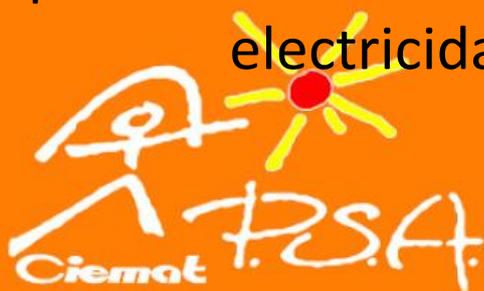


UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

Modelado y análisis tecno-económico de plantas híbridas FV-CSP para aplicaciones de electricidad y agua desalada.



Curso 2017/2018

Alumno/a:

Heber Reyes Valladares

Director/es:

Diego Alarcón Padilla
Manuel Pérez García



AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por brindarme salud y recursos para estar culminando esta etapa de mi vida y en segundo lugar a mi familia que a lo largo de los años me han enseñado que todo con constancia y trabajo duro se logra, sin importar que tan difícil parezca el desafío al inicio. También agradezco al programa Honduras 2020 por su apoyo económico durante mi estancia de estudios en España.

Agradezco a mis profesores y tutores que compartieron sus conocimientos. También agradezco a mis amigos que fueron un apoyo importante en el desarrollo integral de esta gratificante experiencia académica. Por último, gracias a la Universidad de Almería por haberme abierto las puertas y permitirme ser parte de este postgrado.

Concluye una etapa, pero vendrán más desafíos los cuales espero afrontar siempre con el apoyo de Dios, familia y amigos.

INDICE

AGRADECIMIENTOS.....	1
1. INTRODUCCION	8
1.1 Contexto Gran Canaria	8
2. RESUMEN	11
3. ABSTRACT	13
4. ETAPA DE DESARROLLO.....	15
5. REVISIÓN DE LITERATURA.....	16
5.1 Tecnologías CSP	16
5.2 Captadores cilindroparabólicos.	17
5.3 Almacenamiento térmico.....	20
5.4 Comparación de tecnologías CSP	22
5.5 Tecnologías FV	24
5.6 Conceptos elementales de la teoría de semiconductores	24
5.7 Parámetros Característicos de una célula solar	25
5.8 Tipos de celdas FV.....	25
5.9 Instalaciones fotovoltaicas.....	26
5.10 Comparación de tecnologías FV.....	28
5.11 Hibridación FV-CSP	29
5.12 El sistema híbrido FV-CSP no compacto	30
5.13 El sistema híbrido compacto FV-CSP.....	30
5.14 Avances recientes en la hibridación FV-CSP.....	31
5.15 Tecnologías de desalinización de agua.	32
5.16 Destilación MSF	32
5.17 Destilación MED.....	33
5.18 Ósmosis Inversa	34
5.19 Comparación entre las distintas tecnologías de desalinización.....	35
6. OBJETIVOS.....	36
7. METODOLOGÍA.....	37
7.1 Geometría del movimiento terrestre	37
7.2 Movimiento aparente del Sol.....	38
7.3 Herramientas informáticas	39
7.4 Dimensionamiento CSP	39
7.5 Definición de los Parámetros de la Planta en el Punto de Diseño.....	39
7.6 Cálculo del Caudal de Aceite por Cada Fila de Captadores en el Punto de Diseño	41
7.7 Cálculo del número de filas paralelas necesario	46

7.8	Dimensionamiento tanques de sales fundidas.....	46
7.9	Dimensionamiento FV	47
7.10	Selección de componentes.....	47
7.11	Modelo FV	49
7.12	Modelo CSP	53
7.13	Esquema híbrido CSP+FV.....	57
7.14	Modelo Ósmosis Inversa	58
7.15	Validación de los modelos matemáticos desarrollados	59
7.16	Evaluación económica	60
7.17	Simulación.....	64
8.	RESULTADOS.....	65
8.1	Análisis Técnico.....	65
8.2	Análisis económico (LCOE)	67
8.3	Producción de agua desalada.....	68
8.4	Caso 1 Ósmosis inversa + CSP	69
8.5	Caso 2 Ósmosis inversa + FV	69
8.6	Caso 3 Ósmosis inversa + CSP+ FV	70
8.7	Caso 4 Ósmosis inversa + CSP+ Grid (Red).....	71
8.8	Caso 5 Ósmosis inversa + FV+ Grid (Red).....	71
8.9	Caso 6 Ósmosis inversa + CSP+FV+ Grid (Red).....	72
8.10	Análisis económico (LWC)	72
8.11	Emisiones de CO ₂ y Bonos de Carbono	73
9.	CONCLUSIONES.....	75
10.	BIBLIOGRAFIA	77
11.	ANEXOS	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1-1 Consumo de agua Islas Canarias 2015 en Hm³	9
Tabla 4-1 Cronograma de desarrollo del TFM	15
Tabla 5.3-1 Propiedades de Sales fundidas	22
Tabla 0-1 Comparación de tecnologías CSP	22
Tabla 5.10-1 Comparación de tecnologías FV [21]	28
Tabla 5.14-1 Proyectos de Hibridación FV+CSP 2013-2015	31
Tabla 5.19-1 Comparación de tecnologías de desalinización	35
Tabla 7.10-1 Datos eléctricos del módulo fotovoltaico SunPower T5-SPR-305	48
Tabla 7.10-2 Configuración de la planta fotovoltaica 50 MW	49
Tabla 7.11-1 Ecuaciones aplicadas al modelo de la planta FV 50 MW	51
Tabla 7.12-1 Ecuaciones aplicadas al modelo de la planta CSP	55
Tabla 7.15-1 Validación de modelo CSP Arcosol 50 MW	59
Tabla 7.15-2 Validación de modelo FV DeSoto 25 MW	60
Tabla 7.16-1 CAPEX Planta CSP	61
Tabla 7.16-2 CAPEX Planta FV	63
Tabla 7.16-3 CAPEX Ósmosis Inversa	64
Tabla 8.10-1 LWC Casos 1-6	72
Tabla 8.11-1 Reducción de emisiones y LWC casos 1-6	74

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Esquema de planta CSP con almacenamiento térmico [13]	22
Figura 2 Curva característica V-I modulo FV	25
Figura 3 Esquema de instalación FV autónoma o aislados	27
Figura 4 Esquema de instalaciones FV conectadas a la red	27
Figura 5 Clasificación de Hibridación FV-CSP [24]	29
Figura 6 Esquema de una desalinizadora MSF	33
Figura 7 Esquema de una desalinizadora MED.....	34
Figura 8 Esquema de una desalinizadora Ósmosis Inversa	35
Figura 9 Trayectoria terrestre alrededor del Sol	37
Figura 10 Movimiento aparente del sol en el hemisferio norte	38
Figura 11 Esquema de un lazo de captadores CCP	45
Figura 12 Esquema de una planta FV	47
Figura 13 Diagrama de flujo simulador planta FV	51
Figura 14 Interfaz modelo generador FV en Simulink	52
Figura 15 Interfaz modelo generador FV en Simulink	52
Figura 16 Interfaz modelo planta FV en Simulink	52
Figura 17 Diagrama de flujo simulador planta CSP	55
Figura 18 Subsistema de Almacenamiento Térmico en Simulink	56
Figura 19 Subsistema de bloque de potencia en Simulink.....	57
Figura 20 Simulación de planta híbrida FV-CSP sin límite de potencia	64
Figura 21 Simulación de planta híbrida FV-CSP con límite de potencia	64
Figura 22 Generación mensual de planta FV	65
Figura 23 Perfil de generación FV a lo largo de las estaciones del año	66
Figura 24 Generación mensual de planta CSP	66
Figura 25 Generación mensual de planta FV-CS.....	67
Figura 26 Flujo de Capital y costes por unidad de potencia instalada \$/KW	68
Figura 27 LCOE (coste nivelado de la energía) en Euros.....	68
Figura 28 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP.....	69
Figura 29 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV.....	70
Figura 30 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV+CSP.....	70
Figura 31 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP+Red	71
Figura 32 producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV+Red	71
Figura 33 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP+FV+Red	72
Figura 34 Factor de capacidad y fracción solar de los casos 1-	73
Figura 35 Valor de bonos de carbono 2017-Julio 2018	74

NOMENCLATURA

CSP	Concentrating solar power
FV	Fotovoltaico
LCOE	Levelized costo of energy
LWC	Levelized water cost
Grid	Red eléctrica Primaria
CCP	Colector Cilindroparabólico
TES	Thermal energy System
MSF	Multi Stage Flash
MED	Multi effect distillation
OI	Ósmosis Inversa
I	Corriente en Amperios
I_{SC}	Corriente de cortocircuito
V_{SC}	Voltaje de circuito abierto
I_L	Corriente fotogenerada
I_D	Corriente de oscuridad
k	Constante de Boltzmann
V_M	Voltaje de máxima potencia
I_M	Corriente de máxima potencia
P_M	Punto de máxima potencia
FF	Factor de forma
η	Eficiencia de conversión energético
DC	Corriente directa
AC	Corriente Alterna
FC	Factor de capacidad
HTF	Fluido calor transportador
PR	Performance ratio
RO	Reverse osmosis
r	Distancia de trayectoria de traslación Tierra-Sol
r_0	Distancia promedio trayectoria de traslación Tierra-Sol
ϵ_0	Excentricidad de trayectoria elíptica Tierra-Sol
d_n	Día juliano
T_{IN}	Temperatura HTF a la entrada al campo solar
T_{OUT}	Temperatura HTF a la salida al campo solar
ϕ	Ángulo de incidencia
N	Número de captadores a conectar en serie dentro de una fila
ΔT	Incremento de temperatura deseada en el campo solar
ΔT_C	Diferencia entre la temperatura a la entrada y salida de un captador
A_c	Área de apertura o captación del captador, (m ²)
E_d	Irradiancia solar directa, (W/m ²)
η_{Optico}	Rendimiento óptico pico
$K(\phi)$	Modificador por ángulo de incidencia
F_e	Factor de ensuciamiento del captador ($0 < F_e < 1$)

$P_{Q,colector \rightarrow ambiente}$	Pérdidas térmicas en el captador (W)
μ	Viscosidad dinámica del fluido (kg/m.s)
V	La velocidad del fluido (m/s)
D	Diámetro interior del tubo absorbedor (m)
P	Densidad del aceite, en este caso VP-1 (Kg/m ³)
q_m	Flujo másico de HTF
Q_L	Pérdidas térmicas por unidad de longitud
$P_{Q,colector \rightarrow Fluido}$	Calor transferido al aceite por la radiación solar
HLE	La relación entre la hora local estándar
HSV	Hora solar verdadera
l_{ref}	Longitud de referencia 0° (Greenwich)
l_i	Longitud del emplazamiento
E_T	Desviación en duración de un día solar
τ	Angulo diario
θ	Angulo horario
δ	Declinación
Q_{TES}	Energía almacenada
Q_{sf}	Energía entregada del campo solar
Q_{BOP}	Energía demandada por el bloque de potencia
P_{rw}	Producción diaria de agua desalada
CE_{oi}	Consumo específico ósmosis inversa
P_E	Potencia eléctrica
$CAPEX$	La inversión inicial del proyecto
$OPEX$	Los costos de mantenimiento y operación de la planta
K	La tasa de descuento
E_t	Producción anual de energía eléctrica
n	Vida útil de la planta
D_t	Producción anual de agua desalada

1. INTRODUCCION

Desde hace algunos años, gran parte de la población mundial ha empezado a sufrir los efectos del cambio climático, con el aumento de sequías en regiones áridas, el desfase de las estaciones con inviernos más cortos y veranos más largos en las regiones tropicales [1]. Los gobiernos de una gran cantidad de países reconocen que el cambio climático es un problema de toda la humanidad y se han comprometido a dar respuesta progresiva y eficaz ante este problema. El excesivo uso de combustibles fósiles y la dependencia energética de la actual sociedad a los mismos ha ligado una serie de sucesos que nos han puesto en este preámbulo de catástrofe global, por lo que la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera es una tarea esencial en las acciones a realizar para mitigar el daño ambiental. Por todo ello el uso y desarrollo de energías renovables es un foco de interés para establecer un nuevo modelo de desarrollo sostenible a largo plazo, manteniendo el nivel de confort en las sociedades modernas y siendo a la vez amigable con el medio ambiente.

En las zonas con una geografía particular (islas) donde los recursos de agua potable y la transmisión de red eléctrica son limitadas, la implementación y desarrollo de nuevos sistemas basados en energías renovables, en este caso la energía solar, son una solución prometedora por el amplio mercado a cubrir. En la actualidad las tecnologías conocidas como CSP (Concentrating Solar Power) y FV (Fotovoltaica) están en una fase madura donde se han alcanzado importantes avances en la utilización del recurso solar para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, debido a la intermitencia intrínseca de la radiación solar, los sistemas de generación de energía eléctrica basados en energía solar requieren un factor de capacidad que satisfaga la demanda de la red primaria; al combinar ambas tecnologías se esperan obtener significativos beneficios como una mejor calidad de generación eléctrica, una mayor eficiencia de generación, una reducción de costos y, sumado a lo anteriormente dicho, está su idoneidad para desarrollarlas a gran escala [2]. Por otro lado, estos sistemas permiten la cogeneración de agua desalada por medio de procesos de ósmosis inversa (OI) o del uso del proceso de destilación multiefecto (MED), ofreciendo una solución integral para poblaciones en islas donde, por lo general, carecen de fuentes abundantes de agua potable y cuya red eléctrica es débil limitando el desarrollo socioeconómico de estos lugares. Por todo ello, este trabajo de investigación se basará en el estudio tecno-económico de una planta híbrida CSP+FV+OI

1.1 Contexto Gran Canaria

Gran Canaria pertenece al archipiélago de las Islas Canarias, que consta de siete islas principales y seis islas o islotes de dimensiones reducidas. La superficie total del archipiélago es 7,492 km², siendo la isla habitada más pequeña La Graciosa (29 km²), y la más extensa, Tenerife (2,034 km²), seguido de Fuerteventura (1,655 km²) y Gran Canaria (1,560 km²). Sólo dos islas (Tenerife y La Palma) poseen una elevación mayor

de 2,000 metros; la más alta corresponde al Teide con 3,718 m, el pico más alto de España.

En las Islas Canarias, entre los principales rubros donde se distribuye el agua tenemos: el sector urbano, sector agrícola, sector de turismo y, en menor escala, el sector industrial. Es preciso tener en cuenta que la demanda de agua, en cada uno de los sectores potencialmente consumidores, está sujeto a variar de una isla a otra, dependiendo de diversos factores como culturales, tecnológicos e incluso climatológicos. También, es relevante recordar que el comportamiento en el consumo, entre los sectores que presentan una mayor demanda de suministro, experimentan una evolución temporal. Así, el desarrollo económico y tecnológico experimentado desde hace algunas décadas ha generado el descenso del sector agrícola en algunas zonas a favor del sector industrial o turístico.

En las Islas Canarias, tanto el crecimiento poblacional como el desarrollo de cada uno de los sectores económicos marcaron la tendencia en el uso del agua. Cada una de las islas tiene características y / o singularidades propias, lo que ha llevado a los sectores económicos a desarrollarse de forma diferente en cada isla. Actualmente, el sector terciario, principalmente turismo y actividades relacionadas, genera más del 70% de la riqueza regional. El turismo ha experimentado una fuerte expansión desde los años 60 que ha llevado a la revitalización de las poblaciones costeras y a la creación de grandes complejos. Las islas de mayor actividad turística son Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote y Fuerteventura.

Prácticamente, las aguas de Gran Canaria se destinan en gran parte para uso agrícola, doméstico, turístico e industrial. La siguiente tabla muestra el promedio de demanda de agua de los sectores en cada una de las islas en 2015, según lo informado por el Gobierno de Canarias [3].

Lugar	Urbano	Turístico	Recreativo	Industrial	Agrícola	Total
Lanzarote	1516	7.41	1.48	0.7	1.2	25.95
Fuerteventura	10.42	5.55	2.7	0.66	0.97	20.3
Gran Canaria	66.93	16.74	11.87	8.28	63.3	167.12
Tenerife	89.3	30.96	9.53	8.66	91.1	229.55
La Gomera	1.41	0.46	1.47	0.07	4.5	7.91
La Palma	7.26	2.63	0	0.38	62.8	73.07
El Hierro	0.9	0.07	0	0.08	2.2	3.25

Tabla 1.1-1 Consumo de agua Islas Canarias 2015 en Hm3

Debido a su geografía los recursos hídricos en Canarias son limitados y a medida que los recursos naturales merman a consecuencia de la sobreexplotación ocasionada por el incremento de las demandas de agua y estos se extienden a zonas cada vez más amplias y con menos recursos naturales, se hace necesario introducir tecnologías para la desalación de agua de mar. Por tanto, el coste energético constituye una parte fundamental en la determinación del coste total del metro cúbico tanto en el agua

subterránea como en la desalada. Para la desalación, descontando la amortización de la inversión, la energía representa más del 80% del coste total. Para una planta desaladora de ósmosis inversa de construcción reciente con membranas de última generación y que cuente con recuperadores de cámaras isobáricas, un consumo eléctrico de entre 2.5 y 3.0 kWh/m³ de agua dulce producida está considerado dentro de los consumos energéticos esperados [3]. El coste final dependerá del origen de la energía y en su caso de la tarifa aplicada.

Otro de los factores importantes a considerar en este escenario es el cambio climático cuyos efectos han modificado paulatinamente los climas y desfasado las estaciones del año; en los últimos años se han reportado temperaturas máximas en el archipiélago y al añadir la quema de bosques y escasas precipitaciones, condujeron a una alerta por la escasez de agua, dando un papel preponderante a las plantas de desalinización, que proporcionaron en el verano de 2017 el 86% del agua para consumo principalmente del sector doméstico en la isla de Gran Canaria.[4]

2. RESUMEN

La necesidad de las sociedades en mantener un ritmo de desarrollo que se acople a las exigencias de la actualidad, demanda una cantidad significativa de recursos causando un desgaste en el medio ambiente. Entre los principales recursos requeridos para este fin están la energía eléctrica y el agua potable, ambos piedras angulares para el desarrollo y progreso de cualquier sociedad, por lo que en un gran número de países el uso de energías renovables se ha convertido en la hoja de ruta marcada hacia un desarrollo sostenible, con el propósito de reducir los efectos negativos de la actividad industrial al medio ambiente. En este trabajo se analizó la aplicación de energías solares para la producción de agua desalada por medio de ósmosis inversa; las tecnologías seleccionadas responden principalmente a su avanzado estado de madurez e implementación por sí solas a nivel mundial y su promisoría capacidad de acoplarse y complementarse potenciando las bondades de cada una de ellas en el sistema híbrido.

El lugar elegido para este estudio es la Isla de Gran Canaria ya que el clima de Canarias, aparte de su posición geográfica (subtropical), es condicionado por un número de factores, dependiendo de la altitud y la orientación, como son la topografía compleja, vientos y estratificación en capas, la proximidad de África, frente al Sáhara, y la corriente fría de Canarias. Todo esto se traduce, en general, en temperaturas suaves y estables. La precipitación en las Canarias es irregular, aunque más intensa en los meses de invierno. Es por ello que la planta híbrida está configurada por una planta con tecnología CSP CCP de 50 MW_e, con los captadores orientados norte-sur y 14 horas de almacenamiento para asegurar una máxima producción en los meses de verano los cuales coinciden con la época de menor precipitaciones y aumento de la demanda de agua principalmente en el sector turístico y una planta de módulos fotovoltaicos de una capacidad instalada de 50 MW_e con una inclinación de 25°; el modo de operación de la planta híbrida es dar prioridad a la producción de energía fotovoltaica y utilizar la planta CSP como agente de gestionabilidad del sistema en su conjunto, asegurando dentro de lo posible un suministro constante de potencia eléctrica al proceso de ósmosis inversa.

En el capítulo 2 se hace una breve descripción de las tecnologías CSP, FV y de desalación, al igual que se exponen los avances en el estudio y desarrollo de proyectos híbridos CSP+FV; en el capítulo 3 se dan a conocer los objetivos de este trabajo; en el capítulo 4, se detallan la metodología, dimensionamiento y aplicación de los modelos utilizados para la simulación de la planta híbrida respectivamente. En el capítulo 5 se muestran los resultados obtenidos de seis casos para la producción de agua desalada, tres casos responden a una planta de OI autónoma alimentada únicamente con energía solar y tres casos a una planta alimentada principalmente con energía solar, pero utilizando la red como respaldo y asegurar una producción constante a lo largo del año. De los resultados podemos inferir que la mejor opción es la utilización de la planta CSP+FV+OI para la producción de agua ya que ofrece un menor LWC. Variando el 44% con respecto al LWC de una planta de ósmosis inversa conectada 100% a la red,

pero la reducción anual de 96,453.67 toneladas de CO₂ debe considerarse que alivian sustancialmente el estrés medioambiental. La operación de la planta híbrida CSP+FV entrega un factor de capacidad anual del 60% haciendo muy competitivo el LCOE en relación al LCOE CSP al utilizar de una manera más eficiente el recurso solar disponible y explotar las ventajas que ofrecen cada tecnología solar por separado; por lo anteriormente dicho se obtiene un resultado prometedor para la aplicación de este tipo de proyectos.

3. ABSTRACT

The need for societies to maintain a pace of development that meets today's demands, demands a significant amount of resources causing a wear and tear on the environment, among the main resources required for this purpose are electricity and drinking water, both cornerstones for the development and progress of any society, so that in a large number of countries the use of renewable energy has become the roadmap towards sustainable development, with the aim of reducing the negative effects of industrial activity on the environment. In this work, the application of solar energy for the production of desalinated water by means of reverse osmosis was analyzed. The selected technologies respond mainly to their advanced state of maturity and implementation on their own worldwide and their promising capacity to adapt and complement each other, enhancing the benefits of each of them in the hybrid system.

The place chosen for this study is the island of Gran Canaria since the climate of the Canary Islands, apart from its geographical (subtropical) position, is conditioned by a number of factors, depending on altitude and orientation, such as the complex topography, winds and stratification in layers, the proximity of Africa, facing the Sahara, and the cold current Canarias. All this generally translates into mild and stable temperatures. Rainfall in the Canary Islands is irregular, although more intense in the winter months. This is why the hybrid plant is made up of a plant with 50 MW_e CSP CCP technology, with north-south oriented collectors and 14 hours of storage to ensure maximum production in the summer months, which coincide with the season of lower rainfall and increased water demand, mainly in the tourism sector, and a photovoltaic module plant with an installed capacity of 50 MW_e and an inclination of 25°; The operating mode of the hybrid plant is to give priority to the production of photovoltaic energy and to use the CSP as a management agent of the system as a whole, ensuring as far as possible a constant supply of electrical power to the reverse osmosis process.

Chapter 2 provides a brief description of CSP, PV, and desalination technologies, as well as the progress made in the study and development of hybrid CSP+PV projects; Chapter 3 provides information on the objectives of this work; Chapter 4 details the methodology, sizing and application of the models used for the simulation of the hybrid plant, respectively. Chapter 5 shows the results obtained from six cases for the production of desalinated water, three cases from an autonomous OI plant powered solely by solar energy and three cases from a plant powered mainly by solar energy but using the network as a backup and ensuring a constant production throughout the year. From the results we can infer that the best option is to use the CSP+PV+OI plant for water production as it offers a lower LWC. Varying 44% from the LWC of a 100% grid-connected reverse osmosis plant, but the annual reduction of 96453.67 tonnes of CO₂ should be considered to substantially alleviate environmental stress. The operation of the hybrid plant CSP+PV delivers an annual capacity factor of 60%, making

the LCOE very competitive in relation to the LCOE CSP by making more efficient use of the available solar resource and exploiting the advantages offered by each solar technology separately. Therefore, the aforementioned results are promising for the application of this type of project.

4. ETAPA DE DESARROLLO

Tabla 4-1 Cronograma de desarrollo del TFM

Etapa	Proceso	Fecha Inicio	Duración	Fecha Fin
Anteproyecto	Solicitud de TFM	15/04/2018	18	03/05/2018
	1era Tutoría TFM	04/05/2018	2	06/05/2018
	Consolidar Publicaciones Científicas	07/05/2018	3	10/05/2018
	Elaborar 1er Borrador de Anteproyecto	11/05/2018	1	12/05/2018
	Corrección de 1er Borrador de Anteproyecto	13/05/2018	1	14/05/2018
	Visto Bueno de Tutores y Cargar a Campus Virtual	15/05/2018	1	16/05/2018
Estructura y Revisión de Literatura	Leer Artículos y publicaciones	15/05/2018	7	22/05/2018
	Resumir Literatura	23/05/2018	7	30/05/2018
	Comparación de Tecnologías CSP / FV	31/05/2018	6	06/06/2018
	Propuesta de Hibridación CSP+FV	07/06/2018	5	12/06/2018
Objetivos y Metodología	Aprender a Programar en los softwares de simulación	16/05/2018	20	05/06/2018
	Elaborar Modelo CSP	06/06/2018	5	11/06/2018
	Elaborar Modelo FV	12/06/2018	5	17/06/2018
	Elaborar Modelo RO	18/06/2018	5	23/06/2018
	Elaborar Esquema Híbrido CSP+FV	24/06/2018	5	29/06/2018
	Elaborar Esquema de planta CSP+FV+RO	30/06/2018	5	05/07/2018
	Validaciones de Modelo CSP	06/07/2018	2	08/07/2018
	Validaciones de Modelo FV	09/07/2018	2	11/07/2018
	Validaciones de Modelo CSP+FV	12/07/2018	2	14/07/2018
	Validaciones de Modelo RO	15/07/2018	2	17/07/2018
	Evaluación Económica	18/07/2018	2	20/07/2018
Resultados y Conclusiones	Análisis Técnico Variación de Paneles FV	15/07/2018	3	18/07/2018
	Análisis Técnico Factor de Planta	19/07/2018	3	22/07/2018
	Análisis Técnico Generación eléctrica planta CSP+FV	23/07/2018	3	26/07/2018
	Análisis Técnico parámetros de operación de Planta	27/07/2018	2	29/07/2018
	Análisis Económico LCOE de una planta CSP	30/07/2018	2	01/08/2018
	Análisis Económico LCOE de una planta FV	02/08/2018	2	04/08/2018
	Análisis Económico LCOE de una planta CSP+FV	05/08/2018	2	07/08/2018
	Análisis Económico LCOE y LWC de una planta CSP+FV+RO	08/08/2018	2	10/08/2018
	Conclusiones	11/08/2018	4	15/08/2018
	Revisión y visto bueno de tutores para presentar TFM	16/08/2018	5	21/08/2018

5. REVISIÓN DE LITERATURA

En el presente capítulo se hace un resumen sobre los diferentes aspectos a considerar para una mejor comprensión del trabajo. Al igual se expondrán las diferentes opciones tecnológicas existentes. Por último, se describirán los avances e investigaciones de la hibridación de las tecnologías CSP y FV.

5.1 Tecnologías CSP

El cambio en la producción de energías finitas y contaminantes por fuentes renovables no es la única transformación por la cual el sistema energético está pasando. Centrándose en el sistema eléctrico, podemos ver que su modo de operación es fuertemente centralizado y jerárquico: grandes instalaciones de generación generalmente remotas de los emplazamientos de consumo, conectados a éstos a través de un sistema jerárquico de redes de transmisión y distribución. Esta filosofía de operación es intrínsecamente ineficiente y favorece la falta de solidaridad, además de desarrollar inconvenientes de confiabilidad en el suministro.

Las desventajas de esta estructura actual son obvias. El sistema energético exige una mejora enfocada en una nueva manera de funcionamiento, altamente descentralizada o distribuida, dando mejor aprovisionamiento de recursos energéticos locales y optimizando distancias de centros de generación a puntos de consumo. Esta nueva estructura será más sostenible, solidaria y potencialmente más eficiente, permitiendo e incentivando el desarrollo de aplicaciones de cogeneración en sectores tan diversos como la industria, servicios o incluso el sector residencial.

El comportamiento del sistema de energía en los últimos años apunta en esa dirección, aunque esta transición todavía está en muchos casos desorientada, considerando que este proceso está sujeto a fluctuaciones y debe enfrentar desafíos significativos. En esta transición, mecanismos y estructuras inevitables del sistema tradicional de energía coexisten con elementos que propician la evolución del sistema.

La tecnología CSP ha mostrado un crecimiento significativo en los últimos años, desde una capacidad instalada de 0.6 GW (finales de 2009) a una capacidad instalada de 4.8 GW de capacidad instalada (finales de 2016), principalmente debido al impulso en España a la energía solar en este período de tiempo. Las proyecciones para el año 2022 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) son que la generación de energía eléctrica con la tecnología CSP duplique su valor reportado a finales de 2017 y alcance una capacidad instalada de 10 GW. [5].

La finalidad de una central termosolar es producir electricidad a partir de la radiación solar directa, gracias a la concentración de la energía solar que posteriormente se transforma en térmica. En primer lugar, la radiación solar directa es capturada en el sistema, donde se transforma en energía térmica (incremento entalpía) de un fluido de

trabajo para pasar al bloque de alimentación en que la referida energía térmica se transforma en trabajo y energía eléctrica.

Estos procesos requieren el uso de varios dispositivos que generalmente incluyen sistemas de intercambio de calor que funcionan con diferentes fluidos, equipos auxiliares de control y monitoreo, motores eléctricos que impulsan las diferentes bombas por donde circulan los fluidos de trabajo. La hibridación de la planta CSP con otra fuente de energía renovable o convencional provee una alternativa de contribución energética solar más fiable, abriendo la posibilidad de lograr una gestión más estable y responder a la demanda de la red.

Otra ventaja distintiva e importante de esta tecnología es la capacidad de almacenar calor, lo que permite planificar la producción de electricidad durante la noche o durante los períodos nublados. El almacenamiento térmico actualmente es mucho más económico que almacenar electricidad en baterías [6]. Las principales tecnologías que concentran la radiación solar directa son las siguientes: Captadores cilindroparabólicos, concentradores lineales de Fresnel, receptor central (torre) y discos parabólicos.

