-	255.710,80	- 255.710,80	- 255.710,80	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 8.505,00	- 8.505,00	
Intereses Corto Plazo											
Intereses Largo Plazo		14.410,08	13.394,71	12.348,89	11.271,69	10.162,17	9.019,37	7.842,28	6.629,89	5.381,12	
U.A.I	-	213.438,52	- 202.659,15	- 190.594,69	- 153.303,15	- 138.188,72	- 121.270,32	- 102.331,93	142.285,92	166.019,00	
Impuesto (--)									34.148,62	39.844,56	
R.D.I	-	213.438,52	- 202.659,15	- 190.594,69	- 153.303,15	- 138.188,72	- 121.270,32	- 102.331,93	108.137,30	126.174,44	
Amortización LP		33.845,46	34.860,83	35.906,65	36.983,85	38.093,37	39.236,17	40.413,26	41.625,65	42.874,42	
Amortización CP											
Depreciación		255.710,80	255.710,80	255.710,80	231.922,58	231.922,58	231.922,58	231.922,58	8.505,00	8.505,00	
Inversión Activo Fijo	2.260.403,94										
Capital de Trabajo	-										
Flujo antes de financiamiento [USD]	- 2.260.403,94	8.426,81	18.190,82	29.209,45	41.635,58	55.640,49	71.416,09	89.177,39	75.016,65	91.805,02	
Financiamiento LP	480.335,84										
Flujo de caja con financiamiento	- 1.780.068,11	8.426,81	18.190,82	29.209,45	41.635,58	55.640,49	71.416,09	89.177,39	75.016,65	91.805,02	
Flujo de Caja acumulado	- 1.780.068,11	- 1.771.641,29	- 1.753.450,47	- 1.724.241,02	- 1.682.605,44	- 1.626.964,95	- 1.555.548,86	- 1.466.371,46	- 1.391.354,82	- 1.299.549,80	
VAN	- 786.194,07										
TIR	5,359%										
P	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	246.469,51	276.045,85	309.171,35	346.271,91	387.824,54	434.363,48	486.487,10	544.865,55	610.249,42	683.479,35	765.496,87
-	27.517,45	- 28.287,94	- 29.080,00	- 29.894,24	- 30.731,28	- 31.591,76	- 32.476,33	- 33.385,66	- 34.320,46	- 35.281,44	- 36.269,32
-	13.763,88	- 14.149,27	- 14.545,45	- 14.952,72	- 15.371,40	- 15.801,80	- 16.244,25	- 16.699,09	- 17.166,66	- 17.647,33	- 18.141,45
-	8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00							
	4.094,89	2.770,07	1.405,50								
	192.588,29	222.333,57	255.635,39	292.919,94	341.721,86	386.969,93	437.766,53	494.780,80	558.762,30	630.550,59	711.086,10
	46.221,19	53.360,06	61.352,49	70.300,79	82.013,25	92.872,78	105.063,97	118.747,39	134.102,95	151.332,14	170.660,66
	146.367,10	168.973,51	194.282,90	222.619,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
	44.160,65	45.485,47	46.850,04								
	8.505,00	8.505,00	8.505,00	8.505,00							
	110.711,44	131.993,04	155.937,86	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
	110.711,44	131.993,04	155.937,86	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
-	1.188.838,35	- 1.056.845,31	- 900.907,45	- 669.783,29	- 410.074,68	- 115.977,53	216.725,03	592.758,44	1.017.417,78	1.496.636,23	2.037.061,67

Anexo 14: Flujo de caja con 25% de financiamiento proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ahorro combustible		88.879,37	99.544,90	111.490,29	124.869,12	139.853,42	156.635,83	175.432,13	196.483,98	220.062,06
Consumo combustible	-	21.462,00	- 22.062,94	- 22.680,70	- 23.315,76	- 23.968,60	- 24.639,72	- 25.329,63	- 26.038,86	- 26.767,95
Mantenimiento anual	-	10.735,02	- 11.035,60	- 11.344,60	- 11.662,25	- 11.988,79	- 12.324,47	- 12.669,56	- 13.024,31	- 13.388,99
Depreciación	-	255.710,80	- 255.710,80	- 255.710,80	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 8.505,00	- 8.505,00
Intereses Corto Plazo										
Intereses Largo Plazo		28.820,15	26.789,42	24.697,77	22.543,37	20.324,34	18.038,74	15.684,57	13.259,77	10.762,24
U.A.I	-	227.848,59	- 216.053,86	- 202.943,58	- 164.574,83	- 148.350,89	- 130.289,69	- 110.174,22	135.656,04	160.637,88
Impuesto (---%)									32.557,45	38.553,09
R.D.I	-	227.848,59	- 216.053,86	- 202.943,58	- 164.574,83	- 148.350,89	- 130.289,69	- 110.174,22	103.098,59	122.084,79
Amortización LP		67.690,93	69.721,66	71.813,31	73.967,71	76.186,74	78.472,34	80.826,51	83.251,31	85.748,84
Amortización CP										
Depreciación		255.710,80	255.710,80	255.710,80	231.922,58	231.922,58	231.922,58	231.922,58	8.505,00	8.505,00
Inversión Activo Fijo	2.260.403,94									
Capital de Trabajo	-									
Flujo antes de financiamiento [USD]	- 2.260.403,94	- 39.828,73	- 30.064,72	- 19.046,09	- 6.619,96	7.384,95	23.160,55	40.921,85	28.352,28	44.840,95
Financiamiento LP	960.671,68									
Flujo de caja financiamiento	- 1.299.732,27	- 39.828,73	- 30.064,72	- 19.046,09	- 6.619,96	7.384,95	23.160,55	40.921,85	28.352,28	44.840,95
Flujo de Caja acumulado	- 1.299.732,27	- 1.339.560,99	- 1.369.625,71	- 1.388.671,80	- 1.395.291,76	- 1.387.906,81	- 1.364.746,26	- 1.323.824,41	- 1.295.472,12	- 1.250.631,18
VAN	- 632.647,21									
TIR	5,666%									
Payback	15,63									
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
246.469,51	276.045,85	309.171,35	346.271,91	387.824,54	434.363,48	486.487,10	544.865,55	610.249,42	683.479,35	765.496,87
- 27.517,45	- 28.287,94	- 29.080,00	- 29.894,24	- 30.731,28	- 31.591,76	- 32.476,33	- 33.385,66	- 34.320,46	- 35.281,44	- 36.269,32
- 13.763,88	- 14.149,27	- 14.545,45	- 14.952,72	- 15.371,40	- 15.801,80	- 16.244,25	- 16.699,09	- 17.166,66	- 17.647,33	- 18.141,45
- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00							
8.189,77	5.540,13	2.811,00								
188.493,40	219.563,51	254.229,89	292.919,94	341.721,86	386.969,93	437.766,53	494.780,80	558.762,30	630.550,59	711.086,10
45.238,42	52.695,24	61.015,17	70.300,79	82.013,25	92.872,78	105.063,97	118.747,39	134.102,95	151.332,14	170.660,66
143.254,99	166.868,26	193.214,72	222.619,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
88.321,31	90.970,95	93.700,08								
8.505,00	8.505,00	8.505,00	8.505,00							
63.438,68	84.402,31	108.019,64	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
63.438,68	84.402,31	108.019,64	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
- 1.187.192,50	- 1.102.790,19	- 994.770,54	- 763.646,39	- 503.937,77	- 209.840,63	122.861,93	498.895,34	923.554,69	1.402.773,13	1.943.198,57

Anexo 15: Flujo de caja 50% de financiamiento proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ahorro combustible		88.879,37	99.544,90	111.490,29	124.869,12	139.853,42	156.635,83	175.432,13	196.483,98	220.062,06
Consumo combustible		- 21.462,00	- 22.062,94	- 22.680,70	- 23.315,76	- 23.968,60	- 24.639,72	- 25.329,63	- 26.038,86	- 26.767,95
Mantenimiento anual		- 10.735,02	- 11.035,60	- 11.344,60	- 11.662,25	- 11.988,79	- 12.324,47	- 12.669,56	- 13.024,31	- 13.388,99
Depreciación		- 255.710,80	- 255.710,80	- 255.710,80	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 8.505,00	- 8.505,00
Intereses Corto Plazo										
Intereses Largo Plazo		43.230,23	40.184,13	37.046,66	33.815,06	30.486,51	27.058,11	23.526,85	19.889,66	16.143,35
U.A.I		- 242.258,67	- 229.448,57	- 215.292,46	- 175.846,52	- 158.513,06	- 139.309,06	- 118.016,50	129.026,15	155.256,77
Impuesto (-%)									30.966,28	37.261,62
R.D.I		- 242.258,67	- 229.448,57	- 215.292,46	- 175.846,52	- 158.513,06	- 139.309,06	- 118.016,50	98.059,87	117.995,14
Amortización LP		101.536,39	104.582,49	107.719,96	110.951,56	114.280,11	117.708,51	121.239,77	124.876,96	128.623,27
Amortización CP										
Depreciación		255.710,80	255.710,80	255.710,80	231.922,58	231.922,58	231.922,58	231.922,58	8.505,00	8.505,00
Inversión Activo Fijo	2.260.403,94									
Capital de Trabajo	-									
Flujo antes de financiamiento [USD]	- 2.260.403,94	- 88.084,27	- 78.320,26	- 67.301,63	- 54.875,50	- 40.870,59	- 25.094,99	- 7.333,69	- 18.312,08	- 2.123,12
Financiamiento LP	1.441.007,51									
Flujo de caja financiamiento	- 819.396,43	- 88.084,27	- 78.320,26	- 67.301,63	- 54.875,50	- 40.870,59	- 25.094,99	- 7.333,69	- 18.312,08	- 2.123,12
Flujo de Caja acumulado	- 819.396,43	- 907.480,70	- 985.800,95	- 1.053.102,58	- 1.107.978,08	- 1.148.848,67	- 1.173.943,66	- 1.181.277,35	- 1.199.589,43	- 1.201.712,56
VAN	479.100,35									
TIR	6,074%									
Payback	15,91									

