

Proyecto Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías  
Industriales

Descarbonización de una industria por integración  
energética e integración energías renovables

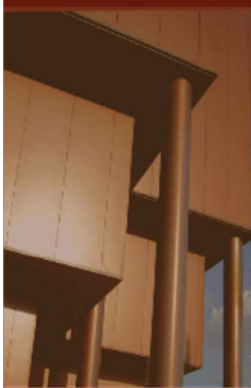
Autor: Jesús Álvarez García

Tutor: Cristina Prieto Ríos

Co-tutor: María del Carmen Pavón Moreno

**Dpto. Ingeniería Energética**  
**Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022





Proyecto Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de las Tecnologías Industriales

# **Descarbonización de una industria por integración energética e integración energías renovables**

Autor:

Jesús Álvarez García

Tutor:

Cristina Prieto Rios

Profesora Ayudante Doctor

Co-tutor

María del Carmen Pavón Moreno

Profesora Sustituto Interna

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Carrera: Descarbonización de una industria por integración energética e integración energías renovables

Autor: Jesús Álvarez García  
Tutor: Cristina Prieto Ríos  
Co-tutor: María del Carmen Pavón  
Moreno

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:



Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A mi familia*  
*A mis maestros*





# Agradecimientos

---

Me gustaría agradecer a mi familia todo el apoyo recibido durante esta etapa de mi vida, en especial a mis padres, por haber confiado de manera incondicional en mí y haberme apoyado en cada momento. En segundo lugar, agradecer a Cristina toda la atención, ayuda y paciencia durante la realización del proyecto. Por último, a todos mis amigos y compañeros que me han ayudado a convertirme en lo que soy, tanto a nivel personal como profesional.

*Jesús Álvarez García*

*Sevilla, 2022*



# Resumen

---

Este proyecto surge ante la concienciación y necesidad de tomar medidas y actuar contra el cambio climático provocado por las grandes emisiones de gases de efecto invernadero en nuestro planeta. En España, dichas medidas quedan recogidas en el Plan Nacional Integrado de Energía (PNIEC). Tras estudiar la situación de los diferentes sectores de la economía española, se pone el foco de actuación en el sector industrial, responsable del 20% de las emisiones totales.

El trabajo se centra concretamente en el sector del refino, uno de los mayores emisores de GEI(gases de efecto invernadero) dentro de la industria. Por ello, se estudia el refino del crudo a través del esquema de una planta, incluyendo información de los principales equipos y/o procesos que lo conforman, identificando los principales consumos energéticos, tanto los térmicos como eléctricos, estimando así la demanda de energía de nuestra refinería.

A continuación, analizamos diferentes alternativas que podríamos implementar en nuestra planta para reducir las emisiones, eligiendo finalmente como solución una planta híbrida cilindro-parabólica y fotovoltaica con la que sustituiremos parte de los consumos cubiertos tradicionalmente con combustibles fósiles.

Esta planta híbrida la simularemos en dos softwares diferentes muy usados en el ámbito ingenieril; la planta de concentración cilindroparabólica para cubrir la demanda térmica la modelaremos mediante System Advisor Model (SAM) y el campo fotovoltaico se realiza a través de PVsyst. Expondremos las principales variables que se han elegido, las que hemos parametrizado para optimizar la producción y los resultados obtenidos.

Como análisis de sensibilidad, se plantea el estudio de la misma planta híbrida en una localización alternativa con mayor recurso solar durante todo el año. Con este fin, se mantiene todas las variables y parámetros seleccionados anteriormente en nuestra simulación. El resultado nos arroja un claro aumento de la producción y, correspondientemente, de la demanda cubierta en la refinería.

Finalmente, valoraremos la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero tras la implementación de nuestra solución híbrida, así como el ahorro anual en los costes de emisión. Ésto revela claramente que la solución consigue un enorme beneficio tanto medioambiental como económico.



# Abstract

---

This project arises from the awareness and need to take measures and combat the climate change caused by the large emissions of greenhouse gases on our planet. In Spain, these measures are included in Plan Nacional Integrado de Energía (PNIEC). After studying the situation of the different sectors of the Spanish economy, we focus on the industrial sector, responsible for 20% of total emissions.

The study focuses specifically on the refining sector, one of the largest emitters of greenhouse gases of the industry. For this reason, crude oil refining is studied through a plant diagram, including information on the main equipment and/or processes that comprise it, identifying the main energy consumption, both thermal and electrical, estimating the energy demand of our refinery.

Next, we analyze different alternatives that we could implement in our plant to reduce emissions, finally choosing a hybrid parabolic trough and photovoltaic plant as a solution. This way, we will replace part of the consumption traditionally covered by fossil fuels.

We will simulate this hybrid plant in two different softwares widely used in the engineering field; the parabolic trough concentration plant to cover the thermal demand will be modeled using the System Advisor Model (SAM) and the photovoltaic field is simulated using PVsyst. We will expose the main variables that have been chosen, which we have parameterized to optimize production and the results obtained.

As a sensitivity analysis, we consider the study of the same hybrid plant in an alternative location with greater solar irradiance during the year. For this purpose, all previously selected variables and parameters are kept in our simulation. The result gives us a clear increase in production and the demand covered in the refinery.

Finally, we will estimate the reduction in greenhouse gas emissions after the implementation of our hybrid solution, as well as the annual savings in emission costs. This clearly reveals that the solution achieves a huge environmental and economic benefit.



