

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

Modelado y análisis tecno-económico de plantas termosolares de receptor central híbridadas con fotovoltaica para aplicaciones de cogeneración de electricidad y agua desalada



Curso 2019/2020

Alumno/a:

Álvaro Marín Silvestre

Director/es:

Dr. Diego-César Alarcón Padilla
Dr. Manuel Pérez García



“A mis padres y a Susana por darme el apoyo
y los ánimos para la consecución del máster”

Resumen / Abstract

Resumen

La desalación de agua de mar juega un papel importante en la lucha contra la escasez de agua dulce a la que se enfrentan actualmente muchos países del mundo. Es fundamental que un incremento en la capacidad instalada en desalación vaya acompañado del uso de fuentes de energía renovables en este proceso. Este trabajo presenta el modelado y análisis tecno-económico de una planta desaladora de ósmosis inversa de 250.000 m³/día de capacidad instalada y alimentada por una planta híbrida fotovoltaica y termosolar de receptor central en tres emplazamientos de las Islas Canarias. El objetivo principal de este proyecto es encontrar la combinación óptima de las plantas solares FV y CSP que proporcionan el menor coste nivelado de agua desalada y el menor potencial contaminante de gases de efecto invernadero asociado a la producción de agua desalada. Para ello, se simulan varios sistemas de alimentación de la planta de ósmosis inversa, tanto conectados a red como aislados de la red, en *System Advisor Model* y *Excel*.

Como resultado del análisis se obtiene que con la hibridación FV+CSP se logra reducir el *LCOW* con respecto al coste real de producción de agua desalada sin subvenciones con alimentación de red, además de aumentar el *CF_{RO}* con respecto a las plantas FV y CSP en solitario, alcanzándose niveles del 90% para la localización con mejor recurso solar. El emplazamiento de la planta afecta tanto a los costes de agua desalada como al factor de capacidad de la planta, debido a los diferentes niveles de radiación solar. Por otro lado, la configuración óptima de plantas FV y CSP acopladas, desde el punto de vista del coste de agua desalada, es más sensible a la capacidad de almacenamiento que a la potencia fotovoltaica instalada. Finalmente, hay diferencias entre los sistemas conectados a red y los aislados en cuanto a *LCOW* y en cuanto a emisiones asociadas a la desalación, pues los sistemas conectados a red minimizan el *LCOW* y los aislados de red minimizan las emisiones, por lo que la mejor solución depende de si se prioriza la economía o el medio ambiente.

Abstract

Seawater desalination plays an important role when fighting the freshwater scarcity that many countries around the world are currently facing. It's therefore essential that an expansion of desalination installed capacity is accompanied by the use of renewable energy sources in this process. This project presents the model and techno-economic analysis of a reverse osmosis desalination plant with a installed capacity of 250.000 m³/day powered by a hybrid photovoltaic and central receiver thermosolar plant at three sites in the Canary Islands. The main objective of this project is to find the optimal combination of solar PV and CSP plants that provide the lowest *LCOW* and the lowest greenhouse gas pollutant potential associated with the desalination process. For that purpose, various power systems are simulated, both connected to grid and stand alone, in *System Advisor Model* and *Excel*.

As a result of the analysis, it's obtained that with the hybridization of PV and CSP plants it's possible to reduce *LCOW* with respect to the real cost of grid power desalination without subsidies, in addition to increase *CF_{RO}* with respect to the PV and CSP plants alone, reaching levels of 90% for the location with the best solar resource. The location of the plants affects both the costs of desalinated water and the capacity factor of the plant, due to different levels of solar radiation. Next, the optimal configuration of coupled photovoltaic and thermosolar plants, from the point of view of the *LCOW*, is more sensitive to storage capacity than to installed photovoltaic power. Finally, there are differences between grid-connected and stand alone systems in terms of *LCOW* and in terms of emissions, since grid-connected systems minimize *LCOW* and stand alone systems minimize emissions, for what the best solution depends on whether the economy or the environment is prioritized.

Índice

1. Introducción	7
1.1. Motivación	7
1.2. Objetivos	8
1.3. Fases de desarrollo y cronograma asociado.....	9
2. Análisis de la tecnología	10
2.1. Desalación	10
2.1.1. Proceso MSF.....	10
2.1.2. Desalación MED.....	11
2.1.3. Ósmosis Inversa.....	12
2.2. Energía solar fotovoltaica	14
2.2.1. Hibridación RO+FV	15
2.3. Energía solar concentrada	16
2.3.1. Almacenamiento térmico.....	18
2.3.2. Hibridación RO+CSP	20
2.4. Hibridación CSP + FV	21
3. Revisión bibliográfica	22
3.1. Descripción de los artículos de investigación	22
3.2. Análisis de los resultados de las investigaciones	25
4. Elección del emplazamiento.	26
4.1. Contexto Islas Canarias	27
4.2. Análisis del recurso solar	29
4.3. Análisis de los costes de generación de energía.....	41
4.4. Análisis del consumo de agua	42
5. Metodología.	45
5.1. Descripción del sistema.	45
5.1.1. Planta RO.....	47
5.1.2. Planta FV.....	47
5.1.3. Planta CSP.....	48
5.2. Metodología de cálculos.....	48
5.2.1. Planta RO.....	48
5.2.2. Planta FV.....	50
5.2.3. Planta CSP.....	50

5.2.3.1.	Planta CSP (sin acoplamiento con la planta FV)	51
5.2.3.2.	Planta CSP (acoplada a la planta FV)	52
5.3.	Análisis medioambiental.....	56
5.4.	Análisis técnico.....	56
5.5.	Análisis económico.	57
5.5.1.	Costes planta FV.....	59
5.5.2.	Costes planta CSP.....	60
5.5.3.	Costes planta RO.	62
5.6.	Análisis paramétrico.	63
6.	Resultados y discusión	64
6.1.	Resultados análisis caso base	64
6.1.1.	Resultados análisis tecno-económico	64
6.1.2.	Resultados análisis medioambiental.....	71
6.2.	Resultados análisis paramétrico	73
7.	Conclusiones.....	83
8.	Bibliografía	85
	Anexo. <i>Resultados</i>	89
1.	Resultados análisis caso base	89
2.	Resultados análisis paramétrico	93

1. Introducción

1.1. Motivación

En una actualidad marcada por la preocupación mundial por la salud pública, no podemos olvidarnos de uno de los principales problemas presentes y, sobre todo, futuros de nuestro planeta: el cambio climático.

El calentamiento global, originado por la retención de gases de efecto invernadero en la atmósfera, es una realidad que no podemos seguir ocultando, habiéndose superado ya concentraciones de CO₂ atmosférico de 400 ppm. La mayor parte de las emisiones que causan el cambio climático son generadas por los países desarrollados, aunque, sin embargo, su impacto se nota con mayor intensidad en los países más pobres del mundo. [1]

Hoy ya conocemos que los efectos producidos por el cambio climático serán más costosos que las medidas para su mitigación, por lo que estamos a tiempo de revertir esta situación. Los gobiernos avanzan lentamente en los compromisos adquiridos y los cambios en las políticas energéticas tienen grandes resistencias, por lo que el apoyo firme de la ciudadanía es crucial. Debemos ser conscientes de la nueva realidad y asumir nuevos hábitos en los consumos domésticos de energía y agua, nuevas medidas de eficiencia energética en las viviendas, y aptitudes más saludables y comprometidas en el transporte.

España es el país europeo con mayor vulnerabilidad frente al cambio climático [2]:

- En las tres últimas décadas ha habido un incremento de 1,5 °C en la temperatura ambiente promedio.
- Los años más calurosos de la historia de nuestro país se encuentran en la última década: 2011, 2015 y 2017.
- El total de zonas áridas, semiáridas y subhúmedas secas llegará a los 37,4 millones de hectáreas de las 50,5 millones del total del territorio.
- Siete de las diez cuencas hidrográficas con mayor estrés hídrico de toda Europa se encuentran en España.
- Entre el 75% y 80% del territorio está en riesgo de convertirse en desierto a lo largo de este siglo, según un informe del Ministerio de Medio Ambiente.

En España son cada vez más frecuentes e intensas las olas de calor, las sequías y las gotas frías, con lluvias torrenciales e inundaciones en pueblos y ciudades del Mediterráneo. Y de seguir con esta tendencia, se prevé que estos fenómenos meteorológicos extremos se multipliquen en años venideros.

Por lo tanto resulta claro que el problema de estrés hídrico que en la actualidad sufren algunas de las regiones de nuestro país no hará más que extenderse a otras zonas del territorio y que será precisa la adopción de medidas que permitan aliviar esta situación. Una de las opciones tecnológicas que ya se está empleando en nuestro país es la desalación de aguas.

La desalación se presenta como la única fuente de generación de agua potable no convencional en zonas en las que alternativas como el fomento de las técnicas de ahorro y el tratamiento y reutilización de aguas residuales no resultan suficientes para cubrir las necesidades de agua dulce. Actualmente, con la tecnología de ósmosis inversa (RO), se ha logrado una gran reducción en el consumo energético, con un valor típico de 3 kWh/m³ para agua de mar. Sin embargo, todas las plantas de ósmosis inversa en nuestro país se encuentran alimentadas por la energía eléctrica procedente de la red. [3]

Teniendo en cuenta tanto las previsiones mundiales como a nivel nacional que exponen un crecimiento exponencial del mercado de la desalación, resulta obligatorio el empezar a buscar alternativas que eviten que esa nueva capacidad instalada vaya a incrementar el nivel de emisiones a la atmósfera y por tanto a agravar los problemas de cambio climático asociados. Por tanto la descarbonización de la industria de desalación pasa por estudiar la manera eficiente de incorporar las energías renovables, y en especial la energía solar, al proceso. [4] [5]

Si bien la energía solar fotovoltaica ha experimentado una reducción considerable de costes en la última década, y es la tecnología solar que ofrece el menor coste nivelado de la energía (LCOE), la ausencia de un sistema de almacenamiento económico hace que no sea viable la implementación de baterías en sistemas de gran potencia. Ello lleva a que los diseños de planta FV+RO para plantas de gran capacidad presente valores bajos de factor de capacidad.

Sin embargo, la hibridación de la tecnología fotovoltaica con la tecnología termosolar de concentración, la cual sí que posee un sistema de almacenamiento económicamente viable (sales fundidas), sí que permite alcanzar valores muy altos de factor de capacidad. Es por ello por lo que se considera esta solución tecnológica como una de las más factibles para la descarbonización de los procesos de desalación industrial. [6] [7]

1.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo de investigación es demostrar la viabilidad tecno-económica de los sistemas híbridos CSP+FV basados en sistemas de receptor central para el suministro energético de plantas de desalación basadas en el proceso de ósmosis inversa.

Los subobjetivos requeridos para conseguir este objetivo principal serán:

- Evaluación del consumo eléctrico en condiciones nominales y a carga parcial para sistemas de ósmosis inversa.
- Diseño de campo fotovoltaico de gran capacidad para alimentación energética de sistema de ósmosis inversa.
- Diseño de sistema de receptor central con almacenamiento térmico para alimentación energética de sistema de ósmosis inversa.
- Diseño de planta híbrida con selección de tamaño de almacenamiento óptimo (menor coste nivelado de agua para un factor de capacidad objetivo).
- Evaluación tecno-económica y determinación del coste nivelado del agua dulce.

1.3. Fases de desarrollo y cronograma asociado.

Se proponen las siguientes fases de desarrollo en la realización de este trabajo de investigación:

- Selección de emplazamientos donde la ausencia o debilidad de la red eléctrica hagan viable la propuesta de sistemas híbridos CSP+FV con un alto factor de capacidad. Se propondrán diversos emplazamientos en diferentes islas del archipiélago canario, preferiblemente con valores diferentes de irradiancia directa normal con objeto de comparar los resultados obtenidos.
- Uso de herramientas para la obtención del Año Meteorológico Tipo (TMY) en cada uno de los emplazamientos seleccionados.
- Selección de modelos de consumo eléctrico específico a carga nominal y carga parcial para sistemas de ósmosis inversa.
- Diseño de la planta híbrida CSP+FV de acuerdo a las especificaciones de consumo de la planta de ósmosis seleccionada.
- Implementación de modelos computacionales y simulación anual del sistema CSP-FV+RO.
- Análisis tecno-económico para determinación del coste nivelado de agua (LCOW).
- Discusión de resultados y establecimiento de conclusiones.

Las actividades que se han llevado a cabo para la realización de este trabajo se han estructurado en el tiempo de la manera que se muestra a continuación.

Mes	Actividad Realizada	Duración
<i>Abril-Mayo</i>	Realización del Anteproyecto	5 días
<i>Junio</i>	Análisis de la tecnología	5 días
<i>Junio</i>	Revisión bibliográfica	10 días
<i>Junio</i>	Contexto y elección del emplazamiento	10 días
<i>Julio</i>	Realización de las simulaciones en <i>SAM</i>	5 días
<i>Julio</i>	Programación del modelo en <i>Excel</i> y realización de cálculos	10 días
<i>Agosto</i>	Análisis y síntesis de resultados y conclusiones	5 días
<i>Agosto</i>	Redacción del proyecto	15 días
<i>Septiembre</i>	Revisión y visto bueno por parte de los tutores	5 días

Tabla 1 – Planificación temporal del trabajo fin de máster.

Por lo tanto, se estima que el tiempo dedicado a la realización del proyecto han sido unos 70 días, trabajando aproximadamente 5 horas al día, la duración del proyecto ha sido de 350 horas.

2. Análisis de la tecnología

2.1. Desalación

El aumento en la demanda de agua en el mundo, debido a la industrialización y a la mejora en la calidad de vida de las personas, ha conducido al desarrollo, durante las últimas décadas, de las tecnologías de desalación de agua de mar, que se pueden clasificar, principalmente, dependiendo del proceso de selección adoptado, ya sean térmicos o mediante membranas.

Las principales tecnologías de desalación térmica son la evaporación súbita multietapa (MSF – Multi-Stage Flash, por sus siglas en inglés) y desalación multiefecto (MED – Multi-Effect Distillation, por sus siglas en inglés), las cuales describiremos brevemente al no tratarse en este proyecto. Por otro lado, la principal tecnología de desalación por membranas es la ósmosis inversa (RO – Reverse Osmosis, por sus siglas en inglés), la cual se explicará en mayor profundidad.

2.1.1. Proceso MSF

La evaporación súbita multietapa es un proceso de desalación térmica en la cual el vapor se genera por evaporación súbita cuando el agua de mar entra en una cámara (etapa) donde la presión está por debajo de su punto de saturación. A medida que el agua se evapora, la temperatura del agua cae. La evaporación se detiene cuando la temperatura y la presión de la cámara se equilibran. El vapor se condensa al llegar al intercambiador de calor, donde cede su calor latente para precalentar el agua de mar. El agua condensada se recoge y sale del sistema como agua dulce. El agua de mar que no se ha evaporado se lleva a la siguiente etapa, la cual está a una presión más baja, repitiéndose el proceso de nuevo. El agua de alimentación se utiliza como agua de refrigeración y va precalentándose antes de llegar al calentador y entrar a la primera etapa. La *Figura 1* muestra un diagrama esquemático de una unidad MSF. [8]

En este tipo de plantas el vapor de alimentación es generalmente saturado a una temperatura entre 90 °C y 110 °C, y el número de etapas varía entre 4 y 40. Estos sistemas tienen un alto consumo tanto de energía térmica como de energía eléctrica (bombas de impulsión). El sistema de vacío ayuda también a eliminar los gases no condensables que se liberan del agua de mar, ya que son un problema dado que elevan la presión en las etapas y reducen la transferencia de calor a los intercambiadores de calor. Uno de sus inconvenientes es que el vapor de agua forma incrustaciones y depósitos en los tubos, por lo que se requieren limpiezas periódicas. A pesar de ello, es la segunda tecnología de desalación más instalada en el mundo por detrás de la ósmosis inversa, siendo una tecnología muy adecuada para aguas con muy alta salinidad, contaminación y/o temperatura.

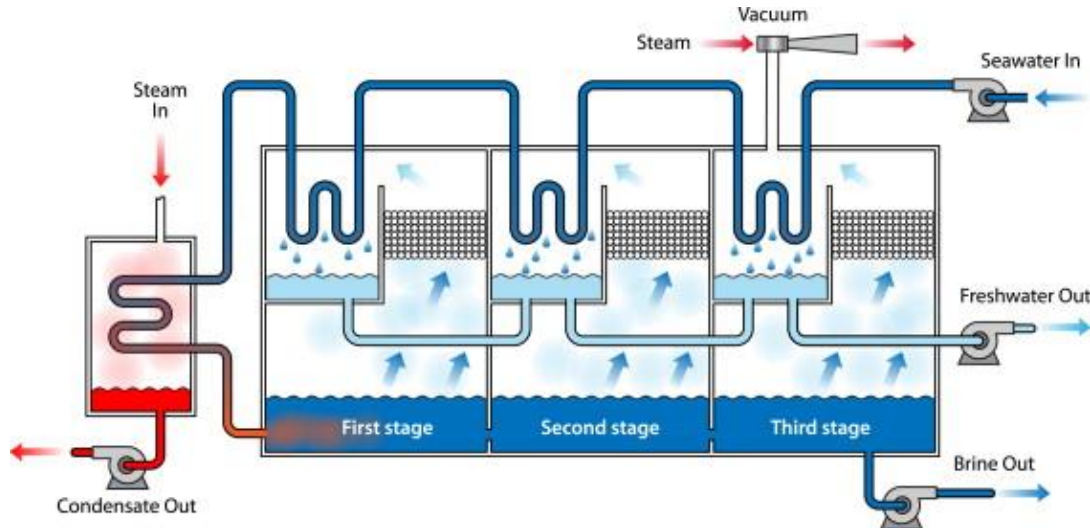


Figura 1 – Diagrama esquemático planta de desalación térmica MSF [8]

2.1.2. Desalación MED

Al igual que el proceso MSF, la desalación MED es un proceso de destilación térmica que utiliza múltiples etapas (generalmente de 2 a 16) a presiones decrecientes. Se suministra calor externo para aumentar la temperatura de la salmuera en la primera etapa en torno a los 70 °C e impulsar el proceso de destilación. El agua de mar se rocía sobre los tubos del evaporador de cada una de las etapas, evaporándose. El vapor generado pasa al evaporador ubicado en la siguiente etapa, donde se condensa al liberar su calor latente de condensación. El proceso se repite en las siguientes etapas hasta la última, donde el vapor pasa a un condensador que precalienta el agua de mar (utilizada como fuente de refrigeración). En cada una de las etapas se descarga la salmuera resultante. El precalentar el agua de mar con el vapor de la última etapa ayuda a aumentar la eficiencia térmica del proceso. En la *Figura 2* se muestra un diagrama esquemático del funcionamiento de las plantas MED.

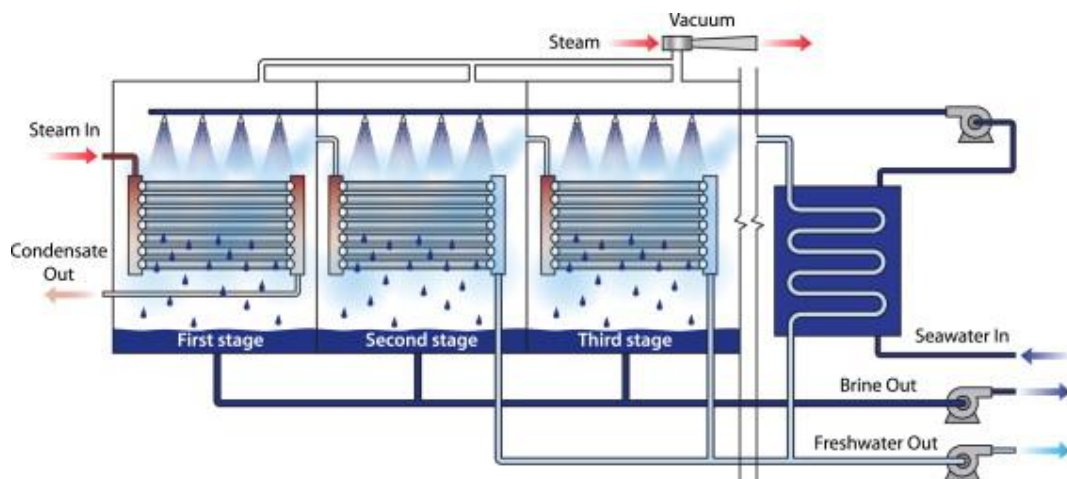


Figura 2 – Diagrama esquemático planta de desalación térmica MED (PF). [8]

Existen varios modos de operación de las plantas MED, entre las que se encuentran: alimentación directa (FF – Forward Feed, por sus siglas en inglés), alimentación inversa (BF – Backward Feed, por sus siglas en inglés) y alimentación en paralelo (PF – Parallel

Feed, por sus siglas en inglés). Las primeras plantas de destilación utilizaban la tecnología MED, pero la tecnología MSF lo desplazó debido a su menor coste y menor tendencia a incrustaciones. Hace unos años, el interés en el proceso MED se retomó y comenzó a ganar cuota de mercado de nuevo.

2.1.3. Ósmosis Inversa

Al contrario que las tecnologías descritas anteriormente que principalmente utilizan energía térmica en el proceso de desalación, la ósmosis inversa solo requiere energía eléctrica, que dependerá de la salinidad del agua de alimentación, de la calidad del agua buscada y de la utilización de sistemas de recuperación de energía.

El principio de funcionamiento de esta tecnología se basa en contrarrestar el proceso osmótico natural que ocurre cuando se tienen líquidos con diferentes concentraciones separados por una membrana semipermeable y el flujo se establece espontáneamente desde la zona de menor concentración a la de mayor concentración.

El proceso presenta varias etapas: pretratamiento (filtración y tratamientos químicos), bombeo de alta presión, separación en membrana, recuperación de energía y postratamiento (cloración, ajuste del pH y eliminación de gases). El agua de mar es impulsada por la bomba de alta presión entre 55 y 80 bares, para vencer el equilibrio osmótico y forzar el paso del agua a través de la membrana semipermeable. Estas membranas están diseñadas para producir un agua dulce de aproximadamente 500 ppm, siendo las más utilizadas, entre una variedad de configuraciones, las de fibra hueca y las de arrollamiento en espiral.

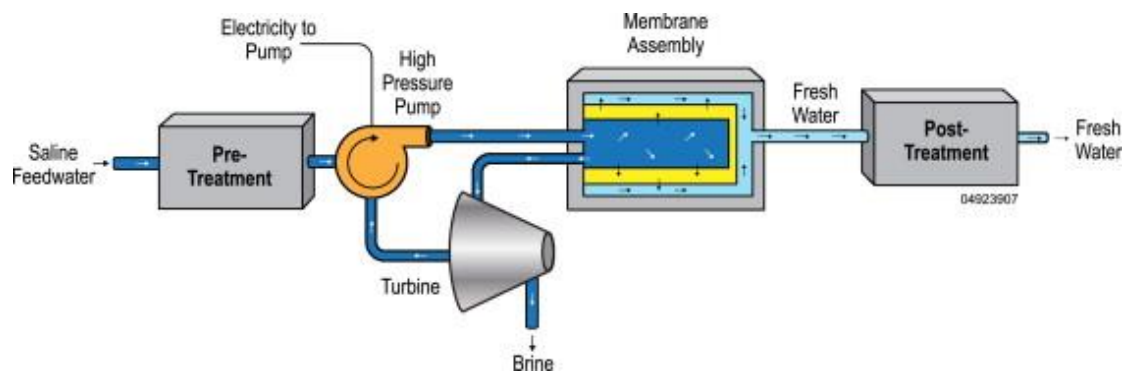


Figura 3 – Diagrama esquemático planta de ósmosis inversa. [8]

La tecnología de ósmosis inversa es una tecnología madura y la más utilizada en el mundo. Estas plantas pueden tener diferentes configuraciones para mejorar la calidad de salida del agua y para reducir el consumo específico de energía. Las primeras plantas RO, que datan de alrededor de 1975, tenían un consumo específico de 22 kWh/m³; mientras que en 1990 ya se había conseguido reducir hasta unos 9 kWh/m³. En la actualidad, el consumo específico típico de las plantas RO se sitúa en torno a los 2,5 - 3 kWh/m³, debido fundamentalmente al desarrollo y la mejora de los sistemas de recuperación de energía.

En las plantas RO de múltiples pasos por membrana el agua de mar es filtrada en más de una ocasión, lo que mejora la calidad del agua. Estos sistemas de múltiples pasos por membrana son más caros que los de un solo paso y, además, tienen una producción menor. Generalmente, son utilizados en ocasiones concretas en las que con un solo paso por membrana no se consigue garantizar la calidad de agua deseada. El uso de dos pasos en lugar de uno solo también reduce la presión de alimentación en el primer paso, lo que mejora el funcionamiento del sistema de desalación, al reducir la necesidad de limpieza de las membranas y la presión general en la alimentación. Sin embargo, es importante tener en cuenta que se requiere una bomba adicional para aumentar la presión entre el primer y el segundo.

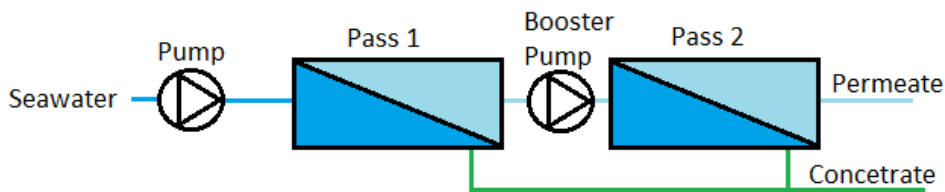


Figura 4 - Sistema RO con dos pasos por membrana. [9]

Para mejorar la recuperación de agua del sistema, la salmuera resultante del primer paso por membrana puede ser tratada aparte en otra membrana, colocada en cascada, que aprovecha también la elevada presión de salida de dicha salmuera. En la Figura 5 se presenta un sistema RO con dos pasos por membrana en cascada.

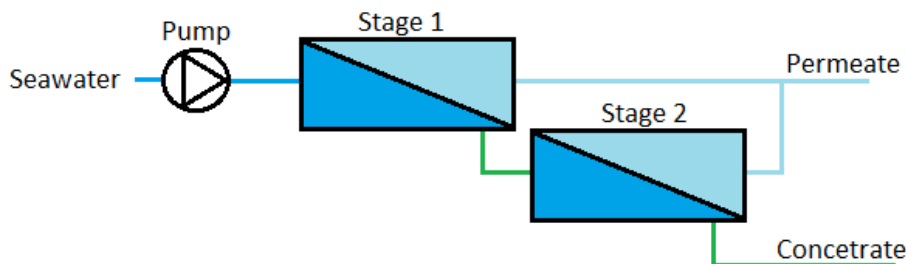


Figura 5 – Sistema RO con dos pasos por membrana en cascada. [9]

Por otro lado, que hoy en día se pueda hablar de sistemas de ósmosis inversa con consumos específicos menores de 3 kWh/m^3 es gracias a los sistemas de recuperación de energía, que permiten recuperar parte del contenido energético del flujo de salmuera de salida a alta presión. Hay varios tipos de dispositivos de recuperación de energía disponibles en el mercado: los más tradicionales de sistema centrífugo (turbina Pelton) o los sistemas de intercambio de presión, siendo estos últimos los más eficientes. En los intercambiadores de presión, la presión del flujo de salmuera resultante se transfiere a parte del agua de alimentación con una eficiencia del 98% aproximadamente. Esto reduce significativamente el flujo a través de la bomba principal de alta presión, lo que conlleva a una reducción del consumo de energía. En estos sistemas se requiere una bomba de refuerzo adicional entre el sistema de recuperación de energía y la corriente del agua de alimentación para superar la pequeña diferencia de presión entre los dos flujos de agua.

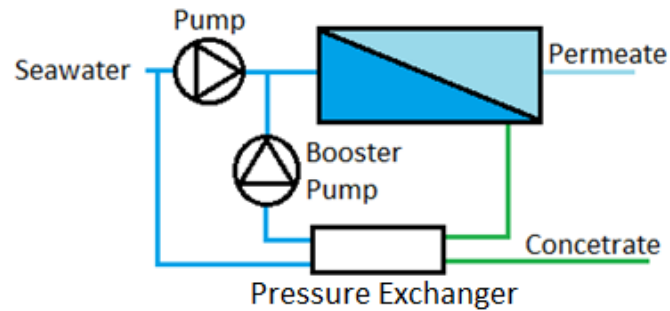


Figura 6 – Sistema RO con sistema de recuperación de energía mediante intercambiador de presión. [9]

Sin embargo, existen una serie de problemas asociados a las plantas de ósmosis inversa de agua de mar. No todos los compuestos son eliminados por las membranas, por lo que se necesita un tratamiento adicional para eliminar compuestos con carga neutra. También es necesario agregar minerales al agua producto, ya que carece de estos minerales esenciales que la hace inadecuada para el consumo humano y corrosiva para el sistema de distribución del agua.

Otro problema importante asociado a las plantas de desalación de agua de mar y con gran preocupación medioambiental es el manejo de la salmuera rechazada. Esta salmuera no solo contiene sal concentrada, sino que también puede contener diversos productos químicos y lodos del pretratamiento. El impacto de estos se puede reducir con un postratamiento correcto. Existen nuevas tendencias en los procesos de pretratamiento, para evitar estos problemas mencionados, como priorizar los procesos de microfiltración, ultrafiltración y nanofiltración, o utilizar la filtración natural que se produce en pozos cercanos a la orilla del mar. Esta última opción tiene ciertas limitaciones propias de los recursos naturales y es apta para plantas de pequeña capacidad. Por último, sin una buena dispersión en alta mar de la salmuera, esta puede provocar el aumento de la salinidad en zonas concretas y la muerte de plantas y organismos vivos en el fondo marino.

2.2. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene al convertir la radiación solar en electricidad empleando celdas fotovoltaicas, en las que ocurre el denominado efecto fotoeléctrico. Se trata de un tipo de energía renovable, inagotable pero intermitente y no contaminante, que puede producirse en instalaciones que van desde pequeños generadores para autoconsumo hasta grandes plantas fotovoltaicas que vierten a red. Es una tecnología madura y en continuo desarrollo, con materiales y productos que tienen una esperanza de vida de 20 a 30 años.

Una celda o célula fotovoltaica es un dispositivo de material semiconductor que convierte la energía solar en electricidad en corriente continua gracias al efecto fotoeléctrico, por el cual, la célula fotovoltaica absorbe fotones y libera electrones, generando una corriente eléctrica. Varias células interconectadas y encapsuladas juntas forman un módulo fotovoltaico, que, combinado con más módulos forman un *array* o matriz, que suministrará la energía requerida por la carga.

El material más utilizado actualmente es el silicio, en sus diversas formas (monocristalino, policristalino o amorfo) o bien otros materiales semiconductores de capa fina (CdTe, CIGS...). Las de silicio monocristalino se obtienen a partir de un único cristal de silicio puro y alcanzan eficiencias máximas de entre un 18% y un 20%, de media. Las de silicio policristalino se elaboran en bloque a partir de varios cristales, por lo que resultan más baratas y poseen una eficiencia media de entre el 16% y el 17,5%. Por último, las de silicio amorfo presentan una red cristalina desordenada, lo que conlleva a peores prestaciones, con eficiencias medias de entre un 8% y un 9%, pero también un precio menor.

Hay dos tipos de instalaciones fotovoltaicas: las que están conectadas a la red y las autónomas. Dentro de las primeras existen, a su vez, otras dos clases: centrales fotovoltaicas, en las que toda la energía producida se vierte a la red eléctrica, y generadores de autoconsumo, en los que parte de la electricidad generada es consumida por el propio productor (en una vivienda o una industria, por ejemplo) y el resto se vierte a red, pudiendo recibir una compensación económica a cambio. Al mismo tiempo, el productor toma de la red la energía necesaria para cubrir su demanda cuando la instalación no le suministra la suficiente.

Las instalaciones con conexión a red cuentan con tres elementos básicos:

- Paneles fotovoltaicos: se trata de agrupaciones de células interconectadas y montadas en capas de silicio que captan la radiación solar y transforman fotones procedentes del sol en energía eléctrica en corriente continua.
- Inversores: convierten la corriente continua procedente de la agrupación de módulos fotovoltaicos en corriente alterna, apta para el consumo.
- Transformadores: la corriente alterna generada por los inversores es de baja tensión (380 – 800 V), por lo que se utiliza un transformador para elevarla a media o alta tensión para verterla a las redes de transporte.

Por su parte, las instalaciones aisladas de la red operan en isla y suelen encontrarse en lugares remotos. Estas plantas no conectadas a la red requieren dos elementos adicionales para funcionar: baterías, encargadas de almacenar la energía producida por los paneles y no demandada en ese instante para cuando sea necesaria; y reguladores de carga, que protegen la batería contra sobrecargas y previenen un uso ineficiente de la misma.

2.2.1. Hibridación RO+FV

La desalación mediante ósmosis inversa con energía fotovoltaica se considera una de las formas más prometedoras de desalación con energía renovable, especialmente cuando se usa en áreas remotas y no se dispone de la red como respaldo. El principal problema de las plantas aisladas de la red es el efecto de la intermitencia de la energía solar en la operación y durabilidad de las membranas, por lo que este tipo de plantas necesitan un importante desarrollo tecnológico. Por lo tanto, el acoplamiento RO+FV a pequeña escala ha recibido mucha atención en los últimos años y se han desarrollado numerosos proyectos de demostración.

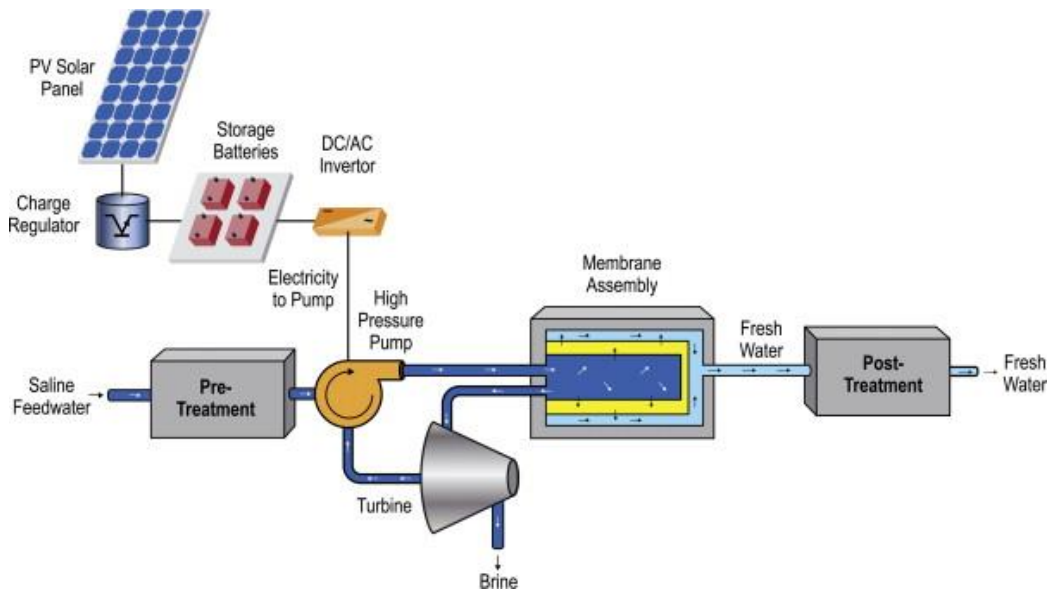


Figura 7 – Diagrama esquemático sistema híbrido FV+RO. [8]

La experiencia en investigación con estos sistemas ha demostrado que ambas son unas tecnologías maduras y de fácil operación, pero que requiere un sistema de control eficiente para minimizar la energía que pasa a través de las baterías y evitar altas velocidades de carga y descarga. Además, se recomienda diseñar y construir sistemas más grandes, para evitar las bajas eficiencias asociadas a motores y bombas de pequeño tamaño; la importancia de utilizar sistemas de recuperación de energía y las bombas de desplazamiento positivo en lugar de bombas centrífugas.

2.3. Energía solar concentrada

Las plantas de energía solar de concentración (CSP – Concentrating Solar Plants, por sus siglas en inglés) se basan en el concepto de concentrar la radiación solar en un punto o una línea, para así, proporcionar calor a alta temperatura a un fluido de transferencia de calor para la generación de electricidad mediante ciclos de potencia convencionales utilizando turbinas de vapor, turbinas de gas o motores *Stirling*. Este tipo de plantas tienen la gran ventaja de poder funcionar constantemente, ya que parte del calor puede ser almacenado, lo que permite seguir produciendo vapor y suministrar energía a la red en ausencia de irradiación solar.

Al contrario de la energía solar fotovoltaica, en la que se aprovechan todas las componentes de la radiación solar, esta tecnología tiene la peculiaridad de que solo puede aprovechar la componente directa de la radiación solar, pues es la única que puede ser concentrada. Esto es debido a que, mientras que la componente directa llega a la superficie terrestre con una trayectoria bien definida, la componente difusa no tiene una trayectoria definida, como resultado de la interacción de una parte de la radiación solar con partículas y sustancias presentes en la atmósfera, haciendo que esta componente de la radiación solar incida en todas las direcciones, por lo que resulta imposible concentrarla.

Existen cuatro tecnologías principales de plantas CSP: captadores cilindroparábolicos, concentradores lineales *Fresnel*, centrales de torre o receptor central y discos parabólicos. En este proyecto se va a trabajar con la tecnología de torre central, por lo que es la única que se describirá con detalle.