10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
246.469,51	276.045,85	309.171,35	346.271,91	387.824,54	434.363,48	486.487,10	544.865,55	610.249,42	683.479,35	765.496,87
- 27.517,45	- 28.287,94	- 29.080,00	- 29.894,24	- 30.731,28	- 31.591,76	- 32.476,33	- 33.385,66	- 34.320,46	- 35.281,44	- 36.269,32
- 13.763,88	- 14.149,27	- 14.545,45	- 14.952,72	- 15.371,40	- 15.801,80	- 16.244,25	- 16.699,09	- 17.166,66	- 17.647,33	- 18.141,45
- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00							
12.284,66	8.310,20	4.216,50								
184.398,52	216.793,44	252.824,39	292.919,94	341.721,86	386.969,93	437.766,53	494.780,80	558.762,30	630.550,59	711.086,10
44.255,64	52.030,43	60.677,85	70.300,79	82.013,25	92.872,78	105.063,97	118.747,39	134.102,95	151.332,14	170.660,66
140.142,87	164.763,01	192.146,54	222.619,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
132.481,96	136.456,42	140.550,12								
8.505,00	8.505,00	8.505,00	8.505,00							
16.165,91	36.811,59	60.101,42	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
16.165,91	36.811,59	60.101,42	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
- 1.185.546,65	- 1.148.735,06	- 1.088.633,64	- 857.509,48	- 597.800,87	- 303.703,72	28.998,84	405.032,25	829.691,60	1.308.910,04	1.849.335,48

Anexo 16: Flujo de caja 75% de financiamiento proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ahorro combustible		88.879,37	99.544,90	111.490,29	124.869,12	139.853,42	156.635,83	175.432,13	196.483,98	220.062,06
Consumo combustible	-	21.462,00	- 22.062,94	- 22.680,70	- 23.315,76	- 23.968,60	- 24.639,72	- 25.329,63	- 26.038,86	- 26.767,95
Mantenimiento anual	-	10.735,02	- 11.035,60	- 11.344,60	- 11.662,25	- 11.988,79	- 12.324,47	- 12.669,56	- 13.024,31	- 13.388,99
Depreciación	-	255.710,80	- 255.710,80	- 255.710,80	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 231.922,58	- 8.505,00	- 8.505,00
Intereses Corto Plazo										
Intereses Largo Plazo		57.640,30	53.578,84	49.395,55	45.086,75	40.648,68	36.077,48	31.369,14	26.519,55	21.524,47
U.A.I	-	256.668,74	- 242.843,28	- 227.641,35	- 187.118,21	- 168.675,23	- 148.328,43	- 125.858,79	- 122.396,26	- 149.875,65
Impuesto (---%)									29.375,10	35.970,16
R.D.I	-	256.668,74	- 242.843,28	- 227.641,35	- 187.118,21	- 168.675,23	- 148.328,43	- 125.858,79	- 93.021,16	- 113.905,49
Amortización LP		135.381,86	139.443,32	143.626,61	147.935,41	152.373,48	156.944,68	161.653,02	166.502,61	171.497,69
Amortización CP										
Depreciación		255.710,80	255.710,80	255.710,80	231.922,58	231.922,58	231.922,58	231.922,58	8.505,00	8.505,00
Inversión Activo Fijo	2.260.403,94									
Capital de Trabajo	-									
Flujo antes de financiamiento [USD]	- 2.260.403,94	- 136.339,81	- 126.575,80	- 115.557,17	- 103.131,04	- 89.126,13	- 73.350,53	- 55.589,23	- 64.976,45	- 49.087,20
Financiamiento LP	1.921.343,35									
Flujo de caja financiamiento	- 339.060,59	- 136.339,81	- 126.575,80	- 115.557,17	- 103.131,04	- 89.126,13	- 73.350,53	- 55.589,23	- 64.976,45	- 49.087,20
Flujo de Caja acumulado	- 339.060,59	- 475.400,40	- 601.976,19	- 717.533,36	- 820.664,40	- 909.790,54	- 983.141,06	- 1.038.730,29	- 1.103.706,74	- 1.152.793,94
VAN	- 325.553,50									
TIR	6,651%									
Payback	16,17									
10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
246.469,51	276.045,85	309.171,35	346.271,91	387.824,54	434.363,48	486.487,10	544.865,55	610.249,42	683.479,35	765.496,87
- 27.517,45	- 28.287,94	- 29.080,00	- 29.894,24	- 30.731,28	- 31.591,76	- 32.476,33	- 33.385,66	- 34.320,46	- 35.281,44	- 36.269,32
- 13.763,88	- 14.149,27	- 14.545,45	- 14.952,72	- 15.371,40	- 15.801,80	- 16.244,25	- 16.699,09	- 17.166,66	- 17.647,33	- 18.141,45
- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00	- 8.505,00							
16.379,54	11.080,26	5.622,00								
180.303,63	214.023,37	251.418,89	292.919,94	341.721,86	386.969,93	437.766,53	494.780,80	558.762,30	630.550,59	711.086,10
43.272,87	51.365,61	60.340,53	70.300,79	82.013,25	92.872,78	105.063,97	118.747,39	134.102,95	151.332,14	170.660,66
137.030,76	162.657,76	191.078,36	222.619,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
176.642,62	181.941,90	187.400,16								
8.505,00	8.505,00	8.505,00	8.505,00							
- 31.106,86	- 10.779,13	12.183,20	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
- 31.106,86	- 10.779,13	12.183,20	231.124,16	259.708,61	294.097,15	332.702,56	376.033,41	424.659,35	479.218,45	540.425,44
- 1.183.900,80	- 1.194.679,93	- 1.182.496,73	- 951.372,57	- 691.663,96	- 397.566,81	- 64.864,25	311.169,16	735.828,50	1.215.046,95	1.755.472,39

Anexo 17: Flujo de caja 100% de financiamiento proyecto termosolar caso 1A.

662	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro combustible		194.915,39	218.305,23	244.501,86	273.842,09	306.703,14	343.507,51	384.728,41	430.895,82	482.603,32	540.515,72
Consumo combustible		104.618,02	107.547,33	110.558,65	113.654,29	116.836,61	120.108,04	123.471,06	126.928,25	130.482,24	134.135,75
Mantenimiento anual		2.565,38	2.637,21	2.711,06	2.786,97	2.865,00	2.945,22	3.027,69	3.112,46	3.199,61	3.289,20
Depreciación		146.317,12	146.317,12	146.317,12							
Intereses Corto Plazo											
Interés Largo Plazo											
U.A.I		- 58.585,14	- 38.196,43	- 15.084,97	157.400,83	187.001,52	220.454,25	258.229,66	300.855,11	348.921,47	403.090,77
Impuesto (--)											
R.D.I		- 58.585,14	- 38.196,43	- 15.084,97	157.400,83	187.001,52	220.454,25	258.229,66	300.855,11	348.921,47	403.090,77
Amortización LP											
Amortización CP											
Depreciación		146.317,12	146.317,12	146.317,12							
Inversión Activo Fijo	513.076,65										
Capital de Trabajo	51.307,67										
Flujo antes de fto [USD]	- 564.384,32	87.731,98	108.120,69	131.232,15	157.400,83	187.001,52	220.454,25	258.229,66	300.855,11	348.921,47	403.090,77
Financiamiento LP											
Financiamiento CP											
Flujo de Caja acumulado	- 564.384,32	- 476.652,33	- 368.531,64	- 237.299,48	- 79.898,66	107.102,86	327.557,12	585.786,78	886.641,88	1.235.563,35	1.638.654,12
VAN	627.634,91										
TIR	26%										
Payback	5										

Anexo 18: Flujo de caja sin financiamiento proyecto de calentamiento con equipos de bomba de calor caso 2.



4.4.3. Fluido calor-portante

Código	Artículo
SO 07 020	ESCOGLICOL PLUS FLD 160 10 litros
SO 07 021	ESCOGLICOL PLUS FLD 160 25 litros
SO 07 022	ESCOGLICOL PLUS FLD 160 50 litros
SO 07 023	ESCOGLICOL PLUS FLD 160 120 litros
SO 07 024	ESCOGLICOL PLUS FLD 160 210 litros

Fluido calor-portante para instalaciones de energía solar térmica: "ESCOGLICOL PLUS FLD 160"

Forma de suministro:

Bidones de plástico con apertura superior de 25, 50, 120 y 210 l.

