



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

“Parque fotovoltaico con almacenamiento en sales fundidas”

Autor: Luis Sarceda Martínez

Director: José Ignacio Linares Hurtado

Codirector: José Luis Becerra García

Madrid

Julio de 2023

Yo, **Luis Sarceda Martínez**, declaro bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **PARQUE FOTOVOLTAICO CON ALMACENAMIENTO EN SALES FUNDIDAS** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico **2022/23** es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: 

Fecha: **10** / **07** / **2023**

Autorizada la entrega del proyecto:

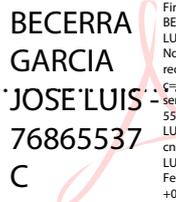
EL CO-DIRECTOR DEL PROYECTO

José Ignacio Linares Hurtado

Fdo.: **José Ignacio Linares**  Firmado digitalmente por José Ignacio Linares
Nombre de reconocimiento (DN): cn=José Ignacio Linares, o=COMILLAS-ICAI, ou=Dpto. Ingeniería Mecánica, email=linares@comillas.edu, c=ES
Fecha: 2023.07.10 14:34:31 +02'00' Fecha: / /

EL CO-DIRECTOR DEL PROYECTO

José Luis Becerra García

Fdo.: **BECERRA GARCIA JOSE LUIS 76865537 C**  Firmado digitalmente por BECERRA GARCIA JOSE LUIS - 76865537C
Nombre de reconocimiento (DN): c=ES, serialNumber=IDCES-76865537C, givenName=JOSE LUIS, sn=BECERRA GARCIA, cn=BECERRA GARCIA JOSE LUIS - 76865537C
Fecha: 2023.07.10 18:36:58 +02'00' Fecha: / /

RESUMEN

Introducción

La gigantesca inversión que está teniendo lugar en los últimos años, tiene el fin de convertir las tecnologías renovables en el principal método de producción energética. Esta transformación lleva consigo la necesidad de adaptar las distintas industrias e infraestructuras. De tal modo que se produzca una transición gradual, de la manera más rápida y efectiva posible.

Son varios los enfoques que se plantean para llevar a cabo dicha transición. Desde incentivos fiscales y ayudas económicas por parte de los gobiernos. A grandes inversiones por parte de las empresas energéticas, las cuales no sólo buscan construir grandes plantas de producción sino adaptar las distintas industrias mediante la investigación. Por ejemplo, el uso del hidrogeno como vector energético, lleva consigo una reestructuración de los distintos procesos y equipos empleados en la industria de la cerámica.

Adicionalmente, y a medida que la red cuenta con una mayor presencia de producción renovable (mayoritariamente fotovoltaica y eólica), se observa cómo empiezan a surgir los primeros problemas a la hora de hacer frente a la gestión de dicha energía.[1]

Objetivo y Metodología

Este estudio tiene como objetivo principal dar respuesta al problema de la gestión de la intermitencia en la generación fotovoltaica, mediante el estudio de un modelo alternativo que represente una reducción en los costes. El modelo busca una variante a la tradicional batería de ion-litio, la cual supone un alto coste, además de no tener un efecto positivo de cara a dotar de estabilidad a la red.

Para ello, en este proyecto se define un modelo compuesto por un campo fotovoltaico, el cual será el encargado de calentar mediante efecto Joule sales fundidas del tipo de las empleadas en las centrales termosolares (60% KNO_3 – 40% NaNO_3), que serán almacenadas para su posterior uso. Estas sales fundidas son las encargadas de actuar como fuente de calor, para accionar un ciclo de potencia que estará encargado de producir 50 MWe.

Este proyecto nace como resultado de la combinación de un parque fotovoltaico con almacenamiento en baterías (PV + BESS) y una central termosolar con almacenamiento en sales fundidas (CSP +TES), dando lugar a un modelo híbrido (PV + TES).

Además del estudio del modelo híbrido, se añade el uso de CO_2 en estado supercrítico como fluido de trabajo en el ciclo de potencia. Esta decisión se toma con el fin de obtener un mayor rendimiento en el ciclo, así como para aproximarse en la mayor medida a las centrales termosolares de última generación.[2]

Para finalizar con el estudio se realizará la comparativa económica del modelo híbrido (PV + TES) frente a un modelo de fotovoltaica y almacenamiento en baterías tradicional.

A través de los LCOE y el número de horas de almacenamiento y producción se extrae una conclusión.

Resultados

Se han realizado distintas simulaciones para poder conocer los distintos parámetros que caracterizan el sistema. En una primera tabla, se recogen aquellos que sirven para definir el sistema y en una segunda los resultados obtenidos al realizar la comparativa económica.

PARÁMETROS	
Horas Solares	4,6191 h
Potencia Campo PV (PV+TES)	150 MW
Potencia Campo PV (PV+BESS)	100 MW
Potencia Ciclo	50 MW
Rendimiento Ciclo	45,47 %
Capacidad TES	690 MWh
Capacidad Baterías (BESS 460)	50MW/460MWh
Capacidad Baterías (BESS 230)	50MW/230MWh

RESULTADOS			
	LCOE (\$/MWh) [3]	Producción (h)	Almacenamiento (h)
PV+TES (50A/50S)	132	8,8	4,2
PV+TES (50S)	186	6,3	6,3
BESS 460	214,8	9,2	9,2
BESS 230	120,6	9,2	4,6

Referencias

- [1] Roca, J. A. (16 de Junio de 2023). *El periodico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/pinchazo-de-las-baterias-las-instalaciones-de-almacenamiento-de-energia-a-escala-de-red-en-eeuu-registran-su-segundo-descenso-trimestral-consecutivo/>
- [2] José I. Linares, M. J. (2020). *A novel supercritical CO2 recompression Brayton power cycle for power*. Madrid: Elsevier.
- [3] Lazard. (2023). *Levelized Cost of Energy*

Abstract

Introduction

The gigantic investment that has been taking place in recent years is aimed at converting renewable technologies into the main method of energy production. This transformation brings with it, the need to adapt the different industries and infrastructures. In such a way that a gradual transition can take place as quickly and effectively as possible.

Several approaches are proposed to carry out this transition. From tax incentives and economic aid from governments. To large investments by energy companies, which not only seek to build large production plants but also to adapt the various industries through research. For example, the use of hydrogen as an energy source leads to a restructuring of the different processes and equipment used in the ceramics industry.

In addition, and as the network has a greater presence of renewable production (mainly photovoltaic and wind), the first problems begin to arise when it comes to dealing with the management of this energy.

Objective and Methodology

The main objective of this study is to provide an answer to the management problem by studying an alternative model that represents a reduction in costs. The model seeks a variant to the traditional lithium-ion battery, which has a high cost, besides not having a positive effect in terms of providing robustness to the network.

To this end, this project defines a model consisting of a photovoltaic field, which will be responsible for heating by Joule effect, molten salts of the type 60 KNO₃ - 40 NaNO₃, which will be stored for later use. These molten salts will act as a heat source to drive a power cycle that will be in charge of producing 50 MWe.

This project is the result of the combination of a photovoltaic park with battery storage (PV + BESS) and a solar thermal power plant with molten salt storage (CSP + TES), resulting in a hybrid model (PV + TES).

In addition to the study of the hybrid model, the use of CO₂ in critical state as working fluid in the power cycle is added. This decision is taken in order to obtain a higher performance in the cycle, as well as to get as close as possible to the latest generation of solar thermal power plants.

To conclude the study, an economic comparison of the hybrid model (PV + TES) versus a traditional PV and battery storage model will be carried out. Through the LCOE and the number of hours of storage and production, a conclusion will be drawn.

Results

Different simulations have been carried out to know the different parameters that characterize the system. The first table shows the parameters used to define the system and the second table shows the results obtained from the economic comparison.

PARAMETERS	
Solar Hours	4,6191 h
PV Field Power (PV+TES)	150 MW
PV Field Power (PV+BESS)	100 MW
Cycle Power	50 MW
Cycle Efficiency	45,47 %
TES Capacity	690 MWh
Battery Capacity (BESS 460)	50MW/460MWh
Battery Capacity (BESS 230)	50MW/230MWh

RESULTS			
	LCOE (\$/MWh)	Producción (h)	Almacenamiento (h)
PV+TES (50A/50S)	132	8,8	4,2
PV+TES (50S)	186	6,3	6,3
BESS 460	214,8	9,2	9,2
BESS 230	120,6	9,2	4,6

References

- [1] Roca, J. A. (16 de Junio de 2023). *El periodico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/pinchazo-de-las-baterias-las-instalaciones-de-almacenamiento-de-energia-a-escala-de-red-en-eeuu-registran-su-segundo-descenso-trimestral-consecutivo/>
- [2] José I. Linares, M. J. (2020). *A novel supercritical CO2 recompression Brayton power cycle for power*. Madrid: Elsevier.
- [3] Lazard. (2023). *Levelized Cost of Energy*

INDICE

1. Introducción	13
2. Estado del Arte	15
2.1. Hibridación e Inercia	15
2.2. Situación Fotovoltaica	15
2.3. Coste de los Módulos Fotovoltaicos	20
2.4. Almacenamiento en Sales Fundidas	20
2.5. Intercambiadores de Calor: Tipos	22
2.6. Ciclos de Potencia y el Fluido Supercrítico	24
3. Metodología	29
3.1. Diseño del Parque Fotovoltaico	29
3.2. Selección del Ciclo	31
3.3. Dimensionado de Intercambiadores y Tanques	45
3.4. Costes de los Sistemas	46
4. Resultados	55
4.1. Producción Fotovoltaica	55
4.2. Ciclo de Potencia	59
4.3. Intercambiadores y Sales	65
4.4. Análisis de los Costes	71
5. Conclusiones	79
6. Bibliografía	83
ANEXO: ODS	87

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: <i>PV + TES</i>	14
Figura 2: <i>Tipos de Panel</i>	17
Figura 3: <i>Seguidores Solares</i>	18
Figura 4: <i>Esquema Almacenamiento en Sales</i>	22
Figura 5: <i>PCHE</i>	23
Figura 6: <i>Carcasa y Tubos</i>	23
Figura 7: <i>PCHE/PFHE</i>	24
Figura 8: <i>Ciclo Rankine</i>	25
Figura 9: <i>Configuraciones Ciclo Brayton</i>	26
Figura 10: <i>Ciclo S-CO₂</i>	27
Figura 11: <i>Dimensiones módulo y Soporte</i>	30
Figura 12: <i>Campo Fotovoltaico</i>	30
Figura 13: <i>RC (Caso Base)</i>	32
Figura 14: <i>RC – IC (Caso Intercooler)</i>	37
Figura 15: <i>RC – RH (Caso Recalentamiento)</i>	39
Figura 16: <i>RC – RH – IC (Caso Calentamiento)</i>	40
Figura 17: <i>LP – RC (Caso Base Baja Presión)</i>	42
Figura 18: <i>LP – IC (Caso Intercooler Baja Presión)</i>	43
Figura 19: <i>LP – RH (Caso Recalentamiento Baja Presión)</i>	44
Figura 20: <i>LP – RH – IC (Caso Recalentamiento + Intercooler Baja Presión)</i>	44
Figura 21: <i>Producción Eléctrica</i>	55
Figura 22: <i>Producción Anual</i>	57
Figura 23: <i>Diagrama Sankey FV</i>	58
Figura 24: <i>Sombreado FV</i>	58
Figura 25: <i>Mapas Conjuntos RC-XX-35°C</i>	60
Figura 26: <i>Mapas Conjuntos RC-XX-50°C</i>	61
Figura 27: <i>Mapas Conjuntos LP-XX -35°C</i>	62
Figura 28: <i>Mapas Conjuntos LP-XX -50°C</i>	63
Figura 29: <i>Mapa LP-35°C</i>	65
Figura 30: <i>Módulo PCHE</i>	69
Figura 31: <i>Porcentaje de Costes – PV + TES</i>	73
Figura 32: <i>Porcentaje de Costes BESS-460</i>	76
Figura 33: <i>Porcentaje de Costes BESS-230</i>	76
Figura 34: <i>Comparativa Energía Inyectada vs LCOE</i>	80
Figura 35: <i>Comparativa Energía Inyectada vs LCOE (IEA)</i>	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: <i>Puntos Clave</i>	32
Tabla 2: <i>Puntos Clave</i>	43
Tabla 3: <i>Parámetros PCHE</i>	45
Tabla 4: <i>SNL 10 MWe</i>	47
Tabla 5: <i>Costes Asociados</i>	48
Tabla 6: <i>SNL TAC</i>	49
Tabla 7: <i>Coste Sales Abengoa</i>	50
Tabla 8: <i>Ajuste Temporal Costes</i>	52
Tabla 9: <i>LTR Inputs</i>	66
Tabla 10: <i>LTR Outputs</i>	66
Tabla 11: <i>HTR Inputs</i>	66
Tabla 12: <i>HTR Outputs</i>	67
Tabla 13: <i>PC Inputs</i>	67
Tabla 14: <i>PC Outputs</i>	67
Tabla 15: <i>Shell & Tubes Inputs</i>	68
Tabla 16: <i>Shell & Tubes Outputs</i>	68
Tabla 17: <i>Q Intercambiadores</i>	69
Tabla 18: <i>Parámetros Sales</i>	70
Tabla 19: <i>Coste Sales</i>	70
Tabla 20: <i>Costes Intercambiadores PV + TES</i>	71
Tabla 21: <i>Costes Turbomáquinas</i>	72
Tabla 22: <i>Coste TES y Resistencia</i>	72
Tabla 23: <i>Coste PV (Modelo TES)</i>	72
Tabla 24: <i>Inversión PV + TES</i>	72
Tabla 25: <i>Costes PV (BESS)</i>	74
Tabla 26: <i>Costes Batería 460 MWh (Lazard)</i>	74
Tabla 27: <i>Costes Batería 230 MWh (Lazard)</i>	74
Tabla 28: <i>Inversión PV + BESS 460 MWh</i>	75
Tabla 29: <i>Inversión PV + BESS 230 MWh</i>	75
Tabla 30: <i>Inversión BESS (IEA)</i>	77
Tabla 31: <i>Comparativa de Modelos (Lazard)</i>	78
Tabla 32: <i>Comparativa de Modelos (IEA.)</i>	78

1. Introducción

En los últimos años, la consciencia por el bienestar del medioambiente se encuentra en boca de toda la sociedad. Desde políticos a ingenieros, el objetivo es claro y común, solventar el problema del cambio climático con la mayor celeridad posible. Son numerosas las iniciativas y tecnologías desarrolladas en las últimas décadas. Ejemplo de esto pueden ser los objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS), normativas como la Euro-6 o la apuesta por las tecnologías renovables como modelo de producción.

El siguiente trabajo surge a raíz de esta última tendencia. La transición necesaria para cambiar de un modelo de producción basado en los combustibles fósiles a uno dominado por las tecnologías renovables, lleva consigo varios problemas, que no solo atañen al aspecto económico.

En este trabajo se intentará dar solución a tres problemas de las renovables: inversión, almacenamiento de la energía y estabilidad de la red.

Comenzando por el aspecto económico, se busca obtener un modelo de producción el cual tenga unos costes de inversión inferiores a las soluciones actuales. Partiendo de esta premisa, y sabiendo que se debe dar solución al problema del almacenamiento, se opta por un modelo híbrido basado en dos sistemas bien conocidos: un parque fotovoltaico con almacenamiento en baterías (PV + BESS) y una central termosolar clásica (CSP + TES).

Mediante esta combinación, se busca hacer uso de los componentes más baratos de cada modelo con el fin de juntarlos y producir un sistema equivalente que requiera de una menor inversión. Del modelo PV + BESS, se hace uso del parque fotovoltaico, ya que, comparado con los costes del campo de espejos de la termosolar, estos son significativamente menores. De la misma manera para el almacenamiento se emplean las sales fundidas como medio para guardar la energía. Esta tecnología característica de las centrales termosolares supone *a priori* una reducción en los costes, comparado con las baterías.

Como se menciona el problema del almacenamiento quedaría cubierto con las sales fundidas, y gracias al uso de estas también se consigue dar solución al problema de la estabilidad de la red. Para poder hacer uso del calor guardado en las sales, se emplea un ciclo de potencia, el cual está encargado de convertir la energía térmica de las sales en energía eléctrica. Al estar produciendo energía mediante un generador en lugar de emplear un inversor para llevarla desde las baterías a la red, se obtiene un sistema que aporta inercia rodante al sistema, facilitando así la regulación de la frecuencia.

Por lo tanto, se obtiene un modelo compuesto por un parque fotovoltaico, que estaría encargado de producir la energía, la cual se hace pasar a través de una resistencia calefactora encargada de calentar las sales. Dichas sales se almacenan en tanques y son la fuente de energía del ciclo de potencia que se ocupa de producir la electricidad que se inyecta a la red. Esta configuración se denomina PV + TES.

Para terminar con el análisis, se comparará la alternativa propuesta frente al modelo PV + BESS. El modelo de estudio contará con la configuración descrita, pero podrá operar de dos maneras: la primera será cuando la planta almacene parte de la producción fotovoltaica e inyecte el resto, y un segundo modo en el cual almacenará toda la

producción. En cuanto al modelo con almacenamiento en baterías, se estudiarán dos casos: el primero con una batería capaz de almacenar toda la producción y un segundo que cuente con capacidad para almacenar la mitad. A través del LCOE y la comparativa entre horas de producción y almacenamiento, se busca obtener una conclusión acerca de la viabilidad del sistema de estudio.

Entrando más en detalle, el campo fotovoltaico de este estudio cuenta con una potencia nominal de 150 MW, cuando se encuentra funcionando en paralelo, se inyectan 50 MW directamente a red y el restante se emplea para calentar las sales (se verterán a la red aproximadamente 50 MW, teniendo en cuenta el rendimiento del ciclo de potencia). Los tanques para el almacenamiento se dimensionan de manera que puedan almacenar toda la producción eléctrica. Por último, el ciclo de potencia, tiene como fluido de trabajo el CO₂ en estado supercrítico, lo que presenta un aumento en el rendimiento, así como una aproximación a las centrales termosolares de última generación. En la figura 3 se puede observar una representación del sistema propuesto.

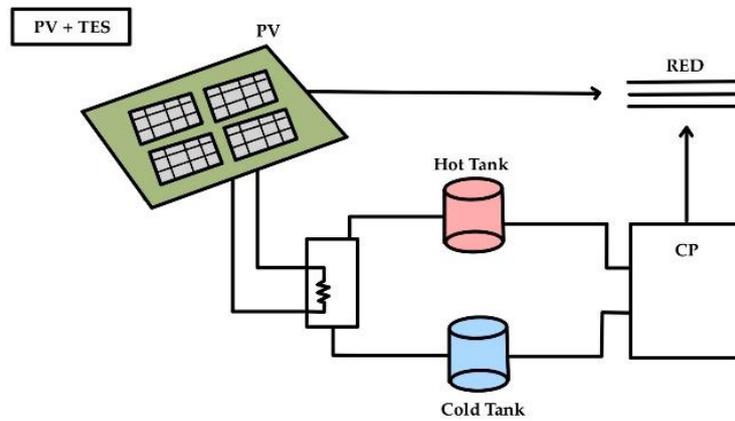


Figura 1: *PV + TES*

Fuente: Elaboración Propia

2. Estado del Arte

2.1. Hibridación e Inercia

Una solución para llevar a cabo la transición energética, pasa por combinar modelos renovables existentes y generar un sistema híbrido nuevo que compense las carencias del otro. Esta medida está siendo adoptada por empresas alrededor del mundo.

Ejemplos claros de hibridaciones se tienen aquí en España, como la central hidro-eólica “Gorona del Viento El Hierro” (Gorona del Viento, s.f.) situada en la isla de El Hierro, la cual está constituida por 5 turbinas eólicas produciendo estas una potencia de 11,5 MW, combinadas con una central reversible de bombeo. Concretamente esta central aprovecha tanto la climatología como la orografía de la isla, ya que hace uso del viento casi constante al que se ve sometido, para accionar las turbinas eólicas. Cuando la energía producida es mayor a la demandada, se utiliza el sobrante para subir agua a un depósito situado a 700 m que se empleará para accionar una central hidroeléctrica compuesta por 4 turbinas de 2,83 MW (11,32 MW total). Esta central demuestra que es más que factible el realizar sistemas híbridos funcionales haciendo uso de las condiciones de cada emplazamiento.

Otro caso, sería el de la planta de producción de H₂ verde de Puertollano (Iberdrola, s.f.) que está alimentada por un campo fotovoltaico de 100 MW y gracias a la energía fotovoltaica consigue extraer H₂ de manera limpia. De este modo se estaría dando salida a la producción eléctrica renovable a través de un producto generado in-situ, sin cargar la red eléctrica.

Empresas como Hyme Energy (Bellini, 2022) o Hengji Nengmai New Energy Technology Co. (Protermosolar, 2022) hoy en día ya tienen en marcha la construcción de plantas de altas capacidades que combinan estas tecnologías. El proyecto de Hyme Energy se desarrolla en Dinamarca y al igual que en la central de El Hierro hace uso de las características del emplazamiento. En este caso se combinan la tecnología eólica y la fotovoltaica como métodos de producción de electricidad, para después seguir un proceso como el descrito en este proyecto. Las diferencias principales con el modelo de estudio, se encuentran en el uso de la energía eólica como medio de principal de producción. Además de utilizar un Rankine con vapor, en lugar de un ciclo Brayton con CO₂.

Con este modelo se consigue regular la inestabilidad en la red que generan las renovables debido a su inconsistencia.

2.2. Situación Fotovoltaica

Cuando se habla de placas solares, se suele hacer referencia a los paneles de efecto fotovoltaico, aunque estos no son los únicos. El otro tipo de panel más común es el térmico, que tiene como función principal captar el calor proveniente de la radiación solar en lugar de luz como ocurre en los fotovoltaicos. Este tipo suele utilizarse para calentar fluidos, normalmente agua, y su uso se encuentra mayormente extendido en construcciones domésticas. En esencia, los paneles térmicos trabajan con la totalidad del espectro de la radiación solar, convirtiéndolo en calor, mientras que los fotovoltaicos lo

hacen sólo con ciertas bandas de frecuencia capaces de verificar el efecto fotoeléctrico y generar así energía eléctrica de forma directa.

Este fenómeno lo teoriza Albert Einstein en el año 1905 y es comprobado por el físico Robert Andrew Millikans en el año 1915. Este descubrimiento hace a Einstein ganador del Premio Nobel de Física del año 1921. (Solfy, 2022)

El funcionamiento del efecto es el siguiente, cuando los electrones del material conductor, se exponen a radiación electromagnética, en el caso de los paneles proveniente de la radiación solar. Los fotones que la componen transfieren energía a los electrones, de manera que estos pasan a encontrarse en un estado de excitación. Cuando la energía aportada por los fotones es superior a la energía de enlace, los electrones rompen dicho enlace y se liberan. El flujo de los electrones libres desde un potencial mayor a uno menor se denomina corriente, comúnmente electricidad.

En el estudio de Einstein sobre el efecto fotovoltaico, se plantea una ecuación con la cual se puede caracterizar el efecto fotoeléctrico. La ecuación a priori sencilla tiene la siguiente forma. (Khan Academy, s.f.)

$$E = K + \Phi$$

E = Energía que aporta el fotón

K = Energía cinética del electrón

Φ = Trabajo para liberar el electrón

De esta ecuación se extrae una clara relación entre la energía del fotón, del electrón y el trabajo necesario para romper el enlace. Por ejemplo, a igualdad de energía incidente (E), un material que tenga mayor facilidad para liberar electrones, es decir, le cuesta menos trabajo expulsar los electrones (menor Φ); lo hará con mayor energía cinética (K) que un material con un trabajo alto y viceversa. Este efecto es la base de muchos procesos utilizados ampliamente en todas las industrias, sin embargo, este trabajo se centrará en el uso del efecto en los paneles fotovoltaicos.

Cuando se diseña un parque fotovoltaico es necesario conocer bien el objetivo de éste y sus características. En lo que a paneles se refiere, hoy en días existen 3 tipos de paneles solares fotovoltaicos que son empleados comúnmente. En la Figura 2 se pueden observar las diferencias físicas de cada tipo.