En las centrales de torre, un conjunto de heliostatos compuestos por facetas y con sistemas de seguimiento en dos ejes, concentran la radiación solar sobre un receptor montado en la parte superior de una torre central de más de 100 metros de altura. El fluido de transferencia de calor absorbe la radiación solar altamente concentrada y se convierte en energía térmica, para ser utilizada en la generación de vapor que hace funcionar una turbina para producir la electricidad. En la *Figura 8* se puede ver un esquema de planta típico.

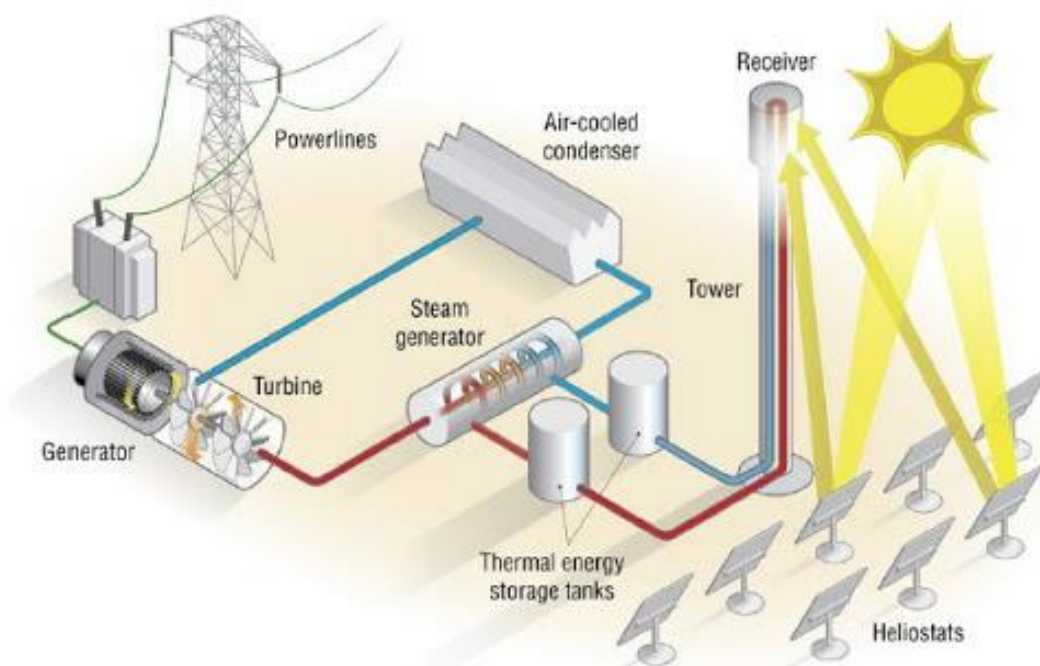


Figura 8 – Planta CSP de sistema de torre central con doble tanque de almacenamiento.

Las disposiciones de heliostatos más utilizadas son campo norte (sur en el hemisferio sur) o campo circular. La eficiencia de los campos de heliostatos no es constante y depende de la hora del día y del día del año, es decir, de la posición del sol en el cielo. Se definen varios factores de eficiencia, como el factor coseno, las sombras y bloqueos entre heliostatos, la atenuación atmosférica y el desbordamiento (*spillage*). Debido a esto, la potencia incidente en el receptor no es constante y no existen diseños estándar de campos de heliostatos, por lo que el diseño dependerá de la latitud, el diseño del receptor, la forma y el tamaño de los heliostatos, la geometría del terreno, etc.

En cuanto a los receptores, la selección de la tecnología está directamente relacionada con el resto de los subsistemas de la planta termosolar, con el objetivo de optimizar la eficiencia total de la planta. La máxima eficiencia del receptor se conseguirá minimizando las pérdidas térmicas y los consumos parásitos. Los principales tipos de receptores son tubulares y volumétricos.

Los fluidos de transferencia de calor más utilizados son las sales fundidas y el aire. Las sales fundidas se utilizan en los receptores tubulares y son el fluido más utilizado, por lo que hay una gran experiencia acumulada en la industria. Las sales fundidas tienen la gran ventaja de que sirve como material de almacenamiento en grandes tanques. Por su parte, el aire se utiliza en los receptores volumétricos y posee múltiples ventajas: alta disponibilidad, no contaminante y sin cambio de fase; posibilidad de acoplamiento a ciclos combinados; posibilidad de trabajar a muy altas temperaturas (previsiones en torno a 1.400 °C; y pese a tener una baja transferencia térmica, esto no es problema en los receptores volumétricos. Existen otros fluidos de transferencia de calor, como el agua/vapor, el sodio líquido, partículas o fluidos supercríticos (vapor supercrítico o CO₂ supercrítico); pero no son utilizados generalmente en grandes plantas debido a sus inconvenientes.

Los ciclos termodinámicos utilizados en el bloque de potencia son: para el caso de sales fundidas como fluido de transferencia de calor el ciclo *Rankine*, con valores de temperatura del sistema de 290 °C a la entrada de la torre y de 565 °C a la salida; y para el caso del aire como fluido de transferencia de calor, en el cual se pueden alcanzar temperaturas de entre 750 °C y 1.200 °C, se utiliza el ciclo *Brayton*, utilizado normalmente para altas temperaturas (por encima de los 800 °C). Cabe mencionar que para aire también se podría utilizar el ciclo *Rankine*.

2.3.1. Almacenamiento térmico

El almacenamiento de energía es un aspecto de vital importancia en los sistemas de producción de energía renovables y más concretamente de energía solar, debido fundamentalmente a la intermitencia y a la variabilidad de la radiación solar.

El sistema de almacenamiento térmico de las plantas termosolares permite independizar la producción energética del recurso solar, evitando que los transitorios por paso de nubes afecten a la producción y pudiendo extender esta y predecirla con fiabilidad, para poder trabajar más tiempo en condiciones nominales, lo que aumenta el rendimiento anual del bloque de potencia. Gracias a la estabilidad que le proporciona a la potencia de salida de la planta, le permite suministrar energía a la red actuando como carga base.

En los momentos de alto nivel de radiación solar, en los que se cubre totalmente la demanda energética exigida y hay un excedente de producción de energía, el sistema almacena dichos excesos, para utilizarla posteriormente en momentos en los que haya falta de radiación solar o déficits de producción. En la *Figura 9* se representa una curva de demanda y producción energética de una planta con sistema de almacenamiento energético. En la figura se puede observar cómo, durante las horas centrales del día se almacenan los excesos de energía, que se utilizan posteriormente cuando la energía térmica proveniente del campo solar decae, extendiendo la producción energética un cierto número de horas.

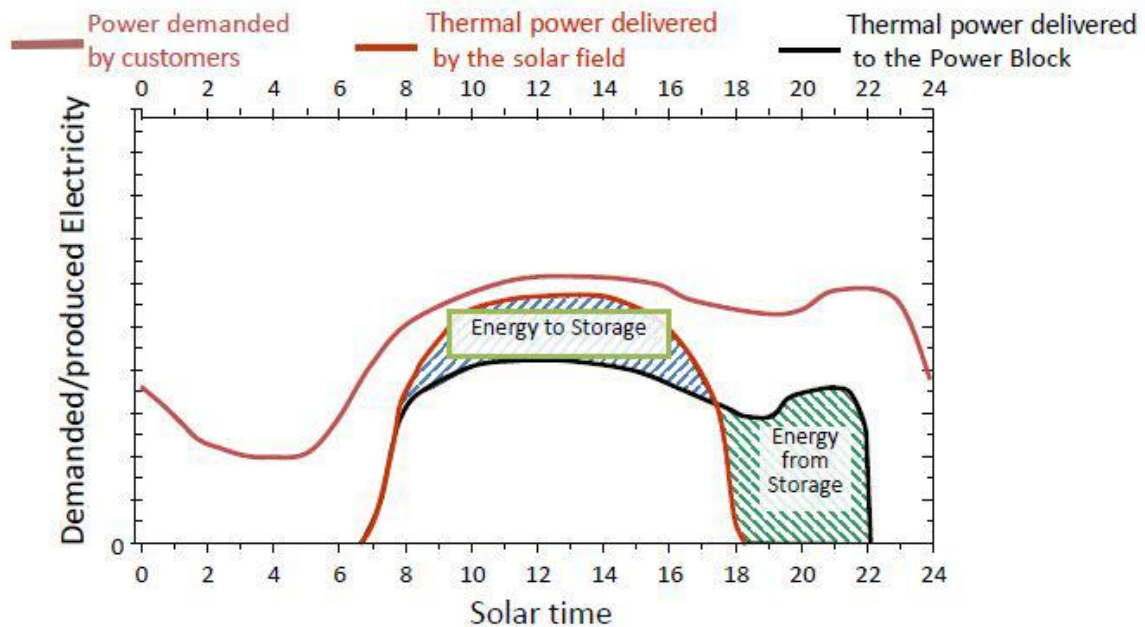


Figura 9 – Curva de generación y demanda energética de un sistema con almacenamiento térmico.

Los sistemas de almacenamiento térmico de gran capacidad que son comerciales actualmente hacen a la tecnología termosolar la única tecnología renovable gestionable, lo que proporciona estabilidad a la red y favorece la introducción de otras energías renovables sin un sistema de almacenamiento energético de gran capacidad competitivo, como es el caso de la energía solar fotovoltaica.

La tecnología más utilizada, instalada en la gran mayoría de centrales CSP en España, es la de almacenamiento en sales fundidas con doble tanque: tanque caliente y tanque frío. La energía se almacena en forma de calor sensible, ya que únicamente existe un cambio de temperatura en el medio de almacenamiento. La cantidad de calor sensible almacenado depende del cambio de temperatura y la capacidad térmica del medio, por lo que cuanto mayor sea la capacidad térmica del medio menos material se requerirá. Las sales fundidas son una mezcla denominada sal solar, cuya composición es en un 60% NaNO_3 y en un 40% KNO_3 . Es estable en el intervalo de temperaturas de 240 °C a 600 °C, lo que la hace muy adecuada para el rango de operación de las centrales termosolares. Su baja presión de vapor las obliga a alojarse en grandes tanques para aumentar su confiabilidad. Es un medio seguro, no explosivo y no contaminante. Su gran desventaja es que solidifica a 220 °C, lo que implica una vigilancia exhaustiva en la temperatura del sistema y la implementación de un sistema anti-solidificación.

Por su modo de operación, existen principalmente dos tipos de almacenamiento: el almacenamiento directo y el indirecto.

- En el almacenamiento directo, el fluido de transferencia de calor que pasa por el receptor 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 receptor. Es el caso de los receptores tubulares con sales fundidas. En este modo el fluido siempre pasa por los tanques de almacenamiento y tiene la ventaja de prescindir de un intercambiador entre el sistema receptor y los tanques de almacenamiento.
- En el almacenamiento indirecto, el fluido de transferencia y el medio de almacenamiento son distintos. Es el caso de los receptores volumétricos de aire. Esto permite disponer de fluidos más adecuados para las necesidades de cada sistema. Este sistema sí que requiere de un intercambiador para transferir calor de los tanques al sistema receptor y viceversa, y supone incrementar la inversión, pero mejora el rendimiento del sistema de almacenamiento térmico.

El proceso detallado de carga y descarga de los tanques de almacenamiento es el siguiente:

- Carga: el fluido de transferencia de calor con la energía térmica ganada por la radiación solar concentrada en el receptor puede alimentar tanto al bloque de potencia como al tanque caliente. Las sales fundidas llegan al tanque caliente a unos 565 °C. Al mismo tiempo, desde el tanque frío se alimenta al sistema de receptor central, reponiendo el fluido de transferencia de calor a una temperatura inferior, de unos 290 °C.
- Descarga: el tanque caliente se descarga a unos 565 °C, transfiriendo su energía térmica al fluido de transferencia de calor que se encarga de alimentar el bloque de potencia a través de un intercambiador sales/agua. Dichas sales fundidas que han cedido su calor fluyen desde el intercambiador hasta el tanque frío, a unos 290 °C.

Los sistemas de almacenamiento térmico son, generalmente, más fiables, baratos y duraderos que las baterías, pero tienen la limitación de no poder proporcionar una respuesta instantánea ante un requerimiento de suministro de energía, ya que las turbinas necesitan cierto tiempo para arrancar. Por el contrario, las baterías tienen una capacidad de respuesta mucho más rápida, por lo que, para sistemas que necesitan un tiempo de almacenamiento pequeño, puede ser conveniente el uso de baterías.

2.3.2. Hibridación RO+CSP

La planta CSP se utiliza como planta de producción de energía para producir la electricidad necesaria para impulsar las bombas del sistema de desalación por ósmosis inversa. Basados en estudios propios de *Bechtel Power Corp.* [10], los investigadores concluyeron que la hibridación CSP + RO es más eficiente y requiere menos energía que la hibridación CSP + MED. A continuación, se muestra un diagrama esquemático de una planta RO + CSP, en este caso de colectores cilindroparabólicos. El esquema de funcionamiento sería el mismo con una planta de torre central, la planta vertería a red la electricidad producida y la planta de ósmosis se conectaría a esta.

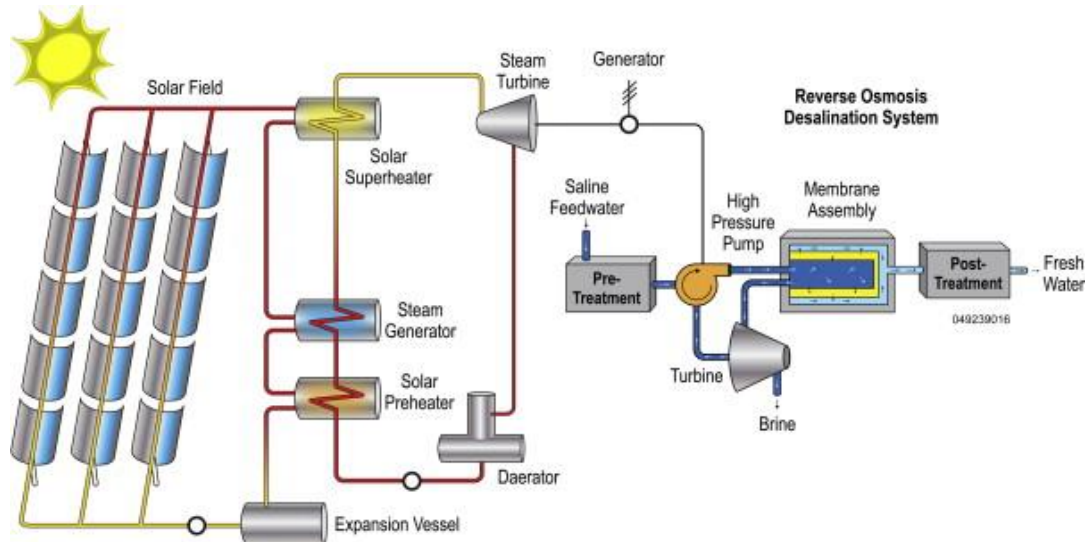


Figura 10 – Diagrama esquemático acoplamiento planta CSP + RO. [8]

2.4. Hibridación CSP + FV

Gracias al conocimiento y la experiencia desarrollados en la energía solar fotovoltaica y en la energía solar de concentración por separado, conocemos que ambas tecnologías son complementarias entre sí. El objetivo de la hibridación es el aprovechamiento de las ventajas características de ambas tecnologías por separado.

Además, la unión de estas dos tecnologías conlleva otras ventajas, tales como el aumento del factor de capacidad de la planta (CF) o la reducción del coste nivelado de la energía ($LCOE$) producida. El factor de capacidad se define como el cociente entre la energía generada por la planta durante un determinado periodo de tiempo y la energía que se podría haber generado durante ese mismo periodo si la planta hubiera trabajado siempre a potencia nominal. El $LCOE$ es el cociente entre el valor presente del capital total y los costes de operación y mantenimiento de una determinada planta, entre el valor presente de la electricidad generada por esa planta a lo largo de toda su vida útil. Este parámetro es útil a la hora de comparar el coste de la energía entre diferentes tecnologías de generación.

El acoplamiento de las tecnologías fotovoltaica y de concentración permite conseguir una total gestionabilidad de la planta, priorizando la utilización de una tecnología con un $LCOE$ menor como la fotovoltaica durante las horas de sol, mientras que la planta CSP almacena la totalidad o parte de la energía producida durante esas horas de sol en el sistema de almacenamiento térmico de gran capacidad, para poder hacer uso de esa energía cuando decae la radiación solar, logrando aumentar el factor de capacidad de la planta. Esto permite al operador de la planta independizar la producción de energía del recurso solar, pudiendo extender el tiempo de producción de energía a todo el día y pudiendo solventar los efectos de cualquier posible transitorio por el paso de nubes.

La gestionabilidad de la planta permite entregar una potencia de salida constante y estable, favoreciendo que se trabaje en condiciones nominales y pudiendo producir electricidad durante las 24 horas del día, lo que permitiría a la planta verter energía a la red como carga base.

Con respecto al apartado económico, la hibridación de ambas tecnologías solares permite reducir el *LCOE* con respecto a las plantas CSP por separado, debido a la inclusión de la tecnología FV, lo que permite reducir la inversión inicial necesaria para alcanzar una misma potencia nominal. Además, el hecho de priorizar el funcionamiento de la planta FV, con un *LCOE* mucho menor, durante las horas centrales del día, supone una reducción considerable con respecto a una planta CSP trabajando en solitario.

Para resumir, se presenta de forma esquemática las ventajas de las tecnologías FV y CSP por separado, al igual que las ventajas que acarrea su acoplamiento:

- Tecnología solar de concentración:
 - ✓ Amplia experiencia y desarrollo en sistemas de almacenamiento térmico de gran capacidad y fiabilidad.
 - ✓ Producción de energía estable e independiente de la variabilidad e intermitencia del recurso solar.
 - ✓ Alto factor de capacidad.
 - ✓ Garantía de suministro energético.
- Tecnología fotovoltaica:
 - ✓ Tecnología madura con amplio desarrollo tecnológico y experiencia en grandes plantas comerciales.
 - ✓ Modularidad en la construcción y puesta en marcha de plantas de generación de energía.
 - ✓ Bajos costes.
 - ✓ Aprovechamiento de todas las componentes de la radiación solar.
- Hibridación FV + CSP:
 - ✓ Reducción del *LCOE* respecto a plantas CSP en solitario.
 - ✓ Aumento del factor de capacidad respecto a ambas plantas por separado.

3. Revisión bibliográfica

En los últimos años se han realizado y publicado diferentes estudios sobre el acoplamiento de la energía solar para cogeneración de energía y desalación de agua. Nos centramos, más concretamente, en el ámbito de la hibridación de energía solar concentrada y fotovoltaica en el marco de sistemas eléctricos aislados, con el objetivo de evaluar su viabilidad técnica y económica. A continuación, se describen algunos de estos artículos de investigación publicados y relacionados con el tema y, posteriormente, se realizará un análisis de los resultados obtenidos en ellos.

3.1. Descripción de los artículos de investigación

Valenzuela, Escobar Mata-Torres y Cardemil (2017) realizaron un estudio sobre la viabilidad de un esquema CSP+FV+MED en el desierto de Atacama en Chile con el objetivo de estudiar los efectos de la operación CSP+FV y cómo los parámetros de configuración de las plantas (tamaño TES, SM, capacidad FV...) podían afectar a la operación de la planta MED. La planta propuesta estaba formada por un sistema de receptor central (CRS) y un conjunto de *arrays* fotovoltaicos cada uno acoplado a un

único inversor; y la planta MED aprovechaba el calor residual del ciclo Rankine para producir el agua dulce.

Como resultados se obtiene que al acoplar la planta MED se reduce el *CF* ligeramente; que la hibridación CSP+FV mejora las horas de funcionamiento de la turbina en comparación con la planta solo CSP, pero también aumenta la operación en carga parcial; que la producción máxima de agua dulce ocurre con capacidades FV pequeñas, al contrario que la máxima producción de energía; y que la configuración CSP+FV+MED más adecuada, desde el punto de vista económico, depende de los objetivos de producción de agua dulce y energía que se establezcan. [11]

En otro estudio basado también en el norte de Chile, Mata-Torres, Palenzuela, Zurita, Cardemil, Alarcón-Padilla y Escobar (2020) realizaron un análisis termo-eléctrico anual detallado termo-económico y de rendimiento de una planta CSP+FV+MED con el objetivo de evaluar el impacto de la integración FV en la planta CSP+MED y evaluar el tamaño de la planta en términos de los parámetros de diseño (capacidad FV, SM, TES y unidades MED) que permitieran alcanzar los costes de electricidad y agua (*LCOE* y *LCOW*) más bajos. En este trabajo, a diferencia del anterior, sí que se considera un sistema de bombeo de agua de mar para alimentar la planta MED y un sistema de recuperación de energía de la salmuera resultante devuelta al mar (sistema P/R). Se obtiene como resultados que: la integración FV a la planta CSP+MED aumenta principalmente la producción neta de electricidad, sin embargo, dependiendo del tamaño de las plantas FV y CSP aumenta o disminuye la producción de agua dulce; el *LCOE* de la planta se reduce significativamente con la integración FV, sin embargo el *LCOW* se relaciona con la producción de agua, por lo que dependerá de las horas de operación de la planta MED; el tamaño de las plantas FV y CSP presentan roles contradictorios entre el *LCOE* y el *LCOW*, por lo que, como en el trabajo anterior, todo depende de los objetivos o necesidades de producción; y, finalmente, la ubicación de la planta es un factor relevante debido al consumo de bombeo y al coste del sistema P/R. [12]

Astolfi, Mazzola, Silva y Macchi (2017) investigaron las posibles sinergias entre las tecnologías de desalación y energía solar en islas aisladas de pequeño tamaño, con el objetivo de aumentar la sostenibilidad del sistema mediante microrredes de energía 100% renovable. Se implementan las tecnologías solares FV y CSP-ORC, y RO y MED para desalación. Se establecen varias configuraciones de microrred para el análisis, obteniéndose los siguientes resultados: para una correcta integración entre las tecnologías de desalación y energía solar, la programación debe estar optimizada por un Sistema de Gestión de Energía avanzado; las tecnologías FV y CSP-ORC permiten reducir el coste total al tiempo que aumentan la penetración de energías renovables, alcanzándose factores de capacidad del 80%; y, finalmente, la combinación de FV+CSP-ORC aprovecha las ventajas de ambas tecnologías, pues se genera electricidad a bajo coste durante las horas de insolación gracias a la FV y se consigue extender la operación a horas nocturnas gracias al almacenamiento térmico de la CSP, mientras que la RO

aprovecha los picos de energía reduciendo la necesidad de capacidad en baterías y la MED aprovecha el calor “libre” de baja temperatura del ciclo ORC. [13]

Por su parte, Laissaoui, Palenzuela, Sharaf Eldean, Nehari y Alarcón-Padilla (2018) presentaron un estudio tecno-económico de una planta desaladora solar independiente en condiciones de carga variable en Argelia, cubriendo las brechas de investigación en la literatura científica ya existente. Se realiza una comparación tecno-económica entre una planta de ósmosis inversa impulsada directamente por una planta CSP de torre de receptor central con almacenamiento térmico y la misma planta RO impulsada directamente por la electricidad producida por una planta FV sin baterías. Además se estudia la recuperación de energía mediante varios sistemas en la planta RO.

Del estudio se obtienen los siguientes resultados: la operación de la planta RO más adecuada, en términos de producción de agua dulce y costes del agua, es la de adaptación a la fluctuación de energía con la planta trabajando a carga variable, en lugar del modo de funcionamiento de varios trenes funcionando de forma binaria (*on/off*) en función de la energía disponible; la combinación CSP+RO es más favorable que la combinación FV+RO desde el punto de vista económico y técnico, debido al almacenamiento de energía térmica; y la mejor opción de recuperación de energía para la planta RO es el intercambiador de presión (PEX). [14]

Por último, Wang, Lin, Tong, Li, Sun y Liu (2020) investigaron sobre la planificación óptima de un sistema de suministro de islas 100% renovable basado en la integración de una planta de producción de energía solar concentrada y unidades de desalinización, con el objetivo de hacer autosuficientes a las islas aisladas con energía sostenible (eólica y solar) con el medio ambiente aprovechando al máximo las ventajas del sistema de desalación acoplado a la planta CSP (cilindroparabólico). Se propone un modelo de planificación óptimo para lograr los costos generales mínimos del sistema de energía 100% renovable y se compara con varios modos de suministro de energía para verificar su eficiencia operativa y su rentabilidad, incluido el interconexión submarino con el continente. La planta de desalación cuenta con una unidad MED de baja temperatura, que utiliza el vapor residual de la planta CSP como fuente de calor para producir agua dulce; y una planta RO que se utiliza como carga controlable para consumir excedentes de las fuentes de energía renovable. Se requiere un sistema de gestión de energía (EMS) que formule la estrategia de programación diaria en función de los pronósticos recopilados.

Se obtienen los siguientes resultados: en comparación con las plantas CSP convencionales, la integración CSP+MED sacrifica cierta exigencia energética de generación de energía pero se mejora la eficiencia general de utilización de energía térmica del sistema; para islas con una distancia corta entre su costa y la del continente es más económico y confiable usar la interconexión mediante cables submarinos, sin embargo, con el aumento de la distancia en alta mar, el esquema de energía híbrido con alta penetración de renovables se convierte en la mejor solución; y finalmente, en comparación con el sistema 100% renovable basado en energía eólica y fotovoltaica, el sistema CSP propuesto es más flexible en la programación, reduce la inversión para los

sistemas de almacenamiento de energía y mejora los factores de capacidad de los equipos de generación de energía. [15]

3.2. Análisis de los resultados de las investigaciones

Haciendo un resumen global de la revisión bibliográfica de la literatura científica publicada hasta el momento, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- La hibridación CSP+FV permite aprovechar las ventajas de ambas tecnologías por separado: tiene los beneficios de reducir costes, aumentar el factor de capacidad a niveles mayores del 80% y ofrecer una alta gestionabilidad gracias a los sistemas de almacenamiento de energía térmica. Como desventaja, aumenta las horas de operación en carga parcial de la turbina y la producción de agua dulce depende de las horas de operación de la turbina.
- Los parámetros de diseño de la planta CSP+FV+MED dependen de varios factores: los precios de mercado de los productos, las limitaciones técnicas y las prioridades o necesidades de producción de agua dulce y de electricidad. La integración fotovoltaica aumenta principalmente la producción neta de energía, pero se aumentará o disminuirá la producción de agua dependiendo del tamaño de las plantas FV y CSP.
- El *LCOE* mínimo de la planta híbrida se obtiene para plantas FV grandes junto a plantas CSP medianas o pequeñas. Al contrario ocurre con el *LCOW*, que se minimiza para plantas FV pequeñas junto a plantas CSP de gran tamaño con altas horas de almacenamiento y alto múltiplo solar.
- En los acoplamientos CSP+MED, la planta de desalación va colocada en paralelo con el condensador del ciclo Rankine, aprovechando el calor residual para producir el agua dulce. Esto sacrifica una cierta eficiencia energética de generación de energía de la planta CSP, pero, al utilizar el calor latente de escape, se mejora la eficiencia general de utilización de energía térmica del sistema.
- El emplazamiento de la planta es un parámetro que no se puede despreciar por varios motivos: el recurso solar y la distancia al mar, pues una larga distancia puede requerir de un sistema de bombeo de agua de mar para alimentar la planta de desalación y un sistema de recuperación de energía de la salmuera resultante, y una ubicación cercana a la costa puede presentar niveles de radiación más bajos y dañar los espejos y los paneles fotovoltaicos por corrosión.
- Para lograr la autosuficiencia con energías 100% renovables en islas cuya distancia al continente hace que no sea viable una interconexión submarina para el abastecimiento de energía, se hace necesaria una adecuada estrategia de operación y programación mediante un Sistema de Gestión de Energía (EMS) avanzado, que tenga en cuenta el pronóstico de los recursos renovables como el viento o la radiación solar.
- Los sistemas de generación de energía 100% renovable requieren mayores costes de inversión, pero permiten ahorrar un considerable consumo de combustibles fósiles. Teniendo en cuenta el progresivo aumento de los costes de combustible dada la limitación de las reservas, las penalizaciones por contaminación ambiental y el

potencial de reducción de costes de las energías limpias, los esquemas 100% renovables son los esquemas de configuración más prometedores.

- En comparación con los sistemas 100% renovables basados en las energías eólica y fotovoltaica, la energía solar concentrada mejora los factores de capacidad de los equipos de generación de energía, es más flexible en la programación y reduce la inversión para los sistemas de almacenamiento de energía, siendo estos de mayor capacidad y fiabilidad que las baterías.

4. Elección del emplazamiento.

España cuenta con dos archipiélagos: las Islas Baleares y las Islas Canarias. La capital del primero de ellos, el balear, Palma de Mallorca se encuentra a una distancia en línea recta de Madrid de aproximadamente 590 km; siendo la isla más cercana a la península Ibiza, que se sitúa a tan solo 75 km de la costa de la Comunidad Valenciana. Por otro lado, el archipiélago canario, se encuentra a mayor distancia de la Península Ibérica. Su capital, Las Palmas de Gran Canaria se encuentra a 1.700 km de distancia en línea recta de la capital de España, y a tan solo 97 km de Marruecos y el Sahara Occidental. Esta es la principal diferencia entre ambos archipiélagos desde el punto de vista del abastecimiento eléctrico.

En el caso del sistema eléctrico balear, dada su cercanía a la península, existe una interconexión submarina de transporte en corriente continua de 237 km de longitud con la red peninsular. Hasta la puesta en servicio de esta interconexión en 2012, el sistema eléctrico balear estaba constituido por dos subsistemas de pequeño tamaño y eléctricamente aislados: Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, lo que impedía que los índices de estabilidad y calidad la red fueran similares a los de sistemas más grandes e interconectados.

El proyecto Rómulo, de 420 millones de euros, permitió la integración de el sistema balear en el mercado eléctrico ibérico, estableciendo así un mercado de generación competitivo en las islas. Tras su puesta en marcha en 2012 y su periodo de pruebas correspondiente, el enlace ofreció una aportación media de casi el 30% del consumo global del sistema balear, llegando a alcanzar picos del 40%. Desde el punto de vista medioambiental el balance el primer año supuso una reducción de emisiones procedentes de generación eléctrica de 285.000 toneladas de CO₂. [16]

Por su parte, el sistema canario cuenta con seis sistemas eléctricamente aislados, de pequeño tamaño y con una red de infraestructuras eléctricas débilmente mallada. Estas condiciones hacen que estos sistemas sean menos estables y seguros que los grandes sistemas interconectados en los que es posible garantizar el suministro ante picos de demanda o ante determinadas situaciones de falta de generación, como puede ser la escasez de viento para producción de energía eólica, escasez de radiación solar para producción de energía fotovoltaica o termosolar, o por fallos e indisponibilidades de elementos de la red.

Podríamos pensar en un interconexionado submarino entre las Islas Canarias y el continente africano, pero, a pesar de su corta distancia, es un proyecto poco viable debido fundamentalmente a la inestabilidad social y política de los territorios del Sahara.

Por otro lado, como debido a la enorme distancia que separan las Islas Canarias de la Península Ibérica tampoco es posible realizar una interconexión como en el caso de Baleares, para reducir la vulnerabilidad de estos sistemas eléctricamente aislados es clave introducir sistemas renovables con almacenamiento de energía, como las centrales hidroeléctricas reversibles o el almacenamiento en sales fundidas de las centrales termosolares de concentración, cuya finalidad principal es la garantía de suministro y la seguridad del sistema; además de la integración de energías renovables no gestionables.

Asimismo, es fundamental desarrollar nuevas interconexiones entre islas que permitan el apoyo mutuo entre sistemas y mejorar el mallado de la red para disponer de vías alternativas de suministro en caso de incidentes. Red Eléctrica de España está impulsando un cambio del actual modelo energético, para que evolucione hacia un modelo más eficiente y sostenible, basado en las energías renovables. El objetivo es que las energías libres de CO₂ alcancen una mayor presencia en la cobertura de la demanda de electricidad en sustitución de otras energías basadas en combustibles fósiles, más caros y contaminantes. [17] [18]

Habiendo visto las características de los sistemas eléctricos de los archipiélagos de nuestro país, podemos ver claramente que el estudio tecno-económico de la planta de torre central hibridada con fotovoltaica para cogeneración de electricidad y agua desalada tiene mucho sentido en las Islas Canarias. Si a esto le sumamos las buenas características de radiación solar de que dispone el archipiélago canario, no cabe lugar a duda en la elección del emplazamiento.

Una vez decidido esto, se analiza, contrastando varias bases de datos de radiación solar, el recurso solar de cada una de las islas así como su orografía y los datos de consumo de agua y costes de generación eléctrica y las tecnologías que la producen.

4.1. Contexto Islas Canarias

Las Islas Canarias se encuentran en el océano Atlántico entre las latitudes 29° 24' 40" N y 27° 38' 16" N; y las longitudes 13° 19' 54" O y 18° 09' 38" O. Forman parte de un archipiélago de origen volcánico muy reciente (apenas tiene 30 millones de años), es decir, un conjunto de islas que se han formado por la acción constructiva de la actividad volcánica en el océano cuando el magma, procedente del interior de la Tierra, asciende a través de grietas o fracturas de la corteza oceánica, y se va acumulando en el fondo oceánico hasta emerger sobre la superficie del mar. El archipiélago canario cuenta con ocho islas y cinco islotes, además de las aguas canarias, siendo la primera y única comunidad autónoma española en incluir el mar como parte de su territorio. [19] [20] [21] Las Islas Canarias son: [22]

- Tenerife: es la isla más extensa y más poblada del archipiélago, con una superficie de 2.034,38 km² y una población de 917.841 habitantes. Es una isla montañosa y en ella se encuentran varios parques naturales, entre ellos el parque nacional del Teide, declarado Patrimonio de la Humanidad por la Unesco. En él se encuentra el volcán Teide (3.718 m), la mayor altitud de

España. Es un territorio de fuertes pendientes, en las que la erosión ha excavado valles de gran inclinación, siendo la isla de mayor complejidad geológica.

- Fuerteventura: con una superficie de 1659 km², es la segunda isla más extensa del archipiélago y la que más cerca se encuentra del África continental, a 97 km. Al ser la más antigua geológicamente, está más erosionada, con una altitud máxima de 807 m, lo que quiere decir que no posee un relieve volcánico vigoroso. Fuerteventura ha experimentado un notable aumento de población: en 2019 era de 116.886 habitantes.
- Gran Canaria: es la segunda isla más poblada con 851.231 habitantes y la tercera isla más extensa, con 1.530 km². Tiene un relieve muy montañoso con barrancos profundos y crestas muy marcadas, con picos cuyas altitudes rondan los 1.900 metros. Cuenta con 33 espacios protegidos, que corresponden al 43% de la superficie insular, algunos de ellos declarados Patrimonio de la Humanidad o Reserva de la Biosfera, ambos por la Unesco.
- Lanzarote: es la isla más oriental y una de las más antiguas del archipiélago, con una superficie de 845,94 km² y una población de 151.538 habitantes. Su máxima altitud es de 670 metros. La mayor parte de la isla es un campo de volcanes activo, salvo el extremo norte. Toda la isla fue declarada Reserva de la Biosfera en 1993, siendo la actividad principal el turismo.
- La Palma: con 82.671 habitantes, sus 708,32 km² son en su totalidad Reserva de la Biosfera. Es la segunda isla más alta de Canarias, con el Roque de los Muchachos (2.426 m) como punto más elevado. La costa es notablemente acantilada, debido a que el mar incide con fuerza en lavas poco consolidadas, dada su actividad volcánica reciente (1971).
- La Gomera: con una superficie de 369,76 km² y 21.503 habitantes, en ella se encuentra el parque nacional de Garajonay (máxima altitud 1.487 m), declarado por la Unesco en 1986 Patrimonio de la Humanidad. Es la única isla del archipiélago en la que no se ha registrado ninguna erupción volcánica en época histórica. La erosión ha transformado profundamente la isla, siendo los barrancos muy profundos y desarrollados, con interfluvios estrechos y de agudas crestas. Su costa también es acantilada.
- El Hierro: es la isla más joven y más occidental del archipiélago, con 268,71 km² y 10.968 habitantes. Su altitud más notable es Malpaso, de 1.501 metros. El relieve se organiza en torno a las tres grandes dorsales y al Golfo. Toda la isla fue declarada Reserva de la Biosfera en 2000. Entre octubre de 2011 y marzo de 2012 tuvo lugar una erupción submarina, ya concluida, siendo esta la última erupción volcánica producida en España hasta la actualidad. Con la construcción en 2014 de la central eólica marina de Gorona del Viento, El Hierro se convirtió en la primera isla del planeta en autoabastecerse completamente de energías renovables, demostrando además que este tipo de energías limpias son rentables económicamente.
- La Graciosa: recién considerada como isla desde el 26 de junio de 2018, es la isla más septentrional y más pequeña del archipiélago, con unos 29 km² y

751 habitantes. Su punto más alto es Agujas Grandes con 266 metros de altura. Diferentes episodios sedimentarios permitieron la acumulación de materiales de granulometría fina como arena, limos y arcillas, por lo que estos suelos tienen un gran interés ecológico pero presentan graves problemas para el cultivo.