Identificación del producto y de la Empresa:

Uso previsto del producto: Fluido calor-portante en instalaciones de energía solar térmica.

Fabricado para SALVADOR ESCODA, S.A. por Laboratorios Roig Llorens, S.L., Pje. Compositor Strauss, 1, Pol. Ind. Can Jardí, 08191 Rubí (Barcelona)

Composición/Información sobre los componentes:

Propilenglicol y sales inorgánicas anticorrosivas.

Identificación de los peligros:

No tóxico.

Primeros auxilios:

Lavar con agua abundante. Cambiar la ropa manchada o empapada.

En caso de inhalación, llevar al afectado al aire libre. Si hay contacto con la piel, lavar la zona afectada con abundante agua. Igual si el contacto fuera en los ojos.

Medidas de lucha contra incendios:

Producto no combustible. En caso de incendios del almacén, usar agua pulverizada o medios de extinción secos. Los gases producidos en caso de combustión son monóxido de carbono (CO), por lo que debe procurarse no respirarlos y utilizar un aparato de respiración.

Medidas en caso de vertido accidental:

Llevar ropa adecuada de protección.

Lavar las zonas de contacto con la piel, cambiarse de ropa, recoger con materiales adecuados absorbentes. No verter directamente al alcantarillado.

Manipulación y Almacenamiento:

Manipular limpiamente de manera normal y guardar herméticamente cerrado en lugar seco. No se requieren medidas especiales.

Hay que almacenar el producto aislado y protegido de otros que puedan fácilmente inflamarse.

Límites de exposición y medidas de protección personal:

Usar guantes, no respirar directamente los posibles vapores, usar gafas protectoras si se prevén salpicaduras. Mantenerlo alejado de alimentos y bebidas.

Trabajar con ventilación suficiente. Usar careta respiratoria conforme a DIN EN 136.

La concentración de gases máxima no debe superar el 0,5% en volumen y la atmósfera ambiente debe contener como mínimo 17% de oxígeno. Observar las regulaciones vigentes como EN 136/141/143/371/372 y las nacionales.

Usar guantes de caucho butílico o nitrílico según el tiempo de exposición prolongada o a corto tiempo. Tener en cuenta las indicaciones del espesor mínimo de las capas y el tiempo mínimo hasta la rotura, así como las condiciones del lugar de trabajo. Usar gafas protectoras.

Propiedades físicas y químicas:

- Descripción: Líquido viscoso, rosado intenso, inodoro y con olor específico débil o algo punzante.
- Punto de congelación: aproximadamente -25°C.
- Punto de ebullición: superior a 100°C.
- Inflamación: superior a 100°C.
- Ignición: superior a 500°C.
- Presión de vapor: aproximadamente 20 mbar a 20°C.
- Densidad: 1,065 kg/cm³
- Límites de explosión: no aplicable.
- Valor del pH, entre 7,5 y 10.

Estabilidad y Reactividad:

Producto estable en condiciones adecuadas de almacenamiento.

Evitar contacto directo con oxidantes y ácidos.

Información toxicológica:

Producto de toxicidad no determinada, pero en principio no tóxico, ni por ingestión.

Información Ecológica:

Prácticamente presenta muy baja toxicidad para los organismos acuáticos y terrestres. Presenta buena degradabilidad superior al 90%. No produce alteraciones en las depuradoras.

Consideraciones sobre su eliminación:

Eliminar en vertederos adecuados y controlados o incinerar en una planta adecuada.

Información reglamentaria:

Respecto al transporte se considera mercancía no peligrosa. Los envases deben llevar el pictograma de "Irritante" con la indicación Xi, aunque no es obligatoria la señalización.

Disposiciones de carácter legal:

Pictograma de sustancias irritantes, aunque no sea obligatorio indicarlo.

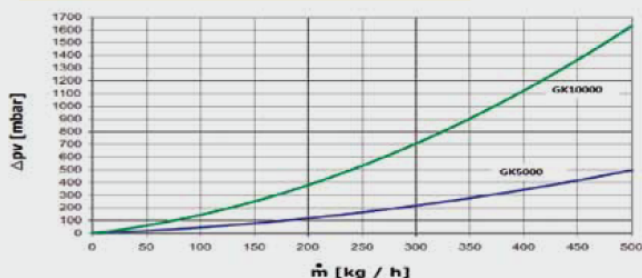
Colector solar plano de grandes dimensiones y alta eficiencia energética, máximo aprovechamiento de la energía en el mínimo espacio, gracias al absorbente con recubrimiento altamente selectivo. La configuración hidráulica, mediante meandro con soldadura láser, permite la instalación de una sola batería con conexiones por el mismo lado, de hasta 80 m² en paralelo o 110 m² con sistema de equilibrado, retorno invertido o similar.



Captador de gran superficie GK 5000/10000

Datos técnicos

Modelo	GK5000	GK10000
Dimensiones		
Ancho	2441 mm	4857 mm
Alto	2059 mm	2059 mm
Fondo	113 mm	
Superficie total	5,03 m ²	10,02 m ²
Superficie de apertura	4.69 m ²	9.41 m ²
Peso	95 kg	170 kg
Contenido de fluido	4,5 l	9 l
Diámetro tubo de distribución (Cu)	28 mm x 0,1 mm	
Diámetro tubo de meandro (Cu)	8 mm x 0,4 mm	
Conexiones del captador	4 x 1 1/4"	
Rendimiento		
Respecto a la superficie de absorción		
η_0 0,804	a_1 3,908	a_2 0,011
Respecto a la superficie de apertura		
η_0 0,789	a_1 3,834	a_2 0,011
Absorbedor Mirotherm		
Material	AL	
Tipo	Meandro	
Espesor	0,5 mm	
Temperatura de estancamiento	192°C	
N° de tubos	2	4
Cubierta		
Material	Floatglas templado	
Número de cristales	2	4
Dimensiones	2040 x 1020 mm	
Espesor	3,2 mm	
Aislamiento térmico		
Material	Lana de roca	
Espesor	50 mm	
Densidad	50 kg/m³	
Conductividad térmica	0,045 W/mK	



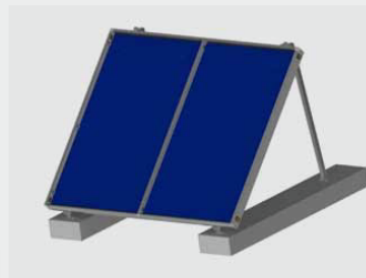
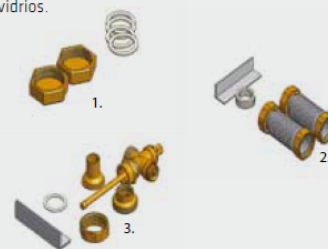
Ventajas:

- La mejor relación eficiencia energética-coste.
- Importante reducción de los costes de instalación, gracias a su conexión en una única batería por el mismo lado.
- Instalación hidráulica solar reducida, lo que se traduce en menores pérdidas, respecto a los sistemas solares convencionales.
- Reducción de pérdidas laterales por unidad de colector.
- Sistema constructivo especialmente pensado para garantizar un manejo sencillo y seguro en obra.
- Larga vida útil y alta resistencia a la corrosión, incluso en ambientes marinos, debido al material utilizado, aluminio, tanto en el marco como en el absorbente y la estructura.
- Detalles constructivos y acabados, especialmente pensados y desarrollados para garantizar un manejo sencillo y seguro en obra.

Fabricado por empresa líder austríaca, con las técnicas de producción y control de calidad más avanzadas de Europa, sólo se utilizan materiales de primera calidad: aislamiento de lana de roca de 50 mm. de espesor, no degradable, marco de aluminio con cámara de aire para la reducción de las pérdidas laterales, vidrios modulares de seguridad y muy bajo contenido de hierro, juntas de estanqueidad accesibles para una fácil sustitución, tanto de los absorbentes como de los vidrios.

Accesorios:

1. Set 2 tapones roscados
2. Vaina de inmersión
3. Set de interconexión



SALVADOR ESCODA S.A.
 Provença, 392 pl. 1 y 2. 08025 Barcelona
 Tel. 93 446 27 80. Fax 93 456 90 32

Anexo 20: Catálogo técnico colector solar plano GK10000 para el proyecto termosolar

Commercial and industrial heat pumps

FOCS-NR 1062 - 3222



Reversible unit, NRG line, total heat recovery, air source for outdoor installation 199-826 kW

Outdoor heat pump unit for the production of chilled/hot water with semi-hermetic screw compressors optimized for R134a, axial-flow fans, external coil with copper tubes and aluminium fins, shell and tubes heat exchangers designed by Climaveneta and thermostatic expansion valve.

Base and supporting structure and panels are galvanized epoxy powder coated steel with increased thickness.

These units are designed for two-pipes systems and are able to produce hot or cold water and even hot water on an auxiliary circuit when needed for domestic utilities or post heating for air conditioning units.

