

Proyecto Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Térmica

Estudio de hibridación de tecnología termosolar y  
biomasa para planta industrial

Autor: José Manuel Cuadrado García

Tutor: Ricardo Chacartegui Ramírez

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

Sevilla, 2020





Proyecto Fin de Máster  
Máster en Sistemas de Energía Térmica

# **Estudio de hibridación de tecnología termosolar y biomasa para planta industrial**

Autor:

José Manuel Cuadrado García

Tutor:

Ricardo Chacartegui Ramírez

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Máster: Estudio de hibridación de tecnología termosolar y biomasa para planta industrial

Autor: José Manuel Cuadrado García

Tutor: Ricardo Chacartegui Ramirez

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*

*A mis maestros*

*A mis amigos*





# Agradecimientos

---

A mis padres, mi hermano y mi familia, por apoyarme durante todos estos años, por su apoyo incondicional y todo su cariño. Todo esto lo he conseguido gracias a ellos.

A mis amigos, que han sabido siempre apoyarme y estar en los buenos y malos momentos, también se lo debo.  
A mi tutor, por permitirme realizar este proyecto, aconsejarme y ayudarme en este estudio llevado a cabo.



# Resumen

---

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio de hibridación de la tecnología termosolar con biomasa para una planta industrial con almacenamiento de energía, en la que se hará un estudio de distintas configuraciones para las mismas tecnologías.

En primer lugar, se realiza un análisis del estado del arte sobre sistemas híbridos, todos ellos teniendo como variable común, el uso de la energía solar como una de sus fuentes de energía, focalizándose en mayor medida en sistemas híbridos que acompañan a la energía solar con biomasa. A posteriori, se analiza los distintos tipos de almacenamiento de energía que se puede encontrar, realizando un estudio de las posibilidades que hay a la hora de realizar el almacenamiento térmico de energía en la planta con respecto a tecnología y rangos de operación, entre otros factores.

Enlazando con lo anterior, se implementa un sistema basado en sales térmicas, cuyo almacenamiento se realiza para la planta mediante dos tanques. Con todo esto integrado en la planta, se realiza un estudio de tres configuraciones distintas, buscando la mejor solución entre ellas y observando la variación entre las variables más importantes a tener en cuenta en la instalación.

Finalmente, se realiza una evaluación futura donde se recoge una perspectiva acerca de las tecnologías estudiadas en este proyecto y una conclusión del mismo.



# Abstract

---

The aim of this project is to carry out a study of hybridisation of thermosolar technology with biomass for an industrial plant with thermal salt storage, in which the same technologies will be studied for different configurations.

Firstly, a study will be carried out of the different possibilities available for thermal energy storage in the plant, explaining what each of them consists of, describing the operating ranges of each of them, and looking at the disadvantages and advantages of each of them.

Then, the study of the plant in question is carried out, in which the different energies will be integrated for study in three different configurations, looking for the best solution and carrying out a study of the most important variables to be taken into account in the installation.

Finally, a future evaluation is carried out where a future perspective on the technologies studied in this project and a conclusion of the project are gathered.

Agradecimientos	9
Resumen	11
Abstract	13
Índice	14
Índice de Tablas	16
Índice de Figuras	18
1 INTRODUCCIÓN	22
2 HIBRIDACIÓN DE PLANTAS DE POTENCIA TERMOSOLAR CON BIOMASA	27
3 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA HÍBRIDO SOLAR BIOMASA	44
3.1.1 Receptores lineales tipo Fresnel.	44
3.1.2 Colectores cilindro parabólicos.	45
3.1.3 Tecnología solar de torre.	46
3.1.4 Reflector parabólico dish-Stirling.	48
3.1.5 Características de los sistemas solares.	48
3.2.1 Introducción.	54
3.2.2 Biomasa como combustible.	54
3.2.3 Características de los sistemas de biomasa.	60
Tecnologías de combustión.	61
4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	64
4.1.1 Sistemas de calor sensible.	65
4.1.2 Sistemas de calor latente.	68
4.1.3 Sistemas de calor químico.	70
4.2 Según el tipo de transferencia de calor al medio.	70
4.2.1 Sistemas activos.	71
4.2.2 Sistemas pasivos.	74
4.3.1 Descripción conceptual.	75
4.3.2 Ejemplos en la actualidad.	77
4.3.3 Almacenamiento en función del medio en el que se realiza.	80
5 MODELO DE PLANTA HIBRIDA TERMOSOLAR BIOMASA	84
5.1 Configuración 1.	85
5.1.1 Configuración 1 sin almacenamiento de energía.	91
5.2 Configuración 2.	93
5.2.1 Configuración 2 sin almacenamiento de energía.	98
5.3 Configuración 3.	100
5.3.1 Configuración 3 sin almacenamiento de energía.	104
6 análisis económico	116
7 conclusiones	131

8 ANEXO 1

133

Referencias

143

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2.1. Principales características de plantas híbridas.	42
Tabla 3.1. Tipos de receptores volumétricos y rangos de operación.	51
Tabla 3.2. Características típicas de los diferentes tipos de combustible de biomasa.	56
Tabla 3.3. Contenido de azufre y cloruro de algunos materiales de biomasa (% de peso en base seca).	59
Tabla 4.1. Ejemplos de plantas solares y algunas de sus características.	77
Tabla 4.2. Tabla resumen sobre almacenamiento de energía.	82
Tabla 5.1. Parámetros iniciales en el desarrollo del modelo.	84
Tabla 5.2. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 1.	89
Tabla 5.3. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta.	89
Tabla 5.4. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta con / sin almacenamiento.	92
Tabla 5.5. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 2.	96
Tabla 5.6. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta.	96
Tabla 5.7. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta con / sin almacenamiento.	99
Tabla 5.8. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 3.	102
Tabla 5.9. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta.	102
Tabla 5.10. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta con / sin almacenamiento.	105
Tabla 5.11. Evaluación del $M_{sal}$ frente a la potencia producida para distintos puntos.	106
Tabla 5.12. Evaluación de la $T_{vv}$ frente a la potencia producida para distintos puntos.	107
Tabla 5.13. Evaluación de la $P_{sal\_recal}$ frente a la potencia producida para distintos puntos.	108
Tabla 5.14. Evaluación de la $T_{sal\_recal}$ frente a la potencia producida para distintos puntos.	109
Tabla 5.15. Evaluación de la $Pot_{TV1}$ vs $M_{bio/vap}$ para distintos puntos.	110
Tabla 5.16. Análisis de variables para la configuración la de la planta.	114
Tabla 6.1. Costes de equipos para instalación de 40 MW.	121
Tabla 6.2. Costes de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil para instalación de 40 MW.	122
Tabla 6.3. Costes totales de la inversión del diseño de 40MW.	123
Tabla 6.4. Costes de operación para la instalación.	124
Tabla 6.5. Parámetros para el cálculo del LCOE.	124
Tabla 6.6. Costes de equipos para instalación de $MS = 1$ .	126
Tabla 6.7. Costes de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil para instalación de $MS = 1$ .	127
Tabla 6.8. Costes totales de la inversión del diseño de $MS = 1$ .	128
Tabla 6.9. Costes de operación para la instalación.	128
Tabla 6.10. Parámetros para el cálculo del LCOE.	129
Tabla A1.1. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 1.	135



Tabla A1.2. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 2.	138
Tabla A1.3. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 3.	141

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.1. Hibridación parcial.	25
Figura 1.2. Hibridación total.	26
Figura 2.1. Recurso solar disponible por zonas en España.	29
Figura 2.2. Central híbrida solar gas Ain Beni Mathar.	31
Figura 2.3. Central híbrida solar-gas Hassi R`Mel.	31
Figura 2.4. Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R`Mel yAin Beni Mathar.	32
Figura 2.5. Planta termosolar Borges.	32
Figura 2.6. Layout planta hibrida termosolar con biomasa Borges.	33
Figura 2.7. Disposición de la unidad híbrida en el proyecto SOLMASS.	34
Figura 2.8. Planta con tecnología Fresnel Alba Nova 1.	35
Figura 2.9. Diagrama esquema de la planta.	36
Figura 2.10. Parámetros del modelo.	36
Figura 2.11. Modelo de planta hibrida desarrollado en Ebsilom profesional.	37
Figura 2.12. Radiación solar efectiva en el plano de los colectores.	38
Figura 2.13. Temperatura ambiente.	38
Figura 2.14. Resultados obtenidos en el modo de operación híbrido.	39
Figura 2.14. ORC electrical output, ORC and plant mean efficiencies	40
Figura 2.15. Resultados de la simulación del sistema hibrido para el 21 de junio.	40
Figura 2.16 Solar field output, biomass consumption and solar fraction.	41
Figura 2.17. Thermal efficiency and plant efficiencies.	42
Figura 3.1. Sistema de concentración tipo Fresnel.	45
Figura 3.2. Sistema de concentración de un CCP.	46
Figura 3.3. Sistema de concentración solar de torre.	46
Figura 3.4. Concentración solar de torre, PS10.	47
Figura 3.5. Diferentes tipos de receptores.	47
Figura 3.6. Reflector parabólico dish-Stirling.	48
Figura 3.7. Despliegue típico de campo de heliostatos alrededor de la torre.	49
Figura 3.8. Receptor de cavidad.	50
Figura 3.9. Comparativa entre receptor de cavidad y receptor cilíndrico externo.	51
Figura 3.10. Receptor volumétrico vs receptor de lecho fluido.	52
Figura 3.11. Aporte de los distintos tipos de biomasa.	56
Figura 3.12. Carbón cycle.	57
Figura 3.13. Ciclo Rankine de funcionamiento.	61
Figura 3.14. Principales tipos de quemadores de biomasa por lecho fluidizado.	63
Figura 4.1. Principales propiedades de aceites térmicos.	65

Figura 4.2. Principales propiedades de algunas sales térmicas	66
Figura 4.3. Principales propiedades de los distintos materiales de almacenamiento de calor sensible.	67
Figura 4.4. Materiales potenciales para almacenamiento sensible.	67
Figura 4.5. Materiales potenciales para almacenamiento latente.	69
Figura 4.6. Tecnologías de almacenamiento térmico.	71
Figura 4.7. Esquema de sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques.	72
Figura 4.8. Esquema de sistema de almacenamiento directo de dos tanques.	72
Figura 4.9. Esquema tanque con termoclina con deflector.	73
Figura 4.10. Esquema de sistema termoclina multi medio.	73
Figura 4.11. Acumulador de vapor integrado en una planta termosolar.	74
Figura 4.12. Modulos de hormigón para almacenamiento térmico.	75
Figura 4.13. Distribución de temperaturas en termoclina, situación ideal, estratificada y mezclada.	76
Figura 4.14. Sistema termoclino	77
Figura 4.15 Modulos de hormigón, planta Almagro.	78
Figura 4.16 Modulos de hormigón.	79
Figura 5.2. Parte de la central correspondiente a biomasa.	85
Figura 5.3. Parte solar de la central.	86
Figura 5.4. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 1.	87
Figura 5.5. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle.	88
Figura 5.6. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 1 sin almacenamiento.	91
Figura 5.7. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 2	94
Figura 5.8. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle configuración 2.	95
Figura 5.9. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 2 sin almacenamiento.	98
Figura 5.10. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 3.	100
Figura 5.11. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle configuración 3.	101
Figura 5.12. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 3 sin almacenamiento.	104
Figura 5.13. Representación grafica del $M_{sal}$ vs $Power_{out}$ .	106
Figura 5.14. Representación grafica de la $T_{vv}$ vs $Power_{out}$ .	107
Figura 5.15. Representación gráfica de la $P_{sal\_recal}$ vs $Power_{out}$ .	108
Figura 5.16. Representación grafica de la $T_{sal\_recal}$ vs $Power_{out}$ .	109
Figura 5.17. Representación grafica de la $Pot_{TV1}$ vs $M_{bio/vap}$ .	110
Figura 5.18. Diseño de planta solar sin almacenamiento y $MS = 1$ .	112
Figura 5.19. Campo solar $MS = 1$ .	113
Figura 5.20. Campo solar inicial, $MS = 2.36$ .	113
Figura A1.1 Layout planta hibrida configuración 1.	132
Figura A1.2 Layout planta hibrida configuración 2.	133
Figura A1.3 Layout planta hibrida configuración 3.	134
Figura A1.4. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle.	134
Figura A1.5. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle configuración 2.	137
Figura A1.6. Layout de la instalación hibrida, puntos de detalle configuración 3.	141





# 1 INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Contexto energético

El desarrollo de la energía y los servicios que proporciona es un factor clave para la humanidad, generando un bienestar que contribuye positivamente a la vida de las personas. En España, la historia muestra claramente como el fuerte desarrollo económico de las últimas décadas ha venido acompañado de un crecimiento de la demanda de energía en sus diversas formas. Sin embargo, un crecimiento económico, no acarrea necesariamente un aumento de la energía demandado, en esto, hay tres factores a abordar en relación con la producción y consumo de energía: (Loyola & Ausin, 2010)

- Debe mantenerse bajo control los múltiples impactos negativos sobre el medio ambiente que causa la producción y consumo de energía.
- Velar porque las futuras generaciones puedan disponer de abundantes recursos energéticos como los que ahora disfrutamos.
- No ignorar la gran diferencia en el acceso a los recursos energéticos entre las distintas sociedades.

### ¿Qué se entiende por desarrollo sostenible?

En la “Declaración sobre el derecho al desarrollo” que aprobó la Asamblea General de las Naciones Unidas en diciembre de 1986, se indica que “el desarrollo es un proceso global económico, social, cultural y político, que tiende a la mejora constante del bienestar de toda la población y de todos los individuos sobre la base de su participación, libre y significativa en este desarrollo y en la distribución justa de los beneficios que de él se derivan”. (Loyola & Ausin, 2010)

El concepto de “desarrollo sostenible” fue formulado explícitamente en el informe presentado por la Comisión de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas en 1987, –conocido como el Informe Brundtland–, que lo define como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades”. El desarrollo sostenible descansa sobre la aceptación de que el desarrollo es posible y necesario; de que debe hacerse sostenible, perdurable y viable en el tiempo. (Loyola & Ausin, 2010)

### Sostenibilidad en el ámbito de la energía.

La energía tiene relaciones profundas y amplias con las tres dimensiones de la sostenibilidad. Es precisamente la producción y consumo de energía realizados de manera que soporten el desarrollo humano en sus aspectos social, económico y medioambiental, lo que se entiende por sostenibilidad energética. (Loyola & Ausin, 2010)

Hay diversas organizaciones que han expresado su opinión de manera muy contundente sobre la sostenibilidad del actual sistema energético mundial. Por ejemplo, el “Informe mundial de la energía”, publicado conjuntamente en el año 2000 por el Consejo Mundial de la Energía (CME), el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas, dice textualmente: “Aunque no parece haber límites físicos en el suministro mundial de energía durante al menos los próximos cincuenta años, el sistema energético actual es insostenible por consideraciones de equidad así como por problemas medioambientales, económicos y geopolíticos que tienen implicaciones a muy largo plazo”. (Loyola & Ausin, 2010)

Los factores que condicionan la sostenibilidad del modelo energético mundial son los tres que se muestran a continuación:

- Disponibilidad de recursos para hacer frente a la demanda de energía.

- Impacto ambiental ocasionado por los medios utilizados para el suministro y consumo.
- Falta de equidad en el acceso a la energía, factor imprescindible para el desarrollo humano en la actualidad.

### **Energía y cambio climático en España.**

El cambio climático es un fenómeno global que ya se está produciendo en todo el mundo, a consecuencia del incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero durante los últimos siglos. El cambio climático tiene un marcado carácter global, pero cada uno de los países ha de contribuir a la solución del problema, aunque estableciendo criterios de reparto de las cargas en función del nivel de vida, las emisiones actuales y pasadas, etc. (Loyola & Ausin, 2010)

El cambio climático, por tanto, es el paradigma de los múltiples impactos adversos presentes y futuros derivados de un modelo energético mundial que actualmente es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales. La situación española es particularmente grave por el aumento del consumo, las emisiones y la dependencia energética. (Loyola & Ausin, 2010)

En particular, España entre los años 1990 y 2005, fue el país de la UE que presentaba el volumen total de emisiones más altos, esta evolución se produjo principalmente a consecuencia del aumento del consumo de energía primaria, que en más de sus tres cuartas partes se abastece mediante combustibles fósiles. (Loyola & Ausin, 2010)

El sector energético, es con diferencia el más relevante por volumen de emisiones de gases de efecto invernadero. Este incluye el sector transformador de la energía, el transporte y los consumos energéticos del sector industrial, residencial o terciario. El sector energético en el sentido amplio indicado genera el 80% del total de las emisiones de GEI que se producen en España. (Loyola & Ausin, 2010)

### **Modelo energético en España: Consumo energético y emisiones.**

Existen múltiples estudios, utilizando distintos enfoques y desde diferentes perspectivas, que coinciden en afirmar que el actual modelo energético mundial, y especialmente el de los países más desarrollados, como España, es insostenible en términos económicos, sociales y medioambientales. (Loyola & Ausin, 2010)

Existe un consenso amplio sobre los desafíos mayores que conlleva el modelo energético actual, que son los siguientes: el acceso de forma continuada y a precios asequibles a los servicios que proporcionan las formas modernas de energía (como la electricidad o el gas natural), el excesivo vínculo entre progreso económico y demanda de energía, la utilización masiva de combustibles fósiles para el abastecimiento energético, las emisiones de GEI, la creciente dependencia de las importaciones de recursos y la incertidumbre sobre su disponibilidad a un precio asequible. (Loyola & Ausin, 2010)

### **Caracterización del consumo energético en España.**

Los aspectos más destacables del modelo energético español, con relación a la sostenibilidad, se indican a continuación:

- El crecimiento del consumo de electricidad es claramente superior a la media europea y también el de energía primaria, aunque partiendo de valores inferiores a los medios en Europa, mientras que la intensidad energética ha venido siguiendo en los últimos años una tendencia creciente. (Loyola & Ausin, 2010)
- España presenta una dependencia energética del extranjero muy alta (más del 80% en términos de energía primaria, mientras que el valor medio en la UE es del 50%).
- El potencial para nuevas instalaciones hidroeléctricas grandes está prácticamente agotado; la utilización de carbón nacional se ha venido reduciendo, a causa de un conjunto de factores económicos, sociales y medioambientales; la energía nuclear, con la que se produce aproximadamente una quinta parte de la electricidad en España, cuenta con una considerable oposición pública; y existen unos abundantes

recursos renovables en biomasa, solar y eólica que se están desarrollando vivamente, aunque de forma desigual, con el apoyo de un sistema de primas. (Loyola & Ausin, 2010)

- El esfuerzo en I+D de largo plazo en el sector energético ha sido escaso y decreciente hasta hace muy poco, en este caso en sintonía con la tendencia de las dos últimas décadas en la UE. (Loyola & Ausin, 2010)

En España, en el año 2005, se consumieron un total de 143,5 Millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) de energía primaria (69,5 Mtep de petróleo, 29,8 Mtep de gas natural, 20,7 Mtep de carbón, 14,8 Mtep de energía nuclear, y los restantes 8,7 Mtep se repartieron entre las renovables y otros combustibles). (Loyola & Ausin, 2010)

Con respecto al consumo de energía primaria en España, este representa el 8% del total de energía consumida en la unión europea, siendo éste supone cerca del 15% del consumo total mundial. El consumo de energía primaria per cápita en 2005 en España, 3,2 tep/hab y año, se encuentra aún por debajo de la media de los países de la OCDE (4,7 tep/hab. y año) y de la media de los países de la UE (3,8 tep/hab. y año). El promedio mundial es de 1,8 tep/hab y año. (Loyola & Ausin, 2010)

### **Caracterización de emisiones de GEI en el sector energético español.**

En 2005 cada una de las energías primarias consumidas en España fue responsable de una parte de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>: el petróleo del 54%, el carbón del 24% y el gas natural del 21%, acaparando estos tres combustibles fósiles el 99% de las emisiones totales. En términos de energía final, el sector industrial es responsable del 36% de las emisiones de CO<sub>2</sub>, el del transporte del 33% y los sectores residenciales, de servicios y agrícola abarcan el 31% restante. (Loyola & Ausin, 2010)

En el reparto acordado de responsabilidades en el seno de la UE para cumplir el Protocolo de Kyoto, a España le corresponde no aumentar más del 15% sus emisiones de GEI respecto a las de 1990 como media en el intervalo 2008-2012. Sin embargo, las emisiones españolas de GEI han aumentado en más del 50% desde 1990 hasta la actualidad. (Loyola & Ausin, 2010)

### **Modelo energético para 2050.**

La comisión europea es muy explícita cuando habla de los objetivos energéticos del continente a corto y medio plazo. Para el año 2050, se pretende que todos los estados miembros hayan alcanzado la “neutralidad del carbono”, o lo que es lo mismo, deberían haber reducido sus emisiones a cero. La transición forma parte del ambicioso Acuerdo verde europeo. (Magnet.xataka, n.d.)

España es uno de los casos de estudio, en el periódico de la energía se recogen los principales aspectos: el país necesitaría realizar una fuerte inversión económica para cuadrar si transición verde, superior a los 400 millones de euros. Es una cifra gigantesca, equivalente a un tercio del PIB actual. El primer aspecto importante del modelo: la demanda de energía descendería un 60% (unos 67.5 GW anuales) asumiendo una electrificación progresiva del transporte y una maximización de la eficiencia energética fruto del desarrollo tecnológico. (Magnet.xataka, n.d.)

La energía solar se convertiría en pilar del modelo energético español, fundamentalmente gracias al autoconsumo. El modelo estima que para 2050 las placas solares instaladas en edificios públicos y empresas privadas deberían cubrir 36GW de potencia instalada; las grandes plantas fotovoltaicas unos 33GW; y el autoconsumo en residencias particulares más de 39GW. Lo que supone un total de 109GW. (Magnet.xataka, n.d.)

Se trata de un salto cuantitativo importante, muy en especial en materia de autoconsumo, principal fuente energética a treinta años vista. Hoy en día su potencia instalada apenas supera los 0,45GW. España arrastra años de infradesarrollo en la materia tanto por cuestiones logísticas como de mercados como legislativos (el célebre “impuesto al sol”, ya derogado. (Magnet.xataka, n.d.)

La eólica también tendría que dar un salto sustancial, pasando de los ~25GW actuales a los más de 93GW dentro



de tres décadas. Mención especial para los parques eólicos marinos, muy populares en el norte de Europa y aún en desarrollo en la península: pasaría de una aportación residual en la actualidad a unos 15GW en 2050. Eólica y solar cargarían con el grueso de la demanda, mientras que la hidroeléctrica se mantendría exactamente al mismo nivel (17GW). (Magnet.xataka, n.d.)

El plan es ambicioso, dado que teoriza sobre un esquema de producción y consumo energético donde las plantas de ciclo combinado o las nucleares ya no juegan rol alguno (entre ambos sumaron el 42% de la potencia instalada en 2019). El principal escollo es el económico: 400.000 millones de euros es una inversión enorme, estratégica y que requeriría de una visión a largo plazo y una colaboración entre el sector público y privado. Sus beneficios serían a futuro. (Magnet.xataka, n.d.)

Los autores descuentan ganancias a décadas vista gracias al ahorro y las ventas de energía sobrante. El modelo no sólo calcula un descenso de la demanda fruto de la optimización energética, sino que mantiene la potencia instalada en torno a los 230GW, en previsión de las pérdidas de energía inevitables, ya que no siempre hay sol, no siempre sopla el viento. En este punto es donde las plantas con tecnologías híbridas jugarían un papel muy importante, ayudando a las principales energías en cuestión para cuando no pudiesen abastecer su demanda. (Magnet.xataka, n.d.)

La idea base del estudio es la siguiente: no sólo es posible establecer un camino hacia la autosuficiencia (España finiquitaría su gigantesco déficit energético, de unos 16.000 millones) sino que los beneficios superarían a los costes a largo plazo. Se generarían 180.000 puestos de trabajo (300.000 nuevos a restar 120.000 que se perderían). (Magnet.xataka, n.d.)

## 1.2 Sistemas híbridos de generación de potencia

Los sistemas híbridos para generar energía eléctrica utilizan dos o más fuentes de energía. Actualmente presentan un gran interés en los sistemas híbridos que utilizan energías renovables. En el caso de que los sistemas híbridos hagan uso de tecnologías renovables, pueden presentar problemas ya que dependen en su mayor medida de la disponibilidad que haya del recurso en la zona donde se realice. Para la energía solar en cuestión, la ausencia de producción nocturna hace aconsejable que se hibride con otra energía renovable que pueda manejarse a fin de atenuar las fluctuaciones temporales. El tipo de energía renovable que se complementa óptimamente con la energía solar es la energía eléctrica producida por la combustión de biocombustibles sólidos. (Marcos Martín, 1998a)

A continuación, a modo ilustrativo se muestran dos imágenes con dos modos de hibridación: (Marcos Martín, 1998b). En estas figuras se pueden apreciar dos sistemas, uno de ellos con hibridación parcial y otra con hibridación total. En el primero de ellos, la energía que se genera en todas las horas del día es menor que la potencia nominal máxima del sistema solar. Parte de la energía eléctrica obtenida con el sistema solar es almacenada en sales y se utilizará después. (Marcos Martín, 1998a) Sin embargo, en la segunda figura la potencia que se genera durante todo el día es la potencia nominal máxima del sistema solar. (Serrano Sánchez, 2017)

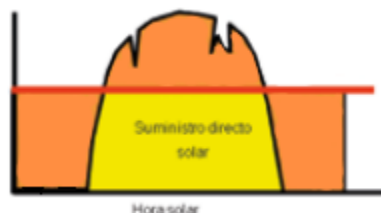


Figura 1.1. Hibridación parcial. (Marcos Martín, 1998b)

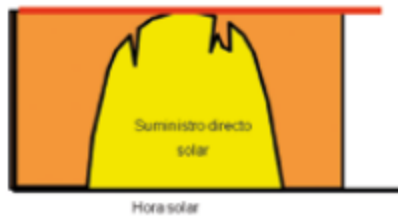


Figura 1.2. Hibridación total. (Marcos Martín, 1998b)

En este proyecto se aborda el estudio de un sistema híbrido formado por fuentes de energía renovable, concretamente, se estudia la implementación de la tecnología solar con biomasa, lo cual permitirá avanzar en la gestionabilidad e integración en la red eléctrica de este tipo de sistemas renovables, gracias a la capacidad de producción con biomasa en periodos en los que no se pueda disponer del recurso solar, resolviendo tanto transitorios como periodos sin recurso solar y generando sinergias entre ambas. En los siguientes capítulos se analiza el estado del arte de la tecnología, sus componentes y un estudio de una aplicación específica.

# 2 HIBRIDACIÓN DE PLANTAS DE POTENCIA TERMOSOLAR CON BIOMASA

---

## 2.1 Evolución de los esquemas energéticos hacia las energías renovables en sistemas híbridos.

### Las energías renovables a lo largo de la historia y su rol actual.

Desde los comienzos de la Revolución Industrial hasta nuestros días, las sociedades han cambiado sus fuentes de energía. En el siglo XVIII no existían los combustibles fósiles, pese a que el petróleo se utilizaba desde hacía tiempo con fines médicos y militares, siendo la principal fuente energética la madera. A principios del siglo XIX el 95 % de la energía primaria que se consumía en el mundo procedía de fuentes renovables. Un siglo después tal porcentaje era del 38%, y a principios del presente siglo era sólo del 16%. (Rivet, 1935)

Esta tendencia cambió bruscamente a raíz de la crisis del petróleo de los años 70. Fue entonces cuando el conjunto de la sociedad empezó a tomar conciencia de la enorme trascendencia que tenía el abastecimiento energético en los modos de vida. En respuesta a este fenómeno, hubo un movimiento que consideró que las energías renovables podían ser una alternativa energética que permitiese alcanzar un mayor grado de independencia de los recursos petrolíferos. (Rivet, 1935)

La crisis del 70 también dio lugar al surgimiento de la energía nuclear. En nuestros días está siendo progresivamente abandonada a raíz de la catástrofe de Fukushima del 2011. Los impactos de lo acontecido han llegado mucho más allá de Japón, provocando el debate sobre la seguridad de la energía nuclear y de la reorientación de las políticas energética. En Alemania, por ejemplo, el gobierno se ha planteado un compromiso de abandono definitivo de la energía nuclear para 2022 y una transición energética centrada en la eficiencia y en el uso de energías renovables (REN21, 2012). (Rivet, 1935)

Luego de la crisis, el Primer Informe de Evaluación del IPCC publicado en 1990 alertó sobre la existencia y peligrosidad del fenómeno del cambio climático y su relación con los gases de efecto invernadero. A raíz de esta publicación, la Asamblea General de las Naciones Unidas decidió preparar una Convención Marco sobre el Cambio Climático, proceso que finalmente derivaría en el Protocolo de Kioto de 1997. En él, los países adquirieron el compromiso de lograr objetivos individuales y jurídicamente vinculantes para limitar o reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. A partir de esto, el papel de las renovables como energías alternativas se ha matizado, y han tomado fuerza aspectos ambientales y la demanda social, actuando como impulsores en el desarrollo de una nueva etapa en la integración de estas. (Rivet, 1935)

El impulso de las energías renovables por motivos ambientales, económicos y estratégicos ha motivado a muchos países del mundo, incluida España, a establecer ambiciosos objetivos relacionados con la incorporación de este tipo de energías en sus matrices energéticas. Actualmente, el interés se centra en la búsqueda de tecnologías capaces de maximizar el potencial energético de diferentes fuentes renovables, a un costo aceptable y de manera sustentable. (innergy-global, n.d.)

En este contexto, el uso de la energía solar y de la biomasa en la generación de energía está creciendo con rapidez, especialmente en las zonas del mundo donde estos recursos son abundantes. (innergy-global, n.d.)

## **Biomasa y energía solar, un modelo energético capaz de generar energía limpia de manera ininterrumpida.**

La forma de entender la energía y los procesos están cambiando, debido quizás a su objetivo común, revertir el impacto generado en el medio ambiente y combatir el cambio climático mediante procesos de obtención de energía sostenibles y responsables. (innergy-global, n.d.)

Con el propósito de alcanzar altos niveles de eficiencia, surgen modelos energéticos híbridos que buscan, mediante la combinación de procesos sostenibles, aprovechar los recursos y permitir el autosuministro energético durante un mayor periodo de tiempo. Es el caso en cuestión que se va a tratar, el de la unión entre la energía solar y la biomasa. Ambos procesos al diseñarse de forma conjunta proveen un gran número de ventajas tanto a nivel técnico como social, razón por la cual, cada vez tiene mayor importancia en el sector industrial. (innergy-global, n.d.)

Las plantas compuestas por tecnología solar sufren de la intermitencia de los ciclos día/noche y también de periodos reducidos de irradiación (invierno, días nublados, tormentas y lluvias, nubes ocasionales, entre otros...). Por este motivo, la posibilidad de combinar tecnologías mediante la conformación de un sistema híbrido solar-biomasa surge como una solución potencial para asegurar la generación continua de energía. (innergy-global, n.d.)

### **Modelo híbrido que permite el autosuministro energético y la autosuficiencia.**

La combinación de ambos procesos da lugar a un modelo híbrido que requiere de energía solar y biomasa para la producción de energía mediante una turbina, este modelo permite generar conjuntamente electricidad, calor y/o frío. (innergy-global, n.d.)

El caso de las plantas termosolares son bastante interesantes para aplicarle este tipo de soluciones energéticas, dado que son plantas en las que necesitan que la luz solar incida directamente sobre sus espejos para producir electricidad. Normalmente, durante los días nublados este tipo de plantas permanecen paradas, por lo que no generan nada de energía, requiriendo de otras fuentes de energía. En este punto entran en juego los equipos de generación de energía con biomasa, una fuente sostenible que no está sujeta a factores climatológicos. En un recurso que se puede encontrar en grandes cantidades, pero aun así es importante mantener su aprovechamiento controlado y de forma sostenible. (innergy-global, n.d.)

### **Ventajas de instalar ambas tecnologías conjuntamente.**

La hibridación, aporta una serie de ventajas tales como una mayor gestionabilidad de la energía, adaptación de la generación a la demanda de electricidad, estabilidad de la producción en los transitorios, apoyo en arranques y mayor utilización de los equipos de generación eléctrica. (innergy-global, n.d.)

Las plantas de biomasa y energía termosolar cuentan con un campo solar y una caldera de biomasa donde se genera vapor o se evapora un fluido orgánico para turbinarlo generando electricidad. Este tipo de planta se encuentra totalmente automatizadas, que consumen menor cantidad de biomasa gracias al apoyo solar, al mismo tiempo también permiten en ciertos casos un menor tamaño de campo solar gracias al apoyo de la biomasa, siendo autosuficientes y quemando la biomasa cuando el sol no es aprovechable. (innergy-global, n.d.)

Las ventajas que se tienen en este tipo de instalaciones se pueden resumir en las siguientes:

- Disminuye el número de arranques y paradas, acciones que a la larga son responsables de fallos y errores en el sistema. Con un proceso capaz de funcionar de forma continua se logra alargar la vida útil de la planta en perfecto rendimiento. (innergy-global, n.d.)
- Aumentan las horas de producción, ya que existe la posibilidad de mantener en funcionamiento la planta

de forma constante, lo que no solo aumenta las horas de funcionamiento de los equipos, sino también aumentando los contratos de los operarios de la planta. (innergy-global, n.d.)

- Precios estables, garantizando el autosuministro energético de fuentes sostenibles de forma estable, es posible establecer un precio fijo, al margen de las fluctuaciones del precio de los combustibles fósiles. (innergy-global, n.d.)

Con respecto al principal problema que puede presentar este tipo de plantas, se encuentra el de la inversión inicial necesaria para poner en marcha este tipo de plantas, la cual es bastante alta, aun así, dada sus múltiples ventajas, cada vez son más los sectores industriales que optan por este tipo de soluciones para sus plantas, por su rendimiento y sus múltiples aplicaciones. (innergy-global, n.d.)

Por otro lado, las plantas de energía alimentadas por biomasa enfrentan problemas logísticos asociados al suministro continuo de grandes cantidades de combustible. De esta manera, contar con el recurso de biomasa en las cercanías de la planta generadora es un factor a tener en cuenta a la hora de elegir la ubicación de la misma. (innergy-global, n.d.)

En la siguiente figura se puede observar el recurso solar del que se dispone en España según las zonas, pudiendo ver con claridad las zonas donde es más aprovechable este recurso. Imagen proporcionada por solargis.

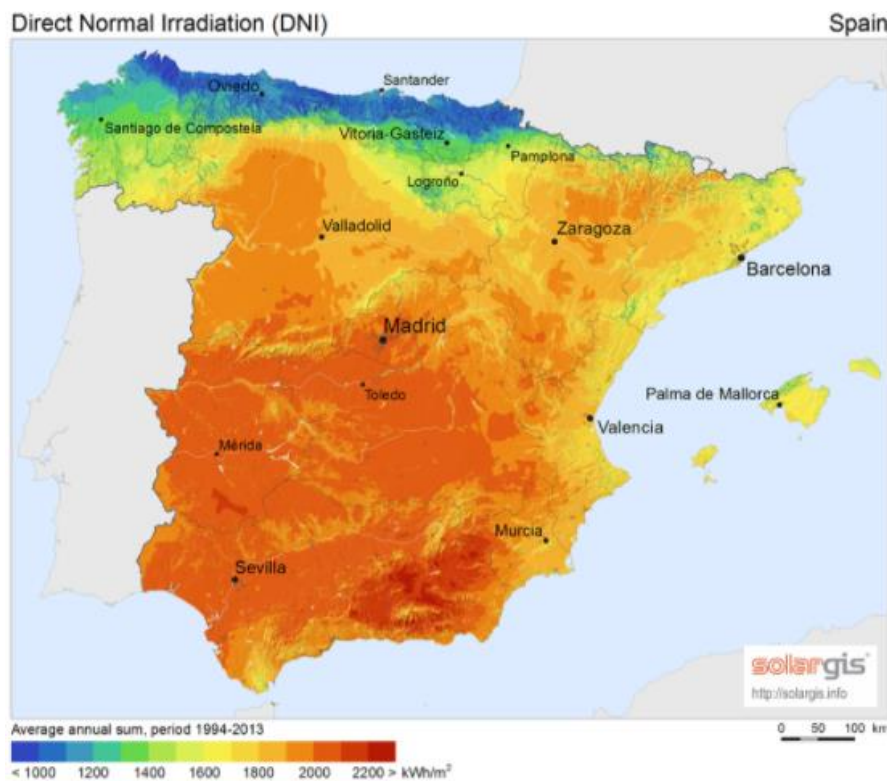


Figura 2.1. Recurso solar disponible por zonas en España. (Solargis)

### **Beneficios de la hibridación de la termosolar con biomasa.**

Con los altos precios del CO<sub>2</sub>, la generación eléctrica con biomasa compite con el gas y crea y fija empleo rural, evita incendios, así como la quema incontrolada y altamente contaminante de rastrojos agrícolas, y puede reemplazar parcialmente a las térmicas de carbón en el Sistema Eléctrico Nacional. (energynews, n.d.)

Una planta termosolar sin acumulación por sales genera energía tan solo unas 1.500 horas al año, y con ineficiencia en el arranque y en el apagado de la planta, al principio y al final de las horas de sol. Con la instalación simplemente de una caldera de biomasa, la termosolar puede trabajar ininterrumpidamente como

mínimo desde las 6 de la mañana hasta las 12 de la noche, que son las horas de máximo consumo de electricidad. (energynews, n.d.)

Con la hibridación de la termosolar con biomasa se puede aumentar la generación en unas 3.800 horas/año de máxima demanda, y se convierte un activo renovable no gestionable en gestionable. Además, el coste de la mayor energía generada en estas horas será de unos 65€/ MWh, que es competitivo con el gas dado el precio del CO<sub>2</sub>. (energynews, n.d.)

Una planta a destacar que usa la tecnología termosolar, es la termosolar de Puertollano, la cual linda con la nueva planta de biomasa de 46 MW que ENCE está construyendo, en unos antiguos terrenos donde se encontraba una planta que funcionaba con recursos fósiles, lo cual, es un claro ejemplo de transición de cogeneración con combustibles fósiles a energía renovable, manteniendo empleo industrial de calidad y fomentando el empleo rural, gracias al aprovechamiento de la biomasa agroforestal como combustible del área cercana a la localidad manchega. (energynews, n.d.)

Con esta operación ENCE da su primer paso hacia la diversificación a otras tecnologías renovables y le permite a obtener una rentabilidad similar a la de sus plantas de generación con biomasa. (energynews, n.d.)

Con los altos precios del CO<sub>2</sub>, la generación eléctrica con biomasa compite con el gas y crea y fija empleo rural, evita incendios, así como la quema incontrolada y altamente contaminante de rastrojos agrícolas, y puede reemplazar parcialmente a las térmicas de carbón en el Sistema Eléctrico Nacional. (energynews, n.d.)

