

Trabajo Fin de Grado

Ingeniería de la Energía

Desalación de agua de mar a partir de un disco paraboloide de revolución con microturbina de gas

Autor: David Serrano León

Tutores: Lourdes García Rodríguez

José María Delgado Sánchez

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Desalación de agua de mar a partir de un disco paraboloide de revolución con microturbina de gas

Autor:

David Serrano León

Tutores:

Dra. Lourdes García Rodríguez

Catedrática de Universidad

José María Delgado Sánchez

Profesor sustituto interino

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Grado: Desalación de agua de mar a partir de un disco paraboloidal de revolución con microturbina de gas

Autor: David Serrano León

Tutores: Lourdes García Rodríguez
José María Delgado Sánchez

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis padres, Felipe y Loli, su continuo apoyo, motivación y facilidades durante estos años. A mis hermanos Javier y Alberto, por sus consejos y ánimo mutuo entre nosotros.

A Miriam, por ser un pilar fundamental en mi vida y por tu ayuda para conseguir sacar adelante el grado.

A mis tutores Lourdes y José María, por acogerme tan bien desde el primer día y por toda vuestra dedicación para ayudarme en todo lo necesario, muchas gracias.

A todos los compañeros que he conocido durante esta etapa en Sevilla, sin vuestra ayuda recíproca hubiera sido todo más difícil.

A todos los profesores que me aportaron conocimientos y experiencias en sus clases para poder formarme como ingeniero y como persona.

David Serrano León
ETSI Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

El agua es una sustancia esencial para el transcurso normal de la vida humana y animal. La escasez de agua dulce en el planeta Tierra es un problema creciente con el tiempo, por lo que la búsqueda de sistemas capaces de tratar agua salada está en alza desde mediados del siglo XX.

Para contribuir con estas investigaciones, en este trabajo se desarrolla un pequeño prototipo para desalar agua marina con el apoyo energético de un disco solar con una microturbina de gas integrada. Con ese fin, en primer lugar, se ha realizado una revisión bibliográfica para escoger una geometría y características ópticas de los componentes de un disco solar para calcular el rendimiento óptico del concentrador. Seguidamente, se ha calculado la potencia horaria que llega al receptor en base a la radiación incidente sobre el área de apertura del concentrador del modelo.

Por último, con el rendimiento de la microturbina de gas -el cual resulta ser del 90%- y la potencia en el receptor, se obtiene la potencia que genera la microturbina, con la cual se alimenta a la bomba de la aplicación de desalación. Simulando este proceso se obtiene el caudal de agua desalada en función de la radiación incidente horaria, llegando a generar casi 8.000 m^3 de agua desalada con un solo disco paraboloide solar.

Water is an essential substance for the normal course of human and animal life. The shortage of fresh water on planet Earth is a growing problem over time, so the search for systems capable of treating salt water is on the rise since the mid-twentieth century.

To contribute to these investigations, in this work a small prototype is developed to desalinate seawater with the energy support of a solar disk with an integrated gas microturbine. To that end, in the first place, a bibliographic review has been carried out to choose a geometry and optical characteristics of the components of a solar disk to calculate the optical performance of the concentrator. Next, the hourly power that reaches the receiver has been calculated based on the radiation incident on the opening area of the model's concentrator.

Finally, with the performance of the gas microturbine - which turns out to be 90% - and the power in the receiver, the power generated by the microturbine is obtained, with which it is fed to the pump of the desalination application. Simulating this process, the flow of desalinated water is obtained according to the hourly incident radiation, generating almost 8,000 m³ of desalinated water with a single solar paraboloid disk.

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivos</i>	1
1.2 <i>Alcance</i>	1
1.3 <i>Metodología</i>	1
2 Concentrador solar	3
2.1 <i>Introducción</i>	3
2.1.1 <i>Objetivos</i>	3
2.1.2 <i>Energía solar</i>	3
2.2 <i>Estado del arte</i>	5
2.2.1 <i>Tecnología de concentración solar térmica</i>	5
2.2.2 <i>Tipos de concentración solar térmica</i>	5
2.2.3 <i>Mercado actual</i>	7
2.3 <i>Disco Paraboloides</i>	7
2.3.1 <i>Historia y actualidad</i>	8
2.3.2 <i>Componentes del disco Stirling</i>	10
2.3.3 <i>Estado actual de la tecnología</i>	12
2.4 <i>Innovación en captadores paraboloïdes</i>	12
2.5 <i>Simulación óptica</i>	14
2.5.1 <i>Descripción del programa Tonatiuh</i>	14
2.5.2 <i>Descripción del modelo</i>	15
2.6 <i>Resultados de la simulación</i>	22
2.6.1 <i>Eficiencia del sistema. Comparación con la bibliografía y otras tecnologías termosolares</i>	24
2.6.2 <i>Descripción del emplazamiento seleccionado</i>	25
2.6.3 <i>Producción mensual y anual</i>	25
2.7 <i>Conclusiones</i>	32
3 Microturbina de gas	33
4 Desalación	35
4.1 <i>Etapas del proceso de desalación</i>	36
4.2 <i>Estado actual de la tecnología de desalación</i>	38
4.3 <i>Simulación de la instalación de desalación</i>	39
4.3.1 <i>Descripción del programa LG Chem Q+ Projection Software</i>	39
4.3.2 <i>Descripción del modelo</i>	39
4.4 <i>Resultados de la simulación</i>	42
5 Desalación aplicada a un disco paraboloides con microturbina de gas	45

6 Conclusiones

55

Referencias

57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Porcentaje de la radiación para distintos rangos de longitudes de onda.	4
Tabla 2. Potencia instalada mundial de los distintos tipos de tecnología.	7
Tabla 3. Datos geométricos y ópticos del disco Stirling.	15
Tabla 4. Cálculo del rendimiento del concentrador.	24
Tabla 5. Variación del rendimiento óptico del concentrador con la radiación.	24
Tabla 6. Rendimientos ópticos de cada tecnología de concentración solar.	24
Tabla 7. Capacidad instalada por tecnología [41].	38
Tabla 8. Composición del agua del Atlántico.	40
Tabla 9. Comparación de los 4 tipos de membrana LG SW 440.	42
Tabla 10. Resultados de la simulación de la desalación.	42
Tabla 11. Volumen de permeado acumulado mensual y anual.	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Espectro de la radiación solar extraterrestre [2].	3
Figura 2. Componentes de la radiación solar [4].	4
Figura 3. Esquema general de la tecnología de concentración solar térmica [5].	5
Figura 4. Tecnología de concentración solar térmica con un eje de seguimiento [6].	6
Figura 5. Tecnología de concentración solar térmica con dos ejes de seguimiento [6].	6
Figura 6. Reparto de la tecnología de concentración solar térmica en el mundo [8].	7
Figura 7. Disco Stirling <i>Eurodish</i> [9].	8
Figura 8. Disco <i>Vanguard</i> [13]	8
Figura 9. Disco Stirling Big Dish [5].	9
Figura 10. Disco SunCatcher en Maricopa Solar, Arizona [15].	10
Figura 11. Elementos de un Disco Stirling [17].	10
Figura 12. Esquema de un receptor de cavidad [18].	11
Figura 13. Estructura fija y móvil [19].	12
Figura 14. Captador paraboloide del proyecto OMSoP en ENEA SOLAR [26].	13
Figura 15. Vista general del software Tonatiuh en una simulación de un sistema lineal Fresnel [29].	14
Figura 16. Esquema de un disco Stirling con sus dimensiones características [30].	15
Figura 17. Representación del concentrador en Tonatiuh (a) y nodos creados para cada elemento del sistema (b).	16
Figura 18. Variación de la potencia medida sobre el receptor aumentando el valor de 'm_sigmaSlope'.	17
Figura 19. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 0 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	17
Figura 20. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 1 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	18
Figura 21. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 2 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	18
Figura 22. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 3 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	19
Figura 23. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 4 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	19
Figura 24. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 5 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	20
Figura 25. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 6 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	20
Figura 26. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 7 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	21

Figura 27. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 8 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.	21
Figura 28. Opciones de la simulación y de la definición de la fuente de luz	22
Figura 29. Representación de la simulación con (a) 100.000 rayos y (b) 200 rayos.	23
Figura 30. Resultados de la simulación con 100.000 rayos.	23
Figura 31. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de enero.	25
Figura 32. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de febrero.	26
Figura 33. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de marzo.	26
Figura 34. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de abril.	27
Figura 35. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de mayo.	27
Figura 36. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de junio.	28
Figura 37. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de julio.	28
Figura 38. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de agosto.	29
Figura 39. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de septiembre.	29
Figura 40. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de octubre.	30
Figura 41. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de noviembre.	30
Figura 42. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de diciembre.	31
Figura 43. Energía acumulada mensual y anual en el receptor.	32
Figura 44. Representación de un disco paraboloide con microturbina [36].	33
Figura 45. Diferencia entre la ósmosis directa y la ósmosis inversa [38].	35
Figura 46. Membrana en forma de espiral [39].	36
Figura 47. Membrana en forma de espiral [40].	37
Figura 48. Diagramas de distintos procesos de desalación por ósmosis inversa [39]	37
Figura 49. Diagrama de un proceso de desalación por ósmosis inversa con un turbochargers (a) y con intercambiador de presión (b) [39].	38
Figura 50. Vista general del software LG Chem Q+ Projection Software.	39
Figura 51. Parámetros de la fuente de agua de alimentación.	40
Figura 52. Parámetros de la recuperación de energía.	41
Figura 53. Diagrama de la instalación de desalación.	41
Figura 54. Diagrama de la instalación de desalación simulada.	42
Figura 55. Hoja de resultados generada por el software de simulación de la desalación.	43
Figura 56. Esquema del sistema global.	45
Figura 57. Proceso de cálculo del volumen de permeado para un día típico del mes de enero.	46
Figura 58. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de enero.	46
Figura 59. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de febrero.	47
Figura 60. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de marzo.	47
Figura 61. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de abril.	48
Figura 62. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de mayo.	48
Figura 63. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de junio.	49
Figura 64. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de julio.	49

Figura 65. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de agosto.	50
Figura 66. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de septiembre.	50
Figura 67. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de octubre.	51
Figura 68. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de noviembre.	51
Figura 69. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de diciembre.	52
Figura 70. Representación del permeado producido mensual y anual.	53

1 INTRODUCCIÓN

La escasez de agua dulce es un problema mundial que va en aumento a lo largo del transcurso de los años, y es debido a ello el reciente aumento de construcciones de plantas de desalación, sobre todo en los países más áridos. Esta necesidad de agua se debe a múltiples motivos entre los que se encuentran: el incremento de la población, el aumento del consumo por persona, la contaminación del agua y el cambio climático, el cual está alterando al ciclo natural del agua para obtener agua dulce apta para el consumo humano, animal y para riego.

La superficie de la Tierra está ocupada tres cuartas partes por agua, donde aproximadamente solo un 2,5% es agua dulce. Todo esto ha generado el desarrollo de distintos procesos para desalinizar el agua salada de los mares y océanos.

Para poder operar, las grandes plantas de desalación necesitan un alto aporte de energía, la cual puede provenir de fuentes de energía renovables, convencionales o de ambas. Ante la evidente necesidad de cambiar el modelo energético hacia las tecnologías renovables, surge la idea de aplicar a estos sistemas de desalación técnicas de aprovechamiento solar, como es la que se desarrolla en el presente trabajo.

1.1 Objetivos

El objetivo principal de este trabajo será estudiar la implantación de una pequeña planta desaladora accionada mediante la energía eléctrica cedida por un disco solar paraboloide de revolución con una microturbina de gas en su receptor, así como obtener los resultados de las simulaciones necesarias para conocer la capacidad de desalación de dicha aplicación.

Para ello, se necesitará realizar una revisión bibliográfica del estado del arte tanto del ámbito de la tecnología solar como el de la desalación.

1.2 Alcance

El modelo que se va a estudiar en el presente documento es teórico, pudiendo ser desarrollado con más precisión en futuros trabajos. El alcance que puede tener el modelo a estudiar puede ser amplio debido a los problemas mundiales relacionados con el consumo de agua y con el cambio climático.

1.3 Metodología

Para alcanzar los objetivos anteriormente descritos, se va a proceder de la siguiente manera; con una base de datos de radiación para una ubicación escogida, se va a calcular la potencia recibida en el receptor de un disco paraboloide para cuantificar la potencia eléctrica que la turbina de este disco es capaz de generar. Con esta potencia, se va a alimentar una bomba de alta presión para alimentar al sistema de desalación y poder calcular el caudal de agua desalada.

Para cuantificar estos procedimientos se van a utilizar herramientas informáticas como Microsoft Excel, Tonatiuh y LG Chem Q+ Projection Software. Además, se usarán varias fuentes de información y bases de datos para consolidar todos los conceptos de los distintos campos tecnológicos en los que se centra este trabajo.

2 CONCENTRADOR SOLAR

2.1 Introducción

2.1.1 Objetivos

Los objetivos principales de esta sección parten de la revisión de un modelo óptico de un disco Stirling, repasando aspectos sobre la geometría, materiales y características ópticas de los componentes del disco. Previamente, se procede a conocer los componentes principales del disco solar, así como su funcionamiento en general y el estado actual de este tipo de tecnología de aprovechamiento del recurso solar.

A partir de la corrección del modelo revisado, se implementa el prototipo óptico en un programa de simulación de trazado de rayos denominado Tonatiuh para desarrollar un análisis del rendimiento óptico del modelo.

Con el rendimiento óptico se llega al objeto de estudio principal de esta sección, que es la estimación de la producción energética mensual y anual del disco Stirling en un emplazamiento concreto.

2.1.2 Energía solar

La energía solar es la energía que llega a la Tierra proveniente de la radiación electromagnética generada por el Sol. Nuestro planeta recibe una energía de $1,7 \times 10^{14}$ kJ por cada segundo o, dicho de otro modo, recibe una potencia de 1.367 W por cada m^2 de superficie terrestre. Este número es constante y recibe el nombre de constante solar [1].

La radiación solar es una radiación de naturaleza térmica procedente de un foco (Sol) a alta temperatura (5780 K aproximadamente) como resultado de las reacciones y el movimiento acelerado de las partículas del Sol.

La atmósfera es un medio semitransparente y, como se puede ver en la Figura 1, provoca que parte de la radiación solar que llega a la atmósfera sea absorbida y dispersada por los gases presentes en ella, como son el ozono (O_3), el agua (H_2O) o el dióxido de carbono (CO_2), lo que causa que la radiación solar que incide sobre la superficie terrestre disminuya y además que se modifique la magnitud y la dirección de la radiación.

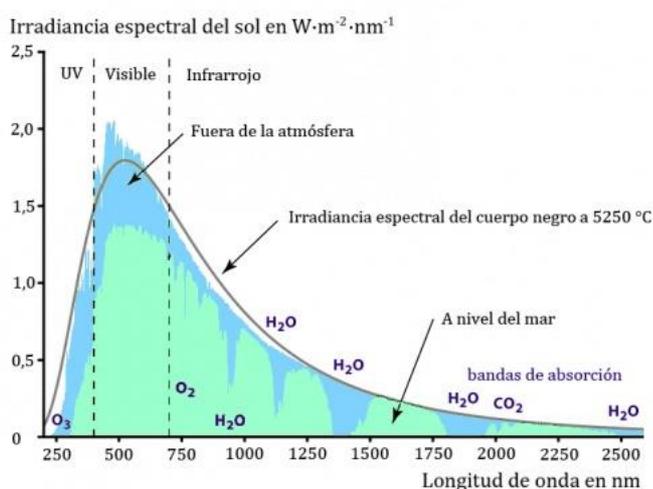


Figura 1. Espectro de la radiación solar extraterrestre [2].

Debido a la absorción de H_2O y CO_2 la radiación solar disponible en la Tierra con longitudes de onda superiores a $2,5 \mu m$ es prácticamente nula (Tabla 1) [3].

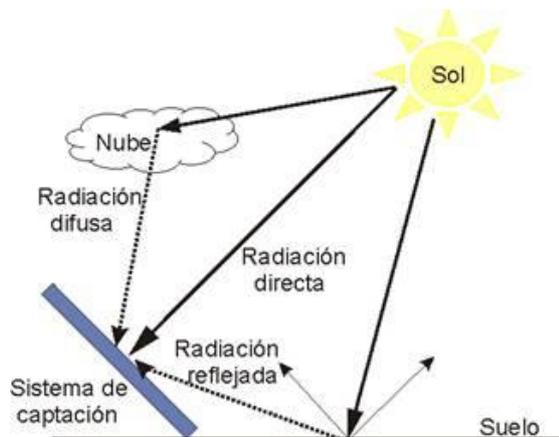
Tabla 1. Porcentaje de la radiación para distintos rangos de longitudes de onda.

Rango λ (nm)	Porcentaje radiación (%)
0 – 380	10
380 – 780	46,5
780 – 3000	41,3
3000 - ∞	2,2

Cuando se habla de radiación solar se refiere normalmente a la radiación solar global, que es la suma de la radiación directa, la difusa y la reflejada.

- Radiación solar directa (I_D): radiación solar recibida sin modificar su dirección al atravesar la atmósfera terrestre. Su dirección depende de la localidad geográfica y del tiempo.
- Radiación solar difusa (I_d): radiación solar recibida después de modificar su dirección al atravesar la atmósfera como consecuencia de la dispersión atmosférica.
- Radiación solar reflejada (I_R): radiación solar recibida después de reflejarse en una superficie.

$$I_G = I_D + I_d + I_R \quad [\text{Ec. 1}]$$

**Figura 2.** Componentes de la radiación solar [4].

Para aprovechar la radiación solar hay distintas técnicas que se han ido desarrollando y mejorando a partir de los primeros inicios de la tecnología solar; aproximadamente desde las crisis del petróleo de los años 1973 y 1979. Éstas son:

- Energía solar fotovoltaica: generan electricidad mediante placas con materiales semiconductores.
- Energía solar pasiva: utilizan la energía solar sin transformarla en otro tipo de energía para calentar espacios, principalmente de edificaciones.
- Energía solar activa o térmica de baja temperatura: suele usarse para producir agua caliente sanitaria, para calefacción o uso doméstico en viviendas, hospitales, hoteles, etc.
- Energía termosolar de concentración o térmica de media y alta temperatura: reflejan la radiación en un elemento receptor para calentar un fluido. En el siguiente apartado se explica con más detalle esta tecnología.

2.2 Estado del arte

2.2.1 Tecnología de concentración solar térmica

La tecnología de concentración solar térmica es una técnica que se basa en la reflexión de la radiación solar mediante espejos que concentran la luz sobre una superficie relativamente pequeña. El objetivo de esta tecnología es transformar la radiación solar en energía térmica, la cual suele ser empleada a su vez para generar electricidad mediante una turbina conectada a un generador eléctrico.

La transformación en energía térmica básicamente es el aumento de temperatura de un fluido caloportador que se hace pasar por la superficie donde se refleja la radiación (receptor). Este fluido es el encargado de realizar un ciclo termodinámico posterior en el bloque de potencia o bien, se hace pasar por un intercambiador para calentar otro fluido que hará el ciclo.

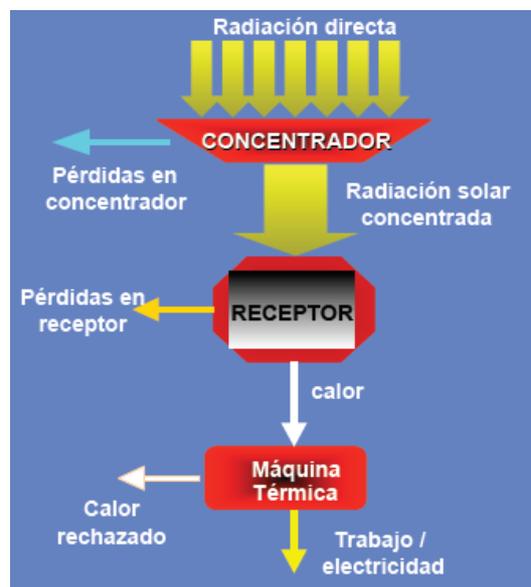


Figura 3. Esquema general de la tecnología de concentración solar térmica [5].

2.2.2 Tipos de concentración solar térmica

La tecnología de concentración solar se divide en dos grandes grupos en función del sistema de seguimiento solar que tenga instalado; puede ser en uno o dos ejes de rotación. El objetivo de estos sistemas es orientar el concentrador de manera que la radiación sea lo más perpendicular posible.

- Un eje: cilindro parabólico (a) y sistemas Fresnel lineales (b).

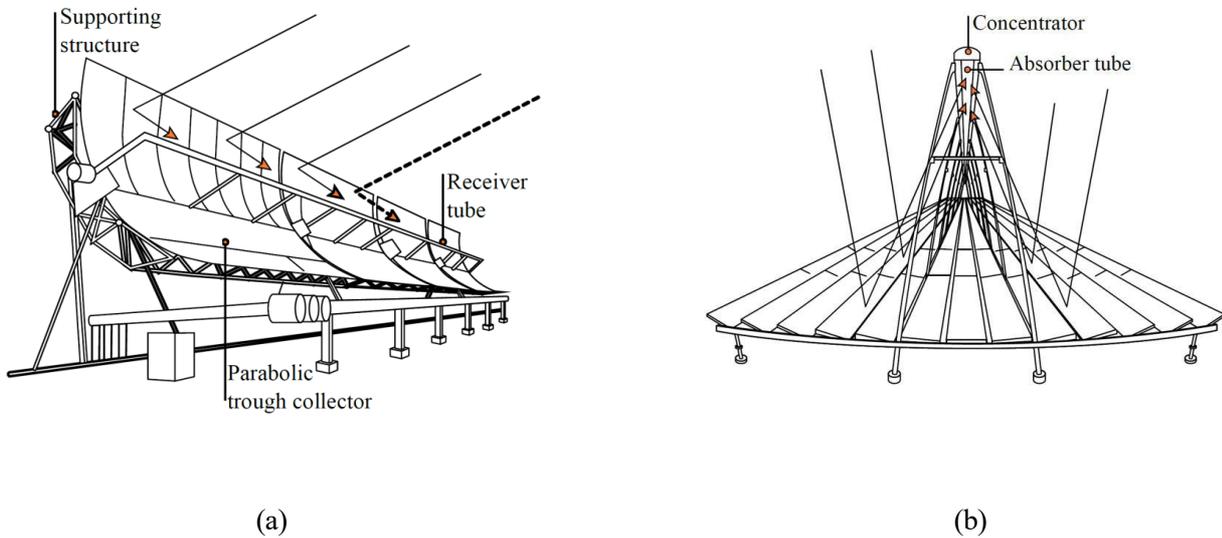


Figura 4. Tecnología de concentración solar térmica con un eje de seguimiento [6].

- Dos ejes: disco paraboloide (c) y torre solar (d).

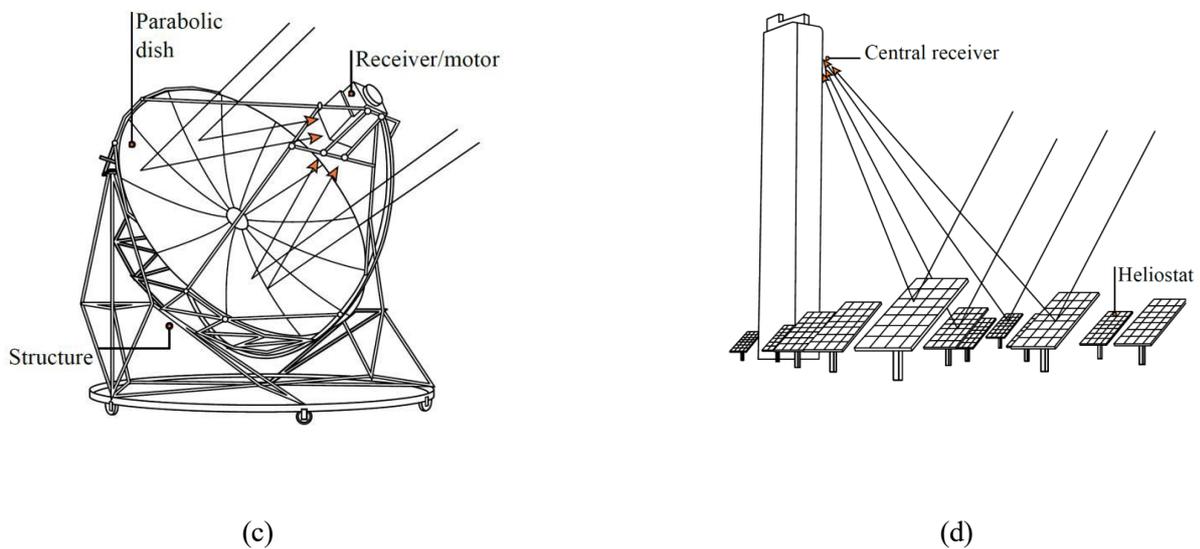


Figura 5. Tecnología de concentración solar térmica con dos ejes de seguimiento [6].

