

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE INGENIERIA AMBIENTAL  
SECCION DE POSGRADO**



**VIABILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA LA  
CONSTRUCCIÓN DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR  
EN LA REGIÓN PUNO**

**Tesis para optar el Grado de Maestro en Ciencias con Mención  
en Gestión Ambiental**

**LUIS MANUEL TERRAZOS UNGARO**

**LIMA – PERU**

**2014**

## DEDICATORIA

En memoria de mi siempre recordada madre Esther, quien cultivó en mi el deseo de superación en el estudio y desarrollo profesional.

A todos aquellos que luchan cada día por preservar la biodiversidad de nuestro país y del planeta.

*Aunque la tormenta sea muy larga, el sol siempre volverá a brillar entre las nubes.*

*Khalil Gibran*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Electro Puno y al Ministerio de Energía y Minas por haberme brindado la oportunidad de participar y aprender en la Maestría en Gestión Ambiental.

A mi Alma Mater la Universidad Nacional de Ingeniería por haberme acogido una vez más en sus aulas donde logré mis sueños de llegar a ser un profesional de éxito.

A las Autoridades Universitarias, Profesores y Personal Administrativo de la Sección de Posgrado de la FIA – UNI por su apoyo continuo en el desarrollo de la Maestría en Gestión Ambiental y la concretización de la presente tesis.

**INDICE**

<b>Caratula</b>	.....	<b>i</b>
<b>Dedicatoria</b>	.....	<b>ii</b>
<b>Agradecimientos</b>	.....	<b>iii</b>
<b>Índice</b>	.....	<b>iv</b>
<b>Glosario</b>	.....	<b>v</b>
<b>Símbolos y Abreviaturas</b>	.....	<b>vi</b>
<b>Índice de Anexos</b>	.....	<b>vii</b>
<b>Índice de Cuadros</b>	.....	<b>viii</b>
<b>Índice de Figuras</b>	.....	<b>ix</b>
<b>Índice de Tablas</b>	.....	<b>xiv</b>
<b>Resumen</b>	.....	<b>xiii</b>
<b>Abstract</b>	.....	<b>xvi</b>

**GLOSARIO**

Absorción	Las características ópticas de las superficies que miden el porcentaje de radiación solar que es capturado con éxito por una superficie
Abertura	El área total sobre el cual puede ser la radiación solar capturada por un campo solar
Gestionabilidad	Posibilidad de enviar la electricidad producida al sistema interconectado
Emitancia	Característica térmica de una superficie que mide la radiación térmica emitida en comparación con un cuerpo negro
Punto de Congelación	Temperatura a la cual un material dado pasa del estado líquido al estado sólido
Hibridación	La combinación de más de una fuente de energía para producir electricidad
Sales fundidas	Mezcla de sales que debido a sus características químicas es adecuada para aplicaciones de almacenamiento térmico, así como fluido de transferencia de calor (mezcla líquida de nitrato de sodio y nitrato de potasio)
Termoclina	Separación del fluido frío y fluido caliente por estratificación

## SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

°C	Grados Celsius
CO <sub>2</sub>	Dióxido de carbono
€/m <sup>2</sup>	Euros por metro cuadrado
GW, MW, kW	Giga vatios, Mega vatios, kilo vatios
GWh, MWh	Giga vatio hora, Mega vatio hora
°K	Grados Kelvin
KJ/m <sup>2</sup>	Kilo Joule por metro cuadrado
r <sub>0</sub>	Distancia media del Sol a la Tierra
T	Temperatura
W/m <sup>2</sup>	Vatios sobre metros cuadrados
CCR	Sistema de receptor central
CSP	Concentrating solar power (energía solar de concentración)
CTS	Central termo solar
DCS	Sistema de colector distribuido
ETS	Electricidad térmica solar
HTF	Heat transfer fluid (fluido calotransportador)
MDL	Mecanismo de desarrollo limpio
LEC	Levelized energy cost (costo equilibrado de energía)
OSINERGMIN	Organismo supervisor en energía y minería
SEGS	Sistema solar de generación eléctrica
SEIN	Sistema eléctrico interconectado nacional
STSC	Sistemas termo solares de concentración
SPSP	Pequeño sistema de potencia solar

**INDICE DE ANEXOS**

ANEXO 1:	Mediciones efectuadas por SENAMHI PUNO en la Estación Meteorológica de Chuquibambilla	..... 106
ANEXO 2:	Fotos de inspección de lugares probables para la ubicación de la CTS	..... 116
ANEXO 3:	Resultados de evaluación económica según SAM	..... 120
ANEXO 04:	Matrices de la evaluación de impacto ambiental	..... 140

**INDICE DE CUADROS**

<b>Cuadro 1.1: Primeras centrales termo solares con tecnología de torre central</b>	<b>.....12</b>
<b>Cuadro 1.2: Albedos de superficies terrestres</b>	<b>.....27</b>
<b>Cuadro 1.3: Estado actual de los proyectos de las CH tipo embalse</b>	<b>.....31</b>
<b>Cuadro 1.3: Impactos socio ambientales producidos por las CH tipo embalse</b>	<b>.....31</b>
<b>Cuadro 2.1: Situación a agosto de 2012 de las CTS en el Mundo</b>	<b>.....37</b>
<b>Cuadro 2.2: Resultados de adjudicación RER de la primera subasta de OSINERGMIN</b>	<b>.....40</b>
<b>Cuadro 2.3: Situación de la generación eléctrica con recursos renovables primera subasta RER</b>	<b>.....41</b>
<b>Cuadro 6.1: Ubicación y características de los lugares probables del emplazamiento de la CTS</b>	<b>.....94</b>
<b>Cuadro 7.1: Resumen de la evaluación de los impactos ambientales</b>	<b>.....121</b>

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1:</b>	<b>Esquema del proceso de conversión térmica solar en Electricidad</b>	<b>.....5</b>
<b>Figura 1.2:</b>	<b>Principales tecnologías de concentración</b>	<b>.....6</b>
<b>Figura 1.3:</b>	<b>Tecnologías termo solares de la Plataforma Solar de Almería (España)</b>	<b>.....7</b>
<b>Figura 1.4:</b>	<b>Partes de un concentrador cilíndrico parabólico</b>	<b>.....8</b>
<b>Figura 1.5:</b>	<b>Central termo solar de Puertollano (España)</b>	<b>..... 9</b>
<b>Figura 1.6:</b>	<b>Central termo solar Solarcor 1 con tecnología de espejos parabólicos</b>	<b>.....10</b>
<b>Figura 1.7:</b>	<b>Partes principales de la tecnología termo solar de torre central....</b>	<b>11</b>
<b>Figura 1.8:</b>	<b>CT Gemasolar, planta de energía solar con receptor central (RC) de 19,9 MW</b>	<b>.....13</b>
<b>Figura 1.9:</b>	<b>CTS con tecnología de disco parabólico y motor Stirling</b>	<b>.....14</b>
<b>Figura 1.10:</b>	<b>CT de Renovalia en Villarobledo (España), con 33 discos Stirling de Infinia Corp. y 1 MW</b>	<b>.....16</b>
<b>Figura 1.11:</b>	<b>Partes de la tecnología de concentración termo solar Fresnel Lineal</b>	<b>.....17</b>
<b>Figura 1.12:</b>	<b>Colectores solares Fresnel de la CT Puerto Errado I en Murcia (España) de 1.4 MW</b>	<b>.....19</b>
<b>Figura 1.13:</b>	<b>Movimiento de la tierra alrededor del sol</b>	<b>.....21</b>
<b>Figura 1.14:</b>	<b>Mapa de las trayectorias solares</b>	<b>.....25</b>

<b>Figura 1.15: Posición relativa del sol con relación a una superficie inclinada...25</b>	
<b>Figura 1.16: Evolución de la demanda máxima de electricidad en el Perú (2002 a Octubre de 2011) .....</b>	<b>28</b>
<b>Figura 1.17: Niveles de radiación solar del planeta .....</b>	<b>32</b>
<b>Figura 1.18: Líneas de transmisión de la Región Puno .....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 4.1: Esquema de los tipos de radiación .....</b>	<b>47</b>
<b>Figura 4.2: Diagrama de flujo de la metodología .....</b>	<b>52</b>
<b>Figura 5.2: Colector LS-2 .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 5.3: Colector LS-3 .....</b>	<b>56</b>
<b>Figura 5.4: Colector Eurotrough ET-150 .....</b>	<b>57</b>
<b>Figura 5.5: Lazo de referencia del campo solar .....</b>	<b>58</b>
<b>Figura 5.6: Módulo y colector cilindro – parabólicos .....</b>	<b>59</b>
<b>Figura 5.7: Los distintos materiales de los que se compone el reflector .....</b>	<b>60</b>
<b>Figura 5.8: Las distintas partes del tubo absorbedor .....</b>	<b>62</b>
<b>Figura 5.9: Schott PTR 2010 .....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 5.10: Siemens UVAC 70 .....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 5.11: Sistema de seguimiento de un eje .....</b>	<b>66</b>
<b>Figura 5.12: Orientación de giro de los captadores .....</b>	<b>67</b>
<b>Figura 5.13: Sistema eléctrico de un colector mediano .....</b>	<b>67</b>

<b>Figura 5.14: Sistema hidráulico de un colector</b>	<b>.....68</b>
<b>Figura 5.15: Ball joint</b>	<b>.....68</b>
<b>Figura 5.16: Esquema de una central con almacenamiento de un tanque</b>	<b>.....70</b>
<b>Figura 5.17: Esquema de una central con almacenamiento de dos Tanques</b>	<b>.....71</b>
<b>Figura 5.18: Esquema del flujo de sales en un sistema de almacenamiento de dos tanques</b>	<b>.....72</b>
<b>Figura 5.19: Tanques de almacenamiento de sales fundidas</b>	<b>.....73</b>
<b>Figura 5.20: Esquema del ciclo de Rankine</b>	<b>.....74</b>
<b>Figura 5.21: Esquema del bloque de potencia</b>	<b>.....75</b>
<b>Figura 5.22: Esquema de la turbina de vapor</b>	<b>.....77</b>
<b>Figura 5.26: Turbina Siemens SST-700</b>	<b>.....78</b>
<b>Figura 5.23: Estación meteorológica</b>	<b>.....83</b>
<b>Figura 5.24: Estanque Molten salt de almacenamiento térmico</b>	<b>.....84</b>
<b>Figura 5.25: Disposición del sistema de almacenamiento térmico</b>	<b>.....85</b>
<b>Figura 5.27: Esquema de construcción de la superficie parabólica</b>	<b>.....88</b>
<b>Figura 5.28: Campo solar de las centrales Andasol</b>	<b>.....89</b>
<b>Figura 5.29: Colector de Luz System “Three Solar Collector Assembly”</b>	<b>.....89</b>
<b>Figura 5.30 Ejemplo de sistema de lavado de espejos Mr. Twister</b>	<b>.....91</b>

<b>Figura 6.1:</b>	<b>Ubicación geográfica de central termo solar en Chuquibambilla...95</b>	
<b>Figura 6.2:</b>	<b>A la izquierda, evolución del LEC de la termo solar en el pasado (primera etapa comercial de las SEGS en California), comparado con el mapa de prestaciones en base a la estructura de costes de proyectos actuales (a la derecha)</b>	<b>....103</b>
<b>Figura 6.3:</b>	<b>Desplazamiento en el tiempo de la curva de aprendizaje de la CSP</b>	<b>....104</b>
<b>Figura 6.4:</b>	<b>Tarifas del Régimen Especial, y primas equivalentes asociadas, en términos específicos, para las distintas tecnologías renovables en España</b>	<b>....105</b>
<b>Figura 6.5:</b>	<b>Tarifas del régimen especial, y primas equivalente asociadas, en términos absolutos, para las distintas tecnologías renovables en España</b>	<b>....106</b>

## INDICE DE TABLAS

<b>Tabla 5.1:</b>	<b>Características de los sistemas de generación de energía solar termoeléctrica</b>	<b>.....53</b>
<b>Tabla 5.2:</b>	<b>Características principales de ultimas CTS que operan Comercialmente</b>	<b>.....54</b>
<b>Tabla 5.3:</b>	<b>Comparación de distintas tecnologías considerando referencia de 50 MW</b>	<b>.....55</b>
<b>Tabla 5.4:</b>	<b>Características de distintos colectores (Fuente: ELSEVIER)</b>	<b>.....58</b>
<b>Tabla 5.5:</b>	<b>Características de Schott PTR 70 y Siemens UVAC 2010</b>	<b>.....63</b>
<b>Tabla 5.6:</b>	<b>Características del aceite VP-1 y el Syntherm 800</b>	<b>.....64</b>
<b>Tabla 5.7:</b>	<b>Determinación de la superficie de la central termo solar</b>	<b>.....87</b>
<b>Tabla 5.8:</b>	<b>Proyecciones para requerimientos de recursos, centrales SEGS</b>	<b>.....91</b>
<b>Tabla 5.9:</b>	<b>Plan de mantenimiento de espejos</b>	<b>.....92</b>
<b>Tabla 6.2:</b>	<b>Área total de campo de colectores parabólicos</b>	<b>.....97</b>
<b>Tabla 6.3:</b>	<b>Costos de instalación de la CTS</b>	<b>.....100</b>
<b>Tabla 6.4:</b>	<b>Comparación económica entre las centrales FV actuales y la CTS de Chuquibambilla</b>	<b>....107</b>
<b>Tabla 7.1:</b>	<b>Escala de valoración de impactos ambientales</b>	<b>.....112</b>
<b>Tabla 7.2:</b>	<b>Calificación del valor integral de los impactos</b>	<b>....113</b>
<b>Tabla 7.3:</b>	<b>Identificación de aspectos ambientales del proyecto</b>	<b>....113</b>

<b>Tabla 7.4:</b>	<b>Comparación del efecto ambiental, en emisiones de Contaminantes Ton/GWh, en la producción de electricidad</b>	<b>....120</b>
<b>Tabla 8.1:</b>	<b>Tabla comparativa de características técnicas</b>	<b>....123</b>

## RESUMEN

Al calentamiento global, al cambio climático y al incremento de la radiación ultravioleta a nivel mundial así como el crecimiento económico en el Perú viene ocasionando el incremento abrupto de la emisiones de CO<sub>2</sub> y metano por el mayor consumo de combustibles fósiles, se añaden los conflictos socio ambientales que dificultan la construcción de centrales hidroeléctricas, estas son señales reales por las cuales debemos iniciar el interés por el desarrollo de las energías renovables. La presente tesis está enmarcada en el campo de este tipo de energías, concretamente la termo solar para producir electricidad. En base a la evaluación técnica efectuada por su avanzado desarrollo tecnológico y madurez comercial así como por su adaptabilidad a las condiciones climatológicas se selecciono la utilización de la tecnología cilíndrico parabólica en la Región Puno. Los estudios técnicos se han basado en el análisis de los componentes de localización y dimensionamiento del campo solar en cinco lugares de la Meseta del Collao que permitió seleccionar a la localidad de Chuquibambilla ubicada en la Provincia de Ayaviri al Norte de la Región Puno. Con los datos proporcionados por el SENAMHI Puno de la Estación Meteorológica de Chuquibambilla utilizando el Programa GEOSOL V.2.0 se estimó la radiación solar durante el año 2012, los cuales han servido para alimentar con la data necesaria al Programa SAM (System Advisory Model) cuyos resultados ha permitido determinar la evaluación económica para complementar la viabilidad económica para la construcción de la Central Termo Solar de Chuquibambilla, por las mejores condiciones de localización y mayor radiación solar anual esta es viable técnica y económicamente, siendo necesario se regulen los incentivos económicos y tarifarios que la pueda hacer competitiva con la centrales termoeléctricas.

**Palabras clave: económica, radiación, solar, técnica, termo, viabilidad.**

## ABSTRACT

Global warming, climate change and increased ultraviolet radiation and global economic growth in Peru is causing the steep increase in emissions of CO<sub>2</sub> and methane by increased consumption of fossil fuels, add the socio hindering environmental building hydroelectric plants, these are real signs by which we start the interest in the development of renewable energy. The present thesis is in the field of this type of energy, namely solar thermal electricity. Based on the technical assessment of its advanced technological and commercial maturity as well as its adaptability to weather conditions was selected using parabolic cylinder technology in the Puno Region. Technical studies have been based on the analysis of the components of location and sizing of the solar field at five locations in the Collao Plateau that allowed select the town you Chuquibambilla located in Northern Province Ayaviri the Puno Region. With the data provided by the Puno SENAMHI Meteorological Station Program Chuquibambilla using V.2.0 GEOSOL solar radiation was estimated in 2012, which served to feed with the necessary data to the SAM Program (Advisory System Model) whose results helped determine the economic evaluation to complement the economic viability for construction of Solar Thermal Central Chuquibambilla, for the best possible location and greater annual solar radiation is technically and economically feasible, requiring to be regulated economic incentives and tariff that can make competitive with power plants.

Keywords: economic, evaluation, radiation, solar, technical, thermal.

	<b>Pagina</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>.....1</b>
<b>CAPÍTULO I: LA ELECTRICIDAD TERMO SOLAR</b>	
1.1 Antecedentes	.....3
1.2 Estado del arte de la electricidad termo solar	.....4
1.2.1 Centrales con tecnología solar térmica de media temperatura	.....7
1.2.2 Centrales con tecnología solar térmica de alta temperatura	.....10
1.3 Fundamentos de la energía térmica solar	.....19
1.3.1 Características del Sol	.....19
1.3.2 Excentricidad y declinación	.....21
1.3.3 Ecuación del tiempo	.....22
1.3.4 Posición relativa sol-superficie horizontal	.....23
1.3.5 Mapa de la trayectoria solar	.....24
1.3.6 Posición relativa sol-superficie inclinada	.....25
1.3.7 Radiación solar en la superficie de la tierra	.....26
1.3.8 Albedo terrestre	.....27
1.4 Formulación del problema	.....27
1.4.1 El problema de la contaminación ambiental	.....29
1.4.2 La dependencia de los combustibles fósiles	.....29
1.4.3 Hidroeléctricas y conflictos socio ambientales	.....30
1.5 Justificación	.....32
1.5.1 Radiación solar favorable	.....32
1.5.2 Condiciones adecuadas	.....33
1.6 Objetivos	.....35
1.6.1 Objetivo general	.....35
1.6.2 Objetivos específicos	.....35
1.7 Alcances	.....36
<b>CAPÍTULO II: NORMAS LEGALES Y TECNICAS PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD TERMO SOLAR</b>	
2.1 A nivel Mundial	.....37
2.2 A nivel del Perú	.....38
2.2.1 Marco Regulatorio	.....38
2.2.2 Incentivos tributarios	.....40

2.3	Subastas de energías renovables	.....40
<b>CAPÍTULO III: RECURSOS Y MATERIALES</b>		
3.1	Recursos humanos	.....43
3.2	Materiales	.....43
<b>CAPÍTULO IV: DISEÑO METODOLOGICO</b>		
4.1	Métodos de estimación de radiación solar	.....45
4.1.1	Estimación de irradiancia e irradiación solar para día claro utilizando como parámetro variable la altura sobre el nivel del mar	.....45
4.1.2	Estimación de irradiación solar utilizando programas Computacionales	.....46
4.2	Utilizando datos de estaciones cercanas	.....46
4.3	Modelos de tratamiento de imágenes de satélite	.....46
4.4	Principios de localización	.....47
4.5	Criterios de localización para las plantas termo solares	.....48
4.5.1	Radiación	.....48
4.5.2	Nubosidad	.....50
4.5.3	Superficie y topografía	.....51
4.5.4	Recurso hídrico	.....51
4.5.5	Acceso al sistema eléctrico	.....52
4.5.6	Vías de acceso	.....52
4.5.7	Crecimiento demográfico	.....52
4.6	Procedimiento metodológico	.....53
<b>CAPÍTULO V: EVALUACION TECNICA DE LA CTS</b>		
5.1	Comparación entre tipos de centrales	.....55
5.2	Sistema de captadores solares	.....57
5.2.1	La estructura de soporte y la cimentación	.....58
5.2.2	El reflector cilindro-parabólico	.....62
5.2.3	El tubo absorbedor	.....63
5.2.4	El sistema de seguimiento	.....68
5.3	Sistema de almacenamiento	.....71
5.4	Sistema de drenajes	.....75
5.5	Ciclo de potencia	.....75
5.6	El tren de generación de vapor	.....76

5.7	La turbina de vapor	.....78
5.8	Interconexión al SEIN	.....82
5.9	Los sistemas auxiliares	.....83
5.10	Estación meteorológica	.....84
5.11	Otros sistemas auxiliares	.....85
5.12	Análisis técnico del almacenamiento térmico	.....85
5.13	Dimensionamiento básico de una CTS	.....88
5.14	Evaluación técnica de los colectores cilíndrico – parabólico	.....89
5.15	Mantenimiento en el campo solar	.....91
5.15.1	Lavado de espejos y monitoreo de reflectividad	.....91
5.16	Requerimientos de agua de la central	.....92
<b>CAPÍTULO VI: EVALUACION ECONOMICA</b>		
6.1	Alcances del dimensionamiento de la CTS	.....94
6.2	Diseño de la Central Termo Solar de Chuquibambilla	.....94
6.2.1	El ciclo térmico	.....94
6.2.2	Tamaño óptimo de planta	.....94
6.2.3	Ubicación geográfica	.....95
6.2.4	Determinación de la radiación solar	.....96
6.2.5	Conexión al sistema eléctrico	.....97
6.3	Determinación de costos de inversión	.....97
6.3.1	Estimación del área de colectores del campo solar	.....97
6.3.2	Variables para la estimación de costos de la CTS	.....98
6.3.3	Resultados de costos de instalación de la CTS	.....101
6.4	Rentabilidad económica de la Central Termo Solar de Chuquibambilla	....101
<b>CAPÍTULO VII: EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL</b>		
7.1	Metodología, valoración e identificación de impactos	....108
7.1.1	Conceptos previos	....108
7.1.2	Metodología de evaluación de impactos ambientales	....108
7.1.3	Identificación de los impactos ambientales	....114
7.2	Resumen de la evaluación de impactos ambientales	....120
<b>CAPÍTULO VIII: ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES</b>		
7.1	Radiación solar	.....123

<b>7.2</b>	<b>Costos de instalación</b>	<b>....123</b>
<b>7.3</b>	<b>Ventajas técnico económicas</b>	<b>....123</b>
	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>....124</b>
	<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>....125</b>
	<b>LITERATURA CITADA</b>	<b>....126</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>....129</b>

## INTRODUCCION

El crecimiento económico de los últimos 10 años en el Perú ha incrementado la demanda de energía eléctrica en 2 000 MW esto es en 73 % aproximadamente, esto ha implicado también un mayor consumo de combustibles fósiles como el gas que ha acelerado la contaminación ambiental, el incremento del precio del oro debido especialmente a la explotación minera informal, ocasionando la deforestación de la Amazonia especialmente en el sur del país, Ambos aspectos han obligado la necesidad del cambio de la matriz energética orientándose a un mayor consumo de gas, pero también este es un recurso agotable en la medida que su explotación sea acelerada, por lo que como última alternativa queda la utilización de las energías renovables, que en el caso de la energía solar en el Perú prácticamente su explotación es ínfima a través de la energía fotovoltaica.

Los conflictos socio ambientales así como el cambio climático vienen ocasionado dificultades para la construcción de nuevas centrales hidráulicas especialmente las denominadas de embalse que requieren de grandes zonas de inundación como es el caso del proyecto de la central hidráulica de Inambari en la selva de la Región Puno.

En la Región Puno al sur del Perú se encuentra la denominada Meseta del Collao conocida como el Altiplano Puneño a una altura promedio de 3 800 msnm, que constituye una extensa planicie destinada básicamente al pastoreo de ganado vacuno y ovino, donde las condiciones climáticas durante el año son variables, con temperaturas en las noches bastante bajas ( $-10^{\circ}$  C) y en altas en el día ( $20^{\circ}$  C) siendo lo más importante para este estudio la existencia de radiación solar durante todo el año.

Hay dos enfoques principales para generar electricidad de la radiación solar, la tecnología Fotovoltaica (PV) convierte directamente la radiación solar capturada en electricidad y la tecnología de la Electricidad Solar Térmica (EST) que se basa en el principio de concentración de la radiación solar, utilizando espejos en un receptor desarrollado para ese propósito, calentando fluidos a alta temperatura, alrededor de  $350-550^{\circ}$  C. La energía solar térmica puede usarse para generar electricidad a través de un ciclo termodinámico adecuado y sistema de conversión electromecánica.

El empleo de la radiación térmica del sol en su forma primaria directa se ha dado desde hace muchas centurias en pequeña escala con el objeto de satisfacer básicamente necesidades de índole domestico. En 1977 se construyo la Plataforma Solar de Almería (PSA), centro de investigación de referencia internacional con el objeto de desarrollar tecnologías para la generación en bloque de electricidad a través del uso de la energía

termo solar. Este trabajo de investigación estuvo orientado a investigar y desarrollar tecnológicamente la EST para establecer la viabilidad técnica y económica de las denominadas Centrales Termo Solares (CTS). A partir de ello el aprovechamiento de la energía termo solar se ha ido masificando en países como España y Estados Unidos donde se ha dado diferentes condiciones de carácter técnico, legal y económico para que la EST pueda ser competitiva con las fuentes de generación convencional, teniendo en cuenta que el impacto ambiental producido por la ETS es ínfimo, lo cual implica que no exista conflictos socio ambientales.

## **CAPÍTULO I: LA ELECTRICIDAD TERMO SOLAR**

### **1.1 Antecedentes**

En la tesis denominada “Estudio de Viabilidad de una Central Termo Solar en el Sur de España”<sup>1</sup> del año 2009, se logró determinar en Trebujena, en la Región de Cádiz en el lugar denominado “Rincón de los Yesos”, la viabilidad técnica y económica para el emplazamiento de un central termo solar para la generación de electricidad, determinándose que reunía las condiciones fundamentales como son: la mayor horas de sol al año, altos valores de radiación directa, proximidad del agua y terreno llano, obteniendo de esta manera menores costos en obras civiles.

En la tesis “Estructuración y Desarrollo de los Lineamientos Básicos de un Servicio de Generación de Electricidad a partir de Energía Solar”<sup>2</sup> del año 2009 el objetivo principal fue evaluar la factibilidad técnica y económica de una central de generación de energía eléctrica termo solar. Para lograr este objetivo, se evaluó en primer lugar, la energía proveniente de la radiación solar en el Norte Grande de Chile, considerando las condiciones geográficas y climáticas. Se concluyó que las primeras tres regiones, y en especial la segunda región de Atacama, poseen las mejores condiciones para la instalación de una central termo solar. Esto se explica por la alta radiación anual en la zona debido a su ubicación relativamente cercana al Ecuador, un alto coeficiente de transparencia de su atmósfera y óptimas condiciones climáticas.

En la tesis “Estado del Arte y Evaluación Técnica de la Generación Termo Solar de Electricidad”<sup>3</sup> del año 2007, se establece que en la zona interior del norte de Chile presenta condiciones de radiación solar muy favorables, superiores a  $1\ 000\ \text{W/m}^2$  para la utilización de sistemas termo solares de concentración. Se concluyó como posible ubicación de una planta de generación termo solar de electricidad la ciudad de Calama, ubicada en la Región de Antofagasta.

El año 2009 en la tesis “Determinación de áreas con potencial para la instalación de plantas de energía termoeléctrica solar. Caso de estudio: III Región de Atacama”<sup>4</sup> se concluye que la III Región de Atacama cuenta con  $3\ 857\ \text{km}^2$  de áreas aptas para instalar plantas de energía termo solar, lo que equivale a un 5,1% de la superficie regional.

El objetivo principal de la tesis “Caracterización de una Planta Termo Solar de Colectores Parabólicos para Generación de Energía Eléctrica”<sup>5</sup> fue evaluar la factibilidad técnica y económica para instalar una planta termo solar de colectores parabólicos en el Desierto de Atacama, en el norte de Chile. Se concluyó que la ubicación geográfica específica de la planta en las cercanías de la barra Lagunas, en el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING (Lat. 20°58' S y Long. 69°40' W).

En el Perú no se ha iniciado el desarrollo de generación eléctrica a través de la ETS, existe experiencia en generación a nivel domestico a través de paneles solares (fotovoltaica) como una solución a la electrificación rural en zonas aisladas como por ejemplo los paneles solares que fueron instalados el año 1996 en la isla de los Uros en el Lago Titicaca que a la fecha siguen funcionando.

Existe un marco legal general favorable dentro de la estrategia del desarrollo energético nacional, a fin de asegurar el suministro y uso eficiente de los recursos naturales que permitan el menor impacto ambiental, entre ellas está el desarrollo de las energías renovables como es el caso de la energía termo solar, sin embargo no se establecen con precisión de las condiciones técnicas, económicas y legales para iniciar los estudios e implementación de la EST.

En agosto de 2009 el OSINERGMIN efectuó la primera convocatoria internacional de la primera subasta para el suministro de electricidad con energías renovables que concluyo en marzo de 2010, habiéndose adjudicado vía contrato la construcción de cuatro centrales eléctricas fotovoltaicas con una potencia total de 80 MW ubicadas en los lugares de Ilo, Tacna y Majes. De acuerdo a lo programado las centrales fotovoltaicas ubicadas en Majes y Repartición de la Región Arequipa en el mes de Julio de 2012 han entrado en operación con una potencia instalada de 44 MW interconectándose al SEIN.

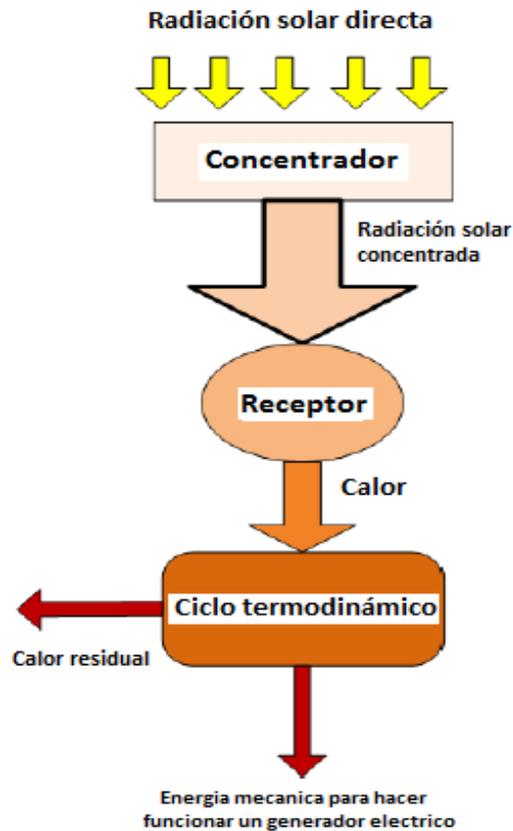
## **1.2 Estado del arte de la electricidad termo solar**

La tecnología para el aprovechamiento de la energía solar se ha efectuado en dos direcciones: A través de la conversión térmica y la conversión eléctrica.

La conversión térmica se aprovecha en dos formas: La pasiva y la activa, la tecnología utilizada en la captación de la energía solar térmica de forma activa se puede clasificar en función del margen de temperatura que se requiera, así tenemos:

- a) Baja temperatura ( $T < 90^{\circ}\text{C}$ ): Colectores planos (paneles solares térmicos).
- b) Media temperatura ( $90^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ ): Colectores cilíndrico – parabólicos.
- c) Alta temperatura ( $T > 400^{\circ}\text{C}$ ): Colectores de discos parabólicos, lineales Fresnel y de torre central con heliostatos.

Los sistemas que trabajan a media y alta temperatura, utilizan fluidos a temperaturas superiores a los  $120^{\circ}\text{C}$  y son los denominados “Sistemas Termo Solares de Concentración” (STSC). Se basan en la transformación de la componente directa de la radiación solar en energía térmica y luego en electricidad, calor o ambas. Para su utilización inmediata, como energía almacenable en forma de calor o química (Figura 1.1).



**Figura 1.1: Esquema del proceso de conversión térmica solar en electricidad.**

En todos los casos, se emplean concentradores compuestos por espejos o lentes. Todos los tipos de sistemas que emplean esta tecnología son lo que se muestran en la Figura 1.2.



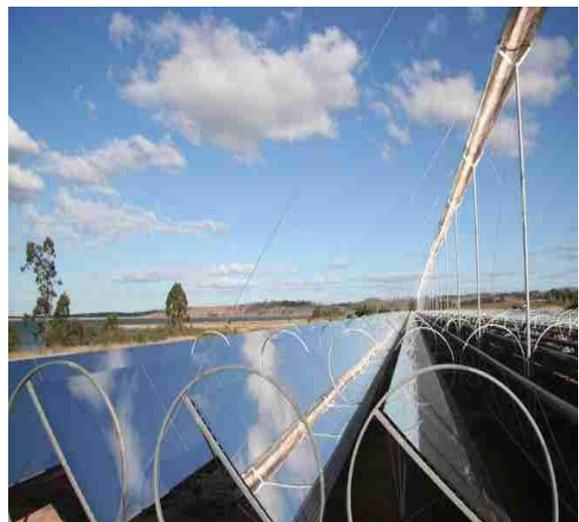
Discos parabólicos



Receptor central



Cilindro parabólicos



Fresnel lineal

**Figura 1.2: Principales tecnologías de concentración, CP, CLF, RC y DP**

La Plataforma Solar de Almería (PSA) de España, perteneciente al Centro de Investigaciones Energética, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), es el mayor centro de investigación, desarrollo y ensayos de Europa dedicado a las tecnologías solares de concentración desde hace 30 años (Figura 1.3).



**Figura 1.3: Tecnologías termo solares de la Plataforma Solar de Almería (España)**

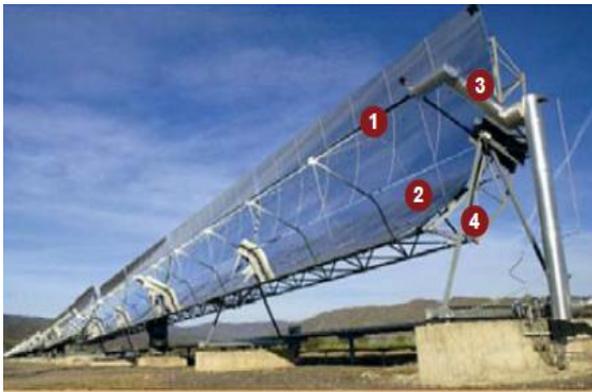
### **1.2.1 Centrales con tecnología solar térmica de media temperatura**

Estas centrales emplean concentradores parabólicos para la producción de calor, mediante la utilización de un fluido caliente (hasta 400°C) para alimentar a un ciclo térmico y generar electricidad. Dentro de ellas tenemos:

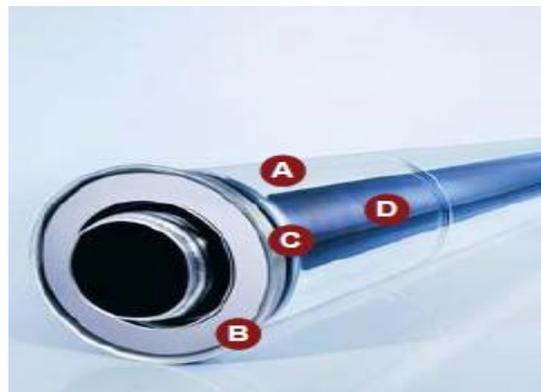
### A. Concentradores de cilindros parabólicos

Son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje y potencias por campo unitario de varias decenas de MW.

Compuestos básicamente por un espejo cilindro parabólico (Figura 1.4) que refleja la radiación solar directa, concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, donde se calienta el fluido normalmente un aceite térmico alcanzándose temperaturas próximas a 400°C.



- 1 Receptor
- 2 Rotulas
- 3 Espejo parabólico
- 4 Estructura de soporte



- A Vidrio exterior
- B Sello de vidrio - metal
- C Expansión debajo
- D Tubería interna

**Figura 1.4: Partes de un concentrador cilíndrico parabólico**

En el fluido se produce la transformación en energía térmica, que se transfiere a un ciclo de potencia (vapor en la mayoría de los casos) obteniéndose el trabajo que se transforma en electricidad, calor o ambas.

La tecnología de colectores cilindro parabólicos aplicada a la generación de electricidad, tuvo como pionera la planta DCS (*Distributed Colector System*, 1981) de la Plataforma Solar de Almería (PSA), tiene una alta madurez técnica y comercial, debido a la valiosa experiencia aportada por las plantas solares SEGS (*Solar Electric Generating System*) de California.

En el desierto de Mojave, California hay 9 centrales SEGS, que forman la mayor instalación solar del planeta. Las hay entre 14 MW y 80 MW, y su capacidad total es de 354 MW. Son centrales híbridas, esto es que producen electricidad a partir de las energía

solar y de combustible fósil. La producción a partir de combustible fósil no puede sobrepasar un determinado porcentaje de la producción total para así tener derecho a subvenciones.

- SEGS I y II se encuentran en Dagget.
- SEGS III a VII están en Kramer Junction.
- SEGS VIII y IX están en Harper Lake.
- Estaba previsto construir tres más, SEGS X, XI y XII, pero el proyecto se suspendió.

Algunas están en funcionamiento desde 1985, y la última (SEGS IX) empezó a producir en 1991. La compañía que gestionó estas centrales quebró, pero la que la sustituyó continuó la producción.

En mayo de 2009 Iberdrola Renovables puso en funcionamiento la primera central termo solar comercial en Puertollano (España), que cuenta con una potencia instalada de 50 MW (Figura 1.5) con una producción estimada anual de 120 000 MWh, la instalación cuenta con un área de captación solar de cerca de 290 000 m<sup>2</sup>, ocupa aproximadamente 150 hectáreas de terreno y tiene 352 colectores cilindro parabólicos, equipados con unos 120 000 espejos parabólicos y 13 000 tubos absorbedores. Evitará la emisión a la atmósfera de al menos 90 000 toneladas de CO<sub>2</sub>.



**Figura 1.5: Central termo solar de Puertollano (España)**

En Febrero del 2012 inicio su operación comercial Solarcor 1 (Figura 1.6) ubicada en El Carpio, en Córdoba (España) lugar con excelente radiación solar. Utiliza tecnología cilíndrica parabólica, comprende 02 centrales con un total de 121 000 espejos combinados instalados, que cubren un área de cerca 300 canchas de futbol, concentran la radiación solar y producen vapor a  $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Posee 02 turbinas de 50 MW cada una para producir electricidad. Esta, suministrara energía a 52 000 familias y evitara la emisión de aproximadamente 63 000 ton de  $\text{CO}_2$  al año.

### 1.2.2 Centrales con tecnología solar térmica de alta temperatura

Este tipo de tecnología exclusivamente para la generación eléctrica de potencia, utiliza dos tipos de sistemas de concentración: Receptor central y discos parabólicos.



**Figura 1.6: Central termo solar Solarcor 1 con tecnología de espejos parabólicos**

#### A. Receptor central (CCR)

Central de torre también conocida como sistema de receptor central (Figura 1.7) está compuesta por un sistema concentrador o campo de heliostatos, que siguen la posición del sol en todo momento (elevación y acimut), orientan y concentran la componente directa de la radiación solar sobre un receptor o foco, que suele instalarse en la parte superior de una torre donde se produce la conversión de la energía radiante en energía térmica. La energía térmica es transferida a un fluido de trabajo que según la tecnología escogida puede ser entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas. En las de vapor de agua,

este mueve directamente una turbina. En los otros el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

Uno de los componentes más críticos de las centrales de torre es el receptor, situado en lo alto de la misma. Debido a las altas temperaturas y gradientes que puede alcanzar, lo cual además está íntimamente ligado al rendimiento del ciclo termodinámico, por ello los estudios actuales se centran básicamente en la elección de materiales y la disposición de estos de forma que existan las menores pérdidas de calor posibles, incrementando así no sólo la eficiencia global del ciclo sino la del receptor en sí. Existen receptores volumétricos, de tubos, abiertos, de cavidad, circulares, etc.