A continuación, sólo la tecnología de CCP (Captadores parabólicos) se explica, ya que esta se utilizará a lo largo del presente trabajo. También se explican las formas de almacenamiento térmico disponibles hoy en el mercado y una comparación de la tecnología de los CCP se hace con respecto a las otras tecnologías de las plantas CSP para justificar su elección.

5.2 Captadores cilindroparabólicos.

Las centrales de concentración de energía solar funcionan bajo el principio de redirigir la radiación solar en un punto determinado, aumentando así la irradiación en el absorbedor o receptor que contiene el fluido caloportador del sistema. Este procedimiento permite aumentar la temperatura del fluido muy por encima de la temperatura ambiente.

El grupo de dispositivos a través de los cuales la energía del Sol es transferida y almacenada se llama campo solar. En el campo solar la radiación solar es concentrada por espejos cóncavos y absorbida en un fluido conveniente de transferencia de calor. Este fluido será responsable de transferir la energía obtenida al agua que más tarde impulsará las turbinas del BOP (Bloque de potencia) en forma de vapor.

El campo solar es el elemento que ocupa una extensa superficie de la planta solar térmica. En él, una multiplicidad de captadores cilindroparabólicos se organizan en bucles. Los bucles o lazos son el conjunto de captadores que giran alrededor de un eje horizontal a través de servomotores. Todos los captadores de un bucle girarán el

mismo número de radianes de acuerdo con lo especificado por el autómata que controla el bucle o los operadores encargados de controlar el campo solar. Esta es la principal característica del lazo. [7]

Los CCP son los elementos ocupados para concentrar la radiación solar. Estos dispositivos, de unos 12 metros de longitud, se acoplan a una longitud de 150 metros. Los colectores cilindroparabólicos están agrupados en líneas de 600 metros formando un lazo generalmente en forma de U, 300 metros en la salida y 300 metros en el camino de vuelta. En la salida del circuito, el fluido debe estar en la temperatura deseada. Cada bucle o lazo generalmente consiste en 4 o 6 captadores. En el primer trayecto, el fluido circula a una temperatura más baja, ya que en el circuito entra a unos 290 °C y, en la salida del circuito, el fluido debe haber alcanzado una temperatura un poco inferior a los 400 °C.

En los captadores se emplean componentes especiales. Los espejos curvados están formados de cristal transparente recubierto de plata con un grosor de entre 4 mm y 5 mm. Los espejos individuales tienen un tamaño de 2 a 2.8 metros cuadrados. Más del 98% de la radiación solar incidente en el espejo se refleja al tubo absorbedor montado en la línea focal del captador. Con la radiación solar concentrada se lleva a cabo un incremento en la temperatura de un fluido de transferencia de calor (HTF) en el tubo absorbedor a un rango que no supera los 400 °C .

Los tubos de absorción, también llamados receptores, constan en un tubo de metal a través del cual fluye el fluido de transferencia de calor y un recinto de vidrio. El espacio entre ambos tubos se mantiene al vacío. Este vacío aísla la tubería de metal y, por lo tanto, reduce las pérdidas de calor [8]. Los receptores necesitan ser fabricados de materiales especiales y recubrimientos, ya que gran parte de radiación solar debe penetrar sin reflexión a través del tubo de vidrio y alcanzar el tubo metal donde se absorbe.

Para centrales solares de captadores parabólicos, la temperatura de trabajo del fluido de transferencia de calor se sitúa entre 150 °C y 400 °C ya que en este tipo de plantas se utiliza comúnmente aceites térmicos sintéticos para transportar el calor. Los aceites sintéticos empleados hoy en día en plantas comerciales se degradan al alcanzar una temperatura superior a 400°C [9]. Esta degradación conduce a un menor rendimiento de la planta y aumenta el riesgo de causar daños a los dispositivos en los que este aceite está involucrado. Si la temperatura alcanzada es inferior a 150 °C, un desempeño óptimo de la planta no podría ser asegurado, siendo conveniente seleccionar otro tipo de planta para ese fin.

Para asegurar un rendimiento óptimo en la planta, cada una de las filas está equipada de un sistema de control que permite seguir la trayectoria del Sol. La posición del Sol es determinada por una base de datos o por medio de un mecanismo de enfoque. Generalmente, la posición de los espejos es controlada por un operador dentro de la planta. Para desplazar el conjunto de espejos en cada captador, se requiere de un sistema hidráulico gobernado por un servomotor. Además, las filas se operan

mediante un dispositivo de seguridad que desenfoca los CCPs si el fluido de transferencia de calor alcanza la temperatura máxima de operación.

El bloque de potencia está formado por turbinas acopladas a un alternador que genera la electricidad producida por la planta. También constituyen en esta parte de la planta precalentadores, evaporadores y sobre calentadores que llevan el agua a las condiciones necesarias para mover las turbinas. Además, hay economizadores que se alimentan de las extracciones de las turbinas que aportan un ahorro de energía del campo solar para calentar el agua. Otro dispositivo necesario es el condensador, que será conectado a una torre de enfriamiento.

El ciclo comúnmente utilizado en este tipo de planta es el ciclo de Rankine con recalentamiento y regeneración.

El ciclo se compone principalmente en los siguientes pasos [10]:

1. El vapor entra en el cuerpo de alta presión de turbinas.
2. Una fracción del vapor se pasa a los precalentadores de alta presión por varias extracciones del cuerpo de turbinas.
3. El vapor a la salida del cuerpo de alta presión pasa por un sobrecalentador de fluido térmico antes de entrar en el cuerpo de turbinas de baja presión.
4. El vapor pasa por el cuerpo de baja presión.
5. Una fracción del vapor se pasa a los precalentadores de baja presión por varias extracciones del cuerpo de turbinas.
6. El vapor pasa por un condensador en el que alcanza un estado líquido.
7. El agua es bombeada a través de unos intercambiadores con el vapor de extracción del cuerpo de baja.
8. El agua pasa por un desgasificador para eliminar partículas gaseosas, posteriormente, vuelve a intercambiar calor con el vapor de extracción de alta antes de pasar por el generador de vapor.
9. El agua pasa por el generador de vapor en el que intercambia calor con el fluido térmico hasta alcanzar las condiciones de entrada a la turbina.

Las extracciones de vapor se mezclan, ya en estado de líquido saturado, con el agua a la salida del condensador para volver al sistema.

Los cuerpos de turbinas suelen dividirse en dos: el cuerpo de alta presión y el cuerpo de baja presión.

El cuerpo de baja presión es el que provee el mayor porcentaje de la energía producida por la planta. Esto se debe a que la presión más baja hace que la temperatura de evaporación del agua disminuya, lo que hace que los saltos térmicos crezcan y, por lo tanto, el salto entálpico y la potencia obtenida también lo sean.

El cuerpo de alta presión permite aprovechar la energía del fluido a la entrada de los cuerpos de turbinas y, por lo tanto, aumenta el rendimiento de la planta.

El precalentamiento intermedio entre los dos cuerpos de turbinas tiene como función principal impedir la formación de pequeñas gotas de agua dentro del cuerpo de baja presión. Estas gotas pueden ocasionar corrosión y daños por impacto de dichas gotas a las turbinas que componen este cuerpo.

Actualmente, la mayoría de las centrales térmicas solares tienen un sistema de almacenamiento de energía. En el caso de la instalación CCP, el almacenamiento más utilizado a escala industrial está constituido por dos depósitos de sales fundidas: un tanque almacena sales a alta temperatura y el otro almacena sales a baja temperatura. Estos tanques intercambian calor con el fluido térmico que, a su vez, intercambia calor con el agua que mueve las turbinas. El almacenamiento provee de autonomía a la planta durante un cierto número de horas, durante las cuales no hay radiación solar suficiente para abastecer la demanda de energía eléctrica.

5.3 Almacenamiento térmico

La adopción de sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES - Thermal Energy Storage) se ha vuelto común en las plantas CSP que se han construido en los últimos años, así como en las plantas que se están construyendo actualmente o están siendo diseñadas para el futuro. Más del 80% de las plantas CSP que se están construyendo poseen TES y ese porcentaje aumenta a 88% en plantas cilindroparabólicas y de torre con receptor central [11]. El aumento de la incorporación del almacenamiento térmico en las centrales termosolares se debe a la mejora en la gestionabilidad (dispatchability) de las fluctuaciones en la generación eléctrica como consecuencia de las condiciones atmosféricas y la extensión del suministro energético más allá de las horas de sol entregando potencia base. El calor puede ser almacenado de tres maneras: como calor latente, como calor sensible y termoquímico.

Por su manera de operación en la planta termosolar existen principalmente dos tipos de almacenamiento: un almacenamiento directo y otro indirecto:

a) En el almacenamiento directo el fluido de transferencia de calor que pasa por el campo solar es el mismo fluido que se almacena en los tanques, de modo que hay un intercambio de materia entre el sistema de almacenamiento y el campo solar. El intercambio de materia previamente mencionado debe ser nulo para mantener las presiones de la central en los valores nominales. Por lo tanto, cuando el líquido térmico se añade al tanque de almacenamiento caliente, ese mismo flujo debe ser bombeado al tanque de almacenamiento en frío. Por otro lado, si se genera más energía que la demanda de la red, el fluido caliente será extraído al tanque de almacenamiento de temperatura más alta agregando el HTF del tanque frío al campo solar. Este sistema brinda la ventaja de prescindir de un intercambiador entre el

campo y los tanques de almacenamiento y trabajar bajo un flujo continuo del HTF entrando y saliendo del TES.

b) En el almacenamiento indirecto, el sistema sólo intercambia el calor con el campo solar, lo que permite utilizar un fluido más alineado con las necesidades de almacenamiento del sistema, en este caso, serán sales fundidas. El sistema de almacenamiento indirecto requiere un intercambiador para transferir calor de los tanques a la planta y viceversa. Cuando se requiere una potencia más elevada que la generada, las sales fundidas se bombean del tanque caliente al tanque frío, pasando a su vez a través del intercambiador, transfiriendo así la energía necesaria para el fluido de transferencia de calor. Cuando la generación excede la demanda, el efecto opuesto ocurrirá, las sales serán bombeadas del depósito frío al caliente, absorbiendo el calor del HTF a través del intercambiador. Este sistema supone incrementar la inversión en un intercambiador más, pero mejora el rendimiento del sistema de almacenamiento térmico. Un típico esquema de planta CSP con almacenamiento indirecto se puede observar en la figura 1

Se suelen utilizar sales fundidas como fluido de almacenamiento debido a que cumplen las condiciones de funcionamiento sin problema. Otros fluidos, como el agua, no alcanzan una temperatura de evaporación suficientemente alta para las condiciones requeridas, y otros, como los aceites térmicos, registran presiones de vapor considerablemente alta.

Estas sales fundidas son conocidas como sal solar (solar salt) y están compuestas de un 60% de NaNO_3 y de un 40% de KNO_3 . Estas sales pueden operar entre 240 °C y 600 °C. Su baja presión de vapor las obliga a alojarse en tanques grandes para aumentar su confiabilidad. Además, son sustancias estables y no contaminantes para el ambiente.

Las principales ventajas de un sistema de almacenamiento se pueden enumerar a continuación:

- Permite aumentar las horas de operación de la planta y aumentan, por lo tanto, los beneficios que se pueden obtener de esta.
- Permite a la planta abastecer picos de demanda.
- Mejora la operatividad de la planta ya que evitan el paro durante períodos de radiación insuficiente debido, por ejemplo, al bloqueo de una nube.
- Incrementa la confiabilidad del equipo reduciendo el número de paradas y arranques que la planta debe realizar.

Las sales de fusión más utilizadas en el sector industrial son Hitec, Hitec XL y la sal solar, pero vale la pena mencionar que se han formulado otras mezclas que aún no son comerciales [12]. La sal solar, que consiste en 60% de NaNO_3 y 40% de KNO_3 , es relativamente barata y tiene la temperatura de funcionamiento más alta. Sin embargo, su gran desventaja es que solidifica a 220 °C lo que implica un cuidado muy exhaustivo en la temperatura del sistema y la adopción de sistemas anti-solidificación. En la se

puede observar un cuadro comparativo de las sales fundidas mencionadas anteriormente.

Tabla 5.3-1 Propiedades de Sales fundidas

Sal	Composición (%Peso)	Punto de Fusión Max. (°C)	Max. Temperatura	Costo (USD/Kg)
Sal Solar	NaNO ₃ - KNO ₃ (60-40)	220	585	0.49
Hitec	NaNO ₃ -KNO ₃ -NaNO ₂ (7-53-40)	142	450-538	0.93
Hitec XL	NaNO ₃ -KNO ₃ -Ca(NO ₃) ₂ (7-45-48)	120	480-505	1.43

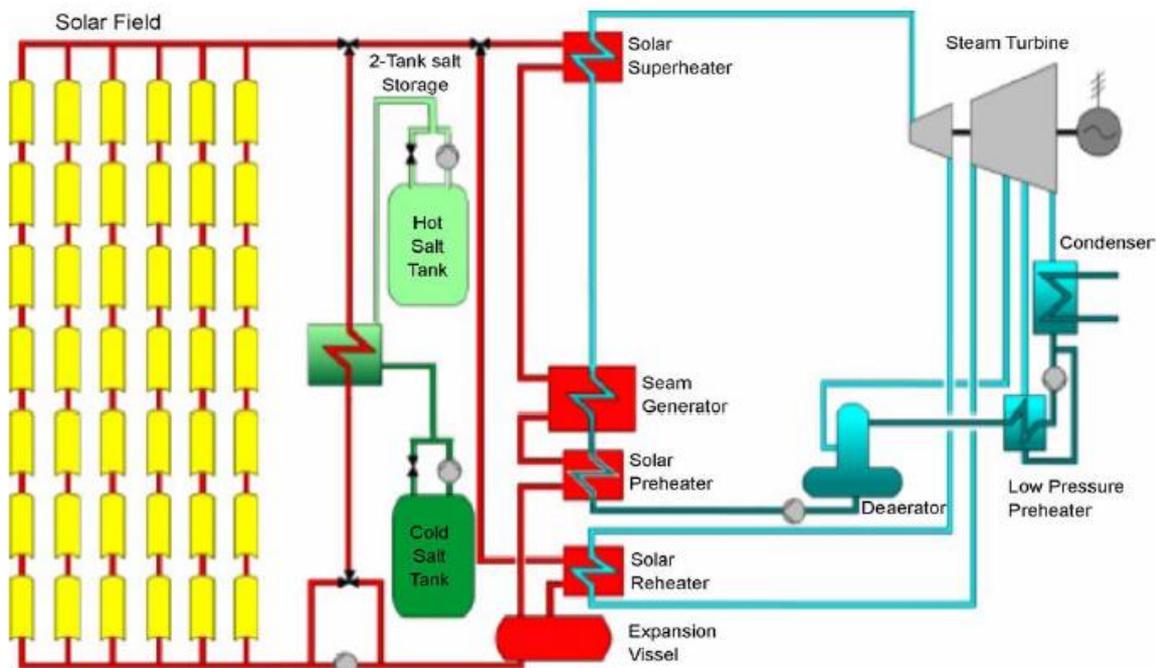


Figura 1 Esquema de planta CSP con almacenamiento térmico [13]

5.4 Comparación de tecnologías CSP

Comparando las diferentes tecnologías CSP se aprecian diferencias significativas desde el concepto a la aplicación práctica de cada una. La **Tabla 5.4-1** muestra un cuadro comparativo con ventajas y desventajas de cada tecnología. Se puede observar que la tecnología de captadores cilindroparabólicos ofrece madurez comercial y experiencia, altas temperaturas de operación, altas capacidades nominales, hibridación y alto factor de planta al utilizar TES. Considerando también las proyecciones futuras de reducción de costes de esta tecnología y las proyecciones de un amplio desarrollo

tecnológico, permite que desde aquí en adelante el presente trabajo se enfoque en una parte CSP compuesta por un sistema cilindroparabólico.

Tabla 5.4-1 Comparación de tecnologías CSP [14]

Tecnología	Aplicaciones	Ventajas	Desventajas
Cilindroparabólico	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. Producción de calor de proceso.	Comercialmente disponible. Rendimiento máximo solar-electricidad 21%. Capacidad de hibridación y de almacenamiento.	Temperaturas de operación moderadas (hasta 400 °C) debido a las limitaciones térmicas del aceite térmico utilizado como fluido de trabajo.
Fresnel	Pequeños sistemas de generación en isla o plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 5 MWe). Producción de calor de proceso.	Primeras etapas de su comercialización. Rendimiento, capacidad de hibridación y almacenamiento similar a la tecnología de canales parabólicos.	Temperaturas de operación moderadas: 250 °C en generación de vapor saturado y hasta 400 °C para vapor sobrecalentado (no demostrado). Es una tecnología con incertidumbres.
Receptor central	Plantas de producción eléctricas conectadas a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 20 MWe). Producción de calor de proceso a alta temperatura.	Perspectivas de altos rendimientos a medio plazo (captación solar del 46% a temperaturas de 565 °C e instantáneos solar a eléctrica del 23%); almacenamiento a alta temperatura; hibridación.	Estimaciones de costes de capital escasamente contrastadas.
Disco parabólico	Pequeños sistemas de producción eléctrica con y sin conectar a red. (Máxima potencia nominal demostrada hasta la fecha: 25 kWe).	Altos rendimientos (instantáneos solar a eléctrica en torno al 30%); modularidad; capacidad de hibridación; experiencia operacional.	Los sistemas híbridos tienen una eficiencia de combustión baja y su fiabilidad está aún por demostrar.

5.5 Tecnologías FV

La generación de electricidad mediante tecnología solar se nutre del Sol para funcionar. Se trata de una forma limpia e inteligente de satisfacer nuestras necesidades energéticas, ya que cumple las principales características de las energías renovables; no se emite CO₂, su tecnología es relativamente simple, se encuentra de forma distribuida, tiene un impacto ecológico muy marginal y proviene de una fuente virtualmente inagotable. Existen dos tecnologías para aprovechar la radiación solar y producir electricidad, son las tecnologías solares fotovoltaica y la termoeléctrica. La transformación directa de la luz solar en energía eléctrica se debe a un fenómeno físico llamado efecto fotovoltaico. Dicho efecto tiene lugar en unos dispositivos electrónicos conocidos como célula solar.

5.6 Conceptos elementales de la teoría de semiconductores

Una célula solar fotovoltaica es un dispositivo electrónico de estado sólido mediante el cual se transforma la radiación solar en energía eléctrica de una forma directa. Aunque esta característica es muy diferente, en primer lugar, se puede comparar el comportamiento de una célula solar cuando recibe la radiación solar, a una pequeña batería que puede entregar una cierta cantidad de energía, mientras mantiene la diferencia potencial entre sus terminales. La energía eléctrica producida se suministra en la forma de una corriente eléctrica continua (CC) a una carga externa conectada por un circuito a uno o más grupos de células montadas en unidades compactas, que llamamos módulos fotovoltaicos. Como hacemos con las baterías, las celdas constituyen un módulo asociado entre sí a través de conexiones en serie y en paralelo hasta que alcanzan los niveles de potencia y voltaje apropiados. [15].

El efecto fotovoltaico se sustenta en la característica de los materiales semiconductores de aumentar la densidad de flujo de electrones libres bajo ciertos estímulos externos, como cuando la temperatura aumenta o cuando reciben luz. En este último caso, la energía del flujo de fotones se absorbe en los electrones de valencia del semiconductor, que puede romper el enlace con sus átomos y se puede mover libremente dentro del material. La densidad de electrones libres (a los que solo nos referimos como electrones) creada por la absorción de luz incidente representa una población que excede la concentración de equilibrio térmico existente, siendo esta última estable y característica en función de la temperatura.

La ausencia de un electrón en el enlace atómico roto se denomina hueco, y su comportamiento se asemeja al de una partícula de carga positiva, que puede desplazarse de un átomo a otro. Las propiedades de conductividad eléctrica de un material semiconductor deben entenderse sobre la base de la contribución de ambos tipos de cargas (electrones y huecos), un aspecto que las distingue de la naturaleza de conductores y materiales aislantes. Los electrones y huecos generalmente están

catalogados por las designaciones más genéricas de los portadores de carga. Es importante recordar que la concentración de electrones y agujeros en un material primario o inherente será la misma porque ambos tipos de portadores se forman simultáneamente.

5.7 Parámetros Característicos de una célula solar

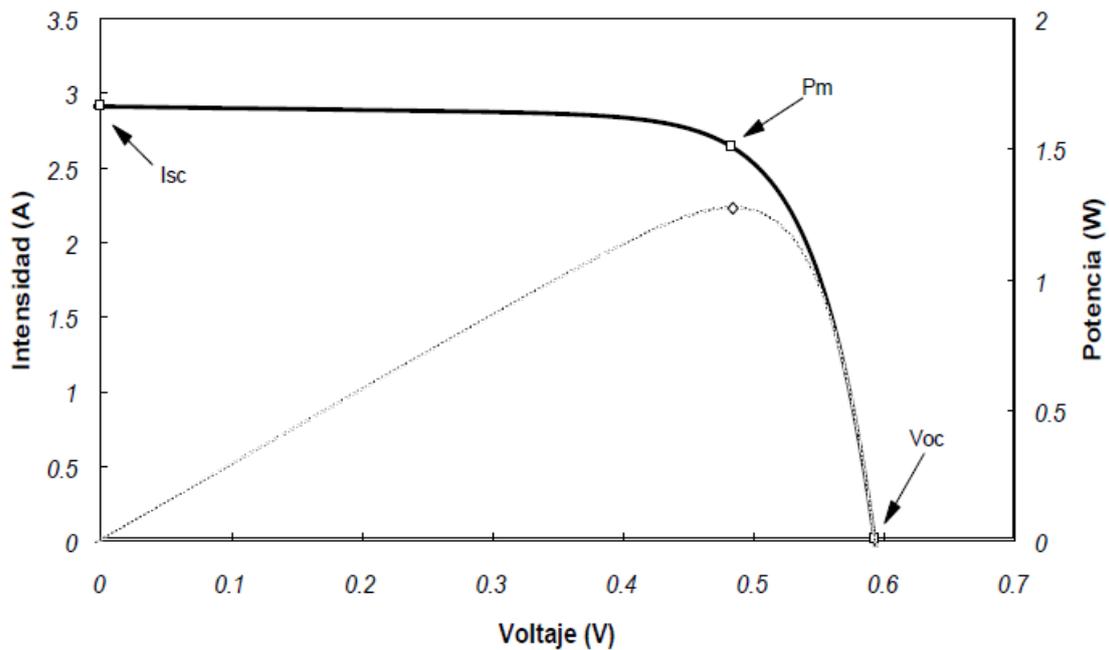


Figura 2 Curva característica V-I modulo FV

Cuando un dispositivo se ilumina mientras está conectado a una carga externa, actúa como un generador de energía y muestra los valores de corriente y voltaje que varían según las condiciones de operación (temperatura, irradiancia) y el punto de operación impuesto por la carga. La curva característica de una célula solar que actúa en CEM (o condiciones de ensayo estándar, tal como se define por la irradiancia 1000 W/m^2 con AM 1.5 G espectral y $25 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura) tiene el comportamiento parecido a la curva mostrada en la Figura 2 y se representa en la ecuación ideal que se conoce como el modelo de una célula exponencial. Esta ecuación se basa en considerar un principio de superposición válido, según el cual los resultados actuales de la celda se obtienen a partir del balance de la corriente producida por la incidencia lumínica y la corriente en el diodo de unión p-n que forma su núcleo [16].

5.8 Tipos de celdas FV

Desde los años 70 a la actualidad ha habido grandes progresos en la industria fotovoltaica. En un principio se comenzó usando celdas de cadmio-telurio (CdTe) y de silicio monocristalino. Hoy en día hay una gran variedad de materiales para células

fotovoltaicas y algunas tecnologías emergentes han presentado un avance significativo en los últimos años. De acuerdo con el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), dentro de todas las tecnologías fotovoltaicas desarrolladas, la mayor eficiencia alcanzada en el laboratorio es del 46% [18]. Los tipos de células se pueden dividir ampliamente en cuatro categorías principales: células de silicio cristalino, células de capa fina, células de multi-capas y otras tecnologías. Cada uno de ellos puede incluir concentradores fotovoltaicos (CPV - Concentrador Fotovoltaico). Actualmente, las células de silicio cristalino dominan el mercado fotovoltaico con una participación del 90% y las células de película fina representan cerca del 10%. El CPV representa menos del 1%, pero crece significativamente [17]. Las células de silicio cristalino se utilizarán a lo largo de este trabajo y se detallarán a continuación, junto con una comparación con otras tecnologías fotovoltaicas para justificar su elección

- Celdas de silicio cristalino

Estas celdas pueden ser de dos tipos: fabricadas de un monocristal (celdas monocristalinas), casi sin impurezas ni defectos, o fabricado con muchos granos monocristalinos (células policristalinas). La fabricación de una célula de silicio monocristalino se caracteriza por su alta complejidad y, por lo tanto, su mayor coste. Sin embargo, la alta capacidad de producción de las células de silicio cristalino generalmente ha reducido los costos de producción. La eficiencia lograda por las células monocristalinas comerciales está dentro del rango de 14-17%, en algunos casos, se reporta hasta un 20%. Las células policristalinas tienen eficiencias normalmente entre el 13 y el 15% y algunas pueden alcanzar hasta el 17% [19]. Un inconveniente de las células de silicio cristalino es su alto coeficiente de temperatura en comparación con otras tecnologías (0.4-0.5% / °C), es decir, a una temperatura más alta de operación de la celda se produce un decrecimiento de la potencia entregada.

5.9 Instalaciones fotovoltaicas

Existen dos tipos principales de instalaciones fotovoltaicas, los sistemas aislados o autónomos y los sistemas conectados a red.

- Sistemas aislados.

Se establecen en zonas donde no hay cobertura por parte del sistema eléctrico, o son de difícil acceso, y se requiere de energía eléctrica. Este tipo de instalación se utiliza sobre todo en zonas rurales y remotas, permitiendo así el bombeo de agua, la existencia de un circuito de regadío o abastecer eléctricamente un refugio. También se puede encontrar su aplicación en señalizaciones de carretera. En la Figura 3 se muestra el esquema básico de un sistema aislado, el regulador controla la entrada de electricidad a la batería, se encarga de evitar descargas profundas y sobrecargas de esta. Aunque una batería puede recuperarse de una descarga total, esto tendrá un impacto en su

vida útil, reduciéndola y lo mismo ocurre con sobrecargas. El inversor es responsable de transformar el flujo de corriente directa producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna. Una instalación fotovoltaica aislada también se asocia al concepto de autoabastecimiento, siendo necesaria la incorporación de baterías.

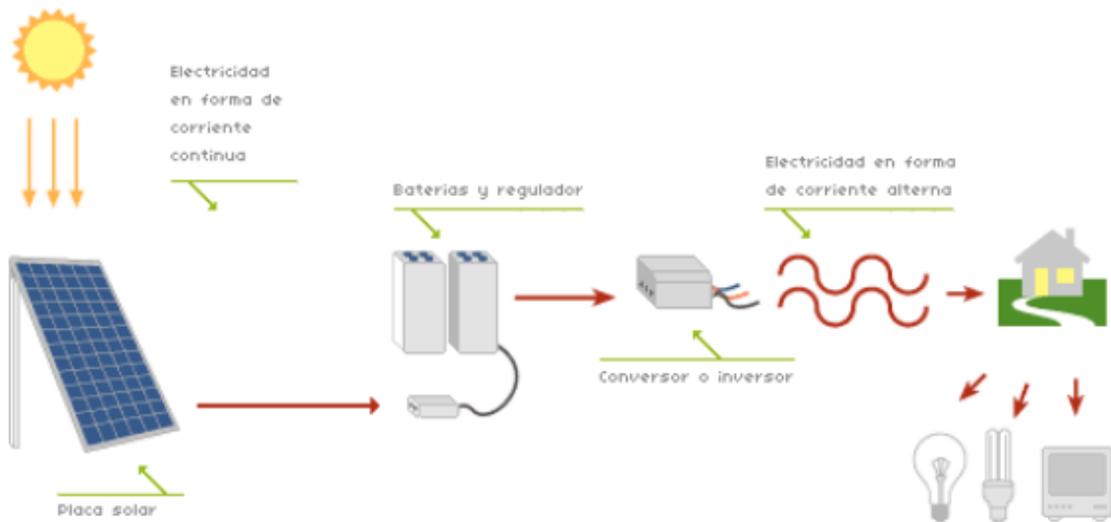


Figura 3 Esquema de instalación FV autónoma o aislados

- Sistemas con conexión a la red.
Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) es aquel cuya finalidad responde a la de producir energía eléctrica, la cual pueda ser entregada en la red primaria. Como se muestra en la Figura 4, un montaje básico de un SFCR está formado por el generador fotovoltaico, un inversor DC y un conjunto de

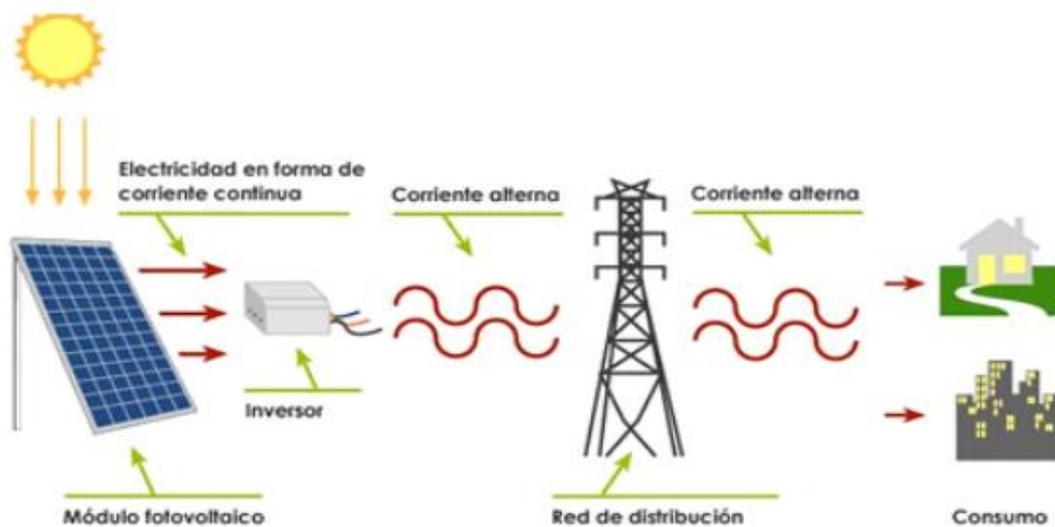


Figura 4 Esquema de instalaciones FV conectadas a la red

protección eléctrica. [20]

Ambas instalaciones consisten en estructuras rígidas donde los módulos fotovoltaicos están anclados, recibiendo una radiación diferente cada hora del día, dependiendo de donde el Sol está localizado. Por ello y para conseguir que la superficie de un panel esté perpendicular a los rayos del Sol se instalan también estructuras que reciben el nombre de seguidores solares, las cuales no son estáticas, sino que se mueven y siguen la trayectoria del Sol buscando la perpendicularidad descrita.