Los colectores cilindro parabólicos y los sistemas lineales Fresnel concentran la radiación a lo largo de un eje, mientras que los discos parabólicos y las torres solares concentran en un punto, por lo que obtienen mayores relaciones de concentración que los primeros.

2.2.3 Mercado actual

Actualmente, en el mundo hay 5498 MW de potencia de tecnología de concentración instalada en operación, 49 MW instalados sin operar, 2513 MW en construcción y 1592 MW en desarrollo [7].

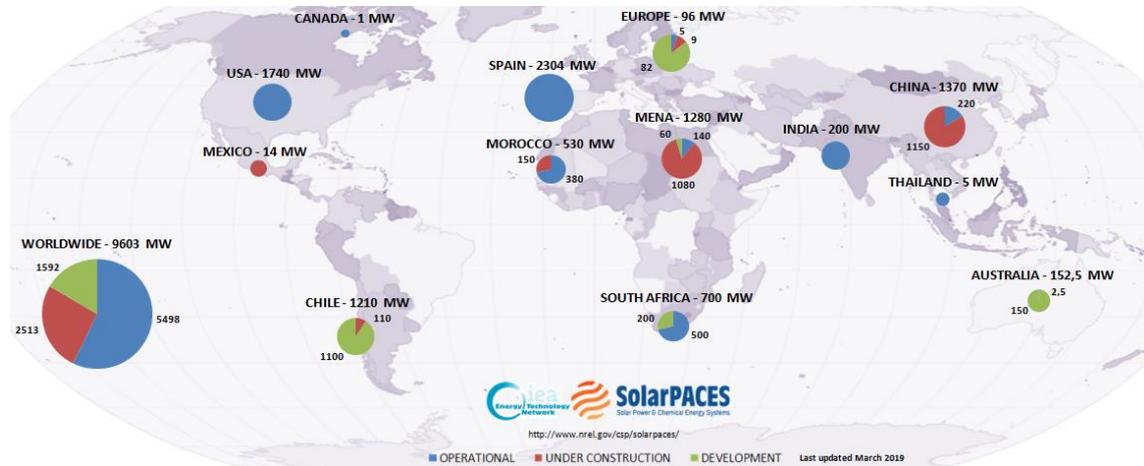


Figura 6. Reparto de la tecnología de concentración solar térmica en el mundo [8].

La mayoría de las plantas comerciales instaladas en el mundo se encuentran en España y en Estados Unidos (figura 6) y casi en su totalidad, cuentan con la tecnología de cilindro parabólico por ser la tecnología más desarrollada a día de hoy. Cabe destacar que países como China o Chile están construyendo y desarrollando grandes plantas solares.

A continuación, en la tabla 2 se muestra la distribución de las plantas instaladas de tecnologías de concentración solar que están en funcionamiento y las que no, es decir, el total de las instaladas sin tener en cuenta su estado.

Tabla 2. Potencia instalada mundial de los distintos tipos de tecnología.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	%
Cilindro parabólico	4187,1	75,5
Torre solar	1120,5	20,2
Fresnel	236,4	4,3
Disco Stirling	3,0	0,1

2.3 Disco Paraboloides

El objeto de estudio de este trabajo se centra en un captador similar al disco Stirling que, como se puede observar en la tabla 2, es la tecnología menos desarrollada e implantada a nivel comercial.

El disco Stirling es un paraboloide de revolución montado sobre una estructura que está formado por espejos que reflejan la radiación en un punto donde se encuentra el receptor acoplado a una pequeña turbina, a la que le llega un fluido que ha sido calentado en el propio receptor por la radiación reflejada. Cuenta con un dispositivo mecánico que está programado para seguir la radiación solar automáticamente en función del día y la hora.

Generalmente, ofrecen un alto rendimiento en cuanto a la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, concretamente en torno al 25-30% en condiciones nominales y suelen conseguir relaciones de concentración superiores a 3000x, lo que permite que el fluido de trabajo pueda llegar a temperaturas en el rango de los 650 y 800 °C.



Figura 7. Disco Stirling *Eurodish* [9].

2.3.1 Historia y actualidad

El sistema compuesto por un disco con un motor acoplado es la tecnología más antigua de todas las técnicas de aprovechamiento solar, remontándose a principios del siglo XIX, cuando un grupo de compañías consiguieron desarrollar sistemas solares basados en ciclos Rankine y Stirling. La tecnología moderna fue evolucionando durante la década de los 70's y a principios de 1980. Esta tecnología se basaba en el uso de tubos con iluminación directa con estructuras muy pesadas [10] [11].

En las últimas décadas, los sistemas disco parabólico han progresado hacia la construcción de equipos autónomos conectados a motores Stirling instalados en el receptor, con potencias desde los 7 hasta los 25 kW.

La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones de vidrio y metal, como por ejemplo el disco Vanguard, que operó en California en 1984 y llevaba un motor de 25 kW con hidrógeno a 720°C como gas de trabajo. Entre 1984 y 1988, McDonnell Douglas mejoró este disco y se construyeron seis unidades de 25 kW para varias compañías eléctricas [12].

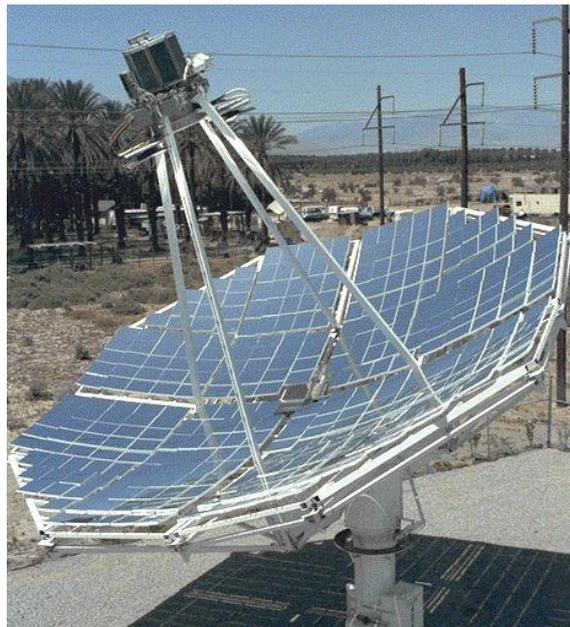


Figura 8. Disco *Vanguard* [13]

Los principales avances en Europa se llevaron a cabo por empresas alemanas que desarrollaron seis unidades de unos 10 kW; tres de ellas fueron implantadas en la Plataforma Solar de Almería. Se trataban de sistemas cuyo motor trabajaba con helio a 630°C consiguiendo reducir los costes, pero con rendimientos bajos (en torno al 20%).

El proyecto europeo EURODISH (1998-2001) mejoró los prototipos anteriores rediseñando el concentrador y motor, el sistema de seguimiento y utilizando hidrógeno como fluido caloportador. Se fabricaron tres unidades EURODISH ensayadas en India, Milán y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto ENVIRODISH (2002-2005), incorporó mejoras de los componentes del prototipo EURODISH y en 2004 se construyeron tres equipos de referencia [14].

En Australia, en el año 1978, la Universidad de Camberra construyó una de las primeras centrales termoeléctricas de discos parabólicos del mundo, formada por 14 unidades de 20 m² que funcionaron durante algunos años hasta que Solar Systems convirtió la planta termoeléctrica en fotovoltaica.

También en Australia, Wizard Power desarrolló una planta con la tecnología de disco BIG DISH. El prototipo era un concentrador de 500 m², que conseguía relaciones de concentración medias de 2200 soles. Al no haber cumplido una serie de condiciones retiraron la financiación y el proyecto terminó.



Figura 9. Disco Stirling Big Dish [5].

En EE. UU., el NREL (National Renewable Energy Laboratory) puso en marcha Maricopa Solar, en Arizona, una planta de 1.5 MW tecnología de disco Stirling con 60 unidades SunCatcher de SES de 25 kW cada uno. El proyecto estuvo en marcha desde enero de 2010 a noviembre de 2011 cuando fue dado de baja.



Figura 10. Disco SunCatcher en Maricopa Solar, Arizona [15].

En Utah se encontraba funcionando desde julio de 2013 una planta de discos Stirling propiedad de Tooele Army Depot de 1,5 MW con 430 equipos PowerDish de 35 m² de superficie y 3,5 kW de potencia cada unidad, pero en abril de 2017 dejó de estar en operación [16].

2.3.2 Componentes del disco Stirling

La tecnología de disco Stirling consta de varios elementos principales bien diferenciados como puede verse en la figura 11. Estos componentes se encuentran ensamblados para formar un sistema fijado al terreno y a su vez, giratorio en función de la posición del Sol.

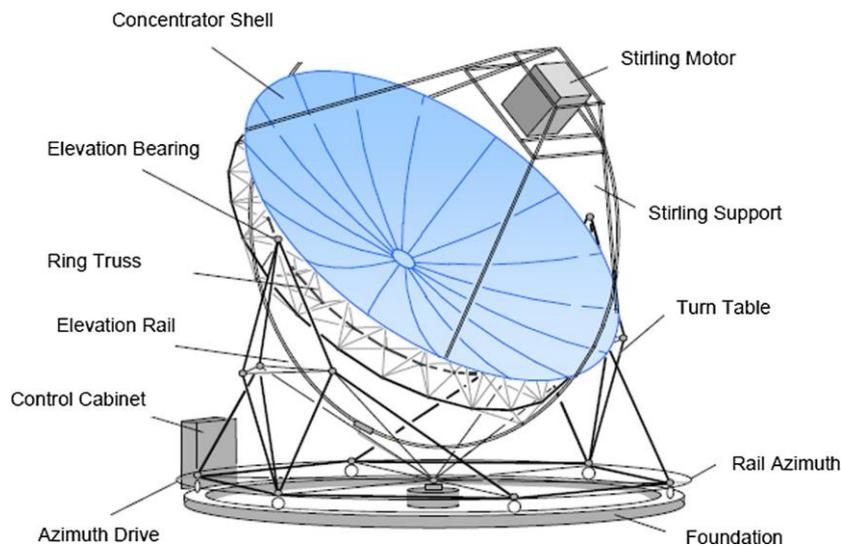


Figura 11. Elementos de un Disco Stirling [17].

A continuación, se detallan cada uno de los componentes del sistema disco Stirling:

- Concentrador

El concentrador está formado por un conjunto de espejos curvados de pequeño espesor formando un paraboloides de revolución. Su función es concentrar y dirigir la radiación incidente hacia su punto focal, por lo que el material de los espejos y, por tanto, la reflectividad de éstos son aspectos muy importantes para el diseño global del sistema disco parabólico. Además, el diámetro de apertura del concentrador está relacionado directamente con la potencia nominal del disco y la curvatura de los espejos con la longitud focal, parámetro fundamental para la posición del receptor.

- Receptor

El receptor se encuentra ubicado justo en la longitud focal del paraboloides que forman los espejos del receptor y su función es absorber la máxima radiación que reflejan estos espejos. En el interior del receptor circula un fluido que se calienta para seguir un ciclo termodinámico. Por tanto, el receptor es el elemento que une la parte solar con la parte del motor Stirling del sistema.

Normalmente, los receptores son de cavidad, es decir, la radiación llega al receptor y pasa por la apertura hasta llegar a un absorbedor donde se encuentran unos tubos por donde pasa el fluido de trabajo (figura 12). De esta manera, se minimizan las pérdidas por convección y radiación.

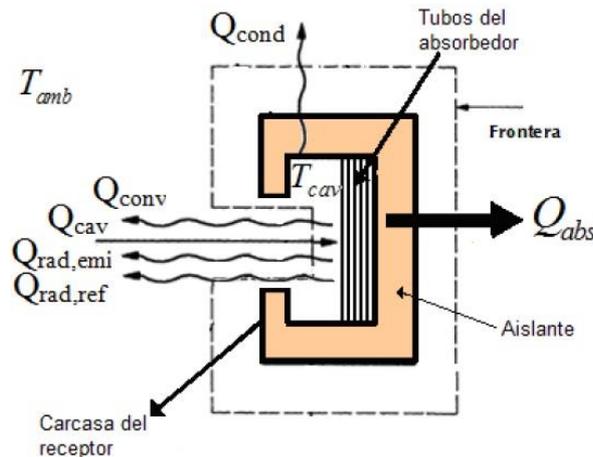


Figura 12. Esquema de un receptor de cavidad [18].

- Motor Stirling

Motor térmico ubicado en el receptor que puede trabajar tanto con aire o con algún gas. Es un motor de combustión externa que convierte la energía térmica en energía mecánica, la cual será transformada en energía eléctrica por medio de un alternador. Este motor tiene un rango de rendimientos entre 30 y 40%, el cual está próximo al rendimiento máximo teórico conocido como rendimiento de Carnot.

- Estructura y seguidor solar

Todo el sistema disco Stirling se encuentra anclado al terreno mediante una estructura fija y cuenta con otra estructura que gira en torno a dos ejes mediante pequeños motores. Esta armadura giratoria está programada para moverse automáticamente en función de la posición del Sol y así poder orientar al concentrador para que la radiación incida lo más vertical posible sobre éste y obtener un mayor rendimiento óptico.



Figura 13. Estructura fija y móvil [19].

2.3.3 Estado actual de la tecnología

Anteriormente, en la tabla 2, se mostraba que la tecnología que emplea discos Stirling es la técnica de aprovechamiento solar menos implantada en el mundo pese a tener buenos rendimientos en cuanto a la conversión radiación-energía eléctrica. Esto se debe a varios factores que hacen que esta tecnología no sea igual de competitiva frente a las demás, como por ejemplo:

- Precios elevados. El alto coste de instalación provoca que sea poco competitivo frente a las otras tecnologías de concentración o la fotovoltaica. Además, si estuviera dotado con un sistema de apoyo auxiliar con combustible, esto encarecería la instalación.
- Dificil implantación de un sistema de almacenamiento. Como el motor Stirling produce electricidad de manera directa, provoca que la capacidad de almacenamiento de energía sea más complicada que en otras tecnologías de concentración que no usan este tipo de motor.
- Problemas estructurales. Existen problemas para aguantar el elevado peso de los discos y soportar los esfuerzos contra la estructura que provoca el viento. Todo esto provoca que el seguimiento solar sea aún más complicado [20] [21].

Para mejorar la posición de esta tecnología frente a las demás y aprovechar el buen rendimiento que tienen, hay estudios de innovación y desarrollo que se centran en mejorar lo descrito anteriormente. Investigan, por ejemplo, sobre hibridación para una generación de electricidad más estable, sistemas de almacenamiento, reducción de costes iniciales, operación y mantenimiento, diseño de nuevos materiales para los espejos de los concentradores y de los receptores, así como del aprovechamiento de los gases calientes de escape de la microturbina para servicios adicionales [22] [23] [24] [25].

2.4 Innovación en captadores parabólicos

Los sistemas solares basados en los captadores parabólicos normalmente han tenido instalados un motor Stirling en el foco para generar energía eléctrica, puesto que estos motores suelen tener rendimientos del 30%. Estos sistemas han ido evolucionando en las últimas décadas y han sido investigados con distintos proyectos

como OMSoP, REFOS, SOLGATE, etc. Las innovaciones más relevantes se han centrado en el bloque de potencia ubicado en el foco del concentrador, analizando las ventajas y desventajas de los motores Stirling y proponiendo nuevos sistemas de producción de energía eléctrica como la introducción de microturbinas de gas en el receptor del sistema, sustituyendo al motor Stirling.

El caso particular del proyecto OMSoP (*'Optimised microturbine solar power system'*), fue una investigación que comenzó en febrero de 2013 y finalizó en julio de 2017 y estuvo financiada con fondos europeos. Trataba la renovación de la producción eléctrica de los captadores parabólicos mediante la sustitución de los motores Stirling por microturbinas de gas.

Los colaboradores del proyecto combinaron los sistemas de concentración solar parabólica (CSP) de última generación con la tecnología de las microturbinas de gas para producir electricidad, puesto que los motores Stirling generan costes elevados, presentan gran complejidad y ofrecen poca fiabilidad, como se ha descrito anteriormente.

El sistema que se propuso era modular y producía entre 3 y 10 kW de electricidad, que podía abastecer energía a hogares y aplicaciones comerciales de pequeño tamaño. Además, su característica modular permitía unir varias unidades para lograr potencias mayores. También podían integrarse en sistemas de almacenamiento de energía a medio y largo plazo o hibridarse con combustibles convencionales. Esta característica diferenciaba a este sistema de otros tipos de producción de energía renovable a pequeña escala, ya que la generación distribuida resulta fundamental para aumentar la proporción de este tipo de energías.



Figura 14. Captador paraboloide del proyecto OMSoP en ENEA SOLAR [26].

En el proyecto OMSoP utilizaron un disco parabólico como tecnología de concentrador y trabajaron para reducir su peso, mejorar el sistema de seguimiento y aumentar la tasa de concentración (figura 14). También optimizaron un receptor adecuado para esta aplicación. Las investigaciones progresaron alrededor del

desarrollo del receptor, el concentrador y la microturbina de gas. Los socios identificaron que un vidrio fino con una reflectancia superior al 90% ofrece la mejor relación entre el rendimiento y la durabilidad del concentrador. También optimizaron la forma del disco y el sistema de seguimiento automático.

El proyecto europeo OMSOP contribuye a que la Unión Europea cumpla sus objetivos de abastecer el 20% de la demanda energética mediante fuentes de energía renovable y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para 2020 [27].

2.5 Simulación óptica

En este capítulo se describe el proceso seguido para la simulación del modelo solar, así como la descripción del software utilizado y los parámetros geométricos y ópticos del prototipo a simular.

2.5.1 Descripción del programa Tonatiuh

Para el estudio del disco parabólico se ha utilizado el software de trazado de rayos Tonatiuh [28], el cual se basa en el algoritmo computacional del método de MonteCarlo de trazado de rayos. Este programa permite diseñar cualquier sistema solar de concentración y realizar análisis sobre los parámetros deseados. Básicamente el programa simula el cálculo de la trayectoria óptica desde una fuente solar hasta un receptor (objeto) permitiendo observar las interacciones de las superficies definidas con los rayos.

Este software es un programa de código abierto desarrollado desde el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) con la colaboración de la Universidad de Texas (UTB) y de otros centros de investigación.

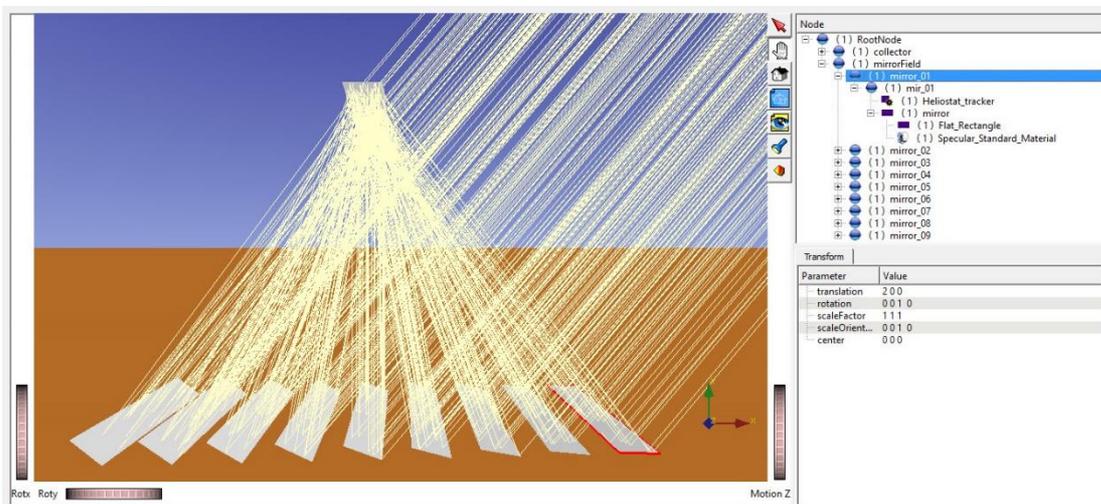


Figura 15. Vista general del software Tonatiuh en una simulación de un sistema lineal Fresnel [29].

En Tonatiuh, la exactitud de los resultados aumenta conforme lo hace el número de rayos que se procesan, al igual que todos los procedimientos de simulación que usan el método de MonteCarlo, que se basa en la resolución numérica de ecuaciones diferenciales por métodos iterativos.

Tonatiuh pide unos parámetros de entrada en función de la tecnología de concentración que se vaya a simular, como: dimensiones de todos los elementos, tipos de materiales y propiedades ópticas de todos los componentes del sistema. Antes de simular, hay que definir la posición del Sol, la cual se puede introducir de dos maneras; manualmente, es decir, indicando la elevación, el ángulo acimutal y la irradiancia, o indicando el lugar, día y hora de la instalación, de manera que el programa calcula automáticamente la posición del Sol.

Para la simulación, se debe indicar el número de rayos con los que se quiera realizar la prueba y tras ésta, se puede elegir la superficie deseada del sistema de concentración para su análisis e interpretación.

2.5.2 Descripción del modelo

El modelo de disco Stirling que se ha utilizado para este estudio usa como referencia datos reportados por Sandoval *et al* en el artículo [30]. Para ello, se han introducido las medidas del concentrador y del receptor, así como sus características ópticas (tabla 3). El motor Stirling no se ha representado para simplificar el proceso, puesto que se estudiará en detalle en secciones posteriores.

Tabla 3. Datos geométricos y ópticos del disco Stirling.

Parámetro	Valor
Diámetro del concentrador, D	7,5 m
Longitud focal, f	4,875 m
Diámetro del receptor, d	0,07 m
Longitud del receptor, H	0,0835 m
Reflectividad del concentrador	94 %

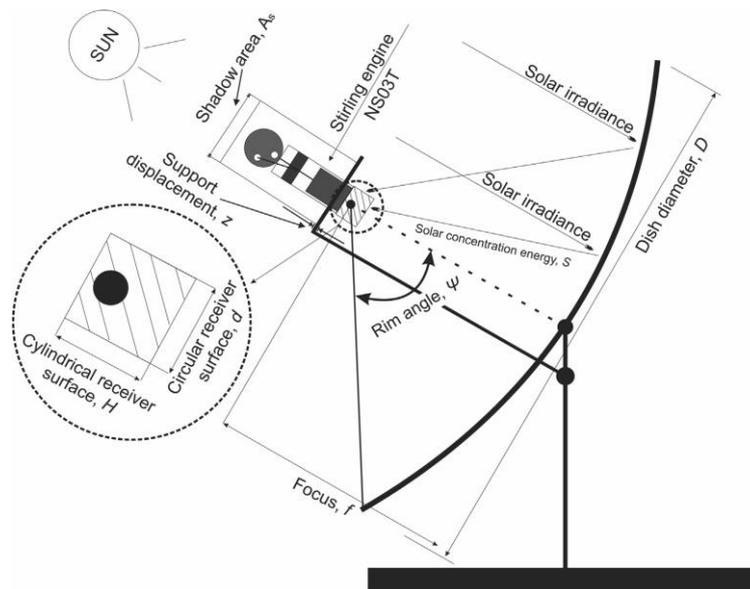


Figura 16. Esquema de un disco Stirling con sus dimensiones características [30].