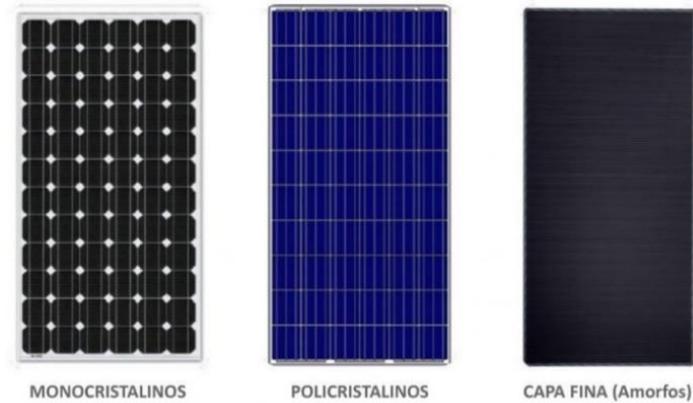


Figura 2: *Tipos de Panel*

Fuente: (Tritec, 2017)

Panel Monocristalino: El panel monocristalino se caracteriza por su color negrozco y sus esquinas achaflanadas. En este panel los “cristales son de silicio monocristalino, todos orientados en la misma dirección” (Enel Green Power, s.f.), con lo cual se consigue un rendimiento de conversión en torno al 20%. La fabricación de este tipo de paneles supone un mayor coste comparado con los otros tipos, puesto que se trata del panel que presenta una mayor complejidad. A pesar de ello, es el tipo más utilizado en las viviendas ya que en ellas la posición de los paneles suele estar definida por el tejado, lo que condiciona su funcionamiento y por tanto necesitan de un buen rendimiento.

Panel Policristalino: En los paneles policristalinos los cristales de silicio, a diferencia de los monocristalinos, no se encuentran orientados de manera uniforme. Esto supone una caída en su rendimiento, encontrándose entre el 15% y el 17%. Sin embargo, cuando se observa la producción diaria, estos presentan una mejor eficiencia que los monocristalinos. Se caracterizan por su color azulado y sus líneas.

Panel de Capa Fina (Amorfo): El panel amorfo se caracteriza por ser como su propio nombre indica, una capa fina en lugar de varias celdas unidas. El proceso de fabricación es realmente sencillo, lo que supone un bajo coste y por tanto una ventaja frente a los otros tipos. En cuanto al rendimiento, este es el menor comparado con sus competidores. A pesar de ello, este tipo de panel se utiliza ampliamente para climas con temperaturas elevadas o para adaptarlo a geometrías complejas (Endesa, s.f.).

El rendimiento de la instalación puede verse mejorado si se incluye en la misma una tecnología de seguimiento solar. Añadiendo un sistema como este, se consigue orientar el plano del panel de manera que se encuentre durante mayor tiempo en la posición de mayor rendimiento. De esta manera se consigue aumentar el tiempo efectivo de producción eléctrica. La Figura 3 muestra un esquema de los distintos tipos de seguidores.

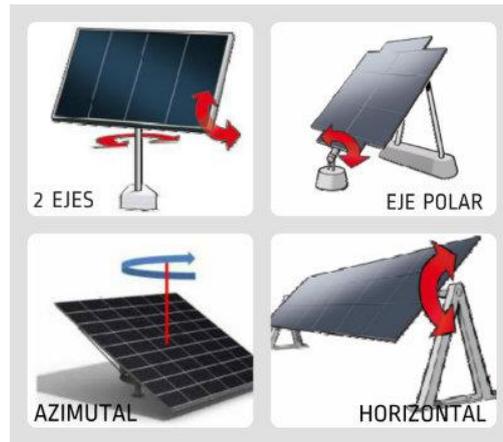


Figura 3: Seguidores Solares

Fuente: (Hogarsense, 2021)

Seguimiento Polar: Este tipo de seguimiento se caracteriza por mantener la inclinación del plano fija, y ejercer una rotación sobre su eje transversal. El incremento de rendimiento respecto a la instalación fija se encuentra entre el 10-20%.

Seguimiento Azimutal: El seguimiento azimutal, al igual que en el seguimiento polar, se mantiene la inclinación fija, pero en este caso se hace rotar al panel sobre el eje perpendicular a la superficie donde se encuentra instalado, consiguiendo aumentar el rendimiento respecto a la instalación fija hasta un 25%.

Seguimiento Horizontal: Con el seguimiento horizontal, ahora sí se varía la inclinación del plano, de manera que este siga el recorrido del sol (Es decir de este a oeste). El aumento del rendimiento es similar al producido por el seguimiento polar.

Seguimiento en 2 ejes: Si se combina el seguimiento azimutal con el horizontal se consigue un seguimiento muy alto, llegando a obtener un aumento en el rendimiento desde el 30% hasta el 45% respecto del caso fijo. Este dependerá en gran medida del resto de características del sistema. (Hogarsense, 2021)

Cabe destacar que, aunque típicamente el hecho de añadir sistema de seguimiento en la instalación supone una ventaja, no hay que olvidar que trae consigo una serie de costes asociados. Entre ellos, los más destacables son el aumento de superficie que conlleva y la instalación de los sistemas de seguimiento, así como su respectivo mantenimiento.

Parece más que obvio que a mayor radiación solar, mayor rendimiento y por tanto más energía producida, pero esto no es del todo así, y no es lo único que debe importar a la hora de diseñar el sistema.

Para comenzar, es necesario que la instalación funcione con unas características concretas dado que así operara en su punto de máxima eficiencia. Algunas de las más importantes son: temperatura, humedad o limpieza.

Empezando por la temperatura, el rango óptimo de diseño para las células fotovoltaicas se encuentra entre los 20°C y 25°C de temperatura ambiente, un aumento en esta producirá una caída de tensión en el módulo, debido al sobrecalentamiento del silicio. Aunque las pérdidas producidas por la variación de temperatura, normalmente durante las épocas

estivales, se puedan ver compensadas por el incremento en el número de horas solares disponibles; es necesario tomar también en cuenta el efecto negativo que trae consigo en las líneas de transporte y en los distintos equipos (inversor, transformadores, etc.) (Enchufe Solar, s.f.). Por lo tanto, se buscará operar a temperaturas más bajas que las de diseño.

La humedad es un factor que se puede considerar clave en lo que al correcto funcionamiento del equipo respecta. En ambientes con un alto porcentaje de humedad relativa, los equipos se ven sometidos a la corrosión. La corrosión es un proceso electroquímico que tiene lugar en los metales, mediante una reacción red-ox (reducción-oxidación), deteriorando el material a medida que sucede el fenómeno. Las partes más sensibles de los módulos fotovoltaicos son las soldaduras internas. Un fallo en éstas puede afectar gravemente al funcionamiento, así como a la durabilidad de este. Además, cabe mencionar que la humedad puede producir una acumulación excesiva de agua, lo que conlleva una bajada en el rendimiento del panel. (Rodríguez Buñuel, 2023)

Por último, la limpieza del panel plantea también un aspecto clave en cuanto a rendimiento y funcionamiento se refiere. En lugares donde la ausencia de lluvia y/o la presencia de partículas en suspensión en el ambiente (polvo, arena, calima, etc.) son comunes, se produce una sobreacumulación de las últimas sobre la superficie del panel; impidiendo así la correcta captación de radiación por parte del mismo.

En definitiva, a la hora de escoger un emplazamiento, la decisión deberá responder a más criterios que el de la radiación.

Una vez el panel se encuentra produciendo electricidad, surge la necesidad de transportarla con las menores pérdidas posibles. Para ello es necesario incorporar una serie de instalaciones y equipos que se encargarán de ajustar la tensión y la corriente de la manera más conveniente. A continuación, se propondrán una serie de componentes para llevar la electricidad hasta media tensión.

Inversor: El inversor es el equipo encargado de transformar la electricidad producida por los paneles solares de corriente continua (DC) a corriente alterna (AC). De esta manera se es capaz de incorporar la electricidad producida por los módulos a la red. El número de inversores necesarios depende directamente de la configuración del parque fotovoltaico tanto geoméricamente como a nivel de potencia producida. Además, los inversores cuentan con la función adicional de regular la tensión de las placas de manera que se encuentren siempre en el punto óptimo de funcionamiento.

Transformador alta tensión: Una vez se ha realizado la conversión de continua a alterna es necesario subir la tensión para incorporarla a la red de transporte. Para ello se hace uso de transformadores de alta tensión, que son capaces de elevar la tensión por encima de los 36 kV. Al subir la tensión hasta dicho punto se consigue reducir la corriente de manera significativa, lo que afecta directamente a las pérdidas.

Líneas: Las líneas de alta tensión son las encargadas de recorrer la distancia y transportar la energía desde el transformador de alta tensión hasta la subestación de media. Estas líneas suelen estar compuestas por gruesos cables de un material conductor (aluminio o cobre), los cuales se encuentran reforzados y recubiertos por distintas capas de materiales aislantes y apantallantes.

Subestación: La subestación es la estructura encargada de bajar la tensión por debajo de los 36 kV y mantenerla por encima de los 1000 V. Estas suelen estar localizadas poca

distancia del punto de consumo y sirven como punto de enlace entre el consumidor y el productor.

2.3. Coste de los Módulos Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos han sufrido en los últimos años una bajada considerable en los costes y es por esto por lo que cada vez son más comunes tanto en entornos domésticos como industriales. Algunos de los motivos por los que esta reducción se ha producido han sido:

Mejoras tecnológicas: Debido al gran impulso que se está haciendo por parte de las administraciones, así como la confección de la agenda 2030. Ha fomentado en las grandes empresas un espacio en el cual innovar, ya que el hecho de hacerse con el mercado de la producción doméstica supone un gran beneficio. Esta situación ha generado un clima en el cual las empresas buscan obtener la mejor relación calidad-precio, lo que pasa directamente por mejorar la tecnología de los paneles, así como los métodos de producción. Esto ha dado lugar a una reducción en los precios, fruto de la gran inversión en innovación.

Escala: El apartado anterior se encuentra directamente relacionado con éste, desde dos perspectivas. La primera, cuantas más empresas buscan hacerse con el mercado mayor es la inversión y la economía de escala cumple su función. Pero, es necesario que la demanda por parte de la sociedad también sea creciente, ya que si no las empresas no realizarían el gasto. Concretamente, los desorbitados precios de la luz sufridos a raíz de las últimas crisis han supuesto un antes y un después en la incorporación de paneles en los domicilios (autoconsumo) y por tanto un aumento en la demanda

En resumidas cuentas, a medida que los paneles se van incorporando en la sociedad, y la demanda e inversión son cada vez mayores, se observa un incremento en el número de paneles producidos y los costes se ven disminuidos.

Ayudas Estatales: Con el fin de fomentar entre los ciudadanos modelos de autoconsumo, para así poder reducir el impacto climático e invertir en una sociedad acorde con los ODS. Las administraciones se han propuesto impulsar distintas políticas públicas que ofrecen incentivos económicos, así como beneficios fiscales que son de gran atractivo para los ciudadanos y empresarios.

Liberación de patentes: Aunque no se puede considerar como una condición determinante, sí que parece existir una clara relación temporal entre la liberación de patentes y el incremento en la producción. Sobre todo, en el continente asiático, los cuales a día de hoy se encuentran liderando el sector de la fotovoltaica, sobre todo en cuanto a producción se refiere.

2.4. Almacenamiento en Sales Fundidas

Las sales fundidas son un compuesto químico normalmente formado por porcentajes de fluoruro, cloruro y nitratos, las cuales son utilizadas para distintas funciones como los tratamientos térmicos o el almacenamiento de energía térmica, por ejemplo, en centrales termosolares (CSP). (Sigma Thermal, s.f.)

En concreto, las CSP utilizan las sales como medio de almacenamiento ya que estas se caracterizan por su gran capacidad para almacenar energía térmica, gracias a que poseen

una alta capacidad calorífica. Es esta característica la que permite que el calor que han adquirido durante las horas de sol pueda mantenerse en ellas durante varias horas. Esto permite al sistema gozar de flexibilidad de cara a elegir el momento de producción, y por tanto dotando al sistema de inercia.

Para conseguir las condiciones óptimas de trabajo, las sales deben ser almacenadas a altas temperaturas (por encima de los 500°C) en tanques a presiones cercanas al ambiente. Es en estas condiciones cuando se encuentran en un estado líquido. Sin embargo, cabe destacar que cuando las sales se encuentran por debajo de una cierta temperatura (250°C aproximadamente en el caso de las sales empleadas en tecnología CSP), éstas se solidifican de manera que pueden obstruir las canalizaciones. Para volver a llevarlas a estado líquido solo es necesario volver a calentarlas.

Como las sales se emplean normalmente como fuente de energía, el sistema de almacenamiento se compone típicamente de 2 tanques (1 de sales calientes y otro de sales frías), 1 intercambiador y un dispositivo de calentamiento. Además, se emplean bombas auxiliares para que exista una buena circulación.

Para llegar al punto de trabajo, las sales se calientan mediante una resistencia calefactora a través del efecto Joule. El efecto Joule consiste en hacer pasar a través de una resistencia eléctrica (suele ser una bobina) de alta impedancia, una corriente eléctrica con el fin de disipar dicha electricidad en forma de calor. La cantidad de calor generado se recoge en la siguiente expresión:

$$Q = I^2 * R * t$$

- Q = Calor generado (J)
- I = Corriente (A)
- R = Resistencia del conductor (ohm)
- t = tiempo (s)

Como se puede apreciar, el calor depende de dos parámetros clave. Primero, la corriente que pasa a través del conductor, y segundo la resistencia eléctrica de éste. La sencillez de este proceso simplifica los cálculos además de la instalación.

Cuando uno se dispone a valorar las sales como opción debe tener en cuenta su precio. Las sales fundidas no tienen un precio excesivamente alto, ya que según los datos que aporta NREL, extraídos de su aplicación SAM, el coste asociado al almacenamiento en sales de un sistema termosolar genérico es de 24 \$/kWh. Este precio convierte a las sales en un muy competitivo candidato a la hora de escoger un método de almacenamiento. Sin embargo, no hay que olvidar que, aunque las sales sean baratas, llevan asociadas unos ciclos de potencia. En la Figura 4 se puede observar la estructura planteada.

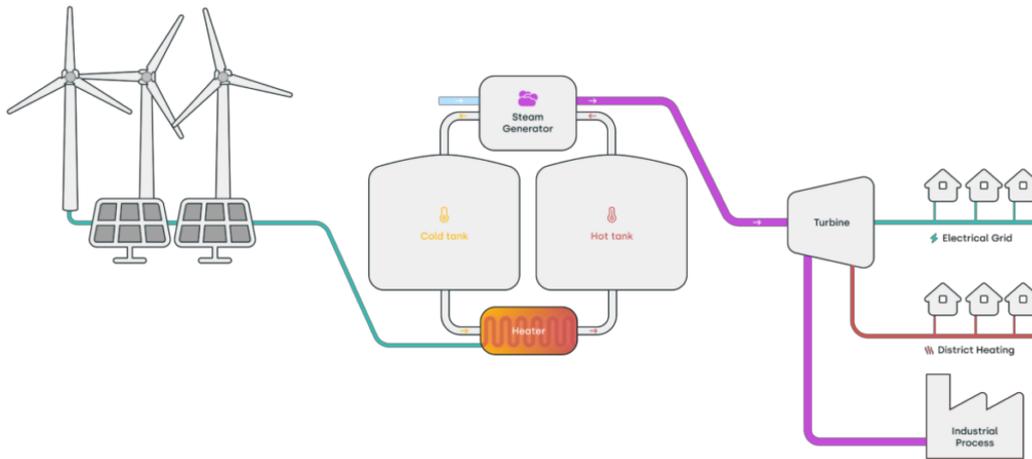


Figura 4: Esquema Almacenamiento en Sales

Fuente: (Maisch, 2023)

En lo que al proyecto respecta, el almacenamiento se realizará en sales fundidas, siendo estas una mezcla de sales de nitrato de sodio (NaNO_3) y nitrato de potasio (KNO_3) en una proporción másica 60/40, respectivamente. Las temperaturas y presiones con las que se dimensionarán los tanques e intercambiador serán tomadas a partir de los resultados obtenidos en el ciclo de potencia diseñado. Además, se dimensionarán los depósitos de tal manera, que sean capaces de almacenar la cantidad necesaria para mantener el ciclo en funcionamiento, durante aproximadamente 4 horas.

2.5. Intercambiadores de Calor: Tipos

Los intercambiadores de calor son equipos que tienen como objetivo transferir calor entre dos fluidos que se encuentran a distintas temperaturas. El funcionamiento de estos es sencillo, el calor fluye desde el fluido de mayor temperatura al de menor.

Existen varios tipos de intercambiadores de calor, entre ellos los más comunes son los de placas y los de carcasa y tubos. Ambos tipos se emplean en el ciclo de potencia del proyecto, el intercambiador de tipo placas se utiliza para los intercambiadores de alta temperatura, baja temperatura y el *precooler* (PC), en concreto se trata de intercambiadores tipo PCHE o de circuito impreso. Estos se caracterizan por ser altamente compactos al mismo tiempo que cuentan con una alta tasa de transferencia de calor, gracias a sus minúsculas canalizaciones. Además, cuenta con la capacidad para soportar altas presiones. (Hzwk, s.f.). La Figura 5 muestra una vista explosionada del intercambiador.



Figura 5: *PCHE*

Fuente: (Alfalaval, s.f.)

Se toma la decisión de utilizar un intercambiador diferente para el que se encuentra en contacto con las sales, debido al comportamiento de éstas. Cuando las sales se emplean como fuente de energía, pierden temperatura refrigerándose hasta tal punto que podrían solidificar ante una mala operación. En caso de emplear un PCHE, se produciría un taponamiento en los conductos que no dejaría funcionar correctamente al intercambiador, y cuya limpieza resultaría muy compleja. Para solucionar este problema se hace uso del intercambiador de carcasa y tubo o *shell and tubes* (S&T), donde las sales circulan por la carcasa, evitando así los taponamientos. Además, son intercambiadores que se emplean comúnmente en la industria, por lo que facilitaría de cara a obtener unos costes menores. Sin embargo, también tiene sus desventajas, como son el tamaño y las presiones que soporta, siendo estas últimas inferiores a las del PCHE. En la Figura 6 se muestra un esquema del intercambiador.

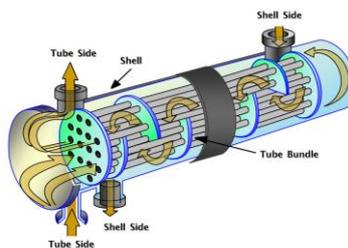


Figura 6: *Carcasa y Tubos*

Fuente: (Arveng, s.f.)

Como alternativa a los intercambiadores del tipo carcasa y tubos, se encuentran los intercambiadores híbridos *fin plate*/PCHE (PCHE/FPHE). En ellos una corriente circula por estrechos canales semicirculares, con alta transferencia de calor, como en los PCHE, pero la otra lo hace por el espacio entre dos placas, sujetas por aletas, como en un *fin plate*. De este modo las sales no presentan problemas de taponamiento, aunque la presión

soportada es menor, similar a la de un carcasa y tubos. Estos intercambiadores pueden sustituir a los de carcasa y tubos ocupando un espacio mucho menor y con menor inversión. La Figura 7 muestra una imagen descriptiva de este tipo de intercambiador.



Figura 7: PCHE/PFHE

Fuente: (Renaud Le Pierres, 2011)

2.6. Ciclos de Potencia y el Fluido Supercrítico

El método más empleado para dar uso a la energía almacenada en las sales fundidas, es como fuente de energía para producir vapor en un ciclo de potencia Rankine, aunque también es posible emplear un ciclo Brayton.

El concepto detrás del ciclo de potencia es relativamente sencillo. Éste consiste en un proceso cíclico en el que se comprime un fluido a través de un compresor o bomba, al cual una vez se ha comprimido, se le aporta calor y se hace pasar por una turbina conectada a un generador con el fin de producir electricidad. Para cerrar el ciclo es necesario contar con un dispositivo encargado de reducir la temperatura para incorporarlo de nuevo al compresor o bomba.

Empezando por el ciclo Rankine, éste se trata de un circuito cerrado en el que el fluido que suele utilizarse es el agua. El ciclo es el siguiente: primero se presuriza el agua a través de una bomba y se lleva a una caldera que es la encargada de transformar el agua en vapor sobrecalentado. La combustión se realiza externamente, pudiendo emplearse diversos combustibles, así como calor nuclear o radiación solar. Una vez se tiene el vapor sobrecalentado, se hace pasar a través de una turbina que se encuentra conectada mecánicamente a un generador eléctrico. El vapor de agua que sale de la turbina es llevado a un condensador, donde cede calor al exterior con el fin de llevarlo a estado líquido para poder utilizarlo de nuevo en la bomba.

En la Figura 8, se puede observar un esquema de la configuración descrita, así como una representación gráfica del comportamiento del fluido, en lo que respecta su temperatura y entropía a lo largo del ciclo.

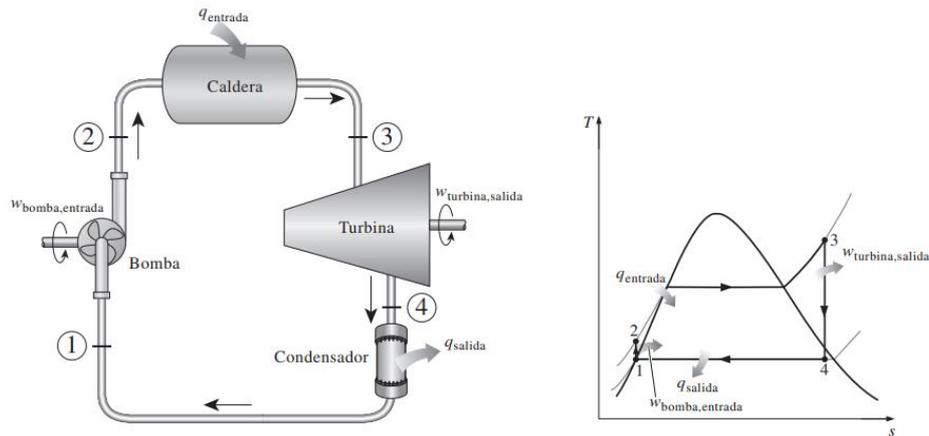


Figura 8: *Ciclo Rankine*

Fuente: (Salgado, 2017)

La configuración mostrada en la Figura 8 representa la más básica del ciclo. Es necesario mencionar que, el rendimiento de este puede verse modificado a medida que se van añadiendo componentes al ciclo.

En lo que al ciclo Brayton se refiere, éste se caracteriza por trabajar con gas en lugar de agua. Normalmente el gas empleado es aire, lo que exige también que la temperatura a la entrada de la turbina sea muy alta para compensar el elevado consumo del compresor. Al trabajar con gas, existen dos configuraciones del sistema: abierto o cerrado.

El ciclo Brayton abierto se compone de un compresor, encargado de comprimir el gas y llevarlo hasta la cámara de combustión. Allí es mezclado con combustible produciendo una reacción y aumentando la temperatura del gas. Una vez caliente, se lleva a una turbina que al girar acciona un generador eléctrico. Las turbomáquinas se encuentran unidas mecánicamente y además al no contar con el condensador, el ciclo es mucho más compacto. Esta configuración suele emplearse en los motores de aviación y en los ciclos combinados.

El cerrado, cuenta con las mismas turbomáquinas que la configuración abierta, teniendo como principal diferencia que ahora el circuito cuenta con un intercambiador de calor a la salida de la turbina. Éste es el encargado de reducir la temperatura antes de reconducir el gas de vuelta al compresor. Este tipo de configuración se suele emplear en centrales termosolares, para poder combinarlas con el almacenamiento en sales. En ellas se cambia la cámara de combustión por un intercambiador de calor que aporta la energía necesaria.

