

Máster Universitario en Mecánica Industrial 2017-2018

Trabajo Fin de Máster

“Diseño de una planta termosolar de receptor central de 100 MWe con almacenamiento en sales fundidas”

Harry Aarón Yapu Maldonado

Tutor/es

Dra. D. María de los Reyes Rodríguez Sánchez

Leganés, setiembre del 2018



[Incluir en el caso del interés de su publicación en el archivo abierto]

Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento – No Comercial – Sin Obra Derivada**

AGRADECIMIENTOS

Agradecer primeramente a Dios por ser esa fuerza espiritual que siempre me motiva a hacer las cosas bien y de la mejor manera.

Agradecer a mis padres Juan y Aledia, los cuales siempre me apoyaron con todo lo que tenían, y me daban sus palabras de aliento para seguir creciendo como persona y como profesional, son el mejor ejemplo de mi vida.

A mis hermanos, Peter, Joe, Melany y Uzielito, por el motivo y apoyo alentándome cada día, y la unidad que siempre nos caracteriza.

A mi enamorada Fiorella, por apoyarme en la distancia en este proyecto personal y esperarme mientras logro este objetivo.

A mi tutora Dra. D. María de los Reyes, por su predisposición a apoyarme y brindarme su experiencia y conocimiento para la culminación de este TFM.

RESUMEN

En el presente trabajo de fin de master, se llevó a cabo el diseño una planta termosolar de receptor central de 100 MWe en el distrito de la Joya, provincia y departamento de Arequipa, en Perú, partiendo de gráficas que relacionan la potencia de diseño, altura de torre, potencia del receptor, múltiplo solar, área reflectante, factor de capacidad, horas de almacenamiento, y capacidad de almacenamiento. Una vez determinados estos valores, con la ayuda de uno de los métodos de resolución de la integral de convolución denominado UNIZAR, procedimos a obtener el campo de heliostatos, la eficiencia de los heliostatos, la potencia sobre el receptor, el flujo sobre el receptor, todo simulado a través de un código en Matlab.

Para determinar las dimensiones del receptor y dimensiones de los tanques de almacenamiento de sales, se usó técnicas de optimización a través del algoritmo FMINCON (“Interior-point”) desarrollado en Matlab.

Una vez obtenido el diseño preliminar de la planta, procedemos a diseñar la planta en el programa SAM (Solar Advisor Model) con las dimensiones previamente calculadas y la respectiva ubicación geográfica, para después proceder al proceso de optimización de la planta en el mismo SAM y comparar los resultados.

Como resultados finales en el punto de diseño del equinoccio de primera para el hemisferio sur (22 de septiembre) y la radiación de 1000 W/m^2 obtuvimos que la altura de la torre es de 202 m más altura del receptor, el número de heliostatos será de 7410, los tanques de almacenamiento para sales calientes a $566 \text{ }^\circ\text{C}$ será de 13420 m^3 y para el tanque de sales frías a $288 \text{ }^\circ\text{C}$ será de 12175 m^3 , la potencia de diseño del receptor es de 457 MWt y los tanques tienen capacidad de almacenamiento de $2285,7 \text{ MWt.h}$ para poder brindar 8 horas de trabajo en ausencia de radiación solar y el área del terreno necesaria para la construcción es de 900 hectáreas.

La eficiencia media del campo de heliostatos es del 52,67%, el factor coseno alcanza un valor 0,84, el factor de atenuación alcanza el valor de 0,8824, el factor de sombras y bloqueo de 0,99 y el factor de desbordamiento 1 que serían las eficiencias más importantes del punto de diseño.

ABSTRACT

In the present final master project was carried out the designed a thermosolar plant of central receiver of 100 MWe in the district of La Joya, province and department of Arequipa, Peru, based on graphs that relate the design power, tower height, receiver power, solar multiple, reflective area, capacity factor, storage hours, and storage capacity. Once these values were determined, with the help of one of the resolution methods of the convolution integral called UNIZAR, we proceeded to obtain the field of heliostats, the efficiency of the heliostats, the power over the receiver, the flow over the receiver, everything simulated through a code in Matlab.

To determine the dimensions of the receiver and dimensions of the storage tanks of salts, optimization techniques were used through the algorithm FMINCON ("Interior-point") developed in Matlab.

Once the preliminary design of the plant has been obtained, we proceed to design the plant in the SAM (Solar Advisor Model) program with the previously calculated dimensions and the respective geographical location, and then proceed to the process of optimizing the plant in the same SAM and compare the results.

As final results at the design point of the first equinox for the southern hemisphere (September 22) and the radiation of 1000 W / m^2 we obtained that the height of the tower is 202 m plus height of the receiver, the number of heliostats will be of 7410, the storage tanks for hot salts at $566 \text{ }^\circ\text{C}$ will be 13420 m^3 and for the cold salt tank at $288 \text{ }^\circ\text{C}$ will be 12175 m^3 , the design power of the receiver is 457 MWt and the tanks have storage capacity of 2285.7 MWt.h in order to provide 8 hours of work in the absence of solar radiation and the area of land needed for construction is 900 hectares.

The average efficiency of the heliostat field is 52.67%, the cosine factor reaches a value of 0.84, the attenuation factor reaches the value of 0.8824, the shadow and blocking factor of 0.99 and the factor of overflow 1 which would be the most important efficiencies of the design point.

INDICE GENERAL

| | |
|--|----|
| AGRADECIMIENTOS..... | 2 |
| ABSTRACT | 4 |
| INDICE GENERAL..... | 5 |
| INDICE DE FIGURAS | 9 |
| INDICE DE TABLAS..... | 12 |
| CAPITULO I..... | 13 |
| 1. INTRODUCCION..... | 13 |
| 1.2 LA ENERGIA SOLAR | 14 |
| 1.3 EL SOL | 14 |
| 1.4 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE Y EFECTOS ATMOSFÉRICOS 15 | |
| 1.5 COMPONENTES DE LA RADIACION SOLAR..... | 17 |
| 1.6 POSICION RELATIVA TIERRA – SOL..... | 17 |
| 1.7 ANGULOS TIERRA - SOL..... | 18 |
| 1.7.1 ANGULO DE DECLINACION SOLAR | 18 |
| 1.8 GEOMETRIA SOLAR..... | 20 |
| 1.8.1 LONGITUD Y LATITUD | 20 |
| 1.8.2 SISTEMA HORIZONTAL Y ECUATORIAL..... | 21 |
| 1.8.2.1 SISTEMA HORIZONTAL | 22 |
| 1.8.2.2 SISTEMA ECUATORIAL | 22 |
| 1.8.3 ANGULO HORA SOLAR (ω)..... | 22 |
| 1.9 DETERMINACION DE LOS ANGULOS SOLARES | 23 |
| 1.9.1 ANGULO CENITAL | 23 |
| 1.9.2 ANGULO ALTITUD SOLAR..... | 24 |
| 1.9.3 ANGULO AZIMUTAL | 24 |
| CAPITULO II..... | 25 |
| 2.1 PLANTAS DE ENERGIA TERMOSOLAR | 25 |
| 2.2 TIPOS DE CENTRALES SOLARES PARA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA | 25 |
| 2.2.1.1 EL FLUIDO CALOPORTADOR | 26 |

| | |
|---|----|
| 2.2.1.2 EL CAMPO SOLAR | 27 |
| 2.2.2 CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL | 28 |
| 2.2.2.1 LOS PRINCIPIOS DE LA TECNOLOGÍA FRESNEL | 29 |
| 2.2.3 CENTRALES DE DISCO PARABÓLICO MÁS MOTOR STIRLING..... | 31 |
| 2.2.3.1 UN CONCEPTO MODULAR | 31 |
| 2.2.3.2 EL ESPACIO OCUPADO | 32 |
| 2.2.4 PLANTAS DE RECEPTOR CENTRAL CON GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR..... | 33 |
| 2.2.4.1 HELIOSTATOS | 33 |
| 2.2.4.2 DISPOSICIONES DEL CAMPO SOLAR | 34 |
| 2.2.4.3 EL RECEPTOR..... | 36 |
| 2.2.5 PLANTAS DE TORRE CENTRAL CON SALES INORGÁNICAS FUNDIDAS | 39 |
| 2.2.5.1 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL..... | 39 |
| 2.2.5.1 VENTAJAS DE LAS PLANTAS DE TORRE CENTRAL CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO | 41 |
| 2.2.5.2 INCONVENIENTES | 41 |
| CAPITULO III | 43 |
| 3.1 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN CENTRALES TERMOSOLARES | 43 |
| 3.2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO | 44 |
| 3.2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN PLANTAS DE ENERGIA SOLAR | 48 |
| CAPITULO IV | 49 |
| FASES DEL DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR CON TORRE RECEPTORA..... | 49 |
| 4.1 EMPLAZAMIENTO..... | 49 |
| 4.2. PUNTO DE DISEÑO..... | 49 |
| 4.6. DIMENSIONADO DEL ALMACENAMIENTO | 52 |
| CAPITULO V | 53 |
| DISEÑO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS CIRCULAR..... | 53 |
| 5.1 CAMPO DE HELIOSTATOS CIRCULAR | 54 |
| 5.2 EFICIENCIA OPTICA UN HELIOSTATO..... | 57 |
| 5.2.1 FACTOR SOMBRAS Y BLOQUEO | 57 |

| | |
|--|----|
| 5.2.2 FACTOR DE “SPILLAGE” O DESBORDAMIENTO..... | 58 |
| 5.2.3 FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA..... | 59 |
| 5.2.4 FACTOR COSENO ($\cos \omega t$) | 60 |
| 5.3 EFICIENCIA OPTICA DEL CAMPO DE HELIOSTATOS | 62 |
| CAPITULO VI..... | 63 |
| CALCULO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA POR EL CAMPO DE HELIOSTATOS | 63 |
| INTRODUCCION..... | 63 |
| 6.1 SISTEMA DE COORDENADAS | 63 |
| 6.2 POTENCIA INSTANTÁNEA PRODUCIDA POR UN HELIOSTATO | 65 |
| 6.3 POTENCIA ENVIADA SOBRE EL RECEPTOR POR UN HELIOSTATO | 67 |
| 6.4 FLUJO SOBRE EL RECEPTOR..... | 68 |
| 6.5 TÉCNICAS DE APUNTAMIENTO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS | 71 |
| 6.5.1 TÉCNICA DE APUNTAMIENTO DIRECTA SEGMENTADA..... | 72 |
| CAPITULO VII..... | 73 |
| DISEÑO DE LA PLANTA SOLAR DE 100 MWe..... | 73 |
| 7.1 EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA | 73 |
| 7.2. PUNTO DE DISEÑO..... | 75 |
| 7.2.1 MULTIPLO SOLAR Y POTENCIA TERMICA (MWt) | 75 |
| 7.2.2 ALTURA DE LA TORRE | 76 |
| 7.2.3 AREA DEL RECEPTOR | 77 |
| 7.2.4 CALCULO DEL DIAMETRO Y ALTURA DEL RECEPTOR..... | 77 |
| 7.2.5 FACTOR DE CAPACIDAD Y HORAS DE AUTONOMIA | 80 |
| 7.2.6 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO | 80 |
| 7.2.7 AREA REFLECTANTE TOTAL PARA EL CAMPO DE HELIOSTATOS .. | 81 |
| 7.2.8 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO .. | 82 |
| 7.2.8.1 CALOR ESPECIFICO VARIABLE CON LA TEMPERATURA..... | 83 |
| 7.2.8.2 DENSIDAD VARIABLE CON LA TEMPERATURA | 83 |
| 7.2.8.3 TEMPERATURA DE TRABAJO DE LAS SALES | 83 |
| 7.2.8.4 CALCULO DE LA MASA DE SALES FUNDIDAS A ALMACENAR | 84 |
| 7.2.8.5 CALCULO DE LA DENSIDAD DE LAS SALES FUNDIDAS..... | 84 |
| 7.2.8.6 CALCULO DEL VOLUMEN DE LOS TANQUES | 85 |
| 7.2.8.7 CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LOS TANQUES..... | 86 |
| 7.3 RESUMEN DE RESULTADOS PREVIOS | 89 |

| | |
|--|-----|
| 7.4 RESULTADOS DE LA SIMULACION CON EL MODELO EN MATLAB | 91 |
| 7.4.1 DISTRIBUCION DEL CAMPO DE HELIOSTATOS | 93 |
| 7.4.2 FLUJO SOBRE EL RECEPTOR | 95 |
| 7.4.3 TÉCNICAS DE APUNTAMIENTO | 96 |
| CAPÍTULO VIII | 97 |
| OPTIMIZACION DE LA PLANTA TERMOSOLAR..... | 97 |
| INTRODUCCION..... | 97 |
| 8.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA..... | 97 |
| 8.2 PARAMETROS DE DISEÑO | 97 |
| 8.3 CAMPO DE HELIOSTATOS | 98 |
| 8.4 DISEÑO DEL RECEPTOR | 100 |
| 8.5 VOLUMEN Y DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE SALES FUNDIDAS | 100 |
| 8.6 OPTIMIZACION DEL CAMPO DE HELIOSTATOS Y TORRE..... | 101 |
| CONCLUSIONES..... | 105 |
| TRABAJOS FUTUROS..... | 117 |
| ANEXOS | 118 |
| 1. HELIOSTATOS SENER | 118 |
| 2. PROPIEDADES FISICAS DE LAS SALES INORGANICAS | 119 |
| 3. CÓDIGOS EN MATLAB | 120 |
| 3.1 CÓDIGO PARA GENERAR EL CAMPO DE HELIOSTATOS | 120 |
| 3.2 CODIGO PARA GENERAR LAS DIMENSIONES DEL RECEPTOR | 132 |
| 3.3 CODIGO PARA GENERAR LAS DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO | 132 |
| BIBLIOGRAFIA | 134 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 Distribución espectral de la radiación extraterrestre y a nivel del mar, en | 15 |
| Figura 2 Variación anual de la irradiación solar extraterrestre [2]..... | 16 |
| Figura 3 Longitud de trayectoria atmosférica y su relación con la masa de aire. [2]..... | 16 |
| Figura 4 Radiación total y sus componentes [3]..... | 17 |
| Figura 5 Posición de la Tierra - Sol [5] | 18 |
| Figura 6 Posición de la Tierra durante los solsticios y equinoccios, así como la diferencia de la declinación (delta) entre los distintos puntos. [6] | 19 |
| Figura 7 Variación del ángulo de declinación [7] | 19 |
| Figura 8 Longitud y Latitud | 21 |
| Figura 9 Latitud ϕ y longitud L para una ubicación T. [2] | 21 |
| Figura 10 Angulo altitud solar (h) y ángulo azimut solar (α). [8]..... | 22 |
| Figura 11 Angulo hora solar [9] | 23 |
| Figura 12 Ángulos solares en la esfera terrestre [2] | 23 |
| Figura 13 Esquema de funcionamiento CCP [11]..... | 26 |
| Figura 14 Componentes principales del campo solar [12] | 27 |
| Figura 15 Planta solar Fresnel [13]..... | 28 |
| Figura 16 Componentes de una planta solar Fresnel [14] | 29 |
| Figura 17 Esquema de funcionamiento de una planta solar Fresnel [15]..... | 30 |
| Figura 18 Disco parabólico con motor Stirling [16]..... | 32 |
| Figura 19 Planta termosolar de torre central “PS20”y PS10, Sanlúcar la Mayor, Sevilla [17] | 33 |
| Figura 20 Campo de Heliostatos [18]..... | 34 |
| Figura 21 Plantas termosolares PS10 y PS20 con campo Norte. [19]..... | 35 |
| Figura 22 Planta termosolar Gemasolar con campo circular [20]..... | 35 |
| Figura 23 Receptor de cavidad PS20 [21] | 36 |
| Figura 24 Imagen Ampliada del receptor PS20 [22] | 37 |
| Figura 25 Receptor circular externo Gemasolar [23] | 37 |
| Figura 26 Gemasolar la primera planta termosolar con sales fundidas [24] | 39 |
| Figura 27 Esquema de funcionamiento de una planta de torre central con sales fundidas [25] | 41 |
| Figura 28 Tecnologías de centrales de concentración solar [26]..... | 43 |
| Figura 29 Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor sensible con medios líquidos [10] | 45 |
| Figura 30 Materiales para almacenamiento de energía térmica por calor sensible [27] | 45 |
| Figura 31 Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor latente con un cambio de fase sólido-líquido [10]..... | 46 |
| Figura 32 Lista de materiales para el almacenamiento de calor latente [28] | 47 |
| Figura 33 Características de materiales para el almacenamiento de calor latente [29].. | 48 |
| Figura 34 Mapa de radiación Global [31] | 49 |
| Figura 35 Relación entre Múltiplo Solar - Potencia térmica y Potencia de diseño [32] | 50 |
| Figura 36 Incremento anual de la eficiencia del sistema con adición de almacenamiento para diferentes MS [30] | 50 |

| | |
|---|----|
| Figura 37 Potencia del receptor - Tipo de campo - Altura de Torre [32]..... | 51 |
| Figura 38 Área de interceptación del receptor - Potencia térmica del receptor [32]..... | 51 |
| Figura 39 Tamaño de almacenamiento térmico en función del factor de capacidad de la planta (El número de horas es estimado para la producción pico de la turbina) [32] | 52 |
| Figura 40 Nomenclatura de la eficiencia óptica en un campo de heliostatos [37] | 53 |
| Figura 41 Definiciones fundamentales de un campo de heliostatos [40] | 55 |
| Figura 42 Valores óptimos de plantas solares (Battleson 1981). [44]..... | 55 |
| Figura 43 Variación del radio entre filas | 56 |
| Figura 44 Pérdidas por sombras y bloqueo en un campo de heliostatos [44] | 58 |
| Figura 45 Factor de atenuación atmosférica para un día claro y nublado [46] | 59 |
| Figura 46 El efecto coseno para un campo de heliostatos ubicado en el hemisferio norte [1] | 60 |
| Figura 47 Coordenadas que definen el reflejo de los rayos solares mediante un heliostato en un único punto de mira. El vector "n" es normal a la superficie reflectante del heliostato [44] | 61 |
| Figura 48 La convolución de la forma del sol y los errores de superficie aleatorios se origina un perfil gaussiano en la imagen solar concentrada. [48] | 63 |
| Figura 49 Sistemas de coordenadas [45] | 64 |
| Figura 50 Patrón de densidad de flujo que llega al receptor desde un heliostato típico. [44] | 65 |
| Figura 51 Densidad de flujo sobre el receptor de abertura [45] | 66 |
| Figura 52 Parte posterior del heliostato utilizado en la planta piloto del receptor central Solar One en Barstow, California. [44] | 71 |
| Figura 53 Distribución de los rayos reflejados por los heliostatos sobre el receptor [1] | 72 |
| Figura 54 Ubicación proyectada de la planta termo solar. [49]..... | 73 |
| Figura 55 Obteniendo la potencia del receptor con el MS [32]..... | 76 |
| Figura 56 Obtención de la altura de la torre (THT) a través de la potencia térmica del receptor [32] | 76 |
| Figura 57 Hallando la superficie del receptor mediante la Potencia térmica del receptor [32] | 77 |
| Figura 58 Receptor de sodio [51] | 78 |
| Figura 59 Dimensiones a optimizar para el receptor [1] | 79 |
| Figura 60 Factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento [32] | 80 |
| Figura 61 Calor de almacenamiento para la turbina de 100 MWe y el factor de capacidad [32] | 81 |
| Figura 62 Área reflectante del campo de heliostatos como función de la Potencia térmica [32] | 82 |
| Figura 63 Datos de un receptor de 468 MWt para una planta de sales fundidas de 100MWe [51] | 84 |
| Figura 64 Circuito de las sales fundidas en una Planta Termosolar de receptor central [55] | 85 |
| Figura 65 Tanque cilíndrico de sales calientes [30] | 86 |
| Figura 66 Tanque caliente con las dimensiones de diseño | 88 |

| | |
|---|-----|
| Figura 67 Tanque frío con las dimensiones de diseño | 88 |
| Figura 68 Esquema de trabajo del código en Matlab para la simulación del campo de heliostatos | 92 |
| Figura 69 Distribución de heliostatos sobre el terreno | 93 |
| Figura 70 Campo de heliostatos alineados por eficiencia | 94 |
| Figura 71 Radio máximo del campo de heliostatos..... | 95 |
| Figura 72 Flujo solar sobre el receptor | 95 |
| Figura 73 Distribución de los rayos solares sobre el receptor | 96 |
| Figura 74 Localización geográfica de la ciudad de Arequipa en SAM..... | 97 |
| Figura 75 Parámetros del punto de diseño..... | 98 |
| Figura 76 Campo de heliostatos generados por SAM. | 99 |
| Figura 77 Ampliación del campo de heliostatos generado por SAM..... | 99 |
| Figura 78 Dimensiones de la torre y el receptor..... | 100 |
| Figura 79 Dimensiones de los tanques de almacenamiento de sales fundidas..... | 101 |
| Figura 80 Opción de optimización de la geometría del campo solar | 101 |
| Figura 81 Resultados de la optimización de la geometría solar | 102 |
| Figura 82 Resumen de la optimización de la planta solar | 103 |
| Figura 83 Campo solar optimizado para 100 MWe en SAM | 103 |
| Figura 84 Altura de torre en base a la potencia del receptor hallada por de SAM..... | 108 |
| Figura 85 Área de reflejante para la potencia de 457 MWt..... | 109 |
| Figura 86 Eficiencia óptica anual de SAM..... | 110 |
| Figura 87 Eficiencia del campo de heliostatos para el verano (N=356) en el hemisferio Sur..... | 111 |
| Figura 88 Eficiencia del campo de heliostatos para el otoño (N=80) en el hemisferio Sur | 112 |
| Figura 89 Eficiencia del campo de heliostatos para el invierno (N=171) en el hemisferio Sur..... | 113 |
| Figura 90 Gráfico resumen de la variación de la eficiencia | 114 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| Tabla 1 Características físicas [4]..... | 14 |
| Tabla 2 Valores promedio del ángulo de declinación solar..... | 20 |
| Tabla 3 Sistemas de almacenamiento termico [30] | 48 |
| Tabla 4 Resumen de resultados a comparar de la planta termosolar de receptor central | 105 |
| Tabla 5 Dimensiones finales de la planta termosolar de 100 MWe | 114 |
| Tabla 6 Eficiencias de diseño para la planta termosolar de 100 MWe..... | 116 |

CAPITULO I

1. INTRODUCCION

El objetivo principal de este TFM, es el diseño de una planta solar de receptor central de una potencia de 100 MWe con almacenamiento en sales fundidas. La planta está proyectada con condiciones climatológicas y de irradiación de la zona geográfica de la Joya – Arequipa, situada en Perú, con coordenadas geográficas: latitud $16^{\circ} 43' 34''$ Sur, longitud $71^{\circ} 51' 40''$ Oeste. Para diseñar el campo de heliostatos se creará un código en Matlab 2017a, utilizando el modelo matemático de distribución de densidad de flujo para el campo de heliostatos y tomará en cuenta las pérdidas ópticas como: sombras, bloqueo, factor coseno, atenuación, reflectividad y desbordamiento.

Para alcanzar una distribución adecuada tanto de densidad de flujo como de ratio de concentración se usará el método de convolución que se basa en la superposición de funciones de conos de errores, cuya resolución permite obtener una solución de manera más veloz que con el método de rastreo de rayos (Monte Carlo Ray Tracing). Dentro de las muchas formas de resolver la integral de convolución se escogió el método UNIZAR que obtiene una expresión analítica basado en las funciones de error, por lo cual es adecuado para enfoque de helióstatos rectangulares.

Para el receptor se emplearán técnicas de apuntamiento adecuadas para evitar que todos los heliostatos apunten a un solo punto, evitando así que se generen altos gradientes de temperatura que podrían desencadenar que el material acorte su vida útil por elevados esfuerzos térmicos.

Una vez generado el campo de heliostatos se procederá a su optimización del campo de heliostatos usando el software SAM (System Advisor Model), en este se introducirá las coordenadas generadas por el modelo matemático de la ubicación de cada heliostato en el mismo.

Para generar las dimensiones óptimas del receptor y los tanques, se hará uso de técnicas de optimización clásicas mediante el algoritmo FMINCON empleando el programa Matlab.

1.2 LA ENERGIA SOLAR

Durante milenios el hombre ha utilizado la energía solar como una energía primaria, que solo brindaba luz y calor, pero debido a los avances científicos y el constante decaimiento de las fuentes energéticas, ha tenido que enfocar sus conocimientos en poder extraer del sol, más formas de energías tales como la fotovoltaica o la termosolar, para así poder paliar su necesidad energética y enfrentar uno de los desafíos globales más grandes, el cual es el poder reducir la contaminación ambiental producida por los gases invernadero.

1.3 EL SOL

El sol es la estrella más cercana a la tierra en nuestro sistema solar, es una estrella clasificada como G-2, la cual alcanza una temperatura aparente de 5800 K y clasificada en base a su luminosidad como V que la describiría como estrella enana.

El sol como fuente luminosa y de radiación está compuesto por 73,6% de hidrogeno, 24,85% de helio, 0,77% de oxígeno, 0,29% de carbono y el 0,63% pertenece a elementos como hierro, azufre, neón, magnesio y silicio.

La energía del sol, se genera a partir de reacciones termonucleares producidas en el interior de la estrella, donde átomos de hidrógeno se fusionan para dar origen a átomos de helio, realizando así una reacción exotérmica, que libera energía en grandes cantidades alrededor de $3,8 \times 10^{23}$ kilovatios o expresándolo en forma equivalente, el sol produce 760 000 veces la producción energética anual a nivel mundial.

Tabla 1 Características físicas [4]

| | |
|---------------------------------------|---|
| Diámetro | 1 391 016 km($\sim 1,4 \times 10^9$ m) |
| Diámetro relativo (d_s/d_T) | 109 |
| Superficie | $6,0877 \times 10^{12}$ km ² |
| Volumen | $1,4123 \times 10^{18}$ km ³ |
| Masa | $1,9891 \times 10^{30}$ kg |
| Masa relativa a la de la Tierra | 332 946 X |
| Densidad | 1411 kg/m ³ |
| Densidad relativa a la de la Tierra | 0,26x |
| Densidad relativa al agua | 1,41x |
| Gravedad en la superficie | 274 m/s ² (27,9 g) |
| Velocidad de escape | 617,7 km/s |
| Temperatura efectiva de la superficie | 5778 K (5505 C) |
| Temperatura máxima de la corona | $1-2 \times 10^5$ K ¹ |
| Temperatura del núcleo | $\sim 1,36 \times 10^6$ K |
| Luminosidad (L_s) | $3,827 \times 10^{26}$ W |

1.4 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE Y EFECTOS ATMOSFÉRICOS

La radiación solar que la tierra recibe en el límite superior de su atmosfera se llama radiación solar extraterrestre. La distribución espectral de la radiación solar en este límite se aproxima bastante al de una distribución del cuerpo negro a una temperatura de 5760 K, mientras en la superficie terrestre este valor es inferior debido a que sufre una reducción en su paso a través de la atmosfera.

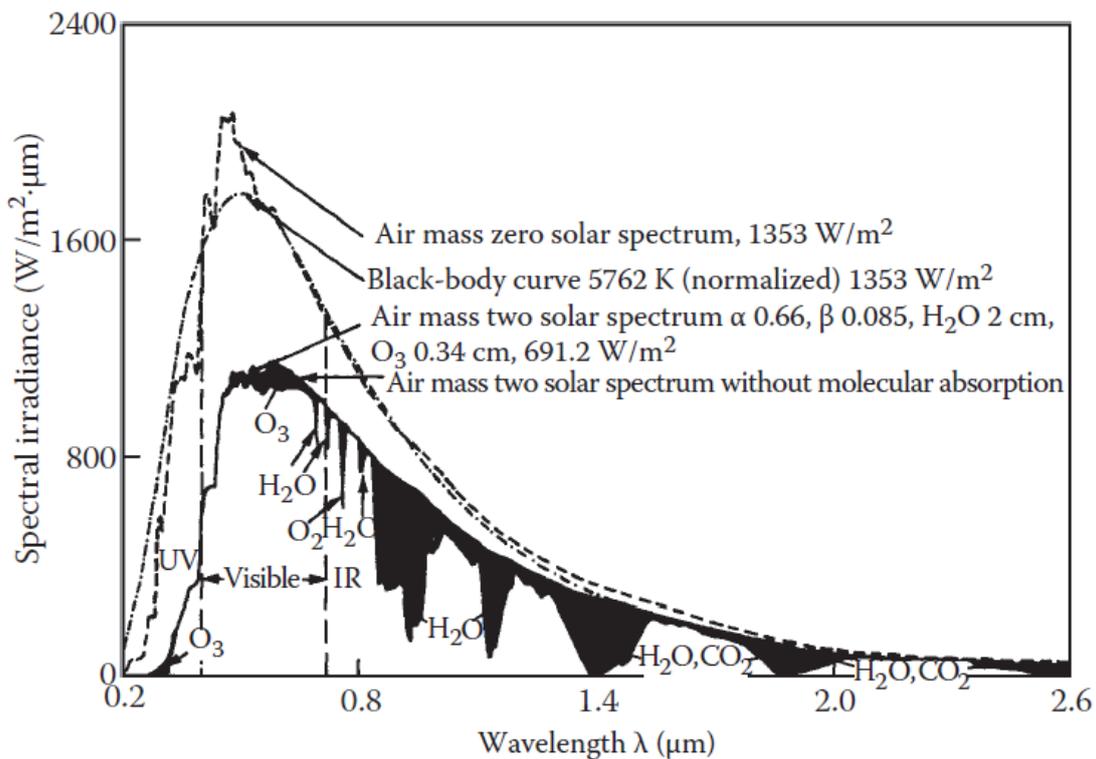


Figura 1 Distribución espectral de la radiación extraterrestre y a nivel del mar, en comparación con la radiación de cuerpo negro. [1]

Debido a la órbita elíptica que realiza la tierra alrededor del sol esta radiación extraterrestre varía conforme varía los días del año pudiéndose resumir sus valores en la figura 2. Se puede tomar un valor constante de la radiación extraterrestre llamada muchas veces constante solar $I_0=1367 \text{ W/m}^2$, este valor fue medido por la NASA. Para hallar la variación de la radiación extraterrestre a lo largo del año se puede hallar mediante la siguiente ecuación.

Donde:

N= Número de días

$$I = I_0 \left[1 + 0,034 * \cos \left(\frac{360 * N}{365,25} \right) \right] \quad \text{Ec. 1.1 [1]}$$

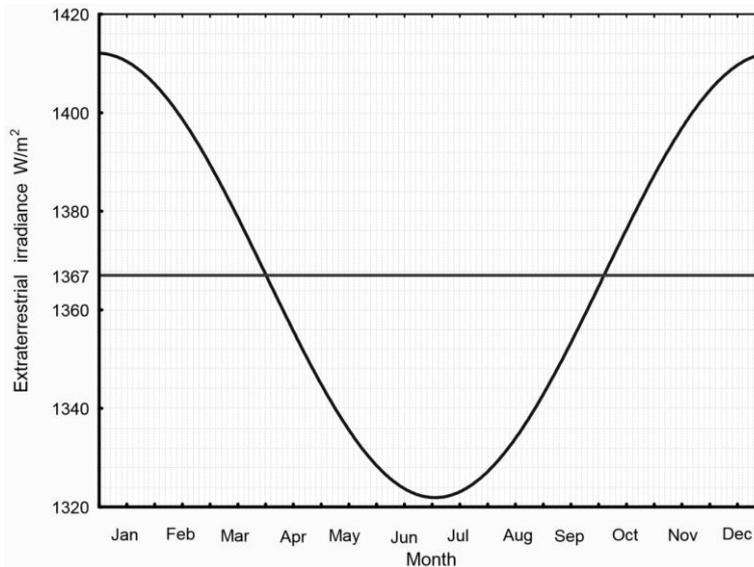


Figura 2 Variación anual de la irradiancia solar extraterrestre [2]

La reducción de la radiación se debe a los factores:

- Absorción por constituyentes atmosféricos
Debido a gases como el ozono (O_3), oxígeno (O_2), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua.
- Dispersión de moléculas de aire y partículas de aerosol
- Reflexión debida a las nubes

Para absorción y reflexión están fuertemente influenciadas por la longitud de los rayos solares al atravesar la atmosfera, por ejemplo, cuando se da el amanecer los rayos del sol inciden de manera oblicua sobre la superficie terrestre lo que obliga a los rayos a atravesar mayor proporción de atmosfera, caso contrario es al medio día, donde el sol se ubica de forma perpendicular a la superficie terrestre por lo que la longitud que atraviesa la radiación es menor. Por lo tanto, la absorción y reflexión en la masa de aire se puede relacionar con el ángulo formado entre los rayos solares y la normal de la superficie terrestre llamado ángulo de cenit solar (θ_z) Fig. 3.

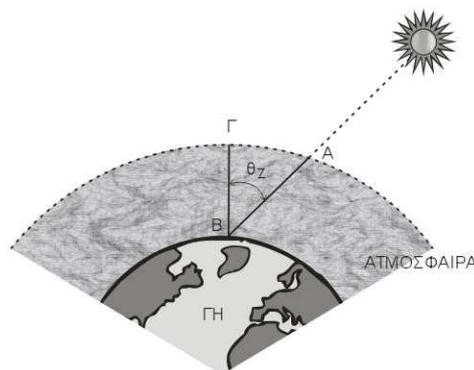


Figura 3 Longitud de trayectoria atmosférica y su relación con la masa de aire. [2]

1.5 COMPONENTES DE LA RADIACION SOLAR

La radiación solar total (I_T) se divide en tres componentes cuando incide en la superficie terrestre, siendo la radiación directa, la radiación difusa y la radiación reflejada. Véase Fig. 4.

La radiación directa (I_D) es la energía que proviene directamente del sol, este tipo de radiación es importante para los sistemas de concentración solar.

La radiación difusa (I_d) es parte de la radiación directa que fue absorbida por la atmosfera.

La radiación reflejada (I_r) es parte de la radiación directa que llega a la superficie luego de ser reflejada por el suelo u otras superficies, por lo general puede ser despreciable.

$$I_T = I_D + I_d \quad \text{Ec. 1.2}$$

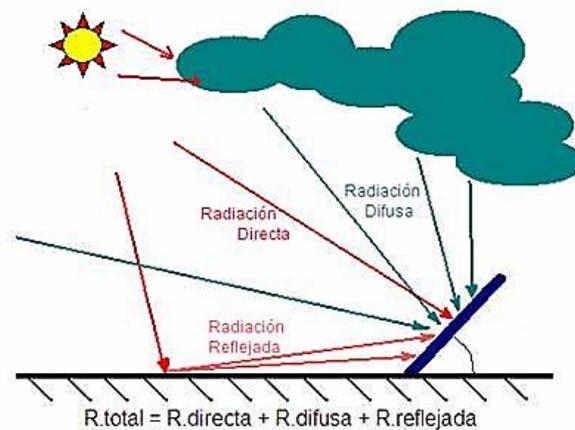


Figura 4 Radiación total y sus componentes [3]

1.6 POSICION RELATIVA TIERRA – SOL

La posición de la tierra con respecto al sol es de vital importancia en la cuantificación de la energía solar que llega al planeta, ya que esta intrínsecamente ligada a las estaciones del año. Como se sabe la tierra gira alrededor del sol describiendo una órbita elíptica de 93 millones de Km con una velocidad de traslación de 107.28 Km/h, todo este movimiento lo realiza en un periodo de 365 días con 6 horas.

La distancia tierra sol sufre variación dependiendo de la posición en la órbita elíptica, llamándose afelio a la distancia más alejada que alcanza la tierra respecto al sol y perihelio a la zona más cercana. Pero estas distancias son menos influyentes en las estaciones del año porque varían entre ellas alrededor del 3%, ya que el factor más importante es la inclinación del eje imaginario de la tierra que es de $23,45^\circ$ que origina una variación en la incidencia de la radiación solar.

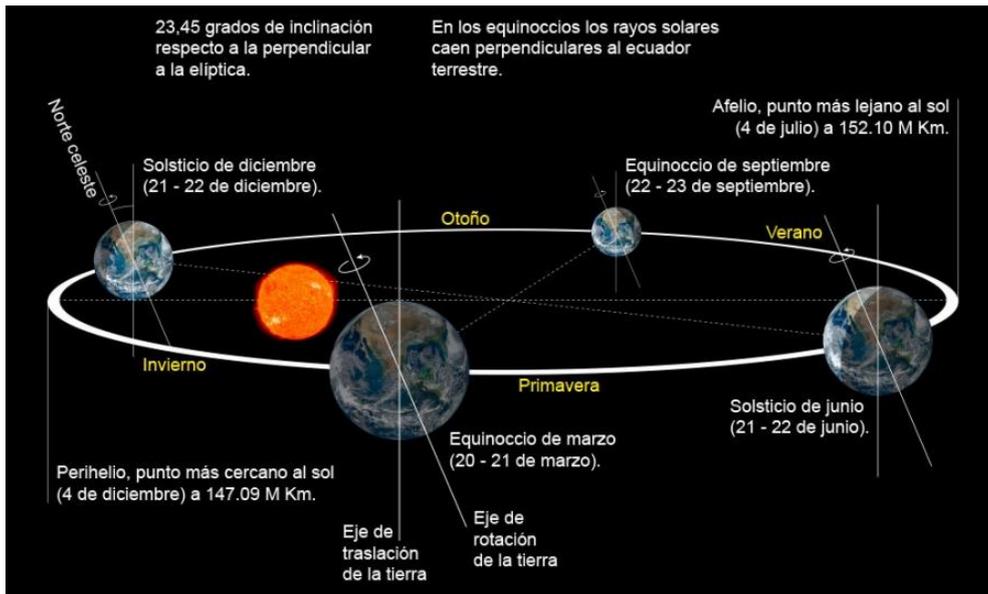


Figura 5 Posición de la Tierra - Sol [5]

1.7 ANGULOS TIERRA - SOL

Como se puede apreciar en la figura 5, la tierra realiza dos movimientos alrededor del sol uno de rotación sobre su propio eje y otro de traslación. Ahora definiremos el ángulo de declinación solar.

1.7.1 ANGULO DE DECLINACION SOLAR

Se llama así al ángulo formado entre el eje de rotación de la tierra y el eje perpendicular de la elíptica siendo este valor de $23,45^\circ$ figura 6.

Este ángulo por geometría, puede ser medido también entre el plano ecuatorial de la tierra y los rayos del sol. El valor máximo ($+23,45^\circ$) lo alcanza el 21 de junio, el cual corresponde al solsticio de verano para el hemisferio norte y solsticio de invierno para el hemisferio sur. El valor mínimo ($-23,45^\circ$) lo alcanza el 20 de diciembre el cual da inicio al invierno en el hemisferio norte y solsticio de verano en el hemisferio sur. El ángulo de declinación será nulo (0°) en el equinoccio de primavera para el hemisferio norte (21 de marzo) y en el equinoccio de otoño (22 de setiembre).

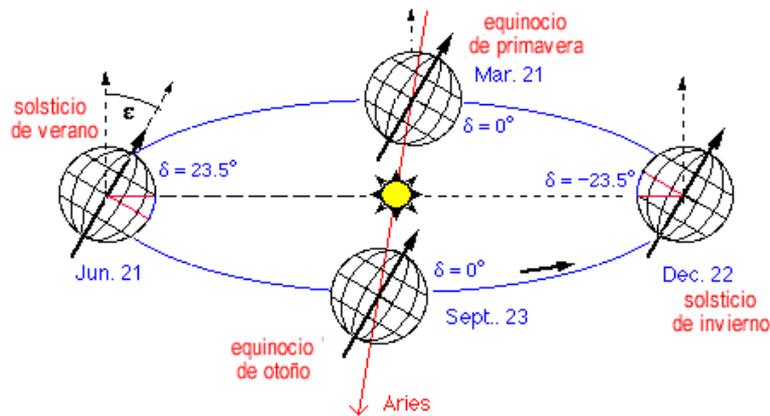


Figura 6 Posición de la Tierra durante los solsticios y equinoccios, así como la diferencia de la declinación (delta) entre los distintos puntos. [6]

Debido a que la planta está proyectada en Perú – Arequipa, los cálculos estarán inclinados hacia el hemisferio sur, el día 22 de setiembre, momento del año en el que el ángulo de declinación es 0°. En la figura 7 se muestra la variación del ángulo de declinación conforme varían los meses del año.



Figura 7 Variación del ángulo de declinación [7]

La declinación en grados, para cualquier día del año puede calcularse aproximadamente mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left[360 \left(\frac{284+N}{365} \right) \right] \quad \text{Ec. 1.3 [1]}$$

Donde:

N = Es el día del año.

La declinación solar como puede apreciarse depende de los días del año. Sin embargo, si se requieren valores medios mensuales, el día del mes escogido y día en el calendario juliano serán escogidos acorde a la tabla 2.

Tabla 2 Valores promedio del ángulo de declinación solar

| Mes | Fecha | Días del año | Declinación solar |
|------------------|-------|--------------|-------------------|
| Enero | 17 | 17 | -20.9 |
| Febrero | 16 | 47 | -13 |
| Marzo | 16 | 75 | -2.4 |
| Abril | 15 | 105 | 9.4 |
| Mayo | 15 | 135 | 18.8 |
| Junio | 11 | 162 | 23.1 |
| Julio | 17 | 198 | 21.2 |
| Agosto | 16 | 228 | 13.5 |
| Setiembre | 15 | 258 | 2.2 |
| Octubre | 15 | 288 | -9.6 |
| Noviembre | 14 | 318 | -18.9 |
| Diciembre | 10 | 344 | -23 |

1.8 GEOMETRIA SOLAR

Para poder hacer un uso adecuado y cuantificar la energía solar, como ya se vio en el apartado 1.6, es necesario entender la posición aparente del sol respecto de la tierra, así como los ángulos que describe el sol respecto de la tierra.

1.8.1 LONGITUD Y LATITUD

LONGITUD (L)

La longitud es la medida del ángulo a lo largo del plano ecuatorial a cualquier punto de la Tierra, aceptándose a Greenwich (Londres) como la longitud 0°. Este ángulo varía desde 0° a 180°, los valores que se encuentran al Este del Meridiano Cero reciben la denominación Este (E), y los que están al Oeste del meridiano Cero reciben la denominación Oeste (O).

LATITUD (ϕ)

Es el ángulo entre cualquier punto y el plano ecuatorial, las líneas de latitud se llaman paralelos y son círculos paralelos al ecuador. Todos los puntos ubicados en el mismo paralelo tienen igual latitud, se miden de 0° a 90°, los puntos que se ubican al norte del plano ecuatorial se denominan Norte (N) y los que están al sur se denominan Sur (S). véase figura 8.

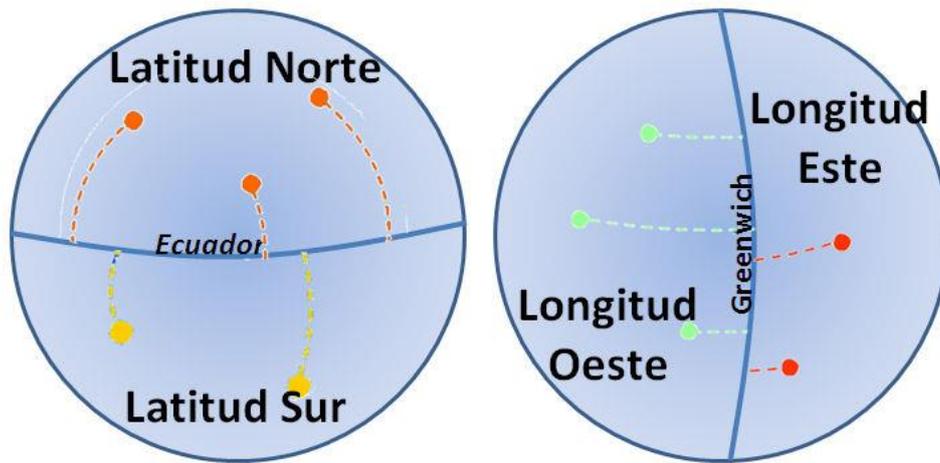


Figura 8 Longitud y Latitud

Para un punto específico (T), se puede realizar la caracterización de los ángulos latitud (ϕ) y longitud (L) queda definido en la figura 9, donde G es la línea del meridiano de Greenwich y I'-I es el plano ecuatorial y P'-P es el eje polar de la Tierra.