Se han creado los nodos correspondientes al concentrador y receptor en el software Tonatiuh para simular el sistema completo como puede verse en la siguiente figura:

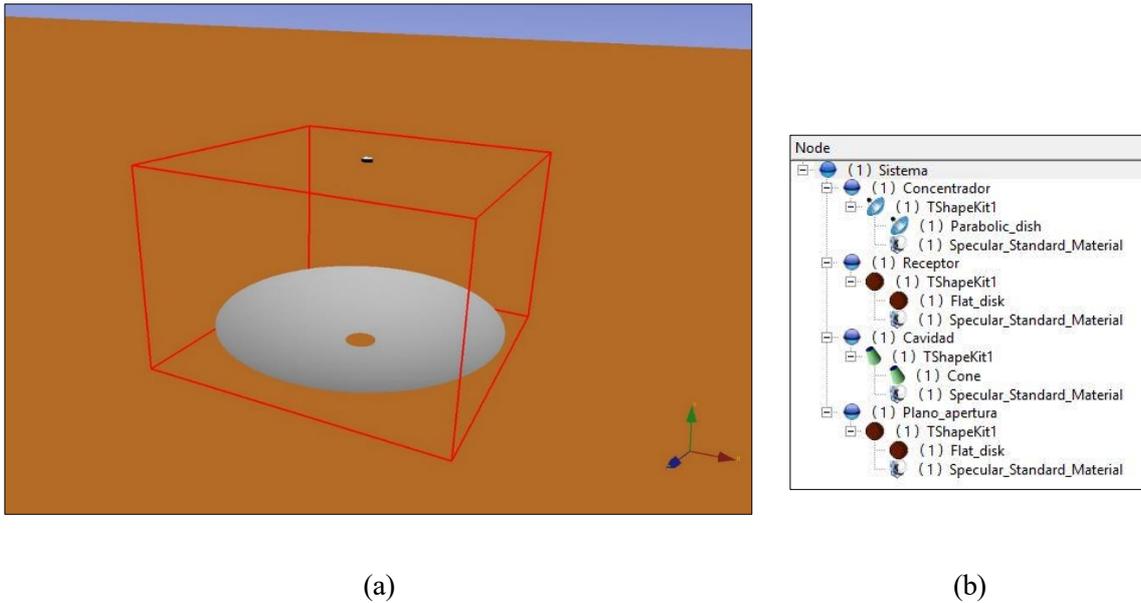


Figura 17. Representación del concentrador en Tonatiuh (a) y nodos creados para cada elemento del sistema (b).

A la hora de introducir en el programa Tonatiuh el material elegido para cada elemento del sistema del disco solar, se deben concretar los valores ópticos característicos para cada componente, como por ejemplo:

- **Sigma slope:** parámetro en el que el programa Tonatiuh relaciona el error de pendiente y especularidad de la superficie reflectante. Representa los errores ópticos asociados a la desviación típica de la normal del sistema reflectivo, es decir, al error en el rayo incidente para converger en el foco óptico.

Se ha realizado un análisis de sensibilidad variando el valor de 'm_sigmaSlope' para el concentrador desde 0 hasta 8 mrad. Con esto se quiere ver la influencia de este valor sobre la superficie receptora, es decir, cuantificar la potencia y la distribución sobre ésta.

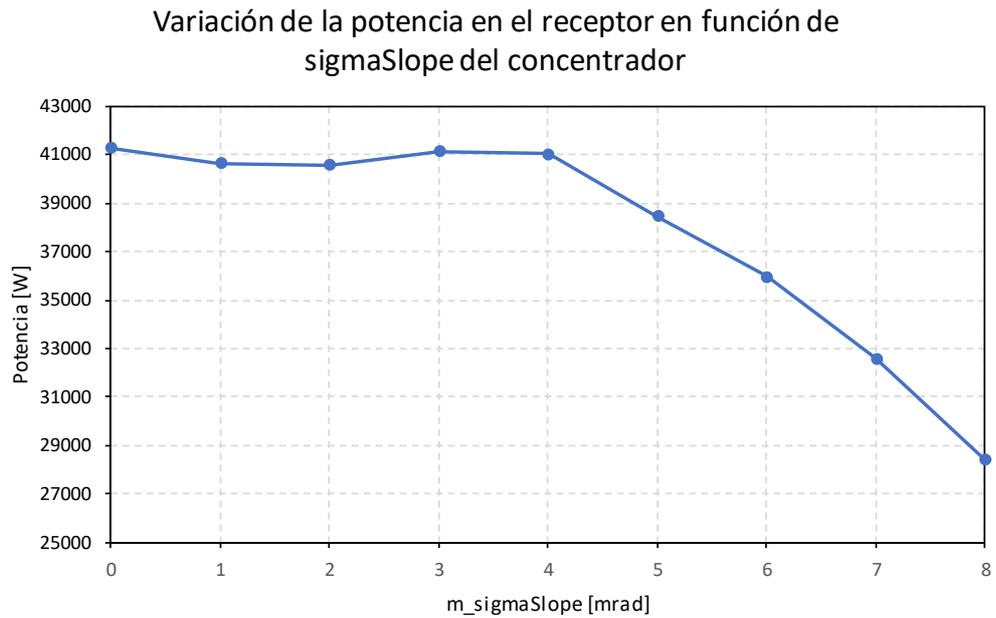


Figura 18. Variación de la potencia medida sobre el receptor aumentando el valor de 'm_sigmaSlope'.

Como se ve en la anterior representación, la potencia medida en el receptor es prácticamente constante hasta que 'm_sigmaSlope' alcanza el valor de 4 mrad, punto donde empieza a caer. Al aumentar este valor, la potencia que recibe el receptor va disminuyendo considerablemente. A continuación, en las siguientes figuras se ven las diferencias que existen en la distribución del flujo de potencia en la superficie receptora para los casos en los que 'm_sigmaSlope' tiene los valores desde 0 hasta 8 mrad:

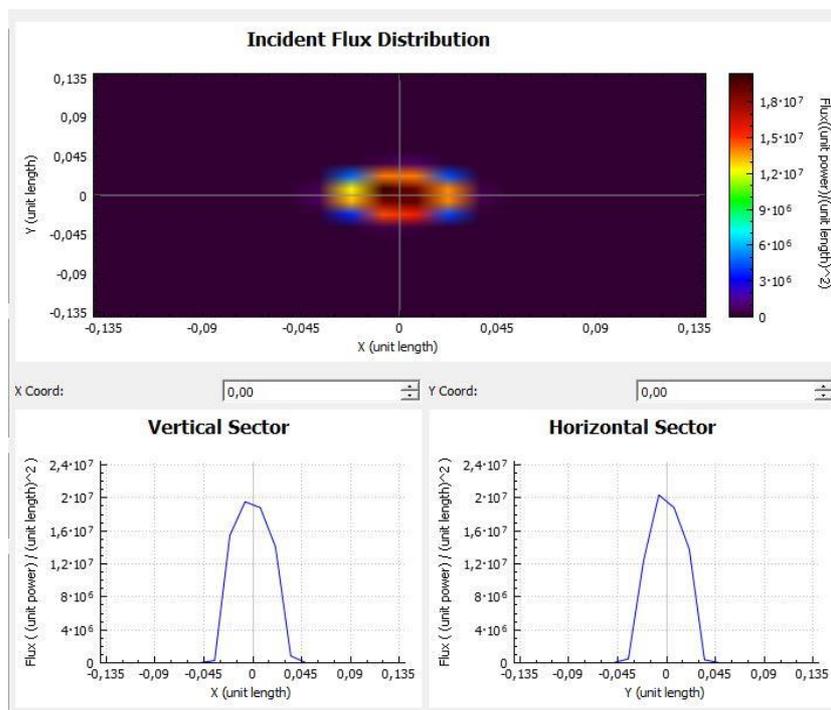


Figura 19. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 0 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

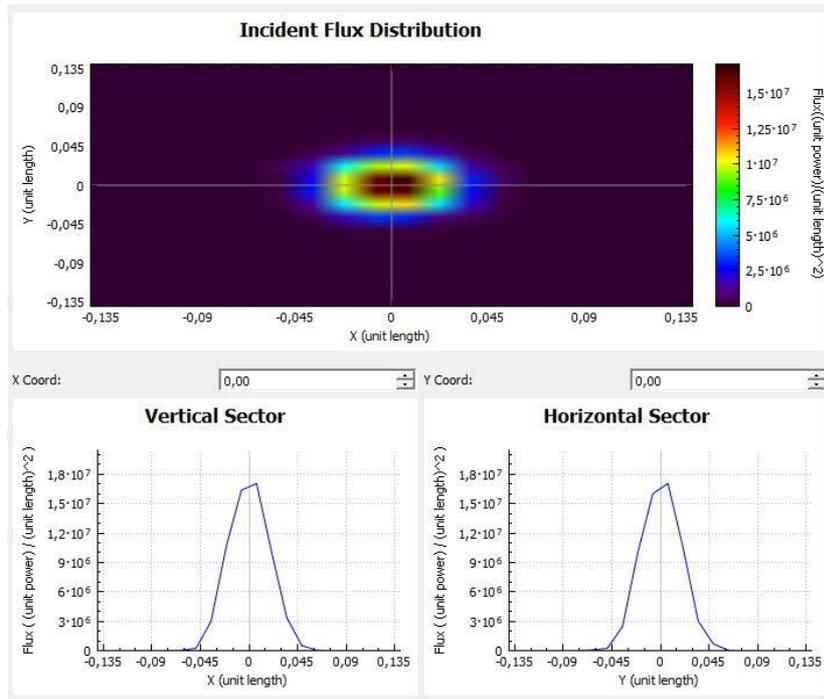


Figura 20. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 1 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

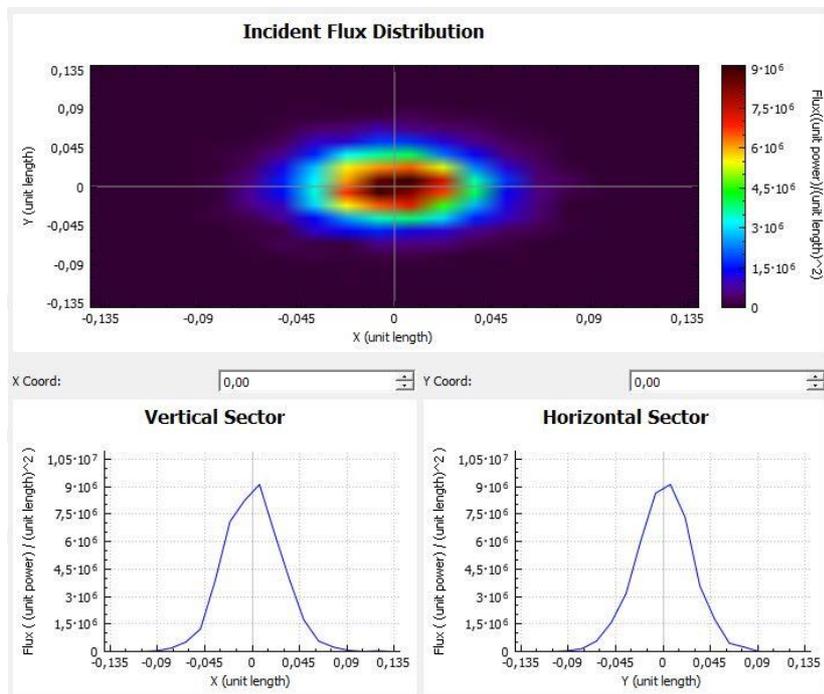


Figura 21. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 2 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

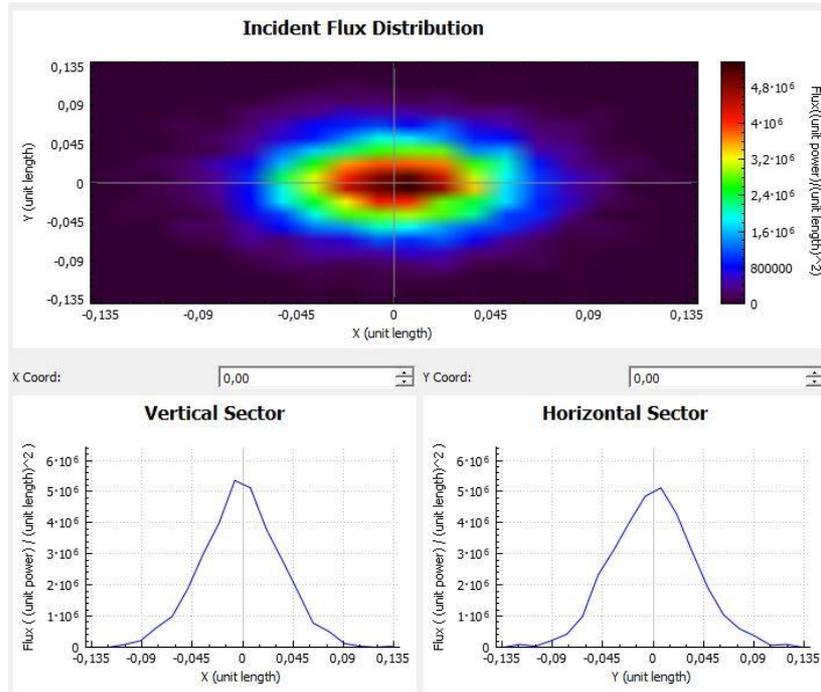


Figura 22. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 3 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

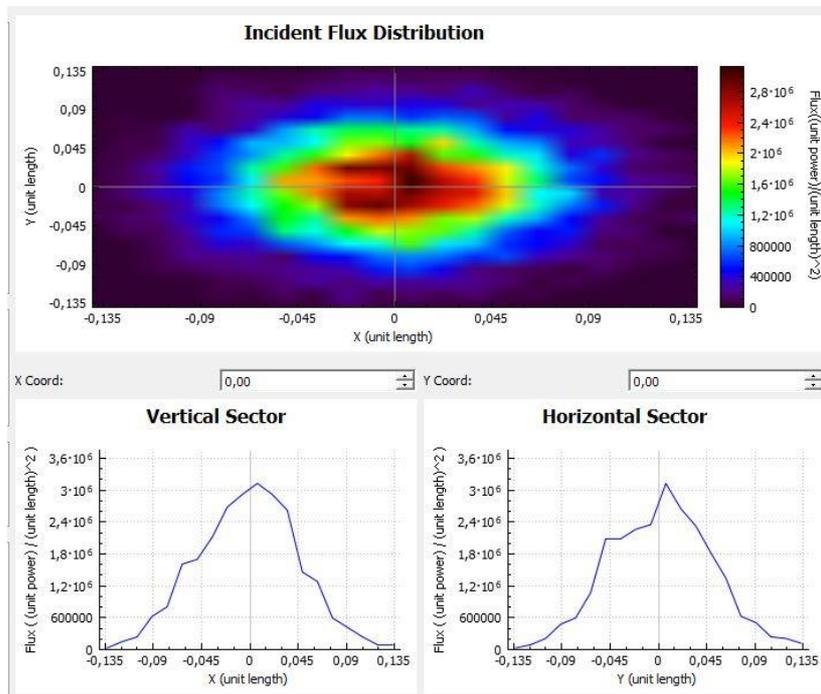


Figura 23. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 4 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

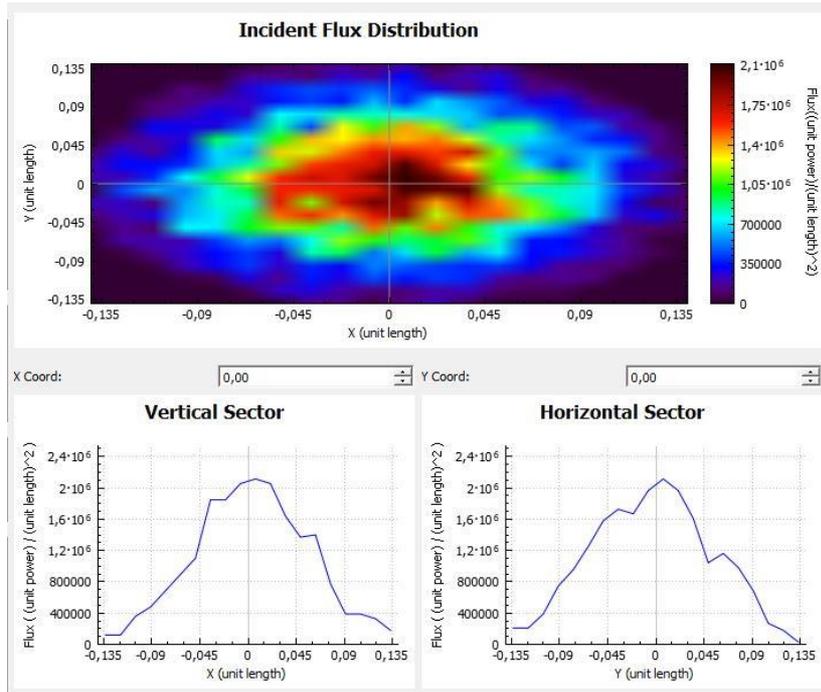


Figura 24. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 5 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

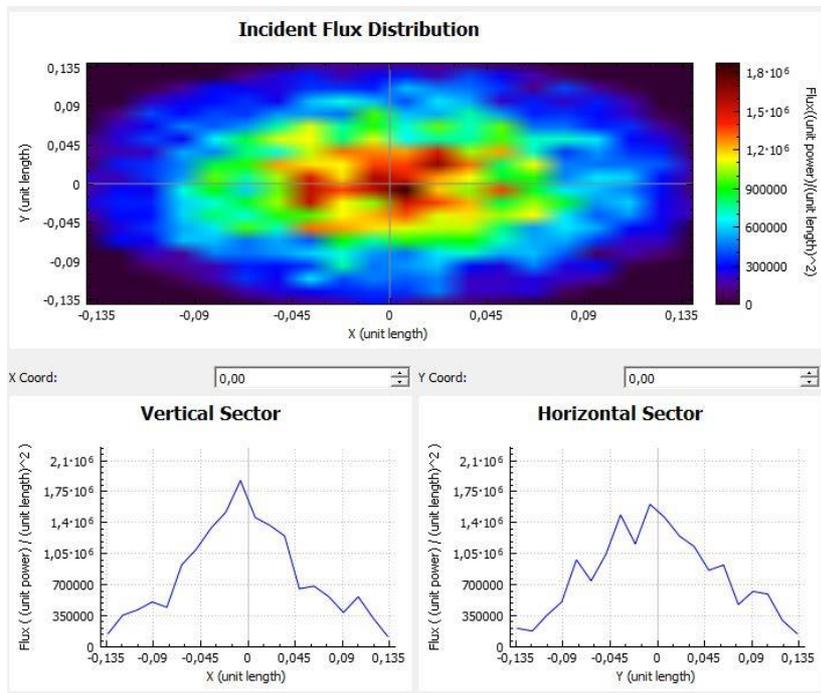


Figura 25. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 6 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

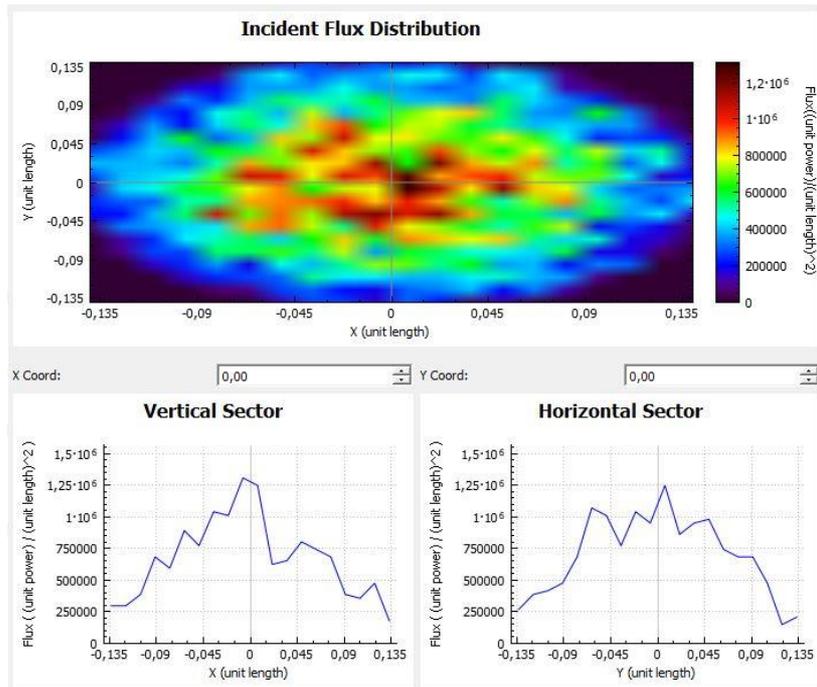


Figura 26. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 7 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

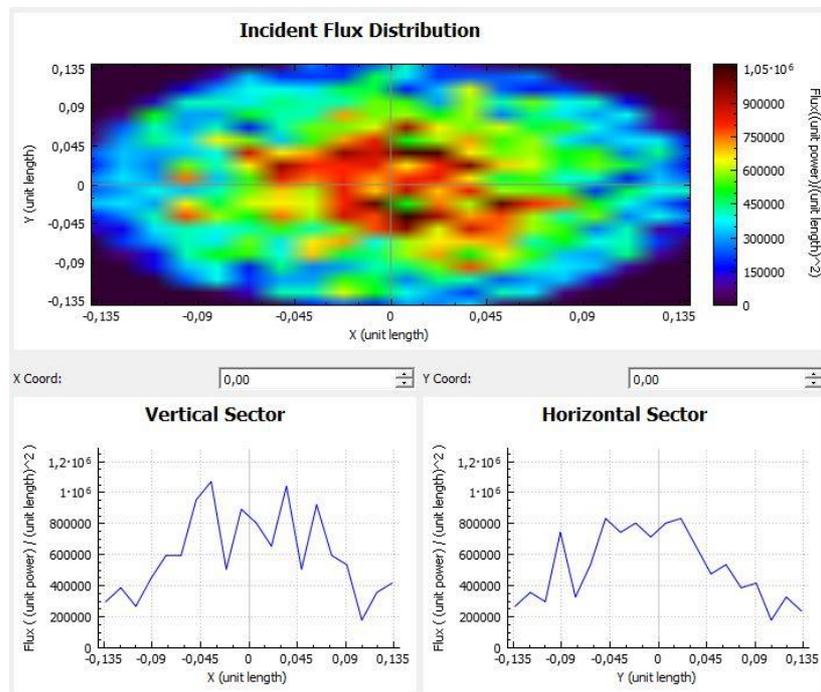


Figura 27. Distribución del flujo de potencia en la superficie del receptor para el valor de 8 mrad del parámetro 'm_sigmaSlope'.

Para los primeros valores de 'm_sigmaSlope', la distribución sobre la superficie es uniforme y centrada en el medio de la superficie. Al aumentar el valor, además de disminuir la potencia (como se ve en la figura 18), el flujo es más disperso en la superficie receptora. Conviene que la potencia en la superficie receptora sea máxima, pero a su vez que sea homogénea por toda el área, por tanto, hay que llegar a un valor medio que satisfaga las dos necesidades. Para la simulación se tomó un valor de compromiso de 4,5 mrad que difiere del caso ideal, pero a su vez proporciona un resultado realista optimista; representaría el límite inferior de tolerancia óptimo en las especificaciones de diseño de la superficie reflectante.

2.6 Resultados de la simulación

El objetivo de la simulación es obtener el rendimiento energético del concentrador óptico, es decir, cuantificar la potencia que recibe el receptor a partir de la que refleja el concentrador a partir de la radiación solar. Además, con este valor, se calculará la energía acumulada en el receptor de un día típico de cada mes del año.

Para la simulación, deben indicarse el número de rayos para los que se hace el ensayo, así como los rayos por buffer. Tal y como se ha explicado anteriormente, dado que Tonatiuh emplea el método de Montecarlo para resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales, a mayores valores de estos parámetros mayor exactitud tendrán los resultados de la simulación.

En este caso, se ha optado por 100.000 rayos y 5.000.000 rayos por buffer, para obtener el menor error posible en los resultados. También se debe definir la irradiación con la que se desea realizar la simulación, la cual se ha escogido 1.000 W/m² con una orientación totalmente vertical al disco para simular la función del tracker, la cual es orientar al sistema hacia el Sol para que los rayos incidan perpendicularmente al plano de apertura del disco.