## **2.2 Sistemas híbridos para la generación de energía eléctrica.**

Para que la generación de energía eléctrica sea permanente, el uso de una fuente de energía renovable como componente principal, debe contemplar que la otra parte del sistema sea de disponibilidad inmediata. Los sistemas híbridos pueden estar conformados por una fuente renovable y una convencional o por más de una componente renovable, con o sin el aporte convencional, pudiendo funcionar de manera aislada o conectado a la red. (Rivet, 1935)

En algunos casos, donde el recurso renovable es la componente principal, el combustible fósil es utilizado solamente para eliminar o reducir el almacenamiento y absorber los transitorios producidos por variaciones más o menos bruscas, garantizando así la producción. Por otro lado, existen plantas de generación convencional apoyadas por energía renovable, en las que el aporte de esta última constituye solo a fracción del total generado. Finalmente, plantas que funcionan íntegramente a partir de energías renovables, como las modernas centrales termosolares, en las que la biomasa aparece como energía complementaria almacenable, utilizándose el gas natural únicamente como ajuste adicional para cubrir los posibles fallos de suministro y mejorar el rendimiento del conjunto. (Rivet, 1935)

A modo de ejemplo, la primera central híbrida solar-gas del mundo Ain Beni Mathar de Marruecos, operando desde el 2010, es capaz de generar una potencia de 470 MW, de los cuales 20 MW proceden del campo solar. La principal componente de generación es un ciclo combinado de gas natural y vapor. (Rivet, 1935)



Figura 2.2. Central híbrida solar gas Ain Beni Mathar. (Rivet, 1935)

Otro ejemplo es la planta híbrida Solar-Gas Hassi R'Mel. Ubicada en Argelia, se encuentra en operación desde el año 2011 y es capaz de generar 150 MW, de los cuales 20 MW provienen del campo solar. (Rivet, 1935)



Figura 2.3. Central híbrida solar-gas Hassi R'Mel. (Rivet, 1935)

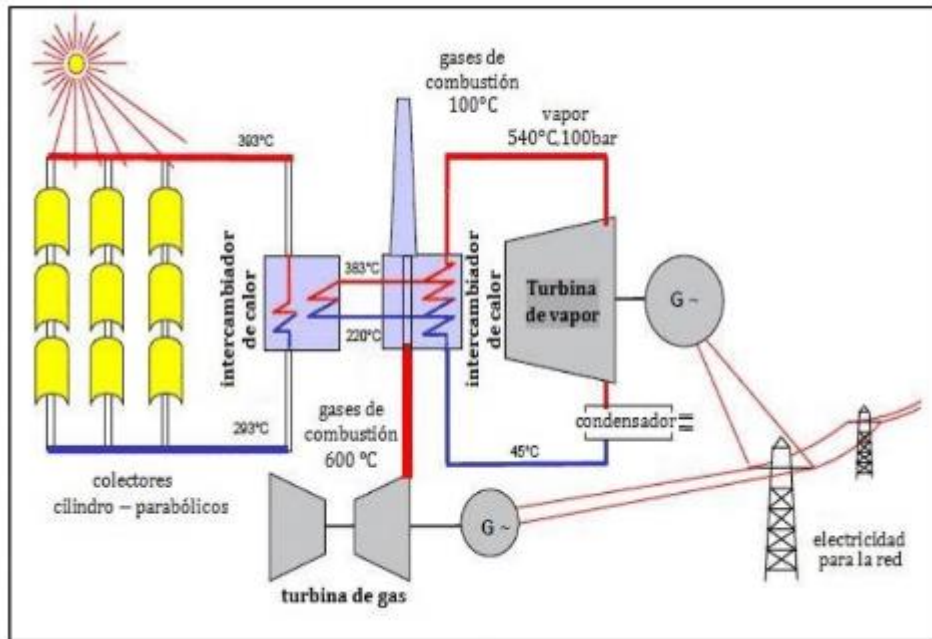


Figura 2.4. Diagrama de flujo en centrales híbridas solar-gas de Hassi R'Mel y Ain Beni Mathar. (Rivet, 1935)

En este trabajo los autores muestran ejemplos de centrales que utilizan aceite térmico como vector de almacenamiento de energía. En ellos se puede ver como la utilización combinada de la energía solar térmica de alta y media temperatura y un combustible fósil o renovable como la biomasa, forma parte de las posibles alternativas de obtención de energía eléctrica de forma más eficiente y con menores consecuencias medioambientales, considerando un futuro a mediano y largo plazo. (Rivet, 1935)

Entre las centrales que funcionan concretamente de manera híbrida usando la energía solar la biomasa se encuentra la planta termosolar Borges, en España, la cual se muestra a continuación, junto con sus principales características. (Rivet, 1935)



Figura 2.5. Planta termosolar Borges. (Rivet, 1935)

Se trata de la primera planta termosolar comercial en el mundo hibridada con biomasa. Se encuentra en operación desde el mes de diciembre de 2012 y cuenta con 336 colectores cilindro-parabólicos. Se mantiene en operación continua mediante el uso de la energía solar durante el día y biomasa durante la noche, permitiendo producir 22,5 MW de electricidad al año, suficiente como para abastecer la demanda de unos 27.000 hogares evitando la emisión de aproximadamente 24.500 t/año de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. (Rivet, 1935)



La componente solar, utiliza 2.688 colectores cilíndrico-parabólicos (de un diámetro individual de 5,5 m y una longitud de 12 m) con aceite térmico para la captación de energía. Por otro lado, la componente de generación a partir de biomasa está constituida por dos calderas en las que se combustiona residuos agrícolas y, como combustible suplementario, gas natural. Durante las horas de sol, los colectores cilindro-parabólicos recogen la energía solar en las líneas centrales por las que circula aceite térmico cuya temperatura alcanza los 400°C. Durante las horas sin sol, el fluido térmico absorbe el calor liberado durante la combustión de la biomasa. La energía almacenada en el fluido es utilizada en la generación de vapor de agua sobrecalentado que finalmente acciona una turbina para generar energía eléctrica. (Rivet, 1935)

La central genera una potencia anual de unos 98 GWh, a partir de:

- La irradiación solar recibida en un campo solar de 336 captadores con 181000 m<sup>2</sup> de área total de apertura de los espejos. (Rivet, 1935)
- La energía térmica útil transferida al HTF y producida en una unidad de combustión de biomasa de 37 MWt de potencia. (Rivet, 1935)
- Un rendimiento eléctrico del ciclo Rankine próximo al 37%. (Rivet, 1935)

En las siguientes figuras se puede observar la distribución de la planta híbrida termosolar y biomasa de Borges, pudiendo apreciar cada uno de los elementos de la planta, así como donde se sitúa tanto el campo solar como la caldera de biomasa. (Paolinelli et al., 2018)

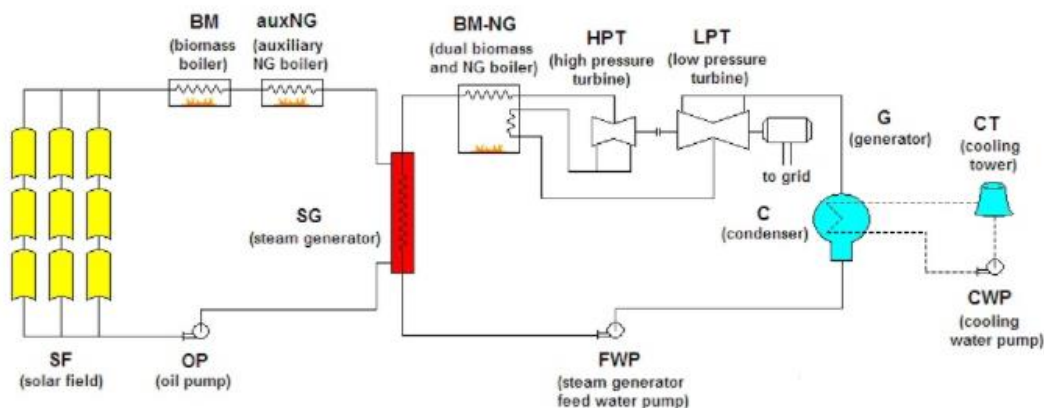


Figura 2.6. Layout planta híbrida termosolar con biomasa Borges.

La planta termosolar de Borges funcionará durante las 24 horas del día: por el día se pondrá en marcha la planta termosolar, cuyo funcionamiento permitirá captar rayos solares gracias a la tecnología de colector cilíndrico parabólico; por las noches, le relevará la biomasa, que será la encargada de generar electricidad. (Rivet, 1935)

- San Joaquín Solar 1&2.

El proyecto San Joaquin Solar 1&2 consisten en dos plantas de generación eléctrica termosolar de diseño híbrido, que comprenden un campo solar y una instalación de biomasa para cada planta y producirían hasta 106.8 MW nominales netos de energía renovable. Cada planta tiene un tamaño nominal de 53.4 MW netos de generación solar, complementados con 40 MW netos de producción generada con biomasa. La producción de energía de biomasa está destinada a complementar la producción solar durante los periodos no solares y las horas solares intermedias. (aspeneg, n.d.)

La planta está ubicada en el condado de Fresno, California, ocupando el tercer lugar entre todos los condados de California en cuanto a disponibilidad de recursos de combustibles de biomasa, además, esta zona cuenta con una radiación solar adecuada para la producción de energía, con un recurso solar estimado de 6 kWh/m<sup>2</sup>/día. (Utilities et al., 2011)

- Biomassol.

El proyecto Biomassol es el proyecto de una planta piloto que combina la tecnología cilindro parabólica con dos calderas de biomasa para alimentar a un ciclo Rankine de 2MWe. Las dos calderas están situadas en el lado del vapor, una en serie, y otra en paralelo con el generador de vapor solar. (Paolinelli et al., 2018)

El tipo de biomasa escogida como combustible es la biomasa forestal, debido a sus bajas fracciones de cloro, lo que permite alcanzar una mayor temperatura máxima en la caldera que si se utilizasen residuos de la poda de olivo. Se estimó una demanda anual aproximada de 5000 toneladas de biomasa forestal. (Paolinelli et al., 2018)

- Solmass.

El proyecto Solmass es el proyecto de una planta piloto basado en la tecnología de receptor central con una potencia eléctrica 4 MW, que cuenta con sistema de almacenamiento térmico e hibridación con biomasa [11]. Este proyecto fue diseñado para convertirse en una plataforma de desarrollo y dar soporte a otros proyectos internacionales de I+D. En este proyecto se planteaba explorar el potencial de la biomasa a través de la combustión o bien de la gasificación. (Paolinelli et al., 2018)

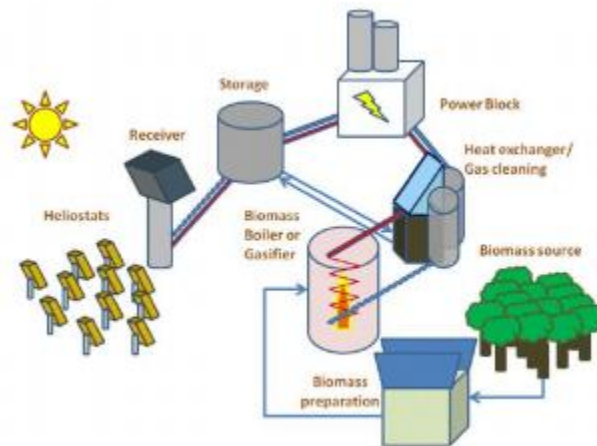


Figura 2.7. Disposición de la unidad híbrida en el proyecto SOLMASS. (Paolinelli et al., 2018)

- Alba Nova 1.

Alba Nova 1 es el proyecto de una planta piloto en Córcega (Francia) con tecnología Fresnel y generación directa de vapor híbrida con biomasa, con una potencia de 12 MWe y una producción anual de unos 25 GWh. (Paolinelli et al., 2018)

El sistema de almacenamiento de Alba Nova 1 permite homogenizar y optimizar la producción de electricidad y eliminar los riesgos inherentes de la utilización de un sistema de almacenamiento a base de sales fundidas. (Paolinelli et al., 2018)



Figura 2.8. Planta con tecnología Fresnel Alba Nova 1. (Paolinelli et al., 2018)

### 2.3 Estudios realizados en plantas híbridas.

A continuación, se muestra un estudio realizado por el instituto de la energía francés, en el que mediante el software Ebsilom profesional se realiza un análisis de una planta híbrida solar/biomasa en distintos escenarios. (Mouaky et al., 2019)

Las tecnologías termosolares permiten la producción de energía limpia y sostenible; sin embargo, la energía solar es inherentemente intermitente. El uso de un almacenamiento de energía térmica puede mitigar este problema, pero aumentará el costo de la inversión y el factor de capacidad de la planta se mantendrá bajo. La energía de la biomasa permite una generación flexible y despachable, sin embargo, su uso está limitado por la disponibilidad estacional de recursos de biomasa, las limitaciones logísticas y el costo. Por lo tanto, la hibridación de las energías solar térmica y de biomasa es una solución prometedora, superando sus inconvenientes mutuos y combinando sus ventajas para hacer frente a los desafíos del suministro de energía. (Mouaky et al., 2019)

Como parte del proyecto REELCOOP, un novedoso sistema híbrido solar/biomasa, se diseñó e instaló para producción de electricidad. La planta combina un campo solar utilizando colectores parabólicos compuestos (CPC) y una caldera de biomasa para impulsar un Ciclo Rankine Orgánico (ORC). (Mouaky et al., 2019)

El objetivo de este estudio es investigar el impacto de los diferentes escenarios de funcionamiento en el rendimiento de la planta híbrida y evaluar en qué medida la radiación solar absorbida es considerada como valor umbral para el funcionamiento del campo solar. (Mouaky et al., 2019)

En la siguiente figura se puede apreciar la configuración de la planta, diseñada e instalada en Benguerir (Marruecos).

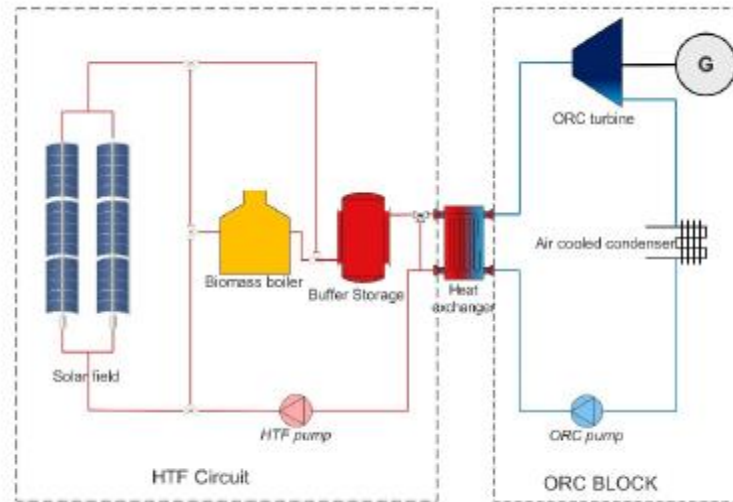


Figura 2.9. Diagrama esquema de la planta. (Mouaky et al., 2019)

El campo solar incluye 32 colectores parabólicos compuestos (CPC) estacionarios (con seguimiento estacional) dispuestos en 8 bandas con una superficie total de apertura de 146 m<sup>2</sup>. Como combustible de la caldera de biomasa, se eligieron los residuos del olivo, que son muy abundantes en la región donde se encuentra la planta, esta biomasa tiene un valor calórico de 17000 kJ/kg (LHV), pudiendo funcionar el quemador de biomasa en un rango de 20 a 100 kW. (Mouaky et al., 2019)

Se instaló un tanque de almacenamiento intermedio en la parte inferior de las dos fuentes de calor para absorber las fluctuaciones de temperatura del fluido de transferencia de calor (un aceite mineral), en la entrada del bloque ORC. El bloque ORC tiene una potencia nominal de 6 kW y utiliza R245-fa como fluido de trabajo, además, usa refrigeración por aire. (Mouaky et al., 2019)

Parameter	Value
Solar field aperture area A	123 m <sup>2</sup>
Peak optical efficiency $\eta_0$	0,623
HTF inlet/outlet temperature	140 / 180°C
Biomass boiler efficiency $\eta_b$	75 %
R245-fa high/low pressure	14/2,5 bars
R245- fa superheating degrees	5 K
Turbine isentropic efficiency	50 %

Figura 2.10. Parámetros del modelo. (Mouaky et al., 2019)

En la figura anterior se puede apreciar los principales parámetros de funcionamiento de la instalación. A continuación, se puede observar con detalle el modelo de la planta realizado en Ebsilom, siguiendo el mismo modelo planteado en la imagen 3.6. (Mouaky et al., 2019)

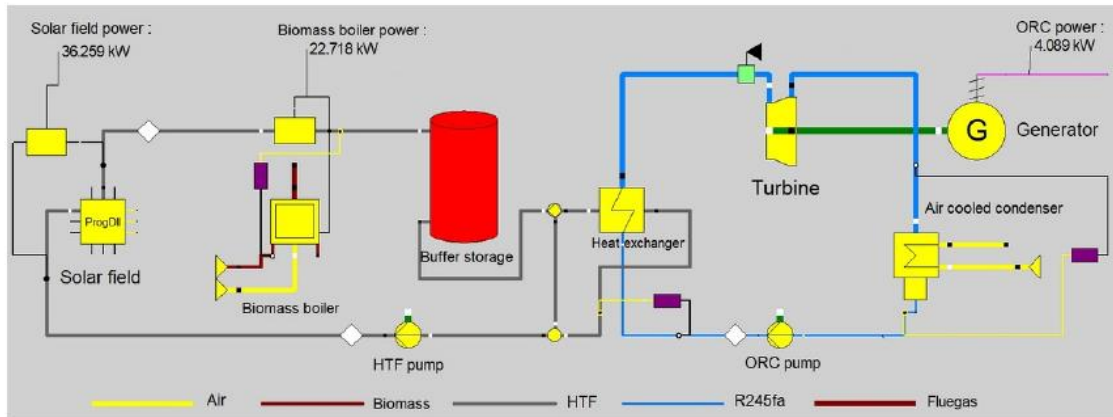


Figura 2.11. Modelo de planta híbrida desarrollado en Ebsilom profesional. (Mouaky et al., 2019)

Las simulaciones se llevaron a cabo minuto a minuto desde las 08:00 h a las 18:00 h en cuatro días representativos (21 de marzo, 21 de junio, 21 de septiembre y 21 de diciembre). La temperatura inicial del tanque de amortiguación se asumió de 120°C. (Mouaky et al., 2019)

Se investigaron los tres siguientes escenarios operativos:

- Modo solar: el HTF comienza su recirculación en el campo solar una vez que se alcanza un valor de 100 W/m<sup>2</sup> de irradiancia; cuando el almacenamiento intermedio alcanza los 158°C, el bloque ORC inicia la producción de electricidad mientras que la temperatura de almacenamiento no caiga por debajo de los 158°C. El flujo de masa de fluido orgánico se varía para permitir el enfriamiento del HTF hasta 140°C en la salida del intercambiador de calor. Se adopta una estrategia de control de presión deslizante para el funcionamiento del ORC, bloqueado en condiciones fuera de diseño. (Mouaky et al., 2019)
- Modos híbridos 100/200: el HTF comienza su recirculación en la caldera de biomasa hasta que se alcanza un valor de 100/200 W/m<sup>2</sup> de irradiancia; a partir de ese momento, el HTF comienza a ser precalentado en el campo solar y la caldera proporcionará secuencialmente la energía complementaria para calentar el HTF hasta 180°C. La circulación del HTF en el campo solar se interrumpe cuando la irradiancia disminuye a 100/200 W/m<sup>2</sup>. El flujo másico del HTF se ajusta a su valor nominal y el bloque ORC funciona en sus condiciones nominales (flujo de masa y alta presión). (Mouaky et al., 2019)

Además, se evaluó un caso de referencia de una central eléctrica de biomasa y se comparó con los escenarios investigados.

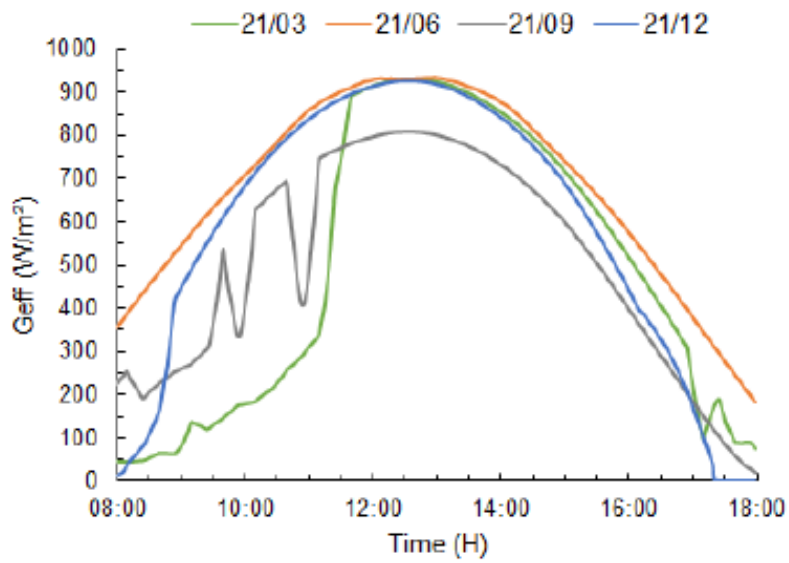


Figura 2.12. Radiación solar efectiva en el plano de los colectores. (Mouaky et al., 2019)

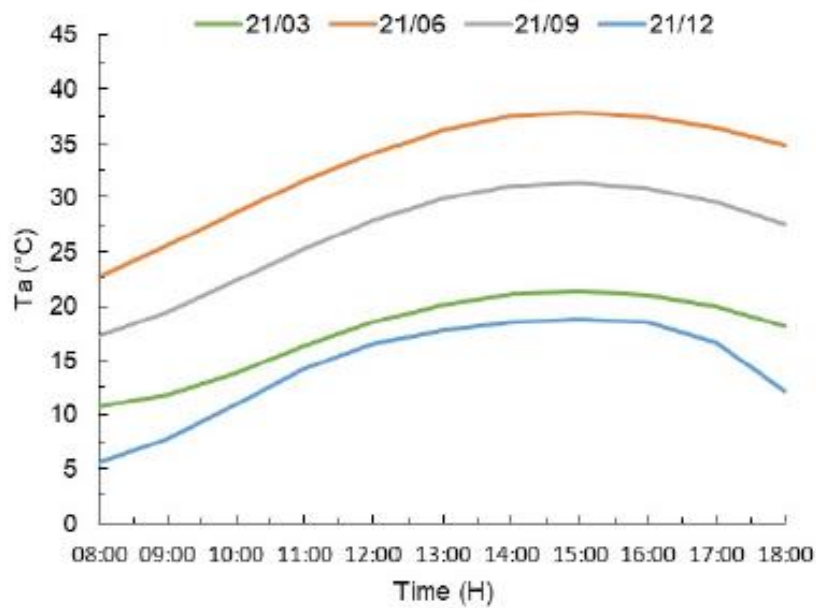


Figura 2.13. Temperatura ambiente. (Mouaky et al., 2019)

En las anteriores figuras se puede observar, por un lado, la evolución de la radiación solar efectiva recibida por los colectores para cada uno de los días en los que se está realizando el estudio y, por otro lado, la temperatura ambiente registrada para cada uno de esos casos. (Mouaky et al., 2019)

## Resultados obtenidos.

En el trabajo anterior realizado, los autores muestran unos resultados en los que se puede ver una diferencia significativa entre la producción térmica del modo solar por un lado (177,79 - 244,44 kWh/día) y la producción térmica de los modos biomasa e híbrido por otro lado (~ 596 kWh/día). Además, como la combinación secuencial del campo solar y la caldera de biomasa en el modo híbrido permite el funcionamiento del campo solar a una temperatura más baja en comparación con el modo solar, en los resultados se puede observar una mejora de la eficiencia del campo solar (8,8 – 8,9%). Sin embargo, debido al limitado rango de operación de la caldera de biomasa, una fracción de la potencia térmica de la caldera en el modo híbrido se descarga debido al exceso de energía (2,4 - 13,8 %). (Mouaky et al., 2019)

Para los diferentes días el valor de la fracción solar varía entre el 37,7 y el 49,6 %, lo que afecta en gran medida a la radiación efectiva que llega a los colectores, afectando por sí a la energía producida. (Mouaky et al., 2019)

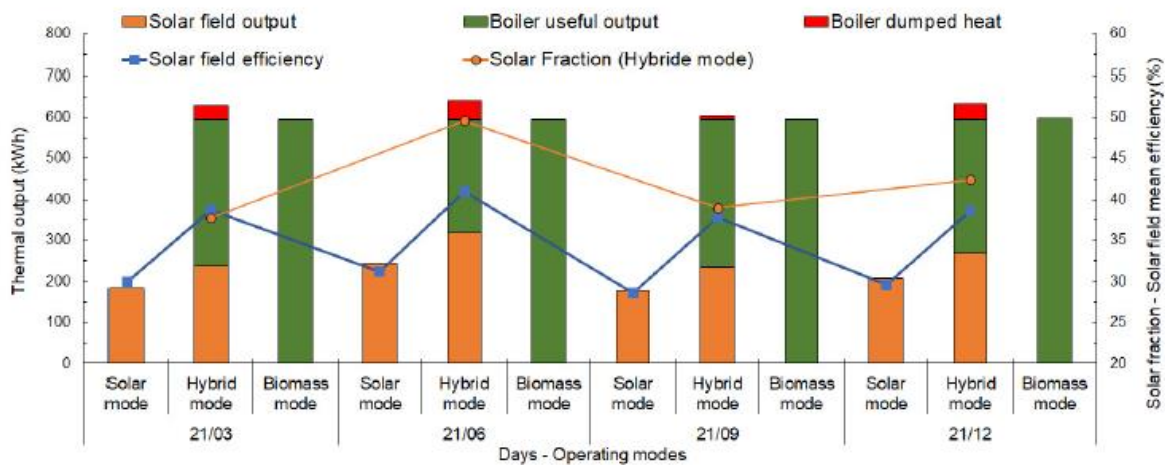


Figura 2.14. Resultados obtenidos en el modo de operación híbrido. (Mouaky et al., 2019)

Por otro lado, los autores realizan un análisis de la otra situación, en la que se puede ver como la producción térmica están afectando directamente a los rendimientos eléctricos de los escenarios de operación. Por lo tanto, la producción de electricidad es correspondientemente menor en el modo solar (7,5 - 12,8 kWh/día) en comparación con los modos de biomasa e híbridos (38,2 - 46,9 kWh/día). Además, el funcionamiento flexible y estable de la caldera de biomasa en los modos híbrido y de biomasa permite operar el ORC más cerca de sus condiciones nominales, por lo tanto, alcanzando valores de eficiencia optimizados del ORC. El impacto de la temperatura ambiente en las prestaciones del ORC puede evaluarse claramente a través de la variación de la producción de electricidad y la eficiencia del ORC entre los considerados días. Así, la producción de electricidad y la eficiencia del ORC se maximizan (respectivamente 46,9 kWh y 8,41%) en el día 21 de diciembre, mientras que el 21 de junio es el día menos efectivo (38,2 kWh y 6,93%). (Mouaky et al., 2019)

Con respecto al rendimiento de la planta, se muestra como el rendimiento del modo híbrido está ligeramente penalizado por la menor eficiencia del campo solar en comparación con la caldera de biomasa, sin embargo, sus rendimientos siguen siendo significativamente más altos en relación con el modo solar. (Mouaky et al., 2019)

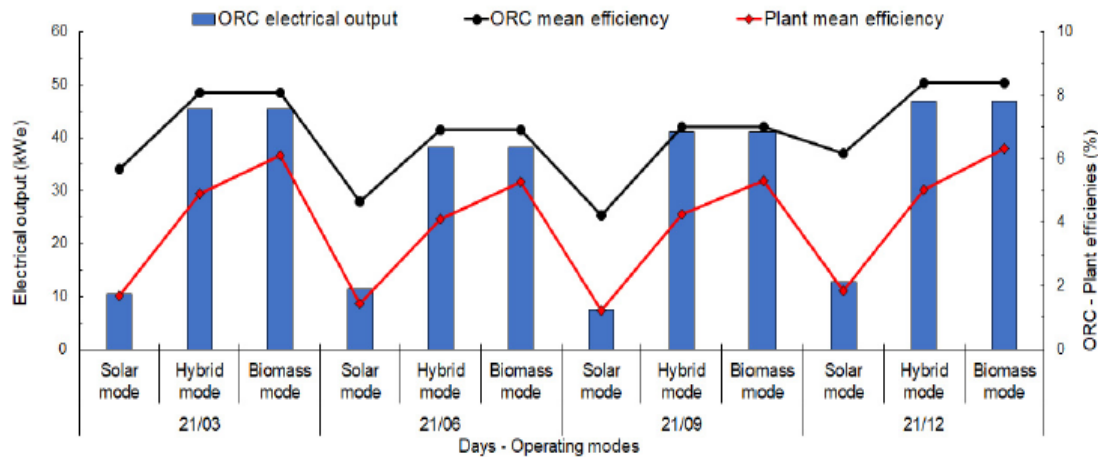


Figura 2.14. ORC electrical output, ORC and plant mean efficiencies. (Mouaky et al., 2019)

Por último, en la siguiente figura, se representan los resultados de la simulación que los autores realizaron para el modo híbrido en el solsticio de verano (21 de junio). Después de la puesta en marcha, la planta funciona usando la caldera como una única fuente de calor que permite un funcionamiento estable del sistema. El sistema solar se acopla a la planta alrededor de las 08h:40 y contribuye a una notable reducción de la potencia térmica de la caldera, lo que lleva a su funcionamiento a la potencia mínima entre las 10:20 y las 15:00. Sin embargo, el funcionamiento del campo solar está restringido a unas ocho horas, a pesar de la presencia de la luz solar, debido a las limitadas prestaciones ópticas del CPC sin seguimiento. (Mouaky et al., 2019)

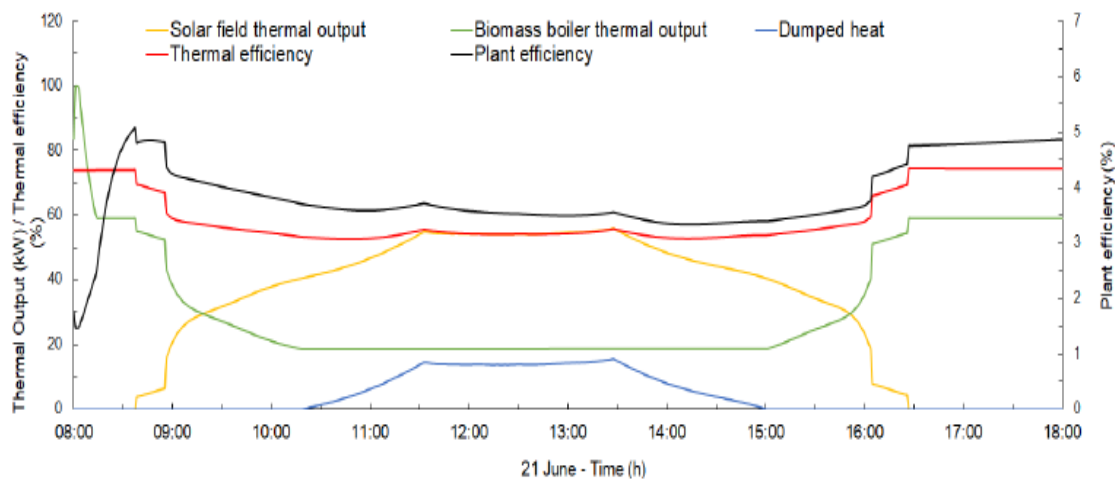


Figura 2.15. Resultados de la simulación del sistema híbrido para el 21 de junio. (Mouaky et al., 2019)



### Modo híbrido: considerando valores de operación del campo solar.

El objetivo de esta sección es evaluar el impacto del valor umbral de radiación solar absorbida (S) considerado para operar el campo solar, sobre los rendimientos de la planta para dos alternativas del modo híbrido, el híbrido 100 y híbrido 200 considerando respectivamente 100 y 200 W/m<sup>2</sup> como valores umbral para S. (Mouaky et al., 2019)

Como se ilustra en la Fig 2.16, los resultados muestran que la opción del híbrido 100 permite un aumento de la temperatura del campo solar en producción de hasta 6,6 % (21 de septiembre) en comparación con la opción híbrida 200 debido a la extensión del campo solar. Esto conduce a un aumento de la fracción solar (1,2 - 6,6%) y a una reducción del consumo de biomasa entre el 1,1 y el 3,7% relativamente a la segunda alternativa. (Mouaky et al., 2019)

Por otro lado, la Fig 2.16, informa de mayores valores de eficiencia térmica de la opción híbrida 200 en comparación con la híbrida 100 debido a la menor fracción solar en el primer modo, lo que resulta en un aumento correspondiente de la eficiencia global de la planta de la segunda alternativa. Por lo tanto, la diferencia de eficiencia máxima de la planta entre las dos alternativas se alcanza durante el 21 de diciembre (4,5%) cuando la fracción solar es respectivamente de 42,42 y 41,36%. (Mouaky et al., 2019)

Para las dos alternativas, la diferencia mínima (2,89%) se obtiene durante el 21 de junio cuando la fracción solar es respectivamente 49,56 y 49,04 %. (Mouaky et al., 2019)

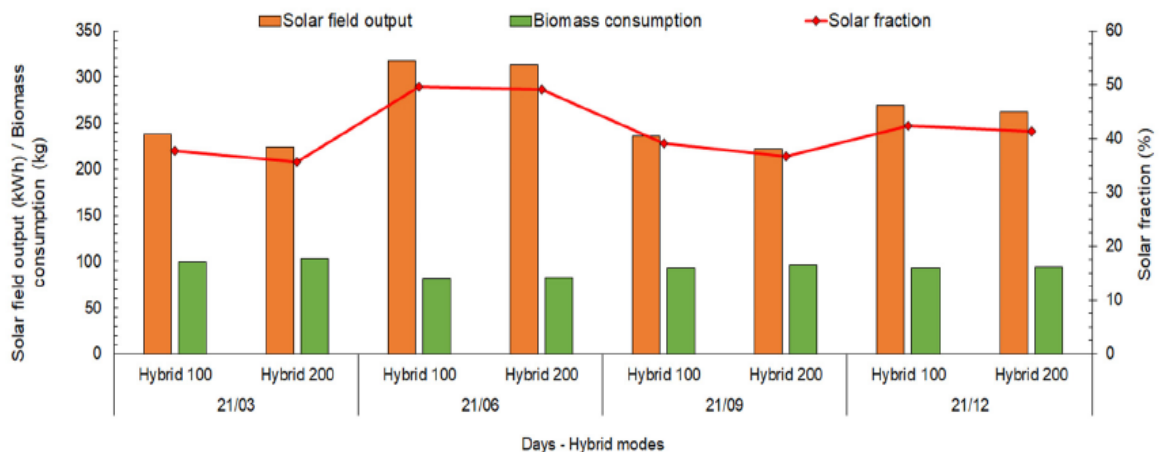


Figura 2.16 Solar field output, biomass consumption and solar fraction. (Mouaky et al., 2019)

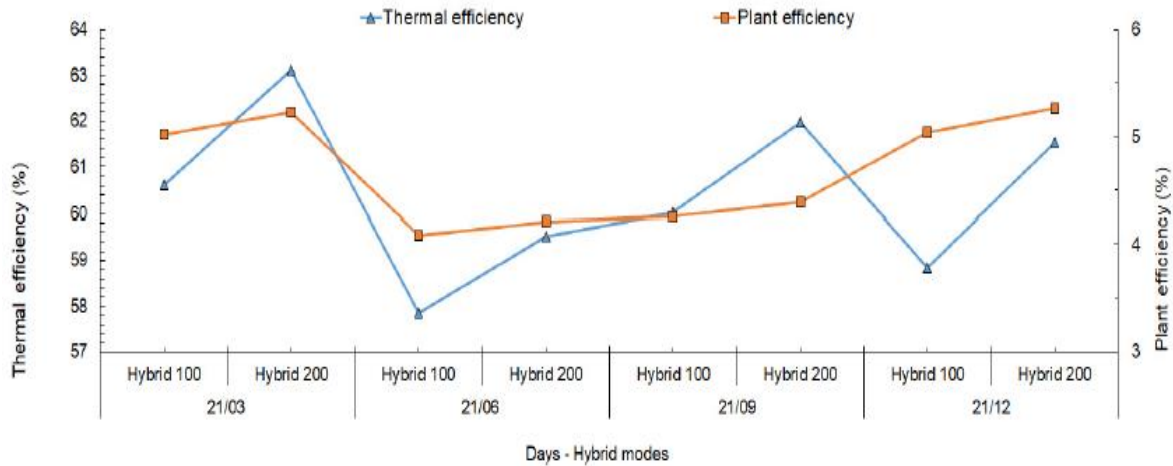


Figura 2.17. Thermal efficiency and plant efficiencies. (Mouaky et al., 2019)

En este estudio, los autores han simulado una planta híbrida CPC/biomasa acoplada a un bloque ORC para cuatro días representativos bajo diferentes escenarios de operación. Los hallazgos reportan que el rendimiento del modo solar es penalizado por el rendimiento óptico de los colectores del CPC, reduciendo así la eficiencia durante el funcionamiento de la planta bajo este modo en comparación con los otros modos. (Mouaky et al., 2019)

Por el contrario, el modo de biomasa permite un funcionamiento continuo y estable de la planta contra una tasa de consumo de biomasa diaria de ~ 151 kg (10 h de operación). El modo híbrido se considera como el escenario alternativo a los dos casos de referencia: por un lado, permite el funcionamiento flexible y continuo de la planta a rendimientos comparables en relación con el modo de biomasa y, por otra parte, contribuye a una notable reducción del consumo de biomasa (hasta el 46%) en comparación con el modo de biomasa. Por último, se investigaron dos opciones híbridas en las que el valor umbral de radiación solar considerado puede tener un impacto no despreciable en el rendimiento de la planta, sin embargo, la elección del valor optimizado debe considerar aspectos adicionales que no se abordan en este estudio, como el precio de venta de la electricidad y el costo y la disponibilidad de la biomasa. (Mouaky et al., 2019)

En la siguiente tabla se resumen las principales características de las plantas híbridas expuestas anteriormente:

Planta	Ubicación	Tecnología	Tecnología solar	Potencia (MWe)	Potencia parte solar (MWe)	Año de funcionamiento	de Referencia
<b>Ain Beni Mathar</b>	Marruecos	Solar-Gas	Cilindro Parabólico	470	20	2010	(Rivet, 1935)
<b>Hassi R'Mel</b>	Argelia	Solar-Gas	Cilindro Parabólico	150	20	2011	(Rivet, 1935)
<b>Termosolar Borges</b>	España	Solar-Biomasa	Cilindro Parabólico	22.5	Depende de condiciones	2013	(Rivet, 1935)
<b>San Joaquín Solar 1&amp;2</b>	California	Solar-Biomasa	Cilindro Parabólico	106.8 (40MW biomasa extra)	106.8	2011	(aspeneg, n.d.)

<b>Biomassol</b>		Solar-Biomasa	Cilindro Parabólico	2	Depende de condiciones		(Paolinelli et al., 2018)
<b>Solmass</b>		Solar-Biomasa	Receptor central	4	Depende de condiciones		(Paolinelli et al., 2018)
<b>Alba Nova 1</b>	Corcega	Solar-Biomasa	Fresnel	12	Depende de condiciones	2015	(Paolinelli et al., 2018)

Tabla 2.1. Principales características de plantas híbridas.

### Conclusiones.

Del análisis del estado del arte realizado en este capítulo se aprecia que la tecnología de centrales híbridas en general y termosolar biomasa en particular se encuentran poco desarrolladas con un número reducido de plantas existentes. Sin embargo, presentan una gran oportunidad para generar sinergias entre dos tecnologías de energía renovables como son la energía termosolar y la biomasa.

Un ejemplo claro de central híbrida que aprovecha este tipo de tecnologías es la central de Borges, que fue la primera planta termosolar en el mundo que se hibridó con biomasa, lo que le permitió, por un lado, aumentar el rendimiento del ciclo al poder aumentar la temperatura de trabajo gracias a la combustión de la biomasa y que, por otro lado, le permitió abastecer la demanda de energía por la noche. Toda la hibridación se consigue con unos mínimos cambios en la planta. En el siguiente apartado se podrán ver con detalle cada uno de los elementos que conforman la planta híbrida, así como todas las tecnologías que no permitirían llevarla a cabo.

# 3 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE POTENCIA HÍBRIDO SOLAR BIOMASA

---

En este capítulo, se muestran las principales características de los sistemas que componen una planta híbrida termosolar de biomasa. En él, se describen las posibilidades en cuanto a plantas termosolares que podrían usarse en la integración y las características de los sistemas de biomasa que iría acoplado al campo solar

## 3.1 Sistemas de potencia solares.

Actualmente, la energía solar es una de las energías renovables más usadas, con un 5.5%, sólo por detrás de la energía eólica (19,2%) y de la hidroeléctrica (14,1%).(Endesa, n.d.)