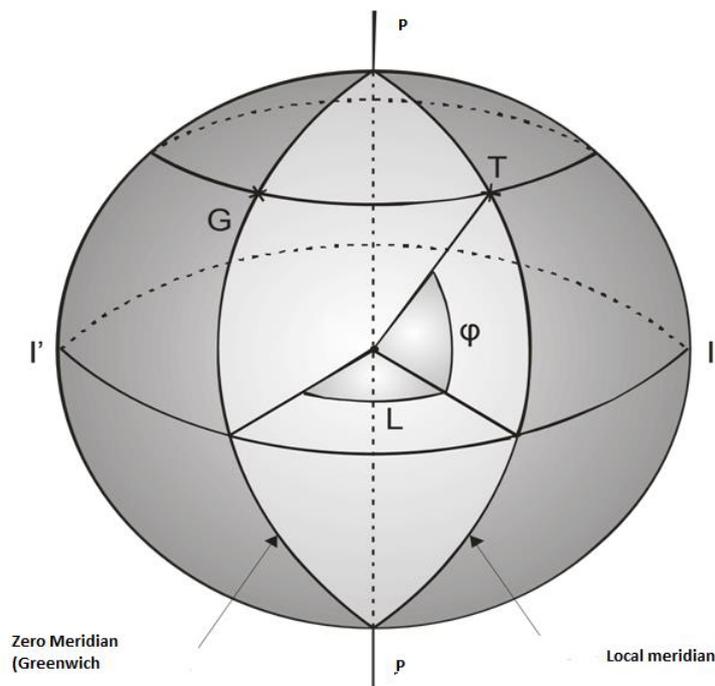


Figura 9 Latitud ϕ y longitud L para una ubicación T. [2]

1.8.2 SISTEMA HORIZONTAL Y ECUATORIAL

Para determinar los ángulos básicos en la geometría solar, se asume una esfera imaginaria de radio arbitrario en cuya superficie se une el sol figura 10, el centro de la esfera coincide con el observador en el sistema horizontal y el sistema ecuatorial coincide con el centro de la Tierra.

1.8.2.1 SISTEMA HORIZONTAL

En este sistema, el horizonte es el plano del observador, este plano se cruza con la esfera en el horizonte. La intersección de la normal del plano con la esfera se le denomina cenit (θ_z). Fig. 10. El ángulo formado entre la línea que apunta al centro del sol y el observador denomina ángulo de altitud solar (h), este ángulo varía entre -90° a 90° .

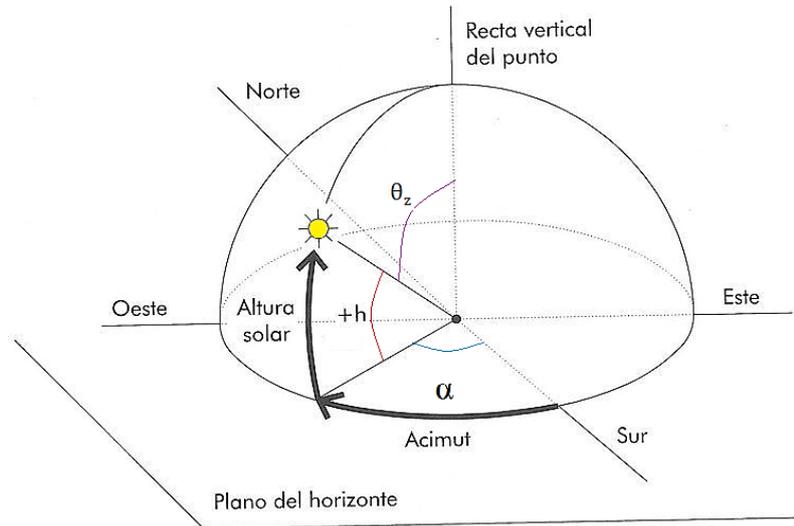


Figura 10 Angulo altitud solar (h) y ángulo azimut solar (α). [8]

El ángulo formado entre el Sur y la proyección de la línea que apunta al sol sobre el plano horizontal se denomina ángulo azimut solar (α). Por último, el ángulo complementario al ángulo de altitud solar se le denomina ángulo cenital y se puede calcular por la ecuación 1.4.

$$\theta_z = 90^\circ - h \quad \text{Ec. 1.4 [2]}$$

1.8.2.2 SISTEMA ECUATORIAL

En este sistema el plano de referencia es el Ecuador. Los dos ángulos para la determinación de la posición del sol sobre la esfera celeste en cualquier momento son el ángulo de declinación solar (δ) (Apartado 1.7.1) y el ángulo de la hora (ω).

1.8.3 ANGULO HORA SOLAR (ω)

En el valor angular que describe el movimiento aparente del sol por la bóveda celeste y su intersección con el meridiano del observador figura 11. Este movimiento equivale a 15° cada hora y puede hallarse mediante la ecuación 1.5.

$$\omega = 15 \cdot (t_s - 12) \quad \text{Ec. 1.5 [2]}$$

Donde:

t_s = Hora solar

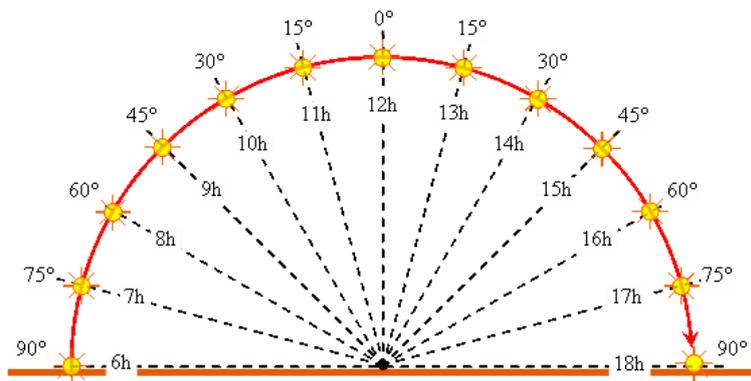


Figura 11 Angulo hora solar [9]

El ángulo de la hora será negativo antes del mediodía solar y positivo después del mediodía solar.

1.9 DETERMINACION DE LOS ANGULOS SOLARES

Como estudiamos en el apartado 1.8, los angulos de altitud solar (h), azimut (α), latitud (L), altitud (ϕ), angulo cenit (θ_z) y declinacion (δ) del apartado 1.7, guardan relacion entre ellos que detallaremos a continuacion.

1.9.1 ANGULO CENTAL

El triángulo esférico astronómico que $P_N - Z - H$, en relación con coordenadas de la tierra se muestra sombreada en la Fig. 12 donde se etiquetan los lados.

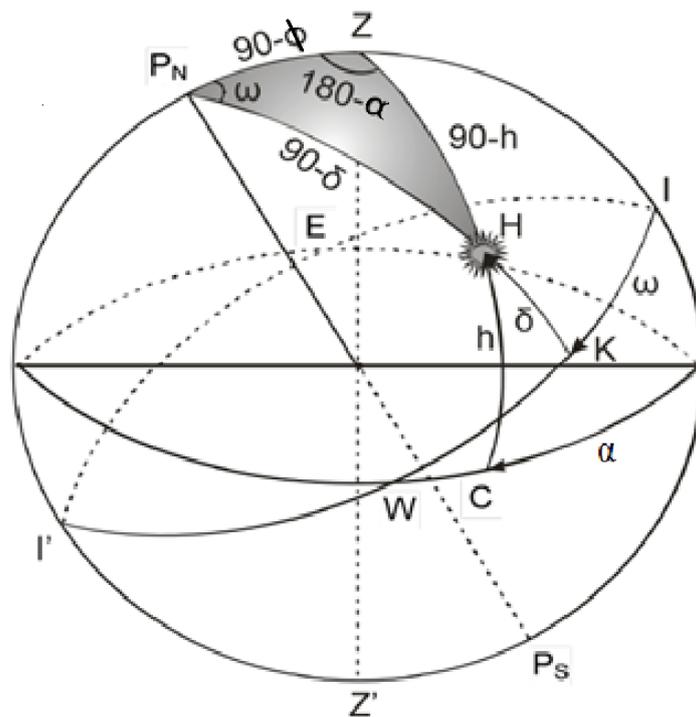


Figura 12 Ángulos solares en la esfera terrestre [2]

La ley de cosenos, de este triángulo esférico da la siguiente expresión para el coseno del ángulo cenital θ_z .

$$\cos(90 - h) = \cos(90 - \delta) \cos(90 - \phi) + \text{sen}(90 - \delta) \text{sen}(90 - \phi) \cos\omega$$

Ec. 1.6 [2]

O su otra forma:

$$\text{sen}h = \text{sen}\delta\text{sen}\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \quad \text{E. 1.7 [2]}$$

Por definición de ángulo cenital θ_z (Ec. 1.4) lo anterior se puede escribir:

$$\cos\theta_z = \text{sen}\delta\text{sen}\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega \quad \text{Ec. 1.8 [2]}$$

1.9.2 ANGULO ALTITUD SOLAR

Con la ecuación 1.7, podemos despejar el ángulo de altitud solar obteniendo:

$$h = \text{sen}^{-1}(\text{sen}\delta\text{sen}\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega) \quad \text{Ec. 1.9}$$

1.9.3 ANGULO AZIMUTAL

Aplicando la regla del seno en el triángulo esférico $P_N - Z - H$ (Fig. 12), tenemos:

$$\frac{\text{sen}(90^\circ - h)}{\text{sen } \omega} = \frac{\text{sen}(90^\circ - \delta)}{\text{sen}(180 - \alpha)} \quad \text{Ec. 1.10 [2]}$$

O en su otra forma Ec. 1.10

$$\text{sen } \alpha = \frac{\cos\delta\text{sen}\omega}{\cosh} \quad \text{Ec. 1.11 [2]}$$

Despejando el ángulo azimutal es:

$$\alpha = \text{sen}^{-1}\left(\frac{\cos\delta\text{sen}\omega}{\cosh}\right) \quad \text{Ec. 1.11}$$

CAPITULO II

2.1 PLANTAS DE ENERGIA TERMOSOLAR

Como ya conocemos la naturaleza de la energía solar, en este capítulo trataremos las formas de aprovechar y concentrar esta energía.

La generación eléctrica a partir de energía térmica, se logra a través de un ciclo termodinámico transformado calor en energía mecánica y a su vez en energía eléctrica mediante un generador eléctrico.

Las plantas termosolares están divididas en partes diferenciadas independientemente de su tipo los cuales son:

- Sistema de captación solar
- Fluido de trabajo
- Ciclo termodinámico
- Generador eléctrico

VENTAJAS DEL USO DE LA ENERGIA TERMICA

- La energía del sol puede considerarse inagotable comparada con la escala humana.
- Su impacto ecológico es mínimo.
- Ayuda a reducir el consumo de combustibles fósiles.

DESVENTAJAS DEL USO DE LA ENERGIA TERMICA

- La radiación solar requiere de concentración para poder aprovecharla
- Solo puede ser aprovechada en horario diurno.
- Solo puede ser aplicado en algunas zonas geográficas.

2.2 TIPOS DE CENTRALES SOLARES PARA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

Dentro del tipo explicaremos 4 tipos:

- Central concentrador cilindro-parabólico (CCP)
- Concentradores lineales Fresnel
- Centrales de disco parabólico con motor Stirling
- Plantas de receptor central

2.2.1 CENTRAL CONCENTRADOR CILINDRO PARABOLICO (CCP)

Las centrales cuya tecnología se considera más avanzada hasta el año 2012, y que suponía más del 95% de la potencia de generación termosolar instalada en el mundo, es la tecnología CCP. Básicamente consiste en la concentración de la radiación solar a lo largo de una línea formada por colectores cilindro parabólicos entre 600 y 800 metros de longitud. El fluido caloportador, que transporta la energía que es captada en los concentradores cilindro-parabólicos, entra por uno de los extremos a baja temperatura de 290°C y con una velocidad determinada, y sale por el otro extremo a una temperatura superior aproximadamente 390 °C, figura 13.

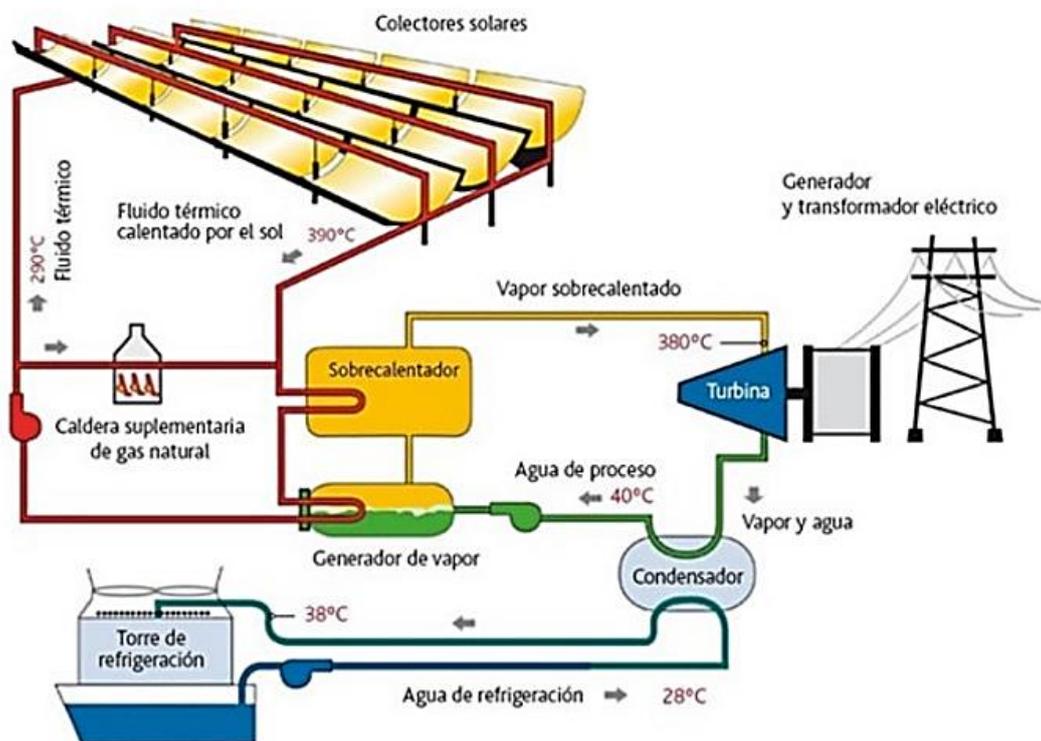


Figura 13 Esquema de funcionamiento CCP [11]

2.2.1.1 EL FLUIDO CALOPORTADOR

El fluido utilizado puede ser agua, pero actualmente no se ha solucionado el problema de la producción de vapor en zonas intermedias del recorrido. Por esta razón se emplean otros fluidos caloportadores que no cambian de estado entre la entrada y la salida mientras recorren los concentradores solares. De varias posibilidades de los fluidos caloportadores, los fluidos orgánicos sintéticos son los que tienen ventaja debido a su mezcla eutéctica compuesta por un 26,5% en peso de óxido de difenilo y un 73,5% de bifenilo. Esta mezcla tiene varias presentaciones y su coste es bajo, aunque tiene la desventaja de su manejo que condiciona enormemente los resultados de explotación de las plantas. A este fluido se le denomina habitualmente HTF (Heat Transfer Fluid).

El HTF trabaja entre unos 290 °C a la entrada de la línea en la que se concentra la radiación y los 390 °C a la salida. Al incrementar la temperatura de salida, se incrementará el

rendimiento global de la planta, pero las propiedades químicas del fluido nos restringen por debajo de los 400 °C, las degradación del fluido por la temperatura se incrementan exponencialmente, produciendo hidrocarburos volátiles y pesados que alteran el normal funcionamiento de la planta y generan riesgos seguridad por incrementar la presión interna en los tubos. Por ellos las centrales CCP no pueden trabajar por encima de los 400 °C.

2.2.1.2 EL CAMPO SOLAR

Este es el lugar donde se recibe la radiación solar, se la concentra en el tubo receptor y se realiza la transferencia en forma de calor al HTF. Consiste en una gran extensión de terreno en las que se despliega los módulos captadores que dependerá de la potencia de diseño por lo general se estima a razón de 2 hectáreas por MW de potencia eléctrica instalada.

Estos módulos tienen forma y dimensiones definidas, y están constan de tres partes básicas cuya función es:

- El espejo reflector, responsable de reflejar los rayos solares incidentes hacia la línea creada por la sumatoria de los puntos focales de cada cilindro parabólico.
- El tubo absorbedor, la parte más fundamental de la tecnología CCP y responsable de transferir la energía térmica incidente al fluido caloportador.
- La estructura, que se encarga de dar soporte a todos los elementos que en el van montados.



Figura 14 Componentes principales del campo solar [12]

Los módulos se agrupan en colectores, estos se mueven con un sistema de seguimiento tratando de que la superficie este correctamente orientada con la posición del sol para

tener la mayor concentración de los rayos solares en el foco. Varios colectores se ensamblan en serie para formar lazos, los cuales forman una unidad que por lo general cada uno llega a una potencia típica cercana a 1,6 MWt, se produce el incremento de la temperatura del fluido caloportador.

En conclusión campo solar se forma a partir de varios lazos en paralelo, que captan la energía solar y la entregan al agua para producir vapor. Por ejemplo para una CCP de 50 MW sin almacenamiento térmico se necesitan aproximadamente unos 100 lazos.

2.2.2 CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL

Las centrales eléctricas termosolares basadas en la tecnología fresnel, al igual que las centrales CCP, tienen en mismo principio de funcionamiento con la diferencia en que la concentración de los rayos solares se da lo largo de un tubo absorbedor situado a varios metros de altura además los espejos reflectantes son planos y se ajustan independientemente para simular la forma de un espejo curvo como se ve en la figura 15.

La relación de concentración es de aproximadamente 20:1. Estas centrales destacan por la simpleza de su construcción y costes reducidos.

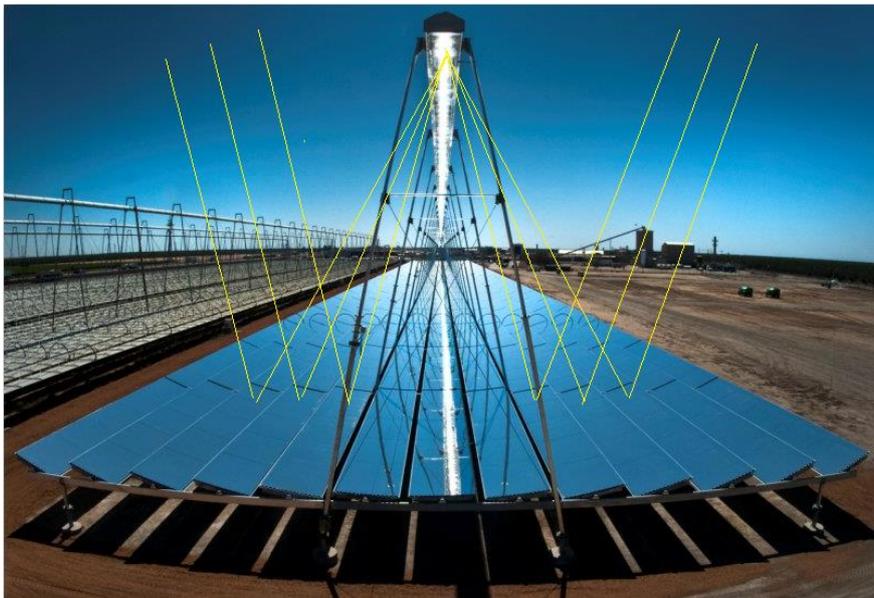


Figura 15 Planta solar Fresnel [13]

El área reflectante se construye a base espejos planos y razón por la cual es muy económica. Si bien es cierto que los espejos de la planta CCP sean 15% más eficientes que los espejos planos (fresnel), al comparar los altos costes de materiales de los reflectores cilíndrico parabólicos, el ahorro es muy elevado que justifica perder rendimiento en el sistema.

Así, por ejemplo, si una central CCP cuesta unos de 4,5 millones de euros por MW eléctrico instalado, una planta basada en espejos en disposición fresnel cuesta alrededor de 3,1 millones de euros por MW, es decir, casi una tercera parte menos.

Las relaciones de concentración son menores, y esa es una de las razones por las que las temperaturas que se pueden alcanzar son menores aproximadamente de 20 a 1, mientras que las plantas CCP llegan a 80 a 1.

2.2.2.1 LOS PRINCIPIOS DE LA TECNOLOGÍA FRESNEL

Como ya mencionamos las plantas fresnel tratan de imitar de alguna forma los concentradores cilindro-parabólicos, pero ahorran significativamente costos y su construcción es más sencilla.

Las centrales basadas en tecnología fresnel están formadas por un campo de espejos primario, un tubo absorbedor y un espejo secundario (Fig. 16). El campo de espejos primario está compuesto está formado por filas de espejos planos a un metro de altura sobre el terreno. Cada fila tiene unos 60 cm de ancho y puede llegar a medir entre 600 a 900 metros de longitud. Los rayos solares reflejados por los espejos planos que simulan un espejo curvo reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor, suspendido unos 8 metros por encima del nivel de los espejos reflectores, y que se encarga de la transformación de la radiación en energía térmica. Por encima del tubo absorbedor se encuentra montado un espejo secundario cilíndrico que concentra la luz solar que no haya sido correctamente enfocada en el tubo absorbedor lineal. Debido al pequeño tamaño de los espejos reciben menos cargas de presión por parte del viento, además el coste de los espejos planos es 30% menor que los espejos curvos.

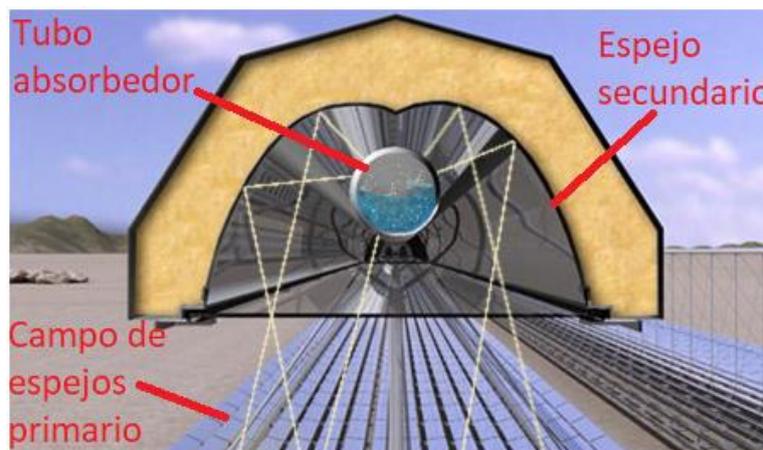


Figura 16 Componentes de una planta solar Fresnel [14]

Las plantas fresnel tiene la ventaja que pueden economizar el área de trabajo debido a que se pueden colocar muy cerca unas de otras que comparado con las centrales CCP que requieren más espacio para evitar crear sombras entre las líneas y además de requerir más espacio para el mantenimiento y limpieza de los espejos.

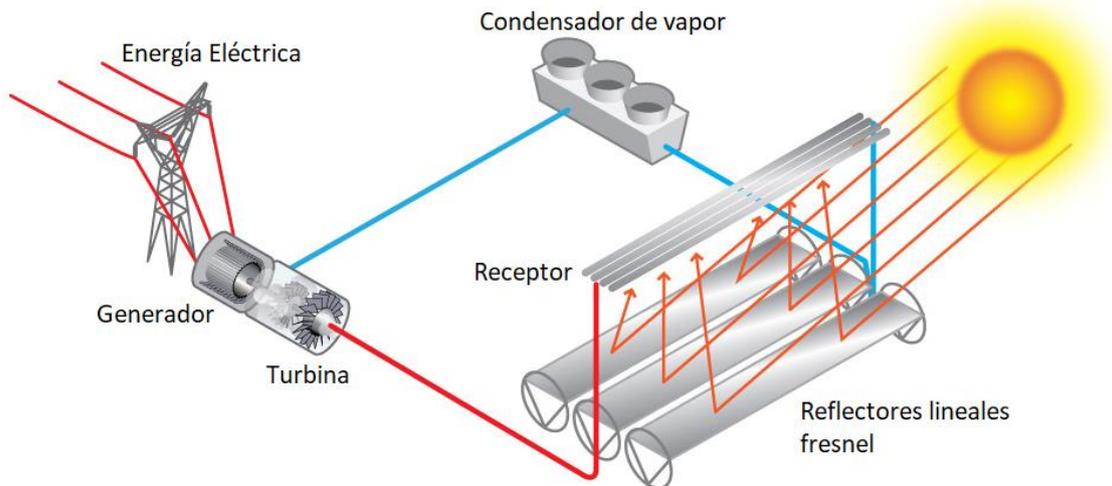


Figura 17 Esquema de funcionamiento de una planta solar Fresnel [15]

Las filas de espejos se controlan con una serie de motores eléctricos equipadas con un sistema de seguimiento solar de un solo eje. De aquí que la producción eléctrica varía a lo largo de las estaciones del año, al no poder hacer el seguimiento estacional. El sistema de seguimiento es sencillo, un solo motor se encarga de la orientación de todos los espejos colocados a lo largo de 100 metros, lo que genera un bajo coste de implantación.

Al ser los espejos planos, es muy fácil implementar un sistema automatizado de limpieza. Este sistema consiste en un motor equipado con unas escobillas giratorias que se van desplazando a través en toda la longitud y van removiendo el polvo acumulado sin la necesidad de usar agua y requerir personal.

El tubo absorbedor no tiene exigencias de construcción altas como el tubo de una central CCP. Debido a que las temperaturas son menores no requiere tener una cubierta de cristal que se encuentre al vacío. Por el tubo absorbedor circula agua que se evapora con la radiación solar absorbida. A la salida del largo tubo el vapor la temperatura es de unos 270 °C y unos 55 bares de presión aproximadamente. El vapor se autotransporta hasta un tanque reductor de presión de alrededor de 33 bares.

Este vapor alimenta una turbina dividida en dos etapas una a alta presión de 33 bar y baja presión de 4,3 bar, para mover el eje de la turbina y generar energía eléctrica. Como en las centrales CCP, la turbina de alta presión normalmente es de pequeño tamaño y gira a gran velocidad, por lo cual se necesita de un reductor de velocidad conectado a él, para mantener las revoluciones de manera constante a unos 3.000 r.p.m.

2.2.3 CENTRALES DE DISCO PARABÓLICO MÁS MOTOR STIRLING

Hasta solo hemos nombrado a las plantas que concentran la radiación solar a lo largo de una línea, consiguiéndose relaciones de concentración aproximadas de 80:1.

Existe no obstante otra forma de concentración de los rayos solares: la concentración en un punto las cuales dos ventajas importantes:

- No requiere algún fluido que circule por el campo solar, lo que simplifica notablemente las plantas.
- Las relaciones de concentración pueden ser altas, del entorno de 2000:1. Esto ayuda a alcanzar temperaturas más altas en el receptor, lo cual trae el beneficio de que el rendimiento se incremente. Uno de los defectos es que todavía se tiene que mejorar los materiales y los sistemas de control de temperatura.

Dentro de las tecnologías que concentran la radiación en un punto existen dos hasta la fecha: las basadas en discos parabólicos y las basadas en una torre central. Los discos parabólicos utilizan unos espejos en forma de disco para concentrar la radiación en el foco de la parábola. En ese punto se sitúa el receptor que calienta un fluido que se expande por la acción del calor y mueve un motor Stirling. Por el otro lado los concentradores de torre utilizan unos espejos planos para concentrar la radiación solar en un punto alejado de los espejos gran altura.

2.2.3.1 UN CONCEPTO MODULAR

Las centrales termosolares con tecnología de discos concentradores parabólicos están integradas por unidades unitarias de entre 5 y 25 MW eléctricos de potencia. Esta forma las asemeja con las plantas de placas fotovoltaicas, al estar conformada por unidades autónomas es posible automatizar cada una de las unidades, proveyéndoles de sistemas de orientación con seguimiento solar y necesitar poco personal que las opere.

La tecnología de los sistemas disco-motor es una tecnología solar pionera y se remonta al año 1800, cuando varias empresas mostraron esta tecnología en sistemas solares empleando ciclos de Rankine y de Stirling. La tecnología moderna fue desarrollada en la década de los 70's y a principios de los 80's por compañías americanas dedicadas a la tecnología aeroespacial, con la desventaja de elevados costos de fabricación.

Con la mejora en la construcción de unidades más modernas con motores Stirling se ha ganado muchas ventajas comparadas con otras tecnologías de aprovechamiento termosolar, por su simplicidad y su modularidad a pesar de seguir siendo considerada una tecnología inmadura.

La ausencia de fluidos en circulación, la sencillez para construirlo, la posibilidad de automatizarlo en todo su funcionamiento y su capacidad de conversión de energía térmica a eléctrica de alrededor del 25% de la radiación incidente, hace de las centrales de disco parabólico una tecnología digna de desarrollar.



Figura 18 Disco parabólico con motor Stirling [16]

Básicamente este tipo de plantas están conformada por varias de unidades autónomas con un motor Stirling situado en el foco (Fig. 18). Debido a la concavidad del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración mayores 3000. Gracias a esto, se trabaja en temperaturas de entre 650 y 800 °C, obteniendo eficiencias en el motor Stirling mayores al 40%.

La superficie cóncava del concentrador puede estar conformada por espejos de vidrio curvos para generar la superficie parabólica o por espejos a base de polímeros metalizados soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

Los receptores para sistemas disco Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento. La unidad generadora está formada por un conjunto de espejos para reflejar y concentrar la radiación proveniente de los rayos del sol en un receptor, con el fin de alcanzar la temperatura deseada.

Al ser unidades independientes sin tuberías de conexión, las unidades tienen una libertad total de movimiento, y pueden orientarse perfectamente en la dirección perpendicular a la radiación solar mediante un sistema de orientación a dos ejes.

2.2.3.2 EL ESPACIO OCUPADO

El área ocupada por una planta de discos parabólicos es de aproximadamente 4,5 hectáreas por MW instalado, más del doble de la que se necesita para una central de CCP. El aprovechamiento del terreno es de aproximadamente del 20%, por lo requieren 5 metros cuadrados de terreno por cada metro cuadrado de captación.

2.2.4 PLANTAS DE RECEPTOR CENTRAL CON GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR

Las plantas de receptor central, denominadas normalmente centrales de torre, están formados por espejos planos de gran tamaño dispuestos en torno a la torre, llamados heliostatos. Cada uno de ellos posee un sistema de movimiento alta-azimutal de forma que los rayos solares son reflejado por todos ellos y concentrados en el receptor que se encuentra en la cima de la torre.

El receptor es el encargado de transformar la radiación incidente en calor, transfiriéndolo al fluido caloportador, que puede ser aire, agua o sales fundidas. Este fluido puede utilizarse directamente en caso de que sea agua para convertirla en vapor, también puede emplearse para producir vapor mediante el uso de sales fundidas, o también para calentar el aire de admisión de las turbinas de gas.

En el caso de que el fluido caloportador sea agua, las centrales de receptor central calientan y obligan al líquido a cambiar de fase para producir vapor a una determinada presión y temperatura. Este vapor se autotransporta a la turbina de vapor, para mover el generador y generar electricidad.

En la Figura 19 puede verse una central de torre que genera directamente vapor en un receptor de tubos. Las centrales PS10 y PS20, inauguradas el año 2009 y 2010 por la empresa andaluza Abengoa. Con la puesta en marcha de estas dos plantas se confirmó la viabilidad técnica de este tipo de centrales y se identificaron puntos a mejorar también se demostró que el coste rondaba los 3.000.000 € por MW instalado, casi un 33% menos que las centrales CCP.

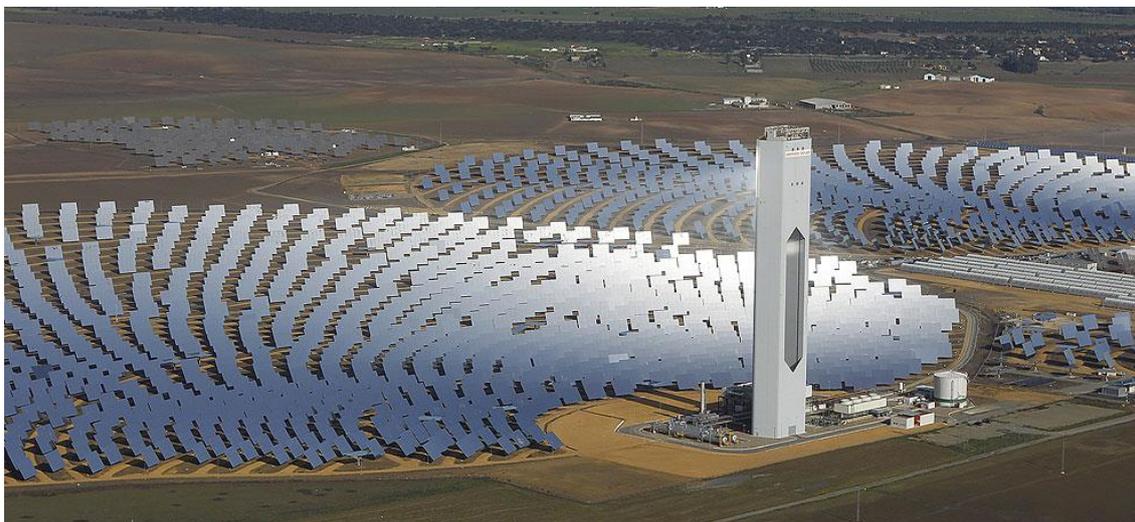


Figura 19 Planta termosolar de torre central “PS20” y PS10, Sanlúcar la Mayor, Sevilla [17]

2.2.4.1 HELIOSTATOS

La radiación solar se capta en espejos planos soportados sobre una estructura móvil. Al conjunto formado por los espejos planos, el soporte y el sistema de orientación alta-azimutal se le denomina *Heliostato* figura 20.



Figura 20 Campo de Heliostatos [18]

La función del heliostato es reflejar los rayos solares sobre el receptor que está en la cima de la torre central. Los espejos del heliostato tienen una reflectividad del 92% aproximadamente, y se concentra en la cara del receptor, donde llega alcanza un valor aproximado del 97% de la radiación. El área de los espejos está en un rango de 100-150 m² por heliostato.

Los espejos en su mayoría son espejos planos de 4-6 mm de espesor. El soporte móvil tiene una relevancia importante porque necesita tener movimiento alta-azimutal y debe soportar el peso de la estructura de sujeción y de los espejos, además soportar las cargas de presión originada por los vientos, que pueden llegar a ser importantes.

2.2.4.2 DISPOSICIONES DEL CAMPO SOLAR

Existen dos configuraciones para el campo solar:

- **Campo norte**, en el que los heliostatos se sitúan delante de la torre, al norte de ésta. El aprovechamiento solar es máximo, ya que se consigue un mejor ángulo de incidencia, la construcción del receptor es sencilla debido a que solo se tiene que enfocar en una sola cara. Figura 21.



Figura 21 Plantas termosolares PS10 y PS20 con campo Norte. [19]

• **Campo circular**, en el que todo el campo de heliostatos se sitúa alrededor de la torre, parte de los heliostatos están desplazados hacia el sur. Figura 22



Figura 22 Planta termosolar Gemasolar con campo circular [20]

La disposición del campo de heliostatos suele atender a dos consideraciones:

- 1) La latitud en la que se ubicará la planta termosolar. Así, cuanto más lejos del ecuador terrestre mayor será eficiencia óptica anual de un campo norte (en el hemisferio Norte), respecto a un campo circular.
- 2) El coste de la torre, que suele crecer de modo exponencial con la altura considerando que los campos nortes requieren torres más altas que los campos circulares para la misma potencia térmica en receptor.

Cualquiera que sea la disposición elegida, se deberá tener en cuenta que el rendimiento óptico disminuye a medida que el campo solar aumenta, y el área de trabajo será mayor.

2.2.4.3 EL RECEPTOR

Uno de los elementos más importantes 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, íntimamente ligado al rendimiento del ciclo termodinámico, los estudios actuales se centran reducir las pérdidas, incrementar la eficiencia y conseguir mejores materiales para reducir la fatiga térmica.

El receptor es el encargado de transformar la energía de la radiación solar en energía térmica. Está conformado por tubos los cuales transportan fluido caloportador al que se transferirá la energía absorbida. Los tubos son generalmente metálicos, normalmente de aleaciones de acero inoxidable, y en su exterior tienen un recubrimiento especial capaz de absorber una buena parte de la radiación en el espectro visible y ultravioleta (más del 90%), y de emitir poco en el espectro infrarrojo.

La disposición de los tubos varía acorde del tipo de receptor. Así por ejemplo tenemos receptores de cavidad, en los que los tubos se encuentran en el interior de un recinto.

Los rayos solares entran por la cavidad en la torre. Las pérdidas por emisión infrarroja y pérdidas de calor por conducción-convección se minimizan, pero incrementan las pérdidas por desbordamiento. El receptor usado en las centrales PS10 y PS20 son de este tipo, como puede verse en la figura 23 y 24.

La disposición de los tubos puede variar, no confinándolos en una cavidad sino colocándolos de forma externa así las pérdidas aumentan, pero los rayos solares alcanzan los tubos de manera más fácil. Este tipo de receptores externos existen 3 tipos básicos tales como: receptores planos, semicilíndricos o cilíndricos.



Figura 23 Receptor de cavidad PS20 [21]

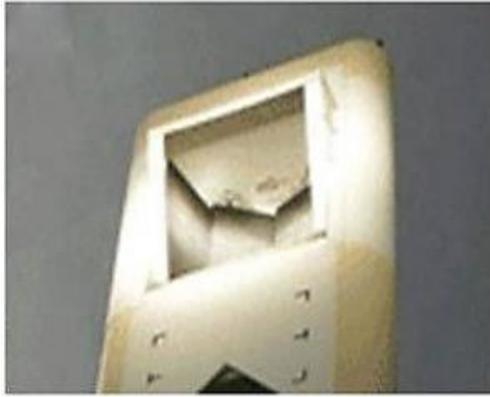


Figura 24 Imagen Ampliada del receptor PS20 [22]

El receptor externo cilíndrico (Figura 25), compuesto por diversos paneles planos formando un polígono de varias caras planas (más de 20) este tipo se empleó en el proyecto Solar Two y se utiliza en la planta Gemasolar.

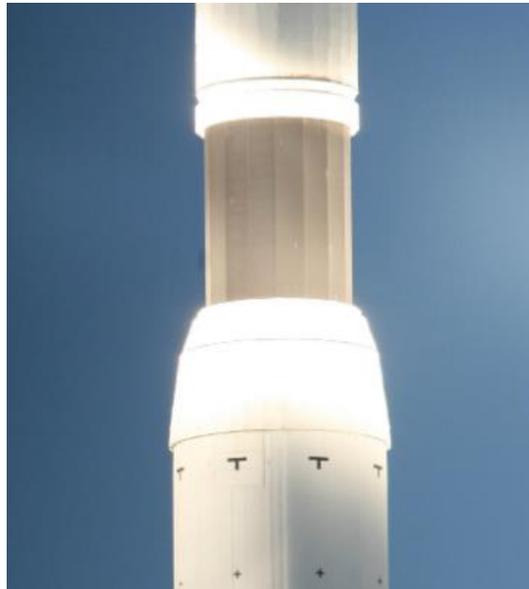


Figura 25 Receptor circular externo Gemasolar [23]

Como segundo punto, los tubos por los cuales circula el fluido caloportador pueden disponerse de forma horizontal o de forma vertical, dando lugar así a receptores horizontales o verticales.

Como tercer punto, los receptores pueden clasificarse por el tipo de fluido que circula por ellos tales como:

- Receptores de agua, a través de los cuales fluye agua que se transforma en vapor saturado.
- Sales fundidas, a través de los cuales fluyen sales inorgánicas fundidas.

- Gases, en los que o bien aire o bien otro gas inerte (helio, por ejemplo) actúa como fluido caloportador incrementando su entalpía en forma de calor sensible (aumento de temperatura).

Por último, los receptores pueden clasificarse según el mecanismo empleado para la transferencia de la energía al fluido. Así, existen tres tipos de receptores:

- De placa, en los que los rayos solares inciden sobre una placa, a la que van fijados los tubos a través de los cuales circula el fluido caloportador.
- Tubulares, en los que los rayos solares inciden directamente sobre los tubos.
- Volumétricos, en los que la radiación incide sobre una superficie con una malla trasera perpendicular a ella. El fluido habitual no es agua ni sales inorgánicas, sino un fluido gaseoso, generalmente aire. Este aire circula por la parte trasera del receptor, refrigerándolo y a la vez incrementando su temperatura. Pese a las grandes ventajas técnicas y termodinámicas, tiene el inconveniente mecánico y de resistencia de materiales. Por esta razón aún no se emplean en la construcción comercial de receptores.

El problema principal al que se enfrentan los diseñadores de receptores y que causan problemas en mantenimiento y operación es el del material del que se construye el receptor. Hay que tener en cuenta que estas centrales concentran los rayos solares captada por los heliostatos en un punto que es el área efectiva del receptor. El ratio de concentración puede oscilar entre 200 y 1000 o incluso más.

La radiación incidente en esa área es muy alta, del orden de los 650 KW/m² lo que supone de vital importancia la selección del material para los tubos, los estudios sobre dilataciones, comportamiento térmico y el tipo de recubrimiento, condicionan el diseño y el rendimiento del receptor, y comprometen su funcionamiento en condiciones reales.

2.2.5 PLANTAS DE TORRE CENTRAL CON SALES INORGÁNICAS FUNDIDAS



Figura 26 Gemasolar la primera planta termosolar con sales fundidas [24]

En la figura 26, apreciamos los elementos básicos de una planta termosolar, en este caso Gemasolar (España), que fue la primera planta termosolar con sales fundidas, consta básicamente de ocho partes, la primera parte el campo de heliostatos, el segunda parte el tanque de sales frías, la tercera parte la torre receptora, la cuarta parte el tanque de sales calientes, la quinta parte el intercambiador de calor, la sexta parte la turbina, la séptima parte el generador eléctrico y por último la octava parte, el transformador de la red eléctrica. A continuación, explicaremos a el principio de funcionamiento de este tipo de planta termosolar.

2.2.5.1 ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL

Las centrales termosolares de receptor central de generación directa de vapor tienen algunas importantes ventajas, pero también presentan algunos inconvenientes. Entre las ventajas están el precio y la simpleza de los circuitos eliminando el uso de otro fluido caloportador y solo quedándose con el agua. Esto hace que la instalación sea económica, porque dispensa del uso de equipos, como bombas, intercambiadores de calor entre fluidos.

Entre los inconvenientes más resaltantes son la dificultad de generar vapor sobrecalentado y la generación de sombras por las nubes. Algunos de estos inconvenientes pueden evitarse adoptando en las plantas de receptor central con sales inorgánicas como fluido caloportador.

Describiendo la figura 27, los rayos solares son reflejados por los espejos planos situados en unas plataformas móviles de los heliostatos con su movimiento alta-azimutal, para reflejar la radiación incidente de forma muy precisa. En lo alto de una torre (hormigón o

de celosía) se ubica el receptor, encargado de absorber la radiación solar y transferir esta energía a las sales inorgánicas fundidas que circulan por su interior.

Cuando la planta está funcionando con normalidad, las sales inorgánicas se encuentran a una temperatura aproximada de 290 °C en un gran tanque aislado denominado tanque de sales frías, que trata de mantener la temperatura en ese valor. Una bomba centrífuga vertical tipo VS bombea las sales desde el interior de este tanque hasta el receptor situado en la parte alta de la torre. El motor eléctrico de las bombas de impulsión está situado en la parte superior de los tanques, mientras que el cuerpo de la bomba se sitúa en la parte inferior del mismo. Un eje de varios metros de longitud une el motor con el cuerpo de la bomba centrífuga.

El fluido caloportador impulsado por las bombas centrífugas viaja desde el tanque de sales frías hasta el receptor central situado en lo alto de la torre, aumenta su temperatura hasta los 565 °C aproximadamente y allí se almacena en el tanque de almacenamiento denominado tanque de sales calientes para después usarlo para generar vapor.