<b>Agradecimientos</b>	<b>x</b>
<b>Resumen</b>	<b>xii</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xix</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xxi</b>
<b>Notación</b>	<b>xxiii</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Descarbonización</i>	1
1.2 <i>Objetivos Unión Europea y España</i>	1
1.2.1 Acuerdo de París (2015)	1
1.2.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030)	2
1.3 <i>La descarbonización en España</i>	3
1.3.1 Situación general	3
1.3.2 Situación de la industria	4
1.3.3 Situación de la industria de refino	5
1.3.4 Mercado eléctrico	6
1.4 <i>Objetivos</i>	8
<b>2. PROCESO DE REFINO</b>	<b>9</b>
2.1 <i>Introducción</i>	9
2.2 <i>Esquema del proceso</i>	10
2.2.1 Destilación Atmosférica	10
2.2.2 Destilación a vacío	11
2.2.3 Fluid Catalytic Cracking (FCC)	11
2.2.4 Reformado Catalítico	11
2.2.5 Hydrocracking (HDT)	11
2.2.6 Isomerización	12
2.2.7 Alquilación	12
2.2.8 Coquización Retardada	12
2.3 <i>Balances</i>	12
2.3.1 Balance de masa	12
2.3.2 Balance de energía	14
<b>3. ALTERNATIVAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES</b>	<b>17</b>
3.1 <i>Energía Solar</i>	17
3.1.1 Energía Fotovoltaica	17
3.1.2 Energía Solar Térmica	17
3.2 <i>Biomasa</i>	19
3.3 <i>Captura de CO<sub>2</sub></i>	20
3.4 <i>Almacenamiento en sales fundidas</i>	21
3.5 <i>Baterías</i>	22



<b>4. CASO DE ESTUDIO</b>	<b>23</b>
4.1 <i>Energía a cubrir</i>	23
4.1.1 Energía térmica	23
4.1.2 Energía eléctrica	23
4.2 <i>Planta híbrida</i>	23
4.2.1 Campo cilindro-parabólico	24
4.2.2 Campo fotovoltaico	25
<b>5. SIMULACIÓN</b>	<b>26</b>
5.1 <i>Simulación en SAM</i>	26
5.1.1 Introducción a SAM	26
5.1.2 Modelo usado	26
5.1.3 Localización	26
5.1.4 Campo Solar	27
5.1.5 Colectores	28
5.1.6 Tubo absorbedor	28
5.1.7 Almacenamiento térmico	29
5.1.8 Resultados de la simulación	30
5.2 <i>Simulación en Pvsyst</i>	32
5.2.1 Introducción	32
5.2.2 Localización	32
5.2.3 Sistema	33
5.2.4 Pérdidas	34
5.2.5 Resultados de la simulación	35
5.3 <i>Resultados de la simulación de la planta híbrida en Ciudad Real</i>	38
<b>6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD</b>	<b>39</b>
6.1 <i>Localización</i>	39
6.2 <i>Simulación en SAM</i>	39
6.3 <i>Simulación en PVsyst</i>	43
6.4 <i>Resultados de la simulación de la planta híbrida en Atacama</i>	45
<b>7. AHORRO DE EMISIONES</b>	<b>46</b>
<b>8. CONCLUSIONES</b>	<b>52</b>
<b>Referencias</b>	<b>54</b>



# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 1: Porcentaje en peso de los elementos del petróleo[9]	9
Tabla 2: Intervalos de destilación de los principales productos[10]	9
Tabla 3 Distribución de los productos ([12])	13
Tabla 4 Consumos energéticos Destilación de Vacío.[10]	14
Tabla 5 Consumos energéticos FCC.[10]	15
Tabla 6 Consumos energéticos Destilación Atmosférica.[10]	15
Tabla 7 Consumos energéticos Coquización Retardada.[10]	15
Tabla 8 Consumos energéticos Alquilación.[10]	15
Tabla 9 Consumos energéticos Reformado Catalítico.[10]	15
Tabla 10 Consumos energéticos anuales	15
Tabla 11 Principales Costes sistema cilindro-parabólico (1ª Simulación)	31
Tabla 12 Principales pérdidas del sistema	35
Tabla 13 Principales costes sistema fotovoltaico	37
Tabla 14 Comparación de los principales resultados en las dos localizaciones	41
Tabla 15 Principales Costes sistema cilindro-parabólico (2ª Simulación)	42
Tabla 16 Comparación CAPEX (energía térmica)	43
Tabla 17 Comparación CAPEX (energía eléctrica)	45



# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Ilustración 1 Objetivo de emisiones 2030. Serie histórica (2005 - 2016) y trayectoria prevista	2
Ilustración 2. Evolución prevista de la potencia instalada de energía eléctrica (MW) [3]	3
Ilustración 3 Consumo de energía final por sectores(1990-2018) [4]	4
Ilustración 4 Consumos de energía final en la industria española por fuentes (elaboración propia con datos[5] 4	
Ilustración 5: Refinerías de petróleo en España [6]	5
Ilustración 6 Capacidad refinería [6]	6
Ilustración 7 Evolución de la estructura de potencia instalada [7]	6
Ilustración 8 Evolución de la producción eléctrica en España [7]	7
Ilustración 9 Evolución de las emisiones de CO2 (elaboración propia con datos de [8])	7
Ilustración 10 Esquema de refino (Elaboración propia)	10
Ilustración 11 Distribución de los productos en tanto por ciento en masa [12]	13
Ilustración 12 Distribución de los productos	14
Ilustración 13 Tipo de paneles fotovoltaicos[15]	17
Ilustración 14 Colector Cilindro-Parabólico [35]	18
Ilustración 15 Esquema centrales de torre[36]	18
Ilustración 16 Generador Disco-Parabólico[37]	19
Ilustración 17 Receptor lineal de Fresnel [16]	19
Ilustración 18 Ciclo de CO2	20
Ilustración 19 Diagrama de flujo de las principales tecnologías de captura[20]	21
Ilustración 20 Almacenamiento térmico indirecto	22
Ilustración 21 Funcionamiento batería Ion-Litio[24]	22
Ilustración 22 Esquema de la solución híbrida (Elaboración propia)	24
Ilustración 23: Funcionamiento paneles bifaciales[27]	25
Ilustración 24: Mapa de irradiancia de la península	26
Ilustración 25: Localización	27
Ilustración 26: Datos climáticos Ciudad Real	27
Ilustración 27: Irradiancia directa	27
Ilustración 28: Parámetros Campo Solar	28
Ilustración 29: Parámetros Colectores	28
Ilustración 30: Parámetros Tubo Absorbedor	28
Ilustración 31: Estudio paramétrico optimización del factor de cobertura en función del almacenamiento	29
Ilustración 32: Parámetros del Almacenamiento	29
Ilustración 33: Carga y descarga del sistema de almacenamiento	30
Ilustración 34: Temperaturas de los tanques de almacenamiento	31
Ilustración 35: Resumen de los resultados 1ª Simulación	32
Ilustración 35: Parámetros paneles FV	33