**Figura 1.7: Partes principales de la tecnología termo solar de torre central**

En cuanto al sistema óptico, éste es la principal característica que distingue a tecnología termo solar de otras convencionales de producción de electricidad. Debido a las grandes extensiones de superficie reflectante necesaria, una parte importante de los costes de una planta están ligados a los helióstatos, o los colectores cilindro parabólicos en su caso. El sistema de apunte es crítico a fin de optimizar el campo maximizando la radiación anual reflejada incidente en el receptor de la torre evitando gradientes en el mismo. El seguimiento solar se lleva a cabo mediante un sistema de control automático que puede estar más o menos centralizado, el cual hace funcionar pequeños motores eléctricos que mueven la superficie reflectora con dos grados de libertad, esto son, dos ejes. Se están

llevando a cabo también estudios de mejora del sistema de control, intentando reducir los costes totales de las plantas.

Durante finales de los años 1970 y principios de los años 1980 con objeto de demostrar la viabilidad de la generación de energía eléctrica a partir de la energía solar mediante la conversión térmica, se construyeron varias centrales eléctricas termo solares en distintos lugares del planeta y con diversas variantes tecnológicas. Entre estas plantas de demostración se pueden mencionar las siguientes:

Nombre	Ubicación	Área del campo solar (m <sup>2</sup> )	Potencia (MW)	Año puesta en servicio
SSPS/CRS	Tabernas, en Almería, España	3 700	0,5	1981
Sunshine	Nio, Japón	12 900	1	1981
Thémis	Targasonne, Francia	11 800	1,2	1982
CESA 1	Tabernas, en Almería	11 900	1	1983
SPP5	Shchelkino, Ucrania, Península de Crimea	40 000	5	1985
Solar Two	Barstow, California, USA	71 500	10	1996-1999

**Cuadro 1.1: Primeras centrales termo solares con tecnología de torre central**

El año 2002, ninguna de estas centrales seguía en funcionamiento.

La situación actual de las centrales termo solares tipo torre es la siguiente:

La central PS10, construida por Abengoa Solar en colaboración con el CIEMAT en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), está conectada a la red eléctrica y produciendo desde el 28 de febrero de 2007. Se prevé una vida operativa de al menos 25 años; es la primera central de explotación comercial de su tipo. El receptor es de tipo cavidad y trabaja con vapor saturado como fluido de transferencia. La potencia es de 11 MW y se espera una producción anual de 24,2 GWh. El campo solar está en disposición norte y está formado por 624 heliostatos. La torre tiene una altura de 114 metros.



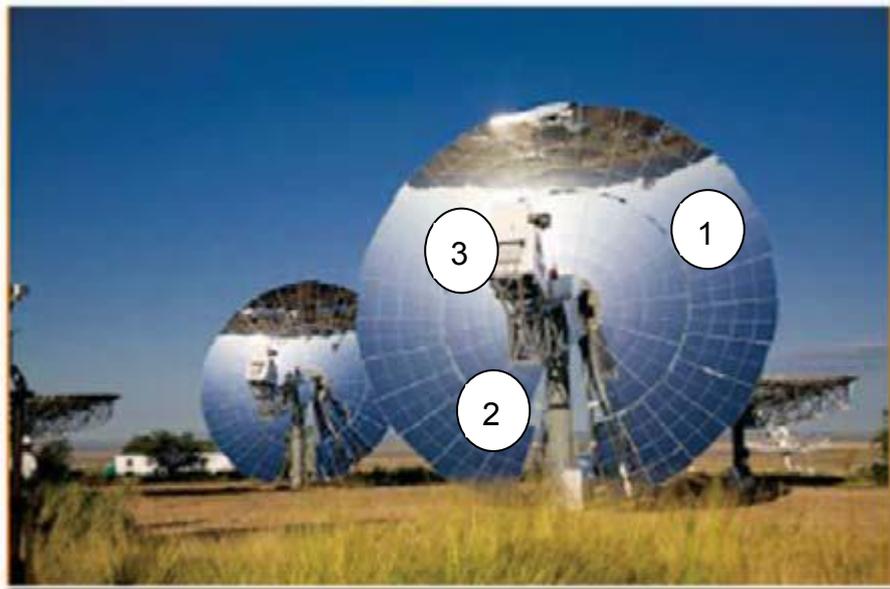
**Figura 1.8: CT Gemasolar, planta de energía solar con receptor central (RC) de 19,9 MW, ubicada en Fuentes, Andalucía, Sevilla (España).**

Abengoa Solar puso en funcionamiento en mayo de 2009 la PS20, con una potencia de 20 MW, situada al oeste de la PS10. El campo solar está compuesto por 1 255 helióstatos en disposición norte, la torre de 150 metros y receptor de vapor saturado.

La tercera planta comercial del mundo puesta en funcionamiento a finales de mayo de 2011, es Gemasolar de la Joint Venture hispano árabe Torresol Energy, está ubicada en Fuentes de Andalucía, Sevilla (Figura 1.8). Cuenta con tecnología de sales fundidas de nitrato potásico y un almacenamiento térmico que puede funcionar hasta 15 horas teóricas sin recibir suficiente radiación solar. La potencia nominal es de 19,9 MW y cuenta con un campo solar de unas 185 hectáreas compuesto por 2 650 heliostatos en disposición circular.

### **B. Disco Parabólico**

Son pequeñas unidades independiente formadas por un reflector en forma de paraboloide de revolución que concentra los rayos en el receptor situado en el foco del paraboloide y que, a su vez, integra el sistema de generación eléctrica basado en un motor Stirling Figura 1.9).



1 Caras de los espejos      2 Estructura soporte      3 Motor Stirling

**Figura 1.9: CTS con tecnología de disco parabólico y motor Stirling**

Al igual que en las centrales de receptor central, la concentración se realiza en tres dimensiones, esto permite trabajar con temperaturas de operación más elevadas, por encima de los 700 °C. Los niveles de concentración (C) pueden ir desde 1 000 hasta 4 000, para tamaños de disco normales de 10 m de diámetro,

Los sistemas de discos parabólicos se componen de un reflector o un conjunto de reflectores con forma de paraboloides, un receptor situado en el foco del reflector, un motor térmico y un sistema de generación eléctrica. La radiación solar incide sobre los reflectores parabólicos, concentrándola en el receptor alcanzándose temperaturas entre 650°C y 800°C, donde se convierte en energía térmica que permite generar electricidad en el sistema generador.

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en Europa como en Estados Unidos de Norte América (EE.UU.) hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco, con potencias de 5 a 25 kW. Los sistemas disco-Stirling presentan una alta eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, entre 25 a 30%, en condiciones nominales de operación, además se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3 000, lo que permite alcanzar temperaturas entre 650 a 800°C y eficiencias nominales en los motores Stirling de 30% a 40%.

La experiencia operacional con sistemas de discos Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EE.UU., Europa y Australia y en España en la Plataforma Solar de Almería. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones revestidas de vidrio metal, que se caracterizaron por altas concentraciones de radiación ( $C > 3\ 000$ ) y excelentes resultados, pero a precios muy elevados (estimaciones por encima de 300 €/m<sup>2</sup> para discos grandes) y estructuras muy pesadas.

El disco Vanguard fue operado en Rancho Mairage (California) en el desierto de Mojave durante un periodo de 18 meses (Febrero 1984 a Julio 1985) y llevaba un motor generador de 25 kW de United Stirling AB. El gas de trabajo era hidrógeno y la temperatura de 720°C.

Posteriormente, entre 1984 a 1988, McDonnell Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología pero con algunas mejoras. Se construyeron seis unidades de 25 kW que operaron varias compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la licencia de la tecnología la posee el consorcio SES, que desde 1988 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8 000 horas de operación.

En Europa, los principales desarrollos se han llevado a cabo por empresas alemanas (Steinmüller; SBP y SOLO Kleinmotoren). Éstas desarrollaron seis unidades de 9 a 10 kW, tres de ellas ensayadas en la Plataforma Solar de Almería, con más de 30 000 horas de operación. Se trata de sistemas que conllevan una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. El motor trabaja con helio a 630°C y presenta rendimientos del 20%, sensiblemente inferior a los planteados por Boeing/SES. El proyecto europeo EURODISH (1998 a 2001), con participación de empresas españolas (Inabensa, CIEMAT-PSA), mejoró los prototipos anteriores (rediseño del concentrador y motor, revisión y simplificación del sistema de seguimiento y control, utilización de hidrógeno como fluido termo portador, etc. Se construyeron tres unidades EURODISH ensayadas en Vellore (India), Milán (Italia) y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto alemán ENVIRODISH (2002-2005), además de incorporar mejoras de los componentes del prototipo EURODISH, comenzó a preparar su introducción en el mercado. Así, en el año 2004 se construyeron tres unidades de referencia en Odeillo (Francia), Sevilla y Würzburg (Alemania). La potencia generada por las dos últimas se vende a tarifa de las redes eléctricas española y alemana.

En Australia, ya en el año 1978, el *Energy Research Center* (ERC) de la Universidad de Camberra construyó en White Cliffs una de las primeras centrales termo solares del mundo, constituida por 14 discos parabólicos de 20 m<sup>2</sup> que funcionaron durante varios

años. *Solar Systems* convirtió la planta termoeléctrica en fotovoltaica. Posteriormente, ERC construyó y ensayó un disco parabólico de 400 m<sup>2</sup> y 50 kW. *Solar Systems* también ha construido desde entonces varios prototipos de discos parabólicos.

Renovalia Energy ha instalado en Albacete (España) las primeras unidades termosolares con tecnología disco-motor Stirling con tecnología de Infinia Corporation (Figura 1.10), generadores solares termoeléctricos compuesto por una parábola reflectante y un motor térmico Stirling. La capacidad inicial de la planta, situada en Villarobledo (Albacete) es de 1 MW, aunque el objetivo de Renovalia es que alcance los 71 MW.

Los sistemas de disco parabólico se caracterizan por su alta eficiencia, modularidad, autonomía de operación y capacidad de hibridación, no sólo con sistemas de energía convencional, sino también con otros sistemas termo solares.

De los tres tipos de CETs, es el sistema que ha alcanzado la mayor eficiencia pico de conversión (29,4%) de radiación solar en energía térmica.

La Planta Solar de Maricopa de 1,5 MW de energía solar de concentración con motor Stirling ubicado en Peoria, en el estado de Arizona, EE.UU. inició sus operaciones en diciembre de 2009. Es la primera escala comercial de su tipo en los EE.UU. La planta con sede en Arizona es propiedad y está operada por Texas, en base a Tessera Solar y Stirling Energy Systems (SES).

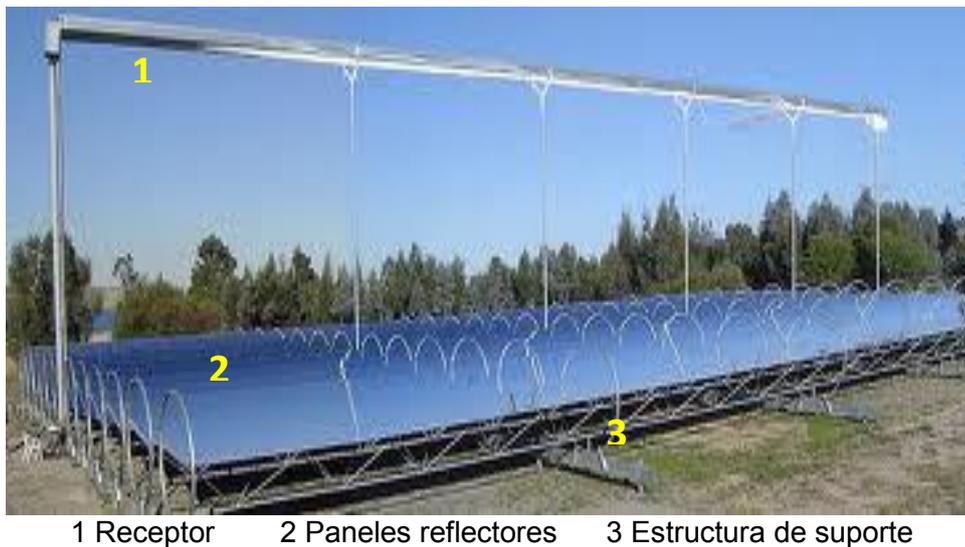


**Figura 1.10: CT de Renovalia en Villarobledo (España), con 33 discos Stirling de Infinia Corp. y 1 MW.**

### C. Concentradores lineales de Fresnel (CLF)

Este sistema de aprovechamiento de la energía solar es una alternativa de bajo costo con relación a los sistemas de canal parabólico. Está compuesto por largas filas paralelas de espejos de ancho pequeño que puede girar alrededor de su eje longitudinal. Así concentran la radiación solar sobre un receptor (similar al de canales parabólicos) central fijo y suspendido a cierta altura sobre los planos de los espejos. Su capacidad de concentración relativamente baja, trabajando a temperaturas inferiores a las del cilindro parabólicos limita su rendimiento energético (Figura 1.11).

Los sistemas Fresnel tuvieron lugar en los años 90 en la compañía Solarmundo en Bélgica y en la Universidad de Sydney en Australia. Los diseños se basaron en la cavidad del absorbedor y en el grado de aprovechamiento ocupado por los reflectores.



1 Receptor      2 Paneles reflectores      3 Estructura de soporte

**Figura 1.11: Partes de la tecnología de concentración termo solar Fresnel lineal**

Posteriormente Solarmundo fundó en Múnich, Alemania Solar Power Group (SPG) en conjunto con el Centro Aeroespacial Alemán construyeron un sistema Fresnel con capacidad de generación directa de vapor.

Uno de los proyectos recientes es la planta con un sistema Fresnel en Almería, España construida por SGP y por el grupo alemán MAN Ferrostaal. Consiste principalmente en un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario. El campo primario contiene 25 filas de espejos planos sobre el terreno cada uno de 100 metros de largo por 60 cm de ancho, que reflejan los rayos del sol en el tubo absorbedor de 100 metros de largo colgado varios metros por encima del campo principal. Por encima del tubo hay un

espejo secundario que concentra la luz solar restante en el tubo lineal. Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente.

Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el sol en un tubo, colocado a 8 metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450°C. Esto produce vapor (como en una central térmica convencional), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Debido al pequeño tamaño de los espejos permite que sean menos sensibles al viento. Almería, España ofrece las mejores condiciones para una planta de demostración de esta tecnología debido a que el sol brilla cerca de 3000 horas al año.

A nivel mundial, los centros más relevantes implicados en el desarrollo de este tipo de tecnología son: La Plataforma Solar de Almería, el *Félix Trombe Solar Furnce Center* del IMP-CNRS (Odeillo, Francia), el *Paul Scherrer Institute* (PSI), El *Swiss Federal Institute of Technology-ETHZ* (Suiza), el *Weizmann Institute of Science* (WIS, Israel) y la *Australian University of Camberra* (ANU).

En el *Félix Trombe Solar Furnce Center* la investigación se centra en la síntesis de metales y semiconductores (reducción carbotérmica de sílica y de mezclas  $\text{Al}_2\text{O}_3\text{-SiO}_2\text{-C}$ ), la síntesis de hidrógeno mediante descarbonización de combustibles fósiles (reformado de metano, reducción carbotérmica de ZnO y cracking de metano) y la síntesis de nanotubos. En el WIS la actividad se basa en procesos de reformado y cracking de metano, la electrólisis a alta temperatura de vapor de agua, así como en procesos de gasificación de la biomasa y síntesis de Zn y otros metales por reducción carbotérmica. En la ANU se hace especial hincapié en el proceso de disociación termo solar del amoniaco y en la gasificación del carbón. En el PSI se investiga acerca de la reducción térmica de sulfuros y ZnO, así como sobre la reducción carbotérmica del ZnO con metano (proceso "SynMet").

Desde marzo del 2009, la planta Puerto Errado 1 (Figura 1.12) construida por el grupo alemán Novatec Biosol comenzó sus operaciones en Murcia. Conformada por una superficie de 18 000 m<sup>2</sup>, tiene una potencia de 1,4 MW, produce aproximadamente 2 GWh anuales. Posteriormente se implementará la segunda planta que producirá 30 MW. La misma compañía ha programado tres nuevos proyectos cerca de la localidad murciana de Lorca, los dos primeros producirán cerca de 60 MW.

Finalmente, en todos los sistemas mencionados de concentración solar destaca la intensa actividad de Sunlab, la colaboración entre los *Sandia National Laboratories* y el *National Renewable Energy Laboratory*, dos de los centros de investigación en energías renovables más significativos del gobierno norteamericano.



**Figura 1.12: Colectores solares Fresnel de la CT Puerto Errado I en Murcia (España) de 1.4 MW**

### **1.3 Fundamentos de la energía térmica solar<sup>6</sup>**

#### **1.3.1 Características del Sol**

El Sol es el origen de la energía solar y de las otras fuentes renovables de energía. Esta estrella es un enorme reactor nuclear de fusión nuclear que transforma parte de su masa en energía de acuerdo con la ecuación de Einstein  $E=m \cdot c^2$ , donde E es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa m; c es la velocidad de la luz<sup>7</sup>.

El sol es una esfera, de 1 392 000 Km. de diámetro, constituida por una mezcla de gases compuesta fundamentalmente por Hidrógeno (70%) y Helio (27%).

En el núcleo del sol se producen continuamente reacciones nucleares de fusión que transforma el Hidrógeno en Helio, la energía liberada producida fluye desde las capas internas mediante mecanismos de radiación hacia las capas exteriores reduciéndose lo suficiente para que comience el transporte convectivo hasta el espacio donde el transporte

es radiativo. Desde el punto de vista de su aprovechamiento energético podemos considerarlo como una esfera que emite una radiación, que se transmite a través del espacio a la velocidad de la luz, que se distribuye en una banda de longitudes de onda equivalentes a la de un cuerpo negro a 6 000 °K, lo que supone que la mayor parte de la energía se emita en la zona del espectro correspondiente al visible, aunque también es de gran importancia la emisión de energía en el infrarrojo, fundamental para la vida ya que mantiene la temperatura en la Tierra.

La potencia recibida en la parte superior de la atmosfera sobre una superficie perpendicular al rayo de sol, en el caso de una distancia al Sol promedio, se denomina constante solar cuyo valor promedio es de 1 367 W/m<sup>2</sup> equivalente a 4 872 KJ/h\*m<sup>2</sup>. Este valor en los meses de Junio y Julio baja a 1 320 W/m<sup>2</sup> y sube hasta 1 400 W/m<sup>2</sup> en Enero y Diciembre Esta cifra se reduce hasta aproximadamente a 900 W/m<sup>2</sup> cuando atraviesa la atmosfera y llega al suelo.

Puede estimarse que la emisión total al espacio, asumiendo una temperatura del sol de 5 760 °K es de  $3,84 \cdot 10^{26}$  W, no obstante solo una diminuta fracción de ella es interceptada por la Tierra, debido a que la energía recibida es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol (150 millones de kilómetros). Así también, no toda la energía procedente del Sol que llega a las capas exteriores de la atmósfera alcanza la superficie terrestre, para alcanzar la misma la radiación solar debe atravesar esta, donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión debidos a la interacción con la materia que disminuyen la intensidad final<sup>8</sup>.

El flujo de radiación solar que llega a la tierra es la fuente primaria de todas las formas de energía conocidas. Las dos características más importantes desde el punto de vista de su aprovechamiento en sistemas fotovoltaicos de producción de energía son:

- Gran dispersión y por tanto baja densidad
- Intermitencia o variabilidad en el tiempo

Estas dos características son de fundamental importancia cuando se intenta aprovechar la energía procedente del sol.

Desde el punto de vista de los sistemas de aprovechamiento de la radiación solar, interesa poder cuantificar la cantidad de radiación que incide sobre el sistema, que estará condicionada por parámetros geográficos y climatológicos.

Entre los factores "deterministas" se encuentran los factores astronómicos, que dependen de la geometría sol - tierra. Es decir, son función de la posición relativa entre el sol y la

tierra, por una parte y del lugar de la tierra que consideremos, por otra. Estos factores son los responsables de los cambios estacionales y diarios en la cantidad de energía o radiación solar recibida ya que condicionan el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de la misma.

### 1.3.2 Excentricidad y declinación

La tierra da una vuelta sobre su eje cada 24 horas y completa una elipse alrededor del sol cada 365,25 días, aproximadamente. La excentricidad de la órbita de la tierra es muy pequeña (0,01673). La distancia más corta entre la tierra y el sol es el perihelio y la mayor el afelio. La distancia media sol-tierra,  $r_0$ , es una unidad astronómica (UA), y vale  $1,496 \cdot 10^8$  Km.

La rotación de la tierra alrededor de su eje (Figura 1.13) causa los cambios en la distribución de la radiación a lo largo del día, y la posición de este eje respecto al sol causa los cambios estacionales.

En la trayectoria de la tierra alrededor del sol hay que destacar los siguientes días:

- Solsticio de verano: máxima duración del día
- Solsticio de invierno: mínima duración del día
- Equinoccios de primavera y otoño: igual duración del día y la noche

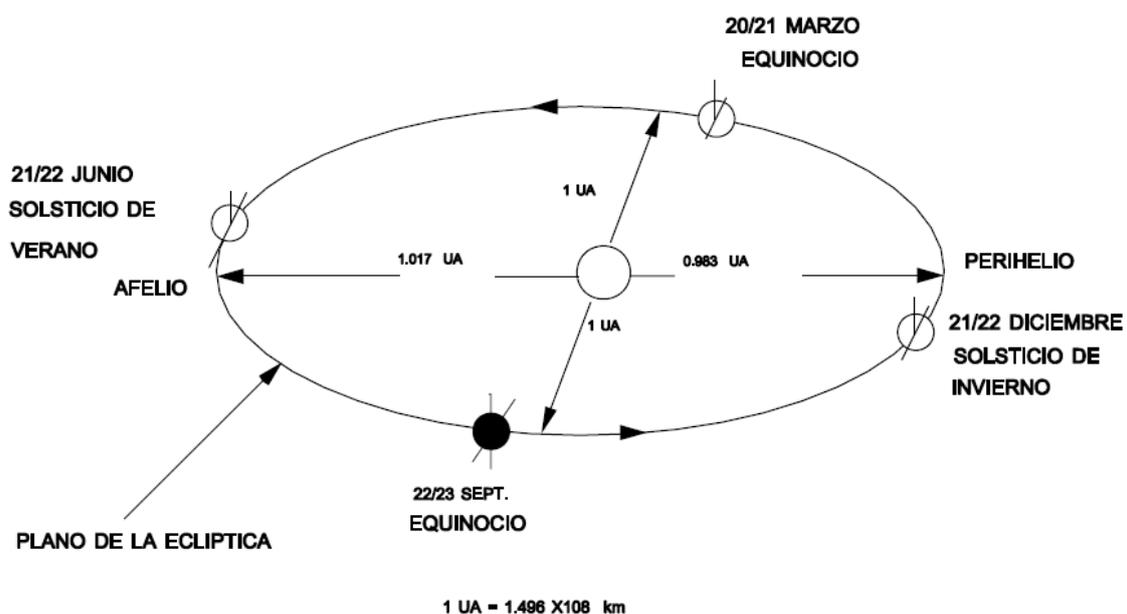


Figura 1.13: Movimiento de la tierra alrededor del sol

La distancia entre el sol y la tierra varía cada día del año. Duffie y Beckman<sup>9</sup> han utilizado la siguiente expresión para calcular la inversa del cuadrado del radio vector de la tierra, llamado factor de corrección de la excentricidad de la órbita de la tierra:

$$E_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0,033 * \cos\left(\frac{2*\pi*d_n}{365}\right) \quad 1.1$$

El plano de giro de la tierra alrededor del sol se llama plano de la eclíptica, la tierra gira alrededor de su eje polar, que está inclinado aproximadamente 23.5° respecto a la perpendicular al plano de la eclíptica. Este ángulo permanece constante a lo largo del año; sin embargo el ángulo formado por una línea que una los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial varía cada día. Este ángulo se conoce como declinación solar  $d$ . La declinación es cero en los equinoccios y varía entre +23.5° y -23.5°. Es mayor que cero en verano para el hemisferio Norte.

Spencer<sup>8</sup>, propone la siguiente expresión para la declinación:

$$\delta = 0,006918 - 0,3999 * \cos\Gamma + 0,070257 * \sen\Gamma - 0,006758 * \cos(2 * \Gamma) \\ + 0,000907 * \sen(2 * \Gamma) - 0,002697 * \cos(3 * \Gamma) + 0,00148 \\ * \sen(3 * \Gamma)$$

1.2

En esta expresión  $\Gamma$ , esta radianes y se conoce como ángulo diario. Viene dado por la expresión:

$$\Gamma = 2 * \pi * \left(\frac{d_n - 1}{365}\right) \quad 1.3$$

La ecuación anterior estima la declinación con un error máximo de 0.0006 radianes.

### 1.3.3 Ecuación del tiempo

El tiempo solar se basa en la rotación de la tierra alrededor de su eje polar y en su giro alrededor del sol. Un día solar es el intervalo que transcurre desde que el sol aparece hasta que completa un ciclo respecto a un observador estacionario en la tierra.

$$\text{Ecuación del Tiempo} = \text{LST} - \text{LCT} \quad 1.4$$

El día solar varía en duración a lo largo del año; pueden darse discrepancias de hasta 16 minutos. Esta discrepancia es lo que se llama ecuación del tiempo. Se mide respecto a un movimiento de la tierra perfectamente uniforme. Es la diferencia entre el tiempo solar (LST) y el tiempo de reloj (LCT).

Según Spencer<sup>8</sup> la siguiente serie da la ecuación del tiempo, en minutos:

$$E t = (0,000075 + 0,001868 * \cos \Gamma - 0,032077 * \sin \Gamma - 0,014615 * \cos 2\Gamma - 0,4089 * \sin 2\Gamma) \times 229,18 \quad 1.5$$

(El factor 229.18 sirve para convertir los radianes a minutos)

El tiempo oficial local (LCT) se mide respecto a la longitud del observador. Así,

$$LCT = TR - 12 + LM - LH)/15 - A0 \quad 1.6$$

Donde:

TR: hora de reloj,

LM: longitud del meridiano origen del huso horario (positivo hacia el O del meridiano de Greenwich),

A0: adelanto oficial sobre el huso horario

### 1.3.4 Posición relativa sol-superficie horizontal

Para calcular la radiación solar que llega a una superficie horizontal en la tierra, es necesario conocer las relaciones trigonométricas entre la posición del sol y esta superficie. Para conocer la posición del sol en el cielo en cualquier momento se utilizan dos ángulos, conocidos como acimut y altura solar.

Otros ángulos que también se utilizan, y que están relacionados con estos son: El ángulo cenital,  $\theta_z$ , es el ángulo entre los rayos del sol y una línea perpendicular al plano horizontal. Se cumple que:  $\alpha + \theta_z = \pi/2$

El ángulo horario,  $\pi$ , es el ángulo medido en la bóveda del cielo, entre el meridiano del observador y el meridiano solar. Cambia 15 grados cada hora (es cero al mediodía y negativo por la mañana). En la gráfica se muestra el recorrido del sol en un día (trayectoria solar), dentro de esa trayectoria, y tomando como cero el mediodía solar, se pueden "ver" los distintos ángulos horarios.

Para especificar la posición de un punto en la superficie de la tierra, es necesario conocer su latitud,  $\phi$ , y longitud,  $L$ .

La altura solar y el acimut dependen del lugar y del instante en que se miden. La dependencia del lugar se recoge mediante la latitud, la dependencia temporal se recoge en la declinación y el ángulo horario.

### 1.3.5 Mapa de la trayectoria solar

La posición del sol en el cielo en cualquier momento se puede especificar mediante dos ángulos: acimut y altura. Desde el punto de vista de instalaciones solares es interesante conocer el tiempo máximo que la instalación puede "ver el sol". Es decir, hay que conocer las sombras que sobre el mismo proyectarán los diversos obstáculos que haya próximos: montañas, árboles, casas, etc.

Para calcular estas sombras es necesario utilizar la gráfica que determina la posición del sol en cada instante: altura solar frente a acimut. Esta será función de la latitud del lugar considerado. Sobre esta gráfica se "dibujan" los distintos obstáculos que hacen sombra en la instalación (superficie captadora, paneles, etc.). Normalmente en esta gráfica se suelen utilizar varios días representativos del año. En la Figura 1.14 se muestra la gráfica de la altura solar frente al acimut.

La forma de marcar sobre este mapa las sombras es la siguiente: medir la altura de los distintos objetos que hay en el horizonte, y respecto al sur, calcular el ángulo que se encuentran desplazados estos objetos. Utilizar estos datos para dibujar en la gráfica anterior. La altura del objeto será la coordenada  $Y$  y el desplazamiento de su posición respecto al sur será la coordenada  $X$  (positivo para objetos al oeste y negativo al este). Todas las áreas que queden por encima de las curvas de los distintos días, corresponden a las horas en las que habrá sombras en los paneles durante esos días. Se puede calcular, utilizando estas curvas el porcentaje de horas (días) que la instalación no "verá" el sol.

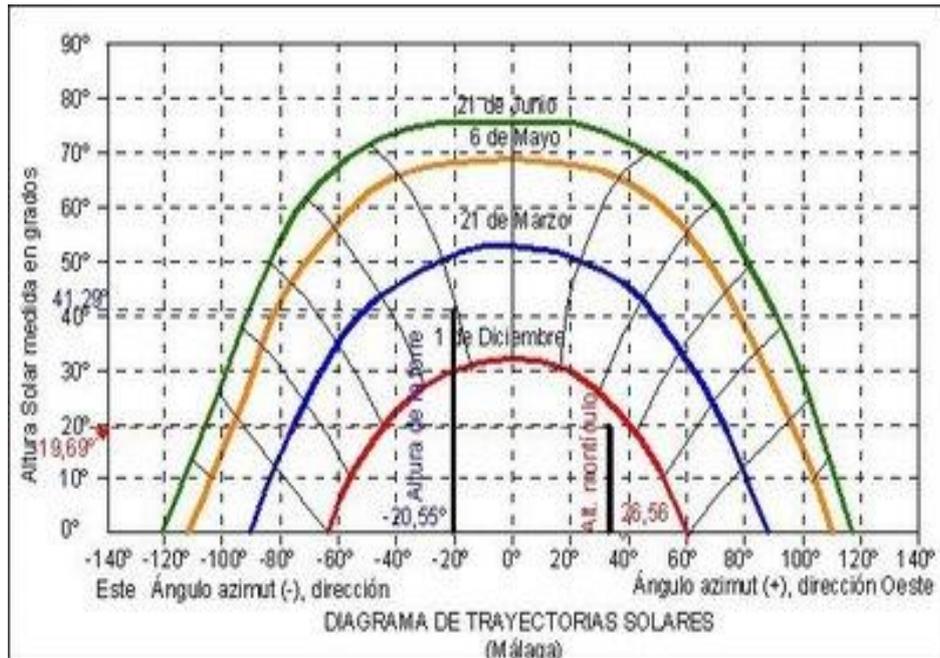


Figura 1.14: Mapa de las trayectorias solares

### 1.3.6 Posición relativa sol-superficie inclinada

Las definiciones de ángulos vistas para superficies horizontales, son equivalentes para una superficie inclinada  $\beta$  grados respecto al Ecuador, si se considera que la latitud de la superficie,  $\phi$ , pasa a ser  $\phi - \beta$ . Este hecho se puede observar en la figura 1.15.

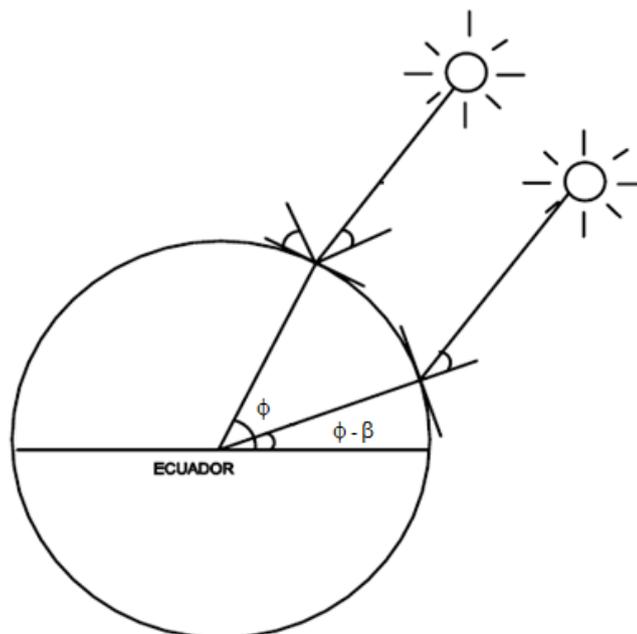


Figura 1.15: Posición relativa del sol con relación a una superficie inclinada

Para el ángulo de la salida del sol habrá que tener en cuenta, que al estar inclinada la superficie (respecto al sur), ésta no empezará a ver el sol hasta que su altura sea mayor que la inclinación de la superficie, es decir:

$$w = \min[\arccos(-\tan\delta \tan\varphi), \arccos(-\tan\delta \tan(\varphi - \beta))] \quad 1.7$$

### 1.3.7 Radiación solar en la superficie de la tierra

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está condicionada, por dos fenómenos de distinta naturaleza:

- *Factores astronómicos*: son aquellos que dependen de la geometría tierra-sol. Son función de la posición relativa sol-tierra y de las coordenadas geográficas del lugar considerado, latitud y longitud. Condicionan básicamente el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de los rayos solares.
- *Factores climáticos*: no toda la radiación máxima esperable para cada altura solar y cada localidad será siempre observable en la superficie de la tierra. Los factores llamados climáticos atenuarán la misma. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc. contenidos en la atmósfera son los responsables de esta atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

El total de radiación procedente del sol que incide en una superficie en la tierra estará compuesto por:

- *Radiación directa*: la que llega a la tierra directamente en línea con el disco solar.
- *Radiación difusa*: originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes.
- *Radiación reflejada*: radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la incidente en la superficie de la tierra se le llama albedo.

La radiación global o total que llega a una superficie se puede expresar como la suma de estas tres componentes:

$$G = I + D + R \quad 1.8$$

### 1.3.8 Albedo terrestre

La energía radiante incide que en una superficie, puede ser parcialmente absorbida, parcialmente reflejada y parcialmente transmitida. Estas propiedades se llaman absorptividad, reflectividad y transmisividad de una superficie. La fracción, respecto al total de energía incidente, asociada con estas propiedades se llama absorptancia, reflectancia y transmitancia. Cuando la fuente de radiación es el sol, se utiliza el término albedo en lugar de reflectancia. El albedo se puede expresar tanto en porcentaje como en fracciones de uno.

De manera general el albedo se puede definir como:

$$\rho = R_r / R \quad 1.9$$

Donde  $R_r$  es la radiación reflejada por la superficie y  $R_i$  es la radiación incidente.

En el cuadro 1.2 se muestran valores de albedo de algunas superficies.

	Intervalo Valor	Medio Típico
Tierras sin vegetación	0,04 - 0,25	0,12
Arena	0,20 - 0,40	0,3
Tierras cultivadas	0,10 - 0,30	0,2
Nieve fresca	0,70 - 0,90	0,8
Nieve vieja	0,30 - 0,70	0,55
Agua, sol en el cenit	0,03 - 0,07	0,05
Agua, sol bajo	0,5 - 0,65	0,2
Nubes	0,30 - 0,85	0,6
Planeta tierra (medio)		0,32

**Cuadro 1.2: Albedos de superficies terrestres**  
Fuente: Universidad Internacional de Andalucía

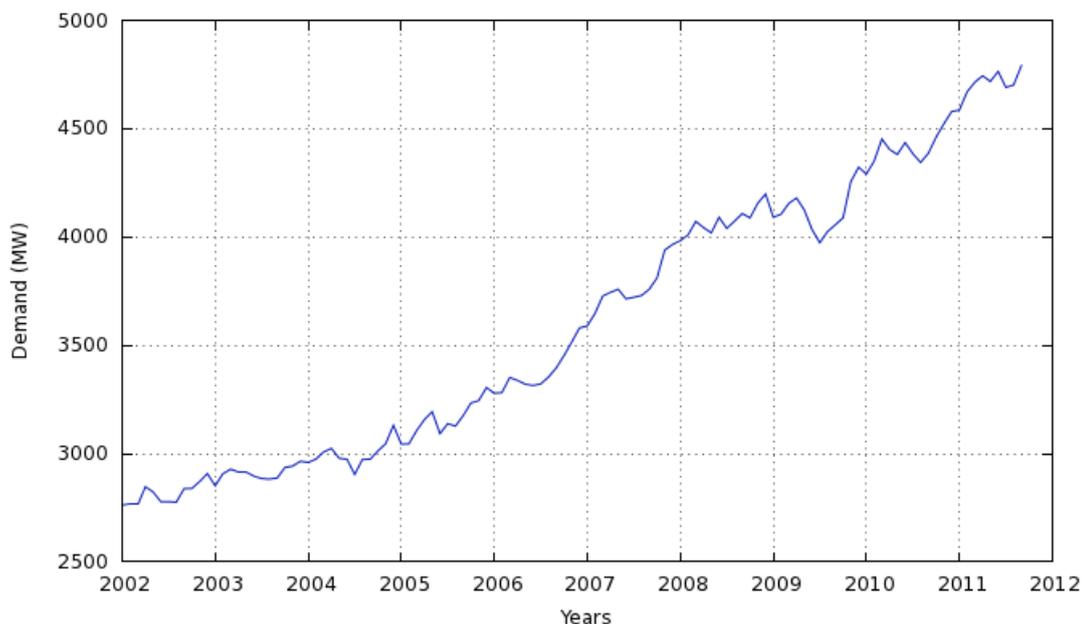
### 1.4 Formulación del problema

¿Será viable técnica y económicamente la construcción de una central termo solar de 10 MW en el Región Puno?.

El crecimiento económico de los últimos 10 años en nuestro país, ha acelerado la contaminación ambiental debido especialmente a la explotación minera informal, ocasionando la deforestación de la Amazonia en el sur del país, que ha incidido también en un mayor consumo de energía eléctrica esto es un incremento del un 72 % (2 000 MW) según se puede apreciar en la Figura 1.16, fundamentalmente utilizando el gas natural.

Ambos aspectos obligan la necesidad del cambio de la matriz energética orientándose a un mayor consumo de gas, pero también este es un recurso agotable en la medida que su explotación sea acelerada, por lo que como última alternativa queda la utilización de las energías renovables, que en el caso de la energía solar en el Perú prácticamente su explotación es ínfima a través de la energía fotovoltaica.

Los conflictos socio ambientales así como el cambio climático vienen ocasionado dificultades para la construcción de nuevas centrales hidráulicas especialmente las denominadas de embalse que requieren de grandes zonas de inundación como es el caso del proyecto de la central hidráulica de Inambari en la selva de la Región Puno



**Figura 1.16: Evolución de la demanda máxima de electricidad en el Perú (2002 a Octubre de 2011)**

**Fuente: COES; Elaboración: Mercado Energía**

La necesidad de contar con fuentes de energía renovables como la termo solar se establece de la existencia de los siguientes problemas que no solo atañen al Perú sino a todo el planeta.

#### **1.4.1 El problema de la contaminación ambiental**

En el Perú la segunda fuente de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) es el consumo de energía, con 21 % de las emisiones totales, que implica el consumo de energía y engloba, adicionalmente a la generación eléctrica e hidrocarburos, a los sectores transporte, industria, comercio, y doméstico en sus procesos de combustión de combustibles. Las emisiones generadas por actividades de generación eléctrica e hidrocarburos aportan el 12 % de las emisiones provenientes del consumo de energía correspondientes a 3,083 Gg de CO<sub>2</sub>eq. De este total, la generación eléctrica para el mercado aporta el 68 %, la producción de hidrocarburos el 23 % y la generación eléctrica para uso propio el 9 %. Solo en Perú, de acuerdo a las cifras del Balance Nacional de Energía, se liberan alrededor de 2 550 Ton/hora de CO<sub>2</sub> por el consumo de energía de combustibles fósiles.

#### **1.4.2 La dependencia de los combustibles fósiles**

Antes de la entrada del gas de Camisea (2002), el 69 % de la energía de uso comercial provenía del petróleo, 7 % del gas (natural y GLP) y 14 % de energías renovables (hidroenergía). Al año 2008, con el gas natural, la participación del petróleo disminuyó a 53 % y se incrementó la participación del gas a 27 %.