De forma paralela e independiente, el fluido caloportador almacenado en el tanque caliente es bombeado a los intercambiadores de calor del tipo carcasa-tubo. El fluido caloportador que entrega su energía térmica (calor sensible) al agua transformándola en vapor dando así origen al ciclo agua-vapor. El equipo generador de vapor cuenta con equipos independientes para calentar agua, generar vapor y sobrecalentar el vapor, de manera que a la salida del intercambiador de calor se obtiene vapor sobrecalentado, que alimentara una turbina de vapor que por lo general son de dos etapas (alta y baja presión).

A la salida de la turbina, el vapor cede su energía calórica pero aun presenta energía residual que es obligada a condensarse en el condensador. El condensador más habitual es un intercambiador carcasa tubo en el que por la carcasa circula el vapor, y por el interior de los tubos, circula por lo general agua fría que proviene de una torre evaporativa. En ocasiones es posible también condensar el vapor con la ayuda de un aerocondensador, con lo que se evita el consumo de agua de refrigeración, aunque implementar esta tecnología reduce el rendimiento de la planta y aumenta su coste.

El agua condensada es bombeada por las bombas de condensado situadas cerca del condensador hasta el tanque de agua de alimentación, y de allí, aumentan de presión bruscamente con la ayuda de las bombas de alimentación. De allí, el agua líquida a alta presión se introduce en el intercambiador de calor que generara vapor, cerrando el ciclo agua-vapor.

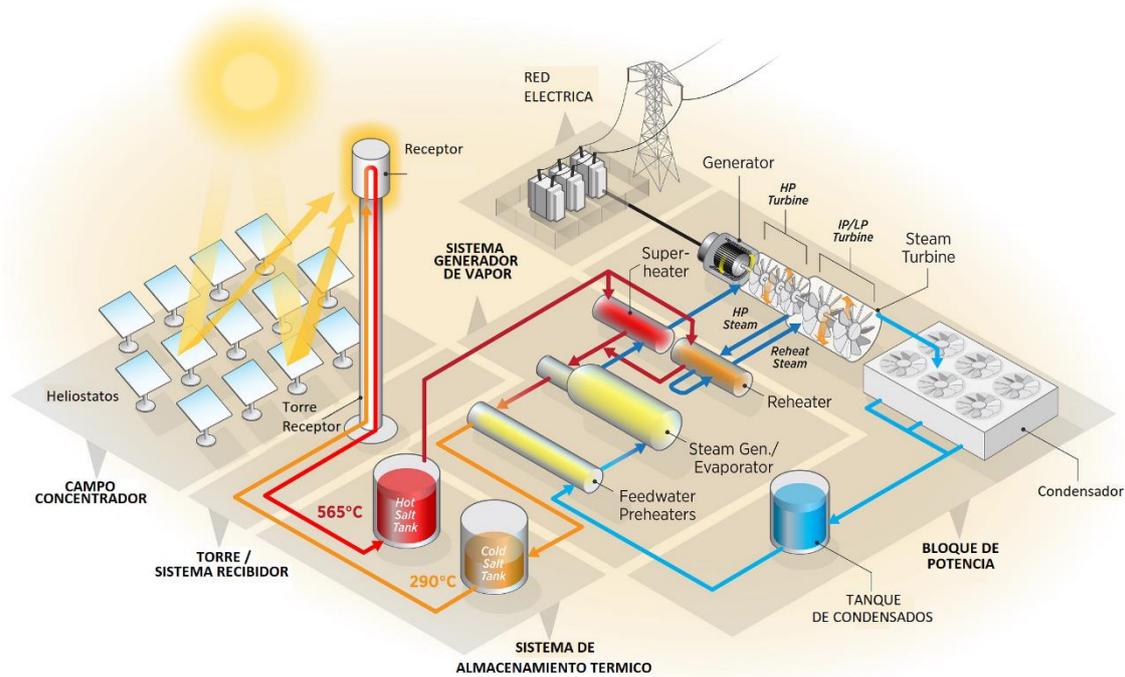


Figura 27 Esquema de funcionamiento de una planta de torre central con sales fundidas [25]

2.2.5.1 VENTAJAS DE LAS PLANTAS DE TORRE CENTRAL CON ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Es indudable la flexibilidad, gestionabilidad y operatividad de este tipo de centrales. Entre las ventajas que presentan en comparación con otras tecnologías termosolares están las siguientes [10]:

- Gran capacidad de almacenamiento.
- El mismo fluido de transferencia de calor en el receptor es el usado para el almacenamiento, lo que ahorra una transformación energética.
- Las temperaturas que se pueden alcanzar con las sales fundidas son mucho mayores que con otras tecnologías, llegando sin problemas a los 540 °C, en los que las plantas se enfrentan a otras limitaciones relacionadas con los aceros. Ese aumento de temperatura en el ciclo agua-vapor (en las plantas CCP alcanzan tan sólo 380 °C) supone una mejora de casi 3 puntos porcentuales en el rendimiento del ciclo agua-vapor.
- El fluido caloportador (las sales fundidas) circulan por un área perfectamente acotada y delimitada, y con un recorrido mucho mejor que en el caso de las centrales CCP. Eso evita pérdidas de calor y riesgos de congelación.
- Las tuberías drenan por gravedad cuando la planta no está en operación, sin necesidad de equipos de bombeo adicionales.

2.2.5.2 INCONVENIENTES

Los dos principales inconvenientes que presentan estas plantas son los siguientes [10]:

- Su alto coste inicial. Una planta de este tipo supera los 7.000.000 € por MW instalado, pudiendo alcanzar incluso los 9.000.000 € dependiendo de la selección de equipos. Hay

que matizar que, aunque el coste por MW instalado es elevado, el número de horas anuales de operación y la producción energética anual es muy superior a las plantas CCP, por lo que este alto coste es de alguna forma irreal y no refleja con exactitud la imputación del coste al MWh generado.

- La complejidad tecnológica es mayor, por lo que se requiere de operadores y gestores de la planta mucho mejor formados que con otras tecnologías.

CAPITULO III

3.1 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN CENTRALES TERMOSOLARES

Las centrales termosolares (CSP, Concentrating Solar Power) convierten la radiación solar en energía térmica para la generación de electricidad mediante ciclos termodinámicos, habitualmente el llamado ciclo Rankine de turbinas de vapor. Para conseguir el nivel de temperaturas exigido por el proceso de la turbina, la luz solar es concentrada mediante espejos en un punto o bien una línea focal.

Las plantas CSP se componen por tanto de 3 componentes: concentrador, receptor y bloque de generación con turbina de vapor y generador.

Los concentradores son del tipo espejo parabólicos (solar dish) o espejos planos con seguidores de 2 ejes (helióstatos) que enfocan en un punto, y espejos cilindro parabólicos o espejos Fresnel que enfocan en receptores lineales figura 28.

Las geometrías con foco puntual funcionan con sales fundidas o vapor como fluido portador de calor (HTF, Heat Transfer Fluid), lo cual permite trabajar con temperaturas de hasta 566 °C. Los procesos con foco lineal, a día de hoy trabajan con aceite térmico que no permite temperaturas por encima de 400 °C debido a su inestabilidad térmica, lo que origina calidades de vapor moderadas y bajos rendimientos del ciclo Rankine. Además, el aceite térmico hace necesario un intercambiador térmico entre el fluido portador de calor y el ciclo de vapor, el cual se añade a los costes de inversión del proceso y reduce aún más el rendimiento térmico. Para superar estas desventajas, actualmente se están desarrollando proyectos con el objetivo del uso directo de sales fundidas o vapor en el receptor.

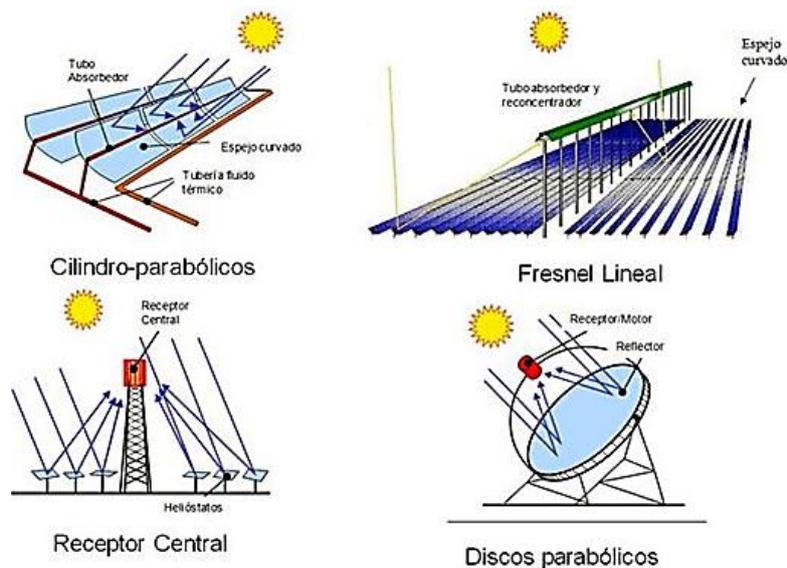


Figura 28 Tecnologías de centrales de concentración solar [26]

Como sucede con el resto de energías renovables, las centrales termosolares dependen en alto grado de la meteorología, pero a diferencia de otras tecnologías, las CSP permite un almacenamiento significativo de energía en forma de energía térmica (Glatzmeier, 2011). Esto abre, entre otros aspectos, la posibilidad de una mejor «gestionabilidad» de la planta, es decir una operación más estable y una generación flexible que puede ser orientada a la demanda de electricidad de la red. [10]

3.2 MECANISMOS DE ALMACENAMIENTO

En las plantas termosolares se almacena la energía térmica para generar electricidad en ausencia de radiación solar. Para ello el TES (Thermal Energy Storage) debe acumular la energía térmica del campo de heliostatos y entregarla al agua para generar vapor y generar electricidad cuando se requiera.

Hay tres mecanismos que se pueden aprovechar para el almacenamiento de energía térmica:

- La variación de la temperatura del medio de almacenamiento (**calor sensible**).
- El cambio de fase del medio de almacenamiento (**calor latente**).
- Reacciones termo-químicas en el medio de almacenamiento que sean asociados con un efecto de calor (**calor de reacción**).

En cualquier caso, es importante que el sistema de almacenamiento elegido pueda ser reversible y pueda repetirse muchas veces.

a) Almacenamiento de calor sensible

El calor sensible cambia la temperatura de un medio. Subir la temperatura de un medio de almacenamiento equivale a depositar calor sensible en él. En el proceso contrario es cuando se recupera el calor almacenado por descenso de la temperatura del medio.

La relación entre la variación de la energía térmica de un medio y su temperatura se le llama capacidad térmica que es propia para cada material. La capacidad térmica del agua por ejemplo es una de las altas comparadas con otros medios de almacenamiento. Sólo el helio tiene una alta capacidad térmica. El agua por su parte, no es inflamable, es económica, no es tóxica y está disponible en abundancia. Por esto el agua es el medio más escogido para almacenar calor sensible.

Sin embargo, para el almacenamiento de calor sensible a temperaturas muy altas (como las que trabajan las plantas termosolares), hay que recurrir a otros líquidos con puntos estables de ebullición como el aceite térmico, sales fundidas o sólidos como hormigón o ladrillos refractarios.

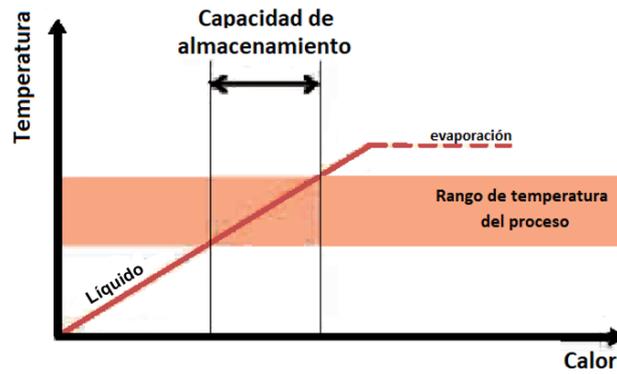


Figura 29 Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor sensible con medios líquidos [10]

Para el caso de los medios líquidos con puntos de cristalización relativamente altos, como las sales fundidas, hay que evitar la fusión de las sales se solidifique. Por eso el desarrollo actual de los medios de almacenamiento sensible de calor se enfoca, en bajar el punto de cristalización de las sales y sustituir las sales materiales sólidos como el concreto u hormigón.

Physical Properties of Sensible Storage Materials

| Storage Medium | Temperature (°C) | | Average Density (kg/m ³) | Average Heat Conductivity (W/mK) | Average Heat Capacity (kJ/kgK) | Volume-Specific Heat Capacity (kWh/m ³) | Media Cost (\$/kg) | Media Cost (\$/kWh) |
|-----------------------|------------------|-------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|---|--------------------|---------------------|
| | Cold | Hot | | | | | | |
| <i>Solid media</i> | | | | | | | | |
| Sand-rock-mineral oil | 200 | 300 | 1,700 | 1.0 | 1.30 | 60 | 0.15 | 4.2 |
| Reinforced concrete | 200 | 400 | 2,200 | 1.5 | 0.85 | 100 | 0.05 | 1.0 |
| Solid NaCl | 200 | 500 | 2,160 | 7.0 | 0.85 | 150 | 0.15 | 1.5 |
| Cast iron | 200 | 400 | 7,200 | 37.0 | 0.56 | 160 | 1.00 | 32.0 |
| Cast steel | 200 | 700 | 7,800 | 40.0 | 0.60 | 450 | 5.00 | 60.0 |
| Silica fire bricks | 200 | 700 | 1,820 | 1.5 | 1.00 | 150 | 1.00 | 7.0 |
| Magnesia fire bricks | 200 | 1,200 | 3,000 | 5.0 | 1.15 | 600 | 2.00 | 6.0 |
| <i>Liquid media</i> | | | | | | | | |
| Mineral oil | 200 | 300 | 770 | 0.12 | 2.6 | 55 | 0.30 | 4.2 |
| Synthetic oil | 250 | 350 | 900 | 0.11 | 2.3 | 57 | 3.00 | 43.0 |
| Silicone oil | 300 | 400 | 900 | 0.10 | 2.1 | 52 | 5.00 | 80.0 |
| Nitrite salts | 250 | 450 | 1,825 | 0.57 | 1.5 | 152 | 1.00 | 12.0 |
| Nitrate Salts | 265 | 565 | 1,870 | 0.52 | 1.6 | 250 | 0.70 | 5.2 |
| Carbonate salts | 450 | 850 | 2,100 | 2.0 | 1.8 | 430 | 2.40 | 11.0 |
| Liquid sodium | 270 | 530 | 850 | 71.0 | 1.3 | 80 | 2.00 | 21.0 |

Source: Hermann, U., Geyer, M., and Kearney, D. 2002. *Overview of Thermal Storage Systems*. With permission.

Figura 30 Materiales para almacenamiento de energía térmica por calor sensible [27]

b) Almacenamiento de calor latente

Extendiendo la curva calor/temperatura hacia temperaturas más altas se llega al punto de ebullición, que marca el principio de la evaporación. El cambio de fase, de líquido a gaseoso, requiere una gran cantidad de energía térmica para subir la temperatura del líquido y obligarlo a cambiar de fase. Esta energía entregada en forma de calor para lograr evaporación se llama calor latente, y en esta fase no se produce cambio de temperatura lo que se conoce como un estado isotérmico.

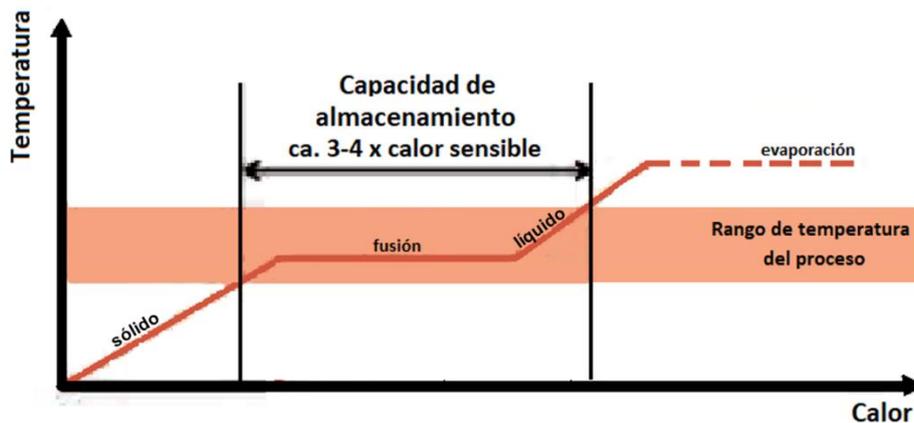


Figura 31 Capacidad cualitativa de almacenamiento de calor latente con un cambio de fase sólido-líquido [10]

Si se invierte el proceso y se condensa el vapor, el calor latente de la evaporación se libera en forma de calor de condensación. La extensión de la curva hacia temperaturas inferiores lleva el sistema al punto de cambio de fase líquido – sólido, llamado punto de congelación (Fig. 31).

Básicamente en ambos puntos de cambio de fase se dejan aprovechar para el almacenamiento en acumuladores de calor latente. Sin embargo, para la construcción de un TES (Thermal Energy Storage) hay que tener en cuenta las propiedades específicas del sistema:

- El cambio de fase se da en una temperatura determinada en un estado isotérmico.
- El cambio de líquido a gaseoso genera una expansión del volumen.
- El cambio líquido a sólido también cambia la forma de transferencia de calor de convección a conducción.

Para elegir el medio correcto de almacenamiento de calor latente, hay que tener en cuenta, la temperatura de fusión de cada material y su comportamiento con la temperatura del proceso; y el calor de fusión que determina la capacidad de almacenamiento figura 32.

Physical Properties of Latent Storage Materials

| Phase Change Storage Medium | Temperature (°C) | Average Density (kg/m ³) | Average Heat Conductivity (W/mK) | Average Heat Capacity (kJ/kgK) | Volume-Specific Heat Capacity (kWh _t /m ³) | Media Cost (\$/kg) | Media Cost (\$/kWh _t) |
|--|------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|---|--------------------|-----------------------------------|
| NaNO ₃ | 308 | 2,257 | 0.5 | 200 | 125 | 0.20 | 3.6 |
| KNO ₃ | 333 | 2,110 | 0.5 | 267 | 156 | 0.30 | 4.1 |
| KOH | 380 | 2,044 | 0.5 | 150 | 85 | 1.00 | 24.0 |
| Salt-ceramic (NaCO ₃ -BaCO ₃ -MgO) | 500-850 | 2,600 | 5.0 | 420 | 300 | 2.00 | 17.0 |
| NaCl | 802 | 2,160 | 5.0 | 520 | 280 | 0.15 | 1.2 |
| Na ₂ CO ₃ | 854 | 2,533 | 2.0 | 276 | 194 | 0.20 | 2.6 |
| K ₂ CO ₃ | 897 | 2,290 | 2.0 | 236 | 150 | 0.60 | 9.1 |

Source: Hermann, U., Geyer, M., and Kearney, D. 2002. *Overview of Thermal Storage Systems*. With permission.

Figura 32 Lista de materiales para el almacenamiento de calor latente [28]

c) Almacenamiento termo-químico

El efecto calorífico de reacciones físico-químicas (sorción) o químicas (oxidación-reducción) reversibles las hace importantes para el almacenamiento térmico.

El principio de almacenamiento de la energía termoquímica es la separación de enlaces que está asociada con la absorción de energía (carga del sistema), y se recupera mediante el contacto y la reacción de los reactantes que fueron separados, que liberan la energía al sistema.

El desafío más importante de esta tecnología es lograr la estabilidad cíclica y mantener baja conductividad térmica de los posibles medios de almacenamiento.

Aunque en la actualidad solo existen datos experimentales solo en los laboratorios, las ventajas principales del almacenamiento termo-químicos son la ausencia de pérdidas térmicas en el estado de acumulación por separación espacial de los reactantes y la gran densidad de energía almacenada, lo hace muy tentador para los sistemas futuros.

Thermochemical Storage Reactions

| Reaction | ΔH° (kJ) | T' (K) |
|--|-----------------------|--------|
| $\text{NH}_4\text{F(s)} \leftrightarrow \text{NH}_3(\text{g}) + \text{HF}(\text{g})$ | 149.3 | 499 |
| $\text{Mg}(\text{OH})_2(\text{s}) \leftrightarrow \text{MgO}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g})$ | 81.1 | 531 |
| $\text{MgCO}_3(\text{s}) \leftrightarrow \text{MgO}(\text{s}) + \text{CO}_2(\text{g})$ | 100.6 | 670 |
| $\text{NH}_4\text{HSO}_4(\text{l}) \leftrightarrow \text{NH}_3(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) + \text{SO}_3(\text{g})$ | 337.0 | 740 |
| $\text{Ca}(\text{OH})_2(\text{s}) \leftrightarrow \text{CaO}(\text{s}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g})$ | 109.3 | 752 |
| $\text{BaO}_2(\text{s}) \leftrightarrow \text{BaO}(\text{s}) + \frac{1}{2}\text{O}_2(\text{g})$ | 80.8 | 1000 |
| $\text{LiOH}(\text{l}) \leftrightarrow \frac{1}{2}\text{Li}_2\text{O}(\text{s}) + \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}(\text{g})$ | 56.7 | 1000 |
| $\text{CaCO}_3(\text{s}) \leftrightarrow \text{CaO}(\text{s}) + \text{CO}_2(\text{g})$ | 178.1 | 1110 |
| $\text{MgSO}_4 \leftrightarrow \text{MgO}(\text{s}) + \text{SO}_3(\text{g})$ | 287.6 | 1470 |

Source: Wyman, C. March 1979. Thermal Energy Storage for Solar Applications: An Overview. SERI/TR-34-089, Solar Energy Research Institute, Golden, CO. With permission.

Figura 33 Características de materiales para el almacenamiento de calor latente [29]

3.2.1 TANQUES DE ALMACENAMIENTO EN PLANTAS DE ENERGIA SOLAR

Los conceptos de almacenamiento presentados y clasificados hasta el momento están enfocados en términos de los primarios tipo HTF (Heat Transfer Fluid) y SPP (Solar Power Plant), empezando con las bajas temperaturas de sistemas refrigerados por aceite, continuando con las temperaturas intermedias de vapor, sales fundidas y torres de sodio SPP y finalizado con las altas temperaturas de torres de refrigeradas por gas. Los mayores sistemas experimentales de almacenamiento para SPP serán resumidos en la tabla 3. [30]

Tabla 3 Sistemas de almacenamiento termico [30]

| Instalaciones /Localización | Medio de almacenamiento | Refrigerante primario | Temperatura de diseño | | Concepto de tanque | Volumen tanque m ³ | Capacidad térmica MWt |
|---------------------------------|-------------------------|-----------------------|-----------------------|--------|----------------------|-------------------------------|-----------------------|
| | | | Cold °C | Hot °C | | | |
| Irrigation pump Coolidge /AZ | Aceite | Aceite | 200 | 288 | 1 tanque Thermocline | 114 | 3 |
| IEA-SSPS (Farm) Almeria, Spain | Aceite | Aceite | 225 | 295 | 1 tanque Thermocline | 200 | 5 |
| SEGS-1 Daggett/CA | Aceite | Aceite | 240 | 307 | Tanque frio | 4160 | 120 |
| | | | | | Tanque caliente | 4560 | |
| IEA-SSPS (Farm) Almeria, Spain | Aceite | Aceite | 225 | 295 | 1 tanque doble medio | 100 | 4 |
| Solar One Barstow, CA | Aceite Rocas/Arena | Vapor | 224 | 304 | 1 tanque doble medio | 3460 | 182 |
| CESA-1 Almeria, Spain | Sales fundidas | Vapor | 220 | 340 | Tanque frio | 200 | 12 |
| | | | | | Tanque caliente | 200 | |
| Themis Targassonne, France | Sales fundidas | Sales fundidas | 250 | 450 | Tanque frio | 310 | 40 |
| | | | | | Tanque caliente | 310 | |
| CRTF Albuquerque/NM | Sales fundidas | Sales fundidas | 288 | 566 | Tanque frio | 53 | 6.9 |
| | | | | | Tanque caliente | 53 | |
| IEA-SSPS (Tower) Almeria, Spain | Sodio | Sodio | 275 | 530 | Tanque frio | 70 | 5 |
| | | | | | Tanque caliente | | |

CAPITULO IV

FASES DEL DISEÑO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR CON TORRE RECEPTORA

4.1 EMPLAZAMIENTO

Antes de plantear el diseño de una planta solar, debemos estar seguros de que su localización geográfica nos brindara la energía necesaria para hacer viable el diseño de esta planta, por lo cual se tiene un mapa global de radiación, como ya se explicó en el capítulo 1, de cómo varia la energía solar (Fig. 34). La experiencia aconseja tener por lo menos de 3-4 KWh/m².dia.

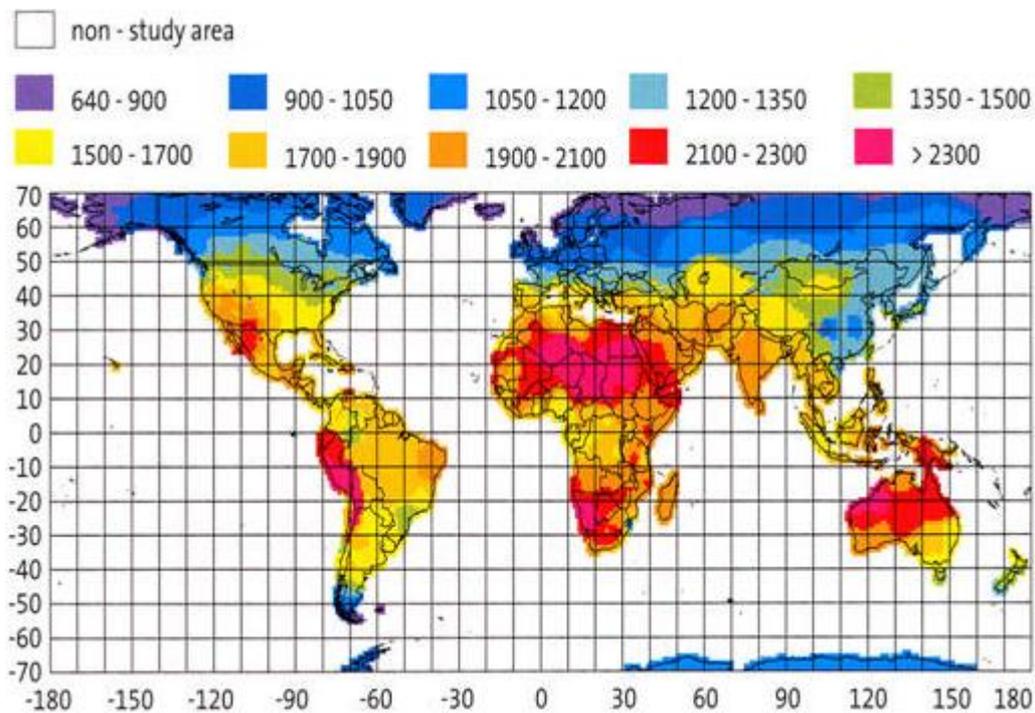


Figura 34 Mapa de radiación Global [31]

4.2. PUNTO DE DISEÑO

Esta es la fase inicial del diseño donde se especificará la hora solar (t_s) a la que deseamos diseñar y el día del año específico (N), teniendo en cuenta que para cada día hay una radiación directa de diseño, por lo general se diseña partiendo del medio día solar en el equinoccio de primavera y se tiene que fijar una potencia de diseño, también se planteara la potencia eléctrica que deseamos generar que por lo general se fija en MWe (Mega Watts – eléctricos) y a partir del cual se obtendrá la potencia térmica MWt (Mega Watts-térmicos) y si uno desea incrementar las horas de trabajo del sistema en ausencia de radiación solar, debe implementar un sistema de almacenamiento y seleccionar un múltiplo solar (MS), la figura 35 relaciona estas 3 variables.

4.3. MÚLTIPLO SOLAR (MS)

Es la relación entre la potencia que absorbe el receptor y la potencia de diseño, donde si uno desea tener un sistema de almacenamiento para autonomía en ausencia de radiación debe escoger un MS >1 y si no se desea usar almacenamiento entonces se escogerá MS=1, por experiencia en la construcción de plantas solares los valores de MS oscilan entre 1.2 y 1.8.

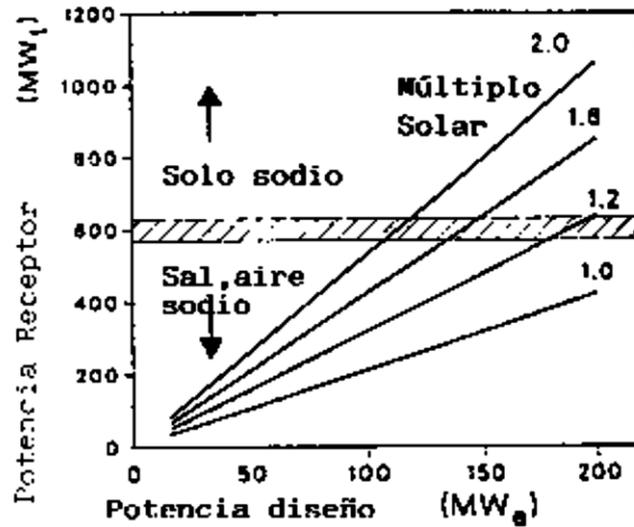


Figura 35 Relación entre Múltiplo Solar - Potencia térmica y Potencia de diseño [32]

El implementar un sistema de almacenamiento puede incrementar la eficiencia anual del sistema, como puede verse en la figura 36.

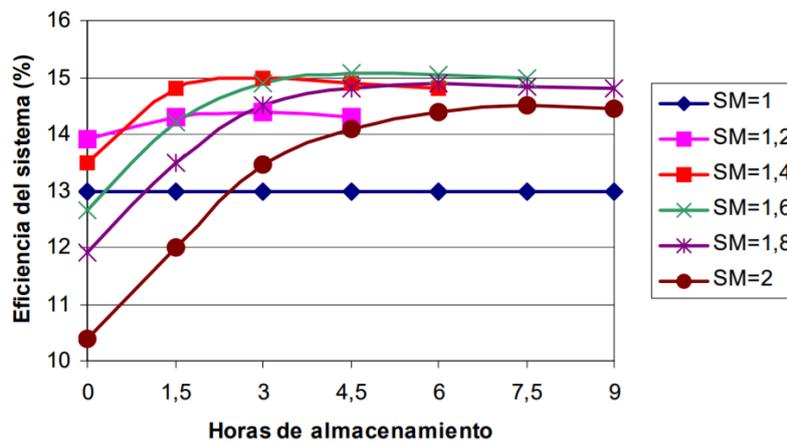


Figura 36 Incremento anual de la eficiencia del sistema con adición de almacenamiento para diferentes MS [30]

Si uno desea calcular el múltiplo solar lo puede hacer mediante la ecuación 4.1 donde Potencia receptor ($P_{Receptor}$) en MWt será mayor a la potencia de diseño ($P_{Diseño}$) en MWe.

$$MS = \frac{P_{Receptor}}{P_{Diseño}} \quad \text{Ec.4.1 [30]}$$

4.4. ALTURA DE LA TORRE

Elegido la potencia de diseño ($P_{\text{Diseño}}$) en MWe, decidiendo si habrá tanques almacenamiento a través del múltiplo solar (MS), y la potencia térmica del receptor (P_{Receptor}) como selección de las anteriores podemos elegir la altura de la torre definiendo previamente si será un campo de heliostatos Norte o un campo Circular (Fig. 37).

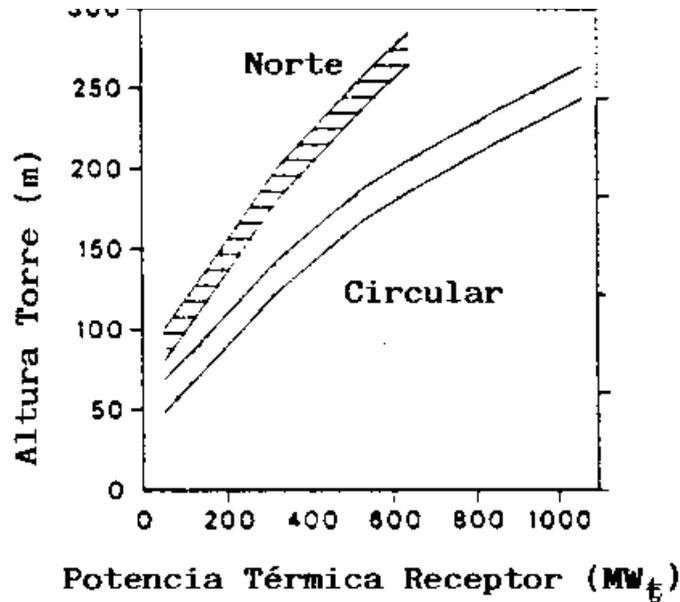


Figura 37 Potencia del receptor - Tipo de campo - Altura de Torre [32]

4.5. ÁREA DEL RECEPTOR

Una vez tenemos la altura de la torre, ahora podemos aproximar la superficie de absorción que tendrá el receptor (Fig. 38), en función del HTF (Heat Transfer Fluid) de almacenamiento sea sales fundidas, sodio, o carbonatos, para a partir de esta área calcular las dimensiones básicas del receptor (diámetro y altura).

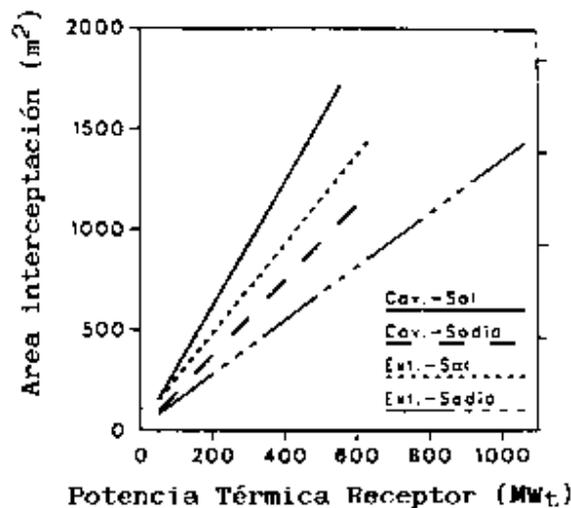


Figura 38 Área de interceptación del receptor - Potencia térmica del receptor [32]

4.6. DIMENSIONADO DEL ALMACENAMIENTO

El tamaño del almacenamiento está relacionado con el múltiplo solar y es uno de los parámetros a definir que poseen una mayor relevancia. Un almacenamiento capaz de dar autonomía a la planta para asegurar su funcionamiento 24 horas no sería práctico en términos económicos. Es por tanto necesario, por razones de coste, ajustar el almacenamiento, de tal modo que el factor de capacidad de la planta se sitúe en el de plantas convencionales de carga intermedia (30-50%). Además de por el factor de capacidad, también el almacenamiento está afectado por la potencia de la turbina, la eficiencia del ciclo y la estrategia de despacho de la planta.

En la figura 39 se representa la relación típica entre el factor de capacidad y las horas y capacidad térmica de almacenamiento. Estos valores oscilan habitualmente entre 3 y 8 horas de funcionamiento de la turbina a pleno rendimiento a partir de la energía extraída del sistema de almacenamiento. La capacidad térmica almacenada depende del tamaño de la planta, y por supuesto estaría afectada por la estrategia de despacho a la red. [32]

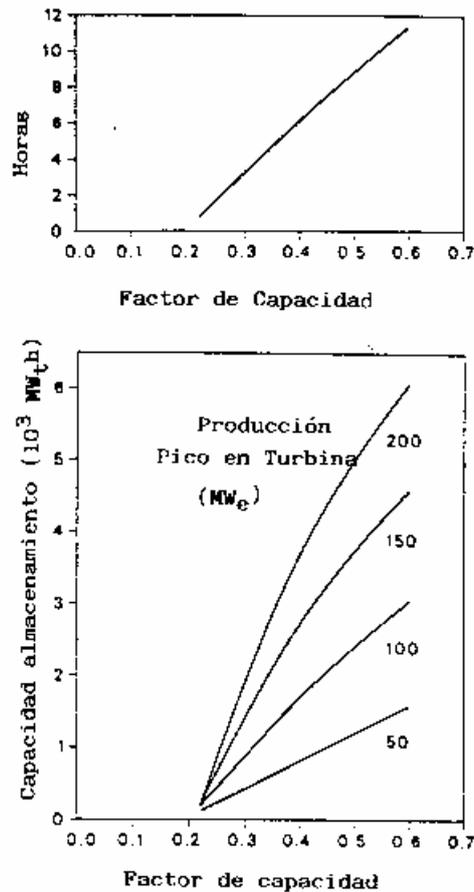


Figura 39 Tamaño de almacenamiento térmico en función del factor de capacidad de la planta (El número de horas es estimado para la producción pico de la turbina) [32]

CAPITULO V

DISEÑO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS CIRCULAR

INTRODUCCION

Para el diseño del campo de heliostatos de una planta termosolar con campo circular se usará el modelo pseudo-continuo y simplificado que es la combinación de una función analítica de la densidad de flujo enviada por un heliostato a la superficie del receptor, desarrollada por Collado FJ, Gómez A, Turégano JA. [33] con una distribución de densidad especular optimizada derivada de la Universidad de Houston (UH) para el Proyecto Solar One [34-36].

Como se definió en el capítulo II sección 2.2.4.2 para poder hacer el diseño de un campo circular, se necesita profundizar en los factores que afectaran a la eficiencia, y a la determinación de las dimensiones preliminares como son altura de la torre (THT) y receptor (HR), porque estas dimensiones están intrínsecamente ligadas a la determinación del campo solar tratadas en el capítulo IV, con estos pasos ya claros podemos dar paso a la determinación de la geometría y posición de los heliostatos y generar el campo de heliostatos. Para ello se introducirán nuevos conceptos como son factor de interceptación f_{int} , factor de atenuación f_{att} , ángulo de incidencia ω_i , reflectividad ρ , factor de bloqueo y sombras f_{sb} como se observa en la figura 40.

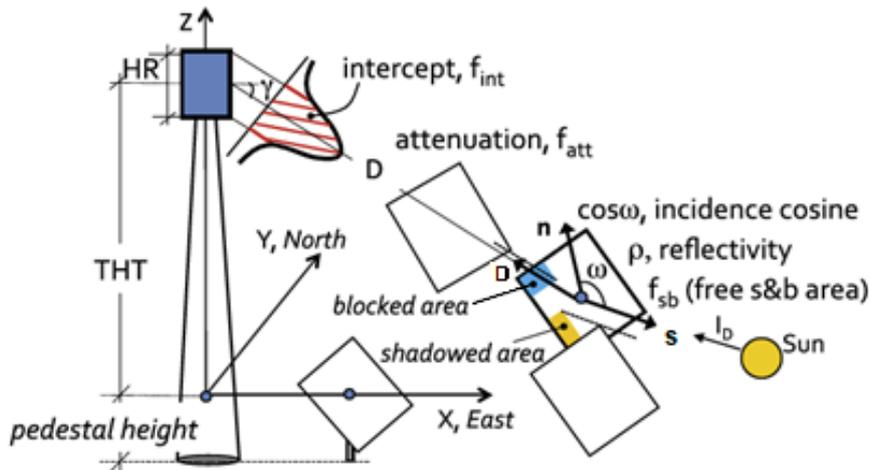


Figura 40 Nomenclatura de la eficiencia óptica en un campo de heliostatos [37]

De la misma forma se introducirán a la geometría del campo como son diagonal del heliostato (DH), diagonal con distancia de seguridad (DHs), Altura del heliostato (LH), y los ángulos de espaciamento azimutal ($\Delta\alpha_T$), y la geometría entre los ángulos formados por el receptor y los heliostatos.

5.1 CAMPO DE HELIOSTATOS CIRCULAR

Diagonal del Helioestado

La diagonal de un helioestado (DH) puede ser hallada mediante la relación ancho y altura del helioestado y la altura del helioestado mediante la siguiente ecuación, este valor nos permitirá a priori estimar la distancia entre heliostatos adyacentes.

$$DH = (\sqrt{1 + wr^2})LH \quad \text{Ec. 5.1 [38]}$$

$$wr = \frac{LW}{LH} \quad \text{Ec. 5.2}$$

Donde:

LW= Anchura del helioestado

LH= Altura del helioestado

wr = Relación anchura y altura del helioestado

Diagonal con distancia de seguridad

Debido a que los heliostatos adyacentes no pueden tener contacto entre ellos para permitir su movimiento de altitud y azimut, se le adiciona una distancia de seguridad a través de la ecuación 5.3.

$$DH_s = (\sqrt{1 + wr^2} + ds)LH \quad \text{Ec. 5.3 [38]}$$

Donde:

DH_s = Diagonal con distancia de seguridad

ds = Distancia de seguridad

En cuanto a la distancia de seguridad (ds) esta varía entre $0.1\text{m} \leq ds \leq 0.85\text{m}$ donde 0.1 fue empleado en eSolar al sur de California [39] y 0.85m perteneciente a Gemasolar en España.

Angulo azimutal incremental

Es la variación del ángulo azimutal en cada fila de heliostatos respecto de su radio al centro de la torre receptor, a medida que se incremente el radio entre filas, el ángulo será menor y puede ser calculado mediante la ecuación 5.4.

$$\Delta\alpha_T = 2\tan^{-1}\left[\left(\frac{DH_s}{2}\right)/R_{min}\right] \quad \text{Ec. 5.4 [38]}$$

Donde:

$\Delta\alpha_T$ = Incremento del ángulo azimutal

R_{min} = Radio inicial medida desde la torre a la primera fila de heliostatos

Las variables estudiadas anteriormente quedan plasmadas en la figura 41, las líneas rojas formando un triángulo permiten calcular en ángulo azimutal variable.

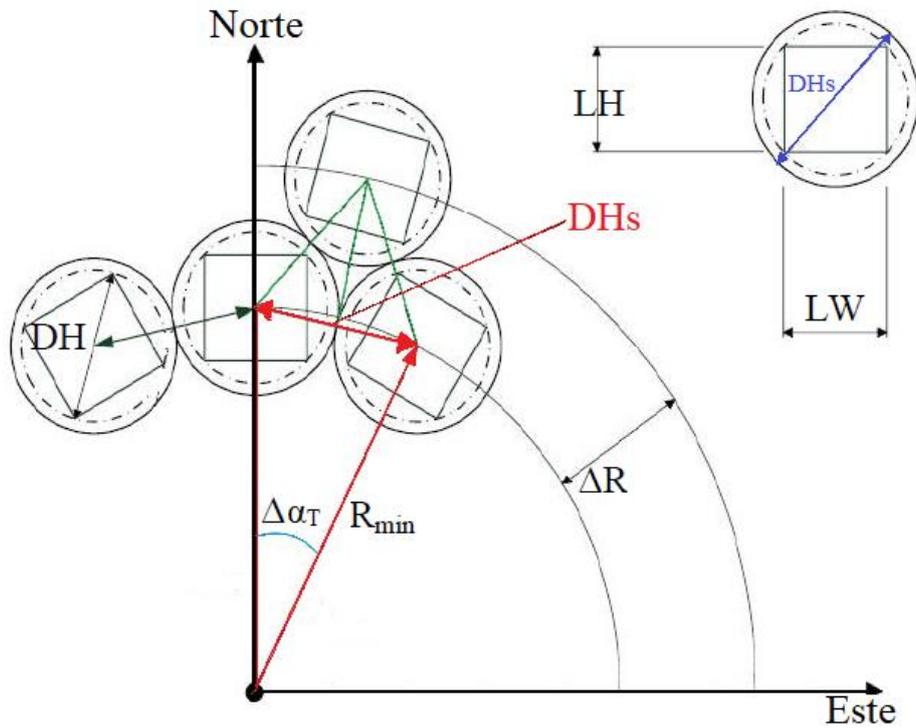


Figura 41 Definiciones fundamentales de un campo de heliostatos [40]

Radio inicial (R_{min})

Para establecer el valor inicial del radio mínimo, múltiples investigaciones de optimización nos proporcionan valores optimizados dando como resultado:

$$R_{min} = 0.75THT \quad \text{Ec. 5.5 [47]}$$

Otro ejemplo para el caso Battleson en 1981, nos proporcionan valores para plantas termosolares menos a 100 MWt y otro para mayores a 500 MWt arroja el mismo valor un aproximado del 75% de la altura de la torre. Fig. 42

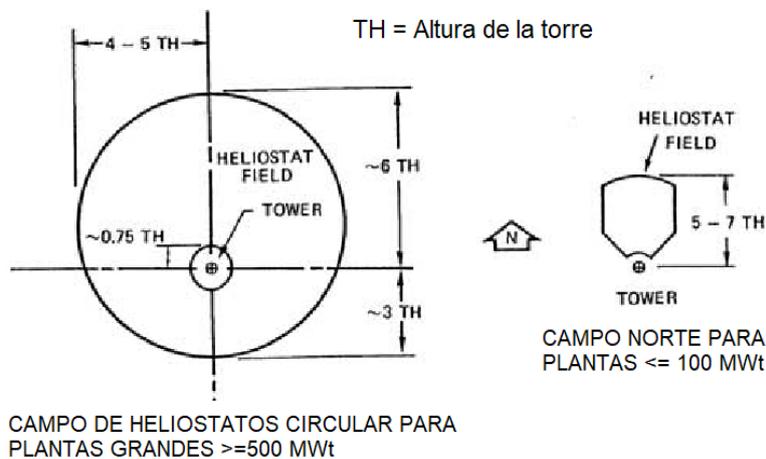


Figura 42 Valores óptimos de plantas solares (Battleson 1981). [44]

Incremento radial entre filas consecutivas (ΔR)

La diferencia de radios entre cada fila de heliostatos puede ser hallado por relación geométrica, como se observa en la figura 41, el triángulo verde formado por 3 heliostatos circundantes forma un triángulo equilátero, si ampliamos la imagen obtenemos la figura 43 y podemos definir la ecuación 5.6.