Ilustración 36 Tamaño del panel y Curva I-V del panel	33
Ilustración 38 Parámetros del Inversor	34
Ilustración 39 Curva de comportamiento del Inversor	34
Ilustración 40 Energía diaria producida	35
Ilustración 41: Energía diaria generada en junio (kWh)	36
Ilustración 42: Balances y resultados principales por meses 1ª Simulación	36
Ilustración 42: Pérdidas ilustradas	37
Ilustración 44: Irradiancia global [29]	39
Ilustración 45: Irradiancia directa	40
Ilustración 46: Datos climáticos Desierto Atacama	40
Ilustración 47: Resumen de los resultados 2º simulación	41
Ilustración 48: Potencia térmica	42
Ilustración 49: Energía diaria producida	43
Ilustración 50: Energía generada por horas en diciembre	44
Ilustración 51: Balances y resultados principales por meses 2º simulación	44
Ilustración 52: Emisiones directas[30]	46
Ilustración 53: Emisiones indirectas [30]	47
Ilustración 54: Evolución coste emisión CO <sub>2</sub> [31]	47
Ilustración 55: Periodo de recuperación de la inversión(1ªSimulación)	48
Ilustración 56: Evolución de la inversión inicial (1ªSimulación)	48
Ilustración 57: Evolución del impuesto verde(Chile) [34]	49
Ilustración 58: Tendencia del impuesto verde	50
Ilustración 59: Periodo de recuperación de la inversión(2ªSimulación)	50
Ilustración 60: Evolución de la inversión inicial (2ªSimulación)	51

# Notación

---

AOP	Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos
CAPEX	Capital Expenditure
CCP	Colector Cilindro Parabólico
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
EES	Engineering Equation Solver
FCC	Fluid Catalytic Cracking
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HDT	Hydrocracking
HTF	Heat Transfer Fluid
ONU	Organización de Naciones Unidas
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PR	Performance Ratio
REE	Red Eléctrica Española
SAM	System Advisor Model
TES	Thermal Energy Storage
UE	Unión Europea





# 1. INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 Descarbonización

La creciente preocupación en las últimas décadas debido a las consecuencias del cambio climático provocado por los gases de efecto invernadero, ha obligado a tomar medidas para mitigar y/o reducir este fenómeno. Para conseguir ese objetivo es vital lograr una economía sostenible, donde la descarbonización va a tener un papel esencial.

La descarbonización es un proceso de reducción de las emisiones de gases de efectos invernadero (dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)) de manera progresiva, a la atmosfera. Dichas emisiones son consecuencia del estilo de vida de los seres humano, donde se incluye nuestra economía, sistema de producción de energía, ganadería y agricultura intensivas, etc...

Para lograr esto es necesario la implicación de la sociedad, los gobiernos y las empresas.

## 1.2 Objetivos Unión Europea y España

### 1.2.1 Acuerdo de París (2015)

El 12 de diciembre de 2015, 195 países se comprometieron mediante la firma de un acuerdo a combatir el cambio climático en el encuentro de la Organización de Naciones Unidas (ONU) sobre el clima (COP21). A dicha cumbre asistieron más de 150 jefes de Estado, debido a la importancia del tema a tratar.

El objetivo de dicho acuerdo es evitar el incremento de la temperatura media global del planeta por encima de los 2 °C respecto a los niveles preindustriales, además, busca fomentar esfuerzos extras que hagan posible reducir ese objetivo a 1,5°C. También reconoce la necesidad de llegar al máximo de emisiones lo antes posible para lograr un planeta climáticamente neutro a mediados de siglo, asumiendo que esto llevará más tiempo a los países aún en desarrollo.

La implementación del Acuerdo de Paris requiere de una transformación económica y social. Este acuerdo incluye un ciclo de revisión, donde cada 5 años, los países deben presentar un balance del estado de la implementación, incluyendo el progreso respecto al objetivo de los 2 °C. Dichas revisiones deben llevar consigo políticas cada vez más ambiciosas, reconociendo la importancia de los ecosistemas como absorbedores del carbono, más en concreto, de los bosques.

El Acuerdo de París también abarca la adaptación a los efectos adversos del cambio climático, fortaleciendo la resiliencia y disminuyendo la vulnerabilidad. También se acordó la transformación de las tecnologías hacia un objetivo cada vez más eficientes, lo que conlleva grandes inversiones de capital. El Acuerdo reafirma que los países desarrollados deben prestar asistencia financiera a los países menos desarrollados y más vulnerables al cambio climático, pues tienen menos capacidad de adaptación. [1], [2]

## 1.2.2 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030)

Con la firma del Acuerdo de París (2015), la Unión Europea (UE) exigió a sus Estados miembros presentar un plan para alcanzar el objetivo pactado. En 2021, España hizo lo propio y presentó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), donde se recoge las propuestas legislativas para cumplir los objetivos vinculantes para la UE en 2030 que se presentan a continuación:

- Reducción del 55% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- El consumo de energía final bruta ha de ser entre un 38% y 40% de renovables.
- Una mejora de la eficiencia energética de al menos un 36%.
- La generación de energía eléctrica será un 74% de renovables.
- Una interconexión eléctrica de los Estados miembros del 15%.

El PNIEC (2021-2030) de España identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la seguridad energética; la eficiencia energética en el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad.