Version

CA	Class A of efficiency
LN-CA	Low Noise, Class A of efficiency
SL-CA	Super Low noise version, Class A of efficiency
XL-CA	eXtra Low noise version, Class A of efficiency
XL-CA-E	eXtra Low noise, Class A enhanced

Features

UNIQUE PROPOSAL

Unique proposal: unit designed to satisfy, according to the mode of operation, requirements of cold water, hot water for heating or hot water for domestic use

EXTENSIVE RANGE OF OPERATION

Unit's operation guaranteed with external air temperature down to -10°C during winter and up to 46°C during summer.

HOT WATER SUPPLY

Hot water supply up to 55°C. In winter mode the unit manages hot water production in the plant-side heat exchanger and in the reclaim one, with priority settled by customer, eventually at two different set-points

CLASS A EFFICIENCY

The full range is also available with the Class A efficiency rating (in heating).

VERSION 'XL-CA-E' AVAILABLE

Exclusive Premium version. Together for the first time, the lowest noise level on the market and the maximum efficiency in each operating mode.

Accessory

- Compressor power factor device
- Hydronic group
- VPF (Variable Primary Flow) kit: variable flow pumps with on board regulation
- Set-up for remote connectivity with ModBus/Echelon protocol cards

Anexo 21: Ficha técnica bomba de calor FOCS-NR 3222.

FOCS-NR / CA			2022	2222	2422	2622	2722	3222
Power supply	V/ph/Hz		400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50	400/3/50
PERFORMANCE								
COOLING								
Cooling capacity	(1)	kW	483	525	554	624	701	826
Total power input	(1)	kW	156	167	176	201	222	264
EER	(1)		3,10	3,14	3,16	3,10	3,15	3,13
ESEER	(1)							
HEATING ONLY								
Total heating capacity	(2)	kW	492	541	571	615	711	826
Total power input	(2)	kW	149	159	169	178	207	240
COP	(2)		3,31	3,41	3,38	3,46	3,43	3,44
COOLING WITH TOTAL HEAT RECOVERY								
Cooling capacity with total heat recovery	(3)	kW	484	522	550	631	701	826
Total power input	(3)	kW	134	145	153	170	193	228
Recovery heat exchanger capacity	(3)	kW	609	658	694	791	883	1041
EXCHANGERS								
HEAT EXCHANGER USER SIDE IN REFRIGERATION								
Water flow	(1)	m³/h	83,1	90,4	95,3	107	121	142
Pressure drop	(1)	kPa	26,7	29,0	32,3	23,1	30,5	30,9
HEAT EXCHANGER USER SIDE IN HEATING								
Water flow	(2)	m³/h	85,5	94,1	99,2	107	124	143
Pressure drop	(2)	kPa	28,2	31,4	34,9	22,8	31,9	31,5
HEAT EXCHANGER RECOVERY USER SIDE IN REFRIGERATION								
Water flow	(3)	m³/h	106	114	121	138	153	181
Pressure drop	(3)	kPa	43,3	46,4	51,7	37,8	49,2	50,1
COMPRESSORS								
Compressors nr.	N°		2	2	2	2	2	2
No. Circuits	N°		2	2	2	2	2	2
NOISE LEVEL								
Noise Pressure	(4)	dB(A)	78	80	80	80	79	80
Noise Power	(5)	dB(A)	99	101	101	101	101	102
SIZE AND WEIGHT								
A	(6)	mm	6300	7200	7200	7200	8400	9700
B	(6)	mm	2260	2260	2260	2260	2260	2260
H	(6)	mm	2350	2350	2350	2350	2350	2350
Operating weight	(6)	kg	7580	8060	8160	8600	9160	11380

Anexo 21 (continuación): Ficha técnica bomba de calor FOCS-NR 3222.



Intercambiador de placas M6

Diseño estándar:

El intercambiador de calor de placas consta de un paquete de placas metálicas de relieve corrugado con orificios para la circulación de los dos fluidos entre los que se va a producir transferencia térmica.

El paquete de placas se sitúa entre una placa de bastidor y una placa de presión que, mediante unos pernos de apriete, comprimen el citado paquete. Cada placa lleva una junta periférica que sella los canales y dirige el fluido alternativamente entre placas. El número de placas se determina en función de los caudales, propiedades físicas de los fluidos, pérdidas de carga admisibles y programa de temperaturas. El corrugado de las placas facilita la formación de turbulencias y soporta la presión diferencial que se produce.

La placa de presión y el resto de placas se encuentran suspendidas de una barra soporte, situada superiormente, y centrados por una barra guía inferior. Ambas barras se fijan a una columna soporte.

Las conexiones se sitúan en la placa de bastidor, o si alguno de los fluidos realiza más de un paso dentro de la unidad, se sitúan en las placas de bastidor y de presión.

Las placas pueden suministrarse en cualquier material prensable y las juntas en diferentes calidades de elastómeros.

Caudal:

Depende del tipo de fluidos, pérdidas de carga admisibles y programa de temperaturas.

Hasta 15 Kg/s.

Tipos de bastidor:

FM, FML, FG, FGL y FD

Tipos de placas:

M6 y M6M

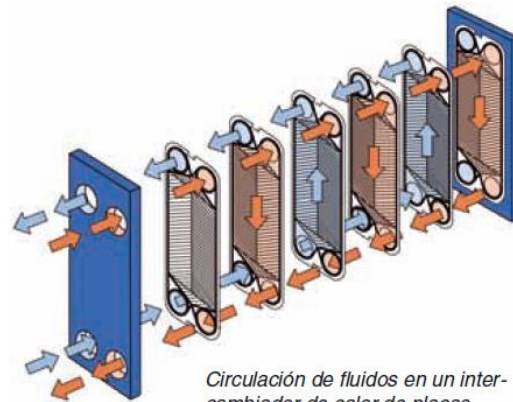
Principio de funcionamiento:

Los fluidos se introducen por los orificios de conexión y circulan por los canales que se forman entre placas, convenientemente separadas por las juntas. Un fluido es conducido a un segundo paso, mientras el otro circula por el canal que forman estos dos primeros. Los dos fluidos se encuentran así separados, sin poderse mezclar, por una delgada placa a través de la cual se produce la transferencia de calor.

Las corrugaciones forman los correspondientes canales entre placas, cuyos bordes de apoyo presionan unas sobre las otras. Los fluidos circulan con altas turbulencias produciendo un gran rendimiento en la transferencia de calor.



M6



Anexo 22: Ficha técnica intercambiador de calor para el circuito primario y terciario del caso 1.

ALFA LAVAL

INTERCAMBIADORES DE CALOR DE PLACAS MODELO M10B Y M10M

Descripción

El intercambiador de calor de placas consta de un paquete de placas metálicas de relieve corrugado con orificios para la circulación de los dos fluidos entre los que se va a producir transferencia térmica.

El paquete de placas se sitúa entre una placa (frame) bastidor y una placa de presión que, mediante unos pernos de apriete, comprimen el citado conjunto. Cada placa lleva una junta periférica (empaquetaduras) que sella los canales y dirige el fluido alternativamente entre placas. El número de placas se determina en función de los caudales, propiedades físicas de los fluidos, pérdidas de carga admisibles y programa de temperaturas. El corrugado de las placas facilita la formación de turbulencias y soporta la presión diferencial que se produce.

La placa de presión y el resto de las placas se encuentran suspendidas de una barra soporte, situada superiormente, y centrados por una barra guía inferior. Ambas barras se fijan a una columna soporte.

Las conexiones se sitúan en la placa de bastidor, o si alguno de los fluidos realiza más de un paso dentro de la unidad, se sitúan en las placas de bastidor y de presión.

Condiciones de trabajo

Capacidades típicas

: Flujo de 50 kg/s, dependiendo del tipo de fluidos, pérdidas de carga y programa de temperaturas

Potencia entregada por el vapor al agua

: 0,7 MW 3,0 MW

Presión máxima de trabajo

: 1 Mpa (bastidores tipo FM)
1,6 Mpa (bastidores tipo FG)
150 psig (bastidores tipo FGASME)
2,5 Mpa (bastidores FD)
300 psig (bastidores FSASME)

Máxima superficie de intercambio térmico

: 105 m² (M10B); 62 m² (M10M)

Materiales

1	Bastidor	Acero suave
2	Placa	Acero inoxidable AISI 316, Ti
3	Empaquetadura	M10B: Nitrilo, EPDM M10M: Nitrilo, EPDM, HNBR, EPDM-FDA, FKM
4	Conectores	Acero inoxidable, acero al carbono, goma

Conexiones

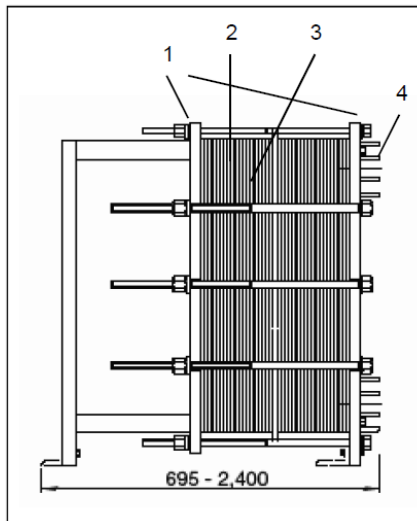
Con Bridas

FM: Tamaño 100 mm DIN2501, PN10 o ANSI150

FG: Tamaño 100 mm DIN2501, PN16 o ANSI150

FD: Tamaño 100 mm DIN2501, PN25 o ANSI150

FD: Tamaño 100 mm DIN2501, PN25 o ANSI300 (ASME)



Anexo 23: Ficha técnica intercambiador de calor para el circuito con bombas de calor del caso 3.