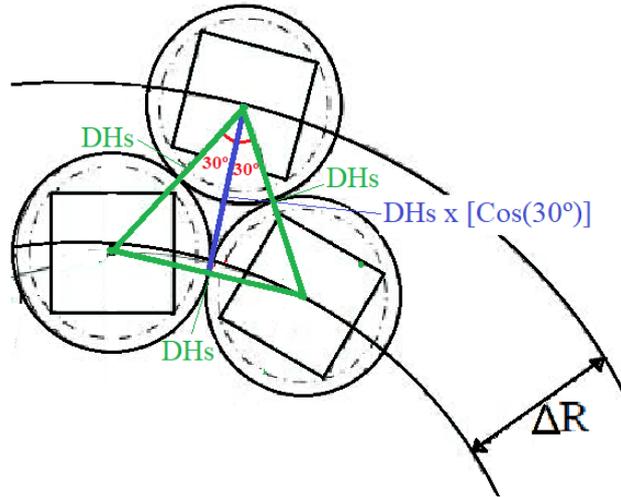


Figura 43 Variación del radio entre filas

$$\Delta R \approx DHs \cos 30^\circ \quad \text{Ec. 5.6 [38]}$$

Si se desea ser preciso a la hora de calcular la variación del radio en cada fila de heliostatos, se tiene la expresión del factor de sombras y bloqueo que nos da la ecuación 5.7

$$f_{sb} = 1 - \left[\left(\frac{\Delta R}{LH} \right) \left(\frac{\cos \varepsilon_t + \tan \beta \operatorname{sen} \varepsilon_t}{\cos \omega_i} \right) \right] \left[\frac{2wr - (\sqrt{1 - wr^2} + ds)}{wr} \right] \quad \text{Ec. 5.7 [38]}$$

Donde:

fb = Es el factor de pérdidas de sombras y bloqueo

ε_t = Ángulo de elevación (origen el cenit) del vector unitario de la torre que apunta desde el centro de la superficie del heliostato al receptor.

ω_i = Ángulo de incidencia de los rayos del sol en la superficie del heliostato.

β = Pendiente del suelo

LH= Altura del heliostato

wr = Relación anchura y altura del heliostato

ΔR = Incremento radial entre filas consecutivas

Si se hacen algunas suposiciones como que el terreno es plano entonces $\beta = 0$, y se supone que el factor de bloqueo (f_b) de la primera fila será constante para los otros valores podemos despejar ΔR obteniendo la ecuación 5.8:

$$\Delta R = \left[\left(\frac{\cos \omega_i}{\cos \varepsilon_t} \right) \left(1 - \frac{(1-f_{sb})wr}{2*wr - (\sqrt{1-wr^2} + ds)} \right) \right] LH \quad \text{Ec. 5.8 [38]}$$

En cuanto al factor de bloqueo (f_b), se utiliza el valor promedio anual típico. El promedio anual de pérdida por el factor sombras y bloqueo es 5.60% por lo que $f_b = 0.944$ [41].

5.2 EFICIENCIA OPTICA UN HELIOSTATO

La eficiencia óptica de un heliostato viene afectada por 5 factores y puede ser calculada siguiendo la nomenclatura de Sandia [42], mediante la ecuación 5.9.

$$\eta_f = \cos \omega_i f_{sb} f_{fp} f_{at} \quad \text{Ec. 5.9 [38]}$$

Donde:

f_{sb} = Factor de sombras y bloqueo

$\cos \omega_i$: Es el ángulo incidente de la radiación solar

f_b : Factor de bloqueo

f_{sp} : Factor de “spillage” o desbordamiento

f_{at} : Factor de atenuación atmosférica

5.2.1 FACTOR SOMBRAS Y BLOQUEO

Si bien desarrollamos la ecuación 5.6 que define al factor de sombras y bloqueo, no se vio su significado físico, ya que este factor, no solo depende de la posición del sol y la ubicación individual del heliostato, sino también es una función de la ubicación de los heliostatos adyacentes. El sombreado ocurre cuando la radiación incidente es obstruida por un heliostato adyacente. Por el otro lado, el bloqueo ocurre cuando la imagen reflejada de un heliostato es parcialmente bloqueada por un heliostato adyacente impidiendo así que una parte de los rayos reflejados llegue al receptor (Figura 44). En conclusión, el factor de sombreado y bloqueo de un heliostato se define como el área no sombreada o bloqueado dividida por el área total de heliostato. Las pérdidas por sombreado y bloqueo

se pueden minimizar aumentando la distancia entre los heliostatos, pero esto incrementaría el tamaño del campo de heliostatos e incrementaría el factor de atenuación atmosférica y los costos se incrementarían por al incrementar el área del campo.

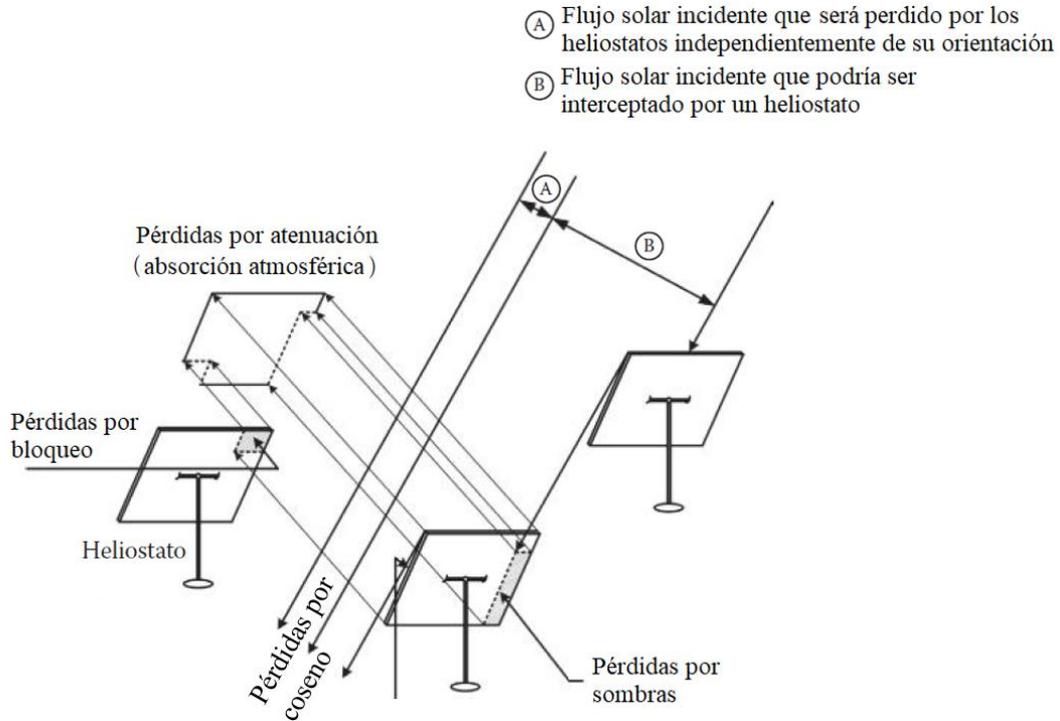


Figura 44 Pérdidas por sombras y bloqueo en un campo de heliostatos [44]

5.2.2 FACTOR DE “SPILLAGE” O DESBORDAMIENTO

Son las pérdidas debido a que no todos los rayos que son reflejados por el campo de heliostatos inciden en el receptor central.

Estas pérdidas se incrementan debido a varios factores tales como: Precisión de la superficie del heliostato, dispersión de los rayos de luz, imprecisiones en el sistema de seguimiento del heliostato. El factor spillage será estudiado en profundidad en el siguiente capítulo, de momento quedará expresado con la ecuación 5.10.

$$f_{sp} = \frac{pH\left(\frac{lw_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right) \cdot pH\left(\frac{lh_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right)}{a_r^2} \text{ Ec. 5.10 [45]}$$

Donde la función pH puede ser expresada:

$$pH(\xi_r, -a_r, a_r) = 0.5 \left[(\xi_r + a_r) \cdot \text{erf}(\xi_r + a_r) + \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r + a_r)^2} - (\xi_r - a_r) \cdot \text{erf}(\xi_r - a_r) - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r - a_r)^2} \right] + cte \text{ Ec. 5.11 [45]}$$

5.2.3 FACTOR DE ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

Este factor nos permite expresar las pérdidas de flujo solar reflejado al receptor, el cual en su trayecto hacia el receptor parte de ese flujo será absorbido por la atmosfera, tal como se puede apreciar en la figura 44. El factor de atenuación atmosférica (f_{at}), ha sido aproximada por Vittitoe y Biggs (1978) para un día claro (visibilidad de 23 km) y un día brumoso (visibilidad de 5 km).

Para un día claro con visibilidad de 23 km, el factor de atenuación atmosférica es:

$$f_{at} = 0,99326 - 0.1046SRL + 0,017SRL^2 - 0.002845SRL^3 \quad \text{Ec. 5.12 [46]}$$

Para un día nublado con solo 5 km de visibilidad, el factor de atenuación atmosférica es:

$$f_{at} = 0,98707 - 0.2748SRL + 0,03394SRL^2 \quad \text{Ec. 5.13 [46]}$$

Donde:

SRL: Es la distancia real inclinada entre los heliostatos y el receptor central en kilómetros (En inglés Slant Range).

El efecto de la atenuación atmosférica se presenta gráficamente en la figura 45. El rango máximo de inclinación para Solar One (Planta termosolar Nevada, U.S.A) es de 0.44 km (1440 pies); sin embargo, a medida que las plantas sean de mayor potencia, este factor será más significativo.

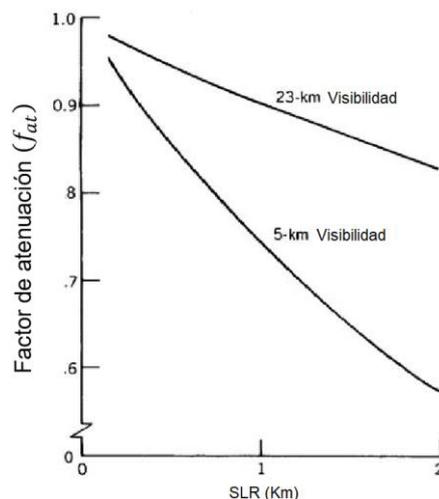


Figura 45 Factor de atenuación atmosférica para un día claro y nublado [46]

5.2.4 FACTOR COSENO ($\cos \omega_i$)

Esta es la pérdida más significativa en el campo de heliostatos que se debe al ángulo entre el rayo solar incidente y la superficie normal (ángulo de incidencia), por lo que es dependiente de la posición del sol y de los heliostatos. La radiación reflejada desde el heliostato es proporcional al coseno de este ángulo ($\cos \omega_r$), razón por la cual que se le llama efecto coseno.

Como se muestra en la Figura 46, para un campo ubicado en el hemisferio norte, un heliostato situado en el campo sur tiene un mayor ángulo de incidencia y, en consecuencia, área del reflector menos efectiva y factor coseno. Para el hemisferio sur, el campo sur tendrá menor ángulo de incidencia y área del reflejada por heliostato más efectiva y también su factor coseno.

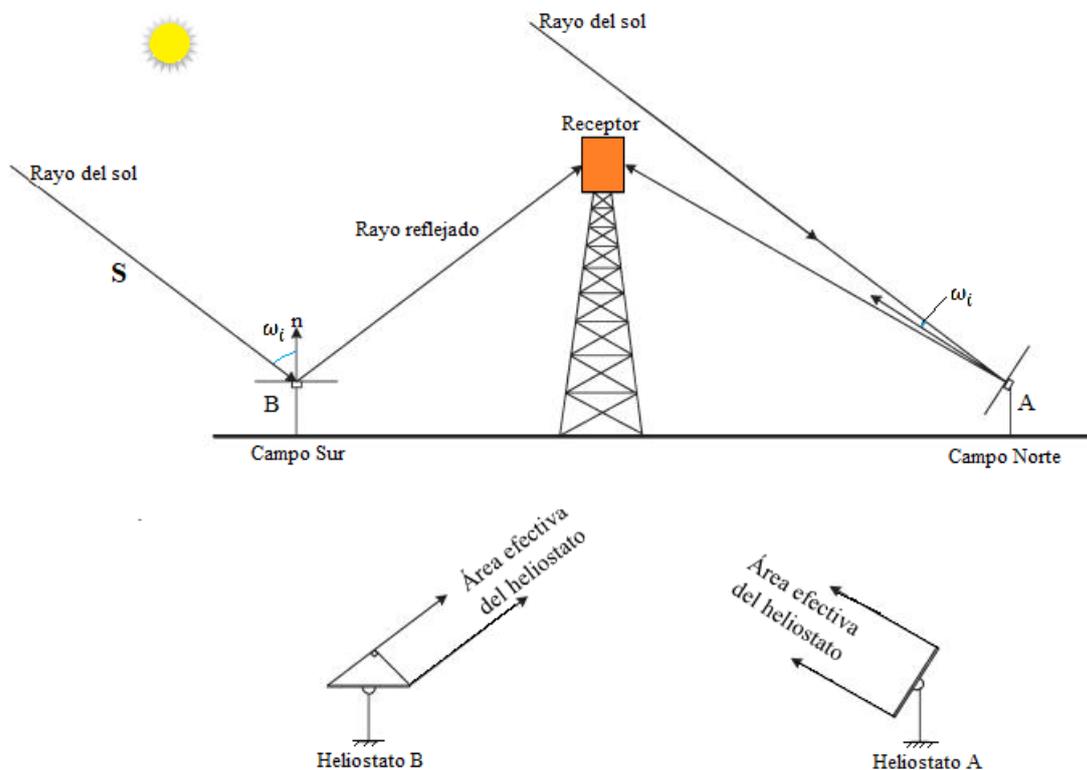


Figura 46 El efecto coseno para un campo de heliostatos ubicado en el hemisferio norte [1]

Para el cálculo del factor coseno, deberemos establecer un sistema de coordenadas entre el heliostato y el receptor y los ángulos solares estudiados en el capítulo 1.

La geometría puede ser descrita utilizando coordenadas cenitales, este y norte (z, e, n) con su origen en O, en la base del punto fijo "A", objetivo de los rayos de sol reflejados tal, figura 47.

La localización de la superficie reflectante o heliostato en el punto "P", serán las coordenadas, z_p, e_p, n_p situado a una altura sobre el origen de coordenadas.

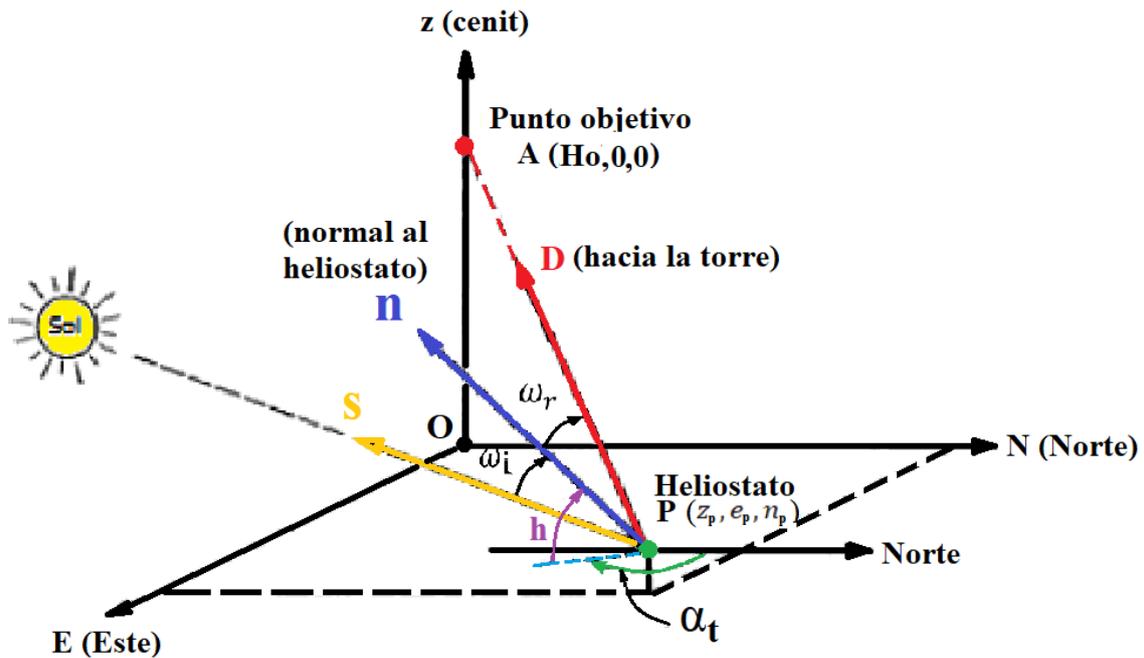


Figura 47 Coordenadas que definen el reflejo de los rayos solares mediante un heliostato en un único punto de mira. El vector "n" es normal a la superficie reflectante del heliostato [44]

Para predecir los ángulos de altitud solar y de azimut de cada heliostato, se deben definir tres vectores unitarios.

El vector unitario del rayo solar \vec{S} , que apunta hacia el Sol, el vector unitario \vec{D} , que apunta desde la superficie del heliostato al receptor punto "A", situado en el receptor del flujo solar, se define como:

$$\vec{D} = \frac{(H_o - z_p) \cdot \vec{i} - e_p \cdot \vec{j} - n_p \cdot \vec{k}}{\sqrt{(H_o - z_p)^2 + e_p^2 + n_p^2}} \quad \text{Ec. 5.14 [44]}$$

Dónde $\vec{i}, \vec{j}, \vec{k}$, y son los vectores unitarios en las direcciones de los ejes de coordenadas, z, e, n , respectivamente.

$$\vec{D} = D_z \cdot \vec{i} + D_e \cdot \vec{j} + D_n \cdot \vec{k}$$

La dirección de los cosenos de \vec{D} relativos a los ejes z_p, e_p, n_p , y son D_z, D_e, D_n .

Y por último el vector \vec{n} , es un vector unitario normal a la superficie del espejo de un heliostato, que se define como:

$$\vec{n} = n_z \cdot \vec{i} + n_e \cdot \vec{j} + n_n \cdot \vec{k}$$

Según las ley de la reflexión, el ángulo de incidencia (ω_i) es igual al ángulo de reflexión (ω_r), se puede escribir una expresión del ángulo de incidencia en términos del vector unitario \vec{S} y del vector unitario \vec{D} :

$$\vec{n} = \frac{\vec{D} + \vec{S}}{2 \cos \omega_i} = \frac{(D_z + S_z) \cdot \vec{i} + (D_e + S_e) \cdot \vec{j} + (D_n + S_n) \cdot \vec{k}}{2 \cos \omega_i} \quad \text{Ec. 5.15 [44]}$$

Con la ecuación 5.15 podemos obtener el ángulo de incidencia (ω_i) si se conocen la posición del Sol y la posición del punto objetivo en el receptor, relativos a la superficie de reflexión del heliostato.

$$\cos 2\omega_i = \vec{S} \cdot \vec{D} = D_z \cdot \text{senh} + D_e \cdot \text{cosh} + D_n \cdot \text{cosh} \cdot \text{sen} \alpha_t \quad \text{Ec. 5.16 [5.44]}$$

Para poder calcular este ángulo en función de senos, cosenos y coordenadas tanto de la torre como del heliostato obtenemos lo siguiente:

$$\cos 2\omega_i = \frac{(H_0 - z_p) \cdot \text{senh} - e_p \cdot \text{cosh} \cdot \text{sen} \alpha_t - n_p \cdot \text{cosh} \cdot \text{cos} \alpha_t}{\sqrt{(H_0 - z_p)^2 + e_p^2 + n_p^2}} \quad \text{Ec. 5.17 [44]}$$

5.3 EFICIENCIA OPTICA DEL CAMPO DE HELIOSTATOS

Con la eficiencia óptica de cada heliostato se puede obtener la eficiencia promedio del campo de heliostatos con la ecuación 5.9 [43].

$$\eta_{f \text{ campo solar}} = \frac{\sum_i^{n=\text{heliostatos}} \eta_{fi}}{n} \quad \text{Ec. 5.12 [43]}$$

Donde:

n = Número de heliostatos

CAPITULO VI

CALCULO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA POR EL CAMPO DE HELIOSTATOS

INTRODUCCION

Una vez que ya hemos definido el campo de heliostatos, necesitamos ahora definir como esa energía reflejada por el campo, será aprovechada por el receptor, para ello calcularemos la densidad de flujo sobre el receptor basado en el modelo analítico UNIZAR, este es uno de los modelos de convolución que dependen de la superposición matemática de errores de conos, llamadas: forma del sol (Sunshape), concentración (C), y errores de los espejos, figura 48.

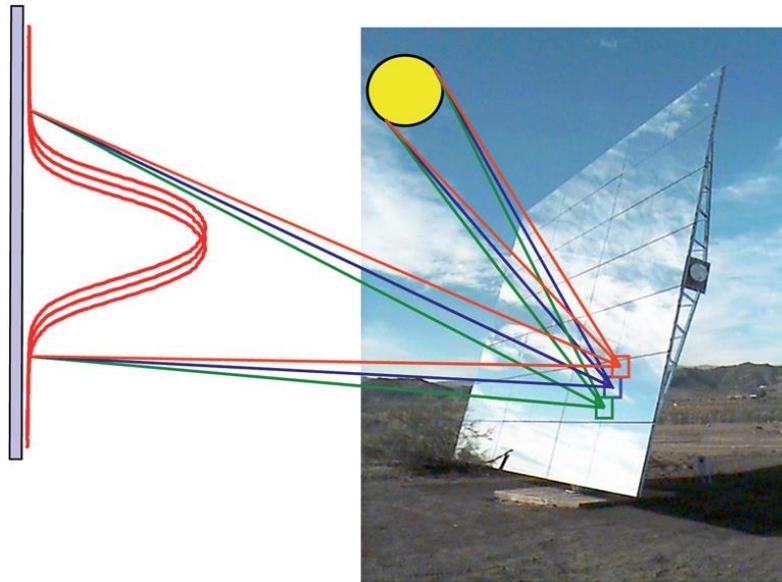


Figura 48 La convolución de la forma del sol y los errores de superficie aleatorios se origina un perfil gaussiano en la imagen solar concentrada. [48]

Esta función analítica de densidad de flujo presenta dependencia del factor coseno incidente, factor de sombras y bloqueo (f_b), del incremento del ángulo azimutal ($\Delta\alpha_T$).

6.1 SISTEMA DE COORDENADAS

Básicamente se usarán tres sistemas de coordenadas (Fig. 49).

Sistema Torre: Es el sistema de coordenadas cartesianas (X, Y, Z), con origen el centro de la base de la torre.

Sistema de torre desplazado: Este también es un sistema de coordenadas cartesianas (x_1, y_1, z_1), paralelo al anterior, con el origen (en el sistema torre) en (X_a, Y_a, Z_p). (X_a, Y_a, H_0) y (0, 0, H_0) son coordenadas del sistema que apuntan a la torre en este sistema respectivamente. La altura de la torre se puede calcular mediante la Ec. 6.1

$$H_1 = H_0 - Z_p \quad \text{Ec. 6.1 [45]}$$

Donde:

Z_p = Es la altura al centro del heliostato con respecto a su base.

H_0 = Es la altura del heliostato desde la base a la mitad de la altura del receptor.

Además, hay que considerar la pendiente del terreno (β), en el caso del hemisferio norte será ascendente obteniendo la Ec. 6.2.

$$z_1 = r \tan \beta \quad \text{Ec. 6.2 [45]}$$

$$r = \sqrt{x_1^2 + y_1^2}$$

Sistema cilíndrico: Este sistema (r, α_t, z_1) este relacionado con el sistema de torre, donde el ángulo azimutal α_t del vector D_0 , el cual apunta al centro del receptor considerado como el punto medio de su altura (HR/2).

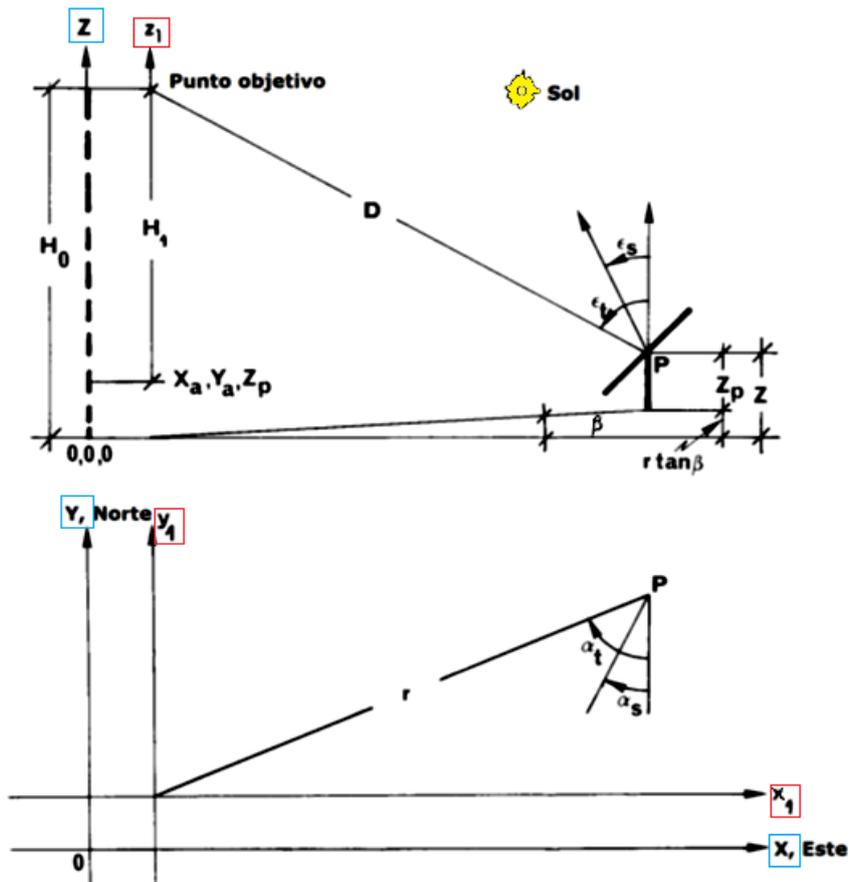


Figura 49 Sistemas de coordenadas [45]

6.2 POTENCIA INSTANTÁNEA PRODUCIDA POR UN HELIOSTATO

La potencia instantánea entregada al receptor por un heliostato será la integral sobre el contorno del receptor de la función de densidad de flujo (F). Esta densidad de flujo sobre el receptor se puede apreciar en la figura 50.

$$F(x_r, y_r) = F(\xi_r, n_r) = C \rho I_D f_{sb} fat H(\xi_r, -a_r, a_r) H(n_r, -a_r, a_r) \quad \text{Ec. 6.3 [45]}$$

Donde:

C = Función de concentración sobre el plano del receptor

I_D = Radiación directa de diseño

ρ = Reflectividad de los espejos

f_{sb} = Factor de sombras y bloqueo

fat = Factor de atenuación atmosférica

H = Función definida por conveniencia

a_r = Parámetro definido por el área total del heliostato

ξ_r y n_r = Coordenadas rotadas y reducidas en el receptor plano (Fig. 51)

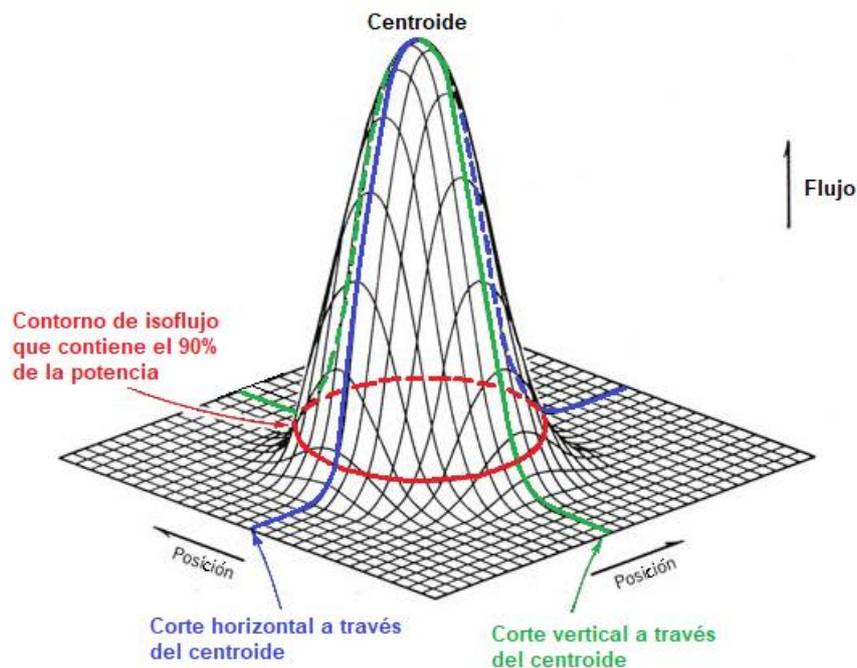


Figura 50 Patrón de densidad de flujo que llega al receptor desde un heliostato típico. [44]

El parámetro “ a_r ” queda definido por:

$$a_r = \frac{\sqrt{Ah}}{2\sqrt{2}\sigma_r} \quad \text{Ec. 6.4 [45]}$$

Donde:

Ah = Área del heliostato

σ_r = Dispersión efectiva de la forma del sol en el plano receptor.

La función H fue escogida a conveniencia y es definida por:

$$H(x, a, c) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_a^c e^{-(x-t)^2} dt = \frac{1}{2} (\text{erf}(x - a) - \text{erf}(x - c)) \quad \text{Ec. 6.4 [45]}$$

Donde:

erf = Es la función error o más conocida como la función de error de Gauss

Entonces con las variables definidas podemos calcular la potencia como:

$$P = \iint_R F(x_r, y_r) dx_r dy_r \quad \text{Ec. 6.5 [45]}$$

Donde

x_r = Coordenada "x" del receptor plano

y_r = Coordenada "y" del receptor plano

Las coordenadas x_r , y_r , ξ_r y n_r , pueden apreciarse claramente para un receptor plano (Fig. 51) donde:

$$\xi_r = \frac{lw_r}{2\sqrt{2}\sigma_r} ; \quad n_r = \frac{lh_r}{2\sqrt{2}\sigma_r} \quad \text{Ec. 6.6 [46]}$$

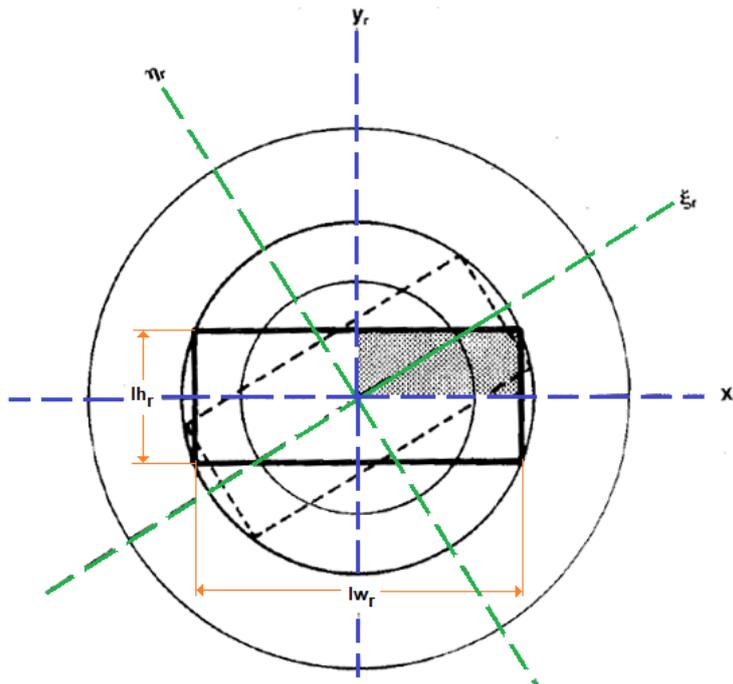


Figura 51 Densidad de flujo sobre el receptor de abertura [45]

Donde:

lw_r = Es ancho del heliostato

lh_r = Es la altura del heliostato

Entonces la potencia de flujo solar en el receptor en el eje de coordenadas ξ_r y n_r , a partir de la ecuación 6.5. obtendremos:

$$P_r = 4(\sqrt{2} * \sigma_r)^2 C \rho I_D f_{sb} fat \int_{\xi_r=0} H(\xi_r, -a_r, a_r) d\xi_r \int_{n_r=0} H(n_r, -a_r, a_r) dn_r$$

Ec. 6.7 [45]

Si se deriva la ecuación 6.7, teniendo en cuenta la suma circular del flujo, teniendo en cuenta que los heliostatos apuntan adecuadamente al receptor utilizando la expresión de la integral indefinida de la función de error (erf), obtendremos la función pH (Ec. 6.8), la integral indefinida de la función H. (Tenga en cuenta que el punto es el operador matemático de producto escalar, producto interno o producto punto)

$$\int \text{erf}(x) dx = x \text{erf}(x) + \left(\frac{1}{\sqrt{\pi}}\right) e^{x^2} + \text{const}$$

$$pH(\xi_r, -a_r, a_r) = 0,5 \left[(\xi_r + a_r) \cdot \text{erf}(\xi_r + a_r) + \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r + a_r)^2} - (\xi_r - a_r) \cdot \text{erf}(\xi_r - a_r) - \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot e^{-(\xi_r - a_r)^2} \right] + \text{cte}$$

Ec. 6.8 [45]

Se puede demostrar que,

$$pH(0, -a_r, a_r) = 0,0 + \text{cte}$$

y sustituyendo en ecuación 6.8 y teniendo en cuenta las propiedades de la función de error con respecto al signo. Obtenemos:

$$P_r = 8\sigma_r^2 C \rho I_D f_{sb} fat pH\left(\frac{lw_r}{2\sqrt{2}*\sigma_r}, -a_r, a_r\right) \cdot pH\left(\frac{lh_r}{2\sqrt{2}*\sigma_r}, -a_r, a_r\right)$$

Ec. 6.9 [45]

6.3 POTENCIA ENVIADA SOBRE EL RECEPTOR POR UN HELIOSTATO

De la ecuación 6.9 se puede concluir que la potencia total enviada por un heliostato sobre el receptor plano será:

$$P_r = A_h \rho I_D f_{sb} fat \cos \omega_i$$

Ec. 6.10 [45]

Donde:

$\cos \omega_i$ = Coseno del ángulo incidente

Revisando la función analítica de los flujos de rayos solares reflejada por el sol [47], donde la función de concentración (C), parámetro definido por el área total en la ec. 6.4 (a_r), se muestra que:

$$8\sigma_r^2 C a_r^2 = A_h \cos \omega_i$$

Y se deduce que el factor spillage (f_{sp}) en el capítulo 5.

$$f_{sp} = \frac{pH\left(\frac{lw_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right) \cdot pH\left(\frac{lh_r}{2\sqrt{2}\sigma_r}, -a_r, a_r\right)}{a_r^2}$$

Por lo tanto, la potencia suministrada al receptor por unidad de área de un espejo es:

$$P_m = I_D \rho \cos \omega_i f_{sb} fat f_{sp} \quad \text{Ec. 6.11 [45]}$$

Donde:

P_m = Potencia por metro cuadrado de espejo (W/m²)

Para llegar a la conclusión que la eficiencia óptica de un heliostato es el producto de estos factores. Note que esta eficiencia fue definida en el capítulo 5.

$$\eta_h = \rho \cos \omega_i f_{sb} fat f_{sp} \quad \text{Ec. 6.12 [45]}$$

6.4 FLUJO SOBRE EL RECEPTOR

Una vez definida el flujo generado por un heliostato ahora nos enfocaremos flujo sobre el plano imaginario en el receptor, tal como se vio en la figura 48 y 50. Se usará el mismo sistema de coordenadas empleado de la figura 49, donde no llegamos a definir sus ángulos.

Definiendo los ángulos:

α_s = Ángulo entre la proyección horizontal del vector normal a la superficie del heliostato con el eje horizontal en sentido sur, positivo en el sentido horario.

α_t = Ángulo azimutal entre la proyección de la normal a la superficie del heliostato y la proyección horizontal del vector \vec{D} , positivo en el sentido horario.

ϵ_s = Ángulo entre el vector normal a la superficie del heliostato con el eje vertical.

ϵ_t = Ángulo entre el vector \vec{D} , con el eje vertical

Expresión analítica de la función de densidad de flujo solar sobre una imagen plana del receptor:

$$F(x_r, y_r) = F(\xi_r, n_r) = C_R \rho I_D H(\xi_r, -a_{1r}, a_{1r}) H(n_r, -a_{2r}, a_{2r}) \quad 6.13 [33]$$

Donde:

C_R = Función de concentración sobre el plano del receptor

I_D = Radiación directa de diseño

ρ = Reflectividad de los espejos

H = Función definida por conveniencia

a_{1r} = Parámetro definido por el área total del heliostato

a_{2r} = Parámetro definido por el área total del heliostato

ξ_r y n_r = Coordenadas rotadas y reducidas en el receptor plano (Fig. 49)

Definiendo la función de concentración (C_R) debido a la ley de la reflexión

$$C_R = \frac{\cos \omega_i \cdot \cos \omega_r}{J} \quad \text{Ec. 6.14 [33]}$$

Donde:

$\cos \omega_i$ = Coseno del ángulo incidente sobre el heliostato

$\cos \omega_{rec}$ = Coseno del ángulo incidente sobre el receptor

J = Jacobiano

$$J = (1 - \cos \omega_i)^2 \quad \text{Ec. 6.15 [33]}$$

La función H es la misma definida en la Ec. 6.4

$$H(x, a, c) = \frac{1}{\sqrt{\pi}} \int_{t=a}^{t=c} e^{-(x-t)^2} dt = \frac{1}{2} (\text{erf}(x - a) - \text{erf}(x - c)) \quad \text{Ec. 6.16 [33]}$$

Donde:

erf = Es la función error

$$\text{erf}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^x e^{-t^2} dt \quad \text{Ec. 6.17 [33]}$$

El ángulo incidente del rayo reflejado en el plano imaginario sobre el receptor se puede expresar:

$$\cos \omega_r = \text{sen} \epsilon_t \cos \alpha_t \cos \gamma + \cos \epsilon_t \text{sen} \gamma \quad \text{Ec. 6.18 [33]}$$

Donde:

$\cos \gamma$ = Es el coseno del ángulo formado por la normal del receptor y el vector \vec{D} (Fig. 45).

Y las siguientes relaciones:

$$\sigma_r = \frac{\sigma_e}{\sqrt{\cos \omega_r}} \quad \text{Ec. 6.19 [33]}$$

Donde:

σ_r = Dispersión efectiva de la forma del sol en el plano receptor.

σ_e = Error efectivo derivado de la convolución

El error efectivo (σ_e) es derivado de tres distribuciones Gaussiana de error y queda definido de la siguiente forma:

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma_{sun}^2 + 2(1 + \cos \omega_i) \sigma_{slp}^2 + \sigma_{trk}^2} \quad \text{Ec. 6.20 [59]}$$

Donde:

σ_{sun} = Desviación estándar de la forma del sol

σ_{slp} = Desviación estándar por errores de superficie en el espejo

σ_{trk} = Desviación estándar por errores de seguimiento del heliostato

$$a_{1r} = \frac{lw_2}{2\sqrt{2} \sigma_r}$$

$$a_{2r} = \frac{lh_2}{2\sqrt{2} \sigma_r}$$

σ_r = Dispersión efectiva de la forma del sol en el plano receptor.

El tamaño lateral de la imagen proyectada sobre el receptor y el flujo solar enviado por el heliostato:

$$lw_2 = \sqrt{\frac{J}{\cos \omega_r} lw_r}$$

$$lh_2 = \sqrt{\frac{J}{\cos \omega_r} lh_r}$$

Donde:

lw_r = Es ancho del heliostato

lh_r = Es la altura del heliostato

Coordenadas del plano receptor:

$$\xi_r = \frac{x'_r}{\sqrt{2} \sigma_r}$$

$$n_r = \frac{y'_r}{\sqrt{2} \sigma_r}$$

$$x'_r = +x_r \cos(\theta - \tau) + y_r \text{sen}(\theta - \tau)$$

$$y'_r = -x_r \text{sen}(\theta - \tau) + y_r \cos(\theta - \tau)$$

Donde:

θ = Ángulo de rotación del plano del heliostato respecto plano de imaginario del receptor

τ = Ángulo de rotación del plano de imaginario del receptor respecto plano del heliostato.

Para nuestro estudio ambos ángulos serán 0° , es decir el heliostato permanecerá de forma horizontal paralelo a la superficie del suelo, y el plano imaginario del receptor permanecerá de forma perpendicular respecto a la superficie del suelo.

6.5 TÉCNICAS DE APUNTAMIENTO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS

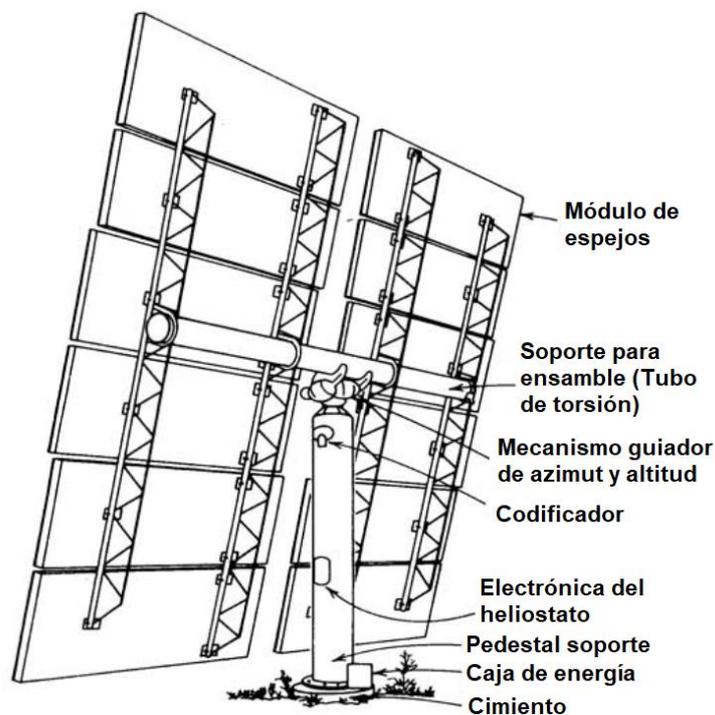


Figura 52 Parte posterior del heliostato utilizado en la planta piloto del receptor central Solar One en Barstow, California. [44]

Los heliostatos tienen un rango de movimiento en montura altazimutal (altura y azimut), manejando estas dos variables podemos controlar el reflejo de los rayos solares sobre el receptor. Figura 52.