La generación eléctrica para el mercado, según el Balance Nacional de Energía (BNE) 2007, se distribuyó en 50 % para hidroenergía, 38 % para gas natural y el 12 % restante entre carbón, residual y Diesel. Se otorgó incentivos a la generación térmica a gas tales como, la exoneración del Impuesto General a las Ventas (IGV) e Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) y la reducción de la garantía para obtener de las autorizaciones para la generación. En los años 2007 y 2008, al presentarse un fuerte crecimiento de los precios internacionales del petróleo, el bajo precio del gas peruano acrecentó su demanda, especialmente en la generación eléctrica donde constituía la única opción real, lo que acarreó dos problemas colaterales: (i) concentró toda la nueva generación eléctrica en Lima; y (ii) volvió insuficiente al sistema de transmisión eléctrica, trayendo la necesidad de un reforzamiento considerable en los enlaces con el norte y sur del país. Así, en el año

2008 el gas natural alcanzó un nivel de consumo igual al previsto para el año 2015, con restricción de gas para nuevos suministros, en tanto las capacidades de producción y transporte así como las reservas probadas no tuviesen niveles de suficiencia adecuados para cubrir la demanda. Todo indica que la explotación en grandes escalas del gas por las facilidades dadas y volatilidad del precio del petróleo acelerará su inevitable agotamiento.

Según el estudio “Energy Policy Scenarios to 2050” del Consejo Mundial de la Energía, publicado en setiembre del 2007 la demanda energética aumentara hasta el año 2050 en un 100 % ocasionando incrementos importantes de los precios de los recursos energéticos y energía.

#### **1.4.3 Hidroeléctricas y conflictos socio ambientales**

”Conflicto socio ambiental” es un nuevo término acuñado por la reciente legislación nacional a raíz de las protestas surgidas por la lotización de la Amazonía Peruana. En el caso de los proyectos relacionados al manejo del recurso hídrico para generar electricidad, encontramos que de los 119 casos de conflictos socio ambientales (55,3 % de un total de 215), sólo siete han sido mapeados: el “Caso El Platanal”, el Proyecto Corina, el Proyecto Hidroeléctrico de Inambari, Chinango y el Proyecto en Salca, así como la construcción de una línea de transmisión (Defensoría del Pueblo 2011).

En el caso de los conflictos provenientes de la construcción de hidroeléctricas, específicamente en la Amazonía peruana, la situación actual se muestra en el Cuadro 1.2.

Este tipo centrales hidroeléctricas, producen un gran impacto al ambiente, provocado por las inundaciones, debido al represamiento de los cauces que sirven de abastecimiento de la central. La consecuencia de esto es la pérdida de cobertura de bosques en la zona de emplazamiento, produciendo una alteración del hábitat de la fauna terrestre y acuática que se desarrolla en esos valles. También existe una variación del cauce debido a la operación de la central, que modifica su régimen hídrico. Otra importante consecuencia se desarrolla en torno a la población que habita las zonas a inundar, ya que estos proyectos significan una pérdida total, no solo de sus casas y terrenos, sino también de su entorno cultural y la territorialidad que han forjado en el área. Por último, cabe mencionar, el impacto sobre la disminución y pérdida del valor escénico, ambiental y singularidad del paisaje que afecta de manera negativa al ambiente natural.

Central	Río/Región	Potencia estimada (MW)	Empresa	Estado actual
Inambari	Inambari (Puno, Cusco y Madre de Dios)	2 200	Egasur	Concesión temporal finalizada (2010), trámite del EIA declarado en abandono.
Pakitzapango	Ene (Junín)	2 000	Pakitzapango Energía S.A.C. (tramitada en un inicio por Engevix Engenharia)	Concesión temporal finalizada. En tierras de comunidades Asháninka, con quejas iniciadas ante la OIT y ante la CIDH. Declarada improcedente renovación de concesión.
Tambo 40	Tambo (Junín)	1 286	Odebrecht Perú Ingeniería y Construcción S.A.C.	Concesión temporal otorgada el 08 de noviembre del 2010. En tierras de comunidades Asháninkas y en la zona de amortiguamiento de la Reserva Comunal Asháninka.
Tambo 60	Tambo (Junín)	580	Sin concesionario.	Sin concesión temporal. En tierras de comunidades Asháninkas.
Mainique 1	Urubamba (Cusco)	607	Constructora Andrade Gutiérrez S.A. Sucursal Perú.	Concesión temporal nula. Ubicada en la zona de amortiguamiento del Santuario Nacional Megantoni, 13 km aguas arriba del pongo de Mainique. Declarada incompatible por el Sernanp.
<b>Total</b>		<b>6 673 MW</b>		

**Cuadro 1.3: Estado actual de los proyectos de las CH tipo embalse**

Los impactos ambientales que producen la construcción de las centrales hidroeléctricas de tipo embalse se muestran en el Cuadro 1.3

Impactos ambientales	Impacto sociales
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crea un lago completamente artificial en el ecosistema regional.</li> <li>• Altera el régimen hidrológico del río en función de las necesidades de la central, modificando el ritmo natural de entrada y salida de agua en las “cochas” y en los afluentes: impacto negativo en la biota acuática y en la dispersión y viabilidad de semillas de árboles.</li> <li>• Interrumpe el curso de agua: impacto negativo en la migración reproductiva de los peces y destrucción de alevitos.</li> <li>• Altera la temperatura del agua en la represa y a su salida: impacto negativo en la biota acuática pues reduce el contenido de oxígeno disuelto. Flora acuática y animales microscópicos pueden desaparecer.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Produce el desplazamiento forzado de poblaciones y pobladores a lugares con condiciones generalmente menos adecuadas para su calidad de vida.</li> <li>• Inunda tierras agropecuarias de la mejor calidad, o sea el fondo del valle que tiene suelos aluviales.</li> <li>• Reduce o dificulta la navegación en el río.</li> <li>• Reduce la disponibilidad de pescado, de fauna silvestre y de productos forestales diversos.</li> <li>• Se pierden sitios arqueológicos y lugares de valor cultural.</li> <li>• Alteración de costumbres tradicionales y, frecuentemente, aumento de la prostitución y de la delincuencia durante las obras y después de terminadas, debido al flujo de personas ajenas a la región.</li> </ul>

**Cuadro 1.3: Impactos socio ambientales producidos por las CH tipo embalse**

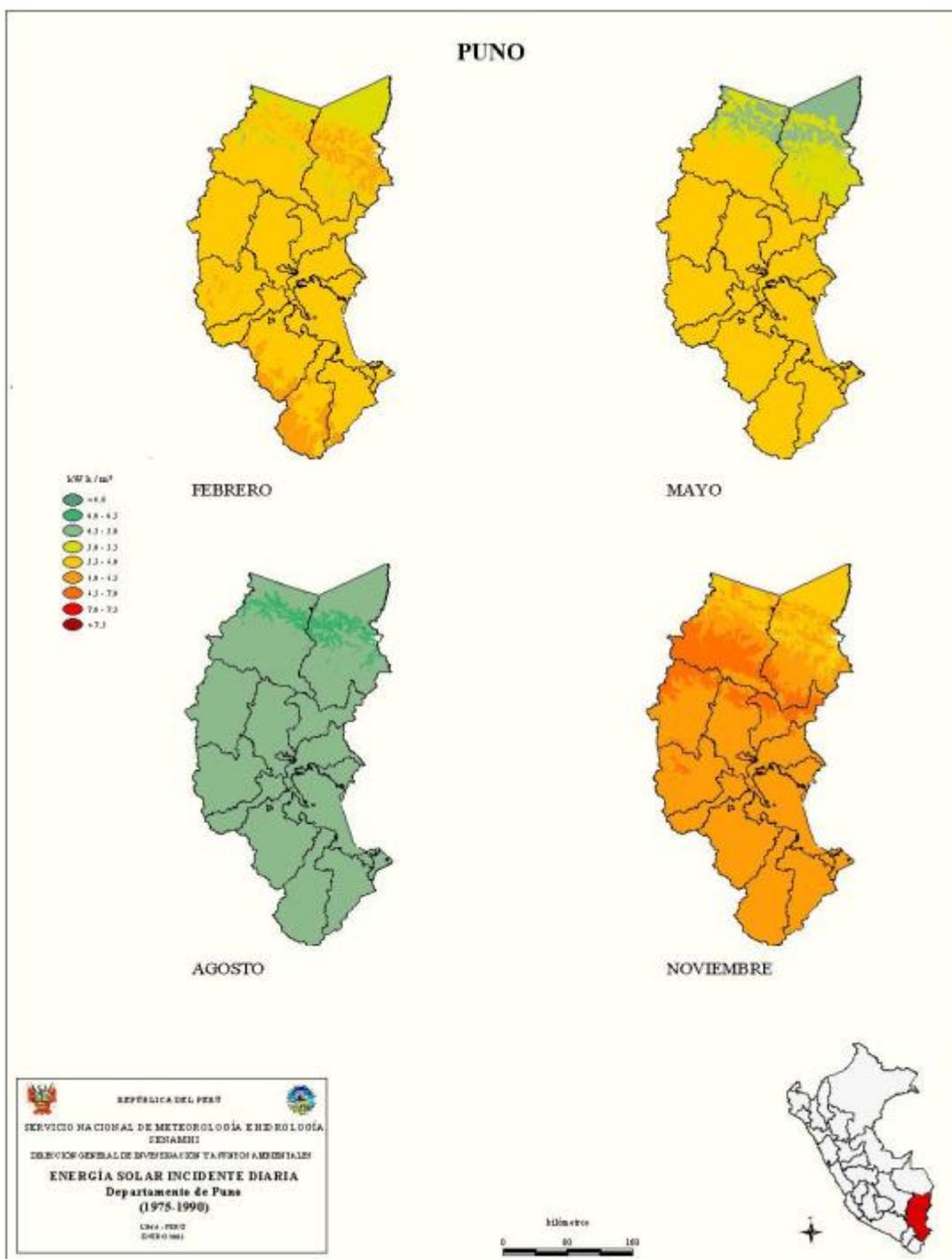
## **1.5 Justificación**

La justificación para la elaboración de la presente tesis se puede enfocar desde los siguientes aspectos:

### **1.5.1 Radiación solar favorable**

El Atlas de Energía Solar del Perú (SENAMHI, 2003), demuestra que tenemos un potencial de energía solar promedio de 5,24 kWh/m<sup>2</sup>, e indica una elevada radiación solar anual en la Sierra de aproximadamente 5,5 a 6,5 kWh/m<sup>2</sup>, tal como se muestra en la Figura 1.18 donde las aproximadamente tres cuartas partes del año existe radiación solar. Por otra parte, una característica muy importante de la energía solar en el Perú es su constancia, durante el año los promedios mensuales no varían en más del 20%.

Además del Atlas de Energía Solar, se pueden resaltar otras importantes evaluaciones realizadas sobre el potencial de la energía solar en el Perú: Radiación solar en el Perú, de C. Kadono, de la UNI en 1972; Estimación de la energía solar en el Perú, de J. Vásquez, publicado por OLADE en 1987; Tabla de radiación promedio anual, elaborado por OLADE en 1992; y el Atlas de Energía Solar del Perú, publicado por el SENAMHI y el MEM, en el marco del Proyecto Electrificación Rural a Base de Energía Fotovoltaica en el Perú. Cabe mencionar, además, los trabajos de medición de energía solar realizados a principios de la década del 80 por el propio SENAMHI, el IGP, la UNI, la UNALM, el ITINTEC y la ONERN (CENERGIA, 2004). Estas circunstancias motivan la implementación de la tecnología de la ETS en la Región Puno.



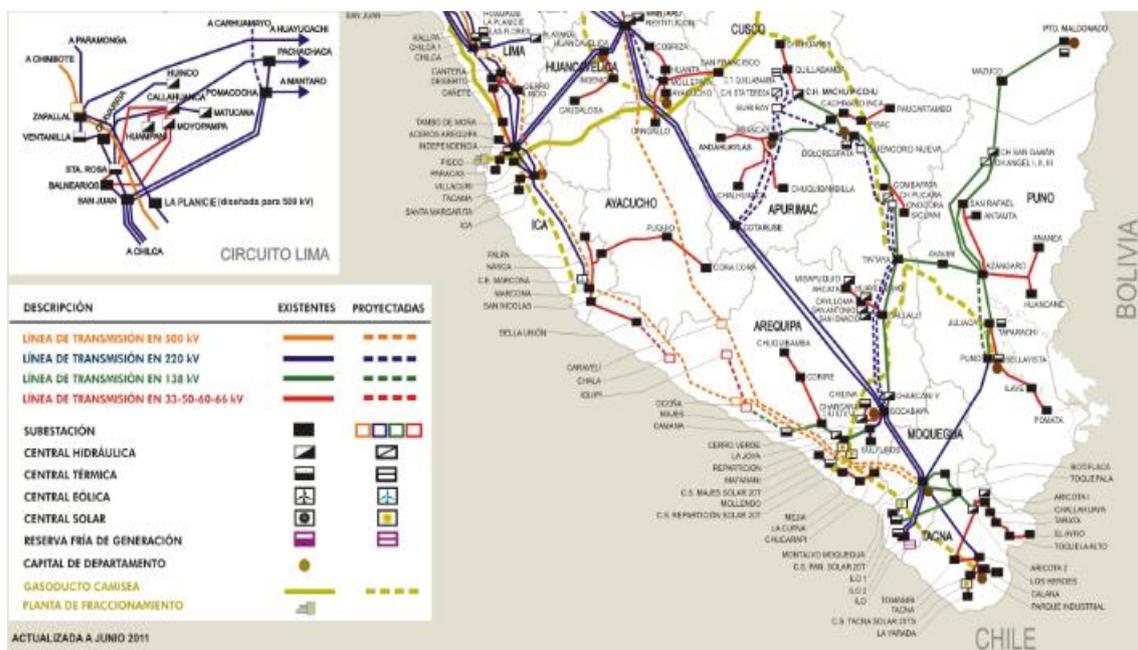
**Figura 1.18: Radiación solar anual de Departamento de Puno**

**Fuente: DGER - MEM**

### 1.5.2 Condiciones adecuadas

La Región Puno al Sur del Perú es una zona alto andina donde se encuentra la denominada Meseta del Collao conocida como el Altiplano Puneño a una altura promedio

de 3 800 msnm, que constituye una extensa planicie destinada básicamente al pastoreo de ganado vacuno y ovino, y otras grandes extensiones de terrenos semiáridos donde las condiciones climáticas durante el año son variables, con temperaturas en las noches bastante bajas ( $-10^{\circ}\text{C}$ ) y en altas en el día ( $20^{\circ}\text{C}$ ) siendo lo más importante para este estudio la existencia de radiación solar durante todo el año. Así como la existencia de ríos como el Ramis y Coata que discurren a través de esta planicie y que tienen agua todo el año, teniendo además tanto al norte como al sur líneas de transmisión en 138 kV y 60 kV que faciliten la interconexión de la CTS al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Figura 1.18.



**Figura 1.19: Líneas de transmisión de la Región Puno**

**Fuente: Ministerio de Energía y Minas [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)**

La construcción del gasoducto Sur Peruano que se muestra en la Figura 1.19 atravesará por las proximidades del emplazamiento propuesto de la CTS de Chuquibambilla, esto permitirá la posibilidad de hibridación de la central mejorado su continuidad de inyectar energía al SEIN y aumentando su rentabilidad



**Figura 1.20: Ruta del Proyecto Gasoducto Sur Peruano**

**Fuente: OSINERGMIN**

El estudio de viabilidad técnica económica además abrirá la posibilidad de un desarrollo en la explotación de la energía solar para la generación termoeléctrica en masa y de este modo contribuir a reducir la emisión de CO<sub>2</sub> producida por fuentes de generación contaminantes como son las centrales a gas, del mismo modo se podrá acceder a un pago por bonos de carbono ya que se trata de una tecnología que utiliza mecanismos de desarrollo limpio (MDL).

## 1.6 Objetivos

### 1.6.1 Objetivo general

Efectuar el estudio para determinar la zona que ofrezca las condiciones técnicas y económicas óptimas necesarias para que se construya una central termo solar en la Región Puno.

### 1.6.2 Objetivos específicos

- a. Determinar la viabilidad técnica de la construcción de una central termo solar en la Región Puno.

- b. Determinar la viabilidad económica de la construcción de una central termo solar en la Región Puno.
- c. Hacer factible la generación termo solar en la Región Puno.
- d. Aperturar al acceso a los bonos de carbono por la producción de energías limpias a través del uso de generación eléctrica termo solar.
- e. Reducir la emisión de los gases de efecto invernadero al generar electricidad con energía térmica solar.

### **1.7 Alcances**

El desarrollo del presente trabajo de tesis está delimitado según las siguientes consideraciones:

- a. Se considera la viabilidad técnica, económica y ambiental.
- b. No se incluye la ingeniería de detalle, implementación, puesta en servicio, operación y mantenimiento de la CTS.
- c. No se propone normatividad técnica, legal o ambas para la viabilidad de las CTS.
- d. No se establece el financiamiento de la CTS.

## **CAPÍTULO II: MARCO REGULATORIO PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD TERMO SOLAR**

### **2.1 A nivel Mundial**

Alrededor del mundo se promueve la utilización de energías renovables que en general comprende los siguientes mecanismos de naturaleza legal y técnica:

#### **Feed-in Tariffs.**

Obligar a las Empresas Distribuidoras a comprar toda la energía generada por energías renovables a un precio fijado por el gobierno, que depende de la tecnología de generación utilizada. Este mecanismo es común en los países de la Unión Europea.

#### **Impuesto específico**

Aplicando un impuesto específico a todas las tecnologías de generación, este impuesto se descuenta a todos los compradores que obtienen energía de fuentes renovables. Actualmente se aplica en países como Dinamarca y el Reino Unido.

#### **Sistemas de reducción de intereses**

Se subsidian las tasas de interés para créditos orientados a realizar inversiones en proyectos con energías renovables. Los proyectos optan desde un 1% hasta un 5% de reducción de intereses anuales, lo que disminuye el riesgo asociado a la inversión en estas tecnologías. Esta medida ha sido aplicada en países como España.

#### **Subsidio a la inversión**

Corresponde a la entrega de un subsidio directo a un porcentaje de la inversión inicial correspondiente a proyectos relacionados con energías renovables. Entre los países que han optado por esta medida se encuentran Grecia y Finlandia.

#### **Política de primas**

Mecanismo a través del cual se subsidia el déficit tarifario originado por los mayores costos de generación de las CT. Por ejemplo en España La contribución futura de todas las CT que estén en operación en el 2013 será del orden del 20% del total de las primas del Régimen Especial del Real Decreto 661/2007.

Estos dispositivos han permitido que a octubre del 2013 en el Mundo existan 48 CTS en operación comercial con una potencia de 3,165 GW, en construcción 26 con una potencia de 2,34 GW y en proyecto 17 con una potencia de 9,1 GW.

SITUACION	ESPAÑA		ESTADOS UNIDOS		OTROS PAISES		TOTAL PAIS	
	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW	Nº	MW
<b>OPERACIÓN</b>	28	2105	7	785	13	268	48	3158
<b>CONSTRUCCION</b>	2	200	6	1035	18	1105	26	2339
<b>PROYECTO</b>	17	930	19	3949	11	4286	47	9165

<b>TOTAL</b>	<b>121</b>	<b>14662</b>
--------------	------------	--------------

**Cuadro 2.1: Situación a octubre de 2013 de las CTS en el Mundo.**

Elaboración propia con información de Wikipedia y PROTERMOSOLAR.

## 2.2 A nivel del Perú

La Política Energética Nacional del Perú del 2010 al 2040 contiene lineamientos de política favorables para la construcción de centrales termo solares tal como se establece en:

- Promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida.
- Promover la producción de energía con base en los Recursos energéticos disponibles en las regiones del País.
- Impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recursos Promover que los proyectos energéticos obtengan los beneficios de la venta de los certificados de la reducción de emisiones (CER) para el mercado de carbono.

### 2.2.1 Marco Regulatorio

Las principales características del Marco Regulatorio Peruano son:

- a. Recursos Energéticos Renovables (RER): Biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e hidroeléctrica hasta 20 MW.

- b. Despacho preferencial. (Se considerará costo variable de producción igual a cero).
- c. Energía Requerida RER hasta 5% de la Producción Nacional Anual durante los primeros cinco (5) años (sin incluir las hidroeléctricas).
- d. La Energía Requerida se cubre mediante Subastas.
- e. Los postores ofertan cantidad de energía y precio.
- f. Los dispositivos legales dados para impulsar el desarrollo de las energías renovables son:

**Ley N° 28876, del 15 de agosto del 2006** dispone que la generación de energía eléctrica con recursos hidráulicos y otros renovables, puede acogerse al Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas (IGV).

El **Decreto Legislativo N° 1002 (Ley de Promoción para la Inversión de Generación con Energías Renovables), del 02 de mayo de 2008**, declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante el uso de Recursos Energéticos Renovables, tiene por objeto promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de la población y **proteger el medio ambiente**, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad de aplicación a la actividad de generación de electricidad con RER que entre en operación comercial a partir de la vigencia del presente Decreto Legislativo.

El **Decreto Legislativo N° 1058 del 27 de junio de 2008** promueve la inversión en la actividad de generación eléctrica con recursos hídricos y con otros recursos, tales como el eólico, el solar, el geotérmico, la biomasa o la mareomotriz, dispone el beneficio de la depreciación acelerada de activos, de hasta 20% cada año, para efectos del pago del Impuesto a la Renta, para las inversiones en hidroeléctricas y demás energías renovables.

**El DECRETO SUPREMO N° 050-2008-EM del 01 de octubre de 2008, reglamenta la Ley de Promoción para la Inversión de Generación con Energías Renovables** precisa los incentivos para promover la inversión en generación eléctrica a partir de Recursos Energéticos Renovables.

**Decreto Supremo N° 012-2011-EM** Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables del 22 de marzo de 2011, establece las pautas para que la generación RER pueda ser incorporada al SEIN en forma favorable.

### **2.2.2 Incentivos tributarios**

Régimen de Recuperación Anticipada del IGV: Por el Decreto Legislativo N° 793 (marzo 2007), las inversiones en energías renovables pueden acogerse al Régimen de Recuperación Anticipada del IGV (Inversión mínima de US\$ 5 Millones; periodo mínimo de pre operatividad de de 02 años).

Depreciación acelerada para efecto del pago del Impuesto a la Renta: El Decreto Legislativo N° 1058 (junio 2008) establece el beneficio de la depreciación acelerada, hasta de 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables.

### **2.3 Subastas de energías renovables**

Una muy buena señal de este marco técnico legal favorable ha sido la primera subasta de energías alternativas, que no obstante su retraso, ha marcado un hito. Así, se ha llevado a cabo la primera subasta de suministro de electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER), en el marco del Decreto Legislativo N° 1002, “Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”, y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 050-2008-EM. Conforme al referido marco legal, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) elaboró las bases de la subasta, encargándose OSINERGMIM de la conducción del proceso. Dicho proceso se inició el 21 de agosto de 2009 con la publicación del aviso previo por parte del MEM y la apertura del registro de participantes en el portal web de OSINERGMIN, que efectuó la correspondiente convocatoria, el 15 de octubre de 2009.

El resultado de la primera subasta RER se muestra en el cuadro 2.2, donde se adjudicaron contratos de suministro eléctrico a 17 proyectos hidroeléctricos menores a 20 MW, 4 proyectos solares fotovoltaicos, 3 proyectos eólicos y 2 proyectos de biomasa, haciendo un total 411 MW y 1887 GWh/año.

Se destaca además que los 4 proyectos fotovoltaicos están ubicados en la costa sur del Perú, cada uno con potencia nominal de 20 MW, cuya construcción de acuerdo a la oferta deberá estar concluida y puesta en operación comercial en junio de 2012.

Tecnología	Postor	Proyecto	Punto de Suministro	Precio Ofertado (Cbr US\$/kWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta (%)	Energía Adjudicada (GWh/año)	Fecha de Puesta en operación comercial	Condición
Biomasa	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga Existente 138 kV	5,200	23,000	57,000%	115,000	31/03/2010	Adjudicado en 1° Ronda
Biomasa	Petramas S.A.C.	Huayacoloro	Cajamarquilla 220 kV	11,000	4,400	73,000%	28,295	01/07/2011	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Consorcio "Cobra Perú S.A. / Perú Energía Renovable S.A."	Marcona	Marcona 220 kV	6,552	32,000	52,980%	148,378	01/12/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Talara	Talara 220 kV	8,700	30,000	46,000%	119,673	29/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Panamericana Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Panamericana Solar 20TS	Ilo ELP 138 kV	21,500	20,000	28,900%	50,676	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Majes Solar 20T	Repartición 138 kV	22,250	20,000	21,500%	37,630	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Grupo T-Solar Global, S.A.	Repartición Solar 20T	Repartición 138 kV	22,300	20,000	21,400%	37,440	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Solar	Consorcio Tacna Solar 20TS (Grupo T-Solar Global, S.A. / Solarpack Corporación Tecnología, S.L.)	Tacna Solar 20TS	Tacna (Los Héroes) 66 kV	22,500	20,000	26,900%	47,198	30/06/2012	Adjudicado en 1° Ronda
Eólica	Energía Eólica S.A.	Central Eólica Cupisnique	Guadalupe 220 kV	8,500	80,000	43,000%	302,952	29/06/2012	Adjudicado en 2° Ronda

**Cuadro 2.2: Resultados de adjudicación RER de la primera subasta de OSINERGMIN.**

**Fuente: OSINERGMIN.**

<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/contenido/Resultado1raSubasta.html>

Al mes de abril de 2013 la situación de los proyectos adjudicados en la primera subasta RER es la mostrada en el Cuadro 2.3.

Ítem	Firma de Contrato	Tipo	Proyecto	Adjudicatario	Energía Anual (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversión (Mio US\$)	Tarifa (Ctvs. US\$/kW.h)	Fecha Propuesta de Puesta en Servicio	Estado
1	31.03.2010	C.S.	Panamericana Solar (Ilo)	Consorcio Panamericana	50,878	20.00	87.0	21.50	31.12.2012	En operación
2	31.03.2010	C.S.	Majes Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	37,830	20.00	73.6	22.25	31.10.2012	En operación
3	31.03.2010	C.S.	Repartición Solar 20T (Arequipa)	Grupo T Solar Global S.A.	37,440	20.00	73.5	22.30	31.10.2012	En operación
4	31.03.2010	C.S.	Tacna Solar	Consorcio Tacna	47,196	20.00	85.0	22.50	31.10.2012	En operación
5	31.03.2010	C.E.	Marcona	Parque Eólico Marcona S.R.L. (Cobra Perú)	148,378	32.00	43.6	6.552	21.03.2014	En construcción
6	31.03.2010	C.E.	Talara	Energía Eólica	119,673	30.00	71.1	8.700	18.02.2014	En construcción
7	31.03.2010	C.E.	Cupisnique	Energía Eólica	302,952	80.00	198.9	8.500	20.02.2014	En construcción
8	31.03.2010	C.B.	Cogenerac. Paramonga	Agro Industrial Paramonga	115,000	23.00	31,0 <sup>(1)</sup>	5.2	31.03.2010	En operación
9	31.03.2010	C.B.	Huayacoloro	Petramas S.A.C.	28,295	4.00	10.5	11.0	12.11.2011	En operación

**Cuadro 2.3: Situación de la generación eléctrica con recursos renovables primera subasta RER**

**Fuente: OSINERGMIN**

<http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/sup1/SCGE/E/7%20RER-TOTAL-1raSUBASTA.pdf>

## **CAPÍTULO III: RECURSOS Y MATERIALES**

### **3.1 Recursos humanos**

Para la obtención de los datos meteorológicos de campo el SENAMHI Puno ha empleado 01 trabajador para registrar los datos manuales y para bajar la data registrada por los instrumentos que almacenan en memoria.

También fue necesaria la participación de 02 digitadores para ingresar la data manual al sistema informático correspondiente al periodo de 01 año en forma horaria.

Para efectuar las visitas de prospección a los diferentes lugares donde se podría emplazar la central termo solar se empleo los servicios de un chofer.

El suscrito quien ingreso los datos a la base de datos del Programa SAM para efectuar el análisis económico.

### **3.2 Materiales**

Se empleo una camioneta 4x4 para efectuar la prospección de diferentes lugares en el ámbito de la Región Puno

Se emplearon para registrar la data siguientes instrumentos:

01 Anemómetro

01 Termómetro

01 Higrómetro

Para procesar los registros se emplearon 03 computadoras y 01 impresora laser a color.

Una cámara digital de 12.5 MP de resolución.

Para efectuar la estimación de la radiación solar se utilizo el programa de utilización gratuita GEOSOL V.2.0

Para efectuar el análisis económico se empleo el software SAM (System Advisory Model) Versión 2012.5.11 de distribución gratuita, diseñado por NREL (National Renewable Energy Laboratory).

## CAPÍTULO IV: DISEÑO METODOLOGICO

### 4.1 Métodos de estimación de radiación solar

Entre los métodos de estimación de la radiación solar más utilizados destacan:

#### 4.1.1 Estimación de irradiancia e irradiación solar para día claro utilizando como parámetro variable la altura sobre el nivel del mar.

El método establece un procedimiento que permite calcular los índices de claridad representativos  $K_{t-R}$ , los que permiten estimar la irradiancia  $G$ , o irradiación  $H$ , *para día claro* para un sitio del que solo se necesita conocer la altura  $A$  sobre el nivel del mar, a través de la ecuación:

$$G = G_0 \times K_{t-R}^{m_a^{0.678}} \quad 4.1$$

Los modelos para el cálculo de los índices de claridad son:

$$\text{Modelo 1: } K_{t-R} = 0,7002 + 1,685 \times 10^{-3} \times A^{0,5723} \quad 4.2$$

$$\text{Modelo 2: } K_{t-R} = 0,7 + 1,7756 \times 10^{-3} \times A^{0,5672} \quad 4.3$$

$$\text{Modelo 3: } K_{t-R} = 1 - e^{-(0,0002636A+1,2039)} \quad 4.4$$

Donde:

$A$ : altura sobre el nivel del mar, en metros

$m_a$ : es la masa de aire calculada como  $(\cos qz)^{-1}$ .

La información referida a la posición geográfica, el día del año y la posición del sol está implícita en la masa de aire  $m_a$  calculada como  $(\cos qz)^{-1}$ .

#### 4.1.2 Estimación de irradiación solar utilizando programas computacionales

El programa **GEOSOL V.2.0** para Windows posee tres métodos de estimación de irradiación solar: de Page y de Hottel para días claros y de Liu-Jordan para días medios mensuales<sup>10</sup>.

Permite obtener, para cualquier lugar y día del año, los siguientes valores numéricos:

- Horas solares de salida y puesta del sol sobre el horizonte.
- Duración del día.
- Diferencia horaria entre Hora Solar y Hora Oficial.
- Declinación solar para la fecha consignada.
- Angulo horario, altitud y azimut solares, hora por hora, desde la salida hasta la puesta del sol.
- Irradiación solar directa, difusa y total en MJ/m<sup>2</sup>, hora por hora, sobre cualquier superficie especificada por el usuario.

#### 4.2 Utilizando datos de estaciones cercanas

Si existe información disponible de estaciones cercanas esta opción es únicamente válida si se trata de un terreno llano y la distancia entre estaciones es menor a 10 Km.

Interpolando valores a partir de medidas de la radiación solar en otras estaciones. Esta solución, es aplicable cuando la red de estaciones de radiación solar tiene una densidad considerable y dependiendo del tipo de terreno, puede precisarse una densidad de entre 50 y 20 Km de distancia entre estaciones.

#### 4.3 Modelos de tratamiento de imágenes de satélite.

Se basa en el tratamiento de imágenes de satélite geoestacionarios. Estas imágenes son el resultado de la reflexión de los rayos solares en la superficie de la Tierra, por lo que ya han sufrido y llevan implícitas los posibles efectos de la topografía así como de los principales fenómenos atmosféricos que se producen cuando los rayos solares atraviesan la atmósfera.

En el Perú no se tiene referencia sobre algún trabajo que utilice la metodología de las imágenes satelitales para estimar los niveles de radiación solar, sin embargo, el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), en convenio con la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP/MEM) elaboró el Atlas de Energía Solar del Perú. Este Atlas está comprendido por mapas promedio de energía solar incidente diaria a nivel mensual y anual para el período 1975 a 1990, los cuales se han obtenido utilizando las técnicas más refinadas de estimación e interpolación fundamentados en procesos físicos, desarrollados con el Centro Internacional de la Papa (CIP). En el estudio para los procesos de calibración de los métodos se utilizó una red de 10 estaciones con registros piranométricos y se utilizaron 5 estaciones con registros actinográficos distribuida en todo el territorio peruano abarcando las tres regiones (costa, sierra y selva).

Se utilizó el modelo de Ångström-Prescott, frecuentemente usado para estimar la irradiación solar relativa ( $H/H_0$ ) basado en las horas de sol relativas ( $n/N$ ). Esta ecuación fue sugerida por Prescott (1940) como una modificación del modelo de Ångström propuesto en 1924. Esta ecuación está dada por:

$$\frac{H}{H_0} = a + b \frac{n}{N} \quad 4.5$$

Donde  $H$  es la irradiación solar medida en superficie,  $H_0$  es la irradiación solar en el tope de la atmósfera,  $n$  son las horas de sol efectivas o heliofanía y  $N$  es la duración astronómica del día para una fecha del año y latitud específicos. Los coeficientes empíricos  $a$  y  $b$  tienen un significado físico, donde  $a+b$  representa el valor máximo de la transmisividad de la atmósfera ( $\tau$ ) mientras que el coeficiente  $a$  representa el mínimo valor de  $\tau$ .

#### 4.4 Principios de localización

Según la teoría clásica de la geografía, la localización espacial de las distintas instalaciones económicas como granjas, fábricas u oficinas, depende de múltiples factores: la empresa, la participación de pocos o muchos en los procesos de toma de decisiones, la localización de mano de obra, la localización de los mercados, la disposición de vías de comunicación, y la consideración de externalidades o factores y

hechos no estrictamente económicos. En este caso se analizarán una serie de factores que se toman en cuenta para instalar las plantas de energía termo solar.

Las plantas termoeléctricas solares se pueden incluir dentro de la actividad económica del tipo industrial, es decir, el sector secundario. Sobre este tipo de actividad existe el modelo clásico de localización perteneciente a Alfred Weber del año 1909. Este modelo plantea que la empresa industrial necesita ubicarse en un lugar donde se produzca una convergencia mínimamente costosa de abastecimientos suficientes (materia prima y fuentes de energía, mano de obra suficiente y cualificada), así como facilidades de acceso a los mercados. Este mismo autor plantea el concepto de centro de gravedad entre los costos de transporte de materias primas, energía y productos manufacturados en que los costos queden minimizados. A esto lo denominó *least-cost location* o localización de mínimo costo (Éntremont, 1997). Por ello, los criterios como la distancia a la red eléctrica, hídricas y camineras deben ser acordes con este principio.

#### **4.5. Criterios de localización para las plantas termo solares**

Como ya antes se mencionó, al buscar los emplazamientos para desarrollar una actividad se deben tener en cuenta una serie de criterios para lograr una localización de mínimo costo y un máximo aprovechamiento de los recursos, es así como Garmendia (2008), Daniels (1977), Sarmiento (1995), Téllez (2008) y Osuna (1999) proponen ciertas variables a considerar al momento de instalar las plantas termoeléctricas solares. Los criterios de los diferentes autores serán expuestos en los puntos que se desarrollan a continuación.

##### **4.5.1. Radiación**

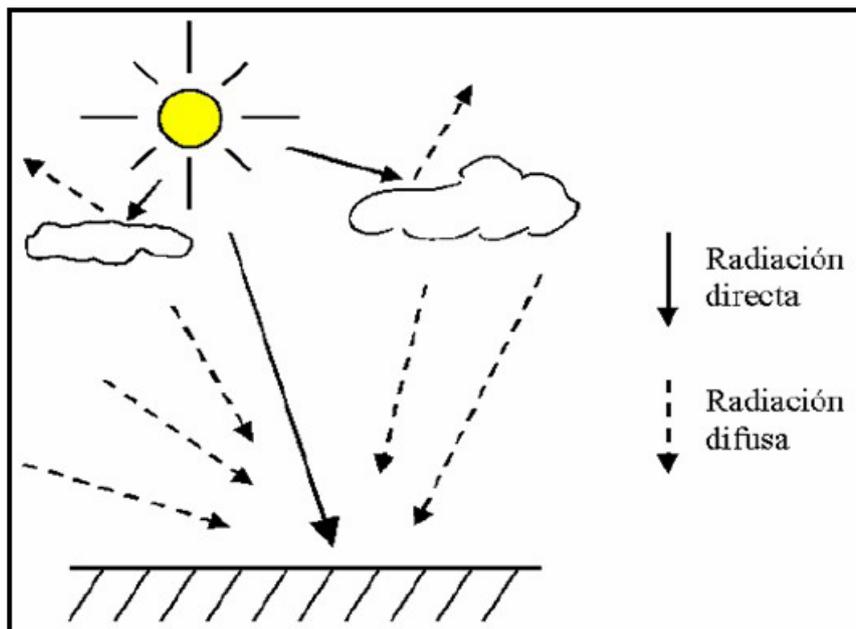
Para Sarmiento (1995), la mejor localización son las zonas que se encuentran en regiones cercanas a los trópicos y que poseen una irradiación sobre las 200 Kcal/cm<sup>2</sup> al año. Pero en la realidad las localizaciones de las centrales termo solares corresponden a las áreas con mayor radiación dentro de los países que han desarrollado esta tecnología (Téllez, 2008).

Sin duda la radiación solar de un lugar es la primera variable a considerar para cualquier aprovechamiento solar, además de ser este un factor determinante para la

viabilidad económica de plantas solares. Así, el costo de la electricidad producida disminuye en la misma proporción en que aumenta el recurso solar (Garmendia, 2008). Es por ello que todos los autores que plantean la idea de instalar una planta termoeléctrica solar se refieren a la radiación como un factor muy importante a la hora de tomar la decisión por determinado lugar (Guerra, 2003).

Pero antes que todo hay que definir el objeto que se está analizando. La radiación es una de las formas de transporte de energía por medio de ondas electromagnéticas o fotones (Sarmiento, 1995). Es a través de esta forma de transporte como llega energía a la Tierra. Esta radiación solar puede ser medida en Langleys por minuto; un Langley equivale a una caloría radiante por centímetro cuadrado por cada minuto (Daniels, 1977). Al llegar al planeta la radiación se distribuye en la superficie de forma desigual, producto de la curvatura de la Tierra y de la inclinación que tiene el planeta respecto al plano de la eclíptica (Uriarte, 2003).

La radiación que llega a la superficie de la Tierra puede ser de dos tipos: directa y difusa tal como se muestra en la figura 4.1. Se entiende por radiación directa aquella que viene del Sol sin cambiar de dirección, en cambio, la radiación difusa es aquella que incide sobre una superficie, luego de cambiar de dirección por reflexión y dispersión; es este tipo de radiación la que llega a la superficie en un día nublado (Sarmiento, 1995).



**Figura 4.1: Esquema de los tipos de radiación**

Para un aprovechamiento rentable de la energía solar, algunos autores plantean que la radiación debe tener un cierto valor y ser de un tipo específica, por ejemplo, los lugares adecuados para la instalación de plantas de energía termo solar deben ofrecer al menos 2 000 KWh/m<sup>2</sup> de irradiación solar directa anual, aún pudiendo funcionar con umbrales inferiores, pero enclaves óptimos debieran ofrecer más de 2 500 KWh/m<sup>2</sup> (García y Lacal, 2008). Sarmiento (1995) concuerda con esta cifra, planteando que los mejores sitios de aprovechamiento solar se encuentran en regiones cercanas a los trópicos y que poseen una irradiación sobre las 200 Kcal/cm<sup>2</sup> (2 324 KWh/m<sup>2</sup>) al año.