SMF / SMR

Vasos de expansión de membrana Sistemas cerrados de energía solar

- Membrana especial que soporta picos de temperatura de hasta 130° C durante una hora
- Para mayor seguridad se recomienda instalar un vaso intermedio disipador de temperatura (pag.33)
- Conexión de agua cincada (De 5 a 100 litros) y de latón (De 220 a 1000 litros)
- Temperatura: -10° C +100° C
- Aptos para uso de anticongelantes hasta el 50%
- Pintura epoxi blanca
- Precarga de aire: 2,5 bar
- Certificado CE, conforme a la Directiva 97/23/CE



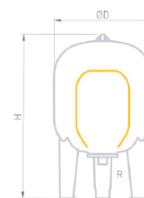
Modelos sin patas 8 - 10 bar (membrana no recambiable)

Peso (Kg)	Código	Modelo	Capacidad (Lt)	Presión Máx. (bar)	Dimensiones		R Conexión agua
					Ø D (mm)	H (mm)	
0,8	02002070	2 SMF	2	10	110	245	3/4"
2	02005070	5 SMF	5	10	200	250	3/4"
2,5	02008070	8 SMF	8	10	200	340	3/4"
3,2	02012070	12 SMF	12	10	270	310	3/4"
4	02018070	18 SMF	18	10	270	415	3/4"
4,5	02024070	24 SMF	24	8	320	430	3/4"



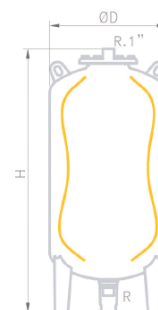
Modelos con patas 10 bar (membrana recambiable)

Peso (Kg)	Código	Modelo	Capacidad (Lt)	Presión Máx. (bar)	Dimensiones		R Conexión agua
					Ø D (mm)	H (mm)	
10	01035070	35 SMR-P	35	10	360	615	1"
12	01050070	50 SMR-P	50	10	360	750	1"
16	03080070	80 SMR-P	80	10	450	750	1"
18	03100070	100 SMR-P	100	10	450	850	1"



Modelos con patas 10 bar (membrana recambiable)

Peso (Kg)	Código	Modelo	Capacidad (Lt)	Presión Máx. (bar)	Dimensiones		R Conexión agua
					Ø D (mm)	H (mm)	
49	03200070	220 SMR	200	10	485	1400	1 1/2"
60	03300070	350 SMR	300	10	485	1965	1 1/2"
90	03500070	500 SMR	500	10	600	2065	1 1/2"
158	03700070	700 SMR	700	10	700	2145	1 1/2"
274	03910070	1000 SMR	1000	10	800	2375	1 1/2"





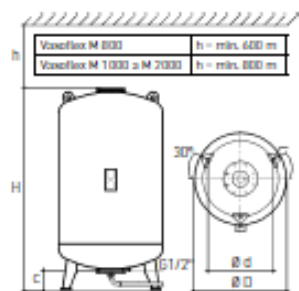
Vasoflex M

- Depósito cerrado de acero de alta calidad, pintado exteriormente y provisto de membrana elástica especial.
- Membrana de fácil sustitución en el caso de perforarse.
- Cámara de gas conteniendo nitrógeno a presión.
- Instalación en circuito cerrado. Evita la entrada de aire en el interior de la tuberías y en consecuencia la corrosión de las mismas.

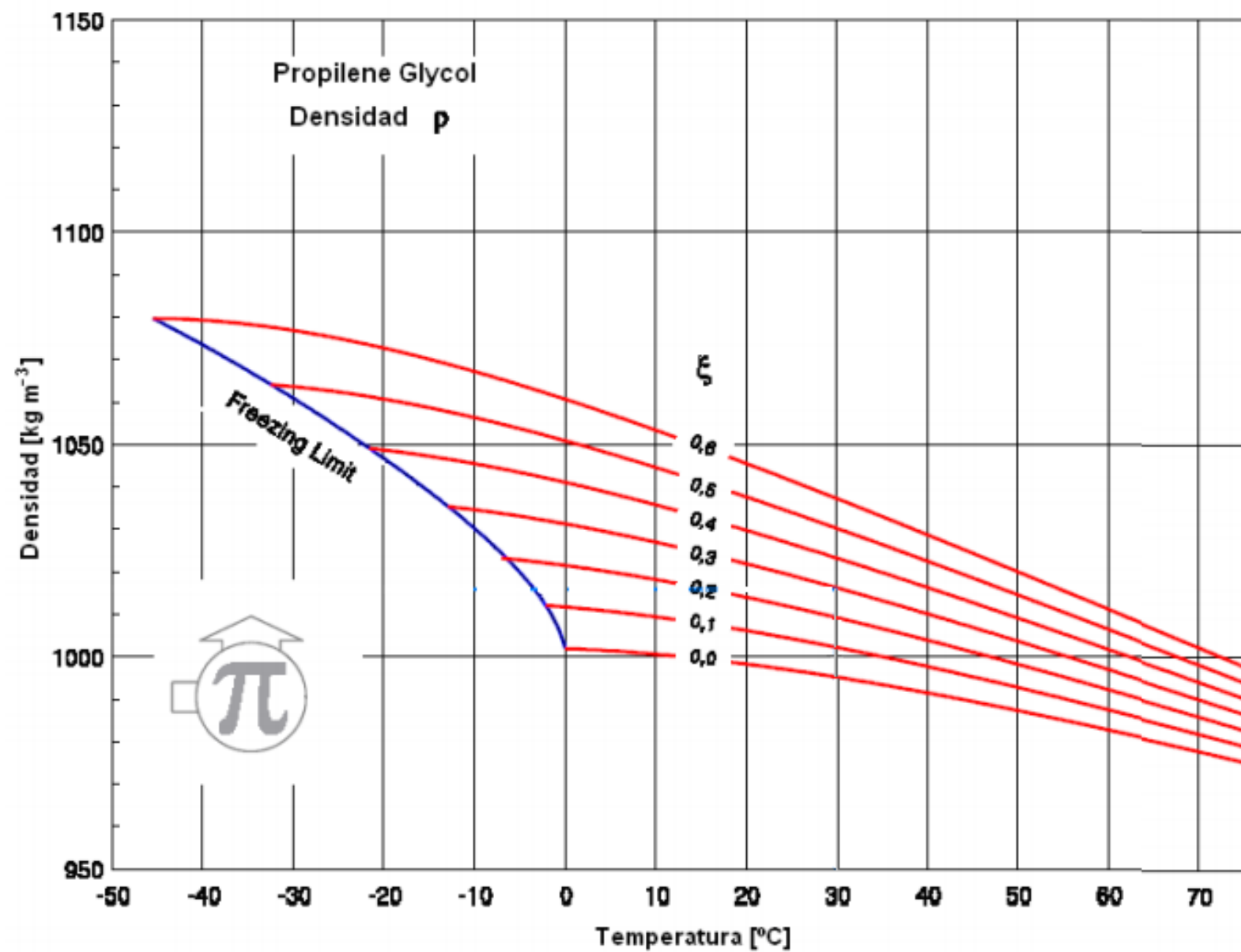
- Sustituye el depósito de expansión abierto, evitando la colocación de los conductos de seguridad hasta el punto más alto de la instalación.
- Elimina las pérdidas de agua por evaporación.
- Facilidad de montaje.

Nota: Ajustar la presión de llenado según la altura manométrica que soportará el depósito de expansión en la instalación incrementándola en 0,5 bar.