Figura 11 – Mapa geográfico de las Islas Canarias. [18]

4.2. Análisis del recurso solar

Habiéndose descrito y caracterizado todas las islas que forman el archipiélago canario, podemos pasar a analizar el recurso solar de que disponen. Para ello, se hace uso de distintas predicciones de radiación mediante imágenes por satélite, cuyos datos de radiación global directa y radiación global horizontal se compararán para escoger la fuente de información más adecuada para el análisis detallado del presente proyecto.

A continuación se definen todas las componentes de la radiación solar, para distinguir y entender las que se van a tratar en el presente proyecto. La radiación extraterrestre procedente del Sol es reflejada al entrar en la atmósfera, debido a la presencia de nubes, vapor de agua... y dispersada por las moléculas de agua, polvo en suspensión, aerosoles... Por todo esto, la radiación solar que llega a la superficie terrestre procede de tres componentes:

- La radiación solar directa es la que proviene directamente del disco solar y cuyos rayos no sufren ninguna interacción con la atmósfera, es decir, no ven variada su dirección. Se la define con las siglas DNI (*Direct Normal Irradiance*, por sus siglas en inglés). La componente horizontal se calcula multiplicando por el coseno del ángulo de incidencia. Esta componente es la única que se puede concentrar, por lo que resulta de gran importancia en las centrales CSP.
- La radiación solar difusa es la radiación solar que proviene de las reflexiones de la atmósfera, es decir, aquella que procede de toda la bóveda celeste excepto la que llega directamente del Sol.
- La radiación solar reflejada o albedo es la que, tras ser reflejada por el entorno de la superficie receptora, incide en una superficie inclinada. Esta componente no suele medirse, y su valor medio es aproximadamente el 20% de la radiación global incidente sobre superficie horizontal.

La radiación solar global es la radiación solar que se recibe por unidad de superficie, y supone la suma de las aportaciones de la radiación directa, difusa y reflejada. Esta superficie puede tener una disposición cualquiera y, dependiendo de la misma, variará la contribución de las componentes. Suele medirse sobre superficie horizontal y posteriormente calcular la radiación global incidente en la superficie receptora, pero hay veces que se mida en la misma disposición en la que irán los paneles: en superficie inclinada o con seguimiento en uno o dos ejes. A la incidente sobre superficie horizontal se la define con las siglas GHI (*Global Horizontal Irradiance*, por sus siglas en inglés).

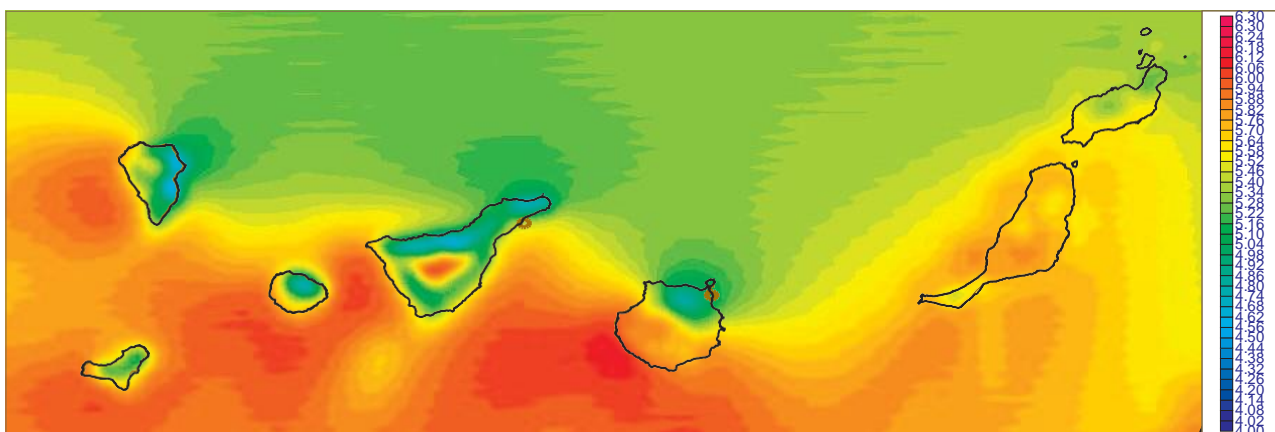


Figura 12 – Irradiancia Global media [1983-2005] (kWh/m²·día)
Fuente: Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET

En la *Figura 12* podemos ver la irradiancia global media en el periodo de 1983 a 2005 sobre las Islas Canarias, y así poder hacernos una idea de los lugares en los que sería idóneo el estudio de viabilidad de la planta de cogeneración. Visto este atlas de radiación solar global [23], procedemos a contrastar los datos de AEMET con los de la base de datos *ADRASE* perteneciente al CIEMAT [24].

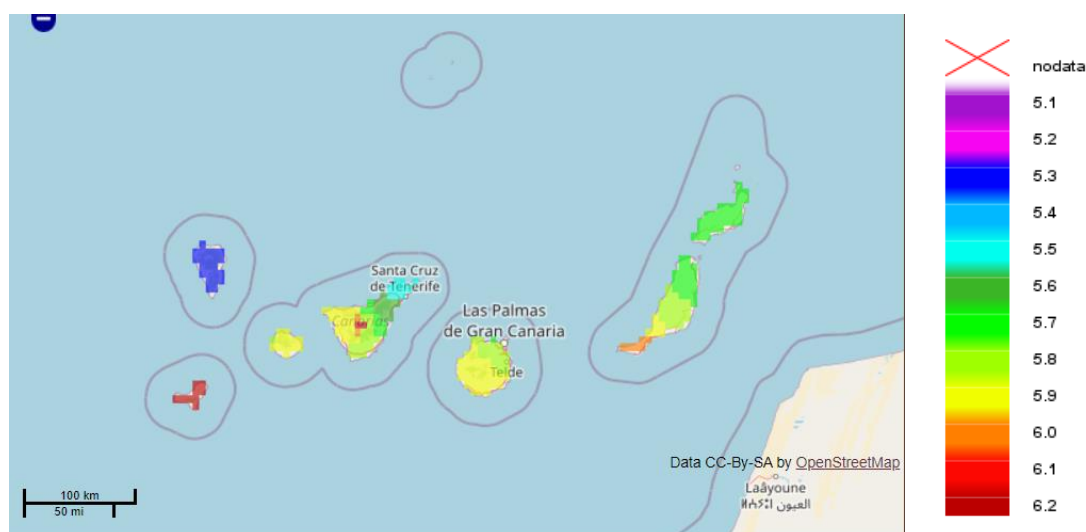


Figura 13 – Irradiancia solar global horizontal. Promedio anual de valores diarios (kWh/m²·día)
Fuente: ADRASE - CIEMAT

Tanto en la *Figura 12* como en la *Figura 13* se muestran valores anuales promedio de irradiancia solar diaria. Estos valores de irradiancia solar diaria son extrapolables a irradiancia solar anual. Se muestra también un atlas obtenido de la base de datos de *SolarGIS* [25].



Figura 14 – Irradiancia solar global horizontal (kWh/m²)
Fuente: SolarGIS

Viendo estos tres mapas de radiación podemos concluir que Fuerteventura y parte de las islas de Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote, disponen de un buen recurso solar. Pero la decisión del emplazamiento de la planta no solo depende del recurso solar, pues se requiere de sitios relativamente llanos para la instalación del campo solar, más concretamente para el campo de helióstatos y la torre central. En el caso de la estación desaladora de agua, esta no tiene por qué estar situada en un sitio cercano a la planta de producción de energía, por lo que podemos estudiar emplazamientos en territorios de interior.

Procedemos a analizar más detalladamente varios emplazamientos en las islas mencionadas. Se analizan varias bases de datos de radiación como son: Global Solar Radiation Atlas (SolarGIS), SoDa (*Solar Radiation Data*) [26], NASA POWER Project Data Sets [27], ADRASE (CIEMAT), PVGIS [28] y Meteonorm.

En los datos que se muestran a continuación, se utiliza un indicador característico de los sistemas fotovoltaicos. Y_F es la denominada productividad final y se expresa en kWh para el periodo analizado, en este caso anualmente, por kW_p del generador. Depende de las condiciones climáticas, por lo que es un indicador inmediato de la capacidad de generación. Por ejemplo, en España, para tecnologías de silicio en instalaciones con inclinación fija, se pueden alcanzar valores entre 1.400 y 1.800 kWh/kW_p.

- Localización 1: Fuerteventura

Prácticamente la totalidad de la isla de Fuerteventura dispone de buenos valores de irradiancia solar. Tratamos de localizar la mejor situación para una planta en dicha isla. Se muestran los datos obtenidos a continuación:

Tuineje, Fuerteventura	28° 17' 41" N, 14° 03' 30" O
-------------------------------	------------------------------

Tabla 2 – Coordenadas geográficas de la Localización 1

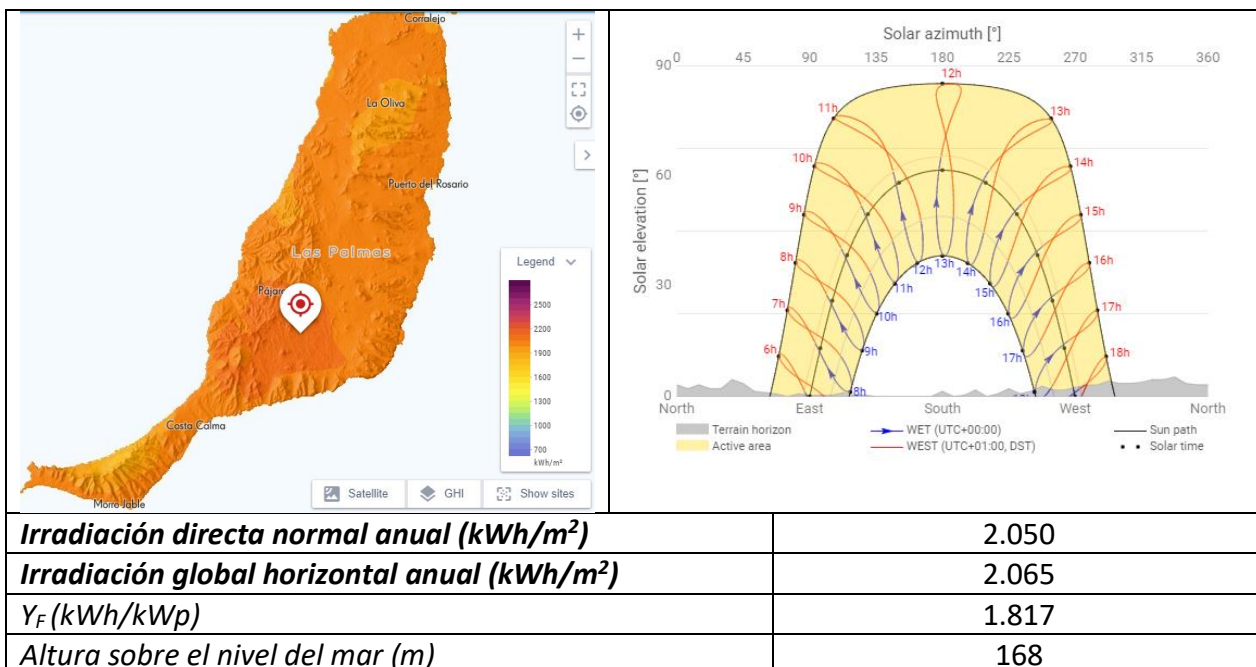


Tabla 3 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: Global Solar Radiation Atlas (SOLARGIS)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,45	5,24	6,81	6,76	7,17	6,48	7,43	7,15	6,43	5,27	4,26	3,66	5,85
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)	2.135,25												

Tabla 4 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: SoDa (Solar Radiation Data)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,46	4,58	5,41	6,45	6,58	7,38	6,44	6,5	5,89	4,69	3,74	3,45	5,35
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)	1.952,75												

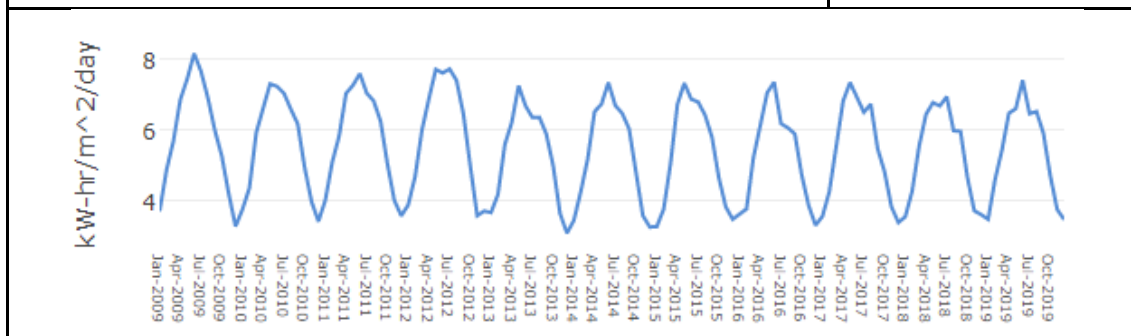


Tabla 5 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: NASA POWER Project Data Sets

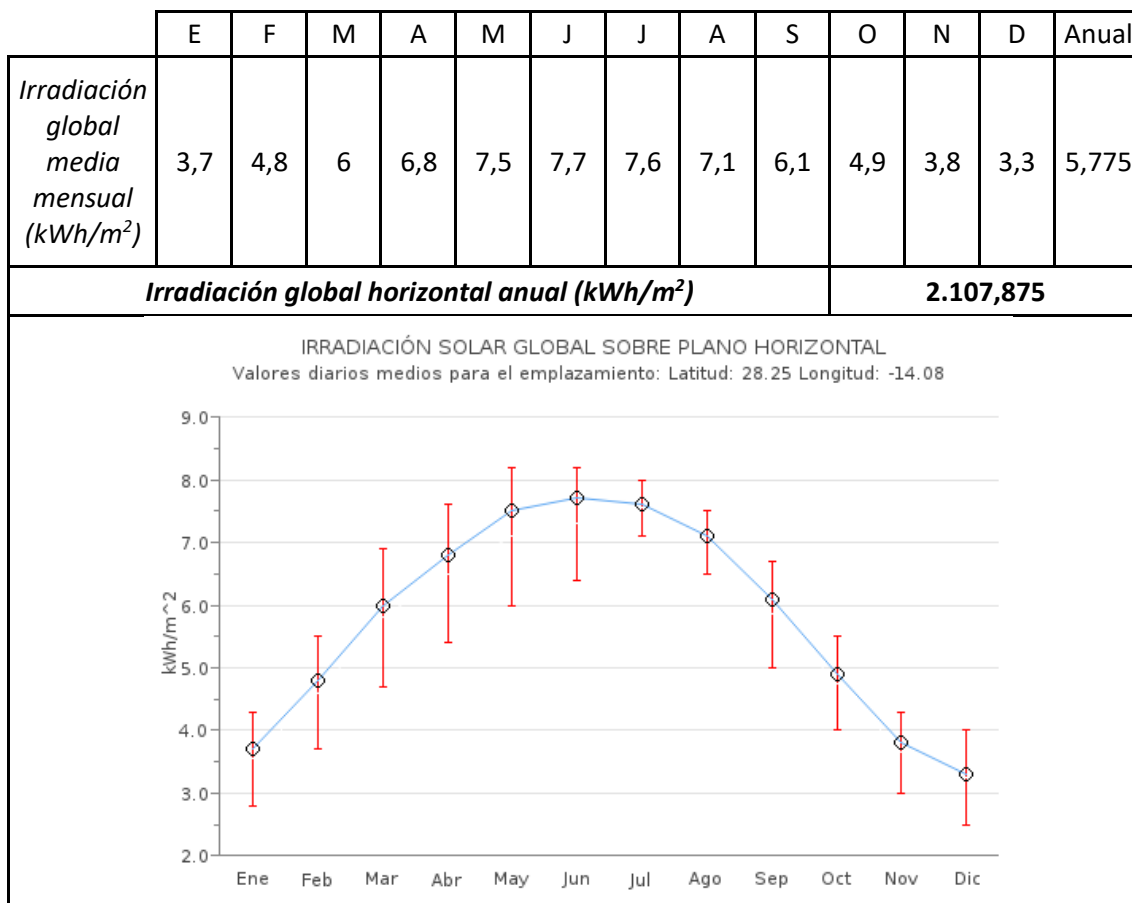


Tabla 6 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: ADRASE – CIEMAT

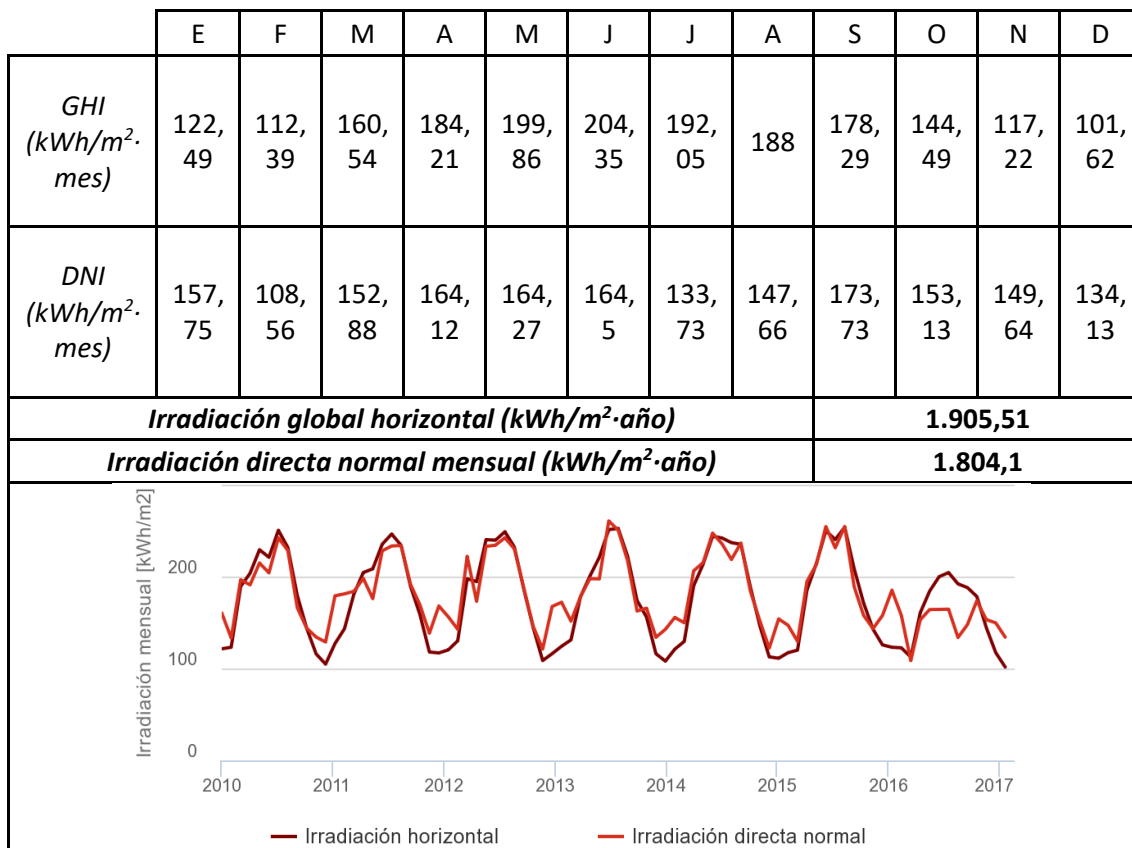


Tabla 7 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: PVGIS

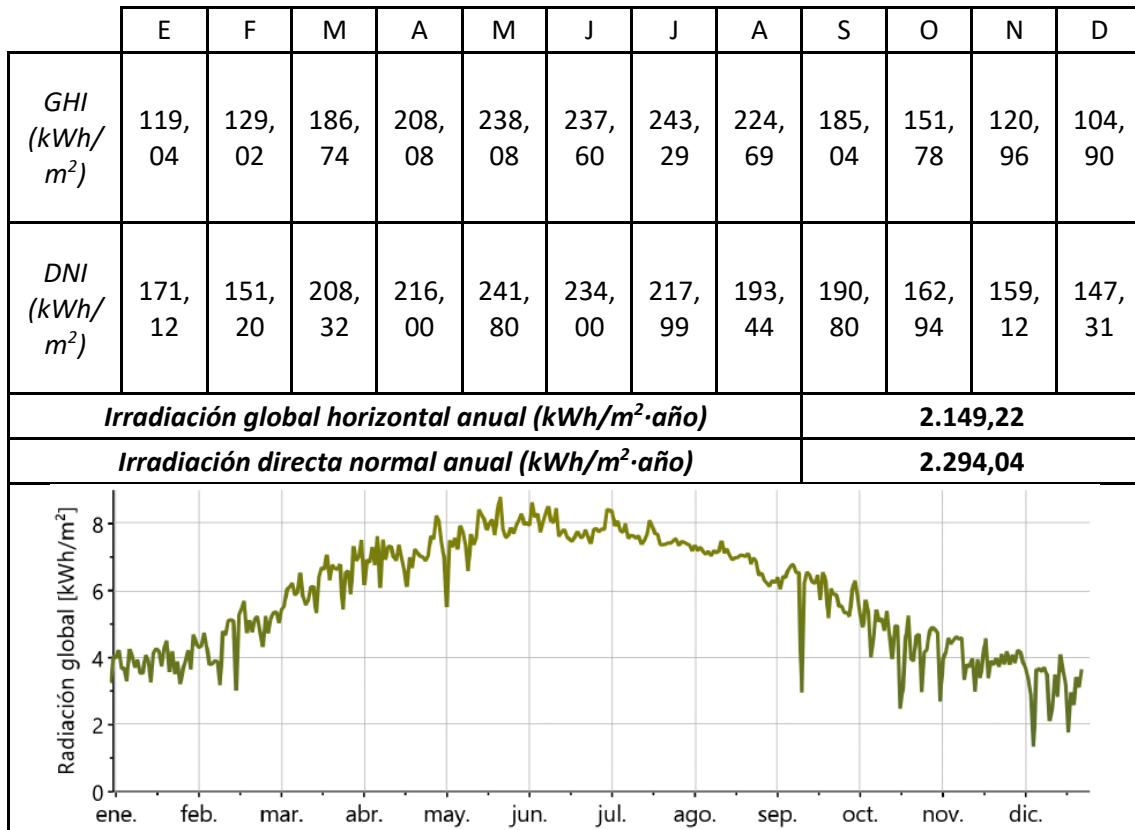


Tabla 8 – Localización 1, Fuerteventura. Base de datos: Meteonorm

En la *Tabla 9* se muestra un resumen de todas las bases de datos consultadas, además de los valores promedio de GHI y DNI de todas ellas y la desviación de cada una de ellas respecto a la media, en valor porcentual. De esta primera localización podemos concluir que dispone de buenos valores promedio tanto de radiación directa como de radiación global, y que la base de datos que, en principio, más se ajusta al promedio de todas es *SolarGIS*.

Base de datos	SOLARGIS	SODA	NASA	ADRASE	PVGIS	METEONORM	PROMEDIO
GHI (kWh/m ²)	2.065,00	2.135,25	1.952,75	2.107,88	1.905,51	2.149,22	2.052,60
DNI (kWh/m ²)	2.050,00	-	-	-	1.804,10	2.294,04	2.049,38
Desv. (%), GHI	0,60%	4,03%	4,86%	2,69%	7,17%	4,71%	4,01%

Tabla 9 – Comparación valores irradiancia solar. Localización 1, Fuerteventura

- Localización 2: Gran Canaria

La isla de Gran Canaria tiene la particularidad de que posee un relieve muy montañoso, por lo que será más complicado encontrar una localización llana para la instalación de la planta termosolar de concentración. Por otro lado, la mitad más meridional de la isla es la que dispone de un mejor recurso solar a lo largo del año. Conocidas las particularidades de la isla, se propone un emplazamiento para la planta de producción energética.

San Bartolomé de Tirajana, Gran Canaria	27° 48' 47" N, 15° 26' 06" O
--	------------------------------

Tabla 10 – Coordenadas geográficas de la Localización 2

Se procede a analizar las bases de datos de radiación solar:

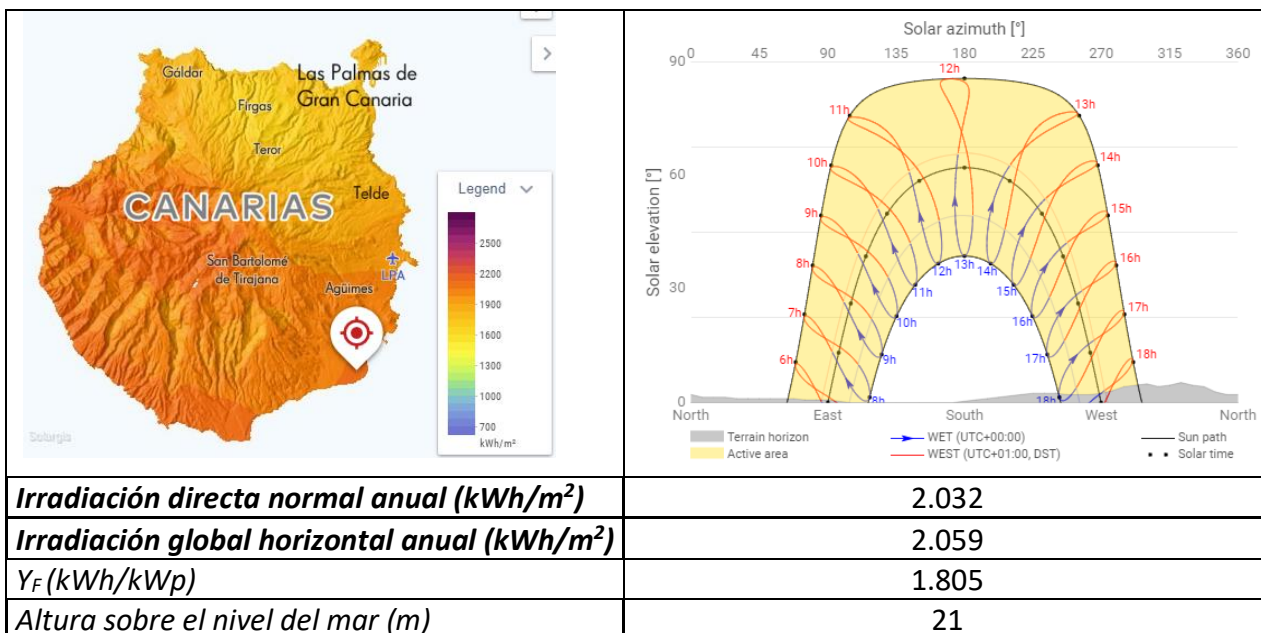


Tabla 11 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: Global Solar Radiation Atlas (SOLARGIS)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,81	4,77	6,3	6,17	7,05	7,39	7,77	7,29	6,19	4,63	4,22	3,47	5,76
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)												2.102,4	

Tabla 12 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: SoDa (Solar Radiation Data)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,83	4,91	5,74	6,83	7,52	7,38	7,08	6,54	6,07	4,92	4,03	3,69	5,66
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)												2.065,9	

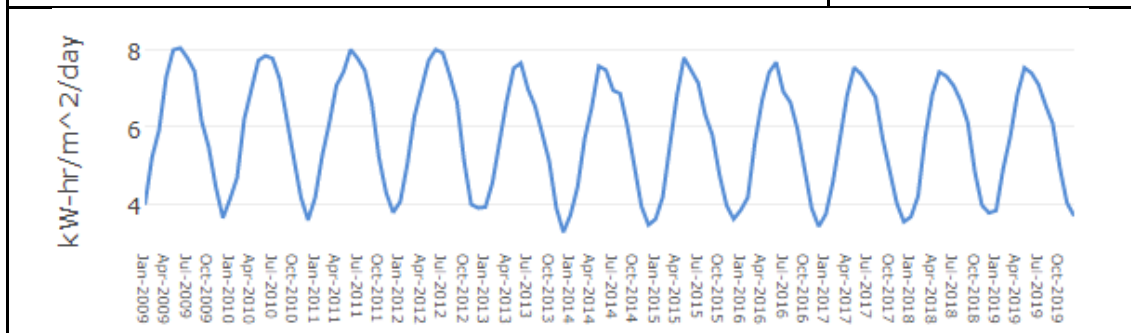


Tabla 13 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: NASA POWER Project Data Sets

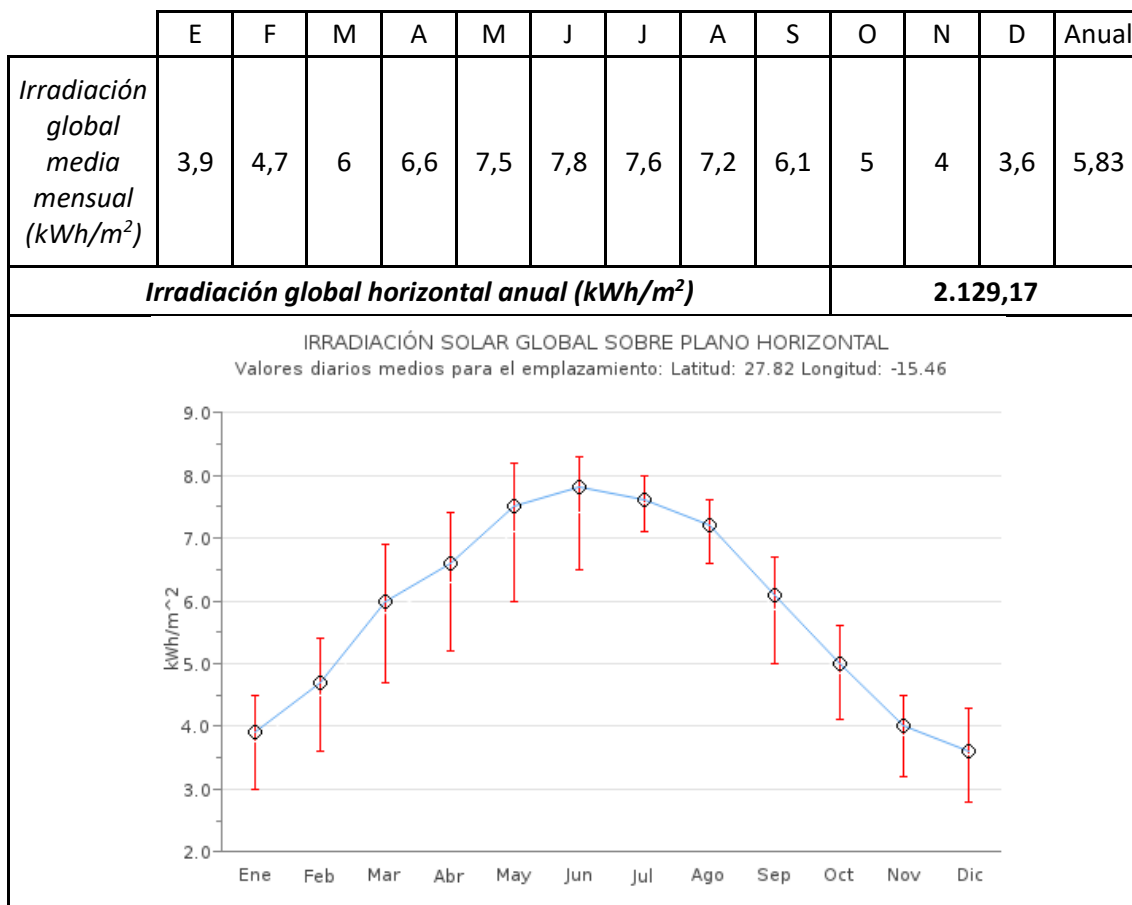


Tabla 14 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: ADRASE – CIEMAT

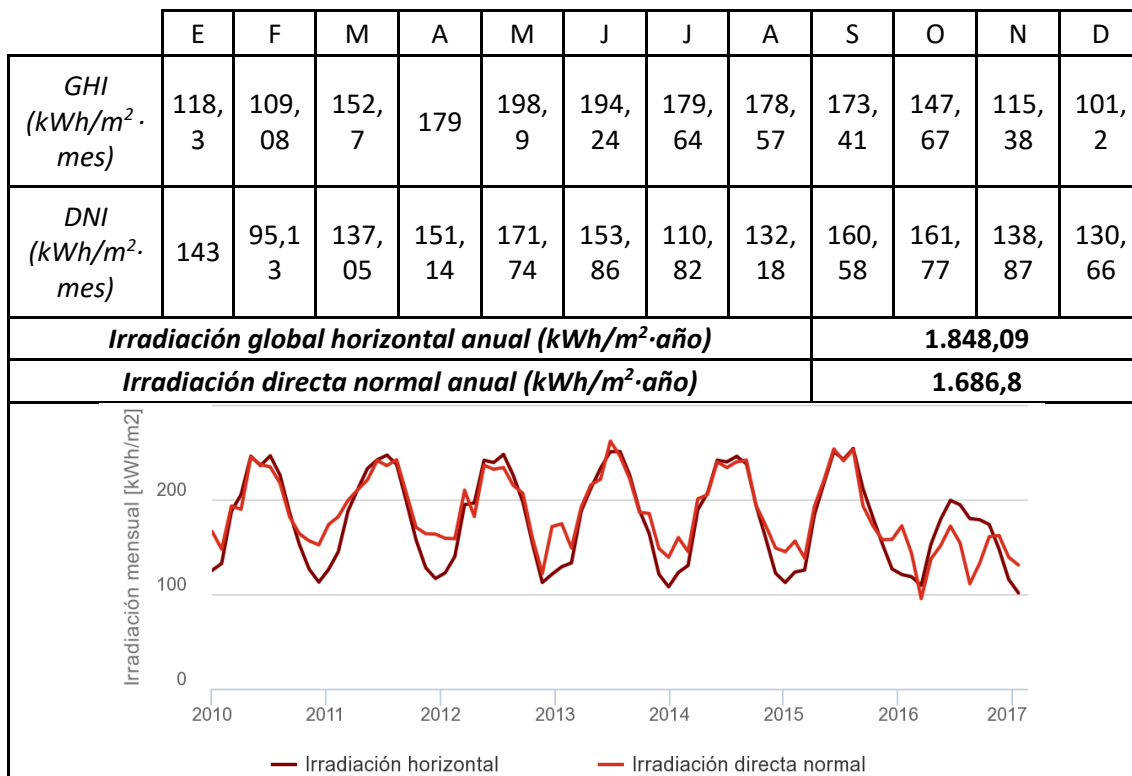


Tabla 15 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: PVGIS

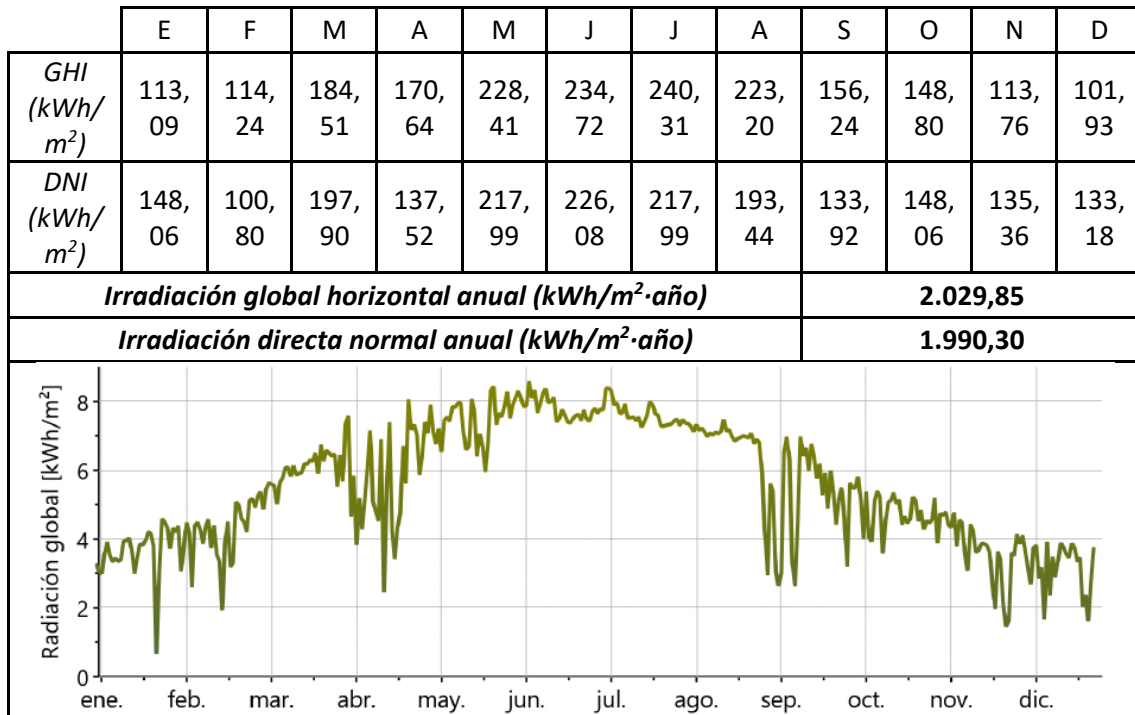


Tabla 16 – Localización 2, Gran Canaria. Base de datos: Meteonorm

En la *Tabla 17* se muestra un resumen de todas las bases de datos consultadas, además de los valores promedio de GHI y DNI de todas ellas y la desviación de cada una de ellas respecto a la media, en valor porcentual. De las muestras analizadas se puede concluir que esta localización dispone de valores de radiación solar ligeramente inferiores a los de la *Localización 1* en Fuerteventura. A pesar de ser menores, también son unos valores más que aceptables para la implantación de las plantas fotovoltaica y CSP. De las bases de datos analizadas, podemos concluir que la que más se ajusta al valor promedio de todas las analizadas es *Meteonorm*, seguida muy de cerca por *SolarGIS*.