La International Energy Agency prevé que en 2050 el 11,3% de la electricidad global será de origen solar. No obstante, su baja eficiencia, gran inestabilidad y altos costes obligan a buscar nuevas opciones para mejorar su desempeño, sobre todo a corto plazo. (Serrano Sánchez, 2017)

De este modo, se pueden distinguir entre las siguientes tecnologías solares para generar electricidad:

### 3.1.1 Receptores lineales tipo Fresnel.

Los campos solares que utilizan la tecnología Fresnel destacan por su sencillez y su bajo coste, este tipo de colectores tienen dos partes diferenciadas. Por un lado, se encuentra una serie de espejos de vidrio en los que se refleja la radiación solar, inclinados según la altura solar. Cada espejo se encuentra con una inclinación distinta, dado a que los distintos espejos se encuentran situados a distintas distancias respecto al reflector secundario. Siendo este reflector secundario el encargado de concentrar la energía reflejada por todos los espejos. (Kokkonen, 2018)

Finalmente, esta radiación lineal es reflejada sobre el tubo absorbedor que transporta el fluido caloportador (generalmente aceites), caracterizado por un valor elevado de absortividad y bajo de emisividad. En la siguiente imagen se puede ver con detalle un colector tipo Fresnel con las distintas partes que lo componen. (Kokkonen, 2018)

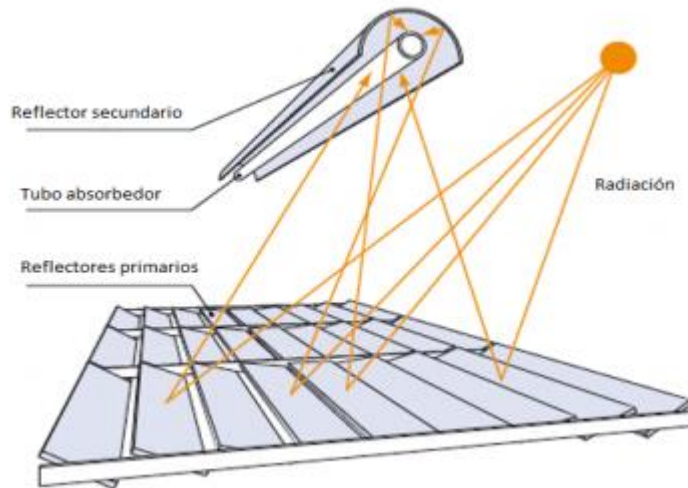


Figura 3.1. Sistema de concentración tipo Fresnel. (Kokkonen, 2018)

Hoy en día, este tipo de sistemas aún no tienen poder de concentración alto, lo que desencadena en un rendimiento bastante bajo dada la relativa baja temperatura a la que operan, entre 70°C y 300°C. Los concentradores tipo Fresnel emplean generalmente una tecnología basada en la generación directa, evitando así la necesidad de un intercambiador de calor entre el campo solar y el bloque de potencia, lo que les confiere menores pérdidas. En general, son un tipo de instalaciones que requieren un emplazamiento de grandes dimensiones, en la que tengan mucha área de captación. (Kokkonen, 2018)

Uno de los grandes inconvenientes que presenta esta tecnología es la dificultad para evitar el sombreado generado sobre el colector adyacente, lo que deriva a un mayor espaciado entre reflectores para tratar de disminuir la probabilidad de este fenómeno. (Kokkonen, 2018)

### 3.1.2 Colectores cilindro parabólicos.

Un captador cilindro parabólico está compuesto básicamente por un espejo cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbedor lineal localizado en el foco de la parábola. Esta tecnología opera en un rango de temperatura entre los 500°C y 400°C. (De & De, n.d.) (Kokkonen, 2018)

La radiación solar concentrada produce el calentamiento del fluido que circula por el interior del tubo receptor, es un tubo negro metálico, cubierto de vidrio para reducir las pérdidas por convección a la atmósfera, ubicado en la línea focal del receptor para captar la radiación reflejada. Dentro transporta el fluido caloportador que puede ser básicamente agua desmineralizada, aceites o silicona, o sales fundidas. Usualmente, la opción preferible es el uso de aceites por las restricciones que supone el uso de agua o sales fundidas. El fluido calentado se dirige o bien a almacenamiento o bien al sistema de acondicionamiento. Transformándose así, la radiación solar directa en energía térmica en forma de calor sensible del fluido que recorre el receptor. Estos sistemas requieren de un seguimiento continuo al sol por parte del captador, dado que solo la radiación solar directa es aprovechable. (De & De, n.d.) (Kokkonen, 2018)

La generación en estos sistemas puede ser tanto directa como indirecta en un ciclo Rankine, en el directo, de igual forma que la tecnología Fresnel, se consigue un rendimiento algo superior, pero supone la utilización de flujos multifásicos, siendo difícil de controlar en todo momento el estado del fluido. En el caso de la generación indirecta, se realiza mediante la presencia de un intercambiador de calor, que por un lado se habilita dicha opción al trabajar a temperaturas mayores que los colectores Fresnel y también facilita la operación en todo momento por tener separado los fluidos en dos niveles de presión de fácil control. (De & De, n.d.) (Kokkonen, 2018)

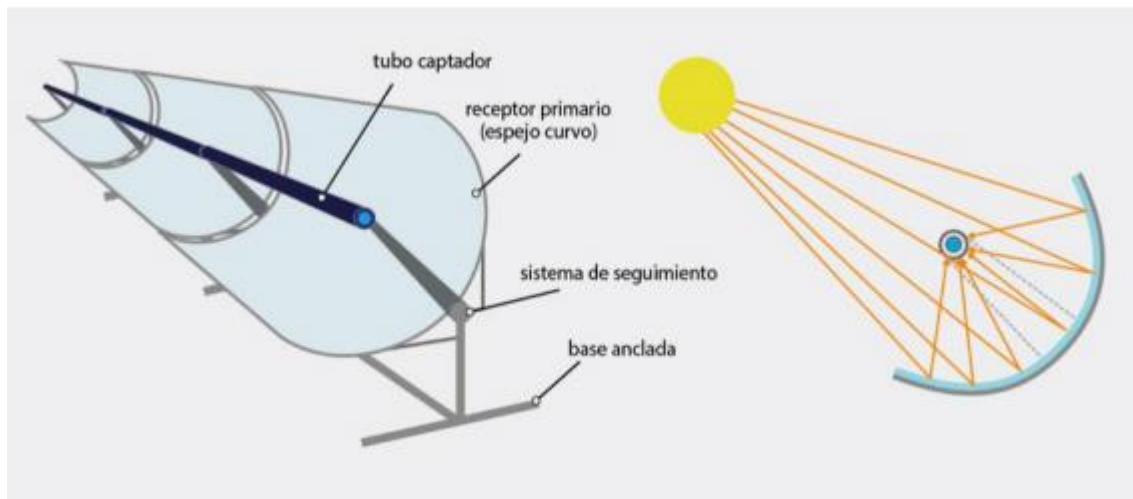


Figura 3.2. Sistema de concentración de un CCP. (Kokkonen, 2018)

### 3.1.3 Tecnología solar de torre.

Formado por un campo de colectores de heliostatos que redirigen la radiación solar que incide sobre su superficie en un receptor que se encuentra en lo alto de una torre. Esta tecnología utiliza espejos ligeramente cóncavos, lo que permite operar a altas temperaturas, acumulando una gran cantidad de energía térmica en la cavidad del generador de vapor. A diferencia de las tecnologías descritas anteriormente, esta cuenta con un mayor rendimiento, al operar a temperaturas muy superiores. Factor acompañado además por un poder de concentración mayor y la disminución de pérdidas al ambiente, puesto que en este caso se transfiere la energía en forma electromagnética, mientras que en los otros se transporta energía térmica. (Kokkonen, 2018)

En la siguiente figura, se puede observar el principio de funcionamiento de una planta solar que trabaja con sistema solar de concentración de torre.

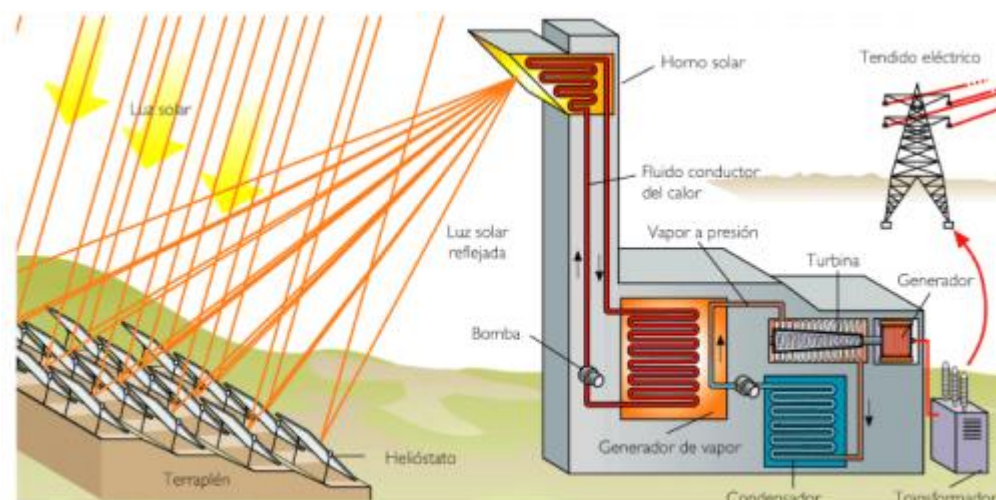


Figura 3.3. Sistema de concentración solar de torre. (wikipedia, n.d.)



Figura 3.4. Concentración solar de torre, PS10. (wikipedia, n.d.)

La PS10, es un claro ejemplo de central se concentración de torre, en ella se puede observar con claridad, como el campo solar enfoca la radiación solar hacia la parte alta de la torre en la que se encuentra el receptor.

El objetivo de la torre es ubicar en un punto a una altura determinada el receptor de radiación y puede ser de una estructura metálica y hormigón. El receptor puede tener diferentes configuraciones, según se produzca el calentamiento del fluido caloportador. El sistema de transporte de calor, constituido principalmente por tuberías, bombas y válvulas, dirige el fluido en un bucle cerrado entre el receptor, el almacenamiento y el intercambiador de calor. En la siguiente figura se pueden apreciar las distintas configuraciones de receptor. (Kokkonen, 2018)

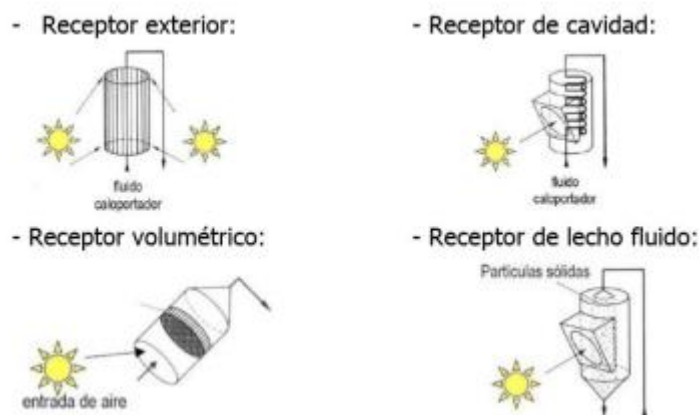


Figura 3.5. Diferentes tipos de receptores. (Kokkonen, 2018)

Los heliostatos se sitúan alrededor de la torre y reflejan la radiación solar en el receptor central situado en la parte superior de la torre. Estos suelen ser de vidrio con una capa reflexiva de en su interior y tienen unas dimensiones de 50 a 150m<sup>2</sup>. Tienen un sistema de seguimiento para orientar la reflexión sobre el heliostato en todo momento sobre el receptor, siguiendo la altura solar y el acimut. (Kokkonen, 2018)

El fluido caloportador circula por el receptor principal elevando su temperatura. La tecnología de heliostatos y torre puede operar gracias a su elevado grado de concentración y, por tanto, temperatura con un ciclo de producción Rankine o incluso Brayton. (Kokkonen, 2018)

El diseño preciso del campo de heliostatos resulta fundamental para la correcta operación de la planta. En este proceso de alta calibración, hay que tener en cuenta la ubicación de los colectores para maximizar el rendimiento óptico y para reducir la pérdida causadas por bloqueo de otros colectores. (Kokkonen, 2018)

### 3.1.4 Reflector parabólico dish-Stirling.

Los colectores parabólicos dish-Stirling reflejan y concentran la radiación solar directa sobre un punto donde se sitúa el receptor, a través de un seguimiento solar a dos ejes similar al sistema de torre-heliostatos. El receptor absorbe la energía solar, convirtiéndola en energía térmica en un fluido circulante. Este fluido puede ser transformado en electricidad mediante un motor-generador (Stirling generalmente) acoplado directamente al receptor o bien puede ser transportado a través de tuberías a un intercambiador de calor, aunque es más habitual el primer sistema. (Kokkonen, 2018)



Figura 3.6. Reflector parabólico dish-Stirling. (baunetzwissen, n.d.)

Estos sistemas parabólicos alcanzan temperaturas de entre 250 y 700°C, siendo más elevadas en condiciones favorables y, por ello, tienen un rendimiento bastante elevado (31-32%). Sin embargo, su empleo se ve muy restringido por sus altos costes debido a la falta de desarrollo y a la limitación en el uso con almacenamiento térmico. (Kokkonen, 2018)

### 3.1.5 Características de los sistemas solares.

Este apartado se centra en reflejar las principales partes de las que está compuesta una planta solar, así como sus componentes principales, para ello, la explicación se desarrolla en torno a la tecnología solar de torre, la cual mediante un campo de heliostatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol reflejan la radiación solar para concentrarla, hasta 600 veces, sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objetivo de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad. (Renovetec, n.d.-a)

La tecnología de torre ofrece la posibilidad de almacenar energía. Actualmente la solución más empleada es el



uso de tanques de sales fundidas, a consecuencia la planta debe ser sobredimensionada para el empleo de almacenamiento. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

Los componentes principales de este tipo de sistemas son los siguientes:

- Sistema colector o campo de heliostatos.
- Receptor.
- La torre.
- Sistema de almacenamiento térmico.
- Sistema de producción de potencia.
- Sistema auxiliar.

A continuación, se realiza una descripción detallada de cada uno de ellos.

### **Campo de Heliostatos.**

Su función es la de concentrar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor, por lo que el mismo, está formado por una superficie reflectante, una estructura de soporte, los adecuados mecanismos de movimientos y un sistema de control, este actúa directamente sobre los mecanismos de movimientos, cambiando la elevación y el azimut, de modo que la reflexión de la radiación solar directa que incide sobre ella sea dirigida al receptor solar. Este sistema requiere tener un control muy preciso, ya que una mala orientación de algún heliostato puede ocasionar numerosas pérdidas en el sistema. (Paolinelli et al., 2018)

Cada heliostato está formado por múltiples módulos de espejos, llamados facetas, las cuales normalmente, presentan una ligera curvatura cóncava y también se inclinan respecto al plano de la estructura soporte para conseguir de esta forma un mejor enfoque de la radiación solar reflejada en el receptor. (Paolinelli et al., 2018)

Con respecto a la evolución en los materiales empleados para la construcción de heliostatos, destaca hoy en día la utilización de espejos de vidrio como superficie reflectante, también se han llegado a emplear superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectividad, las cuales presentaban un gran inconveniente, que es su menor durabilidad. (Paolinelli et al., 2018)

El despliegue del campo de heliostatos en relación con el receptor está condicionado por las características del terreno disponible, por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos configuraciones que más se emplean son las de campo circundante y la de campo norte o sur. (Rivet, 1935)

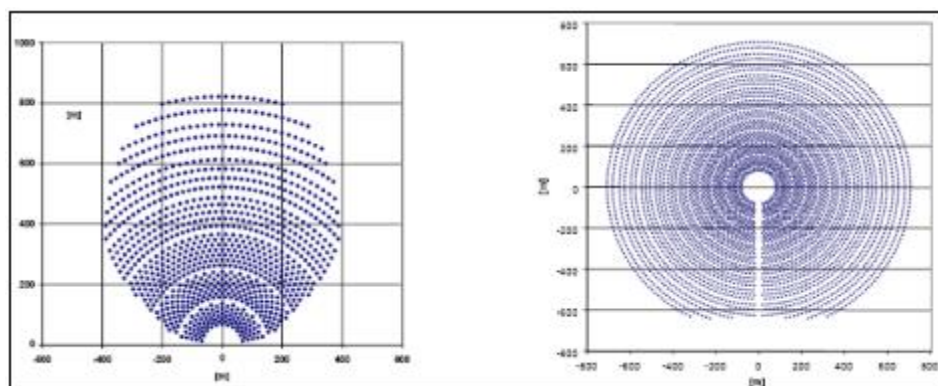


Figura 3.7. Despliegue típico de campo de heliostatos alrededor de la torre. (Paolinelli et al., 2018)

En la anterior figura se puede observar bien lo comentado anteriormente, a la izquierda la configuración campo norte y a la derecha la configuración campo circular.

## Receptor solar.

El sistema receptor de energía se sitúa en lo alto de la torre de nuestra planta y juega el papel de caldera dentro de nuestro ciclo termodinámico. Los receptores se pueden clasificar de muchas maneras, dependiendo de si existe o no absorbedor, del tipo de absorbedor que se trate, del fluido de trabajo, y de la configuración general. (Paolinelli et al., 2018)

### A. Presencia de absorbedor.

- Receptor de Intercambio Indirecto: cuando existe un material absorbedor encargado de transferir la energía solar al fluido de trabajo. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)
- Receptor de Intercambio Directo: cuando no existe un absorbedor como tal si no que es el propio fluido de trabajo el que se somete a la irradiación solar. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

### B. Tipo de intercambio térmico.

- **Receptor de tubo:** actúa como un intercambiador de calor recuperativo. Los tubos reciben la irradiación solar en su parte exterior, conducen la energía a través de sus paredes y la transmiten al fluido térmico que circula por su interior. Dentro de este tipo podemos considerar dos diferentes receptores: (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

#### a. Receptor de cavidad.

Destacan por tener un diseño más complejo a los volumétricos, lo que permite en primera medida tener unas pérdidas térmicas menores. Formado por tubos que conforman paneles, a través de los cuales circula el fluido de trabajo. Además, tienen superficies refractarias para homogeneizar el flujo solar y evitar temperaturas muy altas en las superficies de absorción. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

El volumen del receptor de cavidad, así como su número de componentes y sus costes son mayores. Pero, por otro lado, al ser más voluminosos, los receptores de cavidad son más adiabáticos, reduciéndose de esta forma los transitorios al cambiar las condiciones de contorno, como puede ser el paso momentáneo de nubes que atenúan la radiación solar. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

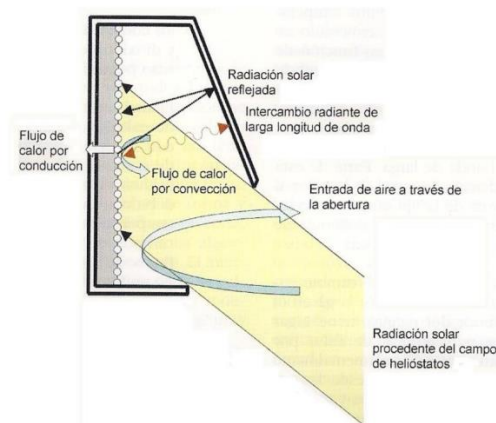


Figura 3.8. Receptor de cavidad. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

a. Receptor cilíndrico externo.

Los tubos absorbedores se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor. Las pérdidas térmicas al exterior por convección y radiación son mucho mayores que en los receptores de cavidad. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

En la siguiente figura se puede observar la diferencia entre el receptor de cavidad y el receptor cilíndrico externo.

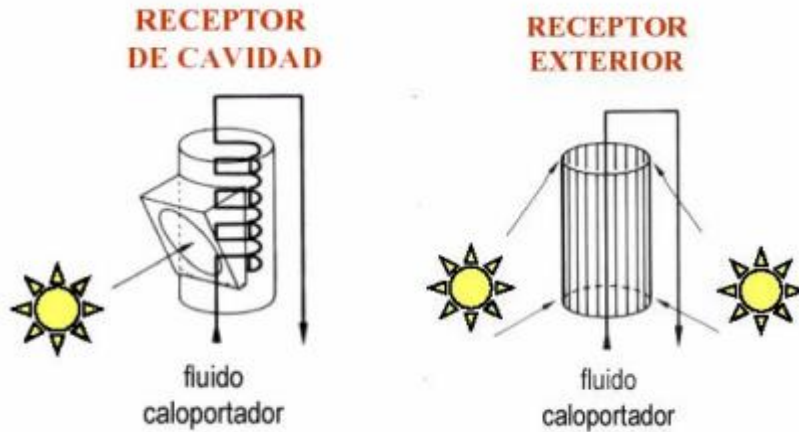


Figura 3.9. Comparativa entre receptor de cavidad y receptor cilíndrico externo. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

C. Otros tipos de receptores.

**Receptor volumétrico.**

La radiación es recibida en la misma superficie que transfiere calor al fluido. Este tipo de receptores permite trabajar con mayores flujos solares, teniendo menores pérdidas en el intercambio radiante. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

Suele utilizarse una estructura porosa, lo que nos da una gran superficie de intercambio.

**Tipos de receptores volumétricos.**

Según Presión de trabajo	Presurizado	
	No presurizados.	
Según el material	Metálicos	$800^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} < 1000^{\circ}\text{C}$
	Cerámicos	$1200^{\circ}\text{C} < T_{\text{op}} < 1500^{\circ}\text{C}$

Tabla 3.1. Tipos de receptores volumétricos y rangos de operación. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

- Receptor presurizado.

El funcionamiento a alta presión hace que sea necesario equipar el receptor con una ventana transparente. El propósito de la ventana es la de separar la cavidad receptor del aire ambiente y permitir el funcionamiento a alta presión, minimizando las pérdidas de reflexión, radiación y convección. Si bien, plantea un problema de diseño difícil solución debido a las limitaciones de tamaño y los requisitos específicos en las propiedades ópticas, resistencia mecánica, temperaturas de trabajo altamente variables y capacidad de sellado y de refrigeración. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

- Receptor no presurizado con absorbedor metálico.

Tras múltiples ensayos realizados con este tipo de receptores, se consigue llegar a la conclusión de que existe una dificultad en controlar la distribución radial del flujo de aire, lo cual acarrea problemas al sobrepasar los 600°C en el anillo exterior del receptor. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

- Receptor no presurizado con absorbedor cerámico.

El desarrollo de los absorbedores cerámicos surgió como solución a los límites de temperatura impuestos por los compuestos metálicos. Cuanta más temperatura se alcanza, mayor energía se puede generar en la planta de potencia. Además, aportan una mayor durabilidad, posibilitan la reducción de la apertura y, por lo tanto, las pérdidas infrarrojas. También, presentan mayor resistencia a flujos elevados y mayores gradientes térmicos. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

### Receptor de chorro de partículas.

También conocido como receptor de lecho fundido, opera como un intercambiador de calor directo, utilizando fluidos o chorro de partículas que reciben la irradiación directa inmediatamente en su volumen o superficie. Figura 5.4. Receptor volumétrico vs receptor de lecho fluido. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

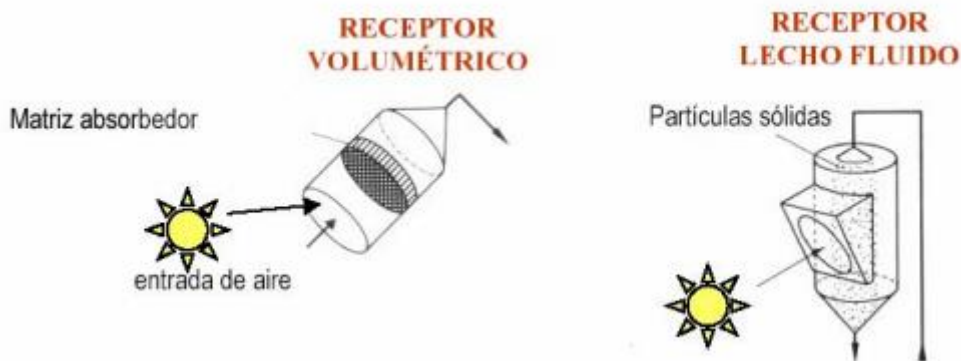


Figura 3.10. Receptor volumétrico vs receptor de lecho fluido. (Gonzalez, David Guerra, José, 2012)

## **Torre.**

La torre del sistema nos proporciona la altura necesaria para colocar el receptor, que debe instalarse a cierta altura sobre el campo de heliostatos, para asegurar un buen rendimiento geométrico del campo de heliostatos. Estas se suelen hacer de acero o hormigón. Como se ha comentado anteriormente, la altura de la torre es uno de los parámetros más importantes en el proceso de diseño de un campo solar, esta altura siempre tendrá tanto un óptimo económico como un óptimo técnico que delimitará la altura de esta. (Paolinelli et al., 2018)

## **Sistema de control.**

La función principal de este sistema será la de controlar los arranques y paradas diarios. El cambio de un modo de operación a otro implica numerosas etapas, lo que hace que sea fundamental el empleo de estos sistemas que automaticen el funcionamiento de la planta. Este sistema tiene que estar totalmente integrado en el proceso de diseño de esta. (Paolinelli et al., 2018)

## **Sistema de almacenamiento térmico.**

Existen diversos tipos de sistemas de almacenamiento, estos dependen de múltiples factores, el material, según el tipo de transferencia de calor, tanques de hormigón, tanque termoclino estratificado. Para el caso que estamos tratando, se ha decidido emplear un almacenamiento térmico en sales fundidas, formado por dos tanques, un tanque caliente y otro frío. Otro de los procesos experimentados se basa en la sustitución de esos dos tanques de sales fundidas, por un tanque termoclino estratificado. (Paolinelli et al., 2018)

## **Sistema de producción de potencia.**

Este sistema engloba los mismos elementos que pueden formar un ciclo convencional normal que esté trabajando con un ciclo Rankine, turbina de vapor, condensador, bombas de recirculación del vapor condensado, y caldera de producción de vapor. (Paolinelli et al., 2018)

Uno de los problemas que nos encontramos en este tipo de sistemas que trabajan con energía solar, es que, debido a las condiciones transitorias ocasionadas por la variación de la radiación solar, hace que la turbina trabaje a rendimientos bajos, lo que hace que sufra un gran desgaste. (Paolinelli et al., 2018)

## **Sistemas auxiliares.**

En este tipo de sistemas, se engloban varios elementos que son necesarios para su funcionamiento. Estos componentes proporcionan una ayuda a los principales componentes de la planta, haciendo que realicen su trabajo de manera eficiente, segura y fiable. Algunos de los componentes auxiliares son: (Paolinelli et al., 2018)

- Equipos de refrigeración.
- Sistemas de aire comprimido.
- Equipos de refrigeración.
- Suministro y almacenamiento de agua.

## **Conclusiones.**

En este apartado se ha podido ver con detalle muchas de las tecnologías solares que hay, mostrando sus principales características y sus posibilidades a la hora de integrarlas en una planta híbrida. La tecnología solar destaca por ser limpia, económica, fiable y duradera. Para el caso de los sectores industriales resulta ser una de las mejores opciones a la hora de hibridarla, ya que puede funcionar con cualquier otro recurso.

Se trata de una tecnología que no ha alcanzado aún una gran madurez, pero que en los últimos años va siendo más competitiva y siendo capaz de plantar cara a tecnologías con mayor grado de madurez.

## **3.2 Plantas de producción de potencia de biomasa.**

### **3.2.1 Introducción.**

A lo largo del tiempo se ha experimentado una creciente disponibilidad de biomasa, que combinado con el reciente desarrollo de tecnologías para utilizarla de manera eficiente y con bajos niveles de emisiones, permite pensar en la biomasa como una opción de combustible cada vez más atractivo. (Kullander, 2009)

El uso de madera y otras formas de biomasa como combustibles para la generación de electricidad y calor se ha convertido en un foco de atención de gran interés en muchas partes del mundo. La biomasa es un combustible autóctono, renovable y a menudo barato. (Kullander, 2009)

Aunque la biomasa se está utilizando en multitud de países en aplicaciones industriales, los sistemas que se están empleando en muchos de esos casos suelen ser antiguos, ineficientes y mal mantenidos, lo que da lugar a contaminación y al desperdicio de parte de esa biomasa. Sin embargo, a diferencia de combustibles fósiles, la biomasa tiene un potencial único para hacer positivo ese impacto, es decir, en un plan para la producción y uso sostenible de biomasa, el dióxido de carbono emitido sería absorbido por el crecimiento de nueva biomasa. (Kullander, 2009)

Por otro lado, la biomasa puede ser quemada sin emitir grandes cantidades de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>). Además, debido a que el azufre contenido en la biomasa es muy bajo, las emisiones de dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) también serán bajas, en comparación especialmente con el de la combustión de carbón. (Kullander, 2009)

Otro aspecto relevante de la biomasa es el hecho de que movilizaría previamente recursos molestos o perjudiciales para el medio ambiente, como podrían ser los residuos agrícolas y residuos de la industria de la madera. (Kullander, 2009)

### **3.2.2 Biomasa como combustible.**

En la actualidad, incluso los países avanzados están analizando distintas estrategias para reducir su dependencia de los combustibles fósiles. Entre las alternativas consideradas para satisfacer una parte de sus necesidades energéticas se encuentra la explotación de la biomasa. (Kullander, 2009)

Francia lidera el consumo de biomasa en la Unión Europea, con más de 9 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Este consumo se centra, fundamentalmente, en aplicaciones del sector doméstico y de servicios. Suecia obtiene ya un 10% de su energía de desechos forestales y agrícolas, y Finlandia, el 14%. Estos dos países de la UE centran el consumo en el sector industrial. En el Reino Unido existen proyectos para producir alcohol en fermentadores en proceso continuo, que son lo suficientemente rápidos y el alcohol lo bastante concentrado, como para poder competir con la gasolina como combustible para el transporte. EE. UU. ha instalado más de 9 GW en plantas de generación de energía eléctrica mediante la utilización de biomasa y obtiene el 4% de la energía que necesita de esta fuente. (Kullander, 2009)

En algunos países la explotación de la biomasa, a gran escala, es un hecho. Por ejemplo, en Brasil, las vastas extensiones de terreno, la elevada productividad agrícola y los altos niveles de precipitaciones y sol, han hecho que el proceso de obtención masiva de etanol, a partir de melazas de caña de azúcar o de pulpa de mandioca, para ser utilizado como combustible haya sido ideal. Más de 2 millones de vehículos funcionan con alcohol casi puro y unos 8 millones más utilizan una mezcla de gasolina y etano. (Kullander, 2009)

Determinados escenarios indican que la biomasa, a mediados de este siglo, podrá contribuir a la energía mundial con aproximadamente 200 EJ anuales. Esto podría conseguirse con el uso de unos 400 millones de hectáreas de tierra (alrededor de un 2,5% de la superficie total de terreno); la recuperación de energía de entre un cuarto y tres cuartos de los residuos; y el empleo de sistemas de conversión de alto rendimiento, resultado de la mejora

de los métodos de combustión y el empleo de técnicas avanzadas para la generación de energía a partir de la biomasa. (Kullander, 2009)

Para entender mejor el uso de la biomasa como combustible, se llevará a cabo una evaluación básica de los tipos y fuentes de biomasa, de su composición, características y rendimientos básicos. (Kullander, 2009)

Los principales tipos de biomasa que se pueden encontrar son los siguientes: (Saidur et al., 2011)

- Biomasa natural.
- Biomasa residual:
  - Residuos agrícolas.
  - Residuos forestales.
  - Residuos de industrias agrícolas y agroalimentarias.
  - Residuos de industrias forestales.
  - Residuos ganaderos.
  - Residuos urbanos.
- Excedentes agrícolas.
- Cultivos energéticos.

Uno de los combustibles de biomasa más importante es la madera. Por supuesto, la madera a menudo es demasiado valiosa para las industrias madereras como para quemarla directamente, ya que estas pueden hacer un mejor uso de ella, generando verdaderos residuos como pueden ser cortezas, serrín y múltiples trozos deformados a los que no pueden dar uso, estos son más económicos para utilizarlos como combustible. (Saidur et al., 2011)

En los países industrializados, este tipo de madera se considera un residuo y, por lo tanto, está disponible a precios bajos. Desafortunadamente, esta madera puede contener contaminantes de pinturas y plásticos o piezas de hierro. (Saidur et al., 2011)

Muchos residuos agrícolas pueden ser utilizados como combustibles. Entre ellos se encuentran la paja de los cereales; las cáscaras de arroz, coco o café; los tallos de maíz o algodón; y el bagazo de la caña de azúcar. Además, las actividades forestales y de conservación del paisaje generan biomasa como raleos y hierbas. El uso de estos residuos de biomasa como combustibles puede resolver el problema ambiental de cómo eliminarlos. Además, la posibilidad de utilizar los residuos como fuente de energía puede crear nuevos incentivos para el cultivo de productos que ahora sólo son marginalmente rentables. (Saidur et al., 2011)

Otra posibilidad es El cultivo de biomasa específicamente para su uso directo como combustible, conocido como cultivo energético, puede crear nuevos incentivos para el sector agrícola, en particular en los países que sufren de sobreproducción de cultivos. Las futuras actividades de cultivo energético pueden consistir en el cultivo de especies madereras de crecimiento rápido como el álamo, el sauce o el miscanto en climas moderados, y la caña de azúcar o el sorgo dulce u otras especies adecuadas en zonas tropicales. (Saidur et al., 2011)

De manera representativa, en la siguiente imagen se puede observar de donde procede el aporte de los distintos tipos de biomasa: (Saidur et al., 2011)

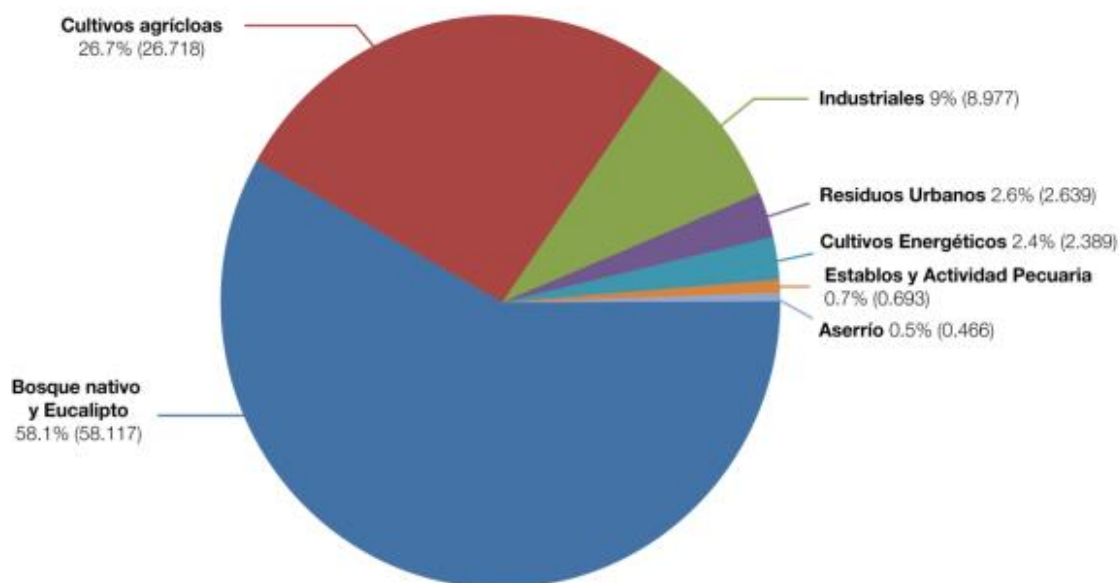


Figura 3.11. Aporte de los distintos tipos de biomasa. (Dgel.energia, n.d.)

Se puede observar como el mayor porcentaje de residuo biomásico utilizado para combustión es el procedente de residuos forestales (Bosque nativo y eucalipto), con un 58%, seguido de cultivos agrícolas con casi un 27%.

En las siguientes tablas, se puede observar las principales propiedades de diferentes tipos de biomasa:

Tipo de Biomasa	PCI (Kcal/Kg)	Contenido Humedad (%)
Leña y ramas	3800	<15%
Leñas de podas, olivos, cultivos agrícolas	2500	<20%
Serrines y virutas	3780	<15%
Cortezas	3650	<20%
Astillas de pino triturada	3608	<35%
Residuos de poda	3750	<20%
Residuos forestales	3310	<45%
Biomasa de la industria forestal	3497	<20%
Biomasa agrícola	3000	<20%
Hueso de aceituna	3860	<15%
Orujillo	3780	<15%
Cáscaras de frutos secos	3710	<20%
Cáscara de almendra	3808	<20%
Paja de cereales	3160	<20%
Briquetas	5150	<15%
Pellets en general	3940	<15%
Pellet de madera	4319	<15%
Carbón vegetal	3800	<20%

Tabla 3.2. Características típicas de los diferentes tipos de combustible de biomasa. (economizaconrenovables, n.d.)



Cuando la biomasa se quema, o se utiliza después de convertirla en otros tipos de combustible como los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos (por ejemplo, carbón vegetal, etanol, metano), el carbono de la biomasa reacciona con el oxígeno del aire para formar dióxido de carbono que se libera a la atmósfera. Si se quema completamente, la cantidad de dióxido de carbono producido es igual a la cantidad que se extrajo de la atmósfera durante la etapa de crecimiento. Así que no hay una adición neta de CO<sub>2</sub> y la biomasa puede ser considerado como un sumidero de carbono. Esto se conoce como el ciclo del carbono o de cero emisiones de carbono. Por el contrario, cuando quemamos combustibles fósiles hacemos una adición neta de CO<sub>2</sub> en la atmósfera. Al quemar grandes porciones de combustibles fósiles, esto conducirá a la liberación de enormes cantidades de CO<sub>2</sub> en un tiempo muy corto. En la naturaleza, si la biomasa se deja tirada en el suelo, se descompondrá durante un largo período de tiempo, liberando lentamente el dióxido de carbono y su reserva de energía. Al quemar la biomasa, su reserva de energía se libera rápidamente y a menudo de forma útil (Saidur et al., 2011)

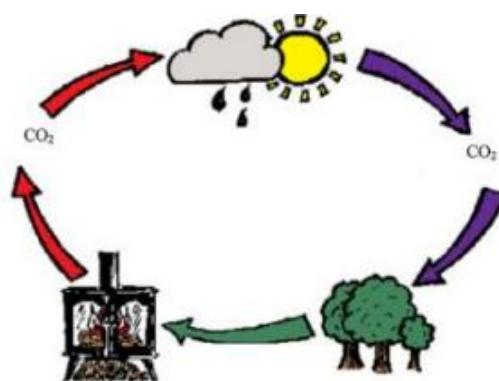


Figura 3.12. Carbón cycle.

- Características de la biomasa relacionadas con el medio ambiente.

La biomasa, siempre que se explote racionalmente, constituirá una fuente de energía renovable. Generalmente, la combustión de biomasa genera sustancias contaminantes, sólo que, a diferencia de los combustibles fósiles, el incremento de la proporción de dióxido de carbono presente en la atmósfera es mucho menor. Además, los biocombustibles generan aproximadamente un 65% menos de CO<sub>2</sub> que los equivalentes combustibles fósiles. (Saidur et al., 2011)

El dióxido de carbono y el agua no son los únicos productos resultantes del uso de los combustibles. Dependiendo del tipo de biomasa y del proceso y tecnología utilizada en la recuperación de la energía contenida en la misma es posible obtener residuos y productos contaminantes, en menor o mayor proporción. (Saidur et al., 2011)

En el caso de los residuos agrícolas, forestales e industriales, debido a que en su composición no figuran porcentajes importantes de elementos tales como el azufre, los compuestos tóxicos que pueden producirse es posible eliminarlos mediante sencillos sistemas de limpieza y filtrado de los humos producidos. Asimismo, mediante un adecuado control del proceso de combustión es posible reducir la obtención de óxidos de nitrógeno. Con respecto a las emisiones de hidrocarburos, fenoles, etc., que pueden generarse en los procesos termoquímicos, hay que señalar que es posible prevenirlos mediante un adecuado control y gestión de las instalaciones. (Saidur et al., 2011)

En el caso de los residuos ganaderos, aguas residuales urbanas, etc., que suelen ser sometidos a procesos de digestión anaeróbica, hay que resaltar que su explotación supone una ventaja medioambiental, en el sentido que se depuran residuos orgánicos contaminantes que inevitablemente se generan en los sectores mencionados, y que los residuos pueden emplearse como fertilizantes orgánicos. Como impacto negativo de la exploración energética de este tipo de biomasa, aunque bastante menor que el generado por otros combustibles, puede mencionarse la producción de algunos gases contaminantes, como puede ser el sulfuro de hidrógeno. Probablemente, en el aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos, es donde puede generarse un mayor porcentaje de productos contaminantes, los cuales se encuentran fundamentalmente en los gases generados. (Saidur et al., 2011)

Las plantas de aprovechamiento de RSU están ligados con la potencial generación de compuestos tóxicos de hidrocarburos que contienen cloro, lo cual, genera cierto recelo entre la población. Sin embargo, se ha observado como las actuales plantas de incineración producen porcentajes muy bajos de estos tóxicos, gracias a la utilización de adecuados postratamientos a los gases emitidos permite la limpieza de una gran parte de las sustancias que estos contienen. (Saidur et al., 2011)

Otro potencial impacto ambiental de los RSU lo constituyen los olores. Sin embargo, con una correcta recepción y almacenamiento de estos no se presentarían. Como impacto medioambiental positivo, además de recuperar el alto valor energético que contienen los RSU, puede señalarse la considerable reducción de vertederos que lleva aparejada la incineración de dichos residuos. (Saidur et al., 2011)

Los cultivos energéticos presentan una serie de impactos positivos, entre los cuales se pueden señalar los siguientes:

- Los biocarburantes producidos son biodegradables, por lo que no producen impactos negativos importantes en el caso de vertidos accidentales. (Saidur et al., 2011)
- Los biocarburantes pueden sustituir el plomo y los hidrocarburos aromáticos de las gasolinas por compuestos oxigenados, reduciendo así la contaminación. (Saidur et al., 2011)
- Si los cultivos energéticos se practican en terrenos abandonados se evita la degradación y erosión del suelo. (Saidur et al., 2011)

✓ Origen de las emisiones.

Los mecanismos de reacción y formación de tales residuos (como compuestos orgánicos volátiles, óxidos de nitrógeno y azufre, cloruro de hidrógeno, hidrocarburos aromáticos, etc.) aún no han sido completamente esclarecidos, por lo que requieren estudios e investigaciones adicionales. (Saidur et al., 2011)

Así, los residuos originados en el procesado termoquímico de la biomasa se pueden agrupar en tres tipos:

- Residuos líquidos como el lixiviado de la materia prima húmeda. (Saidur et al., 2011)
- Residuos sólidos, como cenizas y alquitrán. En el caso de las cenizas, su capacidad de penetración en el sistema respiratorio dependerá del tamaño de partícula, el cual depende a su vez del procesado y naturaleza de la materia prima de partida. Este hecho es de gran importancia, puesto que hay una gran cantidad de hidrocarburos aromáticos policíclicos que se encuentran en tales cenizas y que pueden causar un efecto nocivo para la salud. Otros componentes en las cenizas son los sulfuros, cloruros y metales como el potasio, magnesio, calcio, aluminio y cinc. En el caso del potasio, la formación de aerosoles es común, pudiendo llegar a condensar en las partes frías de las instalaciones, con el consecuente deterioro de estas. (Saidur et al., 2011)
- Emisiones de compuestos gaseosos, entre los que pueden encontrarse subproductos típicos del proceso de secado, y del proceso de degradación térmica. (Saidur et al., 2011)

Dependiendo de la biomasa empleada, la cual se ve muy afectada por factores agronómicos tales como la forma de cultivo y el tiempo de recolección, predominarán unos u otros compuestos en las emisiones globales. Por lo tanto, su composición lignocelulósica y fundamental juegan un papel muy importante en cuanto a la emisión de contaminantes durante la combustión o pirólisis. (Saidur et al., 2011)

Por otra parte, el ritmo de calentamiento puede afectar tanto a la naturaleza como rendimiento de los contaminantes emitidos. Así, un calentamiento rápido favorece la emisión de compuestos volátiles, mientras que las altas temperaturas favorecen el rendimiento de gases inorgánicos y moléculas orgánicas sencillas. El tamaño de partícula durante la combustión o pirólisis influye en los procesos de conversión y reacciones secundarias relacionadas con la formación de determinados contaminantes, como la generación de amoníaco o ácido cianhídrico. (Saidur et al., 2011)

✓ Contaminantes.

Los materiales de biomasa fresca contienen muy pocos componentes que puedan causar problemas ambientales. Sin embargo, el azufre y el cloro pueden estar presentes en pequeñas cantidades y pueden contribuir a la formación de lluvia ácida cuando se convierten en SO<sub>2</sub> y HC durante la combustión. (Saidur et al., 2011)

Tipo de Biomasa	Azufre	Cloro
Maíz	0.05	1.48
Madera	0.01	0.01
Corteza	0.05	0.02
Paja	0.07	0.49
Hierba	0.18	0.88

Tabla 3.3. Contenido de azufre y cloruro de algunos materiales de biomasa (% de peso en base seca) (Saidur et al., 2011)

✓ Contenido de nitrógeno.