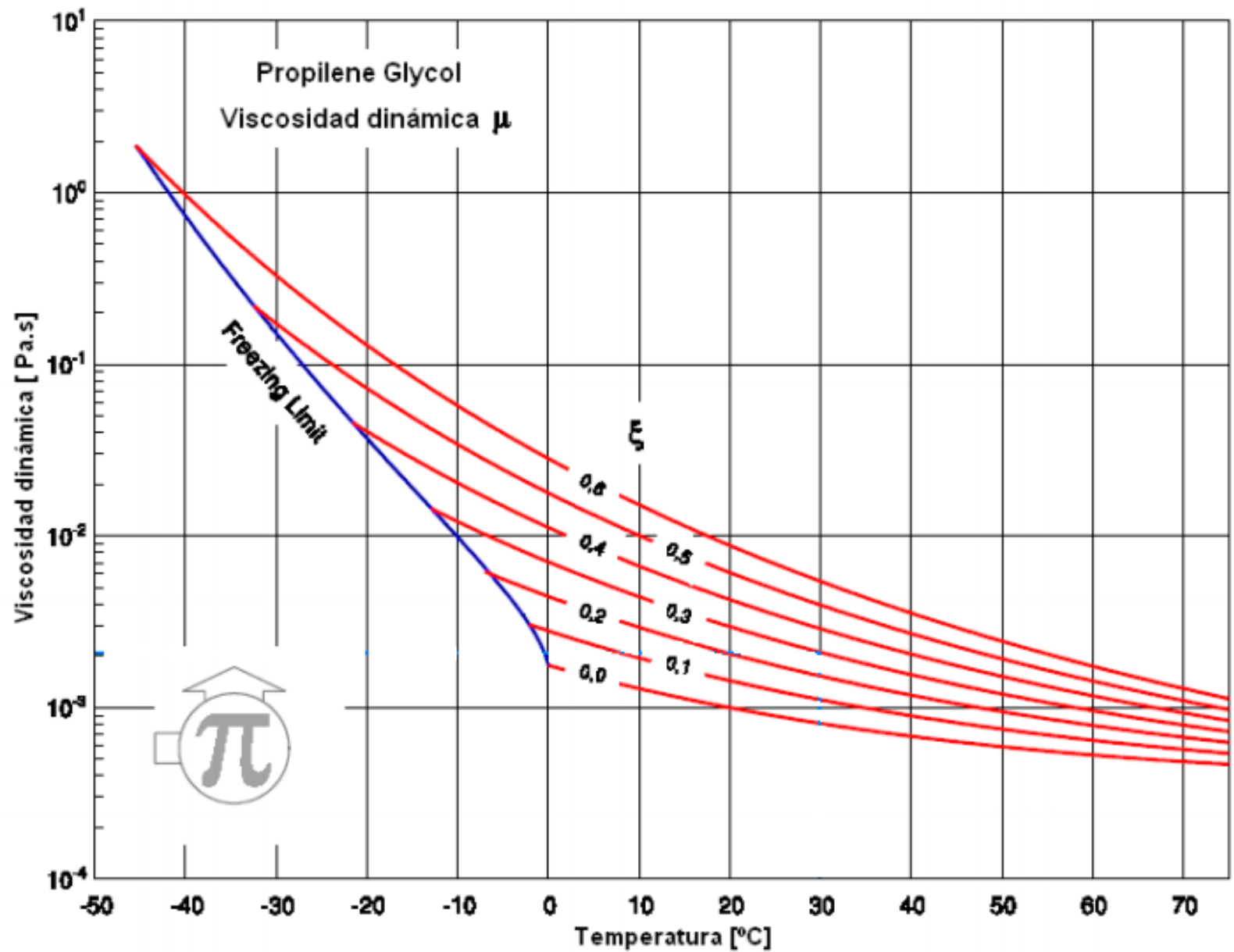
		800/4	1000/4	1200/4	1600/4	2000/4
Presión de llenado	bar	4	4	4	4	4
Compresor		Sin compresor	Sin compresor	Sin compresor	Sin compresor	Sin compresor
Capacidad	l	800	1.000	1.200	1.600	2.000
Temp. máx. de trabajo	°C	70	70	70	70	70
Presión máx.	bar	10	10	10	10	10
D	Ø	750	750	1.000	1.000	1.200
H	mm	2.155	2.710	1.940	2.440	2.180
c	mm	290	290	175	175	175
d	Ø	680	680	850	850	1.050
Conexión		1 1/4"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"	2"
Peso	kg	250	300	410	485	600
Referencia		195200012	195200013	195200014	195200015	195200016
PVP		3.169 €	3.613 €	4.895 €	5.548 €	6.992 €



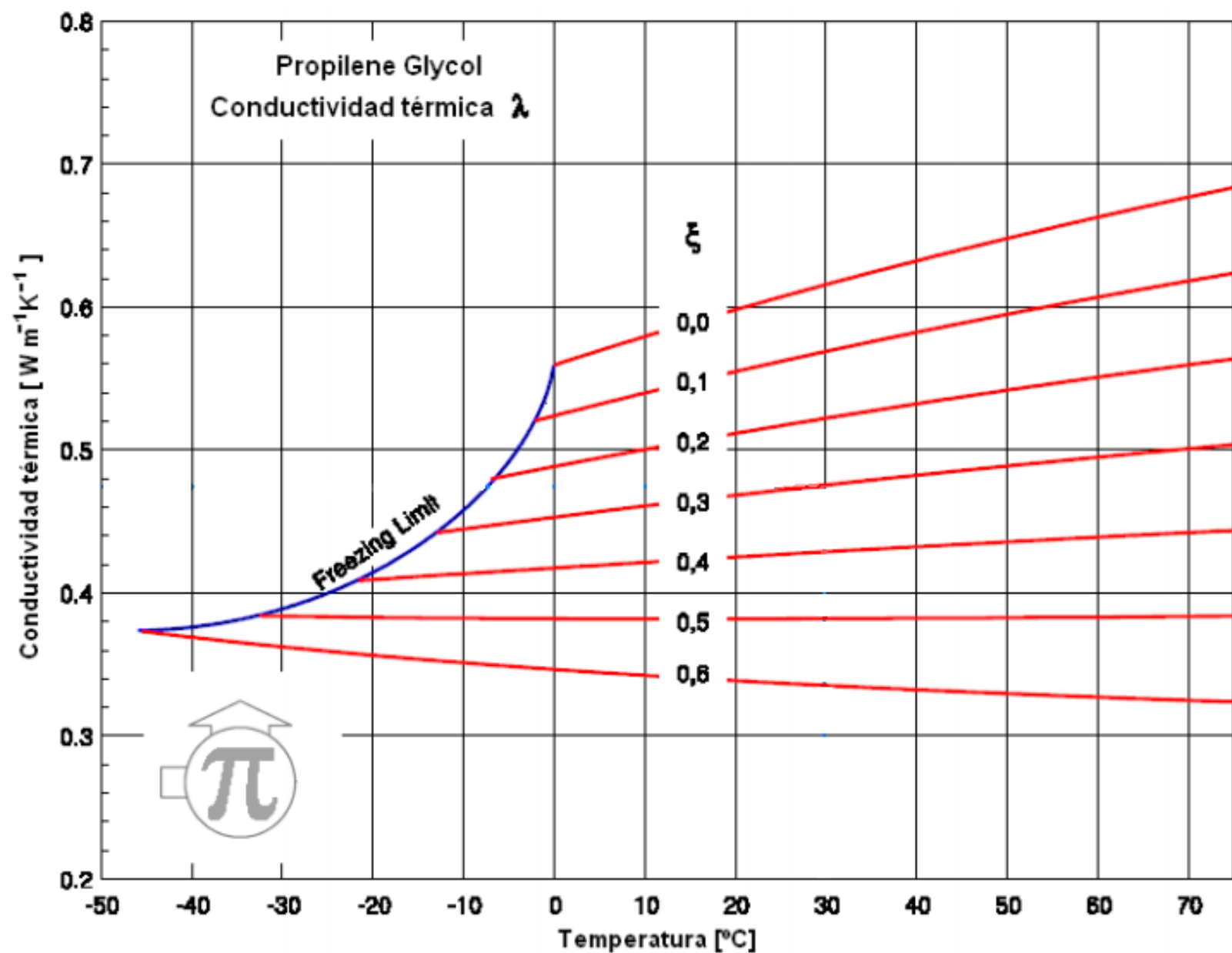
Anexo 25: Ficha técnica vasos de expansión para proyecto termosolar y BC. propilenglicol. Fuente: M. Conde Engineering.