5.10 Comparación de tecnologías FV

Comparando las distintas tecnologías FV se pueden observar diferencias en la ventaja comercial, la complejidad de fabricación, la eficiencia, etc. En la se muestra un cuadro comparativo que resume algunas características de los dos tipos de celdas más importantes del mercado, silicio cristalino y capa delgada. Se puede observar que las células de silicio cristalino alcanzan la eficiencia promedio más alta, pero su rendimiento disminuye con el aumento de la temperatura, y son un poco más caras que las células de capa delgada. Para el desarrollo del presente trabajo, se seleccionó un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino porque se priorizó la mayor eficiencia.

Tabla 5.10-1 Comparación de tecnologías FV [21]

Tipo de celda	Silicio cristalino		Capa delgada		
	Mono	Poli	CdTe	CIGS	Si amorfo
Eficiencia rendimiento con altas temperaturas	14-17 %	13-15 %	9-11 %	10-12 %	5-7 %
Costos	Más alto dentro del silicio cristalino	Más bajo que el monocristalino	El más bajo dentro de capa delgada	Más bajo que silicio cristalino	Más bajo que silicio cristalino
Otros detalles	Tecnología ampliamente usada desde hace varios años.	Opción económica debido a su relación rendimiento/costo.	El uso de Cd presenta cierta toxicidad	Tecnología que ha alcanzado eficiencias sobre 20%.	Requiere más espacio que las otras tecnologías.

5.11 Hibridación FV-CSP

Con el conocimiento desarrollado en estas tecnologías por separado, se puede encontrar que las características de la tecnología CSP y la tecnología FV son complementarias entre sí. Estos dos sistemas se pueden combinar para formar un sistema de generación de energía híbrido FV -CSP. Actualmente, hay varios enfoques para la hibridación. Por ejemplo, un sistema fotovoltaico puede usarse para proporcionar energía a una planta de CSP como potencia de servicio de estación; un sistema fotovoltaico y un sistema CSP se pueden unir para proporcionar una potencia de salida estable durante un día completo; un sistema fotovoltaico puede operar con una eficiencia relativamente alta, y un sistema CSP puede operar simultáneamente con la energía no deseada del sistema fotovoltaico. [22]

Recientemente, la tecnología híbrida FV-CSP ha aumentado la atención mundial y se han puesto proyectos en marcha a escala industrial. Los principales aspectos atractivos de la tecnología híbrida son: a) la potencia característica de salida del sistema CSP pueden proporcionar estabilidad en el sistema híbrido, lo cual es beneficioso para la calidad de la energía y reducir el impacto del sistema FV en la red; b) los sistemas híbridos FV-CSP son también destinados a hacer pleno uso de la energía solar. En la hoja de ruta de la tecnología de energía solar térmica AIE (2014) [23], la tecnología híbrida FV-CSP ha sido catalogada como una de las diez acciones y los hitos del desarrollo de la tecnología CSP. De acuerdo con las características esenciales del sistema óptico, la temperatura de funcionamiento y la integración del sistema híbrido FV-CSP, la tecnología se clasifica en dos tipos: no compacto FV CSP y compacto FV-CSP. Como se muestra en la **figura 5**

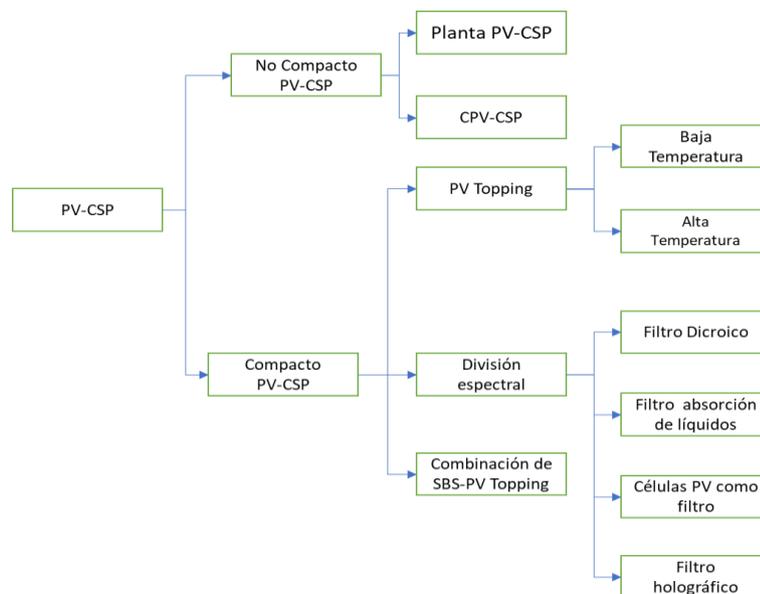


Figura 5 Clasificación de Hibridación FV-CSP [24]

5.12 El sistema híbrido FV-CSP no compacto

En un sistema híbrido FV-CSP no compacto, el sistema fotovoltaico (que incluye la placa plana FV y el CPV) y el sistema CSP pueden funcionar de forma independiente. El sistema híbrido está integrado por el sistema de distribución de energía eléctrica o el sistema de control, destinado a proporcionar energía de alta calidad para la red o las demandas de energía fuera de la red.

El sistema fotovoltaico puede proporcionar parte de la potencia de servicio de la estación para el sistema CSP, y, por lo tanto, el costo de electricidad del sistema de CSP podría reducirse con la asistencia del sistema fotovoltaico. Además, con este enfoque se puede lograr una salida de potencia base estable con un factor de capacidad extremadamente alto[25,26], así que el sistema híbrido se puede utilizar para proporcionar potencia base a la carga de la red. Como referencia del sistema híbrido FV-CSP no compacto, las tecnologías FV y CSP han madurado en los últimos años y, por lo tanto, hay solo algunos desafíos técnicos para este tipo de hibridación. Varias plantas híbridas de FV-CSP comerciales no compactas están actualmente planificadas o en construcción. La mayoría de los trabajos de investigación en sistemas híbridos FV-CSP no compactos se ocupan de la estrategia de gestionabilidad y el análisis económico. [24]

5.13 El sistema híbrido compacto FV-CSP

El sistema híbrido compacto FV-CSP tiene como objetivo hacer un uso completo de la energía solar, que es lo mismo con otras tecnologías híbridas solares como la fotovoltaica / biomasa, la fotovoltaica / termoeléctrica y la fotovoltaica / térmica (FV / T). Además, el sistema híbrido FV- CSP compacto también se puede considerar como una aplicación especial de FV / T que utiliza la energía térmica para la generación de energía.

El sistema híbrido FV-CSP compacto se puede clasificar de tres maneras diferentes según los diferentes enfoques de hibridación. La primera es la tecnología FV-topping, que genera energía utilizando el sistema fotovoltaico como ciclo de cobertura y el sistema CSP como el respaldo o backup. El segundo es la tecnología SBS, que divide el haz espectral de radiación solar para convertir directamente la luz visible en electricidad en células fotovoltaicas y para convertir la luz casi infrarroja o ultravioleta en calor a alta temperatura para la generación de energía en sistemas CSP. La tercera es la tecnología combinada SBS y PV-topping, en la que tanto el calor disipado como la radiación solar no deseada de las células fotovoltaicas se absorbe y luego se usa para alimentar un motor térmico para la generación adicional de energía eléctrica.

5.14 Avances recientes en la hibridación FV-CSP

En un sistema híbrido FV-CSP, el subsistema FV y el subsistema CSP se pueden planificar de forma independiente, y el sistema híbrido estará integrado por el sistema de despacho y el sistema de administración de energía eléctrica.

Con la madurez de las tecnologías FV y CSP, los desarrolladores pioneros de la tecnología CSP pusieron especial atención a los sistemas híbridos desacoplados FV-CSP, con el objetivo de combinar las ventajas de ambas tecnologías y reducir los costos. Varias plantas híbridas FV-CSP comerciales están actualmente en desarrollo o construcción en Chile y Sudáfrica.

Dado que existen pocos desafíos técnicos para este tipo de tecnología híbrida, estas plantas híbridas son usualmente plantas de energía a gran escala. Como se detalla en la , Atacama I [28] y II [29] en Chile se encuentran en el desierto de Atacama de norte de Chile, con la misma capacidad de CSP de 110 MW y capacidad fotovoltaica de 100 MW. La energía solar de la planta de Copiapó [30] también se planea para ser construida en el desierto de Atacama. Consiste en dos plantas CSP de torre de 130 MW y una planta fotovoltaica de 150 MW. Y la central eléctrica CSP Redstone de 100 MW [30] en Sudáfrica se combinará con la planta fotovoltaica Lesedi de 75 MW y la planta fotovoltaica Jasper de 96 MW para formar el primer parque solar CSP-FV combinado con una capacidad total de 271 MW. Los principales desarrolladores de la planta híbrida son Abengoa y SolarReserve, que también son actores de relevancia en el mercado de CSP. Todas las plantas híbridas adoptan el uso de sistemas de almacenamiento térmico con sales fundidas que van desde 12 a 17.5 horas de capacidad, que permiten que las plantas de energía híbrida operen 24/7 todo el año.

Se espera que este tipo de sistema híbrido FV-CSP proporcione una salida de potencia estable para la red o fuera de la red; con un factor de capacidad extremadamente alto de más del 80% [26, 31]. El costo nivelado de la electricidad (LCOE) del sistema CSP podría reducirse con la ayuda del económico sistema PV. Se estima que el LCOE se reduciría a 0.122-0.147 \$ / kWh, que es 8% -46% [32] más bajo que el reportado en una planta de energía utilizando únicamente la tecnología CSP.

Tabla 5.14-1 Proyectos de Hibridación FV+CSP 2013-2015

Proyecto	Año	Constructora	País	Cap. FV	Cap. CSP	TES	Estatus
Atacama I	2013	Abengoa	Chile	100 MW	110 MW Torre	17.5 horas de Sal Solar	Bajo Construcción
Redstone & Lesedi & Jasper	2014	SolarReserve	Sudáfrica	75+96 MW	100 MW Torre	12 horas de Sal Solar	Bajo Construcción
Atacama II	2015	Abengoa	Chile	100 MW	110 MW Torre	15 horas de Sal Solar	Bajo Desarrollo
Copiapó	2015	SolarReserve	Chile	150 MW	130*2 MW Torre	14 horas de Sal Solar	Bajo Desarrollo

5.15 Tecnologías de desalinización de agua.

El alza en la demanda de agua en el mundo dado por la industrialización y mejora en la calidad de vida de la gente ha conducido al desarrollo, durante las últimas décadas, de tecnologías de desalinización de agua de mar. Las diferentes tecnologías de desalinización se pueden clasificar según qué se extrae del agua de mar, el proceso de separación adoptado o el tipo de energía usada. Una de las clasificaciones más comunes es según proceso de separación adoptado y ahí se encuentran dos tipos: térmicos o por membrana permeable.

Las tecnologías térmicas con mayor desarrollo son: evaporación flash multietapa (MSF – Multi Stage Flash, por sus siglas en inglés) y destilación multiefecto (MED – Multiple-Effect Distillation, por sus siglas en inglés). Con menor grado de desarrollo o aún en etapas de investigación se encuentran tecnologías térmicas como compresión de vapor, desalinización por congelación y desalinización por adsorción [33].

En relación a las tecnologías de membrana permeable la más desarrollada es la ósmosis inversa (RO – Reverse Osmosis, por sus siglas en inglés) y en etapa temprana de desarrollo se puede nombrar la electrodiálisis [34]. Dado que las tecnologías predominantes en el mercado actual de desalinizadoras son las tecnologías MSF, MED y OI, éstas se procederán a describir a continuación.

5.16 Destilación MSF

Las plantas MSF tienen múltiples etapas (o cámaras), donde el agua de mar ingresa por una tubería cerrada a cada una de ellas. Cada cámara posee vapor en su interior, por ende, se produce un intercambio de calor en la superficie de la tubería, donde el agua de mar se va precalentando y el vapor va condensando. La alimentación de agua de mar comienza en la última etapa y avanza hasta la primera etapa adquiriendo calor. Una vez que sale de la primera etapa pasa por un intercambiador de calor donde aumenta aún más su temperatura. En esta parte el calor lo aporta un flujo de vapor proveniente de la salida de una turbina o directamente de una caldera. El agua de mar caliente reingresa a la primera etapa, pero esta vez se descarga de manera directa. Dado que la presión en cada cámara es menor que la presión de saturación reinante, el agua descargada evapora de manera súbita (efecto flash). El vapor generado es el que se mencionó al principio, que cubre cada cámara y que luego condensa en la superficie de la tubería que lleva el agua de mar. El condensado es recolectado y corresponde al agua dulce obtenida. El agua de mar caliente que no evapora en la primera cámara pasa a la segunda (a una presión de saturación menor) y así sucesivamente hasta llegar a la última etapa y es finalmente extraída como salmuera. **En la figura 6** se puede ver un esquema de una planta MSF.

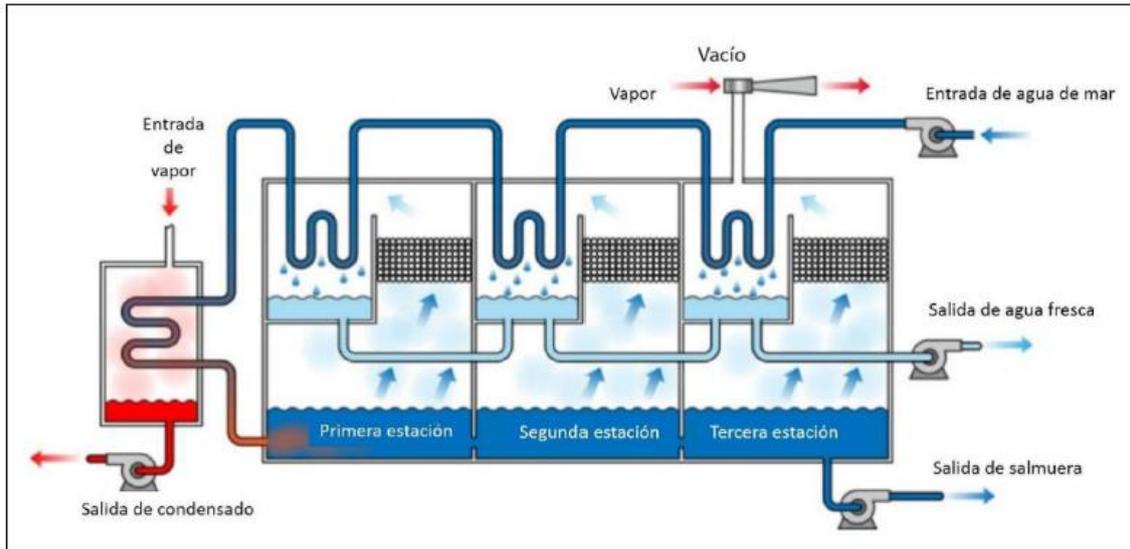


Figura 6 Esquema de una desalinizadora MSF

En este tipo de plantas el vapor de alimentación es generalmente saturado a una temperatura entre 90 °C y 110 °C. El número de etapas varía entre 4 y 40 [35]. El consumo eléctrico parásito de la MSF está asociado principalmente a las bombas y válvulas de vacío. Los costos de producción de agua de una unidad MSF pueden ser reducidos incrementando la capacidad de la planta. El coeficiente de rendimiento (CR = número de kg de destilado producidos por kg de vapor suministrados a la planta) está entre 6 y 8 (para 12 etapas) y podría ser incrementado aumentando la diferencia de temperatura entre la salmuera caliente y la temperatura de entrada del agua de mar [36].

5.17 Destilación MED

La destilación multiefecto (MED) funciona prácticamente como el proceso MSF. La principal diferencia entre el proceso MED y el MSF es precisamente en cómo se realiza la evaporación. En las plantas con múltiples evaporadores de película delgada la evaporación se produce naturalmente en un lado de los tubos del intercambiador de calor; el calor latente liberado por la condensación de vapor de agua en el otro lado de la misma se utiliza con el objetivo de lograr mejores eficiencias que las que pueden obtenerse en plantas MSF donde la evaporación flash presenta una alta irreversibilidad. Las configuraciones disponibles para los evaporadores usados son: tubos verticales con películas ascendentes, tubos horizontales y verticales con película delgada y los de tipo placa. La técnica de MED (efecto múltiple) consiste en la evaporación en etapas sucesivas. Gracias a ello, la primera etapa se alimenta con vapor externo (70 °C - 80 °C) y en el resto de las etapas se utiliza el calor de condensación del vapor producido por la etapa anterior. El resultado de este proceso, permite que la temperatura del agua de mar incremente aproximadamente de 22 °C (2-3 grados por etapa) a la temperatura del vapor de alimentación. Simultáneamente, el condensado (agua desalinizada) disipa temperatura hasta que se iguale, en la salida del proceso, al mar.

Existen varios modos de operación de plantas MED entre las que pueden ser mencionadas: alimentación directa (FF – Forward Feed, por sus siglas en inglés), alimentación inversa (BF – Backward Feed, por sus siglas en inglés) y alimentación paralela (PF - Parallel Feed, por sus siglas en inglés) [37]. En la configuración FF, el agua del mar después de pasar por el precalentador entra a la primera etapa, con la temperatura más alta. La salmuera resultante de cada etapa se pulveriza en la siguiente. Esta configuración puede o no tener recalentadores entre las etapas; si los tiene aumenta el coeficiente de rendimiento. En la configuración BF el agua de mar que sale del precalentador es suministrada a la última etapa, con la temperatura más baja. La salmuera resultante actúa como agua de alimentación para ser rociada en la siguiente etapa y así sucesivamente hasta llegar a la primera. La particularidad de esta configuración es que el agua de alimentación y el vapor fluyen en dirección opuesta. Finalmente, en la alimentación paralela el agua que sale del precalentador se rocía de manera uniforme entre las distintas etapas y corresponde al esquema mostrado en **la figura 7**.

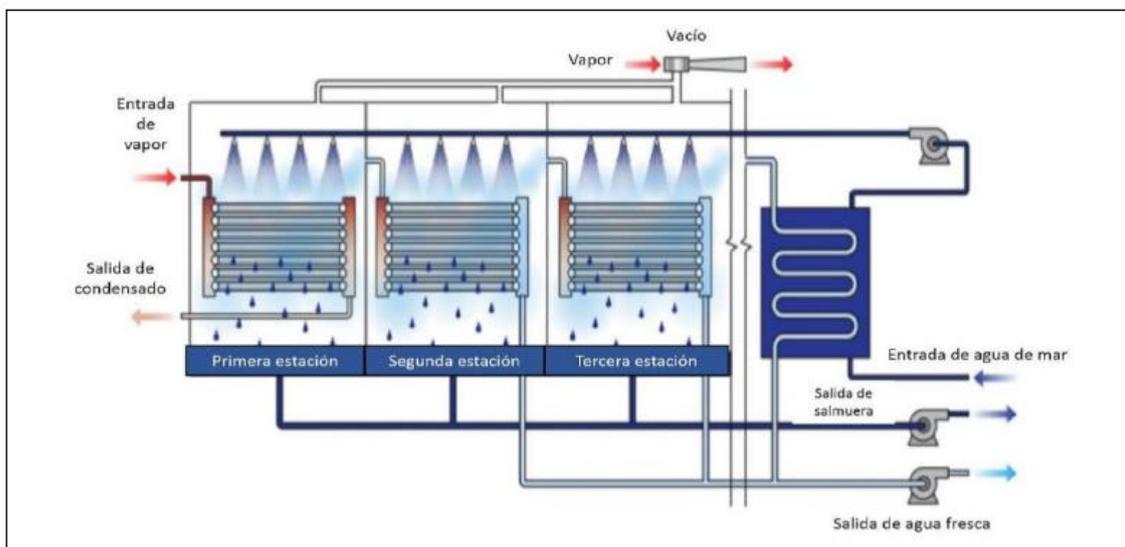


Figura 7 Esquema de una desalinizadora MED

5.18 Ósmosis Inversa

Las plantas de desalinización de ósmosis inversa, a diferencia de las anteriores, solo requieren energía eléctrica para su funcionamiento y no necesitan un flujo de vapor que aporte energía térmica. El consumo eléctrico solo depende de la salinidad del agua de alimentación y de la calidad del agua buscada. Desde el punto de vista fenomenológico, esta tecnología se basa en contrarrestar el proceso osmótico natural que ocurre cuando se tiene líquidos de diferentes concentraciones separados por una membrana semi-permeable y el flujo se establece espontáneamente desde la zona de menor concentración a la de mayor concentración de soluto. Realizar ósmosis inversa implica aplicar una presión hidrostática superior a la presión osmótica en el lado de mayor concentración. En el caso del agua de mar se busca establecer un flujo de agua

con sal concentrada a través de la membrana semi-permeable lo que permite retener la sal y dejar pasar el agua desalada [34].

El proceso presenta básicamente cuatro etapas: pre-tratamiento, bombeo de alta presión, separación en membrana y post-tratamiento. El pretratamiento consiste en filtración, esterilización y adición de químicos. El bombeo de alta presión consiste en generar la presión necesaria para forzar al agua dulce a pasar por la membrana. Aquí se utiliza la energía eléctrica para impulsar las bombas a presiones entre 55 y 82 bar. Luego de pasar por la membrana, al agua desalada se le aplican post-tratamientos como cloración, remoción de gases y ajuste de pH para dejarla apta para el consumo humano [38].

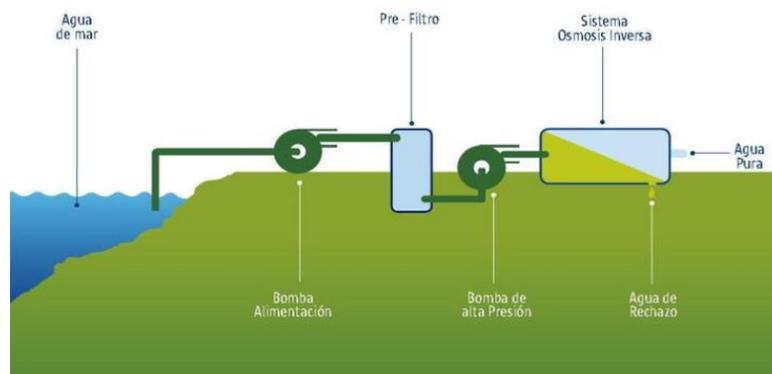


Figura 8 Esquema de una desalinizadora Ósmosis Inversa

5.19 Comparación entre las distintas tecnologías de desalinización

Comparando las principales tecnologías de desalinización permite apreciar que, más allá de su principio de funcionamiento, también difieren en otras características como capacidades de generación de agua, consumo específico de energía, calidad del agua obtenida, entre otras. Todas estas características son importantes para tomar una decisión de que tecnología utilizar en un caso específico. La resume algunos parámetros de las tres principales tecnologías de desalinización.

Tabla 5.19-1 Comparación de tecnologías de desalinización

Tecnología	Capacidad Típica por Unidad (m ³ /día)	Consumo específico de energía (KWh/m ³)	Consumo de energía ztérmica (MJ/m ³)	Calidad del agua (ppm)	PR
MSF	10000-35000	2.5-5.0	190-282	~10	8 a 12
MED	600-30000	1.5-2.5	145-230	~10	10 a 16
RO	<395000	3.0-6.0	*	400-500	*

6. OBJETIVOS

El objetivo general de este trabajo consiste en diseñar y modelar una planta solar híbrida entre un sistema de concentración con tecnología de captadores cilindroparabólicos y almacenamiento térmico, junto a un sistema fotovoltaico. Con el propósito de alimentar con energía eléctrica a una planta desalinizadora de agua de ósmosis inversa. Dentro de los objetivos específicos tenemos los siguientes:

- Implementar un modelo de planta CSP y de planta FV y un modo de acoplamiento de ambas tecnologías lo cual permita lograr un perfil de potencia base.
- Seleccionar la tecnología más adecuada de la planta de desalinización y en consecuencia que mejor se adapte a las condiciones de la planta híbrida y determinar la producción anual de agua desalada.
- Plantear distintos modos de operación de la planta de ósmosis inversa y contrastar los diferentes escenarios.
- Determinar que configuración de operación es la más recomendable teniendo en cuenta no solo los indicadores económicos (LCOE y LWC) sino también el impacto ambiental de la instalación analizada; en este caso tomaremos como indicador la cuantificación de la reducción de emisiones de CO₂.

7. METODOLOGÍA

En este capítulo se explica en detalle cómo se lleva a cabo la modelación de los distintos componentes de la planta a simular. También se exponen los procedimientos de validación de cada tecnología, los supuestos tomados en cuenta y los parámetros que gobiernan la simulación.

7.1 Geometría del movimiento terrestre

Como es sabido, el movimiento terrestre consiste en una traslación alrededor del Sol y un giro en su eje. En el movimiento de traslación. La duración de este movimiento define un año. Este movimiento y trayectoria elíptica se observa en la **Figura 9**. Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre el Sol y la Tierra durante el movimiento de traslación es variable. Se recopila una ecuación simple para describir esta distancia [39] (ecuación 1):

$$r = r_0 * (1 + 0.017 * \sin(\frac{2\pi*(d_n-93)}{365})) \quad (1)$$

Donde d_n el número de día del año (siendo $d_n = 1$ el 1 de enero) y r_0 es la distancia promedio en este trayecto, denominada Unidad Astronómica (UA), $r_0 = 1.496 \times 10^8$ Km = 1 UA. La corrección debida a la excentricidad de la elipse se calcula con la ecuación 2:

$$\epsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = (1 + 0.033 * \cos(\frac{2\pi*(d_n)}{365})) \quad (2)$$

En el movimiento de rotación, la Tierra gira alrededor de su eje polar perpendicular al plano terrestre ecuatorial. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de 23.45°. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea entre el suelo y el Sol varía a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de las cuales el Sol parece estar más alto en las noches de verano y los días de invierno son más cortos que en verano. Sin embargo, con la ayuda de la Ecuación 1, se puede verificar que la distancia entre el Sol y la Tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio norte. Por lo tanto, el efecto debido a la pendiente de los rayos solares es mucho más notable en meteorología que la distancia entre el Sol y la Tierra.

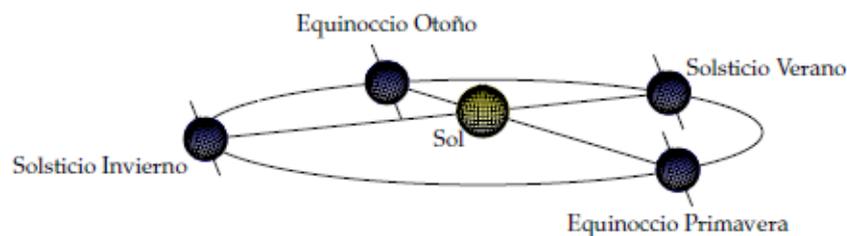


Figura 9 Trayectoria terrestre alrededor del Sol

Este ángulo se llama declinación y se puede calcular aproximadamente mediante la ecuación 20 (en grados) [39]. En esta ecuación, se supone que la disminución se mantendrá constante durante el mismo día. De la misma manera, el criterio del signo supone que los ángulos ubicados al norte del Ecuador se consideran positivos.

7.2 Movimiento aparente del Sol

El movimiento combinado de la Tierra se percibe como un movimiento visible del Sol a través de la esfera celestrial con respecto a la superficie terrestre. Este movimiento aparente se puede describir mediante ecuaciones de vectores que se refieren a dos sistemas de referencia, uno que está conectado a los ejes de la Tierra y el otro a los ejes locales. Antes es preciso colocar el punto de observación en la superficie terrestre perteneciendo a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial. Meridiano es el arco imaginario que cruza la superficie de la Tierra desde el Polo Norte al Polo Sur, y es el sitio de todos los puntos de la misma longitud. La palabra viene del latín meridiēs (mediodía): mediodía solar es el tiempo en el que todos los puntos que pertenecen a un mismo meridiano observan el Sol en una posición intermedia entre la salida y la puesta del Sol observándose la máxima altura en el cielo. Además, el cruce de planos que son paralelos a ecuatoriales con la superficie de la Tierra define los círculos o locus de latitud en estos puntos a la misma distancia angular que el Ecuador. Como el plano ecuatorial define dos hemisferios, la latitud es un ángulo con signo. De una manera que corresponde a lo acordado para el declive, la latitud tendrá un signo positivo de los lugares al norte del Ecuador y negativos a los del sur. [40]

El posicionamiento solar viene determinado por un vector solar el cual es definido por dos ángulos, el cénit y el acimut: el ángulo cenital es la distancia angular entre la vertical y la línea del Sol, el ángulo complementario es la altitud solar, el cual es el ángulo entre la horizontal y la línea del Sol.

El ángulo acimutal es el movimiento angular desde el norte (positivo hacia el este) de proyecciones del vector solar en el plano horizontal.