Base de datos	SOLARGIS	SODA	NASA	ADRASE	PVGIS	METEONORM	PROMEDIO
GHI (kWh/m ²)	2.059,00	2.102,40	2.065,90	2.129,17	1.848,09	2.029,85	2.039,07
DNI (kWh/m ²)	2.032,00	-	-	-	1.686,80	1.990,30	1.903,03
Desv. (%), GHI	0,98%	3,11%	1,32%	4,42%	9,37%	0,45%	3,27%

Tabla 17 – Comparación valores irradiancia solar. Localización 2, Gran Canaria

- Localización 3: Lanzarote

La última de las localizaciones para la planta de producción de energía que se va a proponerse sitúa en la isla de Lanzarote.

Yaiza, Lanzarote	28° 53' 23" N, 13° 50' 07" O
------------------	------------------------------

Tabla 18 – Coordenadas geográficas de la Localización 3

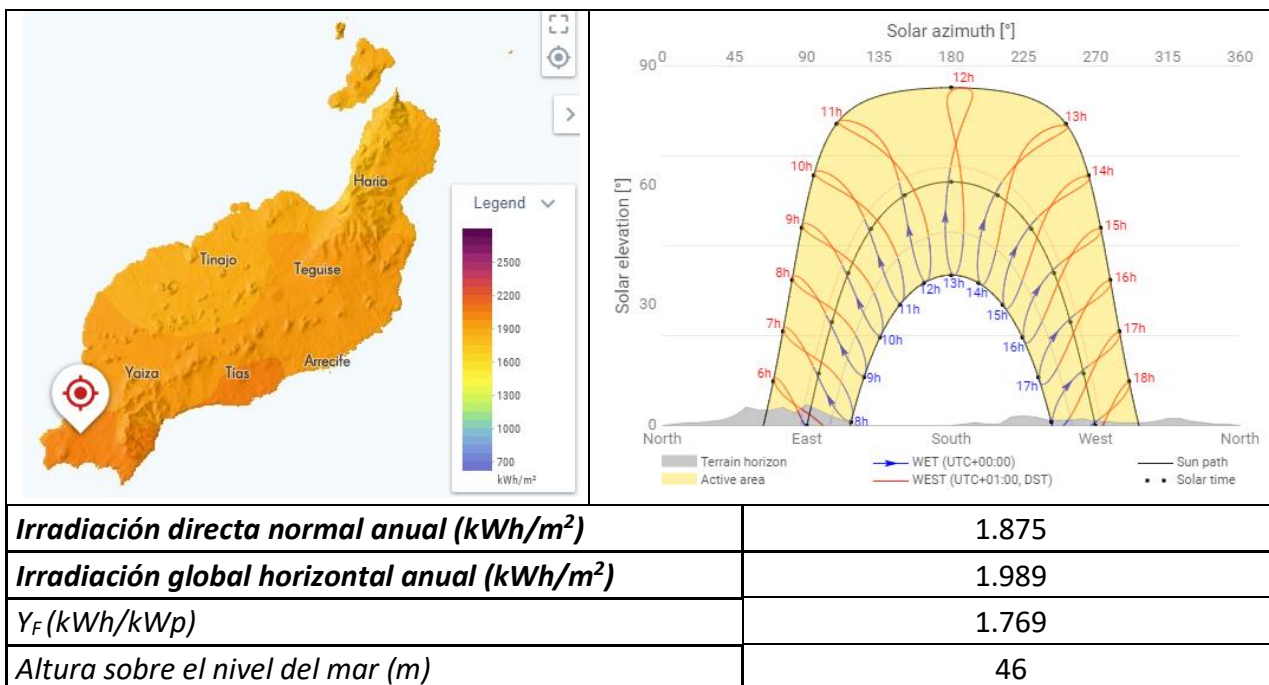


Tabla 19 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: Global Solar Radiation Atlas (SOLARGIS)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,37	5,31	6,61	6,69	6,86	6,07	6,55	6,76	6,28	5,08	4,47	3,51	5,64
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)											2.058,6		

Tabla 20 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: SoDa (Solar Radiation Data)

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Anual
Irradiación global media mensual (kWh/m²)	3,43	4,53	5,39	6,33	6,81	7,26	6,47	6,23	5,75	4,85	3,87	3,44	5,33
Irradiación global horizontal anual (kWh/m²)											1.945,45		

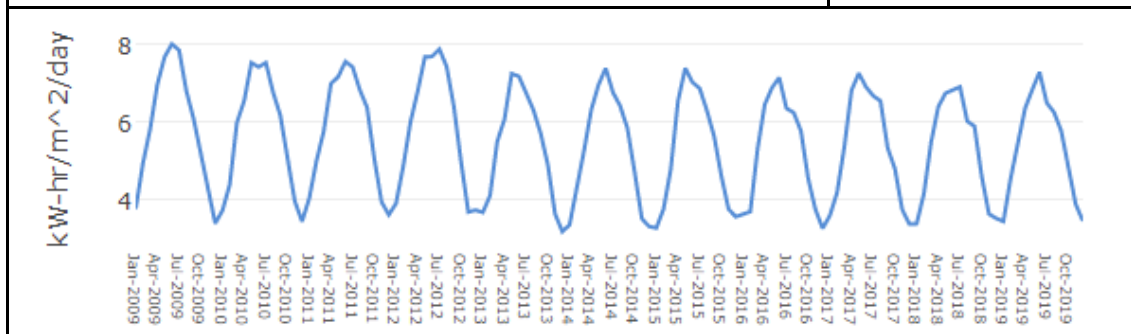


Tabla 21 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: NASA POWER Project Data Sets

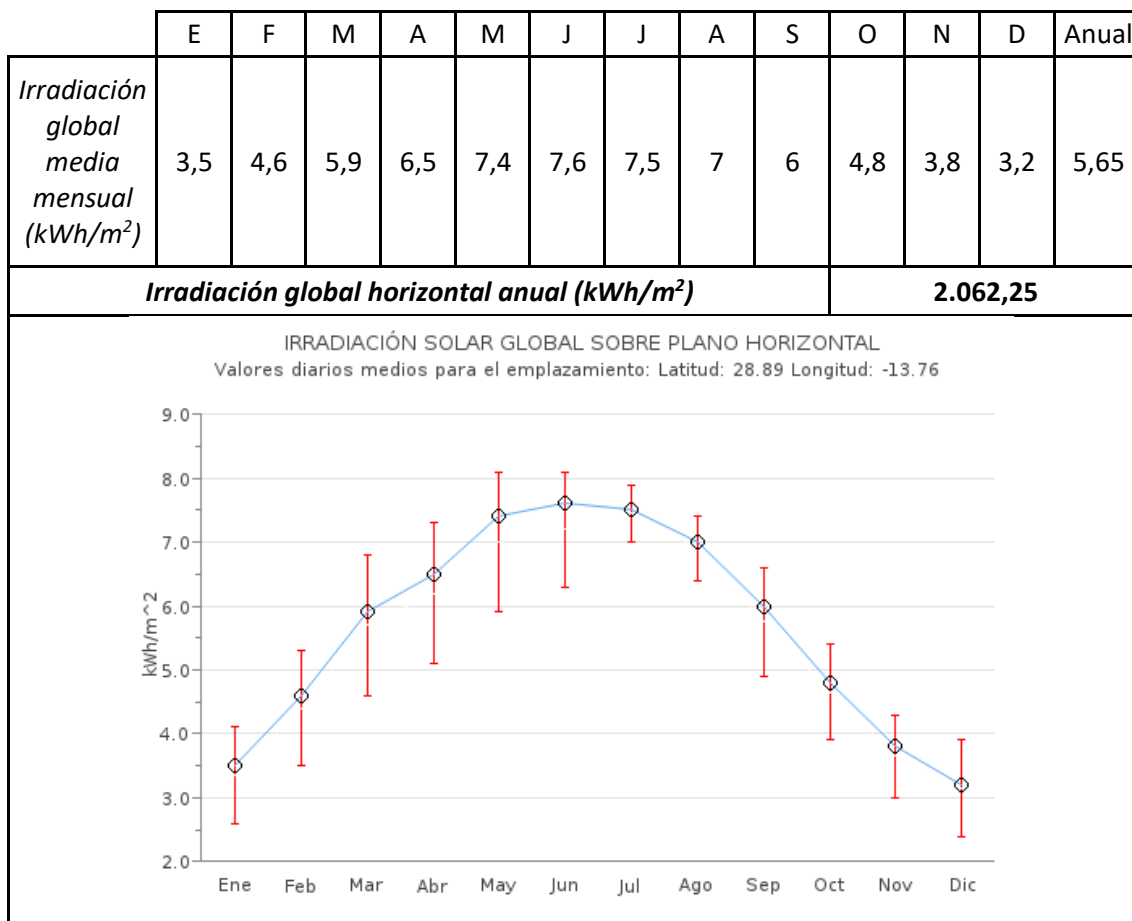


Tabla 22 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: ADRASE – CIEMAT

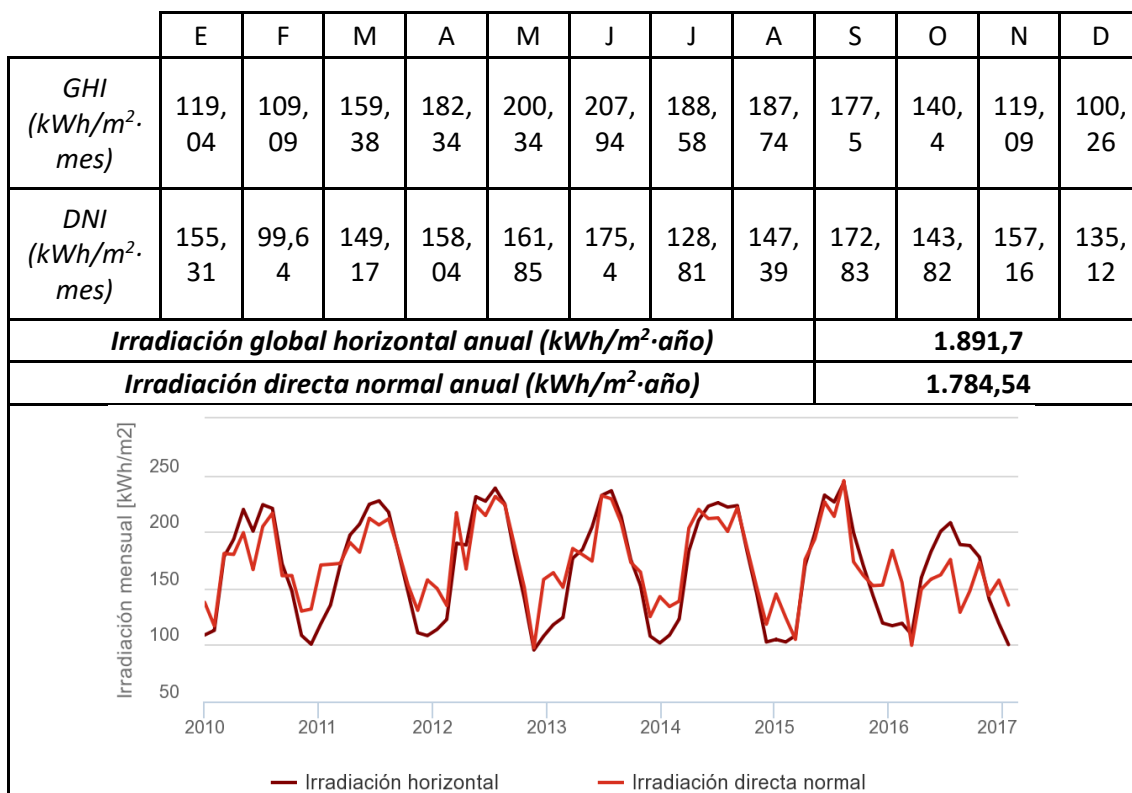


Tabla 23 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: PVGIS

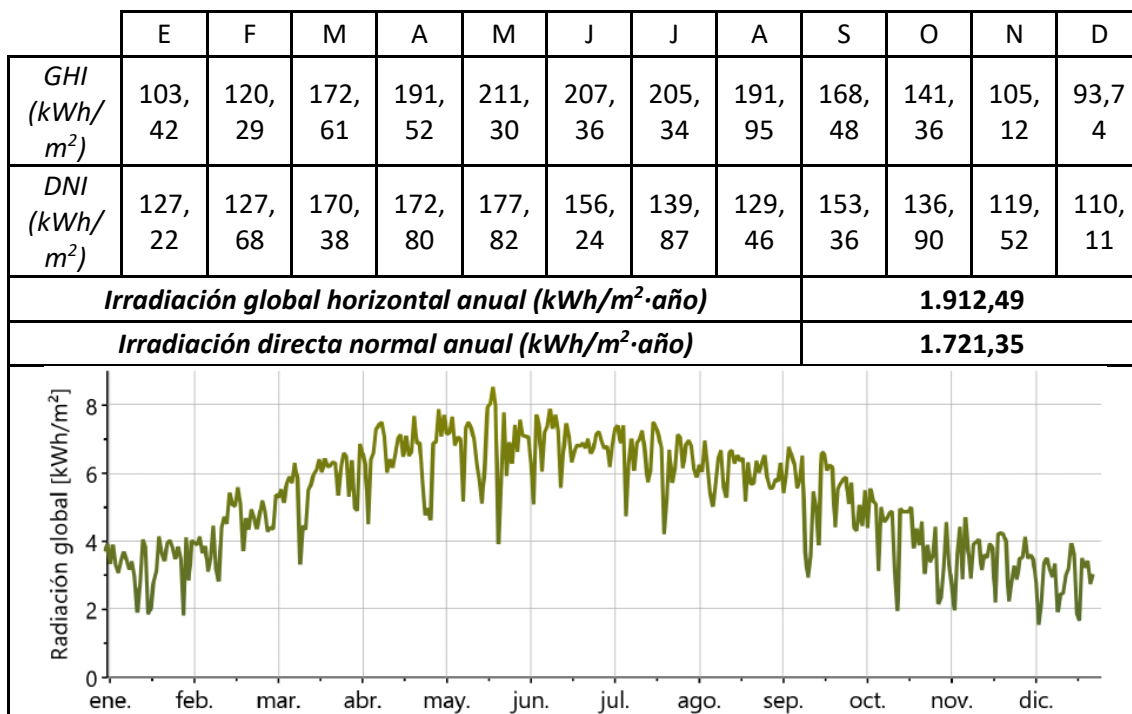


Tabla 24 – Localización 3, Lanzarote. Base de datos: Meteonorm

En la *Tabla 25* se muestra un resumen de todas las bases de datos consultadas, además de los valores promedio de GHI y DNI de todas ellas y la desviación de cada una de ellas respecto a la media, en valor porcentual. De la muestras analizadas se puede concluir que esta localización es la que dispone de valores de radiación solar más bajos. Pese a ello, se va a analizar también la viabilidad económica del proyecto en este emplazamiento con un recurso solar más pobre. De las bases de datos analizadas, podemos concluir que la que más se ajusta al valor promedio de todas las analizadas es *SolarGIS*.

Base de datos	SOLARGIS	SODA	NASA	ADRASE	PVGIS	METEONORM	PROMEDIO
GHI (kWh/m ²)	1.989,00	2.058,60	1.945,45	2.062,25	1.891,70	1.912,49	1.976,58
DNI (kWh/m ²)	1.875,00	-	-	-	1.784,54	1.721,35	1.793,63
Desv. (%), GHI	0,63%	4,15%	1,58%	4,33%	4,29%	3,24%	3,04%

Tabla 25 – Comparación valores irradiancia solar. Localización 3, Lanzarote

De todas las bases de datos consultadas se ha observado que *SolarGIS* es la que presenta unos valores, a priori, más fiables, pues es la más fiel al promedio de las seis bases de datos analizadas. Le siguen de cerca *Meteonorm* y *Nasa Power Project Data Sets*, quedando *Solar Radiation Data (SoDa)*, *ADRASE* y en último lugar *PVGIS*, como las bases de datos cuyos datos más se alejan del promedio de todas ellas.

Tras este rápido análisis, parece que lo ideal sería trabajar un año meteorológico tipo (*TM Y – Typical Meteorological Year*, por sus siglas en inglés) de la base de datos de *SolarGIS*, pero debido a este contenido es de pago, trabajaremos con *TM Ys* extraídos del software *Meteonorm*.

4.3. Análisis de los costes de generación de energía

Una vez descrita la geografía y el recurso solar del archipiélago canario, se procede a describir cómo se distribuye la generación de energía en las islas en cuanto a potencia instalada y a producción de energía eléctrica bruta. También se detalla el precio medio de la generación en el sistema eléctrico canario, valor orientativo con el que comparar y poder demostrar la rentabilidad de la hibridación CSP+FV.

Origen	Tipo	Potencia eléctrica instalada (MW)	Producción de energía eléctrica bruta (MWh)
Origen Térmico	Centrales térmicas	2.606,4	8.352.900
	Refinería	25,9	0
	Cogeneración	64,1	261
	Total	2.696,4	8.353.161
Origen Renovable	Eólica	397,3	622.634
	Fotovoltaica	186,5	271.137
	Minihidráulica	2,0	3.280
	Hidroeólica	22,8	23.656
	Biogás (vertedero)	3,7	8.887
	Total	612,3	929.593
TOTAL		3.308,7	9.282.754

Tabla 26 – Potencia eléctrica instalada y producción de energía eléctrica bruta en Canarias
Fuente: Anuario Energético de Canarias 2018. Gobierno de Canarias

De los datos extraídos del Anuario Energético de Canarias 2018 del Gobierno de Canarias [29] se puede conocer cómo se repartía tanto la potencia instalada como la producción de energía especificando el origen térmico o renovable y el tipo de tecnología, concluyéndose que en 2018 tan solo el 18,51% de la potencia instalada en el archipiélago era de origen renovable y produciendo estas energías limpias un escaso 10,01% de la energía eléctrica bruta. Las energías de origen térmico, y principalmente las centrales térmicas, generaron el 89,99% de la producción eléctrica de las Islas Canarias.

En cuanto a los costes medios de generación, el Sistema de Información del Operador del Sistema de Red Eléctrica de España ofrece detalladamente precios de generación, demandas, etc. del sistema energético canario. A continuación se muestra un gráfico del precio medio diario de la generación en el sistema eléctrico canario para el año 2018, en el que el precio medio anual de generación fue de 151,74 €/MWh. [30]

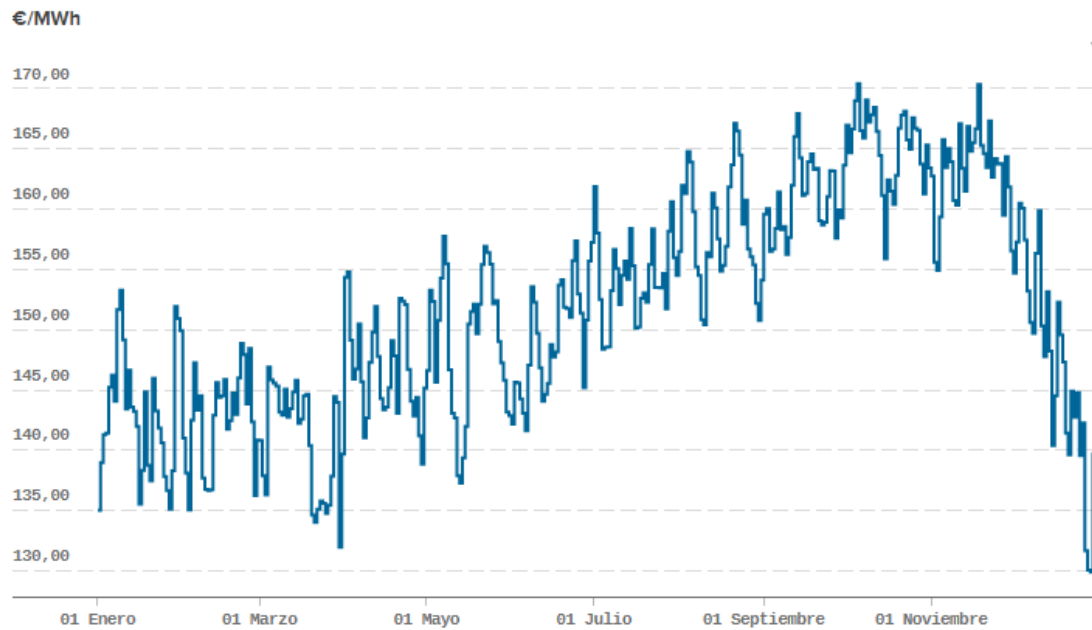


Figura 15 – Precio medio diario de la generación en el sistema eléctrico canario en 2018 [30]

Es importante resaltar un aspecto fundamental para este proyecto, y es que en noviembre de 2019 el Gobierno de España autorizó la transferencia de 8,5 millones de euros al gobierno canario para subvenciones a la desalación de agua para consumo doméstico. El objetivo de estas subvenciones es que el usuario final, el ciudadano, pague un precio “normal” por el agua consumida y cuya producción es más costosa dado que hay que desalarla. Las islas a las que irán destinadas estas ayudas serán prioritariamente Gran Canaria, Tenerife, Fuerteventura, Lanzarote y El Hierro. Es desde 1983 que el Gobierno de España ha subvencionado la actividad de la desalación de agua de mar para consumo doméstico en las islas, con el fin de abaratar el precio final y aproximarlos al precio medio que se paga por el agua en la península. [31]

En el presente proyecto se fija un coste de la energía subvencionada de 65 €/MWh para la realización del análisis.

4.4. Análisis del consumo de agua

El agua está muy vinculada al sector turístico en los sectores de la hostelería y los servicios recreativos como piscinas o campos de golf, figurando junto con el suelo como uno de los recursos naturales más importantes para llevar a cabo las actividades de la industria turística.

Datos de la OMS relacionados con el estudio del consumo de agua revelan que una persona necesita 50 litros de agua diarios para cubrir sus necesidades básicas, considerándose un consumo ecológico de agua aquel que es inferior a 100 litros por habitante y día. Sin embargo, un/a turista puede llegar a consumir entre 300 y 800 litros al día según datos manejados por el Instituto Nacional de Estadística de España. La media nacional de gasto se establece en unos 132 litros por persona y día, cifra que se ha conseguido reducir notablemente en las últimas dos décadas, pasando de los 170 litros del año 2000 a la cifra actual. En cualquier caso, el uso medio de agua por

habitante en los municipios turísticos es sustancialmente superior al de los municipios donde la población estacional no es significativa.

Es interesante entender a Canarias como un archipiélago singularmente aislado, sin posibilidad de trasvases, de superficie reducida, de clima poco lluvioso y de distribución irregular; características que afectan a la captación y a la estabilidad para atender demandas. Posee además una economía altamente dependiente del sector turístico, pues supone aproximadamente un 35% del PIB Canario hoy en día; además de ser una industria en continuo crecimiento.

Los residentes en las Islas Canarias tienen un consumo aproximado de 150 litros por habitante y día, bastante superior a la media nacional pero muy por debajo de la que realiza un/a turista. En la Comunidad Autónoma de Canarias residen aproximadamente 2,13 millones de personas (INE, 2020) que generan un consumo de unos 116 hm³/año, lo que no parece impedir al archipiélago canario hacer frente a la demanda de agua generada por 15 millones de turistas que acogió, por ejemplo, en 2018 (Instituto Canario de Estadística, 2019). [32]

Entre los diferentes sectores en los que se distribuye el uso del agua en las Islas Canarias tenemos: el sector urbano, el sector agrícola, el turismo y, en menor escala, el sector industrial. Se debe 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. Además, es relevante recordar que el comportamiento en el consumo, entre los sectores que presentan una mayor demanda de suministro, experimentan una evolución temporal, pues el desarrollo económico y tecnológico experimentado desde hace algunas décadas ha generado el descenso del sector agrícola en algunas zonas en favor de sectores como el turístico o el industrial. [33]

En la tabla siguiente se muestran las estimaciones de la demanda de agua por sectores para el año 2015: [34]

	Urbano	Turístico	Recreativo	Industrial	Agrícola	Total demanda
Lanzarote (*)	10,76	8,79	1,48	0,70	1,20	22,93
Fuerteventura	10,42	5,55	2,70	0,66	0,97	20,30
Gran Canaria	66,93	16,74	11,87	8,28	63,30	167,12
Tenerife	89,30	30,96	9,53	8,66	91,10	229,55
La Gomera	1,41	0,46	1,47	0,07	4,50	7,91
La Palma (*)	8,30		3,90	-	62,80	75,00
El Hierro (*)	1,47		0,00	0,13	1,91	3,51
TOTAL	251,09		30,95	18,50	225,78	526,32
(%)	47,71%		5,88%	3,51%	42,90%	100%

Tabla 27 – Estimación de las demandas de agua por sectores en Canarias en 2015 (hm³/año)
Fuentes: DGA, (*) Planes Hidrológicos Insulares en tramitación o avance (2013).

Los recursos hídricos de que dispone Canarias son de tres tipos: aguas superficiales, aguas subterráneas y aguas de producción industrial. Las aguas superficiales son las

procedentes de las precipitaciones y las aguas subterráneas proceden de los acuíferos, que se recargan con la infiltración del agua de lluvia.

La captación sin control de las aguas subterráneas y la escasez de aguas superficiales ha originado, con el paso del tiempo, el predecible descenso de los niveles freáticos. A su vez, la sobreexplotación de los acuíferos ha provocado, no solo la disminución de los caudales captados, sino también el fenómeno de intrusión marina, aumentando la salinidad de las aguas de los acuíferos costeros. Todo ello ha condicionado la búsqueda de nuevas fuentes, no convencionales, de recursos hídricos con los que cubrir la creciente demanda. Históricamente, se ha recurrido a la desalación de agua de mar y salobre y, más recientemente, se introduce la reutilización de aguas depuradas, principalmente para usos agrícolas, ornamentales y recreativos. El papel de las presas y embalses se ve limitado por la porosidad de los suelos canarios, la escasez de lluvias el relieve accidentado de la mayor parte de las islas y por el importante coste económico y ambiental que tienen estas infraestructuras. Además, la disponibilidad de agua se ve limitada por las importantes pérdidas que se producen, derivadas del mal estado, en algunos casos, de la red de transporte y distribución de agua.

Todos estos problemas empujaron hacia la búsqueda de soluciones alternativas y, como fruto de esta búsqueda, se construyó la primera planta desaladora por evaporación súbita (MSF) de 2.300 m³/día en la isla de Lanzarote en el año 1964, lo que propició un desarrollo importante en todo el archipiélago, siendo considerado este como un gran laboratorio para las diferentes técnicas de desalación con un abanico amplio de tecnologías, capacidades, calidades del agua bruta y aplicaciones del agua producto hasta finales del siglo XX.

En 1984 se realiza la declaración de que la desalación en Canarias fuera una actuación de Interés General del Estado, lo que supuso la puesta en marcha del Programa de Desalación de Canarias, con financiación por parte del Ministerio de Obras Públicas y del Gobierno de Canarias. Es a partir de esos años cuando se aprecia realmente la apuesta decidida por la desalación.

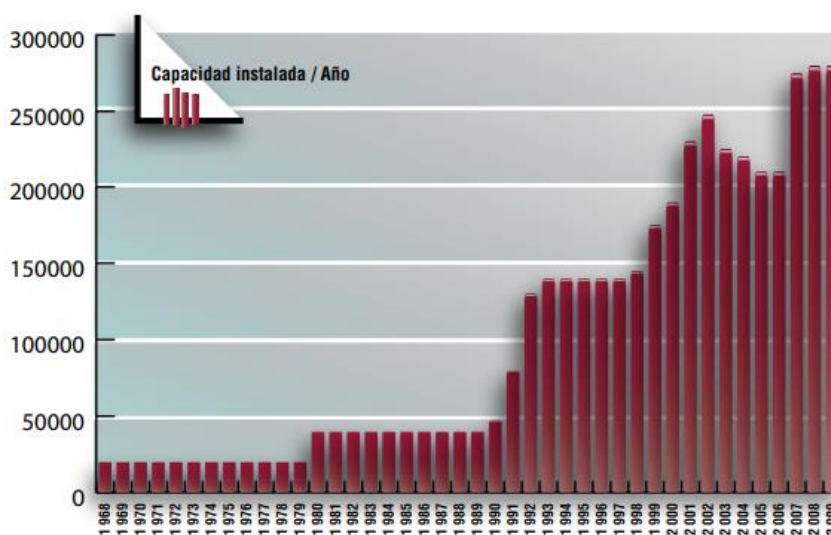


Figura 16 – Evolución de la capacidad de desalación en Gran Canaria (m³/día)
Fuente: CIAGC

La utilización del agua de mar y su transformación en agua potable ha posibilitado, en los últimos cuarenta años, el asentamiento poblacional y el desarrollo de áreas geográficas áridas. Pero todo este desarrollo tecnológico tiene un coste energético muy importante que es necesario tomar en consideración.

Por lo tanto, la producción industrial de agua abre nuevas posibilidades para la conservación de la reserva del subsuelo, existiendo la posibilidad utilizar el agua de las desaladoras y depuradoras para recargar los acuíferos, lo que supondría un beneficio enorme para el medio ambiente.

Aunque hace unos años era muy caro producir el agua desalada, hoy en día, con las modernas plantas de ósmosis inversa, el precio por metro cúbico ha bajado mucho. Las Islas Canarias cuentan con un altísimo nivel de desarrollo de la desalación, teniendo la mayor densidad de desaladoras por kilómetro cuadrado del mundo. Así lo reflejan las más de 200 plantas en operación que existen en las islas y los más de 600.000 m³/día de capacidad instalada, cifra que ronda el 1% de la capacidad mundial de desalación instalada. Existe una gran diversidad de tamaños de plantas y de tecnologías instaladas, con diferentes condiciones de diseño y ubicación. Además, la elevada dependencia energética de los combustibles fósiles importados junto con las favorables condiciones de sol y viento con las que las islas cuentan, generan una serie de oportunidades ideales para fomentar la investigación, la demostración y la innovación para la implementación de las energías renovables en la desalación. [35]

Por otro lado, se debe promover el ahorro de agua, siendo la agricultura el sector con mayores posibilidades de ahorro, modernizando los sistemas de riego mediante la extensión de la aspersión y el riego por goteo; además de la reutilización de agua depurada. El agua depurada se debe reutilizar también en el sector urbano para el riego de zonas ajardinadas, parques y limpieza de la vía pública.

5. Metodología.

5.1. Descripción del sistema.

En el presente proyecto se comparan varios tipos de sistemas de producción de energía para alimentar a la planta de ósmosis inversa: una planta FV aislada de la red, una planta FV conectada a red, una planta CSP de torre aislada de la red, una planta CSP de torre conectada a red, una planta híbrida FV+CSP sin apoyo de red y una planta híbrida FV+CSP con conexión a red. En todos los casos se va lleva a cabo un análisis tecno-económico. En el caso de los sistemas que tienen apoyo de red, se consideran dos supuestos: en el primer supuesto, la red puede usarse bien como *back-up* en momentos en los que la demanda de la planta RO sea mayor que la producción eléctrica de la planta de generación o para verter los excedentes, pudiendo recibir una compensación económica a cambio. En el segundo de los supuestos, los excesos de energía no se pueden verter a la red y deben ser desperdiciados. Este último supuesto intenta cubrir la incertidumbre sobre las limitaciones de potencia en la red, muy frecuentes en los sistemas eléctricos aislados, y las cuales pueden tener implicaciones en los análisis económico y medioambiental. Además, se estudian diferentes configuraciones de plantas RO para los

sistemas aislados de red: un tren único pudiendo trabajar a carga parcial, o varios trenes de menor capacidad que el tren único funcionando de manera binaria (*on/off*) en función de la energía disponible.

Sistema 1	FV+RO aislado	<ul style="list-style-type: none"> - FV con paneles estáticos, seguimiento 1x y seguimiento 2x - RO: 1x250.000 m³/d, 5x50.000 m³/d o 10x25.000 m³/d
Sistema 2	FV + RO + red	<ul style="list-style-type: none"> - FV con paneles estáticos, seguimiento 1x y seguimiento 2x - RO 250.000 m³/d funcionando siempre a carga nominal - Red como <i>back-up</i> y para verter excedentes
Sistema 3	CSP + RO aislado	<ul style="list-style-type: none"> - CSP torre con doble tanque de almacenamiento - RO: 1x250.000 m³/d, 5x50.000 m³/d o 10x25.000 m³/d
Sistema 4	CSP + RO + red	<ul style="list-style-type: none"> - CSP torre con doble tanque de almacenamiento - RO 250.000 m³/d funcionando siempre a carga nominal - Red como <i>back-up</i>
Sistema 5	FV + CSP + RO aislado	<ul style="list-style-type: none"> - FV con paneles estáticos, seguimiento 1x y seguimiento 2x - CSP torre con doble tanque de almacenamiento - RO: 1x250.000 m³/d, 5x50.000 m³/d o 10x25.000 m³/d
Sistema 6	FV + CSP + RO + red	<ul style="list-style-type: none"> - FV con paneles estáticos, seguimiento 1x y seguimiento 2x - CSP torre con doble tanque de almacenamiento - RO 250.000 m³/d funcionando siempre a carga nominal - Red como <i>back-up</i>

Tabla 28 – Características de los sistemas a analizar

El sistema de producción se diseña para alimentar a la planta de ósmosis inversa en condiciones nominales el mayor tiempo posible. En la operación de la planta se prioriza siempre el funcionamiento de la planta FV, por lo que la planta CSP puede reducir su potencia de salida y almacenar energía en el sistema de almacenamiento térmico mientras que la planta FV genera la energía eléctrica demandada. Esto incrementa el tiempo de operación global de la planta híbrida y reduce la fluctuación de potencia debida a la intermitencia de la radiación solar y por consiguiente de la producción eléctrica, sobre todo en las plantas fotovoltaicas. En la *Figura 17* se muestra un esquema de la planta híbrida CSP+FV que alimenta a la planta RO.

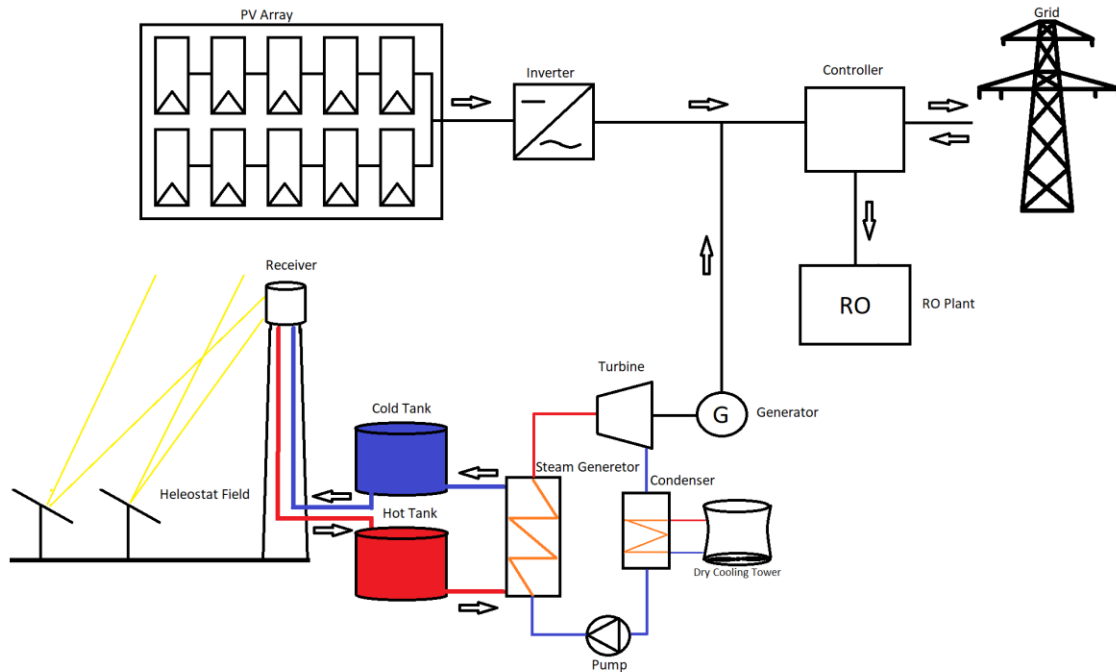


Figura 17 – Esquema general de una planta FV+CSP+RO conectada a red.

5.1.1. Planta RO.

Para los sistemas de producción de energía conectados a red se considera una planta de ósmosis inversa de tren único, operando siempre a potencia nominal y con una producción diaria de 250.000 m³/día. Se asume una disponibilidad de planta del 95%, debido a paradas por mantenimiento programadas, averías, etc.; y un consumo específico de 3 kWh/m³, lo que hace una planta de potencia nominal de 31,25 MW_e.