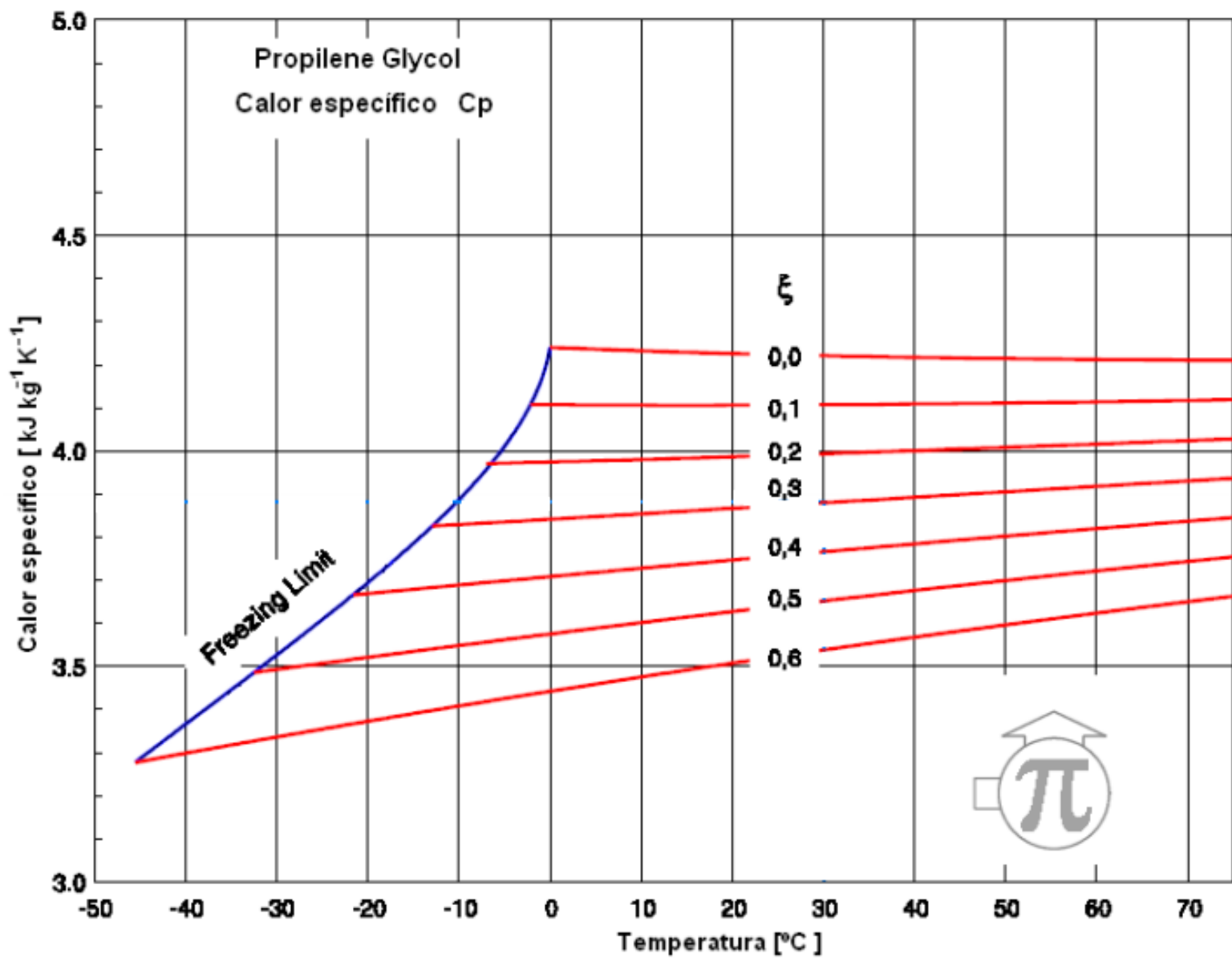
Anexo 26: Densidad en función de la temperatura para diferentes porcentajes de mezcla propilenglicol. Fuente: M. Conde Engineering.



Anexo 27: Viscosidad dinámica en función de la temperatura para diferentes porcentajes de mezcla propilenglicol. Fuente: M. Conde Engineering.



Anexo 28: Conductividad térmica en función de la temperatura para diferentes porcentajes de mezcla propilenglicol. Fuente: M. Conde Engineering.



Anexo 29: Calor específico en función de la temperatura para diferentes porcentajes de mezcla propilenglicol. Fuente: M. Conde Engineering

04 AISLAMIENTO TUBULAR FLEXIBLE Clase ST.M1



L'ISOLANTE K-FLEX

Características:

- Grueso: ≤ 25 mm.
- Elastómero extruido de célula cerrada Nitril - PVC
- Conductibilidad térmica λ :
0,033 W(m.k) a 0°C
0,034 W(m.k) a 10°C
0,037 W(m.k) a 40°C
- Temperatura de trabajo tubos:
-40 a +110°C
- Coef. permeabilidad (UNI 9233):
 $\geq \mu 10.000$
- Clasificación al fuego: B_s S2 d0
- Resistencia al ozono*: Excelente
- Resist. agentes atmosféricos*: Excelente
- Longitud estándar: 2 mts.

(*) Consulte dpto. técnico



Código	Artículo					metro lineal €
	Ref.	Ø nominal	Ø Cobre	Ø Hierro	Cent. caja	
ESPESOR 6 mm (D)						
Al 04 101	6 x 6	6	1/4"	—	496	0,84
Al 04 102	10 x 6	10	3/8"	—	364	0,91
Al 04 103	12 x 6	12	1/2"	—	316	1,01
Al 04 104	15 x 6	15	5/8"	—	266	1,09
Al 04 105	18 x 6	18	3/4"	3/8"	220	1,24
Al 04 106	22 x 6	22	7/8"	1/2"	180	1,48
Al 04 107	25 x 6	25	1"	—	152	1,60
Al 04 108	28 x 6	28	1-1/8"	3/4"	130	1,81
ESPESOR 9 mm (F)						
Al 04 121	6 x 9	6	1/4"	—	352	0,90
Al 04 122	10 x 9	10	3/8"	—	266	0,98
Al 04 123	12 x 9	12	1/2"	—	234	1,14
Al 04 124	15 x 9	15	5/8"	—	192	1,25
Al 04 125	18 x 9	18	3/4"	3/8"	166	1,44
Al 04 126	22 x 9	22	7/8"	1/2"	136	1,55
Al 04 127	25 x 9	25	1"	—	108	1,83
Al 04 128	28 x 9	28	1-1/8"	3/4"	98	2,03
Al 04 129	35 x 9	35	1-3/8"	1"	76	2,67
Al 04 130	42 x 9	42	1-5/8"	1-1/4"	60	3,03
Al 04 131	48 x 9	48	—	1-1/2"	50	3,37
Al 04 132	54 x 9	54	2-1/8"	—	46	3,79
Al 04 133	60 x 9	60	2-3/8"	2"	46	4,28
Al 04 134	64 x 9	64	2-5/8"	—	46	4,76
Al 04 135	76 x 9	76	3"	2-1/2"	40	5,37
Al 04 137	89 x 9	89	3-1/2"	3"	36	6,44
Al 04 138	114 x 9	114	4-1/2"	4"	22	8,98
Al 04 139	140 x 9	140	—	5"	16	12,02
ESPESOR 13 mm (H)						
Al 04 152	10 x 13	10	3/8"	—	172	1,46
Al 04 153	12 x 13	12	1/2"	—	162	1,61
Al 04 154	15 x 13	15	5/8"	—	136	1,74
Al 04 155	18 x 13	18	3/4"	3/8"	118	1,93
Al 04 156	22 x 13	22	7/8"	1/2"	98	2,15
Al 04 157	25 x 13	25	1"	—	80	2,51
Al 04 158	28 x 13	28	1-1/8"	3/4"	78	2,75
Al 04 159	35 x 13	35	1-3/8"	1"	58	3,31
Al 04 160	42 x 13	42	1-5/8"	1-1/4"	48	3,82
Al 04 161	48 x 13	48	—	1-1/2"	40	4,16
Al 04 162	54 x 13	54	2-1/8"	—	34	4,52
Al 04 163	60 x 13	60	—	2"	32	4,85
Al 04 164	64 x 13	64	—	—	30	5,52
Al 04 165	76 x 13	76	—	2-1/2"	26	6,65
Al 04 166	89 x 13	89	3-1/2"	3"	24	8,11
Al 04 167	102 x 13	102	3-5/8"	3-1/2"	16	10,40
Al 04 168	114 x 13	114	4-1/2"	4"	16	11,53
Al 04 169	140 x 13	140	—	5"	12	14,62
ESPESOR 19 mm (M)						
Al 04 170	6 x 19	6	1/4"	—	100	2,94
Al 04 171	10 x 19	10	3/8"	—	98	3,54
Al 04 172	12 x 19	12	1/2"	—	88	3,89
Al 04 173	15 x 19	15	5/8"	—	78	4,13
Al 04 174	18 x 19	18	3/4"	3/8"	72	4,44
Al 04 175	22 x 19	22	7/8"	1/2"	64	4,82
Al 04 176	25 x 19	25	1"	—	50	5,24
Al 04 177	28 x 19	28	1-1/8"	3/4"	48	5,73
Al 04 178	35 x 19	35	1-3/8"	1"	36	6,31
Al 04 179	42 x 19	42	1-5/8"	1-1/4"	32	7,18
Al 04 180	48 x 19	48	—	1-1/2"	24	8,88
Al 04 181	54 x 19	54	2-1/8"	—	24	9,85
Al 04 182	60 x 19	60	2-3/8"	2"	22	11,08
Al 04 183	64 x 19	64	2-5/8"	—	18	12,11
Al 04 184	76 x 19	76	3"	2-1/2"	18	13,60
Al 04 186	89 x 19	89	3-1/2"	3"	14	15,76
Al 04 187	102 x 19	102	3-5/8"	3-1/2"	14	19,10
Al 04 188	114 x 19	114	4-1/2"	4"	12	20,92
Al 04 189	140 x 19	143,5	—	5"	8	24,03
Al 04 190	160 x 19	159	—	—	8	30,86

Anexo 30: Catálogo de aislante para tuberías seleccionado para el proyecto termosolar.

04 AISLAMIENTO TUBULAR FLEXIBLE Clase ST.M1



L'ISOLANTE K-FLEX

Características:

- Grueso: ≤ 25 mm.
- Elastómero extruido de célula cerrada Nitril - PVC
- Conductibilidad térmica λ :
0,033 W(m.k) a 0°C
0,034 W(m.k) a 10°C
0,037 W(m.k) a 40°C
- Temperatura de trabajo tubos:
-40 a +110°C
- Coef. permeabilidad (UNI 9233):
 $\geq \mu 10.000$
- Clasificación al fuego: B_L S2 d0
- Resistencia al ozono*: Excelente
- Resist. agentes atmosféricos*: Excelente
- Longitud estándar: 2 mts.