Los óxidos de nitrógeno (NO y NO<sub>2</sub>, colectivamente conocidos como NO<sub>x</sub>) también contribuyen a la formación de la lluvia ácida. Dos tipos de formación de NO<sub>x</sub> tienen lugar durante la combustión: La formación térmica de NO<sub>x</sub> tiene lugar a temperaturas superiores a 950°C a partir del nitrógeno contenido en el aire de combustión. La formación de NO<sub>x</sub> del combustible ocurre a temperaturas más bajas a partir del nitrógeno contenido en el combustible. En general, las cantidades de NO<sub>x</sub> formadas pueden limitarse mediante el uso de temperaturas de combustión más bajas y la combustión por etapas. (Saidur et al., 2011)

✓ Hidrocarburos volátiles.

En los procesos de combustión y gasificación se forman hidrocarburos volátiles. Estos componentes pueden ser quemados cuando son contenidos a lo largo del tiempo en una zona de combustión caliente. En los sistemas de combustión bien diseñados, las emisiones de hidrocarburos volátiles son muy bajas. Sin embargo, en dispositivos de combustión mal diseñados o en fuegos abiertos, estas emisiones de pueden ser considerables. (Saidur et al., 2011)

### Pretratamientos de la biomasa.

Antes de proceder a la combustión de la biomasa es necesario someterla a un proceso previo de preparación, que facilite el proceso de reacción entre combustible y comburente. El conjunto de procesos o tratamientos previos tienen tres objetivos fundamentales: (Saidur et al., 2011)

- Homogeneizar la entrada de biomasa en la caldera, de manera que la caldera reciba un flujo de energía constante y de valor similar. (Saidur et al., 2011)
- Disminuir su granulometría para aumentar su superficie específica. De hecho, cuanto menor sea el tamaño del grano mayor es la superficie para que puedan reaccionar el combustible y el comburente, con lo que se produce la aceleración de la reacción y se disminuye la cantidad de biomasa que no reacciona (inquemados). (Saidur et al., 2011)

- Disminuir la humedad que contiene, evitando que parte del calor liberado en la combustión se utilice como calor de vaporación del agua, disminuyendo la temperatura de los humos. (Saidur et al., 2011)

Todo ello debe hacerse además con el menor consumo de energía posible, ya que toda la energía consumida en estos procesos, a menos que sean energías residuales o energía que puedan utilizarse sin coste, supondrán una disminución de la energía neta generada por la planta.

### 3.2.3 Características de los sistemas de biomasa.

En primer lugar, la biomasa acumulada en los silos se conducirá al interior de una caldera para su combustión. En esta caldera, se transformará la energía química contenida en el producto en energía térmica. Durante el desarrollo de la reacción de oxidación la biomasa se irá consumiendo y se irá liberando energía en forma de calor. Los gases de la combustión transmitirán la energía térmica al fluido de trabajo que circula por un sistema de tuberías, a través de mecanismos como: radiación, convección o conducción. Una vez que hayan transmitido esa energía, se evacuarán mediante una chimenea al ambiente. Esos gases serán tratados para reducir el impacto medioambiental lo máximo posible y cumplir con las exigencias medioambientales. Por otro lado, los residuos sólidos o inquemados se depositarán en un cenicero y también serán evacuados. (Garc Cuadrado, n.d.)

El fluido de trabajo utilizará esa energía para su evaporación y calentamiento. Este vapor se conducirá hacia una turbina a una presión y temperatura elevada. La turbina de vapor lo utilizará para generar un movimiento rotativo en su eje y transformar la energía de presión en energía cinética. A la salida de la turbina, el vapor se condensará y se recirculará hacia el sistema de tuberías de la caldera, repitiendo el proceso. (Garc Cuadrado, n.d.)

Finalmente, colocaremos un generador que transforme el movimiento rotativo de la turbina, es decir la energía cinética, en energía eléctrica, comunicando esa energía a la red. (Wikipedia, n.d.)

Se seguirá el principio de funcionamiento de un ciclo Rankine para una central termoeléctrica. Se trata de un ciclo termodinámico de potencia cuyo objetivo es transformar calor en trabajo. El agua de la planta de biomasa recorrerá este circuito pasando de estado líquido a vapor alternativamente. El ciclo de potencia se basa en 4 procesos: (Wikipedia, n.d.)

1. **Calentamiento isobárico (2-3):** El calentamiento del fluido se realizará en tres subetapas. En primer lugar, se realiza un calentamiento del líquido subenfriado, a continuación, se evaporizará produciéndose un cambio de fase; y finalmente se sobrecalentará dando lugar a un vapor sobrecalentado.
2. **Expansión isentrópica (3-4):** El vapor sobrecalentado se expande en la turbina generando un vapor húmedo.
3. **Enfriamiento isobárico (4-1):** El vapor húmedo se transforma en líquido a presión y temperatura constante.
4. **Compresión isentrópica (1-2):** En esta última etapa, elevamos la presión del fluido en estado líquido para su recirculación hacia un calentamiento isobárico.

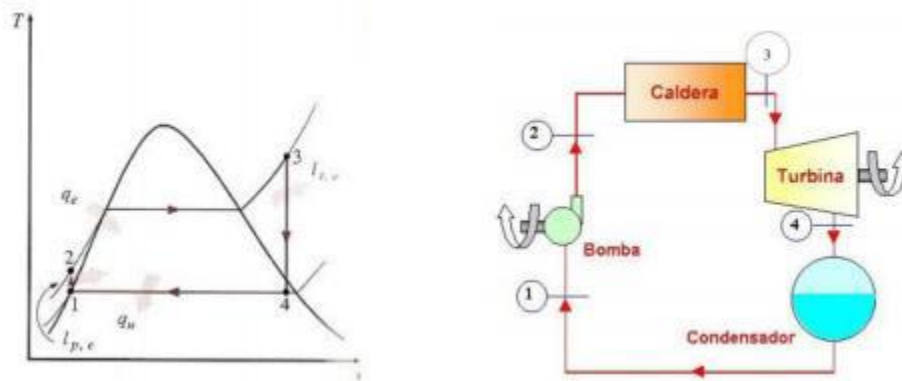


Figura 3.13. Ciclo Rankine de funcionamiento. (Wikipedia, n.d.)

## Tecnologías de combustión.

Las tecnologías para el quemado de biomasa se agrupan principalmente en dos: tecnología de parrilla y de lecho fluidizado, aunque también existen otros tres menos relevantes que son los hogares rotativos, quemadores de tornillo o cámaras torsionales. Para el caso en cuestión que estamos tratando, se ha requerido de la tecnología de lecho fluido. (Kokkonen, 2018)

La caldera es un dispositivo en el cual se realiza una combustión que libera calor y es absorbida por un fluido caloportador. Este fluido lo transporta a través de una línea a un receptor donde se va a realizar el aprovechamiento del calor. En instalaciones industriales el calor se utiliza para el acondicionamiento de reactivos o en el control térmico de reactores o secado de materiales, entre otros. (Kokkonen, 2018)

### 1. Sistema de parrilla.

El principio de funcionamiento se basa en el avance del combustible mediante el arrastre de unos elementos provistos de movimiento relativo entre sí. Los elementos que componen una caldera los podemos clasificar en los siguientes: (Kokkonen, 2018)

El primero es el denominado sistema de parrilla. En él se depositan los combustibles que vamos a quemar. Estos son encendidos a través de un sistema de ignición que puede consistir en una chispa o una resistencia que proporciona la energía de activación para que empiece la reacción. (Kokkonen, 2018)

El sistema más habitual para proveer de biomasa al hogar de la caldera son los tornillos rotativos, cuya velocidad es regula el flujo de combustible, hay que tratar de conseguir un flujo estable evitando atascos a la entrada de la caldera, así como el posible revoque de las llamas. (Kokkonen, 2018)

Una vez iniciada la reacción, es necesario que exista un comburente que proporciona el oxígeno de la combustión: este es el aire. Para ello la caldera tiene una entrada por debajo de la parrilla, denominada flujo de aire primario, y flujo por encima de la parrilla, el flujo secundario. Este aire se encarga de aportar el oxígeno necesario para la combustión. (Kokkonen, 2018)

Finalmente, cuando los gases han circulado por el intercambiador de calor, estos se evacúan por la chimenea. En ocasiones se instala un economizador que puede ser exterior o interior a la cámara de combustión y donde se baja la temperatura de humos hasta unos 100°C. (Kokkonen, 2018)

Existen tres tipologías de parrillas: fijas, móviles o sistemas mixtos. En el caso de las fijas, se disponen habitualmente en forma inclinada y son vibratorias, con el objetivo de facilitar la distribución del combustible y

favorecer la evacuación de cenizas al recipiente de recogida de cenizas. (Kokkonen, 2018)

En términos generales, se puede distinguir cuatro tipos de parrillas:

- **Hogares de parrilla fija:** son espacialmente empleados para combustibles cuyas partículas sean de tamaño muy pequeño. La combustión que tiene lugar no será del todo uniforme. (Kokkonen, 2018)
- **Hogares de parrilla inclinada:** aptos para biomásas de un alto rango de tamaño de grano y de diferentes humedades, formando elevadas cantidades de cenizas. En este tipo de hogares los residuos se desplazan por resbalamiento a lo largo de la parrilla. Esto se traduce en una combustión más uniforme que en el caso de la parrilla. (Kokkonen, 2018)
- **Hogares de parrilla móvil:** ideal para biomásas con alta concentración de inertes, originando la formación de altas cantidades de cenizas. (Kokkonen, 2018)
- **Hogares de parrilla vibratoria:** En este tipo de hogares se produce una descarga intermitente y automática de las cenizas. El tiempo de vibración y el de reposo se pueden ajustar en función de las características del combustible. (Kokkonen, 2018)

## 2. Sistema de lecho fluidizado.

La combustión en lecho fluidizado consiste en provocar la combustión en el seno de una masa de suspensión de: partículas de combustible, cenizas y, en ocasiones, un inerte. Estos son fluidizados por una corriente de aire de combustión que asciende. (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

Los parámetros que influyen en la combustión son la turbulencia, el tiempo y temperatura (en torno a 800-900°C). A través de la regulación de estas variables se aprovecha el calor generado de forma a una temperatura más baja que en una caldera convencional, pero sin pérdida de eficiencia. (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

La elección del tipo de lecho (burbujeante o circulante) viene generalmente determinada por el poder calorífico de la biomasa y por el tamaño de las instalaciones. Hay dos tipos de tecnologías, como ya se ha mencionada recientemente, diferenciados por el grado de fluidización del lecho y, por tanto, a la velocidad de fluidización. (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

### **Lecho burbujeante.**

Opera con bajas velocidades del aire de fluidización. Este sistema se caracteriza por permanecer en el lecho la mayor parte de los sólidos y solamente una parte muy baja, generalmente inferior al 10%, pasan al ciclón. Esta clase de fluidización se denomina "en fase densa", caracterizándose por la superficie libre del lecho que permanece definida. (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

Las calderas que operan con lecho fluido burbujeante son aptas para la utilización de combustibles de alto contenido de humedad y bajo poder calorífico. Estas calderas permiten la quema de combustibles con un alto contenido de sustancias contaminantes inertes, como, por ejemplo, piedras, hierro, etc... (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

### Lecho circulante.

A velocidades muy altas del aire de fluidización se produce el arrastre de gran cantidad de sólidos del lecho, pudiéndose reciclar una gran parte de estos mediante un ciclón, originando el denominado "lecho fluidizado circulante". (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

Se produce el arrastre de una gran cantidad de partículas sólidas mediante una velocidad muy elevada del aire de fluidización. La corriente de aire propulsa las partículas y las mantiene suspendidas formando el lecho. El combustible se incluye en el seno de este lecho. La elevada temperatura (entorno a los 850°C) causa la combustión prácticamente instantánea de la biomasa introducida. Se forma un reparto homogéneo del aire, impidiendo que se dé lugar a una atmósfera reductora, minimizando el rozamiento mecánico, así como la formación de depósitos. (Kokkonen, 2018) (Arauzo et al., 2014)

En la siguiente imagen, se puede observar las características principales de este tipo de tecnología.

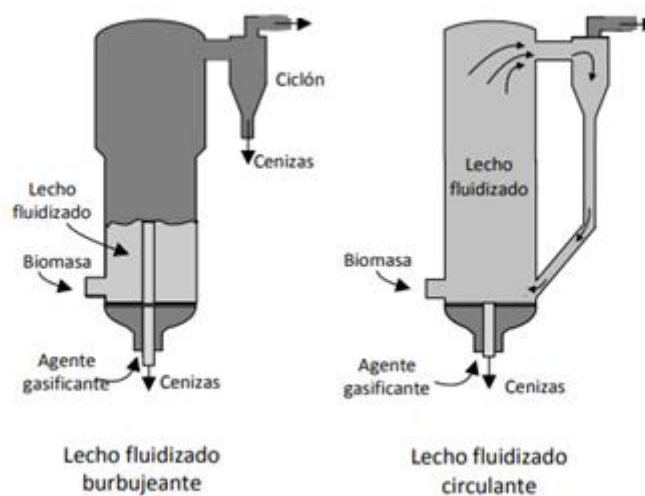


Figura 3.14. Principales tipos de quemadores de biomasa por lecho fluidizado. (Arauzo et al., 2014)

### Conclusiones.

Como conclusiones de este apartado en el que se han recogido las principales tecnologías tanto solares como de biomasa adaptables a una central híbrida, se puede destacar la ventaja que significa la hibridación de solar con biomasa, de lo que se obtendría en primer lugar una planta capaz de operar día y noche. Además, el uso de biomasa permite elevar la temperatura del vapor saturado, incrementando con sí la eficiencia del ciclo. El incorporar biomasa a una planta solar no lleva consigo muchos muchos cambios, ya que solo requeriría tener una caldera para la biomasa, que en muchas plantas solares no sería una incorporación como tal, ya que disponen de calderas de gas natural para la puesta en marcha.

Uno de los claros beneficios de la hibridación de termosolar con biomasa, es que esta puede aumentar la generación eléctrica en unas 3800 horas al año, lo que ayudaría a la tecnología solar a operar durante todo el día, permitiendo la gestionabilidad de la planta a través de una fuente de energía renovable, lo que la haría competitiva con otras tecnologías en cuanto a gestionabilidad. Además, se aprecia que se pueden emplear un abanico amplio de tecnologías, entre las que hay tanto sistemas por desarrollar como tecnologías maduras con años de operación. Esto permite apreciar el potencial de la tecnología tanto en fiabilidad como en futuros desarrollos con avances en cuanto a prestaciones aprovechando sinergias entre los sistemas.

En el siguiente capítulo, se entra en detalle en los sistemas de almacenamiento que se pueden emplear para este tipo de plantas híbridas, sus tecnologías y posibilidades a la hora realizar el almacenamiento de energía.

# 4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

---

En este capítulo se analizan los distintos sistemas de almacenamiento de energía que se pueden aplicar para la tipología de planta híbrida bajo estudio. El capítulo se estructura comenzando por un análisis en función del material utilizado, referenciando los principales fluidos térmicos empleados para almacenar el calor, entrando en detalle de sus propiedades térmicas. También se realiza un análisis según el tipo de transferencia de calor al medio, diferenciándose entre los sistemas activos y pasivos.

## Introducción

El empleo de sistemas de almacenamiento nos permite, desarrollar una producción mucho más homogénea y durante más horas al día, dado que una de las principales características de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo. Pero a esta limitación que afecta a todos los sistemas de captación solar, hay que añadir una segunda restricción cuando se trata de sistemas captadores de concentración, como es el caso de los CCP, y es que sólo pueden aprovechar la radiación solar directa, por lo que necesitan que no haya nubes. (De & De, n.d.)

El sistema de almacenamiento nos permite guardar parte de la energía térmica suministrada por los captadores solares durante las horas de sol, para cederla en aquellos momentos en los que no hay radiación solar directa, desacoplando el campo solar del ciclo de vapor. (De & De, n.d.)

Con la integración del sistema de almacenamiento, los objetivos en la instalación son entre otros, los siguientes: (De & De, n.d.)

- Aumento del factor de capacidad de la planta.
- Producción de electricidad más distribuida.
- Almacenamiento de energía en condiciones climatológicas transitorias.
- Alto rendimiento del ciclo de vapor.
- Alta densidad energética en el material almacenado.
- Estabilidad mecánica y química del material almacenado.
- Buena transferencia de calor entre el fluido de transferencia de calor y el fluido de almacenamiento térmico.
- Bajas pérdidas térmicas.
- Reversibilidad durante un gran número de ciclos de carga y descarga.
- Compatibilidad química entre el fluido de transferencia de calor, el intercambiador de calor y el medio de almacenaje.
- Facilitar el control de la planta.

### 4.1 Según el tipo de material utilizado.

Multitud de materiales son empleados para el almacenamiento de energía térmica. Estos materiales deben tener unas propiedades termofísicas adecuadas, que propicien unas condiciones adecuadas para el sistema. Entre las propiedades más importantes a tener en cuenta, destacan, el punto de fusión máximo para el funcionamiento del sistema, un alto calor específico, una alta conductividad térmica, que sea estable, tanto térmica como químicamente, que no sea tóxico, que presente una baja inflamabilidad y no presente muchas variaciones en su volumen específico. (Rom et al., 2019)

Los principales sistemas de almacenamiento de energía térmica los podemos clasificar en las siguientes categorías: (Rom et al., 2019)



- a. Sistemas de calor sensible.
- b. Sistemas de calor latente.
- c. Sistemas de energía química.

#### 4.1.1 Sistemas de calor sensible.

En estos tipos de sistemas de almacenamiento, la energía es almacenada o descargada mediante el aumento o la disminución de la temperatura del medio de almacenamiento, que puede ser sólido o líquido, sin llegarse a producir un cambio en el estado del material de almacenamiento. Por lo tanto, la cantidad de energía que se llegue a almacenar depende de manera directa de la cantidad de material de almacenamiento disponible, del calor específico del mismo y del incremento de temperatura que se produzca. (Rom et al., 2019)

La energía térmica que se almacena se puede ver en la siguiente expresión:

$$Q_s = m * C_p * \Delta T$$

Dónde, m es la cantidad de material que circula, Cp el calor específico y ΔT es la variación de temperatura. (Rom et al., 2019)

El principal inconveniente de estos sistemas es su escasa densidad energética, lo que hace que estos sistemas puedan llegar a ser relativamente grandes. (Rom et al., 2019)

Entre los materiales que se suelen usar para este tipo de sistemas, se pueden encontrar agua, aceites térmicos y sales fundidas. Con respecto a los aceites térmicos, presentan una clara ventaja con respecto al agua, es que son capaces de alcanzar temperaturas más altas, manteniendo su estado líquido, llegando a tener temperaturas de operación de hasta 400°C, lo que nos permite un mayor incremento de temperatura y una mayor capacidad de almacenamiento. En la siguiente figura se pueden ver algunos de los principales aceites térmicos y sus propiedades. (Rom et al., 2019)

##### 4.1.1.1 Aceites térmicos.

Property	Therminol® VPel	Xceltherm 600	Syltherm XLT	Dowtherm® A	Vegetable oil
Manufacturer	Eastman chemical company	Radco industries	Dow chemical company	Dow chemical company	
Composition	Diphenyl oxide/biphenyl	Paraffinic mineral oil	Dimethyl polysiloxane	Diphenyl oxide/biphenyl	Triglycerides/free fatty acids
Max bulk temperature (°C)	400	316	260	400	-
Melting point (°C)	12	-	-111	12	-
Atmospheric boiling point (°C)	257	301	200	257	295
Kinematic viscosity at 40 °C (mm <sup>2</sup> /s)	2.48	15.5	1.1	2.56	30
Density at 40 °C (kg/m <sup>3</sup> )	1068	841	834	1043	926
Density at 210 °C (kg/m <sup>3</sup> )	904	736	660	897	802
Thermal conductivity at 210 °C (W/m·K)	0.11	0.12	0.06	0.1083	0.11
Specific heat capacity at 210 °C (kJ/kg·°C)	2.075	2.643	2.171	1.63	2.509
Thermal storage capacity at 210 °C (kJ/m <sup>3</sup> ·°C)	1876	1945	1433	1462	2012
Energy storage cost for ΔT=100 °C (€/kWh)	464	-	573	-	12

Figura 4.1. Principales propiedades de aceites térmicos. (Rom et al., 2019)

Con respecto a las sales fundidas, los aceites térmicos presentan una principal ventaja y es que estos no se congelan en las tuberías, ya que su punto de fusión es muy bajo, sin requerir de mecanismos anticongelantes.

La desventaja de los aceites térmicos sobre el agua es que tienen un calor específico mucho más bajo. A temperaturas por encima de su rango de funcionamiento se degradan, produciendo ácidos que pueden acelerar la corrosión de las tuberías y los tanques.

#### 4.1.1.2 Sales fundidas.

Muy utilizadas cuando la temperatura de funcionamiento del sistema excede a los límites superiores de los aceites térmicos, 400°C. Las sales fundidas suelen emplearse tanto como fluido de almacenamiento, como fluido caloportador. (Rom et al., 2019)

Las sales fundidas tienen una gran capacidad calorífica volumétrica, un alto punto de ebullición y una estabilidad térmica muy alta. La máxima temperatura a la que operan en la actualidad es alrededor de 565°C, lo que unido a su elevado punto de ebullición implica que pueden mantener una temperatura de funcionamiento muy alta, lo que en muchos casos mejora la eficiencia del ciclo. (Rom et al., 2019)

Presentan un bajo coste, no son tóxicas ni inflamables, pero, presentan serios inconvenientes a la hora de operar. Generalmente su punto de fusión está por encima de los 200 °C, lo que requiere un intensivo cuidado de las temperaturas, para que las sales no se lleguen a congelar cuando se encuentren en las tuberías. (Rom et al., 2019)

Generalmente, se realizan mezclas de sales puras que ayudan a que se produzca la fusión a temperaturas cercanas a la del medio ambiente, lo que facilita su manejo y aumenta el rango de operación. Esto ayuda a bajar la temperatura de fusión manteniendo el punto de ebullición muy alto. (Rom et al., 2019)

Sal / mezcla	Melting point (°C)	Highest operating temperature (C)	Specific heat (kJ/kg·°C)	Density (kg/m <sup>3</sup> ) (liquid)	Thermal conductivity (W/m·°K)	Sensible heat storage capacity (MJ/m <sup>3</sup> ·°C)
HITEC, NaNO <sub>3</sub> -KNO <sub>3</sub> -NaNO <sub>2</sub> (7-53-40)	142	535	1.561	1640	0.421	2.56
HITEC XL, NaNO <sub>3</sub> -KNO <sub>3</sub> -Ca(NO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub> (7-45-48)	120	500	1.447	1992	0.519	2.9
Solar Salt, NaNO <sub>3</sub> -KNO <sub>3</sub> (50-50)	220	600	1.5	1899	0.443	2.8
LiNO <sub>3</sub>	250	600	-	2380	-	-

Figura 4.2. Principales propiedades de algunas sales térmicas. (Rom et al., 2019)

En la siguiente tabla se pueden apreciar las principales propiedades de los distintos materiales de almacenamiento de calor sensible, pudiendo observar las principales diferencias entre ellas. (Rom et al., 2019)

Medio	Tmin. (°C)	Tmax. (°C)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	k (W/mK)	Cp (kJ/kg K)	Coste medio (US\$/kg)
<b>Medios líquidos</b>						
Agua	0	100	1 000	0,60	4,18	<0,01
Aceite mineral	200	300	770	0,12	2,60	4,2
Aceite de silicona	300	400	900	0,10	2,10	80,0
Sales Nitratos	265	565	1 870	0,52	1,60	3,7
Sodio líquido	270	530	850	71,00	1,30	21,0
Sales Carbonatos	450	850	2 100	2,00	1,80	11,0
<b>Medios sólidos</b>						
Hormigón armado	200	400	2 200	1,50	0,85	1,0
Acero colado	200	700	7 800	40,00	0,60	60,0
Ladrillos refractarios Silica	200	700	1 820	1,50	1,00	7,0
Ladrillos refractarios Magnesia	200	1 200	3 000	5,00	1,15	6,0

Figura 4.3. Principales propiedades de los distintos materiales de almacenamiento de calor sensible. (Rom et al., 2019)

#### 4.1.1.3 Consideraciones finales sobre los sistemas de calor sensible.

Los materiales utilizados para el almacenamiento de calor sensible son estables térmicamente a altas temperaturas, por lo que son los más utilizados para aplicaciones a elevadas temperaturas. El principal inconveniente de estos materiales es cuando se produce la descarga térmica, la temperatura de salida del material disminuye gradualmente con el tiempo. En comparación con los sistemas de calor latente, el calor específico de estos materiales es del orden de 50-100 veces menor y por lo tanto la densidad de almacenamiento térmico es menor. Sin embargo, los materiales de almacenamiento de calor sensible pueden almacenar una gran densidad de energía térmica debido al amplio rango de temperaturas en el que pueden operar y a su alta densidad volumétrica. Una desventaja es el elevado punto de congelamiento de las sales fundidas complica su uso ya que podrían llegar a congelarse, lo cual supone el tener que disponer de resistencias térmicas que produzcan calor adicional, provocando un encarecimiento de la planta y una disminución de la eficiencia del sistema. Para evitar el problema de solidificación de las sales, se han llevado a cabo numerosas investigaciones sobre almacenamiento de calor sensible que se centran en disminuir el punto de fusión de las sales y en la utilización del hormigón como medio sólido de almacenamiento. (Rom et al., 2019)

T <sub>min</sub> (°C)	T <sub>max</sub> (°C)	Material	Thermal conductivity (W/m k)	Density (kg/m <sup>3</sup> )	Average specific heat capacity c <sub>p</sub> (kJ/kg K)	Volumetric specific heat capacity (kWh <sub>m</sub> /m <sup>3</sup> )	Type of medium
200	300	Sand-rock-oil	1	1700	1,3	60	Solid
200	400	Reinforced concrete	1,5	2200	0,85	100	Solid
200	400	Cast iron	37	7200	0,56	160	Solid
200	500	NaCl	7	2160	0,85	150	Solid
200	700	Cast steel	40	7800	0,5	450	Solid
200	700	Silica fire bricks	1,5	1820	1	150	Solid
200	1200	Magnesia fire bricks	5	3000	1,15	600	Solid
250	350	Synthetic oil	0,11	900	2,3	57	Liquid
250	450	Nitrite salts	0,57	1825	1,5	152	Liquid
270	530	Liquid sodium	71	853	1,3	80	Liquid
300	400	Silicone oil	0,1	900	2,1	52	Liquid
180	1300	Lithium liquid salt	38,1	510	4,19		Liquid
15	400	Dowtherm A	0,1171 at 155 °C	867	2,2		Liquid
0	345	Therminol 66		750	2,1		Liquid

Figura 4.4. Materiales potenciales para almacenamiento sensible. (Rom et al., 2019)

#### 4.1.2 Sistemas de calor latente.

En este tipo de sistemas, la energía térmica se carga y descarga a través del cambio de fase de un material, lo que le proporciona una alta densidad de capacidad de almacenamiento, operando a temperaturas prácticamente constantes. Normalmente, se suele utilizar el cambio de fase sólido-líquido, eso es debido a que aunque el cambio de fase líquido-gas tenga un mayor calor latente, este presenta problemas en su almacenamiento debido a la enorme variación de volumen que experimenta el material. (Rom et al., 2019)

La energía térmica almacenada por el calor latente se puede observar en la siguiente expresión:

$$Q_L = m * L$$
$$Q_L = m * [Cp, s(T_f - T_s) + h_c + Cp, l(T_l - T_f)]$$

Donde, m es la masa, L es el calor latente específico, Tf es la temperatura de fusión, h es la entalpía de cambio de fase, y Ts y Tl son las temperaturas del PCM sólido y líquido. (Rom et al., 2019)

Debido a la gran energía que desprende durante el proceso de cambio de fase, este tipo de almacenamiento facilita una carga/descarga isoterma y una gran densidad energética, comparado con los sistemas de almacenamiento sensible. Esto se traduce en sistemas de menor tamaño y, por tanto, menor coste. (Rom et al., 2019)

Este tipo de almacenamiento requiere altas temperaturas de trabajo, los materiales que potencialmente pueden actuar como PCM son las sales inorgánicas eutécticas o aleaciones metálicas. Las sales han sido el material más estudiado debido a su menor coste, pero su poca conductividad térmica ha hecho que pierda protagonismo, puesto que limita la transferencia de temperatura entre el HTF y el PCM. (Rom et al., 2019)

Entre los materiales más utilizados para el almacenamiento de calor latente destacan los siguientes. (Rom et al., 2019)

- Orgánicos.

Son materiales químicamente estables, no tóxicos ni corrosivos y con una fácil disponibilidad, aunque presentan algunos inconvenientes, entre los que se encuentran, baja conductividad térmica y que se descomponen a temperaturas altas. Algunos de los materiales orgánicos son los siguientes: (Rom et al., 2019)

- Parafina.

Es el material más utilizado para los sistemas de almacenamiento de calor latente, viene representado por la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ , donde n representa el número de átomos de carbono, cuanto mayor sea n, mayor será su punto de fusión. Existen distintos tipos que tienen un rango de fusión entre 5°C y 100°C. La parafina presenta estabilidad química, no sufren segregación de gases, se pueden utilizar con contenedores metálicos, además de tener un bajo sobreenfriamiento. Como inconveniente de este material, se tiene que sufre una gran variación de volumen, en torno al 10% durante el cambio de fase, tienen baja densidad y conductividad térmica. (Rom et al., 2019)

- Compuestos orgánicos sin parafina.

Este tipo de compuestos amplían aún más el rango de temperatura de cambio de fase, entre ellos se encuentran los ácidos grasos, que se pueden obtener a partir de aceites naturales, los ésteres de ácidos, los alcoholes o los glicoles. (Rom et al., 2019)

- Inorgánicos.

Estos materiales se escogen según la temperatura de funcionamiento del sistema, suelen trabajar a altas temperaturas, condiciones en las que los materiales orgánicos se degradarían. Algunos de los materiales inorgánicos son los siguientes: (Rom et al., 2019)

- Agua.

La fase de vapor del agua se utiliza como medio de almacenamiento de energía térmica a altas temperaturas. En plantas de concentración solar que utilizan vapor directo, los acumuladores de vapor se utilizan como sistemas de almacenamiento, donde el vapor saturado se almacena en un sistema aislado de tanques de acero de alta presión. Como inconveniente del agua, se tiene que alcanza una alta presión y es corrosiva. (Rom et al., 2019)

- Sales.

Tienen un punto de fusión alta, considerándose aptas para este tipo de almacenamiento cuando tienen un punto de fusión superior a 250°C. Su inconveniente principal es la baja conductividad térmica que poseen, entre 0.5 y 1 W/m\*K. (Rom et al., 2019)

- Sales eutécticas.

Las mezclas eutécticas de sales permiten modificar algunas de las propiedades de las sales, en función de los requisitos que tenga el sistema, un ejemplo claro que se realiza en este tipo de materiales, es la mezcla como finalidad de conseguir disminuir el punto de fusión de las sales, disminuyendo en cierta medida el problema de congelación en las tuberías. (Rom et al., 2019)

- Sales hidratadas.

Estas sales son las únicas que operan en rangos de temperatura ambiente. Tienen las mismas ventajas e inconvenientes que las demás sales. Además, se produce la fusión incongruente y la segregación de fases. Durante la carga térmica, las sales hidratadas absorben el calor y se deshidratan total o parcialmente. (Rom et al., 2019)

En la siguiente tabla que se adjunta se pueden observar algunos de los materiales y sus propiedades.

$T_{melt}$ (°C)	Material	Latent heat of fusion (J/g)	Thermal conductivity (W/m K)
307	NaNO <sub>3</sub>	177	0.5
318	77.2 mol% NaOH-16.2% NaCl-6.6% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	290	
320	54.2 mol% LiCl-6.4% BaCl <sub>2</sub> -39.4% KCl	170	
335	KNO <sub>3</sub>	88	0.5
340	52 wt% Zn-48% Mg	180	
348	58 mol% LiCl-42% KCl	170	
380	KOH	149.7	0.5
380	45.4 mol% MgCl <sub>2</sub> -21.6% KCl-33% NaCl	284	
381	96 wt% Zn-4% Al	138	
397	37 wt% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -35% K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	275	2.04
443	59 wt% Al-35% Mg-6% Zn	310	
450	48 wt% NaCl-52% MgCl <sub>2</sub>	430	0.96
470	36 wt% KCl-64% MgCl <sub>2</sub>	388	0.83
487	56 wt% Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -44% Li <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	368	2.11
500	33 wt% NaCl-67% CaCl <sub>2</sub>	281	1.02
550	LiBr	203	
632	46 wt% LiF-44% NaF <sub>2</sub> -10% MgF <sub>2</sub>	858	1.20
660	Al	398	250
714	MgCl <sub>2</sub>	452	

Figura 4.5. Materiales potenciales para almacenamiento latente. (Rom et al., 2019)

#### 4.1.2.1 Consideraciones finales sobre los sistemas de calor latente.

El calor latente es de 5 a 10 veces superior al calor sensible, por lo que, la capacidad de almacenamiento de energía de estos materiales cerca de la temperatura de cambio de fase es muy alta. Son sistemas que utilizan una temperatura de descarga constante, sin embargo, su principal inconveniente es su baja conductividad térmica, entre 0 y 1 W/m\*K. (Rom et al., 2019)

En general no son tóxicos, aunque los PCM orgánicos son inflamables, y dado que son lipofílicos, no pueden almacenarse ni transportarse en contenedores de plástico. De tal modo, los materiales inorgánicos son corrosivos para los contenedores metálicos. (Rom et al., 2019)

#### 4.1.3 Sistemas de calor químico.

Son sistemas que utilizan reacciones reversibles que implican la absorción y liberación de calor para el almacenamiento, su rango de funcionamiento está comprendido entre los 200°C y los 400°C. (Rom et al., 2019)

La dirección de la reacción depende de la presión y la temperatura. Teóricamente, la temperatura de transición para la presión estándar dada puede ser derivada con el concepto de energía libre de Gibbs. Utilizando la condición de equilibrio termodinámico para el cambio en la energía libre de Gibbs como cero, de la ecuación para la temperatura de transición se obtiene  $T^*$ . (Rom et al., 2019)

$$\begin{aligned}\Delta G(T^*) &= 0 \\ \Delta G(T^*) &= \Delta H(T^*) - \Delta S(T^*) * T^* \\ T^* &= \frac{\Delta H(T^*)}{\Delta S(T^*)}\end{aligned}$$

Cuando la temperatura del sistema,  $T$  es mayor que  $T^*$ , la descomposición predomina y la carga térmica se produce. Cuando  $T$  es menor que  $T^*$ , predomina la síntesis y se produce la descarga. (Rom et al., 2019)

Las ventajas principales son una mayor densidad de almacenamiento de energía térmica, y que el almacenamiento se mantiene durante largos periodos de tiempo con pocas pérdidas de calor. La desventaja principal es el desafío técnico que supone este tipo de almacenamiento, por lo que esta tecnología todavía se encuentra en fase de laboratorio principalmente. (Rom et al., 2019)

#### 4.2 Según el tipo de transferencia de calor al medio.

En función del tipo de transferencia de calor al medio de almacenamiento se pueden distinguir dos grupos, sistemas pasivos y sistemas activos, que se detallarán a continuación junto con sus configuraciones más empleadas. (Rom et al., 2019)

En la siguiente figura, se pueden observar los distintos tipos de almacenamiento según el tipo de transferencia de calor al medio. (Rom et al., 2019)



Figura 4.6. Tecnologías de almacenamiento térmico. (Rom et al., 2019)

#### 4.2.1 Sistemas activos.

Este tipo de sistemas se caracterizan por el intercambio de calor con el material de almacenamiento mediante convección forzada cuando el medio de almacenamiento circula a través del intercambiador de calor, aunque también se puede dar en un receptor solar o un acumulador/regenerador de vapor. Estos sistemas pueden utilizar para su configuración de planta uno o dos tanques, el sistema de tanque termoclino y los acumuladores de vapor, subdividiéndose en sistemas directos o indirectos, dependiendo de su aplicación; en los sistemas directos, el fluido de transferencia trabaja además como medio de almacenamiento, mientras que en un sistema indirecto se transfiere el calor desde el fluido de transferencia hasta el medio de almacenamiento a través de un intercambiador de calor. (Suárez, 2019)

##### 4.2.1.1 Sistema de dos tanques.

El sistema de dos tanques es el sistema más extendido en la actualidad para las plantas CSP. Si el mismo fluido actúa como HTF y como medio de almacenamiento se habla de un sistema de almacenamiento directo. Si, por el contrario, el HTF se limita a circular por el campo solar y se encuentra acoplado al sistema de almacenamiento, con un material de almacenamiento distinto, por un intercambiador de calor, se habla de un sistema de almacenamiento indirecto. (Suárez, 2019)

Normalmente, las plantas cilindro parabólicas utilizan el método indirecto, calentando las sales fundidas en el intercambiador con el aceite usado como HTF en el campo solar. Cuando al campo solar no le es posible aportar calor, se utilizan las sales fundidas almacenadas para calentar el aceite usado como HTF y producir vapor de agua. Algunas centrales cilindro parabólicas y la mayoría de las centrales de torre utilizan el método directo. Con él, deja de existir la necesidad de disponer de un intercambiador de calor, lo que hace que se reduzcan los costes y se aumente la eficiencia del sistema. (Suárez, 2019)

#### 4.2.1.2 Sistema indirecto de dos tanques.

Estos sistemas requieren de dos fluidos caloportadores, el primero de ellos recoge la energía térmica desde los captadores solares y el segundo actúa como medio de almacenamiento en el sistema. El intercambio de calor entre ellos se efectúa a través de un intercambiador. En la siguiente figura se puede observar un sistema de almacenamiento de dos tanques. (Rom et al., 2019)

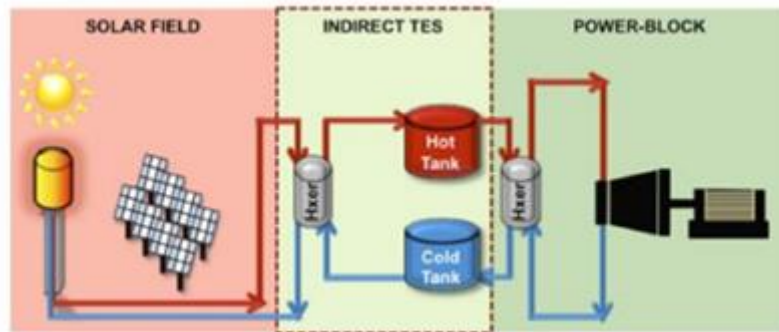


Figura 4.7. Esquema de sistema de almacenamiento indirecto de dos tanques. (Suárez, 2019)

#### 4.2.1.3 Sistema directo de dos tanques.

En este sistema solo existe un fluido caloportador, realiza las funciones de captador térmico y de almacenamiento. No requiere de un intercambiador de calor intermedio. Al igual que el sistema indirecto, el fluido caloportador frío se almacena en un tanque y el caliente en otro. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de sistema de almacenamiento directo de dos tanques. (Rom et al., 2019)

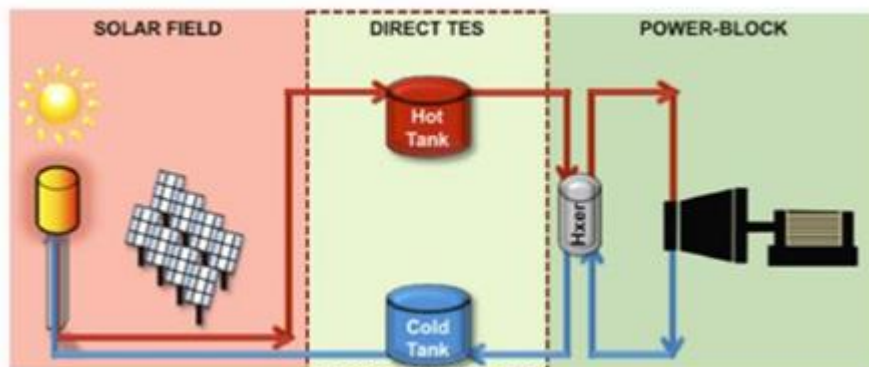


Figura 4.8. Esquema de sistema de almacenamiento directo de dos tanques. (Suárez, 2019)



#### 4.2.1.4 Sistema de un tanque termoclino estratificado.

Con este tipo de sistema, respecto a lo anteriormente mencionado, se elimina uno de los tanques necesarios en la instalación, reduciendo en gran medida los costes. En dicho sistema, los fluidos fríos y calientes se encuentran almacenados en el mismo tanque y quedan separados por la estratificación térmica. La separación del fluido caliente y frío se consigue mediante el gradiente térmico vertical, producido dentro del depósito como consecuencia de la diferencia de densidades. Es por eso que, en principio, el fluido caliente se sitúa en la parte superior, mientras que en la parte inferior del tanque permanece el fluido frío. Puede usarse un deflector, de forma que se asegure mantener los fluidos calientes y fríos separados entre sí. (Suárez, 2019)

Sin embargo, la tendencia se encamina a usar materiales de relleno de menor coste para reducir la cantidad total de sal fundida a utilizar, que tiene un coste relativamente alto. En este sentido, se han creado sistemas termoclina llamados de doble medio o multi medio. Estos sistemas tienen algunas dificultades en su diseño y operación, como pueden ser la distribución del flujo, la estabilidad del sistema de relleno en la parte caliente y los esfuerzos termo mecánicos a los que es inducido. (Suárez, 2019)

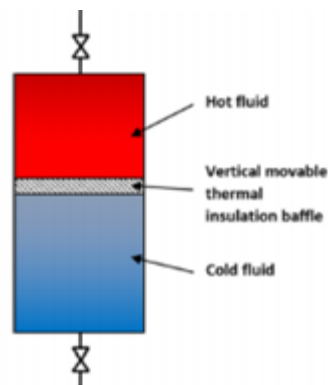


Figura 4.9. Esquema tanque con termoclina con deflector. (Suárez, 2019)