Para las especificaciones técnicas de los helióstatos de una planta solar del tipo torre central, el fabricante, que en este caso es SENER España, recomienda para un buen funcionamiento una radiación de 2 000 KWh/m<sup>2</sup> (Romero, 2007). Para Ward las mejores zonas de aprovechamiento solar se encuentran entre los paralelos 15° y 35° de latitud Sur y Norte, ya que reciben una radiación mínima de 500 Langley al día y una variación mensual total menor a 250 Langley al día. Estas zonas son regiones ecuatoriales de los desiertos áridos de la Tierra, en las cuales, como plantea este autor, el Sol incide en esta superficie con un 90 % de radiación directa, lo que las hace muy apropiadas para la instalación de plantas solares (Daniels, 1964). Una experiencia concreta en la toma de decisión para localizar una planta solar de potencia se expone en los parámetros usados para la instalación de la central de Almería en España, en la cual se seleccionaron áreas que poseían una irradiación del orden de 1 825 KW/h/m<sup>2</sup> (Téllez, 2008). Finalmente, para poner un ejemplo aplicado, hay que mencionar la central Solnova en España, la cual producirá 100 MW/h con una radiación de 2 120 KW/h/m<sup>2</sup> (Garmendia, 2008).

#### **4.5.2. Nubosidad**

Para que la instalación de una central termoeléctrica solar sea conveniente se necesita un área que reciba la mayor cantidad de radiación directa, esto quiere decir, que exista un alto porcentaje del año con días despejados (García y Lacal, 2008). En este sentido se han realizado experiencias exitosas para el aprovechamiento solar en el sur de Francia, cerca de la frontera con España, donde se cuenta con 2 600 horas de Sol al año (Guerra, 2003). Esto quiere decir que si se asume que el promedio de horas de Sol por día en un año son doce, tendríamos como resultado que la experiencia francesa se realizó con 217 días soleados, aproximadamente.

De acuerdo a las mediciones efectuadas por SENAMHI Puno el año 2012 hubieron 2621 horas de sol que corresponde a 218,4 días soleados (Anexo 01).

#### **4.5.3. Superficie y topografía**

La energía solar emitida por el Sol y que llega a la superficie de la Tierra es insuficiente, por medios convencionales de absorción térmica, para alcanzar valores de temperatura de trabajo suficientemente elevadas como las requeridas por los ciclos de potencia de las centrales termoeléctricas solares para funcionar con rendimientos aceptables; es por esto que se hace necesario concentrar la radiación del Sol (García, 2001). Con esta premisa se parte para la búsqueda de lugares aptos para el emplazamiento de una central de potencia solar. Por ejemplo, la planta Solar Tres de SENER España necesitó de un área aproximada de 142 hectáreas para producir 17 MW/h (Romero, 2007). La planta PS10 de Sevilla, España necesitó un área aproximada de 55 hectáreas para producir 11 MW/h, mientras que la planta PS20 que generará el doble de energía que la anterior necesitará 95 hectáreas. La central del tipo cilindro parabólico de Solnova I, también española, necesitará un área aproximada de 380 hectáreas, la cual producirá 100 MW/h incluyendo todas las instalaciones, además del área de almacenamiento para 7 horas de trabajo sin radiación (Garmendia, 2008), por lo tanto, se necesitan grandes áreas para la localización de este tipo de plantas y es lo que se plantea en el estudio de emplazamientos de la planta de Almería, la cual excluye del estudio todas las zonas con una superficie menor a los 5 kilómetros cuadrados (Téllez, 2008).

Respecto a la topografía requerida, las especificaciones de la planta Solnova recomiendan terrenos extremadamente llanos (Garmendia, 2008). En los parámetros sugeridos para la localización de la planta Almería se propone que las superficies no excedan los valores de 1 a 3 % de inclinación. También se deja afuera del estudio zonas urbanas, áreas protegidas medioambientalmente y cuerpos de agua (Téllez, 2008).

#### **4.5.4. Recurso hídrico**

Para la generación de energía, las plantas termo solares requieren de vapor de agua. Este se consigue con los intercambiadores de calor en un proceso llamado ciclo

Rankine, en el cual el fluido calentado evapora una cantidad de agua y el vapor resultante mueve una turbina que genera energía (García 2001).

Los diferentes autores poco hablan de la cantidad de agua que necesitan las plantas, pero de entre ellos destaca las experiencias en México en donde se determina que la disponibilidad de agua puede ser un factor significativo en las regiones áridas donde pueden instalarse mejor las plantas solares, debido a que se requieren de 41 a 54 m<sup>3</sup>/MWh (Mulás, 2005).

En uno de los reportes finales para la operación y mantenimiento de las plantas solares SEGS se expone que el agua no es abundante en ambientes desérticos y, por lo tanto, extraerla es relativamente caro, ya sea por sacarla de un pozo o por su tratamiento si es agua de desecho. Es por ello que se ha reducido el consumo de esta a través de los años, por ejemplo, en 1989 se ocupaban 4,26 m<sup>3</sup>/MW/h, en cambio, en el año 1997 se llegó a ocupar tan solo 3,4 m<sup>3</sup> de agua por MW/h, de los cuales se utiliza un 1,4% en mantenimiento de la planta y más del 90% en el ciclo de Rankine (Cohen *et al.* 1999). Esto quiere decir que para una planta de 10 MW/h se necesitarían aproximadamente, según los criterios de SEGS, 34 m<sup>3</sup> de agua.

#### **4.5.5. Acceso al sistema eléctrico**

La energía producida por la CTS debe ser enviada al SEIN para su comercialización, por lo que se hace necesario que el lugar de emplazamiento debe ser próximo a una sub estación de potencia o una línea de transmisión, lo cual también incide en los costos de inversión de la CTS

#### **4.5.6. Vías de acceso**

La existencia de vías de acceso, facilitara la construcción y operación de la CTS, así como tendrá incidencia en los costos de inversión.

#### **4.5.7. Crecimiento demográfico**

Es necesario considerar que en la zona de emplazamiento el crecimiento demográfico sea mínimo de modo que se pueda implementar otras etapas.

#### 4.6. Procedimiento metodológico

El estudio se realizó siguiendo el siguiente procedimiento:

- A. Se efectuó una prospección de los probables lugares de emplazamiento de la central termo solar, considerando los siguientes criterios:
  - a) Cercanía a las líneas de transmisión o sub estaciones de potencia existente.
  - b) Topografía regularmente plana.
  - c) Recurso hídrico existente.
  - d) Tipo de terreno: eriazo o pastoreo.
  - e) Crecimiento demográfico.
  - f) Vías de acceso.
- B. Georeferenciamiento de los lugares elegidos utilizando un GPS.
- C. Utilizando el EARTH GOOGLE se realiza la ubicación espacial de los lugares elegidos.
- D. Con las coordenadas ubicadas con del **GOOGLE earth** y los datos proporcionados por el SENAMHI Puno de la Estación Meteorológica de Chuquibambilla se efectúa la estimación de la radiación solar utilizando el programa **GEOSOL**.

La evaluación económica para determinar la viabilidad de la central termo solar se efectuó utilizando el programa **SAM** (System Advisor Model) de NREL (National Renewable Energy Laboratory), para lo cual se empleó los datos de radiación estimados con el programa GEOSOL y los datos climáticos del SENAMHI.

En la Fig. 4.2 se muestra el diagrama de flujo del procedimiento para establecer la viabilidad económica de la central termo solar.

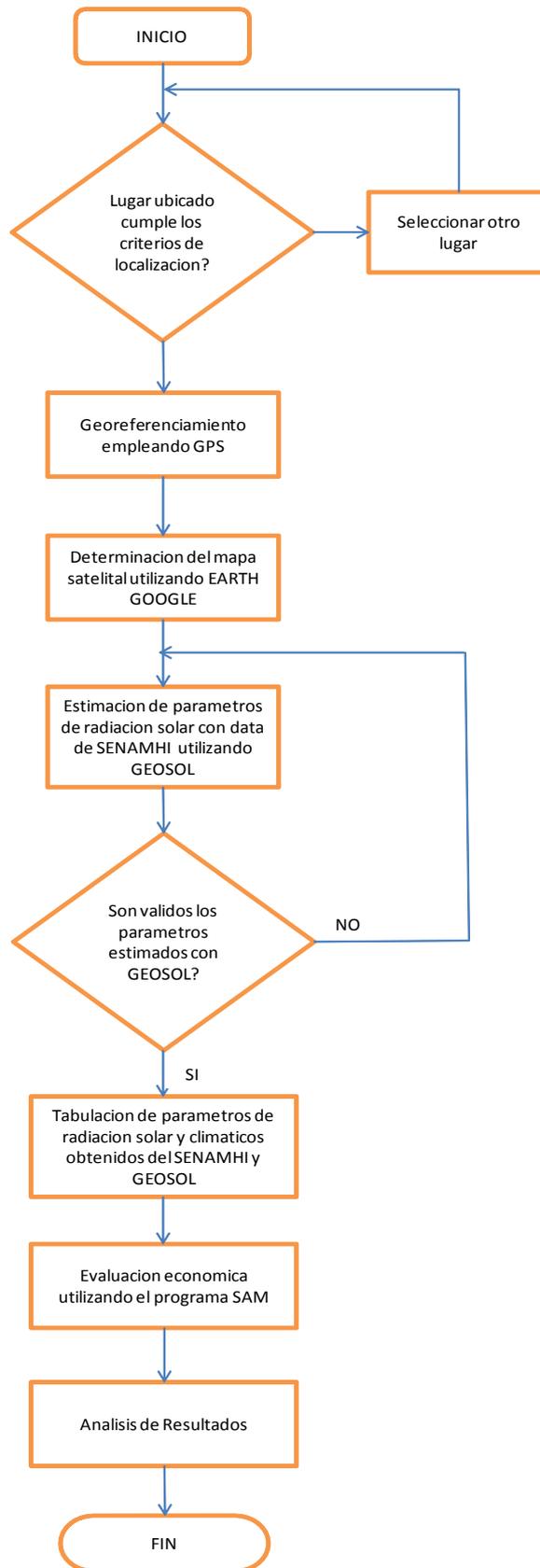


Figura 4.2: Diagrama de flujo de la metodología

## CAPÍTULO V: EVALUACION TECNICA DE LA CTS

### 5.1 Comparación entre tipos de centrales

En la Tabla 5.1 se muestra algunas de las características principales de las tres principales tecnologías termo solares de concentración para la generación de energía en bloque, donde no se considera la tecnología de espejos lineales Fresnel que se encuentra en etapa experimental.

**Tabla 5.1: Características de los sistemas de generación de energía solar termoeléctrica**

Características	Colectores cilindro-parabólicos	Receptores centrales	Discos parabólicos	Colector lineal Fresnel
Tamaño	30 - 320 MW*	10 - 200 MW*	5 - 25 MW*	1 - 2 MW
Razón de concentración, $C^1$	30 - 100	500 - 1 000	1 000 - 10 000	
Temperatura de trabajo ( $^{\circ}C$ )	390	565	750	
Eficiencia neta anual	11(d) - 16 %*	7(d) - 20 %*	12 - 25 % *(e)	
Eficiencia pico	20%	23%	29,4%	
Grado de desarrollo	Comercial	Comercial	Comercial	Experimental
Presencia en la industria	30 años	4 años	Demostración	Demostración
Riesgo tecnológico	Bajo	Medio	Alto	
Disponibilidad				
Almacenamiento	Limitado	Si	Baterías	
Diseños híbridos	Si	Si	Si	
Costos				
\$/W instalado	4,54 - 3,04*	4,98 - 2,81*	14,3 - 1,48*	
\$/Wp** instalado	4,54 - 1,47*	2,72 - 1,01*	16,38 - 1,69*	

Fuente: deMeo E.A., Galdo J.F. "Renewable Energy Technology Characterizations", TR-109496 Topical Report, December 1997. US DoE, EPRI

$1 C=Aa/Ar$ , donde  $Aa$ = área de apertura,  $Ar$ =área del absorbedor

\* Variación entre los años 1997-2030

\*\* Coste por watio instalado eliminando el efecto de almacenamiento térmico

(d)= valores demostrados; (e)= valores estimados

En donde se puede apreciar que la tecnología con mayor desarrollo comercial y madurez tecnológica es la de concentración de cilindros parabólicos, asimismo esta tecnología requiere una menor temperatura de trabajo ( $390^{\circ}C$ ) y un costo medio por watio instalado.

En la Figura 5.1 se muestra la comparación entre las diferentes tecnologías termo solares de generación, donde se puede apreciar las mayores ventajas tanto en el desarrollo tecnológico e implementación a nivel comercial de la tecnología de concentración CCP.

	Concentrador (CCP)	Central de torre	Disco parabólico
<b>Aplicaciones</b>	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a temperatura media (unidad mayor construida hasta la fecha 80 Mwe)	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura (unidad construida hasta la fecha: 19,9 Mwe)	Aplicaciones independientes o pequeños sistemas eléctricos aislados (unidad mayor construida hasta la fecha: 25 kWe)
<b>Ventajas</b>	Comercialmente disponible mas de 10 millones de GWh de experiencia operacional: operan a una temperatura potencial de hasta 500°C (400°C comercialmente probados). Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica de la red. Costos de inversión y operación comercialmente probados. Modularidad. Mejor empleo del terreno. Demanda del material mas baja. Concepto híbrido probado. Capacidad de almacenamiento	Buenas perspectivas a mediano plazo de altas eficiencias de colección solar operando a temperaturas de hasta 1000 °C potenciales (565 °C probados a 10 MW). Almacenamiento a altas temperaturas. Operación híbrida posible.	Eficiencia de conversión muy alta. Máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30 %. Modularidad. Operación híbrida posible. Experiencia operacional de los primeros prototipos.
<b>Desventajas</b>	El uso de aceites como medio de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400 °C, lo que origina calidades de vapor moderadas. Mucho terreno y agua	Valores de rendimiento anual proyectados.	Debe mejorar la fiabilidad. En desarrollo los costos proyectados por la producción en masa.

**Figura 5.1: Comparación entre tipo de tecnologías**

En la Tabla 5.2 se muestra las principales características de las CTS que durante los últimos dos años se han interconectado a los sistemas de potencia para que puedan despachar energía en forma comercial.

**Tabla 5.2: Características principales de últimas CTS que operan comercialmente**

Características	Torre con espejos heliostatos	Cilindro parabólicos	Torre con almacenamiento salino
	PS20	ANDASOL 3	GEMASOLAR
Ubicación	San Lucar, España	Granada, España	Andalucía, España
Potencia nominal (MW)	20	50	19.9
Reducción anual de emisión de CO <sub>2</sub> (Ton)	12 200	150 000	50 000
Altura de torre (m)	165		140
Tecnología de receptor	Vapor saturado	Campo solar CCP	Campo de espejos heliostatos
Geometría de receptor	1 255 heliostatos de 120 m <sup>2</sup> /u, cubren 90 ha	205 000 espejos parabólicos, 510 120 m <sup>2</sup>	2 500 heliostatos, de 120 m <sup>2</sup> /u, cubren 142 ha.
Tecnología de almacenamiento	agua/vapor	Molten salt	Molten salt
Capacidad de almacenamiento	20 MW.h, 60 min, tasa de 50%	7,5 horas	15 horas
Área terreno (ha)	55	200	142,31
Producción anual de electricidad (GW.h)	48,6	175	110,57
Costo de electricidad estimado (\$/kW.h)	0,352	0,039	0,052
Costo total aproximado (\$)	280 000 000	409 500 000	299 000 000

Fuente: "National Renewable Energy Laboratory"

**Tabla 5.3: Comparación de distintas tecnologías considerando referencia de 50 MW**

	Cilindro parabolico	Torre con heliostatos	Torre con almacenamiento salino	Discos Stirling
Temperatura de trabajo (°C)	393	250	565	800
Sistema de potencia referencial (MW)	50	5x11	3x17	2907x0,025
Factor de capacidad solar (%)	29	26	33	22
LEC para sistema unitario (\$/kW.he	0,224	0,313	0,238	0,365
LEC para sistema referencial de 50 MW (\$/kW.he	0,224	0,22	0,202	0,251

En la Tabla 5.3 se señala una comparación entre tecnologías considerando un sistema referencial equivalente a 50 MW de potencia instalada.

El “LEC” (Levelized Electricity Costs), o también conocido como LCOE ( Levelized Cost of Energy) es una variable que internaliza costos de inversión y operación, entre otros, en el tiempo con el objeto de determinar los costos de generación que puedan hacer rentable una tecnología de generación eléctrica y es muy utilizada en las evaluaciones económicas mundiales.

Cabe destacar que a pesar de que la tecnología de cilindros parabólicos no posee el menor LEC, es la más utilizada en el mundo por su mejor rendimiento para temperaturas intermedias y a su maduración mundial.

La instalación solar termoeléctrica con tecnología de captadores cilindros parabólicos con tubos receptores de vacío, utiliza como fluido caloportador el aceite térmico Therminol VP-1.

## 5.2 Sistema de captadores solares

El sistema de captadores está formado por:

- La estructura de soporte y la cimentación
- El reflector cilindro-parabólico
- El tubo absorbedor
- El sistema de seguimiento

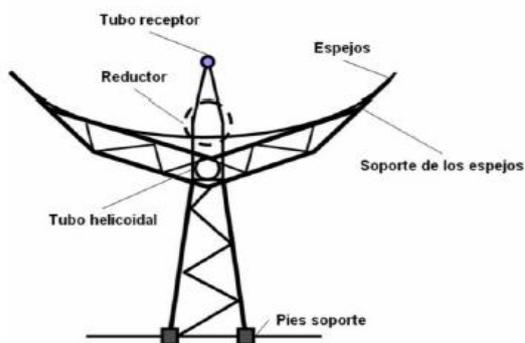
### 5.2.1 La estructura de soporte y la cimentación

La cimentación fija los captadores al suelo y de esta manera la estructura soporta el peso del conjunto de las cargas. Estas cargas dependen de la dimensión de la estructura y por lo tanto del peso y de la cantidad de viento.

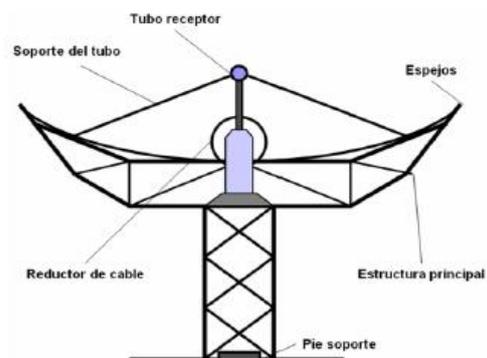
Para hacer esta cimentación se emplea hormigón armado estándar. La estructura proporciona rigidez y estabilidad al sistema y sirve de interfaz entre la cimentación y el colector solar. Esta estructura es metálica.

Para la construcción de la estructura de la parábola, principalmente existen dos técnicas:

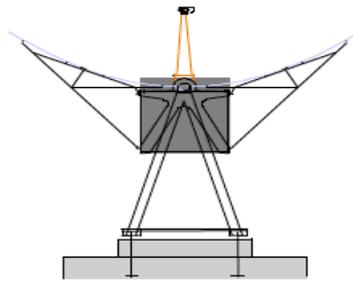
- 1) Tubo de soporte central o *torque tube* que consiste en un tubo axial que soporta todo el peso de los espejos y los perfiles metálicos a los que van sujetos los espejos, este sistema proporciona una mayor rigidez al conjunto. Los colectores tienen un menor tamaño y el ensamblaje de estos, se produce en la misma planta solar. Los colectores que se construyen mediante esta técnica son: el LS-1 y el LS-2 que se muestra en la figura 5.2.
- 2) Espacial o torque box que consiste en un armazón central compuesto por un patrón de guía. Es una estructura más grande que la anterior, opera con altas presiones en condiciones de viento desfavorables. Los colectores que se fabrican utilizando esta técnica son: LS-3 que se muestra en la figura 5.3.



**Figura 5.2: Colector LS-2**  
Fuente: NREL



**Figura 5.3: Colector LS-3**  
Fuente: NREL



**Figura 5.4: Colector Eurotrough ET-150**  
**Fuente: NREL**

El captador Eurotrough (figura 5.4) utiliza la estructura de tubo central pero con algunos cambios, fue diseñado por un consorcio de empresas y centros de investigación europeos entre ellos el CIEMAT y la empresa alemana Flabeg Solar. La diferencia con los LS-2 es que se sustituye el tubo helicoidal por una estructura cuadrada longitudinal. Esta nueva estructura consiste en un armazón rectangular al que se agregan unos brazos metálicos que soportan los espejos. Este hecho dota de una mayor rigidez a la estructura y permite aumentar la longitud del colector, existen dos tipos los ET-100 y los ET-150.

Se reducen las deformaciones en operación y por lo tanto se incrementa el rendimiento óptico de los colectores. Además las fuerzas sobre los espejos se reducen por tres y con ello las roturas de estos en condiciones de viento muy desfavorables. Al ser más larga la estructura el sistema hidráulico aumenta su potencia. Este tipo de colectores también ofrece la posibilidad de montarlos en una superficie inclinada, hasta un 3 % de pendiente.

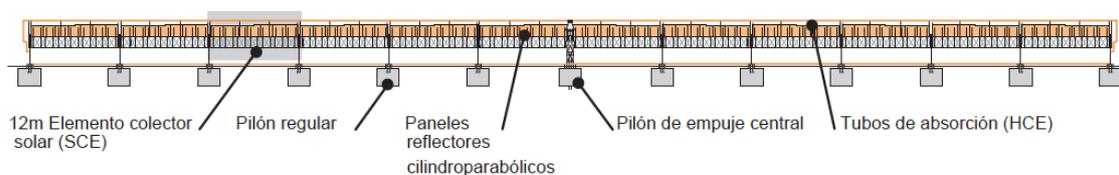
De acuerdo a la tabla 5.4 el captador elegido para realizar la instalación es el Eurotrough ET 150. Esta elección se realiza porque tiene una mayor concentración geométrica solar respecto a otros tipos de captadores, un muy buen rendimiento óptico y sobre todo por el precio, bastante inferior al de otros captadores.

El campo solar estará formado por lazos de cuatro captadores Eurotrough de 150 m. Un lazo es una fila de captadores de ida y una fila paralela de vuelta de captadores (Ver plano número 4 y 5). Por lo tanto el lazo de referencia será de 600 metros de longitud, formado por 4 captadores y cada uno de estos captadores está formado por 12 módulos de referencia de 12,5 metros cada uno.

**Tabla 5.4: Características de distintos colectores (Fuente: ELSEVIER)**

Colector	LS-1	LS-2	LS-3	Eurotrough	Solargenix SGX-1
Estructura (m)	Toque tube	Toque tube	V framework	Torque box	Organic hubbing
Apertura (m)	2,55	5	5,76	5,76	5
Distancia focal (m)	0,94	1,49	1,71	1,71	1,8
Longitud por módulo (m)	6,3	8	12	12	8
Longitud por colector (m)	50,2	49	99	150	100
Área de espejo por colector (m <sup>2</sup> )	128	235	545	817	470
Diámetro del receptor (m)	0,04	0,07	0,07	0,07	0,07
Concentración geométrica solar	61:1	71:1	82:1	82:1	71:1
Seguimiento	Mecánico	Mecánico	Hidráulico	Hidráulico	Hidráulico
Peso del modulo por m <sup>2</sup> (kg)	-	29	33	29	22
Eficiencia óptica pico (%)	71	76	80	80	77

El lazo de referencia tendrá la siguiente estructura:

**Figura 5.5: Lazo de referencia del campo solar**

**Fuente: Greenpeace**

Para tener clara la diferencia entre un colector y un módulo, se adjunta la siguiente imagen:



**Figura 5.6: Módulo y colector cilindro - parabólicos**  
**Fuente: PSA**

Otro aspecto relacionado con los colectores cilindro parabólicos es la configuración del campo solar. Las configuraciones más utilizadas son las siguientes:

- Configuración en forma de H, el campo solar, se divide en 4 secciones con el bloque de potencia y el sistema de almacenamiento en el centro del campo solar. El fluido caloportador frío se distribuye a los lazos de captadores a través de la tubería fría. Mientras el fluido circula por el lazo más concretamente por la fila de ida, va aumentando su temperatura.
- Cuando llega al punto de partida pero con una dirección opuesta a la inicial, la tubería colectora caliente recoge el fluido caloportador y prosigue con su distribución. Este tipo de configuración se utiliza para centrales solares termoeléctricas de potencias elevadas.
- Configuración en forma de I, el campo solar, se divide en 2 secciones, una este y otra oeste con el bloque de potencia, el sistema de almacenamiento en el centro del campo solar. Las tuberías colectoras fría y caliente son paralelas y distribuyen el fluido caloportador en dirección este-oeste. Esta configuración se utiliza en central termo solares con potencias inferiores a 30 MW.

Por lo tanto, la configuración elegida para el campo solar de la central diseñada es la de en forma de H, porque la potencia de la central es superior a 30 MW.

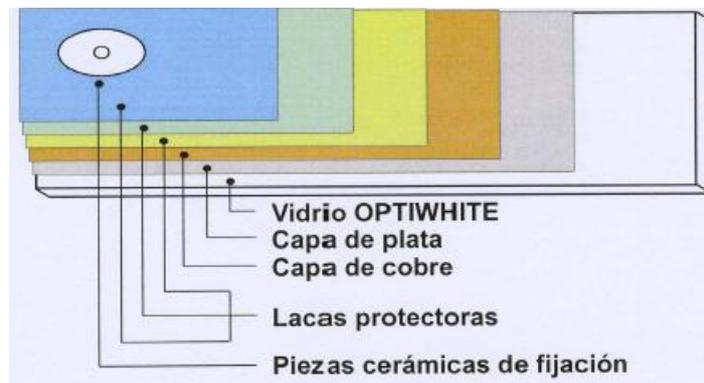
## 5.2.2 El reflector cilindro-parabólico

Los reflectores son los encargados de reflejar los rayos incidentes en el tubo absorbedor y así calentar el fluido caloportador. Por lo tanto, cuanto mayor rendimiento tengan los reflectores o espejos, mejor rendimiento tendrá el sistema de toda la instalación.

Hay varios materiales que se pueden utilizar como reflectores. Las chapas de aluminio se pueden utilizar como reflector, además cumplen dos funciones, la de soporte y la de reflectante. Es un sistema muy barato pero su principal problema es la degradación que sufren cuando están en la intemperie.

El plástico recubierto con una capa de aluminio o plata también se puede utilizar como reflector. Pero este tipo de material, cuando se encuentra mucho tiempo en el intemperie se degrada mucho.

Pero los reflectores que se utilizan en las centrales solares termoeléctricas están hechos de vidrio recubierto con varias capas: una capa de plata protegida por una capa de cobre y una capa de lacas protectoras.



**Figura 5.7: Los distintos materiales de los que se compone el reflector**  
Fuente: Flagsol

La plata dota de una mayor reflectividad al espejo, la reflectividad que se obtiene con estos espejos es de 93,5 %. Además estos reflectores sufren menos degradación al exponerse durante mucho tiempo a la intemperie. En los captadores Skal-ET se utilizan los espejos de vidrio grueso. Este tipo de espejo necesita que el vidrio sea

curvado en caliente en un horno especial, estos espejos se colocan directamente sobre la estructura. Tienen un espesor superior a 3 mm.

### 5.2.3 El tubo absorbedor

El tubo absorbedor es otro elemento muy importante de los captadores. Por este tubo pasa un fluido caloportador que absorbe el calor captado en el campo solar.

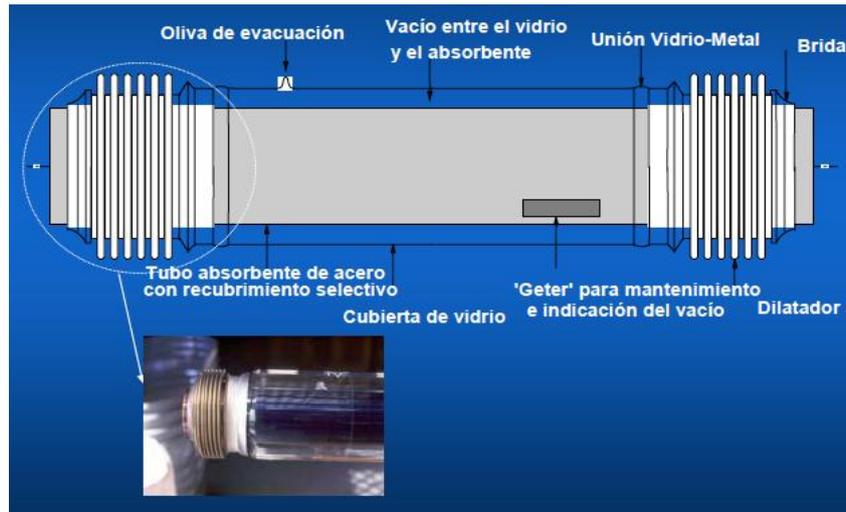
Está situado en la línea focal del concentrador, de modo que la radiación se concentra en el tubo. El tubo absorbedor está formado por dos tubos concéntricos, uno interior por donde circula el fluido caloportador y uno exterior.

El tubo interior está compuesto de metal y lleva un recubrimiento selectivo que le proporciona una alta absorptividad en el rango de la radiación solar y una baja emisividad del espectro infrarrojo (figura 5.8), por lo tanto proporciona un alto rendimiento térmico. El recubrimiento selectivo está compuesto por un material que se denomina *cermet*, que es una mezcla de compuestos metálicos y cerámicos. Esta mezcla se consigue mediante un proceso que se denomina sputtering o de deposición física del vapor, este proceso es que el proporciona al material la alta absorptividad (>95 %) y una emisividad del 15 %. Una de las mayores desventajas del cermet es que se degrada mucho si entra en contacto con el aire estando caliente, por este motivo entre el tubo interior y el exterior hay una capa de vacío.

Las *geters* son unas pequeñas piezas con son las encargadas de asegurar el vacío, absorben los restos de las moléculas que puedan penetrar en el vacío.

Para asegurar el vacío, se conecta una pequeña bomba de vacío en el pequeño orificio que existen en el tubo exterior que tiene el nombre de oliva de evacuación, una vez se consigue el vacío la oliva se sella.

El tubo exterior está hecho de cristal. Las principales funciones de este tubo son: proteger el tubo interior y su recubrimiento y además tienen la función de disminuir las pérdidas por convección del tubo interior. Este tubo se somete a un tratamiento antirreflexivo para aumentar la transmisividad y aumentar su rendimiento óptico.



**Figura 5.8: Las distintas partes del tubo absorbedor (Fuente: CIEMAT)**

Actualmente, existen dos fabricantes de tubos absorbedores principales: Schott y Siemens. El caso de Siemens es particular, porque en el año 2009 dicha empresa adquirió la compañía Solel, que por aquel entonces fabricaba los tubos absorbedores más avanzados. En el año 2008, estaba prevista la construcción de una fábrica de componentes solares, ubicada en España más concretamente, en la provincia de Jaén pero debido a los problemas de la empresa Solel al final no se llevo a cabo. En cambio, la empresa Schott fabrica componentes solares en territorio español desde el año 2008, la fábrica está ubicada en Aznalcóllar (cerca de Sevilla).

Se comparan dos modelos distintos de tubos absorbedores, uno de la marca Schott y otro de Siemens. Los modelos son: por parte de Schott, se analiza el modelo PTR 70 y por parte de Siemens se analiza el modelo UVAC 2010.

Las características de los tubos absorbedores de ambos fabricantes se muestran a continuación:

Además en ambos casos, el tubo interior está hecho de acero inoxidable y el vidrio exterior es de borosilicato recubierto de materiales anti-reflectantes (ciemet).

Como se observa, la diferencia entre los dos tipos de tubo absorbedor es mínima, el precio también es muy similar en ambos casos.

**Tabla 5.5: Características de Schott PTR 70 y Siemens UVAC 2010**  
**Fuente: Shott/Siemens**

	Schott PTR 70	Siemens UVAC 2010
Longitud (mm)	4060	4060
Diámetro, tubo interior (mm)	70	70
Diámetro, tubo exterior (mm)	125	115
Transmisividad solar (%)	$\geq 96,5$	$\geq 96,5$
Absortividad (%)	$\geq 96$	$\geq 96$
Emisividad	$\leq 9,5$ % a 400°C	$\leq 9$ % a 400°C
Cámara de vacío	Diseñado >25 años	Diseñado >25 años

El tubo absorbedor elegido para realizar el trabajo es el Schott PTR 70.



**Figura 5.9 Schott PTR 2010**  
**Fuente: Siemens**



**Figura 5.10: Siemens UVAC 70**  
**Fuente: Schott**

### **El fluido de transferencia de calor**

El fluido de transferencia es aquel que circula en el tubo absorbedor, más concretamente por el tubo interior. Transporta la energía térmica del campo solar hasta el bloque de potencia. En los campos solares de las centrales de captadores cilindro - parabólicos se trabaja a altas temperaturas, hasta los 400 °C.

Debido a estas temperaturas se utiliza como fluido caloportador un aceite sintético. Se realiza un comparación entre los dos aceites sintéticos más utilizados en las centrales termosolares, el aceite VP-1 y el Synthterm 800:

**Tabla 5.6: Características del aceite VP-1 y el Synthterm 800**  
Fuente: Terminol/Dow

	VP-1	Syltherm
Composición	Mezcla eutéctica 26,5 % Binefil + 73,5 % Óxido de Difenilo	Dimetil Polisiloxano
Punto de cristalización (°C)	12	-60
Temperatura de auto ignición (°C)	621	385
Densidad a 25 °C (kg/m <sup>3</sup> )	1060	936
Temperatura de máxima utilización	425	367

En el caso de la central termo solar diseñada, interesa trabajar a temperaturas cercanas a los 380 °C, por lo tanto el aceite Synthterm queda descartado, su temperatura máxima de trabajo es de 367 °C. Por lo tanto, el aceite elegido para la central es el VP-1.

El aceite VP-1, es un fluido de transferencia térmica que combina una buena estabilidad y una baja viscosidad, tiene un amplio rango de temperatura de trabajo, de 12 °C a 400 °C. Está compuesto por una mezcla eutéctica con un 73,5 % de óxido de difenilo y un 26,5 % de bifenilo. Este aceite sintético tiene el punto de cristalización en 12 °C.

Uno de los principales problemas de este aceite es que a temperaturas superiores a 400 °C se degrada. Esto ocurre por las siguientes razones:

- Contaminación producida por los restos de sustancias existentes dentro del tubo absorbedor. La solución del problema es realizar un flashing que eliminaría toda sustancia restante. Este proceso consiste en aumentar la velocidad del fluido caloportador circulante por el tubo, para cambiar el régimen de circulación de laminar a turbulento.
- Fugas en el circuito. Esto provoca la oxidación del aceite con el oxígeno del medioambiente.

- Contaminación del aceite con agua del circuito de vapor. Este hecho se produce en el recalentador.
- Craqueo. Esto sucede si el aceite se calienta a una temperatura superior a 400 °C. Las moléculas complejas del aceite se rompen en moléculas sencillas.

El hecho de tener el fluido a una temperatura superior a 400 °C implicaría el aumento del rendimiento de la central, actualmente se está investigando la utilización de sales fundidas como fluido caloportador. Otro de los problemas del VP-1 es su temperatura de cristalización, que como se ha comentado antes es de 12 °C, por lo tanto la temperatura del aceite en todo el circuito se debe mantener por encima de los 12 °C. En algunos casos de otras centrales solares termoeléctricas, para solucionar este último inconveniente se utiliza el aceite Syltherm-800 que su temperatura de cristalización es de -40 °C.

Si se utiliza el aceite VP-1, uno de los principales objetivos es estabilizar la temperatura de salida del campo solar en valores cercanos a los 400 °C. Para controlar la temperatura y el caudal del aceite térmico se instala un caudalímetro y una válvula de control en la conexión del colector principal con cada uno de los cuadrantes. Para evitar la degradación del aceite se instala una válvula de corte automático, que actúa en el caso que la temperatura supere los 400 °C. El control sobre la temperatura se realiza en los siguientes casos:

- Cuando la radiación es superior al valor de diseño de la planta
- Cuando circula el caudal máximo de aceite térmico por las bombas principales del circuito térmico.

En el caso que la radiación sea superior al valor de diseño de la planta, se consigue al valor de radiación necesario, actuando de la siguiente manera:

- Desenfocando lazos del último colector.
- Desenfocando los lazos que contengan las válvulas de corte automático, es decir cerrando las válvulas y desenfocando el colector.

En el caso que se necesite disminuir el caudal del aceite térmico, actúan las válvulas de control.

Si el valor de irradiación captada en el campo solar es inferior al valor de diseño, se deben realizar las siguientes acciones con el aceite térmico:

- Se suministra el caudal del aceite térmico (con la limitación de caudal mínimo a cada colector) a todos los lazos.
- Se reduce el caudal total del aceite térmico, reduciendo la velocidad de las bombas principales de bombeo del aceite.

Se sigue este proceso hasta que el HTF alcanza la temperatura necesaria de salida del campo solar. En el caso de centrales con almacenamiento, el campo solar se sobredimensiona.

Por lo tanto, la longitud total del circuito del fluido caloportador aumenta de una manera considerable como también lo hace su cantidad.

#### **5.2.4 El sistema de seguimiento**

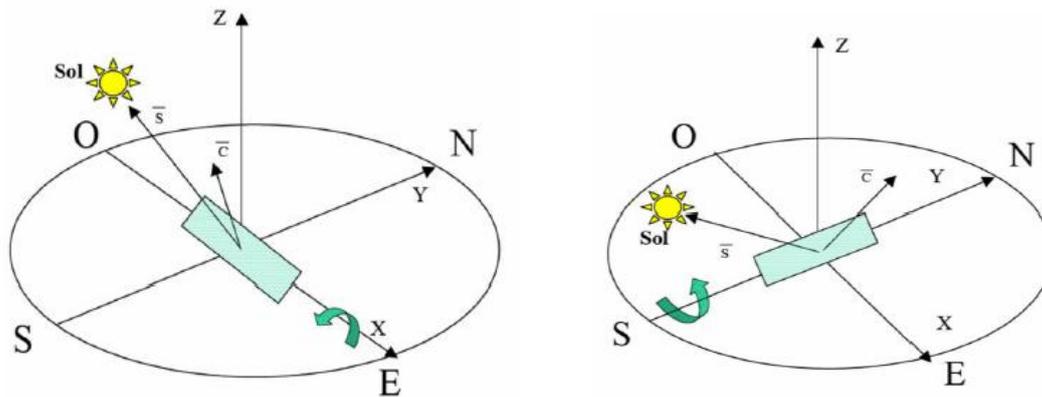
El sistema de seguimiento permite que el colector siga la trayectoria del Sol y así optimizar el rendimiento de la captación solar. Hay dos tipos: los de un eje y los de dos ejes. El rendimiento óptico de los sistemas de seguimiento de dos ejes es superior al de los de un eje, también lo son las pérdidas térmicas y esto da lugar a un rendimiento inferior de los sistemas de dos ejes respecto a los de un eje. Por las razones expresadas anteriormente los sistemas de seguimiento de un eje son más utilizados, además tienen una estructura muy simple y esto último se traduce en un coste inferior y una mayor resistencia a las cargas de viento.



**Figura 5.11: Sistema de seguimiento de un eje**  
**Fuente: Solarweb**

El sistema de seguimiento utilizado será el de un eje, por las razones expresadas anteriormente.

La orientación de giro de los captadores puede ser Este-Oeste o Norte-Sur. En este caso se ha elegido la orientación Norte-Sur.



**Figura 5.12: Orientación de giro de los captadores**  
Fuente: CIEMAT

Para hacer funcionar este sistema de seguimiento, existen dos tipos de accionamiento: eléctrico y hidráulico.

Los sistemas eléctricos se utilizan para colectores pequeños o medianos, donde no es necesario un par de giro excesivamente grande. Están formados por un motor acoplado a un reductor mecánico unido al eje de rotación del colector.



**Figura 5.13: Sistema eléctrico de un colector mediano**  
Fuente: CIEMAT

Para colectores grandes y que tengan que soportar un par de giro grande se utilizan los sistemas hidráulicos. Este sistema consiste en una bomba eléctrica que alimenta a dos pistones hidráulicos que son los que consiguen mover la estructura del colector alrededor del eje.



**Figura 5.14: Sistema hidráulico de un colector.**  
**Fuente: CIEMAT**

El colector Eurotrough utiliza un sistema hidráulico para girar el colector, porque es necesaria una gran cantidad de par. Este mecanismo en el caso de los colectores Eurotrough es capaz de mover simultáneamente hasta doce módulos de colectores, por esta razón el lazo de referencia también tiene doce módulos.

El hecho que el sistema de captadores tenga un sistema de seguimiento implica que la unión entre las tuberías fijas y los tubos absorbedores, ha de permitir el desplazamiento, la rotación en tres direcciones y controlar la dilatación térmica de los tubos. La piezas que se utilizan para ello son los *ball joints*.