(*) Consulte dpto. técnico



Características:

- Grueso: ≥ 30 mm.
- Conductibilidad térmica λ :
0,036 W/mk a 0°C
0,037 W/mk a 10°C
0,040 W/mk a 40°C
- Escala de temperatura tubo: -45 a 110° C
manta: -45 a 85°C
- Factor de fusión al vapor de agua:
 $\geq \mu 7.000$
- Flexibilidad: Excelente
- Clasificación al fuego: B_L S3 d0
- Reducción al ruido: 32 dB (A)
- Densidad: 65±10 Kg/m³
- Longitud estándar: 2 mts

Código	Artículo	Diámetro interior			Cont. CAJA	metro lineal €
		mm	Cobre	Hierro		
ESPESOR 25 mm						
Al 04 197	6 x 25	6	1/4"	—	64	5,14
Al 04 198	10 x 25	10	3/8"	1/8"	60	5,28
Al 04 199	12 x 25	12	1/2"	—	54	5,34
Al 04 200	15 x 25	15	5/8"	—	52	5,37
Al 04 201	18 x 25	18	3/4"	3/8"	50	5,42
Al 04 202	22 x 25	22	7/8"	1/2"	42	5,49
Al 04 206	25 x 25	25	1"	—	40	6,40
Al 04 203	28 x 25	28	1-1/8"	3/4"	40	6,50
Al 04 204	35 x 25	35	1-3/8"	1"	24	7,40
Al 04 205	42 x 25	42	1-5/8"	1-1/4"	22	9,45
Al 04 208	48 x 25	48	—	1-1/2"	18	10,70
Al 04 207	54 x 25	54	2-1/8"	—	16	11,51
Al 04 211	60 x 25	60	2-3/8"	2"	12	12,56
Al 04 209	64 x 25	64	2-5/8"	—	12	13,11
ESPESOR 30 mm						
Al 04 242	42 x 30	42	1-5/8"	1-1/4"	18	9,89
Al 04 243	48 x 30	48	—	1-1/2"	16	11,06
Al 04 244	54 x 30	54	2-1/8"	—	16	11,91
Al 04 245	60 x 30	60	2-3/8"	2"	12	12,56
Al 04 246	64 x 30	64	2-5/8"	—	12	13,56
Al 04 247	76 x 30	76	3"	2-1/2"	10	14,79
Al 04 248	89 x 30	89	3-1/2"	3"	8	16,87
Al 04 249	102 x 30	102	—	3-1/2"	8	21,99
Al 04 250	114 x 30	114	4-1/2"	4"	6	22,67
Al 04 251	140 x 30	140	—	5"	4	26,77
Al 04 252	160 x 30	160	—	—	4	37,97
Al 04 253	170 x 30	170	—	6"	4	41,21
ESPESOR 32 mm						
Al 04 270	15 x 32	15	5/8"	1/4"	36	9,80
Al 04 271	18 x 32	18	3/4"	3/8"	32	10,46
Al 04 222	22 x 32	22	7/8"	1/2"	32	11,26
Al 04 273	25 x 32	25	1"	—	24	12,02
Al 04 274	28 x 32	28	1-1/8"	3/4"	24	12,96
Al 04 275	35 x 32	35	1-3/8"	1"	22	14,83
Al 04 254	140 x 32	140	—	5"	4	32,00
ESPESOR 40 mm						
Al 04 111	6 x 40	6	1/4"	—	24	10,82
Al 04 112	10 x 40	10	3/8"	1/8"	24	11,69
Al 04 113	12 x 40	12	1/2"	—	24	12,59
Al 04 114	15 x 40	15	5/8"	1/4"	22	13,19
Al 04 259	18 x 40	18	3/4"	3/8"	22	13,26
Al 04 260	22 x 40	22	7/8"	1/2"	22	13,55
Al 04 267	25 x 40	25	1"	—	16	14,57
Al 04 257	28 x 40	28	1-1/8"	3/4"	16	15,59
Al 04 258	35 x 40	35	1-3/8"	1"	16	17,10
Al 04 276	42 x 40	42	1-5/8"	1-1/4"	16	18,42
Al 04 277	48 x 40	48	—	1-1/2"	12	20,98
Al 04 278	54 x 40	54	2-1/8"	—	10	22,79
Al 04 279	60 x 40	60	2-3/8"	2"	10	23,52
Al 04 255	64 x 40	64	2-5/8"	—	10	23,98
Al 04 256	76 x 40	76	3"	2-1/2"	10	25,36
Al 04 261	89 x 40	89	3-1/2"	3"	10	26,83
Al 04 262	102 x 40	102	—	3-1/2"	8	28,17
Al 04 263	114 x 40	114	4-1/2"	4"	6	29,40
Al 04 264	140 x 40	140	—	5"	6	33,68
Al 04 265	160 x 40	160	—	—	4	45,20
Al 04 266	170 x 40	170	—	6"	4	47,58
ESPESOR 50 mm						
Al 04 286	18 x 50	18	3/4"	3/8"	14	27,58
Al 04 282	22 x 50	22	7/8"	1/2"	12	29,75
Al 04 283	25 x 50	25	1"	—	10	31,27
Al 04 284	28 x 50	28	1-1/8"	3/4"	10	33,42
Al 04 285	35 x 50	35	1-3/8"	1"	8	33,89
Al 04 298	42 x 50	42	1-5/8"	1-1/4"	8	33,92
Al 04 287	48 x 50	48	—	1-1/2"	8	35,95
Al 04 288	54 x 50	54	2-1/8"	—	8	36,77
Al 04 289	60 x 50	60	2-3/8"	2"	8	37,69
Al 04 299	64 x 50	64	2-5/8"	—	6	38,38

Anexo 30 (continuación): Catálogo de aislante para tuberías seleccionado para el proyecto termosolar continuación.

15 TERMOSTATO DIFERENCIAL ENERGÍA SOLAR Mod. RD MU 3



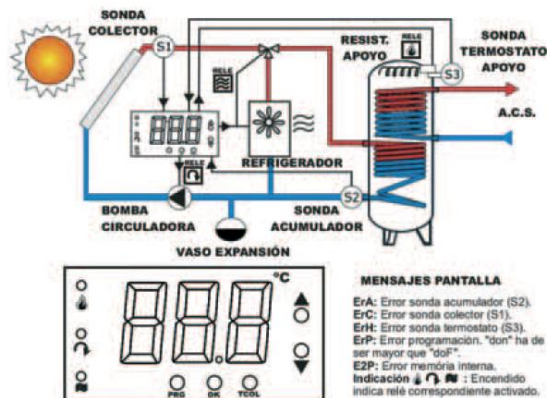
Funcionamiento

El termostato **RD-MU/3** se usa para controlar instalaciones solares. Tiene 3 sondas de temperatura (Colector Solar, Depósito Acumulador y Termostato de apoyo) y tres relés. El relé se activa/desactiva dependiendo de la diferencia entre la sonda colector (S1) y la sonda acumuladora (S2). El relé se activa cuando la temperatura de la sonda colector y/o acumulador (S1 y/o S2) exceden de un determinado valor. El relé maneja la bomba del circuito colector-acumulador. El relé maneja la válvula que conecta el circuito refrigerador. El relé controla el Termostato de apoyo dependiendo de la sonda S3, aportando el calor necesario cuando el colector solar es insuficiente o para aprovechamiento de calor sobrante.

- La pantalla muestra la temperatura del Depósito Acumulador (S2)
- Para ver la temperatura del Colector Solar (S1) pulsar TCOL.
- Para entrar en PROGRAMACIÓN de parámetros pulsar PRG durante el tiempo del parámetro "tEP".
- Para forzar la activación del relé (Bomba de circulación) mantener pulsada la tecla TCOL durante 10 segundos. Se encenderá el led correspondiente. Para desactivar pulsar cualquier tecla.
- Para forzar la activación del relé (Circuito refrigerador) mantener pulsada la tecla OK durante 10 segundos. Se encenderá el led correspondiente. Para desactivar pulsar cualquier tecla.
- Para forzar la activación del relé (Termostato de apoyo) mantener pulsada la tecla ▲ o ▼ durante 10 segundos. Se encenderá el led correspondiente. Para desactivar pulsar cualquier tecla.

Características Técnicas

Precisión	+/- 1°
Resolución	0.1° (entre 19.9 y 99.9°)
Sondas temperatura	PTC 2000 Ohm IP67
Longitud máxima cable sonda	3m
Sección cable a conectar	1,5 mm²
Visualización temperatura	-40 a 140
Carga resistiva máxima	16 A a 250 VAC
Carga inductiva máxima	7 A a 250 VAC
Temperatura trabajo	-5°C a 45°C
Temperatura almacenaje	-10°C a 50°C
Grado de protección	IP30
Alimentación	230V + 10% -15% 50/60hz
Código 3 Relé	SO 15 023



Anexo 31: Ficha técnica termostato diferencial planta termosolar.