Para los sistemas que no disponen del apoyo de la red como *back-up* se estudiará tanto el caso anterior, con un tren único de capacidad diaria de 250.000 m³/día funcionando a carga variable, como el uso de 5 trenes de 50.000 m³/d cada uno o 10 trenes de 25.000 m³/d cada uno, operando de forma binaria (*on/off*) dependiendo de la energía eléctrica disponible en cada momento. El hecho de utilizar varios trenes, cada uno de menor capacidad de producción diaria, es para intentar optimizar el funcionamiento de la planta de ósmosis inversa evitando que los trenes trabajen a cargas parciales. El consumo específico se considera igual que en el primer caso (3 kWh/m³). En estos sistemas aislados (*Sistema 1, Sistema 3 y Sistema 5*) se presupone que durante los tiempos de parada de la planta, por falta de radiación y por consiguiente energía generada disponible, se podrán llevar a las tareas de mantenimiento programadas y la reparación de posibles averías, por lo que se asume una disponibilidad de planta del 100%.

5.1.2. Planta FV.

Para el caso de la planta fotovoltaica, se estudian varios modos de funcionamiento, tanto paneles estáticos como paneles con seguimiento a uno y a dos ejes, para analizar la viabilidad y beneficios de los sistemas con seguimiento en la producción y coste nivelado de agua desalada.

La potencia pico de la planta fotovoltaica analizada es de 40 MW_p. Los elementos de la planta fotovoltaica se han escogido de los disponibles en la librería de SAM.

Para todos los casos, el módulo comercial escogido es el LR4-72HPH-420M de *Longi Green Energy Technology*, de 420 W_p y silicio monocristalino. Para el caso de paneles estáticos, estos se instalan con inclinación igual a la latitud del emplazamiento y orientados acimutalmente al sur. Un total de 95.208 módulos se organizan en 3.967 filas en paralelo con 24 módulos por *string*.

Por otro lado, el inversor utilizado para todos los casos es el modelo FS2000CU15 (645 V) fabricado por la marca *Power Electronics*. Dicha instalación fotovoltaica de 40 MW_p cuenta con un total de 15 inversores.

5.1.3. Planta CSP.

La planta CSP es una planta de torre central con sales fundidas como HTF (*Heat Transfer Fluid*, por sus siglas en inglés) y como medio de almacenamiento, almacenadas en dos tanques: uno frío, a 290 °C y otro caliente, a 575 °C. El bloque de potencia se refrigera mediante aire. El rango de operación de la turbina es de 30% a 100% de la potencia nominal. Se asume un incremento de la potencia nominal de un 15% para compensar los consumos auxiliares de la planta CSP, por lo que la potencia bruta de la planta de torre resulta de 37 MWe. La capacidad de los tanques de almacenamiento se fija en 10 horas.

5.2. Metodología de cálculos.

En esta sección se explica en detalle cómo se lleva a cabo la evaluación tecno-económica del sistema híbrido CSP+FV para cogeneración de energía y agua desalada mediante ósmosis inversa, además de una descripción de los modelos y ecuaciones utilizados durante el análisis del sistema.

Parte de este análisis se realiza mediante simulaciones con un software capaz de realizar predicciones de producción energética y rendimientos. El software utilizado en el presente proyecto para realizar simulaciones de las plantas solares tanto fotovoltaica como de concentración será SAM (*System Advisor Model*), desarrollado por NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Esta herramienta permite realizar predicciones de producción y rendimiento energético de diversas instalaciones de energía renovable.

5.2.1. Planta RO.

Para todos los sistemas propuestos a estudio, se considera idealmente la planta RO como un bloque funcionando con un consumo específico (*STEC*) de 3 kWh/m³, y una disponibilidad de planta del 100% para los sistemas aislados de red (*Sistema 1, Sistema 3 y Sistema 5*) y del 95% para los sistemas conectados a la red (*Sistema 2, Sistema 4 y Sistema 6*). Los datos horarios de generación eléctrica de las plantas CSP y FV se trabajan en *Excel* para obtener la producción de agua desalada, que se calcula con las ecuaciones que se muestran a continuación; en primer lugar para la planta de tren único y en segundo lugar para la planta de múltiples trenes.

$$V_{AG\ DESAL\ tren\ único} (m^3) = \frac{\sum P_{RO} \cdot Carga\ RO\ (\%) \cdot Disponibilidad\ planta\ (\%)}{STEC}$$

$$Carga\ RO\ (\%) = \frac{(P_{FV\ disp} + P_{CSP\ disp}) - Excedentes}{P_{RO}}$$

donde P_{RO} (kW) es la potencia total de la planta RO, $STEC$ es el consumo específico (kWh/m³) de la planta RO, y $P_{FV\ disp}$ y $P_{CSP\ disp}$ (kW) son las potencias de las plantas solares disponibles en cada momento.

$$V_{AGUA\ DESALADA\ trenes\ múltiples} (m^3) = \sum \frac{n \cdot P_{RO\ tren}}{STEC}$$

Donde n es el número de trenes en funcionamiento y $P_{RO\ tren}$ (kW) es la potencia nominal de cada tren.

Los sistemas 2, 4 y 6, conectados a red, se establece que funcionen continuamente a potencia nominal, con una disponibilidad de planta del 95%. Se asume que toda la electricidad generada por las plantas solares, FV, CSP o FV+CSP, se utiliza por la planta RO, y los excesos de energía, o bien se vierten a red en el modo de contador bidireccional, es decir que los excedentes se vierten a la red descontándose de lo extraído de red, o bien se desperdicia porque la red no está preparada para asimilar excedentes procedentes de las fuentes renovables, algo que suele ocurrir en los sistemas energéticos de pequeño tamaño y aislados, como en el caso de las islas. Para estos sistemas, con un funcionamiento continuo, tan solo se estudia la planta RO de 250.000 m³ de capacidad diaria, trabajando siempre a su potencia nominal.

En el caso de los sistemas 1, 3 y 5, aislados de la red, la producción de agua no se ve afectada por paradas para mantenimiento o averías, ya que estas se realizan en los momentos en los que las plantas FV y CSP no están produciendo. Además, en estos sistemas se considera que la red no está disponible para verter los excedentes, los cuales deben desperdiciarse. En estos sistemas se estudian diferentes plantas RO: en el primer caso, una planta de 250.000 m³/día de capacidad, capaz de trabajar a carga parcial; y en segundo y tercer caso una planta de 5 trenes de 50.000 m³/día de capacidad u otra planta de 10 trenes de 25.000 m³/día de capacidad. Estas dos últimas plantas, formadas por múltiples trenes de menor capacidad, trabajan de forma binaria (*on/off*) en función de la energía generada por las plantas FV y CSP. En estas plantas, los excedentes ocurren cuando la producción está por debajo de la potencia demandada por un único tren o en los casos en los que la potencia eléctrica generada es mayor que la potencia de n trenes pero no alcanza la potencia de $n+1$ trenes. A continuación, en la *Figura 18*, se muestra el diagrama de bloques en el que se representa el algoritmo de control de estas plantas de varios trenes.

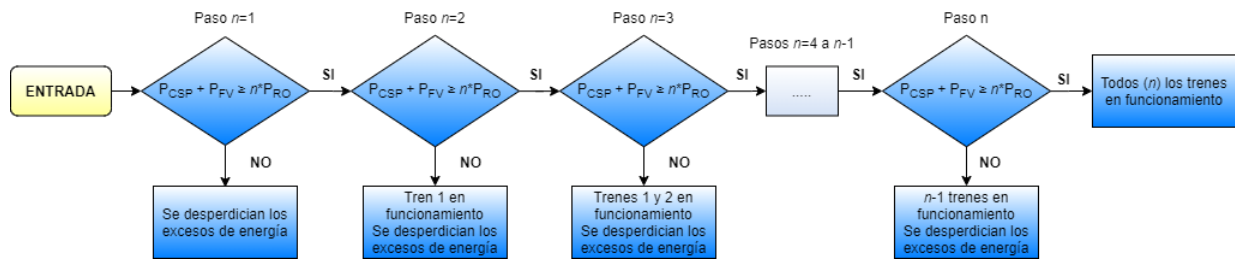


Figura 18 – Diagrama de bloques del algoritmo de control de las plantas RO con múltiples trenes.

En este diagrama, P_{RO} (kW) es la potencia nominal de un tren, n el número de trenes en cada paso, y P_{FV} (kW) y P_{CSP} (kW) son las potencias generadas por las plantas fotovoltaica y de concentración y disponibles para alimentar la planta de ósmosis inversa.

5.2.2. Planta FV.

La planta fotovoltaica se diseña y simula completamente en SAM. Los valores horarios de producción de energía para cada una de las localizaciones y para cada uno de los casos (paneles estáticos, paneles con seguimiento a un eje y paneles con seguimiento a dos ejes) se exportan a Excel para su tratamiento.

En cuanto a la tasa de degradación de la planta, actualmente hay fabricantes que afirman que las predicciones de la vida útil de los módulos son cada vez más afinadas, con tasas de degradación de los módulos solares del 0,25% anual. Las investigaciones más recientes han puesto los ojos de la industria en una vida útil de 50 años para los módulos de vidrio y de 25 para PPA (*Power Purchase Agreement*). Estos objetivos no son inalcanzables, pues la empresa Kyocera en 2011 mostró una instalación de 1991 que, según dice, funcionaba con un nivel de eficiencia prácticamente constante. Recientemente, se verificó que otra planta solar de la empresa funcionaba de manera constante desde 1984 en Japón [36]. Para facilitar los cálculos, se supone una tasa de degradación nula de los paneles fotovoltaicos.

5.2.3. Planta CSP.

Para realizar los cálculos de la planta CSP de torre se hará una distinción entre: planta CSP funcionando en solitario y planta CSP acoplada a una planta fotovoltaica.

Para el caso de la planta CSP alimentando a la planta RO en solitario (*Sistema 3*) o para el mismo caso pero con apoyo de la red (*Sistema 4*), al no depender el funcionamiento de la planta solar de concentración de la planta solar fotovoltaica, podemos simular la planta CSP completa con SAM.

El hecho acoplar el funcionamiento de la planta CSP con la planta fotovoltaica no nos permite simular la planta completa en SAM, ya que se prioriza el funcionamiento de la planta FV durante las horas de insolación, mientras que la planta CSP almacena energía en los tanques de sales fundidas para utilizarla en las horas del día en las que ya no hay radiación, para de esta forma intentar dotar de un suministro continuado durante todo el día a la planta de ósmosis inversa. Por lo tanto, para este caso (*Sistema 5* y *Sistema 6*), en SAM se dimensiona y simula el funcionamiento tanto del campo de heliostatos

como del receptor, exportando los datos horarios de potencia térmica incidente en el receptor; datos que serán la entrada al modelo desarrollado en *Excel* y cuyo algoritmo de funcionamiento se detalla en la sección 5.2.3.2.

5.2.3.1. Planta CSP (sin acoplamiento con la planta FV)

En el presente apartado se desarrollan los pasos seguidos en el diseño y la simulación llevadas a cabo en el software *SAM* para las plantas CSP+RO aisladas (*Sistema 3*) y CSP+RO con apoyo de red (*Sistema 4*).

Conocida la potencia bruta nominal de la planta y las horas de almacenamiento del sistema de doble tanque de sales fundidas, el procedimiento llevado a cabo para la simulación de la planta CSP es el siguiente.

En primer lugar se realiza, para cada una de las localizaciones, una simulación paramétrica para hallar el múltiplo solar óptimo para la planta, desde el punto de vista económico (menor coste nivelado de la energía). Ese múltiplo solar óptimo lleva asociados unos parámetros óptimos de altura de la torre y dimensiones (altura y diámetro) del receptor central.

En la *Tabla 29* se muestran los datos de entrada que se introducen en la herramienta *SAM* para la simulación. El resto de los parámetros no mencionados se mantienen por defecto.

Dato de entrada	Valor			Unidad
	<i>Localización 1</i>	<i>Localización 2</i>	<i>Localización 3</i>	
DNI en el punto de diseño	900			W/m ²
Múltiplo solar	3	3,5	4	-
Potencia bruta de la turbina	37			MW _e
Rendimiento bruto a neto	0,85			-
Horas almacenamiento	10			horas
Dimensiones heliostatos	12,2 x 12,2			m

Tabla 29 – Datos de entrada SAM para la simulación de los sistemas 3 y 4.

Una vez simulados los tres casos, se exportan los resultados de energía eléctrica generada a *Excel*, donde se tratan los datos de producción para obtener el volumen de agua desalada producida y demás indicadores importantes para el estudio.

5.2.3.2. Planta CSP (acoplada a la planta FV)

En este apartado se detalla la metodología llevada a cabo para el cálculo de la generación eléctrica horaria de los *Sistemas 5 y 6*.

- Bloque de potencia:

Por simplicidad, dos expresiones polinómicas se usan para calcular la eficiencia del bloque de potencia. Estas ecuaciones se obtienen realizando simulaciones a diferentes condiciones de carga haciendo uso de un modelo implementado en *EES (Engineering Equation Solver)* por el equipo del CIEMAT-PSA. El rendimiento térmico η_{th} del bloque de potencia se calcula en función de la temperatura de condensación (T_{cond}). El factor de eficiencia (*EF – Efficiency Factor*, por sus siglas en inglés) se define como el ratio entre el rendimiento térmico a carga nominal y el rendimiento térmico a carga parcial. Va en función del factor de carga (*LF – Load Factor*, por sus siglas en inglés), es decir, el ratio entre la potencia a carga parcial en dicho instante y la potencia nominal del bloque de potencia.

El bloque de potencia es del tipo refrigeración seca o *dry cooling*, por aire, con una temperatura de condensación, en condiciones nominales), 20 °C mayor que la temperatura de bulbo seco en el día de diseño ($T_{cond} \approx 43,5$ °C). Las condiciones de operación en la simulación realizada son: temperatura de entrada del vapor a la turbina 565 °C, presión del vapor a la entrada de la turbina 165 bar y presión de recalentamiento 67,24 bar. El rango de operación de la turbina es de 30% a 100% de la potencia nominal.

$$\eta_{th} = -0,001243 \cdot T_{cond} + 0.4719$$

Esta ecuación polinómica se ha obtenido de los valores mostrados en la *Tabla 30*, adjunta a continuación.

T_{cond} (°C)	η_{th}
40	0,4221
45	0,4159
50	0,4097
55	0,4035
60	0,3973
65	0,391
70	0,3848

Tabla 30 – Valores de η_{th} obtenidos en el modelo de CIEMAT-PSA para cada T_{cond}

$$EF = -0,4615 \cdot LF^3 + 0,8333 \cdot LF^2 - 0,2291 \cdot LF + 0,8572$$

Esta ecuación polinómica se ha obtenido de los valores mostrados en la *Tabla 31*, adjunta a continuación.

<i>LF</i>	<i>EF</i>
1	1,00
0,9	0,9893
0,8	0,9710
0,7	0,9470
0,6	0,9201
0,5	0,8932
0,4	0,8693
0,3	0,8511

Tabla 31 - Valores de *EF* obtenidos en el modelo de CIEMAT-PSA para cada *LF*

- Campo de heliostatos, torre y receptor central:

Se simula una planta CSP con 24 horas de almacenamiento con el objetivo de obtener datos de salida del campo solar, independientemente del sistema de almacenamiento y del bloque de potencia. El sobredimensionamiento del almacenamiento es para garantizar que el receptor pueda utilizar toda la radiación reflejada por los heliostatos, sin tener que desenfocar ningún heliostato. Con un almacenamiento menor, existiría el riesgo de que el sistema de almacenamiento se llenara en algún momento, lo que obligaría a desenfocar parte del campo de heliostatos para reducir la potencia incidente en el receptor de acuerdo con las funciones de control que *SAM* tiene implementadas. Por lo tanto, si no se produce ningún desenfoco de heliostatos, se puede contemplar el campo solar, formado por campo de heliostatos, torre central y receptor, como un sistema independiente tanto del almacenamiento como del bloque de potencia.

Los valores introducidos en *SAM* para las simulaciones son los mismos que los indicados anteriormente en la *Tabla 29* para el caso de la planta CSP sin acoplamiento con la planta fotovoltaica, excepto lo recientemente explicado de las horas de almacenamiento.

Una vez realizada la simulación, se exportan los datos horarios de potencia incidente en el receptor para tratarlos en *Excel*. Ya en la hoja de cálculo programada con el algoritmo que se detalla a continuación, se multiplicará la potencia térmica horaria demandada por el bloque de potencia, por los rendimientos de dicha etapa (térmico a eléctrico y eficiencia en función de la carga a la que trabaje) y el rendimiento bruto a neto del 85%, obteniendo la energía eléctrica producida por la planta CSP para cada hora.

- Sistema de almacenamiento térmico:

El funcionamiento del sistema de almacenamiento se implementa en *Excel* de manera muy simple, con balances de energía y masa en la entrada y salida de los tanques, y sin pérdidas térmicas al ambiente.

Como se detalla a continuación en el apartado *Algoritmo de control*, en el que se desarrollan las condiciones de funcionamiento de la planta CSP en función de la energía producida por la planta fotovoltaica y la demandada por la planta de ósmosis inversa, se fijan dos niveles de seguridad para el correcto funcionamiento de los tanques frío y caliente. Para evitar sobrecargas, se fija un nivel máximo del tanque caliente del 98%, o lo que es lo mismo, un nivel mínimo del tanque frío del 2%. Por el contrario, para evitar

descargas profundas, se fija un nivel mínimo del tanque caliente del 2%, o lo que es lo mismo, un nivel máximo del tanque frío del 98%.

- Algoritmo de control:

El funcionamiento deseado e implementado para la planta CSP es el de cubrir los déficits energéticos entre la generación fotovoltaica y la potencia demandada por la planta de ósmosis inversa (P_{OBJ}) y el almacenamiento de energía en los momentos que sea posible. Se define $P_{CSP-requerida}$ como la potencia que deberá suministrar la planta de torre en cada momento para cubrir la totalidad de la potencia deseada por la planta RO (junto con la planta FV), con la limitación de que la planta CSP no puede operar por debajo del 30% de su potencia nominal, definida como $P_{CSP-min}$. Siempre que $P_{CSP-requerida}$ cae por debajo del 30% de la potencia nominal de la planta CSP, esta trabaja a $P_{CSP-min}$.

En primer lugar se comprueba si hay energía incidente en el receptor, es decir, si hay radiación. En el caso afirmativo, se comprueba la potencia a la que debe trabajar la planta, en función de lo que demanda la planta RO y lo que produce la planta FV. Para evitar descargas profundas de los tanques de almacenamiento térmico de sales fundidas, se apaga el bloque de potencia si el estado de carga del tanque caliente (HT – *Hot Tank*, por sus siglas en inglés) cae por debajo del 2%, y vuelve a encenderse cuando, tras un periodo de carga, se alcanza un estado de carga mayor del 5%. Algo similar ocurre para evitar las sobrecargas, pues si el estado de carga del tanque frío (CT – *Cold Tank*, por sus siglas en inglés) cae por debajo del 2% y la potencia demandada por el bloque de potencia (\dot{Q}_{BP}) es menor que la potencia incidente en el receptor (\dot{Q}_{RECEP}), se desenfocan heliostatos para igualar $\dot{Q}_{BP} = \dot{Q}_{RECEP}$ y se descarga el tanque caliente hasta que $CT > 5\%$. Si ocurre que $\dot{Q}_{BP} > \dot{Q}_{RECEP}$, el sistema de almacenamiento comienza a descargarse para suministrar el déficit energético.

En los momentos en los que la generación fotovoltaica excede a P_{OBJ} , el bloque de potencia de la planta de torre se apaga, y si es posible, es decir, si el nivel en el tanque frío es mayor del 2%, se procederá a cargar el sistema de almacenamiento. En el caso contrario, en el que el sistema de almacenamiento esté totalmente cargado ($HT = 98\% = CT = 2\%$) no será posible la carga y los heliostatos se llevarán a posición de reposo.

Por otro lado, cuando la energía incidente en el receptor sea nula, tras comprobar la potencia demandada a la planta CSP, se comprueba el estado de carga del almacenamiento. Como no hay energía incidente en el receptor, los heliostatos estarán siempre en posición de reposo y la única posibilidad de alimentar el bloque de potencia será desde la descarga del almacenamiento. Por lo tanto, siempre que el nivel del tanque caliente $HT > 2\%$ se podrá descargar el almacenamiento. Cuando eso no ocurra, o cuando no se demande energía a la planta de torre, el bloque de potencia permanecerá apagado.

A continuación, en la *Figura 19*, se muestra el algoritmo de funcionamiento de la planta CSP empleado en el presente proyecto.

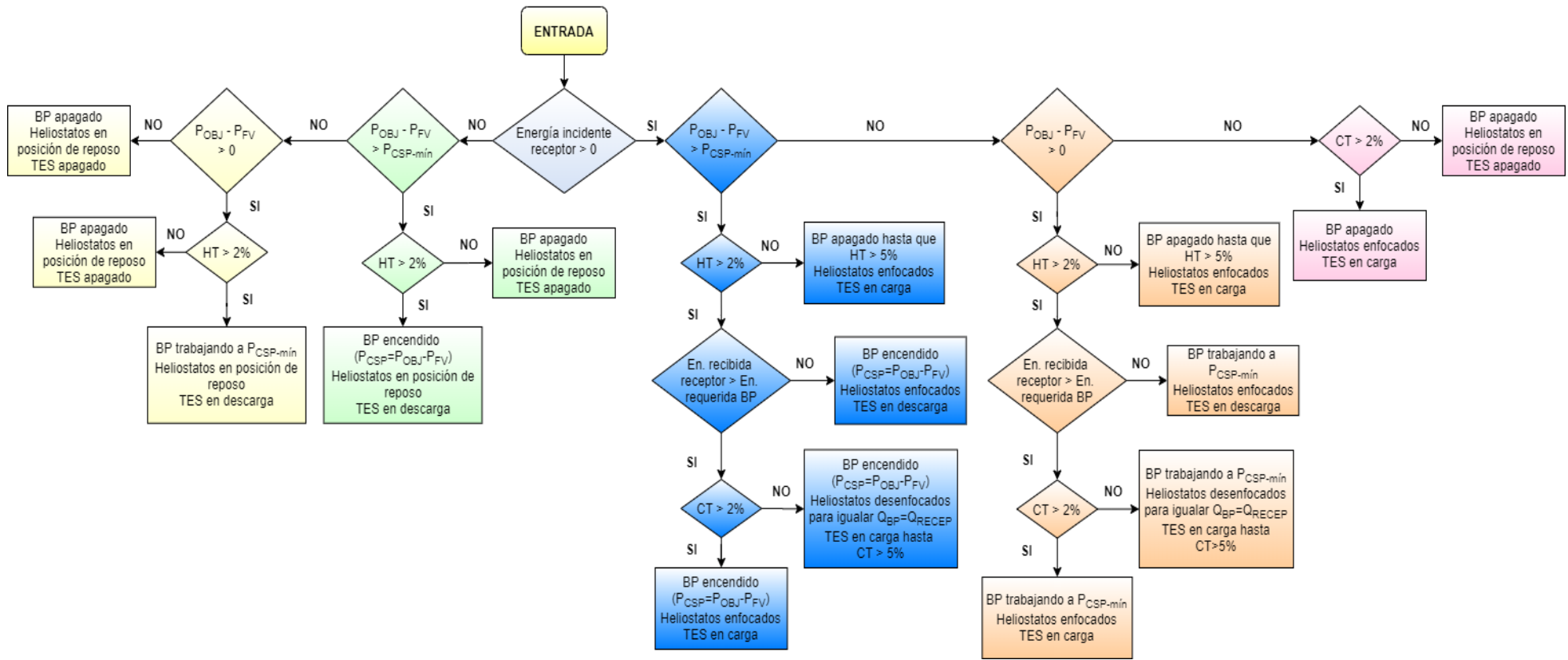


Figura 19 – Diagrama del algoritmo de control de la planta CSP.

5.3. Análisis medioambiental.

El impacto medioambiental de la desalación de agua, en términos de calentamiento global, se ha evaluado centrandó la atención en la electricidad utilizada para hacer funcionar la planta de ósmosis inversa, sin llegar a considerarse el impacto de la construcción de la planta RO. Por lo tanto, el factor clave y la principal diferencia entre los diferentes sistemas analizados es el factor de emisión de la electricidad utilizada. Este se expresa en gramos equivalentes de CO₂ por kWh (gCO_{2-eq}/kWh). El factor de emisión promedio en Canarias para electricidad convencional (FE_{Red}) es de 776 gCO_{2-eq}/kWh. [37]

Podríamos pensar en la energía solar como energía renovable y 100% limpia, con factores de emisión nulos. Pero esto no es del todo cierto, ya que es necesario evaluar la sostenibilidad de las plantas FV y CSP mediante el análisis global de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida resultante, desde el inicio con la fabricación de los componentes hasta el final con el desmantelamiento de las plantas. Según un estudio de Kommalapati *et al.* [38], el factor de emisión promedio para los sistemas CSP de tecnología de receptor central ($FE_{CSP-torre}$) es de 85,67 gCO_{2-eq}/kWh, y para el caso de los sistemas fotovoltaicos con módulos de silicio monocristalino (FE_{FV}) de 85,33 gCO_{2-eq}/kWh.

Para llevar a cabo el análisis de las emisiones de gases de efecto invernadero, se realiza una comparación de los gramos equivalentes de CO₂ por metro cúbico de agua desalada (gCO_{2-eq}/m³). Se propone que la electricidad vertida a la red contribuye a la disminución de emisiones procedentes de fuentes de generación fósil, y por lo tanto, se resta de las emisiones totales del sistema. El factor de emisión promedio para las Islas Canarias se ha utilizado tanto para la compra como la venta de energía a red.

$$Emisiones \text{ (g CO}_{2eq}\text{/m}^3\text{)} = \frac{E_{CSP-torre} \cdot FE_{CSP-torre} + E_{FV} \cdot FE_{FV} + (E_{COMPRA} - E_{VENTA}) \cdot FE_{Red}}{V_{AGUA DESALADA}}$$

5.4. Análisis técnico.

En esta sección se presentan los cálculos realizados en la evaluación técnica.

Para evaluar el funcionamiento de la planta de ósmosis inversa se utilizará tanto el factor de capacidad de planta como la fracción solar.

El factor de capacidad de la planta de ósmosis inversa (CF – *Capacity Factor*, por sus siglas en inglés) se define como la relación entre la energía consumida por la planta RO con respecto a la que consumiría esa misma planta si hubiera operado a su máxima capacidad, teniendo en cuenta la disponibilidad de planta, durante todo el año. Este parámetro solo tiene sentido utilizarse en los sistemas 1, 3 y 5, aislados de red, puesto que los sistemas 2, 4, y 6, conectados a la red, funcionarán continuamente durante todo el año, por lo que su factor de capacidad será del 95%, debido a la disponibilidad de la planta por paradas técnicas. El CF de la planta RO se calcula con la siguiente ecuación:

$$CF_{RO} = \frac{E_{RO}}{P_{RO} \cdot 8760}$$

donde E_{RO} es la energía anual (kWh/año) consumida por la planta RO y P_{RO} es la potencia nominal instalada (kW) de la planta de ósmosis inversa y 8760 las horas que tiene un año. Se expresa en tanto por ciento.

Por otro lado, para los sistemas conectados a red, el parámetro útil para evaluar el funcionamiento de la planta RO será la fracción solar (F_s). La fracción solar se define como la energía utilizada por la planta RO y suministrada por las instalaciones solares frente al total de la energía consumida por la planta RO durante todo el año. Al igual que ocurre en el caso anterior, no tiene sentido evaluar este parámetro en los sistemas aislados, pues toda la energía consumida por la red procederá de las plantas solares, por lo que la fracción solar en esos casos será del 100%. La F_s se calcula con la siguiente ecuación:

$$F_s = \frac{E_{RO_{FV+CSP}}}{E_{RO}}$$

donde $E_{RO_{FV+CSP}}$ es la energía anual (kWh/año) consumida por la planta RO procedente de las plantas fotovoltaica y de concentración y E_{RO} es la energía total anual (kWh/año) consumida por la planta RO, procedente tanto de las plantas solares como las extracciones de la red. Se expresa en tanto por ciento.

5.5. Análisis económico.

En esta sección se detalla la metodología utilizada para llevar a cabo el análisis económico. La vida útil de las plantas RO, FV y CSP se supone de 25 años.

Para ello se utilizan dos parámetros: en primer lugar, el coste nivelado de la energía ($LCOE$ – *Levelized Cost of Energy*, por sus siglas en inglés) y, en segundo lugar y más importante, el coste nivelado de agua ($LCOW$ – *Levelized Cost of Water*, por sus siglas en inglés). Las diferentes tecnologías de generación eléctrica (plantas de combustibles fósiles, tecnologías renovables, etc.) tienen distintas características de costes y rendimientos que pueden resultar difíciles de comparar, por lo que el modelo de coste nivelado, tanto de energía como de agua, se encarga de explicar estas diferencias entre las distintas tecnologías proporcionando un valor que indique, en todos los casos, la cantidad de dinero que debería pagar un comprador (de energía o de agua) al propietario de la central eléctrica o de la planta desaladora para este recuperar sus gastos y obtener un margen de ganancia.

A pesar de no ser el objetivo del presente proyecto la generación de energía eléctrica únicamente para vertido a red, caso para el cual sería muy útil el $LCOE$ de las plantas solares, se calcula para poder hacerse una idea del coste de generación de dichas plantas. El $LCOE$ nos indicará el precio por MWh generado (€/MWh) de las plantas FV, CSP o FV+CSP y se calcula con la siguiente ecuación:

$$LCOE (\text{€/MWh}) = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+k)^t}}$$

donde $CAPEX_t$ engloba, para la planta FV+CSP, los costes de la fase de construcción de las plantas de generación eléctrica (obra civil, equipos principales, campo solar, equipos auxiliares, sistema eléctrico...) y $OPEX_t$ los costes anuales de la fase de operación y mantenimiento. Más adelante se detallan los $CAPEX$ y los $OPEX$ de ambos tipos de plantas. E_t representa la energía total producida en un año (MWh/año) por las plantas de generación eléctrica. Por otro lado, k es la tasa de descuento, definida como el coste de capital que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro, es decir, resta valor al dinero futuro para obtener el valor de una cantidad en el presente. Salvo casos excepcionales, la tasa de descuento es positiva. Por último, a los $OPEX$ se les aplica la tasa de interés para, al contrario que sucede con la tasa de descuento, aumentar el valor (o añadir intereses) en el dinero presenta, y de esta forma obtener el incremento a una cantidad original. En todo el análisis económico del presente proyecto se toman como valores constantes $i=3\%$ y $k=6,5\%$.

Por su parte, el parámetro de análisis económico más importante del presente proyecto es el $LCOW$, pues el objetivo del trabajo es obtener la combinación de potencia de la planta FV y la horas de almacenamiento de la planta CSP que presenten un menor coste de agua desalada producida con el menor impacto medioambiental asociado. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$LCOW \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX_t + OPEX_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{V_{AGUADESALADA}}{(1+k)^t}} + \frac{c_{BEC} \cdot Emisiones (\text{gCO}_{2eq}/\text{m}^3)}{1.000.000}$$

donde $CAPEX_t$ engloba los costes totales de la fase de construcción de las plantas CSP, FV y RO; y $OPEX_t$ los costes anuales de la fase de operación y mantenimiento de dichas plantas. Más adelante se detallan los $CAPEX$ y los $OPEX$ de cada tipo de planta. Cabe destacar que los costes de compraventa de energía de la red en los sistemas conectados a red se engloban dentro de los $OPEX$ de la planta de ósmosis inversa. $V_{AGUADESALADA}$ representa cantidad de agua desalada producida por la planta RO en un año ($\text{m}^3/\text{año}$). Al igual que para el $LCOE$, se toma una tasa de descuento $k=6,5\%$ y una tasa de interés $i=3\%$. Por último, $Emisiones (\text{gCO}_{2eq}/\text{m}^3)$ se define en la sección 5.3. y $c_{BEC} (\text{€/t CO}_{2eq})$ representa el coste de los bonos de emisiones de carbono, que en Europa tienen un valor aproximado de 28 (€/t CO_{2eq}). [39]

5.5.1. Costes planta FV.

Para el cálculo de costes de la planta fotovoltaica se ha tomado como ejemplo un ejercicio realizado durante el máster en la asignatura *Estudio de Casos Prácticos y Análisis Económico de Proyectos*, impartida por el docente Julián Blanco. En dicho ejemplo se enumeran en detalle todos los costes, tanto de la fase de construcción como de la fase de operación y mantenimiento, además del desmantelamiento, de una planta fotovoltaica de 50 MW. Los únicos costes consultados en otras fuentes son los costes específicos de módulos fotovoltaicos, seguidores solares e inversores. Para el cálculo, se utilizan los precios y los ratios €/W_p mostrados a continuación.

- CAPEX:

<u>Costes de promoción y permisos</u>	Paneles EST	Seguim. 1x	Seguim. 2x
Tramitación de permisos y expedientes legales y administrativos		150.000,00 €	
Asesorías (legal, fiscal y estudios financieros)		25.000,00 €	
Diseño y redacción del proyecto		1.600.000,00 €	
Gastos personales y generales		25.000,00 €	
Beneficio del promotor		1% del coste de EPC	

Tabla 32 – Datos específicos planta FV: costes de promoción y permisos

<u>Costes EPC (adquisición, construcción y montaje)</u>		Paneles EST	Seguim. 1x	Seguim. 2x
Materiales y Equipos	Módulos fotovoltaicos [40]	0,3108 €/Wp	0,3108 €/Wp	0,3108 €/Wp
	Inversores [41]	45,6278 €/Wp	45,6278 €/Wp	45,6278 €/Wp
	Seguidores [40]	-	0,125 €/Wp	0,135 €/Wp
	Sistemas para instalación mecánica y soporte	0,102 €/Wp	0,102 €/Wp	0,102 €/Wp
	Cables, conexiones y material de instalación eléctrica	0,041 €/Wp	0,041 €/Wp	0,041 €/Wp
	Conexión a red y línea de evacuación eléctrica	0,09 €/Wp	0,09 €/Wp	0,09 €/Wp
	Equipos de monitorización y control	0,005 €/Wp	0,005 €/Wp	0,005 €/Wp
	Sistemas de seguridad y protección	0,014 €/Wp	0,014 €/Wp	0,014 €/Wp
Instalación y Montaje	Movimiento de tierras	0,00875 €/Wp	0,00875 €/Wp	0,00875 €/Wp
	Edificios, obra civil y urbanización	0,0105 €/Wp	0,0105 €/Wp	0,0105 €/Wp
	Instalación mecánica	0,0665 €/Wp	0,07601 €/Wp	0,07601 €/Wp
	Instalación eléctrica	0,030625 €/Wp	0,035004 €/Wp	0,035004 €/Wp
	Inspección y control de calidad	0,004 €/Wp	0,0045 €/Wp	0,0045 €/Wp

Tabla 33 – Datos específicos planta FV: costes EPC (adquisición, construcción y montaje)

Otros costes	Paneles EST	Seguim. 1x	Seguim. 2x
Costes financieros	750.000,00 €		
Contingencias y costes indirectos generales	5% de costes EPC		
Beneficio industrial	10% todos los costes anteriores, incluyendo EPC		

Tabla 34 – Datos específicos planta FV: otros costes

- OPEX:

Costes de la fase de Operación y Mantenimiento (O&M)	Paneles EST	Seguim. 1x	Seguim. 2x
Alquiler de terrenos	1.000 €/Ha · año	1.000 €/Ha · año	1.000 €/Ha · año
Costes de personal	0,004 €/Wp	0,0045 €/Wp	0,0045 €/Wp
Contratistas externos	0,001 €/Wp	0,001 €/Wp	0,001 €/Wp
Repuestos y consumibles	0,002 €/Wp	0,002125 €/Wp	0,002125 €/Wp
Agua y electricidad	0,0006 €/Wp	0,000638 €/Wp	0,000638 €/Wp
Seguros, impuestos y gastos generales	0,007 €/Wp	0,007438 €/Wp	0,007438 €/Wp
Contingencias	0,1% anual de costes EPC		
Beneficio industrial (de la empresa que lleve la O&M)	10% de los costes de O&M		

Tabla 35 – Datos específicos planta FV: costes O&M

- Desmantelamiento:

Costes de la fase de Desmantelamiento	Paneles EST	Seguim. 1x	Seguim. 2x
Valor residual	-10.000,00 €		
Coste desmantelamiento	30.000,00 €		

Tabla 36 – Datos específicos planta FV: costes fase desmantelamiento

5.5.2. Costes planta CSP.

Para el cálculo de los costes de planta de torre se ha tomado como ejemplo un ejercicio realizado durante el máster en la asignatura *Energía Solar de Alta Concentración*, impartida por el docente Jesús Fernández. En dicho ejemplo, se toma como referencia los costes de la planta *Gemasolar* en Sevilla.

<i>Área receptor</i>	300 m ²
<i>Potencia receptor</i>	120 MW _t
<i>Potencia neta nominal turbina</i>	19,9 MW _e
<i>Eficiencia turbina</i>	42,98 %

Tabla 37 – Datos planta Gemasolar, planta referencia

A continuación se presentan los costes de la fase de construcción de la planta (CAPEX) y los costes de operación y mantenimiento de esta (OPEX).