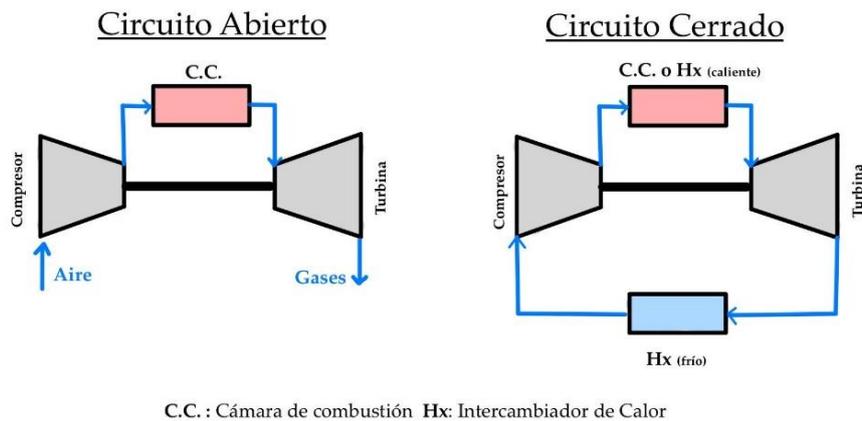


Figura 9: Configuraciones Ciclo Brayton

Fuente: Elaboración Propia

Las configuraciones descritas en los párrafos anteriores hacen referencia a la definición más básica del ciclo Brayton. Éstas se pueden utilizar como caso base y se les podrá ir añadiendo componentes a medida que se desee aumentar el rendimiento del ciclo. Es decir, a medida que va aumentando el número de elementos que componen el sistema va aumentando su rendimiento. Los métodos más empleados para aumentar el rendimiento del ciclo son:

- a) La incorporación de un compresor adicional, por el cual fluye un porcentaje (α) del flujo másico del sistema (\dot{m}). Esta modificación se lleva a cabo para compensar la capacidad calorífica de ambas ramas del regenerador en los ciclos que emplean CO_2 como fluido de trabajo. A este método se le conoce como recompresión (RC).
- b) El otro método empleado consiste en ir añadiendo intercambiadores de calor en los procesos de compresión (interrefrigeración) y expansión (recalentamiento). Con ambos procedimientos se logra aumentar el trabajo del ciclo, a la vez que aumentan las oportunidades para la regeneración. En caso de añadir ésta, se obtienen elevados incrementos del rendimiento.

Como se ha mencionado anteriormente, al realizarse el almacenamiento en sales fundidas es necesario que el ciclo cuente con una configuración en la que se utilice un intercambiador de calor, por tanto, las dos opciones posibles serían el ciclo Rankine o el ciclo Brayton cerrado.

Con el fin de obtener un ciclo sencillo, de bajo coste y que presente un alto rendimiento, se escoge el ciclo Brayton como opción, ya que éste cumple con los dos primeros requisitos y para poder aumentar el rendimiento del ciclo se plantea el hecho de trabajar con dióxido de carbono (CO_2) en estado supercrítico (S- CO_2) en lugar de aire. Esta opción se valora ya que es la medida que se está empleando en las CSP de última generación, lo

que hace que el estudio se plantee en unas condiciones relativamente nuevas. (Mark Mehos, 2017)

El hecho de trabajar con el CO₂ en este estado no es fruto del azar. Cuando un fluido se somete a cambios en su temperatura y presión, éste ve modificados sus propiedades, ya que algunas dependen de dichos parámetros y otras dependen del estado físico en el que se encuentran. Si se atiende a la Figura 10 se puede ver cómo varían las fases del CO₂ en función de las condiciones de presión temperatura,

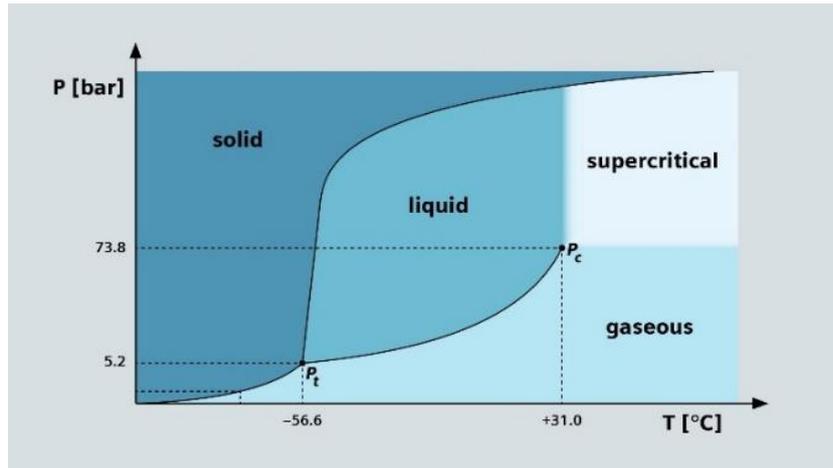


Figura 10: *Ciclo S-CO₂*

Fuente: (Siemens, 2020)

El estado supercrítico se alcanza cuando el fluido se encuentra por encima de los 31°C y por encima de los 73.8 bar, definiendo estos dos límites el punto donde comienza la región crítica. En esta región el CO₂ se encuentra en un estado mixto entre líquido y gaseoso donde sus propiedades físicas son altamente variables y dependientes de las condiciones del sistema. En esta región, pero próximo al punto crítico se suele decir que el fluido se comporta con la viscosidad de un gas y la densidad de un líquido. Esto hace que el trabajo requerido en la compresión sea muy reducido, comparado con el empleo de gases ideales, lo que permite obtener buenos rendimientos con temperaturas de entrada a turbina relativamente bajas.

3. Metodología

3.1. Diseño del Parque Fotovoltaico

El proyecto comienza con el diseño del parque fotovoltaico, y se realiza a través del software PV Syst. Se trata de un software muy completo, que permite modelar un sistema fotovoltaico ajustando una gran cantidad de parámetros. Sin embargo, el objetivo de este estudio no consiste en realizar un modelo detallado de un parque fotovoltaico, si no un modelo realista de una planta híbrida. Es por esto por lo que se toma la decisión de crear un caso base de 1 MW, el cual se escalará hasta la potencia buscada, en el caso del estudio son 150 MW. (Syst, s.f.)

El proceso de diseño comienza por escoger el emplazamiento. La decisión comienza por el país donde se localizará la planta, se selecciona España ya que es lugar desde el cual se está realizando el estudio. Una vez se tiene escogido el país, es necesario escoger la región; de las estaciones meteorológicas disponibles se decide localizar el parque cerca de la estación meteorológica Ponferrada-Columbres, por lo tanto, el proyecto se encuentra en la provincia de León.

La decisión responde a dos criterios, primero la temperatura de funcionamiento, como se ha mencionado anteriormente, las temperaturas elevadas pueden reducir el rendimiento de los paneles. Es por esta razón que se escoge León como emplazamiento, ya que las temperaturas que sufre en los meses más calurosos, no llegan a ser lo suficientemente altas como para operar en un punto fuera del rango óptimo. El segundo criterio, responde a una cuestión de tamaño, ya que se trata de una planta híbrida, el tamaño es grande, puesto que el campo fotovoltaico debido a su potencia y configuración necesita una superficie considerable. Además, cuenta con el almacenamiento en sales y el ciclo de potencia. Por estas razones se considera León como una buena opción. A pesar de lo mencionado, al tratarse de un proyecto de estudio, el emplazamiento no tiene excesiva importancia.

El segundo paso para determinar el caso base, consiste en escoger los equipos que componen el sistema, en concreto en este apartado se escogen el módulo solar y el inversor. La línea general del estudio es conseguir un ciclo eficiente económico, por esto se escogen marcas y componentes generalistas. Para el módulo solar se ha escogido el JAM78-S10-450-MR de la marca JA Solar que se trata de un panel monocristalino de silicio con una potencia pico de 450 W_p y una tensión de funcionamiento de 38V. Se trata de un módulo bastante moderno por lo que presenta un buen rendimiento, según el fabricante es del 20%. En lo que al inversor se refiere se ha escogido el modelo Freesun FS0500 HES 270V de la marca Power Electronics que cuenta con las siguientes características, un voltaje de funcionamiento entre 430 - 820 V y una potencia de inversor de 500 kW. Por tanto, para obtener el caso de 1 MW se dimensiona el conjunto como 16 módulos en serie y 160 cadenas de estos, lo que da lugar a un número total de módulos de 2560 y un área equivalente a 5558 m², además se utilizan dos inversores, lo que resulta en una potencia pico de 1,152 MW_p y unas pérdidas por sobrecarga del 0,2 %.

Es necesario comentar, que, al no contar con criterios ampliamente restrictivos, existe una gran flexibilidad a la hora de escoger los componentes del sistema. Estos pueden ser cambiados por cualquier módulo o inversor que presenten unas condiciones similares, ya sea porque se prefiere trabajar con otras marcas, falta de suministro u otras razones.

Como último paso antes de la simulación se deben estipular los parámetros físicos del sistema, es decir: ángulo, posicionamiento de los módulos sombreado, etc. Empezando por el ángulo este será fijo los módulos contarán con una inclinación de 30° respecto del suelo y 0° de azimut. La decisión de no incluir seguimiento atiende a dos motivos, el primero y más importante el espacio, incluir un sistema de seguimiento solar ya sea en 1 o 2 ejes aumentaría considerablemente el tamaño de la instalación, lo que no es para nada oportuno. El segundo motivo se encuentra en lo económico, y ya que se está valorando una opción económica, el hecho de incluir seguidores no ayuda a este propósito.

En lo que a la configuración de los módulos se refiere, se establecen en el caso base 10 hileras separadas entre si 7 metros (pitch = 7m), esta distancia se obtiene a partir de un criterio estándar basado en el compromiso entre mínima superficie ocupada y mínimas pérdidas por sombreado cercano que define el espaciado como 1,7 veces la altura del módulo. Cada hilera está compuesta por 4 módulos puestos uno encima de otro sobre dos soportes hincados, con los paneles en disposición apaisada. Es decir, en cada hilera hay 4 x 64 módulos.

En las siguientes figuras se puede apreciar las dimensiones del panel, un esquema de cómo se disponen los 4 módulos, y una representación global.

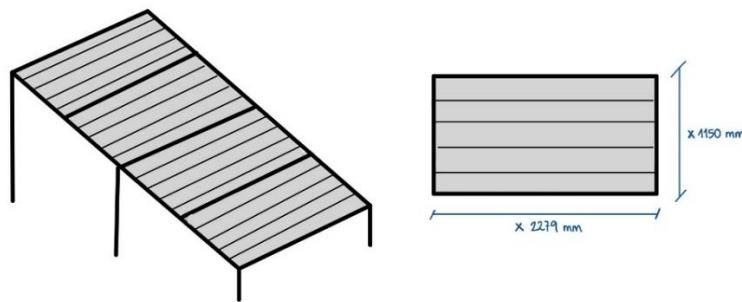


Figura 11: Dimensiones módulo y Soporte

Fuente: Elaboración Propia

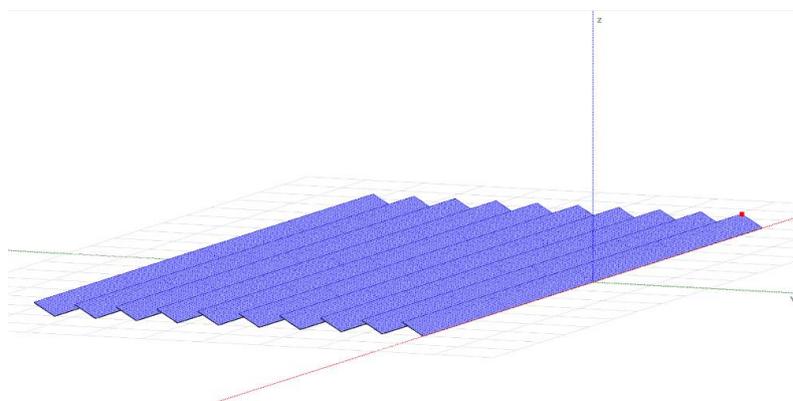


Figura 12: Campo Fotovoltaico

3.2. Selección del Ciclo

El objetivo de este apartado consiste en modelar distintas configuraciones del ciclo Brayton, y escoger la que presente un mejor rendimiento/coste. Haciendo uso del software EES (EES, s.f.) se estudian un total de ocho posibles configuraciones, cuatro de ellas con el aporte calórico en la zona del circuito de alta presión y las otras 4 con el aporte en la zona baja presión. Las cuatro configuraciones representan una transición desde un modelo más simple hasta un modelo más complejo. Anteriormente, se ha mencionado que el ciclo Brayton escogido es el cerrado y se establecía como caso base el compuesto por un compresor, una turbina y dos intercambiadores. Aunque previamente se ha definido así este modelo supone un modelo excesivamente simplificado para los rendimientos necesarios en el proyecto.

Por este motivo se tomará como caso base, el caso de denominado como recompresión (RC) y que se describe a continuación:

Recompresión (RC): Esta es la configuración que se toma como caso de partida. Está compuesto por un compresor principal, encargado de comprimir la mayor parte del gasto másico, este se ve apoyado por un compresor auxiliar, que es el encargado de realizar la recompresión. La recompresión consiste en derivar una fracción del flujo másico total, previa a su paso por el pre-enfriador (*pre-cooler*), a través de un compresor auxiliar con el fin de equilibrar el regenerador de baja temperatura.

Además de los compresores, el circuito cuenta con una turbina, que se encuentra montada sobre el mismo eje que los compresores y el alternador.

Por último, en el sistema hay 4 intercambiadores, al primero se le denomina HTR, las entradas de este se encuentran, una a la salida de la turbina y la otra a la salida de la cámara de mezcla. La cámara de mezcla es el punto donde se unen el flujo principal con el auxiliar, asumiendo igualdad de presiones. El segundo intercambiador es el LTR, que tiene una entrada a la salida del compresor principal y la otra empalma con la salida del HTR.

Ambos intercambiadores hacen el papel de regeneradores, precalentando el fluido que sale del compresor con la corriente de salida de la turbina, para así reducir el aporte de calor.

El tercer intercambiador es el PC o *pre-cooler*. Este intercambiador se sitúa entre la salida del LTR (una vez se ha dividido el flujo másico) y tiene la salida en la entrada del compresor principal. Éste tiene como función principal, refrigerar el flujo que le llega al compresor, constituyendo la disipación de calor del ciclo. Por último, el intercambiador encargado de realizar el aporte de energía, y por tanto el que se encuentra en contacto con las sales fundidas, se sitúa antes de la entrada de la turbina y a la salida de la línea caliente del HTR. El tipo de intercambiador utilizado, tanto en la configuración base como en sus 3 variantes, es el tipo PCHE para los cuatro intercambiadores. La Figura 13 muestra un esquema del sistema descrito.

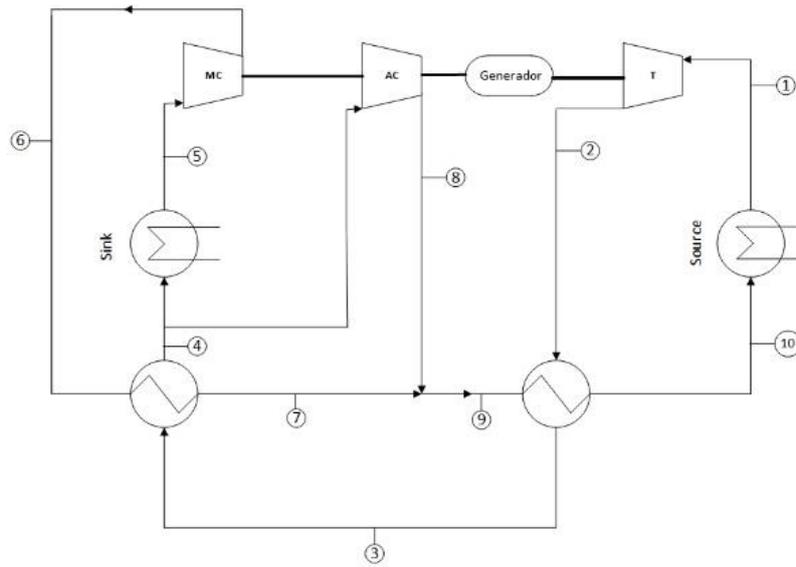


Figura 13: RC (Caso Base)

Fuente: Elaboración Propia

Una vez descrito el sistema que compone esta configuración, se muestran a continuación las ecuaciones empleadas para la simulación realizada con el software EES. Es necesario mencionar que de todas las configuraciones se ha realizado una simulación con una entrada de compresor a 35°C y a 50°C, con el fin de comparar cómo varían los rendimientos en función del tipo de refrigeración empleada. En caso de utilizar los 35°C como temperatura admisión, el circuito estaría empleando refrigeración por agua; en el caso contrario estaría empleando aire. La Tabla 1 muestra los datos principales del ciclo.

PUNTO	MAGNITUD	VALOR	UNIDADES
1	Temperatura	400 - 550	°C
5	Temperatura	35	°C
5	Presión	85	bar
6	Presión	200 - 300	bar

Tabla 1: Puntos Clave

Como se puede observar en la Tabla 1, tanto la temperatura de entrada a la turbina (punto 1) como la presión de salida del compresor principal (punto 6), tienen un valor variable. Esto se realiza así, con el fin de poder dibujar un mapa en el que se muestre el rendimiento en función de la variación de temperatura en el intercambiador de las sales limitado por las distintas isobaras e isotermas. La temperatura máxima se encuentra limitada por la temperatura máxima admisible de las sales, siendo esta de 565°.

El siguiente paso es definir los rendimientos de las turbomáquinas. Éstos son conocidos ya que se trata de los rendimiento nominales de las máquinas. Se define el rendimiento del compresor y de la turbina como:

$$\eta_{\text{Compresor}} = 0,88 \quad (1)$$

$$\eta_{Turbina} = 0,92 \quad (2)$$

Estos valores se obtienen de la literatura como valores comunes y factibles para equipos modernos.

Una vez se han definido los rendimientos, se define el *pinch point* de los intercambiadores, así como la variación de presión dentro de estos. El *pinch point* se define como la diferencia de temperaturas entre la salida de la línea fría y la entrada de la línea caliente o la diferencia entre la entrada de la línea fría y la salida de la caliente. Además, se asume una caída de presión del fluido al pasar por el intercambiador. Ambas cosas se definen como.

$$PP = 5 K \quad (3)$$

$$\Delta P = 0,4 \text{ bar} \quad (4)$$

Por último, se define la potencia neta del sistema. El objetivo del almacenamiento es mantener los 50 MW eléctricos en el nodo de conexión. Para ello, asumiendo un rendimiento del ciclo alrededor del 50%, se define una entrada en las sales de 100 MW térmicos, logrando una potencia nominal de salida del ciclo de 50 MW eléctricos.

$$\dot{W}_{Neto} = 50000 \text{ kWe} \quad (5)$$

Una vez definidos los parámetros externos, se plantean las ecuaciones que caracterizan los distintos componentes, para poder obtener la temperatura, presión, entalpía y entropía de los distintos puntos del sistema.

Se empieza por el compresor principal, ya que es el componente más definido, debido a las ecuaciones anteriores. Con el fin de obtener los parámetros que restan se definen las siguientes ecuaciones.

$$\eta_{Compresor} = \frac{h_s[6] - h[5]}{h[6] - h[5]} \quad (6)$$

$$w_{MC} = (1 - \alpha) * (h[6] - h[5]) \quad (7)$$

$$\dot{W}_{MC} = \dot{m} * w_{MC} \quad (8)$$

La entalpía del punto 5 es conocida, ya que el punto se encuentra completamente definido, al estar fijas tanto la temperatura como la presión. A su vez, la entalpía isentrópica del punto 6 se encuentra definida ya que se cuenta tanto con la entropía del punto 5, como con la presión del punto 6. Con la ecuación del rendimiento (6) se obtiene la entalpía del punto 6. Y con las ecuaciones 7 y 8 se definen el trabajo realizado por el compresor.

Continuando con las turbomáquinas, ahora se definen las ecuaciones asociadas al compresor auxiliar.

$$\eta_{Compresor} = \frac{h_s[8] - h[4]}{h[8] - h[4]} \quad (9)$$

$$w_{AC} = (\alpha) * (h[8] - h[4]) \quad (10)$$

$$\dot{W}_{AC} = \dot{m} * w_{AC} \quad (11)$$

Al igual que ocurría con el compresor principal, se definen las ecuaciones asociadas al rendimiento y al trabajo de la turbomáquina. En este caso *a priori* se desconocen las temperaturas y presiones de los puntos 4 y 8, estas se obtendrán con el resto de las ecuaciones.

Una vez definidos los compresores, se definen las ecuaciones que caracterizan a la turbina.

$$\eta_{Turbina} = \frac{h[1] - h[2]}{h[1] - h_s[2]} \quad (12)$$

$$w_T = h[1] - h[2] \quad (13)$$

$$\dot{W}_T = \dot{m} * w_T \quad (14)$$

De manera semejante que con los compresores se definen las ecuaciones asociadas al rendimiento y trabajo de la turbina. Además, como ocurría con el compresor auxiliar algunos valores de presión y/o temperatura son desconocidos por el momento. Una vez las turbomáquinas quedan definidas, llega el momento de definir los intercambiadores de calor, con el fin de obtener las presiones y temperaturas restantes.

Empezando por el LTR, se definen las siguientes ecuaciones.

$$p [6] = p[7] + \Delta P \quad (15)$$

$$p [3] = p[4] + \Delta P \quad (16)$$

$$(1 - \alpha) * (h[7] - h[6]) = h[3] - h[4] \quad (17)$$

$$PP = T[4] - T[6] \quad (18)$$

$$PP = T[3] - T[7] \quad (19)$$

$$Q_{dot_{LTR}} = \dot{m} * (1 - \alpha) * (h[7] - h[6]) \quad (20)$$

Las ecuaciones (15) y (16) representan la relación entre presiones entre la entrada y la salida de cada línea del intercambiador. La ecuación (17) representa la relación entre las entalpías de las distintas líneas. La (18) y (19) fijan con el *pinch point*, la diferencia de temperaturas mencionada anteriormente. Por último, con la ecuación (19) se obtiene el calor neto del LTR. Al imponer el mismo *pinch point* en cada extremo del LTR queda determinada la fracción α del flujo másico que se deriva por el compresor auxiliar. A continuación, se definen las ecuaciones del HTR.

$$p [9] = p[10] + \Delta P \quad (21)$$

$$p [2] = p[3] + \Delta P \quad (22)$$

$$(h[10] - h[9]) = h[2] - h[3] \quad (23)$$

$$PP = T[3] - T[5] \quad (24)$$

$$Q_{dot_{HTR}} = \dot{m} * (h[10] - h[9]) \quad (25)$$

Las ecuaciones planteadas son análogas a las del intercambiador LTR, pero ahora referidas a los puntos asociados al HTR.

Una vez modelados el LTR y el HTR se modelan las ecuaciones de la cámara de mezcla. En este punto se mezclan el flujo principal con el auxiliar, dentro de estas las presiones se igualan.

$$p[7] = p[9] \quad (26)$$

$$p[8] = p[9] \quad (27)$$

$$\alpha * h[8] + (1 - \alpha) * h[7] = h[9] \quad (28)$$

Para el aporte de calor, se sigue un procedimiento similar, definiendo la variación de presión, temperatura, y se calcula el aporte de calor.

$$p[10] = p[1] + \Delta P \quad (29)$$

$$\Delta T = T[1] - T[10] \quad (30)$$

$$q_c = h[1] - h[10] \quad (31)$$

$$Q_{dot_c} = \dot{m} * q_c \quad (32)$$

Para finalizar con los intercambiadores se modela el *pre-cooler* y con ello quedan definidas las relaciones de presiones y temperaturas de todo el sistema.

$$p[4] = p[5] + \Delta P \quad (33)$$

$$q_{PC} = (1 - \alpha) * (h[4] - h[5]) \quad (34)$$

$$Q_{dot_{PC}} = \dot{m} * q_{PC} \quad (35)$$

Las últimas ecuaciones que se definen son las referentes al rendimiento neto del ciclo, es este parámetro el que se busca optimizar.

$$w_{Neta} = w_T - w_{MC} - w_{AC} \quad (36)$$

$$\dot{W}_{Neta} = \dot{m} * w_{Neta} \quad (37)$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{w_{Neta}}{q_c} \quad (38)$$

Una vez definido el caso base (RC), se realizan 3 configuraciones para analizar como varía el rendimiento en función de las diferentes etapas que se le añaden.

La primera configuración se denota como **RC - Intercooler (RC-IC)**: En esta configuración se divide el compresor principal en dos, realizando una refrigeración intermedia. De esta manera se consigue reducir el trabajo realizado por el compresor principal y por tanto aumentar el trabajo específico del ciclo.

La Figura 14 representa un esquema de la configuración con el *intercooler* incluido en el sistema.