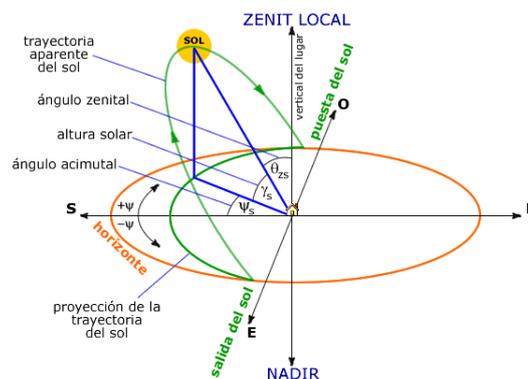


Figura 10 Movimiento aparente del sol en el hemisferio norte

7.3 Herramientas informáticas

Para modelar la planta FV, la planta CSP y el módulo de la planta OI se utilizó el software comercial Matlab ya que debido a su amplia capacidad hace posible la integración de todos los modelos desarrollados. También se utilizó el software comercial SAM (System Advisor Model) en la modelación específica de la planta CSP y FV por separado.

Matlab es un entorno que permite la simulación de varios sistemas simultáneamente. En el presente trabajo se ingresaron datos meteorológicos para un año tipo en el emplazamiento seleccionado; la elección de Matlab para esta simulación es por su versatilidad a la hora de combinar datos y facilidad de manejo frente a otras herramientas de cálculo. Para la simulación se usarán datos desarrollados en tablas en formato Excel obtenidos mediante el portal (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis5/tmy.html>) para proporcionar los datos del año meteorológico tipo del emplazamiento seleccionado y por medio de algoritmos establecidos en el modelo de Matlab y Simulink se obtendrán los datos de salida que se precisan.

SAM, por otro lado, es un modelo que calcula las métricas de rendimiento y las métricas financieras para los sistemas de energía renovable. Está desarrollado por NREL, y el objetivo es facilitar las decisiones de quienes participan en la industria de la energía renovable. SAM puede simular sistemas fotovoltaicos, CSP, agua de saneamiento, calefacción geotérmica, etc. El modelo financiero puede representar estructuras financieras para proyectos de distinto tamaño desde residencial a gran escala [40]. A grandes rasgos, para llevar cabo las simulaciones se requiere dar información sobre lugar, tipo de equipamiento del sistema, costos de instalar y operar el sistema, incentivos financieros, entre otros.

7.4 Dimensionamiento CSP

La planta CSP considerada corresponde a una planta de captadores cilindroparábolicos de 50 MW_e de capacidad nominal más almacenamiento en sales fundidas, que garantice el funcionamiento de la planta a potencia nominal durante 17 horas, centrada en la energía solar en días despejados en junio con almacenamiento térmico de 14 horas. Como captador solar se seleccionó el captador EuroTrough modelo 150 y tubos receptores modelo PTR70 de la empresa Schott. La ubicación geográfica de la central será: Latitud: 27.95° Norte, Longitud: -15.59° Oeste. Correspondientes a la isla de Gran Canaria y considerando un valor de 0.95 para el Factor de ensuciamiento (Fe), la cual hace funcionar un ciclo Rankine convencional con un rendimiento del bloque de potencia del 38.1% y que posee una turbina de 55 MW_e brutos.

7.5 Definición de los Parámetros de la Planta en el Punto de Diseño

- Orientación de los captadores solares:

Cuando se trata de plantas de energía solar para la producción de electricidad, tiene sentido orientar el eje de rotación de los CCP en el sentido norte-sur (los CCP giran de este a oeste), porque esa es la dirección que permite el máximo porcentaje de captación de la radiación solar después de un año entero y, por lo tanto, producir el máximo de electricidad.

- **Día y hora del punto de diseño:**
Ya que el campo de CCP está situado en el hemisferio norte y con captadores orientados norte-sur se dimensiona para un día de verano. Esto significa que en el invierno obtendremos una potencia térmica mucho menor que la de diseño lo que obedece a que la radiación solar útil en el plano de apertura es menor en la temporada de invierno que en verano debido a que el ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre la apertura del captador es mayor en invierno. Pero al mismo tiempo se garantiza que durante todo el año la turbina podrá consumir toda la energía térmica producida por el campo solar, en este trabajo se tomó el 21 de junio al medio día solar
- **Potencia térmica nominal del campo de captadores:**
La potencia eléctrica neta de la planta sea de 50 MW_e, la planta debe tener una potencia eléctrica bruta aproximadamente un 10% superior a este valor (55 MW_e), ya que el consumo eléctrico interno de una central termosolar es aproximadamente un 10% de la potencia neta (debido a las bombas de alimentación del campo solar, motores de accionamiento de los captadores y equipo auxiliar eléctrico). Así pues, la planta debe generar 55 MW_e brutos. Puesto que el rendimiento del ciclo Rankine de una planta de 50 MW_e es del 38.1%, la potencia térmica que debe entregar el campo solar es de:

$$\text{Potencia Termica} = \frac{55 \text{ MWe}}{0.381} = 144.36 \text{ MWt}$$

- **Temperatura del aceite a la entrada y salida del campo de captadores:**
En cuanto a la temperatura que debe tener el aceite a la entrada y salida del campo solar, de acuerdo con los valores más usuales en las centrales comerciales, adoptaremos los siguientes valores:

$$T_{IN} = 293 \text{ }^{\circ}\text{C}, \text{Temperatura HTF de entrada al campo solar}$$

$$T_{OUT} = 393 \text{ }^{\circ}\text{C}, \text{Temperatura HTF de salida al campo solar}$$

Todas las plantas de energía solar térmica construidas desde 1990 con CCP tienen valores muy similares a los asumidos anteriormente para las temperaturas del aceite en la entrada y salida del campo solar, ya que la optimización del bloque de potencia da como resultado estos valores de temperatura del aceite.

- Ubicación de la planta solar:
La ubicación de la planta es la determinada por las siguientes coordenadas geográficas (corresponden a la isla de Gran Canaria):

Latitud: 27.95 ° Norte

Longitud: 15.59° Oeste

- Ángulo de incidencia en el punto de diseño:
Para determinar el valor del ángulo de incidencia, se utilizó el programa “Solarccp.exe” introduciendo los valores de la latitud y longitud geográfica del emplazamiento de la planta (27.95° Norte; 15.59° Oeste) correspondiente al medio día solar del 21 de junio

$$\phi = 4.51^\circ$$

- Radiación solar directa y temperatura ambiente en el punto de diseño:
Como valor de diseño para la radiación solar directa y temperatura ambiente se toman los datos que de acuerdo al año meteorológico tipo del lugar seleccionado para simular la planta. Dichos valores de radiación solar directa y temperatura ambiente para el medio día solar son los que debemos adoptar: 862.59 W/m² y 25.23 °C.
- Elección del Modelo de Captador Cilindroparabólico:
Para grandes plantas termosolares, los modelos de captador cilindroparabólicos que están disponibles comercialmente poseen unos parámetros geométricos y ópticos muy parecidos a los del captador EuroTrough. En este trabajo se seleccionó el modelo EuroTrough 150 con tubos receptores PTR-70 de Schott.
- Elección del tipo de aceite y determinación de sus parámetros termodinámicos:
Para elegir el tipo de aceite lo recomendable es consultarlo cual es el más apto para la aplicación deseada. Para las plantas de energía solar térmica, DAWTHERM-A y VP-1 son los mejores aceites actualmente disponibles por su relación calidad / precio. Ambos tienen la misma composición química y las mismas características. Para este trabajo elegimos VP-1.

7.6 Cálculo del Caudal de Aceite por Cada Fila de Captadores en el Punto de Diseño

El número de CCP en serie montados en cada lazo depende del aumento de temperatura, ΔT , requerido por el proceso industrial alimentado por el campo solar. En

este trabajo, las temperaturas de entrada y salida de cada fila son 293°C y 393°C respectivamente (puesto que todas las filas están en paralelo sus temperaturas de entrada y salida coinciden con las de entrada y salida del campo solar), con un $\Delta T=100^\circ\text{C}$. Una vez que esta ΔT ha sido determinado, el número de captadores requeridos viene dado por el cociente:

$$N = \frac{\Delta T}{\Delta T_c} \quad (3)$$

donde:

N = número de captadores a conectar en serie dentro de una fila

ΔT = incremento de temperatura deseada en el campo solar

ΔT_c = diferencia entre la temperatura del fluido de trabajo a la entrada y salida de un captador.

la potencia térmica útil suministrada por un captador cilindroparabólico viene dado por la ecuación 4, en la cual el modificador por ángulo de incidencia $K(\phi)$ incluye el $\cos(\phi)$:

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = A_c * E_d * K(\phi) \eta_{optico} F_e - P_{Q,colector \rightarrow ambiente} \quad (4)$$

siendo:

A_c = área de apertura o captación del captador, (m²)

E_d = irradiancia solar directa, (W/m²)

ϕ = ángulo de incidencia, (°)

η_{optico} = rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° (rendimiento óptico pico)

$K(\phi)$ = modificador por ángulo de incidencia (**Incluye el $\cos(\phi)$**)

F_e = factor de ensuciamiento del captador ($0 < F_e < 1$)

$P_{Q,colector \rightarrow ambiente}$ = pérdidas térmicas en el captador (W)

Para establecer la razón de flujo másico en el punto de diseño, una recomendación clave es tener en cuenta: que el flujo debe ser tal como para asegurar un flujo turbulento en el tubo absorbedor y asegurar una buena refrigeración de la tubería a medida que circula el HTF por el interior. Si no hay un buen enfriamiento del tubo absorbedor de metal, puede deformar y romper la cubierta de vidrio, lo que destruiría el tubo absorbente.

"En la asignatura de sistemas de media concentración solar" del CIEMAT-PSA se configura para utilizar número de Re 400,000 para la construcción del sistema en el

verano y para asegurar un Re de 200,000 durante los días más fríos del invierno, lo que garantiza la transferencia de calor.

- Para $\rightarrow Re = 4 \times 10^5$

Al aplicar los valores de diseño correspondientes a $E_d = 862.59 \text{ W/m}^2$ y el coseno del ángulo de incidencia al medio día solar $\cos(4.51^\circ) = 0.99$, se obtiene un rango de $Re = 4 \times 10^5$

Puesto que la expresión del número de Reynolds es:

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu} \quad (5)$$

Siendo:

μ = Viscosidad dinámica del fluido (kg/m·s)

V = La velocidad del fluido (m/s)

D = diámetro interior del tubo absorbedor (m)

ρ = es la densidad del aceite, en este caso VP-1 (Kg/m³)

Para la determinación de los parámetros del aceite durante la fase de pre-dimensionamiento del campo solar, es necesario adoptar una temperatura media del lazo, que en nuestro caso es: $(293 + 393) / 2 = 343 \text{ }^\circ\text{C}$. Si consideramos este valor medio de la temperatura del aceite en el campo solar, para el aceite corresponde un valor de la viscosidad dinámica, μ , de $1.83 \times 10^{-4} \text{ Kg/m.s}$

Por otro lado, tenemos un valor de la densidad, ρ , de 769 Kg/m^3 . Puesto que el diámetro interior del tubo absorbente PTR-70 es de 66 mm, determinamos la velocidad:

$$V = (4 \times 10^5)(1.83 \times 10^{-4} \text{ Kg/m.s}) / (0.066 \text{ m})(769 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}) = 1.44 \text{ m/s}$$

Al conocer el valor de la velocidad se calcula posteriormente el flujo másico en cada fila del campo de captadores, ya que conociendo las dimensiones del área transversal interna del tubo receptor $3.42 \times 10^{-3} \text{ m}^2$, el flujo másico correspondiente a la velocidad de 1.44 m/s es:

$$qm = (1.44 \text{ m/s}) (3.42 \times 10^{-3} \text{ m}^2) (769 \text{ kg/m}^3) = 3.78 \text{ kg/s}$$

4.2.3 Cálculo de captadores conectados en serie

Las pérdidas térmicas en W/m de tubo absorbedor vienen dadas por la ecuación:

$$Q_L = 0.00154 \times \Delta T^2 + 0.2021 \times \Delta T - 24.899 + [(0.00036 \times \Delta T^2 + 0.2029 \times \Delta T + 24.899) \times (E_d / 900) \times \cos(\phi)] \quad (6)$$

$$Q_L = 315.20 \text{ W/m}$$

Al multiplicar por la longitud total del captador, las pérdidas térmicas totales en un captador son:

$$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = 47.28 \text{ KW}$$

la potencia térmica útil suministrada por un captador cilindroparabólico

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = \frac{(817.5 \text{ m}^2)(862.59 \text{ W/m}^2)(0.9974)(0.77)(0.95)}{1000} - 47.28 \text{ KW}$$

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = 467.21 \text{ KW}$$

También sabemos que la energía térmica útil se puede expresar como:

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = q_m * C_p(T_{out} - T_{in}) \quad (7)$$

Esta potencia térmica útil se invierte en aumentar la entalpía del aceite, por tanto:

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = q_m \int_{T_{in}}^{T_{out}} C_p dT \quad (8)$$

En general, el calor específico de los aceites térmicos disponibles actualmente en el mercado se ajusta bastante bien a una función lineal, como es el caso del aceite VP-1.

$$C_p \left(\frac{KJ}{Kg \cdot K} \right) = 1.479 + 0.0028 T \quad (9)$$

Si se establece que la temperatura del aceite en la entrada del CCP es igual a la temperatura media del aceite en el campo solar, $T = 343 \text{ }^\circ\text{C}$ e introduciendo este valor en la ecuación 9 obtenemos una ecuación de segundo orden:

$$0.005292 * T_{out}^2 + 5.59 * T_{out} - 2920.18 = 0$$

$$T_{out} = 383.30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Puesto que queremos dar un incremento total de 100 °C obtenemos un numero de captadores en serie de:

$$N_{\text{Colectores Serie}} = \frac{(100^\circ\text{C})}{(383.3^\circ\text{C} - 343^\circ\text{C})}$$

$$N_{\text{Colectores Serie}} = 2.48$$

En estas circunstancias lo ideal es elegir un número par de captadores para que las filas se puedan disponer en forma de "U" y adoptar una configuración del tipo "Alimentación Central" para las tuberías del campo de captadores. Así pues, dejamos en 4 el número de captadores conectados en serie dentro de cada fila tal y como se muestra en la **figura 11**

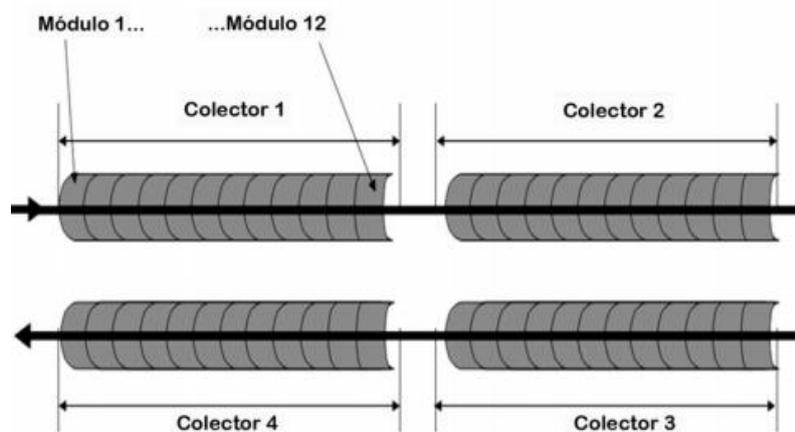


Figura 11 Esquema de un lazo de captadores CCP

Como hemos aumentado el número de CCP de 2.48 a 4 el flujo de aceite por hilera se debe aumentar en la misma proporción, de modo que el flujo de aceite que debe circular por cada hilera de 4 CCP sea:

$$N_{\text{Colectores Serie}} = \frac{3.78 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} (4)}{(2.48)} = 6.09 \text{ Kg/s}$$

Obteniendo un numero de Reynolds por el orden de: 6.42×10^5 por lo que habrá una buena transferencia de calor en los tubos absorbedores

7.7 Cálculo del número de filas paralelas necesario

Como habrá 4 CPP conectados en serie en cada fila, el efecto térmico útil que proporcionará cada línea en el punto de diseño será igual a cuatro veces proporcionado por un CPP, es decir:

$$4 * (467.21 \text{ KW}) = 1868.84 \text{ KW}$$

Para obtener el número de lazos que necesita tener el campo de CCP que estamos diseñando simplemente se procede a dividir la energía térmica total necesaria para que nuestra planta pueda operar en carga total el tiempo que establecimos de 17 horas. Puesto que la potencia térmica nominal es de 144,360 kW, la energía térmica que debe suministrar el campo solar en el día de diseño es de 2,454,120 kWh. La energía captada por un lazo a lo largo del día de diseño 21 de junio es de 17,506.89 kWh y al dividir estos valores obtenemos el número de filas en paralelo necesarias.

$$N_{\text{Colectores Paralelo}} = \frac{(2454 \text{ 120 KWh})}{(17 \text{ 506.89 KWh})} = 140.1$$

El dimensionamiento que hemos realizado no ha tenido en cuenta las pérdidas térmicas en el generador de vapor, ni en el sistema de almacenamiento térmico ni en las tuberías que conectan los diferentes subsistemas de la central termosolar. Por este motivo lo usual es aumentar en un 10-15% el número de filas paralelas que se ha obtenido en el cálculo, para compensar todas esas pérdidas térmicas que no hemos tenido en consideración inicialmente. Si aplicamos este criterio, el número de filas paralelas que deberíamos poner sería de 154 filas (10% de sobredimensionamiento) o 161 filas (15% de sobredimensionamiento). Para este trabajo se sobredimensiono el campo en un 10%.

7.8 Dimensionamiento tanques de sales fundidas

Los tanques de almacenamiento, como se mencionó anteriormente, permiten la generación de electricidad cuando no hay disponibilidad suficiente de radiación solar; comúnmente en noches y días nublados. La siguiente sección muestra el tamaño de los tanques junto con la capacidad de almacenamiento térmico que permita funcionar al bloque de potencia 14 horas por lo que la capacidad de almacenamiento térmico será el producto de la potencia instantánea que requiere el bloque de potencia por las 14 horas establecidas.

$$E_{SAT} = \frac{(55 \text{ MWe brutos})(14 \text{ horas})}{0.381} = 2020.99 \text{ MWht}$$

El volumen lo determinamos con la siguiente ecuación:

$$E_{SAT} = \rho C_p V (T_{in} - T_{out}) \quad (10)$$

Donde

ρC_p = Capacidad térmica de la sal solar

V = volumen de sales

$(T_{in} - T_{out})$ = El cambio de temperatura dentro del tanque de almacenamiento

Las condiciones de temperatura del HTF (393 ° C y 293 ° C) en los tanques de sales frío y caliente (384 ° C y 291 ° C) [57] está de acuerdo con los parámetros de diseño de la planta solar Andasol. Entonces para el cálculo del volumen tenemos las siguientes expresiones

$$V = \frac{(2020.99 \text{ MWht}) \left(3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}\right) \left(1000 \frac{\text{KW}}{\text{MW}}\right)}{(2746 \text{ KJ/m}^3 \cdot \text{°C}) (393\text{°C} - 293\text{°C})} = 26495.23 \text{ m}^3$$

7.9 Dimensionamiento FV

Para dimensionar la planta fotovoltaica se seleccionaron los principales componentes de una instalación fotovoltaica típica

- Módulos fotovoltaicos
- Inversores

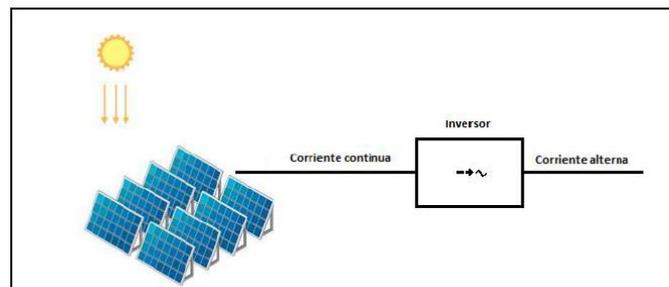


Figura 12 Esquema de una planta FV

7.10 Selección de componentes

Partiendo de los datos que proporcionan las hojas técnicas de los módulos fotovoltaicos, se optó por los que entregan una mayor potencia de salida, con el objetivo de minimizar el número de módulos en la planta; utilizando este criterio se eligió el módulo SunPower T5-SPR-305 con las siguientes características:

Tabla 7.10-1 Datos eléctricos del módulo fotovoltaico SunPower T5-SPR-305

Datos Eléctricos		
Potencia Pico	Pmax	305 W
Voltaje Nominal	Vmp	54.7 V
Corriente Nominal	Imp	5.58 A
Voltaje cortocircuito	Voc	64.2 V
Corriente cortocircuito	Ioc	5.96 A
Coeficientes de Temperatura		
Potencia		-0.38%/ °C
Voltaje		-176.6 mV/°C
Eficiencia Nominal		18,74%

Una primera aproximación para calcular la cantidad de paneles a utilizar se obtiene de la siguiente formula:

$$N_{PV} = f_s * \frac{P_{Planta\ FV}}{P_{Modulo\ FV}} \quad (11)$$

Donde:

N_{PV} = Numero de módulos fotovoltaicos

$P_{Planta\ FV}$ = Potencia de la planta

$P_{Modulo\ FV}$ = Potencia del módulo fotovoltaico

f_s = Factor de seguridad

El factor de seguridad tiene como objetivo que la curva de generación de energía se mantenga en un valor más constante a lo largo del día, limitada por los 50 MW_e establecidos para la planta; considerando un 10% de sobredimensionamiento, la fórmula anterior resulta:

$$N_{PV} = 1.1 * \frac{(50\ MW) \left(\frac{10^6\ W}{MW} \right)}{305\ W} = 180327.86$$

Para el inversor se siguió el mismo criterio de encontrar en el mercado un modelo de alta capacidad y reducir el número de componentes en la planta, seleccionando el ABB PVI-400.0-TL; con las características del inversor se determinan el número de módulos en serie y paralelo que se pueden conectar. Siguiendo las siguientes formulas:

$$(N_S^{MAX})(V_{OC}^{Panel}) < V_{MAX}^{Inv}$$

$$(N_P^{MAX})(I_{SC}^{Panel}) < V_{MAX\ DC}^{Inv}$$

donde:

N_S^{MAX} = Número de paneles conectados en serie

N_P^{MAX} = Número de paneles conectados en paralelo

Utilizando las expresiones anteriores se obtuvieron los siguientes resultados:

$$N_S^{MAX} = 12$$

$$N_P^{MAX} = 118$$

Por lo que el arreglo de paneles fotovoltaicos para cada inversor de la planta constara de 12 paneles conectados en serie por 118 filas en paralelo, dando un total de 1,416 paneles por inversor, quedando la planta con la siguiente configuración

Tabla 7.10-2 Configuración de la planta fotovoltaica 50 MW

Planta FV	
Número de Paneles FV	181248
Modelo SunPower T5-SPR-305	
Array FV	
Módulos en serie	12
Módulos en paralelo	118
Inclinación Módulos FV	25°
Número de Inversores	128
Modelo ABB PVI-400.0-TL	

7.11 Modelo FV

Para la aplicación del modelo en Matlab se utilizaron las siguientes ecuaciones que describen el comportamiento de un módulo fotovoltaico

Rendimiento de módulo fotovoltaico

$$\eta_{PV} = \frac{P_{Modulo\ FV}}{S E_P} \tag{12}$$

donde

$P_{Modulo\ FV}$ = Potencia que entrega el módulo fotovoltaico (W)

S = El área del módulo fotovoltaico que recibe la luz solar (m^2)

E_p = La radiación global en el plano inclinado (W/m^2)

- Modelo térmico

La temperatura de la celda solar se define con la siguiente ecuación:

$$T_C = T_{amb} + (T_{NOC} - 20) \left(\frac{E_p}{800} \right) \quad (13)$$

donde

T_{amb} = Temperatura ambiente

T_{NOC} = Temperatura de referencia

E_p = La radiación global en el plano inclinado

El cálculo de producción eléctrica se realiza mediante la siguiente expresión:

$$P_{Modulo\ FV} = (P_{Modulo\ FV}^*) \left(\frac{E_p}{E_p^*} \right) (1 - \delta * (T_C - T_C^*)) \quad (14)$$

donde

$P_{Modulo\ FV}$ = Potencia que entrega el módulo fotovoltaico

$P_{Modulo\ FV}^*$ = Potencia nominal del módulo fotovoltaico

E_p = La radiación global en el plano inclinado

E_p^* = La radiación de referencia $1000\ W/m^2$

T_C = Temperatura de la célula solar

T_C^* = Temperatura de la célula solar en condiciones estándar

δ = Coeficiente térmico de potencia ($\%/^{\circ}C$)

A continuación, se muestra una tabla resumen con las ecuaciones aplicadas al modelo en Simulink

Cuando se han definido las ecuaciones que describen la planta FV, el programa se implementa con la S-Function de Matlab en Simulink. En la cual se calculará la Irradiancia en el plano inclinado a partir de la irradiancia global definida en el emplazamiento por el archivo MTY3. Dicha s- Function forma parte de un subsistema que modela las ecuaciones de la **Tabla 7.11-1**. En la Figura 13 se muestra un diagrama de flujo del simulador de la planta FV.

Tabla 7.11-1 Ecuaciones aplicadas al modelo de la planta FV 50 MW

1	Rendimiento de Módulo FV	$\eta_{PV} = \frac{P_{Modulo\ FV}}{S E_P}$
2	Temperatura de la celda solar	$T_C = T_{amb} + (T_{NOC} - 20) \left(\frac{E_P}{800} \right)$
3	Producción eléctrica	$P_{Modulo\ FV} = (P_{Modulo\ FV}^*) \left(\frac{E_P}{E_P^*} \right) (1 - \delta * (T_C - T_C^*))$
4	Razón de componente irradiación directa y el plano inclinado	$R_b = \frac{\cos(\vartheta)}{\cos(\vartheta_z)}$
5	Ángulo de incidencia sobre el plano inclinado	$\cos(\vartheta) = (\text{sen}(\delta) * \text{sen}(\gamma) + \cos(\delta) * \cos(\gamma) * \cos(\theta)) \cos(\beta) + ((\text{sen}(\delta) * \cos(\gamma) - \cos(\delta) \text{sen}(\gamma) * \text{sen}(\theta)) + \cos(\delta) * \text{sen}(\theta) * \text{sen}(\gamma) * \text{sen}(\beta))$
6	Ángulo de incidencia sobre el plano horizontal	$\cos(\vartheta_z) = (\text{sen}(\delta) * \text{sen}(\gamma) + \cos(\delta) * \cos(\gamma) * \cos(\theta)) \cos(0) + ((\text{sen}(\delta) * \cos(\gamma) - \cos(\delta) \text{sen}(\gamma) * \text{sen}(\theta)) + \cos(\delta) * \text{sen}(\theta) * \text{sen}(\gamma) * \text{sen}(0))$
7	Radiación Difusa	$E_b = E_G - E_d$
8	Radiación en el plano inclinado	$E_P = E_d * R_b + E_b$

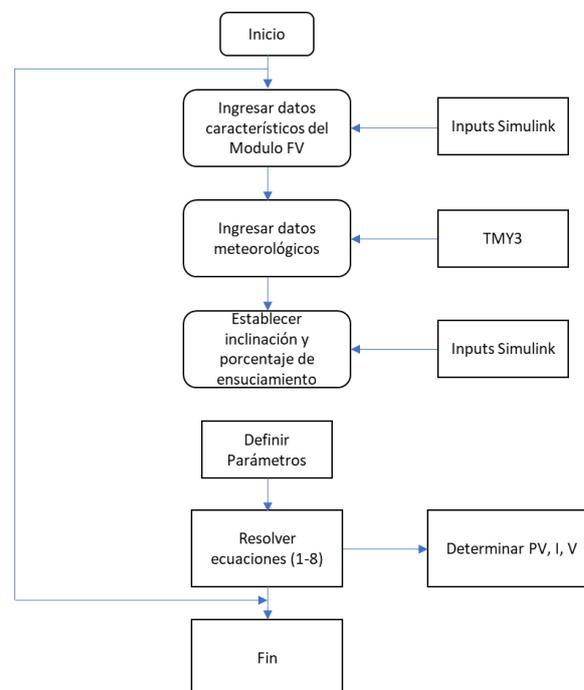


Figura 13 Diagrama de flujo simulador planta FV

Con respecto a los elementos de control utilizados se pueden mencionar dos: parámetros y ensuciamiento. En el elemento “parámetros” se definen las pérdidas en la parte de corriente alterna y de corriente continua del sistema FV y la tasa de ensuciamiento. Estos valores se dan a otros componentes para modelar el funcionamiento real de la planta FV. Por otra parte, En el parámetro de ensuciamiento se aplica una tasa de descuento de la radiación incidente en cada módulo FV, ya que el grado de suciedad en la placa plana de los módulos no es despreciable en la operación real de una planta fotovoltaica

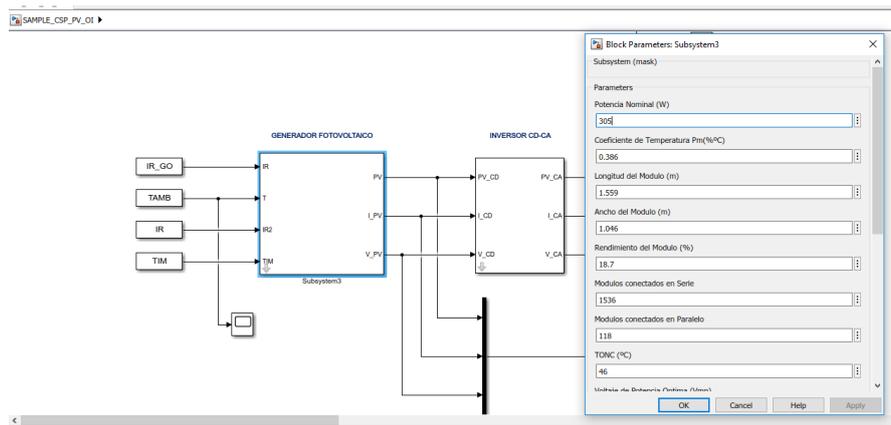


Figura 15 Interfaz modelo generador FV en Simulink

Existen datos de distintas plantas alrededor del mundo sobre el ensuciamiento, el cual es altamente variable, por ejemplo, en lugares donde la lluvia es común el ensuciamiento puede resentir el rendimiento a menos del 3% por año; por otro lado, en los lugares donde se debe realizar la limpieza manual de los módulos FV, la merma puede alcanzar el 10-15% por mes [41]

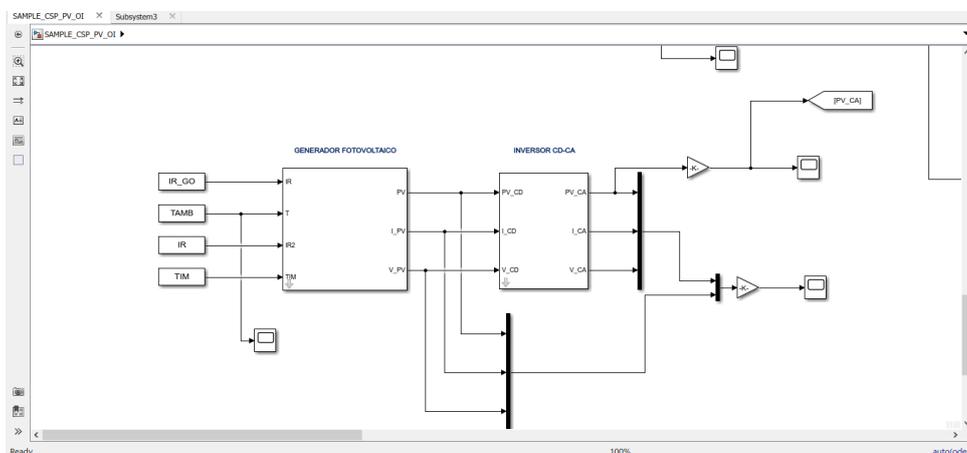


Figura 16 Interfaz modelo planta FV en Simulink

Modelado y análisis tecno-económico de plantas híbridas FV-CSP para aplicaciones de electricidad y agua desalada.