Con un sistema automático de guía, enfoque, la posición del sol y la distancia a la torre, se puede obtener una distribución adecuada de la radiación solar optimizando la eficiencia a la vez que se minimiza el daño al receptor, dado que la concentración del calor será más uniforme a lo largo de este.

6.5.1 TÉCNICA DE APUNTAMIENTO DIRECTA SEGMENTADA

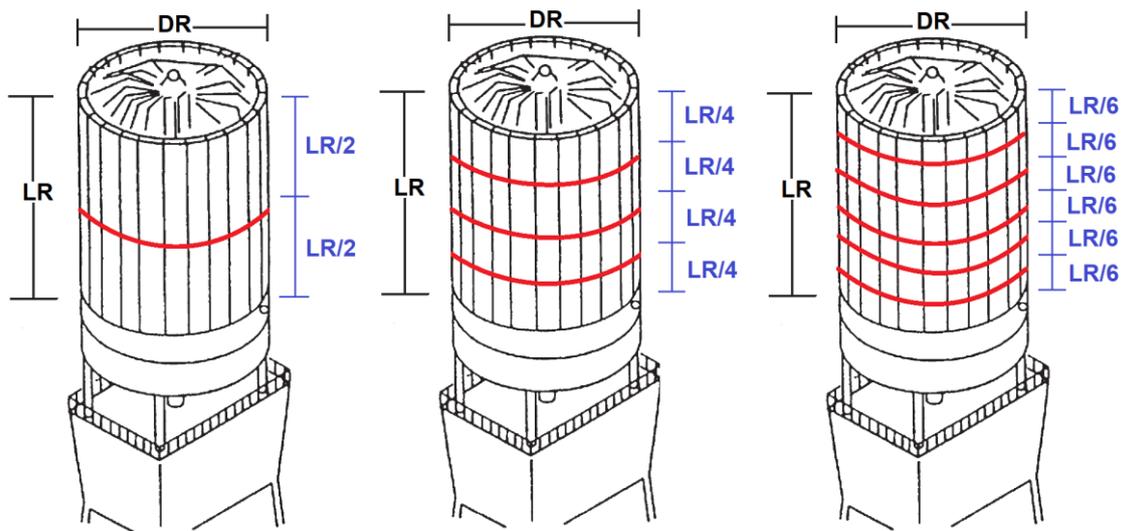


Figura 53 Distribución de los rayos reflejados por los heliostatos sobre el receptor [1]

Esta estrategia se basa en apuntar, normalmente de forma secuencial en segmentos igualmente espaciados al receptor tal y como se muestra en la figura 53.

La eficiencia no varía notablemente entre estas técnicas, pero al distribuir el flujo de manera uniforme a lo largo del receptor, se reduce el gradiente térmico y disminuye la temperatura de trabajo, y por lo tanto se obtienen notables ventajas en la durabilidad de los materiales.

CAPITULO VII

DISEÑO DE LA PLANTA SOLAR DE 100 MWe

7.1 EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA

Como ya definimos las ecuaciones del ángulo de altitud solar y del ángulo azimut, descritas en términos de los ángulos de latitud, declinación y ángulo horario, calcularemos la posición del Sol en el cielo, en función de la fecha, hora y localización de la central de producción de energía eléctrica.

La localización proyectada de la planta termosolar estará situada en el distrito de la Joya, provincia y departamento de Arequipa, en Perú, como se aprecia en la figura 54, la línea roja representa un límite virtual de la ciudad.

La planta se ubicará en las siguientes coordenadas:

Latitud: $16^{\circ} 44' 21''$ Sur

Longitud: $71^{\circ} 50' 59''$ Oeste

El punto de diseño será el equinoccio de primavera el 22 de setiembre a las 12:00 (hora solar).

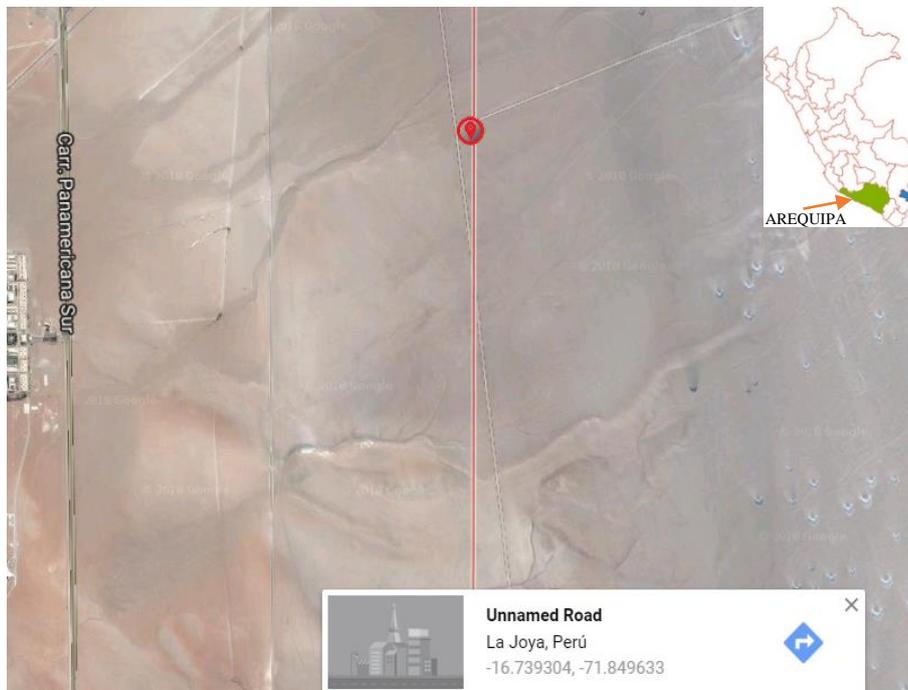


Figura 54 Ubicación proyectada de la planta termo solar. [49]

En consecuencia, se define el ángulo de latitud de la instalación como:

$$\phi = -16,739304^\circ$$

Recibe una insolación directa anual por encima de los 1.900 Kwh/m^2 y la temperatura media anual está en torno a los 12.9°C .

Radiación directa típica de diseño de la localización:

$$I_D = 1000 \text{ W/m}^2 \text{ [57]}$$

El punto de diseño elegido para la creación y estudio de la planta termosolar es el equinoccio solar de primavera en el hemisferio Sur, correspondiente al 22 de setiembre del 2018, a las 12:00 horas de tiempo solar:

$$N = 265$$

$$t_s = 12$$

Calcularemos el ángulo de declinación con la Ec. 1.3:

$$\delta = 23,45^\circ \text{sen} \left[360 \left(\frac{284 + 265}{365} \right) \right] = -0,605^\circ$$

El ángulo horario es nulo, debido a que la evaluación de la programación matemática se va a realizar siempre a las condiciones del mediodía solar (Ec. 1.5).

$$\omega = 15 (12 - 12) = 0^\circ$$

El ángulo de altitud solar y su ángulo complementario, el ángulo cenital solar, toman los valores de la posición geográfica y la ecuación 1.9 obtenemos:

$$h = \text{sen}^{-1}(\text{sen}\delta \text{sen}\phi + \text{cos}\delta \text{cos}\phi \text{cos}\omega)$$

$$h = \text{sen}^{-1}(\text{sen}(-0,605) \text{sen}(-16,739304)$$

$$+ \text{cos}(-0,605) \text{cos}(-16,739304) \text{cos}(0)) = 1,2894 \text{ rad} = 73,87^\circ$$

$$h = 73,87^\circ$$

El ángulo cenital solar será:

$$\theta_z = 90^\circ - 73,87 = 16,13^\circ$$

El ángulo de acimut solar será:

$$\alpha = \text{sen}^{-1} \left(\frac{\cos \delta \text{sen } \omega}{\cos h} \right) = 0^\circ$$

7.2. PUNTO DE DISEÑO

Las dimensiones del sistema de recepción del flujo solar están basadas en los datos de la central termoeléctrica solar de torre central con una potencia eléctrica de salida de 100 MWe.

Para llegar a esta potencia eléctrica haremos las siguientes hipótesis y trataremos de hallar la potencia térmica necesaria en el receptor para poder llegar a esta potencia eléctrica.

En la actualidad ninguna planta solar en su bloque de potencia trabaja con temperaturas y presiones superiores a 100 bar y 500 °C esto debido al uso de sales fundidas para poder tener autonomía durante horas de radiación nula, por lo tanto, estos parámetros serán los iniciales de partida, en cuanto a la eficiencia de turbina generador, generalmente rondan los 35%, las eficiencias actuales de los receptores son alrededor de 92% y la eficiencia de la conducción de líquidos por tuberías es 99%. [50]

Con estos valores podemos calcular la potencia térmica del receptor y en lo posterior compararemos este valor con los valores obtenidos de los gráficos. Para dimensionar nuestra planta.

$$P_{term-total} = \frac{P_{elect}}{\eta_{turb-gen} \eta_{receptor} \eta_{conduccion}} \quad \text{Ec. 7.1}$$

$$P_{term-total} = \frac{100 \times 10^3 \text{KW}}{0,35 \times 0,92 \times 0,99}$$

$$P_{term-total} = 313,7 \text{ MW}$$

Por lo tanto, necesitaríamos una potencia de 313,7 MW en el receptor para poder generar los 100 MWe, pero aclarando este valor, no contiene un múltiplo solar (MS) para trabajar en horas de ausencia solar.

7.2.1 MULTIPLO SOLAR Y POTENCIA TERMICA (MWt)

Ahora plantearemos el diseño de nuestra planta que recomienda un con múltiplo solar (MS) de 1.6 para plantas de 100MWe con sales (Fig. 55).

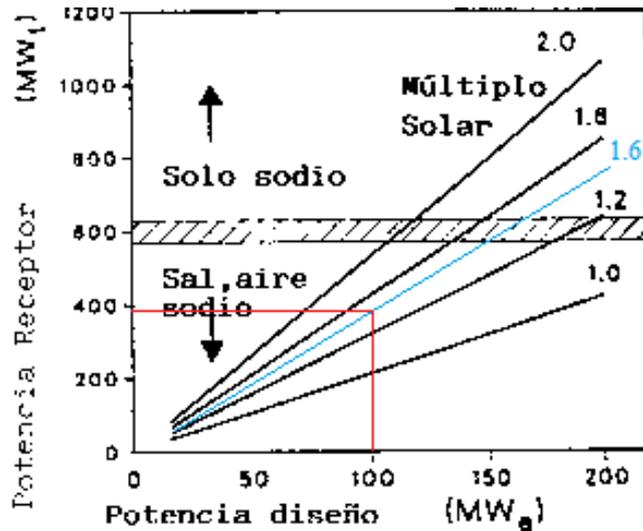


Figura 55 Obteniendo la potencia del receptor con el MS [32]

Según esta gráfica necesitaríamos aproximadamente 400 MWt de potencia en el receptor, con lo cual, al compararlo con el cálculo previo (Ec. 7.1), es aceptable ya que necesitamos incrementar la cantidad de potencia para generar energía y para reservarla cuando se use en horas de ausencia de radiación, por lo tanto, tomados para el cálculo este valor como punto de diseño.

$$MS = 1.6$$

$$Potencia\ de\ diseño = 100\ MWe$$

$$Potencia\ térmica\ del\ receptor = P_{term-recept} = 400\ MWt$$

7.2.2 ALTURA DE LA TORRE

Ahora calcularemos la altura de la torre ya que disponemos de la potencia del receptor.

$$THT = 151\ m$$

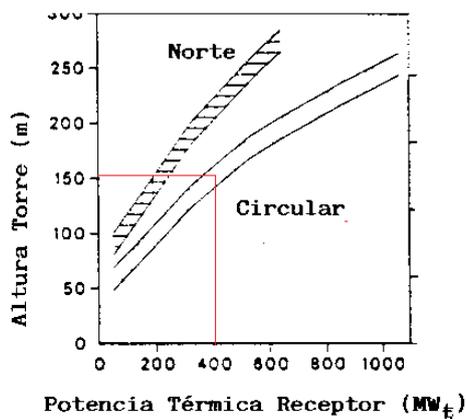


Figura 56 Obtención de la altura de la torre (THT) a través de la potencia térmica del receptor [32]

Como se ve en la figura 56 para una potencia de 400 MWt se necesita una altura de torre de 151 m, para un campo circular, esto se escogió debido a que los campos norte necesitan de torres más altas, con lo cual también el coste se ve incrementado. Se escoge ese valor debido a que tenemos 2 curvas, una superior y otra inferior, tomamos la opción intermedia, ya que la curva superior nos arrojaría un valor aproximado de 162.5 m.

7.2.3 AREA DEL RECEPTOR

Con la potencia y el líquido conductor de calor, en nuestro caso sales, podemos estimar el área que debe tener nuestro receptor central.

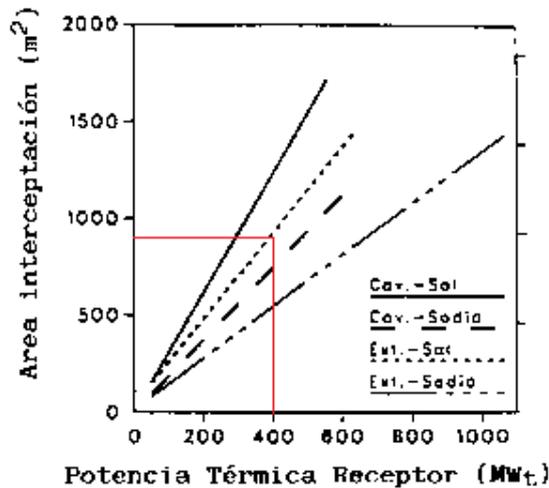


Figura 57 Hallando la superficie del receptor mediante la Potencia térmica del receptor [32]

De la figura 57 vemos que se necesitan 900 m² de superficie del receptor para nuestros 400 MWt.

$$S = 900 \text{ m}^2$$

7.2.4 CALCULO DEL DIAMETRO Y ALTURA DEL RECEPTOR

Para el cálculo de las dimensiones del receptor haremos uso de técnicas de optimización en Matlab 2017b usando el algoritmo “interior-point” esto se realiza debido a que tenemos suficiente información y dimensiones de un receptor central con sodio como fluido de trabajo, para la misma potencia eléctrica y con un área de interceptación de 756 m² como se aprecia en la figura 58, note que el receptor deberá estar provisto de tanques de compensación tanto para las sales frías y calientes. Las dimensiones tanto del diámetro (DR) y la altura del receptor (LR) que halleemos son las efectivas como ejemplo de la

figura 58, note que la altura descrita en el receptor, se referirá a la altura de los paneles compuestos por los tubos receptores de la radiación reflejada, cada panel estará compuesto por 24 paneles hasta completar el diámetro óptimo. También el receptor debe contener en su interior 2 tanques de compensación, uno para cada temperatura, ya que así se evitará las fluctuaciones de fluido como consecuencia del bombeo y absorber las dilataciones o contracciones del fluido caloportador. Aproximando las dimensiones en función de las dimensiones del receptor por la figura 58, el diámetro del tanque de compensación es 16% del diámetro del receptor y la altura del tanque de compensación es un 50% de la altura total del receptor, note en la misma figura que el receptor va cubierto por un escudo térmico (Heat Shield) como se ve en la figura 25 de color gris.

TABLE 2 - DESIGN DESCRIPTION (100 MWE PLANT, DESIGN POINT)

| | |
|------------------------------------|--|
| Optical tower height | 183m (599 ft) |
| Receiver overall diameter x height | 15.2m x 22.9m (50.0 ft x 75.0 ft) |
| Absorber diameter x height | 14.1m x 17.2m (46.3 ft x 56.5 ft) |
| Absorber surface area | 756m ² (8,136 ft ²) |
| No. of panels | 24 |
| Tube O.D. x wall thickness | 12.7mm x 1.65mm (0.50in x 0.065in) |
| No. of tubes per pass | 144 |
| Ave. sodium inlet velocity | 6.4 m/s (21.0 ft/s) |
| Ave. frictional Delta-P | 1,310 kPa (190 psi) |
| Peak incident/absorbed flux | 1.35/1.05 MW/m ² |
| Average absorbed flux | 0.62 MW/m ² |
| Receiver overall efficiency | 0.88 |
| Receiver Weight | 512,000 kg (1,130,000 lbs) |

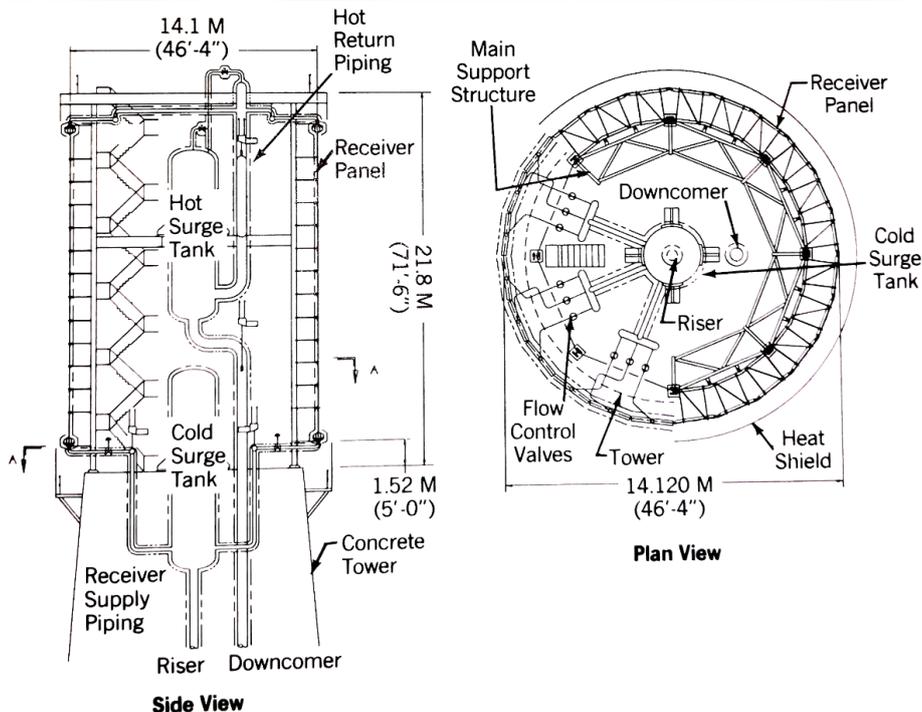


Figura 58 Receptor de sodio [51]

La función objetivo será el área superficial del receptor, que es función del diámetro del receptor (DR) y función de la altura del receptor (LR), que no es más que el área desarrollada del cilindro como se ve en la figura 59.

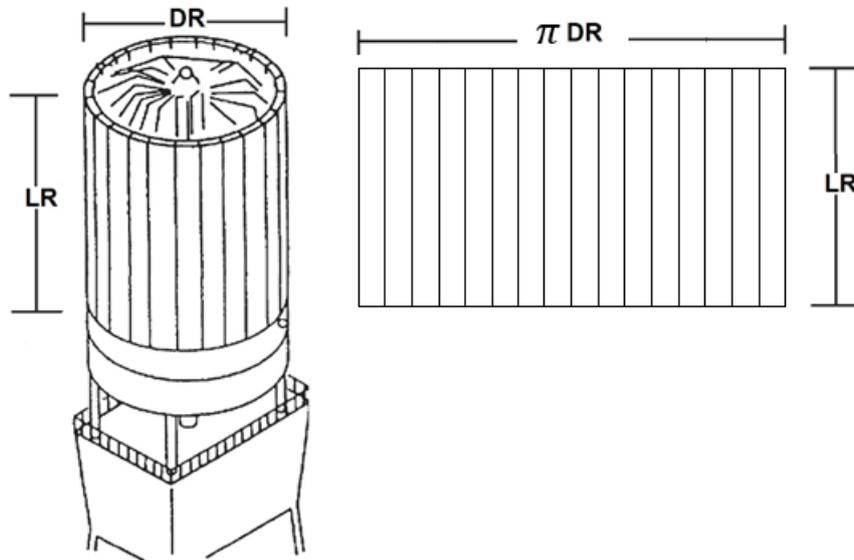


Figura 59 Dimensiones a optimizar para el receptor [1]

Función objetivo:

$$f(DR, LR) = \pi D LR$$

Donde:

DR = Diámetro del receptor

LR = Altura del receptor

Restricciones:

S = Superficie del receptor calculado en la figura 55.

$$S \leq 900 m^2$$

$$\frac{LR}{DR} \geq 1,5$$

Donde la restricción de relación tanto para el diámetro y la altura fueron extraídas del receptor de sodio de la figura 58, donde

$$\frac{LR}{DR} = \frac{22,9}{15,2} = 1,5066$$

Del programa en Matlab, obtenemos los siguientes resultados:

$$DR = 13,82 \text{ m}$$

$$LR = 20,73 \text{ m}$$

7.2.5 FACTOR DE CAPACIDAD Y HORAS DE AUTONOMIA

Ahora fijaremos que con la energía almacenada podamos trabajar la turbina a pleno rendimiento para obtener los 100 MWe, valores recomendados oscilan entre 3 y 8 horas, en este caso propondremos 8 horas y obtenemos 0,475 de factor de capacidad, como podemos ver en la figura 60.

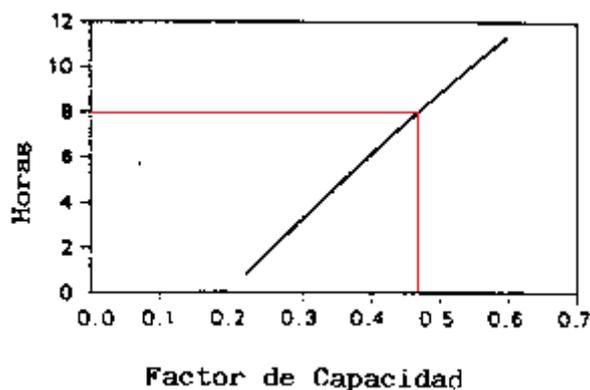


Figura 60 Factor de capacidad en función de las horas de almacenamiento [32]

$$FC = 0,475$$

7.2.6 CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Con el factor de capacidad y con la potencia eléctrica que queremos lograr, calcularemos la capacidad de almacenamiento en MWt-h necesarias como se aprecia en la figura 61, con lo cual obtenemos $2,15 \times 10^3$ MWt-h, que se requerirían para dimensionar el almacenamiento, según gráfico.

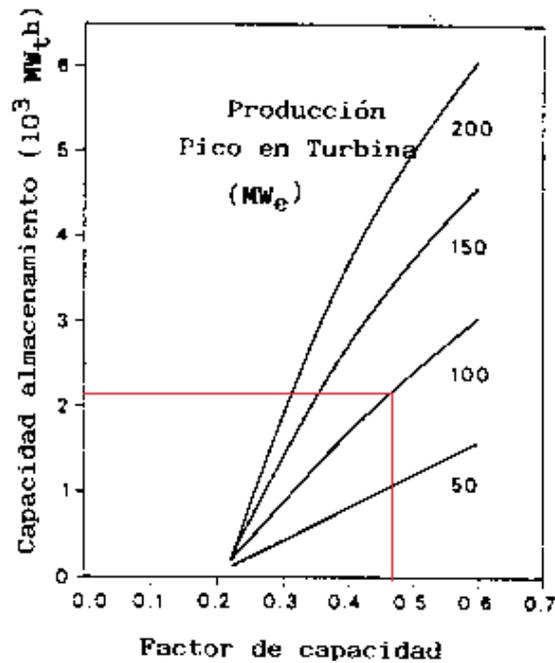


Figura 61 Calor de almacenamiento para la turbina de 100 MWe y el factor de capacidad [32]

$$\text{Calor de almacenamiento total} = 2150 \text{ MWt}$$

Si calculamos el calor de almacenamiento para una planta de 100 MWe, bajo las 8 horas de almacenamiento, con una eficiencia de ciclo del 37.6% y un considerando eficiencia del 90% para el intercambiador de calor (Eficiencia obtenida de [51] pág. 81) obtenemos:

$$\text{Calor de almacenamiento total} = \frac{W_{\text{ciclo}} * t_{\text{almacena}}}{\eta_{\text{ciclo}} * \eta_{\text{pérdidas}}} \quad \text{Ec. 7.1 [52]}$$

$$\text{Calor de almacenamiento total} = Q_{\text{alm}} = \frac{100 * 8}{0,376 * 0.9} = 2364,07 \text{ MWt.h}$$

Usaremos el valor de 2364,07 MWt.h, ya que es un valor obtenido de valores reales.

$$Q_{\text{alm}} = 2364,07 \text{ MWt.h}$$

$$Q_{\text{alm}} = (2364,07 \text{ MWt.h}) * 3600 \frac{\text{s}}{1 \text{ h}} = 8510652 \text{ MJ}$$

7.2.7 AREA REFLECTANTE TOTAL PARA EL CAMPO DE HELIOSTATOS

Una vez fijados estos valores podríamos aproximar el área reflectante que necesitaríamos con la potencia térmica del receptor Fig. 62.

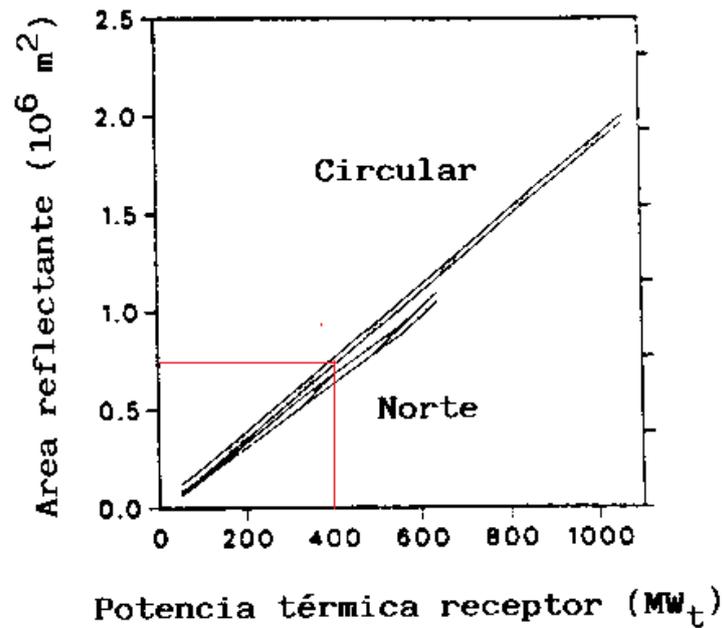


Figura 62 Área reflectante del campo de heliostatos como función de la Potencia térmica [32]

De la figura 62 obtenemos $0,75 \times 10^6 \text{ m}^2$ de superficie reflectante en un campo circular para poder alcanzar los 400 MWe, tomando como modelo los heliostatos de la planta solar Crescent Dunes de 110MWe en Tonopah (Estados Unidos) [52] que tiene un área de $115,7 \text{ m}^2$ podríamos aproximar el número de heliostatos.

$$\text{Numero de Heliostatos} = \frac{0,75 \times 10^6 \text{ m}^2}{115,7 \text{ m}^2} = 6483$$

7.2.8 DIMENSIONAMIENTO DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Para el cálculo de las dimensiones del almacenamiento elegiremos las sales fundidas que serán una combinación al 60% de nitrato de sodio (NaNO_3) y al 40% de nitrato de potasio (KNO_3), este fluido de trabajo estará almacenado en dos tanques, uno con sales frías y el otro con el fluido caliente, para ello se requiere conocer sus propiedades físicas tal como la densidad y el calor específico que nos permitirán conocer la masa del fluido a almacenar y con ello poder estimar el volumen de almacenamiento, seguido esto usaremos técnicas de optimización mediante un código de Matlab (usando el algoritmo interior-point), para hallar la superficie de cada tanque y obtener la menor área superficial, que nos permitirá reducir las pérdidas por convección.

7.2.8.1 CALOR ESPECIFICO VARIABLE CON LA TEMPERATURA

Una propiedad de estas sales fundidas es que presentan un calor específico variable con la temperatura, por lo que podemos estimar su valor promedio con la ecuación. 7.2.

$$Cp_{sales} = Cp_0 + \beta_{cp} * T \quad \text{Ec. 7.2 [54]}$$

Donde:

Cp = Calor específico en (J/Kg*K)

Cp_0 = 1443 J/Kg*K

β_{cp} = 0.172 J/Kg*K*°C

T = Temperatura de las sales (°C)

7.2.8.2 DENSIDAD VARIABLE CON LA TEMPERATURA

La densidad es otra variable física que varía con la temperatura, y podemos estimar el valor promedio con la ecuación 7.3:

$$\rho = \rho_0 + \beta_{\rho} * T \quad \text{Ec. 7.3 [54]}$$

Donde:

ρ = Densidad de las sales fundidas (Kg/m³)

ρ_0 = 2090 (Kg/m³)

β_{ρ} = -0,036 (Kg/m³ °C)

T = Temperatura de las sales (°C)

7.2.8.3 TEMPERATURA DE TRABAJO DE LAS SALES

En plantas termosolares las sales fundidas trabajan en rangos de temperaturas entre los 250°C y los 566°C, según la figura 30, del capítulo 3. Pero para un rango de trabajo real asumiremos los rangos de temperatura de un receptor de 468 MWt de sales fundidas como se aprecia en la figura 63.

TABLE 2 468 MWt RECEIVER DESIGN DATA

| | |
|---------------------------|---|
| Heat Load | 468 MWt |
| Inlet Salt Temperature | 288°C (550°F) |
| Outlet Salt Temperature | 566°C (1050°F) |
| Total Salt Flow | 1109 kg/s (8.80 x 10 ⁶ lbm/hr) |
| Tube OD | 38 mm (1.50 in) |
| Nom. Tube Wall | 1.65 mm (0.065 in) |
| No. of Tubes per Panel | 74 |
| No. of Flow Circuits | 2 |
| No. of Passes per Circuit | 9 |
| No. of Panels | 18 |
| Absorber Height | 21.0 m (69.0 ft) |
| Absorber Diameter | 16.2 m (53.0 ft) |
| Receiver Height/Diameter | 1.30 |
| Receiver Surface | 1067 m ² (11,488 ft ²) |
| Average Salt Velocity | 4.3 m/s (14.2 ft/sec) |
| Receiver ΔP | 2.23 MPa (324 psi) |

Figura 63 Datos de un receptor de 468 MWt para una planta de sales fundidas de 100MWe [51]

$$T_{frio} = 288 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$T_{caliente} = 566 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

7.2.8.4 CALCULO DE LA MASA DE SALES FUNDIDAS A ALMACENAR

Para el cálculo de la masa del fluido a almacenar, la hallaremos a través de la ecuación 7.4 haciendo uso de la ecuación 7.2, y el calor de almacenamiento de la sección 7.2.6.

$$m_{sal} = \frac{Q_{alm}}{\int_{T_{frio}}^{T_{caliente}} c_{p_{sales}} dT} \text{ Ec. 7.4 [52]}$$

$$m_{sal} = \frac{Q_{alm}}{\int_{T_{frio}}^{T_{caliente}} (Cp_0 + \beta_{cp} T) dT}$$

$$m_{sal} = \frac{8510652 \text{ MJ}}{\int_{288 \text{ }^{\circ}\text{C}}^{566 \text{ }^{\circ}\text{C}} (1443 + 0,172 T) dT}$$

$$m_{sal} = \frac{8510652 \text{ MJ}}{421571,432 \frac{\text{J}}{\text{Kg}}} = 20187923,93 \text{ Kg}$$

$$m_{sal} = 20187923,93 \text{ Kg}$$

7.2.8.5 CALCULO DE LA DENSIDAD DE LAS SALES FUNDIDAS

Como se mencionó las sales fundidas presentan una densidad variable con la temperatura y ahora calcularemos la densidad para las sales con la ecuación 7.3.

$$\rho_{caliente} = 2090 \frac{Kg}{m^3} - 0,636 \frac{Kg}{m^3 \cdot ^\circ C} 566 \text{ } ^\circ C$$

$$\rho_{frío} = 2090 \frac{Kg}{m^3} - 0,636 \frac{Kg}{m^3 \cdot ^\circ C} 288 \text{ } ^\circ C$$

$$\rho_{caliente} = 1730,024 \frac{Kg}{m^3}$$

$$\rho_{frío} = 1906,832 \frac{Kg}{m^3}$$

7.2.8.6 CALCULO DEL VOLUMEN DE LOS TANQUES

Con las densidades del HTF y su masa podemos calcular su volumen, la razón de tener 2 tanques es simple, el tanque caliente ira almacenando sales a 566 °C para la generación de vapor de forma continua y sin fluctuaciones para que así la turbina trabaje a su pico máximo con o ausencia de radiación solar, y el tanque frio será el encargado de suministrar HFT al receptor para seguir almacenando energía en forma de calor en el tanque caliente, todo esto en un circuito cerrado. Como se aprecia en la figura 64.

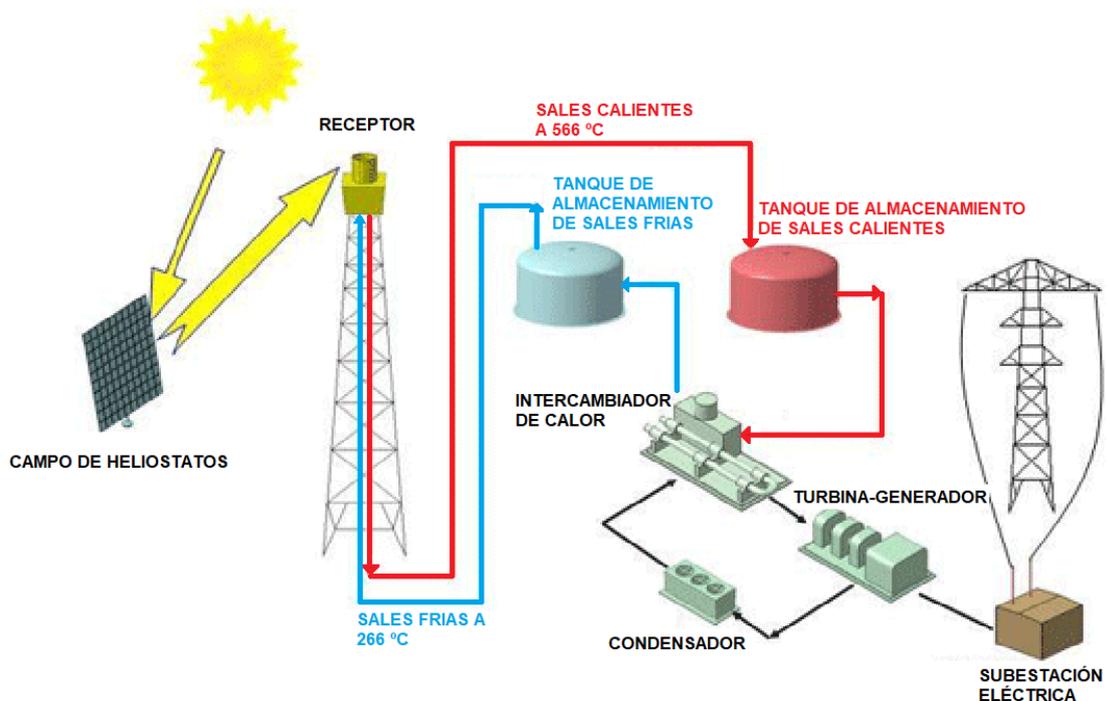


Figura 64 Circuito de las sales fundidas en una Planta Termosolar de receptor central [55]

Por lo que el volumen de cada tanque será:

$$Volumen = \frac{masa}{densidad}$$

$$V_{caliente} = \frac{20187923,93 \text{ Kg}}{1730,024 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 11669,158 \text{ m}^3$$

$$V_{frío} = \frac{20187923,93 \text{ Kg}}{1906,832 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}} = 10587,154 \text{ m}^3$$

Por fines de seguridad le daremos 15% adicional a cada volumen, ya que como la densidad no permanecerá constante en su ciclo de trabajo real evitando así algún tipo de rebose por incremento de sus temperaturas.

$$V_{caliente+15\%} = 13420 \text{ m}^3$$

$$V_{frío+15\%} = 12175 \text{ m}^3$$

7.2.8.7 CALCULO DE LAS DIMENSIONES DE LOS TANQUES

Para el cálculo de la superficie de cada tanque usaremos la técnica de optimización en Matlab, con el algoritmo “interior-point”, para ello encontraremos la función objetivo y sus debidas restricciones, esto se hace porque necesitamos que la superficie de contacto sea la menor, para minimizar las perdidas por convección y radiación, a pesar de que los tanques van aislados, como se aprecia en la figura 65 (Potencia de almacenamiento 1200 MWht).

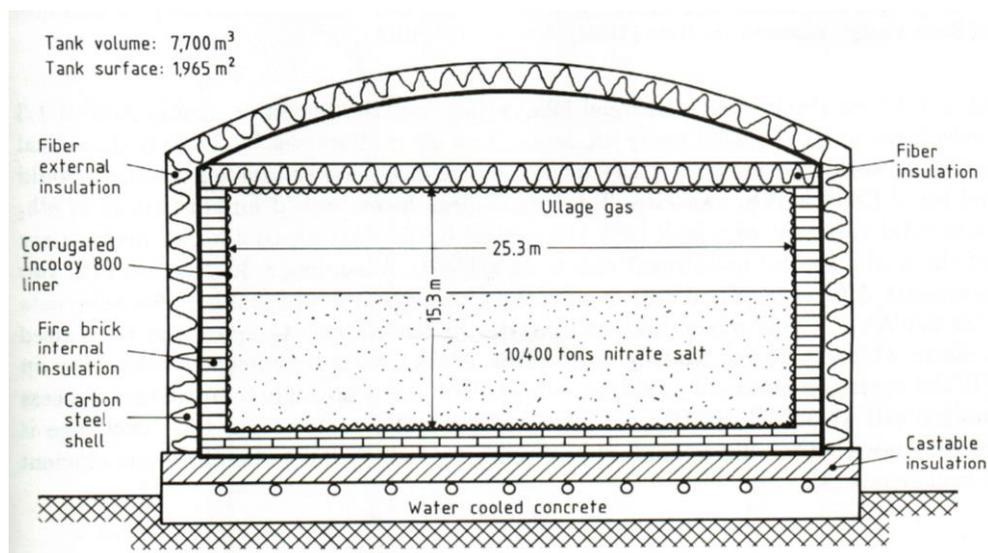


Figura 65 Tanque cilíndrico de sales calientes [30]

La superficie total será la suma de las áreas de las tapas y el área del cilindro desarrollada.

Función objetivo:

$$S = 2\pi R^2 + 2\pi R H$$

Donde:

R = Radio del tanque de almacenamiento (m)

H = Altura del tanque de almacenamiento (m)

V = Volumen de cada tanque de almacenamiento (m³)

Restricciones:

$$V - \pi R^2 H \geq 0$$

$$\frac{2R}{H} > 1,33$$

La primera restricción, fue impuesta debido al análisis de dimensiones de varios tanques donde la altura (H) es mayor que el radio.

La segunda restricción fue extraída de la norma API STD 650 - Apéndice E, que nos aconseja que los tanques con una relación D/H > 1,33 son más estables y para condiciones sísmicas (Caso de la ciudad de Arequipa), para esta relación no requieran anclajes, mientras que para una relación D/H < 1,33 es probable que los requiera. [56]

Con el programa obtenemos los siguientes resultados:

$$R_{frío} = 13,71 \text{ m}$$

$$H_{frío} = 20,62 \text{ m}$$

$$R_{caliente} = 14,16 \text{ m}$$

$$H_{caliente} = 21,30 \text{ m}$$

Podemos plasmar sus dimensiones en usando como modelo la figura 65, así pues, nuestros tanques quedarían definidos como en la figura 66 y 67.

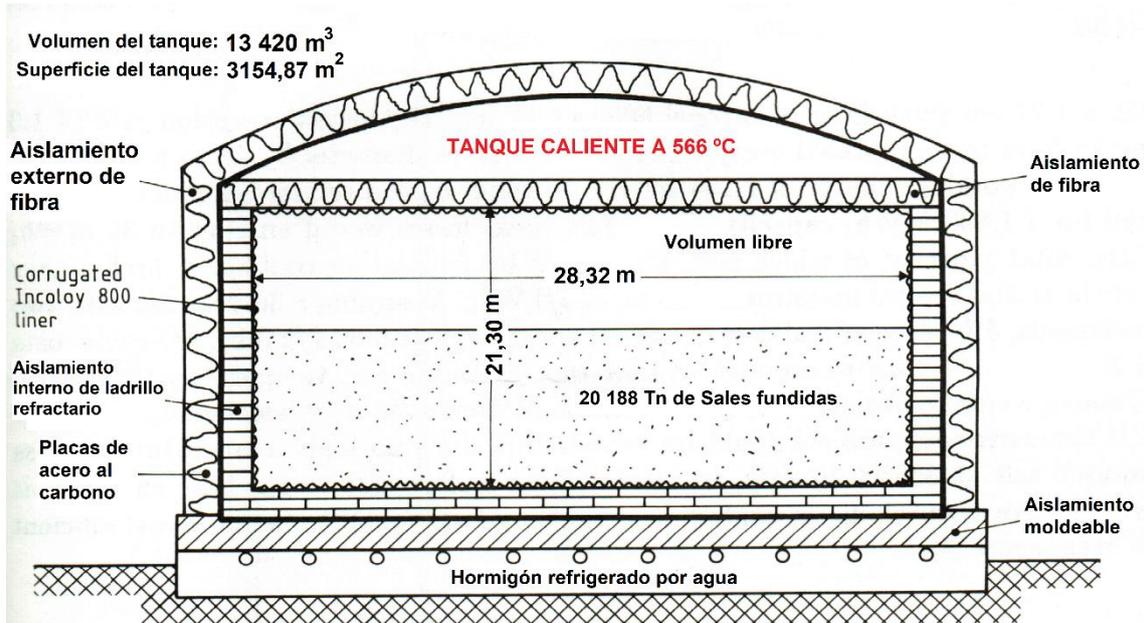


Figura 66 Tanque caliente con las dimensiones de diseño

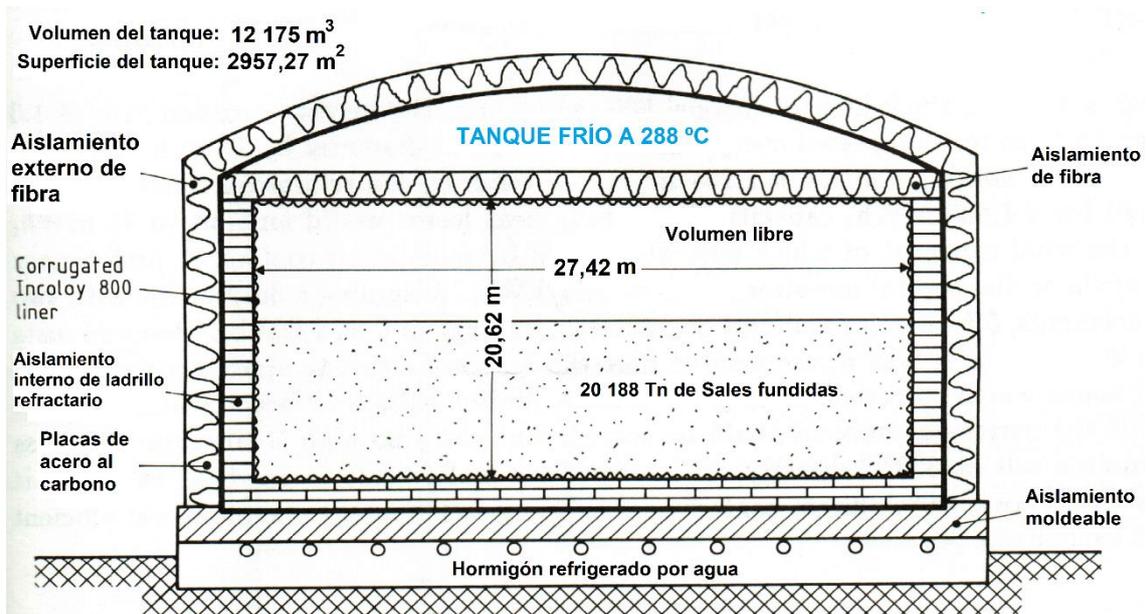


Figura 67 Tanque frío con las dimensiones de diseño

Superficie del tanque de almacenamiento caliente

$$S_{caliente} = 3154,87 \text{ m}^2$$

Superficie del tanque de almacenamiento frío

$$S_{frío} = 2957,27 \text{ m}^2$$

7.3 RESUMEN DE RESULTADOS PREVIOS

Altura de la torre que soporta el receptor:

$$THT = 151 \text{ m}$$

Altura del receptor:

$$LR = 23,44 \text{ m}$$

Diámetro del receptor:

$$DR = 15,55 \text{ m}$$

Área de cada heliostato:

$$\text{Área del Heliostato} = AH = 116,87 \text{ m}^2 \text{ [58]}$$

Altura de cada heliostato:

$$LH = 11,2776 \text{ m} \text{ [58]}$$

Ancho del heliostato:

$$WH = 10,3632 \text{ m} \text{ [58]}$$

Relación de área de espejo respecto a su área total:

$$RAH = \frac{115,70}{116,87} = 0.9899$$

Distancia de seguridad entre heliostatos:

$$ds = 0,8 \text{ m}$$

Radio mínimo del campo de heliostatos:

$$R_{min} = 0,75 THT = 0,75 \times 151 \text{ m} = 113,25 \text{ m}$$

Relación altura-anchura de cada heliostato:

$$wr = \frac{11,2776 \text{ m}}{10,3632 \text{ m}} = 1,08824$$

Reflectividad de la superficie reflejante de cada heliostato:

$$\rho = 0,9 \text{ [60]}$$

Desviación estándar debida a la forma solar:

$$\sigma_{sun} = 0,00251 \text{ rad} \text{ [59]}$$

Desviación estándar debida a errores de superficie:

$$\sigma_{slp} = 0,0026 \text{ rad [59]}$$

Desviación estándar debida a errores de seguimientos:

$$\sigma_{trk} = 0,0021 \text{ rad [59]}$$

Número de heliostatos necesarios

$$\text{Numero de Heliostatos} = 6483$$

Inclinación del campo de heliostatos:

$$\beta = 0$$

Factor de capacidad:

$$FC = 0,475$$

Múltiplo solar

$$MS = 1,6$$

Diámetro del tanque de almacenamiento caliente

$$D_{caliente} = 28,32 \text{ m}$$

Altura del tanque de almacenamiento caliente

$$H_{caliente} = 21,30 \text{ m}$$

Volumen del tanque de almacenamiento caliente

$$V_{caliente+15\%} = 13420 \text{ m}^3$$

Superficie del tanque de almacenamiento caliente

$$S_{caliente} = 3154,87 \text{ m}^2$$

Diámetro del tanque de almacenamiento caliente

$$D_{frio} = 27,42 \text{ m}$$

Altura del tanque de almacenamiento caliente

$$H_{frio} = 20,62 \text{ m}$$

Volumen del tanque de almacenamiento caliente

$$V_{frío+15\%} = 12175 \text{ m}^3$$

Superficie del tanque de almacenamiento caliente

$$S_{frío} = 2957,27 \text{ m}^2$$

Calor de almacenamiento en los tanques de sales fundidas

$$Q_{alm} = 2367,04 \text{ MWt. h}$$

7.4 RESULTADOS DE LA SIMULACION CON EL MODELO EN MATLAB

Los resultados de la simulación, presentan, un campo de heliostatos con su posición sobre el terreno (Fig. 69), también el campo con su respectiva eficiencia en zonas con diferentes colores (Fig. 70), el flujo incidente sobre el receptor (Fig. 72) y la distribución de los rayos en el mismo (Fig. 72), para evitar el estrés térmico del receptor.