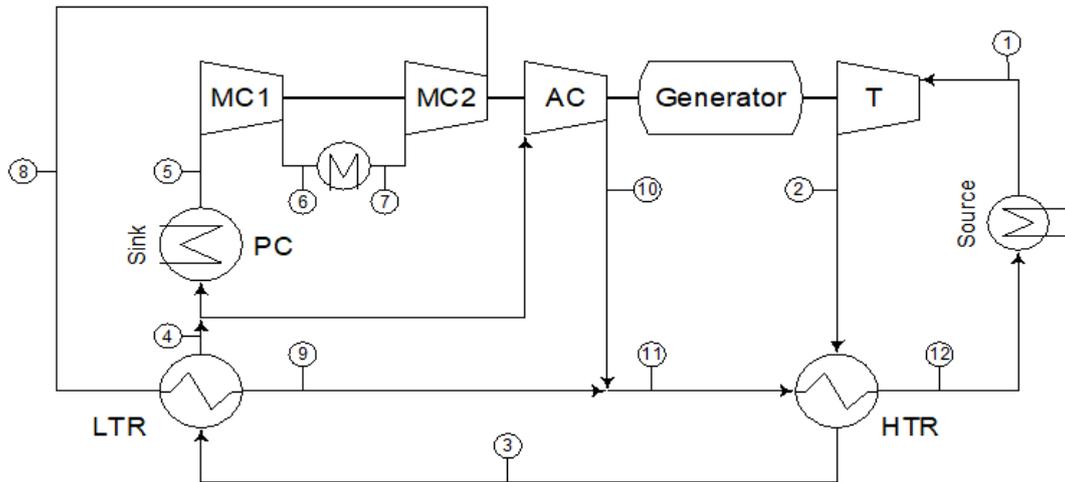


Figura 14: RC – IC (Caso Intercooler)

Fuente: Elaboración Propia

Las ecuaciones utilizadas para definir el caso base son semejantes. Solamente sería necesario realizar un cambio en los puntos que se hayan visto modificados. Por ejemplo, en las ecuaciones del intercambiador LTR (ecuaciones (15) - (20)), los cambios necesarios serían los siguientes.

$$p [8] = p[9] + \Delta P \quad (39)$$

$$p [3] = p[4] + \Delta P \quad (40)$$

$$(1 - \alpha) * (h[9] - h[8]) = h[3] - h[4] \quad (41)$$

$$PP = T[4] - T[8] \quad (42)$$

$$PP = T[3] - T[9] \quad (43)$$

$$Q_{dot_{LTR}} = \dot{m} * (1 - \alpha) * (h[9] - h[8]) \quad (44)$$

Así mismo, es necesario definir los nuevos componentes:

$$\eta_{Compresor} = \frac{h_s[8] - h[7]}{h[8] - h[7]} \quad (45)$$

$$w_{MC2} = (1 - \alpha) * (h[8] - h[7]) \quad (46)$$

$$\dot{W}_{MC2} = \dot{m} * w_{MC2} \quad (47)$$

$$p[6] = p[7] + \Delta P \quad (48)$$

$$q_{IC} = (1 - \alpha) * (h[6] - h[7]) \quad (49)$$

$$Q_{dot_{IC}} = \dot{m} * q_{IC} \quad (50)$$

El último ajuste que realizar sería respecto del rendimiento ciclo. Ahora, hay que añadir el trabajo realizado por el nuevo compresor,

$$w_{Neta} = w_T - w_{MC} - w_{MC2} - w_{AC} \quad (51)$$

$$\dot{W}_{Neta} = \dot{m} * w_{Neta} \quad (52)$$

$$\eta_{ciclo} = \frac{w_{Neta}}{q_c} \quad (53)$$

La tercera configuración sigue tomando como base el caso de recompresión, pero esta vez es la turbina la que se divide en dos, para realizar un recalentamiento intermedio. A esta configuración se le denomina **RC-Reheating (RC-RH)**.

La Figura 15 muestra un esquema general de como quedaría la distribución del sistema y los puntos característico del mismo.

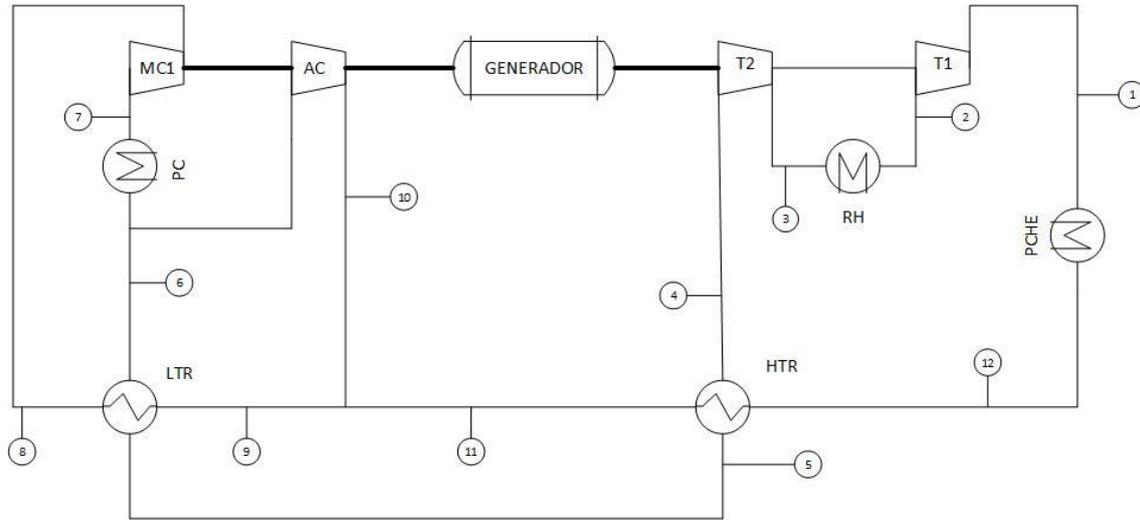


Figura 15: RC – RH (Caso Recalentamiento)

Fuente: Elaboración Propia

Del mismo modo que ocurría con la inter-refrigeración, las ecuaciones planteada en el caso base son análogas y solo será necesario realizar los cambios referidos a la denominación de los puntos característicos. A su vez, es necesario añadir al sistema las ecuaciones que caracterizan la turbina adicional como el intercambiador encargado del recalentamiento del flujo estas son las siguientes.

$$\eta_{Turbina} = \frac{h[3] - h[4]}{h[3] - h_s[4]} \quad (54)$$

$$w_{T2} = h[3] - h[4] \quad (55)$$

$$\dot{W}_{T2} = \dot{m} * w_{T2} \quad (56)$$

$$p[2] = p[3] + \Delta P \quad (57)$$

$$q_{RH} = (h[3] - h[2]) \quad (58)$$

$$Q_{dot_{RH}} = \dot{m} * q_{RH} \quad (59)$$

De manera análoga al caso de la inter-refrigeración, se define el rendimiento del ciclo con esta configuración. A diferencia del caso anterior, es necesario tener en cuenta el calor que se aporta durante el recalentamiento.

$$w_{Neta} = w_T + w_{T2} - w_{MC} - w_{AC} \quad (60)$$

$$\dot{W}_{Neta} = \dot{m} * w_{Neta} \quad (61)$$

$$\eta_{Ciclo} = \frac{w_{Neta}}{q_c + q_{RH}} \quad (62)$$

Para finalizar, el último caso se combinan ambas configuraciones, es decir se combina la inter-refrigeración y el recalentamiento dando como resultado un sistema con 3 compresores, 2 turbinas y 6 intercambiadores, se denomina a este caso como **RC-Reheating + Intercooler (RC-RH-IC)**. En la Figura 16 se muestra una representación del esquema total.

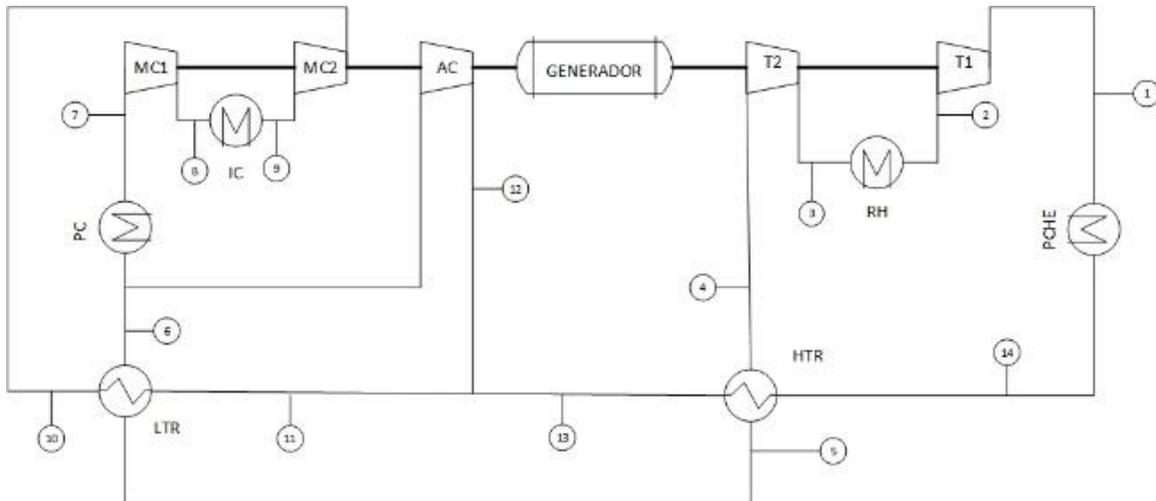


Figura 16: RC – RH – IC (Caso Calentamiento)

Fuente: Elaboración Propia

Las ecuaciones que definen esta variante son las del caso base, pero ahora añadiendo las turbomáquinas adicionales y los intercambiadores. Estas son las siguientes

$$\eta_{Compressor} = \frac{h_s[10] - h[9]}{h[10] - h[9]} \quad (63)$$

$$w_{MC2} = (1 - \alpha) * (h[10] - h[9]) \quad (64)$$

$$\dot{W}_{MC2} = \dot{m} * w_{MC2} \quad (65)$$

$$p[8] = p[9] + \Delta P \quad (66)$$

$$q_{IC} = (1 - \alpha) * (h[8] - h[9]) \quad (67)$$

$$Q_{dot_{IC}} = \dot{m} * q_{IC} \quad (68)$$

$$\eta_{Turbina} = \frac{h[3] - h[4]}{h[3] - h_s[4]} \quad (69)$$

$$w_{T2} = h[3] - h[4] \quad (70)$$

$$\dot{W}_{T2} = \dot{m} * w_{T2} \quad (71)$$

$$p[2] = p[3] + \Delta P \quad (72)$$

$$q_{RH} = (h[3] - h[2]) \quad (73)$$

$$Q_{dot_{RH}} = \dot{m} * q_{RH} \quad (74)$$

$$w_{Neta} = w_T + w_{T2} - w_{MC} - w_{MC2} - w_{AC} \quad (75)$$

$$\dot{W}_{Neta} = \dot{m} * w_{Neta} \quad (76)$$

$$\eta_{Ciclo} = \frac{w_{Neta}}{q_c + q_{RH}} \quad (77)$$

Con estas ecuaciones quedan definidas las cuatro configuraciones con el aporte de calor en alta presión. Seguidamente se describen otras cuatro configuraciones análogas, pero habiendo movido el intercambiador de calor de sales a la salida de la turbina, de modo que funcione en baja presión y pueda ser de carcasa y tubos o híbrido, evitando así el taponamiento de la sal. Las cuatro configuraciones que llevan el aporte de calor en baja se denominarán con el prefijo LP.

La configuración base con el aporte en baja es la **LP-RC** (Low Pressure – Recompresión), y su esquema viene dado en la Figura 17.

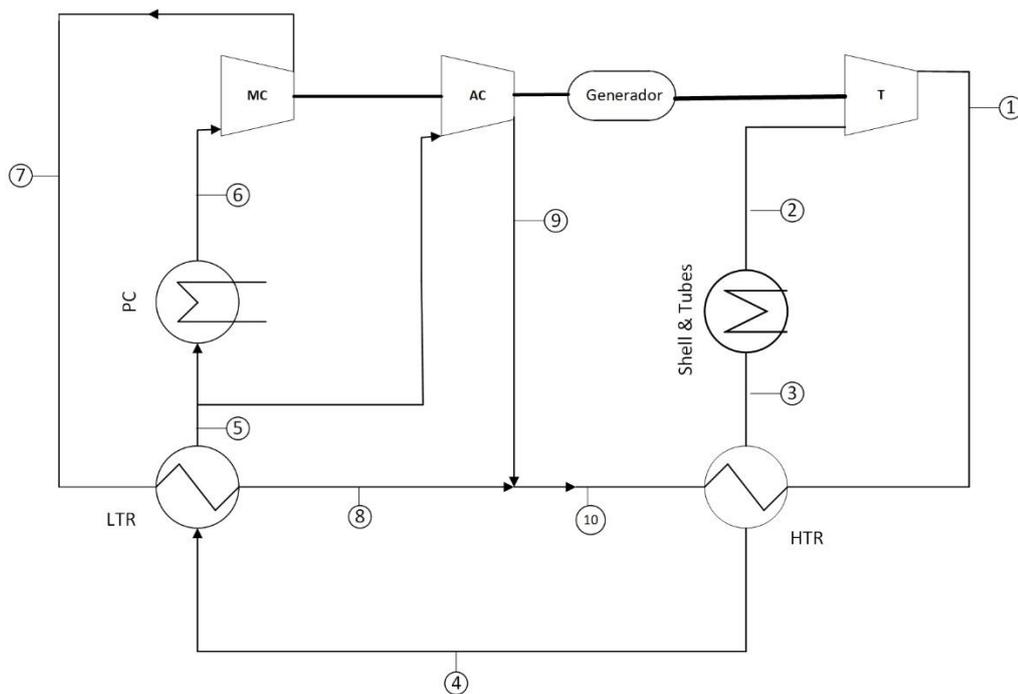


Figura 17: LP – RC (Caso Base Baja Presión)

Fuente: Elaboración Propia

El proceso comienza de igual manera, que en el caso base anterior. Se definen tanto las unidades de trabajo como el fluido del circuito. Una vez hecho esto se fijan las temperaturas y presiones características, dadas en la Tabla 2

PUNTO	MAGNITUD	VALOR	UNIDADES
1	Presión	180 - 300	bar
3	Temperatura	400 - 550	°C
6	Presión	85	bar
6	Temperatura	35/50	°C

Tabla 2: *Puntos Clave*

La principal diferencia entre la configuración base en alta y esta en baja, comienza por los puntos que se definen. Ahora la temperatura máxima que se fija no coincide con la entrada de la turbina, sino que coincide con la del HTR. Al mismo tiempo, en lugar de fijar la presión de salida del compresor, se fija la de entrada a turbina.

En lo que, a los rendimientos de las turbomáquinas, *pinch point* y variación de temperatura se refiere, lo propuesto anteriormente se mantiene.

De manera análoga, a los casos anteriores se plantearían las ecuaciones que definen la configuración base de el caso de baja presión. Para no sobrecargar el estudio con excesivas ecuaciones iguales o semejantes no se volverán a definir las ecuaciones ya que el cambio más significativo es el orden de numeración de los puntos del sistema.

Las Figuras 18 a 20 muestran los esquemas de las tres configuraciones restantes en baja presión. Comenzando por la configuración *Low Pressure – Recompresión – Intercooler (LP - IC)*, continuando con *Low Pressure – Recompresión – Recalentamiento (LP -RH)* y finalizando con *Low Pressure – Recompresión – Intercooler – Recalentamiento (LP – RH – IC)*.

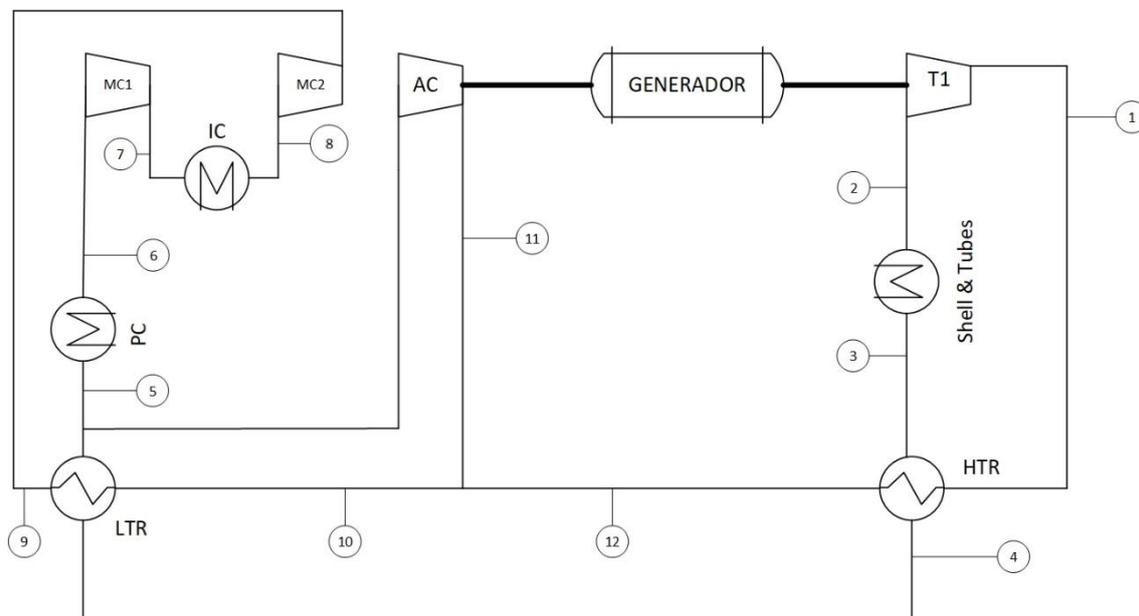


Figura 18: *LP – IC (Caso Intercooler Baja Presión)*

Fuente: Elaboración Propia

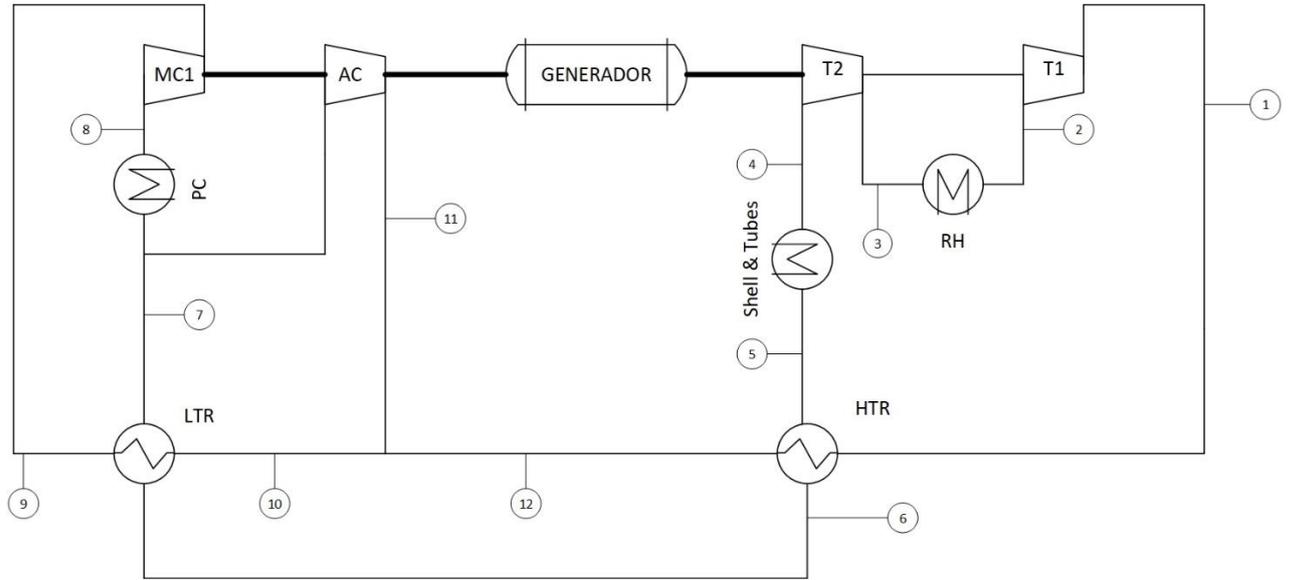


Figura 19: LP – RH (Caso Recalentamiento Baja Presión)

Fuente: Elaboración Propia

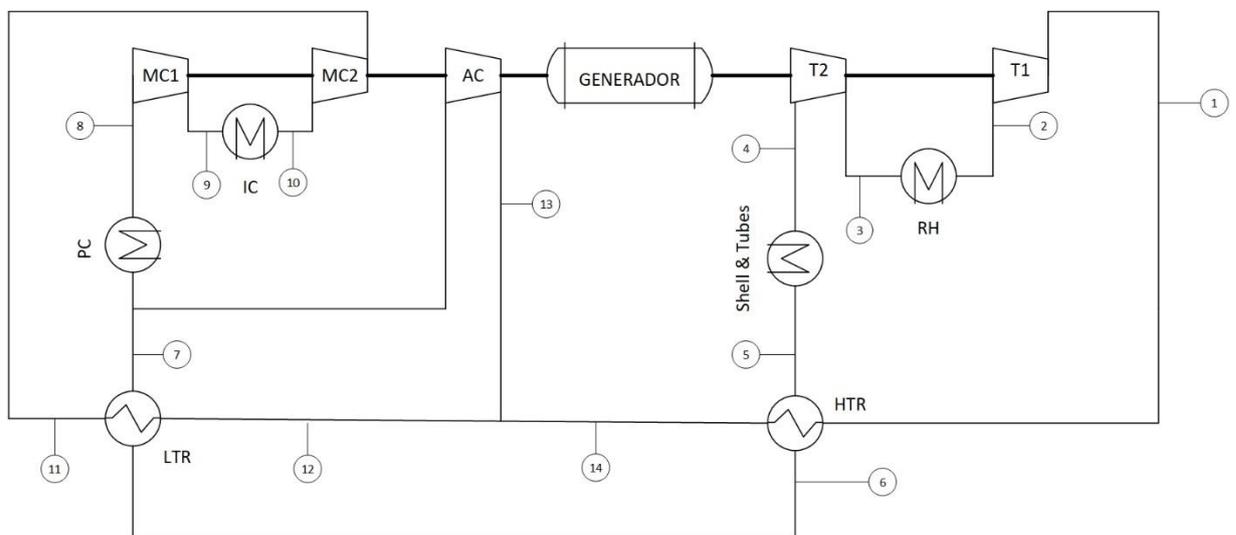


Figura 20: LP – RH – IC (Caso Recalentamiento + Intercooler Baja Presión)

Fuente: Elaboración Propia

3.3. Dimensionado de Intercambiadores y Tanques

Una vez se han calculado los ciclos, es necesario escoger uno de ellos y fijar el punto de trabajo. Con esta información se es capaz de dimensionar los intercambiadores de calor asociados al ciclo ya que se conocen los calores de se intercambian en cada uno.

De manera semejante al diseño de los ciclos, el proceso para calcular los intercambiadores se realiza con el software EES. Se distinguirán dos casos, el dimensionamiento de los intercambiadores tipo PCHE y el de tipo Carcasa y Tubos.