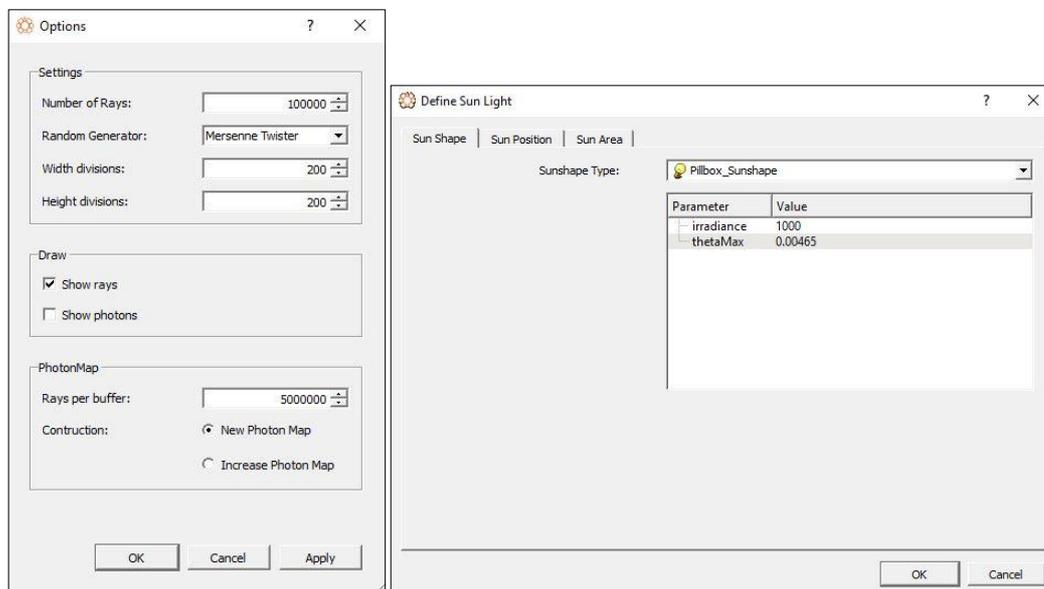
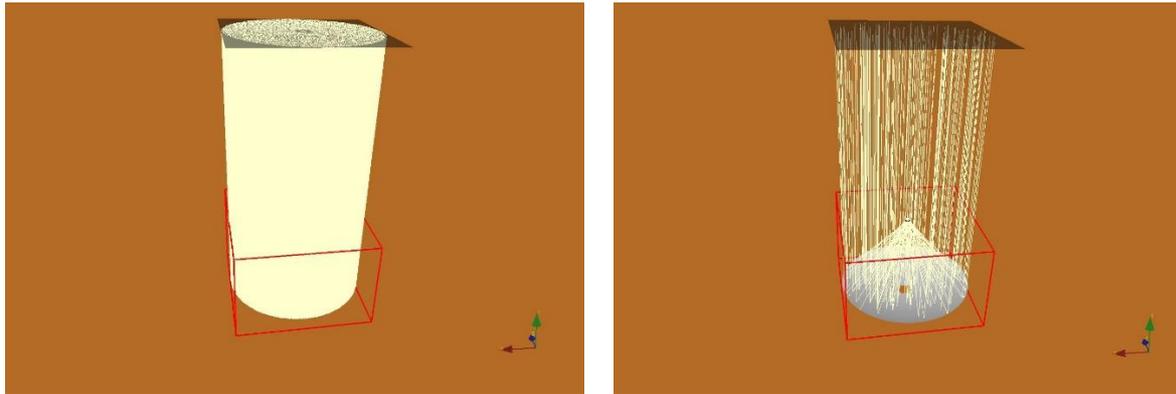


Figura 28. Opciones de la simulación y de la definición de la fuente de luz



(a)

(b)

Figura 29. Representación de la simulación con (a) 100.000 rayos y (b) 200 rayos.

Tras la simulación, obtenemos los resultados en el apartado ‘Run flux analysis’ en el que se puede elegir cualquier superficie del sistema y consultar la potencia total sobre ésta, así como el flujo máximo y mínimo de potencia (figura 30):

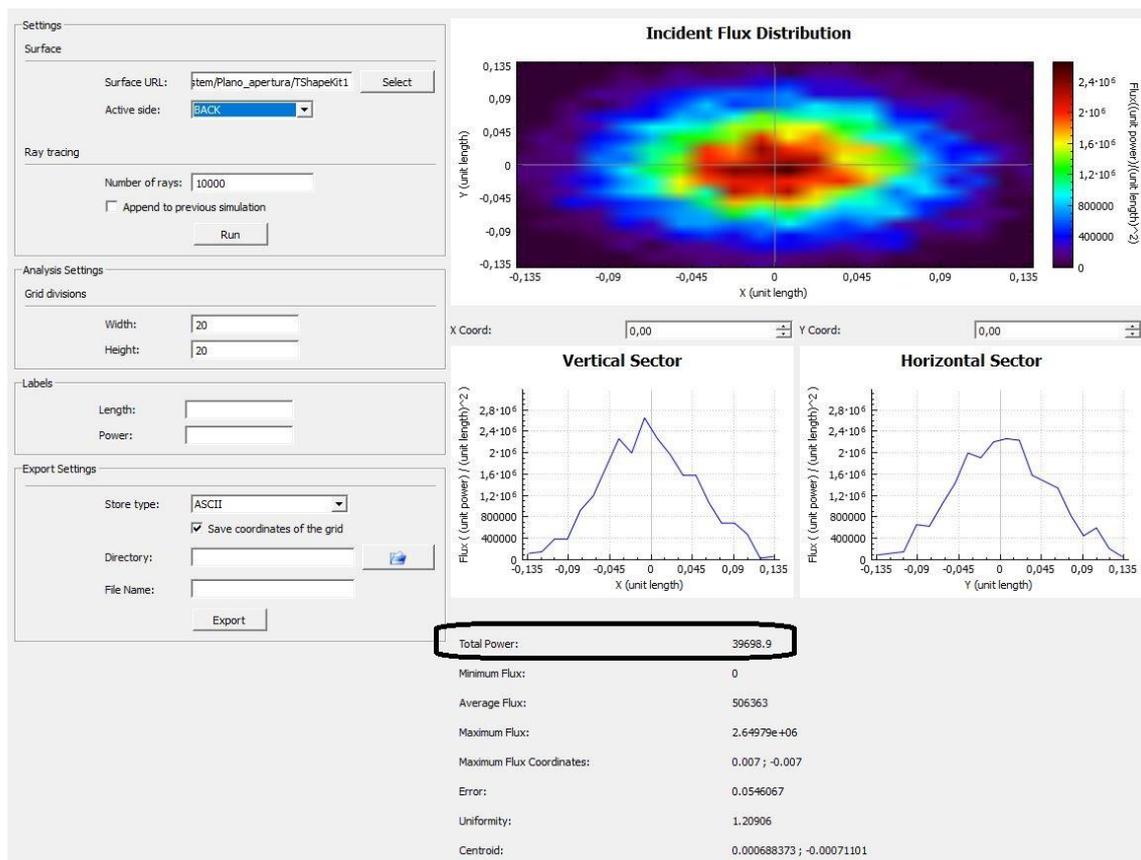


Figura 30. Resultados de la simulación con 100.000 rayos.

La potencia total en la superficie del receptor es el aspecto más importante para el procedimiento de cálculo del rendimiento del concentrador óptico. En este caso, se tienen 39698,9 W.

$$\eta_{con} = \frac{\text{Potencia que llega al receptor}}{\text{Radiación que llega al concentrador}} \quad [\text{Ec. 2}]$$

La radiación que llega al concentrador se obtiene simplemente multiplicando el área de apertura del concentrador por la irradiancia introducida antes de la simulación. El procedimiento seguido se puede ver en la siguiente tabla:

Tabla 4. Cálculo del rendimiento del concentrador.

Parámetro	Valor
Potencia receptor	39698,90 W
Irradiancia	1000 W/m ²
Radio concentrador	3,75 m
Área apertura	44,18 m ²
Potencia concentrador	44178,6 W
Rendimiento concentrador, η_{con}	89,90 %

Este rendimiento se va a mantener constante independientemente de la radiación que llegue al concentrador, puesto que como se ve en la tabla 5, la eficiencia del concentrador no varía significativamente. Para ello, se ha simulado el modelo óptico con distintos valores de irradiancia.

Tabla 5. Variación del rendimiento óptico del concentrador con la radiación.

DNI (W/m ²)	η_{con} (%)
1000	89,90
900	90,18
700	89,82
400	89,87
200	89,17

2.6.1 Eficiencia del sistema. Comparación con la bibliografía y otras tecnologías termosolares

El rendimiento óptico del concentrador calculado anteriormente resultó ser de un 89,90%. Como se ve en la tabla 6, es la tecnología de concentración solar con mayor rendimiento óptico, no obstante, hay que tener presente que no se han tenido en cuenta las pérdidas por absorción.

Tabla 6. Rendimientos ópticos de cada tecnología de concentración solar.

Tecnología	$\eta_{\text{óptico}}$ (%)
Cilindro parabólico	70 - 75 [31]
Sistema lineal Fresnel	47 - 70,5 [31]
Disco Stirling	89,90
Torre solar (heliostato)	45 - 65 [32]

En otros estudios, como en [33] indican que las eficiencias ópticas de los concentradores de un disco solar Stirling, con una relación de concentración de 500x, están en torno a 32 y 86%, mientras que, si la relación de concentración es de 3000x, el rango es más amplio y está entre el 9 y el 85%. En [34], señalan que con un disco de 10,9 m de radio y un receptor de 10,4 cm de radio, se obtiene un rendimiento óptico del 90%. Se puede concluir que el valor calculado está en el rango de rendimientos del estado del arte.

2.6.2 Descripción del emplazamiento seleccionado

El emplazamiento seleccionado para conseguir los objetivos marcados inicialmente ha sido Sevilla, por ser una ubicación para la cual se obtienen los datos de radiación. Los datos han sido tratados con el System Advisor Model (SAM) desarrollado por NREL [35] para poder filtrar datos de radiación solar directa (DNI) e identificar los días de diseño típicos de cada mes.

2.6.3 Producción mensual y anual

Una vez elegido el emplazamiento, se procede a representar la potencia en el receptor, así como la energía acumulada. El procedimiento consiste en representar la radiación solar directa (DNI) de cada día típico de cada mes a través de la base de datos del programa SAM. Este valor es la entrada en el procedimiento de cálculo. Una vez conocida la eficiencia óptica del concentrador -calculada en el apartado 2.6-, es posible estimar y representar la potencia en el receptor para cada día típico del mes multiplicando el rendimiento del concentrador por la radiación incidente. Sumando la potencia para cada hora de un día, se obtiene la energía acumulada en el receptor para un día típico de un mes (ver figuras 31 a 42, donde la radiación incidente corresponde a la DNI):

$$\text{Potencia en el receptor} \left[\frac{W}{m^2} \right] = \eta_{con} \cdot DNI \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad [\text{Ec. 3}]$$

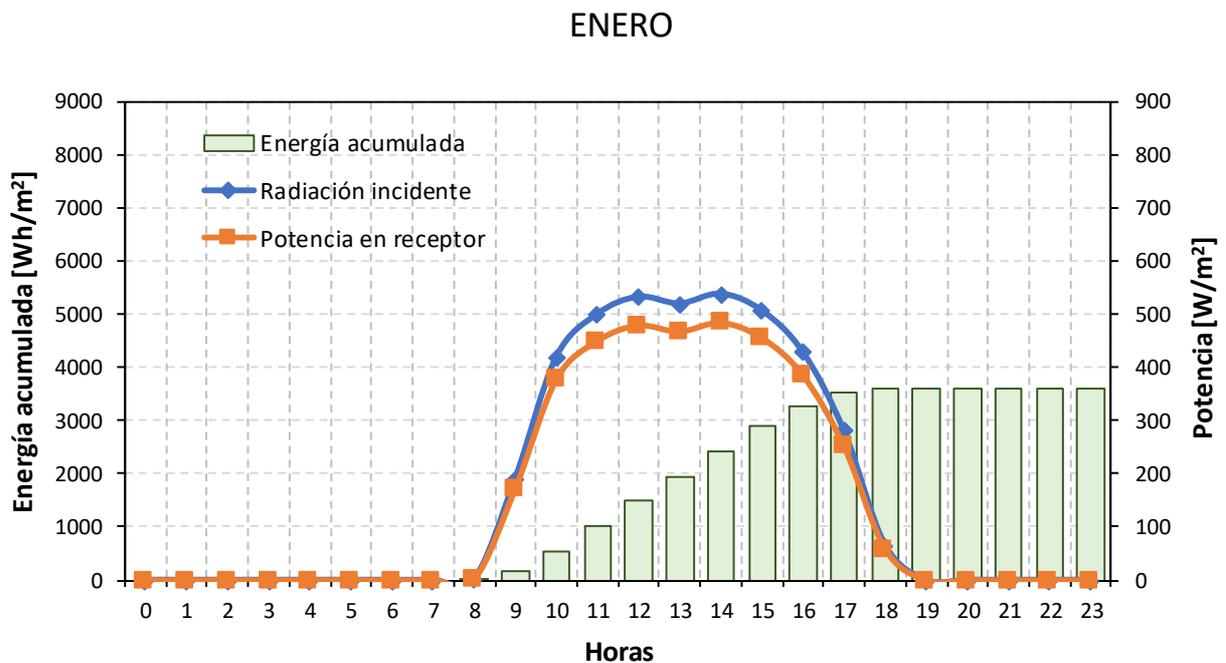


Figura 31. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de enero.

FEBRERO

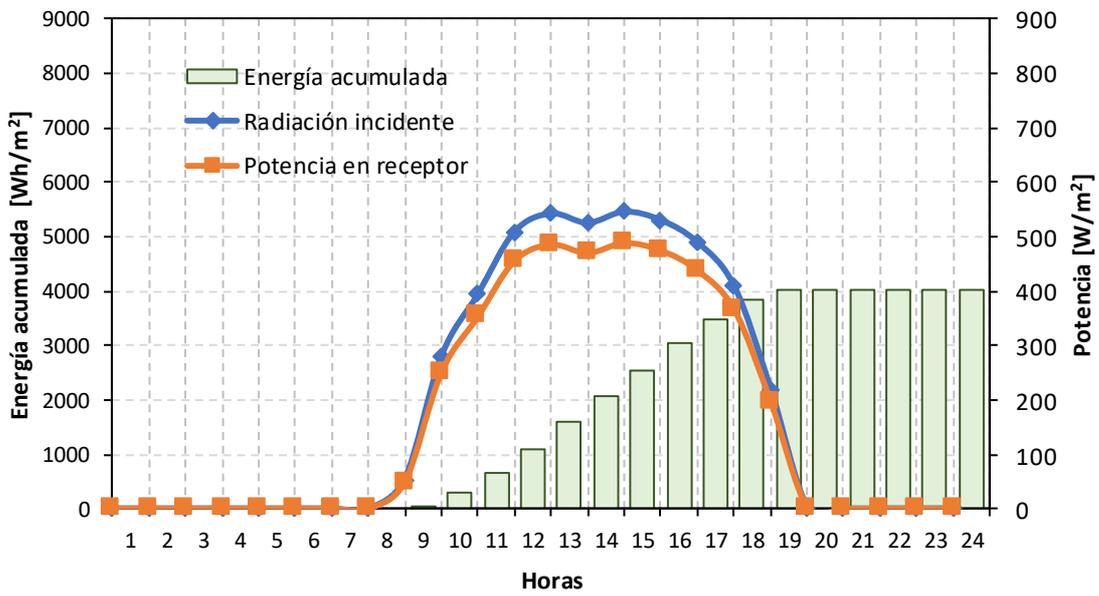


Figura 32. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de febrero.

MARZO

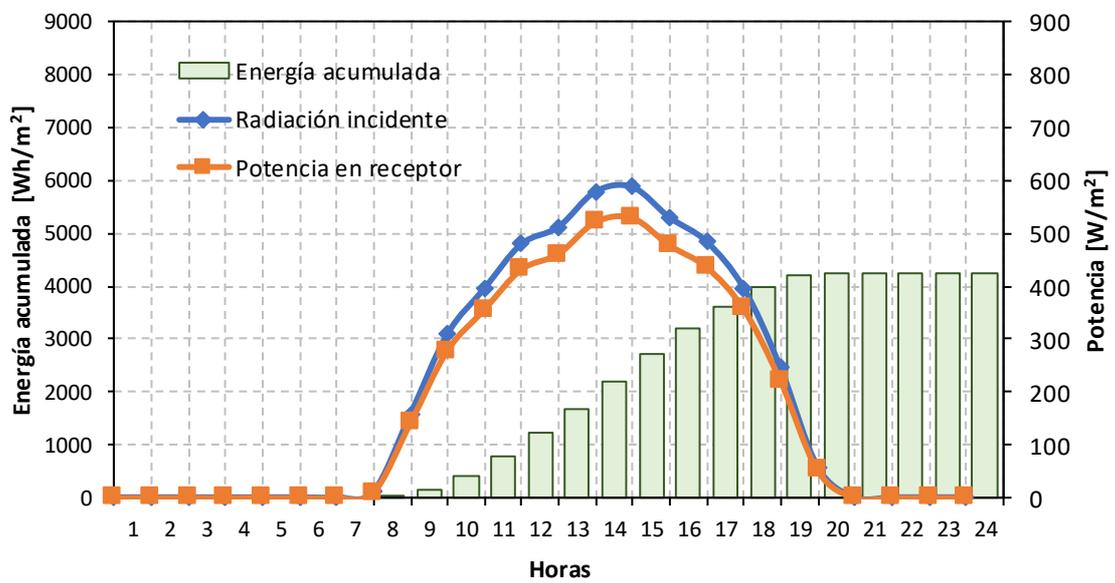


Figura 33. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de marzo.

ABRIL

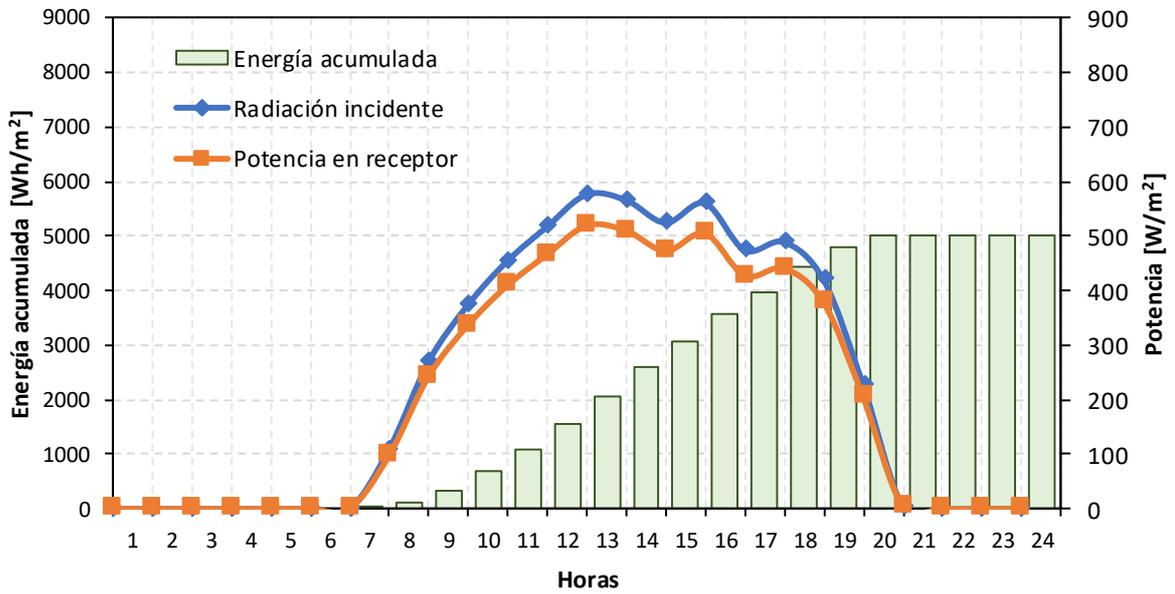


Figura 34. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de abril.

MAYO

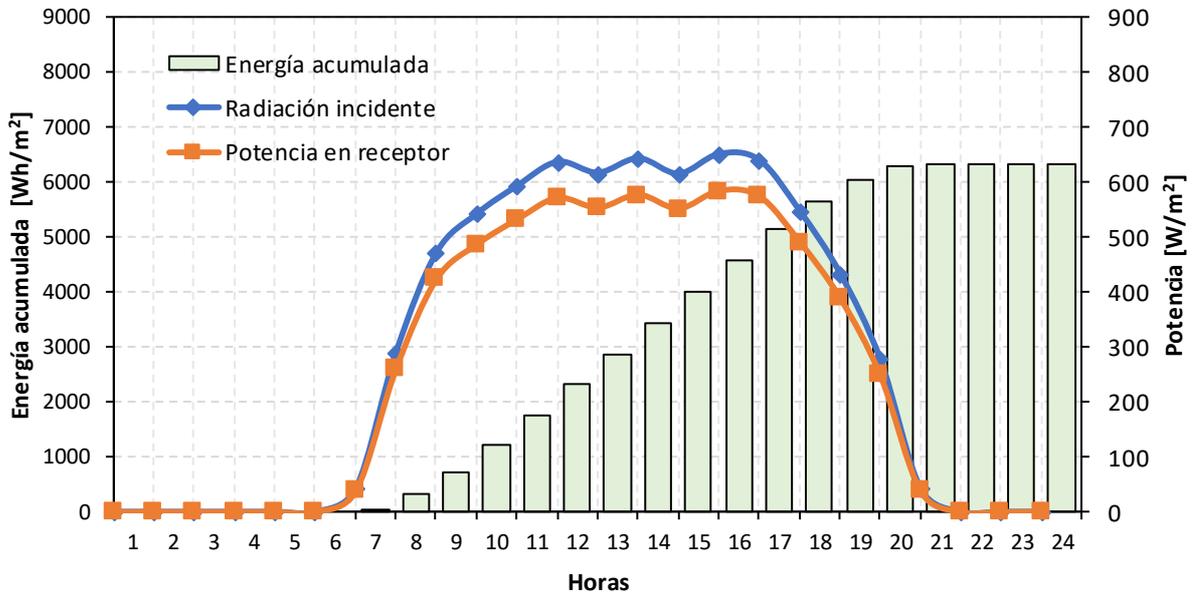


Figura 35. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de mayo.

JUNIO

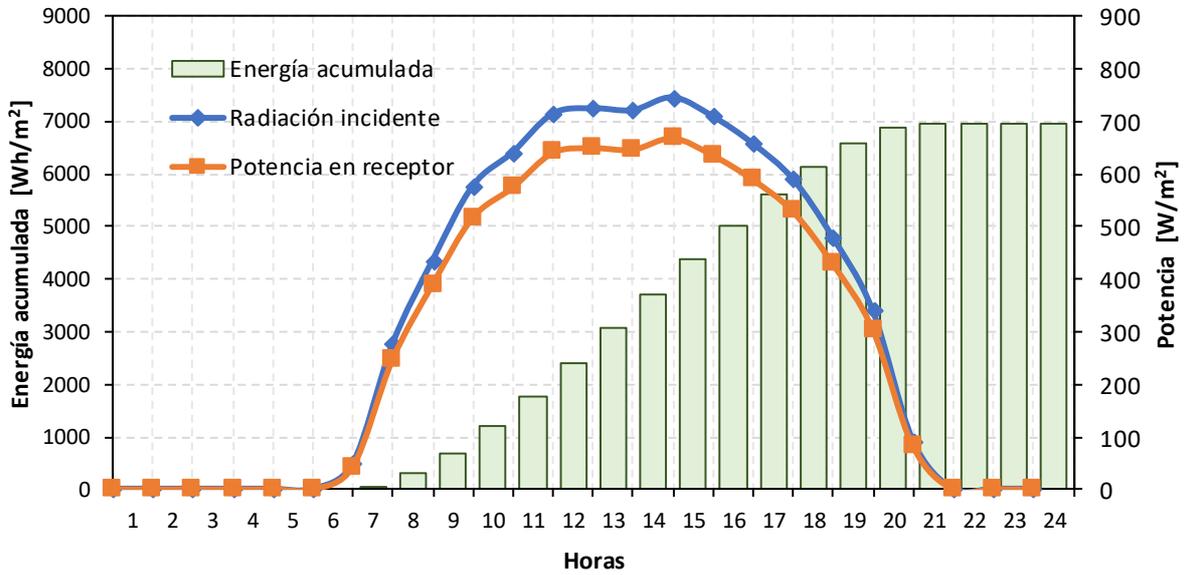


Figura 36. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de junio.