En la figura 68, podemos apreciar como realiza las tareas el código para poder obtener resultados a partir de entradas tales como: la posición geográfica, la altura de la torre (THT), las dimensiones del receptor (DR y LR), las dimensiones del heliostato, distancia de seguridad (ds), radiación directa (I_D), la potencia térmica deseada y la eficiencia turbina-generador.

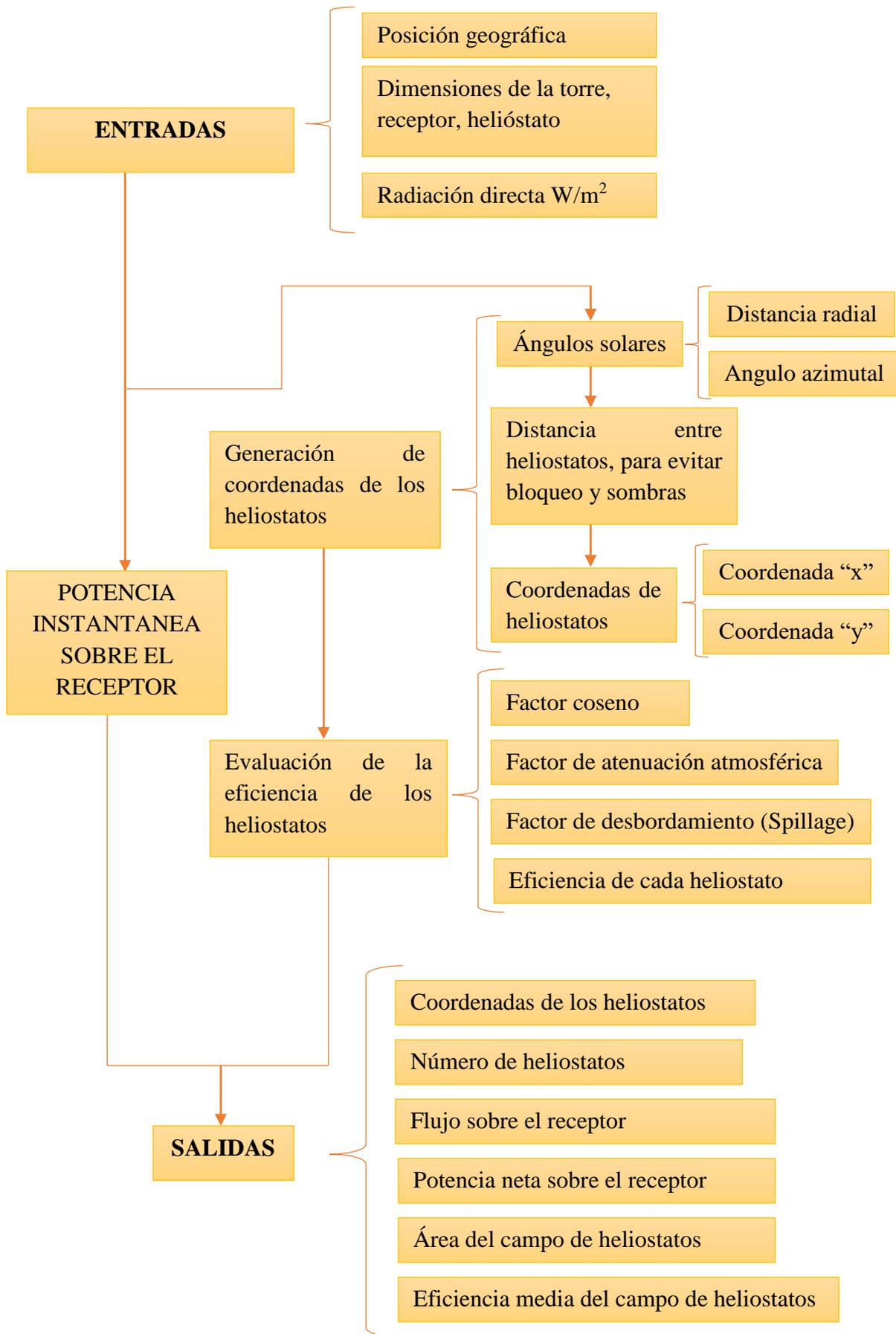


Figura 68 Esquema de trabajo del código en Matlab para la simulación del campo de heliostatos

7.4.1 DISTRIBUCION DEL CAMPO DE HELIOSTATOS

La cantidad de radios o filas para este campo fue de 52, esta es la cantidad idonea para lograr la cantidad mas cercana a la calculada en el apartado 7.2.7, que nos dio un total de 6483 heliostatos.

Al simular con 53 filas, obtuvimos 6780 heliostatos, lo cual nos alejaba del valor calculado, por lo cual para nuestro código en matlab, usaremos los resultados de la figura 69.

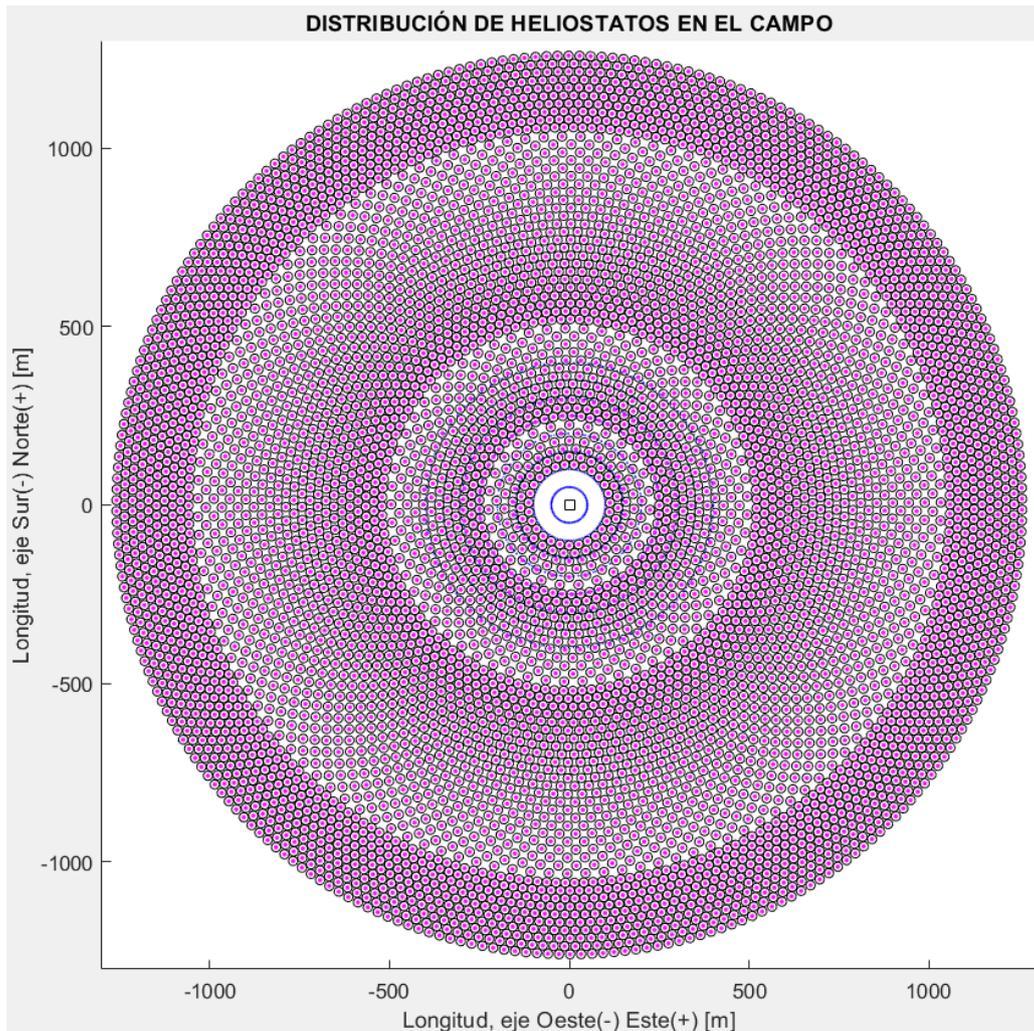


Figura 69 Distribución de heliostatos sobre el terreno

La cantidad de heliostatos en la figura 69 que obtuvimos en el programa es:

$$\text{Número de heliostatos} = 6522$$

La eficiencia del campo de heliostatos promedio que obtuvimos de la figura 67 es:

$$\eta_{\text{campo}} = 0.5267$$

En cuanto a la eficiencia por zonas individual del campo de la figura 70, tenemos que para nuestra simulación la zona **verde** está entre 55 y 54%, la zona de color **azul** (+)

presenta eficiencia entre 54 y 53%, la zona en color **cyan (+)** entre 53 y 52%, la zona de color **magenta (+)** esta con eficiencia entre 52% y 51%, **rojo** entre 51 y 50% y los que estan cercanos a la torre en **amarillo (+)** entre 50 y 45%, en color negro (+) tienen una eficiencia menor al 45 y 40%, **magenta (.)** entre el 40 y 35%, **azul (.)** entre 35 y 30%, y **amarillo (.)** que esta en la primera fila de heliostatos con un valor entre 30 y 25%.

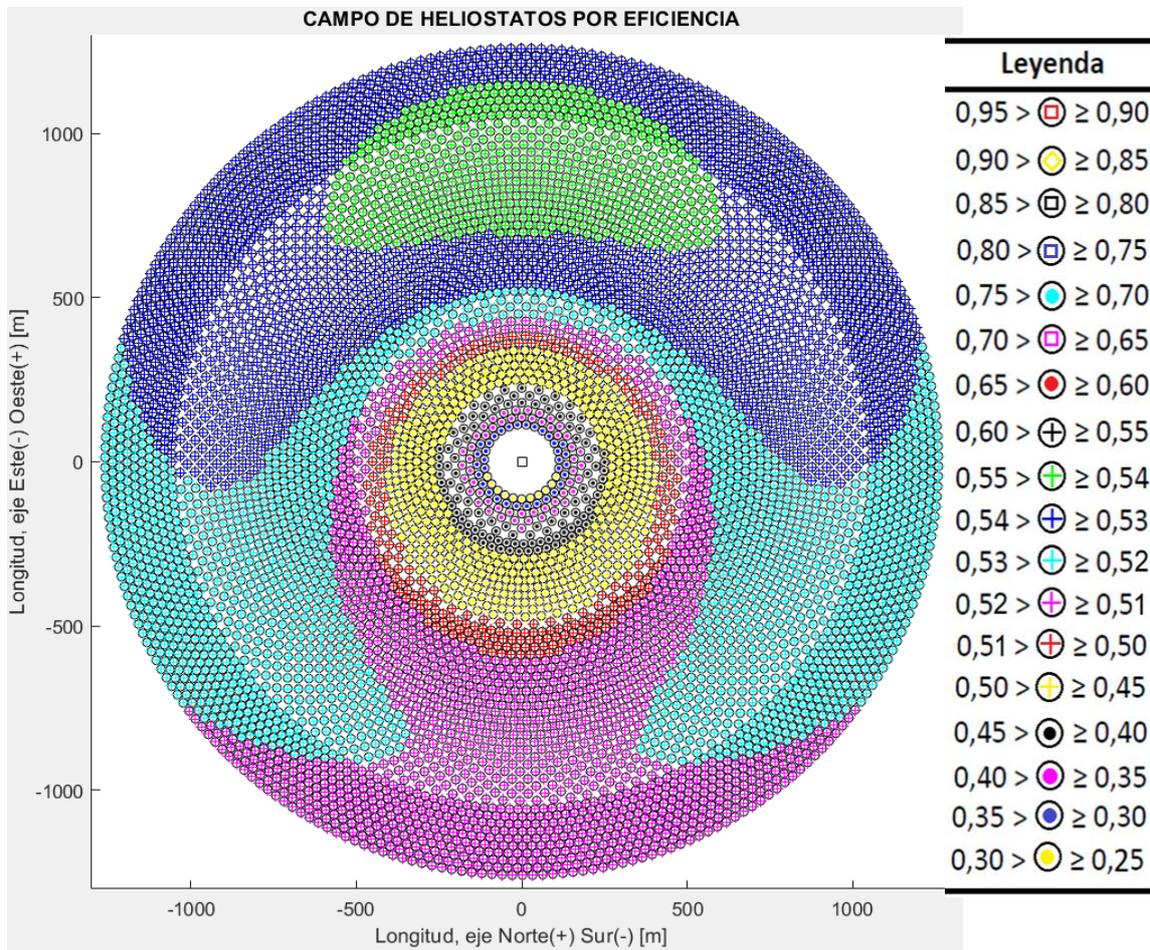


Figura 70 Campo de heliostatos alineados por eficiencia

En cuanto al área de terreno ocupada para el extremo más alejado las coordenadas son de $R_{campo}=1271m$ (Fig. 71), si asumimos un terreno cuadrado se necesitaría para generar el campo un área total de:

$$Area\ del\ campo = 2542\ m \times 2542\ m = 6\ 461\ 764\ m^2 = 646,1764\ Hectáreas$$

Aprovechando la figura 71, podemos ver de forma ampliada los simbolos de la leyenda de la figura 70, note que la primera fila de heliostatos del lado Sur, son de color amarillo con punto, mientras que los posteriores son amarillos con el signo mas (+).

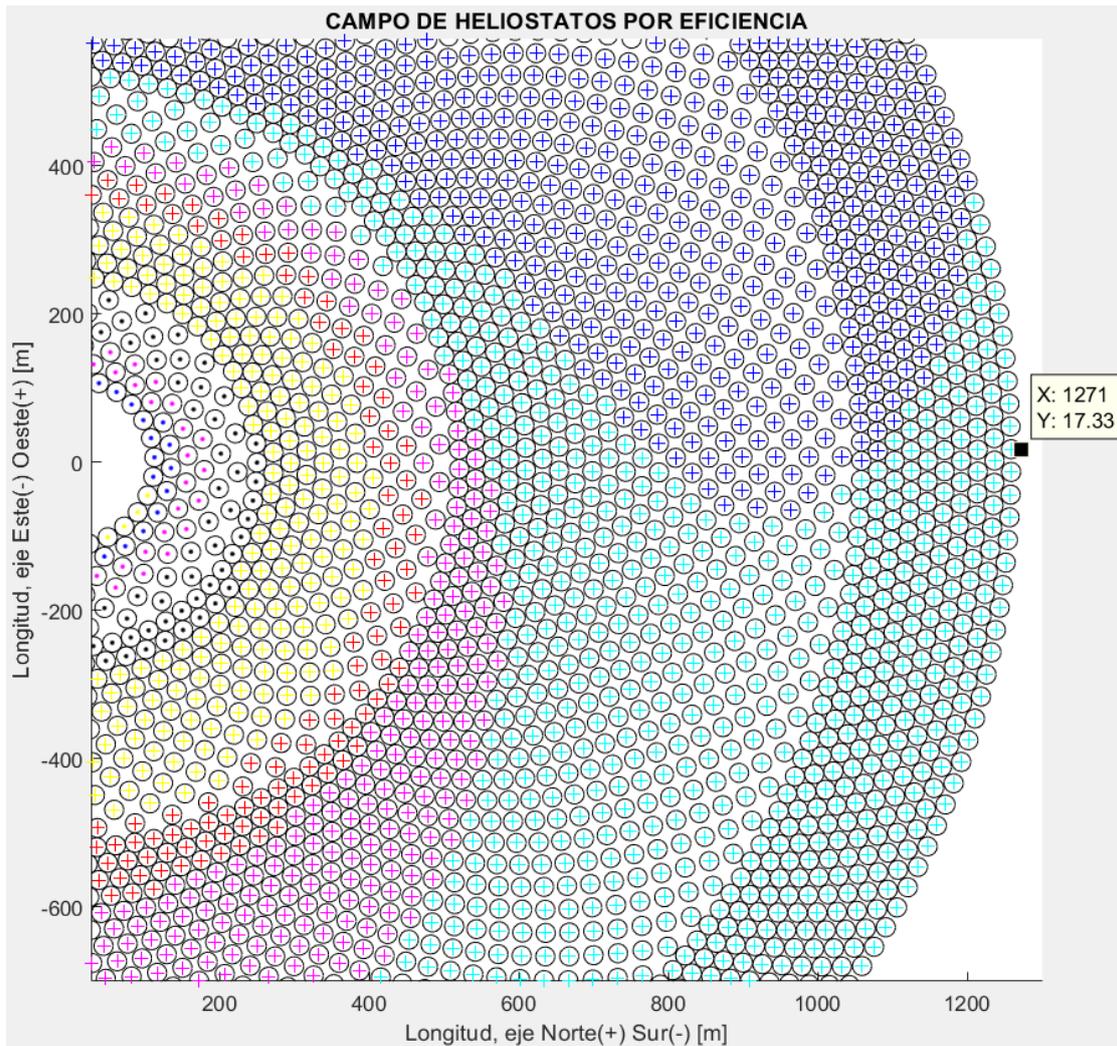


Figura 71 Radio máximo del campo de heliostatos

7.4.2 FLUJO SOBRE EL RECEPTOR

Para el receptor se aprecia que el flujo pico se alcanza en la zona media de la altura del receptor en $Y=10.34$ m (Fig. 72). La distribución de flujo sobre el receptor sigue una forma de distribución Gaussiana acorde con la función de error escogida por el método UNIZAR.

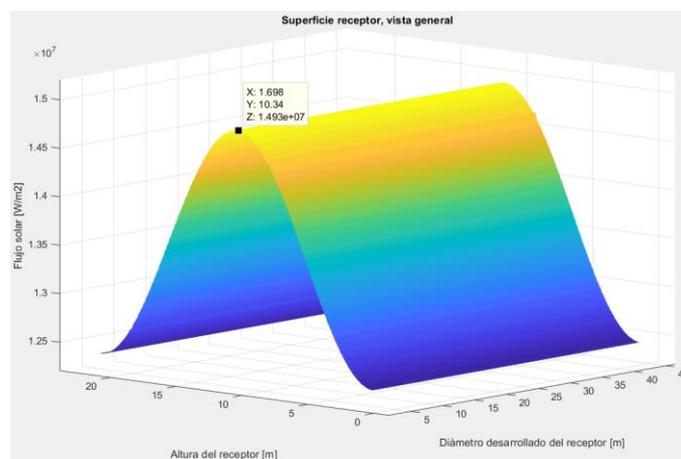


Figura 72 Flujo solar sobre el receptor

El flujo medio en W/m^2 , sobre el receptor que nos dio el programa es:

$$F = 1,365 \times 10^6 \frac{W}{m^2}$$

La potencia media sobre el receptor en Watts, este valor se calculó, multiplicando la media de los flujos aportados por el campo de heliostatos y multiplicándolo por la superficie del receptor.

$$P_{total} = 1,2284 \times 10^{10} W$$

7.4.3 TÉCNICAS DE APUNTAMIENTO

En cuanto a la técnica de apuntamiento se eligió repartir los flujos sobre el receptor en 1/6 de la altura del receptor tal como se propuso en la figura 53. Los resultados se muestran en la figura 73, donde se ve como se distribuyen en franjas a lo largo del diámetro del receptor.

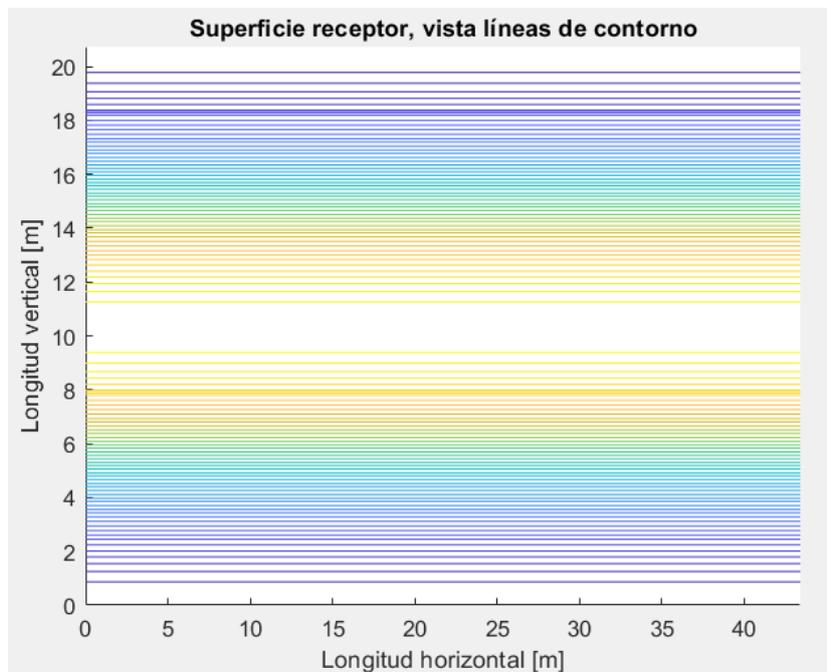


Figura 73 Distribución de los rayos solares sobre el receptor

CAPÍTULO VIII

OPTIMIZACION DE LA PLANTA TERMOSOLAR

INTRODUCCION

Para la optimización de la planta usaremos el software SAM 2017.9.5, este programa nos permite cargar directamente de su base de datos la ubicación geográfica a través de una búsqueda con su nombre. SAM tiene la particularidad de calcular automáticamente todas las dimensiones y valores térmicos que definen a una planta termosolar como se verá a continuación.

8.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

Como se puede apreciar en la figura 74, ubicamos la ciudad de Arequipa, si bien es cierto la latitud y longitud no son exactas ya que el punto exacto es: Latitud $-16,73^\circ$ y Longitud de $-73,87^\circ$. Pero es una aproximación razonable.

NREL National Solar Radiation Database (NSRDB)
Download the latest weather files from the NSRDB to add to your solar resource library: Download a typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or P50/P90 analyses. See Help for details.

Download a TMY file for Americas... TMY or Single-year for Americas and Asia... [Map on NSRDB website](#)
[International Data Sources](#)

SAM's CSP models use a different time convention for weather data than the NREL NSRDB. See Help for details.

Solar Resource Library
Use the buttons above to download the latest NSRDB files and add them to your solar resource library. Click Folder Settings to add your own weather files to the library. The default library contains legacy weather files. See Help for details.

Weather file: F:\SAM\2017.9.5\solar_resource\Peru PER Arequipa (INTL).csv

Header Data from Weather File

| | | | | | | | |
|---------|----------|-------------|--------|------------|-----------|----|--------------------------------|
| City | Arequipa | Time zone | GMT -5 | Latitude | -16.32 °N | °N | Folder settings... |
| State | PER | Elevation | 2520 m | Longitude | -71.55 °E | °E | Refresh library |
| Country | Peru | Data Source | IWEC | Station ID | 847520 | | Open default library folder... |

Annual Averages Calculated from Weather File Data

| | | | | |
|----------------------|------------------------------|---------------------|---------|---------------------------|
| Global horizontal | NaN kWh/m ² /day | Average temperature | 14.7 °C | View weather file data... |
| Direct normal (beam) | 6.63 kWh/m ² /day | Average wind speed | 3.0 m/s | |
| Diffuse horizontal | 1.82 kWh/m ² /day | | | |

Files in Library

Search for: Name

| Name | Station ID | Latitude | Longitude | Time zone | Elevation |
|--|------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| Nicaragua NIC Managua Augusto_Ces (INTL) | 787410 | 12.15 | -86.17 | -6 | 50 |
| Nicaragua NIC Rivas (INTL) | 787330 | 11.42 | -85.83 | -6 | 53 |
| Norway NOR Bergen (INTL) | 013110 | 60.3 | 5.22 | 1 | 50 |
| Peru PER Arequipa (INTL) | 847520 | -16.32 | -71.55 | -5 | 2520 |
| Peru PER Cuzco (INTL) | 846860 | -13.55 | -71.98 | -5 | 3249 |

Figura 74 Localización geográfica de la ciudad de Arequipa en SAM

8.2 PARAMETROS DE DISEÑO

Como se puede ver en la figura 74, ingresamos los valores de la radiación directa de 1000 W/m^2 , el múltiplo solar $MS = 1.6$, la potencia de salida de la turbina de 100 MWe , las temperaturas de trabajo del receptor de 566°C y 288°C , las horas de almacenamiento térmico para la autonomía en ausencia de radiación solar de 8 horas, y una eficiencia del ciclo de 35%.

Como se aprecia en la figura 75, automáticamente nos calcula la potencia del receptor de 457 MWt, frente a los 400 MWt hallados mediante la figura 55.

Design Point Parameters
The design point parameters determine the nominal ratings of each part of the power tower system. After specifying the design point parameters here, you can specify details of each component of the system on the Heliostat Field, Tower and Receiver, Thermal Storage, and Power Cycle input pages.

| | | | |
|------------------------------|-----------------------|--|---------|
| -Heliostat Field | | -Power Cycle | |
| Design point DNI | 1000 W/m ² | Design turbine gross output | 100 MWe |
| Solar multiple | 1.6 | Estimated gross to net conversion factor | 0.9 |
| Receiver thermal power | 457 MWt | Estimated net output at design (nameplate) | 90 MWe |
| Heliostat field multiple | 1 | Cycle thermal efficiency | 0.35 |
| -Tower and Receiver | | Cycle thermal power | |
| HTF hot temperature | 566 °C | 286 MWt | |
| HTF cold temperature | 288 °C | | |
| -Thermal Storage | | | |
| Full load hours of storage | 8 hours | | |
| Solar field hours of storage | 5 hours | | |

Figura 75 Parámetros del punto de diseño

8.3 CAMPO DE HELIOSTATOS

Para este apartado podemos observar en la figura 75, con los valores ingresados de los pasos anteriores, automáticamente nos calcula un total de 7929 heliostatos (Fig. 76).

Heliostat Field

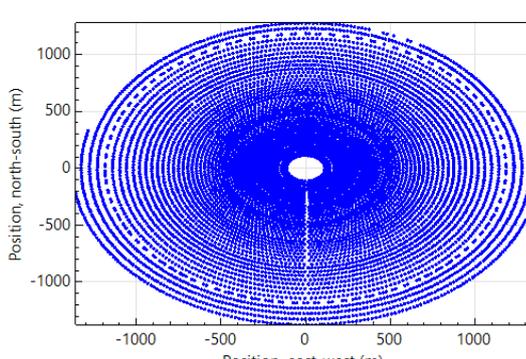
| | | |
|-------------|------------|------------|
| Import... | X Position | Y Position |
| Export... | 520.689 | 1166.21 |
| Copy | 620.592 | 1116.26 |
| Paste | -197.065 | -1168.05 |
| | -1182.67 | -66.7787 |
| | 678.303 | 1082.16 |
| | 458.785 | 1191.92 |
| Heliostats: | 479.569 | 1183.71 |
| | 1299.76 | -454.448 |
| | 600.968 | 1126.94 |
| | -1359.03 | -221.251 |
| | 374.311 | 1221.09 |
| | 352.89 | 1227.45 |
| | 1205.06 | 1200.00 |

7929

Generate heliostat layout
Optimize solar field geometry

Always layout automatically Always optimize

Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.



Optimization Settings

Initial optimization step size: 0.06
Maximum optimization iterations: 200
Optimization convergence tolerance: 0.001

Heliostat Properties

Heliostat width: 10.3632 m
Heliostat height: 11.2776 m
Ratio of reflective area to profile: 0.9899
Single heliostat area: 115.692 m²
Image error (slope, single-axis): 2.6 mrad
Reflected image conical error: 7.35391 mrad
Number of heliostat facets - X: 2
Number of heliostat facets - Y: 8
Heliostat focusing method: Ideal
Heliostat canting method: On-axis

Heliostat Operation

Heliostat stow/deploy angle: 8 deg
Wind stow speed: 15 m/s
Heliostat startup energy: 0.025 kWe-hr
Heliostat tracking power: 0.055 kWe
Design-point DNI: 1000 W/m²

Atmospheric Attenuation

Polynomial coefficient 0: 0.006789
Polynomial coefficient 1: 0.1046 1/km
Polynomial coefficient 2: -0.017 1/km²
Polynomial coefficient 3: 0.002845 1/km³
Average attenuation loss: 7.9 %

| Land Area | | Solar Field Layout Constraints | |
|----------------------------------|---|---|------------------------------|
| Non-solar field land area | 45 acres | Max. heliostat distance to tower height ratio | 1 |
| Solar field land area multiplier | 1 | Min. heliostat distance to tower height ratio | 0.75 |
| Base land area | 1847.04 acres | Tower height | 151 m |
| Total land area | 1,892 acres | Maximum distance from tower | 151 m |
| Total heliostat reflective area | 996,486 m ² | Minimum distance from tower | 113.25 m |
| Heliostat field availability | | Mirror Washing | |
| Edit losses... | Constant loss: 0.0 % Hourly losses: None Custom periods: None | Water usage per wash | 0.70 L/m ² ,aper. |
| | Curtailment and availability losses reduce the solar field output to represent component outages, soiling, or other events. | Washes per year | 63 |
| | | Mirror reflectance and soiling | 0.9 |
| | | Heliostat availability | 0.99 |

Figura 76 Campo de heliostatos generados por SAM.

Como valores ingresados por parte nuestra, fueron las dimensiones de los heliostatos, tal como: Altura del heliostato $LH = 11,2776$, ancho del heliostato $WH = 10,3632$, el radio mínimo $R_{min} = 0.75 * THT$, la desviación estándar por error de superficie del espejo $\sigma_{slp} = 2,6 \text{ mrad}$, la relación de ratio del espejo de $RAH = 0,9899$.

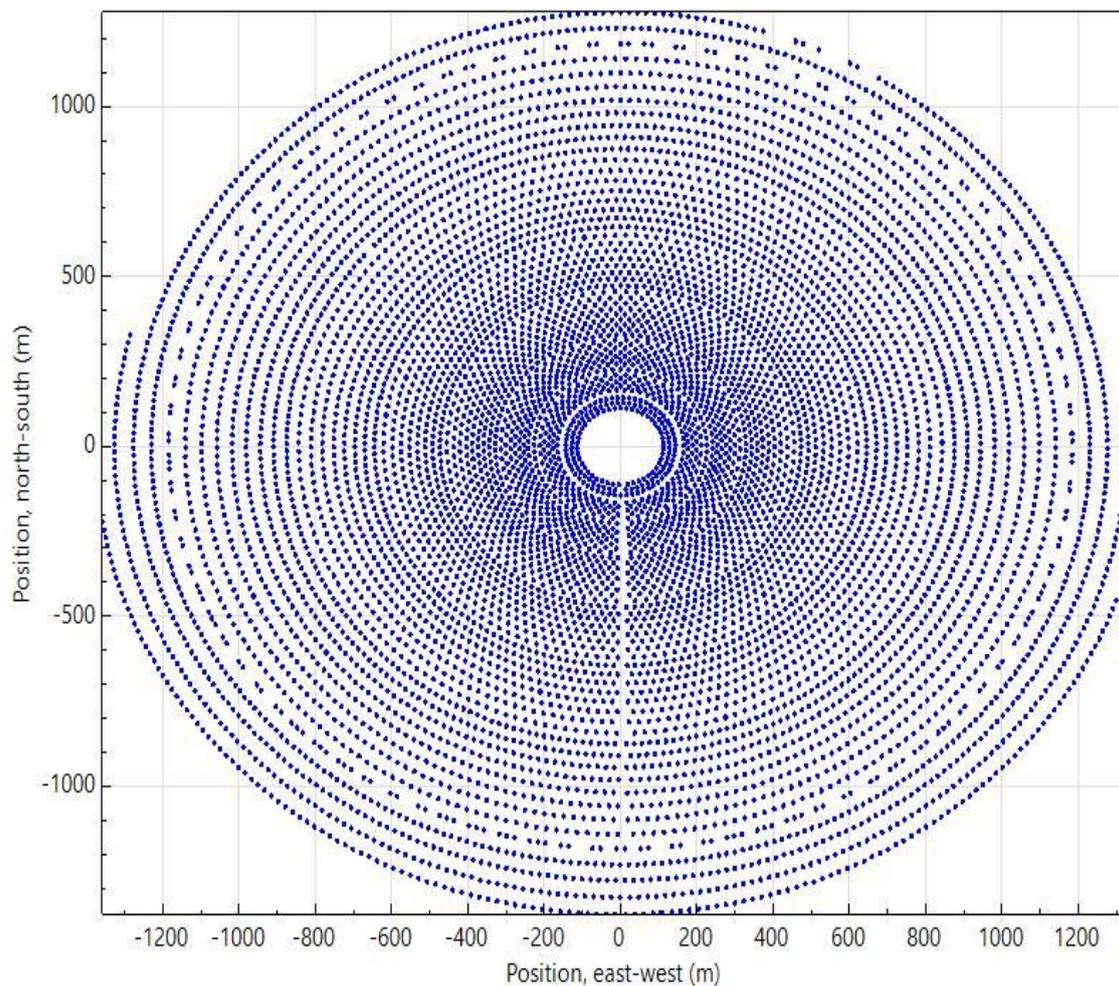


Figura 77 Ampliación del campo de heliostatos generado por SAM

Como se aprecia en la figura 77, la forma del campo de heliostatos ha variado respecto al calculado con Matlab, esto es porque SAM optimiza el campo eliminando los heliostatos más alejados al Sur y añadiéndolos al campo Norte, además nos generó una abertura central para el ingreso de vehículos de mantenimiento de la planta solar.

8.4 DISEÑO DEL RECEPTOR

Como se aprecia en la figura 78, ingresamos los valores de: Altura de torre THT=151 m, también ingresamos el diámetro del receptor DR=13,82 m, altura del receptor LR=20,73 m, el tipo de fluido de trabajo HTF (Sales fundidas de nitrato de sodio y nitrato de potasio) y el recorrido que realizaran las sales al ingresar y salir a través del receptor.

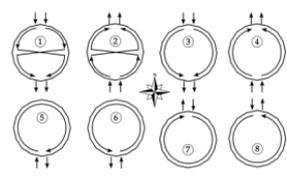
| System Design Parameters | |
|--------------------------|-----------|
| Solar multiple | 1.60 |
| Receiver thermal power | 457.1 MWt |
| HTF hot temperature | 566.0 °C |
| HTF cold temperature | 288.0 °C |

| Tower and Receiver Dimensions | |
|---|---------|
| Solar field geometry optimization on the Heliostat Field page calculates new values for tower height, receiver height, and receiver diameter. | |
| Tower height | 151 m |
| Receiver height | 20.73 m |
| Receiver diameter | 13.82 m |
| Number of panels | 20 |

| Receiver Heat Transfer Properties | |
|-----------------------------------|---------|
| Tube outer diameter | 40 mm |
| Tube wall thickness | 1.25 mm |
| Coating emittance | 0.88 |
| Coating absorptance | 0.94 |
| Heat loss factor | 1 |

| Design and Operation | |
|--|--------------|
| Minimum receiver turndown fraction | 0.25 |
| Maximum receiver operation fraction | 1.2 |
| Receiver startup delay time | 0.2 hr |
| Receiver startup delay energy fraction | 0.25 |
| Receiver HTF pump efficiency | 0.850 |
| Maximum flow rate to receiver | 1310.35 kg/s |

| Materials and Flow | |
|-------------------------------------|--|
| HTF type | Salt (60% NaNO ₃ 40% KNO ₃) |
| Property table for user-defined HTF | Edit... |
| Material type | Stainless AISI316 |
| Flow pattern | 1 |



| Receiver Flux Modeling Parameters | |
|-------------------------------------|-------------------------|
| Maximum receiver flux | 1000 kWt/m ² |
| Estimated receiver heat loss | 30.0 kWt/m ² |
| Receiver flux map resolution | 20 |
| Number of days in flux map lookup | 8 |
| Hourly frequency in flux map lookup | 2 hours |

| Piping Losses | |
|------------------------------|-------------|
| Piping heat loss coefficient | 10200 Wt/m |
| Piping length constant | 0 m |
| Piping length multiplier | 2.6 |
| Piping length | 392.6 m |
| Total piping loss | 4004.52 kWt |

Figura 78 Dimensiones de la torre y el receptor

8.5 VOLUMEN Y DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE SALES FUNDIDAS

Para las dimensiones de los tanques SAM nos entrega los valores idénticos para los dos tanques tanto como para el tanque frío y el tanque caliente. Se pueden apreciar en la figura 79, obtenemos como diámetro 27m, como altura del tanque 20m y un volumen de almacenamiento de 11420 m³, para disponer solo de 10849 m³ de fluido lo cual es un margen de seguridad del 5,27%, la previsión de trabajo esta para 8 horas de autonomía y la capacidad térmica es de 2285,7 MWt.

System Design Parameters

| | | | |
|---|-----------|----------------------|----------|
| Cycle thermal power | 285.7 MWt | HTF hot temperature | 566.0 °C |
| Hours of storage at power cycle full load | 8.0 hours | HTF cold temperature | 288.0 °C |

Storage System

Storage type: Two Tank

| | | | |
|---------------------------|--------------------------|--|---------------------------|
| TES thermal capacity | 2,285.7 MWt-hr | Initial hot HTF percent | 30 % |
| Available HTF volume | 10,849 m ³ | Cold tank heater temperature set point | 280 °C |
| Tank height | 20 m | Cold tank heater capacity | 15 MWe |
| Tank fluid minimum height | 1 m | Hot tank heater temperature set point | 500 °C |
| Storage tank volume | 11420 m ³ | Hot tank heater capacity | 30 MWe |
| Parallel tank pairs | 1 | Tank heater efficiency | 0.99 |
| Tank diameter | 27.0 m | HTF density | 1811.75 kg/m ³ |
| Wetted loss coefficient | 0.4 Wt/m ² -K | | |
| Estimated heat loss | 0.62 MWt | | |

Figura 79 Dimensiones de los tanques de almacenamiento de sales fundidas

8.6 OPTIMIZACION DEL CAMPO DE HELIOSTATOS Y TORRE

Una vez hemos se ha generado el primer campo de heliostatos, procederemos a usar la herramienta de optimización de la geometría del campo incorporada en SAM tal como se aprecia en la figura 80.

Heliostat Field

| | X Position | Y Position |
|-------------|------------|------------|
| Import... | 520.689 | 1166.21 |
| Export... | 620.592 | 1116.26 |
| Copy | -197.065 | -1168.05 |
| Paste | -1182.67 | -66.7787 |
| Heliostats: | 678.303 | 1082.16 |
| | 458.785 | 1191.92 |
| | 479.569 | 1183.71 |
| 7929 | 1299.76 | -454.448 |
| | 600.968 | 1126.94 |
| | -1359.03 | -221.251 |
| | 374.311 | 1221.09 |
| | 352.89 | 1227.45 |
| | 1205.06 | 1220.45 |

Generate heliostat layout

Optimize solar field geometry

Figura 80 Opción de optimización de la geometría del campo solar

Luego de la optimización obtenemos los resultados:

Optimizing...