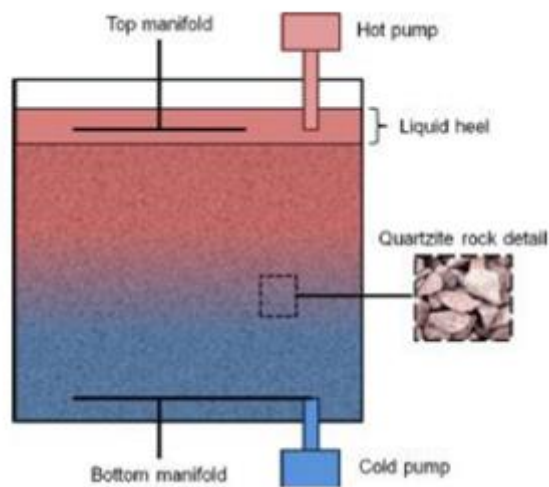


Figura 4.10. Esquema de sistema termoclina multi medio. (Suárez, 2019)

#### 4.2.1.5 Acumulador de vapor.

Un acumulador de vapor es un tanque de presión de acero aislado que contiene agua caliente y vapor bajo presión, en el que la carga térmica se produce cuando el vapor sobrecalentado o agua saturada entra en un tanque presurizado que contiene vapor y líquido saturados. Si la carga se produce con el vapor sobrecalentado, la temperatura y presión en el tanque aumenta, si se utiliza líquido saturado, la presión y temperatura permanecen constantes mientras que el volumen incrementa. El proceso de descarga se lleva a cabo reduciendo la presión en el tanque, mediante la extracción de vapor saturado que, irá disminuyendo su presión. (Rom et al., 2019)

En estos acumuladores, para obtener vapor sobrecalentado sería necesario contar con una segunda etapa de almacenamiento donde se produce un aumento de la temperatura del vapor extraído. (Rom et al., 2019)

Este sistema nos proporciona una descarga rápida de la energía térmica almacenada y es idóneo para las plantas termosolares de generación directa de vapor, ya que el sistema podría funcionar tanto como acumulador de inercia, como de separador de fase. (Rom et al., 2019)

En la siguiente imagen se puede ver un acumulador de vapor que funciona simultáneamente como separador de fases y sistema de almacenamiento térmico. (Rom et al., 2019)

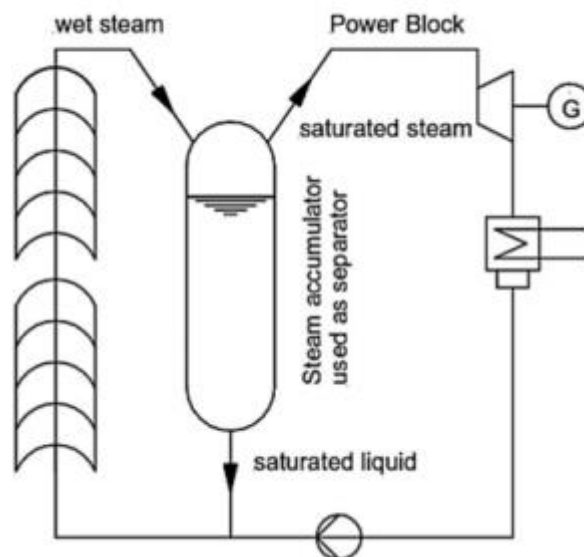


Figura 4.11. Acumulador de vapor integrado en una planta termosolar. (Rom et al., 2019)

#### 4.2.2 Sistemas pasivos.

Los sistemas pasivos se caracterizan porque el fluido de transferencia atraviesa el sistema de almacenamiento para las funciones de carga y descarga de un material sólido, a estos se los consideran como regeneradores e incluyen materiales sólidos como hormigón, arena y rocas o en algunos casos materiales de cambio de fase. Si los sistemas pasivos incluyen en el medio de almacenamiento materiales sólidos junto con materiales de cambio de fase se habla de sistema duales cuya capacidad calorífica no es despreciable. (Rom et al., 2019)

#### 4.2.2.1 Sistemas de lecho fijo.

Los sistemas de almacenamiento de lecho fijo tienen un contenedor aislado que contiene un lecho de material de relleno que actúa como medio primario de almacenamiento de calor. El fluido de transferencia se utiliza para cargar y descargar el calor a través del contacto directo con la superficie sin necesidad de un intercambiador de calor. (Rom et al., 2019)

#### 4.2.2.2 Sistemas con estructuras de transferencia de calor incorporada o mejorada.

Son sistemas utilizados tanto para bajas como altas temperaturas, basados en la utilización de hormigón como medio de almacenamiento con un intercambiador de calor en su interior, produciéndose el intercambio de calor entre el intercambiador y el hormigón. Para la carga térmica el fluido transfiere su energía al hormigón y para la descarga el fluido a menor temperatura atraviesa dicho intercambiador absorbiendo el calor almacenado. Al hormigón utilizado se le suele añadir componentes para mejorar sus propiedades térmicas como aluminio o grafito. (Rom et al., 2019)



Figura 4.12. Módulos de hormigón para almacenamiento térmico. (Rom et al., 2019)

### 4.3 Sistema de almacenamiento mediante tanque termoclineo estratificado.

#### 4.3.1 Descripción conceptual.

Este tipo de almacenamiento está basado en la estratificación en el tanque como consecuencia de la diferencia de densidades entre la parte fría y caliente del fluido almacenador. El funcionamiento tiene lugar entre el ciclo de carga y descarga, donde la carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte inferior del tanque, que es

calentada en el campo solar. (Rom et al., 2019)

Este tipo de sistemas consiste en la utilización de un único tanque, aunque este tiene un volumen superior al de los sistemas de dos tanques. Teóricamente, la separación entre la región caliente y la región fría se mantienen mediante las fuerzas de flotación, creando una estratificación vertical y una capa estrecha (Termoclina) en la que se produce un gran gradiente de temperatura. (Rom et al., 2019)

En la siguiente figura se puede observar con detalle tres casos de una termoclina, observando la distribución de temperaturas en la termoclina, desde el caso ideal, en el que se tiene el máximo almacenamiento, el caso en el que se observa la termoclina separando las regiones fría y caliente, y el último caso, en el que las regiones frías y calientes se mezclan completamente, obteniéndose el menor rendimiento. (Rom et al., 2019)

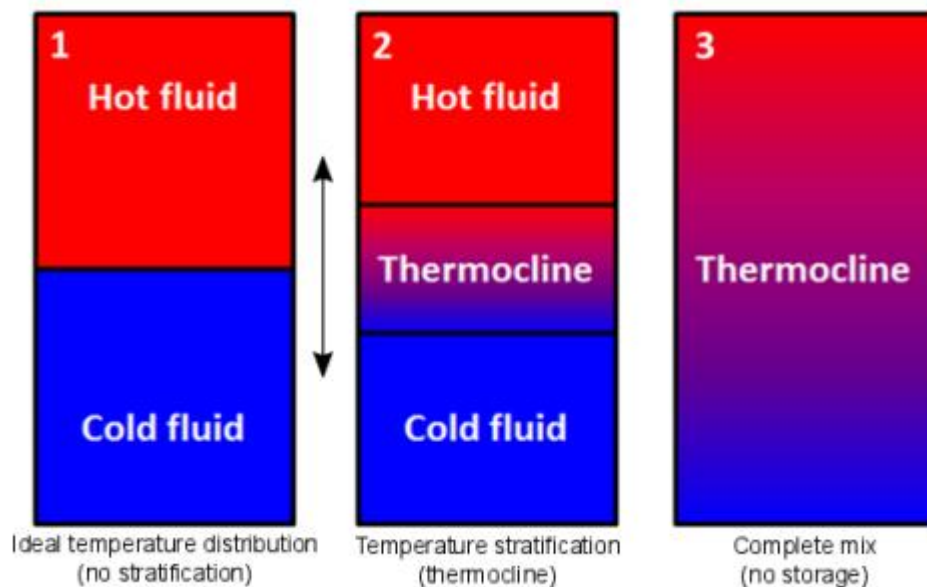


Figura 4.13. Distribución de temperaturas en termoclina, situación ideal, estratificada y mezclada. (Rom et al., 2019)

Durante la fase de carga térmica, el fluido caliente se bombea en la parte superior, desplazando gradualmente la región más fría. El proceso de descarga consiste en realizar el proceso contrario, extrayendo el fluido caliente de la parte alta que, cuando se ha enfriado, se devuelve a la parte baja del tanque. Este proceso de carga y descarga, se puede realizar simultáneamente. (Rom et al., 2019)

Hoy día es muy común combinar el sistema termoclino con las sales fundidas, dado los bajos costes de este sistema de almacenamiento, permite que sea un proyecto viable. Uno de los elementos que influyen para minimizar los costes, es la elección del material de relleno, el cual debe ser lo suficientemente resistente evitando la degradación por el contacto con la sal fundida. El hecho de que se utilice un tanque único permite reducir los costes hasta un 40%, en comparación con el sistema de dos tanques. (Rom et al., 2019)

Uno de los principales problemas que presenta la termoclina es la inestabilidad que presenta, problema que hay que hacer frente durante el diseño. De hecho, cuando los fluidos fríos y calientes se mezclan, las pérdidas internas de exergía son significativas. La situación perfecta se daría mediante la utilización de una capa de aislante que impidiera la mezcla de dichos fluidos, siendo además capaz de moverse de forma vertical dentro del tanque. (Rom et al., 2019)

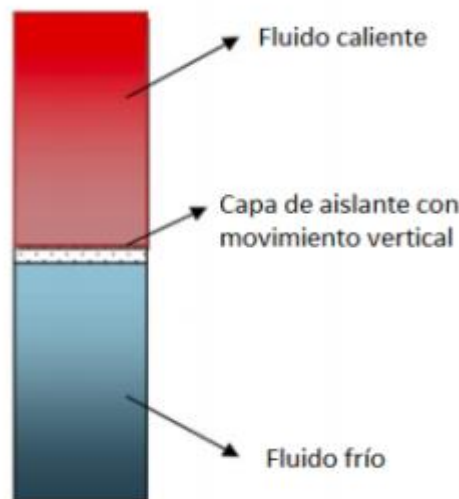


Figura 4.14. Sistema termoclino. (Rom et al., 2019)

Hay muchos factores que pueden contribuir a la inestabilidad de la termoclina, entre los que destaca el enfriamiento a través de las paredes, evitable con el adecuado diseño del tanque. Otro problema se puede producir a la entrada del fluido en el tanque, se debe evitar que se mezcle con el fluido que ya se encuentra dentro, lo que se arregla con la colocación de un difusor en la parte alta del depósito, que reparta el fluido entrante sobre la capa más alta del fluido ya almacenado, de forma que no se cree ninguna alteración que pueda provocar una mezcla no deseada. De la misma manera, la parte más baja, por donde sale el fluido frío, debe ser adecuada para que no se cree ningún remolino en la masa de fluido que pueda provocar la pérdida de la estratificación. (Rom et al., 2019)

Debido a estos inconvenientes este sistema es válido para aquellos fluidos cuya conductividad térmica es baja, como el agua, aceite y sales fundidas a baja temperatura, los cuales son capaces de conservar su estratificación natural en depósitos diseñados apropiadamente. (Rom et al., 2019)

#### 4.3.2 Ejemplos en la actualidad.

Actualmente es muy común encontrar plantas termosolares en las que se usan sistemas de almacenamiento termoclino con dos tanques, uno con las sales fundidas a alta temperatura y otro con las sales a baja temperatura, la mayor parte de los estudios se encuentran enfocados a conseguir obtener una planta que funcione con un único tanque termoclino. Numerosos estudios ya han sido verificados por el ENEA, donde certifican que la estratificación puede mantenerse durante varias horas sin mezclarse. (Rom et al., 2019)

A continuación, se muestran dos proyectos que usan este tipo de almacenamiento:

Proyecto	Campo solar	Medio	Fluido Calorífico	Temperaturas (°C) Fría/Caliente		Tipo	Volumen (m <sup>3</sup> )	Capacidad (MWth)
Irrigation camp Coolidge, AZ, USA	CP	Aceite	Aceite	200	228	Tanque Termoclino	114	3
IEA-SSPS Almeria	CP	Aceite	Aceite	225	295	Tanque Termoclino	200	5

Tabla 4.1. Ejemplos de plantas solares y algunas de sus características. (Martínez-val, 2009)

Otro tipo de aplicación para este tipo de almacenamiento que se le da actualmente es para tanques de Agua Caliente Sanitaria (ACS). El agua tiene una capacidad calorífica comparativamente alta ( $4,2 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$ ), por lo que en general es una opción apta para la calefacción y la refrigeración de edificios. Además de su alta capacidad calorífica específica, el agua tiene fácil disponibilidad, y no es tóxica. (Rom et al., 2019)

#### 4.3.2.1 Sistema de almacenamiento mediante tanque de hormigón.

En el año 2001 ya iniciaron proyectos con hormigón donde su propósito era obtener un sistema de almacenamiento térmico para centrales Termosolares a bajos costos y poner a prueba la viabilidad para posteriormente su uso comercial. (Sales et al., 2016)

Estos sistemas se utilizan tanto para altas como bajas temperaturas. Se basa en la utilización de hormigón como medio de almacenamiento con un intercambiador de calor en su interior, por lo que se produce la transferencia de calor entre el intercambiador y el hormigón. Para la carga térmica el fluido transfiere su energía al hormigón y para la descarga el fluido a menor temperatura atraviesa dicho intercambiador absorbiendo el calor almacenado. Al hormigón utilizado se le suele añadir componentes para mejorar sus propiedades térmicas como aluminio o grafito. (Sales et al., 2016)



Figura 4.15 Módulos de hormigón, planta Almagro. (Sales et al., 2016)

La aplicación del hormigón como medio sólido de almacenamiento es en tecnologías de almacenamiento calor sensible, para poder aprovechar más las propiedades y garantías que ofrece. Debido a la constante investigación por el desarrollo de nuevas tecnologías para sistemas de almacenamiento térmico; ya existen en la actualidad diseños de hormigón para alta temperatura, modular, ampliable y sobre todo seguro para utilizados por encima de  $400^{\circ}\text{C}$ . (Sales et al., 2016)

Los desarrollos y análisis de los sistemas de almacenamiento térmico en proyectos constantemente trabajan referente al diseño, buscando una mayor homogeneidad térmica, como es el caso del proyecto Parasol/Wespe que el hormigón trabaja como una matriz sólida que a su largo es atravesada por tubos paralelos por los cuales circular el fluido caloportador. (Sales et al., 2016)

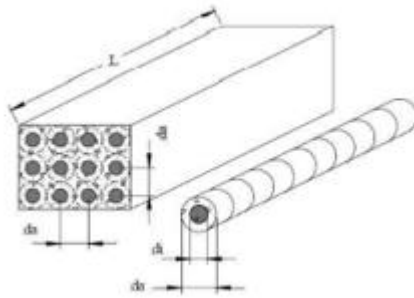


Figura 4.17. Modelo físico de hormigón. (Sales et al., 2016)

- Hormigón reforzado con fibras.

Numerosos estudios afirman que reforzar el hormigón con fibras ayuda entre otras cosas a mejorar la resistencia del hormigón. Por ejemplo, las fibras de polipropileno tienen un doble efecto, en primer lugar, mejora la resistencia a impacto, es decir, mejora la capacidad del hormigón para absorber energía y, en segundo lugar, al fundirse entorno a los 160°C, origina unos canales en el hormigón, los cuales sirven como vía de escape a la humedad. (Termosolares.pdf, n.d.)

- Hormigón con agregados geopolímeros.

La utilización de agregados geopolímeros en el hormigón tiene doble función. Por un lado, los geopolímeros tienen unas características parecidas a las cerámicas, por lo que al agregar geopolímeros mejoramos las propiedades térmicas del hormigón y, por otro lado, disminuimos la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> en un 80% en la fabricación del hormigón, mejorando el impacto medio ambiental. (Termosolares.pdf, n.d.)

- Hormigón de aluminio con agregados de grafito.

La utilización de un hormigón de aluminio mejora la resistencia a la corrosión. Con la adición de grafito se consigue una mejor conductividad térmica. (Termosolares.pdf, n.d.)

- ❖ Conductividad térmica. La conductividad térmica aumenta al aumentar la concentración de grafito en la mezcla del hormigón. Este aumento es más acusado cuando no se le aplica a la mezcla ningún tratamiento térmico. (Termosolares.pdf, n.d.)
- ❖ Capacidad térmica volumétrica. Del mismo modo que ocurre con la conductividad térmica, la capacidad térmica volumétrica de la mezcla aumenta al hacerlo la cantidad de grafito contenido. (Termosolares.pdf, n.d.)

#### 4.3.2.2 Plantas con almacenamiento térmico de hormigón integrado.

Entre los principales proyectos que se encuentran trabajando con almacenamiento de hormigón, se encuentran, en primer lugar, el proyecto WESPE, el cual fue el primero en promover la utilización a gran escala del hormigón como medio de almacenamiento de energía térmica. A la finalización del proyecto WESPE se consiguió obtener una capacidad de almacenamiento de 350 kWh con unos costes asociados de 20 €/kWh. (Termosolares.pdf, n.d.)

El sistema de almacenamiento está formado por dos bloques de 350 kWh cada uno con unas temperaturas máximas de 390°C, están realizados en dos materiales distintos, uno con cerámica moldeable y otro con hormigón. (Termosolares.pdf, n.d.)

Los componentes de la cerámica moldeable utilizada es principalmente Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> como aglutinantes, agregados de óxidos de hierro y de acero y diversos materiales auxiliares. (Termosolares.pdf, n.d.)

Tras el proyecto WESPE, se realizó un segundo proyecto, en una planta solar en STUTTGART, los módulos de almacenamiento se llevan a cabo en una planta tipo ANDASOL, la cual utiliza como captador solar unos cilindros parabólicos. (Termosolares.pdf, n.d.)

Los primeros módulos de este proyecto resultaron dañados durante la fase de puesta en marcha debido a la acumulación de vapor en su interior. Durante el primer calentamiento del hormigón, el agua contenida en él se evapora y si el vapor no tiene suficientes vías de escape, se empieza a acumular en su interior produciendo un aumento en la presión produciendo daños en el módulo. Tras este primer módulo, se realizó un segundo módulo, en el que se combinó el hormigón con fibras de polietileno, aumentando su permeabilidad. A este segundo módulo de prueba se le integra un intercambiador de calor. (Termosolares.pdf, n.d.)

La capacidad del módulo constituido es de 474 kWh, lo que corresponde con una capacidad específica de 25.6 kWh/m<sup>3</sup>. Tras meses de pruebas, se comprobó que el módulo funcionaba correctamente en un rango de temperatura de 300°C - 400°C y había realiza alrededor de 50 ciclos térmicos con una diferencia de temperatura de 40K. Durante este tiempo el rendimiento de la planta fue constante. (Termosolares.pdf, n.d.)

Otro proyecto destacable, es el realizado por la compañía NEST S.A. El módulo de almacenamiento NEST puede ser configurado según la aplicación que vaya a tener. Sin embargo, genéricamente, se encuentra constituido por columnas verticales, que pueden ser conectados y dispuestos de forma paralela y en serie con respecto a la dirección del flujo HTF. Además, incluye una serie de tuberías y válvulas que controlan el flujo de HTF a través del sistema durante la carga/descarga. El suelo, las paredes y el techo se encuentran aislados térmicamente reduciendo las pérdidas a un 1%. (Termosolares.pdf, n.d.)

Fue implantado en la Plataforma Solar (PSIM), localizada en la ciudad de Masdar en Abu Dabi, Emiratos árabes, para probar el sistema de almacenamiento NEST a altas temperaturas (393°C). (Termosolares.pdf, n.d.)

### **4.3.3 Almacenamiento en función del medio en el que se realiza.**

En función del medio en el cual se realiza el almacenamiento de energía térmica, se pueden distinguir dos tipos de sistemas.

#### **a) Sistemas de almacenamiento en medio único.**

Los sistemas de almacenamiento en medio único son aquellos en los que el medio utilizado para almacenar la energía térmica es el mismo fluido que circula por los captadores solares. Los más comunes son aquellos que usan aceite sintético como fluido de trabajo y como medio de almacenamiento. El sistema de almacenamiento en estos casos consiste en un tanque con aceite, de forma que el almacenamiento de energía se realiza calentando el aceite que contiene el tanque. El rendimiento de estos sistemas es superior al 90%. El generador de vapor puede ser alimentado desde el tanque de almacenamiento o bien desde el campo de captadores directamente. (De & De, n.d.)

Uno de los inconvenientes de utilizar aceite como medio de almacenamiento es la necesidad de mantener el aceite presurizado e inertizado en el tanque de almacenamiento. La presurización es necesaria para evitar que el aceite pase a fase gaseosa, por lo que hay que mantener al aceite presurizado por encima de la presión de vapor correspondiente a la máxima temperatura de trabajo que puede alcanzar el aceite. (De & De, n.d.)



Afortunadamente, la presión de vapor de los aceites usados en estos sistemas suele ser baja para el rango de temperaturas 150 - 400°C, por lo que esta presurización es fácil de mantener mediante la inyección de argón o nitrógeno en el circuito de aceite. Este gas también mantiene al aceite en una atmósfera inerte que evite la posibilidad de que se produzca una explosión en el tanque por la formación de mezclas gaseosas que arderían fácilmente en contacto con el oxígeno del aire. (De & De, n.d.)

b) Sistemas de almacenamiento en medio dual.

Los sistemas de almacenamiento en medio dual son aquellos en los que el almacenamiento de calor se efectúa en un medio diferente al fluido de trabajo que se calienta en los captadores solares. Como medios de almacenamiento se suelen usar placas de hierro, de materiales cerámicos, u hormigón. En estos sistemas, el aceite actúa solo como medio de transferencia de calor entre el campo de captadores y el material donde se almacena la energía térmica en forma de calor sensible. El aceite circula a través de canales dispuestos entre las placas superpuestas del material de almacenamiento, transfiriendo (proceso de carga) o cogiendo (proceso de descarga) energía térmica de las placas. Entre este tipo de sistemas, el más empleado hoy en día es el de almacenamiento de sales fundidas. (De & De, n.d.)

Las sales tienen un punto de fusión elevado, lo que obliga a instalar un sistema que las mantenga a una temperatura superior a dicho punto para evitar que solidifiquen y obstruya los circuitos. Para ello, las tuberías han de mantenerse calientes y al fluido circulando continuamente por ellas. Igualmente es necesario un sistema de calentamiento auxiliar para mantener una temperatura mínima de operación de 150°C. La baja presión de vapor de las sales permite usar tanques verticales de almacenamiento que trabajan a presión atmosférica, similares a los tanques de almacenamiento de aceite comercial. (De & De, n.d.)

Este sistema de almacenamiento requiere de un intercambiador de calor aceite/sales. Éste debe diseñarse con una aproximación de temperaturas, del orden de 3-10°C, para minimizar las pérdidas del ciclo Rankine durante la descarga del almacenamiento térmico y para mantener una temperatura razonable del fluido de transporte de calor durante la carga de este. (De & De, n.d.)

A continuación, se muestra una tabla a modo resumen con las principales características de los sistemas de almacenamiento vistos en este capítulo.

		Materiales	T <sup>a</sup> operación	Referencias que lo usan	Ventajas	Desventajas
Tipo de material utilizado	Sist. Calor sensible	aceites térmicos, Sales fundidas	~ 400°C (Aceites) ~565°C (Sales)	Andasol – 1 CESA – 1	-Estables a alta T <sup>a</sup> . -Almacenan gran densidad de energía.	-En la descarga disminuye mucho la T <sup>a</sup> . -Elevado punto de cong. De sales.
	Sist. Calor latente	sales inorgánicas. aleaciones metálicas.	~565°C (Sales)	IEA-SPSS	-Calor latente, 5 a 10 veces superior al calor sensible	-Baja conductividad térmica. -Inflamables.
	Sist. Calor químico.	CaH <sub>2</sub> MgH <sub>2</sub> CaCO <sub>3</sub>	~200-400°C		-Mayor densidad de almacenamiento térmico. -Pocas pérdidas.	-Dificultades técnicas en este tipo de almacenamiento.
Tipo de transferencia de calor al medio	Sistemas activos. Sistemas Pasivos	Sales fundidas	~565°C	Solar Two- Andasol 1	-Activo: Fluido de transferencia además hace de medio de almacenamiento. -Pasivo: Material de almacenamiento parado, el HTF circulla a través de él.	
Tanque termoclino		Sales fundidas. Aceite	~565°C. ~200-300°C	Irrigation camp Coolidge, AZ, USA	-Solo necesita un tanque. -Reduce un 40% costes.	- Dificultad de mantener la estabilidad de la termoclina.
Alm. Hormigón		Hormigón (Aluminio/grafito)	Pueden llegar a ~400°C	- Proyecto WESPE. Plataforma Solar (PSIM)	-Bajo coste.	- Necesidad de una mayor homogeneidad térmica.
Tipo de medio en el que se realiza	Alm. En medio único	Aceite sintético	Hasta ~400°C		-Rendimientos superior al 90%. -Medio de almacenamiento es el mismo fluido que circula por captadores.	-Necesidad de mantener el aceite presurizado e inertizado.
	Alm. En medio dual	Aceite Sales	Hasta ~400°C			-requiere de un intercambiador de calor (Aceite/Sales). -Mantener temperatura para que no se congelen las sales.

Tabla 4.2. Tabla resumen sobre almacenamiento de energía.

En este capítulo se han analizado los diferentes sistemas de almacenamiento térmico que se puede aplicar a la planta bajo estudio. A la hora de elegir un sistema de almacenamiento u otro, presenta una gran importancia el material de almacenamiento que se elija, ya que eso nos marcará el camino a seguir en el desarrollo de la planta. Con respecto a los materiales más utilizados, se encuentran los aceites térmicos y las sales fundidas, cada uno tiene sus características propias, que en una medida u otra nos repercuten o benefician según el aspecto a considerar. En el caso de las sales fundidas, estas nos permiten elevar la temperatura de operación a temperaturas cercanas a los 600°C, bastante por encima de la temperatura a la que nos permiten operar los aceites térmicos, con el pero, de que las sales fundidas necesitan un mayor control, dado su alto punto de congelación, en torno a los ~200°C, lo que puede resultar crítico si la temperatura cae por debajo de ese margen y las sales se encuentran en las tuberías, esto requiere un especial cuidado durante la noche.

Una opción prometedora que se ha podido ver a lo largo de este capítulo son los tanques con sistemas termoclinos, los cuales permiten tener un solo tanque de almacenamiento en la planta, pero que aún están en estudio, dada su dificultad para mantener la estabilidad de la termoclina.

# 5 MODELO DE PLANTA HIBRIDA TERMOSOLAR BIOMASA

En los análisis efectuados anteriormente, se puede identificar una serie de tecnologías con capacidad y adecuación para su integración en sistemas híbridos termosolar biomasa, de las cuales algunas de ellas se implementan en la planta bajo estudio, en la que a lo largo de este apartado se entra mas en detalle.

Se lleva a cabo el modelado mediante el software EBSIOM profesional de planta híbrida en la que se combinaran las tecnologías solar y biomasa, estas mismas estarán compuestas por un lado, una parte de la central dedicada a la producción de potencia en un ciclo mediante la energía solar, por otro lado, la parte de la instalación dedicada a la producción de energía mediante la combustión de biomasa, esta parte en su gran medida, entrará en acción cuando la producción con energía solar sea insuficiente para alcanzar la potencia requerida a producir, a continuación se detallan cada una de ellas, su importancia y relevancia en función de la configuración de planta que se desee elegir, en concreto se van a realizar tres configuraciones distintas, con el fin de evaluar cada una de ellas y poder observar las principales diferencias entre cada una de ellas.

Para el análisis se ha partido, dentro del abanico de posibilidad, de tecnologías maduras, ampliamente probadas, para analizar el efecto de los parámetros e intentar identificar sinergias para la integración de estas en sistemas híbridos solar biomasa.

## Hipótesis iniciales.

Parametro	Equipo	Unidad	Valor
Eficiencias isentrópicas	Compresor		0.85
	Turbina Vapor		0.86
	Bombas		0.96
	Generador		0.96
Temperatura Inicial	Tanque frío	°C	290
	Tanque caliente	°C	565
Caudal inicial sales		Kg/s	202
Temperatura del vapor vivo		°C	552.18
Presión del capor vivo		bar	126
Presión recalentamiento		Bar	32
Temperatura de recalentamiento		°C	552.18
Pinch point	Intercambiadores de calor	°C	5

Irradiancia normal directa		W/m <sup>2</sup>	850
----------------------------	--	------------------	-----

Tabla 5.1. Parámetros iniciales en el desarrollo del modelo.

En el layout que se ha tenido en cuenta inicialmente para el desarrollo del modelo híbrido, se toma como punto de partida un modelo solar de referencia, que se ha considerado con características representativas de este tipo de plantas, por su configuración y parámetros, que se puede apreciar en la figura 5.3, integrado por una central de torre y un campo de heliostatos, que hacen uso de sales térmicas como fluido almacenador de energía. A este modelo, se le integra un modelo de planta que funciona con biomasa, que se puede ver en la figura 5.2, el cual, a través de distintas configuraciones se acopla al modelo solar, buscando la mejor solución al modelo híbrido que se tiene bajo estudio.

## 5.1 Configuración 1.

Esta configuración se basa en el acople de una turbina de vapor accionada por un ciclo que trabaja con combustión de biomasa al final del ciclo de potencia del campo solar. La caldera de biomasa controlará el flujo de biomasa a quemar para que, con un campo solar determinado, se puedan lograr las especificaciones de potencia requeridas por el ciclo, la potencia requerida en el punto de diseño es de 40 MW, también se realizarán evaluaciones fuera del punto de diseño de la planta pudiendo detectar los principales cambios en las variables de análisis de la planta.

En primer lugar, se exponen cada una de las partes de la central, previa a su hibridación, pudiendo distinguir cada una de sus partes, para a posterior mostrar la planta hibridada en su totalidad.

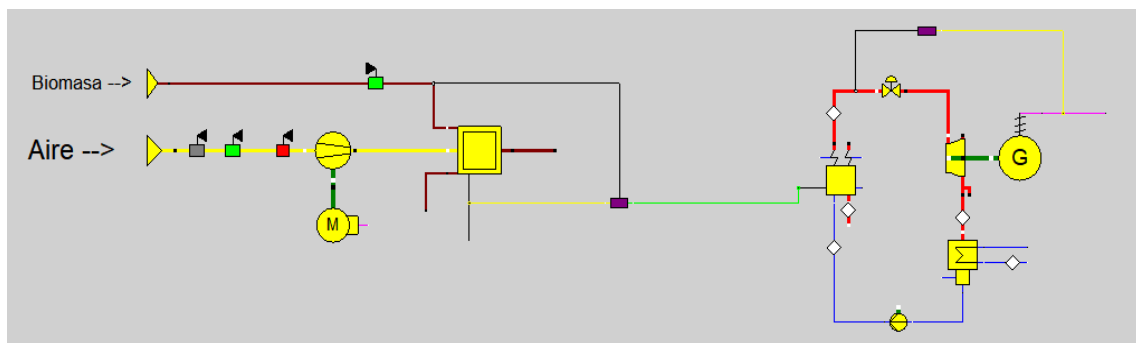


Figura 5.2. Parte de la central correspondiente a biomasa.

En esta figura se puede observar la parte correspondiente a la biomasa, donde se puede ver las entradas tanto de aire como de biomasa, reguladas por un controlador que, conectado al generador de vapor, controla esas entradas para producir una determinada cantidad de vapor.

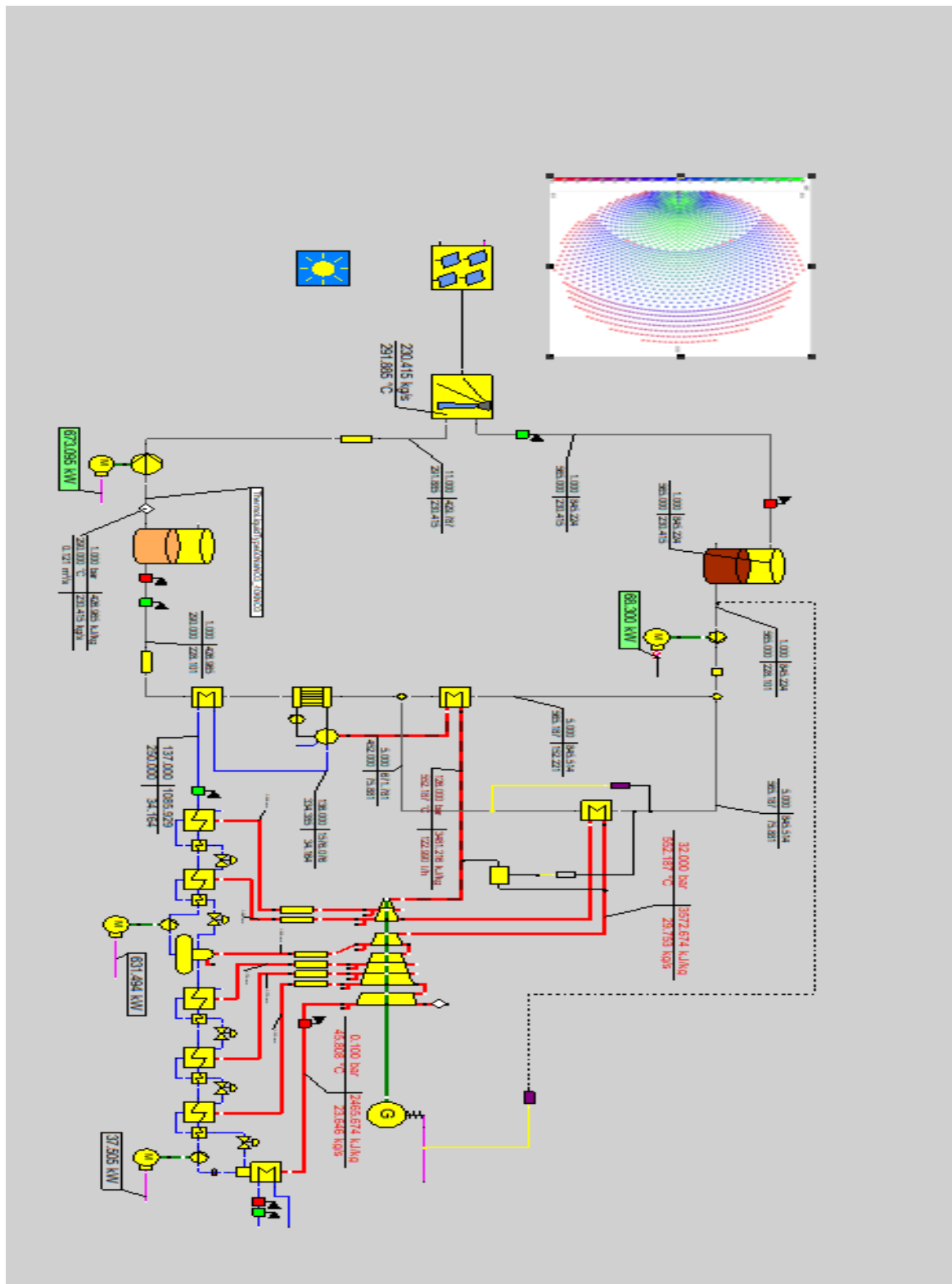


Figura 5.3. Parte solar de la central.

En esta figura se puede observar la parte correspondiente a solar, donde el campo solar calienta un fluido térmico que es almacenado en un tanque de almacenamiento, cuyo flujo de salida es controlado en función de la potencia requerida en el generador.

A continuación, se pueden ver las dos partes de la central juntas.

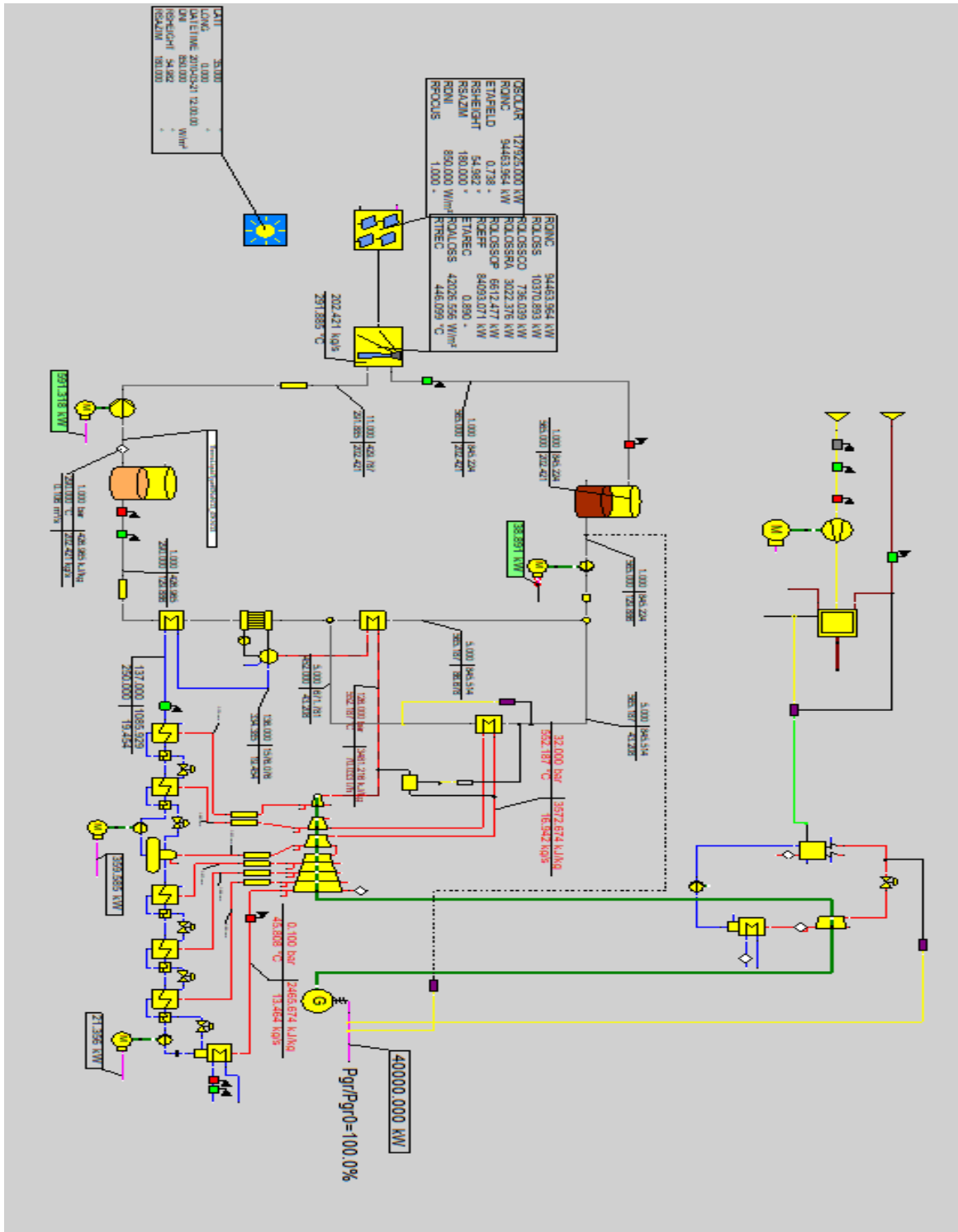


Figura 5.4. Planta hibrida solar-biomasa, configuración 1.

En primer lugar, se muestran detalles de la instalación para dicha planta con los principales parámetros que se encuentran en los distintos puntos.

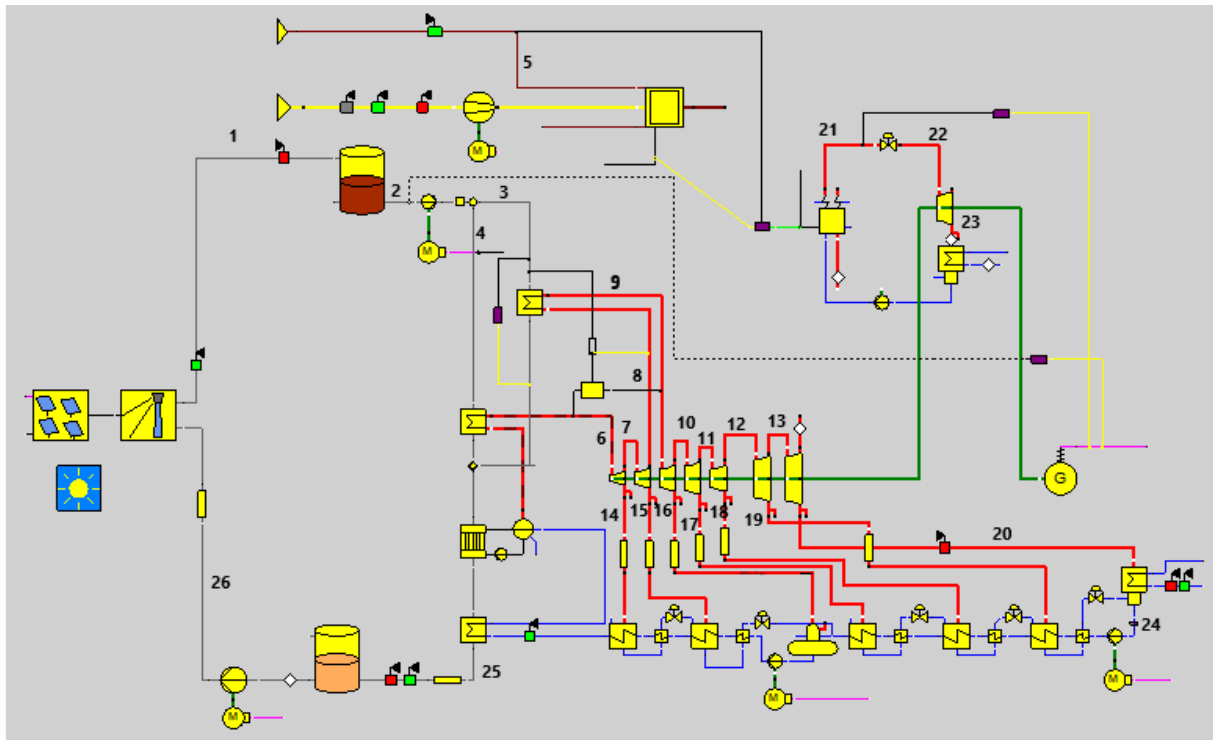


Figura 5.5. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	129.88	845.22
3	565	5	43.28	845.22
4	565.18	5	86.67	845.51
5	20	1	5.37	14.39
6	552.18	126	70	3481.21
7	412.95	50	18.93	3228.24
8	361.24	34	16.94	3134.01
9	552.18	32	16.94	3572.67
10	389.64	10	16.02	3242.4
11	293.7	4.5	15.05	3052.91
12	182.08	1.5	14.15	2837.36



13	75.85	0.4	13.46	2633.81
14	412.95	50	0.521	3228.24
15	361.24	34	1.99	3134.01
16	389.66	10	0.92	3242.4
17	293.71	4.5	0.97	3052.91
18	182.08	1.5	0.896	2837.36
19	75.85	0.4	0.69	2633.81
20	45.8	0.1	13.46	2465.67
21	540	200	14.78	3366.44
22	506.12	120	14.78	3366.44
23	32.87	0.05	14.78	2150.48
24	45.8	0.1	16.022	191.81
25	290	5	129.88	426.96
26	291.88	44	202.4	429.78

Tabla 5.2. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 1.