7.12 Modelo CSP

- **Campo CCP**

Como se explicó en la sección de dimensionamiento, las ecuaciones que modelan el calor útil de un captador Cilindroparabólico son las siguientes:

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = A_c * E_d * K(\phi) * \eta_{optico} * F_e - P_{Q,colector \rightarrow ambiente}$$

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = q_m \int_{T_{in}}^{T_{out}} C_p dT$$

$$Q_L = 0.0154 * \Delta T^2 + 0.2021 * \Delta T - 24.899 + [(0.0036 * \Delta T^2 + 0.2029 * \Delta T + 24.899)(E_d/900)COS(\phi)]$$

L_{CCP} : Longitud del captador

$$K(\phi) = \cos(\phi) - 2.85962 * 10^{-5} * \phi^2 - 5.25097 * 10^{-4} * \phi$$

(15)

$$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = Q_L * L_{CCP}$$

Para el cálculo de ángulo de incidencia en los captadores cilindroparabólicos se debe transformar la hora local que ofrece la base de datos del año meteorológico tipo a hora solar, siguiendo la siguiente metodología.

La relación entre la hora local estándar HLE es:

$$HLE = HSV - 4 * (l_{ref} - l_i) - E_T \quad (16)$$

donde:

HSV = Hora solar verdadera

l_{ref} = Longitud de referencia 0° (Greenwich)

l_i = Longitud del emplazamiento

E_T = Desviación en duración de un día solar

Para el cálculo del termino **E_T** utilizamos la fórmula propuesta por Spencer (1971)

$$E_T = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 \cos(\tau) - 0.032077 \sin(\tau) - 0.014615 \cos(2\tau) - 0.04089 \sin(2\tau)) \quad (17)$$

τ = Angulo diario

$$\tau = \frac{2\pi * (d_n - 1)}{365} \quad (18)$$

d_n = Día juliano

Una vez obtenida la hora solar, hay que calcular el ángulo horario θ , mediante la siguiente ecuación:

$$\theta = 15 * (12 - HSV) \quad (19)$$

Se calcula la declinación δ , mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23.435687 * \text{sen}\left(\frac{d_n - 80}{365.2564} * 360\right) \quad (20)$$

Finalmente, se calcula el ángulo de incidencia ϕ N-S, según las ecuaciones siguientes:

$$D1 = \cos(\text{latitud}) * \cos(\theta) + \tan(\delta) * \text{sen}(\text{latitud}) \quad (21)$$

$$D2 = \sqrt{(\text{sen}(\theta))^2 + D1^2} \quad (22)$$

$$\phi = \text{Arccos}(\cos(\delta) * D2) \quad (23)$$

Una vez definidas las ecuaciones que describen el campo de captadores, se implementa el programa utilizando la función s-function de Matlab Simulink®. Las características de las s- function es que son funciones programables por el usuario que sirven para describir modelos complicados. Para la simulación de sistemas, hay archivos de plantilla cuyo propósito es copiar en el libro de trabajo y distinguirlos con instrucciones de usuario y parámetros. En la **Figura 16** se muestra un diagrama de flujo del simulador del campo de captadores. Inicialmente se ingresan los valores del archivo MTY3

Tabla 7.12-1 Ecuaciones aplicadas al modelo de la planta CSP

1	Calor específico del aceite Therminol VP-1	$C_p \left(\frac{KJ}{Kg.K} \right) = 1.479 + 0.0028 T$
2	Calor transferido al aceite por la radiación solar	$*P_{Q,colector \rightarrow fluido} = A_c * E_d * K(\phi) \eta_{optico} F_e - P_{Q,colector \rightarrow ambiente}$
		$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = qm \int_{T_{in}}^{T_{out}} C_p dT$
3	Pérdidas térmicas en tubo receptor por unidad de	$Q_L = 0.0154 * \Delta T^2 + 0.2021 * \Delta T - 24.899 + [(0.0036 * \Delta T^2 + 0.2029 * \Delta T + 24.899)(E_d/900) \cos(\phi)]$
4	Pérdidas térmicas en tubo receptor	$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = Q_L * L_{CCP}$
5	Modificador de Ángulo de Incidencia incluido el Cos(φ)	$K(\phi) = \cos(\phi) - 2.85962 * 10^{-5} * \phi^2 - 5.25097 * 10^{-4} * \phi$
6	Relación Hora local estandar	$HLE = HSV - 4 * (l_{ref} - l_i) - E_T$
7	Desviación en duración de un día solar	$E_T = 229.2 * (0.000075 + 0.001868 \cos(\tau) - 0.032077 \sin(\tau) - 0.014615 \cos(2\tau) - 0.04089 \sin(2\tau))$
8	Ángulo diario	$\tau = \frac{2\pi * (d_n - 1)}{365}$
9	Ángulo horario	$\theta = 15 * (12 - HSV)$
10	Declinación	$\delta = 23.435687 * \sin\left(\frac{d_n - 80}{365.2564} * 360\right)$
11	Ángulo de incidencia	$D1 = \cos(latitud) * \cos(\theta) + \tan(\delta) * \sin(latitud)$
		$D2 = \sqrt{(\sin(\theta))^2 + D1^2}$
		$\phi = \text{Arccos}(\cos(\delta) * D2)$

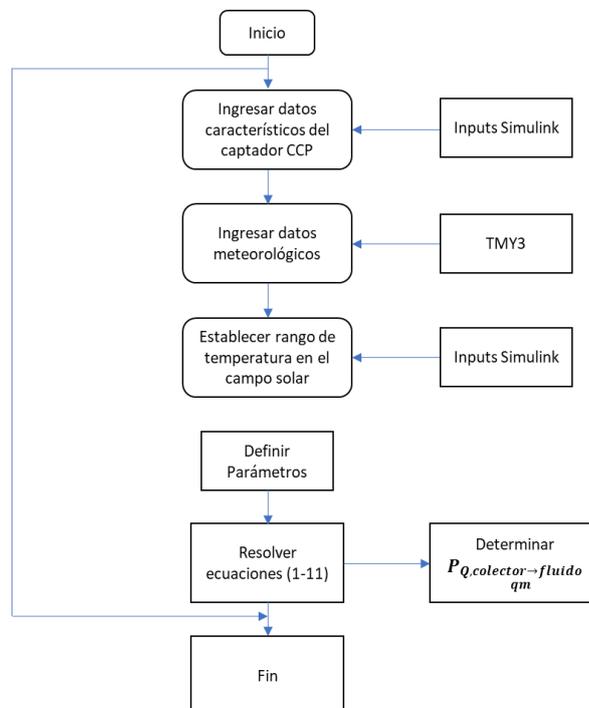


Figura 17 Diagrama de flujo simulador planta CSP

- **Almacenamiento Térmico**

El almacenamiento térmico es un volumen de control donde su finalidad es acumular la energía que recibe del campo solar, para modelar el comportamiento del sistema de almacenamiento térmico, se aplica un balance de energía descrita por la siguiente ecuación:

$$Q_{TES} = \int_{t_0}^t (Q_{sf} - Q_{BOP}) dt \quad (24)$$

Donde

Q_{TES} = Energía almacenada

Q_{sf} = Energía entregada del campo solar

Q_{BOP} = Energía demandada por el bloque de potencia

Esta ecuación se define en un subsistema en simulink el cual determina la energía acumulada en el sistema. Figura 18

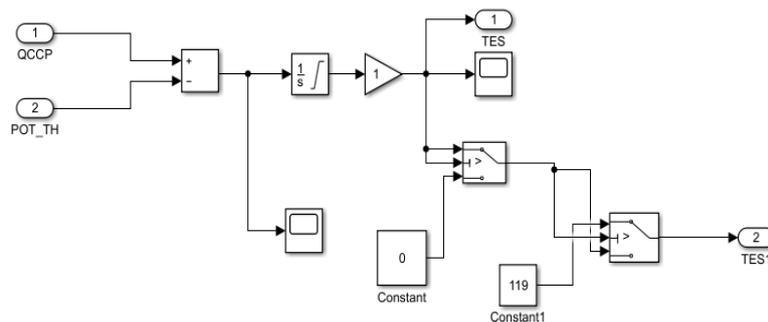


Figura 18 Subsistema de Almacenamiento Térmico en Simulink

- **Bloque de potencia**

Para el bloque de potencia se definió previamente el rendimiento del ciclo y aplicando la ecuación de eficiencia que describe un cociente entre la energía que se produce entre la energía que consume el ciclo. Se diseñó otro subsistema en simulink que modelara esta ecuación. Para determinar la cantidad de energía que demanda el bloque de potencia a cada momento se ingresó un parámetro que establece la potencia nominal del ciclo.

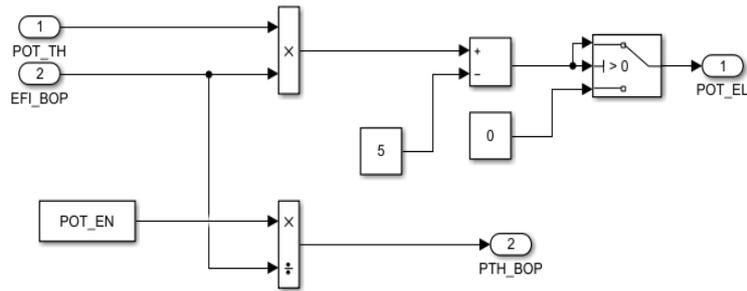


Figura 19 Subsistema de bloque de potencia en Simulink

7.13 Esquema híbrido CSP+FV

El algoritmo de integración de la planta CSP y la planta FV se basa en priorizar el despacho de la planta FV. Por ende la generación de la central CSP responde a la generación fotovoltaica para alcanzar la potencia nominal de 50 MW_e como un todo. También busca minimizar el número de veces que la planta CSP apaga la turbina, debido a que una operación intermitente reduce el tiempo de vida útil de la turbina, que generalmente se limita a unos 10,000 arranques [43]. Un objetivo adicional es obtener una respuesta rápida de la planta CSP.

Para llevar a cabo la integración CSP+FV, en primer lugar se debe calcular el efecto requerido por parte del sistema CSP para completar la potencia nominal de la planta de energía híbrida. Una vez que se tiene la potencia solicitada a la planta CSP, la variable que se controla es el *output* neto CSP (\dot{W}_{CSP} neto). Dentro de la simulación se establecen parámetros que limitan la operación de la planta CSP.

El paso segundo es asumir que el flujo másico de HTF a través de un circuito colector en el campo solar está limitado a un mínimo de 2 kg/s por lazo para garantizar un flujo turbulento de HTF con un número de Reynolds de al menos 2×10^5 , para una transferencia de calor eficiente entre calor recogido en los tubos receptores y el HTF que fluye a través de ellos. Este límite se aplica en la simulación cuando el HTF en el campo solar es circulado por las bombas HTF principales y cuando los captadores están siguiendo el Sol. También se aplica un límite máximo de 1,100 kg/s para el caudal másico de HTF en el campo solar en su conjunto. Este límite corresponde a un máximo de 7 kg/s de HTF por lazo. [43]

La eficiencia del bloque de potencia es calculada en función de la potencia térmica de entrada al bloque de potencia, siguiendo la siguiente expresión:

$$\eta_{BOP}(P_{SF}) = a_1 + a_2 e^{\frac{P_{SF}}{a_3}} \quad (25)$$

Donde:

P_{SF} = Potencia térmica de entrada al bloque de potencia

$a_1 = 0.397$

$a_2 = -0.243$

$a_3 = 28.93$ MWt

Finalmente, un aspecto importante de la integración de CSP + FV se refiere a la potencia máxima que el sistema puede proporcionar, el concepto de limitación de potencia se establece. Debido a las restricciones para la planta de ósmosis inversa, lo que simultáneamente permite a la planta híbrida que solo debe entregar potencia nominal. La integración de un sistema CSP con un FV puede generar múltiples veces más de la potencia nominal dependiendo de la época del año y la inclinación de los módulos FV. El algoritmo de integración CSP + FV considera que, si se impone una limitación a la potencia nominal, las terminales de generación se cortan.

7.14 Modelo Ósmosis Inversa

Para este trabajo se propone la operación de una planta de ósmosis inversa que cumpla la demanda de agua en la localidad de Gran Canaria y se parte de los siguientes parámetros de diseño

- Consumo específico: este está basado en el estado actual de la tecnología RO de las plantas desaladoras del Mediterráneo. Se establece un valor para este parámetro de 3 kWh/m³
- Producción: al establecer el consumo específico de la planta y la potencia eléctrica que se suministrara para dicha instalación se calcula la producción diaria de agua en m³ a partir de la siguiente expresión:

$$Pr_W = \frac{(P_E) * 24}{CE_{OI}} \quad (26)$$

donde:

CE_{OI} = Consumo específico

P_E = Potencia eléctrica

Pr_W = Producción diaria de agua desalada.

Con estos parámetros establecidos sabemos la dimensión de la planta de ósmosis inversa que vamos a proponer. Al evaluar los valores en la última ecuación tenemos:

$$Pr_w = \frac{(50 \text{ MW})}{(3 \text{ kWh/m}^3)(1000 \frac{\text{KW}}{\text{MW}})} (24 \text{ h/dia}) = 400,000 \text{ m}^3/\text{dia}$$

Se proponen dos plantas de ósmosis inversa con una producción de 200,000 m³/día cada una y de esta manera consumir los 50 MW_e que proporcionará la planta híbrida CSP-FV

7.15 Validación de los modelos matemáticos desarrollados

- **Planta CSP**

El modelo CSP se ajustó para permitir la simulación de la planta Arcosol 50 y así validar que la generación anual sea equivalente a la reportada en la realidad. En este caso se usó un archivo con datos meteorológicos descargados en el sitio web de la Comisión Europea (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis5/tmy.html>) al ingresar las coordenadas geográficas donde se ubica la planta, que corresponde a la siguiente dirección: carretera Arcos-medina (A-389), km 11, 250, San José del valle, Cádiz, España. Los parámetros que se ajustaron de acuerdo a los datos de la planta Arcosol y las horas de almacenamiento térmico en 7.5 [44].

La simulación se comparó con el dato de producción anual reportado de la planta, y se hizo una simulación en SAM para contrastar los resultados del modelo ejecutado en Matlab y Simulink.

Tabla 7.15-1 Validación de modelo CSP Arcosol 50 MW

Métrica	Valor reportado	Simulación SAM	Simulación Matlab
Generación Anual GWH	145,000	147,746	148,600
Diferencia		1.89%	2.48%

- **Planta FV**

Los datos de la planta que se utilizaron fueron los de la planta comercial de DeSoto. El objetivo es validar que la generación anual de electricidad es equivalente a la reportada por centrales reales [45]. Un archivo TMY3 del suroeste de Florida, Estados Unidos, fue usado para simular el DeSoto partiendo de la base de datos SAM.

Al igual que la validación CSP, también se usó el *software* SAM para simular las plantas FV y tener una referencia de comparación. La presenta los resultados de la validación del modelo FV.

Tabla 7.15-2 Validación de modelo FV DeSoto 25 MW

Métrica	Valor reportado	Simulación SAM	Simulación Matlab
Generación Anual GWh	42,000	42,647	40,427
Diferencia		1.54%	-3.75%

Las diferencias que se aprecian en la se pueden explicar por parámetros no considerados en la simulación tales como sombreadamiento, el ensuciamiento específico de la planta considerada o paradas programadas para mantenimiento de la planta FV.

7.16 Evaluación económica

En el análisis económico de este trabajo y para poder evaluar los parámetros de la planta híbrida, se utilizó el LCOE, que se define como el costo de generación de electricidad en USD/MWh y permite comparar distintas tecnologías de generación. El cálculo del LCOE se realiza según la siguiente ecuación adaptada de [46]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t + F_t}{(1+K)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+K)^t}} \quad (27)$$

donde:

CAPEX = La inversión inicial del proyecto

OPEX = Los costos de mantenimiento y operación de la planta

K = La tasa de descuento

E_t = La producción de energía anual de la planta

n = vida útil del proyecto en años

Para calcular este parámetro se utilizaron los valores establecidos en el programa SAM el cual, en la sección de costos, se detallan los valores unitarios para estimar el valor del CAPEX y una relación entre la capacidad instalada y los costos de mantenimiento y operación para calcular el OPEX de proyecto. Los detalles están recogidos en la **tabla 7.16-1**

Tabla 7.16-1 CAPEX Planta CSP

Planta CSP 50 MW_e					
	UNIDAD		PRECIO		SUB TOTAL
Mejoras en terreno	509808	m ²	25	\$/m ²	\$12,745,200.00
Campo solar	509808	m ²	150	\$/m ²	\$76,471,200.00
Sistema HTF	509808	m ²	60	\$/m ²	\$30,588,480.00
Almacenamiento	2021	MWht	65,000	\$/MWht	\$131,365,000.00
Potencia bruta	55	MW _e	11,5000		
			0	\$/MW _e	\$63,250,000.00
Balance de planta	55	MW _e	120000	\$/kW _e	\$6,600,000.00
					\$321,019,880.00
Contingencias			7%	% SUB TOTAL	\$22,471,391.60
Total, Costos Directos					\$343,491,271.60
EPC	11%	% Costo Directo			\$37,784,039.88
		\$/Acr			
Costos de terreno	\$10,000.00	e	460	Acre	\$4,600,000.00
Impuesto de venta	5%	%	50	MW _e	\$13,739,643.00
Total, costos indirectos					\$56,123,682.88
Gran total CAPEX					\$399,614,954.48
Costo por potencia neta instalada				\$/kW_e	\$7,992.30

Para los valores de tasa de descuento y la inflación se tomaron los valores correspondientes al IPC del 2018 en España [47]. Es importante resaltar que ni los incentivos estatales ni las cuotas de impuesto se consideraron en la evaluación del LCOE. Se consideró un factor de degradación anual de la generación eléctrica del 0.3%, que corresponde al valor reportado por el fabricante de los módulos fotovoltaicos. [48]

En el caso de la planta CSP se tomaron los valores de degradación por el orden del 0.2% y hay pocos estudios al respecto [49]

Tabla 7.16-2 CAPEX Planta FV

Planta PV de 50 MW _e							
	unidad						
Módulos PV	181248	Uni	0.3	kW _{dc} /uni	0.64	\$/WDC	\$34,799,616.00
Inversores	128	Uni	420	kW _{dc} /uni	0.1	\$/WDC	\$5,376,000.00
Banco de baterías	0			kW _{dc} /uni	0	\$/WDC	\$0.00
Balance del sistema	0.2					\$/W _{dc}	\$10,874,880.00
Instalación	0.15					\$/W _{dc}	\$8,156,160.00
Margen de instalación	0.08					\$/W _{dc}	\$4,349,952.00
Contingencias	0						\$0.00
Total, costos directos							\$63,556,608.00
Estudios ambientales	0.02					\$/W _{dc}	\$0.00
Estudios Técnicos	0.09					\$/W _{dc}	\$0.00
Impuesto de Venta	5%	%	50	MW _e			\$3,177,830.40
Total, costos indirectos							\$3,177,830.40
Gran Total CAPEX							\$66,734,438.40
Costos potencia neta				\$/kW_e	\$1,334.69		

Cuando se evalúa la planta híbrida más desalinizadora se debe calcular además del LCOE, el LWC que se define como el costo de generar agua en USD/m³. Este se evalúa según la siguiente ecuación adaptada de [50]:

$$LWC = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+K)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{D_t}{(1+K)^t}} \quad (28)$$

donde:

CAPEX = La inversión inicial de la planta de ósmosis inversa

OPEX = Los costos de mantenimiento y operación de la planta

K = La tasa de descuento

D_t = La producción de agua anual de la planta

n = vida útil del proyecto en años

Para el cálculo del CAPEX y OPEX de las plantas de ósmosis inversa se utilizó los parámetros de referencia de la base de datos DESALDATA [51]. Como mencionamos en el apartado 5.19 la capacidad máxima de plantas que utilizan esta tecnología es del rango <350,000 m³/día por lo que en este trabajo calcularemos el LWC para dos plantas de 200,000 m³/día, que en su conjunto consumirán la potencia eléctrica producida por la planta híbrida PV-CSP. El consumo específico de las plantas se consideró de 3 kWh/m³ de acuerdo a los valores más recientes de plantas desaladoras. A continuación, se muestran en la los valores estimados para el cálculo del LWC de la planta de ósmosis inversa.

Tabla 7.16-3 CAPEX Ósmosis Inversa

Planta Ósmosis Inversa 200,000 m³/día	
Cálculo de CAPEX	SUB TOTAL
Pretratamientos	\$17,307,855.00
Obra Civil	\$36,142,873.00
Bombas	\$14,500,061.00
Equipos Y Materiales	\$36,999,782.00
Diseño	\$11,708,255.00
Costos Legales	\$2,375,588.00
Servicios De Instalación	\$16,289,746.00
Membranas	\$8,908,455.00
Tanques De Presión	\$2,545,273.00
Tuberías De Alta Aleación	\$22,059,031.00
Intake/Outfall	\$15,271,637.00
Dispositivos de recuperación de energía	\$1,620,000.00
Total, CAPEX	\$185,728,556.00
Cálculo del OPEX Ósmosis Inversa	
Recambios	\$1,560,375.00
Químicos	\$3,640,875.00
Mano De Obra	\$3,469,475.00
Membranas	\$1,560,375.00
Electricidad	\$9,362,250.00
Total, OPEX	\$19,593,350.00

7.17 Simulación

Al ejecutar la simulación de la planta comentamos en la sección 7.13 que se estableció en el algoritmo de control la limitación de producción de energía total de la planta híbrida. En la figura 19 mostramos la planta híbrida sin límite de producción de energía y en la figura 20 la planta funcionando con el límite establecido y asegurando un abastecimiento constante al proceso de ósmosis inversa.

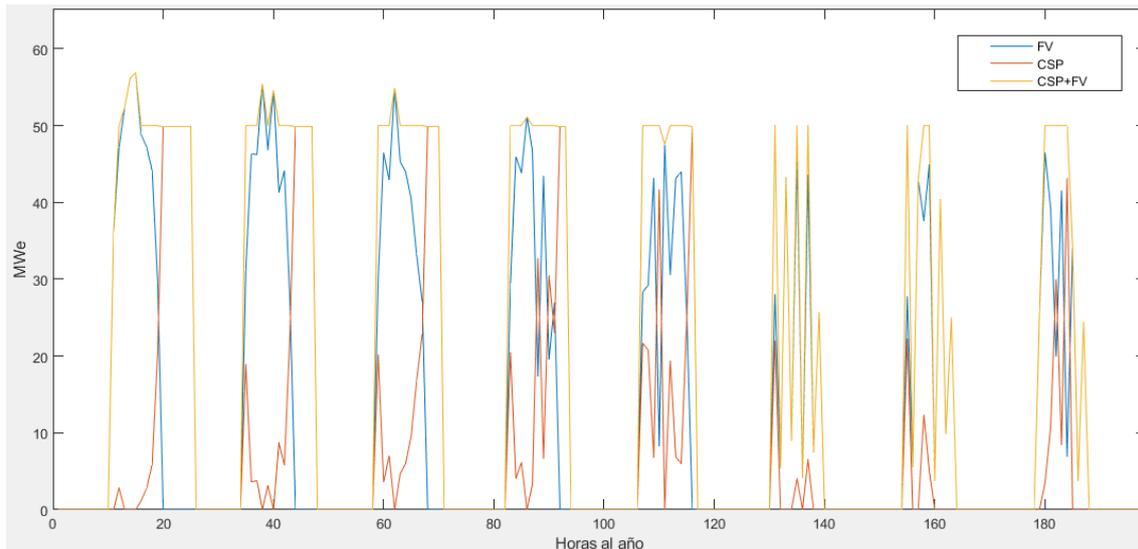


Figura 20 Simulación de planta híbrida FV-CSP sin límite de potencia

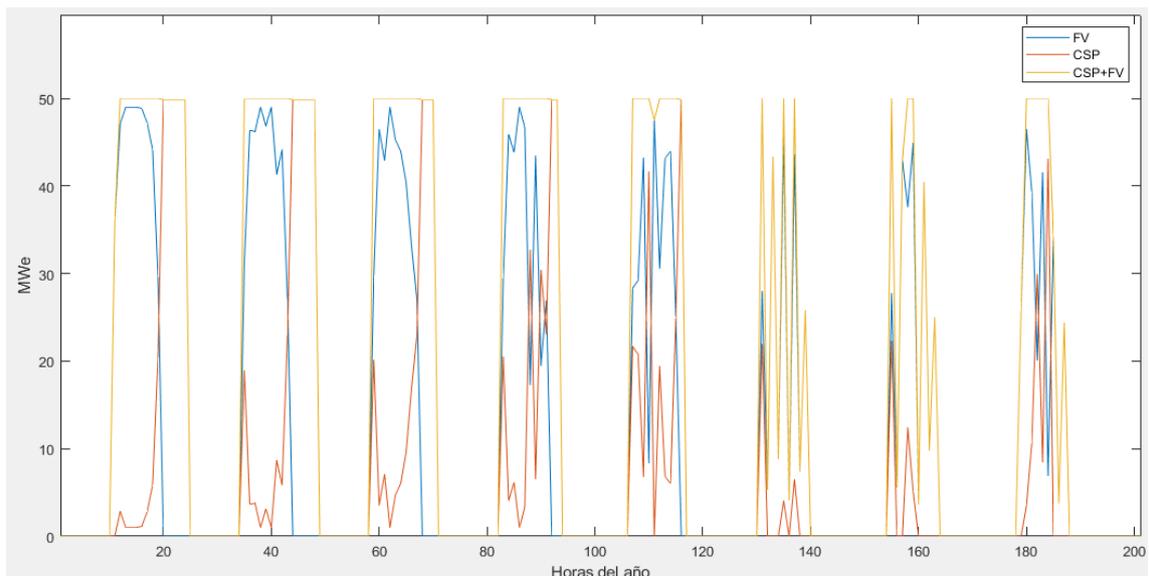


Figura 21 Simulación de planta híbrida FV-CSP con límite de potencia

8. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos con los distintos modelos desarrollados y los distintos modos de operación evaluados. En primer lugar, se realiza un análisis técnico que evalúa parámetros como la generación mensual de electricidad, el factor de la planta, las horas de funcionamiento, la contribución de CSP y FV a lo largo de la generación. En segundo lugar, se realiza un análisis económico que muestra los resultados del cálculo de LCOE y LWC, permitiendo decidir cuál es la mejor configuración de la planta híbrida.

8.1 Análisis Técnico

Producción anual y mensual de energía

En primer lugar, se han llevado a cabo las simulaciones de la planta híbrida para poder calcular la producción de energía mensual y determinar el aporte de cada tecnología al gran total, Se establecieron tres escenarios de operación de la planta: un primer escenario en el que la producción total de energía sea generada por la planta fotovoltaica, el segundo donde la producción sea generada solo por la CSP y la tercera consistente en la operación conjunta de ambas tecnologías comparando a continuación los factores de planta, LCOE y LWC de cada escenario.

8.1.1 Planta FV

Para la planta fotovoltaica se obtiene una producción anual de 111.7 GWh con un factor de capacidad de la planta del 26%, los meses en los que se observa una mayor generación de energía son los correspondientes a la temporada de verano en la figura 22 se observa el perfil mensual y factor de capacidad a lo largo del año.