El objetivo a largo plazo de España es el de convertirse en un país neutro en emisiones de carbono para 2050, para lo que se ha propuesto una mitigación de las emisiones de un 90% para 2030 respecto a 1990, pasando de los 340,2 MtCO<sub>2</sub>-eq emitidos en 2017, a los 221,8 MtCO<sub>2</sub>-eq en 2030. Dado que el 75% de los gases de efecto invernadero se producen en el sector energético, su descarbonización será la clave para desarrollar la transición energética. Los sectores de la economía que reducirán más sus emisiones en cifras absolutas son por orden:

- Generación eléctrica, 36 MtCO<sub>2</sub>-eq.
- Movilidad y transporte, 27 MtCO<sub>2</sub>-eq.
- Residencial, comercial e institucional, 10 MtCO<sub>2</sub>-eq.
- Sector de la industria (combustión), 7 MtCO<sub>2</sub>-eq.

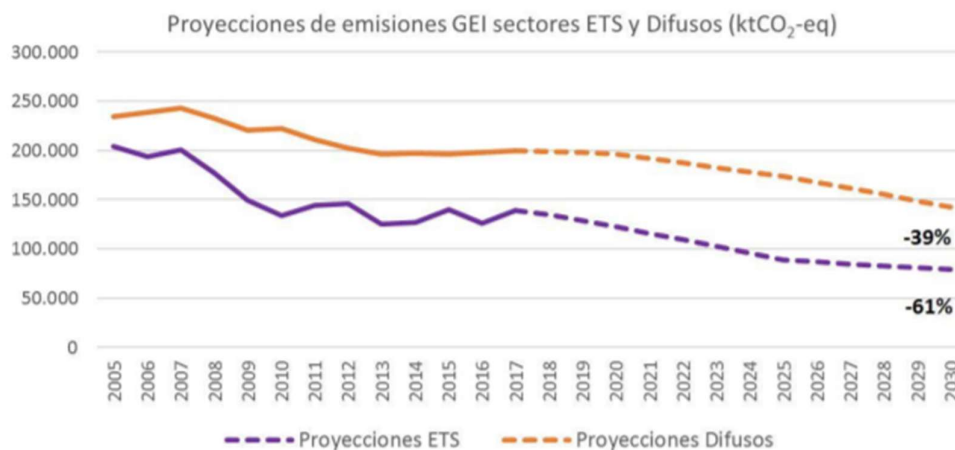


Ilustración 1 Objetivo de emisiones 2030. Serie histórica (2005 - 2016) y trayectoria prevista

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

La previsión de reducción en el sector eléctrico es el resultado de la pérdida sustancial del peso del carbón en la generación eléctrica. Nueve de las quince centrales térmicas de carbón existentes en (2019) dejarán de estar operativas al inicio del Plan en 2021, siendo esto el resultado de la decisión de las empresas de no realizar inversiones debido a que éstas dejarán de ser competitivas dado al aumento previsto del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub>.

En segundo lugar, la descarbonización del sistema eléctrico se deberá al aumento de la importancia de las tecnologías renovables, que irán sustituyendo de manera progresiva a los combustibles fósiles. Se prevé que la

generación eléctrica renovable sea del 74% en el año 2030, siendo la potencia total instalada de 161 GW, de los cuales 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW de ciclos combinados de gas; 16 GW energía hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica y 3 GW nuclear. El total de las renovables dependerá finalmente de cómo vayan evolucionando los costes, así como la viabilidad y flexibilidad de su implantación.

Otro de los puntos donde se hace hincapié es en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento, con una potencia extra de 6 GW, lo que dotaría de mayor capacidad de gestión en la generación, contribuyendo así a la seguridad del suministro.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

Ilustración 2. Evolución prevista de la potencia instalada de energía eléctrica (MW) [3]

En el ámbito de la movilidad y transporte, la reducción de emisiones será consecuencia del desplazamiento desde el vehículo de combustión convencional hacia el transporte público y los modos no emisores, así como un aumento de los vehículos eléctricos. Se espera que para 2030 haya 5 millones de vehículos eléctricos y el uso de biocarburantes avanzados. Otro aspecto importante será la delimitación de zonas de bajas emisiones en las ciudades de más de 50.000 habitantes a partir de 2030.

En el sector industrial, la totalidad de las mejoras en las emisiones se alcanzan en los procesos de combustión, por lo que se espera grandes cambios en los combustibles utilizados para estos procesos. Por otro lado, la descarbonización de la industria requerirá importantes avances tecnológicos que provendrán de las políticas de I+i+c. En cuanto a eficiencia energética, se dará prioridad a la implementación de medidas de innovación orientadas a la recuperación de calor residual, la incorporación de energías renovables y a la integración de tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> para reducir las emisiones, poniendo especial atención a aquellas tecnologías y aplicaciones industriales con gran consumo de energía y recursos.

Para el 2050, se plantea objetivos mucho más ambiciosos con el fin de alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI. Este objetivo implica una reducción de al menos un 90% de las emisiones de GEI respecto a 1990. Además, quiere lograr para entonces un sistema eléctrico 100% renovable. En cuanto al transporte, se espera que para 2040 los vehículos comerciales ligeros sean vehículos con emisiones 0 gCO<sub>2</sub>/km, motivado por grandes avances de I+D+i.

[3]

## 1.3 La descarbonización en España

### 1.3.1 Situación general

Desde que comenzó la era industrial, se requirió del uso intensivo de fuentes energéticas, en primer lugar, fue

el carbón, debido a que era un recurso mineral abundante en la mayoría de los países. Esto fue variando a lo largo de los años hasta llegar al mix energético que tenemos hoy en día en el sector industrial en España.

Históricamente, el sector de la industria ha sido el mayor consumidor de energía en España. No obstante, debido a las medidas que comenzaron en la década de los setenta, unido a las mejoras en los procesos industriales, la terciarización de la economía y al aumento de la movilidad de mercancías y personas, han hecho que el sector industrial haya perdido peso en la estructura de demanda energética, llegando a ser el sector de transporte el mayor consumidor.