En la tabla anterior, se puede observar como varían los parámetros mostrados en cada punto de la central, todo simulado para la primera configuración híbrida de la central.

Tras el primer cálculo de la planta para las condiciones de diseño, se realiza una evaluación de esta para las condiciones fuera de diseño, trabajando al 80% y al 50% de la potencia de diseño. En la siguiente tabla se puede observar como varían algunas de las principales variables de la instalación.

		m_sales (Kg/s)	m_vapor (Kg/s)	m_biomasa (Kg/s)	T <sub>vv</sub> (°C)	P <sub>vv</sub> (bar)
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	PLENA CARGA	129,886	14,784	5,37	552,18	126
	OFF DESIGN (80%)	114,499	11,45	3,335	557,592	111,28
	OFF DESIGN (50%)	78,557	7,856	1,87	563,893	76,662

Tabla 5.3. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta.

		P. sal. Gen. Vapor (bar)	P. Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (°C)
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	PLENA CARGA	200	32	552,18
	OFF DESIGN (80%)	157,448	27,912	554,355
	OFF DESIGN (50%)	133,115	18,728	559,071

Tabla 5.3. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta.

		Energy Flow	
		Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	PLENA CARGA	41,666	0,3386
	OFF DESIGN (80%)	34,386	0,2827
	OFF DESIGN (50%)	22,407	0,1858

Tabla 5.3. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta.

En las anteriores tablas se pueden ver algunas de las principales variables en sus evaluaciones para cuando trabaja en el punto de diseño y para el 80 y el 50% de potencia de diseño. En primer lugar, se puede ver como a medida que la potencia requerida es menor, los caudales de cada uno de los sistemas, tanto sales como de biomasa/vapor disminuyen, aunque no lo hacen de manera proporcional, viéndose como a máxima potencia, la cantidad proporcional es menor que para los otros casos. Por otro lado, al disminuir la potencia requerida, la presión del vapor vivo disminuye en gran medida, llevando consigo un leve aumento de la temperatura del vapor vivo, la cual aumenta muy poco para los casos a medida que disminuye la potencia. De la misma forma ocurre con la presión y la temperatura a la salida del recalentamiento intermedio, la presión decae a medida que disminuye la potencia y la temperatura sube, pero en poca medida.

Por último, el energy flow a salida de la última turbina, como es lógico, disminuye a medida que lo hace la potencia que nosotros requerimos, como consecuencia de la variación de los parámetros anteriores, de igual forma se puede ver en el rendimiento global de la planta, donde se ve que el rendimiento máximo lo alcanza trabajando en el punto de diseño, cuanto más se aleja de ese punto, más decae el rendimiento.

### 5.1.1 Configuración 1 sin almacenamiento de energía.

A continuación, se muestra la planta con la configuración 1, pero sin almacenamiento.

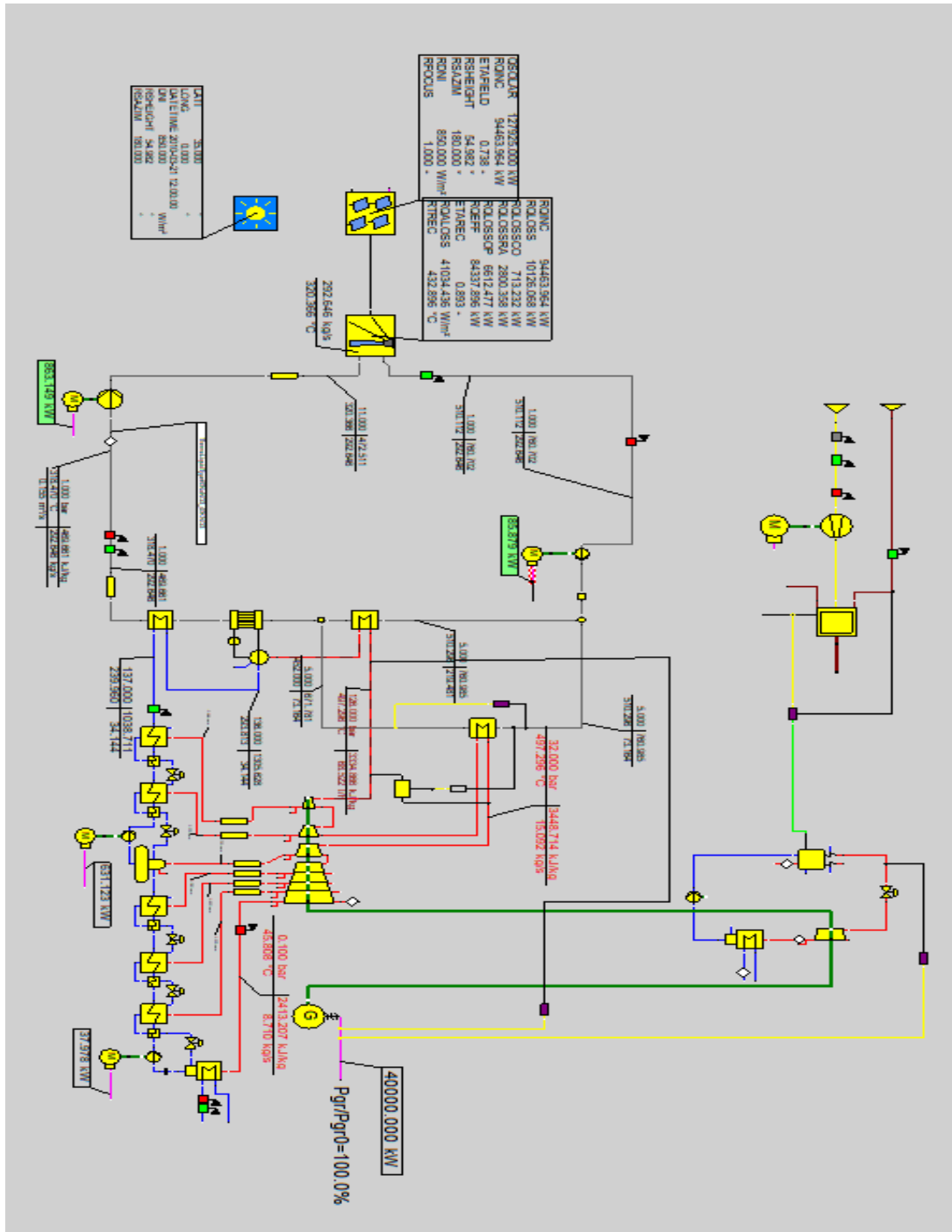


Figura 5.6. Planta hibrida solar- biomasa, configuración 1 sin almacenamiento.

La situación de la planta es la misma que en la situación anterior, a diferencia de que en esta se ha suprimido el almacenamiento de energía, a continuación, en la siguiente tabla se muestran las principales variables junto con la del caso de almacenamiento pudiendo ver las principales diferencias.

			m_sales	m_vapor	m_biomasa	Tvv (°C)	Pvv (bar)
			(Kg/s)	(Kg/s)	(Kg/s)		
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	129,886	14,784	5,37	552,18	126
		OFF DESIGN (80%)	114,499	11,45	3,335	557,592	111,28
		OFF DESIGN (50%)	78,557	7,856	1,87	563,893	76,662
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	202,422	19,034	6,193	497,29	126
		OFF DESIGN (80%)	202,422	16,459	6,215	561,21	69,072
		OFF DESIGN (50%)	202,422	10,555	4,036	562,263	44,807

Tabla 5.4. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta con / sin almacenamiento.

			Presión salida Gen. Vapor	Presión Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (bar)
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	200	32	552,18
		OFF DESIGN (80%)	157,448	27,912	554,355
		OFF DESIGN (50%)	133,115	18,728	559,071
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	200	32	497,29
		OFF DESIGN (80%)	210	15,503	559,064
		OFF DESIGN (50%)	210	7,974	565,074

Tabla 5.4. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta con / sin almacenamiento.

			Energy Flow Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 1</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3386
		OFF DESIGN (80%)	34,386	0,2827
		OFF DESIGN (50%)	22,419	0,1858
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3607
		OFF DESIGN (80%)	35,612	0,3405
		OFF DESIGN (50%)	22,196	0,3151

Tabla 5.4. Análisis de variables para la configuración 1 de la planta con / sin almacenamiento.

A diferencia de la situación en la que teníamos almacenamiento, en este caso el caudal que circula por el campo solar es constante y bastante superior dado que no hay almacenamiento, sin embargo, el caudal de biomasa y vapor aumentan para el caso de punto de diseño y estos a su vez si disminuyen a medida que baja la potencia requerida. Con respecto a la temperatura y presión del vapor vivo, la temperatura disminuye solo para el caso del punto de diseño, manteniendo casi igual para los otros casos, mientras que la presión del vapor vivo disminuye en mayor medida que para el caso con almacenamiento. Lo mismo pasa para el recalentamiento

intermedio, mientras que, para la presión del generador de vapor, no se muestra que baje como en el caso sin almacenamiento, para este caso, incluso sube 10 bares la presión respecto al punto de diseño.

Por último, el energy flow a salida de la última turbina disminuye en gran medida cuando se aleja del punto de diseño y el rendimiento global disminuyen pero en muy poca proporción, al igual que ocurre en el caso con almacenamiento.

## 5.2. Configuración 2.

Esta configuración de planta, a diferencia de la configuración anterior se ha cambiado solo parte de la biomasa, manteniendo en su totalidad la parte solar. En esta configuración, no se ha acoplado la parte de biomasa mediante una turbina de vapor que se acoplaba al eje de potencia, el acople se ha realizado en turbinas intermedias mediante el generador de vapor, este supervisado por un controlador, el cuál manda la orden de producir mayor o menor cantidad de vapor en función de las necesidades de potencia requeridas en cada momento.

A diferencia del modelo anterior de la configuración 1, en este se han debido de realizar dos hipótesis más con respecto al generador de vapor de la parte de biomasa, en el cual se han establecido los siguientes parámetros iniciales:

- $T^a$  vapor vivo = 540°C.
- Presión salida turbina 3 = 30 bar.
- Presión salida generador de vapor = 10 bar.
- Temperatura salida generador de vapor = 540°C.

A continuación, en la siguiente figura se puede observar la distribución de la planta utilizada en esta configuración.

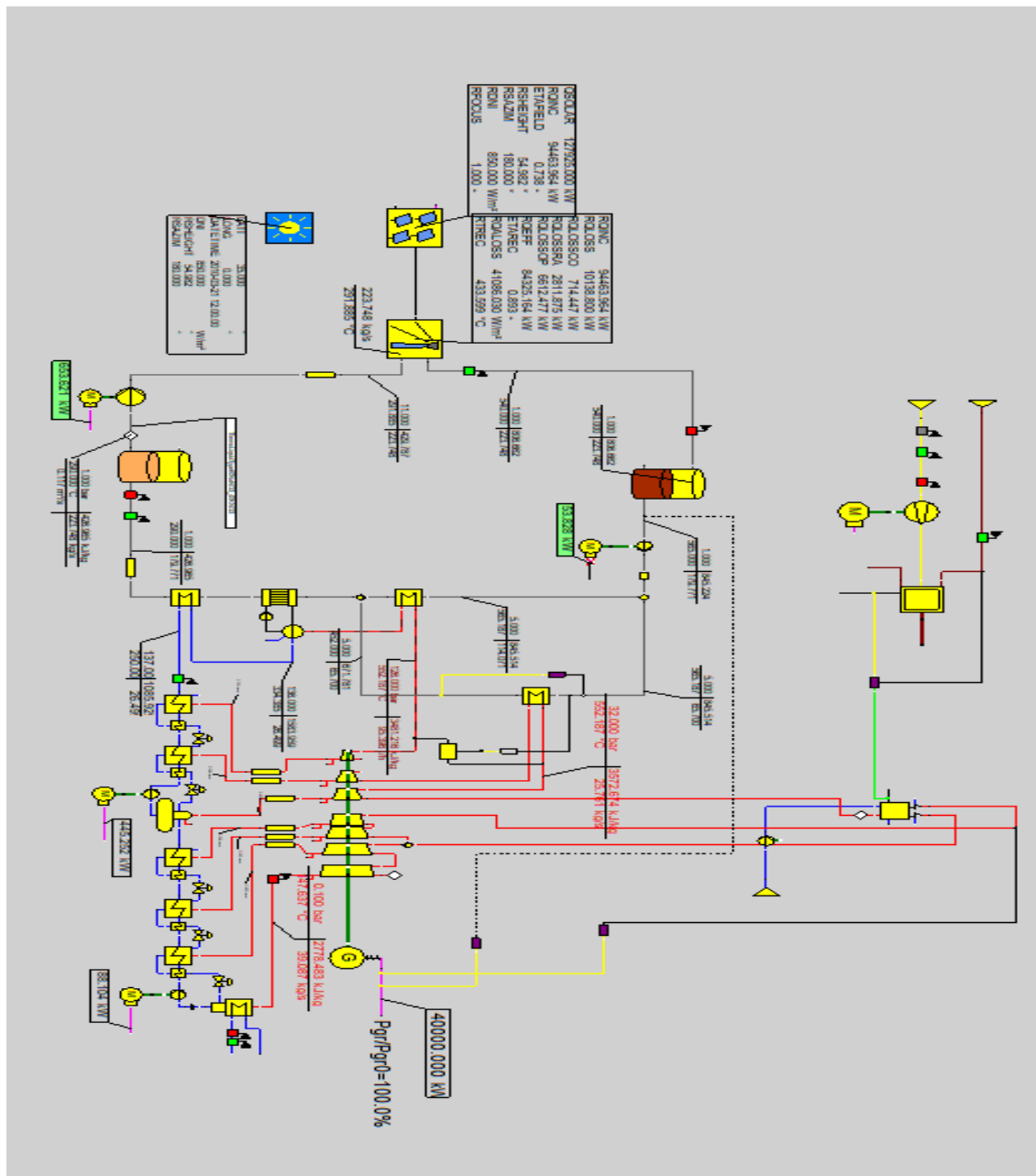


Figura 5.7. Planta híbrida solar- biomasa, configuración 2.

En esta figura se puede observar lo comentado anteriormente, como el generador de vapor acoplado en turbinas intermedias produce en función de las necesidades, a su vez, el generador de vapor controla la cantidad de biomasa a utilizar para producir la cantidad de vapor requerida en cada momento.

En primer lugar, se muestran detalles de la instalación para dicha planta con los principales parámetros que se encuentran en los distintos puntos para la configuración 2.

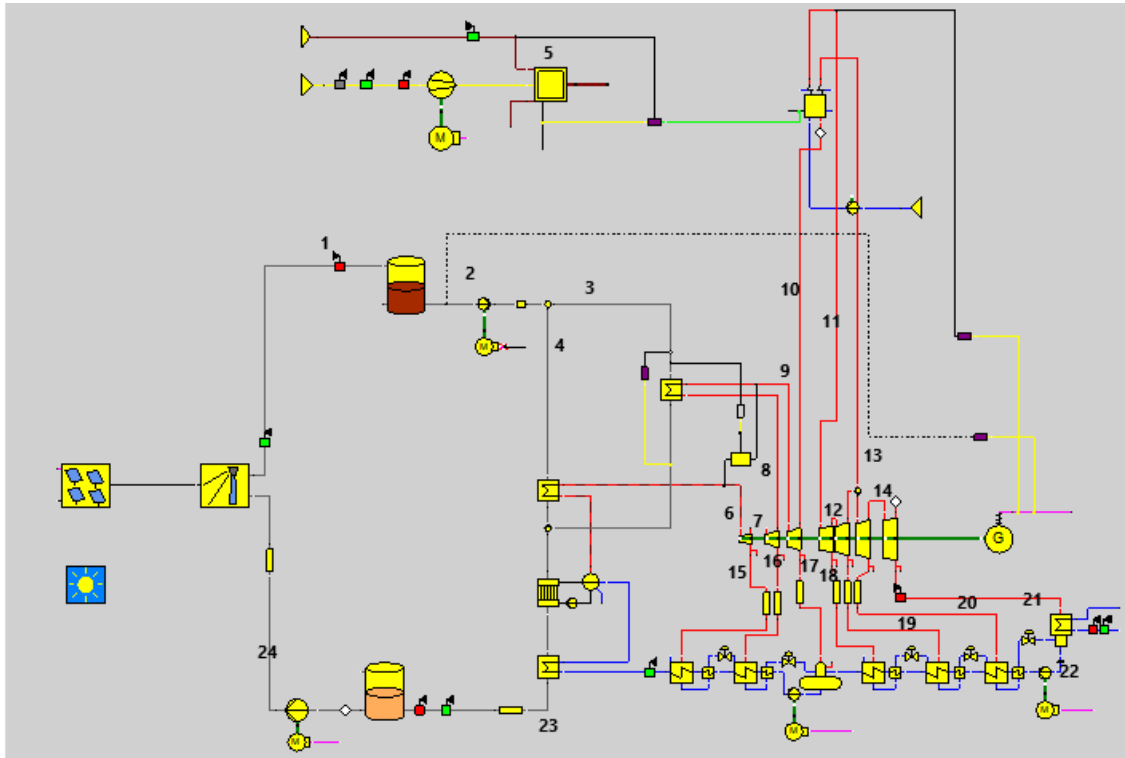


Figura 5.8. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle configuración 2.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	179.77	845.22
3	565	5	65.7	845.51
4	565.18	5	114.07	845.51
5	20	1	7.72	14.39
6	552.18	126	95.39	3481.21
7	412.95	50	25.789	3228.24
8	361.24	34	25.76	3134.01
9	552.18	32	25.76	3572.67
10	542.23	30	22.33	3552.07
11	540	10	19.958	3566.15
12	427.59	4.5	18.74	3330.99
13	540	15	22.33	3561.4

14	273.28	0.4	39.087	3022.65
15	412.95	50	0.71	3228.24
16	361.24	34	0.028	3134.02
17	542.23	30	3.427	3552.07
18	427.59	4.5	1.219	3330.99
19	294.23	1.5	1.153	3061.67
20	273.28	0.4	0.833	3022.65
21	147.637	0.1	39.087	2778.48
22	45.81	0.1	22.33	191.812
23	290	5	179.77	426.96
24	291.88	44	202.4	429.78

Tabla 5.5. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 2.

En la tabla anterior, se puede observar como varían los parámetros mostrados en cada punto de la central, todo simulado para la segunda configuración híbrida de la central, se puede ver como en la mayoría de puntos los datos no varían con respecto a la situación inicial.

Ahora ya, al igual que en el caso anterior, se comprueba como varían las siguientes variables, no solo para la situación de diseño, si no para las situaciones fuera de diseño, para cuando se trabaja al 80 % y al 50%.

		m_sales (Kg/s)	m_vapor (Kg/s)	m_biomasa (Kg/s)	T <sub>vv</sub> (°C)	P <sub>vv</sub> (bar)
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	PLENA CARGA	179,771	19,958	7,725	552,18	126
	OFF DESIGN (80%)	148,64	17,55	5,676	559,32	107,696
	OFF DESIGN (50%)	122,259	8,27	1,965	557,128	103,039

Tabla 5.6. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta.



		P. sal. Gen. Vapor (bar)	P. Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (°C)
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	PLENA CARGA	10	32	552,18
	OFF DESIGN (80%)	8,78	31,49	553,17
	OFF DESIGN (50%)	4,199	31,15	554,81

Tabla 5.6. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta.

		Energy Flow	
		Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	PLENA CARGA	41,666	0,3209
	OFF DESIGN (80%)	34,387	0,2574
	OFF DESIGN (50%)	22,193	0,1823

Tabla 5.6. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta.

En las tablas anteriores se puede observar como para esta configuración se ve como las variables cambian de la misma forma que lo hace para la configuración 1, aunque para este caso se puede ver como las variables cambian de la misma forma, pero lo hacen en muy menor medida con respecto al punto de diseño.

### 5.2.1. Configuración 2 sin almacenamiento de energía.

A continuación, se muestra la planta con la configuración 2, pero sin almacenamiento.

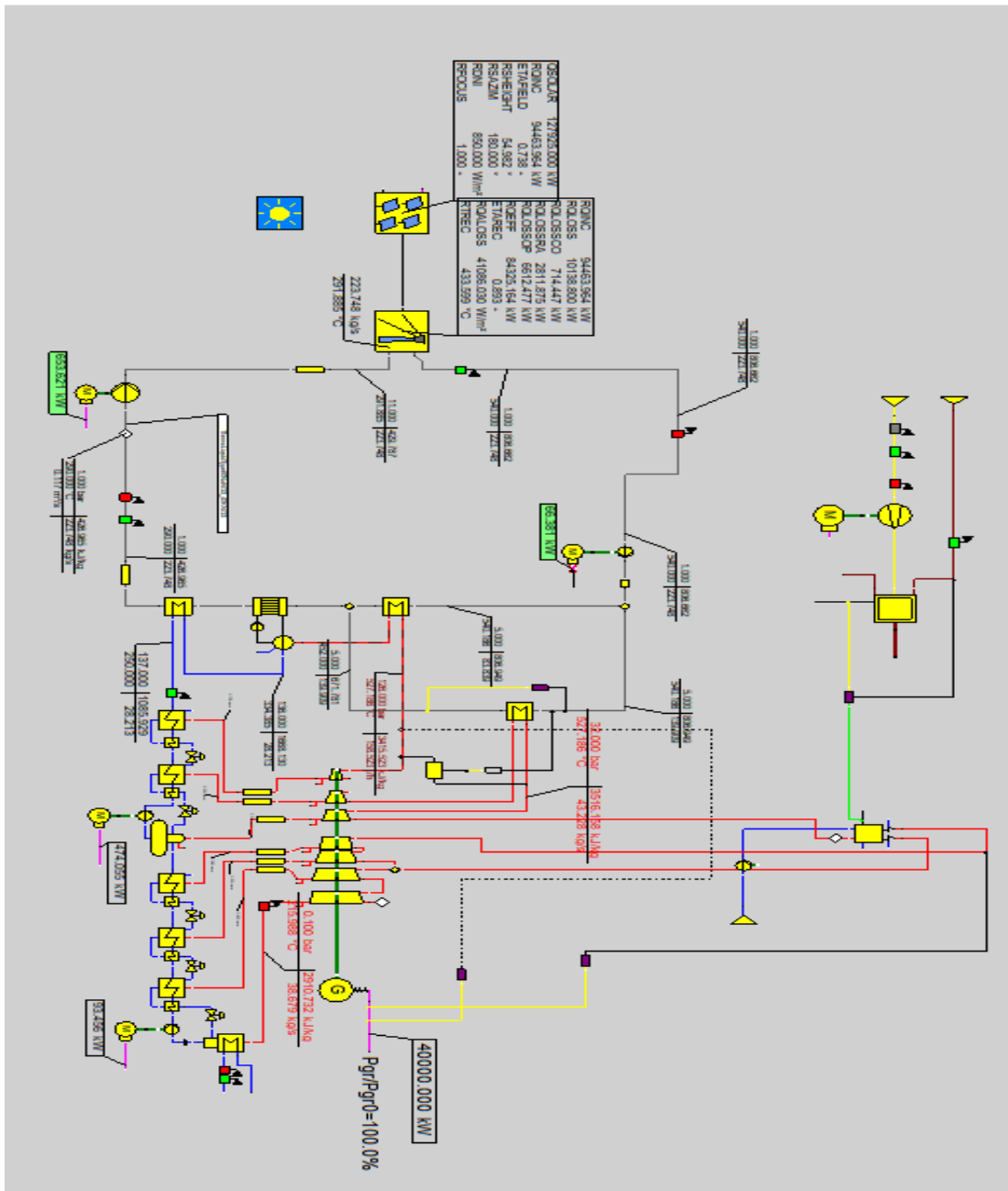


Figura 5.9. Planta híbrida solar- biomasa, configuración 2 sin almacenamiento.

La situación de la planta es la misma que en la situación anterior, a diferencia de que en esta se ha suprimido el almacenamiento de energía, a continuación, en la siguiente tabla se muestran las principales variables junto con la del caso de almacenamiento pudiendo ver las principales diferencias.

			m_sales	m_vapor	m_biomasa	Tvv (°C)	Pvv (bar)
			(Kg/s)	(Kg/s)	(Kg/s)		
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	179,771	19,958	7,725	552,18	126
		OFF DESIGN (80%)	148,64	17,55	5,676	559,32	107,696
		OFF DESIGN (50%)	122,259	8,27	1,965	557,128	103,039
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	223,747	2,202	1,142	527,186	126
		OFF DESIGN (80%)	223,747	8,218	2,133	500,196	146,915
		OFF DESIGN (50%)	223,747	6,149	1,511	532,462	115,595

Tabla 5.7. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta con / sin almacenamiento.

			Presión salida Gen. Vapor	Presión Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (bar)
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	10	32	552,18
		OFF DESIGN (80%)	8,78	31,49	553,17
		OFF DESIGN (50%)	4,199	31,15	554,81
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	10	32	527,186
		OFF DESIGN (80%)	4,292	32,951	526,864
		OFF DESIGN (50%)	3,166	31,662	532,462

Tabla 5.7. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta con / sin almacenamiento.

			Energy Flow Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 2</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3209
		OFF DESIGN (80%)	34,387	0,2574
		OFF DESIGN (50%)	22,193	0,1823
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3826
		OFF DESIGN (80%)	34,386	0,2567
		OFF DESIGN (50%)	22,419	0,1372

Tabla 5.7. Análisis de variables para la configuración 2 de la planta con / sin almacenamiento.

En esta configuración, se pueden ver ciertos cambios con respecto a lo anterior, en este los caudales de vapor y biomasa aumentan con respecto al punto de diseño, viendo como para cuando trabaja al 80% aumentan en gran medida, cosa que cambia para la presión y temperatura de vapor vivo, en la que para este punto de trabajo la temperatura disminuye con respecto a las otras y la presión aumenta. Con respecto al resto de parámetros siguen un curso normal con lo comentado en el apartado de la configuración 1 sin almacenamiento.

### 5.3. Configuración 3.

Esta configuración de planta es muy semejante a la configuración 2, se diferencia en que, en esta distribución, el generador de vapor correspondiente a la parte de biomasa está conectado a la salida de la primera turbina. Con lo que para este caso cambian los parámetros impuestos de inicio con respecto al apartado anterior, ya que, en este caso, la presión de vapor que se le impone al generador de vapor es la de la salida de la turbina 1, que son 50 bar.

A continuación, en la siguiente figura se puede observar con más detalle.

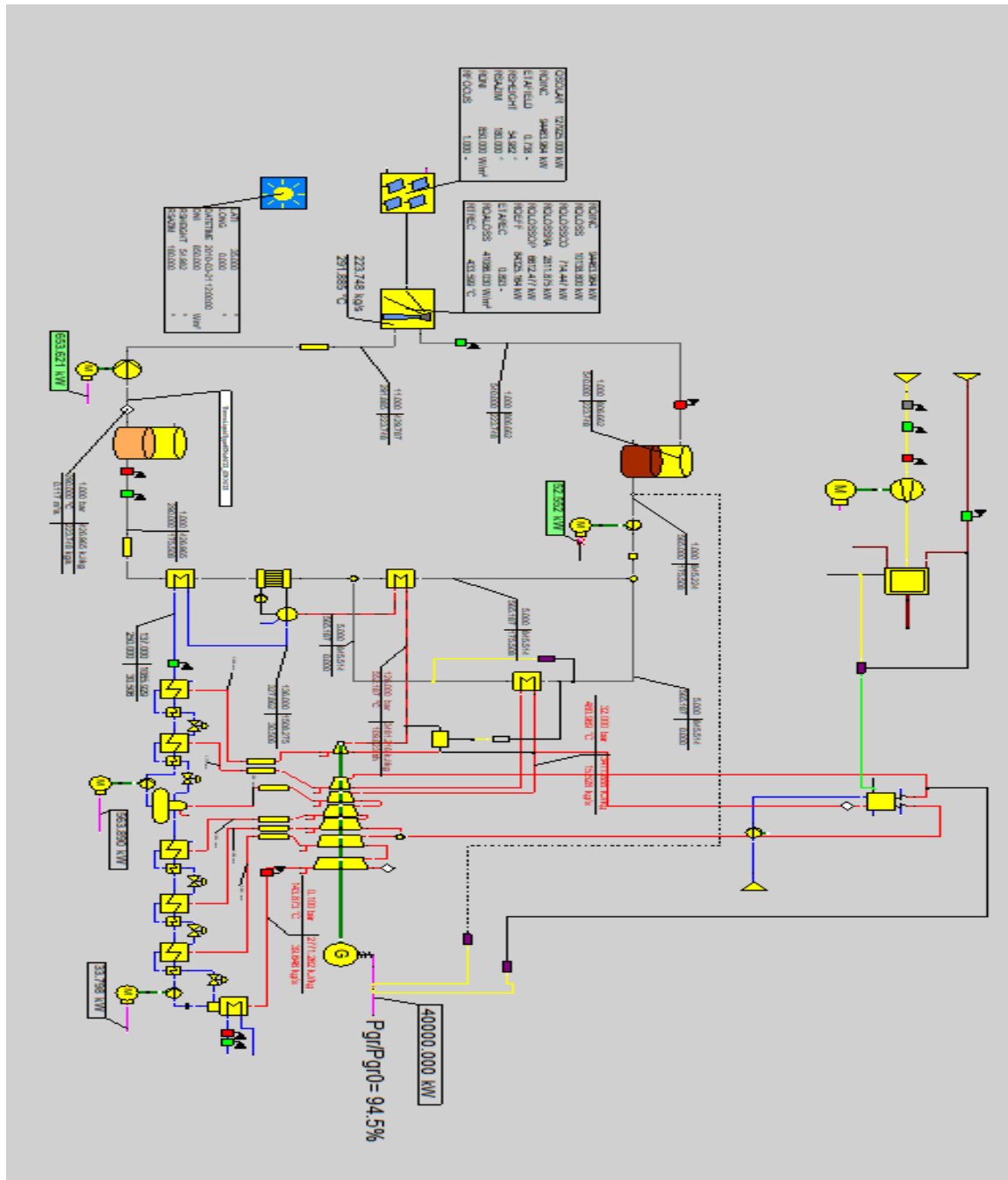


Figura 5.10. Planta híbrida solar- biomasa, configuración 3.

Se puede observar cómo controla los parámetros de salida de la primera turbina para producir lo necesario y aportarlo para la potencia que se requiera en cada momento.

En primer lugar, se muestran detalles de la instalación para dicha planta con los principales parámetros que se encuentran en los distintos puntos para la configuración 3.

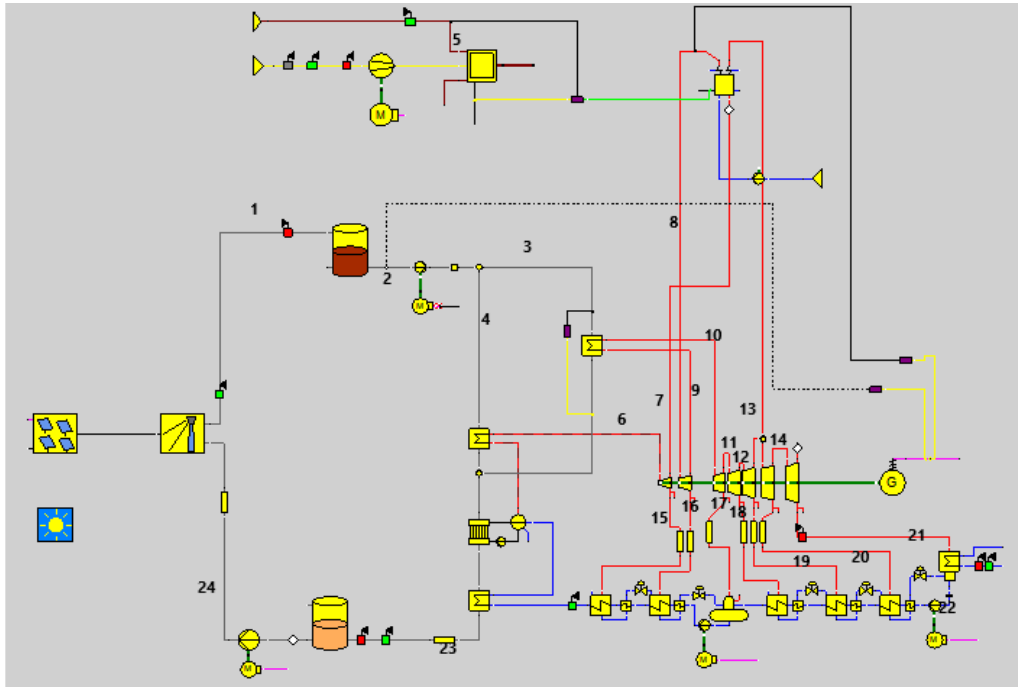


Figura 5.11. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle configuración 3.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	175.5	845.22
3	565	5	0	845.51
4	565.18	5	175.5	845.51
5	20	1	8.047	14.39
6	552.18	126	109.5	3481.21
7	412.95	50	29.6	3228.24
8	540	50	18.35	3527.53
9	482.03	34	15.59	3411.88
10	480.96	32	15.59	3411.88
11	328.9	10	14.037	3113.38
12	240.2	4.5	12.437	2942.59

13	540	35	29.6	3542.2
14	267.95	0.4	39.64	3012.06
15	412.95	50	0.815	3228.24
16	482.03	34	2.765	3411.88
17	328.92	10	1.555	3113.38
18	240.2	4.5	1.6	2942.59
19	138.11	1.5	1.46	2748.7
20	267.95	0.4	0.938	3012.06
21	143.38	0.1	39.64	2770.33
22	45.81	0.1	25.28	191.812
23	290	5	175.5	426.96
24	291.88	44	202.4	429.78

Tabla 5.8. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 3.

En la tabla anterior, se puede observar como varían los parámetros mostrados en cada punto de la central, todo simulado para la tercera configuración híbrida de la central, se puede ver como en la mayoría de los puntos los datos no varían con respecto a la situación anterior.

Ahora ya, al igual que en el caso anterior, se comprueba como varían las siguientes variables, no solo para la situación de diseño, si no para las situaciones fuera de diseño, para cuando se trabaja al 80 % y al 50%.

		m_sales (Kg/s)	m_vapor (Kg/s)	m_biomasa (Kg/s)	Tvv (°C)	Pvv (bar)
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	PLENA CARGA	175,508	18,301	8,029	552,18	126
	OFF DESIGN (80%)	141,267	15,197	4,971	553,829	115,926
	OFF DESIGN (50%)	145,199	7,26	2,064	559,206	105,599

Tabla 5.9. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta.

		P. sal. Gen. Vapor (bar)	P. Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (°C)
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	PLENA CARGA	50	32	480,96
	OFF DESIGN (80%)	37,901	24,432	481,92
	OFF DESIGN (50%)	17,604	11,184	478,216

Tabla 5.9. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta.

		Energy Flow	
		Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	PLENA CARGA	41,666	0,3080
	OFF DESIGN (80%)	34,628	0,2592
	OFF DESIGN (50%)	22,551	0,1831

Tabla 5.9. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta.

En las tablas anteriores, se puede ver lo mismo que en la configuración 2, los parámetros actúan de manera semejante, variando con respecto al punto de diseño en muy menor medida comparado con la configuración 1.

### 5.3.1. Configuración 3 sin almacenamiento de energía.

A continuación, se muestra la planta con la configuración 3, pero sin almacenamiento.

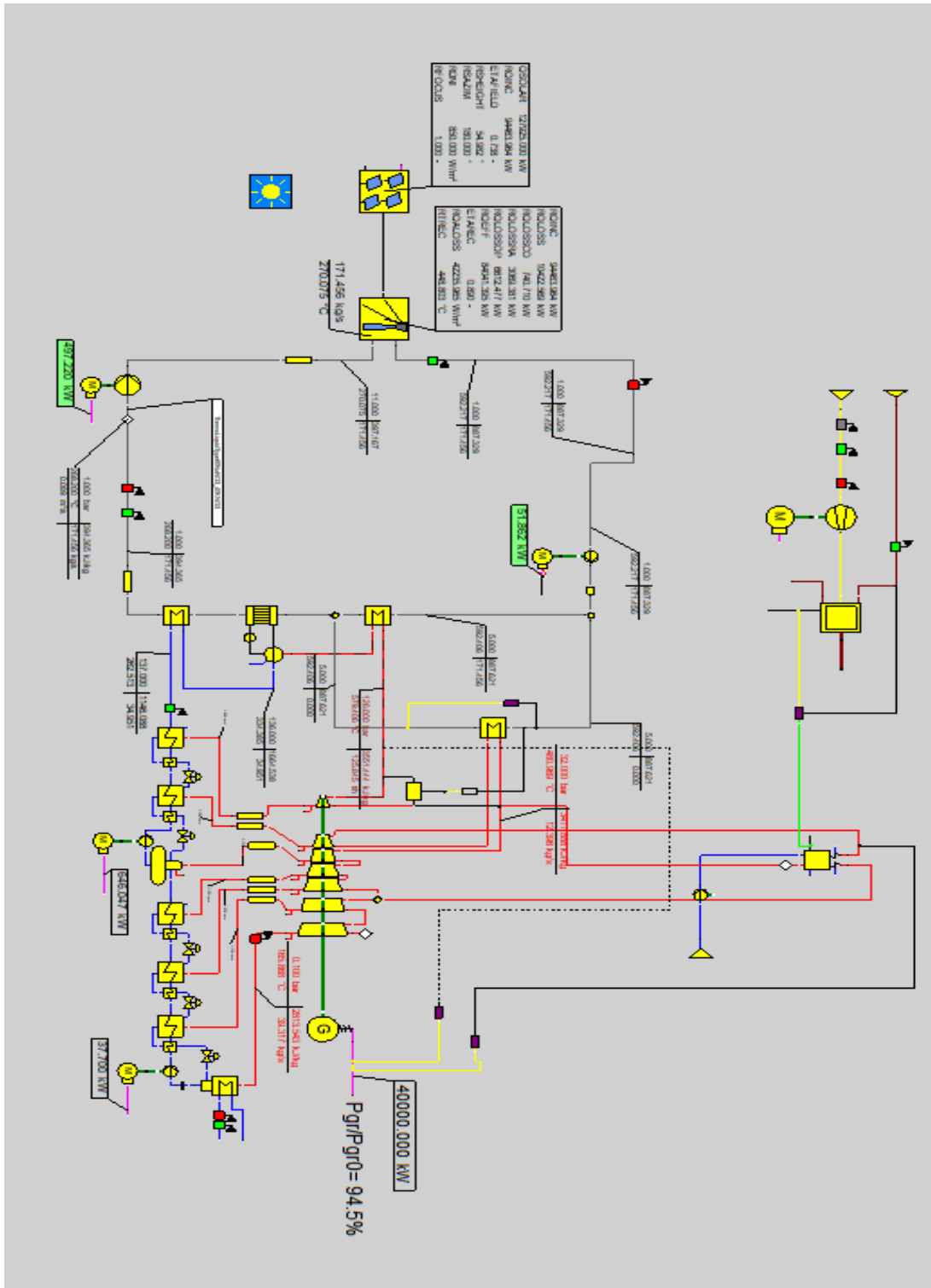


Figura 5.12. Planta híbrida solar-biomasa, configuración 3 sin almacenamiento.



La situación de la planta es la misma que en la situación anterior, a diferencia de que en esta se ha suprimido el almacenamiento de energía, a continuación, en la siguiente tabla se muestran las principales variables junto con la del caso de almacenamiento pudiendo ver las principales diferencias.

			m_sales	m_vapor	m_biomasa	Tvv (°C)	Pvv (bar)
			(Kg/s)	(Kg/s)	(Kg/s)		
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	175,508	18,301	8,029	552,18	126
		OFF DESIGN (80%)	141,267	15,197	4,971	553,829	115,926
		OFF DESIGN (50%)	145,199	7,26	2,064	559,206	105,599
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	171,456	15,482	6,897	579,406	126
		OFF DESIGN (80%)	223,747	14,862	5,263	477,213	107,068
		OFF DESIGN (50%)	223,747	11,348	3,109	480,898	80,167

Tabla 5.10. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta con / sin almacenamiento.

			Presión salida Gen. Vapor	Presión Sal. Recal. Intermedio (bar)	Temp. Sal. Recal. Intermedio (bar)
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	50	32	480,96
		OFF DESIGN (80%)	37,901	24,432	481,92
		OFF DESIGN (50%)	17,604	11,184	478,216
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	50	32	480,969
		OFF DESIGN (80%)	43,6362	27,12	477,198
		OFF DESIGN (50%)	37,029	22,953	475,828

Tabla 5.10. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta con / sin almacenamiento.