Comenzando con los de tipo PCHE, la información que se debe conocer antes de iniciar el proceso de cálculo es la siguiente. A continuación, se muestra una tabla ejemplo.¹

MAGNITUD	ABREVIATURA	VALOR	UNIDADES
Flujo másico caliente	\dot{m}_c	487,6	kg/s
Flujo másico frío	\dot{m}_f	487,6	kg/s
Temp. Entrada Línea Cal.	T_{ce}	555	°C
Temp. Salida Línea Cal.	T_{cs}	208,2	°C
Temp. Entrada Línea Fría	T_{fe}	203,22	°C
Temp. Salida Línea Fría	T_{fs}	510	°C
Presión Entrada Línea Cal.	P_{ce}	86,2	bar
Presión Salida Línea Cal.	P_{cs}	85,8	bar
Presión Entrada Línea Cal.	P_{fe}	300,4	bar
Presión Salida Línea Fría	P_{fs}	300	bar
Variación de Presión	ΔP	0,4	bar

Tabla 3: *Parámetros PCHE*

Con estos datos se es capaz de realizar un cálculo iterativo en el cual se ajustará el número de tubos necesarios para intercambiar el calor requerido por el intercambiador. Al conocerse las temperaturas y presiones, se conocen las entalpías y por tanto se puede definir el calor intercambiado de la siguiente fórmula.

$$Q_{dot_{Total}} = \dot{m}_c * (h_{ce} - h_{cs}) \quad (78)$$

Conocido el calor a intercambiar se modelan las ecuaciones que definen los distintos parámetros del intercambiador. Estos se encuentran en función de la variable número de tubos (n_{tubos}).

$$n_{modules} = \frac{2 * n_{tubos}}{96000} \quad (79)$$

¹ Los datos mostrados son los empleados para el dimensionado del intercambiador HTR del caso base a 35° en baja presión.

$$A_{frontal} = 0,6^{2*n_{modules}} \quad (80)$$

$$D = 0,6 * n_{modules} \quad (81)$$

$$Volume = A_{frontal} * length \quad (82)$$

Las ecuaciones planteadas, representan los valores dimensionales del intercambiador, y con ellos se obtiene el intercambiador equivalente necesario. El proceso de cálculo se detalla en (José I. Linares, 2020).

Continuando ahora con los intercambiadores de tipo carcasa y tubos (S&T), el proceso es similar, al del PCHE. De manera análoga, el proceso comienza por definir los parámetros del intercambiador, esto quiere decir temperaturas, presiones y flujos máxicos. Una vez se han definido dichos parámetros, se obtienen los valores dimensionales que lo caracterizan.

3.4. Costes de los Sistemas

El estudio busca analizar la viabilidad económica del modelo propuesto en este estudio frente a un sistema de producción tradicional con almacenamiento. Con ello se busca concluir si realmente el realizar la hibridación resulta en una opción más eficaz de cara a reducir la inversión necesaria.

Al tratarse de un estudio económico, el primer paso consiste en analizar los costes de los distintos elementos que componen los modelos que se comparan. Estos se irán desglosando de manera que queden claramente reflejados aquellos que se tienen en cuenta, así como las fuentes y procesos utilizados para su cálculo.

Se comienza por el estudio de los costes asociados a la instalación fotovoltaica, los datos económicos se obtienen del programa System Advisor Model (SAM). ((SAM), s.f.) En este software se replicará con la mayor precisión posible, la simulación realizada con PV Syst. Es decir, se obtendrán los costes para el caso base de 1MW, el cual servirá de referencia para ambos modelos, ya que solo será necesario multiplicarlo por la potencia del campo buscado. Es necesario destacar que, al escalar este caso, se realiza la siguiente corrección debido a las leyes de escala.

$$C_{PV} = C_{SAM} * \left(\frac{W_{PV}}{W_{SAM}}\right)^{0,78} \quad (83)$$

Con este software se es capaz de obtener una estimación bastante realista de precios, ya que se trata de un software gubernamental que se encuentra en constante actualización. En el precio final ofrecido por SAM recoge tanto el coste de los equipos como los costes directos e indirectos.

Una vez se obtienen los costes asociados a la fotovoltaica, se sigue con los asociados a los intercambiadores. Primero, se obtendrán los costes asociados a los de tipo PCHE. Para ello se calcula el coste de compra del equipo (PEC) y a partir de éste se derivan el resto de los costes directos e indirectos: instalación, terreno, etc. El método para calcular el PEC se extrae de la metodología propuesta por la Universidad Pontificia Comillas, recogida en el documento EFDA_D_2M4P9J. Las ecuaciones empleadas son las siguientes:

$$PEC_{Hx} = PEC_{Hx0} * \left(\frac{Nm_{Hx}}{Nm_{Hx0}}\right)^{0,4} \quad (84)$$

Para obtener el coste asociado, se utilizan unos intercambiadores de referencia propuestos por Sandia National Laboratory (SNL), del cual se derivan los distintos costes. Los intercambiadores son para un ciclo de potencia de 10 MWe. El proceso que sigue SNL, comienza por obtener el coste base del intercambiador y seguidamente se corrige mediante distintos factores. Una vez se ha obtenido el coste final, se tiene la siguiente tabla de comparación.

	LTR	HTR	PC
Longitud Total [m]	1,341	1,501	0,5622
Nº de módulos equivalentes	3,1	4,46	1,0
Nº de módulos para estimación econ. (Nm)	3,1	4,46	1,0
PEC (corregido)	3 M\$	5 M\$	2 M\$

Tabla 4: SNL 10 MWe

En esta tabla se recogen los parámetros necesarios para realizar las equivalencias. Es necesario mencionar que el modelo que se emplea para obtener el coste, toma como unidad de referencia, un módulo de 600 mm x 600 mm (ancho x largo) y altura variable hasta 1,5 m. Por ello, en caso de obtener tras el proceso iterativo una altura equivalente, superior a la máxima permitida, será necesario corregir el número de módulos. La modificación consistirá en multiplicar el número de módulos obtenidos, por el número entero más pequeño, que al dividirlo haga que la altura equivalente se encuentre dentro del rango. Por ejemplo, en el caso de obtener una altura equivalente de 2,4 m sería necesario multiplicar por 2 el número de módulos obtenidos, ya que de esta manera la altura equivalente sería de 1,2 m.

Además, se impone como condición adicional, que el largo del conjunto de módulos no sea superior a 8,5 m. Es decir, no es posible poner más de 14 módulos en serie. Esta condición afecta a la hora de la instalación de los intercambiadores, ya que, en caso de no cumplirse con esta restricción, el intercambio puede verse afectado. Sin embargo, en este estudio no se entrará en la colocación/instalación de estos.

Utilizando los datos del caso de SNL y la ecuación propuesta para relacionarlo con los datos, se obtiene el coste del equipo.

Una vez se tiene el PEC de los tres intercambiadores, se deberá ajustar dicho coste de tal manera que queden reflejados tanto los costes directos como los indirectos. El mismo documento plantea un rango de posibles valores factibles. En la siguiente tabla se muestran algunos de los rangos propuestos:

	Porcentaje Propuesto
Instalación	20 – 90 %
Tuberías	10 – 70 %
Instrumentación y Control	6 – 40 %
Equipo y Materiales	10 – 15 %
Terreno	0 – 10 %
Trabajo Técnico	15 – 90 %

Tabla 5: Costes Asociados

Continuando con los intercambiadores, en un primer momento se pensó en el uso de lo *Shell & Tubes*, como solución al problema de obstrucción de las sales. Sin embargo, tras analizar los resultados obtenidos y ver el coste que conllevaría se ha descartado dicha opción.

Como alternativa se propone el uso de un intercambiador híbrido PCHE/PFHE. El PEC de este intercambiador se obtiene a partir del PEC del HTR y el calor intercambiado entre las sales y el ciclo. Se escoge el HTR ya que poseen calores similares. Por tanto, las dimensiones y materiales son equiparables. Esta aproximación cuenta con la salvedad que, al tratarse el híbrido de un intercambiador más hueco, se divide entre dos el coste, puesto que se asume que la mitad del espacio de este se encuentra vacío. La siguiente ecuación muestra el ajuste a realizar:

$$PEC_{PlateFin} = PEC_{HTR} * \frac{Q_{Sales}}{2 * Q_{HTR}} \quad (85)$$

Del mismo documento, se obtienen las ecuaciones que se emplean para obtener los costes de las turbomáquinas en el ciclo. Las ecuaciones empleadas hacen referencia a el conjunto de turbomáquinas, y el PEC extraído hace referencia ha dicho conjunto.

$$PEC_{TAC} = f_W * f_P * f_T * PEC_{TAC,0} \quad (86)$$

$$f_W = \left(\frac{W}{W_o}\right)^{0,68} \quad (87)$$

$$f_P = \left(\frac{P}{P_o}\right)^{-0,6} \quad (88)$$

$$f_T = \frac{3,35 + \left(\frac{T[^{\circ}C]}{1000}\right)^{7,8}}{3,35 + \left(\frac{T_o[^{\circ}C]}{1000}\right)^{7,8}} \quad (89)$$

El parámetro $PEC_{TAC,0}$ hace referencia al coste de las turbomáquinas para el caso base calculado por SNL, este cálculo se realiza mediante el método Driscoll-Hejzlar. Los parámetros W y W_o , simbolizan la potencia del ciclo de estudio y la del ciclo base (SNL) respectivamente. De igual manera los parámetros P y T hacen referencia a la presión y temperatura, que lleva el fluido en el punto de entrada a la turbina. Los parámetros propuestos por SNL se recogen en la siguiente tabla.

	SNL
W_o [MW]	10
P_o [bar]	200
T_o [°C]	650
$PEC_{TAC,0}$ [M\$]	6

Tabla 6: SNL TAC

Con los intercambiadores y turbomáquinas calculados, se calcula el precio de la sales y tanques que se utilizan para su almacenamiento. Para ello, se utilizan como referencia los costes propuestos por Abengoa para su planta termosolar 18149 y que se recoge en el informe de NREL denominado como “Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap”. A continuación, se muestra la tabla de costes de la cual se derivan los costes de las sales del estudio.

	ABENGOA
TES capacity [MWht]	2.703
Salt cost [\$/tonne]	1100
Cold tank [m ³]	15.700
Cold tank [\$]	4.361.000
Hot tank [m ³]	16.500
Hot tank [\$]	10.016.000
Salt inventory [tonne]	25.682
Salt inventory [\$]	30.122.000
Structural Steel [\$]	666.000
Instrumentation [\$]	212.000
Tank insulation [\$]	3.724.000
Electrical [\$]	481.000

Foundations [\$]	3.050.000
Sitework [\$]	339.000
ONSC [\$]	52.971.000
ONSC [M\$]	53,0

Tabla 7: *Coste Sales Abengoa*

En la tabla aparecen reflejados los costes de la sal, los tanques y los costes directos asociados a estos, por lo tanto, solo será necesario añadir la parte de costes indirectos.

Para poder relacionar los datos, es necesario definir los distintos parámetros que se emplean. El primer paso consiste en establecer el número de horas de almacenamiento deseado y por tanto la energía a almacenar. El criterio que se escoge es que el sistema sea capaz de almacenar toda la energía producida a lo largo del día. Por tanto, la capacidad energética será el número de horas equivalentes (obtenida a través de la simulación de PV Syst) multiplicado por la potencia del parque (MWh).

El siguiente paso es calcular el volumen de los tanques, para ello se define la siguiente expresión:

$$E = V * \rho * \frac{\Delta u}{3,6 * 10^6} \quad (90)$$

Despejando la ecuación, se obtiene el volumen que ocupan las sales. Para cada tanque, es necesario utilizar la densidad asociada a la temperatura a la que se encuentran las sales en dicho tanque. Como factor de seguridad, se utiliza un incremento del volumen del 21%.

Para las sales, se busca la masa, en lugar del volumen, por ello se utiliza la misma expresión, pero en este caso no se divide entre la densidad.

Tanto la densidad, como las energías internas de las sales, se obtienen de la base de datos del EES y se utilizan las temperaturas asociadas al punto de entrada y salida del intercambiador. Además, es necesario modificar las unidades de la energía interna u . Esto se debe, a que el EES proporciona las energías en kW*s y las unidades empleadas son MW*h, de ahí se obtiene el coeficiente de $3,6 * 10^6$ necesario para realizar la conversión.

Para relacionar los costes directos de Abengoa, con el proyecto de estudio se sigue una regla de tres, la cual se encuentra corregida por un factor de escala, de modo que los costes se relacionan con la siguiente expresión:

$$C_{TFG} = C_{Abengoa} * \left(\frac{V_Tank_{TFG}}{V_Tank_{Abengoa}} \right)^{0,8} \quad (91)$$

La C hace referencia al coste propuesto por Abengoa y V_Tank al volumen del tanque de almacenamiento ya sea frío o caliente.

Finalizando con el caso de estudio, es necesario tener en cuenta el coste asociado a la resistencia calefactora, para ello se toma como referencia el coste obtenido del libro “A guide to chemical engineering process design and economics”, que indica un coste de 2000 \$ para una resistencia de 50 kW. Una vez más, se relaciona este coste, con la potencia necesaria que debe tener el equipo, y se aplica una corrección, para tener en cuenta la reducción de costes debida a las leyes de escala. La ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$C_{R_TFG} = C_{R_Teoría} * \left(\frac{W_{TFG}}{W_{Teoría}}\right)^{0,87} \quad (92)$$

Una vez se analizado el caso de estudio, se procede con los costes del modelo PV + BESS. Para caracterizar este modelo, es necesario obtener los costes asociados a la fotovoltaica y a las baterías.

Comenzando con la fotovoltaica, se procede de la misma manera que con el campo del modelo de estudio, con la pequeña diferencia que ahora se multiplica por 100 el caso base, en lugar de por 150. Esta reducción resulta de no contar con el rendimiento del ciclo, y asumir un rendimiento de baterías del 100%. Este cambio permite reducir el campo fotovoltaico en torno al 33%. Las correcciones realizadas por los factores de escala se aplican de la misma manera.

Los datos de costes de baterías se han tomado de la literatura abierta recogidos en informes de distintas organizaciones y empresas como son la International Energy Agency (IEA) o Lazard.

Estas organizaciones recogen en sus informes diversos precios para baterías, con ellos se obtiene el PEC de las baterías, el cual variara en función de la capacidad buscada.

Es necesario mencionar que, a diferencia del almacenamiento en sales, las baterías sufren una degradación a lo largo de su vida útil, contando además con una vida útil inferior a la de los paneles fotovoltaicos o el almacenamiento en sales.

Esta condición lleva a realizar una segunda inversión de cara a mantener el almacenamiento a lo largo de toda la vida útil del proyecto. En concreto, la estimación de funcionamiento del proyecto es de 25 años, mientras que la de las baterías es de 15.

Como esta segunda inversión se realizará 15 años más tarde, es necesario ajustarla de acuerdo con la tasa de descuento y la reducción de costes que tiene lugar a medida que pasa el tiempo. Por ello, se realiza la siguiente operación a partir del PEC inicial.

$$PEC_{15} = PEC_0 * \left(\frac{1 - R}{1 - wacc}\right)^{vu} \quad (93)$$

El término R hace referencia a la reducción anual de los costes de la batería, se estima de un 2% anual. El wacc se estima del 7,5% anual y la vu es la vida útil de las baterías la cual se estima de 15 años como se ha mencionado previamente. Las distintas tasas y vidas útiles tienen como fuente principal, un conjunto de proyectos realizados por el director de este estudio.

Para poder llevar a cabo la correcta comparación entre ambos modelos, es necesario obtener los costes totales de inversión (FCI) y seguidamente calcular el LCOE con el fin de conocer la relación entre la inversión y la energía total producida. Para obtener el FCI es necesario sumar a los distintos PEC, los costes directos e indirectos.

Desde el documento donde se recogen los distintos costes para los intercambiadores, se propone adicionalmente un modelo que relaciona el PEC con los costes directos, representando estos un 118% del PEC de cada equipo.

De esta manera, la suma de PEC mas los costes directos se denomina *On-Site Costs* (ONSC), y se puede obtener directamente como 2,18 veces el PEC de cada equipo. Esta relación de 2,18 se aplica al resto de los elementos en los cuales no se especifican costes directos (En el caso de las sales y el parque fotovoltaico los datos obtenidos son directamente los ONSC). Los costes indirectos se consideran un 25% de los ONSC, por lo tanto, para obtener el FCI es necesario multiplicar el ONSC por 1,25.

Además, cabe destacar que se realiza una corrección temporal para los costes, que se obtienen de artículos publicados anteriores a la fecha del estudio. Por tanto, se propone una relación entre los costes de los equipos en el momento de publicación del artículo (o próximo a el) y el coste de estos ahora. La corrección se aplica a los precios de los intercambiadores, turbomáquinas, sales y resistencia.

AÑO	PRECIO
1982	314
2013	567,3
2020	596,2
2022	802,9

Tabla 8: *Ajuste Temporal Costes*

Para los intercambiadores, sales y turbomáquinas se relaciona de tal manera que se multiplica el PEC por el precio de 2020 y se divide por el de 2013. Para la resistencia se multiplica por el precio de 2022 y se divide por el de 1982.

Una vez se ha obtenido el FCI para cada modelo, se calculan los LCOE asociados a cada uno. Las siglas de LCOE significan “Levelised Cost Of Energy”, y representan una herramienta económica, encargada de relacionar la inversión total de un proyecto (ajustada temporalmente), con la energía que produce dicho proyecto a lo largo de un año.

El LCOE es un indicador que aporta una visión clara de cara a analizar la viabilidad económica de un proyecto. La ecuación que lo define es la siguiente.

$$LCOE = \frac{FCI * fa}{E} \quad (94)$$

$$fa = \frac{wacc * (1 + wacc)^{vu}}{(1 + wacc)^{vu} - 1} \quad (95)$$

Una vez definidos los LCOE se tienen datos suficientes como para poder extraer una conclusión fundada.

Para finalizar la comparativa se realizarán cuatro casuísticas, dos para cada modelo. En el modelo de estudio se calculará el LCOE, cuando el sistema se encuentre produciendo 50 MW directos y 50 MW diferidos, es decir, cuando inyecte parte a red y almacene el restante. También se estudiará el caso en el cual toda la producción sea en diferido, es decir, no se inyecte directamente y toda la energía producida por el parque se almacene.

En cuanto al modelo PV + BESS, se analizarán los mismos casos, solo que ajustados a la configuración de producción. Es decir, habrá un caso en el que la capacidad de las baterías sea la justa para inyectar 50 MW en directo de continuo y almacenar el resto de la producción y un segundo caso en el que las baterías sean capaces de albergar toda la energía producida e inyectarlo en diferido.

4. Resultados

4.1. Producción Fotovoltaica

A través del software PV Syst, se realiza la simulación de la producción energética anual para el caso base de 1 MW. Como resultado se obtiene una energía producida de 1686 MWh/año, que, si se escala a la potencia del campo del modelo de estudio, resultaría en una producción anual de 150 veces la energía del caso base, es decir, 252.900 MWh/año. Para el parque del modelo PV + BESS, se repite la misma operación solo que en lugar de multiplicar por 150 se haría por 100, de acuerdo con la potencia del campo, esta instalación produciría 168.600 MWh/año.

Volviendo al caso base, si se coge la producción generada por este y se divide entre los días del año, se obtienen 4,6191 horas equivalentes de producción eléctrica diaria. Con este dato y multiplicado por la potencia escogida para calentar las sales se obtiene la energía total almacenada. Si se multiplica ahora la energía por el rendimiento asociado al ciclo y se divide entre la potencia del ciclo, se conocen las horas de producción en diferido ofrecidas por el modelo. En la siguiente figura se muestra un pequeño esquema.

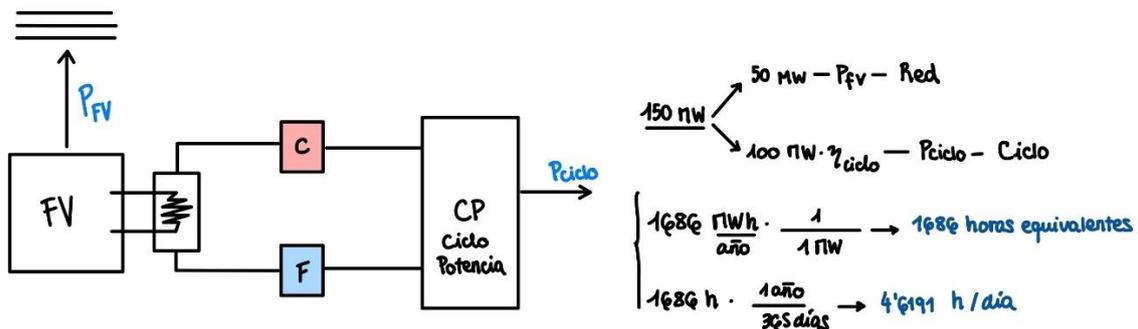


Figura 21: Producción Eléctrica

Fuente: Elaboración Propia

Para el modelo PV + TES, se estudian dos configuraciones de funcionamiento. La primera se establece cuando el sistema destina 50 MW a inyectar de manera directa a la red, y 100 MW para su almacenamiento en sales, que se utilizan para producir 50 MW en diferido. La segunda configuración, se define cuando toda la producción fotovoltaica se destina a calentar las sales, y por tanto poder realizar toda la inyección a red en diferido.

Además, es necesario comentar que se asume, que no se producen pérdidas a la hora de calentar las sales, así como, tampoco existen pérdidas de temperatura mientras que las sales están almacenadas.

Como el modelo PV + TES, físicamente es el mismo, pero debe poder trabajar con las dos configuraciones, la energía que debe almacenar es de $150\text{MW} * 4,6191 \text{ h} = 692,865 \text{ MWh}$. Sin embargo, para la primera configuración se podría alcanzar un máximo de $100\text{MW} * 4,6191 \text{ h} = 461.91 \text{ MWh}$, ya que la potencia empleada es menor.

Si se analiza ahora el diseño del parque, la energía producida anualmente se ve afectada por las distintas pérdidas que sufre el sistema. Para caracterizar la eficiencia de la instalación PV Syst hace uso del *performance ratio*, siendo este $\text{PR} = 82,91\%$.

El *performance ratio* hace referencia a uno de los principales parámetros para medir la efectividad de un sistema fotovoltaico, con él se compara la producción energética real, con la producción teóricamente posible. Este indicador es de gran uso, ya que no depende de la ubicación, y sirve por tanto para comparar los rendimientos de instalaciones en distintas partes del globo.

A continuación, se presentan una serie de figuras, que tienen el fin de representar con claridad el funcionamiento del sistema a lo largo del año, así como clarificar como afectan al rendimiento los distintos parámetros del sistema y cuáles son los motivos por los que se producen las pérdidas.