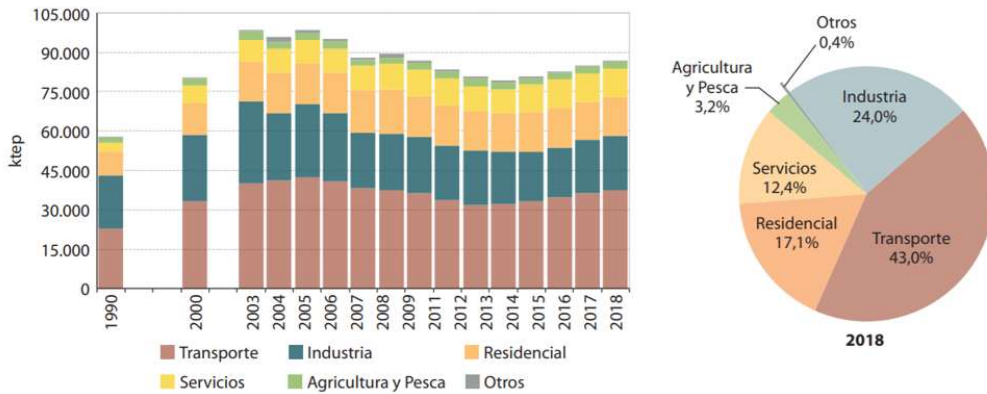


Ilustración 3 Consumo de energía final por sectores(1990-2018) [4]

### 1.3.2 Situación de la industria

Dentro del sector industrial, las fuentes de energía final han ido variando a lo largo del tiempo, siendo los carbones (hulla, antracita, aglomerados, coque de coquería y alquitranes de carbón) y los productos petrolíferos (gasolina, GLP, queroseno, gasóleo y fueloil), las fuentes predominantes a principio de la década de los 90. Éstas han ido perdiendo peso en el sector industrial a medida que los gases, gas natural en su mayoría, han ido aumentando su uso hasta llegar a ser la predominante en la actualidad. Por otro lado, la energía eléctrica ha mantenido su aportación a la energía final prácticamente constante. De igual modo, las energías renovables, donde destaca la biomasa y en menor medida el biogás, también muestran una tendencia regular con el paso del tiempo. No obstante, cabe señalar que en los últimos años la energía solar térmica está empezando a usarse cada vez más en la industria española.

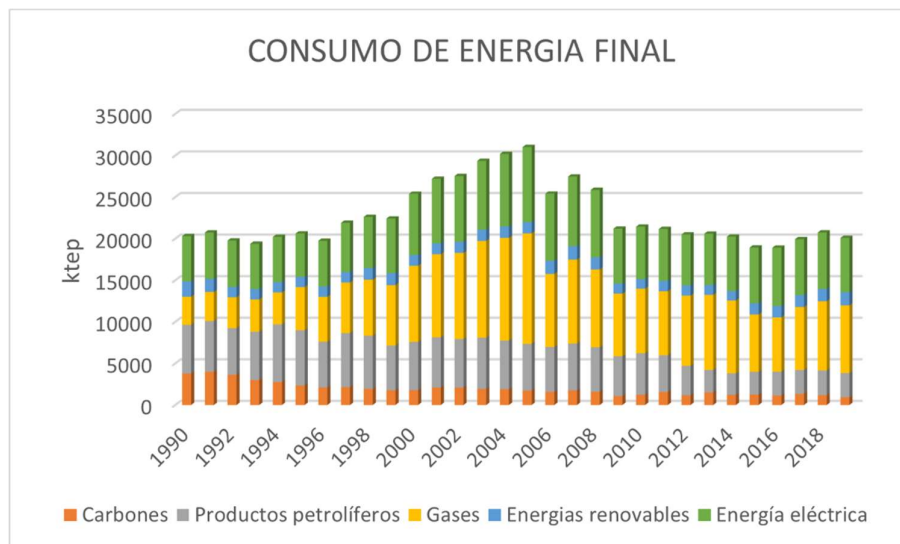


Ilustración 4 Consumos de energía final en la industria española por fuentes (elaboración propia con datos[5])

Todos estos consumos de energía conllevan a que el sector de la industria sea el segundo mayor emisor de gases de efecto invernadero en España, por detrás del transporte, siendo el responsable de aproximadamente el 20% de los 340 millones de toneladas de Dióxido de Carbono equivalente (tCO<sub>2</sub>e) emitidas en España en 2018. Dentro de este grupo, el sector del refino produce el 17 % del GEI del total de la industria, lo que corresponde a un 3,4% del global.

[4], [5]

### 1.3.3 Situación de la industria de refino

La industria del refino en España constituye un sector de importancia estratégica para la economía española, pues, no solo proporciona energía en una gran variedad de formas (producción eléctrica, combustibles, calefacción), sino que es la base para la fabricación de múltiples productos de uso diario, desde materiales para producir alimentos, equipamiento médico o materiales para la construcción. Por ello, la industria de refino y la distribución de los productos petrolíferos no es sólo importante en sí misma, sino que repercute de manera notable en otros sectores de la economía.

En España, la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) la constituyen nueve refineries distribuidas por la península. Poseen capacidad de refino BP, CEPSA, ENI, GALP, REPSOL y SARAS.



REFINO: 9 refineries



Ilustración 5: Refinerías de petróleo en España [6]

La capacidad de refino en España ha aumentado en los últimos años hasta llegar a los actuales 76,8 millones de toneladas de productos petrolíferos, los cuales van desde combustibles, lubricantes, naftas, GLP, betunes, asfaltos...