**Figura 5.15: Ball joint.**  
**Fuente: Solarweb**

### 5.3 Sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento dota a la central de gestionabilidad. Es una gran ventaja respecto a otras energías renovables. Disponiendo del sistema de almacenamiento, la central puede funcionar hasta en horas de baja insolación o incluso cuando no hay insolación, tanto sea por la nubosidad o porque es de noche. Este hecho también dota de estabilidad al sistema eléctrico y además aumenta la producción de la central.

Como se ha comentado en apartados anteriores, el hecho de tener un sistema de almacenamiento, implica sobredimensionar el campo solar.

Hay muchos tipos de sistemas de almacenamiento, los más utilizados y más importantes son:

- Almacenamiento químico en hidrógeno
- Almacenamiento en hormigón
- Almacenamiento electroquímico en baterías
- Almacenamiento magnético en superconductores
- Almacenamiento utilizando aceite
- Almacenamiento utilizando sales fundidas

Estos tipos de almacenamiento van estrechamente unidos a los modos de almacenamiento, estos pueden ser:

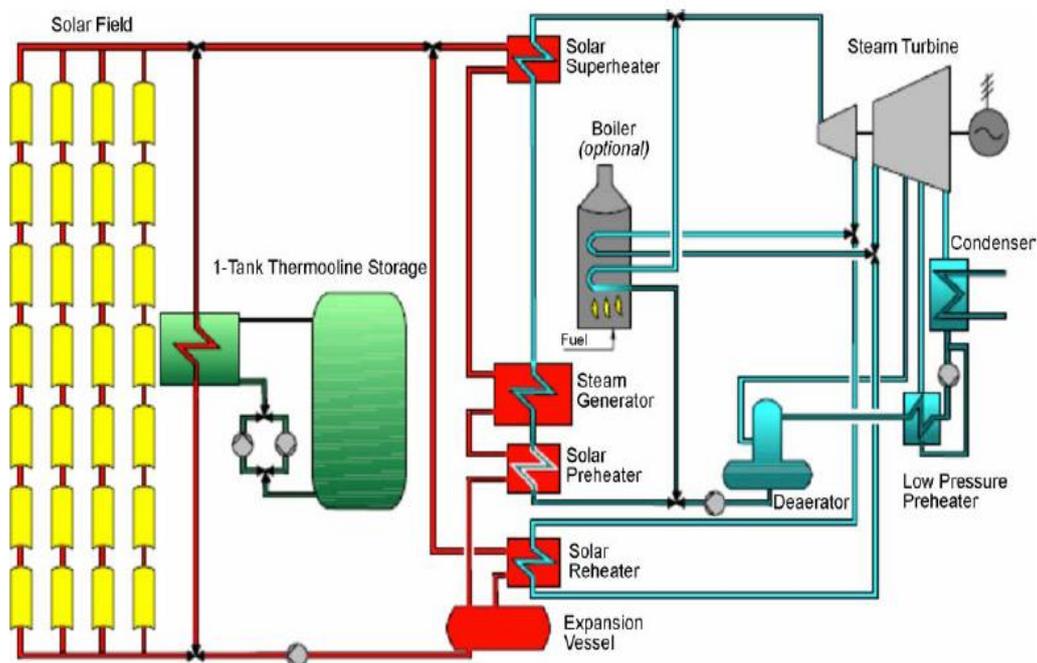
- Calor sensible: es aquel que recibe un cuerpo y hace que su temperatura aumente pero sin modificar las moléculas que lo componen, en otras palabras no hay cambio de fase en el material.
- Calor latente: la energía térmica se carga y descarga a través el cambio de fase del material.
- Energía química: almacenamiento utilizando energía química, generalmente la energía de los hidrocarburos.

El sistema que se utilizará en la instalación será el de almacenamiento en sales fundidas en forma de calor sensible. El almacenamiento en forma de calor sensible se basa en que un cuerpo que recibe este calor aumenta su temperatura, su calor

específico y si se está trabajando con un gran volumen, su densidad sin modificar su estructura molecular y por lo tanto su estado.

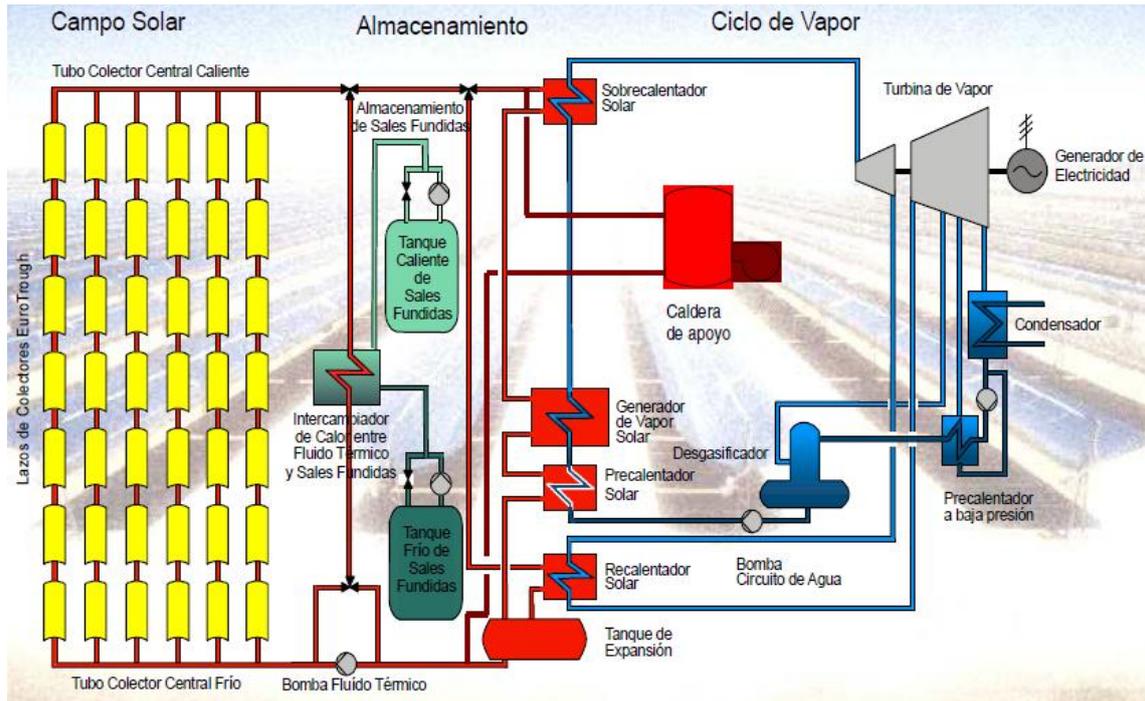
Las sales fundidas suelen ser nitratos, en este caso son nitrato de sodio y nitrato de potasio.

Este almacenamiento puede realizarse en un tanque o en dos. El almacenamiento en un tanque puede utilizar un fluido de trabajo mediante el efecto termoclino y por otro lado se puede utilizar un material de relleno dentro del tanque que se caliente con el fluido de trabajo, este tipo de almacenamiento se llama dual.



**Figura 5.16: Esquema de una central con almacenamiento de un tanque**  
Fuente: CIEMAT

El sistema de almacenamiento de dos tanques, está compuesto por un tanque frío y otro tanque caliente. El fluido caloportador proveniente del campo solar cede su calor a las sales mediante un intercambiador de calor.

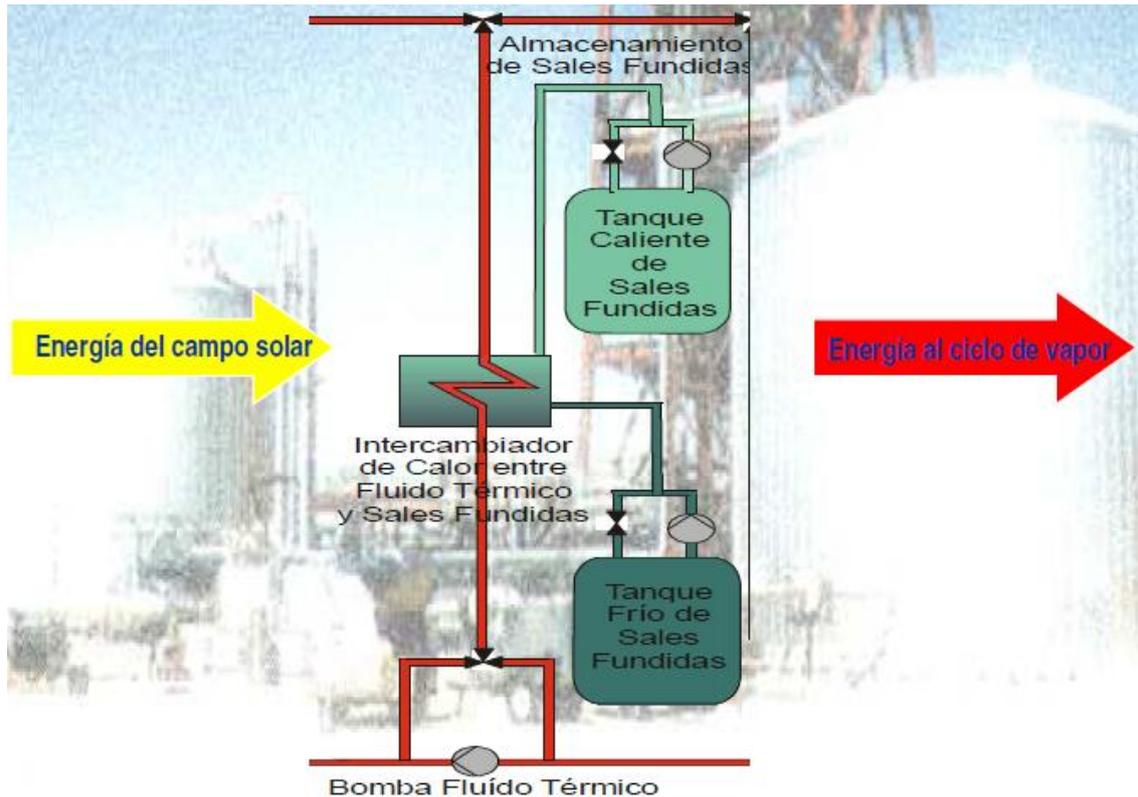


**Figura 5.17: Esquema de una central con almacenamiento de dos tanques. (Andasol I)**

**Fuente: CIEMAT**

Un tanque es de baja temperatura y el otro es de alta temperatura. El sistema se carga, bombeando las sales fundidas del depósito frío al caliente, calentando estas sales mediante un intercambiador de calor con el energía térmica proveniente del campo solar. Estas sales inorgánicas son nitrato sódico y nitrato potásico. Estas sales tienen su punto de fusión en 220 °C, por lo tanto hay que asegurar que la temperatura no baje de los 220 °C en ningún momento.

Inicialmente, las sales están en el tanque frío a una temperatura entre 230 °C y 280 °C. Estas sales se bombean al tanque caliente por una serie de intercambiadores tipo carcasa-tubo. El fluido caloportador o HTF (Heat Transfer Fluid) cede una parte de su energía calorífica a las sales que circulan por el intercambiador y estas sales se van depositando en el tanque caliente. El proceso se termina cuando la totalidad de las sales del tanque frío se han transferido al tanque caliente. En el tanque caliente las sales están a una temperatura de 380 °C.



**Figura 5.18: Esquema del flujo de sales en un sistema de almacenamiento de dos tanques.**  
Fuente: Schott

Para una central de 50 MW el sistema de almacenamiento se diseña para almacenar 1 010 MWh. Se necesitan 28 800 toneladas de sales fundidas para este sistema. Los tanques están térmicamente aislados.

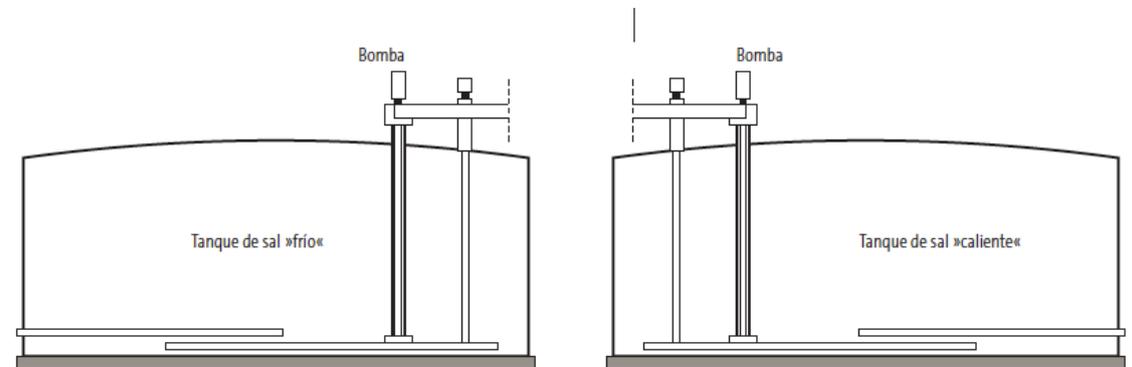
### **Almacenamiento de sales frías y calientes**

Este conjunto está compuesto por los tanques de sales, los calentadores eléctricos sumergidos en los tanques de sales y las bombas de sales.

Hay dos tanques, un tanque que almacena sales frías y otro tanque que almacena sales calientes. Las dimensiones de estos tanques suelen ser de 30 m de diámetro y 15 de altura. Estos tanques están inertizados con nitrógeno para evitar problemas en caso de fugas. En caso de parada muy larga, un sistema hace recircular las sales en el tanque frío para evitar su estratificación.

Los calentadores sumergidos dentro de los tanques, tienen la función de mantener las sales en la temperatura adecuada para después operar en condiciones óptimas.

Las bombas instaladas en los tanques de sales fundidas, tienen la función de bombear las sales del tanque frío al caliente y viceversa, dependiendo de la hora del día y de la demanda energética, en otras palabras dependiendo de si la central está almacenando energía o está consumiendo la energía almacenada.



**Figura 5.19: Tanques de almacenamiento de sales fundidas**

**Fuente: Schott**

#### **Intercambiadores de calor**

Estos intercambiadores son aceite-sales. El aceite o fluido caloportador cede su energía térmica a las sales fundidas y así las calienta. Este proceso sucede en los intercambiadores de calor, son varios intercambiadores puestos en serie, por dentro de los tubos circula el fluido caloportador y por la carcasa lo hacen las sales. Esto sucede en recorrido del tanque frío al tanque caliente.

#### **5.4 Sistema de drenajes**

Está compuesto por un recipiente de drenaje que recoge los drenajes de las tuberías y los intercambiadores. Suelen tener un tamaño entre 30 y 40 m<sup>3</sup>.

Poseen un sistema de traceado eléctrico para que las sales no se solidifiquen. Las bombas de drenaje, devuelven las sales recogidas en el recipiente al tanque de las sales frías. Por último, también disponen de un sistema de detección de fugas para evitar problemas mayores.

#### **5.5 Ciclo de potencia**

El ciclo de potencia, comprende la generación del vapor y la posterior generación de electricidad en el generador eléctrico. Se emplea el ciclo de Rankine con recalentamiento.

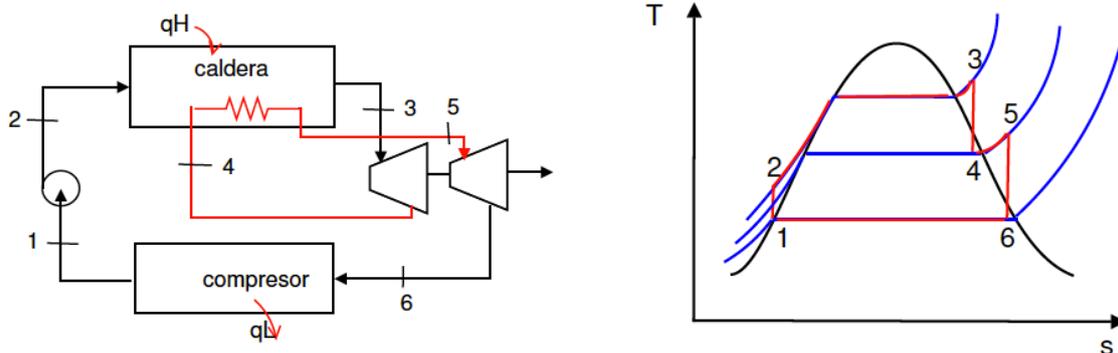
El hecho de utilizar un ciclo de Rankine con recalentamiento implica que la expansión en turbina se realice en dos etapas, recalentando el vapor entre ellas.

El vapor de alta presión que procede de la caldera se expande parcialmente en una parte de la turbina y se vuelve a recalentar en la turbina. Seguidamente, el vapor retorna a la turbina y se expande hasta la presión del condensador. Con todo este proceso se consigue:

- Aumentar la vida útil de la turbina de vapor
- Aumentar la temperatura media a la cual se recibe el calor
- Aumentar la calidad de vapor a la salida de la turbina
- Elevar la eficiencia del ciclo

Además, en las centrales termo solares se utiliza el precalentamiento regenerativo, es decir, se hacen extracciones de vapor desde la turbina para precalentar el agua antes de que entre en el generador de vapor. Esto implica:

- Aumento del rendimiento del ciclo
- Aumento de la calidad del vapor



**Figura 5.20: Esquema del ciclo de Rankine.**  
Fuente: Protermosolar

## 5.6 El tren de generación de vapor

El fluido caloportador proveniente del campo solar calienta el agua del circuito de potencia mediante unos intercambiadores de calor tipo carcasa-tubo.



vapor recalentado frío se envía al recalentador, para obtener vapor recalentado caliente y enviarlo al cuerpo de baja presión de la turbina.

### **Válvulas de bypass**

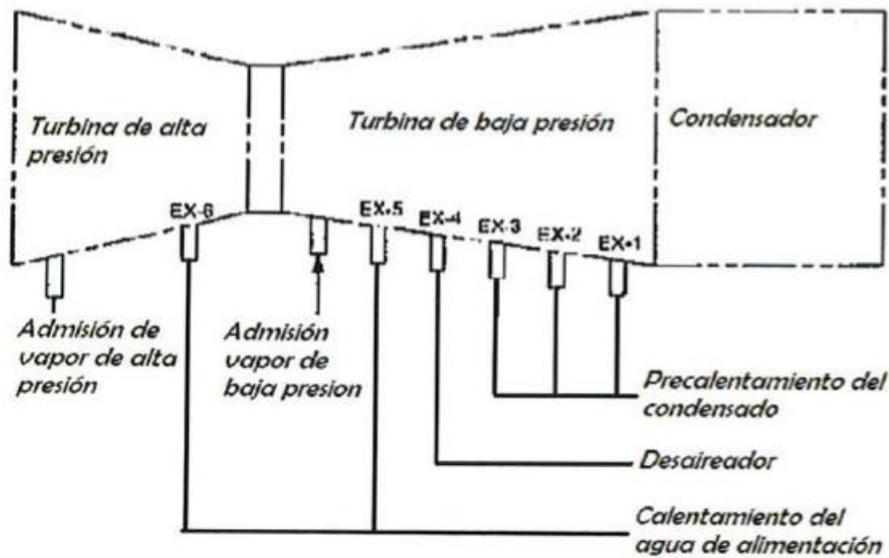
Son dos válvulas, una de alta presión y otra de baja presión, el objetivo es simular la turbina. A la salida de estas válvulas debe haber la misma presión y temperatura que en la salida de la turbina. Para el ajuste de la presión se ayudan de una expansión y para el ajuste de la temperatura de un atemperador. El sistema de válvulas de bypass permite independizar el sistema de generación del vapor de la turbina. De esta manera, obtener las condiciones óptimas de presión y temperatura del vapor principal y del vapor recalentado caliente necesarias para eliminar los transitorios térmicos durante la fase de arranque de la turbina.

En el proceso de rechazo de carga o disparo que es cuando se produce un exceso de vapor que incrementa la presión en el sistema de generación de vapor, las válvulas bypass controlan la presión del vapor principal, eliminando el exceso de vapor hasta que el sistema de generación y la turbina se adapten a las nuevas condiciones.

### **5.7 La turbina de vapor**

El vapor sobrecalentado de 380 °C generado en el generador de vapor se conduce hasta la turbina para la conversión de la energía potencial del vapor en energía mecánica rotativa en la salida de la turbina, más concretamente el vapor sobrecalentado se conduce hasta la etapa de alta presión de la turbina de vapor, donde se expande para hacer mover los álabes de la turbina. En la salida del módulo de alta presión el vapor se conduce al recalentador antes de entrar en la etapa de baja presión de la turbina. En la etapa de baja presión este vapor se expande para mover la turbina y producir los 49,9 MW en el generador eléctrico acoplado.

Como se ha comentado anteriormente, la turbina tendrá dos módulos, uno de alta presión y otro de baja. Estos módulos tienen diferente toma de extracción por donde se extrae el vapor para utilizarlo principalmente en el condensador, en el desgasificador para eliminar gases incondensables y para el precalentamiento del agua.



**Figura 5.22: Esquema de la turbina de vapor.**  
**Fuente: Centrales Termo solares**

La turbina es una máquina muy madura y experimentada. Su funcionamiento es el siguiente: se introduce vapor sobrecalentado a una temperatura y presión determinadas y este vapor hace girar los álabes unidos a un rotor. En la salida de la turbina, el vapor sale a una presión y temperatura inferiores.

Las características de la turbina serán las siguientes:

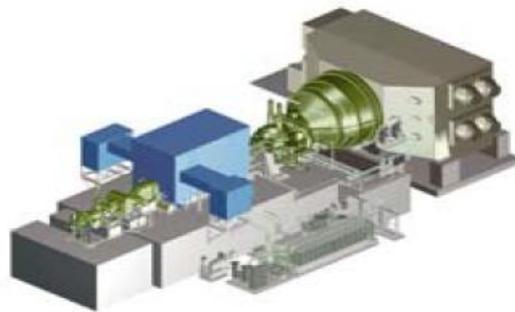
- Multietapa: la demanda de potencia y el rendimiento son altos.
- De condensación: el vapor de la salida es condensado y refrigerado.
- De reacción: la transformación de la energía térmica se realiza a la vez en los álabes fijos y en los álabes móviles.
- Axial: el paso del vapor se realiza siguiendo la dirección del eje de la turbina.

Los elementos principales de la turbina son:

- Rotor: es la parte móvil de la turbina.
- Estator o carcasa: parte fija que aloja el rotor, también sirve de almacén.
- Álabes: órganos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor.
- Álabes fijos: están ensamblados en los diafragmas que forman el estator, dan al vapor la dirección deseada.
- Diafragmas: discos semicirculares que se encuentran en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y llevan en su periferia los álabes fijos.

- Cojinetes: son los elementos que soportan el peso del eje de la turbina y los esfuerzos.
- Sistemas de estanqueidad: sistemas de cierre que se encuentran en los extremos del eje y evitan los escapes de vapor.

La turbina elegida es de la marca Siemens y el modelo es el SST-700. Es una turbina de dos carcassas consistente en dos módulos de alta presión con reductor y de baja presión. Este tipo de turbinas se utiliza mucho en la generación de energía y especialmente en centrales eléctricas termo solares.



**Figura 5.26: Turbina Siemens SST-700**  
Fuente: Siemens

### El condensador

Está situado a la salida de la turbina de vapor de baja presión, su principal función es la de condensar el vapor. Este vapor sale a una temperatura de 50 °C y con una presión absoluta entre 0,05 y 0,08 bar, recibe el nombre de vapor muerto. Es necesario condensar este vapor, básicamente se consiguen los siguientes objetivos:

- Se reutiliza el agua en la salida de la turbina y por lo tanto se ahorra agua y dinero.
- En el condensador se genera una presión inferior a la atmosférica. El salto entre la presión de la entrada y la salida de la turbina es muy amplio y por lo tanto, la potencia generada y el rendimiento son grandes.
- Se puede presurizar el fluido de una forma económica antes de introducirlo en la caldera.

Para condensar el fluido es necesario introducir otro fluido al sistema, para que el vapor pueda cederle el calor latente de vaporización. En este caso este nuevo fluido es el agua frío. Se obtiene de una torre evaporativa, este agua se conduce hasta el condensador. En el condensador el agua recibe el calor del vapor, posteriormente una parte de esta agua se evapora en la torre. Por lo tanto, es necesario reponer el agua de esta parte del bloque de potencia. Como dato explicativo, el consumo de agua de una central termo solar ronda los 500.000 m<sup>3</sup>/año.

La configuración de la salida de la turbina al condensador es en dirección axial, de esta manera se consigue mejores rendimientos de trabajo.

En el condensador se condensan el 99 % de los gases, para ello se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador a una temperatura inferior a la de saturación.

### **El precalentador**

Su principal función es precalentar el agua del desgasificador, esto se realiza con el vapor que se extrae de la turbina (más concretamente del módulo de baja presión). Básicamente está formado por intercambiadores de calor del tipo carcasa-tubo en forma de U.

### **El desgasificador**

La función que tiene el desgasificador es eliminar los gases que no se han podido eliminar en el condensador, básicamente estos gases son el oxígeno y el dióxido de carbono y también precalienta el agua aprovechando el proceso de la desgasificación térmica.

### **El economizador**

El agua procedente del desgasificador se calienta hasta la temperatura adecuada para entrar en el evaporizador.

### **El evaporizador**

El agua cambia de estado, pasa del estado líquido a gas. El gas adquiere la temperatura necesaria para poder ser sobrecalentado.

### **El sobrecalentador**

El vapor procedente del evaporizador se sobrecalienta hasta una temperatura aproximada de 380 °C y una presión de 100 bares, que son las condiciones de presión y temperatura necesarias para entrar en la turbina de vapor.

### **Sistemas de agua**

Para aclarar este punto, en la instalación hay dos circuitos de agua. El circuito de agua de alimentación y el sistema de agua de circulación.

El circuito del agua de alimentación, empieza su recorrido en el tanque de alimentación del desgasificador (antes de la eliminación de gases en el condensador), las bombas de alimentación lo conducen hasta los trenes de generación del vapor pasando por los precalentadores de agua de alta presión.

De esta manera se consigue que el agua llegue con una mayor temperatura a los generadores de vapor, para que el gasto de energía sea menor.

El circuito de agua de circulación proviene de la torre de refrigeración, las bombas de circulación la conducen hasta los tubos del condensador donde absorbe el calor del vapor y lo evacua en la torre de refrigeración. También tiene la función de enfriar los distintos equipos de la central.

## **5.8 Interconexión al SEIN**

La energía mecánica rotativa que proviene de la turbina se transforma en energía eléctrica mediante un generador eléctrico acoplado a la turbina de vapor.

Esta energía eléctrica generada se transporta mediante las líneas de transporte hasta el consumidor. En el caso de la central termo solar diseñada, la línea de transporte será aérea. Los siguientes equipos facilitarán la conexión a red de la central:

**Transformadores:** para elevar la tensión generada por la central termo solar y conectarla con la línea de transmisión a la que se conecta la central. La tensión que genera la planta es de 10 kV y se conecta a una línea de transporte de 138 kV (SEIN).

**Protecciones:** garantizan que el generador y la red están conectados y funcionan de una manera segura.

Equipos de maniobra: permiten la adecuada conexión y desconexión de la central al SEIN.

Equipos de medida: garantizan el correcto funcionamiento de la central, miden las distintas tensiones y corrientes, la energía que genera la central, etc.

Red de puesta a tierra: garantiza la seguridad del personal y de los equipos, absorbe las corrientes de falla.

## **5.9 Los sistemas auxiliares**

Los sistemas auxiliares ayudan al correcto funcionamiento de la central, los sistemas más destacados son los siguientes.

### **Caldera auxiliar de gas natural**

La caldera auxiliar permite convertir una central que produce electricidad a partir de fuentes renovables en una central térmica convencional de combustible fósil.

Esta caldera auxiliar se utilizará para mantener el fluido caloportador en su temperatura óptima, para compensar transitorios nubosos, para el arranque de la turbina de vapor, para generar electricidad de noche, para compensar la falta de irradiación.

Según la normativa de España, Artículo 2 del RD 661/2007 es posible generar hasta el 15 % de la energía eléctrica que se exporta a partir del combustible fósil en la centrales termo solares.

La caldera auxiliar se suele diseña para una potencia térmica aproximadamente 30 % de la necesaria para poder cubrir los 50 MWe.

Por el hecho que la central termo solar se apoya en un combustible fósil para la generación de electricidad, esta central recibirá una fuerte subvención. Esto mejora de una manera sustancial la rentabilidad de las plantas termo solares.

Por lo tanto, las ventajas que se consiguen incorporando la caldera auxiliar y por lo tanto, haciendo que la central termo solar sea hibrida son:

- Mejorar la rentabilidad económica de la central
- Aumentar la durabilidad de los equipos (aceite térmico, turbina de vapor, etc.)
- Aumentar el rendimiento medio de la central
- Mejorar la operatividad de la central

### 5.10 Estación meteorológica

Recoge datos sobre la radiación solar, sobre la dirección y la fuerza del viento, la temperatura y la humedad relativa. Está compuesta por un piranometro que mide la densidad de flujo de radiación solar incidente ( $\text{kW/m}^2$ ), un pirheliómetro que mide la intensidad de radiación directa incidente y otros dispositivos que se encargan de medir el viento y la humedad. Hay varias estaciones meteorológicas distribuidas por el campo solar, dado el gran tamaño de este.



**Figura 5.23: Estación meteorológica.**  
**Fuente: PSA**

### 5.11 Otros sistemas auxiliares

Otros sistemas auxiliares se describen a continuación:

- Sistema de refrigeración de componentes: el agua proveniente del circuito de circulación refrigera los componentes de la central que lo necesitan
- Sistema de drenajes: recoge los drenajes de los tanques de almacenamiento de sales fundidas para evitar que éstas entren en contacto con el oxígeno.

Mediante unas bombas, los drenajes recogidos en un depósito especial se devuelven al tanque de sales frío.

También hay otros sistemas auxiliares complementarios como los siguientes:

- Sistema de agua servicio y agua potable
- Sistema de aire comprimido
- Sistema de dosificación química
- Sistema de muestreo
- Sistema contra incendios

### 5.12 Análisis técnico del almacenamiento térmico

Para almacenar 7,5 horas de reserva con sistema Molten Salt es necesario construir los estanques salinos con una capacidad de 28 500 ton de un diámetro de 36 m y 14 m de altura:



**Figura 5.24: Estanque Molten salt de almacenamiento térmico.**  
**Fuente: ESolar**

En Andasol 1, con un factor de capacidad solar de 29% se obtiene una capacidad de almacenamiento igual a 1 010 MW.h térmicos.

Se estima en esta central que la planta puede funcionar a plena carga por 2 000 horas al año, y al agregar el almacenamiento puede generar durante 3 600 horas al año.

### **Sistema de almacenamiento**

Se ha comentado anteriormente y en numerosas ocasiones las ventajas del empleo de un sistema de almacenamiento que permita continuar generando electricidad durante más horas a lo largo del día.

Las ventajas de un sistema de este tipo son:

- Aumenta la producción de la central: el exceso de energía almacenada durante el día es utilizada durante horas en las que existe falta de radiación.
- Mejora la calidad de la energía: el sistema de almacenamiento absorbe las variaciones de radiación suministrando un calor constante al generador de vapor.
- Estabiliza la operación de la planta: los transitorios se ven reducidos y las paradas y arranques también.

El sistema de almacenamiento se compone principalmente de dos tanques de grandes dimensiones para almacenar tanto las sales calientes procedentes de los colectores como las sales frías procedentes del generador de vapor.

Las dimensiones de los tanques son diferentes. El volumen específico del fluido frío es menor que el del fluido caliente no siendo necesario tener dos tanques de las mismas proporciones, con el gasto de material que conllevaría.

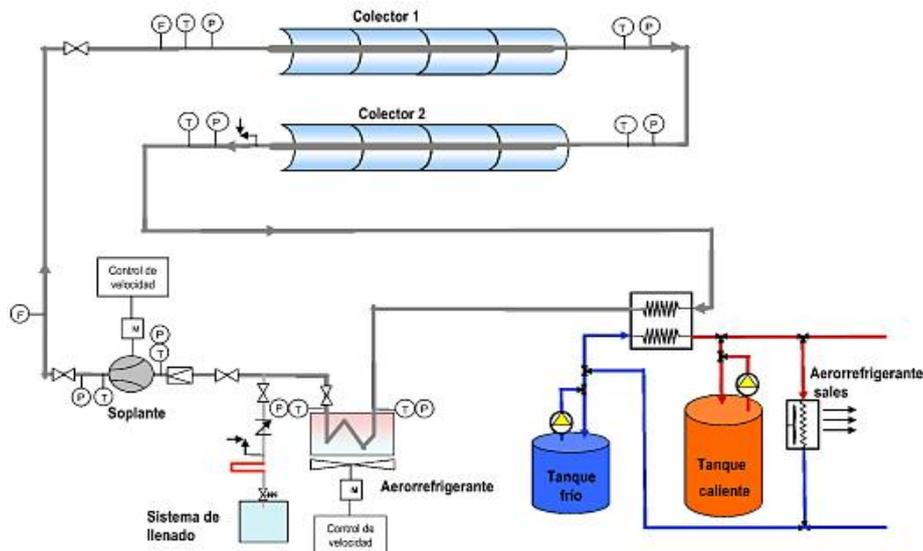
El volumen interior de los tanques no ocupado por la sal es rellenado por nitrógeno para mantener una presión constante y generar una atmósfera poco reactiva en contacto con la sal fundida. Este nitrógeno pasa de un tanque a otro dependiendo del sentido de circulación del fluido. Este gas tiene que ser calentado o enfriado según vaya de un tanque a otro, debido a la diferencia de temperatura entre ambos. Como consecuencia de esta variación de temperatura también será necesario disponer de un tanque que absorba las variaciones de volumen del nitrógeno.

Las temperaturas entre las que opera el sistema de almacenamiento son las de entrada y salida de los colectores, en torno a los 290 y 400 °C aproximadamente.

Debido a las altas temperaturas es necesario un exhaustivo aislamiento para impedir que cuando las sales sean requeridas por el sistema de potencia hayan disminuido su temperatura. También se dispondrá un cableado eléctrico sumergido en el tanque para

utilizarse como calentador en casos que la temperatura de la sal esté por debajo del valor necesario.

La impulsión de las sales desde los tanques hacia los colectores o hacia el intercambiador de calor se realizará por medio de bombas



**Figura 5.25: Disposición del sistema de almacenamiento térmico.**

**Fuente: PSA**

Estos tanques también sirven como tanques de expansión para absorber estas diferencias de volúmenes.

La carga del sistema de almacenamiento se realiza cuando la radiación solar incidente es superior a la que requiere el ciclo de potencia. Para ello, el campo solar se sobredimensiona de tal manera que se pueda generar electricidad a plena carga y a su vez cargar este sistema.

Al principio del día únicamente circula fluido entre los colectores y el generador de vapor.

Una vez alcanzado el nivel de radiación nominal, se comienza a bombear más fluido desde el tanque frío hacia los colectores que luego se reparte entre el tanque caliente y el generador de vapor.

Durante la tarde, cuando la radiación solar comienza a escasear y no se tiene la potencia suficiente, se apoya el fluido procedente del campo solar con el almacenado

en el tanque caliente para continuar operando el ciclo de potencia en condiciones nominales.

### 5.13 Dimensionamiento básico de una CTS

El punto de partida para dimensionar una central termo solar es la magnitud de la radiación solar en un área determinada, y la potencia a instalar.

Como no se tienen datos específicos de la radiación horaria para la zona de Chuquibambilla, utilizaremos los promedios y valores típicos estimados con GEOSOL y mediciones obtenidas por SENAMHI (Anexo 01).

Considerando una radiación solar promedio anual determinada por SAM de 2 370 kWh/m<sup>2</sup> el lugar de emplazamiento en Chuquibambilla para lo cual se emplea las siguientes relaciones:

$$E = S \times E_{rad} \times f_c \quad 5.1$$

Donde:

E: energía anual producida (kW.h/año)

S: superficie del campo solar (m<sup>2</sup>)

E<sub>rad</sub>: Energía radiante solar anual (kW.h/m<sup>2</sup> año)

f<sub>c</sub>: factor de conversión energía solar-eléctrica (igual a 0,16, similar al de Andasol y Extresol)

$$P = \frac{E}{f_p \times 8760} \quad 5.2$$

Donde:

P: potencia eléctrica nominal generada (kW)

f<sub>p</sub>: factor de pérdidas

Despejando S en 5.1 y reemplazando E de la ecuación 5.2 se obtiene:

$$S = \frac{P \times f_p \times 8760}{E_{rad} \times f_c} \quad 5.3$$

Considerando en promedio un  $f_p=25\%$ , se obtiene la superficie neta para la absorción de la radiación, pero para dimensionar el campo solar hay que considerar los espacios entre colectores.

Sea la relación: espacio entre colectores = 2 \* ancho de colector

Superficie campo solar = 3 \* S

Para el emplazamiento de la central de generación, equipos auxiliares, mantenimiento y otros se estima en 5 ha. Los resultados se muestran en la tabla 5.6.

**Tabla 5.7: Determinación de la superficie de la central termo solar**

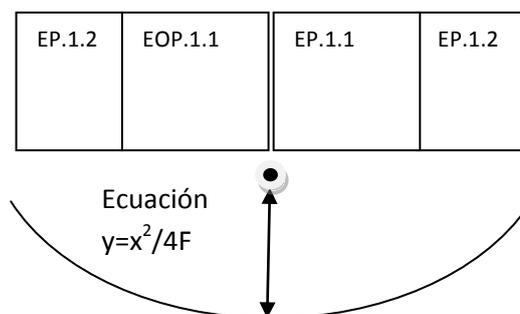
Capacidad nominal de generacion (MWe)	50	100	150	200
Superficie neta de absorcion (m <sup>2</sup> )	288766	577532	866297	1155063
Superficie neta de absorcion (ha)	29	58	87	116
Superficie del campo solar (ha)	87	173	260	347
Superficie de equipos de generacion (ha)	5	15	20	25
Total superficie de la CTS	121	246	367	487

#### 5.14 Evaluación técnica de los colectores cilíndrico - parabólico

Los espejos se fabrican en pequeños paneles en comparación con todo el colector.

Cada colector puede llevar hasta 336 espejos como es el caso del colector Skal-ET150. Estos paneles se fijan y acoplan a la estructura soporte y entre ellos, por medio de adhesivos y piezas cerámicas.

Para conseguir la forma parabólica se emplean franjas parabólicas formadas por cuatro espejos cada una. Estas franjas tienen una anchura de unos 1,7 metros aproximadamente y cada espejo tiene una superficie de unos 2 m<sup>2</sup>.

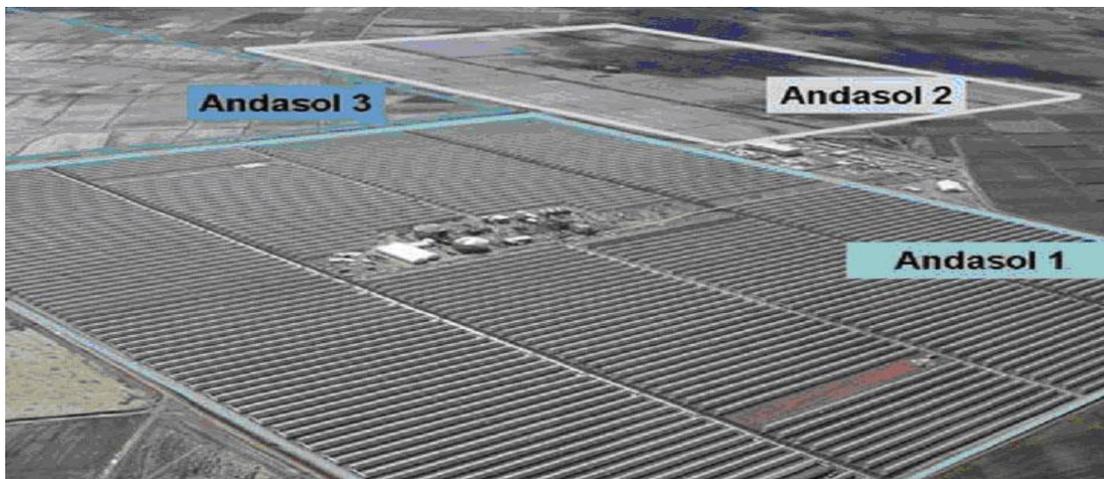


**Figura 5.27: Esquema de construcción de la superficie parabólica.**

En la actualidad, los reflectores solares más ampliamente utilizados son los de la gama RP, fabricados por la compañía Flabeg. Algunos de los proyectos que utilizan estos espejos son: el proyecto SEGS en California así como los proyectos PS10 o Andasol y Extresol en España, entre otros. Las dimensiones de estos elementos son 1 700 mm por 1 641 mm en los espejos interiores y 1 700 mm por 1 501 mm en los exteriores, alcanzando índices de reflexión mayores al 94,4%.