JULIO

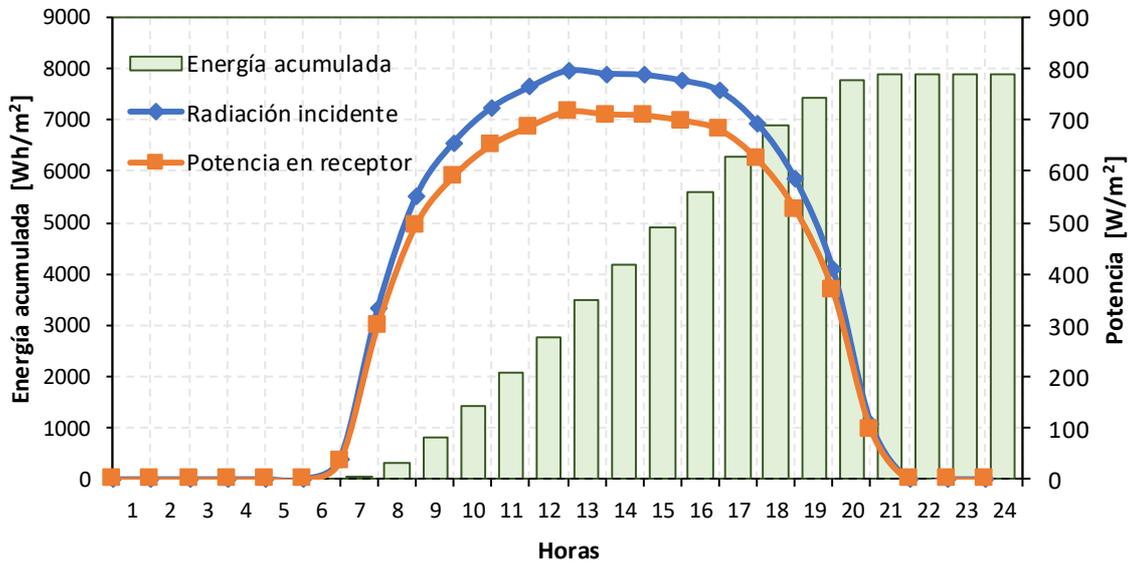


Figura 37. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de julio.

AGOSTO

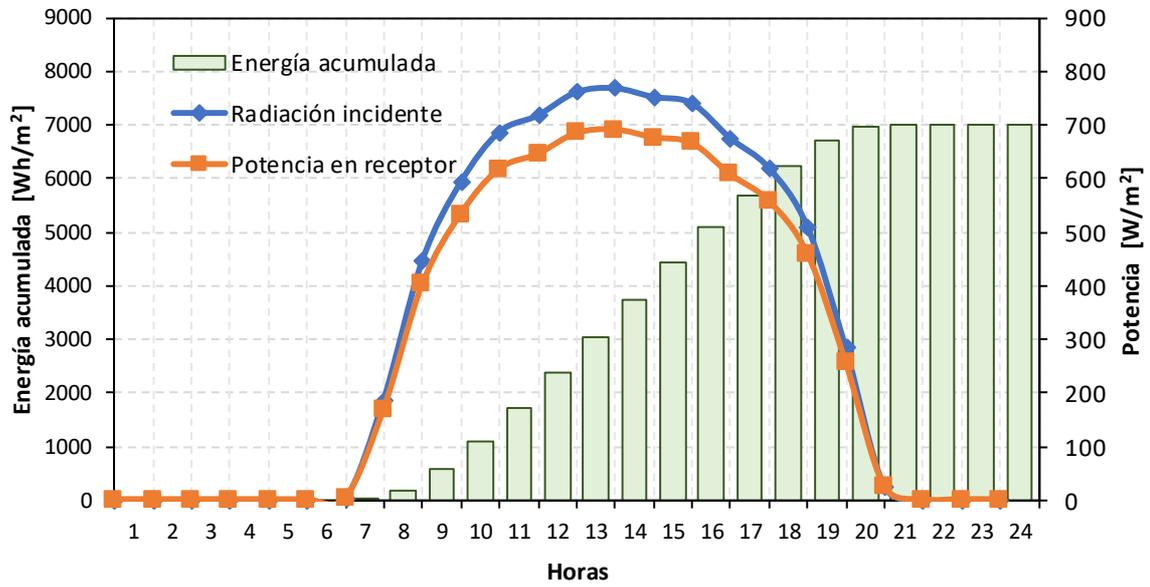


Figura 38. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de agosto.

SEPTIEMBRE

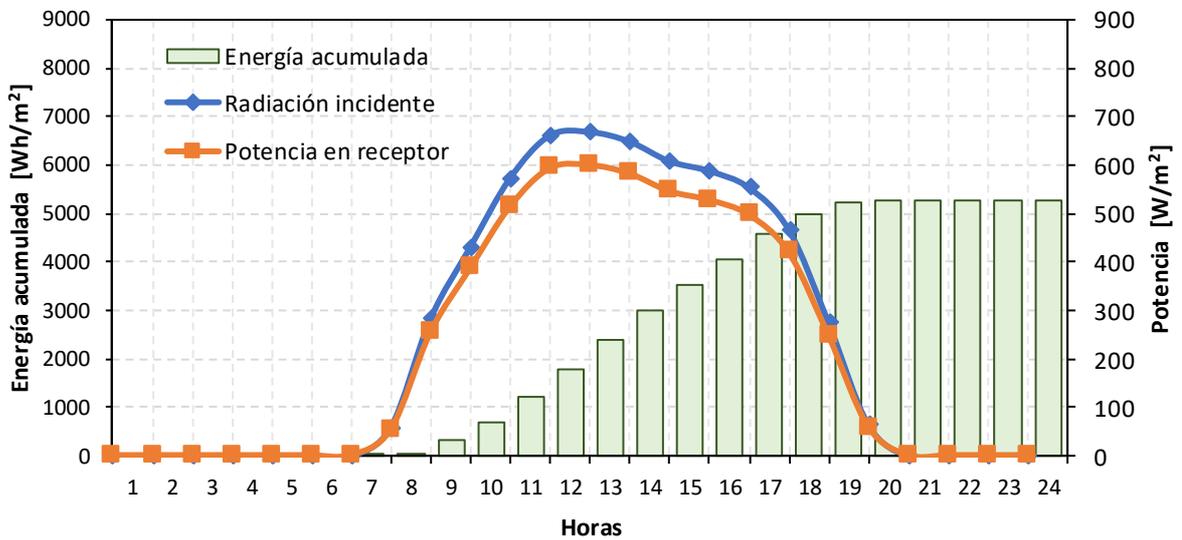


Figura 39. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de septiembre.

OCTUBRE

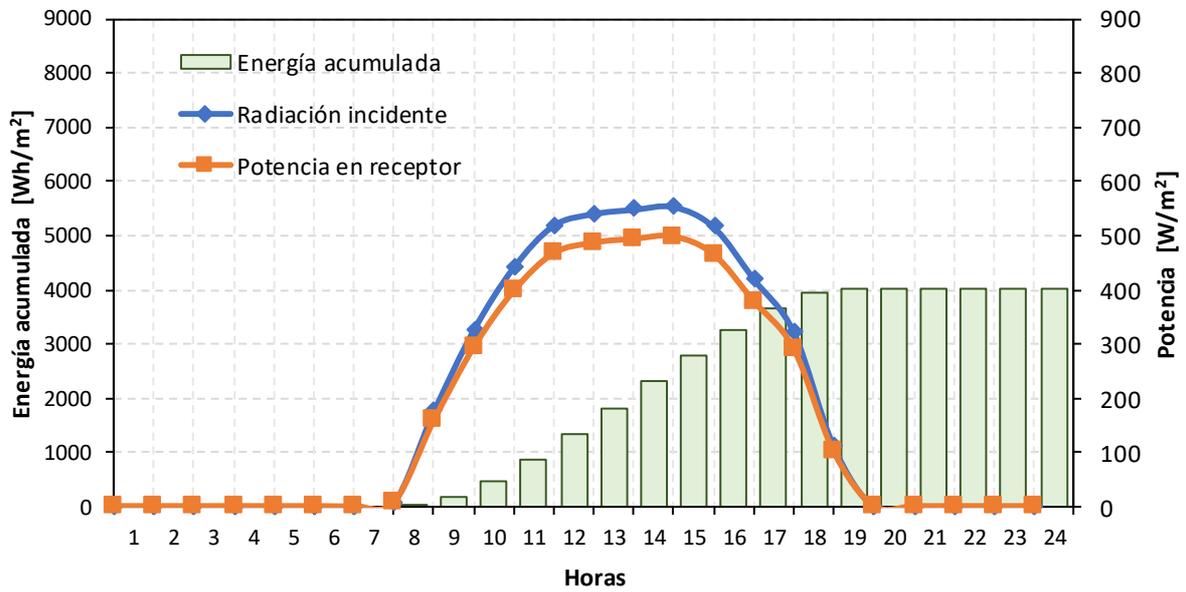


Figura 40. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de octubre.

NOVIEMBRE

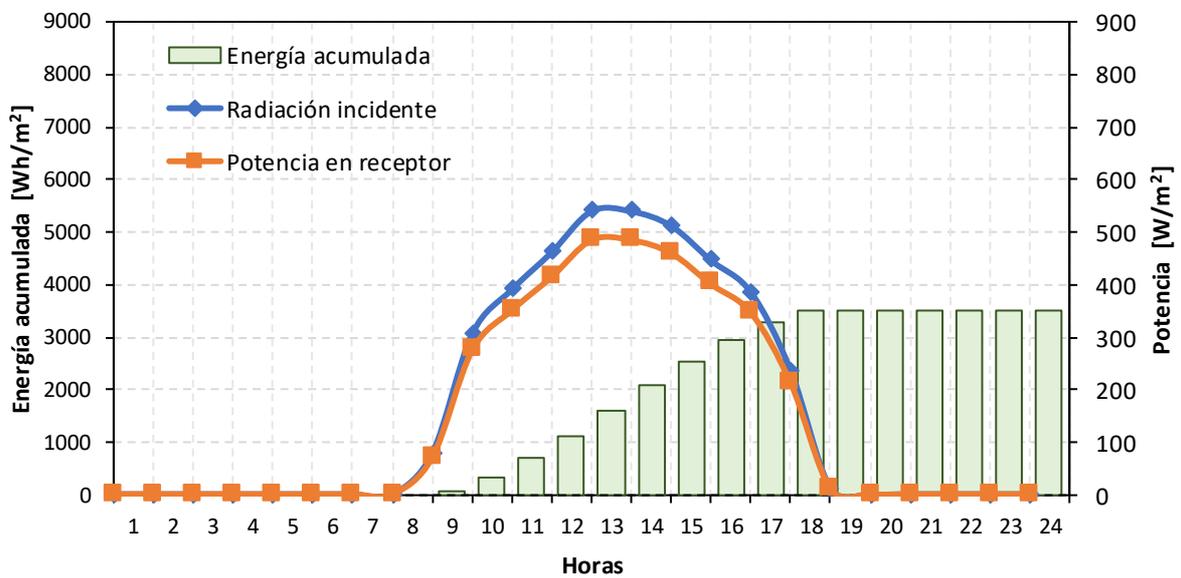


Figura 41. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de noviembre.

DICIEMBRE

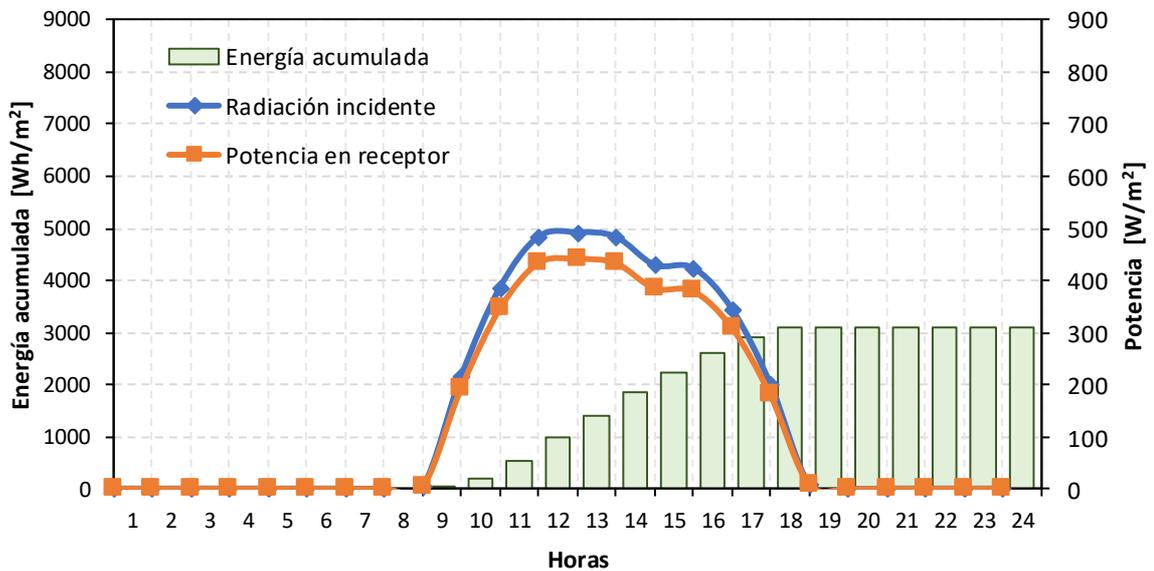


Figura 42. Potencia en el receptor y energía acumulada para un día típico de diciembre.

Cabe destacar que la potencia en el receptor representada en las anteriores figuras es la calculada en la superficie receptora, es decir, sin tener en cuenta el rendimiento interno del receptor, el cual es del 80% aproximadamente, tal y como se ve en la figura 11 de la página 19 del Trabajo Fin de Grado de Miguel Rollán [37].

Evidentemente, y, como se ve en las gráficas mensuales, los meses centrales del año tienen una potencia medida en el receptor superior que en los meses invernales y, por consiguiente, la energía acumulada en el día y en el mes también es mayor.

A continuación, se representa una gráfica con la energía acumulada mensual y anual para el receptor, en la que se observa que la energía acumulada anual supera los 1.800 kWh/m².

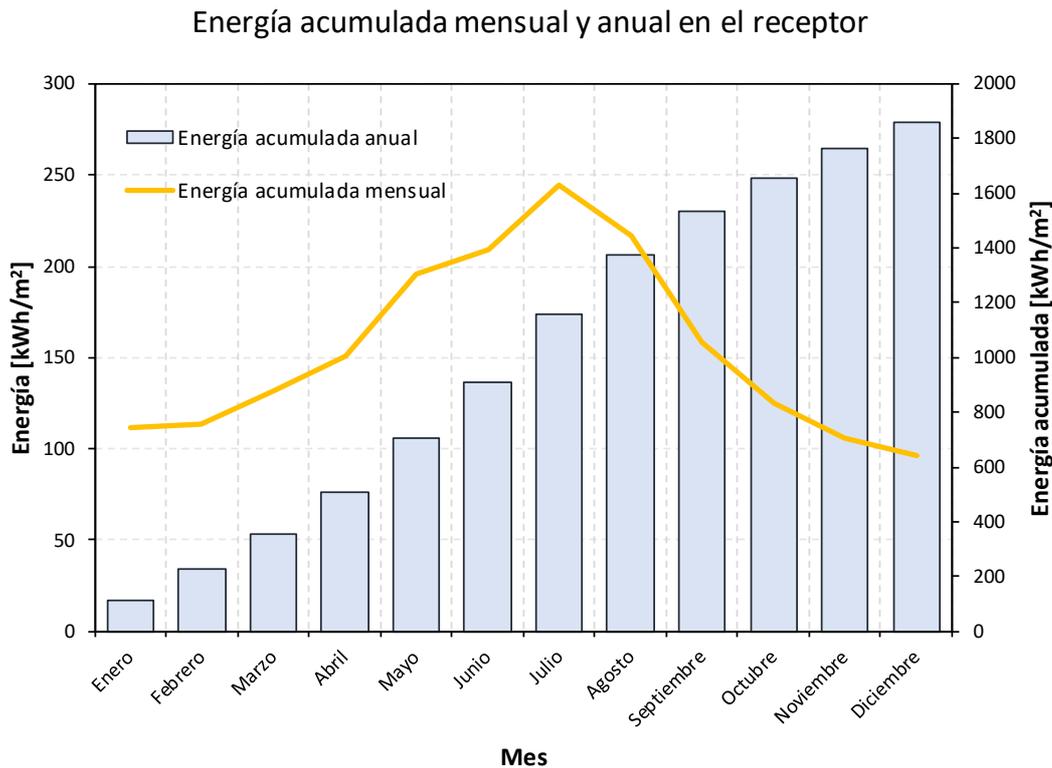


Figura 43. Energía acumulada mensual y anual en el receptor.

2.7 Conclusiones

Una vez desarrollada la primera parte del trabajo y cumplidos los objetivos marcados, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Se han obtenido los parámetros geométricos y ópticos del disco solar a partir de una revisión bibliográfica y del estado del arte de la tecnología.
- Partiendo de los valores característicos anteriores, se ha simulado el prototipo en la herramienta Tonatiuh para calcular el rendimiento óptico del concentrador, resultando de un 90% aproximadamente, valor que está en el mismo rango que la bibliografía consultada.
- Con la eficiencia óptica se han representado distintas gráficas mensuales de la potencia que llega al receptor para conocer la producción mensual y anual del disco. Aspectos básicos para las siguientes partes del trabajo.

3 MICROTURBINA DE GAS

Una microturbina de gas es un elemento para aprovechar la energía que contiene un fluido. Por dentro de ella circula un gas a alta presión que impacta contra los álabes de la turbina, haciendo girar a un eje que está conectado a un alternador, que convierte la energía mecánica que contiene la turbina en energía eléctrica. Se denominan microturbinas de gas por su pequeño tamaño y por su producción eléctrica, que como se vio en el apartado 2.4. están entre los 3 y 10 kWe.

Como se ve en la figura 44, la microturbina de gas está constituida por los siguientes componentes; un compresor y una turbina, los cuales están montados en un mismo eje, por lo que giran a la misma velocidad, un recuperador para intercambiar calor entre los gases de escape calientes de la turbina y la entrada de aire al receptor solar, un alternador y una cámara de combustión para convertir el sistema solar en híbrido.

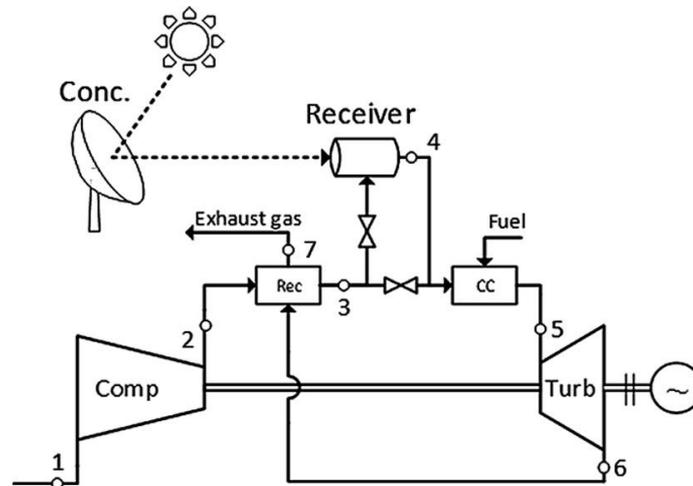


Figura 44. Representación de un disco paraboloide con microturbina [36].

Las microturbinas de gas tienen varias ventajas. La primera es que pueden aprovechar la energía térmica para otros usos, como generar vapor para otras aplicaciones. La segunda es que se pueden hibridar mediante la incorporación al sistema de una cámara de combustión para una combustión complementaria, lo que provocaría un aumento del rendimiento del sistema y, por consiguiente, mayor producción anual de energía. Además, la generación de energía eléctrica ya no oscilaría de la misma manera que si el sistema no tuviera la combustión suplementaria, pudiendo controlar la demanda en todo momento sin la obligación de tener sistemas de almacenamientos, lo que supone un ahorro en el coste inicial.

En cuanto al rendimiento global de la microturbina de gas (η_{mTG}), incluye el rendimiento del compresor, el de la cámara de combustión y el de la turbina y se expresa como el cociente entre la potencia eléctrica cedida por la turbina (W_{elec}) y potencia térmica aportada al flujo de aire (Q_{rcv}):

$$\eta_{mTG} = \frac{W_{elec}}{Q_{rcv}} \quad [Ec. 4]$$

La temperatura del aire a la entrada de la turbina es de 900°C. Las turbinas de gas suelen tener rendimientos globales entre 35 y 42%. En el caso de las microturbinas, los rendimientos están alrededor del 25% [36].

Para el caso de estudio, se tomará 25,23% el rendimiento de la microturbina de gas tal y como se muestra en la página 25 del Trabajo Fin de Grado de Miguel Rollán [37].

4 DESALACIÓN

La desalación es un proceso para convertir el agua salada de mar en agua dulce, que tras un adecuado postratamiento se convertirá en agua potable apta para el consumo humano. El método más usado es el de la ósmosis inversa. La tecnología de ósmosis inversa se basa en el fenómeno natural llamado ósmosis directa. A través de una membrana semipermeable, dos soluciones con una concentración de sal diferente tienden a igualar sus concentraciones. El paso del disolvente se produce desde la solución más diluida hacia la más concentrada, que se detiene una vez que se ha alcanzado el equilibrio entre ambas concentraciones. La fuerza que genera este flujo de solvente es la diferencia de presiones osmóticas y está relacionada con la diferencia de concentración de sales en ambas soluciones.

Aplicando una presión mayor que la osmótica sobre la solución concentrada el proceso se invierte (ósmosis inversa). Por lo tanto, el movimiento del solvente ocurre desde la solución concentrada hacia la solución más diluida (figura 45).

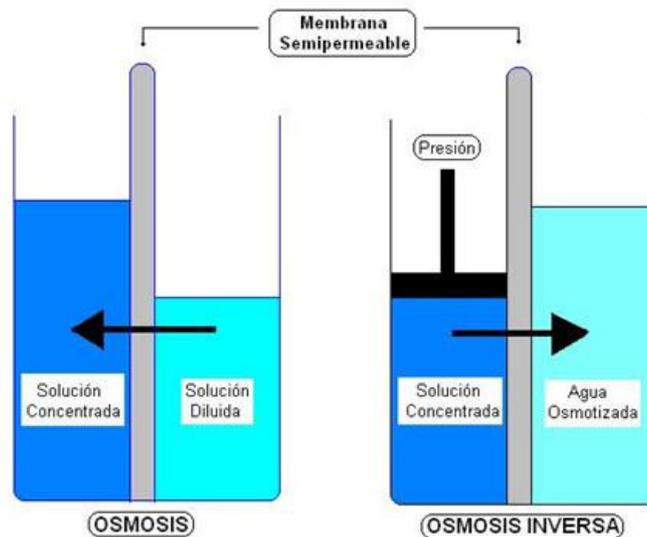


Figura 45. Diferencia entre la ósmosis directa y la ósmosis inversa [38].

Los elementos principales para reproducir este fenómeno a escala industrial con agua de mar son una bomba (necesaria para aplicar presión) y las membranas capaces de permitir el paso del disolvente y la recuperación energética de la energía de la salmuera. Las membranas que suelen utilizarse en procesos industriales para la desalinización de agua de mar son de poliamida y se colocan de manera que un conjunto de membranas se arrolla en espiral (figura 46).