			Energy Flow Salida turbina (MW)	Rendimiento global
<b>Planta híbrida configuración 3</b>	Con Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3080
		OFF DESIGN (80%)	34,628	0,2592
		OFF DESIGN (50%)	22,551	0,1831
	Sin Almacenamiento	PLENA CARGA	41,666	0,3734
		OFF DESIGN (80%)	34,598	0,2575
		OFF DESIGN (50%)	22,551	0,1722

Tabla 5.10. Análisis de variables para la configuración 3 de la planta con / sin almacenamiento.

Con esta configuración, la situación de la planta es la misma que en la situación 1, los parámetros actúan de manera semejante, variando con respecto al punto de diseño en muy menor medida.

#### 5.4. Análisis gráfico de principales parámetros de la planta.

En este apartado se muestran gráficas en el que se puede observar la variación de las principales variables evaluadas en la planta, ya comentadas en apartados anteriores. A diferencia de esos puntos, se podrá visualizar con más detalle, ya que se han evaluado para varios puntos de carga más que en el apartado anterior.

En primer lugar, se muestra la evaluación del caudal de salida del tanque de almacenamiento caliente para producir una determinada potencia.

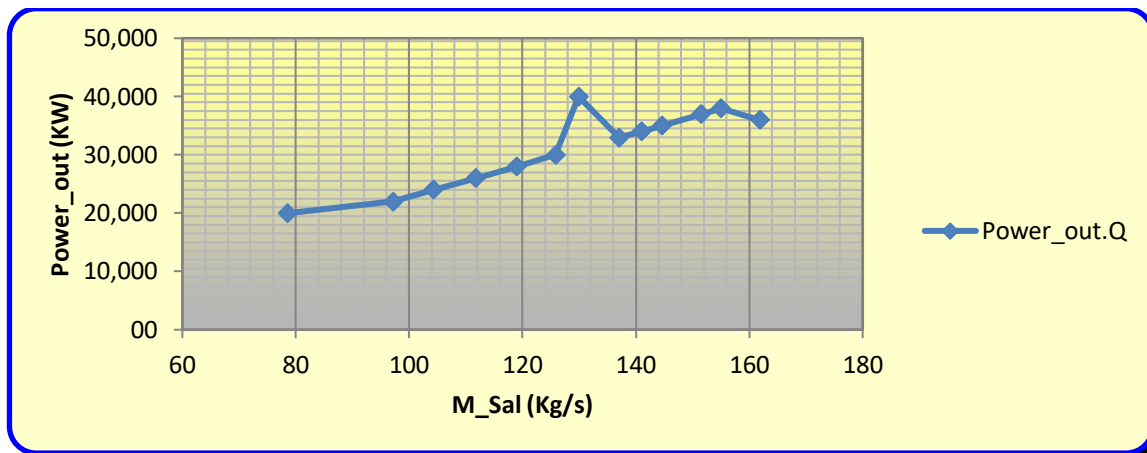


Figura 5.13. Representación gráfica del M\_sal vs Power\_out.

Epsilon Value	Unit	OD_50%	OD_55%	OD_60%	OD_65%	OD_70%	OD_75%
M_Sal	kg/s	78,5569118	97,1387655	104,362424	111,778922	118,962777	125,855362
Power_out	kW	19986,2407	22000	24000	26000	28000	30000,0002

Tabla 5.11. Evaluación del M\_sal frente a la potencia producida para distintos puntos.

Epsilon Value	Unit	Design	OD_82.5%	OD_85%	OD_87.5%	OD_92.5%	OD_95%	OD_90%
M_Sal	kg/s	129,885592	137,04307	141,018363	144,563985	151,561804	155,062131	161,85485
Power_out	kW	40000,0003	33000,0027	34000,0016	35000,0009	37000,0024	38000,0004	36000,0011

Tabla 5.11. Evaluación del M\_sal frente a la potencia producida para distintos puntos.

En las anteriores tablas y gráfica, se puede observar cómo en función de la potencia requerida en el generador, el caudal de sales va variando, haciendo que la planta entre en diversos estados de funcionamiento. En primer lugar, cabe destacar como el punto de diseño para el cual fue realizada la central, 40 MW, el estado en el que funciona la central es el más óptimo, necesitando para producir esta potencia un caudal menor que para otras situaciones, incluido situaciones en las que la potencia que se requiere es menor que la del punto de diseño. Por otro lado, se puede ver como hasta que la planta no llega al punto de funcionamiento para el que produce 30 MW, no necesita un caudal menor al caudal para el punto de diseño. El punto para el cual se necesitaría mayor caudal a la salida del tanque de almacenamiento caliente es para cuando se trabaja al 90% de la potencia en el punto de diseño.

A continuación, siguiendo con el análisis gráfico, se muestra la evaluación de la presión del vapor vivo con

respecto a la potencia requerida.

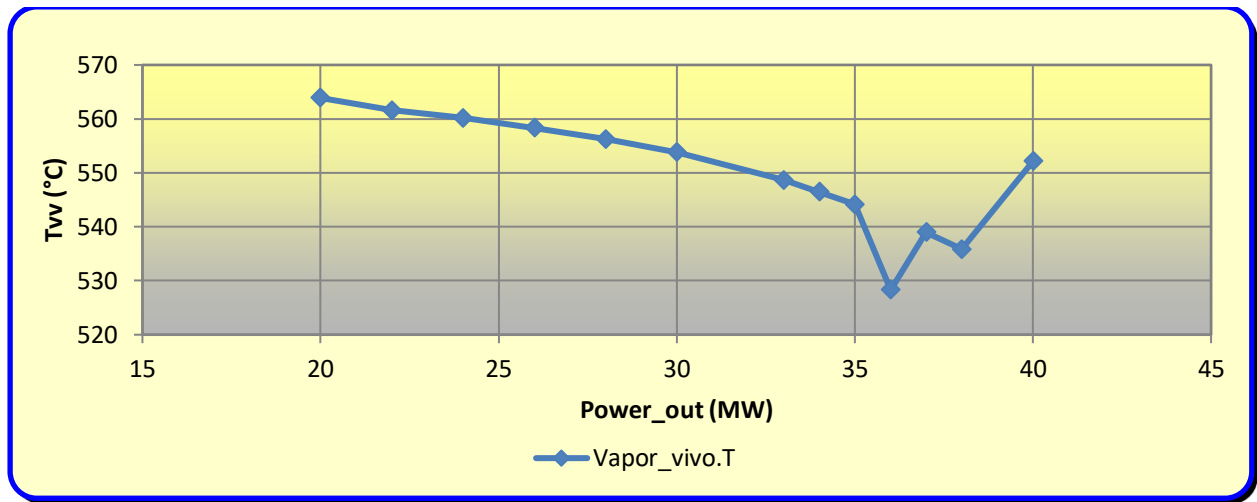


Figura 5.14. Representación gráfica de la Tvv vs Power\_out.

Ebsilon Value	Unit	OD_50%	OD_55%	OD_60%	OD_65%	OD_70%	OD_75%
Power_out	MW	19,9862407	22	24	26	28	30,0000002
T_Vapor_vivo	°C	563,893492	561,566012	560,150244	558,348708	556,228165	553,802943

Tabla 5.12. Evaluación de la Tvv frente a la potencia producida para distintos puntos.

Ebsilon Value	Unit	OD_82.5%	OD_85%	OD_87.5%	OD_90%	OD_92.5%	OD_95%	Design
Power_out	MW	33,0000027	34,0000016	35,0000009	36,0000011	37,0000024	38,0000004	40,0000003
T_Vapor_vivo	°C	548,670493	546,437199	544,160808	528,28776	538,997131	535,846644	552,187282

Tabla 5.12. Evaluación de la Tvv frente a la potencia producida para distintos puntos.

En las anteriores tablas y gráfica, se puede observar cómo en función de la potencia requerida en el generador, la temperatura del vapor vivo a la entrada de la turbina va disminuyendo a la vez que aumenta la potencia que requiere el generador según el punto de trabajo fuera de diseño en el que nos encontremos, excepto en el punto de trabajo entre el off desing 90% y 92,5%, en el cual se produce una bajada mayor que para los otros rangos y justamente después dar un salto hacia arriba en su valor, para después, seguir bajando a medida que aumentamos el nivel de carga.

A continuación, siguiendo con el análisis gráfico, se muestra la evaluación de la presión de salida del recalentador intermedio con respecto a la potencia requerida.

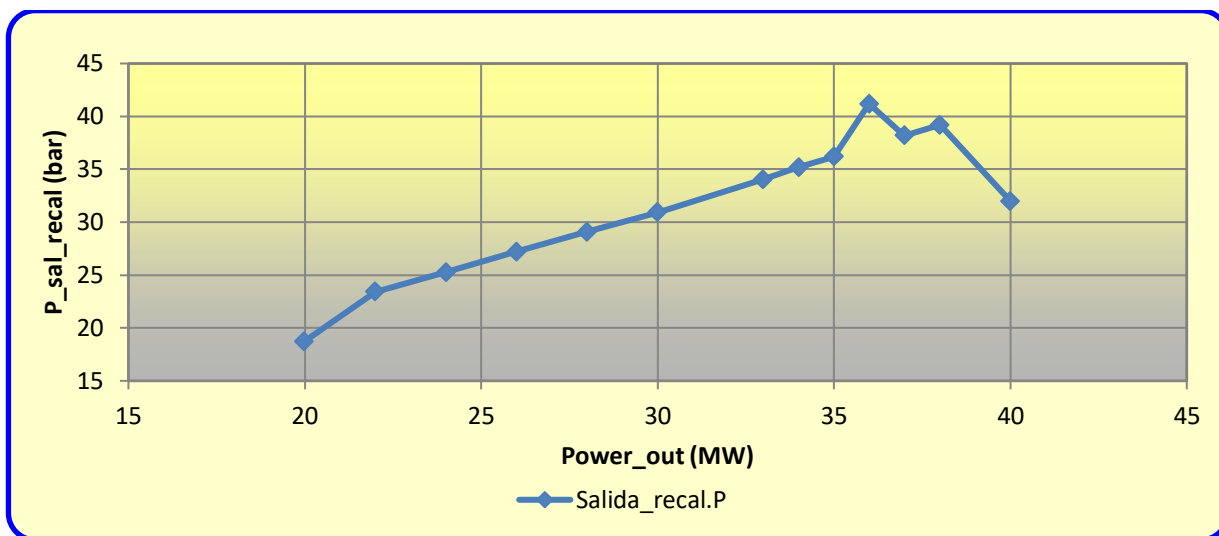


Figura 5.15. Representación gráfica de la P\_sal\_recal vs Power\_out.

Epsilon Value	Unit	OD_50%	OD_55%	OD_60%	OD_65%	OD_70%	OD_75%
Power_out	MW	19,9862407	22	24	26	28	30,0000002
P_Salida_recal	bar	18,7280624	23,4207951	25,2662586	27,1979277	29,0894984	30,9210196

Tabla 5.13. Evaluacion de la P\_sal\_recal frente a la potencia producida para distintos puntos.

Epsilon Value	Unit	OD_82.5%	OD_85%	OD_87.5%	OD_90%	OD_92.5%	OD_95%	Design
Power_out	MW	33,0000027	34,0000016	35,0000009	36,0000011	37,0000024	38,0000004	40,0000003
P_Salida_recal	bar	34,0441412	35,1935884	36,1954871	41,1953198	38,1874395	39,1985928	32

Tabla 5.13. Evaluacion de la P\_sal\_recal frente a la potencia producida para distintos puntos.

En las anteriores tablas y gráfica, se puede observar como la presión a la salida del recalentador intermedio se comporta de igual forma que lo hace la presión del vapor vivo, subiendo gradualmente a medida que sube la potencia que se requiere en el generador, en función del punto de funcionamiento en el que nos encontremos.

A continuación, siguiendo con el análisis gráfico, se muestra la evaluación de la temperatura de salida del recalentador intermedio con respecto a la potencia requerida.

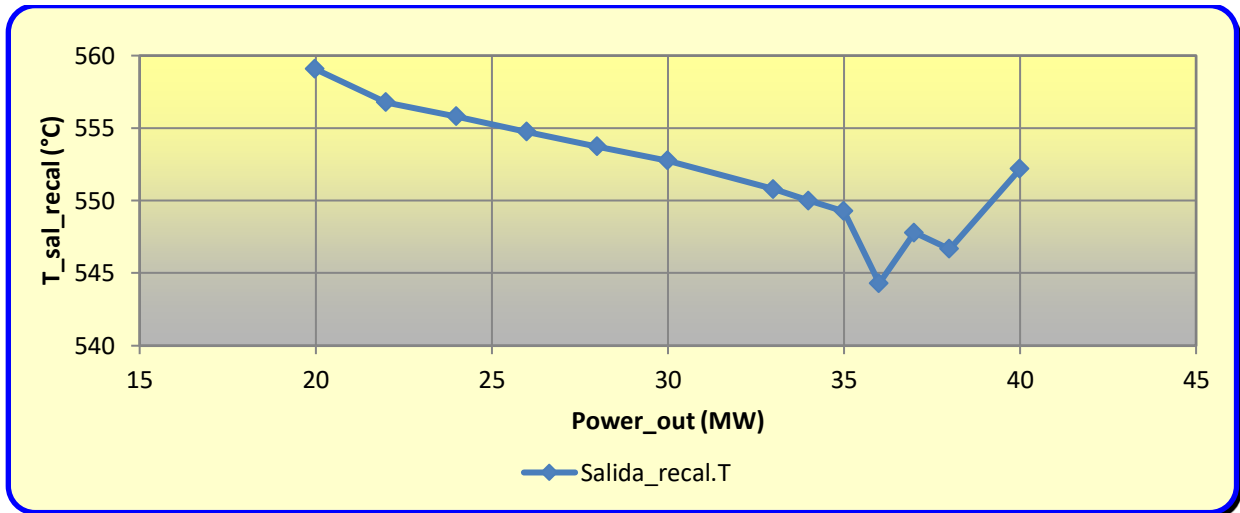


Figura 5.16. Representación grafica de la T\_sal\_recal vs Power\_out.

Ebsilon Value	Unit	OD_50%	OD_55%	OD_60%	OD_65%	OD_70%	OD_75%
Power_out	MW	19,9862407	22	24	26	28	30,0000002
T_Salida_recal	°C	559,070985	556,779501	555,801063	554,742898	553,721093	552,751013

Tabla 5.14. Evaluacion de la T\_sal\_recal frente a la potencia producida para distintos puntos.

Ebsilon Value	Unit	OD_82.5%	OD_85%	OD_87.5%	OD_90%	OD_92.5%	OD_95%	Design
Power_out	MW	33,0000027	34,0000016	35,0000009	36,0000011	37,0000024	38,0000004	40,0000003
T_Salida_recal	°C	550,789025	550,008064	549,266723	544,297546	547,78901	546,658338	552,187281

Tabla 5.14. Evaluacion de la T\_sal\_recal frente a la potencia producida para distintos puntos.

En las anteriores tablas y gráfica, se puede observar como la temperatura a la salida del recalentador intermedio se comporta de igual forma que lo hace la temperatura del vapor vivo, disminuyendo a medida que sube la potencia que se requiere en el generador, en función del punto de funcionamiento en el que nos encontremos.

A continuación, siguiendo con el análisis gráfico, se muestra la evaluación de la potencia generada en la turbina de vapor situada en la parte de la planta de biomasa con respecto al caudal requerido de biomasa y vapor para los distintos puntos.

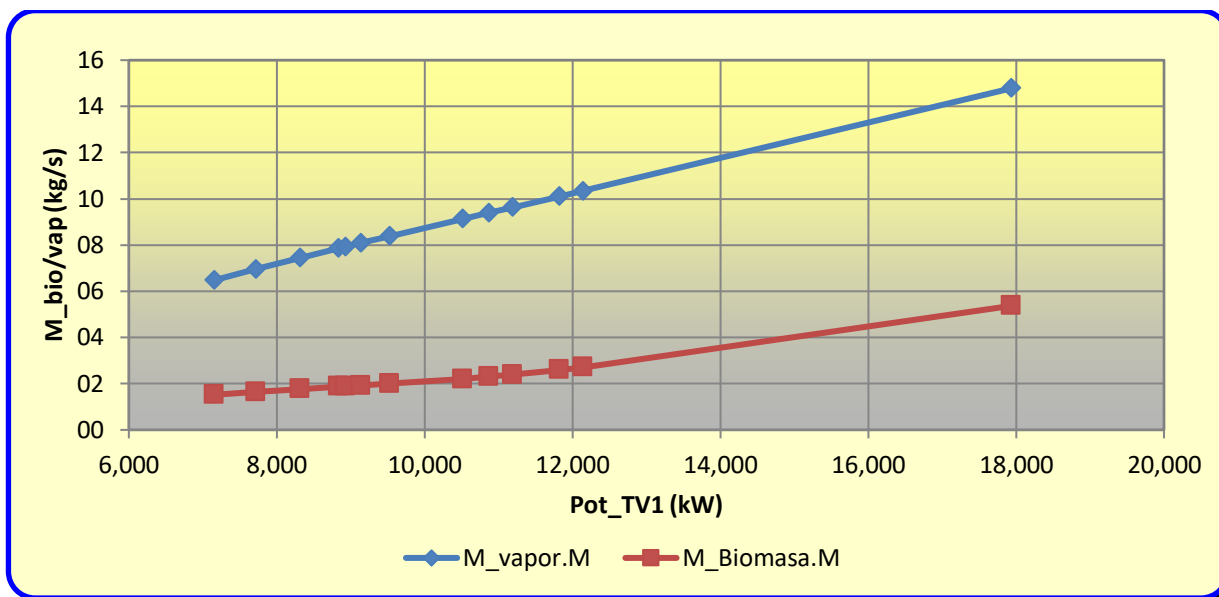


Figura 5.17. Representación gráfica de la Pot\_TV1 vs M\_bio/vap.

Epsilon Value	Unit	OD_55%	OD_60%	OD_65%	OD_50%	OD_70%	OD_75%
Pot_Steam_turbine_1	kW	7155,22229	7724,28	8315,69409	8835,89143	8933,54238	9533,15791
M_vapor	kg/s	6,4759177	6,95749495	7,45192811	7,85569118	7,93085183	8,39035748
M_Biomasa	kg/s	1,51949217	1,63925156	1,76308153	1,87033021	1,88212114	1,99712118

Tabla 5.15. Evaluacion de la Pot\_TV1 vs M\_bio/vap para distintos puntos.

Epsilon Value	Unit	OD_82.5%	OD_85%	OD_87.5%	OD_90%	OD_92.5%	OD_95%	Design
Pot_Steam_turbine_1	kW	10520,2753	10875,0661	11193,2674	9144,04184	11826,0906	12144,9963	17940,8237
M_vapor	kg/s	9,13620467	9,40122421	9,63759902	8,09274248	10,1041203	10,3374754	14,7840422
M_Biomasa	kg/s	2,20109586	2,30006413	2,39309502	1,92254807	2,59344021	2,70454513	5,36973725

Tabla 5.15. Evaluacion de la Pot\_TV1 vs M\_bio/vap para distintos puntos.

En esta tabla y gráfica, se puede observar cómo evoluciona la turbina de vapor ubicada en la parte de biomasa, la cual funciona según las pretensiones del generador y lo que pueda aportar el campo solar a la producción de potencia, para cualquier caso, a medida que aumenta la potencia que se requiere que produzca la parte de biomasa, aumenta la cantidad de vapor necesaria para producir esa potencia, lo que implica con sí, el aumento de la cantidad de biomasa que se tiene que quemar para producir ese vapor.

## 5.5. Análisis de la planta para múltiplo solar igual a 1.

En este apartado, se va a realizar una variante en el diseño de la planta, donde se aplicará una variación en el múltiplo solar de la planta, buscando las diferencias en los principales parámetros de la instalación, al igual que se hizo en el apartado de hibridación de la planta.

### 1. Múltiplo solar.

El Múltiplo Solar es potencia térmica obtenible en la planta, en su punto de diseño, y la potencia térmica necesaria, en esas condiciones, para hacer funcionar el ciclo a la potencia nominal.

En el caso de tener almacenamiento, la planta se diseña para proporcionar una potencia de diseño ( $P_c$ ), inferior a la potencia total que es absorbida por el receptor ( $P_r$ ), con lo que se define el múltiplo solar como:

$$SM = \frac{P_r}{P_c}$$

Para el caso en el que se usa almacenamiento de energía, el campo solar debe estar sobredimensionado, con el fin de obtener una energía extra que será la que se va a almacenar, el sobredimensionamiento del campo y del sistema de captación han de ser proporcionales al tamaño térmico (y volumétrico) del almacenamiento.

#### 1.1. Aplicación de $MS = 1$ para la instalación.

El diseño de la planta solar con respecto a este parámetro implica una reducción considerable del campo solar, el cual producirá lo mismo que se requiera como potencia de diseño. Por otro lado, al tener un valor de múltiplo solar igual a 1, se suprime el almacenamiento de energía.





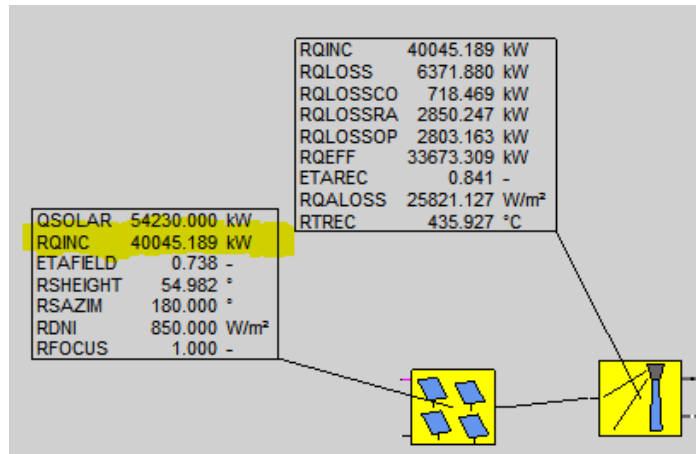


Figura 5.19. Campo solar MS = 1.

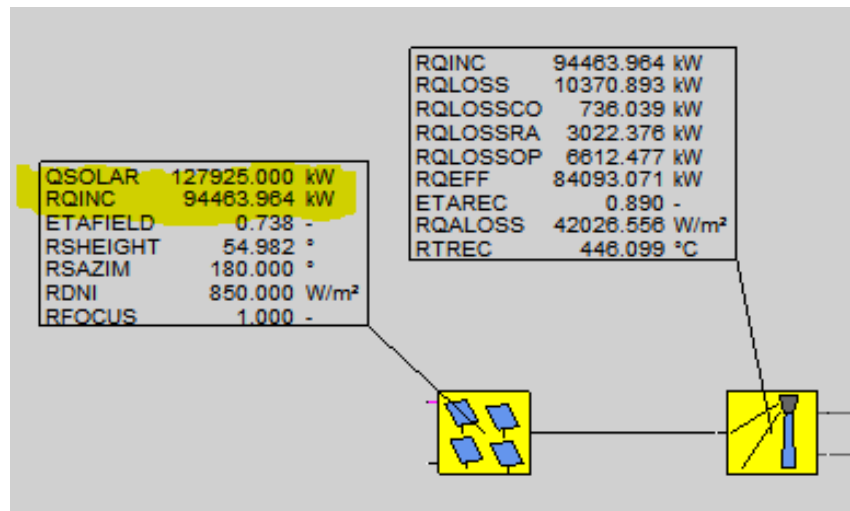


Figura 5.20. Campo solar inicial, MS = 2.36.

Se puede apreciar en las anteriores figuras como hay una gran diferencia entre ambos campos solares, se ve como en el modelo inicial el campo solar capta un RQINC que es más del doble que para el nuevo caso en el que el múltiplo solar el igual a 1.

A continuación, se adjuntarán tablas en las que se puede observar los principales parámetros de la planta para este diseño.

		<b>m_sales (Kg/s)</b>	<b>m_vapor (Kg/s)</b>	<b>m_biomasa (Kg/s)</b>	<b>T<sub>vv</sub> (°C)</b>	<b>P<sub>vv</sub> (bar)</b>
<b>Planta híbrida configuración MS = 1</b>	PLENA CARGA	81.055	22.154	8.039	552,18	126
	OFF DESIGN (80%)	81.055	16.49	4.637	552,18	126
	OFF DESIGN (50%)	81.055	7.052	1.631	552,18	126

Tabla 5.16. Análisis de variables para la configuración la de la planta.

		<b>P. sal. Gen. Vapor (bar)</b>	<b>P. Sal. Recal. Intermedio (bar)</b>	<b>Temp. Sal. Recal. Intermedio (°C)</b>
<b>Planta híbrida configuración MS = 1</b>	PLENA CARGA	200	32	552,18
	OFF DESIGN (80%)	154.49	32	552,18
	OFF DESIGN (50%)	130	32	552,18

Tabla 5.16. Análisis de variables para la configuración la de la planta.

		<b>Energy Flow Salida turbina (MW)</b>
<b>Planta híbrida configuración MS = 1</b>	PLENA CARGA	41,666
	OFF DESIGN (80%)	34,387
	OFF DESIGN (50%)	22,419

Tabla 5.16. Análisis de variables para la configuración la de la planta.

En las tablas anteriores se puede observar como todos los parámetros del campo solar no varían para las distintas opciones que varían con respecto al punto de diseño, destacando las variaciones que se producen en la parte de la planta de biomasa, la cual aumenta su producción del total a producir, asumiendo la parte perdida por la disminución del campo solar.

## **Conclusiones sobre el modelado de la planta.**

En este apartado se ha realizado distintos modelados de planta, variando la configuración de esta, tal como se ha detallado en cada uno de los apartados anteriores. Cabe destacar, como las principales diferencias que encontramos entre los modelos está en los caudales de cada uno, aún produciendo la misma potencia. Para la configuración 1 encontramos como los caudales, tanto de sales, como de biomasa es bastante inferior al caudal de estos en las otras dos configuraciones, aunque para esta primera configuración, el caso de tener una turbina en la parte de biomasa provoca que en el generador de vapor la presión a la salida sea mucho mayor a los otros casos, con lo que a vista de parámetros, se puede decir como la primera configuración es más optima que las otras dos, aunque económicamente se ve afectado por el hecho de tener una turbina más, la de la parte de biomasa, compensado a su vez, por el menor gasto de biomasa y sales requerido.

Con respecto al análisis de la configuración de la planta 1 en el que el múltiplo solar es 1, se puede observar una gran diferencia con respecto al modelo inicial, el tamaño del campo solar, el cual pasa a un tamaño menor a la mitad del inicial, cuyo múltiplo solar es de 2.36, lo que supondría una considerable disminución de la inversión inicial, además del hecho de que no se tendría almacenamiento para la nueva situación, además disminuye consigo el caudal de sales con respecto a la situación inicial, pasa de 129 a 81 kg/s, pero que por otro lado, nos afecta a la biomasa que necesitamos para la nueva situación, al disminuir el campo solar y el caudal de sales, aumenta la biomasa requerida para alcanzar la misma potencia, la cual pasa de 5.37 a 8.039 kg/s. con respecto al resto de parámetros, en su gran medida no se ven afectados por esa situación.

# 6 ANÁLISIS ECONÓMICO

---

En este apartado se realiza un estudio económico del último modelo de instalación en el que el múltiplo solar es 1, con el fin de identificar los costes principales. Este análisis se lleva a cabo para toda la vida de la planta. (Serrano Sánchez, 2017)

Los factores clave para estudiar la viabilidad de la central híbrida son: la inversión en capital necesaria (TCI), el ingreso total requerido (TRR) y el coste nivelado de energía (LCOE). Estos costes están formados por una parte fija y otra variable. La primera se refiere a costes que no dependen de la propia actividad de la central (coste de depreciación, impuestos, seguros y costes de mantenimiento), mientras que los costes variables están relacionados con la operación y su valor cambia según la actividad de la central (coste del carbón, mano de obra y materias primas). (Serrano Sánchez, 2017)

## 6.1. Inversión en capital.

Comprende todos aquellos costes que hacen posible el inicio de la actividad de la central. Incluye costes fijos, relacionados con la propia construcción de la planta, y otros gastos derivados de su puesta en marcha. Los costes fijos incluyen los gastos derivados de la propia construcción de la central, como son la compra del terreno y la edificación de las infraestructuras necesarias, la adquisición e instalación del equipamiento, red de tuberías, componentes eléctricos y de control, contingencias y costes de ingeniería y construcción. A estos costes fijos hay que añadir los costes de puesta en marcha y el activo circulante de la empresa. A continuación, se puede observar un desglose de los costes que intervienen en la inversión de capital. (Serrano Sánchez, 2017)

- Costes directos (CD):

- ✓ Coste del terreno e infraestructuras.

Coste derivado de la compra del terreno en el que se va a construir la central. También incluye los costes de construcción de los edificios, carreteras, vallado y demás infraestructuras dentro de la central. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Compra de los equipos.

La inversión necesaria para comprar todo el equipamiento de la central (turbina, intercambiadores de calor, caldera, torre solar, heliostatos, condensador y torre de refrigeración) es el factor clave para determinar el capital inicial. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Coste de instalación de los equipos.

Incluyen los gastos del transporte, descarga, montaje y adaptación de los equipos comprados. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Red de tuberías.

Comprende el sistema de tuberías que hace de conexión entre los distintos equipos, las tuberías tendrán un

aislamiento necesario que evitará las pérdidas de calor. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Instrumentación y control.

Coste derivado de la automatización y control de los sistemas de las centrales. Dado que se trata de una central híbrida, el control de cuándo y qué cantidad usar de biomasa y energía solar debe ser muy exhaustivo. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Equipamientos eléctricos y materiales.

Comprende líneas de distribución, alumbrado, alimentación de emergencia y todos aquellos componentes que unen la central con las líneas de la Red Eléctrica. (Serrano Sánchez, 2017)

- Costes indirectos (CI):

- ✓ Costes de ingeniería y supervisión.

Recoge el diseño de la planta, organización, dirección y supervisión a lo largo del proyecto. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Costes durante la construcción.

Se incluyen los gastos extra asociados al proceso de construcción, tales como infraestructuras o servicios temporales, maquinaria, herramientas y seguros. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Contingencias.

Destinando costes a contingencias se busca cubrir riesgos e incertidumbres derivados de subidas de precio, problemas de transporte o cambios en el diseño. (Serrano Sánchez, 2017)

- Otros gastos:

- ✓ Costes puesta en marcha.

Costes se destinan a cubrir el periodo desde que se completa la construcción de la central hasta que realmente empieza a funcionar. Incluye el avituallamiento necesario para empezar a operar: mano de obra, materias primas, impuestos y las pérdidas iniciales hasta que se inicia la actividad. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Activo circulante.

Circulante tiene como objetivo cubrir los gastos de operación antes de haber recibido los ingresos por vender la electricidad. (Serrano Sánchez, 2017)

## 6.2. Estimación de costes.

Para calcular los costes del proyecto se han tomado como referencia los costes típicos de los equipos. El valor de cada coste del capital se calcula en euros en el año en el que se realiza el estudio económico. Por tanto, es necesario ajustar cada uno al año en que realmente tendrá lugar, así como incluir el gasto derivado de la financiación. (Serrano Sánchez, 2017)

Para calcular los costes del proyecto se han tomado como referencia los costes típicos de los equipos. El valor de cada coste del capital se calcula en euros en el año en el que se realiza el estudio económico. Por tanto, es necesario ajustar cada uno al año en que realmente tendrá lugar, así como incluir el gasto derivado de la financiación. (Serrano Sánchez, 2017)

Por otra parte, el tiempo influye significativamente ya que un coste actual no tiene el mismo valor en el presente que en el futuro, al contrario, este valor tiende a disminuir porque ese dinero podría haber sido invertido. Por consiguiente, debido a que el análisis económico de un proyecto requiere comparaciones de costes en diferentes puntos del tiempo, es necesario expresar todos los valores en el mismo momento. (Serrano Sánchez, 2017)

Para llevar a cabo este proceso es necesario tener en cuenta los siguientes factores:

### Parámetros de la inversión.

- ✓ Importe de la inversión (K).

El importe de la inversión es una única cifra que se genera en el año 0 de realización de un proyecto. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Vida del proyecto (n).

Periodo de tiempo en años durante el cual se espera que la inversión produzca rendimientos positivos. En todo proyecto se pueden diferenciar tres estimaciones de vida del proyecto: (Serrano Sánchez, 2017)

1. Vida comercial. Identificado como el tiempo durante el cual se espera que sean demandados los productos o servicios que se obtienen y que la empresa ofrece al mercado. (Serrano Sánchez, 2017)
2. Vida física. Tiempo durante el cual los elementos del proyecto funcionan sin pérdidas de producción, calidad o rendimiento. (Serrano Sánchez, 2017)
3. Vida tecnológica. período de tiempo durante el cual los activos son tecnológicamente competitivos. (Serrano Sánchez, 2017)

A la hora de estimar la vida del proyecto, la manera más adecuada de hacerla es la que se corresponda con la menor de las tres estimaciones comentadas anteriormente. (Serrano Sánchez, 2017)

- ✓ Flujos de caja (R<sub>j</sub>).

Los flujos de caja se generan teniendo en cuenta dos corrientes de dinero, cobros (C<sub>j</sub>) y pagos (P<sub>j</sub>). Los cobros son los generados por los ingresos anuales imputables, mientras que los pagos son los correspondientes al desembolso anual previsto en la inversión debido a los costes operativos. Con lo que, el flujo de caja correspondiente a un determinado año j, es la diferencia entre C<sub>j</sub> y P<sub>j</sub>. (Serrano Sánchez, 2017)

$$R_j = C_j - P_j$$

✓ Valor de dinero.

Este factor es importante a tener en cuenta cuando se evalúa la rentabilidad de un proyecto o de una inversión. En dicha evaluación se tienen en cuenta todos los flujos obtenidos durante la vida útil en función de los flujos invertidos. Esto presenta una dificultad, la comparación de unidades homogéneas. En función del tiempo en el que se quiera obtener el mismo beneficio, siempre existe una preferencia a obtenerla a corto plazo, teniendo que tener en cuenta otros factores, la incertidumbre, el tipo de interés y la inflación. (Serrano Sánchez, 2017)

✓ Incertidumbre.

Conocida como la situación en la que no se conoce con total certeza el beneficio que se producirá durante el periodo dado. (Serrano Sánchez, 2017)

✓ Tipo de interés.

Es el porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo, determinando lo que se denomina el precio del dinero en el mercado financiero. (Serrano Sánchez, 2017)

En términos generales, el tipo de interés (expresado en porcentaje) representa un equilibrio entre el riesgo y la posible ganancia al emplear una cantidad de dinero en una situación y tiempo determinado. Así, el tipo de interés es el precio del dinero al que se debe pagar/cobrar por tomarlo prestado/cederlo a través de un préstamo en una situación determinada. (Serrano Sánchez, 2017)

El tipo de interés puede obtenerse a partir de la evolución de los mercados monetarios. Viene dado por el valor al que es posible invertir la misma cantidad de dinero que se destina al proyecto o a la inversión en el sistema bancario o financiero para un plazo y riesgo similares a los del proyecto de inversión. (Serrano Sánchez, 2017)

Por lo tanto, en nuestro análisis es necesario homogeneizar las unidades monetarias ya que para poder comparar la inversión o proyecto con los flujos de caja es necesario homogeneizar todas las cantidades. Para esto, todas las cantidades se llevan a un año de referencia. (Serrano Sánchez, 2017)

Normalmente, se usa el año inicial de la inversión para facilitar los cambios y las referencias de los valores. (Serrano Sánchez, 2017)

$$K_0 = K_0 / (1 + i)^0 ; K_1 = K_1 / (1 + i)^1 \dots \text{ hasta } n \text{ años.}$$
$$R_1 = R_1 / (1 + i)^1 ; R_2 = R_2 / (1 + i)^2 ; \dots ; R_j = R_j / (1 + i)^j$$

✓ Inflación.

La inflación se corresponde con el aumento constante y sostenido del nivel general de precios en una economía. Es decir, es la reducción constante y sostenida de la capacidad de compra del dinero en una economía, es decir, la inflación refleja la disminución del poder adquisitivo de la moneda, produciéndose de este modo, una pérdida del valor real del medio interno de intercambio y unidad de medida de una economía. (Serrano Sánchez, 2017)

✓ Depreciación y amortización.

Depreciación y amortización: refleja la pérdida de valor de un activo con el tiempo debido al uso o a la obsolescencia. Se tiene en cuenta desde el punto de vista contable porque los impuestos se van reduciendo a medida que disminuye el valor del activo. La diferencia es que la depreciación hace referencia a activos fijos y la amortización a intangibles. (Serrano Sánchez, 2017)

### **Inversión neta.**

La inversión neta inicial es la suma de la inversión en capital inicial y los intereses generados por ese capital durante la construcción. Dentro de la inversión neta se puede distinguir la parte depreciable y no depreciable de la inversión, lo cual es importante a la hora de calcular la depreciación total de todos los años de la central. La parte no depreciable de la inversión comprende el terreno, el activo circulante y los intereses de las acciones ordinarias ya que se supone que se irán pagando a lo largo de la vida útil de la central. (Serrano Sánchez, 2017)

### **Coste nivelado de la electricidad.**

El coste nivelado de la electricidad (LCOE) es uno de los parámetros más importantes cuando se analiza un proyecto de este tipo. Este factor representa el coste teórico de generar electricidad. El LCOE expresa la relación entre la inversión necesaria y la generación de electricidad para un periodo de tiempo determinado, en este caso la vida útil de la central híbrida. (Serrano Sánchez, 2017)

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Donde:

- LCOE: Levelised cost of electricity (Euro/MWh).
- $I_0$ : Inversión inicial.
- $M_{t,el}$ : Cantidad de electricidad producida en el año correspondiente.
- $i$ : ratio de interés (%).
- $N$ : vida del proyecto en años.
- $t$ : año concreto del ciclo en evaluación.
- $A_t$ : Tota de costes anuales para el año  $t$ .

### **6.3. Costes de equipos en la instalación.**

Para llevar a cabo el cálculo de costes de los elementos que componen la instalación, se realizará una estimación de los costes relativos a la inversión de los constituyentes físicos de la central. Lo que incluye, entre otras cosas, equipos para la generación, sistemas eléctricos, instalaciones, labores de ingeniería, etc. Para ello se va a hacer uso de una correlación constituida por dos parámetros,  $a$  y  $b$ , definidas según el elemento en cuestión que se esté dimensionando. (Kumar et al., 2014)(Renovetec, n.d.-b)



$$C = a * P_n^b$$

Otros costes que aparecen como directo son labores como los costes de instalación de equipos, sistemas de instrumentación y control, sistemas auxiliares... que aparecen como tantos por ciento sobre valores de la inversión. (Kumar et al., 2014) (Renovetec, n.d.-b)

Por otro lado, surgen los denominados costes indirectos, que derivan de actividades como puede ser la ingeniería. Suelen expresarse como tantos por ciento sobre costes directos. (Kumar et al., 2014)(Renovetec, n.d.-b)

A continuación, se desglosa la información para cada uno de los elementos para un diseño de 40 MW.

<b>Coste de equipos</b>			
	<b>Parámetro a</b>	<b>Parámetro b</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Generación de potencia</b>			
Campo Solar	-	-	86.777.270
<b>Sistema de sales térmicas</b>	-	-	32.966.000
Caldera de biomasa	1.340.000	0.694	17.335.422
Turbina de vapor	633.000	0.398	2.748.043 (8)
Condensador	398.000	0.333	1.359.468
Intercambiador de calor	51.500	0.5129	341.588,94 (8)
Alternador	138.300	0.6107	1.315.831
Bombas del condensador	9.000	0.4425	46.041,98
Bombas	28.000	0.5575	218.930,6 (4)
<b>Manejo-Almacenamiento de biomasa</b>			
Almacenamiento	114.100	0.5575	892.142,21
Sistemas de manejo	46.600	0.9554	1.581.226
Compresor y secadero	11.400	0.5575	89.136,03
<b>Tratamientos de humos</b>			
Equipos de eliminación de NOx y SOx	126.000	0.5882	1.103.321
Filtros de humos	66.600	0.7565	1.085.007
<b>Almacenamiento de cenizas</b>			
Extracción de cenizas	93.500	0.4425	478.325,08
Ventiladores	28.500	0.5575	222.840,07
Conductos de humos	51.500	0.5129	341.588,94
Descarga chimenea	28.500	0.5575	222.80,07
<b>Total</b>			<b>171.690.334 €</b>

Tabla 6.1. Costes de equipos para instalación de 40 MW.

(Parámetros a y b cogidos de: (Kumar et al., 2014) (Renovetec, n.d.-b)

<b>Coste de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil</b>			
	<b>Parámetro a</b>	<b>Parámetro b</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Tuberías</b>			
Tanque contra incendios	85.700	0,104	1.257.75,2
Componentes sistema contra incendios	5.300	0,7565	86.344,4
Sistema contra incendios	6.600	0,7565	107.523,2
Tanque de agua industrial	9.300	0,7565	151.510
Tanques	10.300	0,5129	68.317,7
Intercambiador de calor (agua refrig.)	34.200	0,5575	267.408 (5)
Desgasificador	17.100	0,5575	133.704
Válvula by-pass	20.600	0,5129	136.635
Válvulas de alta presión	28.500	0,5575	222.840
Válvulas de control	10.100	0,6756	122.088 (6)
Válvulas	28.500	0,5575	222.840
Tuberías	42.300	0,885	1.107.040,3
Soportes de tuberías	12.100	0,686	151.984,2
<b>Sistema eléctrico</b>			
Interruptores	13.400	0,3672	51.925,5
Protección eléctrica	44.700	0,2266	103.117,9
Transformador	64.600	0,4289	314.308,4
Transformador auxiliar	14.000	0,4425	71.620,8
Equipo eléctrico	409.100	0,6415	4.360.647,3
Montaje	186.900	0,7137	2.600.156,6
<b>Obras civiles</b>			
Guardia de edificios	70.100	0,4425	358.615,9
Planta de acondic. y sistema ventilación	23.400	0,6328	241.545,7
Obras civiles	1.337.400	0,3672	5.182.481,3
Personal de guardia de edificios	133.700	0,3672	518.093,1
Instalaciones de los edificios	133.700	0,7565	2.178.160
Sistema de aguas residuales	6.900	0,6107	65.648,8
<b>Total</b>			<b>20.630.405,6 €</b>

Tabla 6.2. Costes de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil para instalación de 40 MW.