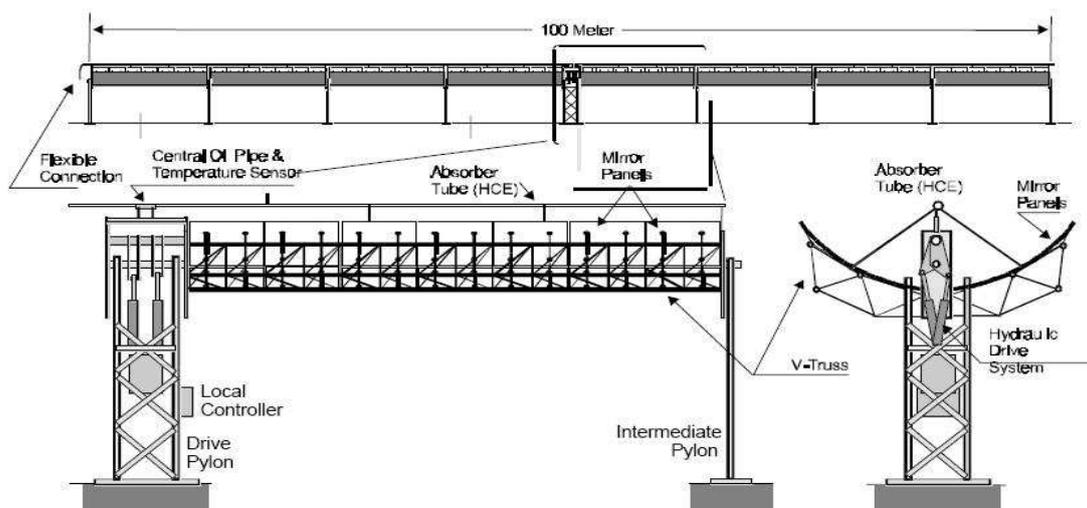
El campo solar estará compuesto aproximadamente por:

- 670 colectores, de 100 m de longitud cada uno
- Tubos absorbedores de 100 km de longitud total
- Terreno ocupado igual a 110 ha



**Figura 5.28: Campo solar de las centrales Andasol**

Fuente: PROTERMOSOLAR



**Figura 5.29: Colector de Luz System “Three Solar Collector Assembly”**

## **5.15: Mantenimiento en el campo solar**

La operación y mantenimiento de una planta solar de cilindros parabólicos es similar al de una planta generadora térmica convencional y la mayor diferencia se presenta en la limpieza del campo solar.

En la actualidad, este tipo de concentradores requiere un reducido mantenimiento preventivo, con la excepción del proceso de limpieza de espejos.

La experiencia ha mostrado que los espejos deben lavarse con mayor frecuencia durante el verano, planificando una limpieza semanal durante los meses más soleados, y durante el invierno basta con un plan de limpieza mensual.

### **5.15.1 Lavado de espejos y monitoreo de reflectividad**

Desarrollar un programa para monitorear la capacidad reflectiva de los espejos y el lavado de espejos de una manera efectiva es un punto crítico a considerar. Dependiendo de la estación del año y de las características del suelo se requiere un procedimiento flexible.

Algunos métodos de limpieza son el lavado por chorreo (“deluge washing”), y el de aplicación de sprays a alta presión (“pulsating high-pressure sprays”). Estos métodos usan agua desmineralizada para mejorar la eficiencia.

El monitoreo periódico de las variables de reflectividad de los espejos puede proveer una variable importante para desarrollar una herramienta de optimización del labor de lavado.

Como regla general, la reflectividad de los espejos puede recuperar sus niveles de fábrica con un buen lavado.

Un sistema probado de limpieza por medio de sprays eyectando agua desmineralizada a alta presión es el conocido como “Mr. Twister”. Este sistema tiene aerosoles que van girando mientras son movilizadas por un tractor especialmente acondicionado.

El estanque del tractor puede contener 1 500 galones de agua desmineralizada, que es bombeada por un motor diesel de 150 hp. El bombeo puede surtir de 45 galones por minuto a una presión de 3 500 psi. Aproximadamente se utilizan 0,72 litros de agua para limpiar un metro cuadrado.

El otro método señalado para limpieza de espejos es el de lavado por chorreo (“deluge washing”), este necesita un camión de gran capacidad volumétrica conducido por una sola persona y emplea inyectores fijos a cada lado del camión para empapar las filas de espejos.



**Figura 5.30 Ejemplo de sistema de lavado de espejos Mr. Twister**

Algo importante de señalar es que durante los meses de verano se recomienda diseñar un programa incorporando ambas estrategias de lavado, por ejemplo una vez por semana el lavado por chorreo, y cada 3 semanas un lavado por sprays presurizados.

### **5.16 Requerimientos de agua de la central**

Las centrales solares térmicas que utilizan los ciclos Rankine para su funcionamiento, pueden operar con enfriamiento en seco para minimizar el uso de agua, sin embargo su performance se reduce bastante (aproximadamente una producción de electricidad de 6% menos en comparación con el enfriamiento a través de agua). Y es por esto que se hace imprescindible disponer de agua para enfriar el ciclo térmico.

Por consiguiente, es útil observar los datos obtenidos de la experiencia de las centrales SEGS (Solar Electric Generating System) de California, debido a que presentan campos solares de gran tamaño y reflejan madurez en sus años de operación activa.

**Tabla 5.8: Proyecciones para requerimientos de recursos, centrales SEGS**

	Unidades	Año base 1997	2000	2005	2010	2020
<b>Tamaño CTS</b>	MW	30	80	161	320	320
<b>Area ocupada</b>	ha/MW	2.2	2.2	3.1	3.7	3.6
	ha	66	176	500	1190	1150
<b>Consumo de agua</b>	m <sup>3</sup> /MW anual	18500	14900	17500	21900	21900

**Fuente: Centrales termoeléctricas**

Las centrales CSP de California utilizan aproximadamente 3,4 m<sup>3</sup> de agua por cada MWh generado, para propósitos de enfriamiento. Considerando una generación de 109 500 MWh anuales, se puede calcular que el agua necesaria para enfriamiento es de 372 300 m<sup>3</sup>.

Luego, es interesante estimar cuánta agua es necesaria para limpiar el campo de espejos utilizando las magnitudes expuestas en el punto 5.5.1.

Si con 1 litro de agua se limpia 1 m<sup>2</sup> de superficie, y se dimensionó la central con una superficie de campo solar de  $S = 260\,714\text{ m}^2$ , se obtiene un volumen de agua necesario de 260 714 litros.

Un plan de mantenimiento de limpieza de espejos es el siguiente:

**Tabla 5.9: Plan de mantenimiento de espejos**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
Nº de limpiezas de espejos	2	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	2

Se obtiene el agua necesaria anual para la limpieza de espejos, que es igual a 8 864 276 litros. Y esto es equivalente a 8 865,3 m<sup>3</sup> de agua, que es el 2,3 % del agua utilizada en toda la planta durante un año de operación.

## **CAPÍTULO VI: EVALUACION ECONOMICA**

### **6.1 Alcances del dimensionamiento de la CTS**

Con el sustento de la evaluación técnica se considera la tecnología de colectores parabólicos para el establecimiento de una central termo solar, sin almacenamiento térmico para lo cual se evaluaron las siguientes capacidades nominales de generación: 50 MWe, 100 MWe, 150 MWe, 200 MWe

El emplazamiento seleccionado de acuerdo a las condiciones evaluadas es el de Chuquibambilla en la provincia de Melgar al norte de la Región Puno.

### **6.2 Diseño de la Central Termo Solar de Chuquibambilla**

#### **6.2.1 El ciclo térmico**

El ciclo térmico a implementar es el Rankine para turbina de vapor de agua, por los concentradores circulara como fluido de transferencia de calor el aceite térmico sintético Therminol VP-1.

Entre ambas etapas existirá un intercambiador de calor cerrado. El criterio usado de esta elección es que este ciclo se encuentra en operación comercial en las plantas de colectores parabólicos SEGS ubicadas en el desierto de Mojave, California, que en total suman 354 MW de potencia instalada, y tienen más de 20 años de funcionamiento, mientras que los ciclos alternativos ORC y DSG se encuentran aún en fase de investigación.

#### **6.2.2 Tamaño óptimo de planta**

La primera planta termo solar de concentradores parabólicos que se construyó en California fue SEGS I con una potencia eléctrica de salida de 13,8 MWe, y entró en operación el año 1985. Luego se implementaron las plantas SEGS II a SEGS VII entre los años 1986 y 1989. Todas estas tienen una potencia de salida de 30 MWe

No se considera almacenamiento térmico, debido a que el óptimo económico se encuentra alrededor de los 250 MWe. A esta capacidad se han realizado todas las

economías de escala en el sistema de fluido de transporte térmico, y donde la eficiencia del ciclo Rankine ha alcanzado su valor pico.

### 6.2.3 Ubicación geográfica

Para que el proyecto aporte datos significativos de manera general se inspeccionaron 5 lugares con características distintas que procuraron profundizar como influye la selección de la zona. Las variables principales que pueden afectar a la planta en función a la ubicación geográfica son:

- El recurso solar- es una de las principales características ya que afecta al número de horas anuales que puede operar una planta termo solar a la vez que determina el número de colectores solares necesarios y por consiguiente una parte importante de la inversión inicial en equipos y terreno.
- El recurso hidrológico podría afectar al tipo de torre de refrigeración que sea necesario implantar ya que supondrá un mayor precio del agua y por consiguiente del coste de operación.
- La humedad ambiente, afectará en menor medida al funcionamiento de las torres de refrigeración en el caso de que se empleen torres húmedas o híbridas.

En el cuadro se muestra las coordenadas capturadas con el GPS y las características de los lugares de prospección efectuados que se detallan en el Anexo 02.

Lugar Probable	Coordenadas (m)		Características del lugar					
	Norte	Este	Topografía	Recurso hídrico	Demografía	Vía de acceso	Tipo de terreno	Acceso red eléctrica
Culta (Acora)	422241	8226937	Plana	Ojo de agua	Baja densidad	Carretera asfaltada	Pastoreo	LT 60 kV
Zepita	478084	8187478	Plana	Acuífero	Baja densidad	Carretera asfaltada	Pastoreo	SE 60 kV
Culta	404075	8214478	Plana	Acuífero	Baja densidad	Carretera asfaltada	Eriazo	Acceso lejano
Estancia Yabrama (alturas de acora)	399292	8218471	Plana	Riachuelos	Deshabitado	Carretera afirmada	Eriazo	Acceso lejano
Viluyo02(Laraqueri)	398168	8219832	Plana	Riachuelos	Deshabitado	Carretera afirmada	Pastoreo	LT 220 kV
Viluyo03(Laraqueri)	394783	8220131	Plana	Riachuelos	Deshabitado	Carretera afirmada	Pastoreo	LT 220 kV
Cutimbo(INC)	391687	8228878	Plana	Rio Cutimbo	Deshabitado	Carretera asfaltada	Pastoreo	LT 220 kV
Mocco(lampa)	356208	8310306	Plana	Riachuelos	Deshabitado	Carretera afirmada	Pastoreo	SE 138 kV
Chuquibambilla(ayaviri)	315214	8363379	Plana	Rio Ayaviri	Baja densidad	Carretera asfaltada	Pastoreo	LT 138 kV

#### Cuadro 6.1: Ubicación y características de los lugares probables del emplazamiento de la CTS.

La CTS se podrá conectar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La zona que presenta mejores características para el emplazamiento de una CTS según el cuadro 6.1 es la zona de Chuquibambilla ubicada al norte de la Ciudad de Ayaviri capital de la Provincia de Melgar de la Región Puno. Además la central se debe ubicar

en las cercanías de una barra de alto consumo eléctrico, con el fin de ahorrar costos de transmitir la energía eléctrica por un tramo largo. Se situará próxima a la sub estación en 138/60/22,9 kV Ayaviri concesionada a Red de Energía del Perú (REP).

Las coordenadas geográficas aproximadas son:

PUNTO	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD (m)
Ch1	14.823767°	70.678531°	3918
Ch2	14.832964°	70.685161°	3918
Ch3	14.857183°	70.654508°	3918
Ch4	14.846.753	70.645750°	3918



**Figura 6.1: Ubicación geográfica de central termo solar en Chuquibambilla**

**Fuente: Google Earth**

#### **6.2.4 Determinación de la radiación solar**

La radiación solar en el lugar de emplazamiento se ha estimado utilizando el software GEOSOL V2.0, para lo cual se ha empleado los parámetros meteorológicos de temperatura del bulbo seco (Dry – Bulb) y la humedad relativa correspondiente al año 2012.

La estimación se ha efectuado en forma diaria y horaria, utilizando el método desarrollado por el grupo del Prof. J. K. Page de la Universidad de Sheffield en la década del 70. Para su uso es necesario dar el contenido de humedad del aire (como presión parcial de vapor) y un parámetro ajustable que depende del lugar, la turbidez

atmosférica, la cual toma en cuenta la atenuación de la radiación solar debida al polvo y demás aerosoles presentes en la atmósfera.

Dado que la presión parcial de vapor puede calcularse a partir de la temperatura de bulbo seco y de la humedad relativa del aire, se escogieron estas variables como entradas al programa ya que se obtuvo los valores de humedad y temperatura medidos por la Estación Meteorológica de Chuquibambilla del SENAMHI Puno.

## 6.2.4 Conexión al sistema eléctrico

La conexión al SEIN se realizará en barras de 138 kV de la SE de Ayaviri mediante una línea de alta tensión de simple terna en 138 kV, cuya longitud aproximada es 2 km.

## 6.3 Determinación de costos de inversión

### 6.3.1 Estimación del área de colectores del campo solar

El costo de la mayoría de los componentes de la planta depende directamente del área del campo de colectores parabólicos. Esta se estima usando la expresión 6.1:

$$AC = \frac{kW_n \times CF \times h}{\eta \times I} \quad 6.1$$

Donde:

AC = Área de colectores (m<sup>2</sup>)

kWn = Capacidad nominal de generación eléctrica (Kw)

CF = Factor de capacidad = kWh real / (kWn x 8760)

h = Horas por año (8 760)

η = Eficiencia neta anual de conversión de energía solar a eléctrica

I = radiación solar anual (kWh/m<sup>2</sup>)

El área de los colectores solares parabólicos se calcula para los cuatro casos bases definidos en el trabajo, es decir, para capacidades nominales de 50, 100, 150 y 200 MWe.

El factor de capacidad a usar será el de la planta SEGS VI al año 1999, es decir, un valor conservador cuya validez la da el hecho de ser una planta real. El valor optimizado es de 25 %.

La eficiencia neta anual de conversión de energía solar a eléctrica a considerar es de 16%, que corresponde a la eficiencia de las plantas de colectores parabólicos de ANDASOL y EXTRESOL al año 2012. Este valor también es conservador en comparación a proyecciones efectuadas, pero nuevamente el criterio usado es el hecho de ser un valor probado en una planta real.

La radiación solar anual se ha obtenido del software SAM Versión 2012.5.11 y corresponde a 2 370 kWh/m<sup>2</sup> anuales.

Reemplazando los valores anteriores y la radiación solar anual de la ecuación 6.2, en la ecuación 6.3, se obtiene el área de colectores necesaria para los cuatro casos estudiados. Los datos obtenidos se presentan en la tabla 6.2.

**Tabla 6.2: Área total de campo de colectores parabólicos**

<b>Capacidad nominal de generación (MWe)</b>	50	100	150	200
Área de colectores (m <sup>2</sup> )	288766	577532	866297	1155063
Área de colectores (ha)	29	58	87	116

Para determinar los costos utilizando el programa SAM se deben ingresar las siguientes variables:

### **6.3.2 Variables para la estimación de costos de la CTS**

#### **Costos Directos de Capital**

Representan los costos de adquisición de los equipos y su instalación.

##### **Mejoras al sitio (\$/m<sup>2</sup>)**

Costo por metro cuadrado del campo solar contabilizados como gastos relacionados a la preparación del sitio y otros equipos no incluidos en la categoría del campo solar.

##### **Campo solar (\$/m<sup>2</sup>)**

Costo por metro cuadrado del área del campo solar contabilizados como gastos relacionados a la instalación del campo solar y tuberías, incluye mano de obra y equipamiento.

**Sistema HTF (\$/m<sup>2</sup>)**

Costo por metro cuadrado del campo solar contabilizado como gasto relacionado a la instalación bombas y tuberías para el fluido de transferencia de calor (HTF), incluye mano de obra y equipamiento.

**Storage (\$/kWh<sub>t</sub>)**

Costo por megawatt-hora térmico de capacidad de almacenamiento, contabilizado como gasto relacionado a la instalación del sistema de almacenamiento térmico, incluye mano de obra y equipamiento.

**Respaldo fósil (\$/kWe)**

Costo por megawatt eléctrico de capacidad nominal del bloque de potencia contabilizado para la instalación del sistema de respaldo fósil, incluye mano de obra y equipamiento.

**Bloque de potencia de planta (\$/kWe)**

Costo por megawatt eléctrico de capacidad nominal del bloque de potencia contabilizado para la instalación del sistema del bloque de potencia, incluye mano de obra y equipamiento

**Balance of Planta (\$/kWe)**

Costo por megawatt eléctrico de capacidad nominal del bloque de potencia, contabilizado como costos adicionales.

**Contingencia (%)**

Un porcentaje de la suma de mejoras al sitio, campo solar, sistema HTF, almacenamiento, respaldo fósil, y costos del bloque de potencia, contabilizados como costos por incertidumbres por los costos directos estimados.

**Costos Directos Totales (\$)**

Corresponde a la suma de las mejoras, campo solar, sistema HTF, almacenamiento respaldo fósil, costo del bloque de potencia, y costo de contingencias.

**Costos indirectos de capital**

Un costo indirecto es típicamente aquel que no puede ser identificado con una pieza específica del equipo o servicio de instalación.

**Superficie total**

La superficie total requerida para el proyecto, desde el Campo Solar o el área del campo de helióstatos

**Capacidad nominal**

Capacidad del bloque de potencia.

### **EPC y costos de propiedad**

EPC (ingeniería adquisiciones construcción) y los costos de propietarios están asociados con el diseño y construcción del proyecto. SAM calcula el costo total como la suma de costos fijos y costos no fijos.

Los costos típicos que pueden apropiadamente incluidos en la categoría de EPC y del propietario son: permisos, pagos de regalías, asesoramiento, gestión o gastos legales, estudios geotécnicos y ambientales, los costos de interconexión, los inventarios de repuestos, costos de puesta en marcha, y la ingeniería de detalle y el desarrollo de actividades del proyecto.

### **Costos totales de tierra**

Los costos asociados con la compra de tierras, que SAM calcula como la suma de un costo fijo y un costo no fijo. Utiliza la categoría del terreno para determinar para los costos de la tierra, y las entradas para la página financiera para determinar los costos de financiamiento.

### **Unidades para costos de tierra y EPC**

SAM calcula los costos totales del EPC y Propietario y los costos totales de tierras sumando los cuatro costos que se pueden especificar usando unidades diferentes:

#### **Costo por acre**

Costo en USD por área de tierra en acres.

#### **% Del costo directo**

Costo porcentual del Costo **Total Directo sobre el Costo del Capital Directo**.

#### **Costo por Wac**

Costo en USD por Watt AC de capacidad nominal.

#### **Costo fijo**

Cantidad fija en USD

#### **Impuesto a las ventas (%)**

Es el porcentaje del costo directo total que se somete al impuesto sobre las ventas.

SAM calcula el impuesto a las ventas totales, multiplicando la tasa de impuesto sobre las ventas se especificada en la página de Financiación por el porcentaje de los costos directos especificados en la página del Sistema de Costos:  $\text{Impuesto de ventas total} = \text{Impuesto a las Ventas} \times \text{Porcentaje de costos directos} \times \text{Costos directos}$ .

El impuesto total a las ventas es un costo incluido en el costo total de instalación, que se aplica en el Año 0 del flujo de caja del proyecto. Para los

proyectos con financiación comercial y de servicios públicos, el importe del impuesto de ventas se deduce del impuesto sobre la renta en el Primer Año.

### **Costo total indirecto (\$)**

Es la suma de los costos de ingeniería, licitaciones, construcción, proyecto, tierras, misceláneos e impuesto a las ventas.

### **Costo total de instalación**

El costo total de instalación es el costo de inversión que corresponde al aplicado en el año 0 del proyecto del flujo de caja.

SAM utiliza este valor para calcular la cantidad de préstamo y el pago de intereses del préstamo basada en la entradas a la página de Financiamiento, y calcula los impuestos al crédito y montos de pago por incentivos definido en la pagina de Impuestos a los Incentivos Crediticios y pagina de Pagos por Incentivos.

### **Costo total de instalación**

Es la suma del costo total directo y el costo total indirecto.

### **Costo total instalado por capacidad (\$/Wdc o \$/kW)**

Es el costo total instalado dividido entre la capacidad nominal del sistema. Este valor es calculado solo referencialmente.

## **6.3.3 Resultados de costos de instalación de la CTS**

Los resultados obtenidos utilizando el programa SAM se muestran en la tabla 6.3 para las diferentes potencias.

**Tabla 6.3: Costos de instalación de la CTS**

<b>Capacidad nominal de generacion (MWe)</b>	<b>50</b>	<b>100</b>	<b>150</b>	<b>200</b>
Costo Total (USD) con almacenamiento termico	306,757,900	616,483,630	926,209,360	1,236,229,243
Costo por kW instalado (USD/kW)	6,197	6,171	6,162	6,187

El detalle de los resultados según el programa SAM se muestra en el Anexo 03.

## **6.4 Rentabilidad económica de la Central Termo Solar de Chuquibambilla**

La rentabilidad económica en el mercado energético mundial utiliza el LCOE o LEC establecida por la siguiente relación:

$$LEC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad 6.2$$

En donde:

$I_t$  = Costos de inversión en el año t

$M_t$  = Costos de Operación y Mantenimiento año t

$F_t$  = Costos en combustibles en el año t

$E_t$  = Electricidad generada año t

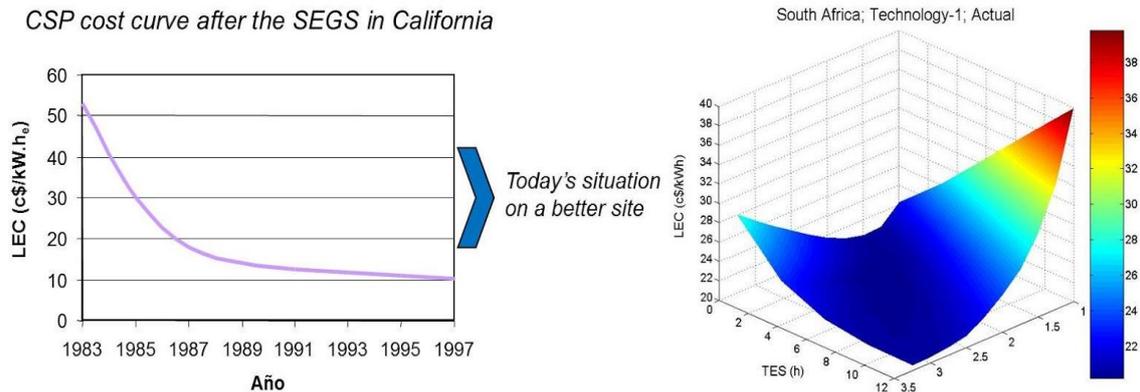
$r$  = Tasa de descuento

A la izquierda de la Figura 6.2 se muestra la evolución del LEC de la electricidad producida con centrales termo solares a raíz del primer impulso comercial que recibió esta tecnología con el desarrollo de los 354 MWe de las plantas SEGS en California, mientras que a la derecha de la figura se muestra el mapa de prestaciones en términos de LEC de una tecnología termo solar (dada la gran diversidad tecnológica de la CSP los mapas de prestaciones cambian de forma significativa entre distintas tecnologías), con la estructura de costes de un proyecto actual, y en un buen emplazamiento solar. Como podemos ver al comparar el valor mínimo del LEC que nos puede ofrecer esta tecnología termo solar en la actualidad (el diseño óptimo en términos de LEC) con los LEC que se proyectaban desde el desarrollo comercial de las plantas SEGS en California, parece evidente que la tecnología termo solar ha experimentado un retraso significativo en su avance por la curva de aprendizaje. A partir del 2013 luego del desarrollo comercial de las SEGS en California se ingresa a la segunda etapa de desarrollo comercial de la tecnología termo solar en España.

Esta situación se explica en la Figura 6.3 donde la curva de aprendizaje de la termo solar ha sufrido un desplazamiento en el tiempo, de una situación favorable frente a la fotovoltaica, ha pasado a una situación desfavorable en el 2013. En el año 2050, considerando que la tecnología termo solar consiguiera recorrer su curva de aprendizaje todavía podría proporcionar costes favorables frente a la fotovoltaica, pero los antecedentes demuestran que ninguna tecnología puede tomar como garantizada la seguridad de que vaya a poder recorrer toda su curva de aprendizaje, y cabe la posibilidad de que su nicho potencial de mercado se vea reducido por el avance a

mayor velocidad de otra tecnología por su curva de aprendizaje. Evidentemente, la termo solar puede aportar muchos otros valores al despliegue de un sistema basado en renovables, pero también el contexto energético general puede cambiar introduciendo otros elementos que hagan que sus actuales valores diferenciales pierdan valor relativo.

*20 years delay in advancing along the cost learning curve?*



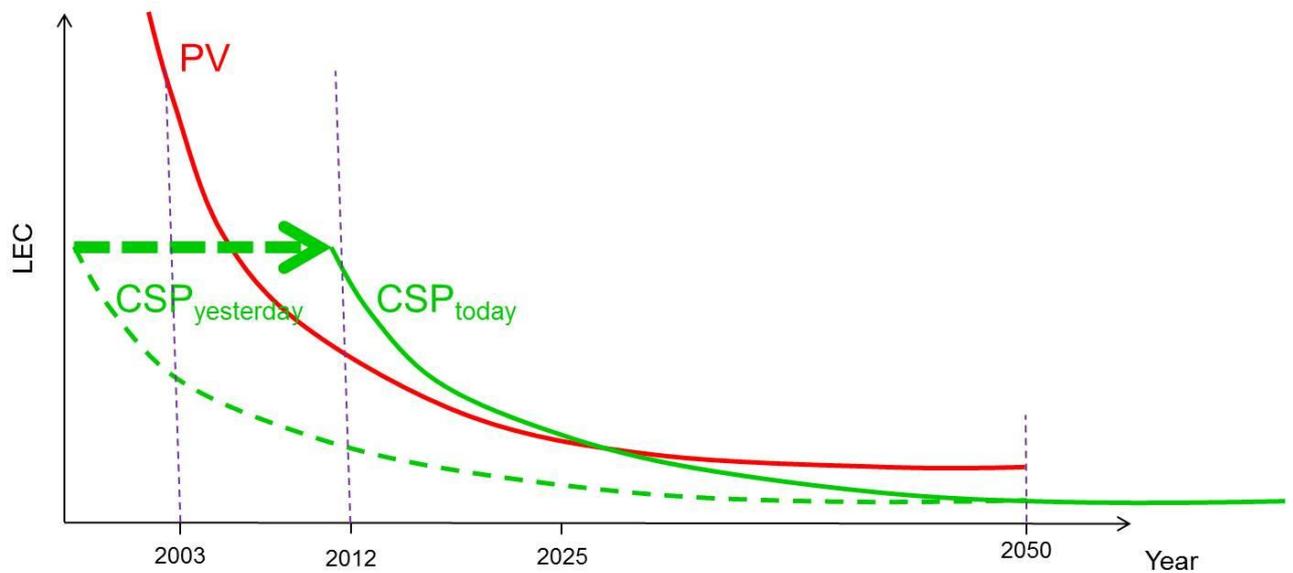
**Figura 6.2: A la izquierda, evolución del LEC de la termo solar en el pasado (primera etapa comercial de las SEGS en California), comparado con el mapa de prestaciones en base a la estructura de costes de proyectos actuales (a la derecha).**

En las Figuras 6.4 y 6.5 se muestra el valor de las tarifas reguladas del régimen especial y las primas equivalentes en España, en términos específicos (por kWh producido) y absolutos de las distintas tecnologías renovables a lo largo de los últimos años de donde se han establecido las siguientes conclusiones:

El inicio del apoyo a la fotovoltaica llegó en España muchos años antes que el apoyo a la termo solar.

La prima equivalente específica (y durante los próximos 25 años) recibe la fotovoltaica es considerablemente más elevada que la que recibe la termo solar.

En términos de prima equivalente absoluta acumulada, la fotovoltaica ha recibido y recibirá cantidades muy superiores a la termo solar, con la estabilidad que esto proporciona al establecimiento de los modelos de negocio y al acceso a economías de escala.



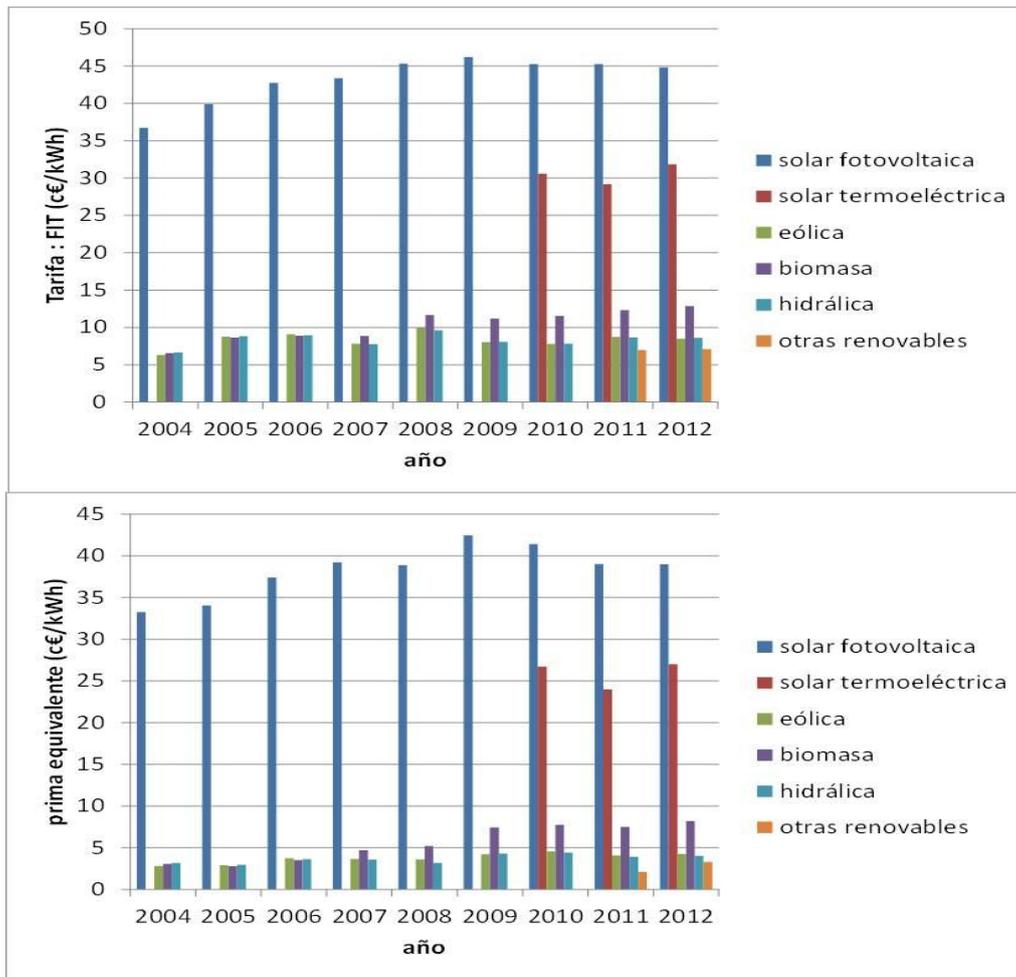
**Figura 6.3: Desplazamiento en el tiempo de la curva de aprendizaje de la CSP**

En las figuras 6.4 y 6.5 se muestra el valor de las tarifas reguladas del régimen especial y las primas equivalentes en España, en términos específicos (por kWh producido) y absolutos de las distintas tecnologías renovables a lo largo de los últimos años donde se han establecido las siguientes conclusiones:

El inicio de apoyo a la fotovoltaica llegó en España muchos años antes que el apoyo a la termo solar.

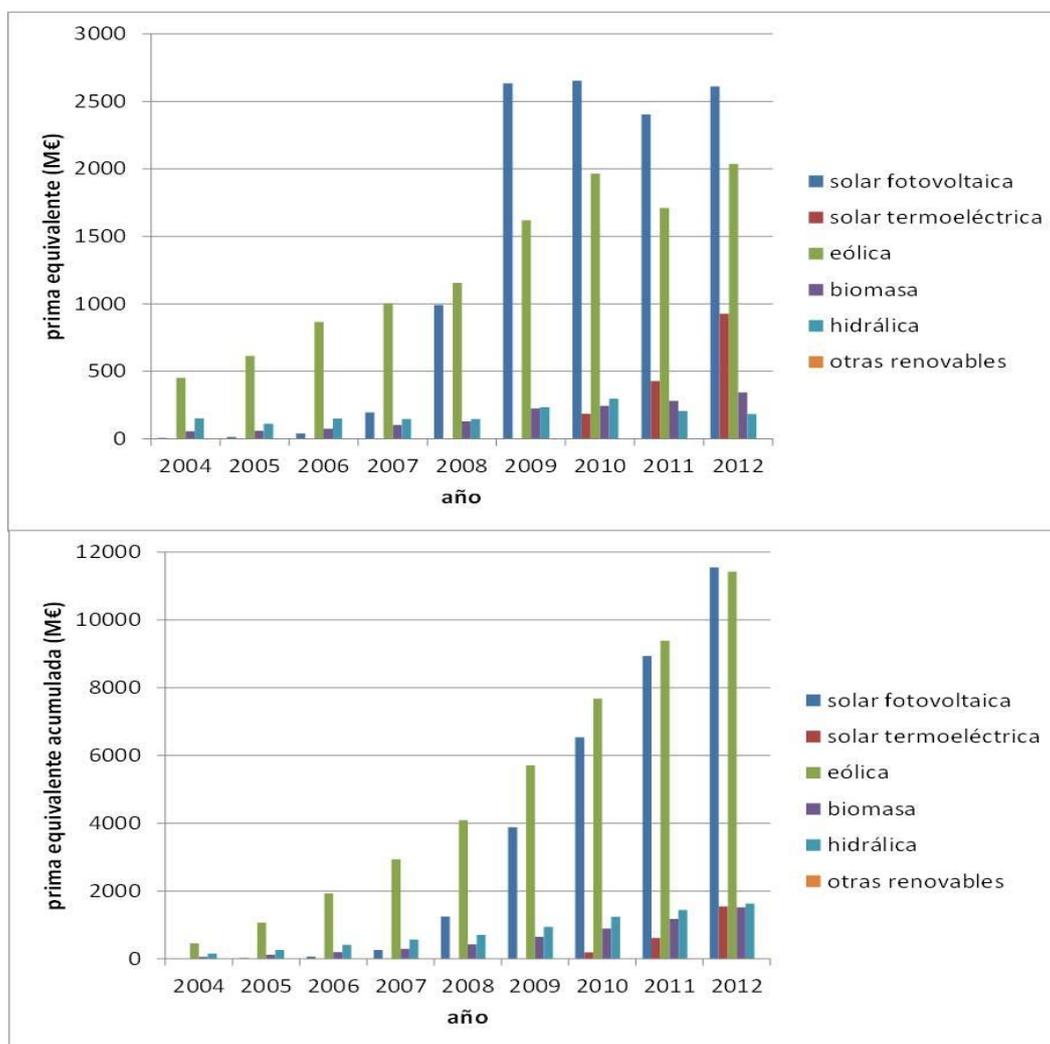
La prima equivalente específica (y durante los próximos 25 años) recibe la fotovoltaica es considerablemente más elevada que recibe la termo solar.

En base a estas observaciones, podemos concluir que el mecanismo de apoyo al desarrollo comercial (avance por la curva de aprendizaje) de la fotovoltaica en España ha sido mucho más efectivo que el de apoyo a la termo solar, si bien no podemos obviar el hecho de que esta mayor efectividad en impulsar la tecnología por la curva de aprendizaje se ha hecho en base a una significativa ineficiencia económica en el uso de los recursos, más si cabe por el hecho de que el impulso al avance de la fotovoltaica al recorrer la curva de aprendizaje ya se estaba y se sigue haciendo simultáneamente en otros países, mientras el de la termo solar dependía totalmente de España hasta hace muy poco.



**Figura 6.4: Tarifas del Régimen Especial, y primas equivalentes asociadas, en términos específicos, para las distintas tecnologías renovables en España.**

De hecho, encontrándose en la actualidad la fotovoltaica en una situación de costes más favorable que la termo solar (por el desplazamiento en el tiempo de la curva de aprendizaje de la termo solar), durante los siguientes 25 años el costo por cada kWh fotovoltaico inyectado en la red será significativamente al costo del kWh termo solar. En definitiva, la planificación del marco regulatorio de apoyo al avance de las renovables por su curva de aprendizaje en España probablemente no ha sido el más adecuado.



**Figura 6.5: Tarifas del régimen especial, y primas equivalentes asociadas, en términos absolutos, para las distintas tecnologías renovables en España.**

Actualmente existen en el planeta varios focos activos de potencial desarrollo de la tecnología termo solar, con mecanismos de apoyo distintos al empleado en España, y dónde por ejemplo en el caso de las ofertas competitivas dónde se puede poner en valor la capacidad de ajustar costes en el diseño y construcción de las centrales, ya estamos asistiendo a ofertas que van significativamente por debajo de la tónica imperante hasta la fecha, proporcionando indicios de materializar el avance por la curva de aprendizaje. Pero la incertidumbre regulatoria en la mayoría de estos mercados todavía persiste, por lo que no está claro que consigan acompañar a la termo solar por su curva de aprendizaje proporcionando la estabilidad necesaria para que lleguemos a beneficiarnos de su potencial estructura de costes asintóticos<sup>15</sup>.

En el Perú como consecuencia de la Primera Subasta RER a la fecha se encuentran en operación comercial cuatro centrales fotovoltaicas pero esto es gracias al incentivo

tarifario que está entre 21,50 a 22,50 Ctv\$.US\$/kWh , el costo de inversión oscila entre 3,68 a 4,35 Mio US\$ /MW, para el caso de la CTS estudiada el costo estimado es de 6,1 Mio US\$/MW mayor en 41 % pero esto puede ser compensable con la generación de energía que es mayor en 4,2 veces que la FV, esta situación implica mayores ingresos por la venta de energía que son mayores en 4,4 veces (Tabla 6.4), una mayor estabilidad para el SEIN y continuidad de generación son las mayores ventajas y la alternativa de hibridación utilizando el Gasoducto Sur Andino.

Proyecto	Energía Anual (MW.h)	Potencia Instalada (MW)	Monto de Inversion (Mio US\$)	Tarifa (Ctv\$. US\$/kW.h)	Costo (Mio US\$/MW)	Fecha de puesta en Servicio	Venta de energía (US\$)
Panamericana Solar (Ilo)	50676	20	87	21,50	4,35	31.12.2012	10,90
Majes Solar 20T (Arequipa)	37630	20	73,6	22,25	3,68	31.10.2012	8,37
Reparticion Solar 20 T (Arequipa)	37440	20	73,5	22,30	3,68	31.10.2012	8,35
Tacna Solar	47196	20	85	22,50	4,25	31.10.2012	10,62
CTS Chuquibambilla	212923	50	306,76	22,50	6,14		47,91

**Fuente: Elaboración propia**

## **CAPÍTULO VII: EVALUACION DEL IMPACTO AMBIENTAL**

### **7.1 Metodología, valoración e identificación de impactos**

#### **7.1.1 Conceptos previos**

El impacto ambiental de una central termo solar, se centra fundamentalmente en el impacto paisajístico debido a la ocupación de una gran extensión de terreno y a la presencia de una estructura de gran altura fácilmente visible desde cualquier punto cercano.