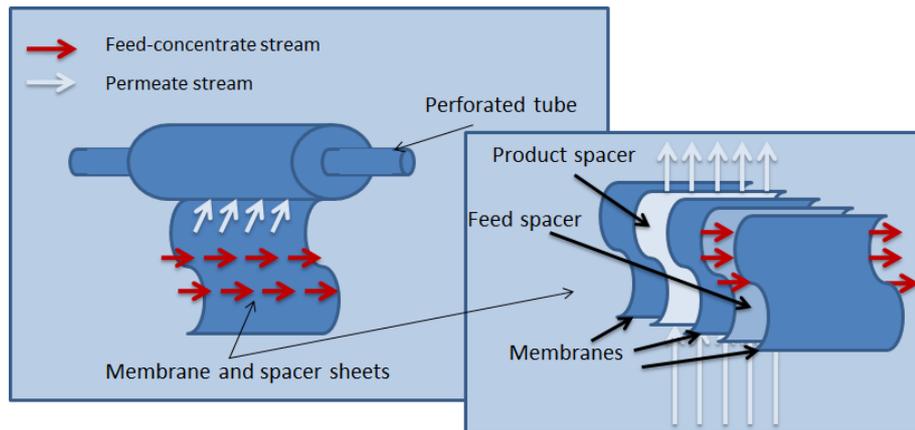


Figura 46. Membrana en forma de espiral [39].

4.1 Etapas del proceso de desalación

El proceso de desalación por ósmosis inversa de agua de mar a escala industrial consta de las siguientes etapas:

1. Toma y bombeo de agua de mar. La captación de agua de mar puede ser con tomas abiertas o pozos playeros. La entrada del pozo playero proporciona una mejor calidad de agua con menos turbidez y sin actividad biológica. Su inconveniente es que requieren un área lo suficientemente grande para perforaciones con alta permeabilidad cerca de la costa.
2. Pretratamiento de agua de mar. El tratamiento previo incluye procesos fisicoquímicos para evitar la formación de incrustaciones de sales sobre las superficies de las membranas. Dependiendo de la calidad del agua de alimentación, se eligen filtros que usan agentes antiincrustantes o tratamientos previos de membrana desarrollados recientemente basados en ultrafiltración (UF) generalmente, o también podría utilizarse la nanofiltración (NF). En comparación con los pretratamientos convencionales, el uso de membranas proporciona un menor consumo de productos químicos y mayor eliminación de bacterias. En la actualidad, la ultrafiltración es el proceso más utilizado, ya que tiene el mejor equilibrio entre la eliminación de contaminantes y la producción de permeado.
3. Etapas de desalinización y recuperación energética. Esta etapa incluye los componentes principales de la planta de ósmosis inversa y consiste en los siguientes procesos:

- Bombeo a alta presión. El flujo de alimentación del sistema de tratamiento previo debe presurizarse hasta la presión requerida. Sólo una parte del flujo de alimentación pasa a través de las bombas de alta presión. El flujo de alimentación restante está presurizado por el dispositivo de recuperación de energía, debido a la energía hidráulica del flujo de salmuera, seguido de una bomba de circulación.

- El proceso de desalinización es llevado a cabo por los bastidores de la ósmosis inversa. Consisten en el montaje de tubos de presión, trabajando en paralelo, con 7-8 módulos de membranas en el interior, conectados en serie (figura 47). Los puntos de control más importantes del proceso de la ósmosis inversa son la presión de alimentación del agua pretratada antes de su entrada a los tubos de presión y el flujo de salmuera.

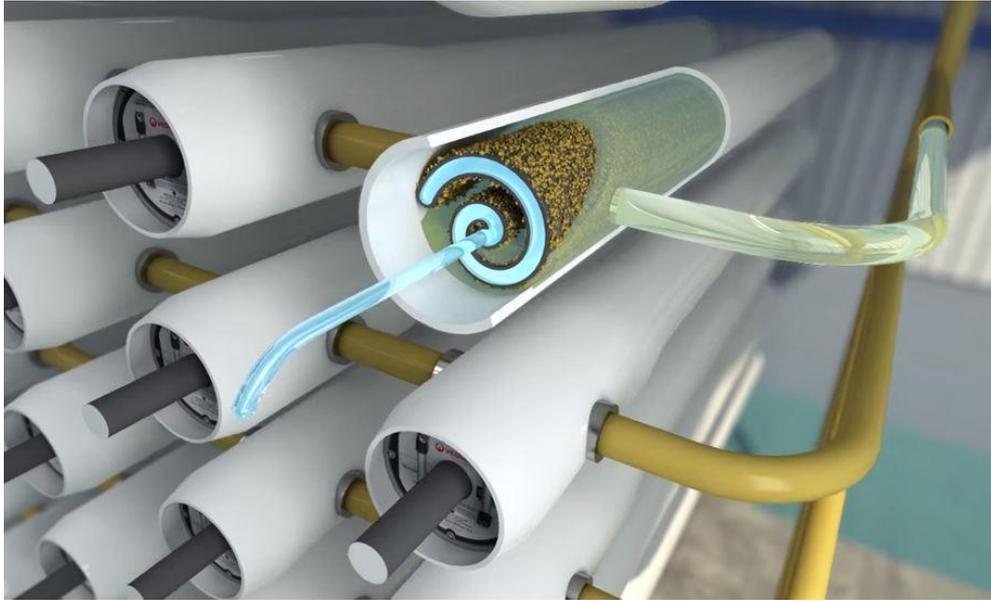


Figura 47. Membrana en forma de espiral [40].

Este proceso puede realizarse de distintas formas dependiendo de las veces que el agua pretratada se someta al proceso de ósmosis inversa, generando un amplio abanico configuraciones como se ve en las siguientes figuras:

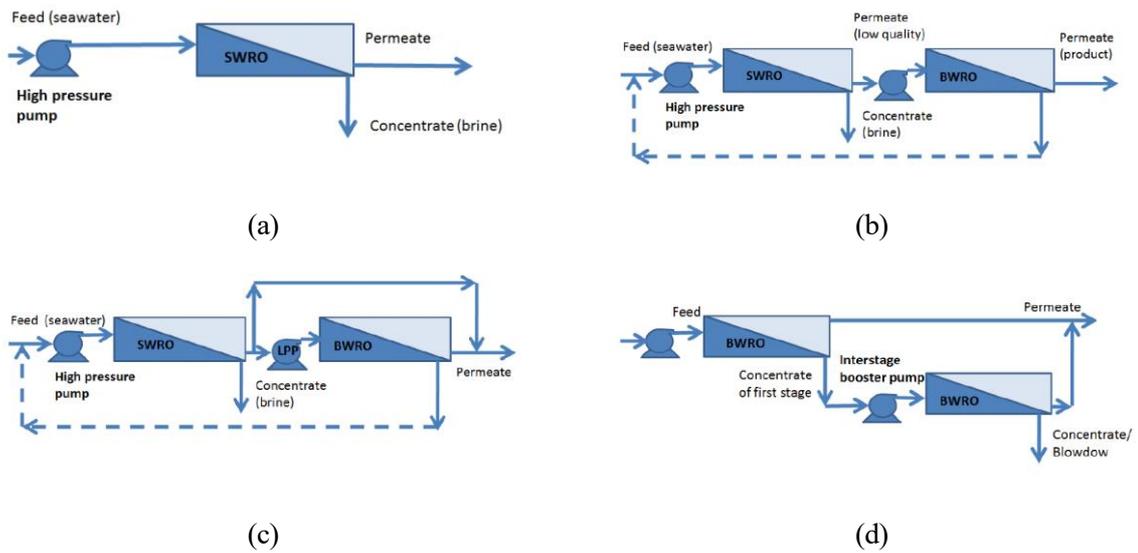


Figura 48. Diagramas de distintos procesos de desalación por ósmosis inversa [39]

- Recuperación de energía de la salmuera. Se utilizan intercambiadores de presión (también denominados cámaras isobáricas) o turbochargers (figura 48).

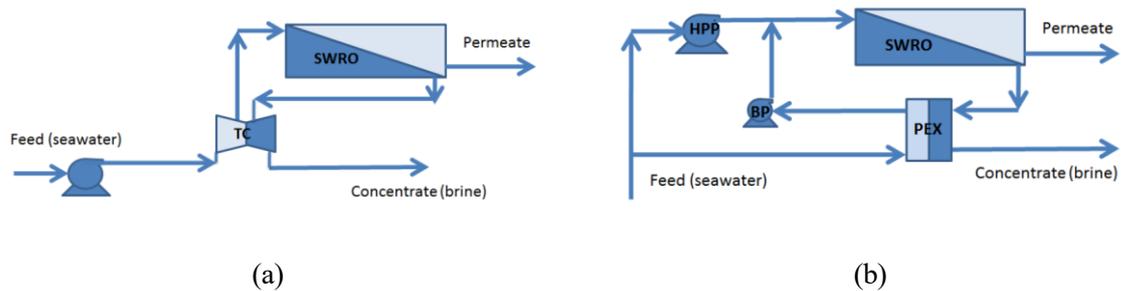


Figura 49. Diagrama de un proceso de desalación por ósmosis inversa con un turbochargers (a) y con intercambiador de presión (b) [39].

4. Postratamiento y almacenamiento de agua permeada. El permeado se remineraliza, desinfecta y se ajusta a los estándares de agua potable establecidos por la legislación local.
5. Descarga de salmuera. La salida de salmuera del sistema de recuperación de energía se vierte en el mar a través de un emisario o un pozo de dilución.

4.2 Estado actual de la tecnología de desalación

Actualmente se utilizan varias tecnologías en la desalinización de agua de mar a escala industrial. Estas tecnologías se dividen en dos categorías: procesos térmicos y procesos de membrana. En relación con los procesos térmicos, se realizan con destilación flash de múltiples etapas, destilación de efectos múltiples o con evaporación por compresión de vapor. Con respecto a los procesos de membrana, la tecnología más utilizada es la ósmosis inversa seguida de la electrodiálisis.

En 2011 había 15.988 plantas de desalinización en todo el mundo de las cuales el 60% trataba el agua de mar. En la tabla 7 se ve la distribución de las distintas tecnologías de desalinización instaladas en el mundo que incluyen la desalinización de agua de mar y de agua salobre (el agua salobre es la que tiene más sales disueltas que el agua dulce pero menos que el agua de mar, concretamente el agua salobre es la que tiene entre 0,5 y 30 gramos por litro).

Tabla 7. Capacidad instalada por tecnología [41].

Tecnología	%
Ósmosis inversa	65
Destilación flash de múltiples etapas	21
Destilación de efectos múltiples	7
Electrodiálisis	3
Nanofiltración	2
Otro	2

La mayoría de las instalaciones están ubicadas en Arabia Saudí, EE. UU., Emiratos Árabes Unidos, España y Kuwait. En Europa, las mayores capacidades de desalinización se concentran alrededor del Mediterráneo, en países como España, Italia o Grecia.

Las plantas de desalación más grandes son las siguientes:

- Plantas desaladoras de membrana: Planta desalinizadora Victoria en Melbourne, Australia, con capacidad de 444.000 m³/día, y dos proyectos de mayor capacidad, Magtaa (500.000 m³/día) en Argelia y Soreq (510.000 m³/día) en Israel.
- Plantas de desalinización térmica: planta Shoaiba 3, en Arabia Saudí, con una capacidad de 880.000 m³/día, y Ras Al Khair, también en Arabia Saudí, con 1.025.000 m³/día.

4.3 Simulación de la instalación de desalación

El objetivo de este capítulo es simular un proceso para obtener el consumo energético de la aplicación desaladora, que en este caso se denomina el SEC ('Specific Energy Consumption'), que es el consumo específico de la bomba principal y la de circulación (si existe) y además comprobar que el caudal del permeado cumpla con las exigencias de calidad del agua en cuanto al contenido de boro y los sólidos totales disueltos (TDS).

4.3.1 Descripción del programa LG Chem Q+ Projection Software

Para la simulación del caso de estudio se ha elegido el programa Chem Q+ Projection Software del fabricante LG. En éste, se deben introducir parámetros como la composición del agua de alimentación y la forma de extracción, el caudal de agua de alimentación o de permeado, la configuración de las membranas y su tipo, así como la recuperación de energía si fuera necesario. El software da como resultados el perfil del agua tratada (permeado), la presión que tiene que administrar la bomba, así como su consumo específico y el resto de caudales que no han sido introducidos como datos.

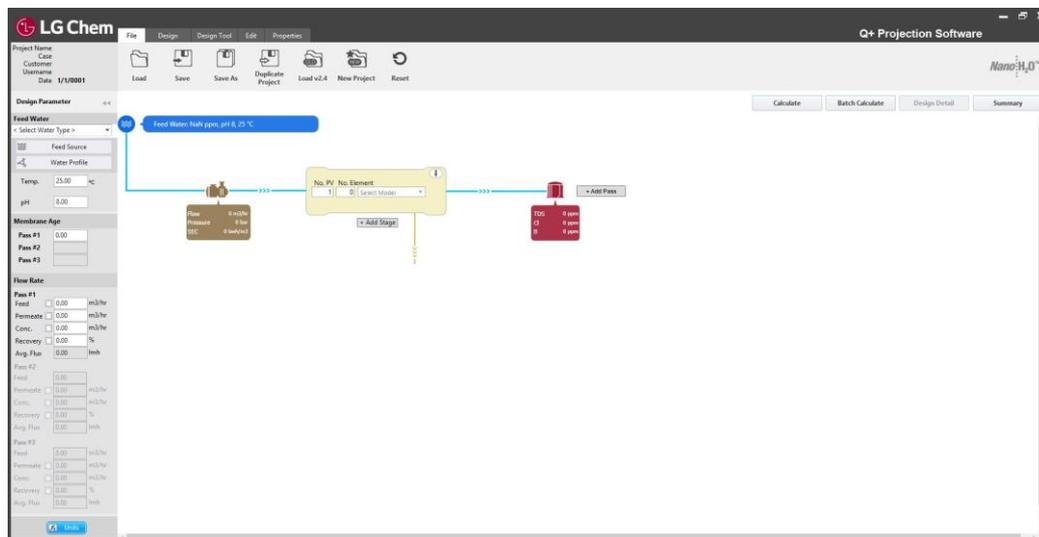


Figura 50. Vista general del software LG Chem Q+ Projection Software.

4.3.2 Descripción del modelo

El modelo se va a simular con la composición del agua de mar del Atlántico (tabla 8) y para ello se utiliza un pozo de extracción de agua de mar y con los valores por defecto que proporciona el programa:

Water Source Seawater-Well (SDI<3)

	Pass #1	Pass #2	Pass #3
Flow Loss	5.00 %	5.00 %	5.00 %
Salt Passage Increase	5.00 %	5.00 %	5.00 %
Membrane Age	3.00 Yr	0.00 Yr	0.00 Yr
Flow Factor	0.86	1.00	1.00
Safety Factor	1.00	1.00	1.00

Nano:H₂O™

Figura 51. Parámetros de la fuente de agua de alimentación.

Tabla 8. Composición del agua del Atlántico.

Constituyente	Atlántico
Temperatura	20°C
pH	8,0
Ca ⁺ , ppm	410
Mg ⁺ , ppm	1302
Na ⁺ , ppm	10812
K ⁻ , ppm	389
CO ₃ ⁻ , ppm	2,0
HCO ₃ ⁻ , ppm	143
SO ₄ ²⁻ , ppm	2713
Cl ⁻ , ppm	19441
F ⁻ , ppm	-
NO ₃ ⁻ , ppm	-
B ⁺ , ppm	4,5
SiO ₂ , ppm	-
TDS, ppm	35240

En cuanto a los caudales, se ha decidido que el caudal del permeado a simular debe ser de 3,78 m³/h con una recuperación del caudal del 45% (es decir, el caudal de agua desalada es el 45% del agua de alimentación), valores típicos en una instalación pequeña de desalación.

Para la recuperación de energía del flujo a alta presión se ha instalado un intercambiador de presión con los valores por defecto que facilita el software (figura 52). Este intercambiador es básicamente una cámara

isobárica que transfiere la energía a partir de un flujo residual a alta presión a un flujo de alimentación a baja presión.

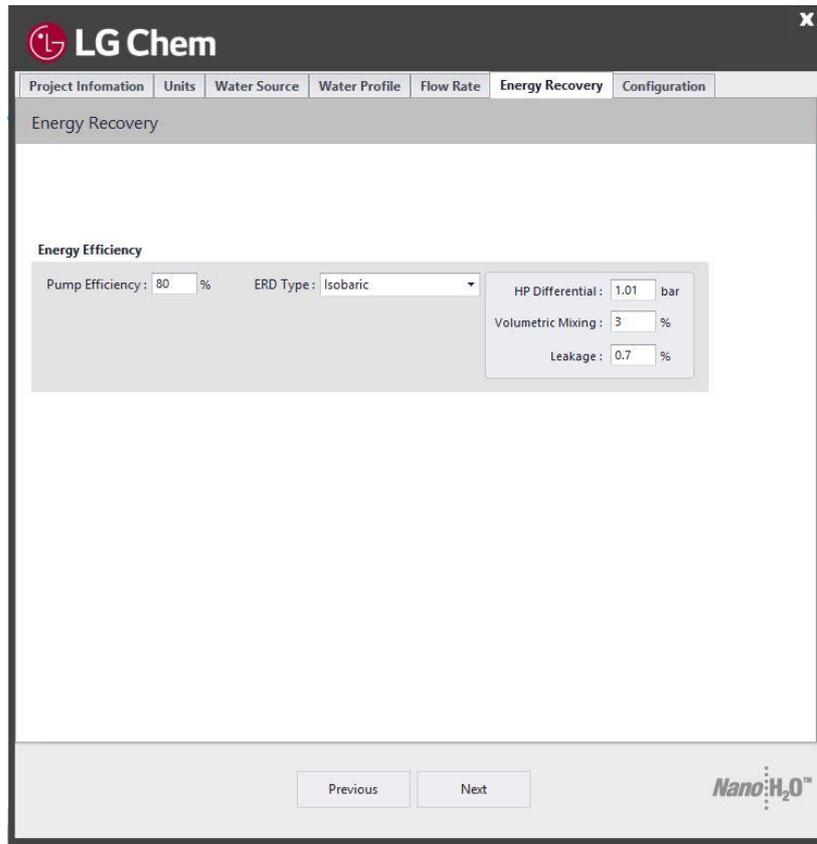


Figura 52. Parámetros de la recuperación de energía.

Por último, se ha escogido el tipo de membrana LG SW 400 ES, instalada en un único recipiente a presión compuesto por 8 elementos, por ser la membrana que menor consumo específico tiene, como se ve en la tabla 9.

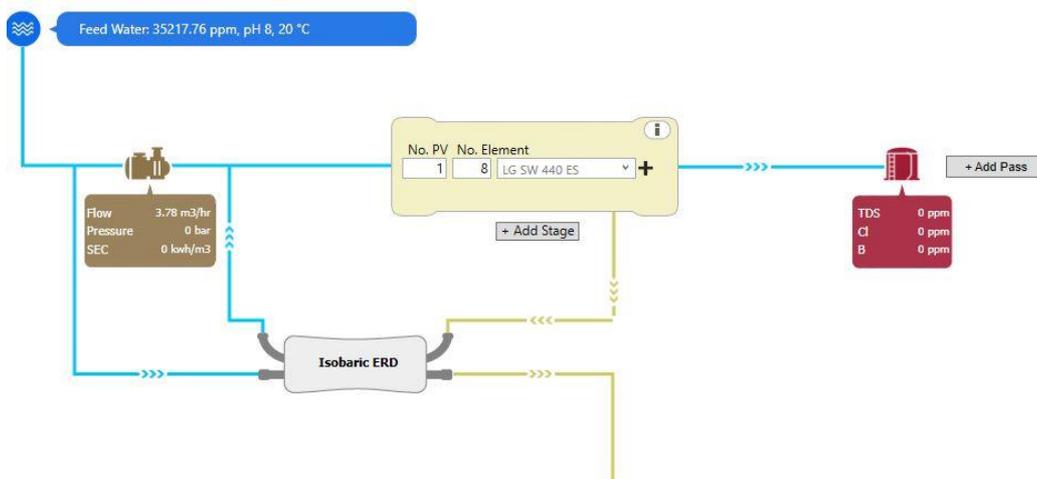


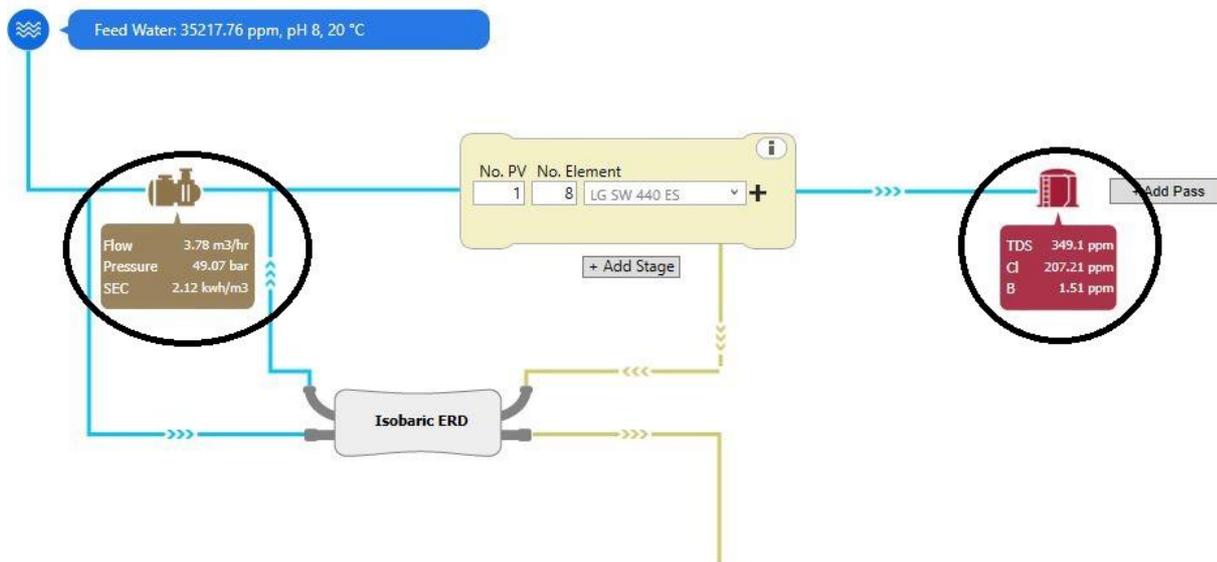
Figura 53. Diagrama de la instalación de desalación.

Tabla 9. Comparación de los 4 tipos de membrana LG SW 440.

	Caudal (m ³ /h)	Presión (bar)	SEC (kWh/m ³)	TDS (ppm)	Cl (ppm)	B (ppm)
LG SW 440 ES	3,78	49,07	2,12	349,1	207,21	1,51
LG SW 440 R	3,78	52,54	2,26	181,15	107,46	0,88
LG SW 440 GR	3,78	54,86	2,35	149,97	88,94	0,77
LG SW 440 SR	3,78	57,89	2,49	119,07	70,59	0,65

4.4 Resultados de la simulación

Una vez introducidos todos los parámetros necesarios, se procede a simular, dando como resultados los siguientes valores:

**Figura 54.** Diagrama de la instalación de desalación simulada.

La bomba debe elevar la presión del agua de alimentación hasta 49,07 bar y su consumo específico es de 2,12 kWh/m³. En cuanto a la calidad del permeado, se observa que el contenido en Cl es de 207,21 ppm, en B de 1,51 ppm y los TDS de 349,1 ppm. Estos valores confirman que cumplen con las exigencias de calidad, puesto que el contenido de TDS debe ser menor de 500 ppm y de B tiene que ser menor de 2 ppm.

Tabla 10. Resultados de la simulación de la desalación.