<b>Capacidades de Refino España</b>			
Refinería	Dest. Atmosf Mt/año	Dest. Atmosf Bbl/d	FCC Equiv. Mt/a
Cartagena	11,0	220.000	8,4
A Coruña	6,0	120.000	4,0
Puertollano	7,5	150.000	4,9
Tarragona	9,0	180.000	3,9
Bilbao	11,0	220.000	7,0
Tenerife	4,6	92.000	0,6
Algeciras	12,0	240.000	2,6
Huelva	9,2	184.000	4,6
Castellón	5,4	108.000	3,6
Asesa	1,1	22.000	
<b>TOTAL</b>	<b>76,8</b>	<b>1.536.000</b>	<b>39,6</b>

Ilustración 6 Capacidad refinería [6]

Con todo ello, la industria del refino en España contribuye con el 2,2% del Producto Interior Bruto (PIB) del país, lo que supone más de 39.073 millones de euros como cifra de negocio y más de 19.804 millones de euros recaudados en impuestos. [6]

### 1.3.4 Mercado eléctrico

En cuanto al mercado eléctrico en España, las fuentes de energías han ido variando como en el resto de los sectores a lo largo del tiempo, hasta llegar al mix energético que tenemos hoy en día. Mientras que la demanda de energía eléctrica en España se ha mantenido prácticamente constante en los últimos 10 años en torno a los 250.000 GWh, la potencia instalada, así como las fuentes de energía, han variado.

La potencia instalada en España en 2010 era de 99.043 MW mientras que actualmente la potencia instalada es de 110.839 MW, lo que supone un aumento del 11,9 %. El aumento de la capacidad proviene principalmente de las nuevas instalaciones de ciclo combinado y las tecnologías renovables.[7]

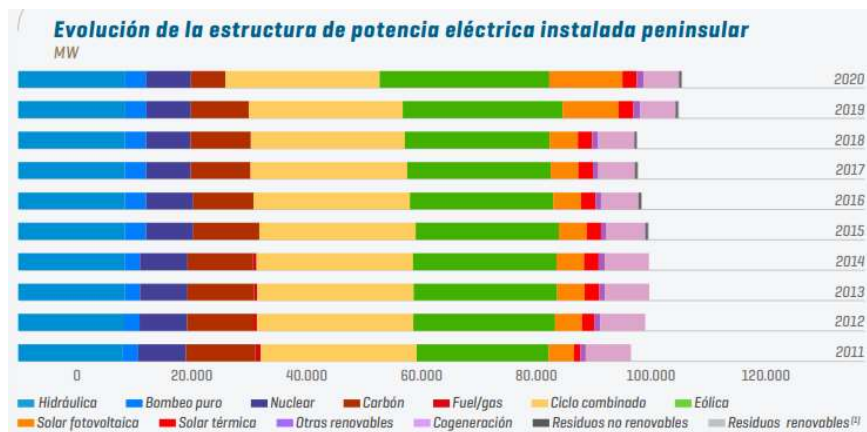


Ilustración 7 Evolución de la estructura de potencia instalada [7]

Como podemos comprobar, la potencia instalada de las fuentes no renovables ha ido disminuyendo a la vez que han aumentado la de las fuentes renovables, las cuales suponen actualmente, el 54 % la potencia instalada total.

De manera similar a la potencia instalada, la producción de energía eléctrica renovable ha aumentado de manera significativa en los últimos 10 años, a la par que la producción no renovable ha disminuido.

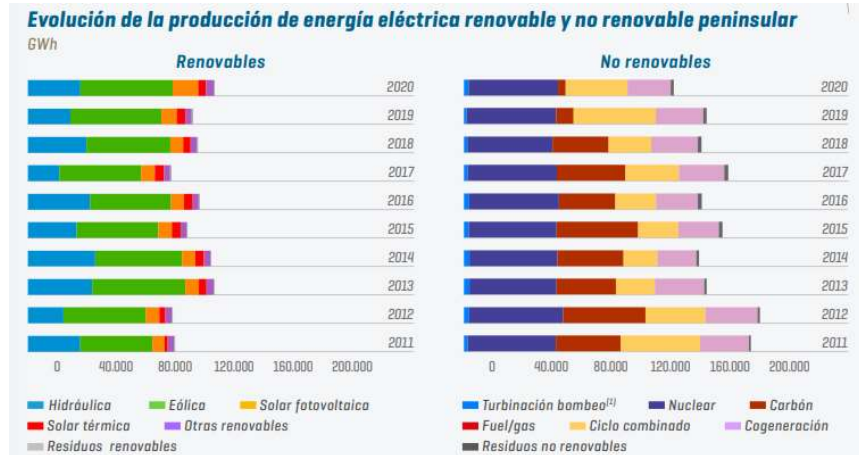


Ilustración 8 Evolución de la producción eléctrica en España [7]

Todos estos consumos energéticos entre los distintos sectores de la economía en España conllevan unas grandes emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI), autores del cambio climático. Los gases de efecto invernadero directo son varios como hemos comentado anteriormente. Dado que el CO<sub>2</sub> es el gas que se encuentra en mayor proporción, la emisión de gases de efecto invernadero se mide en toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente (CO<sub>2eq</sub>). La cantidad de gases de efecto invernadero emitidos en las últimas décadas en España ha variado de la siguiente manera:

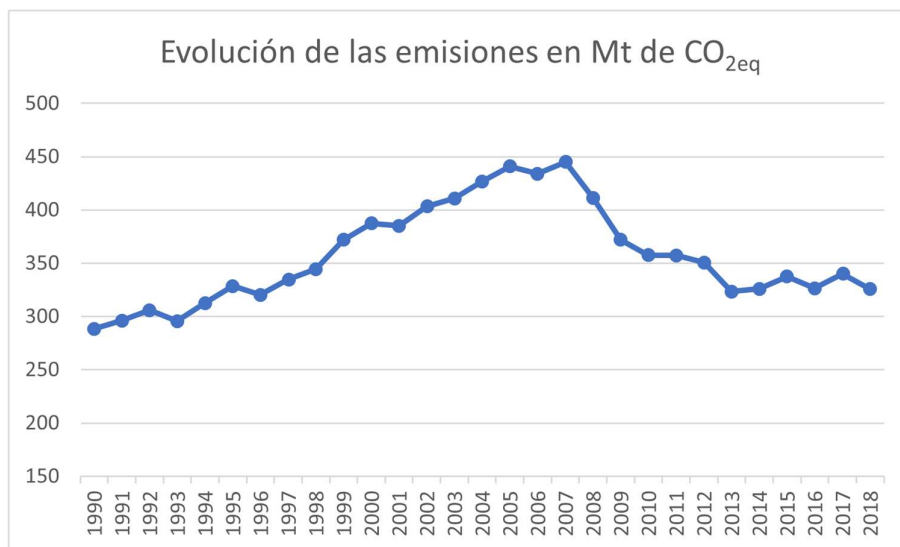


Ilustración 9 Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (elaboración propia con datos de [8])

Como podemos comprobar, las emisiones se han reducido de manera significativa en los últimos 10 años a medida que ha ido aumentando el uso de energías renovables. No obstante, estamos aun muy lejos del objetivo marcado en el PNIEC.