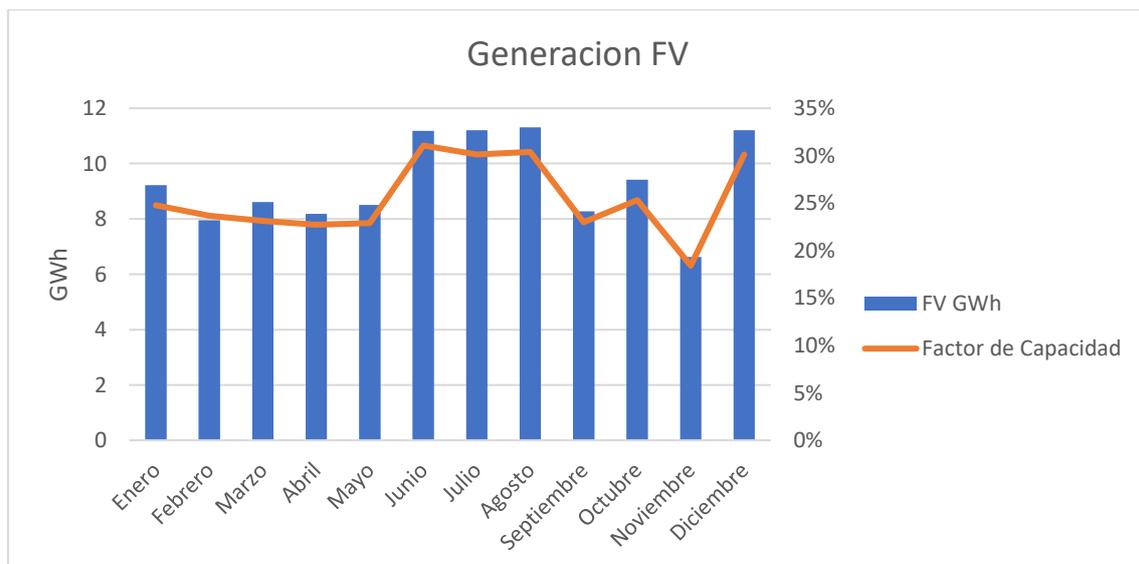


Figura 22 Generación mensual de planta FV

Debido a la variabilidad de la radiación solar a lo largo del año y la inclinación de los módulos fotovoltaicos el perfil de generación a lo largo del día varía según se puede observar en la figura 23

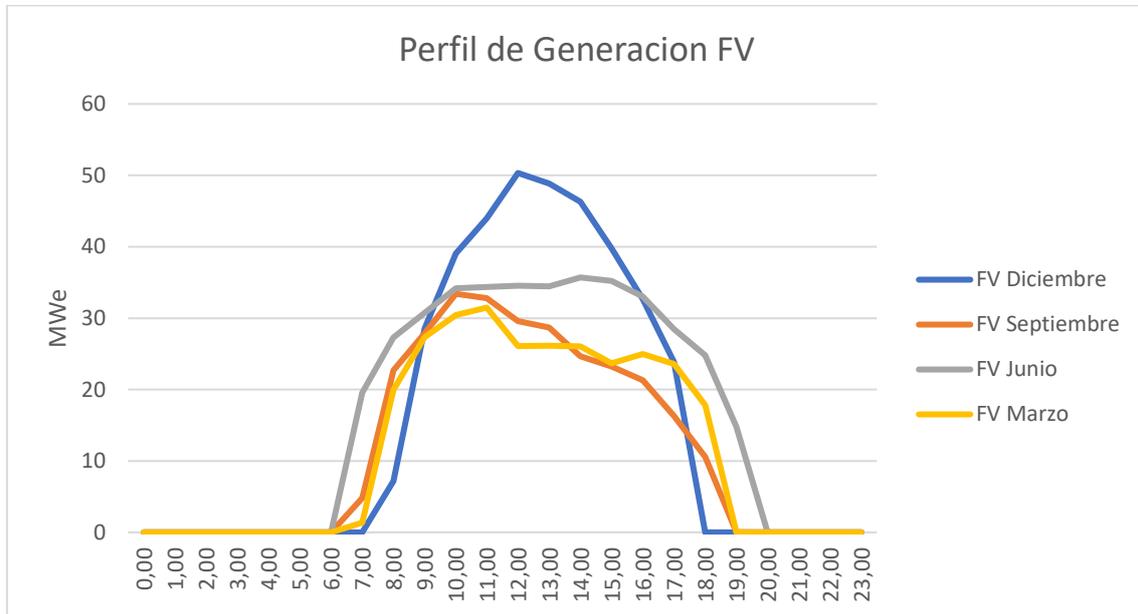


Figura 23 Perfil de generación FV a lo largo de las estaciones del año

8.1.2 Planta CSP

Para la planta CSP se obtiene una producción anual de 162.63 GWh con un factor de capacidad de la planta del 37%. Los meses en los que se observa una mayor generación de energía son los correspondientes a la temporada de verano; esto obedece a la orientación del campo de captadores N-S tal y como se observa en la figura 24

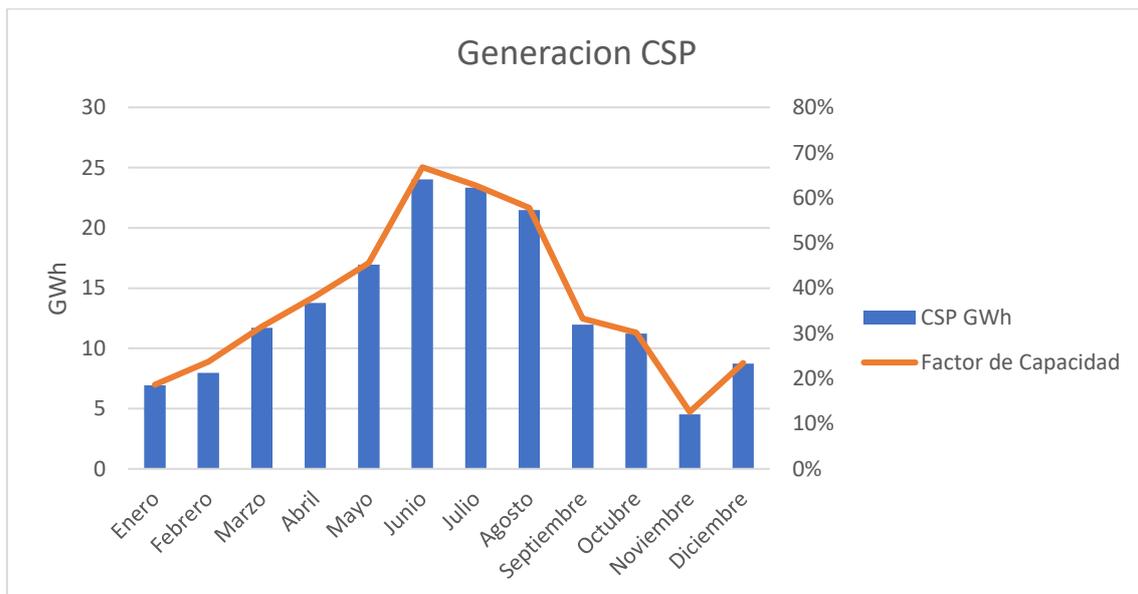


Figura 24 Generación mensual de planta CSP

8.1.3 Planta CSP+FV

En la planta híbrida se prioriza la producción de energía fotovoltaica mientras la planta CSP acumula toda la energía captada en el sistema de almacenamiento térmico y únicamente se activa el bloque de potencia cuando la planta fotovoltaica no alcanza la demanda requerida de 50 MW o en las horas donde no hay recurso solar disponible. La producción anual de energía de la planta en modo híbrido es de 260.68 GWh, lo que se traduce a un factor de capacidad del 60%. Como se observa en la figura 25 el comportamiento de generación mensual de la planta híbrida a lo largo del año es influenciado en gran manera por la planta CSP; esto debido a la capacidad de almacenamiento térmico de la planta CSP. En los meses de verano el factor de planta supera el 90% derivando en una mayor producción para esta temporada del año.

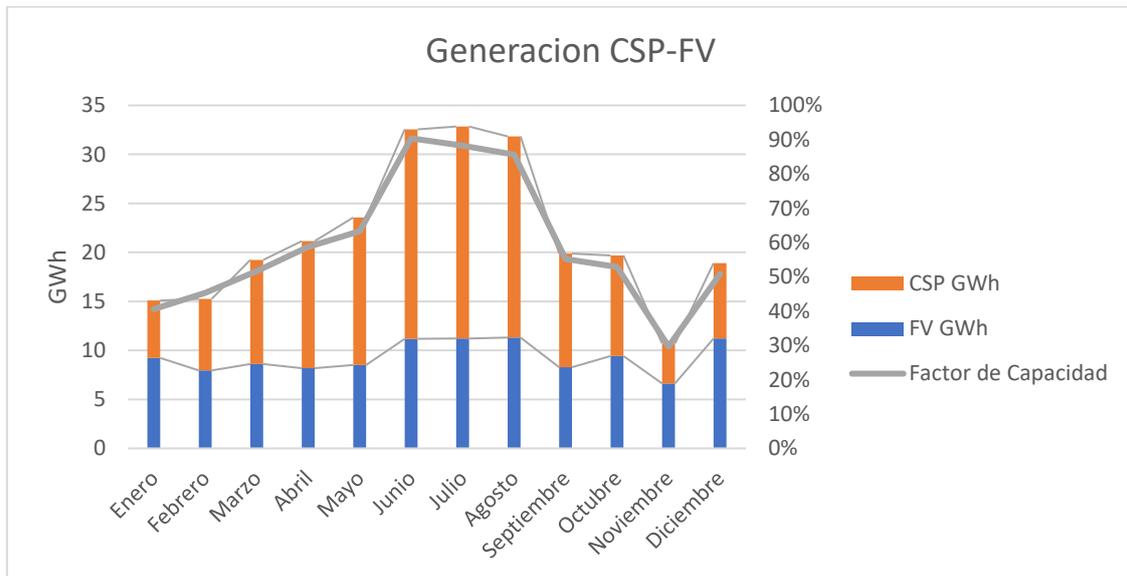


Figura 25 Generación mensual de planta FV-CS

8.2 Análisis económico (LCOE)

En este apartado se dan a conocer los indicadores económicos más representativos en este tipo de proyectos. Dentro de estos tenemos el CAPEX, OPEX y el llamado el coste nivelado de energía (o LCOE por sus siglas en inglés). En la figura 26 se observa que, para los casos analizados, el flujo de capital necesario para cada escenario es considerablemente mayor para la planta CSP debido a la complejidad de la instalación en comparación de la planta fotovoltaica, el costo por kW instalado de la planta fotovoltaica es de \$ 1,334.81, muy por debajo de los \$ 7,992.30 del CSP.

Uno de los aspectos que más afectan el costo inicial de la planta CSP es el campo de captadores y el sistema de almacenamiento térmico, pero es preciso mencionar que es en el almacenamiento donde se encuentra la ventaja y competitividad de las tecnologías termosolares, ya que permite alargar el tiempo de producción y dar a la red o proceso energía de alta calidad.

El LCOE nos indica que la hibridación reduce el costo de energía producida en un 27% en comparación de una planta CSP operando por sí sola. Gracias a el costo relativamente bajo de la energía fotovoltaica, como se observa en la figura 27 el LCOE de la planta híbrida es de 0.154 \$/KWh o 0.130 €/KWh lo cual está dentro de las proyecciones de coste para este tipo de planta [58]

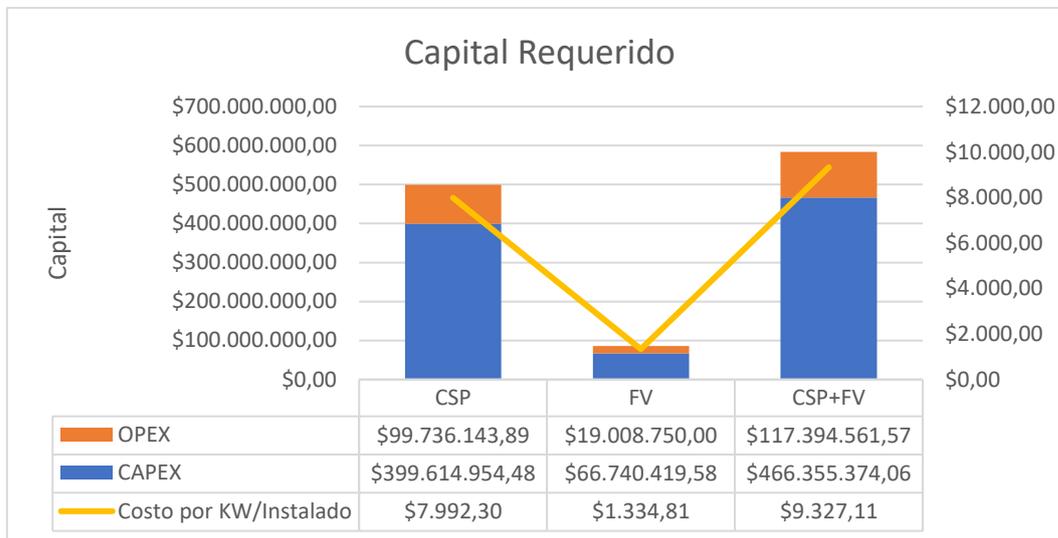


Figura 26 Flujo de Capital y costes por unidad de potencia instalada \$/KW

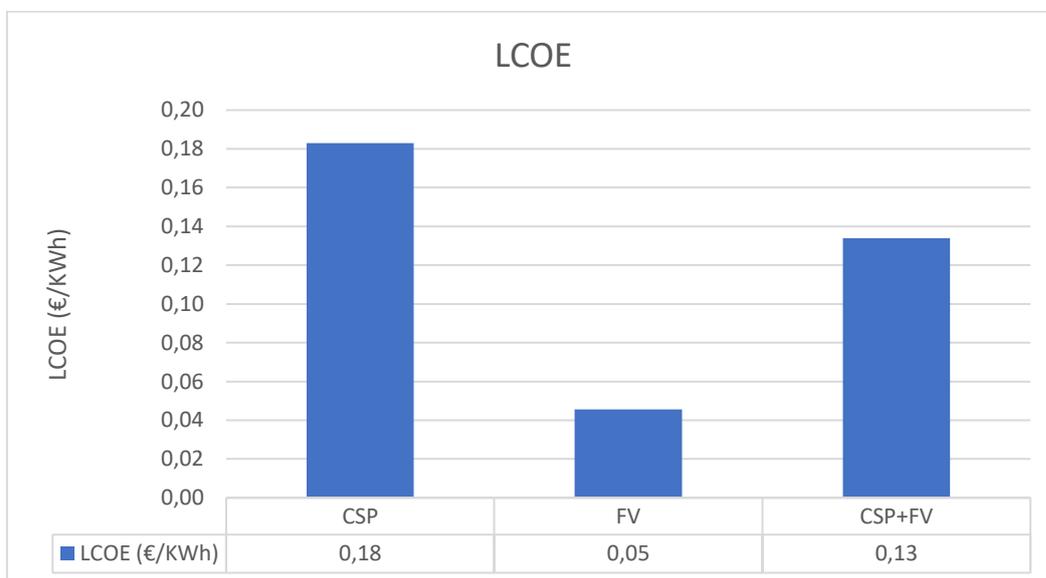


Figura 27 LCOE (coste nivelado de la energía) en Euros

8.3 Producción de agua desalada

En este trabajo fijamos como objetivo la producción de agua desalada por medio de la tecnología de ósmosis inversa cuya alimentación eléctrica sea suministrada, dentro de lo posible, por energía renovable. Para poder contrastar este escenario se propusieron seis casos, tres de ellos corresponden a planta de ósmosis inversa autónoma, recibiendo energía eléctrica únicamente proveniente del Sol y los últimos tres casos con las plantas conectadas a la red.

8.4 Caso 1 Ósmosis inversa + CSP

Como se mencionó en la sección 7.16 se dispondrá de 2 plantas de ósmosis inversa con una capacidad de producción cada una de 200,000 m³/día lo que corresponde a una demanda de potencia de 25 MW_e consumiendo entre las dos los 50 MW_e generados por la planta híbrida, Para este primer escenario la producción de agua únicamente es impulsada por la energía producida por la planta CSP, obteniéndose una producción anual de 54.21 Hm³ de agua desalada y un factor de capacidad del 37% (ver figura 28).

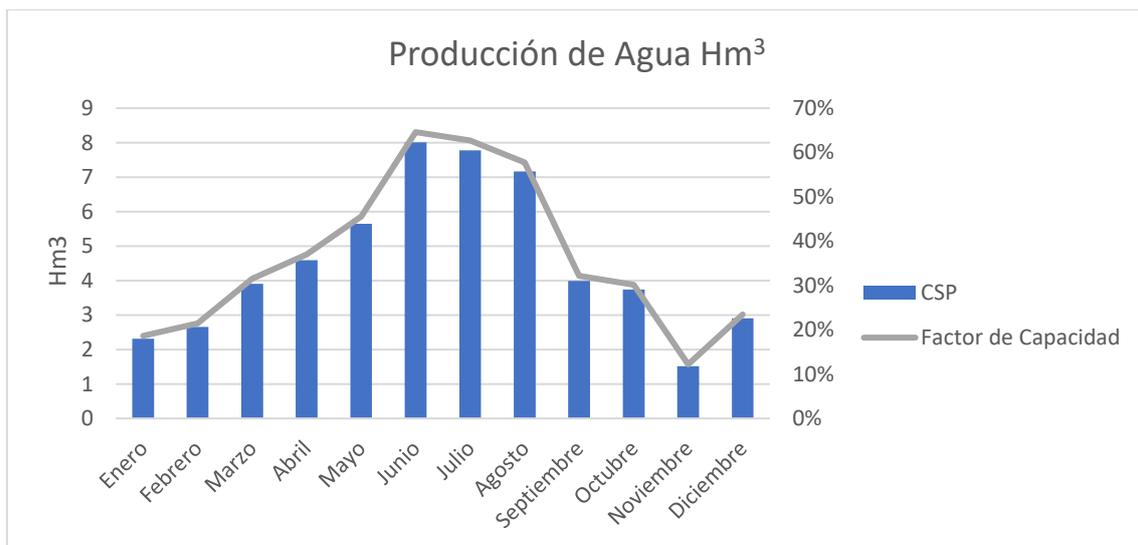


Figura 28 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP

8.5 Caso 2 Ósmosis inversa + FV

Para el caso 2 donde la planta de ósmosis inversa trabaja con la energía exclusiva del campo fotovoltaico observamos una merma en la producción anual con relación al caso 1 con un valor de 54.21 Hm³ de agua desalada y un factor de capacidad del 25% (Véase figura 29).

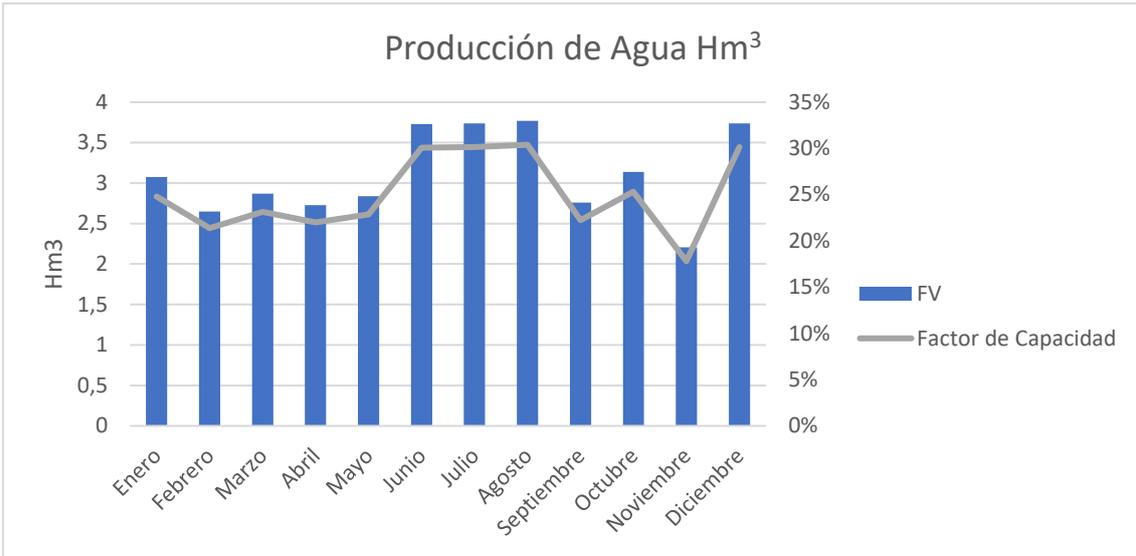


Figura 29 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV

8.6 Caso 3 Ósmosis inversa + CSP+ FV

Para el caso 3 donde la planta de ósmosis inversa trabaja con la energía de la planta híbrida, se obtiene un incremento en la producción anual con relación al caso 1 y 2 del 60% y 133% respectivamente, con un valor anual de 86.89 Hm³ de agua desalada y un factor de capacidad del 60% (Véase figura 30).

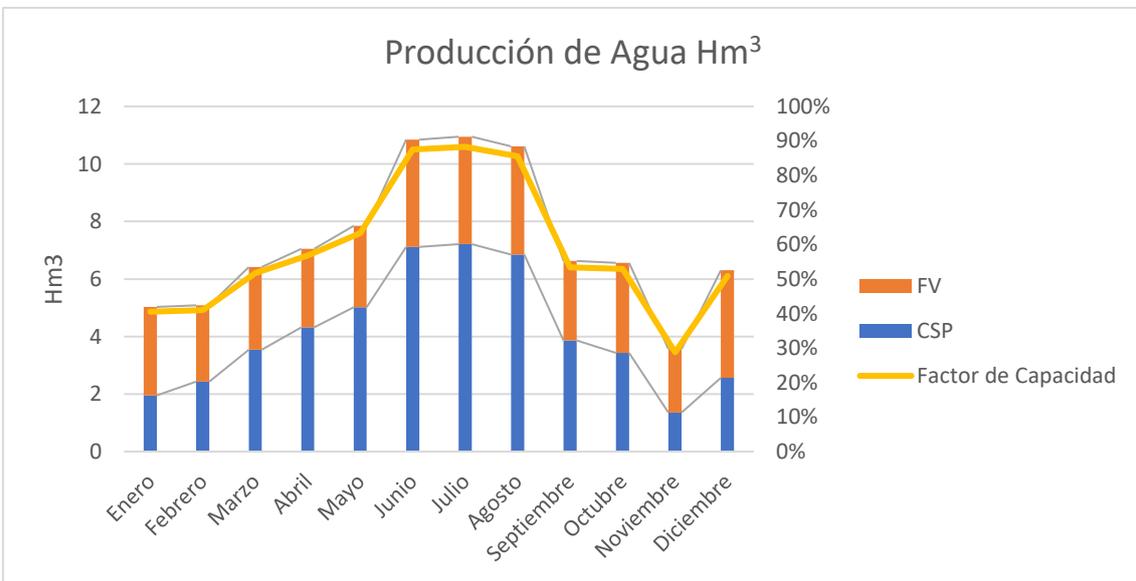


Figura 30 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV+CSP

8.7 Caso 4 Ósmosis inversa + CSP+ Grid (Red)

Para el caso 4 se tiene una producción nominal del 146 Hm³ con una fracción solar anual del 37% (Véase figura 31).

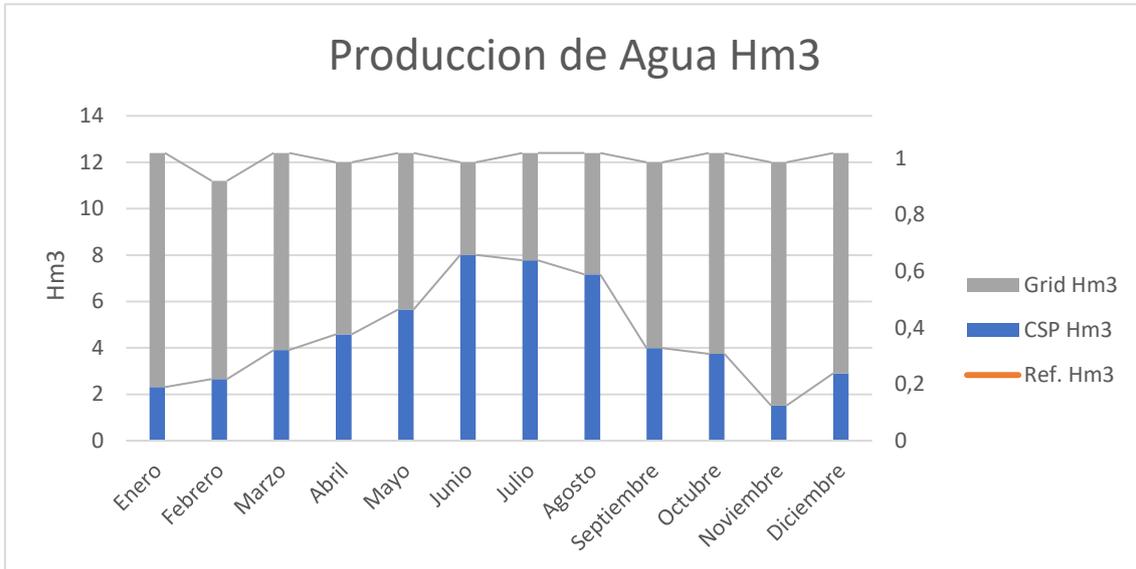


Figura 31 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP+Red

8.8 Caso 5 Ósmosis inversa + FV+ Grid (Red)

Para el caso 5 se tiene una producción nominal del 146 Hm³ con una fracción solar anual del 26% (Véase figura 32).

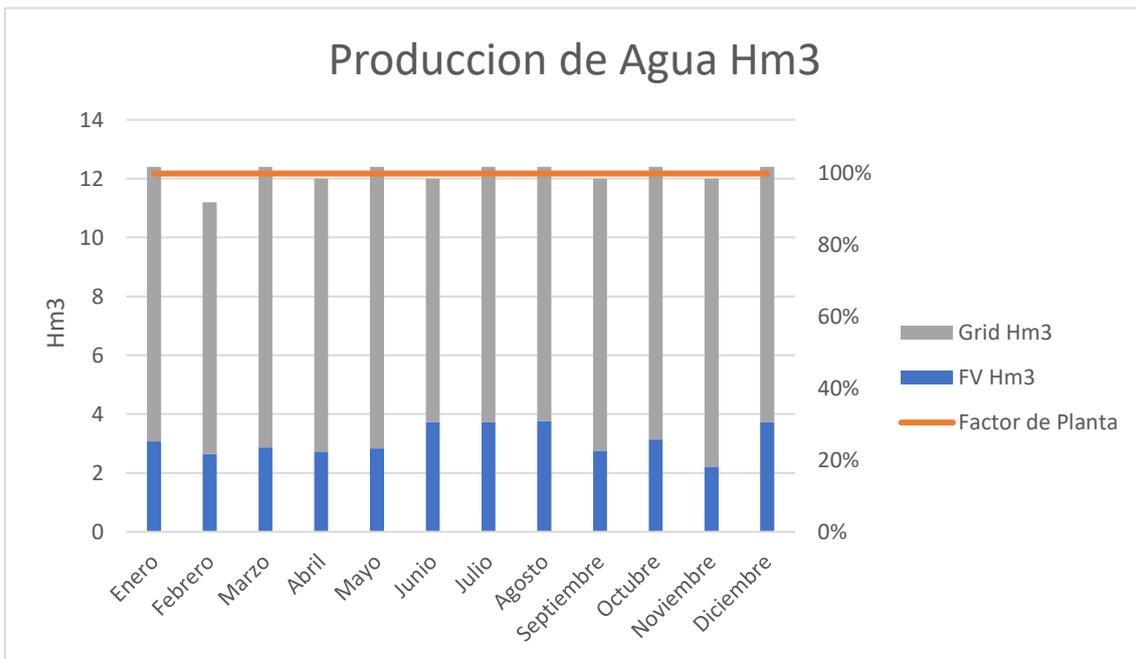


Figura 32 producción de agua desalada por ósmosis inversa+FV+Red

8.9 Caso 6 Ósmosis inversa + CSP+FV+ Grid (Red)

Para el caso 6 se tiene una producción nominal del 146 Hm³ con una fracción solar anual del 60% (Véase figura 33)

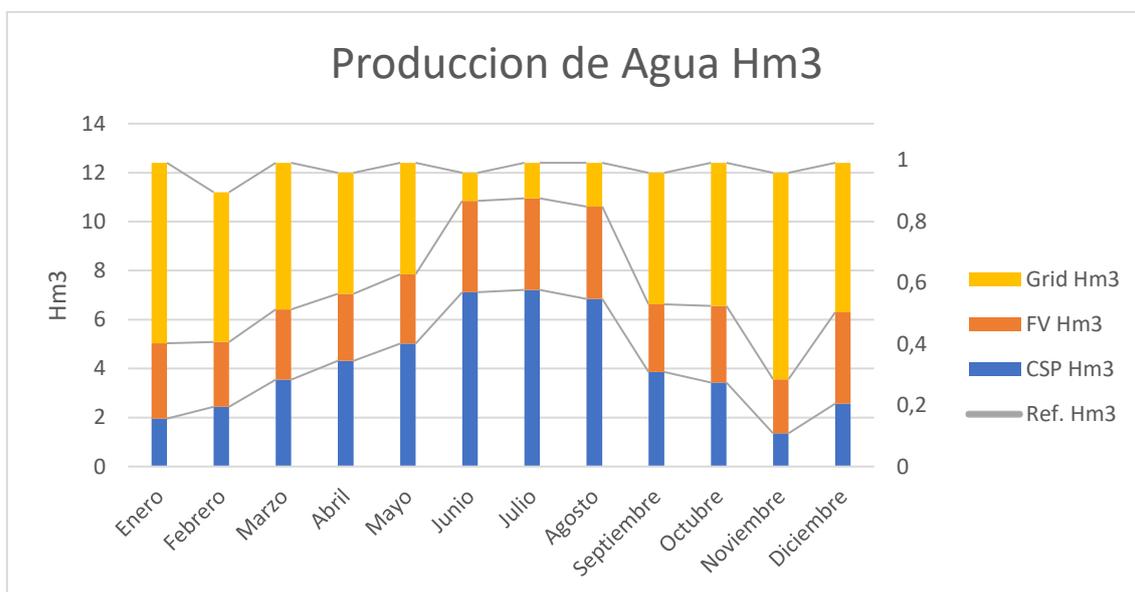


Figura 33 Producción de agua desalada por ósmosis inversa+CSP+FV+Red

8.10 Análisis económico (LWC)

De los seis casos propuestos se calcula el indicador denominado LWC o costo nivelado del agua, con el que se contrasta con una planta convencional de ósmosis inversa consumiendo de la red el 100% de la energía del proceso.