	Parámetro	Valor
Bomba	P	49,07 bar
	SEC	2,12 kWh/m ³
Permeado	TDS	349,1 ppm
	Cl	207,21 ppm
	B	1,51 ppm

Project name:	Water type: Atlántico	Membrane age: 3
Customer:	Flux loss per year: 5.00%	Safety factor: 1
Username:	Salt passage increase: 5.00%	

Permeate flow: 3.78 m ³ /hr	Average flux: 11.56 l/mh	Temperature: 20 °C
RO feed flow: 8.4 m ³ /hr	Water source: Seawater-Well (SDI<3)	Average NDP: 11.26 bar
Concentrate flow: 4.62 m ³ /hr	Feed TDS: 35217.76 ppm	Specific energy: 2.12 kWh/m ³
Recovery: 45 %	Feed osmotic pressure: 25.44 bar	Feed pressure: 49.07 bar
Number of elements: 8	Concentrate osmotic pressure: 46.06 bar	Permeate TDS: 349.1 ppm
ERD type: Isobaric	Pump efficiency: 82 %	Fouling factor: 0.86
Recirculation:		

	# of vessels	# of elements	RO feed flow m ³ /hr	Permeate flow m ³ /hr	Concentrate flow m ³ /hr	RO feed pressure bar	Concentrate pressure bar	Vessel DP bar	Boost pressure bar	Back pressure bar	Average flux lmh	Perm. TDS ppm
Stage 1	1.00	8.00	8.40	3.78	4.62	49.07	47.74	1.33	0.00	0.00	11.56	349.10

Water Analysis - Pass1

Species	Raw water	Adjusted feed	Concentrate Stage1	Permeate Stage1
Ammonium	0.00	0.00	0.00	0.00
Sodium	10,807.97	11,073.27	20,030.47	125.70
Potassium	388.85	398.40	720.03	5.30
Magnesium	1,301.51	1,333.46	2,421.68	3.43
Calcium	409.85	419.91	762.60	1.07
Strontium	0.00	0.00	0.00	0.00
Barium	0.00	0.00	0.00	0.00
Fluoride	0.00	0.00	0.00	0.00
Chloride	19,448.25	19,925.60	36,059.02	207.21
Sulfate	2,714.01	2,780.63	5,053.34	2.89
Nitrate	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbonate	3.16	3.27	5.94	0.00
Bicarbonate	139.65	143.05	258.46	2.00
Boron	4.50	4.61	7.15	1.51
Bromide	0.00	0.00	0.00	0.00
Silica	0.00	0.00	0.00	0.00
TDS	35,217.76	36,082.20	65,318.71	349.10
pH	8.00	7.99	8.00	6.29

Within Vessels - Pass1

	Position	RO feed flow m ³ /hr	Permeate flow m ³ /hr	Flux lmh	Element recovery %	Element DP bar	Net driving pressure bar	Polarization	Feed TDS ppm	Perm. TDS ppm
Stage 1										
LG SW 440 ES	1	8.40	1.14	27.98	13.61	0.27	16.92	1.17	36,083.83	113.47
LG SW 440 ES	2	7.26	0.84	20.55	11.57	0.22	13.10	1.14	41,754.04	171.84
LG SW 440 ES	3	6.42	0.60	14.69	9.36	0.18	9.89	1.11	47,198.40	260.54
LG SW 440 ES	4	5.82	0.42	10.34	7.29	0.16	7.34	1.08	52,045.79	391.75
LG SW 440 ES	5	5.39	0.30	7.26	5.53	0.14	5.41	1.06	56,095.11	580.76
LG SW 440 ES	6	5.10	0.21	5.15	4.14	0.13	4.00	1.04	59,328.23	845.04
LG SW 440 ES	7	4.89	0.15	3.73	3.11	0.12	3.00	1.03	61,847.81	1,197.89
LG SW 440 ES	8	4.73	0.11	2.77	2.38	0.12	2.29	1.02	63,799.88	1,636.05

Solubility - Pass1

	Solubility calculation	
	Feed	Concentrate
LSI	0.84	1.6
CaSO4	22.26 %	47.87 %
SrSO4	0 %	0 %
BaSO4	0 %	0 %
CaF2	0 %	0 %
SiO2	0 %	0 %
Stiff Davis Index	-0.71	0.02

Warnings - Pass1

Disclaimer: LG Chem Design is intended to be used by persons having the requisite technical skill, at their own discretion and risk. When using LG Chem Design, it is the user's responsibility to make provisions against fouling, scaling and chemical attacks, to account for piping and valve pressure losses, feed pump suction pressure and permeate backpressure. LG Chem shall not be liable for any error or miscalculation in results obtained by using LG Chem Design. Because use conditions and applicable laws may differ from one location to another and may change with time, users are responsible for determining whether products are appropriate for their use.

Figura 55. Hoja de resultados generada por el software de simulación de la desalación.

5 DESALACIÓN APLICADA A UN DISCO PARABOLOIDE CON MICROTURBINA DE GAS

Tras haber estudiado las tres partes del modelo independientemente, en este capítulo se unirán todos los componentes para obtener los resultados del sistema global, estableciendo una relación entre la radiación sobre el concentrador del disco y la producción de agua apta para consumo o permeado. Para ello, se utilizan los resultados parciales de los rendimientos de cada subsistema obtenidos en los apartados anteriores.

A partir de la radiación directa sobre Sevilla, se obtuvo en el apartado 2 la potencia térmica que recibía el receptor del disco paraboloide, mediante el cálculo previo del rendimiento del concentrador. Con esta potencia térmica se calienta aire que se hace pasar por el compresor y a continuación, por la microturbina de gas, la cual tiene un rendimiento (como se vio en el apartado 3) que representa la potencia eléctrica que cede. Esta potencia es la que se utiliza para hacer funcionar la bomba de agua de mar para la desalación, por lo que marcará el caudal que es capaz de mover. Por último, con ese caudal de agua salada y con los resultados obtenidos en la sección 4, se puede obtener el caudal de agua tratada, quedando todo el sistema relacionado completamente.

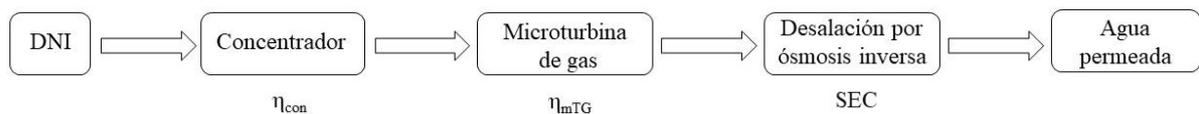


Figura 56. Esquema del sistema global.

Para obtener los resultados que se muestran más adelante, se ha utilizado la ecuación 5 aplicada a cada hora de un día típico de cada mes:

$$\text{Agua permeada} \left[\frac{m^3}{h} \right] = \frac{DNI \left[\frac{W}{m^2} \right] \cdot A_{con} [m^2] \cdot \eta_{con} \cdot \eta_{rec} \cdot \eta_{mTG} \cdot \frac{1 \text{ kW}}{1000 \text{ W}}}{SEC \left[\frac{kWh}{m^3} \right]} \quad [\text{Ec. 5}]$$

Esta expresión extendida a lo largo de un día proporciona el volumen de agua permeada en metros cúbicos que el modelo es capaz de generar. Multiplicando este volumen por el número de días del mes se obtiene la cantidad mensual de producto y haciendo igual para todos los meses se tiene el agua desalada para un año. El proceso seguido es el que se representa en la siguiente figura:

Hora del día (Enero)	DNI (W/m ²)	P _Q (kW)	η _{mTG}	Pwe (kWe)	SEC (kWh/m ³)	qV producto (m ³)	qV producto acumulado (m ³)
0.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
1.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
2.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
3.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
4.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
5.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
6.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
7.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	0.00
8.5	1.48	0.05	0.25	0.01	2.12	0.01	0.01
9.5	190.07	6.04	0.25	1.52	2.12	0.72	0.72
10.5	420.10	13.34	0.25	3.37	2.12	1.59	2.31
11.5	501.52	15.93	0.25	4.02	2.12	1.90	4.21
12.5	534.07	16.96	0.25	4.28	2.12	2.02	6.23
13.5	521.29	16.56	0.25	4.18	2.12	1.97	8.20
14.5	539.68	17.14	0.25	4.32	2.12	2.04	10.24
15.5	508.19	16.14	0.25	4.07	2.12	1.92	12.16
16.5	429.84	13.65	0.25	3.44	2.12	1.62	13.78
17.5	281.29	8.93	0.25	2.25	2.12	1.06	14.84
18.5	65.45	2.08	0.25	0.52	2.12	0.25	15.09
19.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	15.09
20.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	15.09
21.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	15.09
22.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	15.09
23.5	0.00	0.00	0.25	0.00	2.12	0.00	15.09

Figura 57. Proceso de cálculo del volumen de permeado para un día típico del mes de enero.

Para el caso del mes de enero, se obtienen 15,09 m³ de permeado, que, multiplicando por los 31 días que tiene enero, se obtienen 467,85 m³ en este mes. Procediendo de la misma manera para todos los meses del año, se obtienen los resultados mensuales y anual.

A continuación, se muestran gráficas que representan los resultados de los cálculos para cada mes, donde la radiación incidente representa la DNI.

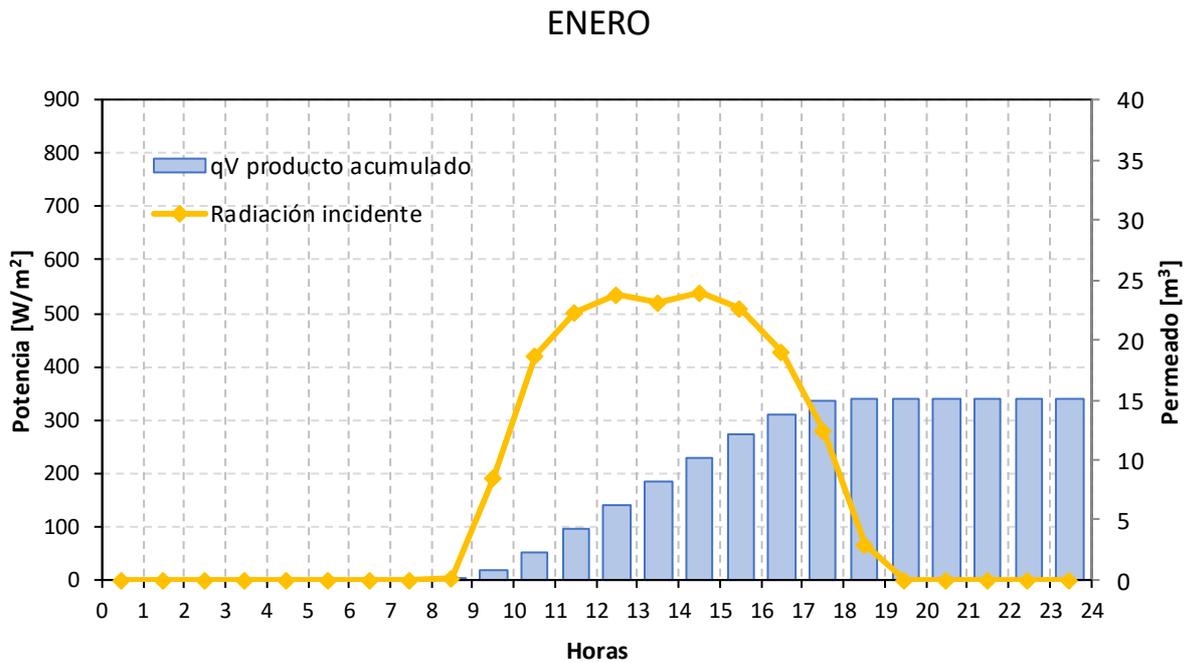


Figura 58. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de enero.

FEBRERO

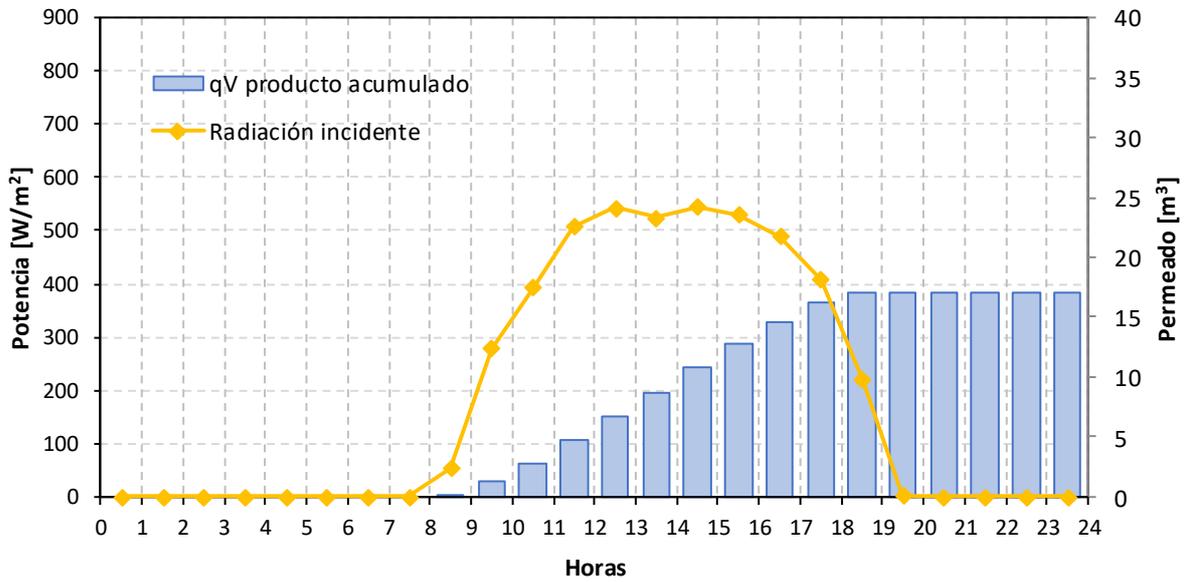


Figura 59. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de febrero.

MARZO

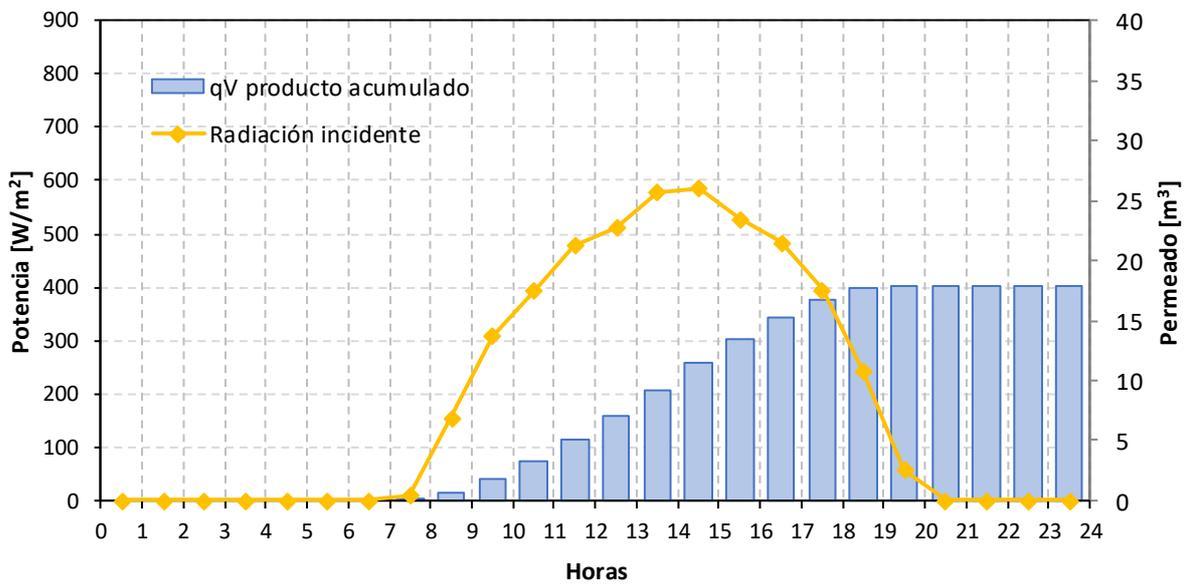


Figura 60. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de marzo.

ABRIL

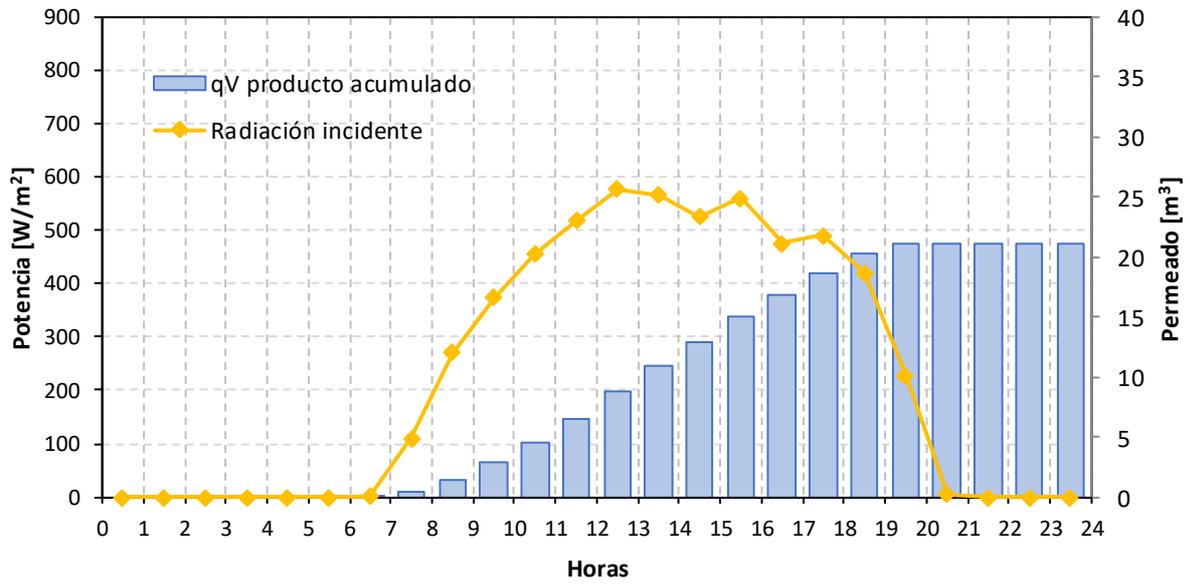


Figura 61. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de abril.

MAYO

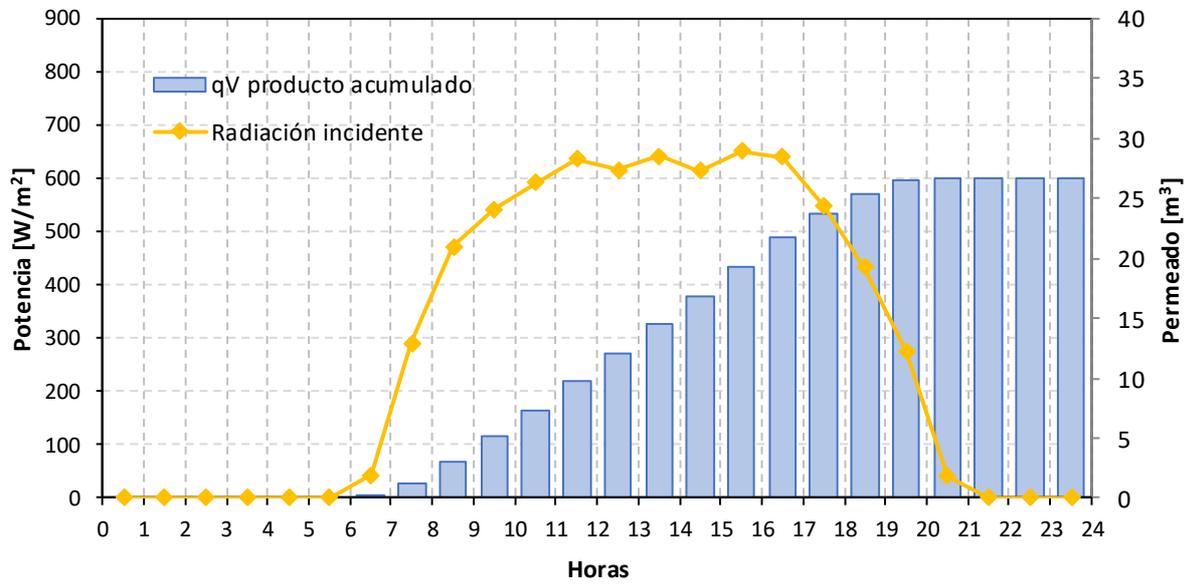


Figura 62. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de mayo.

JUNIO

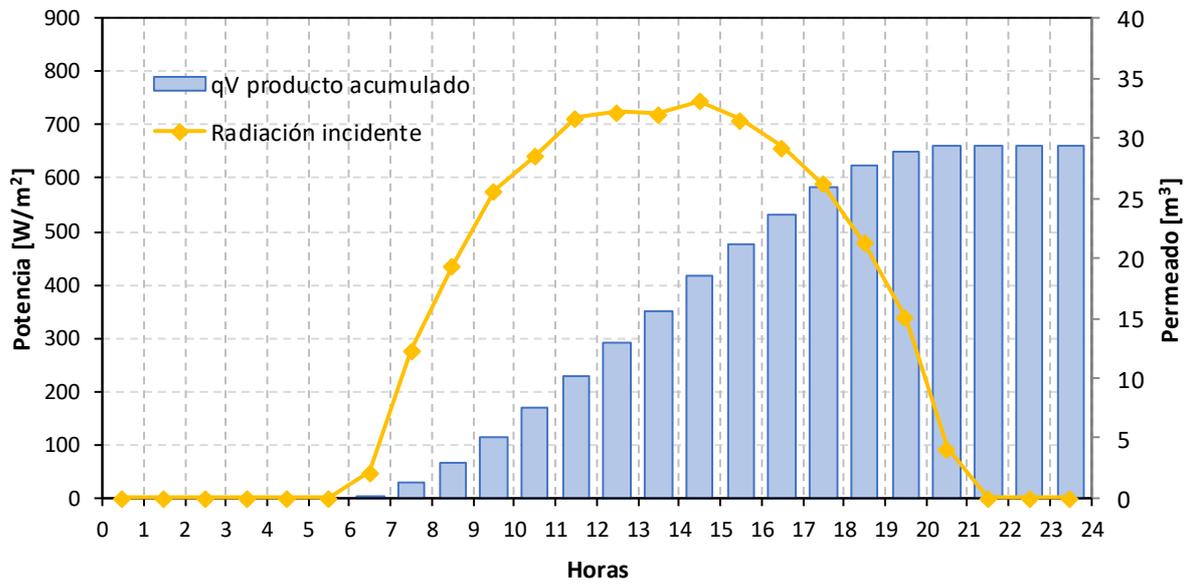


Figura 63. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de junio.

JULIO

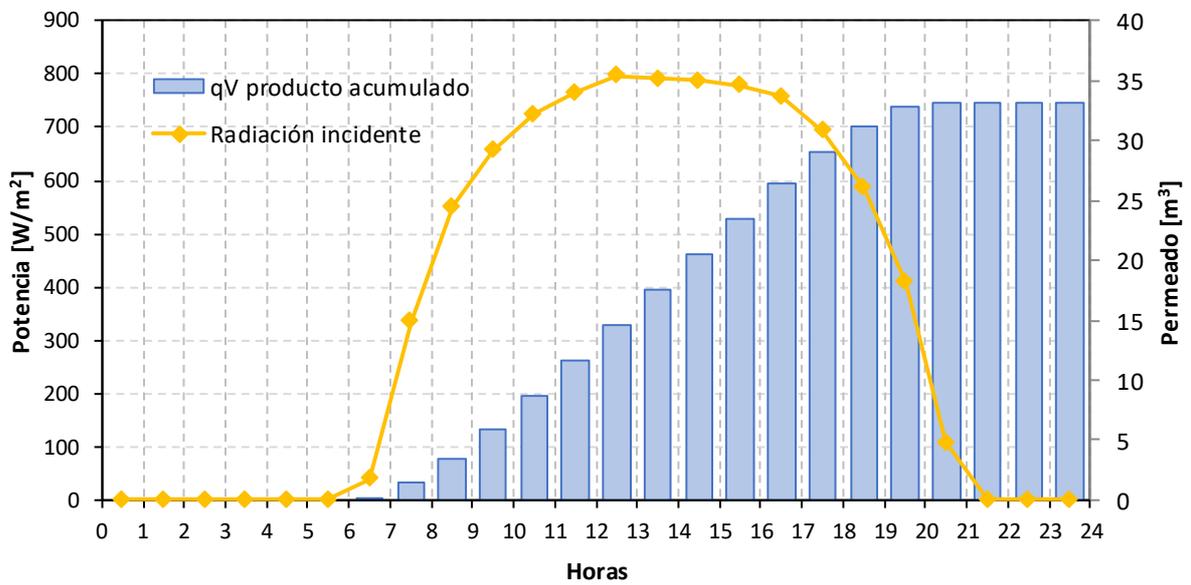


Figura 64. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de julio.