No obstante, el resto de factores que pueden verse afectados dependerá mucho del entorno donde se emplace las instalaciones y por ello, se realiza previamente un estudio del medio físico con el propósito de poder valorar la importancia de estos impactos sobre el medio ambiente de la zona de emplazamiento y su entorno.

Para la identificación de los impactos, en primer lugar se identifican las acciones del proyecto en fase de construcción y explotación, tanto para la planta como para la línea de transmisión y se analiza su repercusión sobre los factores ambientales del medio.

#### **7.1.2 Metodología de evaluación de impactos ambientales<sup>13</sup>**

La evaluación de un impacto se realizó sobre la base de diversos criterios agrupados en dos tipos: No Cuantificables y Cuantificables.

Los criterios No Cuantificables son: naturaleza, carácter, certeza, y momento en que se manifiesta el impacto. Mientras que los criterios Cuantificables son: magnitud, intensidad, importancia, reversibilidad y duración los impactos.

A continuación se describen los criterios de valoración señalados:

#### **Criterios de valoración de impactos ambientales**

##### **a) Naturaleza**

Este parámetro de valoración está referido a la condición positiva o negativa de cada uno de los impactos posibles; es decir, la característica relacionada con la mejora o

reducción de la calidad ambiental. Es positivo o benéfico si mejora la calidad de un componente ambiental y es negativo o perjudicial si reduce la calidad del mismo.

(+) positivo

(-) negativo

**b) Certeza**

Se refiere al riesgo de ocurrencia, entendido como la probabilidad que los impactos estén presentes; según esto el impacto puede ser:

(I) poco probable

(P) probable

(M) muy probable

(C) cierto o inevitable

**c) Tipo (causa-efecto)**

Se refieren a la relación causa-efecto de los impactos ambientales; según la cual se utilizan las siguientes ponderaciones:

(Pr) primario, son aquellos efectos que causa la acción y que ocurren generalmente al mismo tiempo y en el mismo lugar de ella; a menudo éstos se encuentran asociados a fases de construcción, operación, mantenimiento de una instalación o actividad y generalmente son obvios y cuantificables.

(Sc) secundario, el impacto es consecuencia indirecta o inducidos en el ambiente. Es decir, los impactos secundarios cubren todos efectos potenciales de los cambios adicionales que pudiesen ocurrir más adelante o en lugares diferentes como resultado de la implementación de una acción.

(Ac) acumulativo, impactos individuales repetitivos dan lugar a otros de mayor impacto.

**d) Momento en que se manifiesta**

Se refiere al momento en que aparece el impacto ambiental; se han utilizado las siguientes ponderaciones:

(Cp) corto plazo, aparece inmediatamente o dentro de los seis meses posteriores a la construcción.

(Mp) mediano plazo, aparece entre 6 meses y cinco años después de la construcción.

(Lp) largo plazo, se manifiesta 5 o más años después de la construcción.

A continuación los criterios que claramente son de naturaleza valorativa cuantificable.

**e) Magnitud**

Se refiere a la amplitud o extensión territorial con que los efectos inducidos se dispersan o desencadenan en el ambiente; pudiendo ser:

- (1) baja, cuando sólo se presentan en el área del proyecto.
- (2) media, cuando se circunscriben al área de influencia.
- (3) alta, cuando abarca una extensión mayor al área de influencia.

**f) Intensidad**

Es el grado de alteración que puede producir una o varias actividades de los proyectos a un factor o atributo ambiental; se considera:

- (1) baja, cuando el cambio en las cualidades del factor o atributos es mínima y no pone en riesgo su integridad.
- (2) media, cuando hay cambio en el factor o atributo, pero permanecen sus cualidades.
- (3) alta, cuando el cambio en las cualidades del factor o atributos es radical.

**g) Importancia**

La importancia se ha definido como el factor que establece la sensibilidad del medio receptor; en este caso los impactos pueden ser:

- (1) poca importancia
- (2) moderada importancia
- (3) alta importancia.

**h) Reversibilidad**

La reversibilidad del impacto tiene en cuenta la posibilidad, dificultad o imposibilidad de retornar a la situación anterior a la acción; en este caso el impacto es:

(1) reversible, cuando existe la posibilidad de que los factores o atributos recuperen sus cualidades, sin importar el tipo de proyecto o el tiempo transcurrido desde su aparición.

(2) no reversible ó irreversibles, aquellos que por efectos inducidos modifican de manera total el factor, al grado que los atributos adquieren nueva identidad.

### **i) Duración**

La duración del impacto se refiere al tiempo de permanencia de los impactos ambientales previstos; siendo:

(1) corto plazo, si el impacto permanece menos de 1 año

(2) mediano plazo, si el impacto permanece entre 1 y 10 años

(4) largo plazo, si el impacto permanece por más de 10 años.

En la Tabla 7.1 se muestra en resumen la escala de valoración o calificación descrito anteriormente para cada uno de los parámetros, indicando asimismo el código con el que se identificará en la matriz de valoración de impactos.

Tomando en cuenta los parámetros y criterios de valoración señalados anteriormente se evalúan los impactos mediante dos tipos de matrices: una “Matriz de significancia de los impactos” que representa el impacto total según los parámetros cuantificables y otra matriz que considera los parámetros no cuantificables.

Matriz de significancia de los impactos ambientales

Esta Matriz para las diferentes etapas del proyecto, está compuesta por tres sectores:

- a. En el primer sector (extremo lateral izquierdo), se indican los componentes ambientales y los potenciales impactos ambientales identificados.
- b. En el segundo sector (parte superior) se indican las actividades del proyecto que pueden causar impactos distinguidos por etapas: construcción, operación y cierre y debajo de cada actividad se indican los criterios de valoración cuantificables.

- c. En la parte central de la matriz aparecen en cada celda la valoración del impacto considerado para cada criterio. Luego en el extremo derecho de la fila de valores considerados se indica la ponderación del impacto total correspondiente a la actividad que ha sido hallada según fórmula que se indica más adelante.

**Tabla 7.1: Escala de valoración de impactos ambientales**

<b>CÓDIGO</b>	<b>PARÁMETRO DE VALORACIÓN</b>	<b>CATEGORÍAS</b>	<b>CALIFICACIÓN</b>
<b>PARÁMETROS NO CUANTIFICABLES</b>			
<b>A</b>	Naturaleza	Positivo	<b>+</b>
		Negativo	<b>-</b>
		Poco probable	<b>I</b>
<b>B</b>	Certeza	Probable	<b>P</b>
		Muy Probable	<b>M</b>
		Cierto <sup>o</sup> inevitable	<b>C</b>
<b>C</b>	Tipo (causa-efecto)	Primario	<b>Pr</b>
		Secundario	<b>Sc</b>
		Acumulativo	<b>Ac</b>
<b>D</b>	Momento en que se manifiesta	Largo Plazo	<b>Lp</b>
		Mediano Plazo	<b>Mp</b>
		Corto Plazo	<b>Cp</b>
<b>PARÁMETROS CUANTIFICABLES</b>			
<b>E</b>	Magnitud	Baja	<b>1</b>
		Media	<b>2</b>
		Alta	<b>3</b>
<b>F</b>	Intensidad	Baja	<b>1</b>
		Media	<b>2</b>
		Alta	<b>3</b>
<b>G</b>	Importancia	Poca importancia	<b>1</b>
		Moderada importancia	<b>2</b>
		Alta Importancia	<b>3</b>
<b>H</b>	Reversibilidad	Reversible	<b>1</b>
		Irreversible	<b>2</b>
		Corto Plazo	<b>1</b>
<b>I</b>	Duración	Mediano Plazo	<b>2</b>
		Largo Plazo	<b>3</b>

Para calificar la significancia del proyecto se ha determinado el impacto total de los parámetros cuantificables, según la fórmula 7.1.

$$\text{Impacto Total} = E \cdot G + (F+H+I) \quad 7.1$$

Este impacto total considera que la Magnitud e Importancia son factores principales, por lo que se ha utilizado la técnica de multiplicar estos factores. Para los criterios de Intensidad, Reversibilidad y Duración, se utiliza la técnica de sumarlos al producto anterior, por su menor significación relativa.

Los valores numéricos obtenidos permiten agrupar los impactos de acuerdo al rango de significación beneficiosa o adversa se muestran en la Tabla 7.2.

**Tabla 7.2: Calificación del valor integral de los impactos**

<b>RANGO</b>	<b>SIGNIFICANCIA</b>
16 – 17	Muy alta
13 – 15	Alta
10 – 12	Media o Moderada
7 – 9	Baja
4 – 6	Muy baja

### **Componentes ambientales susceptibles de ser impactados**

En la Tabla 7.3 se indica los componentes ambientales susceptibles de recibir impacto:

**Tabla 7.3: Identificación de aspectos ambientales del proyecto**

<b>MEDIO</b>	<b>COMPONENTES AMBIENTALES</b>
Físico	Calidad de Aire
	Calidad del suelo
	Relieve o fisiografía
	Aguas Subterráneas
Biológico	Flora y Fauna
Socioeconómico y cultural	Empleo
	Uso de suelo
	Salud de la población
	Salud de los trabajadores
	Infraestructura vial
	Economía
	Paisaje

### **7.1.3 Identificación de los impactos ambientales**

Es importante destacar que luego de evaluar todas las posibles interacciones del proyecto sobre el medio ambiente, teniendo en consideración las características del medio y la ubicación así como las especificaciones técnicas del proyecto, se han podido descartar varias posibles interacciones debido a que alcanzan una muy baja significancia, razón por la que no son detalladas en los párrafos siguientes, entre estas interacciones podemos destacar los posibles efectos sobre la arqueología, sobre cursos de aguas superficiales (ríos y mar), sobre las poblaciones, sobre la flora, etc.

En este sentido, en esta sección se hace una identificación de los principales potenciales impactos ambientales que se derivan de las acciones del proyecto en sus diferentes etapas: construcción, operación y mantenimiento. Esta identificación y su descripción ha sido un trabajo de todo el equipo de profesionales que participaron en la ejecución de este estudio.

Al final se incluye la matriz de identificación de estos impactos, indicando si ellos son positivos o negativos.

#### **Impactos en la etapa de construcción**

##### **Medio Físico**

###### **a) Aumento temporal de las emisiones gaseosas y material particulado**

Este impacto tiene relación con la modificación que se producirá en la calidad del aire principalmente por el levantamiento de polvo y la emisión de gases de combustión de las maquinarias y unidades de transporte, que se emplearán durante las actividades constructivas del proyecto eléctrico; las cuales mayormente corresponderán a los movimientos de tierra y transporte de materiales, equipos y personal.

###### **b) Aumento temporal de los Niveles de Presión Sonora (NPS)**

Este impacto tiene relación con la alteración que se producirá en los niveles de presión sonora (NPS) debido a las actividades del Proyecto que involucran operación de maquinarias y circulación de vehículos en los frentes de trabajo del Proyecto.

c) Posible contaminación de suelos

Siempre existe la posibilidad de contaminar los suelos, principalmente debido a derrames accidentales de sustancias tales como combustibles, aceites, grasas y/o similares durante los trabajos a efectuarse en la etapa de construcción tales como la construcción de vías de acceso, movimientos de tierra para la construcción de las plataformas; apertura de zanjas para las cimentaciones de los edificios y las máquinas así como de los ductos de gas; también, durante el transporte de materiales y las actividades en las instalaciones temporales (generación de residuos de tipo doméstico e industrial).

d) Posible afectación de la napa freática

Durante la fase de construcción, se efectuará la construcción del pozo de extracción de agua subterránea, lo cual implica la generación del riesgo de afectación a la calidad de las aguas subterráneas debido a eventuales derrames accidentales o fugas de sustancias que puedan alterar la calidad de las aguas.

### **Medio Biótico**

a) Migración temporal o permanente

Este impacto se refiere a los efectos que pueden generarse sobre la avifauna existente en el área de influencia directa del proyecto.

Durante el periodo de ejecución de la obra, la presencia de vehículos, maquinarias e incluso de personas, ocasionará una reacción de ahuyentamiento o migración temporal de las especies que frecuentan dicha zona; debiendo precisar que debido a las características del área de emplazamiento del proyecto, no constituye áreas de anidamiento ni de alimentación.

### **Medio Socioeconómico**

a) Generación de empleo

Este impacto consiste en la generación de empleo directo, para diferentes niveles de mano de obra, tanto calificada como no calificada, como consecuencia de la ejecución de las distintas actividades involucradas en la etapa de construcción del Proyecto.

La estimación de mano de obra que se requerirá en esta etapa es de:

Mano de obra Calificada	:	350
Mano de obra No Calificada	:	150

#### b) Cambio en el uso de suelo

Definitivamente el proyecto implica un cambio en el uso de suelo. Como se sabe, actualmente es un terreno zonificado como tierras eriazas. Con la finalidad de compatibilizar el uso del terreno, para fines del emplazamiento de la central, se gestionará el cambio de zonificación correspondiente, pasándolo a zona industrial.

#### c) Afectación de la salud de los trabajadores

Este impacto potencial, está referido a la posibilidad de ocurrencia de accidentes relacionados a las actividades constructivas del proyecto tales como: el transporte de materiales, equipos y personal hacia el sector de trabajo, montaje de los equipos e instalaciones electromecánicas así como abandono del área del proyecto.

#### d) Incremento de la demanda de la infraestructura vial

Los servicios que de alguna manera se verán alterados por su mayor demanda durante la etapa de construcción, serán principalmente los de transporte; aunque por la gran cantidad de unidades que transitan por la Carretera Panamericana Sur Juliaca – Cusco este incremento es pequeño y puntual siendo los momentos más críticos en la mañana para dar inicio a las labores y durante las noches cuando la mayoría de los trabajadores regresarán a sus casas.

El impacto principal referido a este aspecto, se producirá en el camino de acceso al área del proyecto, desde la carretera Panamericana Sur. Esta vía actualmente es empleada medianamente para transporte de carga y pasajeros.

#### e) Incremento de la actividad comercial

Este impacto se refiere al incremento del movimiento comercial ocasionado por las actividades del proyecto, que implicará la adquisición de bienes y servicios del distrito de Chuquibambilla influyendo en parte a la ciudad de Ayaviri por su proximidad por parte del personal de las empresas contratistas que ejecutarán las obras durante el tiempo de realización de las obras.

f) Alteración de la calidad visual

Durante la fase de construcción podría producirse una alteración temporal del paisaje motivada por los almacenamientos de materiales y equipos en las zonas de obras, así como por las propias acciones (movimientos de tierras, operaciones de montaje, etc.) llevadas a cabo en la misma.

### **Impactos en la etapa de operación**

#### **Medio Físico**

a) Emisiones a la atmósfera de gases y material particulado

Este impacto corresponde a las emisiones gaseosas principalmente de CO<sub>2</sub> NO<sub>x</sub> (óxidos de nitrógeno), producto de la combustión que al no existir por el tipo de tecnología el impacto es prácticamente nulo.

b) Incremento de los Niveles Ruido (Niveles de Presión Sonora NPS)

Este impacto tiene relación con la emisión de ruido que se produce durante la operación de las turbinas a vapor.

c) Emisión de campos electromagnéticos

La generación de energía eléctrica, su transformación y conducción hasta su conexión al SEIN, involucra una serie de equipos e instalaciones alrededor de las cuales, se emitirán radiaciones electromagnéticas.

d) Posible contaminación de suelos

Durante la operación de la central se producirán una serie de residuos, parte de los cuales pueden ser de carácter peligroso, tales como aceites, baterías; etc.; los cuales de no manejarse bien puede originar la contaminación del suelo.

e) Posible contaminación de la napa freática

Los mismos residuos y eventualmente los efluentes domésticos que no se disponen adecuadamente podrían contaminar la napa freática, considerando la gran permeabilidad del suelo.

Debido al reducido caudal de extracción del agua subterránea, debido a que la mayor cantidad del agua ser suministrado desde el río Ayaviri, no se prevé la afectación en cuanto a la cantidad y/o disponibilidad de las aguas subterráneas y superficiales.

### **Medio Biótico**

a) Migración temporal o permanente

La operación de la central, provocará el ahuyentamiento o migración temporal de las especies que frecuentan dicha zona; debiendo precisar que debido a las características del área de emplazamiento del proyecto, no constituye áreas de anidamiento ni de alimentación permanente.

### **Medio Socioeconómico**

a) Generación de empleo

Las actividades de operación del Proyecto requieren personal para el mantenimiento y gestión de la Planta, se crearán alrededor de 40 puestos de trabajo permanentes durante todo el tiempo de operación de la planta (vida útil 30 años). Como se mencionó anteriormente, paralelamente a la generación de empleo permanente directo, se crean también cierta cantidad de puestos permanentes de trabajo indirecto derivados del primero, tales como transporte, comunicaciones, salud, servicios, entre otros, que también implican un impacto a nivel social.

b) Afectación de la Salud de los trabajadores

La operación y el mantenimiento de las máquinas térmicas siempre implican riesgos de salud para sus trabajadores, quienes se encuentran permanentemente expuestos a los peligros de accidentes laborales fortuitos que pueden presentarse, a pesar de contar con los implementos de seguridad. De igual manera la salud de ellos puede verse afectada en el tiempo por su permanente exposición a un ambiente en la que se tiene condiciones de alta temperatura ambiente, calidad de aire y otros parámetros alterados por la misma actividad productiva (vapores, ruido, etc.).

c) Confiabilidad y disponibilidad del servicio de suministro eléctrico

El hecho de tener nueva generación en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el cual abastece a más del 70% de la población del país, significa tener una mayor disponibilidad de energía (incremento de la oferta) y a la vez incrementar la confiabilidad en el servicio (incremento de la reserva); ambos aspectos mejoran la calidad en el servicio eléctrico de todos los usuarios de este sistema.

d) Generación de beneficios al Estado

Las Centrales, en su fase operativa generarán ingresos para el Estado Peruano y los gobiernos locales, por el pago de impuestos que efectuarán los titulares por sus ventas de energía, durante toda la vida útil del proyecto.

e) Incremento de la actividad comercial

Durante las actividades de operación y mantenimiento de la central, será necesaria la compra de algunos bienes y servicios que dinamizarán la economía principalmente del distrito de Chuquibambilla y la capital de la Provincia de Melgar la ciudad de Ayaviri.

f) Reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y acceso a bonos de carbono

Debido al uso de la energía termo solar, la generación eléctrica en esta central reducirá la emisión de 174 681 ton de CO<sub>2</sub> anuales debido a que desplazara al la generación termoeléctrica , calculo efectuado tomando como referencia la Tabla 7.4. Esto permite gestionar la compensación con bonos de carbono tratándose de una tecnología MDL comprobada mundialmente.

**Tabla 7.4: Comparación del efecto ambiental, en emisiones de contaminantes Ton/GWh, en la producción de electricidad**

<b>Fuente de energía</b>	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>Partículas sólidas en suspensión</b>
Carbón	1 058,2	2,986	2,971	1,626
Gas natural	824	0,251	0,336	1,176
Nuclear	8,6	0,034	0,029	0,003
Fotovoltaica	5,9	0,008	0,023	0,017
Biomasa	0	0,614	0,154	0,512
Geotérmica	56,8			
Eólica	7,4			
Solar Térmica	3,6			
Hidráulica	6,6			

**Fuente: Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN**

### **Impactos en la etapa de cierre**

Los impactos que se generan en la etapa de cierre son similares al de la etapa de construcción y son los siguientes:

- Aumento temporal de las emisiones gaseosas y material particulado
- Aumento temporal de los Niveles de Presión Sonora (NPS)
- Generación de empleo
- Afectación de la Salud de los trabajadores
- Incremento de la demanda de la infraestructura vial
- Incremento de la actividad comercial
- Alteración de la calidad visual

### **7.2 Resumen de la evaluación de impactos ambientales**

En el Cuadro 7.1 se presenta un resumen de los impactos identificados con su correspondiente categorización.

Etapa	Componente	Descripción del impacto	Naturaleza	Índice de significancia
CONSTRUCCION	Calidad de Aire	Aumento de emisiones gaseosas y material particulado	( - )	Baja
		Aumento de niveles de presión sonora	( - )	Muy baja
		Emisión de campos electromagnéticos	( - )	Muy baja
	Calidad de suelo	Riesgo de contaminación de suelos	( - )	Muy baja
	Relieve	Modificación de relieve	( - )	Baja
	Calidad de agua	Riesgo de afectación de la napa freática	( - )	Muy baja
	Empleo	Generación de empleo	( + )	Media
	Uso de suelo	Cambio en el uso de suelo	( - )	Media
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	( - )	Baja
	Infraestructura	Incremento del uso de la infraestructura vial	( - )	Muy baja
	Economía	Incremento de la actividad comercial	( + )	Baja
Estética	Alteración de la calidad visual	( - )	Media	
OPERACIÓN	Calidad de Aire	Aumento de emisiones gaseosas y material particulado	( - )	Muy Baja
		Aumento de niveles de presión sonora	( - )	Baja
		Emisión de campos electromagnéticos	( - )	Muy baja
	Calidad de suelos	Contaminación de suelos	( - )	Muy baja
	Calidad de agua	Afectación de la napa freática y aguas superficiales	( - )	Muy baja
	Empleo	Generación de empleo	( + )	Baja
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	( - )	Baja
	Economía	Confiable y disponibilidad de energía eléctrica	( + )	Muy baja
		Generación de beneficios para el Estado Peruano	( + )	Muy baja
Incremento de la actividad comercial		( + )	Media	
	Acceso a compensación con bonos de carbono por MDL	( + )	Alta	
ABANDONO	Calidad de Aire	Aumento de emisiones gaseosas y material particulado	( - )	Muy baja
		Aumento de niveles de presión sonora	( - )	Muy baja
	Empleo	Generación de empleo	( + )	Baja
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	( - )	Baja
	Infraestructura	Incremento del uso de la infraestructura vial	( - )	Muy baja
	Economía	Incremento de la actividad comercial	( + )	Baja
	Estética	Alteración de la calidad visual	( + )	Baja

### Cuadro 7.1: Resumen de la evaluación de los impactos ambientales

Los resultados que sustentan el Cuadro 7.1 se muestran en el Anexo

### 7.3 Conclusiones generales de la evaluación de impactos ambientales

Los impactos ambientales que la CTS ocasionaría en sus diferentes etapas interactúan con su entorno califican mayormente como de baja o muy baja significancia. No se ha identificado un impacto que pueda ser de preocupación (alta o muy alta significancia).

Dentro de los impactos de mayor jerarquía (significancia media), se destacan en la Etapa de Construcción la generación de empleo, como impacto positivo y el cambio en el uso de suelo y la alteración de la calidad visual como impactos de carácter negativo.

En la Etapa de Operación, el incremento en la actividad comercial y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> son los impactos positivos de mayor jerarquía (significancia alta).

En la Etapa de Cierre, todos los impactos son de muy baja o baja significancia.

En este sentido, se puede afirmar que la evaluación ambiental de esta CTS se puede calificar como ambientalmente viable.

Esta viabilidad deberá ser reforzada con el compromiso de cumplimiento consciente de los programas específicos de manejo ambiental por el ejecutor de la CTS, así como del operador del mismo durante el tiempo de su vida útil.

## CAPÍTULO VIII: ANALISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

### 8.1 Radiación solar

La radiación solar promedio anual en la zona de emplazamiento es mayor en un 9,5 % con relación al lugar de emplazamiento (Badajoz, España) de la central de Extresol puesta en servicio en agosto de 2012.

Las horas de sol anuales son de 2621 horas que corresponde a 218 días de sol esto es el 60 % de días del año hay sol.

### 8.2 Costos de instalación

El costo de instalación de una CTS de 50 MW en Chuquibambilla es de USD 307 millones menor al costo de las centrales de Extresol y Andasol para la misma potencia que es de USD 350 millones.

### 8.3 Ventajas técnico económicas

La existencia de mayor cantidad de radiación solar, horas de sol, costos de terreno establecen mejores condiciones técnicas económicas que se muestra en la tabla 7.1 para que sea viable el emplazamiento de una central termo solar en Chuquibambilla.

**Tabla 8.1: Tabla comparativa de características técnicas**

CARACTERISTICA	ANDASOL 3	EXTRESOL 3	CHUQUIBAMBILLA
Superficie campo solar (m <sup>2</sup> )	510 120	510 120	489 375
Radiacion sola anual (kW/m <sup>2</sup> )	2201	2165	2370
Energia solar recibida anual (MWh)	1098618	1080650	1185000
Produccion anual (MWh)	464703	457102	509550
Eficiencia promedio (%)	43	43	43
Potencia nominal (MW)	49.9	49.9	50
Horas de operación anual	3644	3 584	4258
Generacion electrica anual (MWh)	181831	178857	212923
Eficiencia de la conversion solar electrica (%)	16	16	16
Almacenamiento (h)	7.5	7.5	7.5

## Conclusiones

1. La radiación estimada en la zona de Chuquibambilla es 9,5% más que en lugar de emplazamiento de la CTS de Extresol 3 puesta en servicio en agosto del 2012.
2. El costo de instalación estimado de la CTS de Chuquibambilla es menor en 12,4 % con relación a la CTS de Extresol 3.
3. La generación eléctrica anual de la CTS de Chuquibambilla es mayor en 17 % con relación a la CTS Andasol 3.
4. La cantidad de horas de operación anual de la CTS de Chuquibambilla es mayor en 16,85 % más que la CTS Andasol 3.
5. La metodología puede ser aplicada en cualquier otro lugar donde se reúnan las condiciones para el emplazamiento de un CTS.
6. Los impactos por contaminación ambiental son mínimos debido a que las tierras de emplazamiento son eriazas y de pastoreo evitando con ello algún conflicto socio ambiental.
7. Siendo la tecnología empleada un MDL se abre la gestión para la obtención de bonos de carbono que inciden en su rentabilidad.
8. Desde la operación de las primeras CTS experimentales estas han adquirido un estado de madurez y viabilidad que resalta entre las otras fuentes de energía renovables como una alternativa confiable, predecible y gestionable de electricidad verde.
9. La evaluación del impacto ambiental en sus diferentes etapas de la CTS lo califica mayormente como de baja o muy baja significancia. En este sentido, se puede afirmar que la evaluación ambiental de esta CTS se puede calificar como ambientalmente viable.

**Recomendaciones**

1. Se hace necesario implementar mediciones de radiación solar en las estaciones meteorológicas del SENAMHI, en razón a que en los últimos 10 años esta se ha incrementado por efectos del aumento de la radiación ultra violeta. Con ello podemos efectuar cálculos con mayor precisión.
2. Se hace necesario normar aspectos legales y de regulación para incentivar la inversión en CTS, tomando como referencia los incentivos otorgados a la generación FV.
3. La rentabilidad de la CTS puede mejorar en el mediano plazo si se considera la hibridación que será factible con la construcción del Gasoducto Sur Andino.

**LITERATURA CITADA**

1. Ortega José. 2010. Estudio de Viabilidad de una Central Termosolar en el Sur de España. [Tesis]. España: Universitat Rovira i Virgili ETSE Departament d'Enginyeria Electronica i Automatica.
2. Moreno Guevara A. 2009. Estructuración y Desarrollo de los Lineamientos Básicos de un Servicio de Generación de Electricidad a partir de Energía Solar. [Tesis]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
3. Martínez Sopera V. 2007. Estado del Arte y Evaluación Técnica de la Generación Termosolar de Electricidad. [Tesis]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
4. Orellana Bustamante E. 2009. Determinación de Áreas con Potencial para la
5. Instalación de Plantas de Energía Termoeléctrica Solar. Caso de estudio: III Región de Atacama. [Tesis]. Santiago de Chile. Pontificia Universidad Católica de Chile.
6. Carrasco Argomedo N. 2009. Caracterización de una Planta Termo Solar de Colectores Parabólicos para Generación de Energía Eléctrica. [Tesis]. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
7. Mora López LI. 2012. Caracterización y Evaluación de la Radiación Solar. Universidad Internacional de Andalucía, España.
8. Carta José, Calero Roque, Colmenar Antonio y Castro Manuel. 2009. Centrales de Energías Renovables. Editorial Pearson Educación, España, 703 pp.
9. Duffie, J. A. y Beckman, W. A. 1991. Solar Engineering of Thermal Processes. Wiley-Interscience, 2ª Edición. New York.
10. Spencer, J. W. 1971. Fourier Series Representation of the Position of the Sun. Search 2(5), 172p.

11. Hernández Alejandro L. 2003. GEOSOL: Una Herramienta Computacional para el Cálculo de Coordenadas Solares y la Estimación de Irradiación Solar Horaria. Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional. Universidad Nacional de Salta, Argentina. Vol. 7 N° 2.
12. Araya Sepúlveda G. 2013. Análisis, Comparación y Evaluación Económica de Tecnologías Termosolares. [Tesis]. Santiago de Chile Universidad de Chile
13. Centro de Conservación de Energía y del Ambiente. 2011. Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto: Centrales Termoeléctricas Pampa Salinas – Chilca. Estudio Holek Energía S.A.C. ; Lennox Energética S.A.C. Lima: Perú.
14. Consejería de Economía y Hacienda Comunidad de Madrid. 2012. Guía Técnica de la Energía Solar Termoeléctrica. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. España
15. García Casals X.; Greenpeace. 2011. Energía 3.0 Un Sistema Energético Basado en Inteligencia, Eficiencia y Renovables 100% . Madrid: España.
16. Innovation and Technology Centre Renewable. 2013. Power Generation Costs in 2012: An Overview International Renewable Energy Agency (IRENA. Bonn: Germany
17. Innovation and Technology Centre Renewable. 2012. Concentrating Solar Power. Cost Analysis. Series Volume 1: Power Sector Issue 2/5 Renewable Energy Technologies. Bonn: Germany.
18. Intendencia de Recursos Hídricos Administración Técnica del Distrito de Riego Ramis ATDR Ramis Ayaviri. 2008. Inventario de Fuentes de Aguas Superficiales en la Cuenca del río Ramis Ministerio de Agricultura Instituto Nacional de Recursos Naturales. Melgar: Puno.

**Páginas WEB**

<http://193.147.160.156/endesared/video/seminarios/Mariano%20Salas/mariano%20salas.php>

[www.fnercom.com](http://www.fnercom.com)

[www.irena.org](http://www.irena.org)

<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/>

<http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos>

<http://profelectrico.blogspot.com/2008/11/mapa-de-las-trayectorias-solares.html>

[www.madrid.org](http://www.madrid.org)

<http://www.unsa.edu.ar/~passamai/passam2.pdf>

[http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas\\_Radiacion\\_Solar/7-Apendice\\_A.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/7-Apendice_A.pdf)

<https://sam.nrel.gov/>

## ANEXOS

## Anexo 01

### Mediciones efectuadas por SENAMHI PUNO en la Estacion Metereologica de Chuquibambilla



**SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO**

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05.2" DEPARTAMENTO PUNO  
 LONGITUD 70°42'56.5" PROVINCIA MELGAR  
 CHUQUIBAMBILLA ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : TERMOMETRO SECO DIARIO EN °C

DIA	OCTUBRE-2011			NOVIEMBRE-2011			DICIEMBRE-2011			ENERO-2012		
	7	8	9	7	8	9	7	8	9	7	8	9
1	2.4	16.2	8.6	7.2	17.2	8.4	4.2	19.4	8.4	7.2	13.2	5.4
2	1.8	16.4	9.4	4.6	12.4	5.6	5.4	19.4	11.2	7.0	10.6	5.6
3	6.0	14.6	8.8	6.2	16.2	7.0	8.2	19.8	12.4	6.4	13.2	7.0
4	5.2	17.2	7.6	4.2	16.6	11.6	8.4	19.6	13.8	8.0	15.4	9.4
5	6.4	18.6	8.2	8.2	19.4	11.0	6.0	19.4	14.2	7.4	15.4	7.2
6	6.4	18.6	6.6	4.4	17.6	13.2	10.0	20.0	8.6	6.4	13.4	7.0
7	5.0	14.6	9.6	7.2	16.4	7.6	7.2	18.4	11.0	6.4	12.6	5.8
8	5.2	13.6	6.2	5.0	19.8	11.0	9.9	19.4	10.6	6.2	8.6	7.6
9	7.6	15.2	6.0	7.2	23.2	11.8	8.4	15.0	8.8	7.0	13.6	5.4
10	5.8	13.2	6.6	7.4	21.2	10.6	8.2	10.2	6.6	6.0	16.6	9.4
11	7.2	15.2	4.6	5.4	17.4	7.8	7.8	12.4	6.4	6.4	14.4	10.2
12	5.2	17.4	10.2	6.4	18.6	9.4	4.6	11.6	7.6	7.4	16.4	8.6
13	8.0	18.8	8.8	8.4	19.4	10.8	7.2	16.2	7.8	5.4	15.8	8.4
14	1.2	19.2	11.8	6.8	17.4	8.4	7.2	13.2	7.6	9.6	16.4	12.0
15	2.2	17.8	8.0	6.4	20.4	7.4	6.8	15.2	4.8	5.4	15.6	7.8
16	2.2	18.6	9.6	5.4	17.4	8.2	3.6	14.8	6.8	4.8	16.2	8.2
17	5.2	19.2	10.4	6.0	18.4	11.6	8.2	16.4	10.2	4.6	13.8	5.8
18	5.0	19.2	10.8	7.6	18.2	5.4	7.6	15.2	5.8	5.2	13.2	8.8
19	6.2	18.8	10.2	8.4	8.2	6.2	7.2	8.8	5.4	5.8	11.2	7.4
20	8.2	19.6	11.2	6.4	13.8	5.8	4.4	12.2	8.2	4.8	14.0	9.6
21	1.8	19.2	10.2	6.2	16.8	7.6	5.2	15.2	8.4	1.4	11.4	6.8
22	3.8	19.2	10.4	7.6	15.8	2.4	1.2	9.2	7.2	5.2	10.4	6.8
23	6.2	19.4	10.6	6.0	16.4	10.8	8.4	11.4	6.4	5.6	14.4	3.6
24	6.4	19.8	7.4	8.6	19.6	10.8	8.2	10.2	7.4	4.0	9.4	5.6
25	4.4	20.0	8.6	6.0	19.6	10.8	3.2	8.8	2.8	6.0	13.6	7.2
26	4.0	19.4	9.6	8.2	18.8	11.0	3.2	13.6	6.0	5.4	14.4	6.8
27	6.4	17.2	8.6	7.2	18.8	10.2	4.2	14.4	8.4	6.2	14.8	6.8
28	6.2	19.4	13.4	7.8	19.2	9.4	6.4	10.6	7.4	5.2	10.4	7.8
29	6.3	18.2	5.8	6.2	19.4	11.6	5.2	14.0	6.4	5.4	10.4	9.4
30	5.0	10.4	6.4	8.6	19.6	8.6	7.4	14.4	7.4	5.8	13.8	8.2
31	2.4	16.6	6.8				9.2	14.4	6.8	6.2	14.0	10.2
TOT.	155.3	540.8	271.0	201.2	533.2	272.0	202.3	452.8	250.8	183.8	416.6	235.8
PROM	5.0	17.4	8.7	6.7	17.8	9.1	6.5	14.6	8.1	5.9	13.4	7.6

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : TERMOMETRO SECO DIARIO EN °C

DIA	FEBRERO-2012			MARZO-2012			ABRIL-2012			MAYO-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	2.0	16.4	11.8	8.6	16.4	6.2	5.2	13.4	7.6	-2.4	16.2	6.4
2	7.4	14.2	8.6	8.6	15.4	5.8	5.2	13.2	6.4	2.2	14.6	8.6
3	7.6	13.4	9.2	5.2	15.8	10.6	4.4	13.2	7.0	4.4	16.6	9.2
4	7.2	12.0	7.4	6.8	16.6	7.2	7.4	14.8	7.2	-0.4	17.2	9.2
5	7.6	12.0	5.0	6.2	14.6	10.6	3.2	14.8	8.2	2.2	17.2	6.8
6	7.4	10.2	7.4	5.8	10.8	7.2	7.8	16.8	9.4	0.0	16.4	5.0
7	6.8	16.2	10.2	7.4	13.6	6.2	8.4	17.2	7.4	-1.2	17.6	5.6
8	7.4	15.6	7.4	5.8	13.8	9.4	6.4	16.8	9.6	-1.4	15.6	5.8
9	7.2	16.8	7.6	6.8	13.8	9.2	4.6	14.2	8.4	-1.4	16.8	4.8
10	9.2	11.4	9.4	5.0	15.8	10.2	5.2	15.8	8.4	-1.2	17.4	4.2
11	7.8	11.4	6.6	6.2	14.8	9.2	6.6	13.2	6.8	-1.4	16.4	5.6
12	7.2	11.8	7.4	5.2	14.2	8.6	7.2	12.2	8.4	0.0	17.2	5.0
13	7.4	10.6	6.6	6.4	15.8	9.2	8.2	15.2	10.2	-0.2	16.2	8.4
14	6.2	11.6	7.8	5.4	15.6	9.6	7.2	16.6	7.2	-3.8	16.2	2.8
15	6.2	13.8	8.4	7.8	14.6	9.4	5.4	16.0	8.6	-3.0	16.2	6.2
16	8.8	12.4	7.2	8.6	15.6	8.2	5.2	15.5	10.4	-5.6	15.0	3.2
17	8.4	15.8	7.4	8.2	16.4	11.4	8.2	16.8	10.4	-2.8	16.8	3.8
18	9.2	13.2	6.6	7.4	16.4	10.4	8.2	14.8	9.2	0.8	15.4	3.6
19	4.6	10.0	5.4	4.8	17.2	10.4	8.2	16.8	10.2	-1.6	14.8	3.8
20	2.4	13.8	8.4	8.2	13.2	7.0	7.2	15.6	8.8	0.2	15.2	5.2
21	6.2	15.8	11.2	5.6	14.8	7.2	5.8	14.4	7.8	1.8	15.8	2.6
22	7.6	14.8	7.8	1.2	15.6	10.8	4.2	15.4	9.3	-1.2	16.8	6.2
23	6.2	13.4	8.2	6.4	18.0	8.2	5.0	14.2	7.2	-1.4	15.6	7.2
24	6.8	11.8	6.4	7.6	17.2	9.2	6.2	10.2	7.6	0.2	15.2	6.6
25	2.2	14.4	11.2	2.2	16.0	9.6	8.2	14.6	6.8	-4.4	14.8	3.2
26	4.8	12.6	10.4	6.4	14.6	7.4	2.4	13.8	9.4	-6.8	14.4	1.0
27	6.4	16.2	8.8	5.0	13.2	8.6	2.2	14.2	9.2	-6.8	14.2	4.2
28	6.8	14.2	7.2	5.4	14.8	5.8	2.0	15.2	8.4	-7.4	15.2	1.4
29	7.8	14.6	7.4	7.2	16.4	6.4	-2.4	15.2	7.2	-3.6	13.6	3.4
30				8.4	12.2	6.4	-2.8	15.6	8.6	-5.2	14.2	7.8
31				8.6	14.4	7.4				-6.6	15.0	2.6
TOT.	192.8	390.4	234.4	198.4	467.6	263.0	160.2	445.7	251.3	-58.0	489.8	159.4
PROM	6.6	13.5	8.1	6.4	15.1	8.5	5.3	14.9	8.4	-1.9	15.8	5.1

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : TERMOMETRO SECO DIARIO EN °C

DIA	JUNIO-2012			JULIO-2012			AGOSTO-2012			SEPTIEMBRE-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	-3.6	15.8	4.8	-6.4	15.4	4.6	-5.2	16.4	9.2	-3.4	17.8	7.8
2	-4.6	15.4	3.2	-7.8	14.6	2.2	-3.4	17.6	4.4	-5.4	17.0	9.8
3	-7.2	14.8	1.2	-7.6	15.2	1.4	-1.6	18.2	5.0	-3.4	17.2	11.4
4	-7.2	15.0	3.6	-7.4	15.6	4.2	-7.0	18.4	8.2	-1.4	18.2	9.2
5	-5.6	14.2	-0.8	-7.0	15.6	5.4	-8.4	16.8	3.8	-1.8	18.2	10.2
6	-2.4	13.2	4.0	-1.4	14.4	5.4	-7.2	17.2	6.2	-2.2	18.6	9.4
7	0.8	10.4	4.4	-3.6	14.8	5.2	-11.6	15.6	0.8	-5.6	16.2	12.2
8	0.4	13.2	5.2	4.0	10.0	6.4	-11.8	17.6	2.8	0.6	17.8	10.4
9	-1.2	11.2	2.0	-3.2	16.2	3.2	-12.0	17.8	1.4	-1.2	10.6	6.4
10	-4.0	14.8	7.0	-7.8	17.6	5.0	-9.6	17.2	5.8	-3.6	18.8	10.8
11	-2.2	13.6	1.2	-8.2	17.4	1.6	-9.0	17.2	7.2	-1.6	16.6	11.2
12	-3.6	14.8	2.8	-8.6	16.2	4.6	-6.6	16.4	3.2	-3.4	16.8	10.2
13	-6.4	15.2	0.8	-5.4	18.2	2.2	-4.2	16.2	7.2	0.0	12.2	3.8
14	-3.0	14.8	-0.4	-7.6	16.0	3.4	-3.8	16.2	6.6	-1.2	13.6	6.8
15	-5.6	14.8	9.6	-6.8	16.6	4.6	-11.0	16.4	1.4	1.2	16.2	5.8
16	-3.4	15.6	2.4	-5.6	17.2	1.8	-5.2	15.8	8.2	-2.0	16.6	11.8
17	-1.8	16.2	1.6	-10.2	15.2	4.4	-2.4	15.4	2.4	0.0	17.0	10.8
18	-6.2	19.6	5.0	-10.4	16.2	-2.2	-9.2	16.4	4.0	3.2	18.8	8.8
19	-3.2	18.2	3.2	-8.6	14.6	4.2	-1.2	14.6	9.2	-1.2	19.4	10.2
20	-4.0	15.4	2.8	-12.2	15.8	4.6	-7.2	15.6	1.8	1.4	19.0	10.2
21	-7.4	15.0	1.8	-9.6	16.4	0.0	-5.8	16.4	3.8	-2.2	17.6	9.4
22	-7.4	14.0	2.4	-10.4	16.4	3.2	-5.2	16.8	9.4	1.4	17.8	8.4
23	-6.8	13.4	3.8	-5.2	16.8	3.4	-5.0	16.4	5.4	3.4	17.2	12.8
24	3.4	13.0	3.8	-4.6	14.4	2.6	-3.2	17.2	8.8	4.0	20.2	6.6
25	-7.2	12.8	4.8	-7.4	15.2	2.4	1.6	16.8	8.4	4.2	17.2	9.4
26	-3.4	13.2	3.8	0.4	15.2	5.4	6.0	16.2	7.4	4.4	6.2	4.8
27	-4.2	15.8	3.4	-5.2	15.8	4.4	-2.4	18.6	9.2	4.2	12.4	3.8
28	-7.2	15.2	-0.2	-1.6	15.6	4.4	-1.8	17.8	6.6	4.2	15.8	8.2
29	-7.2	15.4	1.0	-3.2	17.6	7.6	-7.6	17.2	8.4	2.4	16.8	5.6
30	-7.2	14.6	2.2	6.8	14.4	5.6	-10.2	16.4	9.2	1.6	16.2	6.8
31				0.0	17.2	2.4	-6.0	16.8	7.2			
TOT.	-128.6	438.6	90.4	-171.8	487.8	113.6	-177.2	519.6	182.6	-3.4	494.0	263.0
PROM	-4.3	14.6	3.0	-5.5	15.7	3.7	-5.7	16.8	5.9	-0.1	16.5	8.8

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : VELOCIDAD DE VIENTO DIARIO EN M/S.