Tabla 8.10-1 LWC Casos 1-6

Caso	Producción Anual Agua Hm ³	Fracción Solar	Factor de Capacidad	LWC (€/m ³)
Red+OI	146.00	0%	100%	0.45
CSP+OI	54.21	100%	37%	1.22
FV+OI	37.23	100%	26%	1.42
CSP+FV+OI	86.90	100%	60%	0.99
CSP+Red+OI	146.00	37%	100%	0.66
FV+Red+OI	146.00	26%	100%	0.49
CSP+FV+Red+OI	146.00	60%	100%	0.66

Como se observa en la figura 34, el caso que más se acerca a la operación de referencia son los casos de hibridación y fotovoltaica junto con el respaldo de la red eléctrica; ambos reportan un LWC de 0.66 €/m³. Pero como es de esperar la aportación de energía renovable o fracción solar es mayor cuando la planta funciona con las tecnologías en conjunto lo que resulta ser el 60% de toda la energía que demanda el proceso a lo largo del año.

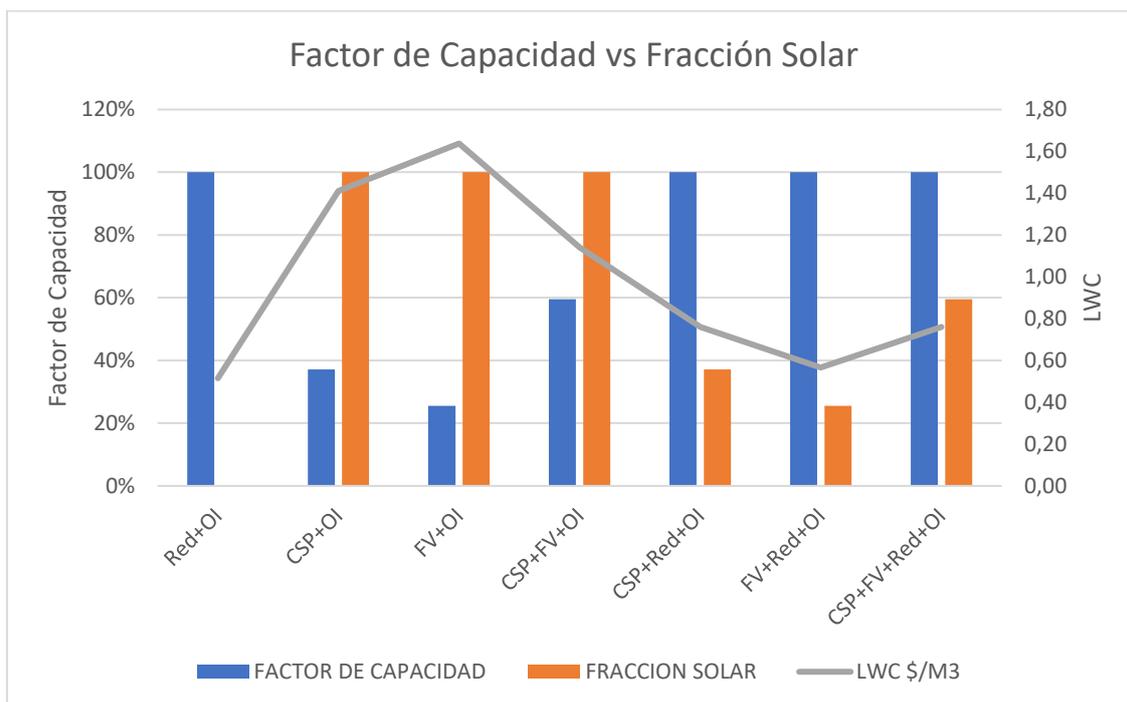


Figura 34 Factor de capacidad y fracción solar de los casos 1-6

8.11 Emisiones de CO₂ y Bonos de Carbono

El mercado del carbono consiste en comprar y vender certificados de reducción de emisiones (CER), derechos de emisión, cantidades anuales (UCA) o unidades de reducción de emisiones (URE), España emerge como una de las naciones más atractivas en el mercado de bonos de carbono a nivel mundial. Y es que, en pocos años, de acuerdo con el informe de Climate Bonds [59] España se ha posicionado entre los 11 principales países para la emisión de bonos de carbono. El valor de los certificados de bonos de carbono ha sufrido variaciones a lo largo del tiempo debido a que se transaccionan libremente respondiendo a la oferta y demanda en el mercado. Debido a los países emergentes y la salida de la recesión económica de los países industrializados su valor se ha visto incrementado en este último periodo. La evolución del precio de bonos de carbono se puede ver en la Figura 35.

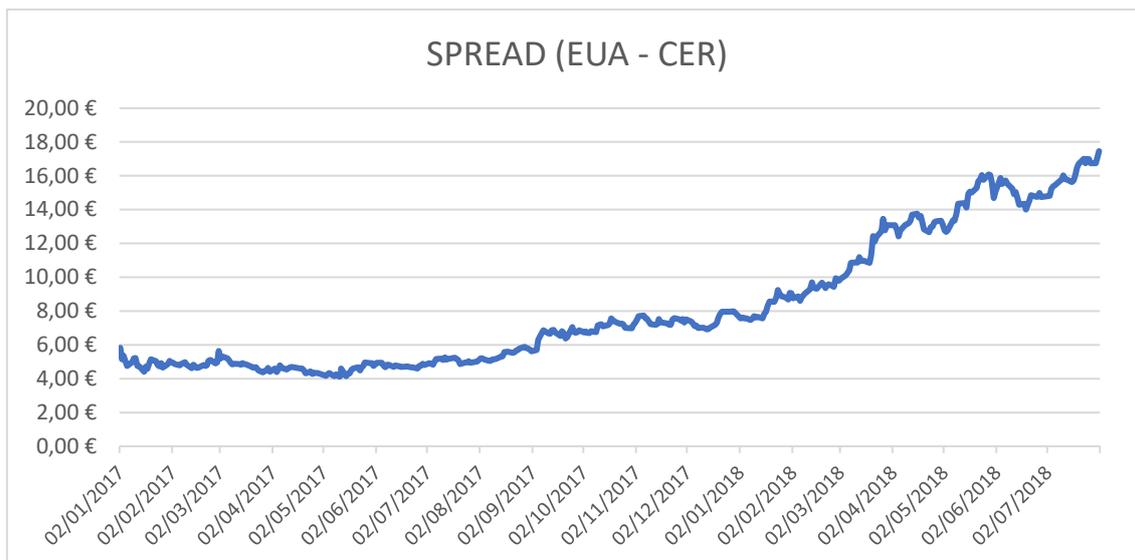


Figura 35 Valor de bonos de carbono 2017-Julio 2018

En este trabajo consideramos el valor promedio del precio de CER para el presente año fiscal, el cual corresponde a 12.58 €/Ton CO₂, aunque se estima según los analistas del mercado que para finales del 2018 este valor pueda alcanzar un precio récord de 20 €/Ton CO₂ [57]. En la se muestra la cantidad de toneladas de gases de efecto invernadero evitadas y considerando la venta de bonos de carbono como un ingreso que se restan al valor total de OPEX anuales, se obtiene un nuevo valor del LWC.

Tabla 8.11-1 Reducción de emisiones y LWC casos 1-6

Caso	Reducción de Ton CO ₂	Precio de Ton CO ₂	Bonos de Carbono	LWC €/m ³
Red+OI	0,00	12.58 €	0.00 €	0.45
CSP+OI	60,172.77	12.58 €	756,973.44 €	1.21
FV+OI	41,328.42	12.58 €	519,911.52 €	1.41
CSP+FV+OI	96,453.67	12.58 €	1,213,387.12 €	0.98
CSP+Red+OI	60,172.77	12.58 €	756,973.44 €	0.65
FV+Red+OI	41,328.42	12.58 €	519,911.52 €	0.49
CSP+FV+Red+OI	96,453.67	12.58 €	1,213,387.12 €	0.65

9. CONCLUSIONES

El emplazamiento seleccionado para este trabajo es idóneo para el desarrollo de plantas de energía solar, ya que cuenta con las condiciones favorables para este tipo de aplicaciones, al poseer un recurso solar anual por el orden de los 2000 kW/m²-año. Debido a lo anteriormente mencionado se analizó el comportamiento de una planta solar híbrida que, por la naturaleza de las tecnologías consideradas (termosolar con almacenamiento térmico y la solar fotovoltaica), al alimentar de electricidad la ósmosis inversa ofrecen una solución integral a la demanda de agua potable y de alta calidad, indispensable para el desarrollo de la Isla de Gran Canaria. Se simuló la planta híbrida solar dando prioridad a la energía fotovoltaica y utilizando la energía proveniente de la CSP como el factor de gestionabilidad del sistema. Entre los parámetros que se consideraron están principalmente indicadores técnicos y económicos que nos brindaron una perspectiva más amplia y fidedigna de las bondades y ventajas de desarrollar estas tecnologías.

El análisis técnico se realizó para determinar el perfil de producción de energía eléctrica de una combinación FV+CSP y alimentar un proceso de OI, con el objetivo de producir agua desalada, Las diferentes tecnologías se simularon por separado y en modo híbrido para contrastar diferentes escenarios de operación, permitiendo determinar la configuración más idónea.

Se puede concluir que la utilización de una planta híbrida FV+CSP incrementa la producción anual de energía eléctrica dando como resultado un factor de capacidad del 60%, muy superior al obtenido de la planta utilizando únicamente FV o CSP, Al aumentar la producción anual de energía eléctrica se refleja una reducción del LCOE por el orden de un 27% en comparación de una planta CSP y al tomar en cuenta la posible reducción de costos y avance en la eficiencia de ambas tecnologías en el mediano y largo plazo el desarrollo de este tipo de planta híbrida es muy prometedor.

La utilización de ósmosis inversa como tecnología de desalación nos confirma que la producción de agua dulce y fracción solar están directamente relacionadas al perfil de producción eléctrica. Esto es debido a la naturaleza de la ósmosis inversa que utiliza como fuente de energía de su proceso la electricidad. Al hacer un montaje de dos plantas con una capacidad conjunta de 400,000 m³/día y ser alimentada únicamente por energía solar, se logra una producción de agua que logra cubrir el 52% de la demanda de agua potable para la isla.

Al analizar los resultados de LWC se obtiene que el mejor escenario a corto plazo sería la operación de la planta de ósmosis inversa conectada a la red como respaldo ya que se logran los máximos indicadores de desempeño técnico-económicos. Y cuya diferencia en relación a una planta que opera convencionalmente es de un 44% superior, pero al considerar las ventajas de utilizar tecnología solar se deben considerar la mitigación al estrés medio ambiental, poniendo en marcha sistemas con un alto grado de responsabilidad empresarial ya que no solo obedecen a los aspectos

financieros sino también a los correspondientes al desarrollo sostenible de las comunidades. Los esfuerzos por preservar el planeta mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero inclinan la balanza a la adopción de gobiernos y empresa privada del desarrollo de proyectos de energías renovables.

Dentro de las oportunidades de mejora en este tipo de aplicación podemos mencionar; que la reducción de costes en el montaje de la tecnología termosolar es un punto de inflexión para acelerar la implementación de tecnologías híbridas solares en la industria no únicamente para la producción de energía eléctrica sino para cualquier otro fin productivo, al permitir aprovechar de una manera más eficiente el recurso solar disponible en el lugar de montaje.

En la planta híbrida CSP+FV la relación 1:1 de las plantas CSP y FV podría mejorarse al analizar un aumento en la capacidad instalada de la planta fotovoltaica para incrementar la producción de energía anual y por ende de agua, ya que gracias a sus competitivos costes de montaje y operación permitirían reducir sustancialmente el costo de energía y agua producida.

Para futuros trabajos se recomienda utilizar o considerar almacenamiento en ambas tecnologías y verificar si existe un aumento en la fracción solar de la planta de ósmosis inversa. En este presente trabajo no se consideraron bancos de baterías para almacenar energía fotovoltaica debido a su altísimo coste comercial, pero en un futuro cuando los precios sean más accesibles seguramente contribuirán a lo anteriormente dicho.

10. BIBLIOGRAFIA

1. <http://climatechange.lta.org/climate-impacts/shifting-seasons/>
2. Ju, X., Xu, C., Hu, Y., Han, X., Wei, G., & Du, X, (2017), A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems, *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 161, 305-327, doi:10.1016/j.solmat.2016.12.004
3. Peñate Suárez, B, (2008), *Guía del agua en la Macaronesia*, [Santa Cruz de Tenerife]: Instituto Tecnológico de Canarias,
4. Cristian Segura, (2018), Pocos quieren beber el agua que salvó a Canarias, 21 Enero 2018, de El País Sitio web: https://elpais.com/politica/2018/01/20/actualidad/1516475753_444638.html
5. OCDE & IEA, (2017), *Market Report Series: Renewables 2017, analysis and forecasts to 2022, Executive Summary*, 10, <https://doi.org/10.1073?pnas.0603395103>
6. Kalogirou, S, (2009), *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, *Solar Energy Engineering*, iv–iv, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374501-9.00014-5>
7. <http://www.centralestermosolares.com/centrales-de-c-cilindro-parabolico>
8. Fernández-García, A., Zarza, E., Valenzuela, L., & Pérez, M, (2010), Parabolic-trough solar collectors and their applications, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 1695-1721, doi:10.1016/j.rser.2010.03.012
9. https://www.sintelub.com/files/therminol_vp1.pdf
10. Cengel, Y, A., & Boles, M, A, (2012), *Termodinámica*, Energy (p, 1009), <https://doi.org/10.1093/jac/dks274>
11. M, Liu, N, H, S, Tay, S, Bell, M, Belusko, R, Jacob, G, Will, W, Saman, and F, Bruno, “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies,” *Renew, Sustain, Energy Rev.*, vol, 53, pp, 1411–1432, 2016,
12. A, G, Fernández, S, Ushak, H, Galleguillos, and F, J, Pérez, “Development of new molten salts with LiNO₃ and Ca(NO₃)₂ for energy storage in CSP plants,” *Appl, Energy*, vol, 119, no, 3, pp, 131–140, 2014
13. Ghafoor, A., & Munir, A, (2015), Worldwide overview of solar thermal cooling technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 763–774, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.073>
14. Ruíz, V., Blanco, M., Maraver, A., Silva, M., Ramírez, L., Cárdenas, B., ... Luna, S, (2011), *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica: Estudio técnico PER 2011 - 2020*, IDAE (p, 216), IDAE, Retrieved from http://idae.electura.es/materia/solar_termoelectrica/

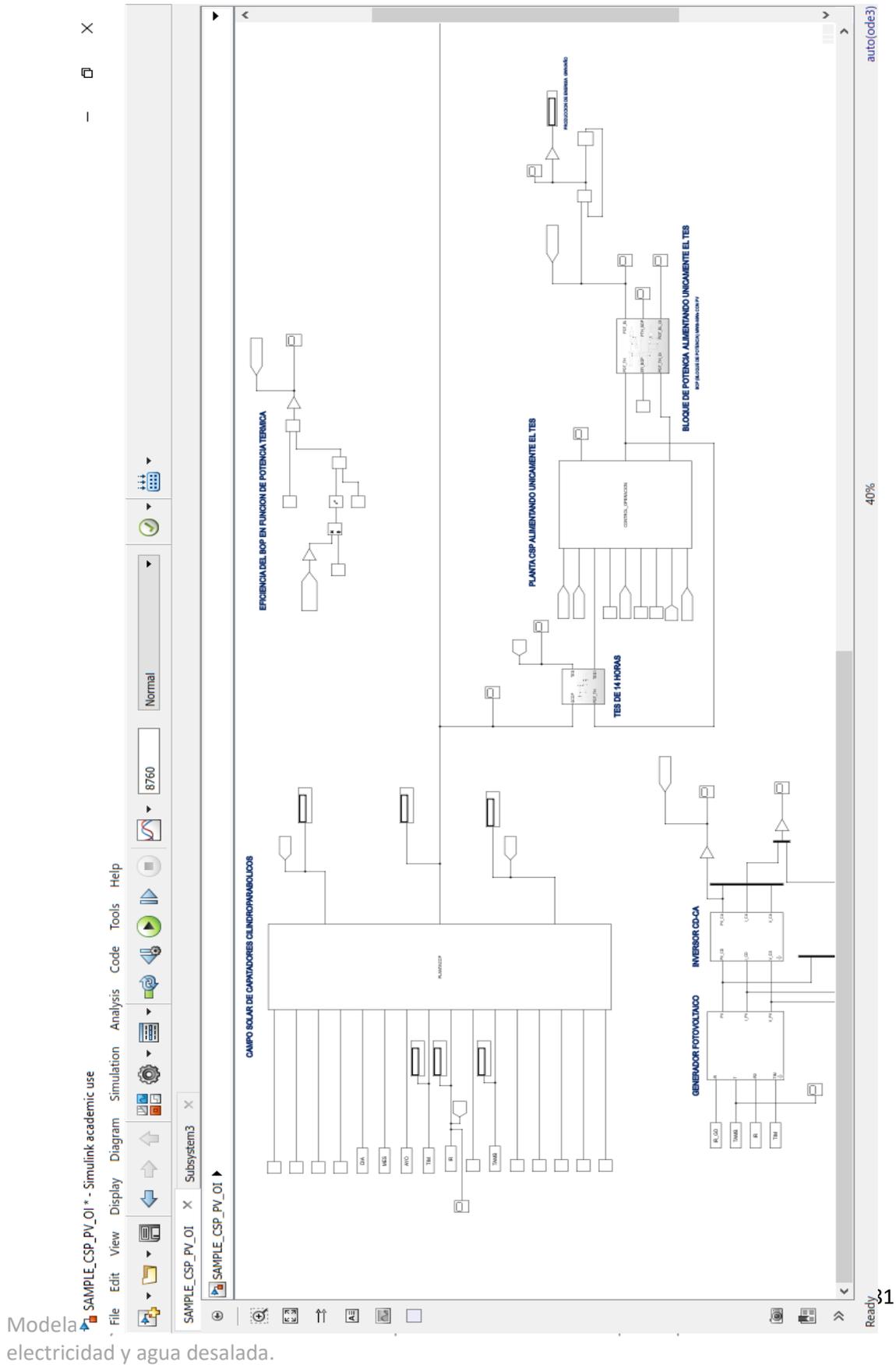
15. Green, M, (1982), Solar Cells- Operating Principles, Technology and System Applications, Englewood Cliffs, NJ, Prentice-Hall, Inc., 1982, 288 ..., [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90265-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90265-1)
16. Perpiñan, O, L, (2012), Energía Solar Fotovoltaica, Creative commons (p, 194), Retrieved from <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf%0D>
17. IEA, (2010), Technology Roadmap - Concentrating Solar Power, International Energy Agency: Paris, France, <https://doi.org/10.1787/9789264088139-en>
18. M, J, Adinoyi and S, A, M, Said, "Effect of dust accumulation on the power outputs of solar photovoltaic modules," Renew, Energy, vol, 60, pp, 633–636, 2013,
19. Kalogirou, S, (2009), Solar Energy Engineering, Solar Energy Engineering, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374501-9,X0001-5>
20. Perpiñan, O, L, (2012), Energía Solar Fotovoltaica, Creative commons (p, 194), Retrieved from <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf%0D>
21. Solar Power Authority, "How to Choose the Right Panels for a Solar PV System," [Online], Available: <https://www.solarpowerauthority.com/how-to-choose-solar-panels/>,
22. Green, A,, Diep, C,, Dunn, R,, & Dent, J, (2015), High capacity factor CSP-PV hybrid systems, Energy Procedia, 69, 2049-2059, doi:10.1016/j.egypro,2015,03,218
23. International Energy Agency (IEA), (2014), Technology Roadmap Solar Thermal Electricity, Edition 2014, International Energy Agency (IEA) (p, 52), <https://doi.org/10.1007/SpringerReference 7300>
24. Ju, X,, Xu, C,, Hu, Y,, Han, X,, Wei, G,, & Du, X, (2017), A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, 161, 305-327, doi:10.1016/j.solmat,2016,12,004
25. Green, A,, Diep, C,, Dunn, R,, & Dent, J, (2015), High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems, In Energy Procedia (Vol, 69, pp, 2049–2059), Elsevier Ltd, <https://doi.org/10.1016/j.egypro,2015,03,218>
26. K,Larchet, Solar PV-CSP Hybridisation for Baseload Generation: A Technoeconomic Analysis for the Chilean Market, in, KTH School of Industrial Engineering and Management, 2015,
27. Platzer, W, (2014), PV-enhanced solar thermal power, In Energy Procedia (Vol, 57, pp, 477–486), Elsevier Ltd, <https://doi.org/10.1016/j.egypro,2014,10,201>
28. International Energy Agency (IEA), (2014), Technology Roadmap Solar Thermal Electricity, Edition 2014, International Energy Agency (IEA) (p, 52), <https://doi.org/10.1007/SpringerReference 7300>
29. Abengoa, "Abengoa plans 210 MW CSP-PV hybrid project in northern Chile," 2013,
30. Solarreserve, "Redstone," 2014,
31. Green, A,, Diep, C,, Dunn, R,, & Dent, J, (2015), High Capacity Factor CSP-PV Hybrid Systems, In Energy Procedia (Vol, 69, pp, 2049–2059), Elsevier Ltd, <https://doi.org/10.1016/j.egypro,2015,03,218>
32. Parrado, C,, Girard, A,, Simon, F,, & Fuentealba, E, (2016), 2050 LCOE (Levelized Cost of Energy) projection for a hybrid PV (photovoltaic)-CSP (concentrated

- solar power) plant in the Atacama Desert, Chile, *Energy*, 94, 422–430, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.11.015>
33. Sharon, H., & Reddy, K, S, (2015), A review of solar energy driven desalination technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1080-1118, doi:10.1016/j.rser.2014.09.002
 34. Cipollina, A., Micale, G., & Rizzuti, L, (2011), A brine evaporative cooler/concentrator for autonomous thermal desalination units, *Desalination and Water Treatment*, 31(1–3), 269–278, <https://doi.org/10.5004/dwt.2011.2345>
 35. Trieb, F., Muller-Steinhagen, H., Kern, J., Scharfe, J., Kabariti, M., & Al Taher, A, (2009), Technologies for large scale seawater desalination using concentrated solar radiation, *Desalination*, 235(1–3), 33–43, <https://doi.org/DOI/10.1016/j.desal.2007.04.098>
 36. Ortega-Delgado, B., García-Rodríguez, L., & Alarcón-Padilla, D, C, (2016), Thermoeconomic comparison of integrating seawater desalination processes in a concentrating solar power plant of 5 MWe, *Desalination*, 392, 102–117, <https://doi.org/10.1016/j.desal.2016.03.016>
 37. Darwish, M, A., & Abdulrahim, H, K, (2008), Feed water arrangements in a multi-effect desalting system, *Desalination*, 228(1–3), 30–54, <https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.05.039>
 38. Al-Karaghoul, A., & Kazmerski, L, L, (2013), Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.064>
 39. Cooper, P, I, (1969), The absorption of radiation in solar stills, *Solar Energy*, 12(3), 333–346, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(69\)90047-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(69)90047-4)
 40. N, Blair, A, P, Dobos, J, Freeman, T, Neises, M, Wagner, T, Ferguson, P, Gilman, and S, Janzou, “System Advisor Model , SAM 2014 , 1 , 14 : General Description,” 2014,
 41. AlDowsari, A., Bkayrat, R., AlZain, H., & Shahin, T, (2014), Best practices for mitigating soiling risk on PV power plants, In 2014 Saudi Arabia Smart Grid Conference, SASG 2014, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc, <https://doi.org/10.1109/SASG.2014.7274291>
 42. Guédez, R., Spelling, J., Laumert, B., & Fransson, T, (2013), Reducing the Number of Turbine Starts in Concentrating Solar Power Plants through the Integration of Thermal Energy Storage, In ASME Turbo Expo,
 43. Llorente García, I., Álvarez, J, L., & Blanco, D, (2011), Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data, *Solar Energy*, 85(10), 2443–2460, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.07.002>
 44. <http://torresolenergy.com/valle-1-valle-2/>
 45. <https://www.fpl.com/environment/solar/desoto>
 46. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
 47. <https://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/espana/inflacion-historica/ipc-inflacion-espana.aspx>

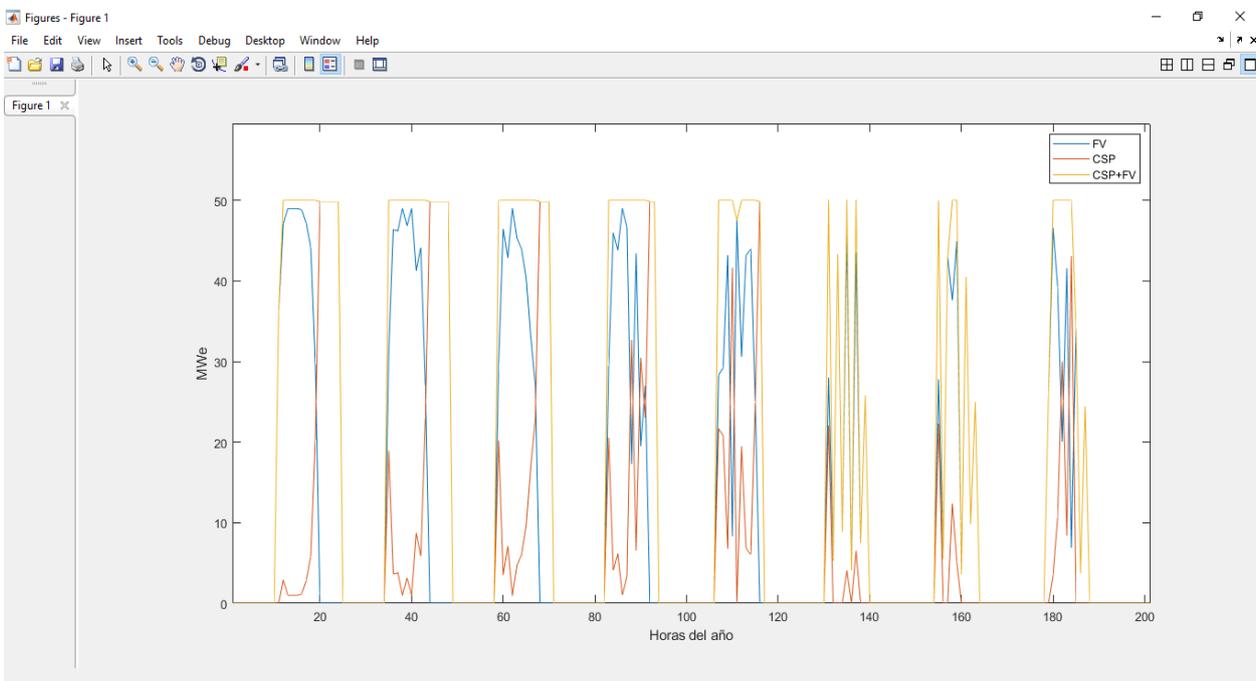
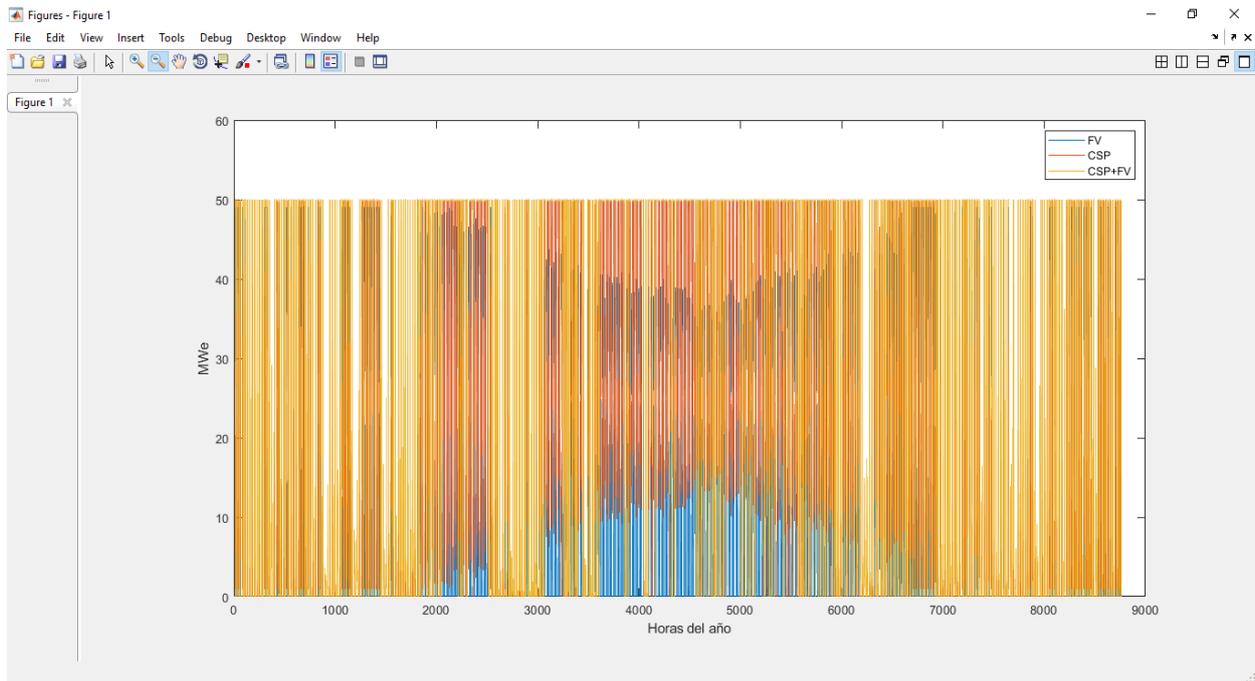
48. http://www.pocosolar.com/wp-content/themes/twentyfifteen/pdfs/Sunpower Solar Panels/sunpower_305wht_spec_sheet.pdf
49. Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J, M, (2013), Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.082>
50. F, Verdier, "MENA Regional Water Outlook Part II Desalination Using Renewable Energy," 2011,
51. <https://www.desaldata.com/>
52. Ghenai, C., Merabet, A., Salameh, T., & Pigem, E, C, (2018), Grid-tied and stand-alone hybrid solar power system for desalination plant, *Desalination*, 435, 172-180, doi:10.1016/j.desal.2017.10.044
53. Petrollese, M., & Cocco, D, (2016), Optimal design of a hybrid CSP-PV plant for achieving the full dispatchability of solar energy power plants, *Solar Energy*, 137, 477-489, doi:10.1016/j.solener.2016.08.027
54. Papapetrou, M., Cipollina, A., La Commare, U., Micale, G., Zaragoza, G., & Kosmadakis, G, (2017), Assessment of methodologies and data used to calculate desalination costs, *Desalination*, 419, 8-19, doi:10.1016/j.desal.2017.05.038
55. Mata-Torres, C., Escobar, R, A., Cardemil, J, M., Simsek, Y., & Matute, J, A, (2017), Solar polygeneration for electricity production and desalination: Case studies in venezuela and northern chile, *Renewable Energy*, 101, 387-398, doi:10.1016/j.renene.2016.08.068
56. Abdelkareem, M, A., El Haj Assad, M., Sayed, E, T., & Soudan, B, (2018), Recent progress in the use of renewable energy sources to power water desalination plants, *Desalination*, 435, 97-113, doi:10.1016/j.desal.2017.11.018
57. <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>
58. Ju, X., Xu, C., Han, X., Zhang, H., Wei, G., & Chen, L, (2017), Recent advances in the PV-CSP hybrid solar power technology, In *AIP Conference Proceedings* (Vol, 1850), American Institute of Physics Inc, <https://doi.org/10.1063/1.4984480>
59. <https://www.climatebonds.net/2017/10/climate-bonds-state-market-report-2017-green-bonds-climate-aligned-universe-now-stands-895bn>