## 1.4 Objetivos

Como hemos podido comprobar en el apartado anterior, la industria española y, en concreto, la industria petroquímica, emite elevadas cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que, si España quiere alcanzar el objetivo marcado en el PNIEC para 2030, tiene que dar pasos agigantados en esta materia.

La base de nuestro estudio se centra en el análisis de diferentes alternativas renovables para lograr reducir las emisiones. Para ello, estudiaremos como solución la implantación de una planta híbrida cilindroparábólica y fotovoltaica, con el fin de sustituir los combustibles convencionales usados en las refinerías, en su mayoría de origen fósil, simulando éstas en diferentes programas y evaluando los resultados obtenidos.

En primer lugar, estudiaremos el proceso de refino del crudo, desde que llega a la refinería hasta que sale de ésta, pasando por el esquema de procesos y, posteriormente, realizaremos el balance de masa y energía para conocer los consumos de nuestra planta y hacer una primera estimación de la cantidad de energía a cubrir por las alternativas renovables elegidas.

En segundo lugar, simularemos en diferentes programas las instalaciones que cubrirán los consumos energéticos, térmicos y/o eléctricos, de nuestra refinería, obteniendo resultados tales como el tamaño del campo, energía producida, el factor de cobertura, etc...

A continuación, realizaremos un estudio paramétrico de nuestras instalaciones donde compararemos diferentes opciones dentro éstas, para elegir la que maximice nuestro factor de cobertura, buscando producir la máxima energía posible. También, se realizará un análisis de sensibilidad en función del emplazamiento de nuestra planta, comparando los principales resultados obtenidos.

Para finalizar, estimaremos las emisiones de GEI que conseguiríamos evitar gracias a las alternativas implantadas en la refinería, así como el estudio del ahorro anual que obtendríamos al reducir dichas emisiones. Por otro lado, analizaremos mediante Capital Expenditure (CAPEX) las dos alternativas de nuestro análisis de sensibilidad.



## 2. PROCESO DE REFINO

### 2.1 Introducción

La materia prima esencial para las refinerías es el petróleo o crudo de petróleo, no obstante, en algunas zonas se introducen crudos sintéticos procedentes de otras fuentes (arenas alquitranadas, Gilsonita...) como materias primas. La clasificación de los distintos tipos de petróleo es muy diversa y ninguna de ellas es definitiva. Atendiendo a la composición elemental del crudo podemos afirmar que está comprendida dentro de los siguientes valores:

Tabla 1: Porcentaje en peso de los elementos del petróleo[9]

Elementos	% en peso
<b>Carbón</b>	84-87
<b>Hidrógeno</b>	11-14
<b>Azufre</b>	0-2
<b>Nitrógeno</b>	0,2

La transformación del crudo de petróleo en los diferentes productos derivados se produce gracias a la aplicación de diversos procesos físicos y químicos con el fin de alcanzar el máximo valor añadido al producto refinado y al mínimo coste posible, sin olvidar las exigencias medioambientales cada vez más restrictivas.

Al principio el refino de petróleo se basaba en la destilación simple del crudo, en batch (por lotes), de forma que los hidrocarburos se vaporizan en función de su punto de ebullición y condensan posteriormente, separándose a continuación en diferentes fracciones según su intervalo de destilación. A partir de ahí se desarrolló la destilación continua actual. El uso del cracking térmico supuso una etapa intermedia en la que el manejo de elevadas temperaturas permitía la rotura (cracking) de las grandes moléculas en otras más ligeras de mayor valor. Con el uso de los catalizadores se llega al proceso actual.

El principal objetivo de los procesos de refino será por tanto obtener productos de menor peso molecular y mayor valor económico. En todo este proceso se obtendrán diferentes productos intermedios o finales en función del intervalo de destilación.

Tabla 2: Intervalos de destilación de los principales productos[10]

Productos	Intervalo de destilación (°C)
<b>LPG</b>	-42-0
<b>Gasolina</b>	0-210
<b>Queroseno de aviación</b>	190-270
<b>Gasóleo automoción</b>	190-345
<b>Residuo atmosférico</b>	>345
<b>Gasoil ligero vacío</b>	345-425
<b>Gasoil pesado de vacío</b>	425-560
<b>Residuo de vacío</b>	>560

## 2.2 Esquema del proceso

La disposición de un tipo u otro de esquema dependerá del entorno económico de la refinería, del mercado disponible y de su capacidad de aprovisionamiento de crudos.