- **CAPEX:**

Campo de heliostatos	150	€/m ²
Acondicionamiento del terreno	12,5	€/m ²
Receptor	200	€/kW _t
Sistema de almacenamiento térmico	30	€/kWh _t
Bloque de potencia + generador de vapor	1350	€/kW _e
Costes indirectos	12% de los costes directos	

Tabla 38 – Datos costes CAPEX específicos de los subsistemas de referencia de la planta CSP de torre

$$\text{Coste}_{\text{CAMPO HELIOSTATOS}} (\text{€}) = 150 (\text{€/m}^2) \cdot \text{Num}_{\text{HELIOSTATOS}} \cdot A_{\text{HELIOSTATO}} (\text{m}^2)$$

$$\begin{aligned} \text{Coste}_{\text{ACOND. TERRENO}} (\text{€}) \\ = 12,5 \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right) \cdot \text{Num}_{\text{HELIOST.}} \cdot A_{\text{HELIOST.}} (\text{m}^2) \cdot 1,2 (\text{mayoración}) \end{aligned}$$

$$\text{Coste}_{\text{TORRE}} (\text{€}) = 0,58 \cdot e^{(0,012 \cdot H_{\text{TORRE}})} \cdot 1.000.000 (\text{€/M€})$$

$$\text{Coste}_{\text{RECEPTOR-referencia}} (\text{€}) = 200 \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}_t} \right) \cdot 120.000 (\text{kW}_t) = 24.000.000 \text{ €}$$

$$\text{Coste}_{\text{RECEPTOR}} (\text{€}) = 24.000.000 (\text{€}) \cdot [A_{\text{RECEP}} (\text{m}^2) / 300 (\text{m}^2)]^{0,8}$$

$$\text{Coste}_{\text{ALMACENAMIENTO}} (\text{€}) = \frac{P_{\text{TURBINA}} (\text{kW}_e)}{\eta_{\text{TURBINA}} \cdot EF_{\text{Bruto-Neto}}} \cdot h_{\text{ALMAC.}} \cdot 30 (\text{€/kWh}_t)$$

$$\text{Coste}_{\text{BP-referencia}} (\text{€}) = 1350 (\text{€/kW}_e) \cdot 19.900 (\text{kW}_e) / 0,85 = 31.605.882,35 \text{ €}$$

$$\text{Coste}_{\text{BP}} (\text{€}) = 31.605.882,35 \text{ €} \cdot \left[\frac{P_{\text{TURBINA}} (\text{kW}_e) / 0,85}{19.900 (\text{kW}_e) / 0,85} \right]^{0,8}$$

$$\begin{aligned} \text{Costes}_{\text{DIRECTOS}} (\text{€}) \\ = \text{Coste}_{\text{CAMPO HELIOSTATOS}} + \text{Coste}_{\text{ACOND. TERRENO}} + \text{Coste}_{\text{TORRE}} \\ + \text{Coste}_{\text{RECEPTOR}} + \text{Coste}_{\text{ALMACENAMIENTO}} + \text{Coste}_{\text{BP}} \end{aligned}$$

$$\text{Costes}_{\text{INDIRECTOS}} (\text{€}) = 12\% \text{ Costes}_{\text{DIRECTOS}}$$

- **OPEX:**

Costes O&M	65 €/kW _e · año
Alquiler terrenos	1.000 €/Ha · año

Tabla 39 – Datos costes OPEX específicos de los subsistemas de referencia de la planta CSP de torre

5.5.3. Costes planta RO.

Los datos económicos para la planta de ósmosis inversa se han obtenido del estimador de costes de *DesalData* [42], herramienta que basa sus datos en plantas reales de ósmosis inversa instaladas en todo el mundo. Los datos de entrada introducidos en la herramienta de estimación de costes se presentan en la *Tabla 40*. Se estiman los costes de tres plantas distintas, todas ellas con una capacidad diaria de producción de agua desalada de 250.000 m³/día. La primera de ellas formada por un tren único con la capacidad total recientemente mencionada, seguida de una planta de 5 trenes de 50.000 m³/día de capacidad y otra de 10 trenes de 25.000 m³/día de capacidad. En la tabla de datos se muestra más detalladamente, pero habrá una serie de variables intensivas comunes para todas las plantas, así como otra serie de variables que se harán extensivas dependiendo del número de trenes de cada planta.

<i>Capacidades planta</i>	250.000, 50.000 y 25.000 m ³ /día
<i>Salinidad del agua</i>	35.000 mg/L
<i>Temperatura mín. del agua de mar</i>	17
<i>Temperatura máx. del agua de mar</i>	26
<i>Pre-tratamiento</i>	Estándar
<i>Intake/Outfall</i>	Estándar
<i>País</i>	España
<i>Disponibilidad de planta</i>	95%
<i>STEC</i>	3 kWh/m ³

Tabla 40 – Datos de entrada estimador de costes *DesalData*

A continuación se detallan los costes CAPEX y los costes de operación y mantenimiento OPEX indicados por *DesalData*, para cada planta RO.

CAPEX	250.000 m ³ /día	5 x 50.000 m ³ /día	10 x 25.000 m ³ /día
	M€	M€	M€
Pre-tratamiento	18,4682		
Costes civiles	38,5660		
Bombas	18,3730	5 x 4,8889	10 x 2,4382
Materiales y equipamiento	50,2771		
Costes de diseño	12,4932		
Costes legales y profesionales	2,1727		
Servicios de instalación	17,3819		
Membranas	11,4069	5 x 2,9525	10 x 1,8523
Tanques de presión	3,2591	5 x 0,8436	10 x 0,4631
Tuberías (<i>High-grade alloy</i>)	28,2455		
Intake/Outfall	16,2955		
Dispositivos de recuperación de energía	2,2680	5 x 0,4536	10 x 0,3402
TOTAL CAPEX (M€)	219,2071	229,5929	234,8376

Tabla 41 – Datos CAPEX plantas de ósmosis inversa.

Como se puede ver en la *Tabla 41*, las variables “extensivas” de las plantas con múltiples trenes serán las bombas, las membranas, los tanques de presión y los dispositivos de recuperación de energía. Estas variables se consultan para cada capacidad de los trenes y se multiplican por el número de trenes, siendo iguales el resto de las variables intensivas y que no dependen más que de la capacidad total de producción diaria de la planta.

A continuación se muestran los datos económicos de operación y mantenimiento de las plantas de ósmosis inversa. Estos datos se muestran por metro cúbico de agua desalada, ya que dependerán de la producción de la planta.

OPEX	250.000 m ³ /día	5 x 50.000 m ³ /día	10 x 25.000 m ³ /día
	€/m ³		
Recambios	0,0252		
Productos químicos	0,0588		
Mano de obra	0,058		
Membranas	0,0252		
Energía eléctrica (€)	$(E_{COMPRA} - E_{VENTA}) \cdot C_{electricidad}$		

Tabla 42 – Datos OPEX plantas de ósmosis inversa

Donde E_{COMPRA} es la energía extraída de la red (kWh/año), E_{VENTA} es la energía vertida a la red (kWh/año) y $C_{electricidad}$ es el coste de la electricidad, que en el presente proyecto se fija en 0,065 €/kWh, tal y como se especifica en el apartado 4.3.

5.6. Análisis paramétrico.

Se realiza un estudio paramétrico para analizar cómo afectan la capacidad de almacenamiento y la potencia pico instalada de la planta fotovoltaica a la producción de agua desalada, al *LCOW*, a las emisiones asociadas a la desalación de agua de mar y al factor de capacidad o a la fracción solar de la planta de ósmosis inversa, con el objetivo de obtener una combinación óptima de la plantas híbridadas para cada una de las localizaciones con distintos niveles de radiación solar.

Para ello, se varían las horas de almacenamiento desde 6 horas hasta 16 horas en incrementos de 2 horas. Cabe mencionar que para cada localización y para cada caso de estudio de las horas de almacenamiento, se fija el múltiplo solar óptimo desde el punto de vista económico para cada caso, tal y como se menciona en el apartado 6.3.1. *Planta CSP (sin acoplamiento con la planta FV)*. Además, cada múltiplo solar óptimo va asociado a unas dimensiones óptimas del receptor central y de altura de la torre.

Por otro lado, el otro parámetro que varía es la potencia nominal de la planta fotovoltaica, desde 30 MW a 40 MW con incrementos de 2,5 MW. Obtenidos los resultados del caso base, se estudia únicamente la mejor opción de la planta FV, con módulos estáticos, seguimiento a un eje o seguimiento a dos ejes.

Finalmente, para el caso de la planta de ósmosis inversa y obtenidos los primeros resultados del caso base, se estudiará tanto el modo de funcionamiento de tren único como la mejor de las dos opciones de funcionamiento con múltiples trenes.

6. Resultados y discusión

6.1. Resultados análisis caso base

En primer lugar se analizan los resultados obtenidos del caso base, es decir, de los 6 sistemas planteados con plantas FV de 40 MW_p con paneles estáticos, seguimiento a un eje y a dos ejes; planta CSP de 31,45 MW_e netos con 10 horas de almacenamiento y la hibridación de ambas plantas, tanto para plantas aisladas de red como para el caso de estar conectadas a red.

6.1.1. Resultados análisis tecno-económico

En esta sección se analizan los resultados del análisis tecno-económico llevado a cabo para los sistemas de cogeneración de electricidad y agua desalada.

En primer lugar se muestra una representación gráfica, para la *Localización 1: Tuineje*, de la producción de agua desalada anual y del coste nivelado de agua (*LCOW*) para cada caso de estudio.

Cabe destacar que en las dos localizaciones restantes, *Localización 2: San Bartolomé de Tirajana* y *Localización 3: Yaiza*, se obtienen resultados con idéntica tendencia, por lo que se extraen las mismas conclusiones, desarrolladas a continuación. Las diferencias existentes entre las tres localizaciones planteadas vendrán producidas por la diferencia en el recurso solar de cada una de ellas, por lo que se comparan sus resultados.

Las gráficas resultantes para las dos localizaciones restantes se muestran en el *Anexo*.

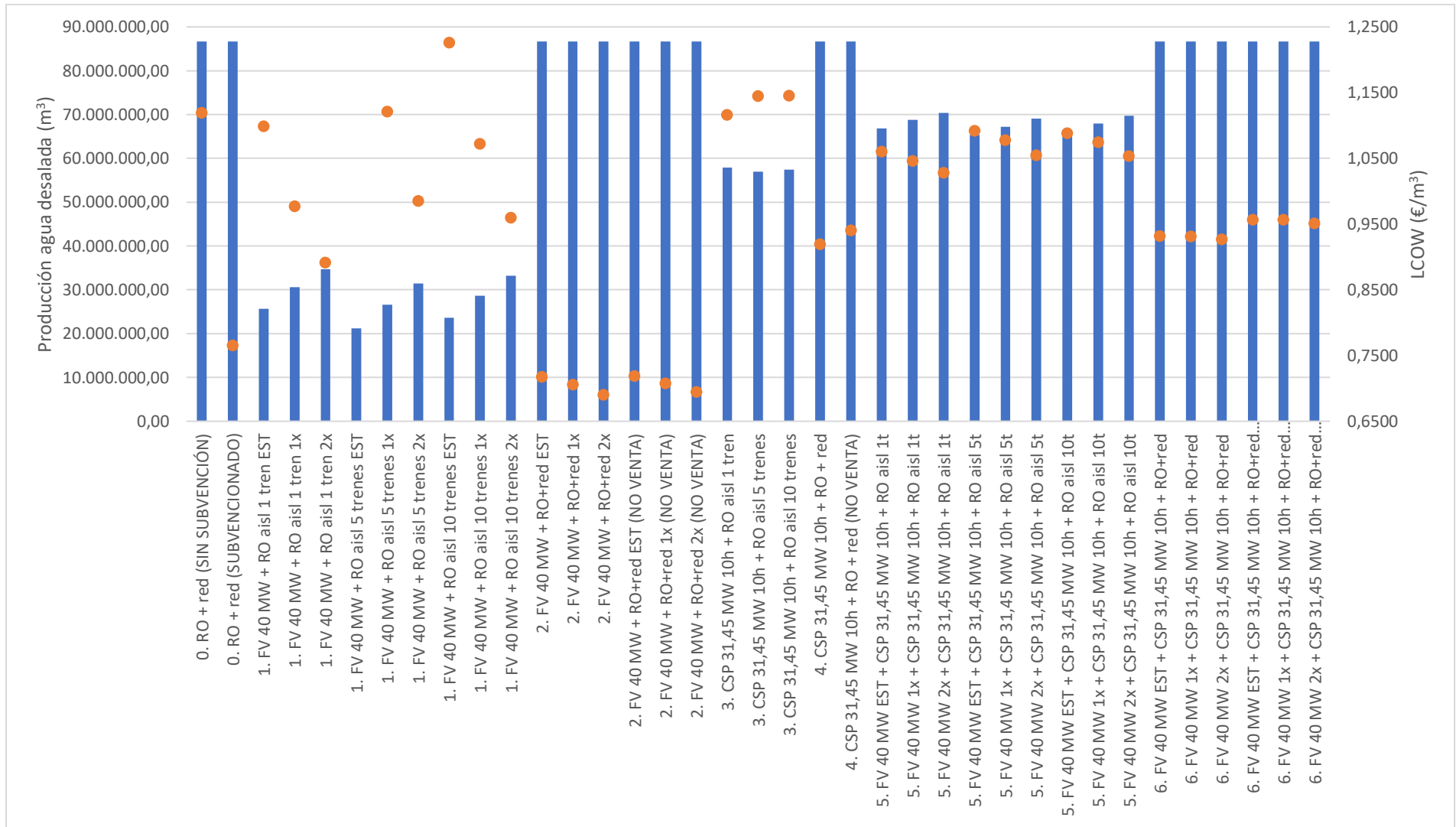


Figura 20 – Localización 1: Tuineje – Producción de agua desalada (m³) y LCOW (€/m³) para cada sistema y caso concreto.

De la *Figura 20* podemos extraer varios resultados importantes.

Como cabía esperar, la producción de agua desalada de los sistemas conectados a red es la máxima, pues están continuamente funcionando durante todo el año, a excepción de las paradas por mantenimiento y averías, establecidas con el 95% de disponibilidad de planta.

La producción de la planta RO alimentada con una planta fotovoltaica aislada de red (*Sistema 1*) presenta los valores más pobres de producción de agua desalada, pues al no disponer de baterías para almacenar los excedentes y utilizarlos en momentos en los que decaiga la radiación solar, está condenada a trabajar únicamente durante las horas en las que haya sol. Pese a ello, gracias a sus bajos costes de inversión, las plantas FV, principalmente las que disponen de seguimiento a dos ejes (2x), presentan valores de *LCOW* bajos, menores que el coste real de producción de agua desalada sin subvención y que la planta CSP en solitario, que trabaja durante más horas, produciendo más volumen de agua anual pero a un coste mayor, debido a sus altos costes de inversión.

El sistema analizado que presenta menores costes de producción de agua desalada es el *Sistema 2: FV + RO* conectado a red, ya que produce la mayor cantidad de agua posible, con los menores costes de inversión gracias a la tecnología fotovoltaica y con un coste de compraventa de la electricidad subvencionado.

Por otro lado, al acoplar el funcionamiento de las plantas FV y CSP se logra aumentar las horas de producción de energía, así como la producción de agua desalada que se acerca a los datos de los sistemas conectados a red, además de obtener un *LCOW* menor que el coste real de la desalación sin subvenciones.

Procedemos a analizar más detalladamente los resultados obtenidos.

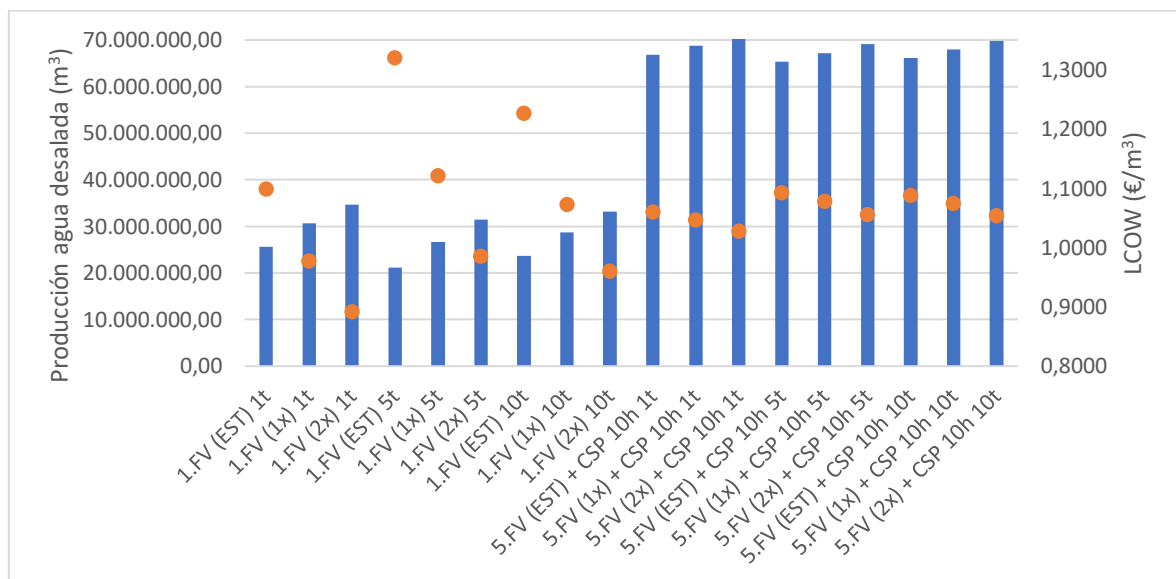


Figura 21 – Localización 1: Tuineje – Diferencias entre los sistemas fotovoltaicos con y sin seguimiento.

Como se ha mencionado recientemente, los sistemas con seguimiento a dos ejes presentan varias ventajas con respecto a los paneles estáticos y los paneles con

seguimiento a un eje, respecto a la producción de agua desalada y al *LCOW*. Gracias al seguimiento continuo al Sol durante las horas de radiación se aumenta considerablemente la producción eléctrica, lo que conlleva a un mayor volumen de agua desalada producido. Además, el hecho de que los costes de inversión no aumenten en gran medida con respecto a los otros dos casos, también contribuye a reducir el coste específico de producción de agua. Esta tendencia se observa claramente en la *Figura 21*.

Por otro lado, se han estudiado varios modos de funcionamiento de la planta de ósmosis inversa. Por un lado, se contempla un sistema ideal de tren único con la posibilidad de trabajar a carga parcial y por otro lado se analiza un modo de funcionamiento de plantas RO más cercano a la realidad, como es el caso de múltiples trenes de menor capacidad trabajando de forma binaria (*on/off*) en función de la energía disponible en cada momento.

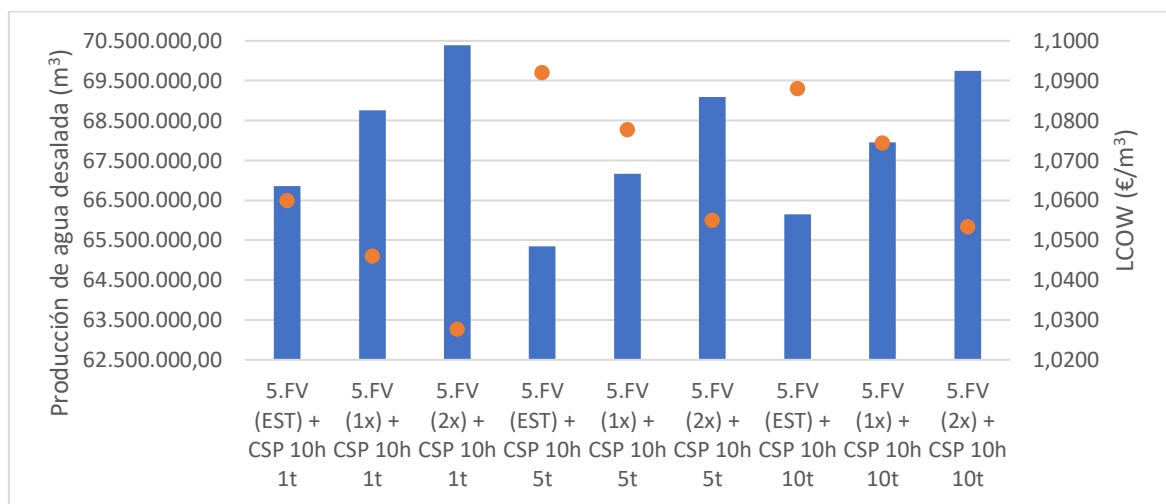


Figura 22 – Localización 1: Tuineje – Modos de funcionamiento de la planta RO

Como se puede observar en la *Figura 22*, el modo de funcionamiento que mejores resultados presenta, como era de esperar, es el tren único capaz de funcionar a carga parcial. Esto se debe a que puede aprovechar toda la energía disponible, al contrario de lo que sucede con los múltiples trenes funcionando *on/off*, que solo trabajan a su carga nominal y se producen excedentes, que en los sistemas aislados se desperdician. Además, el modo de tren único presenta costes de inversión menores, dado que en los modos de 5 o 10 trenes acarrear mayores inversiones en equipos como bombas, sistemas de recuperación de energía, etc.; lo que encarece el precio de inversión de la planta RO y por consiguiente el *LCOW*.

Cabe resaltar que el modo de tren único es una idealidad, por lo que, por otro lado, en lo que respecta a los modos de funcionamiento más cercanos a la realidad, podemos llegar a concluir que el modo de funcionamiento de 10 trenes presenta mayores volúmenes de agua desalada producida a un menor *LCOW* pese a tener mayores costes de inversión. Esto es debido fundamentalmente a que, al disponer de trenes de menor capacidad y potencia, logra adaptarse mejor a la energía disponible en cada momento, por lo que se producen menos excedentes.

En lo que respecta al funcionamiento de la planta RO para los sistemas aislados, en la *Figura 23* se observa cómo, gracias a la hibridación de las plantas FV y CSP, se aumenta el factor de capacidad de la planta de ósmosis inversa con respecto a los sistemas alimentados por la planta FV o por la planta CSP solamente. Esta es otra de las ventajas del acoplamiento entre las dos plantas, gracias al cual se optimiza el funcionamiento de ambas, produciendo la fotovoltaica durante las horas de sol y almacenando energía, siempre que sea posible, la planta CSP en los tanques de almacenamiento, pudiendo aumentar las horas de funcionamiento de la planta RO al cabo del año y alcanzando factores de capacidad mayores al 75%.

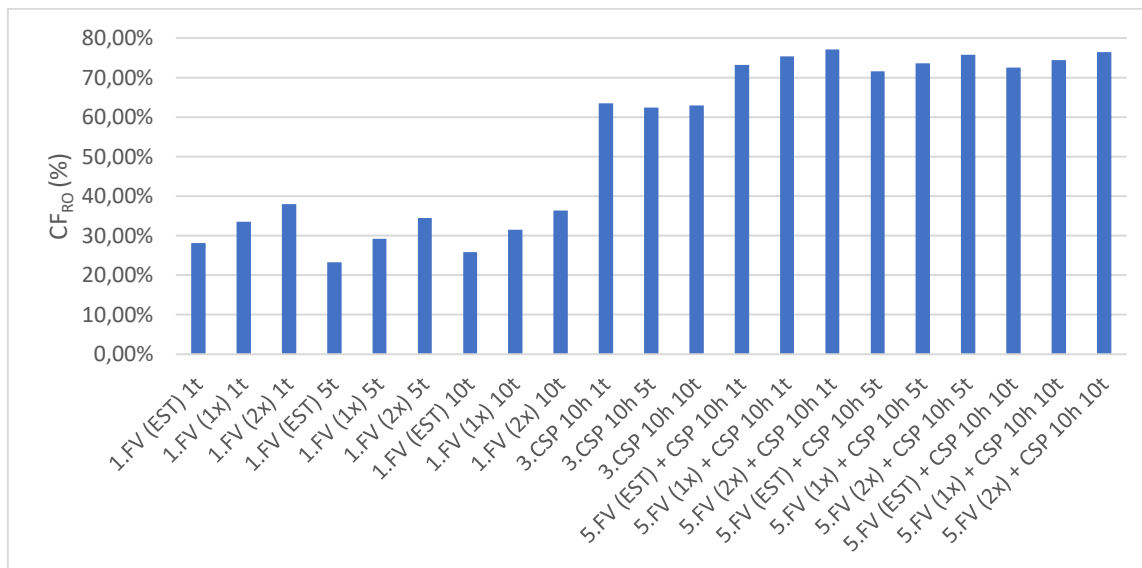


Figura 23 – Localización 1: Tuineje – Factores de capacidad de la planta RO para los sistemas aislados de red.

Misma situación ocurre con respecto a la fracción solar de los sistemas conectados a red. Gracias a la hibridación FV+CSP aumenta la contribución de las plantas solares en la energía consumida por la planta RO anualmente, reduciéndose la electricidad extraída de la red y alcanzándose fracciones solares cercanas al 80%.

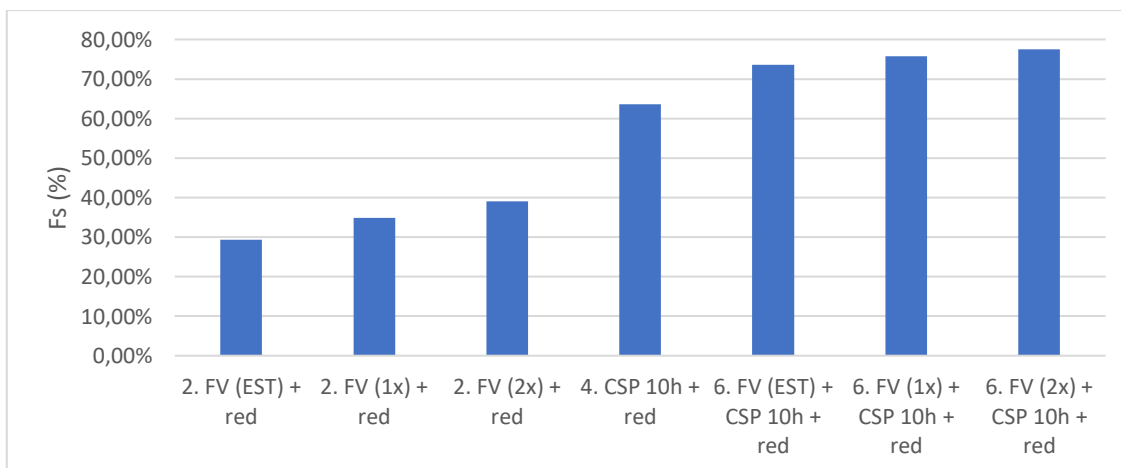


Figura 24 – Localización 1: Tuineje – Fracción solar en los sistemas conectados a red.

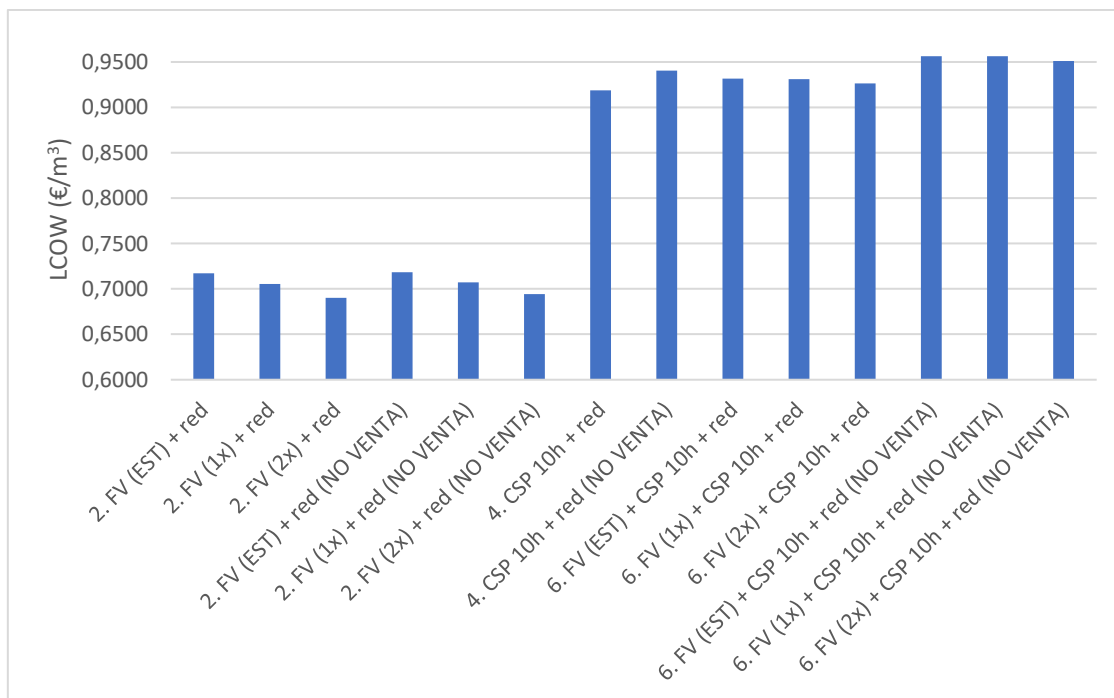


Figura 25 – Localización 1: Tuineje – LCOW sistemas conectados a red con y sin venta de excedentes

Otro de los puntos estudiados en el caso base es la diferencia en el coste nivelado de agua para los sistemas conectados a red si vierten o no los excedentes recibiendo una compensación económica a cambio. Como es lógico, en los supuestos en los que no es posible el vertido a red de los excedentes de producción eléctrica se deja de ganar una cuantía económica, lo que influye en el LCOW encareciéndolo.

También se observa que, con la hibridación FV+CSP se reduce el LCOW con respecto al caso en el que se alimentara la planta RO completamente con electricidad de la red y con el coste real de la electricidad en Canarias, sin subvenciones a la desalación, además de mejorar el LCOW con respecto a la planta CSP sola, gracias a los bajos costes de inversión de la planta FV. Además, se mejora el capacidad de la planta RO con respecto a los sistemas alimentados o bien por la planta FV o la planta CSP en solitario.

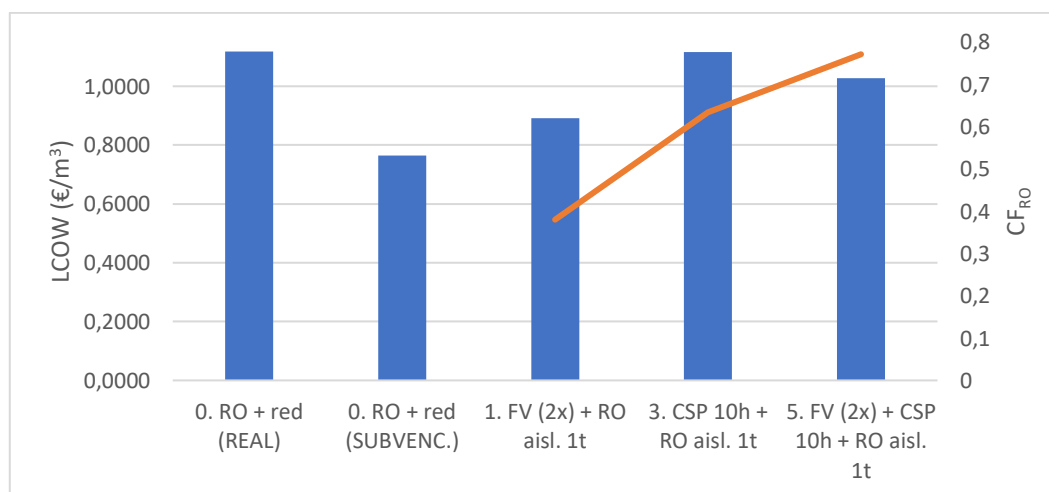


Figura 26 – Localización 1: Tuineje – Beneficios hibridación plantas solares en LCOW y CFRO

Analizados los resultados comunes para todas las localizaciones planteadas, nos centramos en las diferencias que existen entre los resultados obtenidos para cada una de ellas, debidas a los distintos niveles de radiación solar.

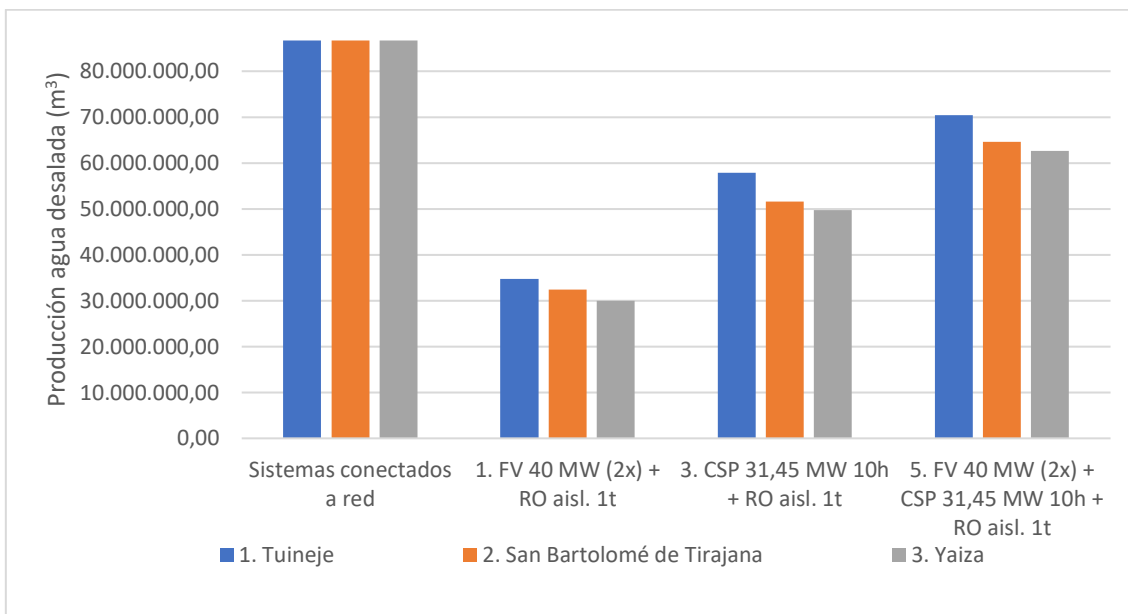


Figura 27 – Resultados producción de agua desalada para las tres localizaciones planteadas

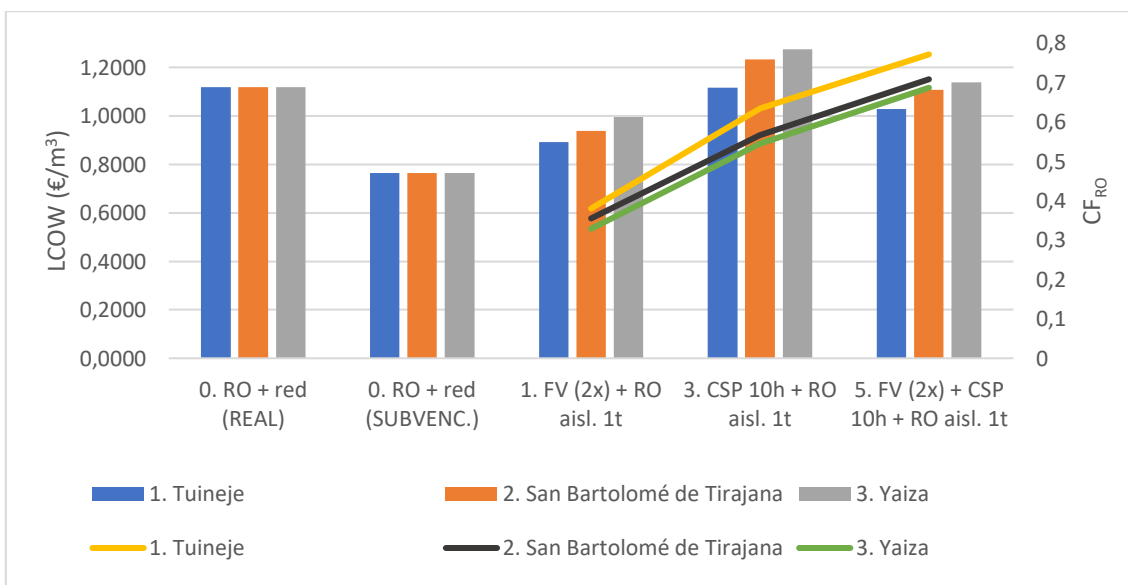


Figura 28 – Resultados LCOW y CF_{RO} para cada una de las tres localizaciones planteadas

Tanto la *Localización 2: San Bartolomé de Tirajana* como la *Localización 3: Yaiza* disponen de niveles de radiación solar que la *Localización 1: Tuineje*, tal y como se detalla en la sección 4.2. Debido a ello, los resultados de producción de agua desalada anual, coste nivelado de agua o factor de capacidad/fracción solar son menos buenos que para el primero de los emplazamientos. Al disponer de niveles inferiores de radiación solar global y directa, las producciones eléctricas para las plantas FV, CSP o FV+CSP con idénticas características son menores, produciendo menos agua con los mismos costes de inversión que el primer caso, lo que se traduce en LCOW mayores y

CF_{RO} o F_s menores, tal y como se muestra en las Figuras 27 y 28. De las tres localizaciones, es la *Localización 3* la única en la que la hibridación FV+CSP no presenta un $LCOE$ menor que para el caso de la planta RO alimentada completamente por la red y con la electricidad no subvencionada.

Por último, y pese a que no es uno de los parámetros de importancia en este proyecto, se analiza y compara el coste nivelado de la energía de las plantas solares de producción eléctrica para cada una de las tres localizaciones sitas en las Islas Canarias.

En la Figura 29 podemos observar cómo, de nuevo debido a las diferencias en cuanto a intensidad del recurso solar se refiere, la *Localización 1: Tuineje*, presenta los valores de coste nivelado de la energía más bajos de las tres localizaciones. Además, a excepción de las plantas fotovoltaicas, el $LCOE$ de las plantas solares de generación eléctrica son mayores que el coste real de la electricidad en Canarias, debido a los costes de inversión de la planta CSP de torre y que la planta no se dedica exclusivamente a la producción para vertido a red, sino para alimentar la planta RO, por lo que no dispone de las potencias instaladas idóneas que permitan reducir este coste nivelado de la energía a valores inferiores a los 151,74 €/MWh, coste real de generación en el sistema eléctrico de las islas.