Main results

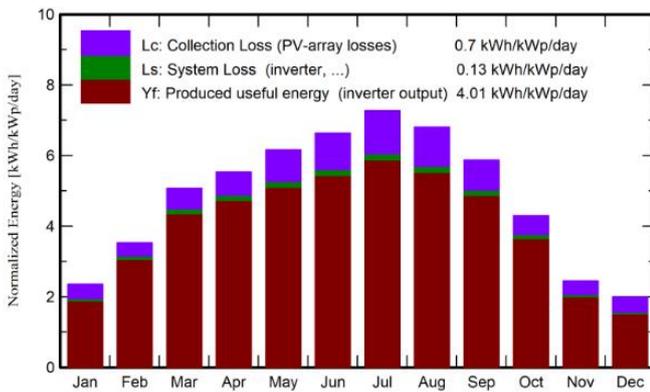
System Production

Produced Energy 1686 MWh/year

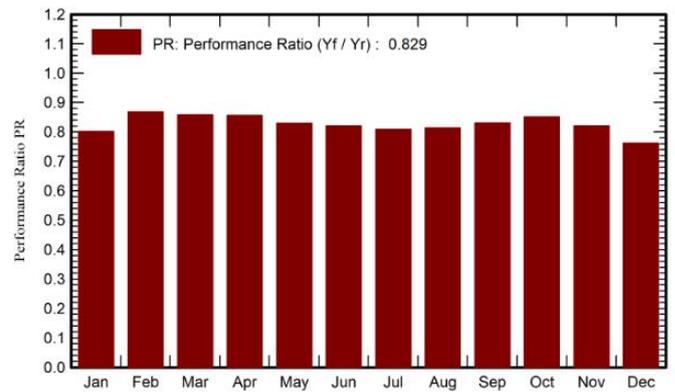
Specific production
Performance Ratio PR

1464 kWh/kWp/year
82.91 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	47.8	27.40	4.80	73.1	63.8	69.7	67.5	0.802
February	69.7	33.70	5.50	98.8	93.0	102.1	98.9	0.869
March	124.8	49.70	9.10	157.4	149.9	160.6	155.6	0.858
April	150.9	59.10	10.70	165.8	157.3	168.8	163.6	0.856
May	191.3	85.10	15.00	191.0	179.7	188.2	182.4	0.829
June	206.3	74.00	19.80	198.9	188.2	193.9	188.1	0.821
July	228.3	61.00	22.30	225.3	214.2	216.4	210.0	0.809
August	197.7	55.80	22.30	210.9	200.8	203.5	197.6	0.813
September	143.7	47.20	18.20	176.1	168.2	173.7	168.5	0.830
October	94.5	38.10	13.00	133.0	126.4	134.6	130.5	0.852
November	49.7	26.60	7.60	73.2	66.1	71.6	69.3	0.821
December	38.6	22.00	4.50	61.8	50.8	56.0	54.2	0.762
Year	1543.3	579.69	12.78	1765.4	1658.4	1739.0	1686.2	0.829

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 22: Producción Anual

Fuente: Elaboración Propia

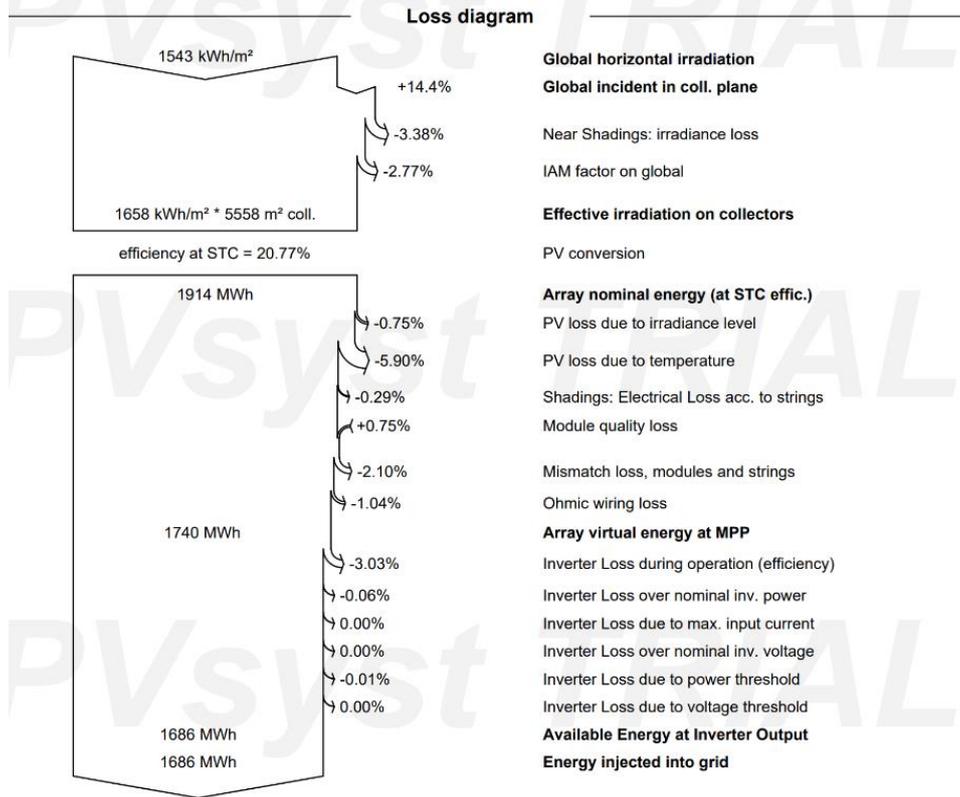


Figura 23: Diagrama Sankey FV

Fuente: Elaboración Propia

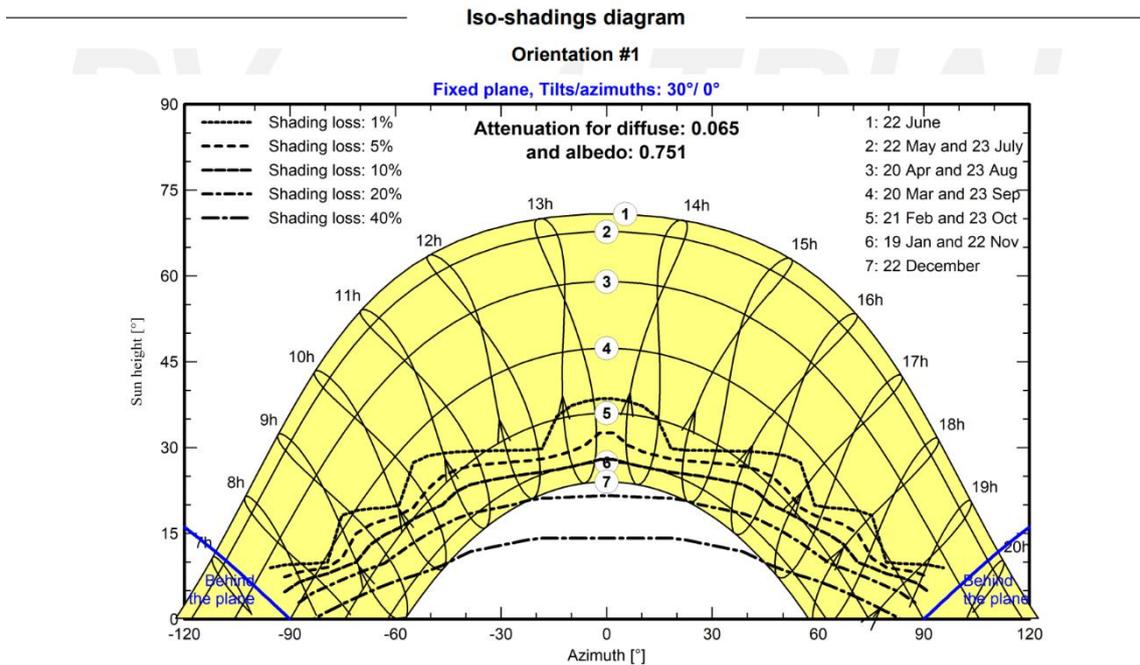


Figura 24: Sombreado FV

Fuente: Elaboración Propia

La figura denominada como *Producción Anual*, se obtiene como resultado de la simulación del PV Syst y aporta información a cerca de valores tan importantes como la energía producida o el performance ratio, además de parámetros como la temperatura ambiente media (mensual y anual) o la radiación incidente (corregida y sin corregir), entre otros parámetros.

La figura *Diagrama Sankey FV*, muestra con claridad como afectan los componentes y la configuración, al rendimiento total de la instalación. En esta figura se observa como la mayor pérdida de rendimiento se debe a la temperatura (-5,9% en el rendimiento), esta caída se debe a que en la realidad, cuando el panel se encuentra a 20°C la temperatura de las células es mayor a la de diseño (en condiciones normales de operación unos 48°C). Es este sobrecalentamiento el que produce la disminución en la entrega de potencia y el que ratifica el trabajar a temperaturas inferiores a la de diseño.

Por último, en la figura *Sombreado FV*, se observa como varían las pérdidas asociadas a los sombreados a lo largo de los distintos periodos del año. Con ello se puede corroborar el efecto real que tiene el haber escogido el pitch de 7m.

4.2. Ciclo de Potencia

Como se ha mencionado anteriormente, para poder escoger el ciclo que mejor se adecua a las características del modelo. Se estudian un total de ocho casos, divididos en dos configuraciones.

Los cuatro primeros casos, analizan la configuración en la que el intercambiador encargado del aporte de calor (es decir el que se encuentra en contacto con las sales) se encuentra situado en la parte del circuito con la mayor presión. Las cuatro restantes se encargan de estudiar el caso en el que el intercambiador se encuentra localizado en la zona de baja presión del sistema.

Los casos hacen referencia a las distintas etapas que se añaden a los ciclos. Las siglas RC, IC, RH y LP hacen referencia a los siguientes términos. RC - *Recompresión*, IC - *Intercooler*, RH - *Reheating*, LP - *Low Pressure*.

Es necesario comentar que, todas las configuraciones se han simulado con dos variantes. La variable que se ha tenido en cuenta, es el método de refrigeración. Si el sistema contaba con refrigeración por agua se le ha denominado con el término 35°C y en caso de haber empleado aire se ha utilizado el término 50°C. En caso de no haber podido obtener resultados de alguna variante durante la simulación, esta no se habrá incluido en los mapas.

Los mapas representan cómo evoluciona el rendimiento de la instalación, en función del de la presión y temperatura, al mismo tiempo que dejan ver como varía la temperatura del fluido al realizar el intercambio con las sales.

En las Figuras 25 y 26 se puede observar los mapas asociados a la configuración en alta, con sus dos variantes de refrigeración. La primera es la variante refrigerada por agua y la segunda por aire.

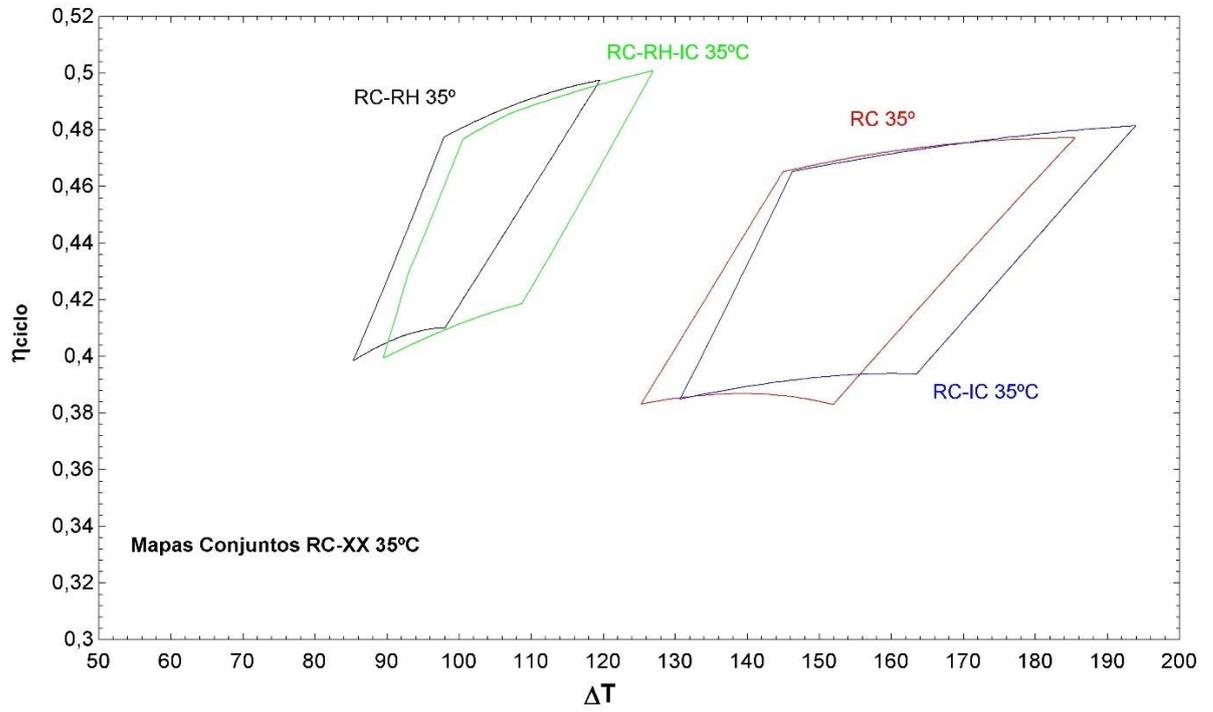


Figura 25: *Mapas Conjuntos RC-XX-35°C*

Fuente: Elaboración Propia

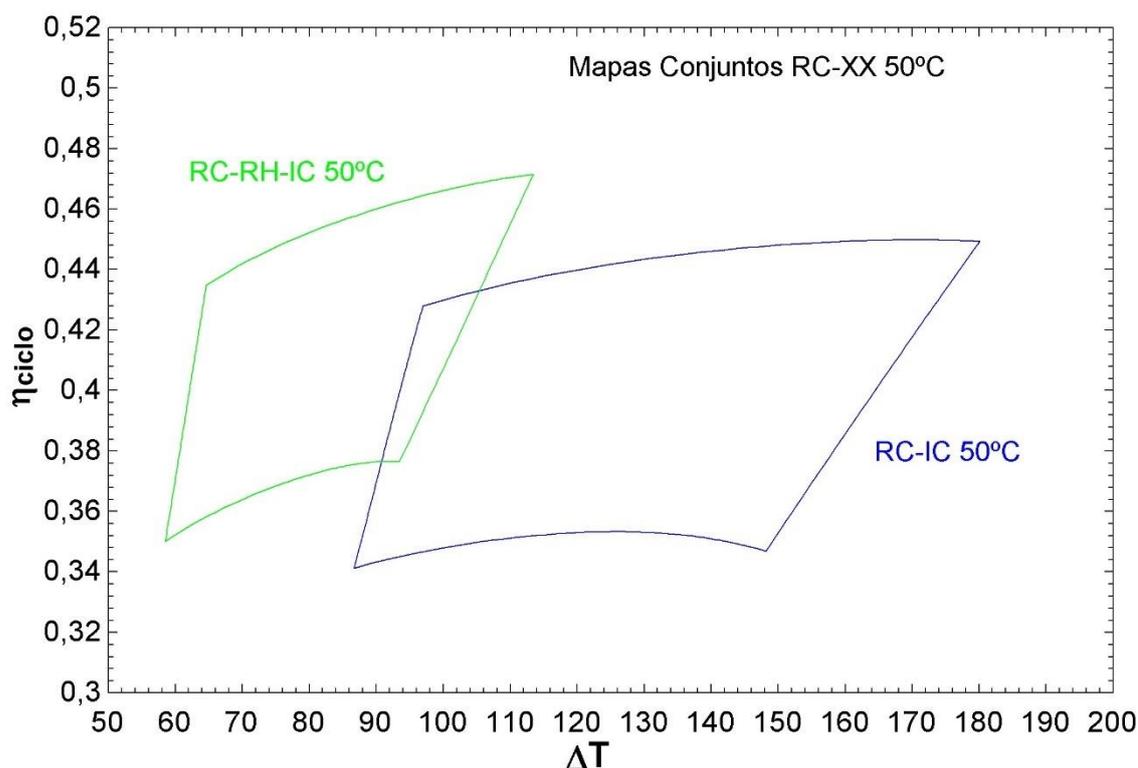


Figura 26: Mapas Conjuntos RC-XX-50°C

Fuente: Elaboración Propia

De los mapas, la primera observación que se puede realizar es que tanto para el caso base, como para el caso que solo cuenta con recalentamiento, es necesario refrigerar el sistema con agua. Si no es de esta manera, no es posible trabajar en las condiciones exigidas, ya que las temperaturas que deberían emplearse se quedan fuera del rango de trabajo.

La segunda observación es que, gracias a la refrigeración con agua, se consigue aumentar el rendimiento de los ciclos. Si se observan los ciclos que llevan este tipo de refrigeración, se ve como al emplear agua se consigue un aumento en el rendimiento entorno al 4%.

Analizando los efectos que tiene cada etapa sobre el caso base, se puede observar cómo el hecho de incorporar en el ciclo un proceso de refrigeración entre los compresores, consigue aumentar el rendimiento de cara a las presiones y temperaturas más altas. Permitiendo por tanto que la diferencia de temperaturas que ocurre en el intercambiador sea mayor.

En lo que al recalentamiento respecta, gracias a su adición se es capaz de conseguir aumentar el rendimiento para todos los puntos, a expensas de reducir el área de trabajo en lo que a la diferencia de temperaturas se refiere.

La combinación de ambas medidas resulta en un ciclo con mayor rendimiento que los anteriores, a excepción de algunos puntos comparados con el ciclo RC en el cual el ciclo

simple presenta mejor rendimiento. A pesar de esto, se obtiene un rango de trabajo mayor, que en el caso de recalentamiento simple y más eficiente respecto al caso con interrefrigeración.

El caso base (RC), cuando el ciclo se encuentra diseñado con las condiciones que ofrecen el mayor rendimiento posible (salida intercambiador – [300 bar, 550°C]) se obtiene un rendimiento cerca del 48%. Si se analiza la casuística más compleja (RC-RH-IC), para el mismo punto de diseño se obtiene un rendimiento del 51% aproximadamente.

Como se ha mencionado previamente, la configuración con el intercambiador situado en la zona de alta presión, no es una solución viable. Esto se debe al uso de sales, ya que para poder trabajar en alta presión se requiere de un intercambiador de tipo PCHE, el cual con las sales se obstruiría. El uso de un intercambiador del tipo S&T, no es viable en condiciones de alta presión ya que por construcción no aguanta presiones tan altas.

Estos motivos descartan la primera configuración en su totalidad, y por tanto deja como únicas opciones viables, a los 4 casos de la configuración en baja presión.

Las Figuras 27 y 28 representan los mapas asociados la configuración en baja presión. De manera análoga, se representan los casos para los distintos métodos de refrigeración.

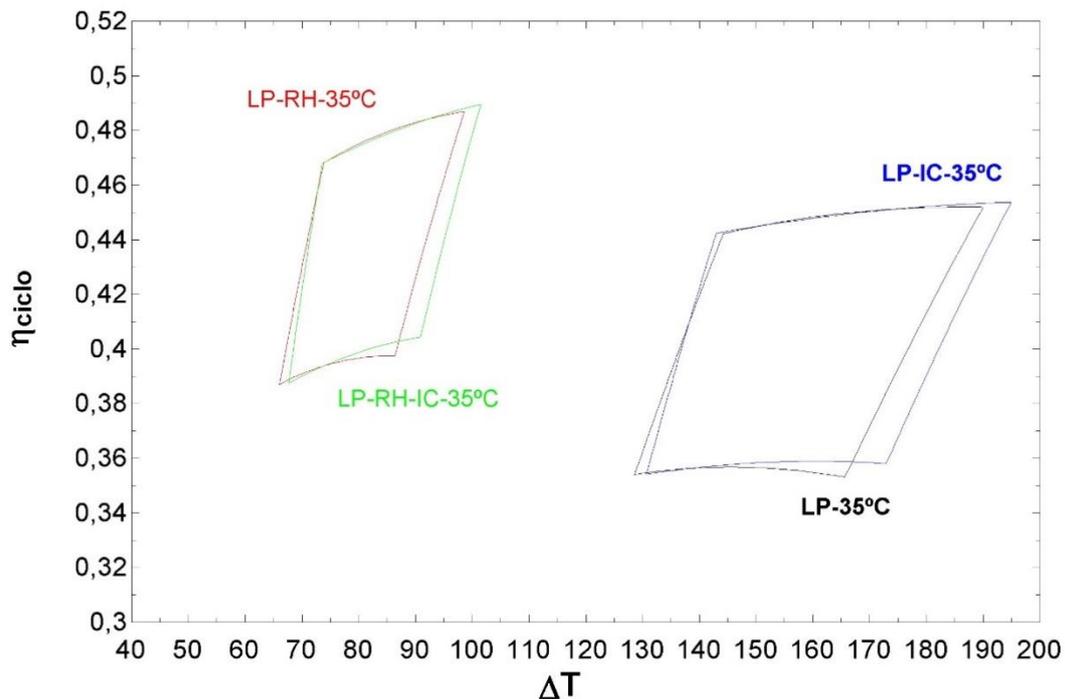


Figura 27: Mapas Conjuntos LP-XX -35°C

Fuente: Elaboración Propia

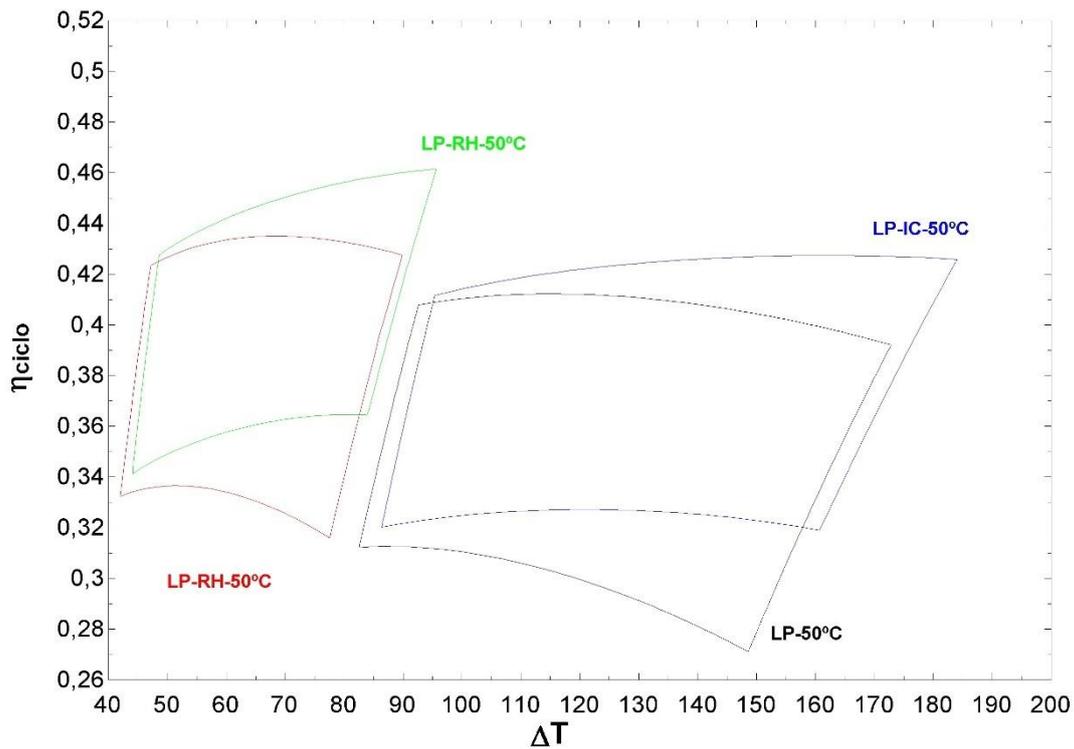


Figura 28: Mapas Conjuntos LP-XX -50°C

Fuente: Elaboración Propia

Las primeras conclusiones que se extraen al analizar los resultados son, que simplemente por el hecho de cambiar el intercambiador de posición se consigue obtener más resultados. Es decir, gracias a modificar el lugar donde se produce el aporte de calor, se consiguen modificar las temperaturas y presiones, y por tanto obtener resultados para el caso base (LP) y el de recalentamiento (LP-RC) cuando estos son refrigerados por aire.

Además, ahora que se tienen los mapas de los 4 casos, se observa cómo aquello que emplean aire como medio de refrigeración cuentan con una mayor variabilidad. Esto supone que, el rendimiento es mucho más sensible a la variación de temperatura que ocurre en el intercambiador.

De la misma manera que ocurría con la configuración anterior, los casos que cuentan con refrigeración por agua, presentan un mejor rendimiento que los casos refrigerados por aire. Asimismo, las observaciones realizadas acerca de la adición de las etapas (interrefrigeración y recalentamiento) se mantienen también para esta configuración.

Para terminar, si se comparan los rendimientos de los ciclos según el tipo de refrigeración, se sigue manteniendo que aquellos refrigerados con agua, presentan un mejor rendimiento. La diferencia del 4% entre un método y otro se mantiene para esta configuración también.

La mayor diferencia que se puede apreciar cuando se comparan las dos configuraciones, se observa en el rendimiento los ciclos. Los casos de la configuración en baja presión, presentan una bajada de rendimiento respecto a su versión en alta. Por ejemplo, comparando los casos base (refrigerados por agua), se observa cómo en el caso de alta el punto de mayor rendimiento es cercano al 47%, mientras que en el caso de baja se aproxima al 45%. Comparando ahora el caso con interrefrigeración (refrigeración por aire) se observa como el rendimiento máximo para la primera configuración es del 45%, mientras que para la segunda configuración baja hasta casi el 43%.

Si se siguen comparando los mapas, se puede asumir una disminución del rendimiento, de una configuración frente a la otra de entorno al 2-3%. Sumada esta, a la reducción según el tipo de refrigeración, se puede llegar a apreciar una variación en el rendimiento de aproximadamente el 6-7%.

Como se ha indicado anteriormente, el hecho de trabajar con las sales descarta automáticamente los casos presentados en la primera configuración. Lo que lleva a escoger un modelo de ciclo, entre los 8 propuestos en la segunda configuración. Entre estos se escoge el caso base con refrigeración por agua (LP-35°). La decisión responde a un criterio, y es el de la simplicidad, al buscar este proyecto obtener un modelo más económico frente a los modelos tradicionales, se busca reducir los costes de este de manera que pueda dar lugar a una alternativa viable. Por esta razón quedan descartados aquellos casos que cuenten con etapas adicionales. Entre las dos variantes del caso base se escoge aquel que presenta un mayor rendimiento LP-50°C – 45,47% y el LP-35°C – 41,5%, la diferencia en el precio entre un método y otro se ve más que compensada por la diferencia en el rendimiento, además al estar emplazado en el norte de España no habría problemas para mantener el agua en temperatura. A continuación, se presenta el mapa del ciclo para poder ver con más detalle los puntos de trabajo. Lógicamente el ciclo se encontrará funcionando en el punto de mayor rendimiento.