DIA	OCTUBRE-2011			NOVIEMBRE-2011			DICIEMBRE-2011			ENERO-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	0	4	4	2	4	6	2	6	4	2	4	6
2	0	4	6	4	6	6	0	6	6	2	4	6
3	0	4	6	0	4	6	2	4	6	2	4	6
4	2	4	2	0	2	4	2	6	8	2	2	2
5	0	2	6	2	4	2	0	4	12	6	8	4
6	2	6	12	2	4	6	0	6	6	2	2	0
7	0	4	6	2	4	0	0	4	2	2	6	4
8	2	4	6	0	2	2	0	4	6	2	4	4
9	2	4	6	2	4	12	2	4	4	2	8	6
10	0	6	2	2	6	12	0	16	6	2	4	4
11	2	8	4	2	8	12	0	6	4	0	2	6
12	0	12	6	2	4	6	2	8	12	2	8	6
13	2	6	0	0	6	4	4	4	8	0	6	12
14	4	4	6	4	12	6	2	2	4	0	6	4
15	2	4	0	0	4	6	2	14	16	0	2	4
16	4	4	12	2	6	0	0	4	6	0	6	6
17	2	6	2	2	2	6	2	4	6	2	4	2
18	0	4	6	4	6	8	2	8	8	0	6	2
19	0	4	6	0	6	12	2	12	6	4	6	2
20	4	6	4	2	4	6	2	8	24	2	4	4
21	2	4	2	2	6	4	2	4	4	2	4	2
22	2	4	6	2	12	6	2	4	6	2	8	6
23	2	4	4	4	6	6	0	6	6	6	6	6
24	2	8	4	0	4	12	2	4	6	2	2	4
25	2	6	6	0	6	4	4	6	6	4	4	6
26	0	4	2	2	2	4	0	2	0	2	4	6
27	2	6	4	4	6	8	2	4	2	2	2	4
28	0	4	0	6	6	4	2	4	6	0	2	6
29	2	8	12	0	4	6	2	6	6	4	6	12
30	2	6	4	0	6	4	2	4	4	0	6	6
31	0	12	4				2	4	6	2	2	4
TOT.	44	166	150	54	156	180	46	178	206	60	142	152
PROM	1	5	5	2	5	6	1	6	7	2	5	5

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : VELOCIDAD DE VIENTO DIARIO EN M/S.

DIA	FEBRERO-2012			MARZO-2012			ABRIL-2012			MAYO-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	0	6	2	0	4	6	2	4	6	2	2	2
2	2	8	6	2	4	6	4	8	12	0	4	6
3	4	2	0	2	2	6	0	2	2	0	2	4
4	2	4	6	4	4	6	2	4	6	2	4	2
5	0	2	6	4	6	2	2	4	6	2	2	4
6	0	6	4	2	6	4	2	2	4	2	4	4
7	0	4	8	2	4	6	0	4	6	2	2	4
8	0	6	4	2	4	4	0	2	6	0	2	6
9	4	6	12	6	6	6	0	4	2	2	2	4
10	2	4	2	2	4	4	4	4	6	0	8	4
11	4	4	4	2	6	4	4	6	8	0	4	4
12	2	6	8	2	4	2	4	6	6	4	4	4
13	2	4	4	2	6	8	2	2	2	4	4	6
14	2	4	2	0	4	8	2	4	8	0	2	4
15	4	6	6	2	4	4	2	4	6	0	4	6
16	2	6	2	2	2	4	0	4	6	2	6	2
17	2	6	12	2	4	2	2	4	6	4	4	2
18	0	6	6	2	4	4	2	2	2	0	4	6
19	4	6	4	0	6	6	4	4	6	0	2	4
20	2	4	4	2	8	8	0	2	4	4	6	2
21	0	4	2	2	6	2	0	6	4	4	4	2
22	2	6	8	2	4	8	2	4	4	2	4	4
23	4	2	4	2	4	2	0	4	6	4	8	4
24	2	4	4	2	4	6	0	6	6	2	8	4
25	2	4	4	2	2	4	4	6	8	0	2	4
26	0	4	6	0	4	4	0	6	6	4	4	6
27	0	6	8	0	4	6	0	4	6	2	4	4
28	2	4	6	2	4	6	2	4	6	2	4	2
29	0	4	2	4	4	6	8	6	12	4	4	6
30				2	4	2	0	6	8	0	4	4
31				2	6	2				2	4	6
TOT.	50	138	146	62	138	148	54	128	176	56	122	126
PROM	2	5	5	2	4	5	2	4	6	2	4	4

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
 CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
 ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : VELOCIDAD DE VIENTO DIARIO EN M/S.

DIA	JUNIO-2012			JULIO-2012			AGOSTO-2012			SEPTIEMBRE-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	0	4	4	2	4	4	0	4	6	0	4	6
2	2	4	0	2	6	6	2	4	4	2	12	4
3	2	4	2	2	6	4	2	2	4	2	4	4
4	0	4	2	2	8	2	0	6	12	2	4	6
5	2	6	4	2	6	8	0	4	4	0	4	6
6	2	8	4	2	4	6	2	8	6	2	6	8
7	4	12	12	2	2	2	2	2	4	2	4	6
8	4	6	4	4	4	2	2	8	4	0	4	6
9	2	4	6	2	6	4	2	6	6	0	4	2
10	0	8	2	4	4	4	4	4	4	2	6	6
11	2	6	4	2	4	2	2	2	2	2	4	6
12	4	8	4	2	4	4	2	4	2	2	6	4
13	2	4	6	4	4	4	0	4	4	0	4	6
14	2	4	4	2	2	4	2	4	8	4	4	6
15	2	4	4	0	6	2	0	6	4	2	2	4
16	2	4	6	2	12	6	2	16	4	4	4	4
17	2	4	4	2	6	2	4	6	2	2	4	12
18	2	6	2	2	4	4	2	6	4	2	4	2
19	6	6	6	0	6	4	4	4	8	0	6	6
20	4	2	2	2	6	4	4	4	2	2	6	8
21	2	6	4	0	4	4	2	6	2	2	4	2
22	2	2	6	0	2	4	2	4	4	0	12	6
23	2	4	2	0	4	2	2	2	0	2	2	12
24	4	8	4	2	6	4	2	6	6	0	4	4
25	4	6	6	0	6	2	0	4	6	2	8	6
26	4	4	4	4	8	6	0	4	2	4	8	6
27	4	6	4	2	10	12	2	4	4	0	4	6
28	2	4	2	0	8	4	2	2	6	6	8	12
29	2	4	6	0	6	4	2	2	6	2	4	12
30	2	6	4	0	4	6	2	4	6	2	4	6
31				6	8	2	2	6	4			
TOT.	74	158	124	56	170	128	56	148	140	52	154	184
PROM	2	5	4	2	5	4	2	5	5	2	5	6

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : HUMEDAD RELATIVA DIARIA EN %

DIA	OCTUBRE-2011			NOVIEMBRE-2011			DICIEMBRE-2011			ENERO-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	43	30	40	27	36	78	43	32	66	81	58	89
2	51	40	62	84	48	73	89	35	57	87	77	84
3	80	40	65	82	47	89	72	31	45	87	56	89
4	91	31	60	93	40	58	78	29	40	83	52	76
5	78	30	57	60	27	40	60	35	40	81	60	87
6	83	29	81	41	25	23	57	35	76	96	64	85
7	91	49	43	52	40	69	79	40	59	91	62	82
8	93	49	87	62	31	44	52	34	63	93	82	91
9	83	49	87	63	23	53	64	44	68	85	66	86
10	89	53	89	75	33	58	53	73	74	91	45	80
11	89	49	73	78	35	75	83	62	87	91	46	58
12	86	35	58	80	37	69	91	61	75	77	46	80
13	62	29	54	61	34	38	83	43	81	93	47	68
14	71	33	39	63	35	61	69	58	85	69	53	63
15	58	36	64	39	30	61	89	56	82	86	52	79
16	82	31	52	89	35	76	83	37	72	71	55	72
17	39	21	46	78	30	46	70	43	63	73	40	69
18	31	30	47	77	81	75	75	49	91	93	47	76
19	28	25	66	84	88	70	85	92	75	84	74	81
20	78	22	48	91	54	74	98	66	74	91	51	67
21	39	29	40	91	48	65	89	49	59	64	74	85
22	47	30	46	75	45	87	97	62	71	89	72	81
23	18	29	53	93	43	68	76	72	91	89	43	98
24	68	26	69	40	34	57	74	64	58	90	45	91
25	29	30	50	68	32	50	93	74	78	89	52	71
26	40	24	53	72	36	67	95	55	93	93	50	91
27	66	29	47	61	33	49	95	46	84	93	58	77
28	50	32	45	71	30	58	91	79	67	91	92	81
29	87	33	76	78	37	56	91	53	66	86	88	82
30	79	61	91	78	34	47	89	50	85	89	54	79
31	87	42	74				73	53	91	87	60	70
TOT.	2016	1076	1862	2106	1181	1834	2436	1612	2216	2663	1821	2468
PROM	65	35	60	70	39	61	79	52	71	86	59	80

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : HUMEDAD RELATIVA DIARIA EN %

DIA	FEBRERO-2012			MARZO-2012			ABRIL-2012			MAYO-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	100	51	69	65	58	93	93	69	94	97	41	76
2	96	52	78	78	59	87	89	58	87	77	45	68
3	77	64	84	82	60	69	72	59	89	84	45	63
4	91	66	79	89	49	91	83	55	91	83	37	44
5	87	71	58	74	56	60	88	47	81		46	83
6	89	76	87	87	67	73	64	39	78	86	40	60
7	85	48	84	77	49	91	82	45	87	91	41	67
8	73	55	98	78	54	78	66	39	77	94	37	63
9	69	44	87	72	58	62	73	56	63	94	32	75
10	73	71	82	98	55	59	82	43	82	91	31	77
11	77	59	89	87	55	60	74	52	89	88	29	78
12	87	68	83	82	60	96	75	60	76	83	36	84
13	81	70	76	87	47	73	65	50	68	81	41	59
14	85	47	81	82	52	92	67	48	85	97	42	88
15	68	52	61	73	52	64	65	48	76	97	48	62
16	72	63	87	66	52	90	82	59	70	100	31	60
17	68	49	77	79	53	72	68	38	66	97	27	76
18	58	61	87	75	46	65	74	51	78	81	50	86
19	84	86	98	79	50	73	72	39	68	97	48	76
20	92	54	80	81	67	81	69	46	74	86	39	75
21	80	55	74	67	58	89	69	45	81	72	38	85
22	83	57	80	95	35	36	77	45	73	94	38	72
23	87	69	81	56	39	78	93	59	81	94	31	61
24	83	80	78	67	45	71	85	73	83	86	33	66
25	97	52	48	90	52	67	72	52	83	100	48	67
26	98	62	83	80	59	87	82	50	58	100	50	84
27	98	50	84	91	67	78	92	39	55	100	32	
28	70	65	87	75	55	84	87	56	80	100	33	57
29	69	61	94	75	49	87	94	47	69	84	55	43
30				64	66	98	100	41	59	93	44	45
31				63	59	89				96	26	45
TOT.	2377	1758	2334	2414	1683	2393	2354	1508	2301	2723	1214	2045
PROM	82	61	80	78	54	77	78	50	77	91	39	68

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : HUMEDAD RELATIVA DIARIA EN %

DIA	JUNIO-2012			JULIO-2012			AGOSTO-2012			SEPTIEMBRE-2012		
	7	13	19	7	13	19	7	13	19	7	13	19
1	90	39	60	100	47		83	29	38	78	39	64
2	97	34	71	96	31	80	90	29	45	83	35	59
3	100	21	62	100	30	67	77	26	60	87	43	48
4	100	29	56	100	35	63	89	21	34	88	37	62
5	100	40	75	100	37	57	88	33	81	85	43	54
6	88	43	74	82	53	75	85	25	41	85	31	60
7		50	75	97	44	75	81	32	81	86	52	57
8	86	43	67	98	68	68	100	19	71	76	36	37
9	85	43		94	29	88	85	17	92	91	70	66
10	90	39	57	100	29	34	83	25	33	90	43	68
11	91	39	59	100	25	60	92	34	43	91	42	57
12	90	28	50	96	29	66	78	37	74	87	38	54
13	100	33	69	96	16	63	87	37	52	75	49	72
14	87	43	75	92	42	74	100	38	40	80	48	63
15	96	24	40	89	20	37	86	34	74	74	41	72
16	87	32	85	89	8	46	93	39	34	97	40	45
17	79	37	67	96	39	88	91	27	82	89	43	60
18	96	29	71	100	30	97	91	24	65	78	41	74
19	90	26	55	100	45	93	97	42	44	83	34	53
20	100	40	62	95	24	37	92	26	82	69	34	49
21	96	30	60	87	40	83	79	28	70	82	37	71
22	92	28	47	78	34	90	86	33	67	67	31	72
23	100	28		90	26	85	93	31	67	74	46	53
24	67	59	88	90	37		87	37	56	79	40	64
25	100	38	64	92	16	56		38	52	88	38	60
26	84	52	72	81	23	57	89	42	67	81	68	62
27	97	36	71	93	20	62	70	30	63	95	55	81
28	100	33	73	88	34	64	91	31	72	93	36	76
29	96	46	71	87	29	51	96	38	45	80	40	73
30	96	49	75	91	58	65	82	35	46	69	45	66
31				83	38	63	79	32	59			
TOT.	2680	1111	1851	2880	1036	1944	2620	969	1830	2480	1275	1852
PROM	92	37	66	93	33	67	87	31	59	83	43	62

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013



## SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGIA E HIDROLOGIA SENAMHI - PUNO

"SENAMHI ORGANO OFICIAL Y RECTOR DEL SISTEMA HIDROMETEOROLOGICO  
NACIONAL AL SERVICIO DEL DESARROLLO SOCIO ECONOMICO DEL PAIS"

ESTACION: CP. 114035 LATITUD 14°47'05,2" DEPARTAMENTO PUNO  
CHUQUIBAMBILLA LONGITUD 70°42'56,5" PROVINCIA MELGAR  
ALTITUD 3971 DISTRITO UMACHIRI

PARAMETRO : HORAS Y DECIMAS DE SOL DIARIA

DIA	OCT 2011	NOV 2011	DIC 2011	ENE 2012	FEB 2012	MAR 2012	ABR 2012	MAY 2012	JUN 2012	JUL 2012	AGOT 2012	SET 2012
1	11.3	5.3	11.5	4.7	9.5	3.0	3.8	7.0	8.7	7.1	10.7	10.2
2	10.7	3.5	10.4	1.0	7.4	1.5	5.1	8.1	10.5	10.1	10.4	10.6
3	6.9	7.9	10.3	1.5	2.8	4.9	4.4	4.9	11.0	8.7	10.7	10.3
4	9.5	9.7	10.1	7.0	0.0	3.4	1.6	9.6	10.5	10.2	10.5	10.4
5	10.2	11.7	11.1	1.7	1.3	8.5	4.3	9.6	9.8	8.8	11.1	11.3
6	8.4	11.9	7.4	5.1	0.7	1.7	6.0	8.9	5.9	7.3	11.1	8.0
7	3.6	9.1	8.7	0.9	8.2	0.0	8.3	10.6	5.8	1.8	10.7	9.9
8	0.3	11.1	7.7	2.2	7.0	2.8	5.8	10.8	5.6	1.3	10.9	9.3
9	4.7	8.8	1.0	5.2	5.5	8.8	4.3	10.3	4.6	10.5	11.0	8.0
10	6.2	8.2	1.4	8.2	3.7	8.1	3.5	10.8	10.3	10.9	10.6	9.5
11	8.2	10.2	1.3	10.8	1.0	5.5	1.2	10.1	10.8	9.4	10.8	11.0
12	7.6	11.4	0.0	7.5	0.0	5.2	2.4	9.7	9.8	10.1	11.1	10.2
13	10.7	11.4	2.2	6.3	1.9	8.1	4.2	8.6	10.7	9.1	11.3	4.0
14	8.7	8.3	0.8	8.5	0.4	8.3	5.7	9.2	9.7	9.7	10.5	4.4
15	0.8	10.3	1.3	7.0	2.0	1.1	4.1	10.9	10.9	10.5	11.3	5.3
16	8.5	3.4	5.1	9.6	2.2	6.4	4.5	11.1	10.0	10.4	11.2	7.8
17	9.8	10.2	4.2	6.9	2.7	7.7	5.2	10.8	10.9	10.4	11.0	10.5
18	11.3	0.5	6.5	8.6	3.5	8.5	1.6	9.9	10.9	10.9	11.1	10.4
19	10.2	1.6	1.5	3.2	5.6	9.3	6.1	10.6	10.4	10.3	10.6	11.0
20	9.1	6.3	3.1	4.7	9.7	4.2	9.1	10.8	10.8	10.5	11.1	9.1
21	11.3	8.9	4.6	0.6	0.0	9.3	5.0	10.9	9.9	11.0	11.5	10.2
22	10.9	9.8	0.7	1.8	1.9	9.2	2.3	9.4	9.7	10.4	8.6	8.9
23	10.6	6.2	2.1	4.4	1.6	8.1	5.9	7.1	10.8	11.2	9.6	8.9
24	10.7	10.0	3.6	5.5	1.6	5.5	4.3	8.8	7.9	9.9	9.0	8.6
25	11.3	11.5	0.0	0.7	5.8	6.6	2.9	8.7	8.9	10.0	5.7	8.1
26	10.0	10.6	2.4	2.1	2.6	5.3	5.9	9.4	7.8	10.9	8.3	0.3
27	4.4	8.6	1.9	3.2	3.5	1.0	3.7	11.0	9.0	8.2	6.5	3.9
28	7.1	10.6	1.1	4.6	1.9	3.1	9.9	11.0	10.2	8.6	6.2	7.4
29	6.1	11.3	2.3	3.0	4.1	4.5	7.7	10.5	10.1	7.9	8.6	6.9
30	7.8	9.6	0.6	3.4		2.1	7.8	10.9	10.8	10.5	8.9	4.8
31	5.2		2.5	4.4		6.6		8.7		9.2	8.9	
TOT.	252.1	257.9	127.4	144.3	98.1	168.3	146.6	298.7	282.7	285.8	309.5	249.2
PROM	8.1	8.6	4.1	4.7	3.4	5.4	4.9	9.6	9.4	9.2	10.0	8.3

RCC.

INFORMACION PROCESADA PARA : ELECTRO PUNO S.A.A.

Puno, 9 de Enero de 2013

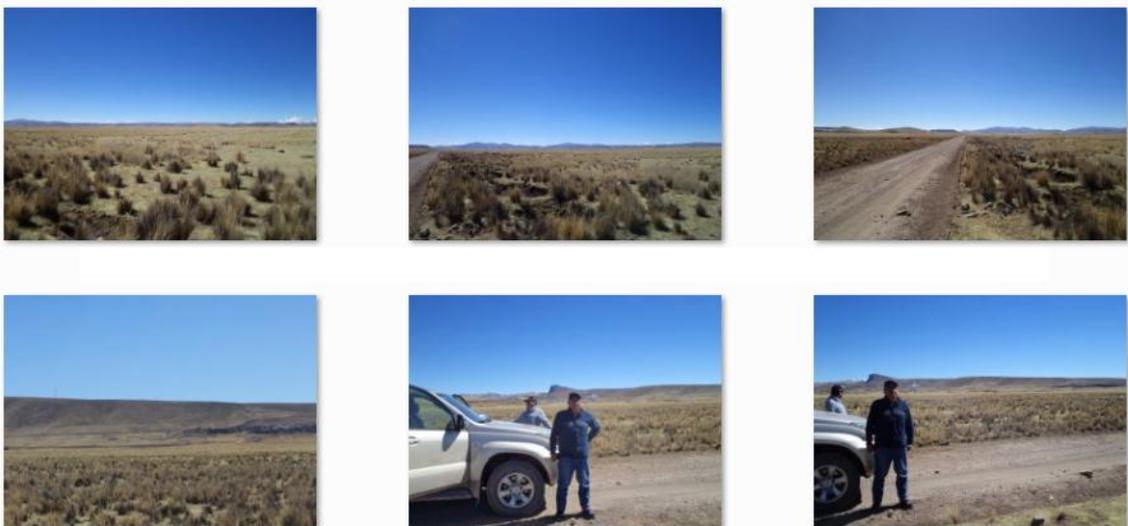
**Anexo 02**

**Fotos de inspección de lugares probables para la ubicación de la CTS**

**Fotos de Chuquibambilla**



**Fotos de Cutimbo**



**Fotos de Mocco**

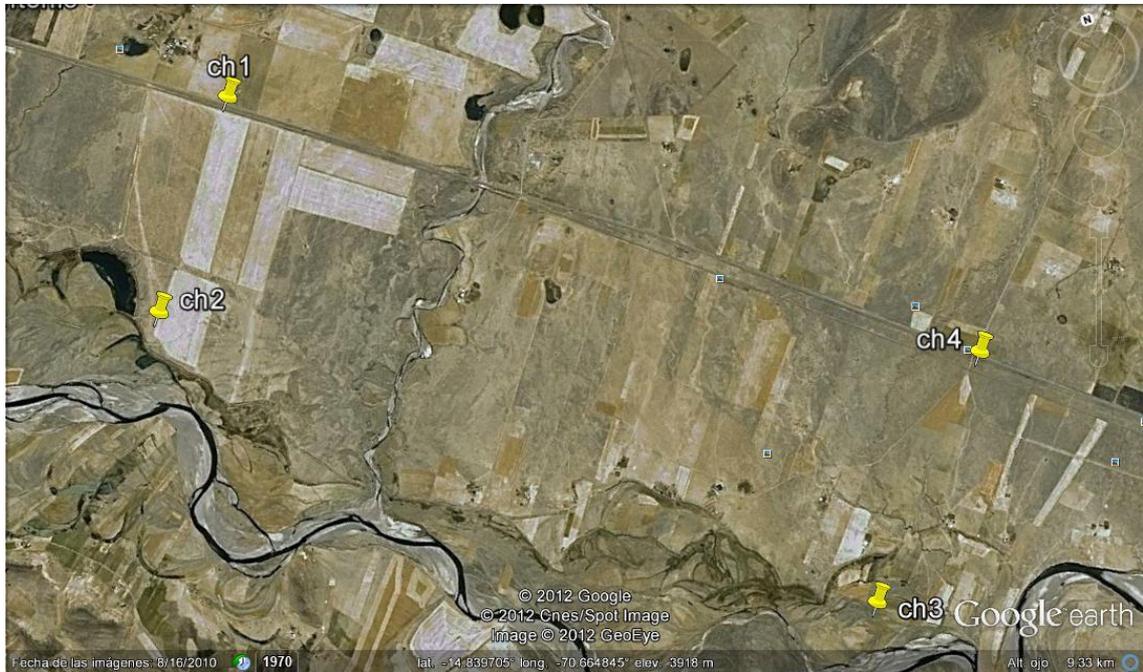


**Fotos de Viluyo**



Vistas espaciales de los lugares seleccionados utilizando el GOOGLE earth

Chuquibambilla



Cutimbo



### Mocco



### Viluyo



## Anexo 03

## Resultados de evaluación económica según SAM

Direct Capital Costs				
Site Improvements	287760	m2	5.00 \$/m2	\$ 1,438,800.00
Solar Field	287760	m2	270.00 \$/m2	\$ 77,695,200.00
HTF System	287760	m2	90.00 \$/m2	\$ 25,898,400.00
Storage	874.404	MWht	80 \$/kWht	\$ 69,952,305.25
Fossil Backup	55	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Power Plant	55	MWe, Gross	940 \$/kWe	\$ 51,700,000.00
Balance of Plant	55	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Contingency			7 %	\$ 15,867,929.37
Total Direct Cost				\$ 242,552,634.61

Indirect Capital Costs				
Total Land Area	260	acres	Nameplate	50 MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Land Cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Sales Tax of	18 %	applies to	80 %	of Direct Cost
				\$ 34,927,579.38
Total Indirect Cost				\$ 64,205,265.57

Total Installed Costs	
Total Installed Cost	\$ 306,757,900.18
Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)	\$ 6,197.13

Direct Capital Costs				
Site Improvements	575520	m2	5.00 \$/m2	\$ 2,877,600.00
Solar Field	575520	m2	270.00 \$/m2	\$ 155,390,400.00
HTF System	575520	m2	90.00 \$/m2	\$ 51,796,800.00
Storage	1764.71	MWht	80 \$/kWht	\$ 141,176,470.59
Fossil Backup	111	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Power Plant	111	MWe, Gross	940 \$/kWe	\$ 104,340,000.00
Balance of Plant	111	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Contingency			7 %	\$ 31,890,688.94
Total Direct Cost				\$ 487,471,959.53

Indirect Capital Costs				
Total Land Area	519	acres	Nameplate	100 MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Land Cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00
Sales Tax of	18 %	applies to	80 %	of Direct Cost
				\$ 70,195,962.17
Total Indirect Cost				\$ 129,011,670.47

Total Installed Costs	
Total Installed Cost	\$ 616,483,630.00
Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)	\$ 6,171.01

**Direct Capital Costs**

Site Improvements	863280	m2	5.00 \$/m2	\$ 4,316,400.00
Solar Field	863280	m2	270.00 \$/m2	\$ 233,085,600.00
HTF System	863280	m2	90.00 \$/m2	\$ 77,695,200.00
Storage	2655.01	MWht	80 \$/kWht	\$ 212,400,635.93
Fossil Backup	167	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Power Plant	167	MWe, Gross	940 \$/kWe	\$ 156,980,000.00
Balance of Plant	167	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Contingency			7 %	\$ 47,913,448.52
<b>Total Direct Cost</b>				<b>\$ 732,391,284.45</b>

**Indirect Capital Costs**

Total Land Area	779	acres	Nameplate	150	MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost	Total
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 80,563,041.29
Total Land Cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 7,790,689.13
Sales Tax of	18 %	applies to	80 %	of Direct Cost	\$ 105,464,344.96
<b>Total Indirect Cost</b>					<b>\$ 193,818,075.38</b>

**Total Installed Costs**

<b>Total Installed Cost</b>	<b>\$ 926,209,359.82</b>
<b>Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)</b>	<b>\$ 6,162.40</b>

**Direct Capital Costs**

Site Improvements	1.15758e+006	m2	5.00 \$/m2	\$ 5,787,900.00
Solar Field	1.15758e+006	m2	270.00 \$/m2	\$ 312,546,600.00
HTF System	1.15758e+006	m2	90.00 \$/m2	\$ 104,182,200.00
Storage	3529.41	MWht	80 \$/kWht	\$ 282,352,941.18
Fossil Backup	222	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Power Plant	222	MWe, Gross	940 \$/kWe	\$ 208,680,000.00
Balance of Plant	222	MWe, Gross	0 \$/kWe	\$ 0.00
Contingency			7 %	\$ 63,948,474.88
<b>Total Direct Cost</b>				<b>\$ 977,498,116.06</b>

**Indirect Capital Costs**

Total Land Area	1,045	acres	Nameplate	200	MWe
	Cost per acre	% of Direct Cost	Cost per Wac	Fixed Cost	Total
EPC and Owner Cost	\$ 0.00	11 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 107,524,792.77
Total Land Cost	\$ 10,000.00	0 %	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 10,446,605.87
Sales Tax of	18 %	applies to	80 %	of Direct Cost	\$ 140,759,728.71
<b>Total Indirect Cost</b>					<b>\$ 258,731,127.35</b>

**Total Installed Costs**

<b>Total Installed Cost</b>	<b>\$ 1,236,229,243.41</b>
<b>Estimated Total Installed Cost per Net Capacity (\$/kW)</b>	<b>\$ 6,187.33</b>

Anexo 04

Matrices de la evaluación de impacto ambiental

MATRIZ DE SIGNIFICANCIA DE IMPACTOS AMBIENTALES			ACTIVIDADES DEL PROYECTO DURANTE LA CONSTRUCCION															Promedio IT																					
			obras preliminares: campamentos, accesos, ofitoria; movimientos de tierra y acondicionamiento del lugar; construcción de cerco perimétrico.					Transporte de personal, equipos y materiales					Trabajos de excavación para cimentaciones, montaje de ductos y tapada de zanjas						Construcción de plataformas, estructuras y edificios					Montaje de equipos e instalaciones del bloque campo solar, bloque de potencia, S.E., L.T, agua y auxiliares					Pruebas y puesta en operación comercial										
MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	IT
FISICO	Calidad de Aire	Aumento de emisiones de gases y material particulado	1	2	2	1	1	6	2	1	1	1	1	5	1	2	1	1	1	5	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	4	2	2	1	1	1	7	5,8
		Aumento de los niveles de presión sonora	1	2	2	1	1	6	2	1	1	1	1	5	1	2	1	1	1	5	1	1	1	1	1	4	2	2	1	1	1	7	5,2						
		Emisión de campos electromagnéticos																									1	1	1	1	1	4	4,0						
	Calidad de Suelo	Contaminación de suelos	1	1	1	1	1	4							1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	4	4,0						
	Relieve	Modificación de relieve	1	2	2	2	3	9																									9,0						
	Calidad de agua	Afectación de napa freática	1	2	1	1	1	5							1	2	1	1	1	5													5,0						
BIOLOGICO	Fauna	Migración temporal o permanente	1	2	1	1	1	5	2	2	1	1	1	7	1	2	1	1	1	5	1	2	1	1	1	5	1	2	1	1	1	5	5,0						
SOCIO ECONOMICO Y CULTURA	Empleo	Generación de empleo	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	3	3	1	1	1	12	9,5
	Uso de suelo	Cambio en el uso de suelo	1	1	1	1	1	4																			1	1	1	1	1	2	6	5,0					
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	1	3	1	2	1	7	1	3	1	2	1	7	1	3	1	2	1	7	1	3	1	2	1	7	1	3	1	2	1	7	7,0						
	Infraestructura vial	Incremento del uso de la infraestructura vial							3	1	1	1	1	6																			6,0						
	Economía	Incremento de la actividad comercial	2	1	1	1	1	5	2	2	1	1	1	7	2	1	1	1	1	5	2	1	1	1	1	5	2	1	1	1	1	5	7,0						
	Estética	Alteración de la calidad visual	1	1	2	2	3	8													2	1	2	2	3	9	1	2	1	1	3	7	8,0						

CODIGO	PARAMETRO DE VALORACION	CATEGORIAS	CALIFICACION
E	Magnitud	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
F	Importancia	Poca	1
		Moderada	2
		Alta	3
G	Intensidad	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
H	Reversibilidad	Reversible	1
		Irreversible	2
I	Duración	Corto Plazo	1
		Mediano Plazo	2
		Largo Plazo	3

RANGO	CALIFICACION
16 - 17	Muy Alta
13 - 15	Alta
10 - 12	Media o Moderada
7 - 9	Baja
4 - 6	Muy Baja

MATRIZ DE SIGNIFICANCIA DE IMPACTOS AMBIENTALES																		Promedio IT				
			Operación del campo solar, sistema de almacenamiento y turbinas de vapor					Generación eléctrica e interconexión al SEIN					Mantenimiento de equipos e instalaciones electromecánicas									
MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	Promedio IT	
FISICO	Calidad de Aire	Aumento de emisiones de gases y material	2	2	2	1	3	10														10
		Aumento de los niveles de presión sonora	2	2	1	1	1	7	1	1	1	1	3	6								6,5
	Emisión de campos electromagnéticos							1	1	1	1	3	6								6	
	Calidad de Suelo	Riesgo de contaminación de suelos													1	1	1	1	1	4	4	
BIOLOGICO	Fauna	Riesgo afectación de napa freática													1	1	1	1	1	4	4	
		Migración temporal o permanente	1	2	2	2	3	9	1	2	1	1	3	7	1	2	1	1	1	5	7	
SOCIO ECONOMICO Y CULTURA	Empleo	Generación de empleo	2	2	1	1	3	9							2	2	1	1	1	7	8	
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	1	3	1	2	3	9							1	3	1	2	3	9	9	
	Infraestructura y servicios	Confiabilidad y disponibilidad de energía eléctrica							3	3	1	1	3	14							14	
		Generación de beneficios al estado peruano	3	3	1	1	3	14	3	1	1	1	3	8							11	
	Economía	Incremento de la actividad comercial							3	3	2	1	3	15	3	2	1	1	1	9	8	
		Acceso a bonos de carbono por MDL						3	2	1	1	3	11							11		

CODIGO	PARAMETRO DE VALORACION	CATEGORIAS	CALIFICACION
E	Magnitud	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
F	Importancia	Poca	1
		Moderada	2
		Alta	3
G	Intensidad	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
H	Reversibilidad	Reversible	1
		Irreversible	2
I	Duración	Corto Plazo	1
		Mediano Plazo	2
		Largo Plazo	3

RANGO	CALIFICACION
16 - 17	Muy Alta
13 - 15	Alta
10 - 12	Media o Moderada
7 - 9	Baja
4 - 6	Muy Baja

MATRIZ DE SIGNIFICANCIA DE IMPACTOS AMBIENTALES			ACTIVIDADES DEL PROYECTO DURANTE EL CIERRE																		
			Desmontaje y retiro de equipos e instalaciones electromecánicas					Demolición de obras civiles					Limpieza y restauración del lugar								
MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	IMPACTOS AMBIENTALES	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	E	F	G	H	I	IT	Promedio IT
FISICO	Calidad de Aire	Aumento de emisiones de gases y material particulado							1	2	1	1	1	5	1	1	1	1	1	4	4,5
		Aumento de los niveles de presión sonora	1	1	1	1	1	4	1	1	2	1	1	5							4,5
BIOLOGICO	Fauna	Migración temporal o permanente	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	4	1	1	1	1	1	4	4
SOCIO ECONOMICO Y CULTURAL	Empleo	Generación de empleo	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	2	3	1	1	1	9	9
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	1	3	1	2	1	7	1	3	1	2	1	7							7
	Infraestructura vial	Incremento del uso de la infraestructura vial	2	1	1	1	1	5													5
	Economía	Incremento de la actividad comercial	2	2	1	1	1	7	2	2	1	1	1	7							7
	Estética	Incremento de la calidad visual													1	2	2	1	3	8	8

CODIGO	PARAMETRO DE VALORACION	CATEGORIAS	CALIFICACION
E	Magnitud	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
F	Importancia	Poca	1
		Moderada	2
		Alta	3
G	Intensidad	Baja	1
		Media	2
		Alta	3
H	Reversibilidad	Reversible	1
		Irreversible	2
I	Duración	Corto Plazo	1
		Mediano Plazo	2
		Largo Plazo	3

RANGO	CALIFICACION
16 - 17	Muy Alta
13 - 15	Alta
10 - 12	Media o Moderada
7 - 9	Baja
4 - 6	Muy Baja

IDENTIFICACION DE IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES  NATURALEZA DE LOS IMPACTOS			ETAPAS DEL PROYECTO											
			CONSTRUCCION									CIERRE		
			Obras preliminares	Transporte personal, equipos y materiales	Trabajos de excavación	Construcción plataformas, estructuras y edificios	Montaje de rquipos e instalaciones ELEMEC	Pruebas y puesta en marcha	Operación del campo solar y turbinas	Generación eléctrica	Mantenimiento de equipos e instalaciones	Desmontaje y retiro de equipos e instalaciones	Demolición de obra civiles	Limpieza y restauración del lugar
MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES												
FISICO	Calidad de Aire	Emisiones de gases y material particulado	(-)	(-)	(-)			(-)	(+)			(-)	(-)	
		Aumento de los niveles de presión sonora	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)		(-)	(-)		
		Emisión de campos electromagnéticos							(-)					
	Relieve	Modificación de relieve	(-)											
	Calidad de suelo	Contaminación de suelos	(-)		(-)	(-)	(-)	(-)						
Calidad de agua	Afectación de la napa freática y aguas superficiales	(-)		(-)										
BIOLOGICO	Fauna	Migración temporal o permanente	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)		
SOCIO ECONOMICO Y CULTURA	Empleo	Generación de empleo	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)		
	Uso de Suelo	Cambio en el uso de suelo	(-)											
	Salud	Afectación de la salud de los trabajadores	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)		(-)	(-)			
	Infraestructura vial	Incremento del uso de la infraestructura vial		(-)							(-)			
	Servicios	Mejora confiabilidad y disponibilidad de energía eléctrica							(+)					
	Economía	Incremento de la actividad comercial	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)		(+)		(+)	(+)		
		Generación de beneficios al estado peruano							(+)					
		Acceso a bonos de carbono por MDL							(+)		(+)			
Estética	Alteración de la calidad visual	(-)			(-)	(-)					(-)			