(Parámetros a y b cogidos de: (Kumar et al., 2014) (Renovetec, n.d.-b))

A continuación, en la siguiente tabla se muestra los costes totales debidos a la inversión en la planta de 40 MW, se podrá observar por un lado los costes directos y por otro los costes indirectos de la instalación.

<b>Coste de otros componentes del capital total invertido</b>		
<b>Componente del coste</b>	<b>Factor</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Total equipos</b>	A	171.690.334
<b>Tuberías</b>	B	4.584.083,74
<b>Sistema eléctrico</b>	C	7.501.776,5
<b>Obras civiles</b>	D	8.544.544,8
<b>Costes directos de instalación</b>	E=0,30A	51.507.100,2
<b>Servicios auxiliares</b>	F=0,15A	25.753.550,1
<b>Instrumentación y controles</b>	G=0,10A	17.169.033,4
<b>Preparación del emplazamiento</b>	H=0,10A	17.169.033,4
<b>TOTAL DIRECTOS</b>	DC=A+B+C+D+E+F+G+H	303.919.456
<b>Ingeniería</b>	K=0,12A	20.602.840,08
<b>Puesta en marcha</b>	W=0,10A	17.169.033,4
<b>TOTAL INDIRECTO</b>	IC=K+W	37.771.873,48
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	TCI=DC+IC	<b>341.691.329,5 €</b>

Tabla 6.3. Costes totales de la inversión del diseño de 40MW. (Kumar et al., 2014)

A continuación, se llevará a cabo una evaluación de los costes de operación para la instalación de 40 MW, en el que se tendrá en cuenta todos los costes, desde el precio de la biomasa que se emplea, hasta el sueldo de cada uno de los trabajadores de la central, para lo que se realizarán suposiciones.

La biomasa a emplear será hueso de aceituna, para la cual, se ha conseguido un precio de mercado de 65 euros por cada tonelada de la misma, en cuanto a las horas que estará trabajando la parte de la central de biomasa será de media de 6 horas al día durante un total de 365 días al año. De nuestro modelo de Planta híbrida se obtiene que cuando la parte de biomasa entra en funcionamiento para el modelo de 40MW lo hace quemando un total de 5.37 Kg/s, a partir de ahí se ha realizado la siguiente evaluación.

Por otro lado, los costes de mantenimiento se evalúan a partir de la inversión inicial, considerando para los mismos, un valor del 10% sobre el total de la inversión inicial. Para el salario de los trabajadores, se toma un salario medio de 25858.36 euros anuales para cada uno de ellos. Con respecto al coste de mantenimiento y el coste de seguro, tomarán los valores de 3% y 2,5%, respectivamente, con respecto al valor de la inversión inicial. (Kumar et al., 2014)

	Coste de biomasa (€)	Coste de mantenimiento (€)	Coste salarial (€)	Coste de seguro (€)
Masa de biomasa (tn/año)	42.337,08	-	-	-
Precio hueso aceituna (€/tn)	65	-	-	-
Inversión inicial	-	341.691.329,5	-	341.691.329,5
Salario medio	-	-	25858.36	-
Nº de trabajadores	-	-	100	-
Total al final del año	2.751.910,2	10.250.773,9	2.585.836	8.542.283,24
Total al final del año (20 años)	55.038.204	205.015.478	51.716.720	170.845.664
Coste total Año 0				24.130.803,34
Coste total Proyecto				482.616.066

Tabla 6.4. Costes de operación para la instalación. (Kumar et al., 2014)

## Cálculo de parámetros económicos.

### 1. LCOE.

El cálculo del coste regulado de la electricidad se realizará de acuerdo con cómo se argumentó en el apartado anterior, siguiendo la siguiente expresión, en la que se evalúan tanto los gastos como la energía producida para cada año de vida útil del proyecto, siguiendo una tasa de interés del 5% y una tasa de inflación del 3%. (Kumar et al., 2014)

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Siendo:

- $M_{t,el}$ : 40\*24\*365
- $A_t = A_{t0} * (1+inf)^n$

Parámetro	
$I_0$	341.691.329,50 €
$I$	0.05
$M_{t,el}$	350400
$A_{t0}$	24.130.803,34

Tabla 6.5. Parámetros para el cálculo del LCOE.

Con todo esto, se ha obtenido que el LCOE para la instalación que se está evaluando, nos da un precio de 169,12 €/MWh.

## 2. VAN.

Para calcular el valor actualizado neto de la energía, VAN, se ha hecho uso de la siguiente formula:

$$VAN_t = \sum_{t=1}^T \frac{P_t \cdot Gn_t - M_t - F_t}{(1 + K)^t} - A$$

Siendo, T la vida útil de la tecnología,  $P_t$  el precio medio estimado de la electricidad para el año t,  $M_t$  el coste de mantenimiento del año t,  $F_t$  el coste del combustible en el año t,  $G_{nt}$  la generación anual de electricidad de la tecnología por MW en el año t, A el coste del inmovilizado inicial de la tecnología y K el tipo de descuento considerado. (Kumar et al., 2014)

$$M_t = M_0 \cdot (1 + i)^t$$

$$F_t = F_0 \cdot (1 + i)^t$$

$$P_t = P \cdot (1 + i)^t$$

Siendo  $M_0$  y  $F_0$  los costes correspondientes al primer año en la vida útil de la instalación, P la estimación del precio de la energía calculada en el apartado anterior e i la inflación. (Kumar et al., 2014)

Evaluando todo esto, se obtiene finalmente un valor actualizado neto de la energía de 409.159.014,93 €.

### 6.4. Análisis económico para planta con MS = 1 para la instalación.

A continuación, en este apartado del anexo se realiza una evaluación económica de la planta para las características desarrolladas en el apartado, todo desarrollado de igual forma al análisis económico de la planta realizado anteriormente.

<b>Coste de equipos</b>			
	<b>Parámetro a</b>	<b>Parámetro b</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Generación de potencia</b>			
Campo Solar	-	-	45.834.150
Sistema de sales térmicas	-	-	23.626.000
Caldera de biomasa	1.340.000	0.694	17.335.422
Turbina de vapor	633.000	0.398	2.748.043 (8)
Condensador	398.000	0.333	1.359.468
Intercambiador de calor	51.500	0.5129	341.588,94 (8)
Alternador	138.300	0.6107	1.315.831
Bombas del condensador	9.000	0.4425	46.041,98
Bombas	28.000	0.5575	218.930,6 (4)
<b>Manejo- Almacenamiento de biomasa</b>			
Almacenamiento	114.100	0.5575	892.142,21
Sistemas de manejo	46.600	0.9554	1.581.226
Compresor y secadero	11.400	0.5575	89.136,03
<b>Tratamientos de humos</b>			
Equipos de eliminación de NOx y SOx	126.000	0.5882	1.103.321
Filtros de humos	66.600	0.7565	1.085.007
Almacenamiento de cenizas	88.300	0.3139	281.091,25
Extracción de cenizas	93.500	0.4425	478.325,08
Ventiladores	28.500	0.5575	222.840,07
Conductos de humos	51.500	0.5129	341.588,94
Descarga chimenea	28.500	0.5575	222.80,07
<b>Total</b>			<b>121.184.366 €</b>

Tabla 6.6. Costes de equipos para instalación de MS = 1. (Kumar et al., 2014)

<b>Coste de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil</b>			
	<b>Parámetro a</b>	<b>Parámetro b</b>	<b>Coste (€)</b>
<b>Tuberías</b>			
Tanque contra incendios	85.700	0,104	1.257.75,2
Componentes sistema contra incendios	5.300	0,7565	86.344,4
Sistema contra incendios	6.600	0,7565	107.523,2
Tanque de agua industrial	9.300	0,7565	151.510
Intercambiador de calor (agua refrig.)	34.200	0,5575	267.408 (5)
Desgasificador	17.100	0,5575	133.704
Válvula by-pass	20.600	0,5129	136.635
Válvulas de alta presión	28.500	0,5575	222.840
Válvulas de control	10.100	0,6756	122.088 (6)
Válvulas	28.500	0,5575	222.840
Tuberías	42.300	0,885	1.107.040,3
Soportes de tuberías	12.100	0,686	151.984,2
<b>Sistema eléctrico</b>			
Interruptores	13.400	0,3672	51.925,5
Protección eléctrica	44.700	0,2266	103.117,9
Transformador	64.600	0,4289	314.308,4
Transformador auxiliar	14.000	0,4425	71.620,8
Equipo eléctrico	409.100	0,6415	4.360.647,3
Montaje	186.900	0,7137	2.600.156,6
<b>Obras civiles</b>			
Guardia de edificios	70.100	0,4425	358.615,9
Planta de acondic. y sistema ventilación	23.400	0,6328	241.545,7
Obras civiles	1.337.400	0,3672	5.182.481,3
Personal de guardia de edificios	133.700	0,3672	518.093,1
Instalaciones de los edificios	133.700	0,7565	2.178.160
Sistema de aguas residuales	6.900	0,6107	65.648,8
<b>Total</b>			<b>20.436.310,4 €</b>

Tabla 6.7. Costes de sistemas de tuberías, eléctrico y obra civil para instalación de MS = 1. (Kumar et al., 2014)

Coste de otros componentes del capital total invertido		
Componente del coste	Factor	Coste (€)
Total equipos	A	121.184.366
Tuberías	B	4.389.989,1
Sistema eléctrico	C	7.501.776,5
Obras civiles	D	8.544.544,8
Costes directos de instalación	E=0,30A	36.355.309,8
Servicios auxiliares	F=0,15A	18.177.654,9
Instrumentación y controles	G=0,10A	12.118.436,6
Preparación del emplazamiento	H=0,10A	12.118.436,6
<b>TOTAL DIRECTOS</b>	DC=A+B+C+D+E+F+G+H	220.390.514
Ingeniería	K=0,12A	14.542.123,92
Puesta en marcha	W=0,10A	12.118.436,6
<b>TOTAL INDIRECTO</b>	IC=K+W	26.660.560,52
<b>INVERSIÓN TOTAL</b>	TCI=DC+IC	<b>247.051.074,5 €</b>

Tabla 6.8. Costes totales de la inversión del diseño de MS = 1. (Kumar et al., 2014)

	Coste de biomasa (€)	Coste de mantenimiento (€)	Coste salarial (€)	Coste de seguro (€)
Masa de biomasa (tn/año)	63.379,476	-	-	-
Precio hueso aceituna (€/tn)	65	-	-	-
Inversión inicial	-	247.051.074,5	-	247.051.074,5
Salario medio	-	-	25858.36	-
Nº de trabajadores	-	-	100	-
Total al final del año	4.119.665,94	7.411.532,23	2.585.836	6.176.276.86
Total al final del año (20 años)	82.393.318,8	148.230.644,7	51.716.720	123.525.537,3
Coste total Año 0				14.117.034,17
Coste total Proyecto				282.340683,4

Tabla 6.9. Costes de operación para la instalación. (Kumar et al., 2014)

## 1. LCOE.

El cálculo del coste regulado de la electricidad se realizará de acuerdo a como se argumentó en el apartado anterior, siguiendo la siguiente expresión, en la que se evalúan tanto los gastos como la energía producida para cada año de vida útil del proyecto, siguiendo una tasa de interés del 5% y una tasa de inflación del 3%. (Kumar et al., 2014)



$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Siendo:

- $M_{t,el}$ :  $40 \cdot 24 \cdot 365$
- $A_t = A_{t0} \cdot (1+inf)^n$

Parámetro	
$I_0$	247.051.074,5
$I$	0.05
$M_{t,el}$	350400
$A_{t0}$	14.117.034,17

Tabla 6.10. Parámetros para el cálculo del LCOE.

Con todo esto, se ha obtenido que el LCOE para la instalación que se está evaluando, nos da un precio de 109,74 €/MWh.

## 2. VAN.

Para calcular el valor actualizado neto de la energía, VAN, se ha hecho uso de la siguiente formula:

$$VAN_t = \sum_{t=1}^T \frac{P_t \cdot Gn_t - M_t - F_t}{(1+K)^t} - A$$

Siendo, T la vida útil de la tecnología,  $P_t$  el precio medio estimado de la electricidad para el año t,  $M_t$  el coste de mantenimiento del año t,  $F_t$  el coste del combustible en el año t,  $G_{nt}$  la generación anual de electricidad de la tecnología por MW en el año t, A el coste del inmovilizado inicial de la tecnología y K el tipo de descuento considerado. (Kumar et al., 2014)

$$M_t = M_0 \cdot (1+i)^t$$

$$F_t = F_0 \cdot (1+i)^t$$

$$P_t = P \cdot (1+i)^t$$

Siendo  $M_0$  y  $F_0$  los costes correspondientes al primer año en la vida útil de la instalación, P la estimación del precio de la energía calculada en el apartado anterior e i la inflación. (Kumar et al., 2014)

Evaluando todo esto, se obtiene finalmente un valor actualizado neto de la energía de 180.991.319,60 €.

Tal como se puede observar en este caso, el VAN de la instalación para las consideraciones tomadas en cuenta es positivo, al igual que en el otro caso anterior para el que se calculó, lo cual resalta como esta solución no es tan buena como la anterior, aun así tiene un resultado que no es malo.



# 7 CONCLUSIONES

---

En el presente proyecto, se aborda el estudio de un sistema híbrido formado por fuentes de energía renovable, concretamente, se estudia la implementación de la tecnología solar con biomasa, lo cual permitirá avanzar en la gestionabilidad e integración en la red eléctrica de este tipo de sistemas renovables, el estudio se ha realizado para una planta industrial que funciona de manera híbrida con las tecnologías termosolares y la tecnología de biomasa.

Se ha podido ver, como las tecnologías de centrales híbridas en general se encuentran poco desarrolladas, más concretamente la termosolar biomasa, con un reducido número de plantas existentes, aunque están empezando a alcanzar más valor, presentándose como una gran oportunidad para generar sinergias entre estas dos tecnologías de energía renovable. Esto permite la gestionabilidad de la planta a través de una fuente de energía renovable, lo que la haría competitiva con otras tecnologías en cuanto a gestionabilidad. Además, tal como se expuso en el apartado 3, se dispone de un abanico amplio de tecnologías, entre las que hay tanto sistemas por desarrollar como tecnologías maduras con años de operación. Esto permite apreciar el potencial de la tecnología tanto en fiabilidad como en futuros desarrollos.

Con respecto a los sistemas de almacenamiento, ya en el capítulo 4 se pudieron ver las principales tecnologías que se pueden encontrar, así como los fluidos térmicos más empleados para este tipo de sistemas, siendo estos los aceites térmicos y las sales fundidas. Los medios de almacenamiento más empleados para este tipo de sistemas son el almacenamiento mediante dos tanques, uno para el material frío y otro para el caliente que sale del campo solar. Una opción prometedora, capítulo son los tanques con sistemas termoclinos, los cuales permiten tener un solo tanque de almacenamiento en la planta, pero que aún están en estudio, dada su dificultad para mantener la estabilidad de la termoclina.

En el apartado 5, se mostraron varias configuraciones diferentes de planta, en las que se les iba variando los puntos de funcionamiento. Para cada una de ellas se ha realizado un análisis tanto en el punto de diseño como para cuando trabaja al 80% y al 50% de la potencia de diseño. No presentan grandes diferencias entre una y otra en la mayoría de los parámetros, pudiendo ver las mayores diferencias en los caudales, tanto de sales como de biomasa. Un parámetro que se ve afectado en gran medida cuando se trabaja fuera del punto de diseño es el rendimiento, cuyo valor en el punto de diseño es del 33,87%, y el cual disminuye drásticamente a medida que el punto de funcionamiento se aleja del punto de diseño, tomando en los puntos de trabajo fuera de diseño 80% y 50% valores de rendimiento de 28,27% y 18,58% respectivamente. Con respecto a las distintas configuraciones, la configuración 1 presenta un rendimiento superior a las otras, 33,86%, aunque no es muy superior al rendimiento que presentan la configuración 2 y 3, siendo estos del 32,09% y 30,8%, respectivamente.

También se ha evaluado la configuración 1, estableciéndole un valor del múltiplo solar igual a 1, lo que le resultaba como una gran diferencia en el tamaño del campo solar, el cual disminuía a más de la mitad con respecto al inicial, y además el hecho de no tener almacenamiento de sales para ese caso, por otro lado, todo eso ha conllevado a un aumento de la cantidad de biomasa que necesitamos para producir la misma potencia. A esta nueva situación, al igual que a la inicial, se le realizó una evaluación económica, en la que para ambas se obtuvo un VAN positivo, siendo el de la situación inicial bastante superior a la configuración de múltiplo solar igual a 1.

Todo este análisis ha llevado a encontrar una situación más óptima a las demás para la planta en cuestión, se trata de la configuración 1, una planta híbrida con tecnología solar y biomasa, con almacenamiento de sales térmicas mediante dos tanques.

Se puede considerar como esta opción de hibridación, presenta una gran oportunidad para generar sinergias entre dos tecnologías renovables, y cuyos recursos se encuentran en gran cantidad. Actualmente se encuentran pocas plantas híbridas que funcionen en concreto con estos tipos de tecnologías, pero si que han demostrado ser competitivas con otro tipo de tecnologías no renovables, lo que hace pensar que a este tipo de sistemas les depara un buen futuro.



# ANEXO 1

En este apartado se recogen figuras de las configuraciones de la planta a fin de ver con mayor precisión y detalle la planta para cada una de las situaciones.

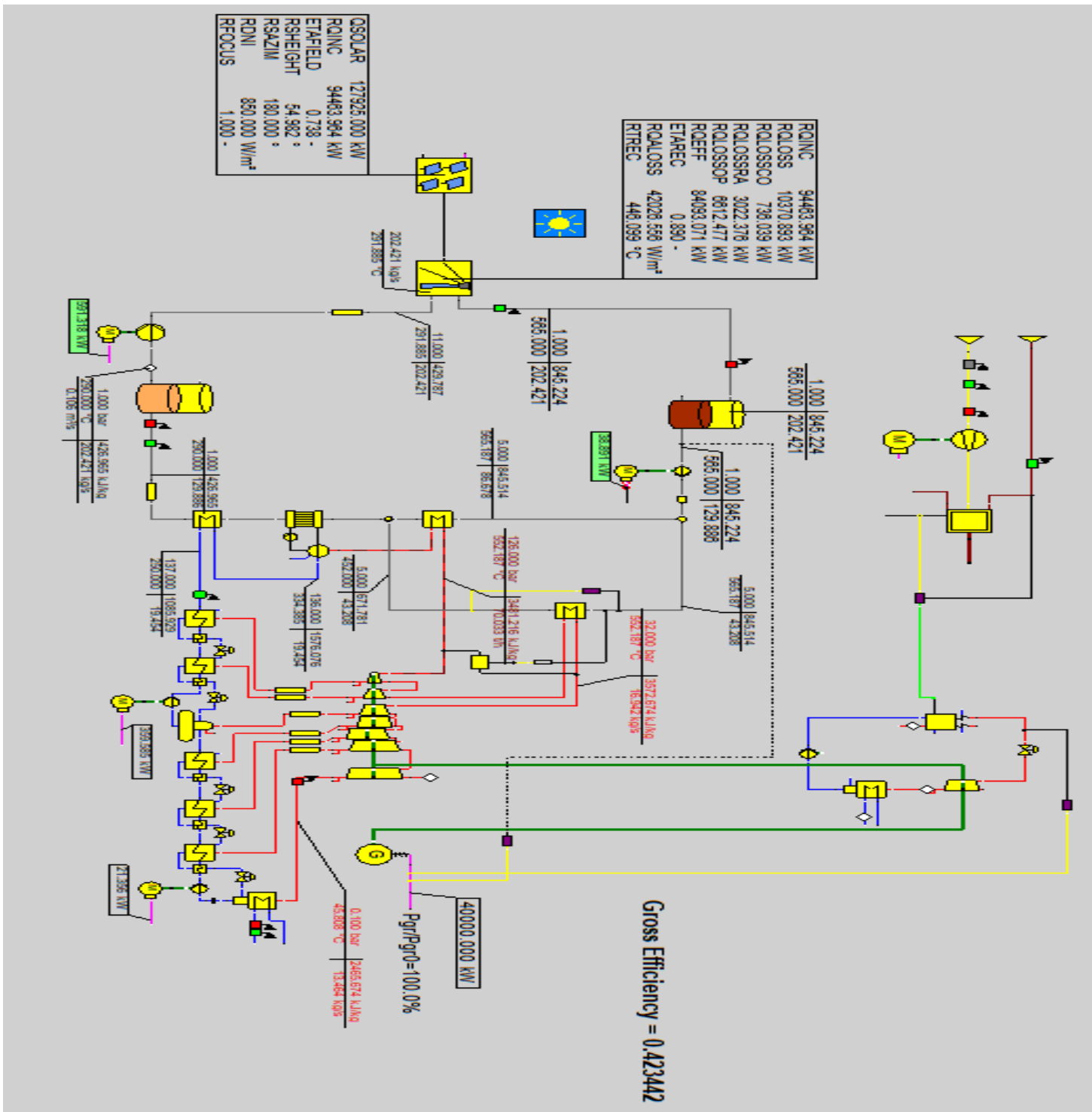


Figura A1.1 Layout planta híbrida configuración 1.

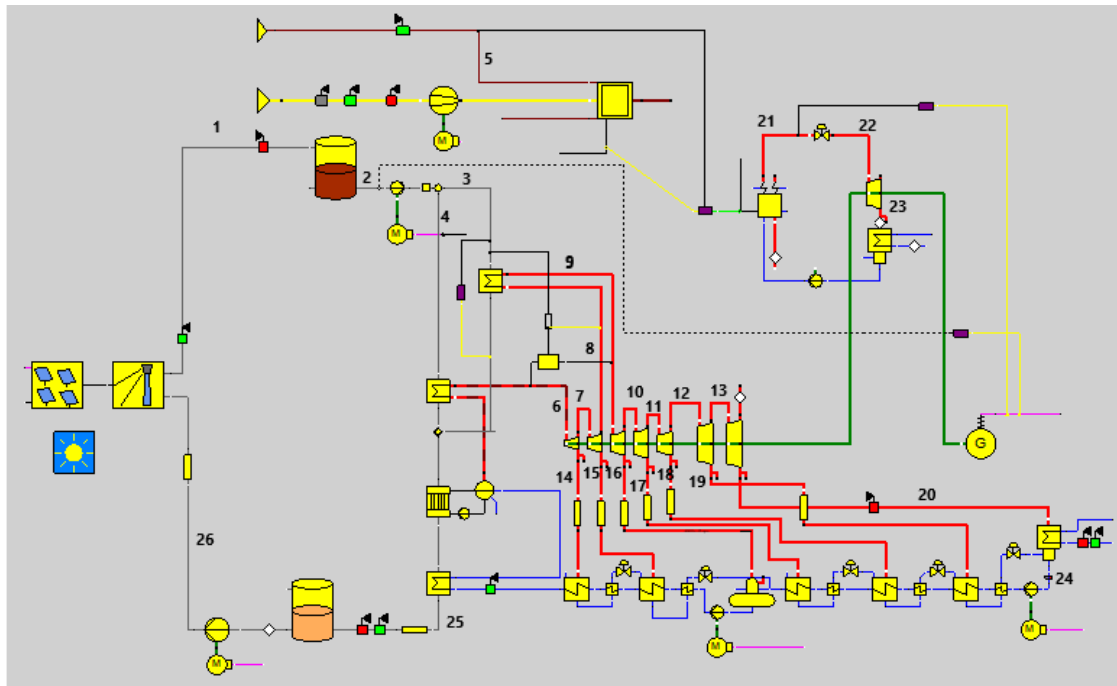


Figura A1.4. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	129.88	845.22
3	565	5	43.28	845.22
4	565.18	5	86.67	845.51
5	20	1	5.37	14.39
6	552.18	126	70	3481.21
7	412.95	50	18.93	3228.24
8	361.24	34	16.94	3134.01
9	552.18	32	16.94	3572.67
10	389.64	10	16.02	3242.4
11	293.7	4.5	15.05	3052.91
12	182.08	1.5	14.15	2837.36
13	75.85	0.4	13.46	2633.81
14	412.95	50	0.521	3228.24
15	361.24	34	1.99	3134.01

16	389.66	10	0.92	3242.4
17	293.71	4.5	0.97	3052.91
18	182.08	1.5	0.896	2837.36
19	75.85	0.4	0.69	2633.81
20	45.8	0.1	13.46	2465.67
21	540	200	14.78	3366.44
22	506.12	120	14.78	3366.44
23	32.87	0.05	14.78	2150.48
24	45.8	0.1	16.022	191.81
25	290	5	129.88	426.96
26	291.88	44	202.4	429.78

Tabla A1.1. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 1.





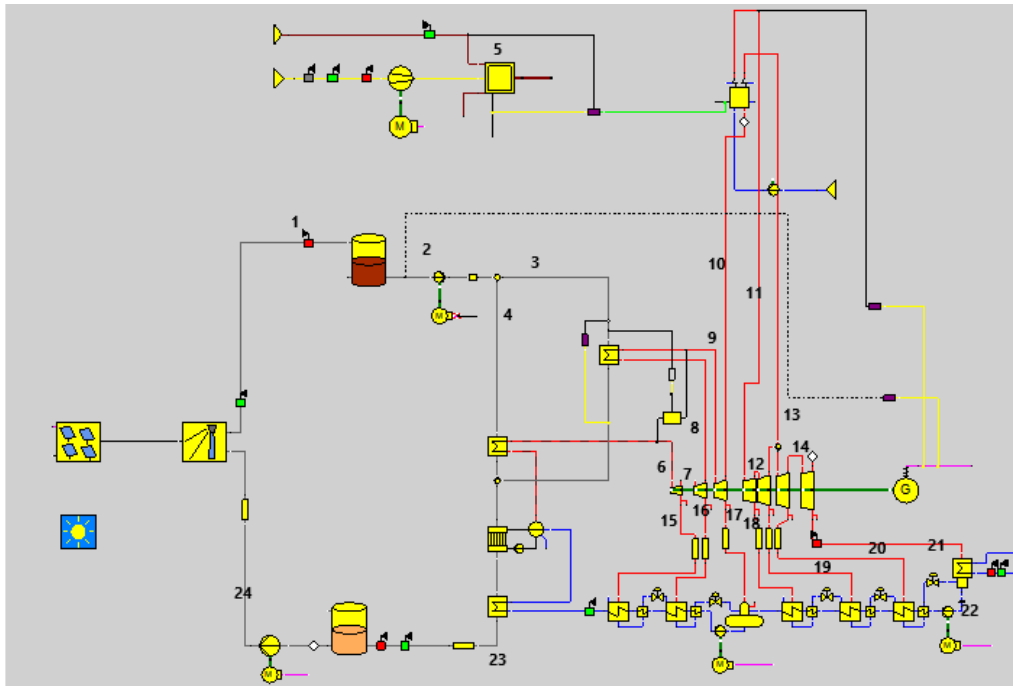


Figura A1.5. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle configuración 2.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	179.77	845.22
3	565	5	65.7	845.51
4	565.18	5	114.07	845.51
5	20	1	7.72	14.39
6	552.18	126	95.39	3481.21
7	412.95	50	25.789	3228.24
8	361.24	34	25.76	3134.01
9	552.18	32	25.76	3572.67
10	542.23	30	22.33	3552.07
11	540	10	19.958	3566.15
12	427.59	4.5	18.74	3330.99
13	540	15	22.33	3561.4

14	273.28	0.4	39.087	3022.65
15	412.95	50	0.71	3228.24
16	361.24	34	0.028	3134.02
17	542.23	30	3.427	3552.07
18	427.59	4.5	1.219	3330.99
19	294.23	1.5	1.153	3061.67
20	273.28	0.4	0.833	3022.65
21	147.637	0.1	39.087	2778.48
22	45.81	0.1	22.33	191.812
23	290	5	179.77	426.96
24	291.88	44	202.4	429.78

Tabla A1.2. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 2.

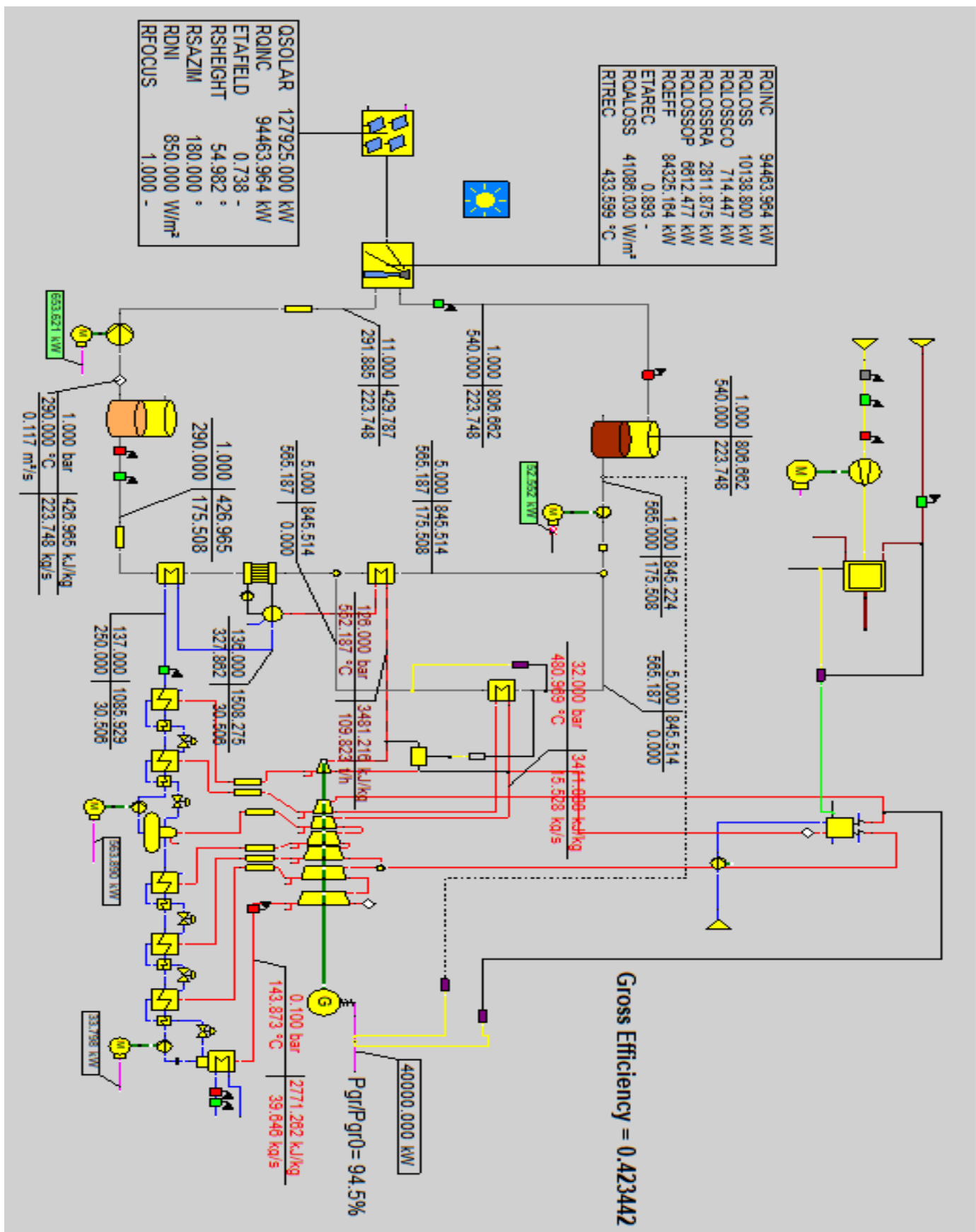


Figura A1.3 Layout planta hibrida configuración 3.

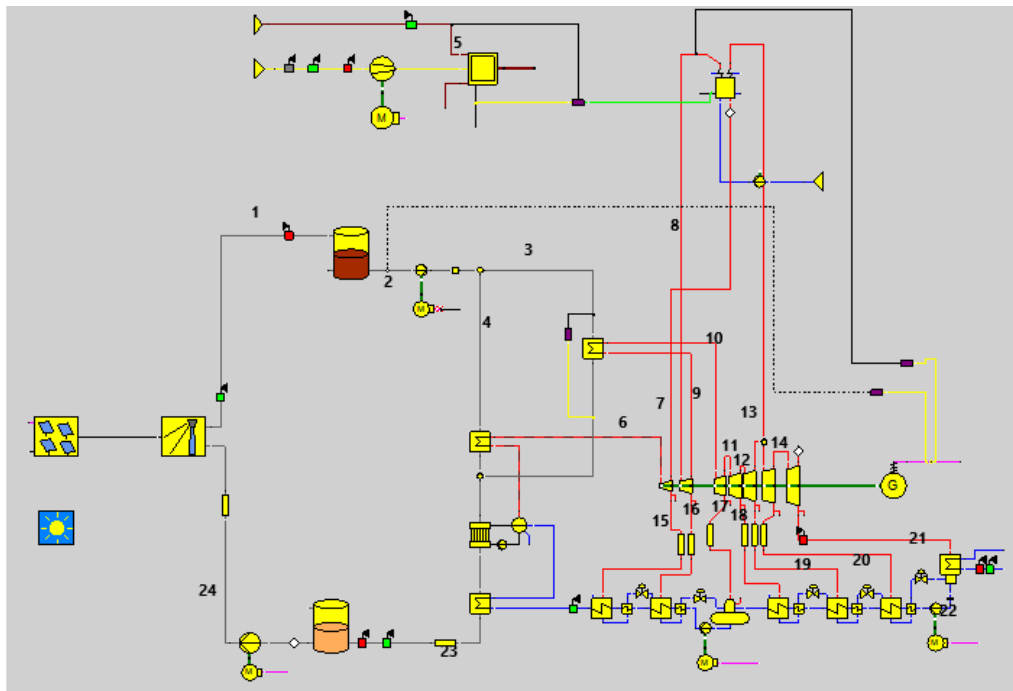


Figura A1.6. Layout de la instalación híbrida, puntos de detalle configuración 3.

Punto	T (°C)	P (bar)	M (kg/s)	H (kJ/kg)
1	565	1	202.42	845.22
2	565	1	175.5	845.22
3	565	5	0	845.51
4	565.18	5	175.5	845.51
5	20	1	8.047	14.39
6	552.18	126	109.5	3481.21
7	412.95	50	29.6	3228.24
8	540	50	18.35	3527.53
9	482.03	34	15.59	3411.88
10	480.96	32	15.59	3411.88
11	328.9	10	14.037	3113.38
12	240.2	4.5	12.437	2942.59
13	540	35	29.6	3542.2

14	267.95	0.4	39.64	3012.06
15	412.95	50	0.815	3228.24
16	482.03	34	2.765	3411.88
17	328.92	10	1.555	3113.38
18	240.2	4.5	1.6	2942.59
19	138.11	1.5	1.46	2748.7
20	267.95	0.4	0.938	3012.06
21	143.38	0.1	39.64	2770.33
22	45.81	0.1	25.28	191.812
23	290	5	175.5	426.96
24	291.88	44	202.4	429.78

Tabla A1.3. Parámetros de la instalación tras la simulación de la configuración 3.



# REFERENCIAS

- Arauzo, J., Bimbela Serrano, F., Ábrego, J., Sánchez, J., & Gonzalo, A. (2014). Introducción a las tecnologías de aprovechamiento de biomasa. *Boletín Del Grupo Español Del Carbón*, 33, 2–6.
- aspeneg. (n.d.). <https://www.aspeneg.com/projects/san-joaquin-solar-1-2-project/>  
<https://www.aspeneg.com/projects/san-joaquin-solar-1-2-project/>
- baunetzwissen. (n.d.). *dish-stirling*. <https://www.baunetzwissen.de/imgs/1/3/4/9/7/6/ed2922ae0c86f7de.jpg>
- De, I. T., & De, I. T. (n.d.). *I. Tabla de contenidos*.
- Dgel.energia. (n.d.). <https://dgel.energia.gob.mx/>. <https://dgel.energia.gob.mx/>
- economizaconrenovables. (n.d.). <https://www.economizaconrenovables.com/biomasa/poder-calorifico-biomasa-comparativa/>. <https://www.economizaconrenovables.com/biomasa/poder-calorifico-biomasa-comparativa/>
- Endesa. (n.d.). <https://www.endesax.com>. <https://www.endesax.com/es/recursos/historias/energias-renovables-mas-utilizadas>
- energynews. (n.d.). <https://www.energynews.es/hibridacion-de-la-termsolar-con-biomasa/>  
<https://www.energynews.es/hibridacion-de-la-termsolar-con-biomasa/>
- Garc Cuadrado, J. M. (n.d.). *Combustión de biomasa*.
- innergy-global. (n.d.). <https://innergy-global.com/es/biomasa-y-energia-termo-solar-un-modelo-energetico-capaz-de-generar-energia-limpia>. <https://innergy-global.com/es/biomasa-y-energia-termo-solar-un-modelo-energetico-capaz-de-generar-energia-limpia>
- Jose Manuel Cuadrado García. (n.d.). *Apuntes de asignatura de master... fuente: REE (2020)*.
- Kokkonen, M. D. (2018). “ *Análisis de viabilidad de una central híbrida combinando colectores cilíndrico parabólicos con una caldera de biomasa para generación de potencia eléctrica .*”
- Kullander, S. (2009). Energy from biomass. *European Physical Journal: Special Topics*, 176(1), 115–125. <https://doi.org/10.1140/epjst/e2009-01152-1>
- Kumar, R., Sharma, A. K., & Tewari, P. C. (2014). Thermal performance and economic analysis of 210 MWe coal-fired power plant. *Journal of Thermodynamics*, 1(1). <https://doi.org/10.1155/2014/520183>
- Loyola, I. De, & Ausin, H. (2010). *En el marco del cambio climático : pasado , presente y escenarios futuros*.
- Magnet.xataka. (n.d.). <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/espana-puede-llegar-a-2050-solo-energias-renovables-invierte-400-000-millones-euros-claro>. <https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/espana-puede-llegar-a-2050-solo-energias-renovables-invierte-400-000-millones-euros-claro>
- Marcos Martín, F. (1998a). Sistema híbrido termosolar – biomasa para generar energía eléctrica. *Energética Xxi*, 80–81.
- Marcos Martín, F. (1998b). Sistema híbrido termosolar – biomasa para generar energía eléctrica. *Energética Xxi*, 1991, 80–81.
- Martínez-val, J. M. (2009). *Almacenamiento térmico en plantas termosolares*.
- Mouaky, A., Bennouna, E. G., Rachek, A., Bouhraichi, B., Lembarki, N., & Idaghdour, O. (2019). Performance analysis of a hybrid solar/biomass power plant for different operating scenarios. *AIP Conference Proceedings*, 2126(July). <https://doi.org/10.1063/1.5117607>
- Paolinelli, J., Guevara, T., Oglietti, G., Nussbaum, A., Paolinelli, J., Guevara, T., Oglietti, G., & Nussbaum, A. (2018). Capítulo 2. Antecedentes. *Lotes Sin Dueño*, 17–18. <https://doi.org/10.4000/books.eunrn.426>
- Renovetec. (n.d.-a). <http://renovetec.com/articulos/tiposcentralestermosolares.html>  
<http://renovetec.com/articulos/tiposcentralestermosolares.html>

- Renovetec. (n.d.-b). <http://www.renovetec.com/>. <http://www.renovetec.com/>
- Rivet, P. (1935). Universidad nacional de La Plata. *Journal de La Société Des Américanistes*, 27(1), 263–263.
- Rom, J. M., Tutor, R., Javier, F., & Lucena, P. (2019). *Trabajo de Fin de Máster Máster en Ingeniería Industrial Modelado y simulación de sistemas de almacenamiento térmico estratificado*.
- Saidur, R., Abdelaziz, E. A., Demirbas, A., Hossain, M. S., & Mekhilef, S. (2011). A review on biomass as a fuel for boilers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(5), 2262–2289. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.015>
- Sales, U. S. O. D. E., Almacenadas, D. E. N., & Un, E. N. (2016). *Universidad tecnológica equinoccial*.
- Serrano Sánchez, C. (2017). *Evaluación exergética y económica de una central híbrida que combina carbón con energía solar*.
- Suárez, A. G. (2019). *Estado del Arte de los Sistemas de Almacenamiento en Centrales Solares de Concentración*.
- Termosolares.pdf, S. pasivo de almacenamiento de energía térmica en centrales. (n.d.). *Sistema pasivo de almacenamiento de energía térmica en centrales termosolares.pdf*.
- Utilities, P., Of, C., State, T. H. E., California, O. F., & Division, E. (2011). *Mailed 12/19/08*. 1–23.
- wikipedia. (n.d.). [wikipedia.PS10\\_solar\\_power\\_tower](https://en.wikipedia.org/wiki/File:PS10_solar_power_tower_2.jpg). [https://en.wikipedia.org/wiki/File:PS10\\_solar\\_power\\_tower\\_2.jpg](https://en.wikipedia.org/wiki/File:PS10_solar_power_tower_2.jpg)
- Wikipedia. (n.d.). [https://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo\\_de\\_Rankine](https://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo_de_Rankine). [https://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo\\_de\\_Rankine](https://es.wikipedia.org/wiki/Ciclo_de_Rankine)