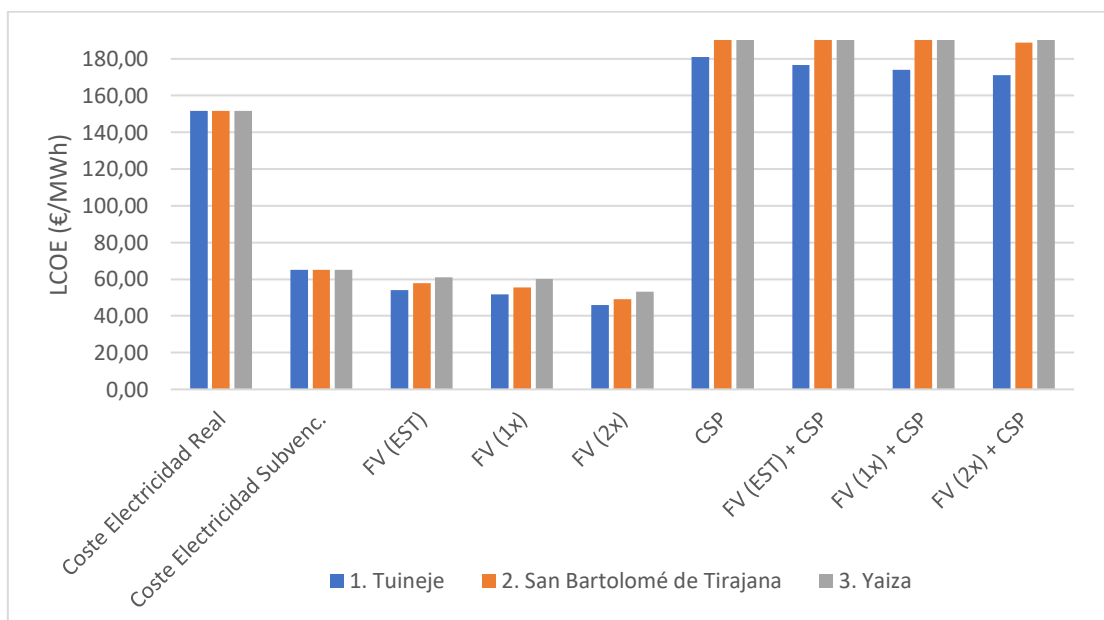


Figura 29 – LCOE para las tres localizaciones propuestas

6.1.2. Resultados análisis medioambiental

En esta sección se analizan los resultados del análisis medioambiental del potencial contaminante de la desalación de agua de mar en función de la energía eléctrica utilizada para ello.

Para ello, se muestra una representación gráfica de la *Localización 1: Tuineje*, obteniéndose unos resultados prácticamente iguales para las otras dos localizaciones planteadas.

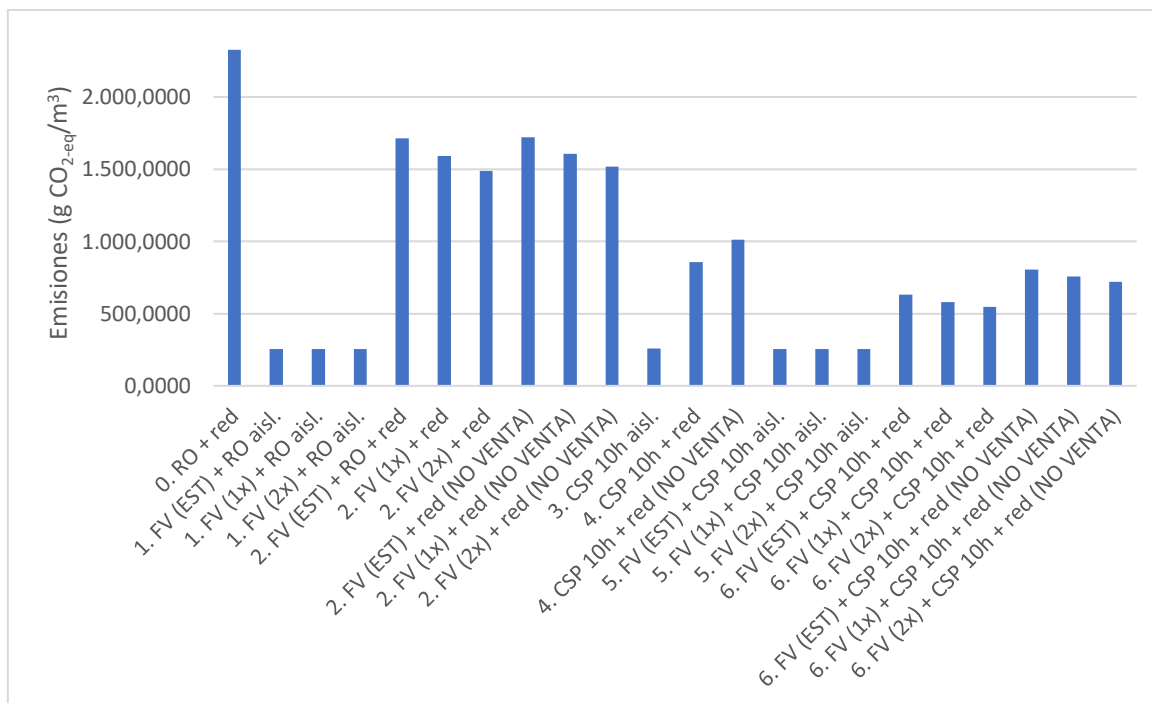


Figura 30 – Localización 1: Tuineje – Emisiones asociadas a la producción de agua desalada.

Se observa que las emisiones específicas (g CO₂-eq/m³) asociadas a la desalación de agua de mar, para todos los sistemas aislados y 100% renovables, se reducen en gran medida, pues la totalidad de la energía eléctrica proviene de las plantas solares. De los sistemas conectados a red, se observa que conforme aumenta la participación de las plantas solares en la generación se reduce el potencial contaminante de la desalación de agua de mar, debido a la reducción en la electricidad extraída de la red y proveniente en mayor medida de fuentes no renovables.

Se procede a analizar más en detalle los resultados del análisis medioambiental obtenidos.

Los diferentes sistemas de producción eléctrica estudiados presentan valores muy similares entre ellos, en un rango cercano a los 256 g CO₂-eq/m³. Las pequeñas diferencias que existen entre ellos se deben a los factores de emisión característicos de cada tecnología y la aportación de cada una de las plantas a la generación total de energía.

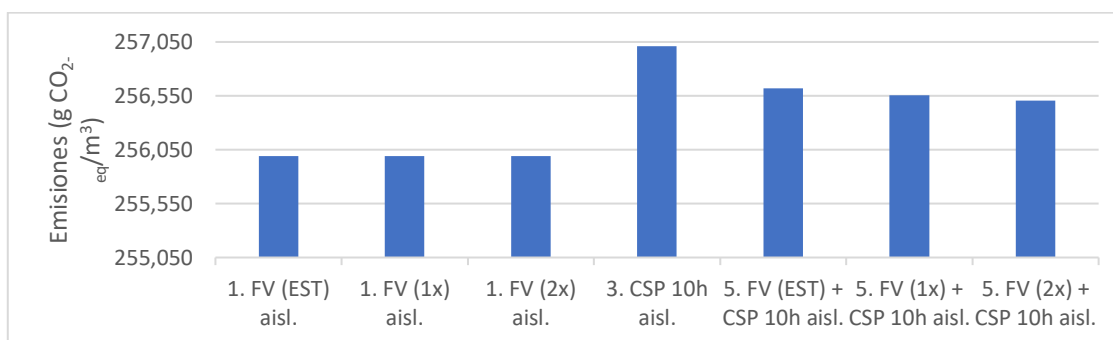


Figura 31 – Localización 1: Tuineje – Emisiones (g CO₂-eq/m³) asociadas a la desalación de agua de mar con plantas solares

En último lugar se analizan las diferencias entre los sistemas conectados a red que pueden verter sus excedentes a la red y los sistemas que no disponen de esta posibilidad debido a las limitaciones técnicas de la red. Para este caso sí que existen diferencias cuantitativas entre las tres localizaciones, dado que conforme menor es la intensidad de la radiación solar, mayor es la energía que se extraerá de la red para suplir los déficits energéticos.

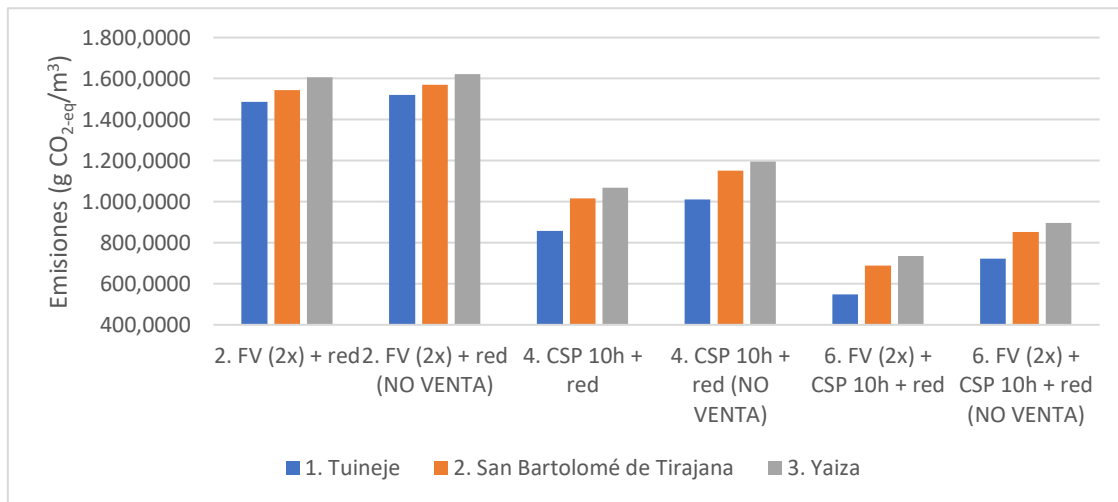


Figura 32 – Diferencias en el potencial contaminante asociado a la desalación en función de la posibilidad o no de verter excedentes a red.

En la *Figura 32* se puede observar que al no poder verterse los excedentes a la red aumentan las emisiones asociadas a la producción de agua desalada, al igual que aumentan para las localizaciones 2 y 3 respecto a la *Localización 1*, al aumentar la cantidad de energía a extraer de la red.

6.2. Resultados análisis paramétrico

Una vez obtenidos los resultados del análisis del caso base, en el que se obtiene que la mejor opción para la planta FV es el seguimiento a dos ejes (2x) y que el modo de funcionamiento de la planta RO de múltiples que mejor se adapta a la energía disponible y menor *LCOW* presenta es el modo de 10 trenes de 25.000 m³, se realiza un análisis más exhaustivo y en detalle para obtener la planta híbrida FV+CSP con resultados óptimos. Los resultados obtenidos de dicho análisis se presentan a continuación.

En primer lugar se analizan los resultados comunes para las tres localizaciones planteadas.

En cuanto al volumen anual de agua desalada producida, tal y como se muestra en las *Tablas 43* y *44* a continuación, conforme se aumenta la potencia de la planta FV y las horas de almacenamiento, aumenta el agua desalada producida, alcanzándose valores muy cercanos a la producción anual de 86,7865 hm³ de los sistemas conectados a red.

Producción de agua (hm^3)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	55,4670	55,9722	56,4379	56,8666	57,3131
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	62,1274	62,6737	63,1477	63,5916	64,0458
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	68,2153	68,8548	69,3774	69,8558	70,3846
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	75,0748	75,6953	76,2171	76,6875	77,2143
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	80,1504	80,8098	81,3097	81,7433	82,2423
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	83,6844	84,1031	84,4232	84,6874	85,0169

Tabla 43 – Localización 1: Tuineje – Producción agua desalada modo tren único.

Producción de agua (hm^3)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	54,4073	55,1729	55,7333	56,1656	56,6635
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	61,0687	61,8677	62,4479	62,8948	63,3937
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	67,1531	68,0458	68,6708	69,1646	69,7500
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	74,0177	74,8844	75,5156	76,0031	76,5698
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	79,2854	80,1979	80,8010	81,2406	81,7917
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	83,0271	83,6750	84,1063	84,3802	84,7563

Tabla 44 – Localización 1: Tuineje – Producción de agua desalada modo 10 trenes.

En cuanto a las diferencias de producción entre ambos modos de funcionamiento de las plantas de ósmosis inversa, se observa que el modo de funcionamiento de 10 trenes funcionando de forma binaria es muy similar que el modo ideal de tren único funcionando a cargas parciales.

Las tablas de la Localización 2: San Bartolomé de Tirajana y la Localización 3: Yaiza se adjuntan en el Anexo, dado que se obtienen resultados con idéntica tendencia. La única diferencia es cuantitativa debido a una menor intensidad del recurso solar de dichas localizaciones, por lo que se producen menores volúmenes de agua desalada al cabo del año.

Con respecto al factor de capacidad de la planta RO y a la fracción solar se sigue la misma tendencia que para el caso de la producción de agua desalada, pues al aumentar la potencia de la planta FV y sobre todo la capacidad de almacenamiento de la planta CSP, aumentan el CF_{RO} y la F_s .

CF_{RO} (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	60,79%	61,34%	61,85%	62,32%	62,81%
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	68,08%	68,68%	69,20%	69,69%	70,19%
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	74,76%	75,46%	76,03%	76,55%	77,13%
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	82,27%	82,95%	83,53%	84,04%	84,62%
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	87,84%	88,56%	89,11%	89,58%	90,13%
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	91,71%	92,17%	92,52%	92,81%	93,17%

Tabla 45 – Localización 1: Tuineje – CF_{RO} (%) para la planta RO de tren único.

CF_{RO} (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	59,62%	60,46%	61,08%	61,55%	62,10%
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	66,92%	67,80%	68,44%	68,93%	69,47%
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	73,59%	74,57%	75,26%	75,80%	76,44%
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	81,12%	82,07%	82,76%	83,29%	83,91%
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	86,89%	87,89%	88,55%	89,03%	89,63%
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	90,99%	91,70%	92,17%	92,47%	92,88%

Tabla 46 – Localización 1: Tuineje - CF_{RO} (%) para la planta RO de 10 trenes.

En la *Tabla 45* podemos observar que, para la *Localización 1: Tuineje* y con un almacenamiento de 16 horas se pueden alcanzar factores de capacidad de la planta RO mayores del 90%, muy cercano a la disponibilidad de la planta de ósmosis inversa del 95% en los sistemas conectados a red. En la *Tabla 46*, donde se muestran los resultados para el modo real de funcionamiento de 10 trenes, se puede observar cómo los valores son muy cercanos al caso ideal de tren único.

En lo que respecta a la energía solar utilizada por la planta RO con respecto al total de energía consumida, observamos la misma tendencia que para el CF_{RO} , alcanzándose cotas del 93,30% para la fracción solar con 16 horas de almacenamiento.

F_s (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	61,24%	61,74%	62,24%	62,71%	63,21%
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	68,55%	69,10%	69,60%	70,09%	70,59%
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	75,23%	75,88%	76,43%	76,97%	77,55%
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	82,74%	83,37%	83,93%	84,45%	85,03%
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	88,20%	88,87%	89,39%	89,86%	90,40%
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	91,94%	92,34%	92,67%	92,95%	93,30%

Tabla 47 – Localización 1: Tuineje – F_s (%) de las plantas RO alimentadas por sistemas conectados a red.

Para las dos localizaciones restantes, cuyos resultados se adjuntan en el Anexo, se sigue la misma tendencia. Pero, debido a que disponen de niveles inferiores de radiación solar anual, en la Localización 2 no se alcanzan valores superiores al 85% y en la Localización 3 del 82,5%, tanto para CF_{RO} como para F_s .

En cuanto a las emisiones de los sistemas aislados, tal y como ocurre en el caso base, son prácticamente iguales para todas las plantas estudiadas. Al ser completamente renovables, las pequeñas variaciones se deben a las cantidades de energía eléctrica generadas por las plantas FV y CSP.

Emisiones ($g\ CO_{2-eq}/m^3$)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	256,52	256,49	256,46	256,42	256,39
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	256,57	256,54	256,52	256,48	256,46
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	256,61	256,58	256,56	256,53	256,51
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	256,65	256,62	256,60	256,57	256,55
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	256,67	256,65	256,63	256,60	256,58
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	256,69	256,66	256,64	256,62	256,59

Tabla 48 – Localización 1: Tuineje – Emisiones ($g\ CO_{2-eq}/m^3$) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas aislados de la red.

En lo que respecta a las emisiones de los sistemas conectados a red sí que se detectan diferencias significativas entre las distintas combinaciones de plantas FV y CSP, al igual que para las tres localizaciones estudiadas.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	945,49	909,65	873,25	821,99	864,30
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	784,23	747,36	710,64	658,90	700,83
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	636,93	597,82	559,94	507,36	547,49
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	470,79	432,21	394,37	341,98	382,17
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	343,54	303,88	266,58	246,25	255,08
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	251,36	256,45	290,69	339,92	297,55

Tabla 49 – Localización 1: Tuineje - Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y con venta de excedentes.

En primer lugar, en el caso en el que sí que existe la posibilidad de verter los excedentes de producción eléctrica de las plantas solares de generación, se observa como la planta que presenta mejores resultados en lo que a potencial contaminante de la desalación de agua de mar en la *Localización 1* es la combinación FV 37,5 MW (2x) + CSP 31,45 MW, múltiplo solar 3,5 y 14 horas de almacenamiento. Para la *Localización 2*, tal y como se muestra en la *Tabla 65* del *Anexo*, la mejor combinación también sucede para 37,5 MW de planta FV pero para el caso de 16 horas de almacenamiento. Por su parte, para la *Localización 3*, cuyos resultados se muestran en la *Tabla 75* del *Anexo*, la planta con menor potencial contaminante asociado a la desalación de agua de mar es la combinación FV 40 MW (2x) + CSP 31,45 MW, múltiplo solar 4,5 y 16 horas de almacenamiento.

Las diferencias entre todos los casos estudiados se deben a la generación eléctrica de cada una y por lo tanto a la cantidad de energía que se debe extraer de la red y los excedentes de generación en ciertos momentos del día.

Para el supuesto en el que no hay posibilidad de verter los excedentes a red y estos deben desperdiciarse, en todas las localizaciones se obtiene el mismo resultado. La combinación de planta híbrida que menores emisiones asociadas tiene a la desalación de agua es la formada por una planta FV de 40 MW y una planta CSP con 16 horas de almacenamiento, debido a que es la combinación en la que se minimiza la diferencia entre la energía extraída de la red y los excedentes producidos.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	1.059,36	1.048,95	1.038,66	1.028,80	1.018,49
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	907,95	896,65	886,20	875,99	865,61
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	769,73	756,25	744,68	733,68	721,62
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	614,13	601,09	589,53	578,64	566,55
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	501,10	487,27	476,36	466,70	455,53
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	423,58	415,32	408,50	402,68	395,37

Tabla 50 – Localización 1: Tuineje - Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y sin venta de excedentes.

En lo que respecta a los costes nivelados de agua desalada, se hallan resultados diferentes para los sistemas aislados de red y los conectados a red, además de diferencias en los costes en función del emplazamiento.

En primer lugar se analizan los resultados del *LCOW* de las plantas aisladas de red.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	1,2049	1,2010	1,1976	1,1951	1,1934
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	1,1084	1,1051	1,1027	1,1009	1,0999
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	1,0362	1,0327	1,0304	1,0288	1,0276
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	0,9759	0,9734	0,9718	0,9708	0,9701
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	0,9334	0,9310	0,9300	0,9296	0,9294
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	0,9141	0,9140	0,9145	0,9156	0,9168

Tabla 51 – Localización 1: Tuineje – LCOW de la planta RO de tren único.

Para el modo de funcionamiento y la *Localización 1*, la planta híbrida que presenta el menor *LCOW* es la planta FV de 32,5 MW y la planta CSP con 16 horas de almacenamiento. Cabe recordar que el *LCOW* relaciona los costes de inversión y los costes de la fase de operación y mantenimiento de las plantas fotovoltaica, de torre y de ósmosis inversa con el volumen de agua desalada producida, además de los costes de los bonos de emisiones asociadas a la desalación. Por lo tanto, la planta recientemente mencionada es la que presenta el valor óptimo para este indicador.

En lo que respecta a las otras dos localizaciones, cuyas tablas de resultados se muestran a continuación, se observa que, con menores niveles de radiación solar, la planta óptima desde el punto de vista del coste de agua desalada aumenta su potencia fotovoltaica óptima, siendo esta de 40 MW; y manteniéndose las 16 horas de almacenamiento para la planta CSP.

<i>LCOW (€/m³)</i>	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	1,3014	1,2933	1,2863	1,2797	1,2737
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1,2019	1,1956	1,1905	1,1857	1,1808
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	1,1275	1,1214	1,1165	1,1124	1,1071
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	1,0609	1,0560	1,0521	1,0488	1,0445
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	1,0180	1,0132	1,0100	1,0075	1,0037
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	0,9958	0,9925	0,9905	0,9892	0,9863

Tabla 52 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – LCOW de la planta RO de tren único.

<i>LCOW (€/m³)</i>	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	1,3557	1,3444	1,3345	1,3265	1,3192
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1,2468	1,2378	1,2299	1,2238	1,2180
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	1,1606	1,1532	1,1468	1,1420	1,1372
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	1,1084	1,1003	1,0938	1,0892	1,0841
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	1,0475	1,0411	1,0361	1,0330	1,0296
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	1,0280	1,0219	1,0177	1,0153	1,0122

Tabla 53 – Localización 3: Yaiza – LCOW de la planta RO de tren único.

Además, cabe resaltar que conforme disminuye el recurso solar de las localizaciones planteadas se encarece el coste nivelado de agua, obteniéndose en algunas combinaciones de plantas, sobre todo para las plantas FV con menor potencia instalada y para las plantas CSP con menores horas de almacenamiento, valores de *LCOW* mayores que los 1,1189 €/m³, coste del agua desalada para el caso de una planta RO alimentada completamente con energía de la red.

Para el modo de funcionamiento de la planta de ósmosis inversa de 10 trenes se obtienen resultados similares. La única diferencia aparece en la planta óptima para la *Localización 1*, que en lugar de resultar la planta FV de 32,5 MW resulta la de 35 MW. Para la *Localización 2* y la *Localización 3* se obtiene el mismo resultado que para el caso de tren único.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	1,2473	1,2382	1,2328	1,2299	1,2270
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	1,1445	1,1371	1,1329	1,1308	1,1290
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	1,0680	1,0610	1,0573	1,0553	1,0532
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	1,0038	0,9986	0,9956	0,9943	0,9930
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	0,9572	0,9523	0,9502	0,9497	0,9489
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	0,9349	0,9328	0,9323	0,9332	0,9341

Tabla 54 – Localización 1: Tuineje – LCOW planta RO de 10 trenes.

Para los sistemas conectados a red, los resultados varían con respecto a los sistemas aislados. Para el caso de los sistemas con posibilidad de venta de los excedentes, la planta óptima se compone de una planta FV de 37,5 MW y, dependiendo de la localización, una capacidad de almacenamiento de la planta CSP de 14 horas para la *Localización 1* y de 16 horas para las *Localizaciones 2 y 3*, tal y como se muestra en las tablas adjuntas a continuación.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	0,9645	0,9624	0,9601	0,9558	0,9655
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	0,9449	0,9426	0,9403	0,9359	0,9456
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	0,9266	0,9240	0,9214	0,9170	0,9263
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	0,9121	0,9095	0,9070	0,9025	0,9119
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	0,8965	0,8938	0,8913	0,8879	0,8964
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	0,8922	0,8915	0,8916	0,8906	0,8982

Tabla 55 – Localización 1: Tuineje – LCOW planta RO para los sistemas conectados a red con posibilidad de venta de los excedentes.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	0,9847	0,9831	0,9809	0,9772	0,9837
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	0,9724	0,9707	0,9686	0,9649	0,9712
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	0,9572	0,9553	0,9529	0,9491	0,9550
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	0,9440	0,9420	0,9396	0,9358	0,9416
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	0,9320	0,9298	0,9274	0,9236	0,9294
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	0,9268	0,9250	0,9229	0,9195	0,9256

Tabla 56 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – LCOW planta RO para los sistemas conectados a red con posibilidad de venta de los excedentes.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	0,9937	0,9937	0,9919	0,9891	0,9921
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	0,9797	0,9796	0,9778	0,9750	0,9778
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	0,9661	0,9660	0,9641	0,9612	0,9640
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	0,9579	0,9573	0,9551	0,9520	0,9544
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	0,9440	0,9434	0,9413	0,9384	0,9411
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	0,9394	0,9387	0,9368	0,9340	0,9367

Tabla 57 – Localización 3: Yaiza - LCOW planta RO para los sistemas conectados a red con posibilidad de venta de los excedentes.

Ya por último, en el caso en el que la red no puede asumir el vertido de cantidades grandes de excedentes, dejando de recibir una compensación económica por ellos, se obtiene que la planta con menor LCOW es, para las tres localizaciones, la compuesta por la planta FV de 30 MW y la planta CSP con 16 horas de almacenamiento, pues es la combinación en la que se minimizan los excedentes de generación eléctrica, pertenecientes principalmente a la planta fotovoltaica. En la *Tabla 58*, se muestran los resultados para la *Localización 1*, adjuntándose en el *Anexo. Resultados* las tablas para las dos localizaciones restantes.

<i>LCOW (€/m³)</i>	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 2,75 6h	0,9807	0,9822	0,9836	0,9852	0,9874
Torre 31,45 MW SM 3 8h ALMAC.	0,9624	0,9638	0,9652	0,9667	0,9689
Torre 31,45 MW SM 3 10h ALMAC.	0,9454	0,9465	0,9477	0,9491	0,9510
Torre 31,45 MW SM 3,5 12h ALMAC.	0,9324	0,9335	0,9347	0,9361	0,9381
Torre 31,45 MW SM 3,5 14h ALMAC.	0,9188	0,9198	0,9211	0,9227	0,9248
Torre 31,45 MW SM 4 16h ALMAC.	0,9166	0,9185	0,9204	0,9226	0,9253

Tabla 58 – Localización 1: Tuineje - LCOW planta RO para los sistemas conectados a red sin posibilidad de venta de los excedentes.

De los resultados obtenidos del análisis paramétrico se observa que, con respecto al coste nivelado de agua desalada, las mayores variaciones se obtienen al aumentar las horas de almacenamiento, y no tanto al variar la potencia fotovoltaica instalada. Esto se debe a que, además de que las variaciones en la planta FV son poco significativas, al aumentar las horas de almacenamiento aumenta en gran medida la producción de agua desalada y por lo tanto se reduce el *LCOW*.

7. Conclusiones.

Teniendo en cuenta las previsiones tanto mundiales como a nivel nacional que exponen un crecimiento exponencial del mercado de la desalación debido a los problemas de estrés hídricos presentes y sobre todo futuros, resulta de extrema necesidad el empezar a buscar alternativas que eviten que la nueva capacidad instalada de plantas desaladoras vaya a incrementar el nivel de emisiones a la atmósfera y, por lo tanto, a agravar los problemas de cambio climático asociados, pues actualmente todas las plantas de ósmosis inversa de nuestro país se encuentran alimentadas por energía eléctrica procedente de la red.

Así pues, la descarbonización de la industria de la desalación pasa por estudiar la manera eficiente de incorporar las energías renovables al proceso. Dentro de estas energías renovables, se espera que la energía solar tenga un papel fundamental, contando con dos tipos de tecnologías maduras y que se pueden complementar. Por su parte, la energía solar fotovoltaica ha experimentado una considerable reducción de costes en la última década, siendo la tecnología solar que ofrece el menor *LCOE*, además de contar con una gran experiencia en el mercado, pero la ausencia de un sistema de almacenamiento eléctrico económico y de gran capacidad lleva a que los diseños de plantas FV+RO para plantas de gran capacidad presente valores bajos de factor de capacidad. Por otra parte, la energía solar de concentración (CSP) aporta sistemas de almacenamiento energético de gran capacidad, fiables y con amplia experiencia comercial en nuestro país, que permiten ampliar las horas de operación de la planta y dar garantías de suministro.

En este proyecto se estudia la hibridación de ambas tecnologías solares, con el objetivo de complementarlas y beneficiarse de las ventajas de ambas por separado, demostrando su viabilidad tecno-económica y medioambiental para el suministro energético de plantas de desalación basadas en el proceso de ósmosis inversa.

El emplazamiento seleccionado para este trabajo, las Islas Canarias, es idóneo para el desarrollo tanto de plantas de energías solar como de plantas de desalación de agua de mar, pues cuenta con un recurso solar anual del orden de los $2.000 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{año}$, su sistema eléctrico aislado es fuertemente dependiente de las centrales convencionales de origen térmico y la escasez de agua dulce propició un altísimo desarrollo en el mercado de la desalación desde la segunda mitad del siglo XX hasta la actualidad, con más de $600.000 \text{ m}^3/\text{día}$ de capacidad instalada.

Se han simulado varios sistemas para alimentar la planta de ósmosis inversa de $250.000 \text{ m}^3/\text{día}$, tanto las plantas FV y CSP por separado como la planta híbrida FV+CSP, en la que se prioriza la generación fotovoltaica durante las horas de sol y utilizando la energía proveniente de la planta CSP como el factor de gestionabilidad del sistema. Además, se estudian tanto plantas conectadas a red como plantas aisladas, contrastando los diferentes escenarios de operación, permitiendo determinar la configuración idónea. Para el análisis se consideran parámetros de mérito el factor de capacidad de la planta de ósmosis inversa para el caso de las plantas aisladas, la fracción solar para los sistemas conectados a red, el coste nivelado de agua desalada y el

potencial contaminante de emisiones de gases de efecto invernadero asociado a la producción de agua desalada, pudiéndose comprobar que:

- La hibridación FV+CSP permite reducir el *LCOW* con respecto a la planta CSP en solitario y al coste real de producción de agua desalada sin subvenciones con alimentación de red, además de aumentar el factor de capacidad a niveles mayores del 90% para la localización con mayor nivel de radiación solar anual.
- La implementación de sistemas de seguimiento a dos ejes en los paneles fotovoltaicos permite aumentar la producción eléctrica y, por lo tanto, aumentar el factor de capacidad y la producción de agua desalada, reduciéndose el *LCOW*.
- El modo de funcionamiento de la planta RO de tren único es válido para sistemas conectados a red que funcionan de forma continua, pero es una idealidad el funcionamiento a cargas parciales para sistemas aislados. Para los sistemas aislados, el modo de funcionamiento más adecuado es el de varios trenes de menor capacidad funcionando de forma gradual en función de la energía disponible, obteniéndose mejores resultados tanto para CF_{RO} como para *LCOW* para 10 trenes de 25.000 m³/día frente a 5 trenes de 50.000 m³/día, debido a que se ajustan mejor a la energía disponible, minimizándose los excedentes. Además, los resultados obtenidos para el modo de 10 trenes son muy cercanos al modo de tren único.
- El emplazamiento de la planta afecta tanto a los costes de agua desalada como al factor de capacidad de planta, debido a los diferentes niveles de radiación solar. Al disminuir los niveles de radiación solar, se reduce el factor de capacidad y el volumen de agua producido, aumentando el coste nivelado de agua desalada.
- Hay diferencias entre los sistemas conectados a red y los aislados en cuanto a *LCOW* y en cuanto a emisiones asociadas a la desalación. La planta híbrida FV+CSP conectada a red reduce los costes frente a la planta híbrida aislada, al contrario que ocurre con las emisiones. Por lo tanto, la mejor solución depende de si se prioriza la economía o el medio ambiente.
- La configuración óptima de plantas FV y CSP acopladas, desde el punto de vista del *LCOW*, no es tan sensible a la potencia fotovoltaica instalada como a la capacidad de almacenamiento de los tanques de sales fundidas, pues un aumento en las horas de almacenamiento aumenta significativamente la producción de agua desalada y por lo tanto se reduce el coste de agua desalada.
- Los sistemas de generación de energía renovable requieren altos costes de inversión, caso de la planta CSP, pero permiten ahorrar un considerable consumo de combustibles fósiles. Teniendo en cuenta el progresivo aumento de los costes de combustible y el potencial de reducción de costes de las plantas solares, los esquemas 100% renovables son muy prometedores.

Para trabajos futuros se plantea la posibilidad de considerar almacenamiento energético para ambas tecnologías, FV y CSP, y analizar el coste nivelado de agua desalada. En este proyecto no se considera el almacenamiento en baterías para almacenar los excedentes fotovoltaicos debido al alto coste y al escaso desarrollo comercial, pero en un futuro, cuando los precios sean más accesibles y la implantación de la tecnología en plantas comerciales haya aumentado, los resultados del presente estudio podrán variar.

8. Bibliografía

- [1] **Carlos Cosín**. *El agua y el cambio climático*. Iagua. 2017. [En línea] <https://www.iagua.es/blogs/carlos-cosin/agua-y-cambio-climatico>
- [2] **Greenpeace / Laura Ojea**. *Imágenes y datos: Así nos afecta el cambio climático*. 2018. [En línea] <https://es.greenpeace.org/es/wp-content/uploads/sites/3/2018/11/GP-cambio-climatico-LR.pdf>
- [3] **Asociación Española de Desalación y Reutilización (AEDyR)**. *AEDyR en colaboración con SIGA 2019*. Iagua. 2019. [En línea] <https://www.iagua.es/noticias/aedyr/aedyr-colaboracion-siga-2019>
- [4] *Crisis hídrica: Alianza Mundial de Desalinización del Agua Limpia plantea desalinizar utilizando energías limpias*. Reporte Sostenible. 2019. [En línea] <http://reportesostenible.cl/blog/crisis-hdrica-alianza-mundial-de-desalinizacion-del-agua-limpia-plantea-desalinizar-utilizando-energias-limpias/>
- [5] **María Santos**. *El éxito de la desalación de agua requiere más energías renovables*. El Ágora. 2020. [En línea] <https://www.elagoradiario.com/agua/el-exito-de-la-desalacion-de-agua-requiere-mas-energias-renovables/>
- [6] *Desalación con termosolar, una opción con futuro*. Energías Renovables. 2018. [En línea] <https://www.energias-renovables.com/termosolar/desalacion-con-termosolar-una-opcion-con-futuro-20180927>
- [7] **P. Palenzuela, D. C. Alarcón-Padilla, G. Zaragoza**. *Concentrating Solar Power and Desalination Plants*. Springer. 2015.
- [8] **A. Al-Karaghoul, L. L. Kazmerski**. *Energy consumption and water production cost of conventional and renewable-energy-powered desalination processes*. 2013. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 24, págs. 343-356.
- [9] **S. Burn, S. Gray**. *Efficient Desalination by Reverse Osmosis: A guide to RO practice*. 2015. IWA Publishing.
- [10] **J. Zachary, C. Layman. Bechtel Power Corp**. *Adding desalination to solar hybrid and fossil plants*. 2010. *Electric Power Journal*. Vol. 154, nº5, pág. 104.
- [11] **C. Valenzuela, C. Mata-Torres, J. M. Cardemil and R. A. Escobar**. *CSP + FV hybrid solar plants for power and water cogeneration in northern Chile*. 2017. *Solar Energy*, Vol. 157, págs. 713-726.
- [12] **C. Mata-Torres, P. Palenzuela, A. Zurita, J. M. Cardemil, D. C. Alarcón-Padilla, R. A. Escobar**. *Annual thermoeconomic analysis of a Concentrating Solar Power + Photovoltaic + Multi-Effect Distillation plant in northern Chile*. 2020. *Energy Conversion and Management*, Vol. 213, 112852.