Beginning Simulation

| Iter | tht | rec_height | rec_diameter | Obj. | Flux | Plant cost |
|------|---------|------------|--------------|---------|---------|---------------|
| [1] | 151 | 20.73 | 13.82 | 1209.62 | 702.699 | \$4.37435e+08 |
| [2] | 160.06 | 20.73 | 13.82 | 1193.8 | 731.24 | \$4.32597e+08 |
| [3] | 160.06 | 21.9738 | 13.82 | 1201.25 | 684.231 | \$4.34954e+08 |
| [4] | 160.06 | 20.73 | 14.6492 | 1194.31 | 696.479 | \$4.33915e+08 |
| [5] | 168.252 | 20.1999 | 13.7955 | 1183.88 | 754.906 | \$4.28473e+08 |
| [6] | 174.64 | 19.3201 | 13.755 | 1174.32 | 820.002 | \$4.25872e+08 |
| [7] | 190.433 | 18.1074 | 13.6689 | 1163.06 | 959.953 | \$4.2263e+08 |
| [8] | 187.504 | 15.8111 | 13.0902 | 1156.86 | 1190.69 | \$4.201e+08 |
| [9] | 187.137 | 14.7578 | 14.5922 | 1154.66 | 1174.49 | \$4.21452e+08 |
| [10] | 196.992 | 16.1996 | 15.5986 | 1158.58 | 1022.81 | \$4.23897e+08 |
| [11] | 192.062 | 15.6919 | 16.2064 | 1158.59 | 1016.91 | \$4.24652e+08 |
| [12] | 198.015 | 15.6458 | 16.8307 | 1161.65 | 1006.49 | \$4.26465e+08 |
| [13] | 192.013 | 16.1851 | 16.2875 | 1160.72 | 974.834 | \$4.25346e+08 |
| [14] | 184.02 | 15.847 | 15.8389 | 1159.41 | 982.677 | \$4.2416e+08 |
| [15] | 187.705 | 15.7125 | 16.0937 | 1158.59 | 993.738 | \$4.24442e+08 |
| [16] | 184.432 | 15.4921 | 15.8477 | 1158.46 | 1014.14 | \$4.23989e+08 |
| [17] | 186.757 | 15.2567 | 16.3621 | 1157.64 | 1008.86 | \$4.24491e+08 |
| [18] | 184.98 | 14.9388 | 16.6792 | 1159.97 | 1021.74 | \$4.25538e+08 |
| [19] | 188.951 | 15.3176 | 16.3307 | 1158.67 | 1013.33 | \$4.24685e+08 |
| [20] | 185.985 | 15.1475 | 16.1814 | 1158.25 | 1027.69 | \$4.24416e+08 |
| [21] | 186.25 | 15.3957 | 16.3609 | 1159.46 | 993.553 | \$4.24881e+08 |
| [22] | 186.45 | 15.2724 | 16.4613 | 1158.91 | 996.468 | \$4.24914e+08 |
| [23] | 187.012 | 15.2794 | 16.4645 | 1158.27 | 1004.01 | \$4.2477e+08 |
| [24] | 186.463 | 15.2441 | 16.4616 | 1158.81 | 997.761 | \$4.24902e+08 |
| [25] | 186.412 | 15.263 | 16.4115 | 1158.68 | 999.284 | \$4.24804e+08 |
| [26] | 186.659 | 15.3245 | 16.4338 | 1158.08 | 1003.26 | \$4.24692e+08 |

Algorithm converged:
tht= 186.659 rec_height= 15.3245 rec_diameter= 16.4338
Objective: 1158.08

Figura 81 Resultados de la optimización de la geometría solar

$$THT = 186,659 \text{ m}$$

$$DR = 16,4338 \text{ m}$$

$$LR = 15,3245 \text{ m}$$

$$S = 791,18 \text{ m}^2$$

Para el número de heliostatos previos a la simulación con nuestras condiciones vemos que se incrementa la altura de la torre (LR) el diámetro del receptor (DR) y el número de heliostatos se reduce, en resultados precios el número de heliostatos fue de 7929 y ahora es de 7410, como se aprecia en la figura 82 resaltado en color amarillo.

Optimization summary



| Item | Units | Update Value | Previous |
|-------------------|-------|--------------|----------|
| Receiver height | m | 15.3245 | 20.73 |
| Receiver diameter | m | 16.4338 | 13.82 |
| Tower height | m | 186.659 | 151 |
| Heliostat count | | 7410 | 7929 |

Figura 82 Resumen de la optimización de la planta solar

Actualizando la geometría del campo solar obtenemos la figura 83.

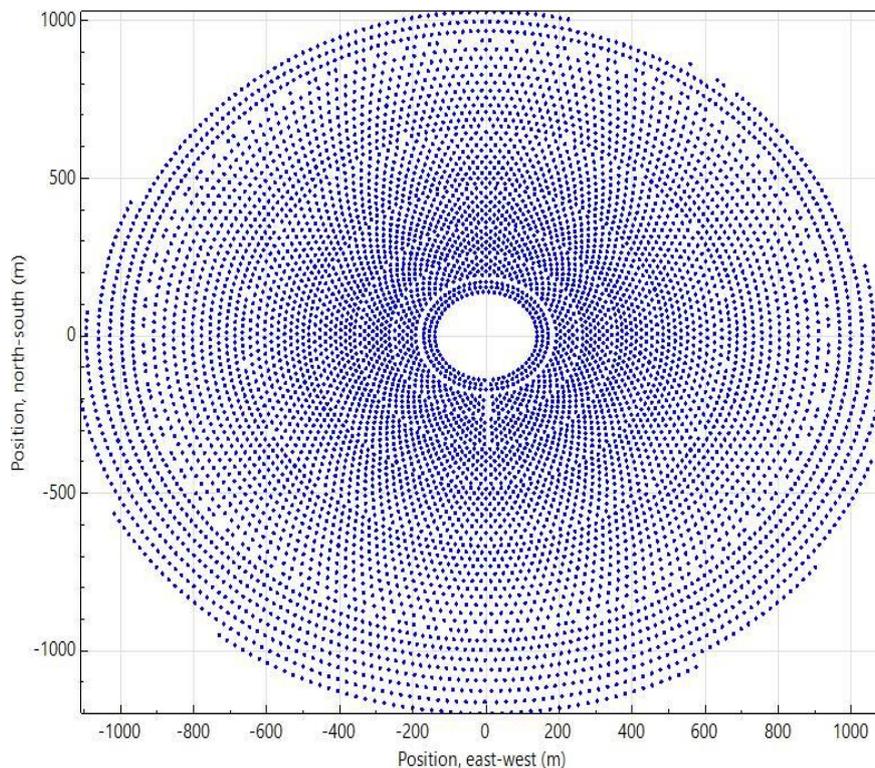


Figura 83 Campo solar optimizado para 100 MWe en SAM

En el campo optimizado vemos que las dimensiones se incrementaron de $R_{\text{campo}} = 1320$ m, a $R_{\text{campo}} = 1500$ m, se incrementa el espaciado entre heliostatos, pero se reduce su número de 7929 a 7410 heliostatos.

El $R_{\text{min}} = 107,7$ m para el primer campo y el $R_{\text{min}} = 133,33$ m para el campo optimizado, con $R_{\text{min}} = 0,7131 * \text{THT}$ para el campo sin optimizar y $R_{\text{min}} = 0,715 * \text{THT}$ para el campo optimizado.

También se aprecia en la figura 83, que los heliostatos desplazados al norte, cuentan con una dirección angular al Noreste, es como si parte del campo hubiera girado unos grados, además de eliminar ciertos heliostatos del campo Sur.

Para la superficie del campo de heliostatos tenemos:

$$\begin{aligned} \text{Area del campo SAM sin optimizar} &= A_{\text{campo}} = 2640\text{m} * 2640\text{m} = 6\,969\,600\text{ m}^2 \\ &= 696,96\text{ Hectáreas} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Area del campo SAM optimizado} &= A_{\text{campo optim}} = 987\text{acres} = 4\,000\,000\text{ m}^2 \\ &= 400\text{ Hectáreas} \end{aligned}$$

CONCLUSIONES

Para expresar los resultados de nuestro diseño, elaboramos la tabla 4, en la cual resumimos todos los datos del diseño, los de la simulación con Matlab y los resultados de un prediseño con SAM y su optimización.

Tabla 4 Resumen de resultados a comparar de la planta termosolar de receptor central

| NOMBRE | SIMBOLO | GRAFICAS Y MATLAB | SAM | SAM OPTIMIZADO | UND |
|--|-------------------|----------------------|---------|-------------------|------------------|
| Radiación directa | I_D | 1000 | 1000 | 1000 | W/m ² |
| Altura de torre | THT | 151 | 151 | 186,659 | m |
| Altura del receptor | LR | 23,44 | 23,44 | 15,3245 | m |
| Diámetro del receptor | DR | 15,55 | 15,55 | 16,4338 | m |
| Superficie del receptor | S | 900 | 900 | 791,18 | m |
| Potencia del receptor | $P_{term-recept}$ | 400 | 457 | 457 | MWt |
| Área del heliostato | Ah | 116,87 | 116,87 | 116,87 | m ² |
| Altura del heliostato | LH | 11,2776 | 11,2776 | 11,2776 | m |
| Ancho del heliostato | WH | 10,3632 | 10,3632 | 10,3632 | m |
| Relación de área de espejo respecto a su área total | RAH | 0,9899 | 0,9899 | 0,9899 | |
| Distancia de seguridad entre heliostatos | ds | 0,8 | - | - | m |
| Radio mínimo | Rmin | 113,25 | 107,7 | 133,33 | m |

| | | | | | |
|---|----------------|---------|---------|---------|------|
| Relación altura-anchura de cada heliostato | w_r | 1,08824 | 1,08824 | 1,08824 | |
| Reflectividad del espejo | ρ | 0,9 | 0,9 | 0,9 | |
| Desviación estándar de la forma solar | σ_{sun} | 0,00251 | 0,00251 | 0,00251 | rad |
| Desviación debida a los errores de superficie | σ_{slp} | 0,0026 | 0,0026 | 0,0026 | rad |
| Desviación debido a los errores de seguimiento | σ_{trk} | 0,0021 | 0,0021 | 0,0021 | rad |
| Error efectivo | σ_e | 5,8 | - | - | mrad |
| Numero de heliostatos | N_{helios} | 6522 | 7929 | 7410 | - |
| Eficiencia del campo | η_{campo} | 52,67 | - | 52,62 | % |
| Inclinación del terreno del campo de heliostatos | β | 0 | 0 | 0 | - |
| Factor de capacidad | FC | 0,475 | - | - | - |
| Múltiplo solar | MS | 1,6 | 1,6 | 1,6 | - |
| Diámetro del tanque de almacenamiento caliente | $D_{caliente}$ | 28,32 | 27 | 27 | m |
| Altura del tanque de | $H_{caliente}$ | 21,30 | 20 | 20 | m |

| | | | | | |
|---|---------------------|---------|--------|--------|-------|
| almacenamiento caliente | | | | | |
| Volumen del tanque de almacenamiento caliente | $V_{caliente+15\%}$ | 13420 | 11420 | 11420 | m^3 |
| Superficie del tanque de almacenamiento caliente | $S_{caliente}$ | 3154,87 | 2871,6 | 2871,6 | m^2 |
| Diámetro del tanque de almacenamiento frío | $D_{frío}$ | 27,42 | 27 | 27 | m |
| Altura del tanque de almacenamiento frío | $H_{frío}$ | 20,62 | 20 | 20 | m |
| Volumen del tanque de almacenamiento frío | $V_{frío+15\%}$ | 12175 | 11420 | 11420 | m^3 |
| Superficie del tanque de almacenamiento frío | $S_{frío}$ | 2957,27 | 2871,6 | 2871,6 | m^2 |
| Calor de almacenamiento en los tanques | Q_{alm} | 2364,07 | 2285,7 | 2285,7 | MWt.h |
| Área del campo de heliostatos | A_{campo} | 646,18 | 696,96 | 400 | ha |

Primero: Podemos concluir que la altura inicial de la torre (THT), la primera aproximación de 151 m es válida, ya que cuando fijamos este valor escogimos el valor medio entre las curvas superior e inferior como se aprecia en la figura 56, si hubiéramos escogido el valor superior el valor escogido sería THT=161,5 m, pero debido a que se desconocía a priori que valores podrían ser atribuidos. La decisión de tomar la curva

superior se puede sustentar en el hecho que la planta solar en Chile denominada “complejo solar Atacama 1” [61], para una planta de 110 MWe cuenta con una torre de 220 m, lo cual nos confirma que a medida que la potencia se incrementa lo hace también la altura de la torre. Definitivamente el factor que determina la altura es la potencia del receptor, que a su vez la potencia es dependiente del múltiplo solar, y de la potencia de diseño.

Con el valor de la potencia del receptor de SAM de la figura 78 (457 MWt), podemos ver cuál es la altura de torre que nos arrojaría la figura 56, con lo cual obtenemos la figura 84, lo cual nos arroja un valor de altura de torre de 184,44 m y el valor de optimización de SAM nos arrojó 186,66m, con lo cual si definimos correctamente la potencia del receptor podemos tener de manera directa la altura de torre del receptor.

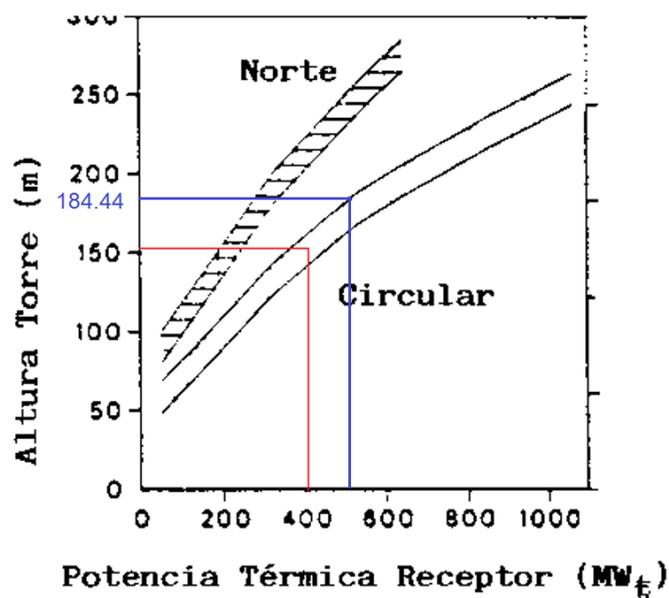


Figura 84 Altura de torre en base a la potencia del receptor hallada por de SAM

Segundo: Para las dimensiones del receptor, tanto la potencia del receptor como el tipo de fluido, condicionan el área de interceptación. No recalculamos la superficie del receptor, solo comprobaremos que nuestro programa de optimización en Matlab arroja los valores correctos cuando se introducen los valores adecuados tanto en la relación altura-diámetro del receptor. Tomando como base los datos arrojados por SAM optimizado en la con $DR=16,43$ m, $HR=15,3245$ m, $HR/DR=0,9325$ y el valor de superficie $S=791,18$ m² obtenemos lo siguiente:

$$DR = 16,4340 \text{ m}$$

$$HR = 15,3247 \text{ m}$$

Por lo tanto, concluimos que nuestro programa en Matlab arroja valores correctos para dimensionar el receptor para cualquier potencia, siempre que el diseñador elija valores correctos de potencia del receptor y la relación altura-diámetro que permitan calcular adecuadamente la superficie del receptor para estimar el diámetro y la altura.

Tercero: Para la potencia del receptor acorde en la figura 55, podemos concluir que la potencia del receptor deseada y el múltiplo solar (MS) deseado, quedan bien definidos y es acorde comparándolo con el programa SAM que arroja 457MWt de potencia para el receptor frente a los 400 MWt de la gráfica donde el error es de 14% y es razonable para un primer valor de potencia.

Cuarto: En cuanto a las dimensiones de heliostatos, se escogió el más óptimo basado en una planta real denominada Crescent Dunes [52] que tiene 110 MWe, y al ser una planta de similar potencia se adecua a nuestra planta, para la relación área del espejo y área total (RAH) lo obtuvimos de las medidas del mismo heliostato.

Quinto: Para la distancia de seguridad entre heliostatos fue asumida a un valor de 0,80 m ya que valores experimentales como el de GEMASOLAR alcanza un valor de 0,85m, podemos ver que como valor es correcto ya que, si comparamos el área del campo de heliostatos obtenida para Matlab y para SAM, vemos que la diferencia es de 7,85%.

Sexto: Para el número de heliostatos podemos concluir que el valor inicial estimado de 6483 (Fig. 62), es correcto para la potencia del receptor seleccionada. Si comparamos el valor de SAM antes de la optimización e ingresando con la potencia del receptor de 457MWt, obtenemos un total de $0,93 \times 10^6 \text{ m}^2$ (Fig. 85), dividiendo por el área de heliostato seleccionado obtenemos 8038 heliostatos. Calculando la diferencia del valor arrojado por SAM de 7929 podemos decir que la diferencia es de 1,37%, por lo tanto, la figura 62 es una gráfica muy buena para poder dimensionar a priori el área que tendrá el campo de heliostatos.

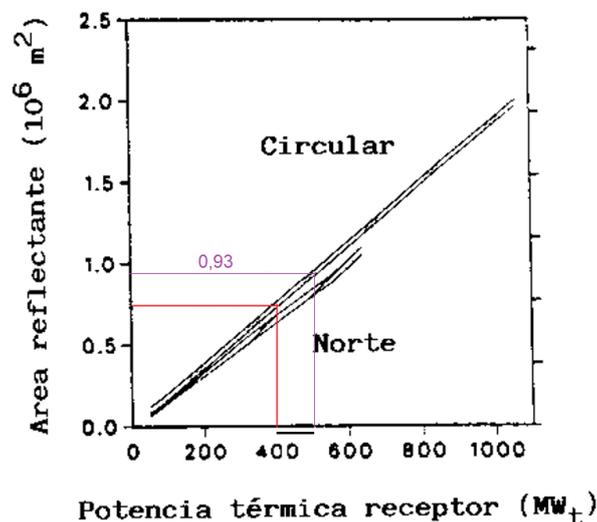


Figura 85 Área de reflejante para la potencia de 457 MWt

Séptimo: Para el valor de radio mínimo concluimos que la estimación del primer radio de heliostatos de 75% de la altura de torre ($0,75 \times \text{THT}$), es correcta, como se mencionó en la figura 42, es más al comparar los datos iniciales para el caso SAM obtuvimos 71,31% ($0,7131 \times \text{THT}$) para el campo sin optimizar y 71,5% ($0,715 \times \text{THT}$) para el campo optimizado.

Octavo: En cuanto a los errores de forma solar, seguimiento y forma de superficie, se eligieron los valores de Gemasolar, excepto el error de forma solar que fue tomado de la PSA. Debido a que se desconocen por completo estos valores para la ubicación proyectada de la planta, revisando el valor del error efectivo con el promedio del coseno incidente, obtenemos un valor de 5,8 mrad, si comparamos este error para la planta de termosolar de 100 MWe obtenida por el programa ASPOC (Pág. 61. [51]) el cual es 2,9 mrad, concluimos que es un error aceptable, ya que para el caso preliminar es conveniente siempre un diseño por excedencia que por deficiencia.

Noveno: Concluimos que las dimensiones de los tanques son las correctas para la cantidad de energía a almacenar (8 horas), ya que los valores óptimos determinados, al comparar el valor del calor de almacenamiento hallado por SAM 2285,7 MWt.h y el valor hallado de fórmulas fue de 2364,07 MWt.h la diferencia es tan solo del 3%, además de la figura 61 hallamos 2150 MWt.h lo cual también sería un valor aceptable, para el diámetro y altura por SAM son 27 m y 20 m respectivamente para ambos tanques, mientras que para nuestro calculo por métodos de optimización en Matlab fue de 27,42 m y 20,62 m para el tanque frio y diámetro de 28,32 m y altura de 21,30 m para el tanque caliente, evidentemente las dimensiones y volúmenes de cada tanque, están en función de las horas de almacenamiento seleccionada y también del factor de seguridad que le asigne el diseñador, en nuestro caso asignamos 15% como factor de seguridad obteniendo 12175 m³ frente a los 11420 m³ por SAM, que calculo un volumen de fluido caloportador (HTF) de 10849 m³ (Fig. 79) que le daría un factor de seguridad de 5,27%

Décimo: Podemos concluir en general que el método UNIZAR nos permite conocer de manera efectiva la energía térmica que aporta un campo de heliostatos resolviendo el método de convolución, de forma adicional nos ayuda a identificar como es la eficiencia del campo solar para cualquier día y hora solar. Por el otro lado SAM también nos permite obtener la eficiencia por cada hora y día del año. La eficiencia promedio anual que nos arroja SAM 52,62% como se aprecia la figura 86.

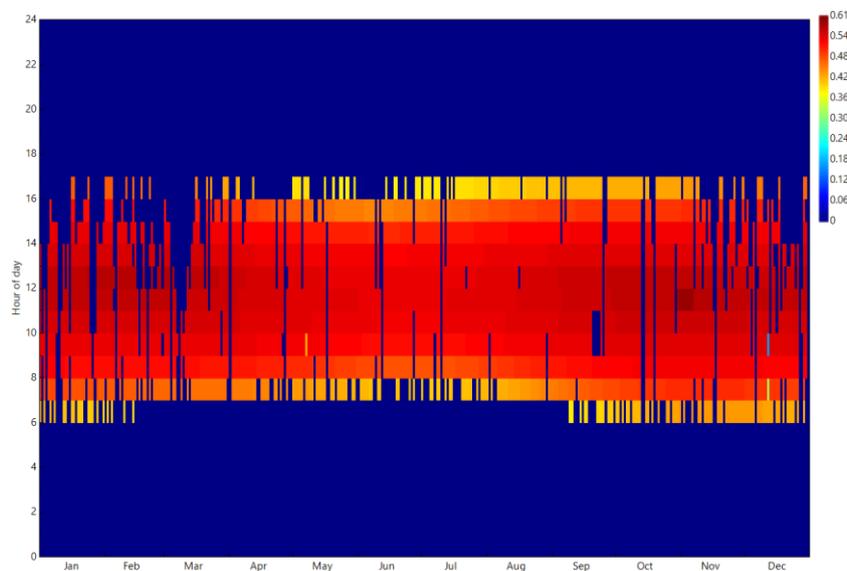


Figura 86 Eficiencia óptica anual de SAM

Para la eficiencia del campo en Matlab de nuestra planta seleccionamos el 22 de setiembre (N=265) fecha en la cual inicia la primavera en el hemisferio Sur y obtuvimos la eficiencia del campo de heliostatos fue del 52,6%.

A modo de ejemplo simulamos para las diferentes estaciones del año para el hemisferio Sur manteniendo la hora solar constante, solo variamos el día del año coincidiendo con el cambio de cada estación para ver el comportamiento de la eficiencia.

Verano

Por ejemplo, para el verano en el hemisferio Sur, inicia el 21 de diciembre (N=355), la eficiencia media del campo es de 58,60%, el valor medio flujo solar sobre el receptor 45,092 MW/m² y la potencia total sobre el receptor 40584 MW.

Aquí es más alta la eficiencia porque la tierra ha inclinado su eje y los rayos solares inciden de manera perpendicular sobre los trópicos de dando origen al verano en el hemisferio sur e invierno en el hemisferio norte (Vea figura 6).

En la figura 87 podemos la zona exterior en color negro (+), la eficiencia es mayor al 55%. La zona intermedia en color rojo (.), la eficiencia es mayor al 60%. La zona en color magenta (◐), la eficiencia es mayor al 65%. La zona en color cyan (◑), la eficiencia es mayor al 70%. La zona en color azul (◒), la eficiencia es mayor al 75% y la zona de primera circunferencia de heliostatos en color negro (◓), alcanza al 80%.

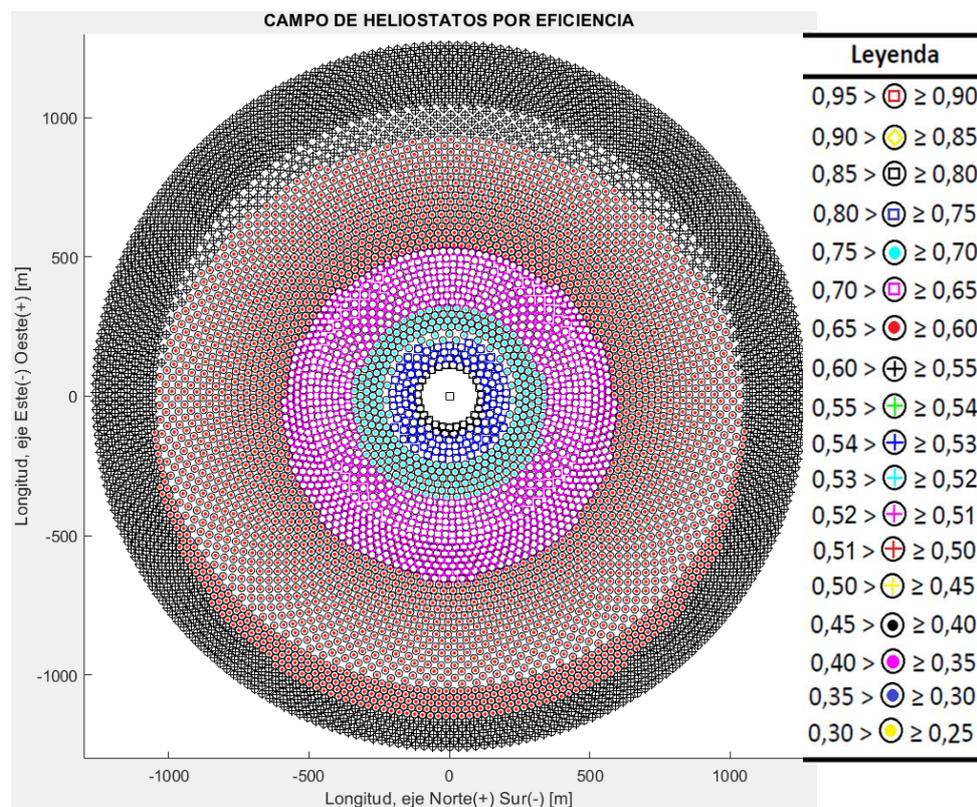


Figura 87 Eficiencia del campo de heliostatos para el verano (N=356) en el hemisferio Sur

Otoño

Para el otoño en el hemisferio sur 21 de marzo (N=80) la eficiencia del campo de heliostatos fue de 52,61% el valor medio flujo solar sobre el receptor 14,42MW/m² y la potencia total sobre el receptor 12,984 GW.

Aquí decrece la eficiencia debido a que los rayos solares inciden de manera perpendicular sobre el ecuador terrestre dando origen al otoño en el hemisferio sur.

Como se ve en la figura 88, podemos ver que la zona en el campo sur en color negro (+), la eficiencia es mayor al 55%. La zona en el campo norte en color amarillo (+), la eficiencia es mayor al 45%. La zona en color rojo (+), la eficiencia es mayor al 50%. La zona en color cian (+), la eficiencia es igual o mayor al 52%. La zona en color magenta (+), la eficiencia es igual o mayor al 51%. La zona en color azul (+), la eficiencia es mayor o igual a 53% y las zonas cercanas a la torre en negro(.), magenta (.), azul (.), amarillo (.) mayor o igual a 40%, mayor igual al 35%, mayor o igual al 30% y mayor o igual al 25% respectivamente.

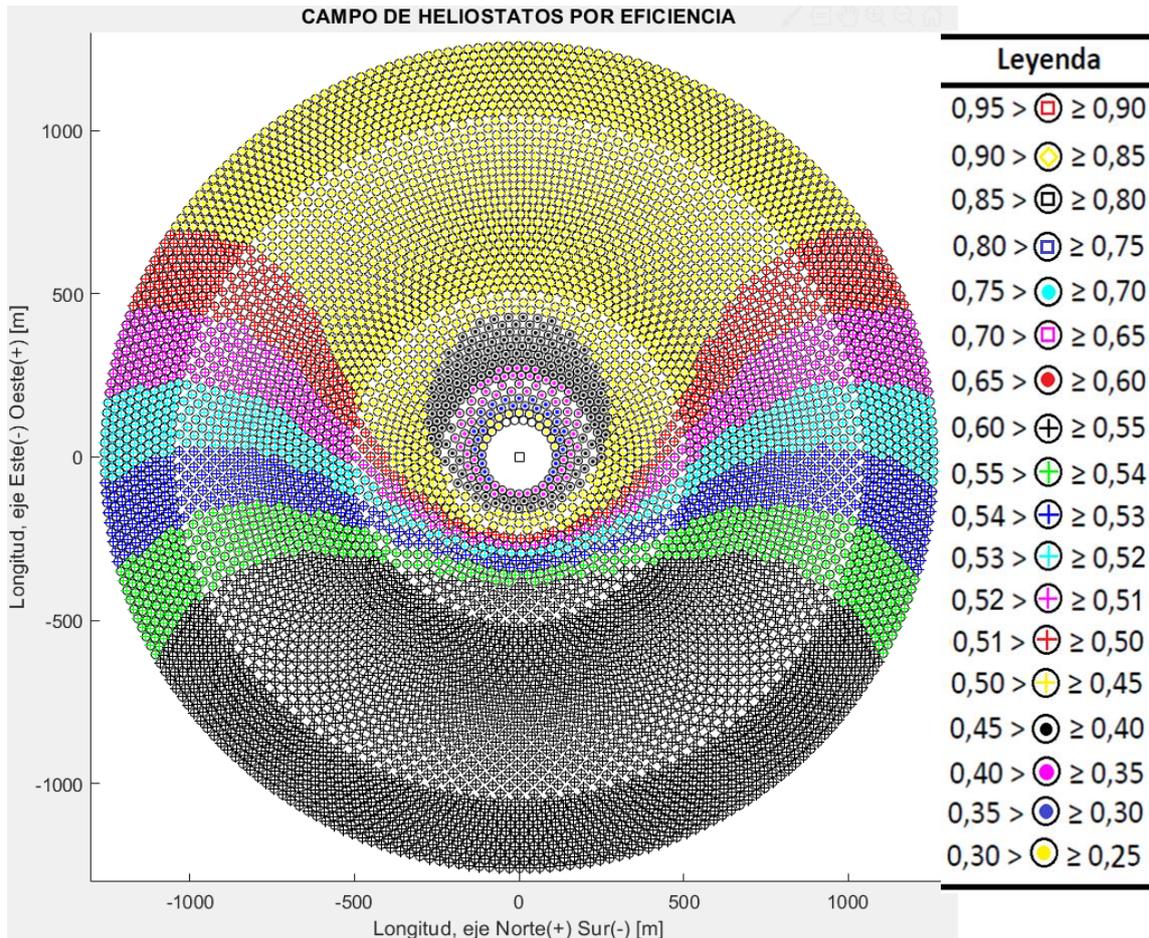


Figura 88 Eficiencia del campo de heliostatos para el otoño (N=80) en el hemisferio Sur

Invierno

Para el invierno en el hemisferio sur 20 de junio (N=171) la eficiencia del campo de heliostatos fue de 50,20% el valor medio flujo solar sobre el receptor 183,9 MW/m² y la potencia total sobre el receptor 164,880 GW.

Aquí decrece la eficiencia un 2% más que en otoño y se debe a que los rayos solares inciden mayormente sobre el trópico de cáncer, y el ángulo del eje terrestre es +23,15° dando origen al invierno en el hemisferio sur.

Como se ve en la figura 89, podemos ver que la zona en el campo Norte en color azul (□), la eficiencia es mayor o igual al 75%. La zona en el campo norte en color cian (.), la eficiencia es mayor o igual al 70%. La zona en color magenta (□), la eficiencia es mayor o igual al 65%. La zona en color rojo (.), la eficiencia es igual o mayor al 60%. La zona en color negro (+), la eficiencia es igual o mayor al 55%. La zona en color azul (+), la eficiencia es mayor o igual a 53% y las zonas en verde (+), azul (+), cian (+), magenta (+), amarillo (+), negro (.), magenta (.), azul (.), amarillo (.) y en blanco ubicadas en el campo sur, representan una eficiencia mayor o igual a 54%, mayor igual al 53%, mayor o igual a 51% y mayor o igual a 50%, mayor o igual a 45%, mayor o igual a 40%, mayor o igual a 35%, mayor o igual a 30%, mayor o igual a 25%, y menores al 25% respectivamente.

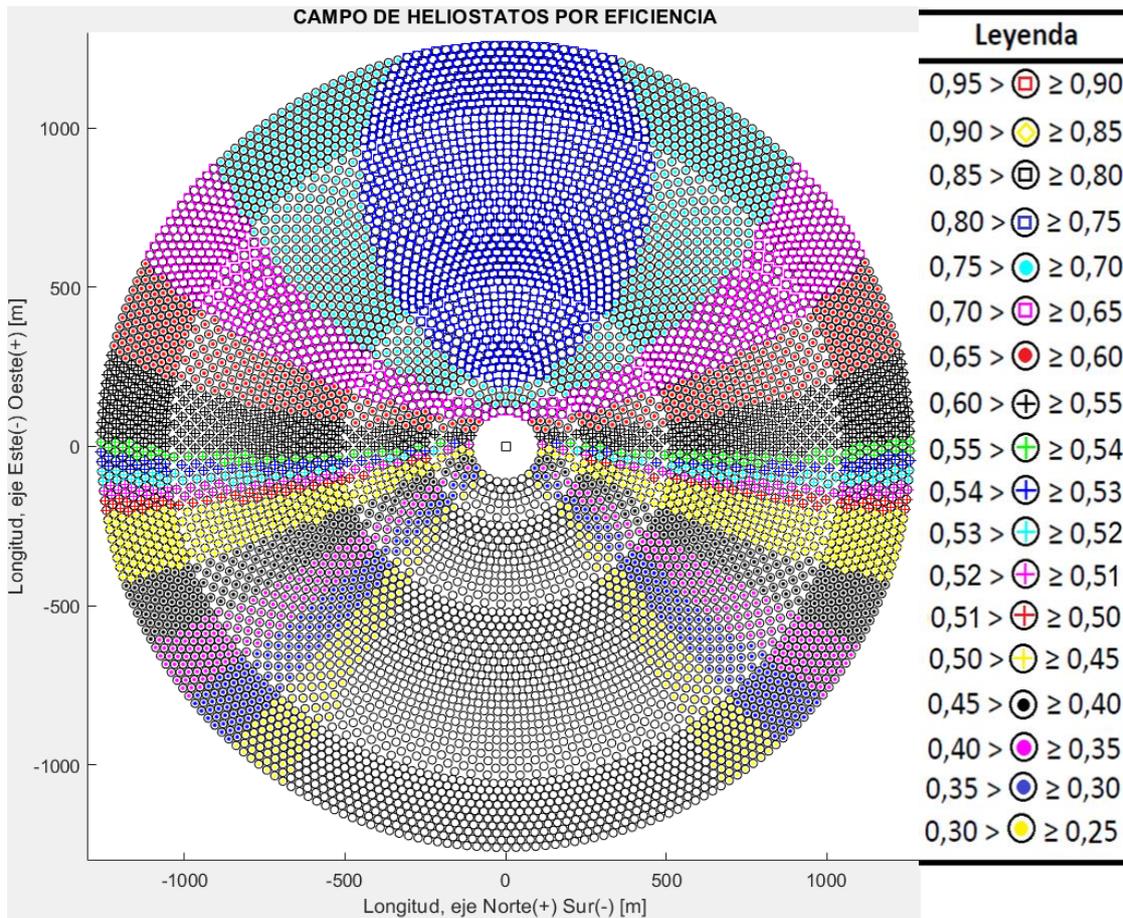


Figura 89 Eficiencia del campo de heliostatos para el invierno (N=171) en el hemisferio Sur

Para resumir, podemos ver como variaría la eficiencia en cada inicio de estación para el medio día solar en la figura 90.

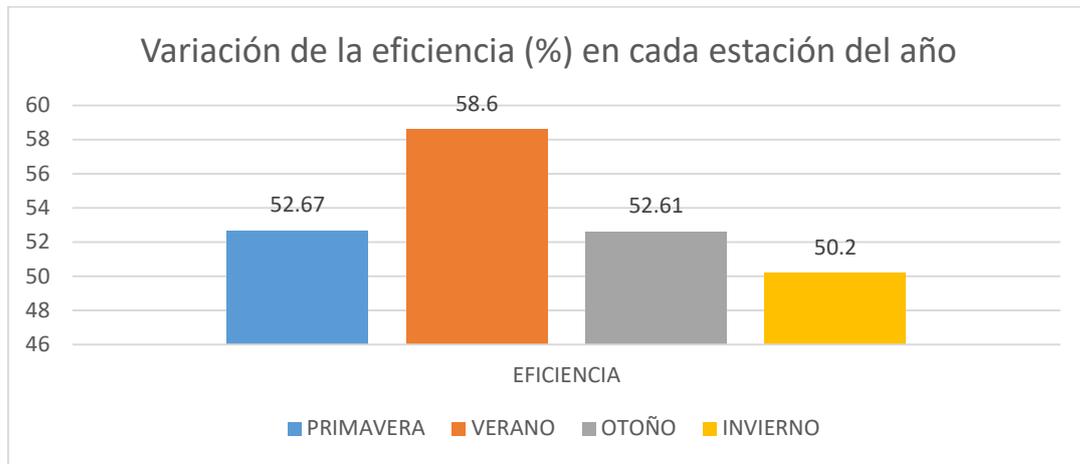


Figura 90 Gráfico resumen de la variación de la eficiencia

Por lo tanto, la planta, queda bien definida en cuanto a la eficiencia óptica con el 52,62% anual.

Finalmente: La planta queda definida con las siguientes dimensiones como se ve en la tabla 5.

Tabla 5 Dimensiones finales de la planta termosolar de 100 MWe

| CARACTERISTICAS DE DISEÑO DE LA PLANTA TERMOSOLAR DE RECEPTOR CENTRAL | | |
|---|----------------|----------------|
| SISTEMA | | |
| Potencia nominal | 100 | MW |
| Múltiplo solar (MS) | 1,6 | |
| Área reflectante | 900 000 | m ² |
| Potencia del receptor | 457 | MWt |
| Horas de almacenamiento | 8 | h |
| Capacidad de almacenamiento | 2285,7 | MWt.h |
| COLECTOR | | |
| Tipo de campo | Circular | |
| Materiales del heliostato | Vidrio - Metal | |
| Área del heliostato | 115,7 | m |

| | | |
|--|--|--------------------|
| Numero de heliostatos | 7410 | |
| Punto de diseño | Medio día solar, Equinoccio | |
| Valor de la radiación de diseño | 1000 | W/ m ² |
| RECEPTOR | | |
| Numero de módulos | 1 | |
| Fluido de trabajo (HFT) | Sales fundidas | |
| Configuración | Cilindro externo | |
| Altura de torre (THT) | 186,66 | m |
| Potencia de diseño | 457 | MWt |
| Flujo medio sobre el receptor | 1,36 | MW/ m ² |
| Diámetro del receptor (DR) | 16,43 | m |
| Altura del receptor (HR) | 15,32 | m |
| ALMACENAMIENTO | | |
| Medio de almacenamiento | Sales fundidas | |
| Configuración | Dos tanques separados uno caliente y uno frío | |
| Volumen de almacenamiento tanque caliente | 13420 | m ³ |
| Diámetro de tanque caliente | 28,32 | m |
| Altura del tanque caliente | 21,30 | m |
| Volumen de almacenamiento tanque frío | 12175 | m ³ |
| Diámetro de tanque frío | 27,42 | m |
| Altura del tanque frío | 20,62 | m |

De la tabla 6 podemos concluir que el factor más influyente es el factor coseno, debido a que entre mayor sea el ángulo del rayo reflejado menor será el área efectiva del heliostato.

El factor de atenuación atmosférica, esto es debido a las condiciones geográficas de la planta y también por el tamaño del campo de heliostatos.

Tabla 6 Eficiencias de diseño para la planta termosolar de 100 MWe

| EFICIENCIAS DEL PUNTO DE DISEÑO | |
|--|-------------|
| SISTEMA COLECTOR | |
| Reflectividad | 0,9 |
| Factor coseno | 0,84 |
| Factor sombras y bloqueo | 0,99 |
| Factor de atenuación | 0,8824 |
| Desbordamiento | 1 |
| TOTAL | 0,66 |

TRABAJOS FUTUROS

Como trabajos futuros, se puede obtener polinomios de Lagrange para poder obtener la relación de las figuras de potencia del receptor vs altura de la torre, área de la superficie del receptor vs la potencia térmica y el tipo de fluido caloportador, factor de capacidad vs horas de almacenamiento y el factor de capacidad vs la capacidad de almacenamiento u obtener las relaciones matemáticas entre cada uno de estos elementos para poder integrarlos al código de Matlab.

Integrar las funciones de optimización de las dimensiones del receptor y de los tanques de almacenamiento para que el código de campo de heliostatos nos arroje los valores de la planta en un solo código de Matlab.

Optimizar el código del campo de heliostatos para que no sea tan circular, moviendo los heliostatos de menor eficiencia y desplazándolos a zonas para incrementar su eficiencia tal como lo hace SAM cuando optimiza la planta termosolar.

Simular para cada hora solar para obtener un valor de la eficiencia del campo de heliostatos más precisa por lo menos durante una estación climatológica para hacer un análisis estadístico.

Otro trabajo futuro será analizar con SAM los costos de producción eléctrica, costos del terreno y el retorno de la inversión.

ANEXOS

1. HELIOSTATOS SENER



HE54 heliostat

The HE54 heliostat has been designed and patented by SENER, as an improvement of the previous heliostat, the HE35, developed and successfully installed by SENER in the NOORo III solar field with its 7,400 HE54 heliostats, and also in the Gemasolar CSP tower plant –a groundbreaking development that was the first commercial plant in the world with a central tower and molten salt receiver configuration.

Compared to the previous HE35 heliostat, the HE54 features certain improvements, such as:

- Greater reflective surface: 178.5 sqm as opposed to 115.7 sqm.
- Highly precise solar hydraulic tracker system that uses the SENER group's space technology.

The new heliostat allows a global reduction in the solar field total cost, as size has been optimised from the perspective of features and manufacture. In fact, the big size of the HE54 has required from SENER to redesign most of the components of the heliostat: the concrete pedestal, the high precision hydraulic mechanism, its spars, tailor made for a 100 % automatized manufacture that allows the production of series, and a new facet.