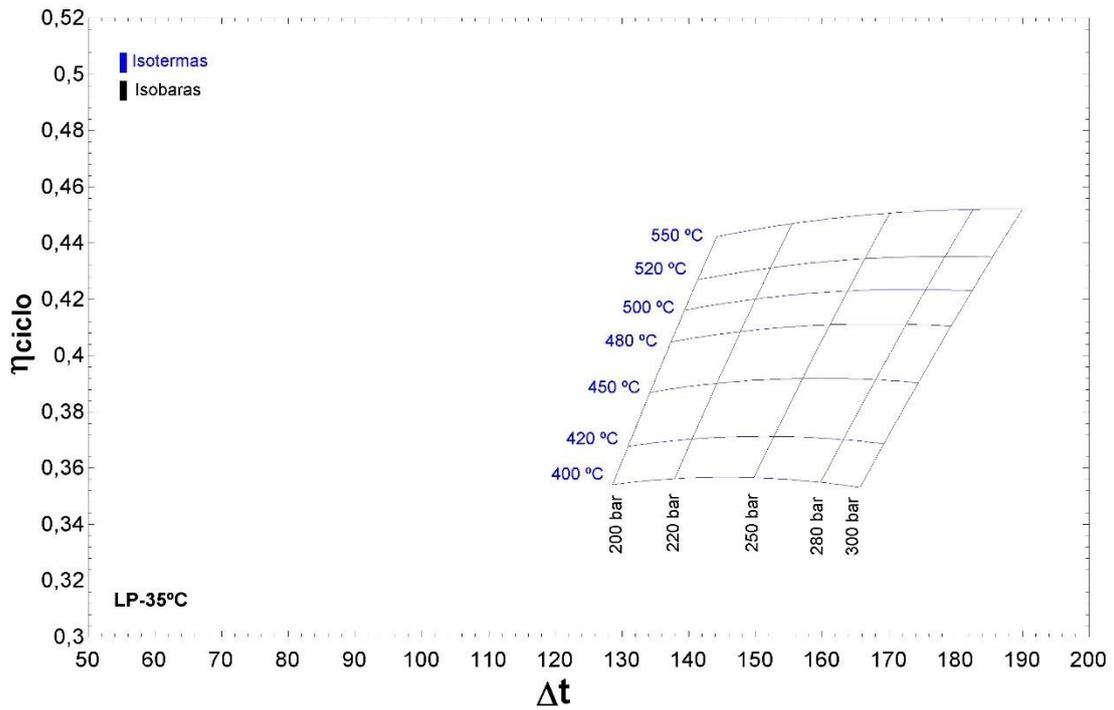


Figura 29: Mapa LP-35°C

Fuente: Elaboración Propia

Las líneas horizontales azules son las distintas isotermas y la líneas negras verticales son las isobaras. Ambas se encuentran referidas a la entrada de la turbina.

4.3. Intercambiadores y Sales

Para el ciclo seleccionado (LP-35°C), se muestran las dimensiones obtenidas a través del método iterativo para los distintos intercambiadores. La información se presenta en el siguiente orden: LTR, HTR, PC y *Shell and Tubes*, y se encuentra dispuesta para cada intercambiador. Se muestran dos tablas en las cuales se recoge por un lado los parámetros físicos que caracterizan al intercambiador, y por otro los resultados dimensionales obtenidos.

MAGNITUD	35 °C	UNIDADES
\dot{m}_c	487,6	kg/s
\dot{m}_f	333,12	kg/s
T_{ce}	208,2	°C
T_{cs}	81,62	°C
T_{fe}	76,62	°C
T_{fs}	203,2	°C
P_{ce}	85,8	bar
P_{cs}	85,4	bar
P_{fe}	300,4	bar
P_{fs}	300	bar

Tabla 9: LTR Inputs

PARÁMETRO	35 °C
Nº de tubos	1.084.000
D	13,55
$A_{frontal}$	8,13
Nº de Módulos	22,58
Volumen	35,63
Length	4,38

Tabla 10: LTR Outputs

MAGNITUD	35 °C	UNIDADES
\dot{m}_c	487,6	kg/s
\dot{m}_f	487,6	kg/s
T_{ce}	555	°C
T_{cs}	208,2	°C
T_{fe}	203,2	°C
T_{fs}	510	°C
P_{ce}	85,8	bar
P_{cs}	85,4	bar
P_{fe}	300,4	bar
P_{fs}	300	bar

Tabla 11: HTR Inputs

PARÁMETRO	35 °C
Nº de tubos	1.024.000
D	12,8
A _{frontal}	7,68
Nº de Módulos	21,33
Volumen	17,38
Length	2,262

Tabla 12: *HTR Outputs*

MAGNITUD	35 °C	UNIDADES
\dot{m}_c	333,12	kg/s
\dot{m}_f	333,12	kg/s
T _{ce}	81,62	°C
T _{cs}	35	°C
T _{fe}	25	°C
T _{fs}	30	°C
P _{ce}	85,4	bar
P _{cs}	85	bar
P _{fe}	6	bar
P _{fs}	5	bar

Tabla 13: *PC Inputs*

PARÁMETRO	35 °C
Nº de tubos	509.100
D	6,364
A _{frontal}	3,818
Nº de Módulos	10,61
Volumen	1,697
Length	0,445

Tabla 14: *PC Outputs*

MAGNITUD	35 °C	UNIDADES
\dot{m}_c	333,12	kg/s
\dot{m}_f	333,12	kg/s
T_{ce}	81,62	°C
T_{cs}	35	°C
T_{fe}	25	°C
T_{fs}	30	°C
P_{ce}	85,4	bar
P_{cs}	85	bar
P_{fe}	6	bar
P_{fs}	5	bar

Tabla 15: *Shell & Tubes Inputs*

PARÁMETRO	35 °C
Nº de tubos	62.000
D_s	7,863
L	72,45

Tabla 16: *Shell & Tubes Outputs*

Con la información dispuesta en estas tablas, se conocen los parámetros necesarios para dimensionar los intercambiadores, así como para obtener los costes asociados a los mismos.

Comenzando por los intercambiadores de tipo PCHE, con el fin de reducir los costes se emplea un sistema modular estandarizado. Estos módulos cuentan con un ancho y largo de 600 mm y pueden tener una altura máxima de 1,5 m. Los módulos se pueden disponer en serie de tal manera que el largo total sea inferior a 8,5 m, esto supone un máximo de 14 módulos en serie.

Por tanto, para llegar al número equivalente de módulos se deberán apilar unos sobre otros, e ir construyendo hileras en función de las dimensiones del intercambiador equivalente buscado. En la Figura 30 se esquematiza el módulo descrito.

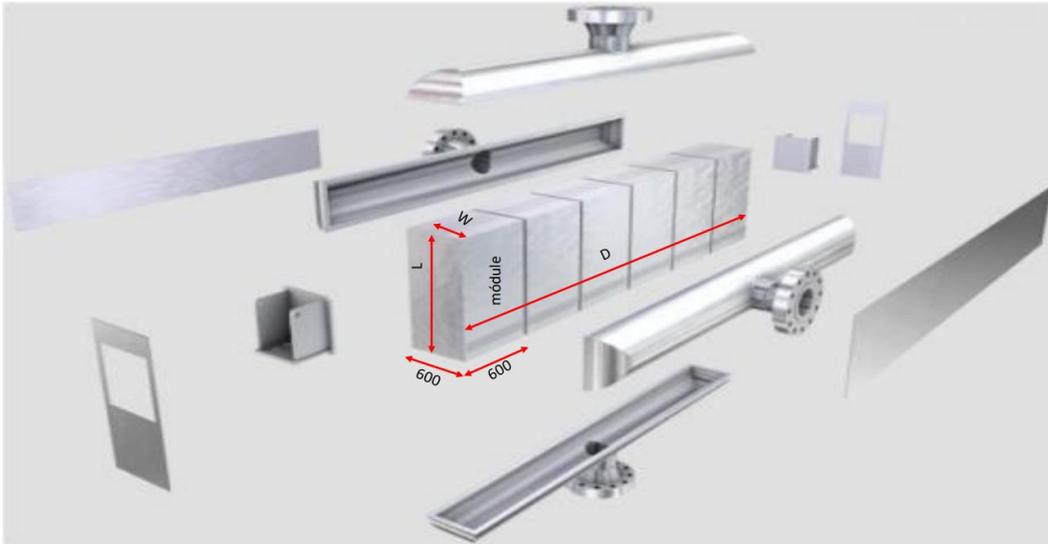


Figura 30: Módulo PCHE

Fuente: Comillas

El número de módulos obtenidos tras la simulación para el LTR, es de 22,58. Este número es necesario ajustarlo en función de la altura. La altura que resulta de la simulación es de 4,38 m, por tanto, es necesario multiplicar por 3, el número de módulos. De esta manera los módulos que conforman el LTR son 68.

Con el HTR se procede de la misma manera, se obtienen 21,33 módulos y una altura de módulo de 2,26 m, lo que resulta en 43 módulos para el HTR. Para finalizar con los PCHE, para el PC se obtienen 11 de módulos de altura 0,44 m, por lo que no es necesario realizar un ajuste.

Para el Shell and Tubes, de la simulación se obtiene una longitud de 72,45 m y un diámetro de carcasa de 7,86 m. Un intercambiador de estas dimensiones constituiría un coste demasiado elevado para el proyecto de esta manera se opta por buscar una alternativa.

La alternativa planteada para sustituir el S&T, es el intercambiador de tipo híbrido. Este intercambiador no se dimensiona, simplemente a partir del calor intercambiado en el S&T se aproxima a un PCHE de calor similar y temperaturas y presiones similares. Además, se aplica una corrección para aproximarlos de una manera más realista al híbrido. En la Tabla 17 se recogen los calores de los cuatro intercambiadores.

	Q (kW)
LTR	77.076
HTR	196.589
PC	59.968
S&T	109.968

Tabla 17: Q Intercambiadores

El intercambiador escogido para aproximar el S&T es el HTR, que, aunque el calor intercambiado es algo superior, y se podría asemejar más al del LTR, el rango de temperaturas y presiones es más parejo entre el HTR y el S&T, que entre el LTR y el S&T.

Continuando ahora con las sales y los tanques, primero se obtienen a través del EES, los parámetros de densidad y energía interna que caracterizan a las sales en caliente y en frío.

	Caliente (T° = 565 °C)	Frío (T° = 374 °C)	Unidades
Densidad (ρ)	1729	1851	kg/m ³
Energía Interna (u)	463,3	285,6	(kW*s)/kg

Tabla 18: *Parámetros Sales*

Con estos datos se puede realizar la extrapolación de los datos de Abengoa. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos tras el ajuste de los distintos costes.

	PV + TES
TES capacity [MWht]	690
Salt cost [\$/tonne]	1100
Cold tank [m ³]	5.562
Cold tank [\$]	1.901.382
Hot tank [m ³]	5.955
Hot tank [\$]	4.432.169
Salt inventory [tonne]	25.682
Salt inventory [\$]	9.359.970
Structural Steel [\$]	290.374
Instrumentation [\$]	92.431
Tank insulation [\$]	1.623.652
Electrical [\$]	209.714
Foundations [\$]	1.329.790
Sitework [\$]	147.803
ONSC [\$]	19.387.286
ONSC [M\$]	19,4

Tabla 19: *Coste Sales*

De esta tabla se obtienen varios datos relevantes, lo primero la cantidad de sales que se necesitan para almacenar 690 MWh, bajo las condiciones de diseño, se necesitan 25.682 toneladas de sal, lo que supone un coste de aproximadamente 9,4 millones de euros. Por tanto, el coste de la sal es aproximadamente la mitad del coste total. Si a partir de este dato se aplicase la misma proporción de 2,18, se comprobaría como dicho criterio se aproxima en gran medida al precio obtenido con el procedimiento de Abengoa (20,5 frente a 20,4 M\$).

En cuanto a los tanques de almacenamiento, se observa cómo el caliente cuenta con mayor volumen debido a su menor densidad, aunque no resulta significativo ya que ambas densidades son bastante parejas. A pesar de no existir una gran diferencia en el volumen, sí que se aprecia una en el precio de estos. El caliente tiene un precio de 4,4 millones y el frío de 1,9, esto se debe principalmente a los materiales que se emplean en cada tanque, siendo los del caliente de mayor coste.

4.4. Análisis de los Costes

Una vez están definidos todos los elementos que componen ambos modelos, se realiza la comparativa económica entre ellos. Cada modelo tendrá dos maneras de funcionar las cuales también se detallan.

Empezando por el modelo PV + TES, la primera configuración se denomina 50A/50S y funciona de modo que se encuentra inyectando energía a la red, al mismo tiempo que la emplea para calentar las sales, así conseguir almacenarla y poder inyectarla de manera diferida.

Por tanto, esta configuración aportaría a la red 50 MW durante 4,6 horas de manera directa y 50 MW durante 4,2 horas de manera diferida. Teniendo por tanto una producción de 50 MW durante 8,8 horas. Las 4,6 horas son las equivalentes obtenidas por PV Syst y las 4,2 se obtienen al aplicar el rendimiento del ciclo a la energía almacenada en las sales, a la vez que se fija la potencia de salida de este. La siguiente ecuación muestra el cálculo.

$$\text{Horas Ciclo} = \frac{0,4547 * 100 \text{ MW} * 4,6 \text{ h}}{50 \text{ MW}} = 4,2 \text{ h} \quad (96)$$

La segunda configuración del modelo se denomina 50S, y su funcionamiento consiste en utilizar toda la energía producida por el parque fotovoltaico, para calentar las sales. De esta manera toda la producción sería en diferido, con la desventaja de ver reducido el tiempo de funcionamiento a 6,9 h manteniendo la potencia en 50 MW. Para obtener las horas de producción solamente es necesario cambiar la potencia de 100 a 150.

Al tratarse del mismo modelo, solo que, con una variación a la hora de operarlo, ambas configuraciones comparten todos los costes, solamente sus LCOE serán distintos, ya que no producen la misma energía. A continuación, se presentan distintas tablas en las que se recogen los costes de equipos, directos e indirectos de los distintos elementos que componen el sistema.

PCHE					HX SALES		
HTR	LTR	PC	PEC [M€]	ONSC [M€]	MSHE	PEC [M€]	ONSC [M€]
12,3	10,3	4,9	29,0	63,1	3,5	3,6	7,9

Tabla 20: Costes Intercambiadores PV + TES

En esta tabla se recogen los precios de equipo de los distintos intercambiadores, así como el PEC corregido temporalmente, y el ONSC (PEC corregido + Costes directos).

TURBOMÁQUINAS		
HE	PEC [M€]	ONSC [M€]
13,9	14,6	31,9

Tabla 21: *Costes Turbomáquinas*

SALES	RESISTENCIA		
ONSC [M€]	Resistencia [M€]	PEC [M€]	ONSC [M€]
20,4	2,1	5,4	11,8

Tabla 22: *Coste TES y Resistencia*

Los costes que se plantean en la Tabla 21, son los referidos al conjunto de turbomáquinas que componen el ciclo de potencia. De la misma manera se ofrece el dato del equipo sin corregir temporalmente, el corregido y el ONSC. En la Tabla 22, se recogen los costes ONSC de las sales y los tanques, así como los distintos costes de la resistencia.

PV
ONSC [M€]
54,4

Tabla 23: *Coste PV (Modelo TES)*

La Tabla 23 representa el coste ONSC del parque fotovoltaico de 150 MW, habiendo aplicado ya las correcciones por las leyes de escala. En la última tabla, se recoge la suma de todos los costes directos, el total de los costes indirectos y la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto.

TOTALES		
Directo [M€]	Indirectos [M€]	FCI [M€]
189,5	47,4	236,9

Tabla 24: *Inversión PV + TES*

En esta tabla se recoge la inversión necesaria para llevar a cabo el proyecto, esta es de 236,9 millones de euros. Y cuenta con la posibilidad de operar en distintas configuraciones, en función de como trabaje, la retribución y amortización será una u otra. A continuación, se presentan una serie de figuras para resumir la información.

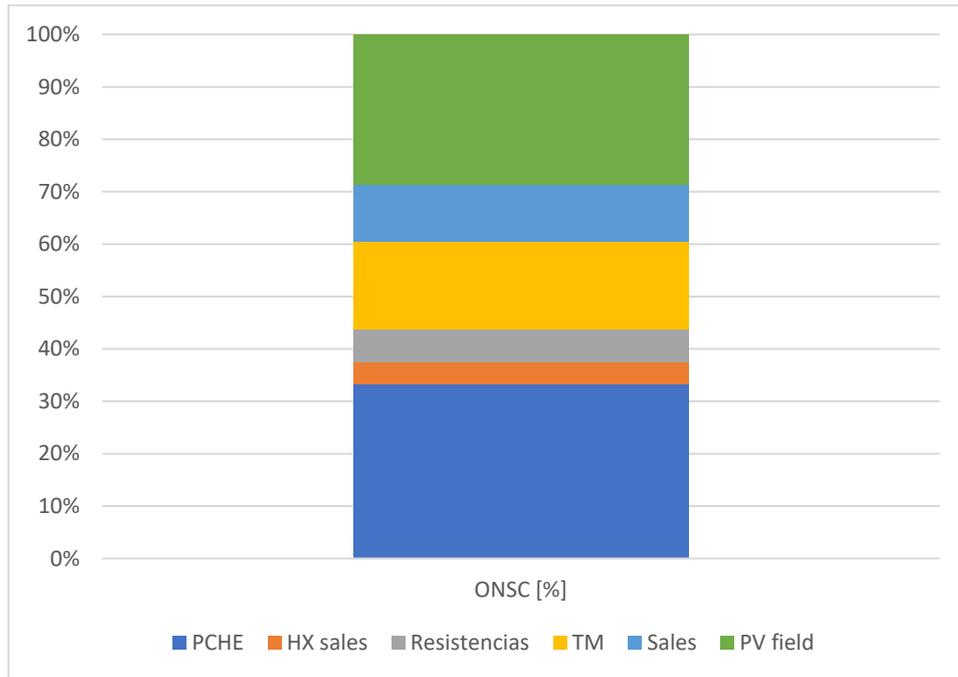


Figura 31: *Porcentaje de Costes – PV + TES*

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 31 se observa cómo los elementos que suponen el mayor coste del proyecto, son los intercambiadores (37%) y el campo fotovoltaico (29%). Por este motivo, es claro que, si sufren una reducción de precio, la inversión se vería afectada en gran medida. Analizando, el resto de los elementos, si se suman aquellos que permiten tener el almacenamiento en sales, estos representan el 71% de la inversión, lo que supone 165,4 millones.

Una vez analizados los costes del modelo de estudio, se procede con los del modelo PV + BESS. Este modelo realmente analiza dos casos de almacenamiento, y por tanto de operación.

Aunque ambos modelos comparten el mismo campo fotovoltaico de 100 MW, la primera configuración de este modelo se denomina BESS-460, y cuenta con una batería de 50MW/460 MWh. Al asumir que no existe pérdida de energía al almacenarla en las baterías, esta configuración permite un rango amplio de operación que va desde producir 50 MW en continuo durante 4,6 horas y almacenar 50 MW durante otras 4,6 (230 MWh), hasta poder almacenar 100 MW durante 4,6 horas (460 MWh).

La segunda configuración se denomina BESS-230, y cuenta con una batería de 50MW/230 MWh. En este caso, la única operación posible del modelo es producir 50 MW en directo y almacenar los otros 50 MW, ambas operaciones durante 4,6 horas. Cabe recalcar que para ambas configuraciones toda la producción no aporta a la inercia del sistema.

A continuación, se presentan los costes asociados al parque fotovoltaico y las baterías para las dos configuraciones.

PV (BESS)
ONSC [M€]
39,6

Tabla 25: Costes PV (BESS)

BATERÍA 460 MWh	
INV [\$/kWh]	225
Capacidad [MWh]	460
PEC primera batería [M\$]	103,5
PEC segunda batería [M\$]	25,8
PEC ambas baterías [M\$]	129,3
ONSC Baterías [M\$]	281,9

Tabla 26: Costes Batería 460 MWh (Lazard)

BATERÍA 230 MWh	
INV [\$/kWh]	225
Capacidad [MWh]	230
PEC primera batería [M\$]	51,75
PEC segunda batería [M\$]	12,9
PEC ambas baterías [M\$]	64,7
ONSC Baterías [M\$]	141,0

Tabla 27: Costes Batería 230 MWh (Lazard)

En la Tabla 25 se recogen el coste de la instalación fotovoltaica para el parque de 100 MW. Los PEC propuestos en la Tabla 26 y Tabla 27, se obtienen a partir de multiplicar el coste de inversión propuesto por Lazard (225 \$/kWh)², por la capacidad de la batería.

Debido a que las baterías no gozan de una gran vida útil, se ha estimado oportuno considerar una reinversión a los 15 años de proyecto, con el fin de reflejar mejor la

² El precio de 225 \$/kWh se obtiene como valor medio del rango propuesto por Lazard para una instalación de características muy similares.

realidad. El PEC para las segundas baterías es menor ya que se retrotrae el coste futuro de las baterías y la inflación monetaria, aplicando un 2% de devaluación anual en el coste de las baterías y un 7,5% de wacc, se obtiene la inversión ajustada de la segunda baterías.

INVERSIÓN BESS 460 MWh	
PV ONSC [M\$]	39,6
BATERÍAS ONSC [M\$]	281,9
INDIRECTOS [M\$]	80,4
FCI [M\$]	402,0

Tabla 28: *Inversión PV + BESS 460 MWh*

INVERSIÓN BESS 230 MWh	
PV ONSC [M\$]	39,6
BATERÍAS ONSC [M\$]	141,0
INDIRECTOS [M\$]	45,2
FCI [M\$]	225,8

Tabla 29: *Inversión PV + BESS 230 MWh*

Con todo esto y sumando los costes directos e indirectos se obtiene una inversión total para el caso BESS-460 de 402 millones, frente a los 225,8 millones del caso BESS-230. La mayor diferencia se encuentra en las baterías aumentando el coste de manera proporcional a la capacidad de estas.