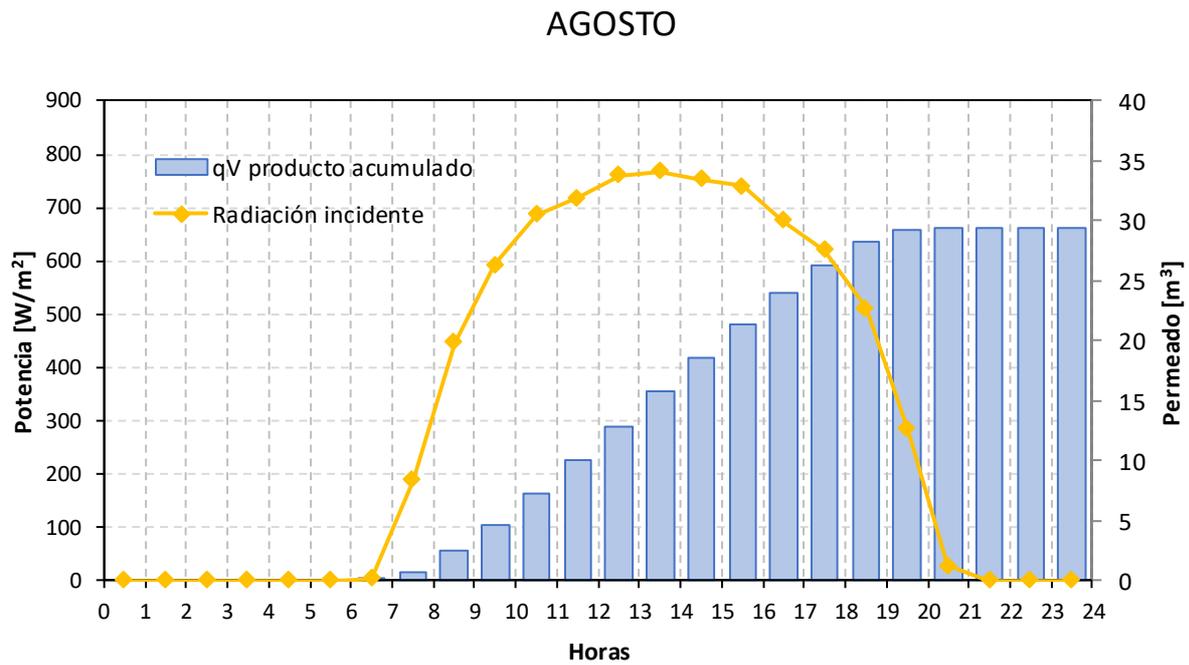


Figura 65. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de agosto.

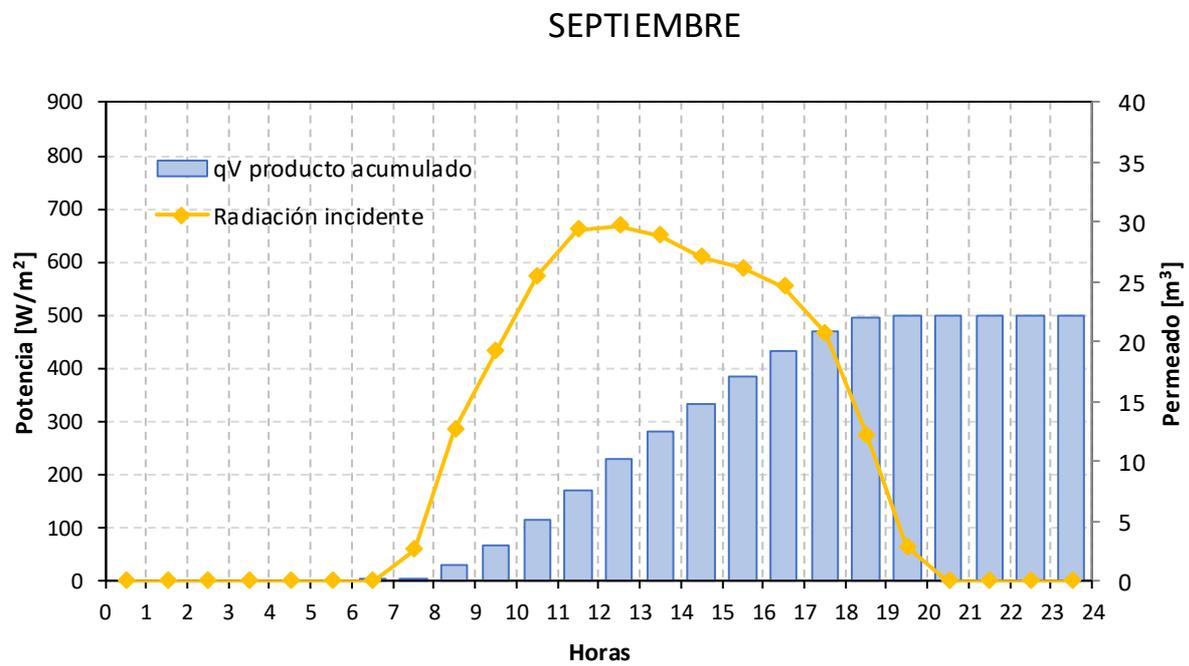


Figura 66. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de septiembre.

OCTUBRE

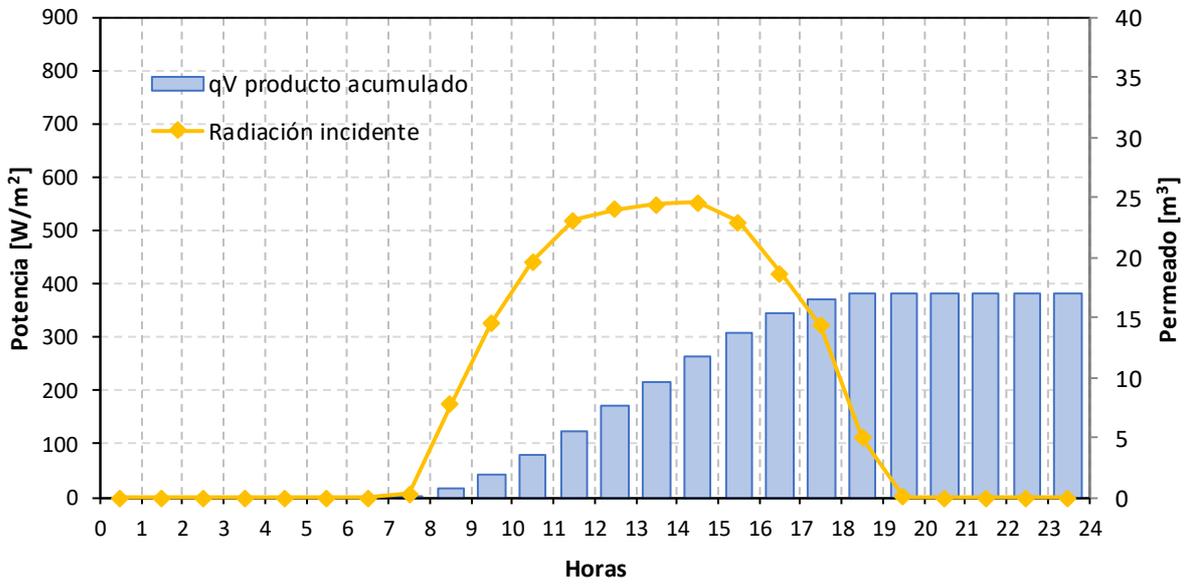


Figura 67. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de octubre.

NOVIEMBRE

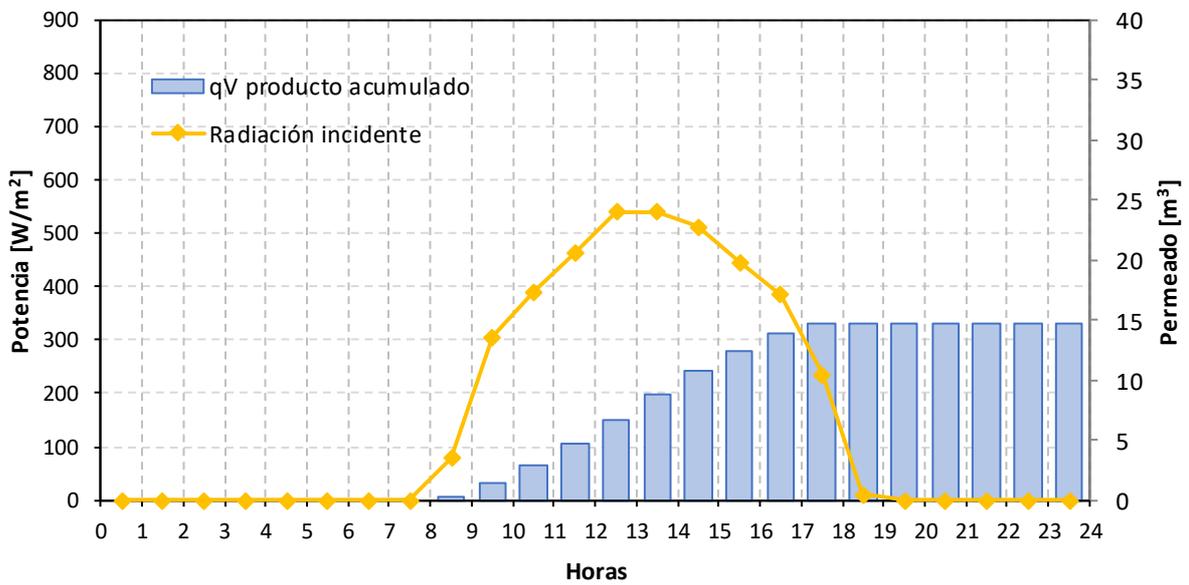


Figura 68. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de noviembre.

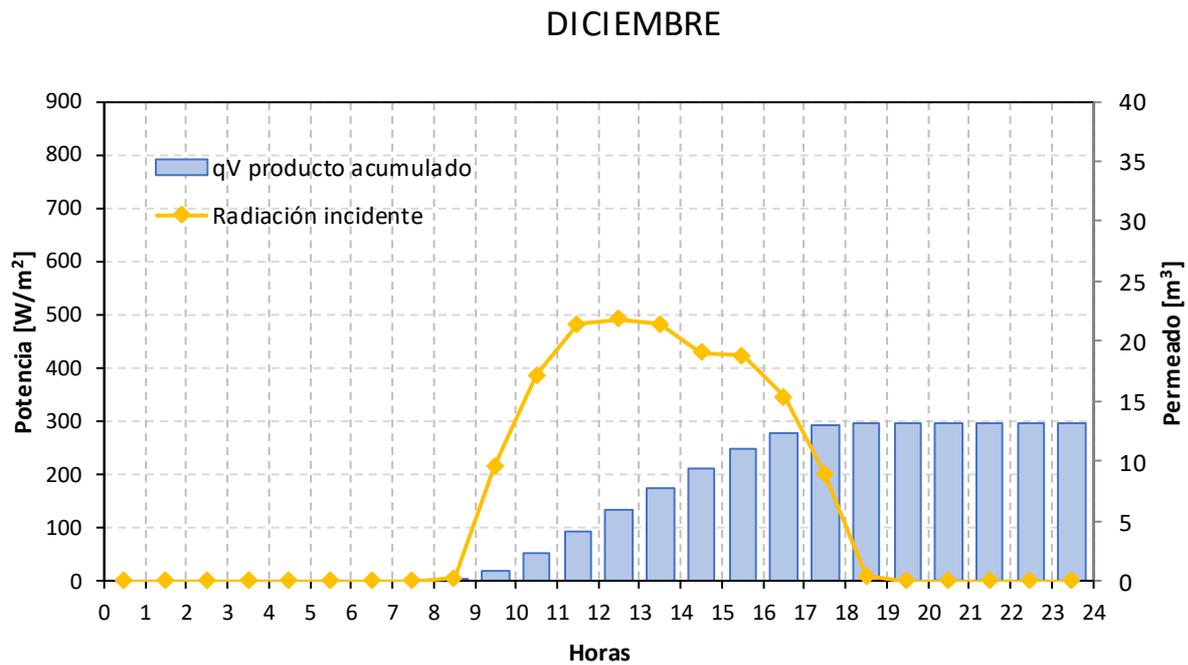


Figura 69. Radiación incidente y permeado obtenido en un día típico de diciembre.

Como se observa, en los meses centrales del año, donde la radiación alcanza sus niveles máximos, el volumen de agua permeada es mayor, llegando a superar los 30 m³ en un día como es el caso del mes de julio.

Unificando todos estos resultados, se obtienen las cantidades de permeado para cada mes y, sumando, para un año (tabla 11).

Tabla 11. Volumen de permeado acumulado mensual y anual.

Mes	qV producto acumulado mensual (m ³)	qV producto acumulado anual (m ³)
Enero	467,85	467,85
Febrero	476,45	944,30
Marzo	555,08	1499,39
Abril	632,99	2132,38
Mayo	824,19	2956,57
Junio	878,74	3835,31
Julio	1028,65	4863,96
Agosto	911,00	5774,96
Septiembre	666,84	6441,79
Octubre	526,02	6967,81
Noviembre	443,56	7411,38
Diciembre	406,44	7817,82

Producto acumulado mensual y anual

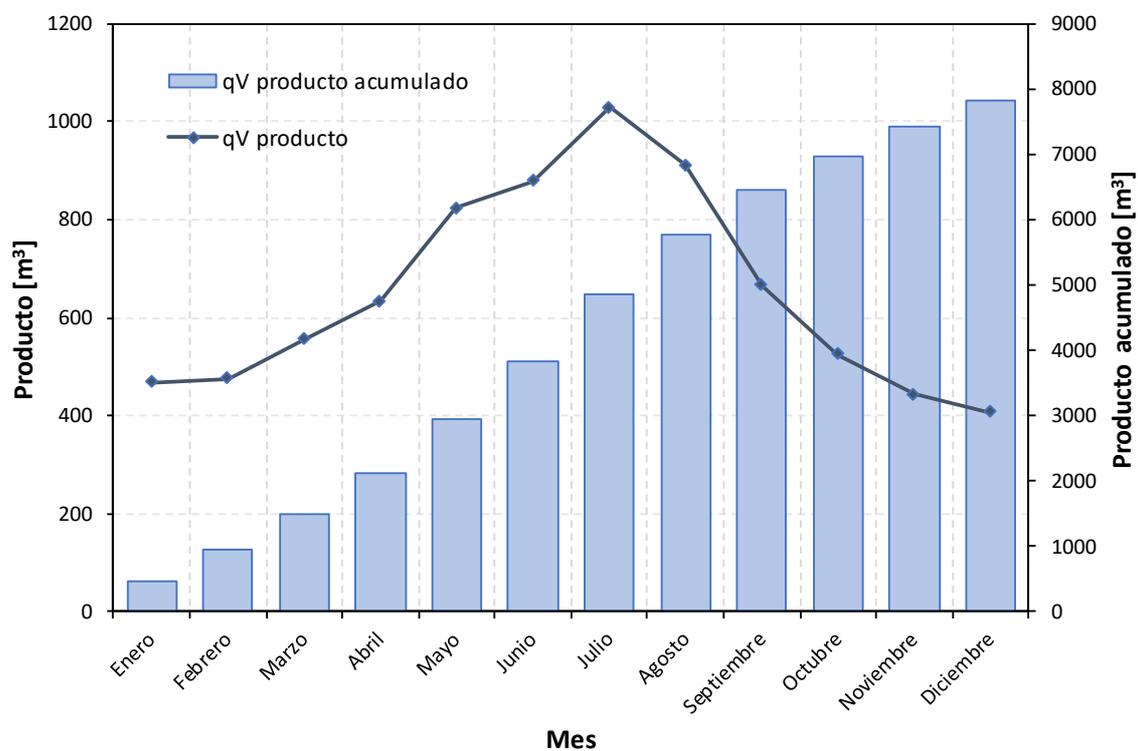


Figura 70. Representación del permeado producido mensual y anual.

Como se ve en la tabla 11, la cantidad de agua permeada anual puede alcanzar los 7.817,82 m³, para lo que se necesitarían más de 17.000 m³ de agua salada, ya que el porcentaje de recuperación que se ha introducido en el software de simulación es del 45%.

6 CONCLUSIONES

En este trabajo se ha realizado el análisis de una pequeña planta de desalación de agua de mar con el apoyo energético de la tecnología que se basa en el aprovechamiento de la energía solar mediante un disco paraboloide acoplado a una microturbina de gas. De este estudio se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- El rendimiento óptico del concentrador del disco paraboloide solar se ha comprobado que está en torno al 90%.
- El rendimiento de la microturbina de gas es del 25%.
- El consumo específico de la bomba que alimenta a la aplicación desaladora es de 2,12 kWh/m³.
- A mayor radiación incidente sobre el área de apertura del disco solar, mayor potencia genera la turbina, lo que provoca que el caudal que es capaz de mover la bomba sea mayor y, por consiguiente, mayor flujo de agua desalada genera el modelo. Por tanto, los meses de verano en el hemisferio norte (y los meses de invierno en el hemisferio sur), son los periodos óptimos en cuanto a caudal de agua desalada generada por el modelo. Hecho que resulta muy favorable, puesto que se produce en las etapas de mayor demanda y necesidad de consumo de agua de la sociedad.
- Con un único disco paraboloide de 7,5 m de diámetro y un receptor de 7 cm de diámetro, se podrían obtener casi 8.000 m³ de agua desalada en un año. Para aplicar este modelo a mediana o gran escala, se podrían implantar un mayor número de discos para obtener un mayor caudal de permeado al año. Esto conllevaría un gran aumento de costes y mayor terreno ocupado.

REFERENCIAS

- [1] Agencia Andaluza de la Energía.
- [2] https://cyt-ar.com.ar/cyt-ar/index.php/Irradiaci%C3%B3n_solar (Última consulta: 20/05/2019).
- [3] Transparencias de la asignatura Energía Solar en la Edificación.
- [4] <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/> (Última consulta: 20/05/2019).
- [5] Muñoz J. Proyecto Fin de Carrera: “Análisis estadístico de viabilidad de un sistema de disco Stirling” (2014).
- [6] Domingo Santana. Ponencia: “Nuevos Conceptos de Receptores Solares”. ETSI, Universidad de Sevilla. Diciembre, 2018.
- [7] <https://solarpaces.nrel.gov/> (Última consulta: 20/05/2019).
- [8] <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. (Última consulta: 20/05/2019).
- [9] <https://www.promes.cnrs.fr/index.php?page=eurodish-system> (Última consulta: 20/05/2019).
- [10] <https://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2010/10/18/131019> (Última consulta: 20/05/2019).
- [11] <http://www.centrales termosolares.com/centrales-de-d-parabolico-stirling> (capítulo 5 del manual del Curso Técnico General de Centrales Termosolares) (Última consulta: 20/05/2019)
- [12] Mancini T.R. “Solar-Electric Dish Stirling System Development”, (1997)
- [13] <https://www.pinterest.es/pin/360358407653350733> (Última consulta: 20/05/2019)
- [14] Plataforma Solar de Almería-CIEMAT. <https://www.psa.es/es/instalaciones/discos.php> (Última consulta: 20/05/2019).
- [15] Power technology. <https://www.power-technology.com/projects/maricopasolarplantar/>. (Última consulta: 20/05/2019).
- [16] SOLARPACES <https://solarpaces.nrel.gov/tooele-army-depot>. (Última consulta: 20/05/2019)
- [17] Hafez A. Z., Soliman A., El-Metwally K. A., Ismail I. M. “Solar parabolic dish Stirling engine system design, simulation, and thermal analysis”, *Energy Conversion and Management*, 126 (2016) pp. 66-75.
- [18] Ruelas J. E., Velázquez N., Beltrán R. “Diseño de un concentrador Solar Acoplado a un Motor Stirling Fijo” (2011).
- [19] <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-gonvarri-instala-estructura-soporte-seguimiento-solar-proyecto-biostirling-4ska-20160907190712.html> (Última consulta: 20/05/2019)
- [20] La Energía Solar. <https://www.laenergiasolar.org/energia-termica-solar/discos-parabolicos-stirling/> (Última consulta: 20/05/2019)

- [21] CSP Today. <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/el-problema-con-la-termosolar-de-disco-stirling> (Última consulta: 20/05/2019)
- [22] Andracka C. E. “Dish Stirling advanced latent storage feasibility”, *Energy Procedia*, 49 (2014) pp. 684 – 693.
- [23] Bravo Y., Carvalho M., Monné C., Pastor M. “Hybridization of Solar Dish-Stirling Technology: Analysis and Design”, *Environmental Progress & sustainable energy*, 33(4) (2014) pp. 1459 - 1466.
- [24] Larchet K., Guédez R., Topel M., Gustavsson L., *et al.* “Enhancing Economic Competitiveness of Dish Stirling Technology through Production Volume and Localization: Case Study for Morocco”, *AIP Conference Proceedings*, **1850**, 050002 (2017).
- [25] Macini T., Heller P., Butler B., Osborn B. *et al.* “Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status”, *Journal of Solar Energy Engineering*, **125** (2003) pp. 135 – 161.
- [26] <http://www.struttura-ca.com/nuovarch/enea2018/enea2018.htm> (Última consulta: 12/06/2019).
- [27] European Commission <https://cordis.europa.eu/project/rcn/106967/brief/es> (Última consulta: 12/06/2019).
- [28] Blanco M. J., Amieva J. M., Mancillas A. “The Tonatiuh Software Development Project: an open source approach to the simulation of solar concentrating systems”. *Comput Inf Eng*, 2005 (2005) pp. 64 – 157.
- [29] <https://github.com/iat-cener/tonatiuh/issues/93> (Última consulta: 20/05/2019)
- [30] Sandoval O., Castro B., Ungaretti M., García J., Molina, R. “Modelling, simulation and thermal analysis of a solar dish/Stirling system: A case study in Natal, Brazil”. *Energy Conversion and Management*, **181** (2019) pp. 189-201.
- [31] Morin G., Dersch J., Platzer W., Eck M., Häberle A. “Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants”. *Solar Energy*, **86** (2012) pp. 1 - 12.
- [32] Eddihibi F., Ben M., Balghouthi M., Guizani A. “Optical study of solar tower power plants”. *Journal of Physics: Conference Series*, **596** (2015).
- [33] Jaffe L. “Test results on parabolic dish concentrators for solar thermal power systems”. *Solar Energy*, **42**(2) (1989) pp.173 – 187.
- [34] Zanganeh G., Bader R., Pedretti A., Pedretti M., Steinfeld A. “A solar dish concentrator base don elipsoidal polyester membrane facets”. *Solar Energy*, **86** (2012) pp. 40 – 47.
- [35] System Advisor Model <https://sam.nrel.gov/> (Última consulta: 20/05/2019)
- [36] Semprini S., Sánchez D., De Pascale A. “Performance analysis of a micro gas turbine and solar dish integrated system under different solar-only and hybrid operating conditions”, *Solar Energy*, **132** (2016) pp. 279 - 293.
- [37] Rollán M. "Estudio termodinámico de la aplicación de un equipo de desalación al sistema solar de concentración de disco parabólico con microturbina de gas". *Trabajo de Fin de Grado* (2018).
- [38] <https://sites.google.com/site/membranasdeosmosisinversa/home> (Última consulta: 13/06/2019)
- [39] Máster en Sistemas de Energía Térmica. ETSI, Universidad de Sevilla, curso 2017/18

- [40] Veolia Water Technologies <https://www.youtube.com/watch?v=n8t9nU7wzLw> (Última consulta: 14/06/2019).
- [41] Kasaeian A., Rajaei F., Yan W. “Osmotic Desalination by Solar Energy: A Critical Review”. *Renewable Energy* (2018).