11. ANEXOS

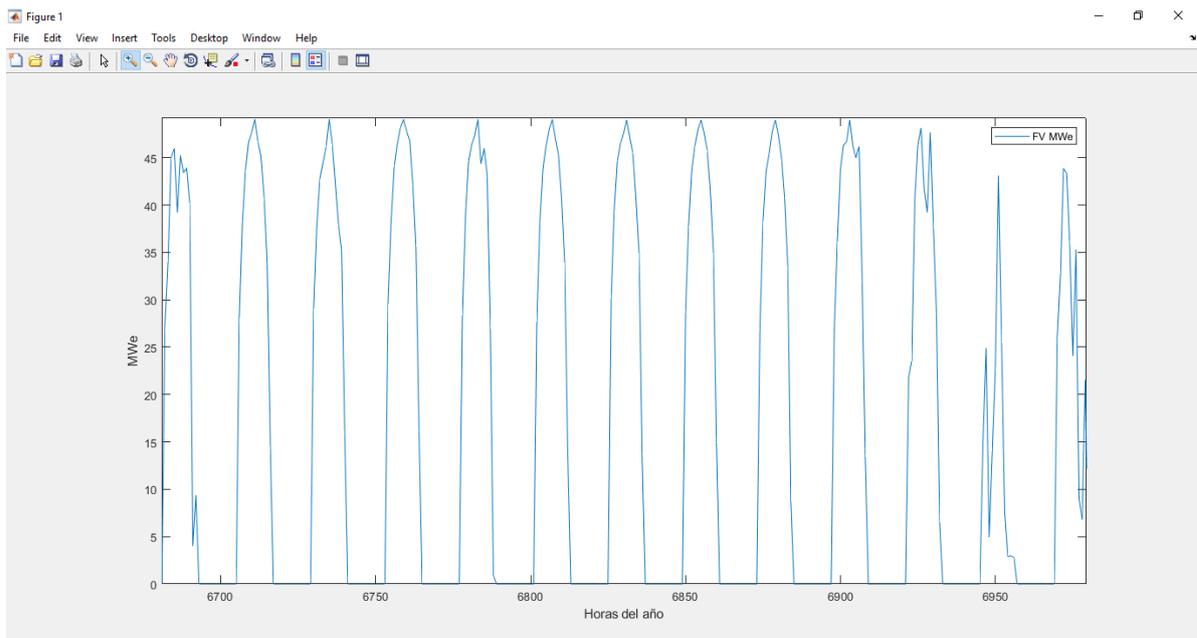
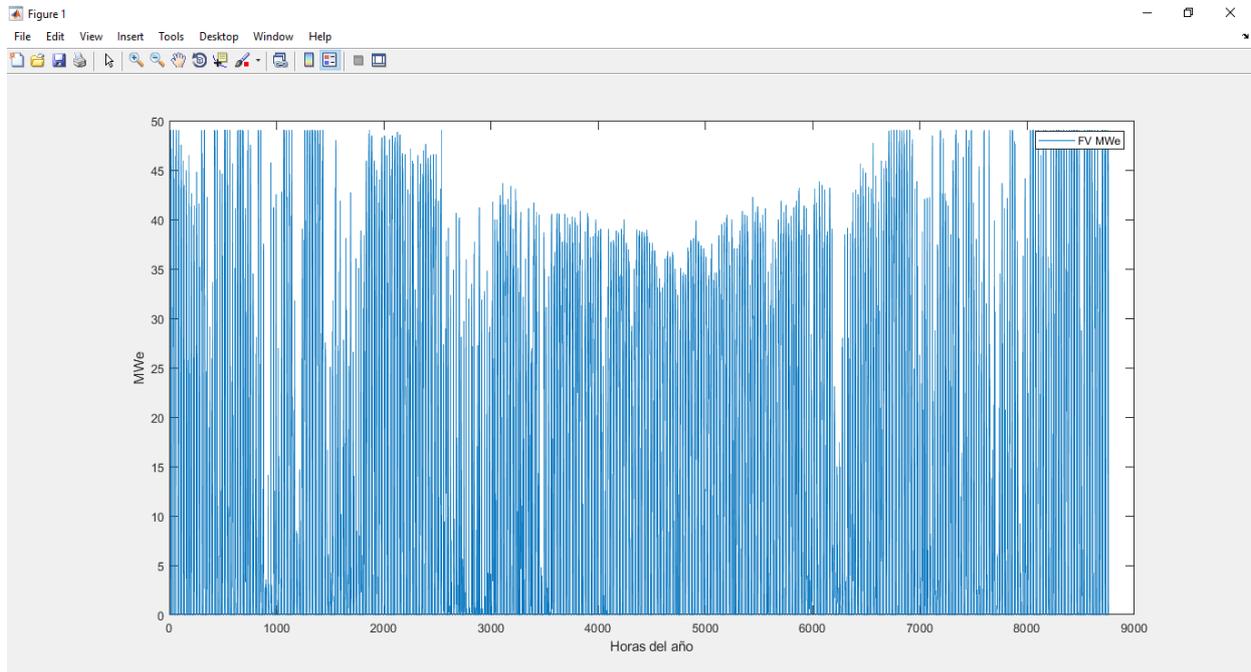
- Interfaz de planta FV+CSP Simulink



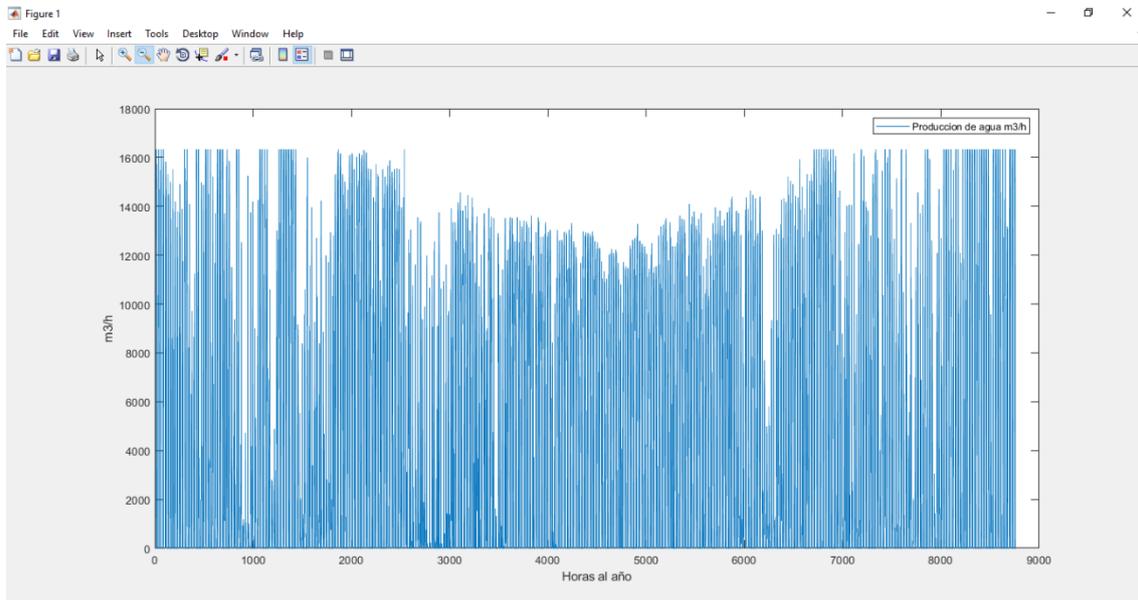
- Perfil de producción Planta FV+CSP MWh



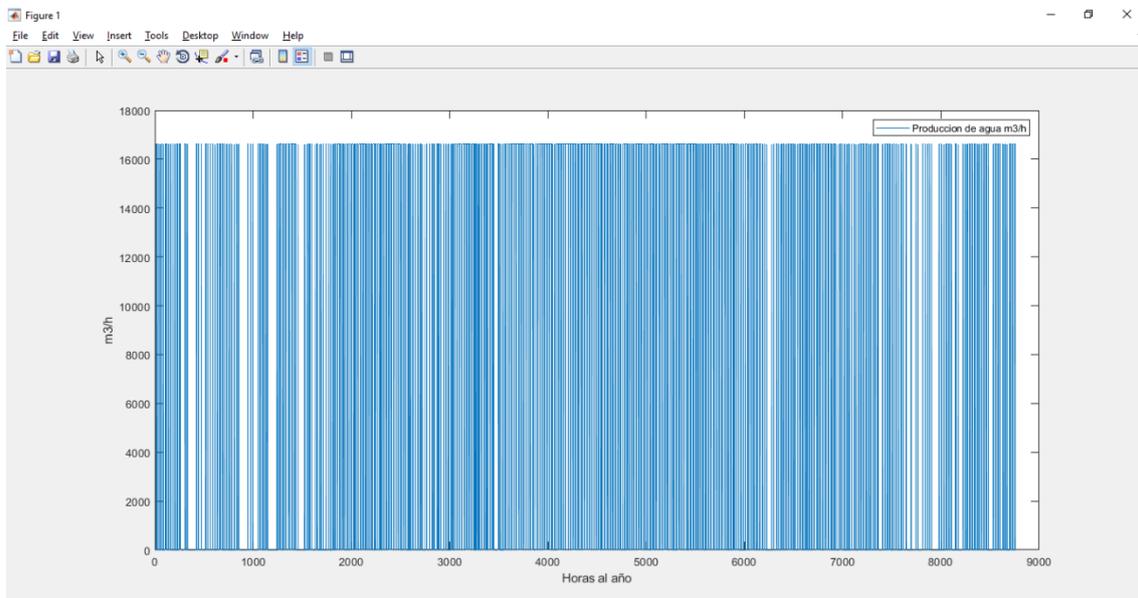
- Perfil de producción planta FV a 25° de inclinación MWh,



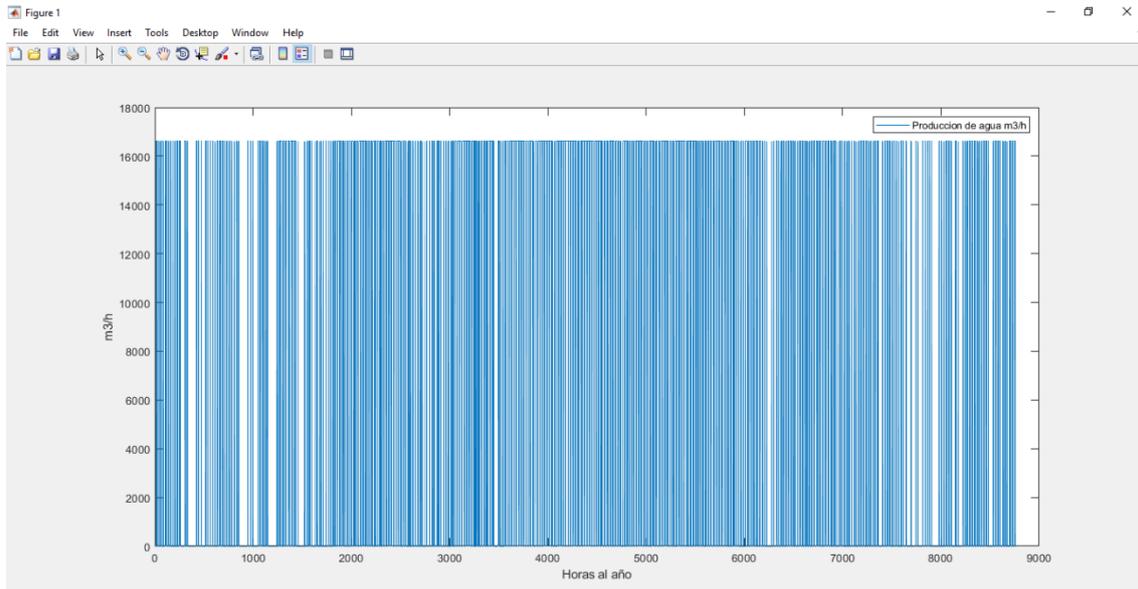
- Perfil de producción de agua desalada alimentada únicamente por la planta FV (m^3/h),



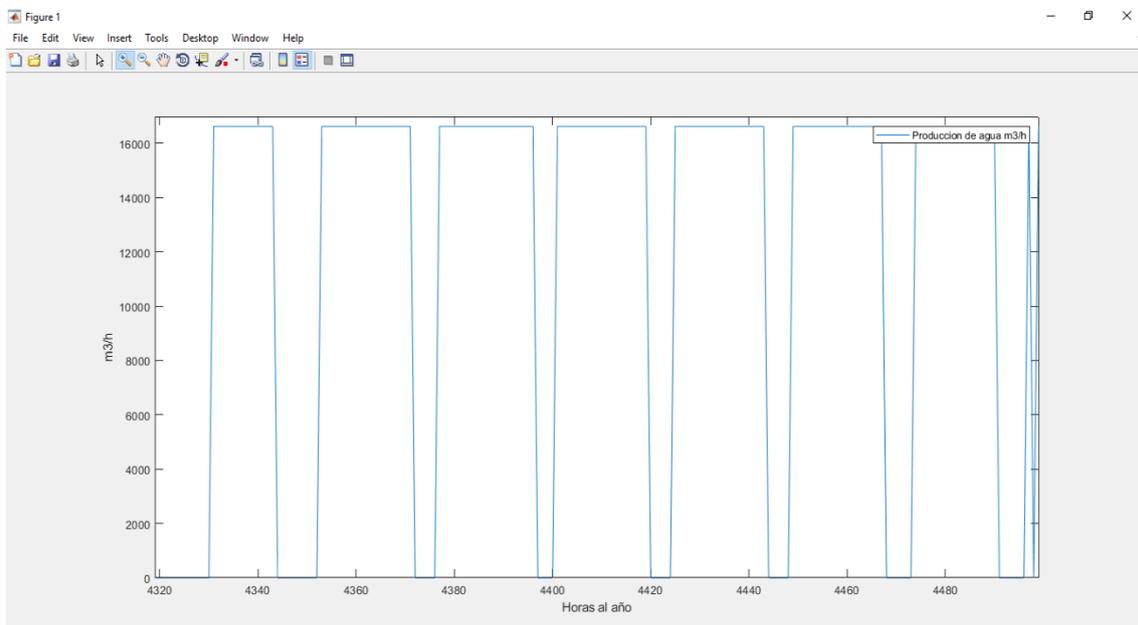
- Perfil de producción de agua desalada alimentada únicamente por la planta CSP (m^3/h),



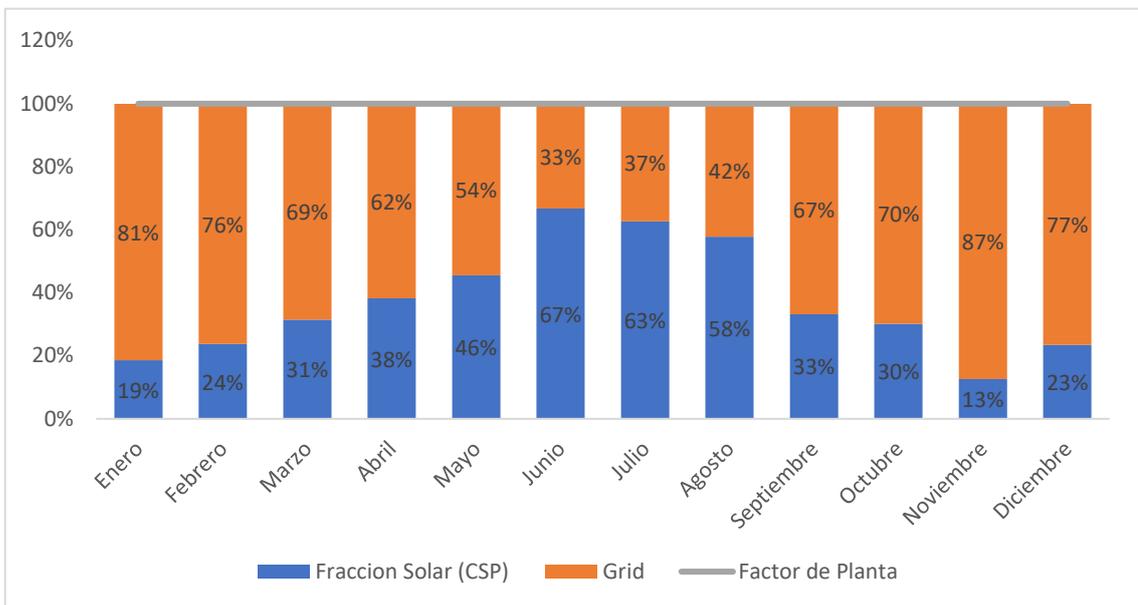
- Perfil de producción de agua desalada alimentada únicamente por la planta FV+CSP (m^3/h),



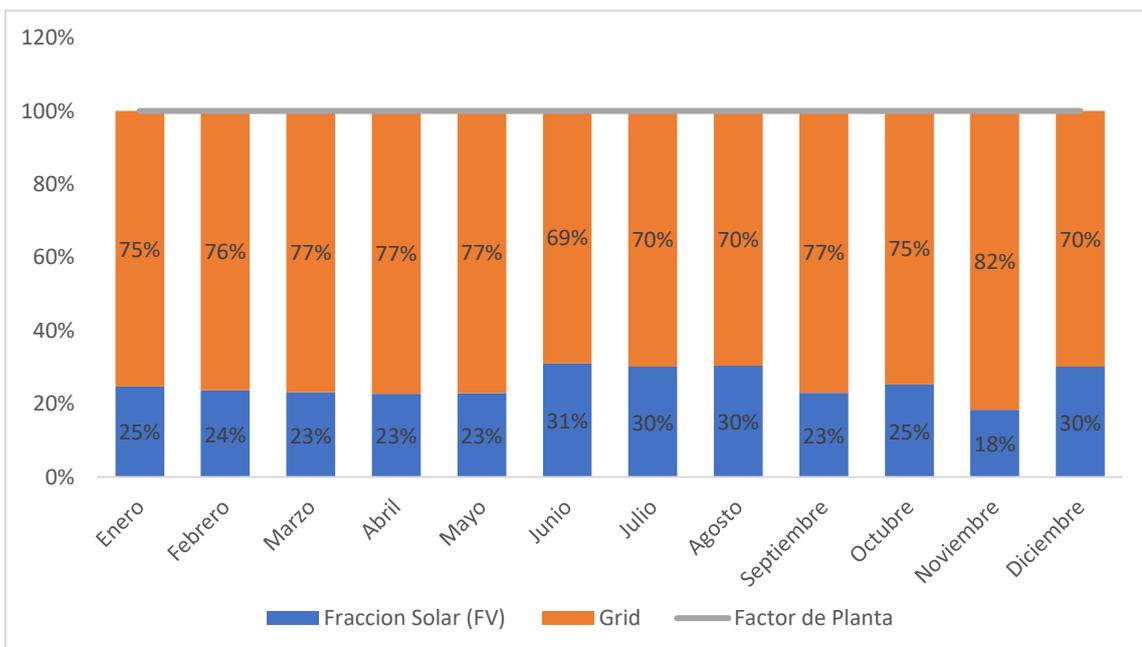
- Perfil de producción de agua desalada alimentada únicamente por la planta FV+CSP (m^3/h) mes de Julio (verano),



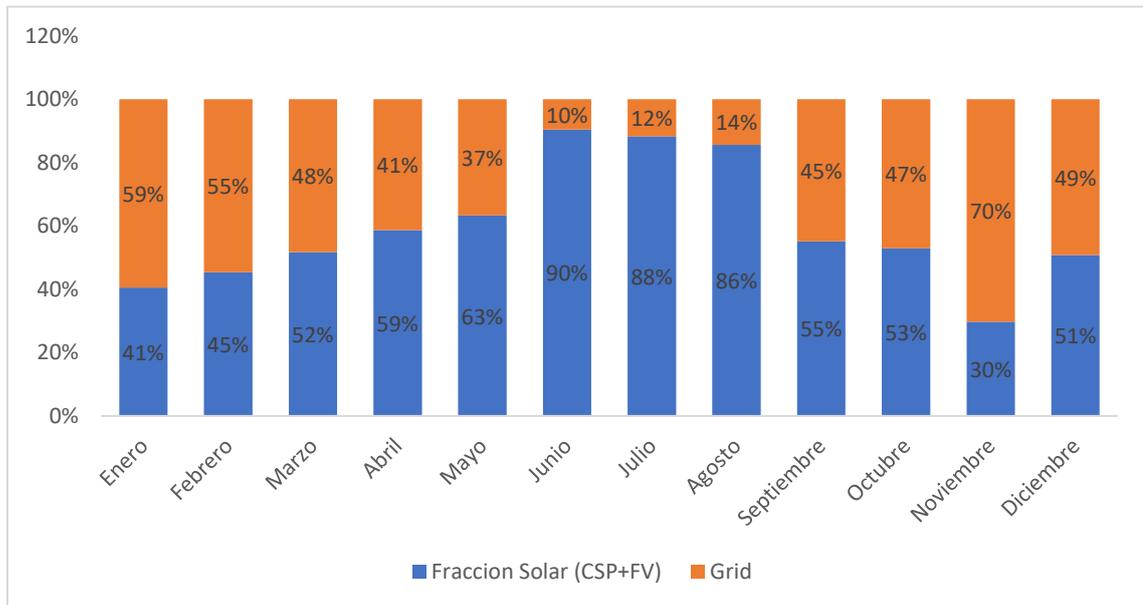
- Fracción Solar Caso 4 (CSP+RED+OI)



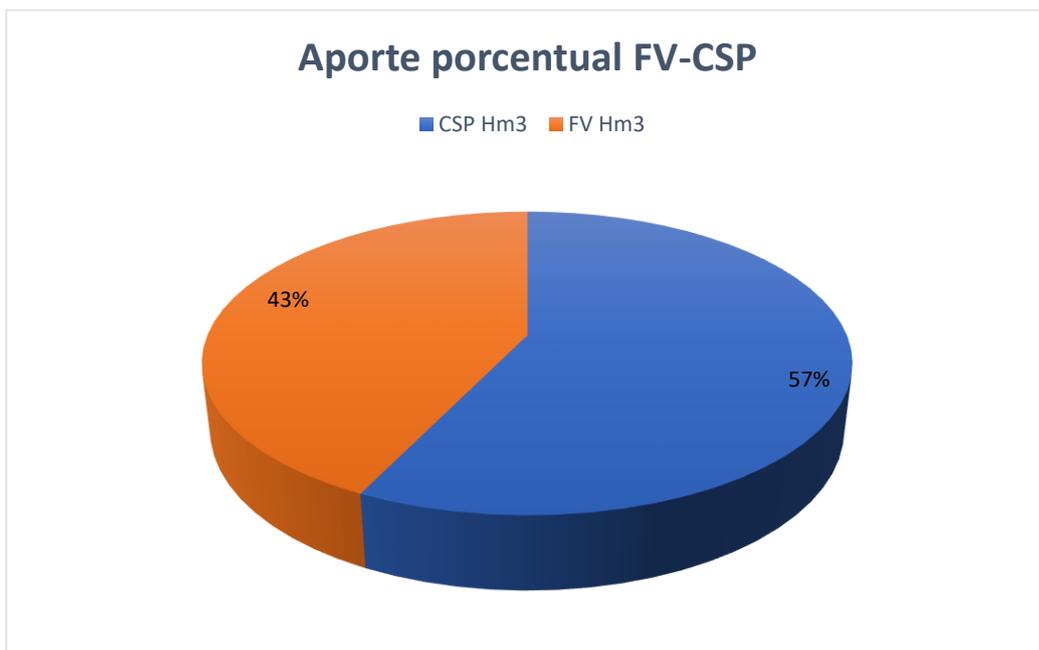
- Fracción Solar Caso 5 (FV+RED+OI)



- Fracción Solar Caso 6 (FV+CSP+RED+OI)



- Aporte anual CSP y FV



- Ficha técnica modulo fotovoltaico utilizado en el modelo

SUNPOWER

305 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Electrical Data

Measured at Standard Test Conditions (STC) irradiance of 1000 W/m², air mass 1.5, and cell temperature 25°C

Peak Power (+/-5%)	P _{max}	305 W
Rated Voltage	V _{mp}	54.7 V
Rated Current	I _{mp}	5.58 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.2 V
Short Circuit Current	I _{sc}	5.96 A
Maximum System Voltage	IEC, UL	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% / °C
	Voltage (V _{oc})	-176.6 mV/°C
	Current (I _{sc})	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		15 A
Peak Power per Unit Area		187 W/m ² , 17.4 W/HP
CEC PTC Rating		282.1 W

IV Curve

Current/voltage characteristics will depend on irradiance and module temperature.

Mechanical Data

Solar Cells	96 SunPower all-back contact monocrystalline
Front Glass	4.0 mm (5/32 in) tempered
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900 mm length cables / Multi-Contact connectors
Frame	Clear anodized aluminum alloy type 6063
Weight	24 kg, 53 lbs

Tested Operating Conditions

Temperature	-40° C to +85° C (-40° F to +185° F)
Max load	50 psf (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 25mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications

Warranty	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730; UL listed (UL 1703), Class C Fire Rating

Dimensions

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/panels for details

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50 percent more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© October 2007 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this document are subject to change without notice.

www.sunpowercorp.com

Printed on recycled paper

Document #001-02209 Rev 1.0

- Ficha técnica Inversor utilizado en el modelo

Technical data and types

Type code	PVI-134.0-TL	PVI-200.0-TL	PVI-267.0-TL	PVI-334.0-TL	PVI-400.0-TL
Input side					
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V				
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$) at V_{acr}	570...950 V				
MPPT input DC range ($V_{MPPTmin} \dots V_{MPPTmax}$) at P_{acr} and V_{acr}	Linear derating from max to 30,6% [$800 < V_{MPPT} < 950V$] 570...800 V				
Number of independent MPPT multi-master	2	3	4	5	6
Number of independent MPPT multi-master/slave	1	2	2	3	3
Number of independent MPPT master/slave	1				
Maximum combined DC input current ($I_{dc,max}$)	246 A	369 A	492 A	615 A	738 A
Maximum DC input current for each module ($I_{dc,max,m}$)	123 A				
Number of DC inputs pairs	2	3	4	5	6
DC connection type	2x185mm ² (M10) +2x300mm ² (M10)	4x185mm ² (M10) +2x300mm ² (M10)	4x185mm ² (M10) +4x300mm ² (M10)	6x185mm ² (M10) +4x300mm ² (M10)	6x185mm ² (M10) +6x300mm ² (M10)
Input protection					
Reverse polarity protection	Yes, with series diode				
Input overvoltage protection - varistor	1 for each input pair, Class II				
Photovoltaic array leakage control, floating neutral, floating panels	No; Proprietary control available ³⁾				
Residual current protection, grounded neutral, floating panels	Not included; dimension output ground fault device with $\Delta I=400mA/module$				
Fuse size for each input pair	125 A / 1000 V				
Output side					
AC grid connection type	Three phases 3W+PE				
Rated AC power ($P_{acr} @ \cos\phi=1$)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum AC output power ($P_{ac,max} @ \cos\phi=1$)	134 kW	200 kW	267 kW	334 kW	400 kW
Maximum apparent power (S_{max})	148 kVA	222 kVA	296 kVA	371 kVA	440 kVA
Rated grid voltage (V_{acr})	380 V				
AC voltage range ($V_{ac,min} \dots V_{ac,max}$)	323...437 V ¹⁾				
Maximum output current ($I_{ac,max}$)	203 A	304 A	405 A	507 A	608 A
Contributory fault current	225 A	337,5 A	450 A	562,5 A	675 A
Rated frequency (f_i)	50/60 Hz				
Frequency range ($f_{min} \dots f_{max}$)	47...53 / 57...63 Hz ²⁾				
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995 (adj. \pm 0.90)				
Total harmonic distortion	< 3% (@ P_{acr})				
AC connection type (for each phase)	2 x 300 mm ² (M12)				
Output protection					
Anti-islanding protection	Yes (IEEE 1547)				
Output overvoltage protection (varistor)	Yes, Class II				
Night time disconnect	No				
AC circuit breaker	50 kA				
Operating performance					
Maximum efficiency (η_{inv})	98.0% ⁴⁾				
Weighted efficiency (η_{EURO} / η_{CIS})	97.7% / 97.5% ⁴⁾				
Stand-by consumption/night-time power loss	< 19 W	< 26 W	< 33 W	< 40 W	< 47 W
AC auxiliary supply	3 x 400 Vac +N, 50/60 Hz				
Auxiliary supply consumption	< 0.19% of P_{acr}				
Auxiliary supply consumption without cooling	< 0.18% of P_{acr}				
Inverter switching frequency	18 kHz				
Communication					
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)				
Remote monitoring	PVI-AEC-EVO (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)				
String Combiner	PVI-STRINGCOMB (opt.)				
User interface	16 characters x 2 line LCD display for each module				