Start date: 2015



2. PROPIEDADES FISICAS DE LAS SALES INORGANICAS

590

Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems

Table 16.4 Continued

| Fluid | T_{\min} (°C) | T_{\max} (°C) | $T_{\text{auto-ig}}$ (°C) | $\rho_{150^\circ\text{C}}$ (kg/m ³) | $cp_{150^\circ\text{C}}$ (J/kg K) | $k_{150^\circ\text{C}}$ (W/m K) | $\mu_{150^\circ\text{C}}$ (cP) | ρ_0 (kg/m ³) | β_p (kg/m ³ °C) | cp_0 (J/kg K) | β_{cp} (J/kg K °C) |
|--|--------------------|--------------------|------------------------------|--|--------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|--------------------|-----------------------------|
| Water (20 bar) | — | — | — | 918 | 4302 | 0.682 | 0.18 | 1024 | -0.725 | 4099 | 1.49 |
| Dowtherm RP | -20 | 350 | 385 | 937 | 2007 | 0.115 | 1.32 | 1046 | -0.738 | 1561 | 2.98 |
| Dowtherm MX | -23 | 330 | 420 | 868 | 2032 | 0.109 | 0.96 | 981 | -0.775 | 1545 | 3.25 |
| Dowtherm 4000 (ethylene glycol—90% vol) | -30 | 177 | — | 1031 | 3138 | 0.269 | 0.62 | 1149 | -0.753 | 2243 | 5.96 |
| Syltherm 800 | -60 | 400 | 385 | 820 | 1830 | 0.111 | 1.70 | 960 | -0.978 | 1574 | 1.71 |
| Syltherm XLT | -111 | 260 | 350 | 722 | 2045 | 0.080 | 0.34 | 876 | -1.027 | 1730 | 2.10 |
| Syltherm HF | -82 | 260 | 355 | 740 | 2002 | 0.075 | 0.43 | 892 | -1.011 | 1633 | 2.46 |
| Paratherm HR | -11 | 343 | 416 | 860 | 2200 | 0.107 | 0.93 | 965 | -0.746 | 1884 | 2.30 |
| Paratherm HE | 3 | 310 | 371 | 781 | 2600 | 0.116 | 2.10 | 872 | -0.611 | 1791 | 5.06 |
| Paratherm GLT | 8 | 288 | n.a. | 781 | 2500 | 0.110 | 1.30 | 887 | -0.707 | 1929 | 3.60 |
| Paratherm NF | -43 | 332 | 366 | 797 | 2500 | 0.098 | 1.50 | 899 | -0.683 | 1469 | 7.97 |
| Pirobloc mineral | -10 | 305 | n.a. | 782 | 2374 | 0.131 | n.a. | 879 | -0.649 | 1811 | 3.72 |
| Duratherm 450 | -45 | 232 | 329 | 774 | 2473 | 0.133 | 0.77 | 876 | -0.681 | 2021 | 3.02 |
| Duratherm 600 | -10 | 315 | 360 | 768 | 2336 | 0.136 | 2.01 | 869 | -0.672 | 1844 | 3.27 |
| Duratherm HTO | -15 | 315 | 360 | 758 | 2288 | 0.135 | 2.07 | 862 | -0.665 | 1815 | 3.24 |
| Duratherm S | -66 | 204 | 436 | 928 | 1926 | 0.117 | 0.98 | 968 | -0.263 | 1641 | 1.91 |
| Solar salt | 220 | 600 | — | — | — | — | — | 2090 | -0.636 | 1443 | 0.172 |
| Hitec salt | 142 | 535 | — | — | — | — | 18 | 2079 | -0.732 | — | — |

3. CÓDIGOS EN MATLAB

3.1 CÓDIGO PARA GENERAR EL CAMPO DE HELIOSTATOS

Archivo “PLANTA_100_MW_AREQUIPA_PERU.m”

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Trabajo de Fin de Master%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Nombre: Harry Aarón Yapu Maldonado
%NIA: 100372246

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Limpia workspace, limpia command window y cierra todas las figuras
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%para una nueva simulación%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc
clear
close all

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%Planta termosolar de 100 MWe%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Ubicación proyectada de la planta
%Distrito: La Joya
%Departamento: Arequipa
%País: Perú

%Posición geográfica en latitud y longitud
latitud= -1*16.739304; %Sur
longitud= -1*71.849633; %Oeste

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%% Punto de diseño%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Equinoccio de primavera
% 22 Setiembre 2018
% 12:00 hora solar

%Día y hora solar
N=265; %Día 22 de setiembre
Ts=12; %Tiempo solar (medio día solar)

%Ángulo declinación solar [°]
delta=23.45*sind(360*((284+N)/365));

% Ángulo horario [°]
w = 15*(Ts-12);

% Ángulo de altitud solar [°]
h = asind((sind(delta)*sind(latitud))+(cosd(delta)*cosd(w)*cosd(latitud)));

% Ángulo cenital solar [°]
thetaz = 90 - h;

% Ángulo azimut solar [°]
alfa = asind(cosd(delta)*sind(w)/cosd(h));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%DATOS DE PLANTA SOLAR PROYECTADA
%Radiación directa [W/m2]
I_D=1000;
% Altura torre óptica [m]
THT=187; %Se incrementa la altura de torre de 151m a 187m con las medidas
optimizadas de SAM
% Altura receptor [m]
LR=20.73; %15.32; %20.73 se cambian las dimensiones por las de optimización
de SAM
% Diámetro receptores [m]
DR=13.82; %16.44; %13.82 se cambian las dimensiones por las de optimización
de SAM
% Potencia de receptores [W-t]
Q=400e6;
% Altura heliostatos [m]
LH=11.2776;
% Ancho del heliostato [m]
```

```

WH=10.3632;
% Área de un heliostato [m2]
AH=116.87;
% Relación de área de espejo en el heliostato
RAH = 0.9899;
% Factor de seguridad entre heliostatos
ds = 0.8;
% Radio mínimo del campo de heliostatos [m]
rmin = 0.75*THT; %Aproximación obtenido de "Heliostat Field Layout Design for
Solar Tower Power Plant Based on GPU"
% Factor de bloqueos
fb = 0.99;
%Factor reflectividad de espejos
rho = 0.9;
% Factor atenuación atmosférica

% Se calcula con la correlacion
%Visibilidad del terreno
vsblidd = 23;

% Eficiencia del Turbina y generador
efi_turbina_generador=0.35;
% Eficiencia del intercambiador de calor
eficiencia_intercambiador=0.9;
% Eficiencia del receptor
eficiencia_receptor=0.9;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Potencia eléctrica neta deseada [MW-e]
potelecneteta=100e6;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%Datos obtenidos de los valores de Gemasolar%%%
% Desviación estándar por la forma solar [rad]
sigmasun = 0.00251;
% Desviación estándar por errores de tracking (seguimiento) [rad]
sigmatrk = 0.0021;
% Desviación estándar por errores de superficie [rad]
sigmaslp = 0.0026;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Coordenadas del centro de la torre receptora
x1 = 0;
% Coordenadas del centro de la torre receptora
y1 = 0;
%Nomenclatura obtenida de Preliminary design of surrounding heliostat fields"
% Relacion ancho-alto del heliostato []
wr = LH/WH;
% Diagonal del heliostato [m]
DH = sqrt(1+wr^2)*LH;
% Diagonal del heliostato mas la distancia de seguridad [m]
DHs = (sqrt(1+wr^2)+ds)*LH;
% Incremento de radio mínimo [m]
deltaRmin = DHs*cosd(30);
% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined
heliostat field"
% Parámetro ar []
ar = sqrt(AH)/(2*sqrt(2)*sigmasun);
% Obtenido de "Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined
heliostat field"
% Factor de spillage []
fsp
=((funcionph(LR/(2*sqrt(2)*sigmasun),ar,ar))*(funcionph(DR/(2*sqrt(2)*sigmasun
),ar,ar)))/(ar^2);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%% Iteración para de generación del campo de heliostatos %%%%%%%%%
filas=zeros(1,56); %Se incrementa las filas de 52 a 56 para aproximar los 7420
heliostatos obtenidos de SAM
radio=zeros(1,length(filas));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

angulo_azimut =zeros(length(filas));
arco_azimut= zeros(length(filas));
angulo_azimut_ang =zeros(length(filas));
numhel = zeros(length(filas));
radios=zeros(length(numhel));
omegainc=zeros(length(numhel));
dist_hr=zeros(length(numhel));
epsilont=zeros(length(numhel));
fat=zeros(length(numhel));
x=zeros(length(numhel));
y=zeros(length(numhel));
eficiencia=zeros(length(numhel));
alfat=zeros(length(numhel));

for j = 1:length(filas)
% Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo azimutal (número de
heliostatos por fila)
cambio_radio = 0;
% Parámetros iniciales del primer bucle
if j == 1
% Radio inicial [m]
radio(j) = rmin;
% Incremento ángulo azimut [rad]
angulo_azimut(j) = 2*tan((DHs/2)/radio(j));
% Incremento ángulo azimut [°]
angulo_azimut_ang(j) = angulo_azimut(j)*(180/pi);
% Incremento longitud arco azimut [m]
arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
% Número de heliostatos por fila []
numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
% Parámetros iniciales bucles siguientes
elseif j ~= 1
% Aproximación inicial del radio [m]
radio(j)=radio(j-1)+deltaRmin;
if (radio(j)*angulo_azimut(j-1) <= 2*DHs)
% Incremento ángulo azimut [rad]
angulo_azimut(j) = angulo_azimut(j-1);
% Incremento longitud arco azimut [m]
arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
% Número de heliostatos por fila []
numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
elseif (radio(j)*angulo_azimut(j-1) > 2*DHs)

% Variable auxiliar, indica cuando recalcular el ángulo azimutal (número de
heliostatos por fila)
cambio_radio = 1;
radio(j)=radio(j)-deltaRmin+DHs;
% Incremento ángulo azimuth [rad]
angulo_azimut(j) = 2*tan((DHs/2)/radio(j));
% Incremento ángulo azimuth [°]
angulo_azimut_ang(j) = angulo_azimut(j)*(180/pi);
% Incremento longitud arco azimuth [m]
arco_azimut(j) = angulo_azimut(j)*radio(j);
% Número de heliostatos por fila
numhel(j) = (2*pi*radio(j))/arco_azimut(j);
end
end

% Colocación heliostatos en el campo con ángulo azimutal equidistante [rad]
% Bucle inicial
if j == 1
theta = linspace(0, (2*pi)-(angulo_azimut(j)/2), 2*floor(numhel(j)));
% Bucles siguientes
elseif j ~= 1
theta=linspace((tetha(1)+tetha(3))/2, ((tetha(1)+tetha(3))/2)+(2*pi)-
(angulo_azimut(j)/2), 2*floor(numhel(j)));
end

```

```

for i = 1:2*floor(numhel(j))
radios(i) = radio(j);
% Ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie del heliostato
[rad]
omegainc(i) = 0.5*acos(( ( (THT-(LR/2)-LH)*sin(h) ) - (
radios(i)*sin(tetha(i))*cos(h)*sin(alfa) ) -
(radios(i)*cos(tetha(i))*cos(h)*cos(alfa)))/(norm([THT-(LR/2)-
LH,radios(i)*cos(tetha(i)),radios(i)*sin(tetha(i))])));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Nueva distancia entre el centro del heliostato con el receptor de la torre
[m]
dist_hr(i) = sqrt((THT-(LR/2)-LH+filas(j))^2+radios(i)^2);
% Ángulo del vector desde la superficie del heliostato hasta el receptor en la
torre con la vertical [rad]
epsilont(i) = acos((THT-(LR/2)-LH+filas(j))/dist_hr(i));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

end
% Una vez obtenidos los radios definitivos, se pasan las coordenadas de los
heliostatos de coordenadas polares a cartesianas
for i = 1:2*floor(numhel(j))
% Coordenadas cartesianas de cada heliostato [m]
x(i) = -radios(i)*sin(tetha(i));
y(i) = -radios(i)*cos(tetha(i));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Factor de atenuación de cada heliostato []
if vsbldd == 23
fat(i) = 0.99326 - (0.1046*dist_hr(i)/1000) + (0.017*(dist_hr(i)/1000)^2) -
(0.002845*(dist_hr(i)/1000)^3);
elseif vsbldd == 5
fat(i) = 0.98707 - (0.2748*dist_hr(i)/1000) + (0.03394*(dist_hr(i)/1000)^2);
else
fat(i) = 1;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Eficiencia para cada heliostato []
eficiencia(i) = cos(omegainc(i))*rho*fsp*fb*fat(i);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Variables auxiliares para el cálculo de alfat(i) []
aux1_alfat = [-1,0];
aux2_alfat = [-x(i),-y(i)];
%Ángulo del vector desde la superficie del heliostato hasta el
%receptor en la torre con la horizontal sentido sur [rad]
if y(i) < 0
alfat(i) = (2*pi) - acos ( (aux1_alfat*aux2_alfat') /
(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)) );
else
alfat(i) = acos ( (aux1_alfat*aux2_alfat') /
(norm(aux1_alfat)*norm(aux2_alfat)) );
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
end
% Coordenadas cartesianas
sv_x = zeros(floor(numhel(j)),1);
sv_y = zeros(floor(numhel(j)),1);
% Coordenadas polares
sv_radios = zeros(floor(numhel(j)),1);
sv_tetha = zeros(floor(numhel(j)),1);
% Variación del punto de enfoque
sv_enfoque = zeros(floor(numhel(j)),1);

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%% Distancia heliostato receptor
sv_disthr = zeros(floor(numhel(j)),1);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%

%Eficiencia
sv_efi = zeros(floor(numhel(j)),1);
% Ángulo de incidencia
sv_omegainc = zeros(floor(numhel(j)),1);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Ángulos posición del espejo
sv_epsilon_t = zeros(floor(numhel(j)),1);
sv_epsilon_n = zeros(floor(numhel(j)),1);
sv_alfat = zeros(floor(numhel(j)),1);
sv_alfan = zeros(floor(numhel(j)),1);
% Factor de atenuación
sv_fat = zeros(floor(numhel(j)),1);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Selección de los valores correspondientes a cada heliostato calculado
for i = 1:floor(numhel(j))
sv_x(i) = x((i*2)-1);
sv_y(i) = y((i*2)-1);
sv_radios(i) = radios((i*2)-1);
sv_tetha(i) = tetha((i*2)-1);
sv_efi(i) = eficiencia((i*2)-1);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
sv_alfat(i) = alfat((i*2)-1);
sv_fat(i) = fat((i*2)-1);
sv_omegainc(i) = omegainc((i*2)-1);
end
% Almacenaje de coordenadas cartesianas y eficiencia de cada heliostato
if j == 1
save_x = sv_x;
save_y = sv_y;
save_radios1 = sv_radios;
save_tetha1 = sv_tetha;
save_efi = sv_efi;
save_omegainc1 = sv_omegainc;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
save_epsilon_t1 = sv_epsilon_t;
save_epsilon_n1 = sv_epsilon_n;
save_alfat1 = sv_alfat;
save_alfan1 = sv_alfan;
save_disthr1 = sv_disthr;
save_fat1 = sv_fat;
save_enfoque = sv_enfoque;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%

elseif j ~= 1
save_x = [save_x;sv_x];
save_y = [save_y;sv_y];
save_radios1 = [save_radios1;sv_radios];
save_tetha1 = [save_tetha1;sv_tetha];
save_efi = [save_efi;sv_efi];
save_omegainc1 = [save_omegainc1;sv_omegainc];
save_enfoque = [save_enfoque;sv_enfoque];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
save_epsilon_t1 = [save_epsilon_t1;sv_epsilon_t];

```

```

save_epsilon1 = [save_epsilon1;sv_epsilon];
save_alfat1 = [save_alfat1;sv_alfat];
save_alfan1 = [save_alfan1;sv_alfan];
save_fat1 = [save_fat1;sv_fat];
save_disthr1 = [save_disthr1;sv_disthr];
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

end
% Reinicio de variables cartesianas
clear x;
clear y;
end

%%% Figura %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Textos y ejes
%%% Figura 1 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(1); hold on;
% Punto central
plot(x1,y1,'ks');
% Líneas de referencia
angle=linspace(0,2*pi-(1/80),80);
for i = 50:50:400
aux1_grafical = cos(angle)*i+x1;
aux2_grafical = sin(angle)*i+y1;
plot(aux1_grafical,aux2_grafical,'b.:','MarkerSize',2);
end
% Heliostatos
heliostatos = 0;
for i = 1:length(save_x)
% Gráfica
plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
plot(save_x(i),save_y(i),'m. ');
% Contador de heliostatos
heliostatos = heliostatos + 1;
end
title('DISTRIBUCIÓN DE HELIOSTATOS EN EL CAMPO');
xlabel('Longitud, eje Oeste(-) Este(+) [m]');
ylabel('Longitud, eje Sur(-) Norte(+) [m]');
axis equal;
axis ([-1500 1500 -1500 1500]);
hold on;

%%% Figura 2 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Inicialización gráfico
figure(2); hold on;
% Punto central
plot(x1,y1,'ks');
% Eficiencia de los heliostatos
for i = 1:length(save_x)
% Gráfica
plot_circunference(DHs/2, save_x(i), save_y(i));
%Colores en función de la eficiencia
if save_efi(i) >= 0.90
plot(save_x(i),save_y(i),'rs'); % Rojo (square)
elseif save_efi(i) >= 0.85
plot(save_x(i),save_y(i),'yd'); % Amarillo (diamond)
elseif save_efi(i) >= 0.80
plot(save_x(i),save_y(i),'ks'); % Negro (square)
elseif save_efi(i) >= 0.75
plot(save_x(i),save_y(i),'bs'); % Azul (square)
elseif save_efi(i) >= 0.70
plot(save_x(i),save_y(i),'c. '); % Cyan
elseif save_efi(i) >= 0.65
plot(save_x(i),save_y(i),'ms'); % Magenta (square)
elseif save_efi(i) >= 0.60
plot(save_x(i),save_y(i),'r. '); % Rojo (.)
elseif save_efi(i) >= 0.55
plot(save_x(i),save_y(i),'k+'); % Negro +

```

```

elseif save_efi(i) >= 0.54
plot(save_x(i),save_y(i),'g+'); % Verde +
elseif save_efi(i) >= 0.53
plot(save_x(i),save_y(i),'b+'); % Azul +
elseif save_efi(i) >= 0.52
plot(save_x(i),save_y(i),'c+'); % Cyan +
elseif save_efi(i) >= 0.51
plot(save_x(i),save_y(i),'m+'); % Magenta +
elseif save_efi(i) >= 0.50
plot(save_x(i),save_y(i),'r+'); % Rojo +
elseif save_efi(i) >= 0.45
plot(save_x(i),save_y(i),'y+'); % Amarillo +
elseif save_efi(i) >= 0.40
plot(save_x(i),save_y(i),'k. '); % Negro (.)
elseif save_efi(i) >= 0.35
plot(save_x(i),save_y(i),'m. '); % Magenta (.)
elseif save_efi(i) >= 0.30
plot(save_x(i),save_y(i),'b. '); % Azul (.)
elseif save_efi(i) >= 0.25
plot(save_x(i),save_y(i),'y. '); % Amarillo (.)
end
end
% Textos y ejes
title('CAMPO DE HELIOSTATOS POR EFICIENCIA');
xlabel('Longitud, eje Norte(+) Sur(-) [m]');
ylabel('Longitud, eje Este(-) Oeste(+) [m]');
axis equal;
axis ([-1500 1500 -1500 1500]);

% Eficiencia media
disp('Eficiencia media del campo de heliostatos');
disp(mean(sv_efi));

% Mostrar número de heliostatos utilizados
numerodeheliostatos=length(save_x);
disp('Número de heliostatos');
disp(numerodeheliostatos);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%% Estrategias de apuntamiento %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
apuntamiento = 2;
% "1" => Estrategia de apuntamiento simple
% "2" => Estrategia de apuntamiento doble
% "3" => Estrategia de apuntamiento triple

filas2 = filas;

if (apuntamiento == 1)
filas2 = [+LR/2;0;-LR/2;+LR/2;0;-LR/2;+LR/2;0;-LR/2];
elseif (apuntamiento == 2)
% Superior e inferior
filas2 = [+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-
LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6;+LR/6;-LR/6];
elseif (apuntamiento == 3)
filas2 = [+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-LR/4;+LR/4;0;-
LR/4;+LR/4;0;-LR/4];
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

angulo_auxiliar2y3(i)=0;
angulo_centrocirculohelio(i)=0;
angulo_centrocirculohelio2(i)=0;
auxiliar_alturaenlinea(i)=0;

%%% Distribución del flujo solar en el receptor %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Generación campo del receptor

```

```

ygeneral = linspace(0,pi*DR,180); % Longitud altura
xgeneral = linspace(0,LR,360); % Longitud base
[Xgeneral,Ygeneral] = meshgrid(xgeneral,ygeneral); % Malla
% Variable que almacena el valor del flujo
fluxsumados = zeros(size(Xgeneral));
for helo_zb = 1:heliostatos
% Generación campo del receptor de un heliostato
yreceptor = linspace(-LR/2,LR/2,180);
angulocirculo = linspace(0,(2*pi)-((2*pi)/360),360);
for i=1:1:length(angulocirculo)
% Vector auxiliar
auxiliar1 = [save_x(helo_zb)-((DR/2)*cos(angulocirculo(i))),save_y(helo_zb)-
((DR/2)*sin(angulocirculo(i)))]];
% Vector auxiliar
auxiliar2 = [x1-((DR/2)*cos(angulocirculo(i))),y1-
((DR/2)*sin(angulocirculo(i)))]];
% Vector auxiliar
auxiliar3 = [x1-save_x(helo_zb),y1-save_y(helo_zb)];
% Vector auxiliar
angulo_auxiliar2y3(i) = acos((auxiliar2*auxiliar3')
/(norm(auxiliar2)*norm(auxiliar3)));
% Vector auxiliar
angulo_centrocirculohelio(i) = acos((auxiliar1*auxiliar2')
/(norm(auxiliar1)*norm(auxiliar2)));
% Hay que buscar la posición en el vector angulo_centrocirculohelio
% correspondiente al ángulo de incidencia, es decir, donde el valor
% sea 180°, es decir, pi
angulo_centrocirculohelio2(i) = abs(angulo_centrocirculohelio(i) - pi);
% Vector que guarda las alturas sobre el plano
auxiliar_alturaenlinea(i) = (save_radios1(helo_zb)-(DR/2)) * (DR/2)
*(1/save_radios1(helo_zb)) * (sin(angulo_auxiliar2y3(i)));
end
% Se busca el ángulo de valor mínimo que se encuentra en el vector
% angulo_centrocirculohelio2, y su posición en el vector
[angulomin_centrocirculohelio2,ind] = min(angulo_centrocirculohelio2);
% Obtención de 180 valores, centrados en el valor de la variable ind;
indicesdevector = sacarvectorind(ind);
xreceptor = abs(auxiliar_alturaenlinea(indicesdevector));
for i = 92:1:180
xreceptor(i) = -xreceptor(i);
end
% Generación red del receptor para un heliostato donde evaluar el flujo
[Xreceptor,Yreceptor] = meshgrid(xreceptor,yreceptor);
% Jacobiano
J = (1 - cos(save_omegainc1(helo_zb)))^2;
% Ángulo incidencia sobre el receptor
if save_alfat1(helo_zb) == 0
cosomegar = cos(save_epsilont1(helo_zb));
else
cosomegar = cos(save_epsilont1(helo_zb));
end
% Función de concentración en el plano receptor
C = cos(save_omegainc1(helo_zb))*(cosomegar^2) / J;
% Error efectivo
sigmae = mean(sqrt((sigmatrk^2 + sigmasun^2 + (sigmaslp^2) * 2*(1 +
cos(omegainc(i)))))); %%%CORREGIDO
% Ángulo alfant
alfant = save_alfan1(helo_zb) - save_alfat1(helo_zb);
% Ángulo de rotación theta: de plano heliostato a plano imagen
giro_theta = 0;
% Ángulo de rotación tau: de plano imagen a plano receptor
giro_tau = 0;
% Coordenada x en el receptor
xprimar = xreceptor*cos(giro_theta-giro_tau) + yreceptor*sin(giro_theta-
giro_tau);
% Coordenada y en el receptor
yprimar = -xreceptor*sin(giro_theta-giro_tau) + yreceptor*cos(giro_theta-
giro_tau);

```

```

% Coordenada xi en el receptor
xir = xprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosomegar));
% Coordenada eta en el receptor
etar = yprimar / sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosomegar));
% Tamaño laterales del heliostato
lh = LH;
lw = LH*wr;
% Tamaño laterales del heliostato en el plano receptor
lw2 = sqrt(J / cosomegar)*lw;
lh2 = sqrt(J / cosomegar)*lh;
% Parámetros
alr = lw2 / ( 2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosomegar)));
a2r = lh2 / ( 2*sqrt(2)*sigmae/(sqrt(cosomegar)));
% Distribución del flujo solar sobre el receptor
% Desplazamiento vertical modificando xir+distancia
% Para subir donde se apunta xir-distancia_subida
% Para bajar donde se apunta xir+distancia_bajada
% Desplazamiento horizontal modificando etar+distancia
flux = C*rho*I_D*save_fat1(helo_zb)*RAH*(funcionh(xir,-
alr,alr)*funcionh(etar,-a2r,a2r));
% Ángulo de colocación del plano local sobre el plano global receptor
alt_colocar = round((180/LR)*filas2(save_enfoque(helo_zb)+1));
% Desplazamiento plano local sobre el plano global receptor
flux = desplazarmatrices(flux,alt_colocar);
% Cálculo posición plano local sobre el plano global superior
if save_tetha1(helo_zb) >= 4*pi
ang_colocar = (save_tetha1(helo_zb)-4*pi)*360/(2*pi);
elseif save_tetha1(helo_zb) >= 2*pi
ang_colocar = (save_tetha1(helo_zb)-2*pi)*360/(2*pi);
else
ang_colocar = save_tetha1(helo_zb)*360/(2*pi);
end
ang_colocar = roundn(ang_colocar-90,0);
if ang_colocar <= 0
ang_colocar = ang_colocar + 360;
end
% Suma del plano local del flujo sobre el plano global superior
fluxsumados = sumarmatrices(fluxsumados,flux,ang_colocar);
% Inicialización variable auxiliar flux
clear flux;
end
%%% Figura 3 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(3);
% Gráfica
surf(Ygeneral,Xgeneral,fluxsumados);
% shading interp;
shading flat;
%axis ([0 pi*DR 0 LR 0 1000])
% Textos y ejes
hold on;
title('Superficie receptor, vista general');
xlabel('Diámetro desarrollado del receptor [m]');
ylabel('Altura del receptor [m]');
zlabel('Flujo solar [W/m2]');
% Fin gráfico
hold off;

%%% Figura 4 %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
figure(4); hold on;
% Gráfica
contour(Ygeneral,Xgeneral,fluxsumados,50);
shading interp;
% Textos y ejes
title('Superficie receptor, vista líneas de contorno');
xlabel('Longitud horizontal [m]');
ylabel('Longitud vertical [m]');
hold on;

```

```

%Grabar datos de la simulación en un archivo "plantasolar.mat"
save('plantasolar');

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Valor medio flujo solar sobre el receptor
disp('Valor medio flujo solar sobre el receptor W/m2');
disp((mean(mean(fluxsumados))));

% Potencia total del receptor
disp('Potencia total sobre el receptor W');
disp(mean(mean(fluxsumados) * (LR*pi*DR)));

% %Potencia electrica generada
%
Potencia_electrica=(mean(mean(fluxsumados) * (LR*pi*DR))) * efi_turbina_generador *
eficiencia_intercambiador * eficiencia_receptor

```

Función “desplazarmatrices.m”

```

function salida = desplazarmatrices(X,Z)
[filasX,columnasX] = size(X);
if (Z > 0)
for j = 1:1:Z
if j == 1 % Primer parseo
for i = 1:1:filasX-1
A(i,:) = X(i+1,:); % Se copia la fila inferior
end
A(filasX,:) = A(filasX-1,:);
else
for i = 1:1:filasX-1
A(i,:) = A(i+1,:);
end
A(filasX,:) = A(filasX-1,:);
end
end
salida = A;
return
elseif (Z == 0)
salida = X;
return
elseif (Z < 0)
for j = 1:1:abs(Z)
if j == 1
for i = filasX:-1:2
A(i,:) = X(i-1,:);
end
A(1,:) = A(2,:);
else
for i = filasX:-1:2
A(i,:) = A(i-1,:);
end
A(1,:) = A(2,:);
end
end
salida = A;
return
end
end

```

Función “plot_circunference.m”

```

function plot_circunference(R, X0, Y0)
% PLOT_CIRCUNFERENCE

```

```

% plot_circunference(R, X0, Y0, N) Dibuja una circunferencia
%
% R: radio de la circunferencia
% X0: coordenada de abcisas del centro de la circunferencia
% Y0: coordenada de ordenadas del centro de la circunferencia
% N: número de puntos de la representación
angle=linspace(0,2*pi-(1/20),20);
X=cos(angle)*R+X0;
Y=sin(angle)*R+Y0;
plot(X,Y, '-k', 'MarkerSize', 2)
axis equal
end

```

Función “roundn.m”

```

function [x,msg] = roundn(x,n)
%ROUNDN Rounds input data at specified power of 10
%
% y = ROUNDN(x) rounds the input data x to the nearest hundredth.
% y = ROUNDN(x,n) rounds the input data x at the specified power
% of tens position. For example, n = -2 rounds the input data to
% the 10E-2 (hundredths) position.
%
% [y,msg] = ROUNDN(...) returns the text of any error condition
% encountered in the output variable msg.
%
% See also ROUND
% Copyright 1996-1998 by Systems Planning and Analysis, Inc. and The
MathWorks, Inc.
% Written by: E. Byrns, E. Brown
% $Revision: 1.7 $ $Date: 1998/08/10 17:48:04 $
msg = []; % Initialize output
if nargin == 0
error('Incorrect number of arguments')
elseif nargin == 1
n = -2;
end
% Test for scalar n
if max(size(n)) ~= 1
msg = 'Scalar accuracy required';
if nargin < 2; error(msg);
end
return
elseif ~isreal(n)
warning('Imaginary part of complex N argument ignored')
n = real(n);
end
% Compute the exponential factors for rounding at specified
% power of 10. Ensure that n is an integer.
factors = 10 ^ (fix(-n));
% Set the significant digits for the input data
x = round(x * factors) / factors;

```

Función “sacarvectorind.m”

```

function a = sacarvectorind(ind)
for i = 1:1:180
a(i) = ind - 91 + i;
if a(i)<=0
a(i) = a(i) + 360;
end
if a(i)>=361
a(i) = a(i) - 360;
end
end

```

```
end
end
```

Función “sumarmatrices.m”

```
function A = sumarmatrices(X,Y,Z)
[filasX,columnasX] = size(X);
[filasY,columnasY] = size(Y);
if (Z-1 + columnasY) <= columnasX
for ii = Z:1:(Z-1+columnasY)
for jj = 1:1:filasX
X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,ii-Z+1);
end
end
elseif (Z-1 + columnasY) > columnasX
sobran = columnasY+Z-columnasX-1;
for ii = Z:1:(Z-1+columnasY-sobran)
for jj = 1:1:filasX
X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,ii-Z+1);
end
end
for ii = 1:1:sobran
for jj = 1:1:filasX
X(jj,ii) = X(jj,ii) + Y(jj,columnasY-sobran+ii);
end
end
end
A = X;
end
```

Función “vectores.m”

```
function [s n ang_n]=vectores(j,P,Pc,lambda,delta,tau,T,ang_t)
%ENTRADAS
%P = [theta r] es una matriz que contiene las posiciones de los heliostatos
(theta>=0) sobre el plano, con origen de coordenadas en la base del receptor
%Pc = contiene los mismos puntos que la matriz P en coordenadas cartesianas
%Ht = altura de la torre
%Hh = altura del heliostato
%lambda = Latitud; delta = Declinación media del día; tau = Angulo horario
%SALIDAS
%Matrices que contienen los vectores:
% S: posición del sol en cada momento
% D: posición del heliostato respecto al receptor
% n: vector perpendicular al heliostato
%Los ángulos theta se miden respecto a la vertical y los beta respecto a la
%dirección norte
str=pi/180;la=lambda;d=delta;tau=tau*str;
n=zeros(j,3);ang_n=zeros(j,2);
%%VECTORES CON LA DIRECCION DE LOS RAYOS SOLARES Y SENTIDO INVERSO (S)
%La posición del sol viene definida con los ángulos de entrada:
%Lambda(latitud), Delta(dia) y Tau(hora)
theta_s=acos(sin(d)*sin(la)+cos(d)*cos(la)*cos(tau)); sts=sin(theta_s);
beta_s=asin(sin(tau)/sin(theta_s)*cos(d));
s=[-sts*sin(beta_s) -sts*cos(beta_s) cos(theta_s)];o=ones(j,1);
s1=s(1).*o;s2=s(2).*o;s3=s(3).*o;S=[s1 s2 s3];
%%VECTORES CON ORIGEN EN EL CENTRO DE CADA HELIOSTATO Y FIN EN EL
%%RECEPTOR (D)
for a=1:j
%%VECTORES QUE DEFINEN LA POSICION DEL HELIOSTATO (n)
stt=sin(ang_t(a,1));beta_t=ang_t(a,2);theta_t=ang_t(a,1);
theta_n=atan(sqrt(sts^2+stt^2+2*stt*sts*cos(beta_t-
beta_s))/(cos(theta_s)+cos(theta_t)));
```

```

beta_n=atan((sts*sin(beta_s)+stt*sin(beta_t))/(sts*cos(beta_s)+stt*cos(beta_t)
));
n(a,:)=[-sin(theta_n)*sin(beta_n) -sin(theta_n)*cos(beta_n) cos(theta_n)];
ang_n(a,:)=[theta_n beta_n];
end
grid on, hold on,xlabel('Ejex (E)'),ylabel('Ejey
(N)'),zlabel('Ejez(Vertical)')
quiver3(Pc(:,1),Pc(:,2),Pc(:,3),D(:,1),D(:,2),D(:,3),'c')
quiver3(Pc(:,1),Pc(:,2),Pc(:,3),S(:,1),S(:,2),S(:,3),'g')
quiver3(Pc(:,1),Pc(:,2),Pc(:,3),n(:,1),n(:,2),n(:,3),'r')

```

3.2 CODIGO PARA GENERAR LAS DIMENSIONES DEL RECEPTOR

Función “Superficie_receptor.m”

```

function [x,fobj,convergencia,parametros]=Superficie_receptor()
close all;
% se va a optimizar una función que depende de 2 variables X1 y X2
% por tanto el vector que se optimiza es x que tendrá dos valores:
% x=(...).

%-----
% punto inicial
x0=[1;1]; %valor inicial
%-----
% se ejecuta el algoritmo
options=optimset('Algorithm','interior-point');

[x,fobj,convergencia,parametros]=fmincon(@evaluacion,x0,[],[],[],[],[],[],@con
sevaluacion,options);
% los corchetes vacíos [] indican que no hay valores A, b, Aeq, beq, lb, ub

% Se indica la Función objetivo
function [f]=evaluacion(x)
x1=x(1); %x1=Diametro del tanque DR (m)
x2=x(2); %x2=Altura del tanque LR(m)

%S=pi*DR*LR
f=(x1)*pi*(x2); % funcion objetivo

%-----
% Se indican las restricciones no lineales de igualdad y <=

function [res1,res2,res3]=consevaluacion(x)
x1=x(1); %x1=Diametro del tanque DR (m)
x2=x(2); %x2=Altura del tanque LR(m)

S=791.2; %Superficie para el receptor (m^2)

res1=[S - x1*x2*pi]; % dos restricciones no lineales <=0
res2=[x2/x1 - 0.9325];
res3=[]; % no hay restricciones =0

```

3.3 CODIGO PARA GENERAR LAS DIMENSIONES DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Función “Superficie_tanque.m”

```

function [x,fobj,convergencia,parametros]=Superficie_tanque()
close all;
% se va a optimizar una función que depende de 2 variables X1 y X2
% por tanto el vector que se optimiza es x que tendrá dos valores:
% x=(...).

```

```

%-----
% punto inicial
x0=[1;1]; %valor inicial
%-----
% se ejecuta el algoritmo
options=optimset('Algorithm','interior-point');

[x,fobj,convergencia,parametros]=fmincon(@evaluacion,x0,[],[],[],[],[],[],@con
sevaluacion,options);
% los corchetes vac?os [] indican que no hay valores A, b, Aeq, beq, lb, ub

% Se indica la Funci?n objetivo
function [f]=evaluacion(x)
x1=x(1); %x1=Radio del tanque (m)
x2=x(2); %x2=Altura del tanque (m)

%V=12175; %Volumen para el tanque frio (m^3)
V=13420; %Volumen para el tanque caliente (m^3)

%S=2*V/h + 2*pi*r*h      FUNCION OBJETIVO
f=2*(x1)^2*pi + 2*pi*x1*x2; % funcion objetivo

%-----
% Se indican las restricciones no lineales de igualdad y <=
function [res1,res2,res3]=consevaluacion(x)
x1=x(1);
x2=x(2);

V=12175; %Volumen para el tanque frio (m^3)
%V=13420; %Volumen para el tanque caliente (m^3)

res1=[V - pi*x1^2*x2]; % dos restricciones no lineales >=0
res2=[2*x1/x2 - 1.33];
res3=[]; % no hay restricciones =0

```

BIBLIOGRAFIA

- [1] D. Yogi Goswami, *Solar Engineering. Principles*, Third Edition, New York: CRC Press, 2014
- [2] Robinson, N. 1966. (ed.), *Solar Radiation*, Elsevier, Amsterdam.
- [3] Energía Solar [En línea] Disponible: http://www.unet.edu.ve/~energias/energia_sola_mas_calculos.htm
- [4] Sol reacciones termonucleares [En línea] Disponible: https://es.wikipedia.org/wiki/Sol#Reacciones_termonucleares_e_incidencia_sobre_la_superficie_terrestre
- [5] ¿Qué es un año? [En línea] Disponible: <http://www.astronomiaen Chile.cl/index.php/astrologia/sol-tierra-y-luna/que-es-un-ano>
- [6] Movimiento aparente del sol [En línea] Disponible: <http://personales.unican.es/gonzalmi/ssolar/articulos/movapsol.html>
- [7] Variación del ángulo de inclinación [En línea] Disponible: <http://astroaula.net/wp-content/uploads/2013/05/declinacion.jpg>
- [8] Coordenadas solares [En línea] Disponible: http://www.eoi.es/wiki/index.php/Archivo:Coordenadas_solares.jpg
- [9] Conceptos Físicos [En línea] Disponible: https://ayudahispano-3000.blogspot.com/2014/12/conceptos-fisicos_6.html
- [10] La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica, Gráficas Arias Montano, S. A., Madrid, 2012.
- [11] Concentradores Cilindro Parabólicos (CCP) [En línea] Disponible: <https://energiasrenovables731.wordpress.com/2017/04/27/primera-entrada-de-blog/>
- [12] La energía solar se transforma en electricidad, pero, ¿cómo? [En línea] Disponible: <https://www.somostriodos.com/la-energia-solar-se-transforma-en-electricidad/>
- [13] El crecimiento de la energía solar en India liderado por la FV pone la mirada en los proyectos CSP [En línea] Disponible: <http://newenergyupdate.com/csp-es/el-crecimiento-de-la-energia-solar-en-india-liderado-por-la-fv-pone-la-mirada-en-los>
- [14] La primera planta solar del mundo con tecnología Linear Fresnel estará en Murcia [En línea] Disponible: <https://energeticafutura.com/blog/la-primera-planta-solar-del-mundo-con-tecnologia-linear-fresnel-estara-en-murcia/>

- [15] Linear Fresnel Power Plant Illustration [En línea] Disponible: <https://www.energy.gov/eere/solar/downloads/linear-fresnel-power-plant-illustration>
- [16] Discos Parabólicos [En línea] Disponible: <http://www.concentracionsolar.org.mx/concentracion-solar/disco-parabolico>
- [17] Me desmarco de Abengoa [En línea] Disponible: <https://www.rankia.com/blog/ecosolares/2386650-desmarco-abengoa>
- [18] Sistemas de torre con receptor central [En línea] Disponible: <https://www.psa.es/es/instalaciones/receptor/cesa1.php>
- [19] La energía solar ya es la energía más barata en casi 60 países [En línea] Disponible: <https://www.xataka.com/energia/la-energia-solar-ya-es-la-energia-mas-barata-en-casi-60-paises>
- [20] Gemasolar: cómo funciona la tecnología punta solar [En línea] Disponible: https://www.eldiario.es/turing/gemasolar-como-funciona_0_262823999.html
- [21] PS20 mayor planta termosolar comercial del mundo con tecnología de torre, de 20 MW de potencia [En línea] Disponible: http://www.abengoasolar.com/export/sites/abengoasolar/resources/pdf/PS20_la_mayor_planta_comercial_termosolar_del_mundo_Infopower_julio2009.pdf
- [22] Solucar y la Tecnología de Torre: cómo funciona la tecnología punta solar [En línea] Disponible: <http://wp.cienciaycimiento.com/solucar-y-la-tecnologia-de-torre/>
- [23] Promat HPI [En línea] Disponible: <https://www.renewable-technology.com/contractors/energy-efficiency/promat-hpi/>
- [24] Gemasolar a thermal solar power plant with 15 hours, Ignacio Burgaleta (Torresol Energy) [En línea] Disponible: <https://www.slideshare.net/lmartinp/gemasolar-a-thermal-solar-power-plant-with-15-hours>
- [25] 2016 SAM CSP Cost Survey: Power Towers [En línea] Disponible: <https://www.surveymonkey.com/r/CWLPVR6>
- [26] Hacia una nueva generación de Centrales Solares Termoeléctricas [En línea] Disponible: <https://energyconsulting.wordpress.com/2009/04/28/hacia-una-nueva-generacion-de-centrales-solares-termoelectricas/>
- [27] J532: Materiales para almacenamiento de energía térmica por calor sensible [En línea] Disponible: <https://jmirez.wordpress.com/2012/11/04/j532-materiales-para-almacenamiento-de-energia-termica-por-calor-sensible/>
- [28] J532: Materiales para almacenamiento de energía térmica por calor latente [En línea] Disponible: <https://jmirez.wordpress.com/2012/11/04/j533-materiales-para-almacenamiento-de-energia-termica-por-calor-latente/>

- [29]J533: J534: Energía electroquímica para almacenamiento y reacciones de almacenamiento electroquímica [En línea] Disponible: <https://jmirez.wordpress.com/2012/11/04/j534-energia-eletoquimica-para-almacenamiento-y-reacciones-de-almacenamiento-electroquimica/>
- [30] C-J. Winter · R.L Sizmann · L.L. Vant-Hull (Eds.) Solar Power Plants, United States of America: Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 1991
- [31] Hacia el autoconsumo en iluminación doméstica [En línea] Disponible: <https://suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=10006>
- [32] Sesión 17. Dimensionamiento de un sistema de receptor central. EOI [En línea] Disponible: https://static.eoi.es/savia/documents/merme_termosolar_sesiones_17_18_19_vf.pdf
- [33] Collado FJ, Gómez A, Turégano JA. An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat. Solar Energy 1986; 37:215–34.
- [34] Kistler BL. A user’s manual for DELSOL3: a computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants. SAND86-8018. Albuquerque; 1986.
- [35] Lipps FW, Vant-Hull LL. A cellwise method for solar central receivers systems. Solar Energy 1978; 20:505–16.
- [36] Lipps FW. Theory of cellwise optimization for solar central receivers. SAND85-8177. Albuquerque; 1985.
- [37] Francisco J. Collado, Jesús Guallar, A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code, Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 142–154
- [38] Francisco J. Collado, Preliminary design of surrounding heliostat fields, Renewable Energy 34 (2009) 1359–1363
- [39] Yiyi Zhou, Yuhong Zhao, Heliostat Field Layout Design for Solar Tower Power Plant Based on GPU, Preprints of the 19th World Congress The International Federation of Automatic Control Cape Town, South Africa. August 24-29, 2014
- [40] Hnin Wah, Nang Saw Yuzana Kyaing, Design calculations of heliostat field layout for solar thermal power generation, Proceedings of 105th The IIER International Conference, Bangkok, Thailand, 5th-6th June 2017
- [41] Saeb M. Besarati and D. Yogi Goswami, “A Computationally Efficient Method for the Design of the Heliostat Field for Solar Power Tower Plant”, Renewable Energy, pp. 226-232, 2014.
- [42] Pacheco JE, Reilly HE, Kolb GJ, Tyner CE. Summary of the solar two: test and evaluation program. SAND2000-0372C. Albuquerque; 2000.

- [43] Chong, K.K., Tan, M.H., "Comparison study of two different sun-tracking methods in optical efficiency of heliostat field", International Journal of Photo energy, (2012), Article ID 908364, 10 pages.
- [44] Stine, W.B. and R.W. Harrigan, *Solar Energy Fundamentals and Design: With Computer Applications*. 1985. Copyright Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Reproduced with permission.)
- [45] F.J. Collado and J. A. Turégano, Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field, Solar Energy Vol. 42. No 2, pp.146-165,1989, Printed in U.S.A.
- [46] Biggs, F. and C. M. Vittitoe, (1979), "The HELIOS Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators," Sandia National Labs Report SAND76-0347, March.
- [47] Collado, F.J., Gómez, A., Turégano, J.A., 1986. An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat. Sol. Energy 37, 215–234.
- [48] Manuel Romero^a and Aldo Steinfeld^{*bc}, Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels, Energy & Environmental Science 5, 9234–9245.
- [49] Google Maps – La joya, Arequipa, Arequipa, Perú [En línea] Disponible: <https://www.google.es/maps/place/16%C2%B043'34.0%22S+71%C2%B051'40.0%22W/@-16.7264524,-71.8668022,2232m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x0:0x0!8m2!3d-16.7261111!4d-71.8611111>
- [50] Pablo Frías, F.J. Becerro González A. Junquera Delgado, Integración de plantas termosolares en ciclos combinados, [En línea] Disponible: https://www.researchgate.net/publication/293482523_Integracion_de_plantas termosolares_en_ciclos_combinados_Hibridacion_de_fuentes_renovables_y_fosiles_en_la_generacion_electrica
- [51] B.P. Gupta, W.H. Traugott, Solar Thermal Technology, United State of America, Hemisphere publishing corporation, 1990.
- [52] Crescent Dunes Solar Energy Project, [En línea] Disponible: https://en.wikipedia.org/wiki/Crescent_Dunes_Solar_Energy_Project
- [53] Hugo Joga López, Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid, 2012
- [54] Ennio Macchi, Marco Astolfi, Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems Technologies and Applications, Elsevier, 2017
- [55] Tecnología Solar De Alta Concentración, [En línea] Disponible: <https://www.psa.es/es/areas/ussc/grupoalta/proyectos/solartres.php>

- [56] API Standard 650 Eleventh Edition, Welded Tanks for Oil Storage, Eleventh Edition, New York, *API Publishing Services*, 2012
- [57] Renee M. Condori Apaza, Julio E. Valdivia Silva, H. Saul Perez Montaña, Lauren Fletcher, Chris Mackay, Estudio de las variables meteorológicas en el desierto de la Joya o Pampas de la Joya, Arequipa- Perú, 2004-2008.
- [58] A Climb Up the SolarReserve Solar Power Tower, [En línea] Disponible: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/a-climb-up-the-solarreserve-solar-power-tower#gs.qLsfpTY>
- [59] Alberto Sánchez-González *, María Reyes Rodríguez-Sánchez, Domingo Santana, Aiming strategy model based on allowable flux densities for molten salt central receivers, *Solar Energy* 157 (2017) 1130–1144
- [60] Sistemas de torre con receptor central, [En línea] Disponible: <https://www.psa.es/es/instalaciones/receptor/cesal1.php>
- [61] Complejo Solar Atacama 1 [En línea] Disponible: <http://www.arquitecturaenacero.org/uso-y-aplicaciones-del-acero/soluciones-constructivas/complejo-solar-atacama-1>