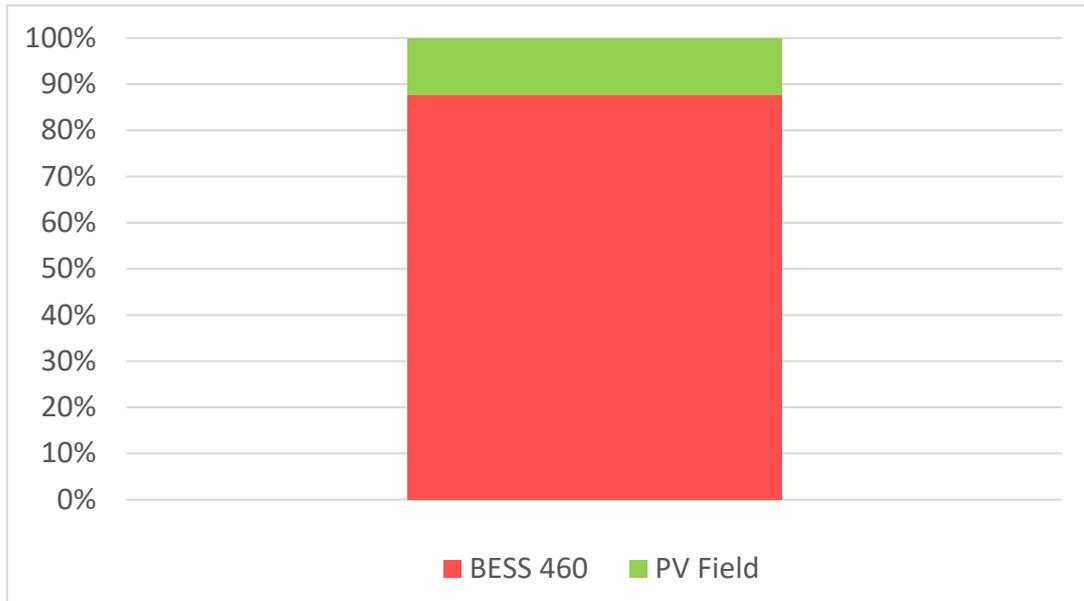


Figura 32: *Porcentaje de Costes BESS-460*

Fuente: Elaboración Propia

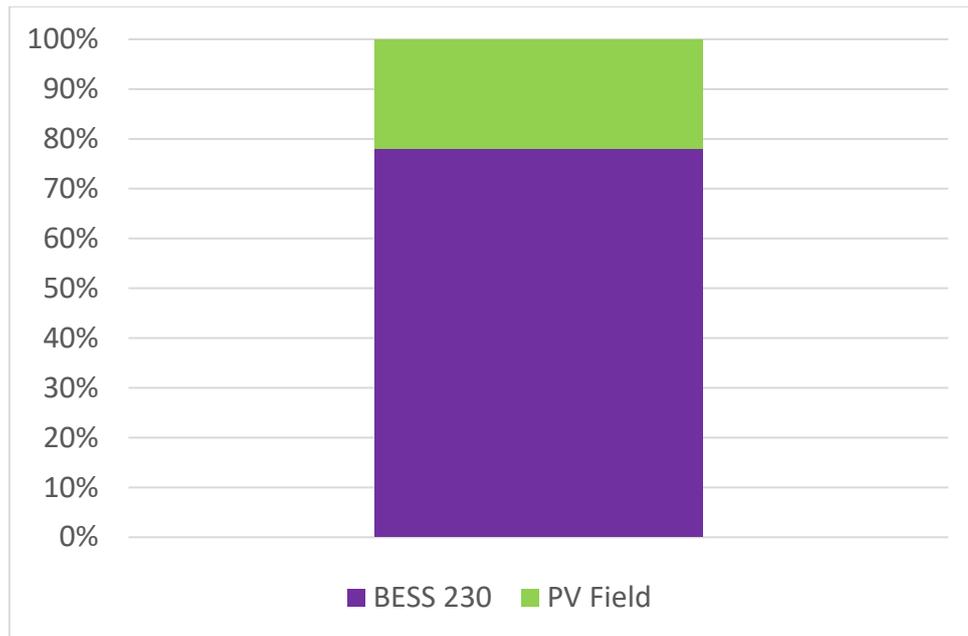


Figura 33: *Porcentaje de Costes BESS-230*

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 32 y Figura 33, se refleja el impacto que supone las baterías en la inversión, para el modelo que cuenta con 460 MWh de capacidad, las baterías suponen un 88% de la inversión total, mientras que para el caso de 260 MWh, bajaría a un 78%.

Si se comparan ambas configuraciones con el modelo de almacenamiento térmico (71%), se observa que el almacenamiento tipo TES supone un porcentaje menor de la inversión total.

Debido al gran impacto en la inversión que representan las baterías para obtener el coste del modelo depende en gran medida del coste asociado a las baterías. El estudio se ha realizado a partir del valor propuesto por Lazard en su último informe (225 \$/kWh), sin embargo, en caso de haber empleado el valor propuesto por la IEA como proyección del valor que alcanzara esta tecnología (145 \$/kWh), el resultado es completamente distinto. A continuación, se muestran los costes de ambas configuraciones, así como sus inversiones totales aplicando el valor de la IEA.

INVERSIÓN BESS (IEA)		
	BESS 460	BESS 230
PV ONSC [M\$]	39,6	39,6
BATERÍAS ONSC [M\$]	181,7	90,9
INDIRECTOS [M\$]	55,3	32,6
FCI [M\$]	276,7	163,1

Tabla 30: *Inversión BESS (IEA)*

Al utilizar el dato de la IEA, la inversión se reduce de manera drástica, pasando en la configuración BESS-460 de 402 millones a 276,7 millones y para la BESS-230 de 225,8 millones a 163,1 millones. Puesto que el valor de 145 \$/kWh es más una proyección que valor actual se continúa la comparación con el valor ofrecido por Lazard.

Continuando con la comparativa, se hace uso del LCOE, como indicador estandarizado para poder comparar con facilidad la calidad de la inversión respecto a la energía que producen los modelos. Para ello en la siguiente tabla se recoge el LCOE de las 4 configuraciones anteriormente descritas. Además, también se recoge la energía producida, así como las horas de almacenamiento y funcionamiento.

COMPARATIVA MODELOS (Lazard)				
	50A/50S	50S	BESS-460	BESS-230
LCOE [\$/MWh]	132	186	214,8	120,6
Energía Prod. [MW]	439	314	460	460
Almacenamiento [h/día]	4,2	6,3	9,2	4,6
Funcionamiento [h/día]	8,8	6,3	9,2	9,2

Tabla 31: *Comparativa de Modelos (Lazard)*

Tanto para el modelo con almacenamiento térmico, como el que lo realiza en baterías las configuraciones que inyectan energía a la red de manera directa, presentan un menor LCOE que sus contrarias. De la misma manera, se observa cómo los modelos que cuentan con mayor capacidad de almacenamiento, cuentan con un LCOE mayor.

En términos de producción se observa cómo la configuración 50A/50S se aproxima bastante al comportamiento de las configuraciones con baterías. Esto se consigue gracias a los 50 MW de campo adicionales, instalados en dicho modelo. Sin embargo, se puede apreciar cómo el hecho de pasar toda la energía del campo a través del ciclo (50S) supone una reducción frente a su configuración alterna.

Si se comparan los modelos térmicos, con los modelos de baterías, pero esta vez ajustado estos últimos a los costes propuestos por la IEA. Se obtiene la siguiente tabla:

COMPARATIVA MODELOS (IEA)				
	50A/50S	50S	BESS-460	BESS-230
LCOE [\$/MWh]	132	186	147,8	87,1
Energía Prod. [MW]	439	314	460	460
Almacenamiento [h/día]	4,2	6,3	9,2	4,6
Funcionamiento [h/día]	8,8	6,3	9,2	9,2

Tabla 32: *Comparativa de Modelos (IEA.)*

Aplicando los 145 \$/kWh, se rebajan los LCOE de tal manera que la configuración con almacenamiento en baterías que presenta una mayor capacidad, se encuentra entre las configuraciones térmicas, y para la configuración BESS-230, su LCOE es aproximadamente la mitad que el del caso 50S. Por tanto, ya que la producción energética y almacenamiento se mantienen, los casos de baterías representarían una mejor solución en caso de que los costes llegaran a dicho punto.

5. Conclusiones

A la vista de los resultados obtenidos se pueden extraer una serie de conclusiones. La primera y más relevante se centra en la competitividad de las plantas híbridas frente a modelos tradicionales. Gracias a la comparativa realizada se observa cómo el modelo híbrido presenta un LCOE y características muy similares a su alternativa tradicional.

Con los costes de baterías que se encuentran ahora mismo en el mercado, los modelos son equiparables, la decisión de escoger uno u otro radica principalmente en la necesidad del sistema.

En el momento en que se realiza este estudio, el mercado europeo está sufriendo graves problemas para incorporar la energía producida por la fotovoltaica en las horas de mayor producción. Por lo que, un modelo capaz de almacenar la energía producida en dichas horas supone un gran valor añadido.

La alternativa tradicional (BESS-460) sería la mejor alternativa si solo se tuviese en cuenta el almacenamiento, ya que sería capaz de guardar toda la energía producida además de contar con la posibilidad de operar en un amplio rango de trabajo. Al disponer de 460 MWh de capacidad, el modelo es capaz de modificar el porcentaje de energía acumulada e inyectada a red en función de las necesidades de la red.

Sin embargo, este modelo presenta el mayor LCOE de las 4 configuraciones propuestas. Aunque la configuración BESS-230, pueda parecer una buena solución, esta queda descartada ya que ni es capaz de almacenar toda la energía disponible y por tanto en aquellos momentos donde la red se encuentra saturada, el sistema se vería obligado a no producir, su LCOE no es lo suficientemente inferior al obtenido para los modelos térmicos. Esta configuración se ve limitada a un único punto de trabajo, lo que supone un gran factor limitante de cara a obtener un sistema flexible.

A pesar de no contar con tantas horas de producción y el almacenamiento, el modelo PV + TES cuenta con un tiempo de funcionamiento bastante parejo al tradicional cuando el sistema se encuentra funcionando en la configuración 50A/50S y ya que esta ha sido diseñada con el fin de poder almacenar toda la energía producida, el modelo goza de una gran flexibilidad, pudiéndose adaptar a un gran rango de condiciones. Es esta característica, la que sumada a su reducido LCOE en comparación al caso BESS-460, hacen del modelo PV + TES el sistema a escoger.

A continuación, y con el fin de clarificar los rangos de trabajo de cada configuración asociado al LCOE, se muestra la siguiente figura:

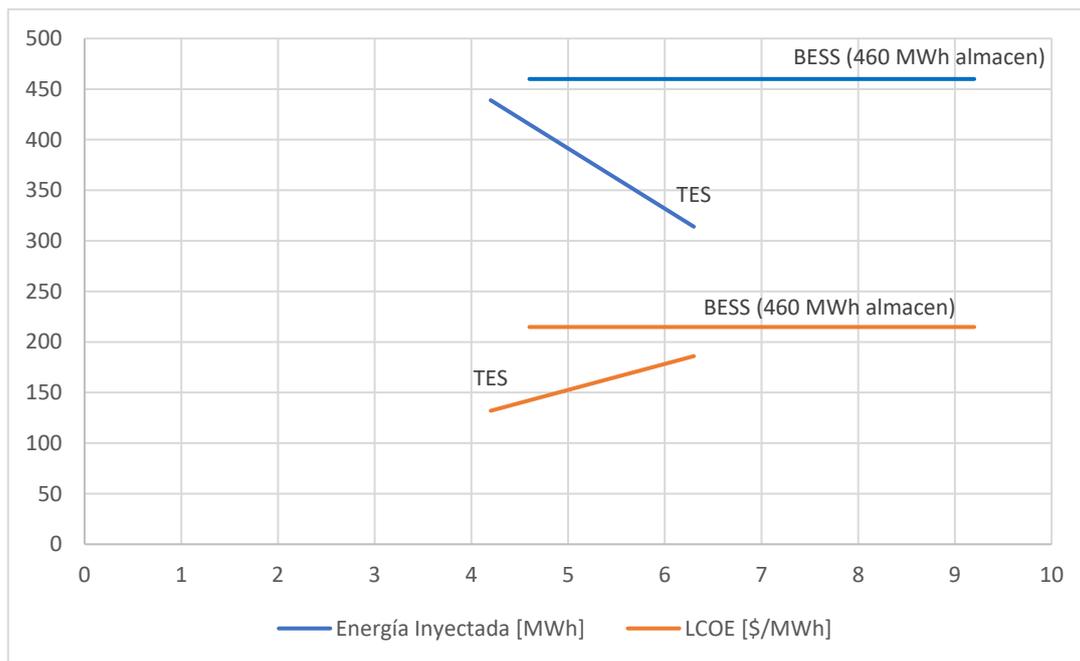


Figura 34: *Comparativa Energía Inyectada vs LCOE³*

Fuente: Elaboración Propia

El modelo BESS-460 cuenta con un LCOE constante, ya que, al no contar con un rendimiento asociado, es capaz de variar la energía almacenada sin ver sus costes modificados. Mientras que el almacenamiento térmico, que, aunque presenta un incremento en su LCOE a medida que se reduce la energía inyectada en la red, en su punto más alto no supera el del caso de 460 MWh.

Es necesario comentar que, en el caso de reducirse los costes de las baterías hasta el punto estimado por la IEA, parece más que lógico que el modelo a emplear sería el BESS-460, ya que en este caso el LCOE si se encontrara por debajo de los costes de la térmica. Para esta casuística el modelo BESS-230 si que tendría algo de interés ya que supondría una inversión bastante más reducida. En la siguiente figura se representa lo descrito en este párrafo.

³ En la Figura 34 no se incluye el BESS 230 ya que carece de interés al tratarse de un solo punto.

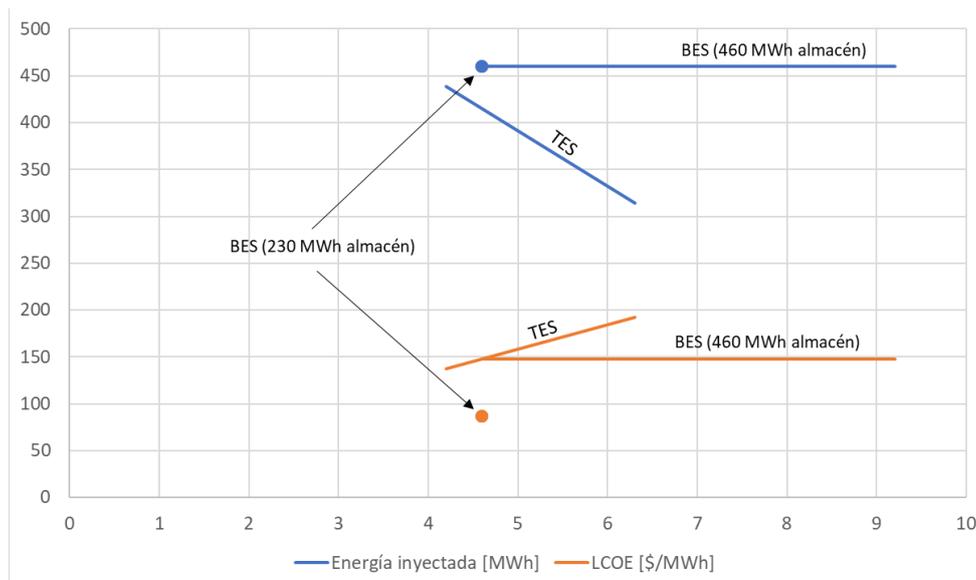


Figura 35: Comparativa Energía Inyectada vs LCOE (IEA)

Fuente: Elaboración Propia

En una última nota, para que la comparativa fuese realista sería necesario tomar en cuenta las posibles reducciones que podría sufrir el almacenamiento térmico, sobre todo las que afecten a los intercambiadores.

Como objetivo adicional a conseguir un sistema alternativo con almacenamiento a menor coste, el estudio también contaba con hallar un sistema capaz de dotar a la red de inercia. Con la producción a través del modelo PV + TES, cuando se encuentre inyectando en directo y almacenando, durante sus 8,8 horas de funcionamiento 4,2 de ellas serán de producción diferida. Así como cuando se encuentre almacenando toda la energía producida las 6,3 horas de funcionamiento serán diferidas.

El hecho de contar con una producción a través de un alternador permite aportar inercia rodante a la red, lo que contribuye a darle estabilidad. En el caso de emplear inversores esto se ha de realizar con electrónica de potencia, aún en desarrollo.

En los siguientes párrafos se propondrán una serie de medidas que conllevan nuevas líneas de investigación y por tanto una puerta a nuevos resultados.

Empezando por la fotovoltaica, la simulación se ha realizado con un sistema fijo, ya que se creía óptimo para reducir los costes. Sería más que conveniente comparar el efecto que tendría sobre la producción y precio el hecho de incorporar seguimiento en 1 o 2 ejes. Otra línea podría ser la de emplear módulos de última generación para conocer el impacto que tendría el rendimiento sobre el resultado.

En cuanto al ciclo de potencia, al igual que se han explorado para la fotovoltaica configuraciones más complejas, sería oportuno analizar como variarían los costes al aumentar el rendimiento de la instalación (ciclos más complejos). Quizás la diferencia en

el rendimiento es suficiente como para no ver incrementado el LCOE al haber aumentado los costes.

Para el almacenamiento térmico, además de analizar la reducción de costes que sufrirían los distintos componentes del sistema (con especial hincapié en los intercambiadores ya que suponen el grueso de la inversión), habría que comprobar si al emplear otros tipos de sales que permitiesen un rango de temperaturas mayor se conseguiría obtener mejores resultados.

Para finalizar, con respecto a las baterías no solo sería analizar en profundidad la variación en los costes, sino que sería óptimo probar como variarían los resultados en función de la vida útil propuesta para las baterías, así como modelar un sistema más complejo en el cual se tenga en cuenta la degradación en la capacidad que sufren las baterías con el paso del tiempo.

Es necesario destacar que los materiales que componen las baterías (principalmente litio, cobalto y manganeso), no gozan de una alta disponibilidad a nivel mundial. Esta escasez constituye un problema si todos los sistemas se basan en esta tecnología ya que, si el almacenamiento se realiza en baterías y se apuesta exclusivamente por el vehículo eléctrico la demanda de estos materiales será muy superior a la disponibilidad. (Wissenbach, 2021).

Este motivo es una razón más para diversificar la investigación y apostar por distintas tecnologías en lugar de ceñirse a una sola, ya sea en el campo de la producción eléctrica o en el del transporte.

6. Bibliografía

- (SAM), S. A. (s.f.). Obtenido de <https://sam.nrel.gov/>
- (1984). En G.D.Ulrich, *A guide to chemical engineering process design and economics*. New York: John Wiley & Sons.
- Alfalaval. (s.f.). Obtenido de <https://www.alfalaval.es/productos-y-soluciones/transferencia-de-calor/intercambiadores-de-calor-de-placas/circuito-impreso-del-intercambiador-de-calor/pche/>
- Arveng. (s.f.). Obtenido de <https://arvengtraining.com/fundamentos-de-intercambiadores-de-ct/>
- Bellini, E. (15 de Noviembre de 2022). *PV Magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.com/2022/11/15/danish-consortium-builds-1-mw-20-mwh-molten-salt-thermal-storage-facility/>
- EES. (s.f.). Obtenido de <https://fchartsoftware.com/ees/>
- Enchufe Solar. (s.f.). Obtenido de <https://enchufesolar.com/blog/como-afecta-la-temperatura-al-rendimiento-de-las-placas-solares/#:~:text=La%20temperatura%20%C3%B3ptima%20de%20funcionamiento,se%20sit%C3%BAa%20entorno%20al%2080%25.>
- Endesa. (s.f.). Obtenido de <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/como-funcionan-los-paneles-solares>
- Enel Green Power. (s.f.). Obtenido de <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-solar/modulo-fotovoltaico>
- Gorona del Viento. (s.f.). Obtenido de <https://www.goronadelviento.es>
- Hermoso de Mendoza Sarasa, M. (2018). *Desarrollo y modelado de ciclos de CO2 supercrítico para plantas CSP*. Pamplona.
- Hogarsense. (2 de Febrero de 2021). *Blog Udimá*. Obtenido de <https://blogs.udima.es/ingenieria-industrial/seguidor-solar-que-es-y-para-que-sirve/>
- Hzwk. (s.f.). *Intercambiador de calor de circuito impreso (PCHE)*. Obtenido de <https://hzwkpche.com/es/printed-circuit-heat-exchanger-pche>
- Iberdrola. (s.f.). *Central H2 Puertollano*. Obtenido de <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde>
- Ibpsa. (10 de Agosto de 2020). *Modeling Air-to-Air and Finned-Tube Heat Exchangers*. Obtenido de https://ibpsa.github.io/project1/cases/2020/08/10/case8_CUB.html
- IEA. (2023). *Managing Seasonal and Interannual Variability of Renewables*.
- Jeffrey M. Gordon, T. F. (2021). *Providing large-scale electricity demand with photovoltaics and molten salt storage*. Elsevier.
- José I. Linares, M. J. (2020). *A novel supercritical CO2 recompression Brayton power cycle for power*. Madrid: Elsevier.

- Khan Academy. (s.f.). *Khan academy*. Obtenido de <https://es.khanacademy.org/science/ap-chemistry/electronic-structure-of-atoms-ap/bohr-model-hydrogen-ap/a/photoelectric-effect>
- Kyoto Group. (s.f.). Obtenido de <https://www.kyotogroup.no/technology>
- Lazard. (2023). *Levelized Cost of Energy*.
- Maisch, M. (11 de MAYO de 2023). *PV Magazine*. Obtenido de <https://www.pv-magazine.es/2023/05/11/almacenamiento-de-energias-renovables-con-sales-de-hidroxido-fundido/>
- Mark Mehos, C. T. (2017). *Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap*. Golden: NREL. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67464.pdf>
- Protermosolar. (4 de Julio de 2022). Obtenido de <https://www.protermosolar.com/energia-termosolar-concentrada-de-700-mw-de-guazhoufotovoltaicaeolica/>
- Renaud Le Pierres, D. S. (2011). *Impact of Mechanical Design Issues on Printed Circuit Heat Exchangers*. Poole: Heatric Division of Meggitt (UK) Ltd. Obtenido de <https://www.heatric.com/app/uploads/2018/04/Impact-of-mechanical-design-issues-on-PCHE.pdf>
- Roca, J. A. (7 de Agosto de 2017). *El periodico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/google-desarrolla-una-tecnologia-de-sales-fundidas-para-competir-con-tesla-en-almacenamiento-de-energia-limpia/>
- Roca, J. A. (16 de Junio de 2023). *El periodico de la energía*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/pinchazo-de-las-baterias-las-instalaciones-de-almacenamiento-de-energia-a-escala-de-red-en-eeuu-registran-su-segundo-descenso-trimestral-consecutivo/>
- Rodriguez Buñuel, S. (20 de Abril de 2023). *Solfy*. Obtenido de <https://solfy.net/placas-solares/como-afecta-la-humedad-o-los-climas-humedos-en-la-durabilidad-de-los-paneles-solares/>
- Salgado, J. F. (02 de Septiembre de 2017). *Maquinas y equipos térmicos*. Obtenido de <http://maquinasyequipostermicos02.blogspot.com/2017/09/unidad-i-ciclos-de-vapor.html>
- Siemens. (2020). Obtenido de <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2020/waste-heat-to-power-with-sco2-turbines.html>
- Sigma Thermal. (s.f.). *Sigma Thermal*. Obtenido de <https://www.sigmathermal.com/es/sales-fundidas/#:~:text=Las%20sales%20fundidas%2C%20son%20una,cloruro%2C%20y%20sales%20de%20nitrato.>
- Solfy. (22 de Septiembre de 2022). *Historia del panel solar*. Obtenido de <https://solfy.net/placas-solares/historia-del-panel-solar/>
- Syst, P. (s.f.). Obtenido de <https://www.pvsyst.com/>
- Tritec. (18 de Agosto de 2017). *Tritec-Intervento*. Obtenido de <https://tritec-intervento.cl/tipos-de-paneles-fotovoltaicos/>

United Nations. (s.f.). Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

Wissenbach, I. (13 de Octubre de 2021). *Reuters*. Obtenido de https://www.reuters.com/business/autos-transportation/europes-carmakers-face-raw-material-bottleneck-ev-batteries-2021-10-13/?taid=616704dd7778c400018d12bf&utm_campaign=trueAnthem:+Trending+Content&utm_medium=trueAnthem&utm_source=twitter

Ya-Ling He, Yu Qiu, Kun Wang, Fan Yuan, Wen-Qi Wang, Ming-Jia Li, Jia-Qi Guo. (2020). *Perspective of concentrating solar power*. Elsevier.

ANEXO: ODS

Las últimas décadas vienen definidas por un creciente interés en la defensa del medio ambiente y los derechos humanos, así como una mejora en la calidad a nivel mundial. Esta tendencia se recoge con gran claridad en los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS) propuestos por las Naciones Unidas (UN).

Esta propuesta se compone de 17 objetivos, los cuales tienen como fin desde acabar con el hambre a nivel mundial a obtener una educación de calidad para todos. Todo proyecto realizado hoy en día debe tomar en cuenta los ODS, ya que siendo de esta manera se estará velando por un futuro más sostenible.

Al estar este proyecto directamente ligado con la descarbonización, lleva por tanto una serie de objetivos asociados. Concretamente, los objetivos número 7, 9 y 13 hacen referencia en gran medida al proyecto en cuestión. (United Nations, s.f.)

N.º 7 – Energía Asequible y No Contaminante: Al tratarse de un proyecto que busca asentar las tecnologías renovables como medio de producción principal, a través de la mejora en su gestión. De la misma manera, al aumentar la cantidad de renovables que componen el sistema, se consigue reducir dramáticamente la factura.

N.º 9 – Industria, Innovación e Infraestructura: El hecho que supone cambiar de un modelo de producción basado en los combustibles fósiles a uno basado en tecnologías renovables, supone una revolución a todos los niveles.

N.º 13 – Acción por el Clima: Sin pasar por alto la más que clara relación entre renovables y descarbonización. También cabe mencionar que, mediante la hibridación de tecnologías se puede conseguir reducir el impacto.