- [13] **M. Astolfi, S. Mazzola, P. Silva, E. Macchi.** *A synergic integration of desalination and solar energy systems in stand-alone microgrids.* 2017. *Desalination*, Vol. 419, págs. 169-180.
- [14] **M. Laissaoui, P. Palenzuela, M. A. Sharaf Eldean, D. Nehari, D. C. Alarcón-Padilla.** *Techno-economic análisis of a stand-alone solar desalination plant at variable load conditions.* 2018. *Applied Thermal Engineering*, Vol. 133, págs. 659-670.
- [15] **Z. Wang, X. Lin, N. Tong, Z. Li, S. Sun, C. Liu.** *Optimal planning of a 100% renewable energy island supply system based on the integration of a concentrating solar power plant and desalination units.* 2020. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 117, 105707.
- [16] Interconexión Península-Baleares [En línea] <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares>
- [17] Sistema eléctrico canario [En línea] <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario>
- [18] Singularidades del sistema canario [En línea] <https://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/singularidades-del-sistema>
- [19] Canarias [En línea] <https://es.wikipedia.org/wiki/Canarias>
- [20] Geografía de Canarias [En línea] https://es.wikipedia.org/wiki/Geograf%C3%ADa_de_Canarias
- [21] Formación de las Islas Canarias [En línea] http://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/wiki/index.php/Formaci%C3%B3n_de_las_Islas_Canarias
- [22] ¿Qué islas forman Canarias y cuántas son? Ocho cosas que no sabías del archipiélago canario [En línea] https://www.lasexta.com/noticias/nacional/que-islas-forman-canarias-cuantas-son-ocho-cosas-que-sabias-archipelago-canario_201903115c87d2570cf266176910a2f5.html
- [23] **J.M. Sancho, J. Riesco, C. Jiménez, M^a. C. Sánchez, J. Montero, M. López.** *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMESAT.* AEMET. 2012.
- [24] ADRASE [En línea] <http://www.adrase.ciemat.es/mapa-zona-canarias/index.php>
- [25] GLOBAL SOLAR ATLAS. SOLARGIS. [En línea] <https://globalsolaratlas.info/map>
- [26] SODA [En línea] <http://www.soda-pro.com/es/web-services/typical-years/normal-year-global-radiation-temperature>

- [27] POWER Data Access Viewer NASA [En línea] <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [28] PVGIS [En línea] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/tools.html
- [29] **Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial. Gobierno de Canarias.** *Anuario Energético de Canarias 2018*. Diciembre 2019. [En línea] <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/menu.do?uripub=urn:uuid:131cf873-66a9-408d-8cfa-537d6be05067>
- [30] Coste medio de generación en Canarias - Sistema de Información del Operador del Sistema de Red Eléctrica de España [En línea] https://www.esios.ree.es/es/analisis/574?vis=1&start_date=01-01-2018T00%3A00&end_date=31-12-2018T23%3A50&compare_start_date=01-01-2017T00%3A00&groupby=year&geoids=8742
- [31] **Gobierno de Canarias.** *Vía libre del Gobierno de España a la subvención de 8,5 millones para la producción de agua desalada en Canarias*. 2019. [En línea] <https://www3.gobiernodecanarias.org/noticias/via-libre-del-gobierno-de-espana-a-la-subsuencion-de-85-millones-para-la-produccion-de-agua-desalada-en-canarias/>
- [32] **Yuri Rubio Mora.** *El turismo y el agua en cifras. Estudio del caso canario*. Iagua. 2020. [En línea] <https://www.iagua.es/blogs/yuri-rubio-mora/turismo-y-agua-cifras-estudio-caso-canario>
- [33] *¿En qué gastamos el agua?* El agua en Canarias. [En línea] http://agrega.educacion.es/repositorio/21062013/94/es_2013062112_9112914/agua_canarias/agua_canarias/en_qu_gastamos_el_agua.html
- [34] **B. Peñate Suárez, G. Melián, J. A. de la Fuente y G. Martel.** *Plan de Ecogestión en la producción y distribución de agua en Canarias (2014-2020)*. Instituto Tecnológico de Canarias y Gobierno de Canarias. 2013.
- [35] **Baltasar Peñate Suárez.** *DESAL + LIVING LAB, el ecosistema ideal para seguir avanzando en la innovación en desalación*. 2019. FuturENVIRO, nº63, págs. 17-20.
- [36] **John Weaver.** *Las predicciones de la vida útil de los módulos solares son cada vez más afinadas*. 2018. PV Magazine. [En línea] <https://www.pv-magazine-latam.com/2018/12/13/las-predicciones-de-la-vida-util-de-los-modulos-solares-son-cada-vez-mas-afinadas/#:~:text=La%20empresa%20ha%20alcanzado%20la,92%20%25%20de%20su%20producci%C3%B3n%20original.>

[37] **Ministerios de Industria, Energía y Turismo, y Ministerio de Fomento – Gobierno de España.** *Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España.* 2014 [En línea]

https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/RITE/Reconocidos/Reconocidos/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

[38] **R. R. Kommalapati, A. Kadiyala, M. T. Shahriar y Z. Huque.** *Review of the Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Different Photovoltaic and Concentrating Solar Power Electricity Generation Systems.* 2017. *Energies*, vol. 10, pág. 350.

[39] Precio de los bonos de emisiones de carbono en Europa [En línea] <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions-historical-data>

[40] Datos proporcionados por el co-tutor Manuel Pérez García.

[41] **IRENA – International Renewable Energy Agency.** *Renewable Power Generation Costs in 2019.* 2020, Abu Dhabi.

[42] DesalData – Estimador de costes de plantas RO [En línea] <https://www.desaldata.com/>

Anexo. Resultados

1. Resultados análisis caso base

- Localización 2: San Bartolomé de Tirajana

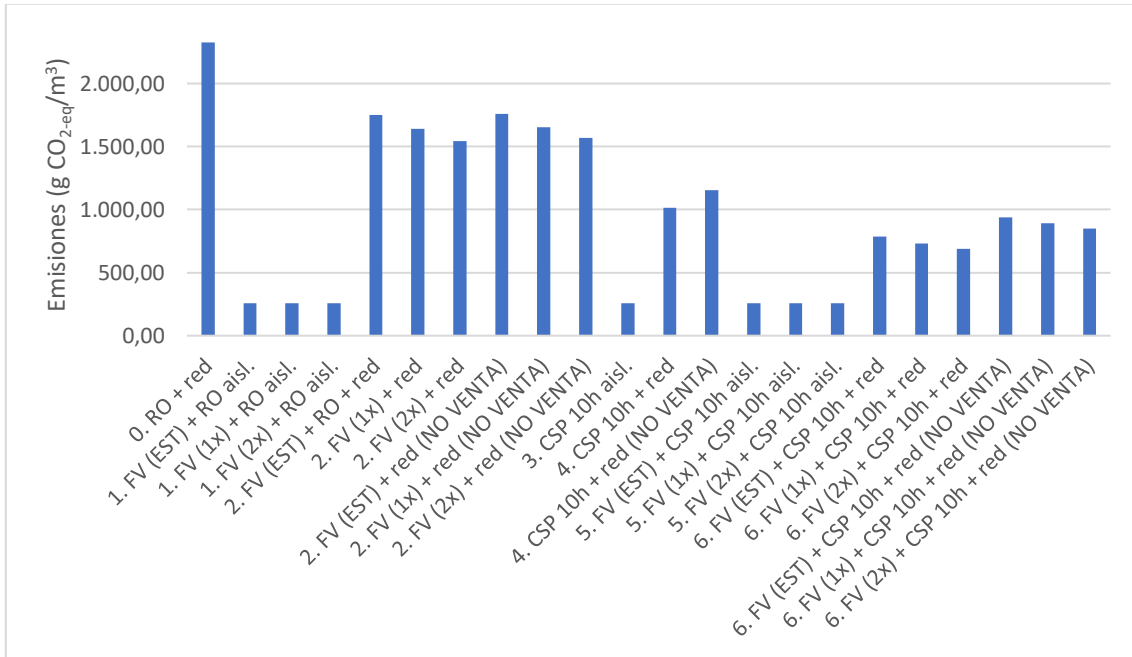


Figura 33 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Emisiones (g CO₂-eq/m³)

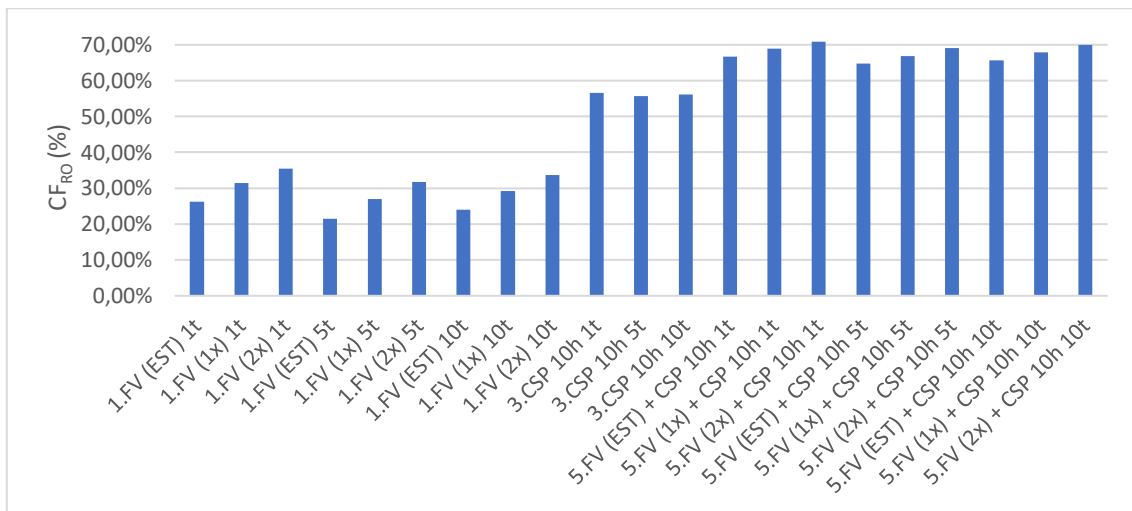


Figura 34 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – CF_{RO} (%)

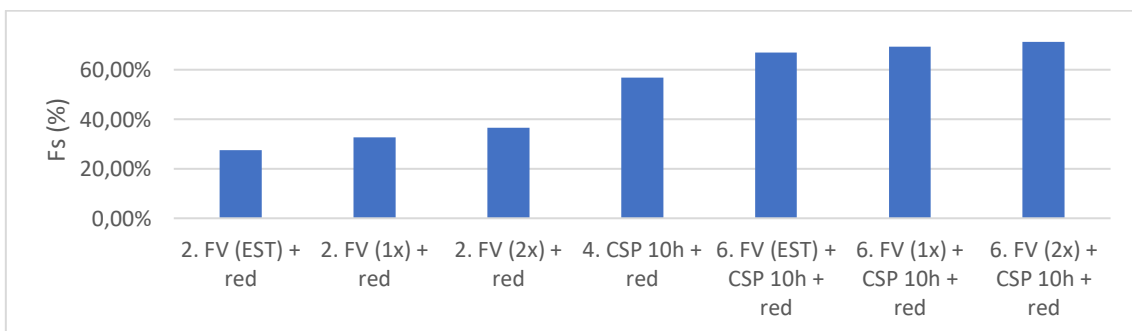


Figura 35 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Fs (%)

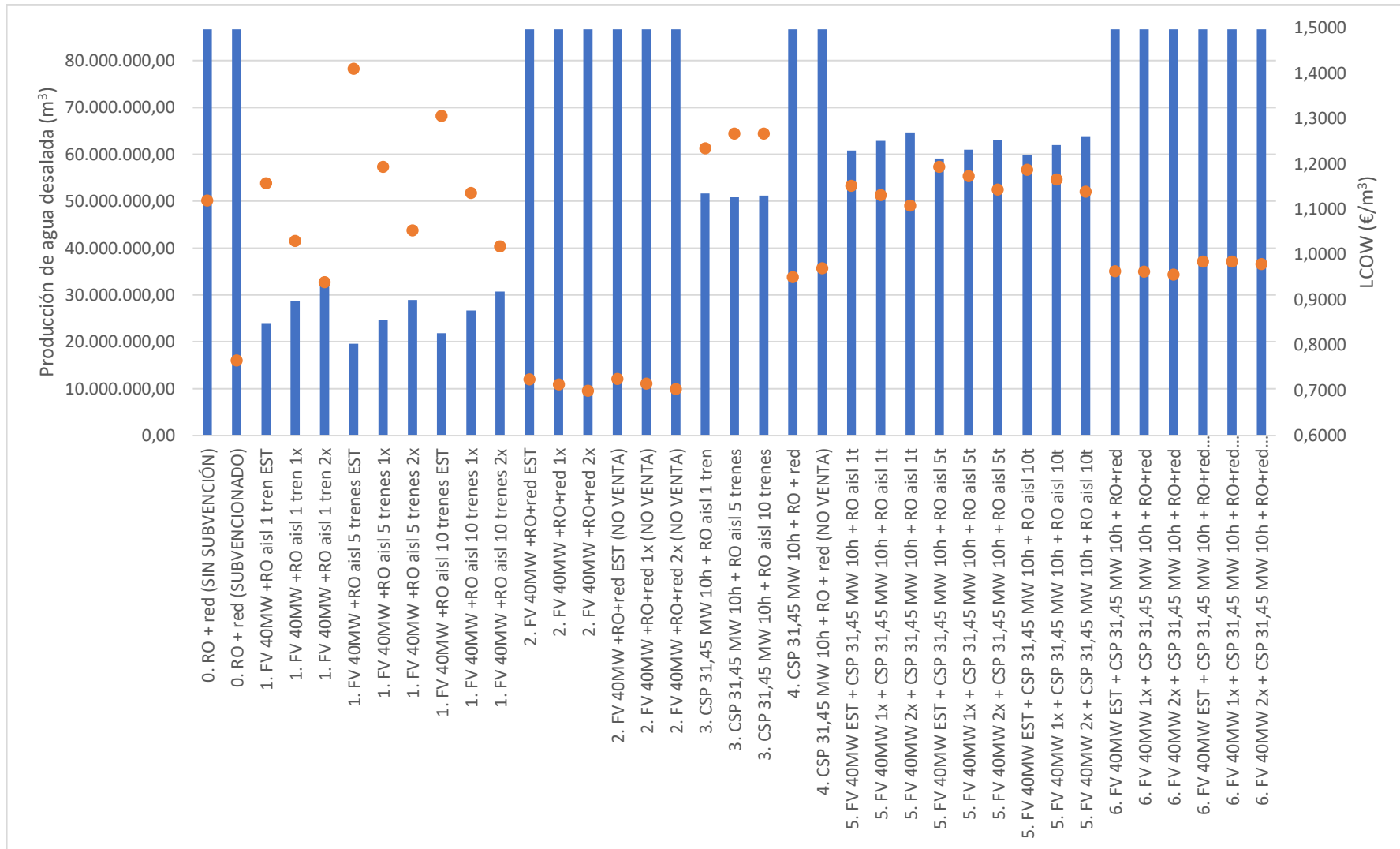


Figura 36 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Producción de agua desalada y LCOW

• **Localización 3: Yaiza**

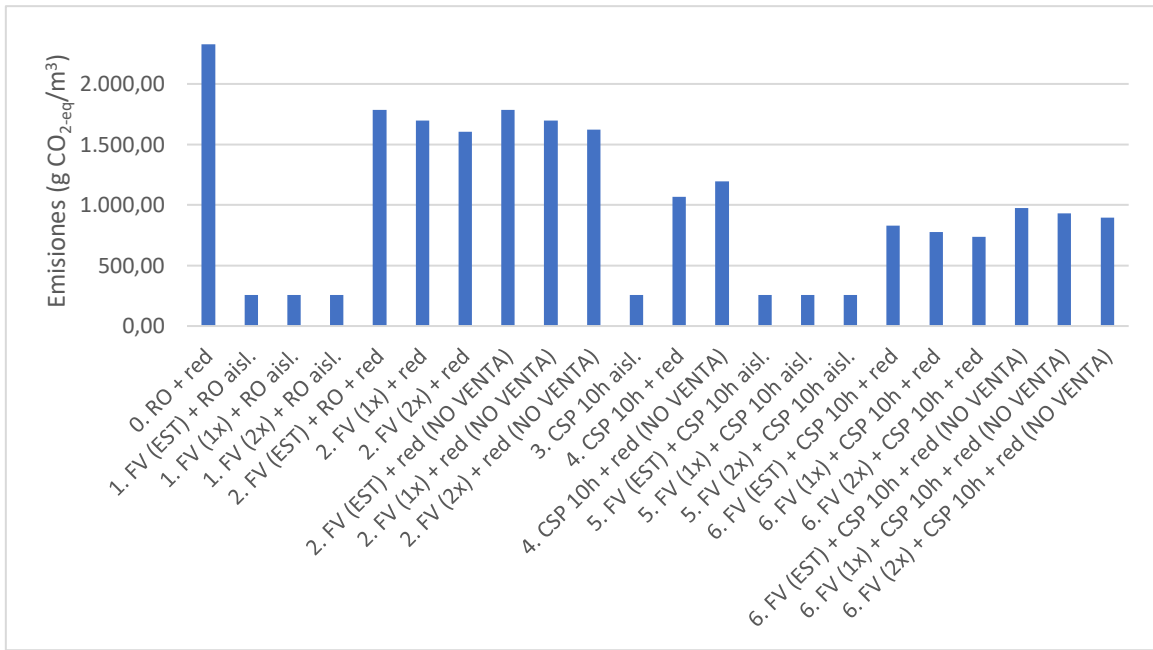


Figura 37 – Localización 3: Yaiza - Emisiones (g CO_{2-eq}/m³)

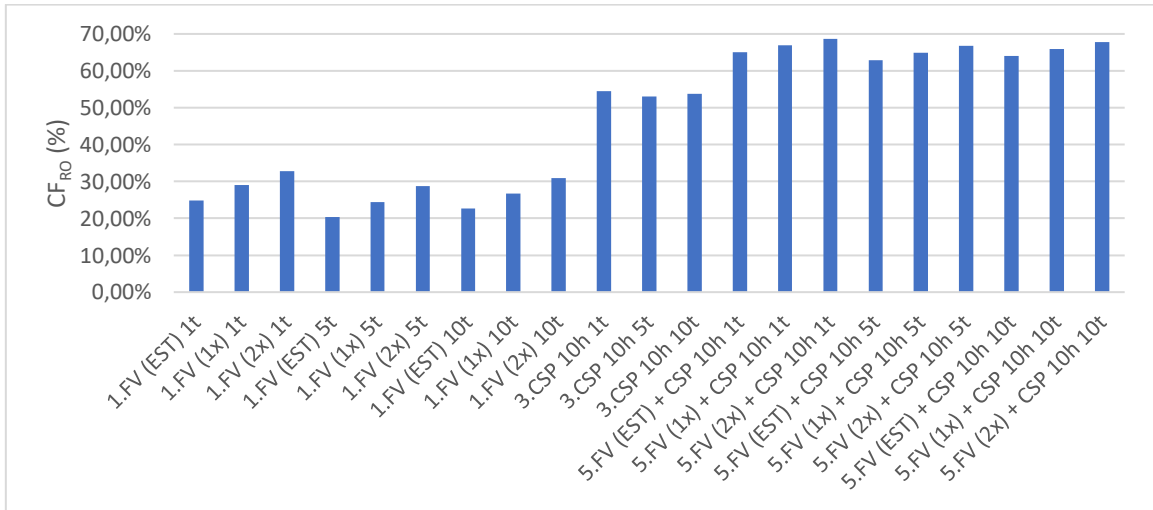


Figura 38 – Localización 3: Yaiza – CF_{RO} (%)

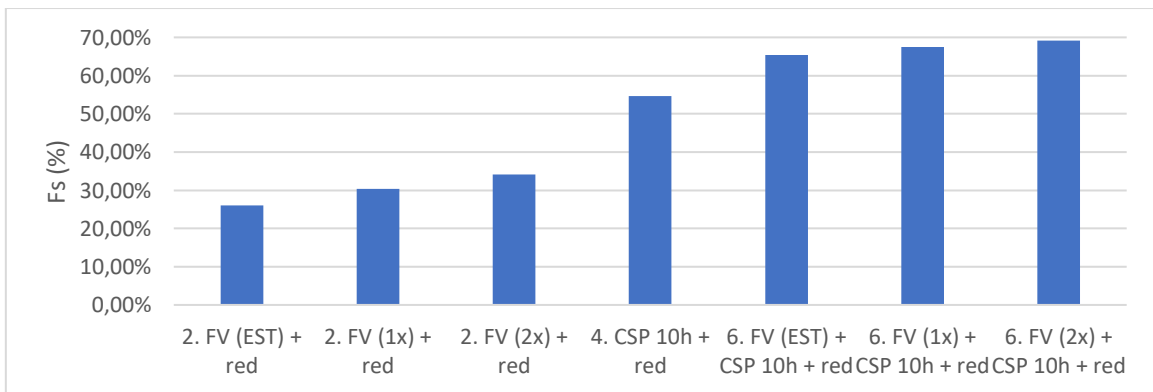


Figura 39 – Localización 3: Yaiza – Fs (%)

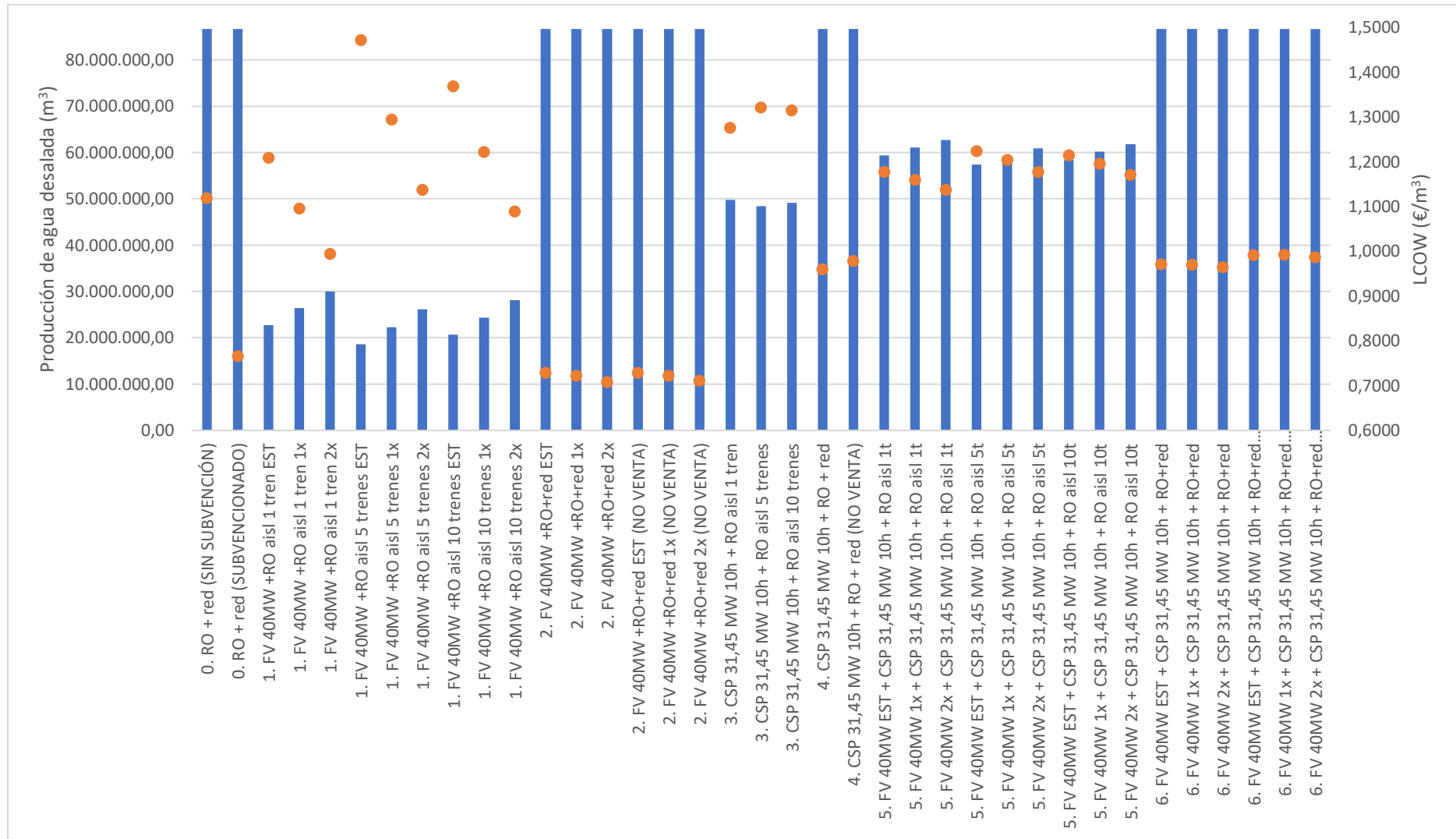


Figura 40 – Localización 3: Yaiza - Producción de agua desalada y LCOW

2. Resultados análisis paramétrico

- Localización 2: San Bartolomé de Tirajana

Producción de agua (hm^3)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	50,57	51,22	51,80	52,39	53,02
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	56,76	57,41	57,99	58,56	59,22
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	61,88	62,62	63,25	63,86	64,63
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	67,82	68,56	69,20	69,81	70,60
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	71,98	72,77	73,41	73,99	74,80
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	74,79	75,47	76,01	76,50	77,24

Tabla 59 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana - Producción agua desalada modo tren único.

Producción de agua (hm^3)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	49,39	50,26	50,92	51,53	52,22
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	55,57	56,45	57,11	57,72	58,44
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	60,69	61,68	62,38	63,01	63,85
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	66,65	67,61	68,32	68,97	69,82
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	70,95	71,97	72,68	73,31	74,17
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	73,93	74,85	75,47	75,98	76,76

Tabla 60 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Producción agua desalada modo 10 trenes.

CF_{RO} (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	55,42%	56,13%	56,77%	57,42%	58,10%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	62,20%	62,92%	63,55%	64,18%	64,90%
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	67,81%	68,62%	69,32%	69,98%	70,83%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	74,32%	75,13%	75,84%	76,51%	77,37%
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	78,89%	79,75%	80,45%	81,09%	81,97%
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	81,96%	82,71%	83,30%	83,84%	84,64%

Tabla 61 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – CF_{RO} (%) para la planta RO de tren único.

CF_{RO} (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	54,12%	55,08%	55,80%	56,47%	57,23%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	60,90%	61,87%	62,59%	63,25%	64,04%
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	66,51%	67,59%	68,36%	69,05%	69,97%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	73,04%	74,10%	74,87%	75,59%	76,51%
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	77,76%	78,87%	79,65%	80,34%	81,28%
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	81,02%	82,03%	82,70%	83,27%	84,12%

Tabla 62 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – CF_{RO} (%) para la planta RO de 10 trenes.

F_s (%)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	55,90%	56,57%	57,21%	57,86%	58,54%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	62,69%	63,36%	63,99%	64,62%	65,33%
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	68,30%	69,07%	69,77%	70,43%	71,27%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	74,81%	75,59%	76,29%	76,96%	77,81%
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	79,30%	80,12%	80,81%	81,44%	82,31%
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	82,25%	82,96%	83,54%	84,07%	84,87%

Tabla 63 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana - F_s (%) de las plantas RO alimentadas por sistemas conectados a red.

Emisiones ($g\ CO_{2-eq}/m^3$)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	256,51	256,48	256,45	256,41	256,39
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	256,57	256,54	256,51	256,48	256,45
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	256,60	256,57	256,55	256,52	256,50
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	256,64	256,61	256,59	256,56	256,54
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	256,66	256,64	256,61	256,59	256,57
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	256,67	256,65	256,63	256,60	256,58

Tabla 64 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Emisiones ($g\ CO_{2-eq}/m^3$) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas aislados de la red.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	1.066,17	1.034,09	998,79	951,75	971,64
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	915,85	883,70	848,57	801,64	820,63
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	791,98	757,83	721,31	673,60	689,89
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	648,24	613,98	577,28	529,43	545,38
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	543,99	508,33	471,63	424,40	439,84
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	470,35	436,81	402,51	357,33	375,19

Tabla 65 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana – Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y con venta de excedentes.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	1.170,01	1.156,10	1.142,82	1.129,35	1.115,28
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1.029,49	1.015,50	1.002,51	989,40	974,58
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	913,16	897,21	882,82	868,97	851,71
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	778,32	762,23	747,79	733,84	716,18
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	685,43	668,42	654,17	640,93	623,00
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	624,27	609,65	597,62	586,51	569,99

Tabla 66 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana - Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y sin venta de excedentes.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	1,3530	1,3389	1,3297	1,3220	1,3140
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1,2456	1,2346	1,2277	1,2219	1,2154
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	1,1661	1,1556	1,1494	1,1445	1,1379
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	1,0947	1,0864	1,0814	1,0773	1,0719
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	1,0475	1,0398	1,0355	1,0323	1,0275
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	1,0219	1,0158	1,0129	1,0112	1,0077

Tabla 67 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana - LCOW planta RO de 10 trenes.

LCOW (€/m ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3 6h	0,9995	1,0004	1,0014	1,0024	1,0041
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	0,9885	0,9895	0,9904	0,9915	0,9931
Torre 31,45 MW SM 3,5 10h ALMAC.	0,9744	0,9751	0,9758	0,9768	0,9779
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	0,9625	0,9631	0,9638	0,9648	0,9659
Torre 31,45 MW SM 4 14h ALMAC.	0,9520	0,9525	0,9533	0,9543	0,9554
Torre 31,45 MW SM 4,25 16h ALMAC.	0,9486	0,9495	0,9506	0,9520	0,9533

Tabla 68 – Localización 2: San Bartolomé de Tirajana - LCOW planta RO para los sistemas conectados a red sin posibilidad de venta de los excedentes.

- Localización 3: Yaiza

Producción de agua (hm ³)	FV 30 MW - 2x	FV 32,5 MW - 2x	FV 35 MW - 2x	FV 37,5 MW - 2x	FV 40 MW - 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	48,17	48,90	49,58	50,19	50,84
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	54,05	54,80	55,50	56,11	56,79
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	59,85	60,63	61,34	61,96	62,66
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	64,25	65,17	65,96	66,63	67,42
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	69,88	70,76	71,53	72,15	72,87
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	72,04	72,94	73,66	74,24	74,96

Tabla 69 – Localización 3: Yaiza - Producción agua desalada modo tren único.

<i>Producción de agua (hm³)</i>	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	46,99	47,81	48,64	49,26	49,96
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	52,87	53,71	54,55	55,19	55,93
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	58,69	59,55	60,40	61,05	61,80
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	63,07	64,08	65,02	65,71	66,57
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	68,83	69,82	70,72	71,38	72,17
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	71,14	72,14	72,99	73,61	74,41

Tabla 70 – Localización 3: Yaiza – Producción agua desalada modo 10 trenes.

<i>CF_{RO} (%)</i>	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	52,79%	53,59%	54,34%	55,00%	55,71%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	59,23%	60,06%	60,82%	61,50%	62,23%
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	65,59%	66,44%	67,22%	67,90%	68,67%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	70,41%	71,41%	72,29%	73,02%	73,89%
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	76,58%	77,55%	78,39%	79,07%	79,86%
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	78,95%	79,93%	80,72%	81,35%	82,15%

Tabla 71 – Localización 3: Yaiza – CF_{RO} (%) para la planta RO de tren único.

CF_{RO} (%)	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	51,50%	52,40%	53,31%	53,99%	54,75%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	57,94%	58,86%	59,78%	60,48%	61,30%
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	64,32%	65,26%	66,19%	66,91%	67,73%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	69,12%	70,23%	71,25%	72,02%	72,95%
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	75,43%	76,51%	77,51%	78,22%	79,09%
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	77,96%	79,05%	79,99%	80,67%	81,54%

Tabla 72 – Localización 3: Yaiza – CF_{RO} (%) para la planta RO de 10 trenes.

F_s (%)	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	53,29%	54,07%	54,79%	55,46%	56,18%
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	59,75%	60,54%	61,28%	61,95%	62,70%
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	66,11%	66,93%	67,68%	68,37%	69,15%
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	70,94%	71,91%	72,75%	73,49%	74,37%
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	77,03%	77,97%	78,78%	79,46%	80,25%
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	79,32%	80,26%	81,02%	81,65%	82,43%

Tabla 73 – Localización 3: Yaiza - F_s (%) de las plantas RO alimentadas por sistemas conectados a red.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	256,53	256,50	256,47	256,44	256,41
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	256,58	256,55	256,53	256,50	256,47
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	256,62	256,60	256,57	256,55	256,52
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	256,65	256,62	256,60	256,58	256,56
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	256,68	256,66	256,63	256,61	256,59
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	256,69	256,67	256,65	256,62	256,60

Tabla 74 – Localización 3: Yaiza – Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas aislados de la red.

Emisiones (g CO _{2-eq} /m ³)	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	1.119,78	1.099,35	1.067,24	1.026,68	1.021,86
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	977,05	956,23	923,84	883,00	877,54
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	836,57	815,12	782,47	741,51	735,42
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	730,09	705,39	670,58	628,49	620,26
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	591,07	566,60	532,41	491,58	485,07
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	534,53	509,53	476,46	436,53	429,75

Tabla 75 – Localización 3: Yaiza – Emisiones (g CO_{2-eq}/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y con venta de excedentes.

<i>Emisiones (g CO₂-eq/m³)</i>	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	1.224,14	1.208,00	1.193,06	1.179,11	1.164,20
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1.090,33	1.073,84	1.058,60	1.044,66	1.029,22
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	958,56	941,53	925,96	911,67	895,52
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	858,64	838,53	820,97	805,62	787,44
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	732,47	712,96	696,16	682,02	665,58
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	685,11	665,53	649,76	636,79	620,44

Tabla 76 – Localización 3: Yaiza - Emisiones (g CO₂-eq/m³) asociadas a la producción de agua desalada en los sistemas conectados a red y sin venta de excedentes.

<i>LCOW (€/m³)</i>	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	1,4110	1,3965	1,3820	1,3731	1,3638
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	1,2936	1,2821	1,2708	1,2636	1,2559
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	1,2007	1,1913	1,1822	1,1765	1,1704
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	1,1450	1,1349	1,1259	1,1206	1,1143
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	1,0784	1,0704	1,0634	1,0595	1,0552
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	1,0560	1,0484	1,0425	1,0393	1,0352

Tabla 77 – Localización 3: Yaiza - LCOW planta RO de 10 trenes.

<i>LCOW (€/m³)</i>	FV 30 MW 2x	FV 32,5 MW 2x	FV 35 MW 2x	FV 37,5 MW 2x	FV 40 MW 2x
Torre 31,45 MW SM 3,25 6h	1,0085	1,0091	1,0098	1,0107	1,0123
Torre 31,45 MW SM 3,5 8h ALMAC.	0,9958	0,9963	0,9970	0,9979	0,9994
Torre 31,45 MW SM 4 10h ALMAC.	0,9834	0,9839	0,9845	0,9854	0,9867
Torre 31,45 MW SM 4 12h ALMAC.	0,9762	0,9761	0,9764	0,9771	0,9782
Torre 31,45 MW SM 4,5 14h ALMAC.	0,9641	0,9642	0,9645	0,9655	0,9668
Torre 31,45 MW SM 4,5 16h ALMAC.	0,9607	0,9608	0,9614	0,9625	0,9638

Tabla 78 – Localización 3: Yaiza - LCOW planta RO para los sistemas conectados a red sin posibilidad de venta de los excedentes.

La desalación de agua de mar juega un papel importante en la lucha contra la escasez de agua dulce a la que se enfrentan actualmente muchos países del mundo. Es fundamental que un incremento en la capacidad instalada en desalación vaya acompañado del uso de fuentes de energía renovables en este proceso. Este trabajo presenta el modelado y análisis tecno-económico de una planta desaladora de ósmosis inversa de 250.000 m³/día de capacidad instalada y alimentada por una planta híbrida fotovoltaica y termosolar de receptor central en tres emplazamientos de las Islas Canarias. El objetivo principal de este proyecto es encontrar la combinación óptima de las plantas solares FV y CSP que proporcionan el menor coste nivelado de agua desalada y el menor potencial contaminante de gases de efecto invernadero asociado a la producción de agua desalada. Para ello, se simulan varios sistemas de alimentación de la planta de ósmosis inversa, tanto conectados a red como aislados de la red, en *System Advisor Model* y *Excel*.

Como resultado del análisis se obtiene que con la hibridación FV+CSP se logra reducir el *LCOW* con respecto al coste real de producción de agua desalada sin subvenciones con alimentación de red, además de aumentar el CF_{RO} con respecto a las plantas FV y CSP en solitario, alcanzándose niveles del 90% para la localización con mejor recurso solar. El emplazamiento de la planta afecta tanto a los costes de agua desalada como al factor de capacidad de la planta, debido a los diferentes niveles de radiación solar. Por otro lado, la configuración óptima de plantas FV y CSP acopladas, desde el punto de vista del coste de agua desalada, es más sensible a la capacidad de almacenamiento que a la potencia fotovoltaica instalada. Finalmente, hay diferencias entre los sistemas conectados a red y los aislados en cuanto a *LCOW* y en cuanto a emisiones asociadas a la desalación, pues los sistemas conectados a red minimizan el *LCOW* y los aislados de red minimizan las emisiones, por lo que la mejor solución depende de si se prioriza la economía o el medio ambiente.

Seawater desalination plays an important role when fighting the freshwater scarcity that many countries around the world are currently facing. It's therefore essential that an expansion of desalination installed capacity is accompanied by the use of renewable energy sources in this process. This project presents the model and techno-economic analysis of a reverse osmosis desalination plant with a installed capacity of 250.000 m³/day powered by a hybrid photovoltaic and central receiver thermosolar plant at three sites in the Canary Islands. The main objective of this project is to find the optimal combination of solar PV and CSP plants that provide the lowest *LCOW* and the lowest greenhouse gas pollutant potential associated with the desalination process. For that purpose, various power systems are simulated, both connected to grid and stand alone, in *System Advisor Model* and *Excel*.

As a result of the analysis, it's obtained that with the hybridization of PV and CSP plants it's possible to reduce *LCOW* with respect to the real cost of grid power desalination without subsidies, in addition to increase CF_{RO} with respect to the PV and CSP plants alone, reaching levels of 90% for the location with the best solar resource. The location of the plants affects both the costs of desalinated water and the capacity factor of the plant, due to different levels of solar radiation. Next, the optimal configuration of coupled photovoltaic and thermosolar plants, from the point of view of the *LCOW*, is more sensitive to storage capacity than to installed photovoltaic power. Finally, there are differences between grid-connected and stand alone systems in terms of *LCOW* and in terms of emissions, since grid-connected systems minimize *LCOW* and stand alone systems minimize emissions, for what the best solution depends on whether the economy or the environment is prioritized.