El esquema de nuestra refinería es el mostrado a continuación, el cual dispone de los siguientes equipos o procesos:

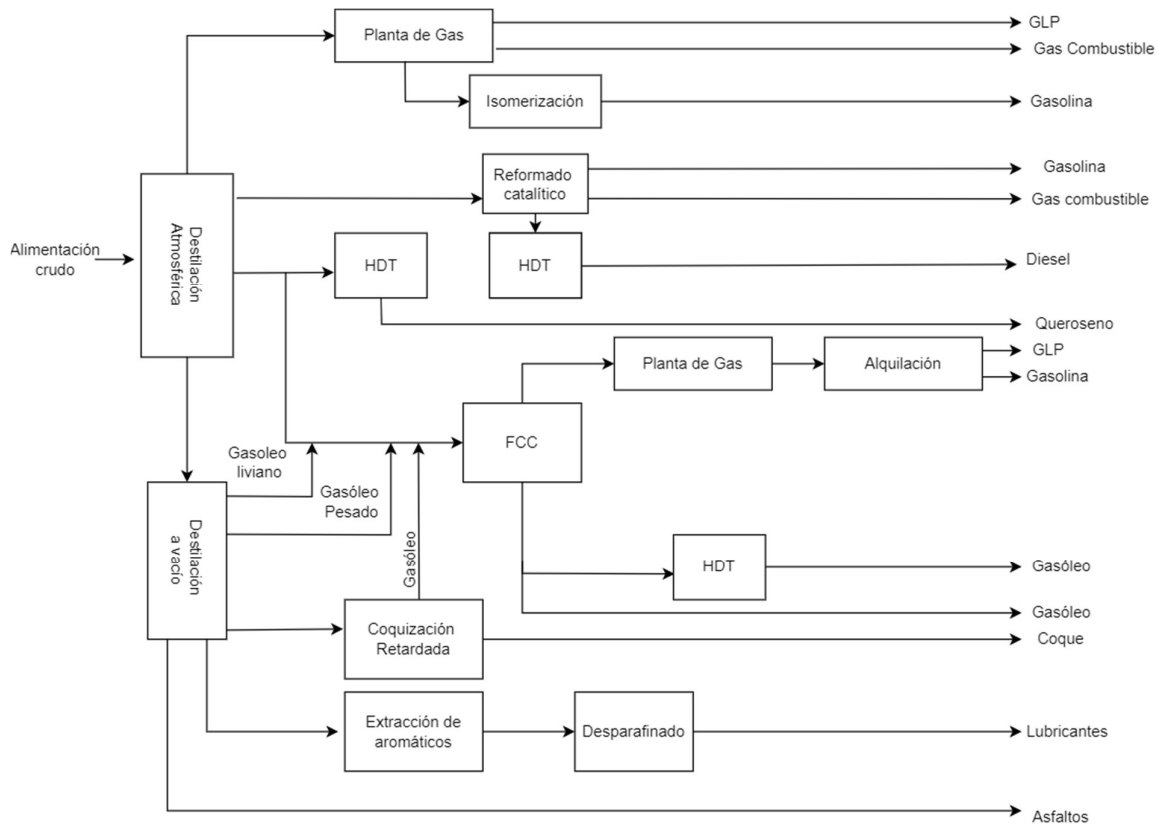


Ilustración 10 Esquema de refino (Elaboración propia)

### 2.2.1 Destilación Atmosférica

Supone la primera etapa del refino de un crudo, el objeto de ésta es su vaporización parcial y separación por condensación a distintas temperaturas en distintas fracciones. Se consigue en una columna de destilación, la cual dispone de una serie de platos, del orden de 36, en los que se recogen los líquidos condensados. La temperatura de la columna va disminuyendo a medida que va ascendiendo. La destilación se realiza a una presión ligeramente por encima de la atmosférica, de ahí su denominación.

El calor necesario para la destilación es proporcionado por un horno al cual entra el crudo precalentado después de su paso por una serie de intercambiadores de calor con productos a mayor temperatura obtenidos en la propia torre de destilación, de forma que se consiga la máxima eficiencia energética.

Debido a la presencia de sales inorgánicas el crudo debe ser desalado previamente a su procesamiento, este desalado se consigue por mezcla con agua para disolver las sales. La mezcla se calienta a una temperatura entre 120 y 150 °C de forma que no se sobrepase su punto de vaporización a la presión de trabajo.

Una vez que se tiene el crudo caliente y desalado, se introduce por la parte inferior de la columna atmosférica, en la conocida “zona flash”, donde ciertas fracciones del crudo se vaporizan ascendiendo los vapores a través de la torre por los platos perforados dispuestos en su interior, donde a medida que ascienden se van enfriando hasta que en función de su volatilidad condensan en el plato correspondiente. Las fracciones más pesadas condensan en los platos inferiores, mientras que las más ligeras en la parte superior de la columna.

### 2.2.2 Destilación a vacío

Las elevadas temperaturas necesarias para la destilación a presión atmosférica de las fracciones más pesadas podrían producir el craqueo térmico, lo que supone la pérdida del producto y el ensuciamiento del equipo. Por consiguiente, el crudo se destila bajo vacío, ya que al disminuir la presión decrece la temperatura de ebullición.

La alimentación, una vez calentada en el horno, se introduce en la zona flash de la columna, a una temperatura entre 410-415 °C. El vacío de la torre se mantiene gracias a unos eyectores, siendo la presión mínima de trabajo en torno a los 10 mbar.

El fraccionamiento en las columnas de vacío no es tan efectivo como en las columnas atmosféricas, pues el número de platos es muy inferior.

### 2.2.3 Fluid Catalytic Cracking (FCC)

El craqueo catalítico es uno de los procesos de la refinería más importantes y usados para la conversión del gasoil de vacío en destilados más ligeros. En este proceso la rotura de las moléculas de hidrocarburos da lugar a moléculas de menor tamaño en el rango de destilación de las gasolinas y los gasóleos, produciendo además GLP, un residuo pesado utilizado en la formulación del fueloil y, en último lugar, carbón(coque) que se usa como fuente de energía para el proceso.

Desde el punto de vista químico, se producen tres tipos de reacciones:

- *Cracking térmico*. Se produce debido al efecto de la temperatura y el tiempo de reacción al que es sometido la molécula de hidrocarburo. Como resultado de este tipo de reacción se consigue una gran cantidad de hidrocarburos ligeros, concretamente metano y etano, así como hidrocarburos alfa-olefinicos y coque.
- *Cracking catalítico*. Transcurre a través de un mecanismo de ión-carbonio. Las reacciones pueden ser de dos tipos, primero se produce un primer cracking de la molécula y tras su reestructuración, se produce un cracking posterior. Este mecanismo de reacción conduce a hidrocarburos ramificados olefinicos.
- *Transferencia de hidrógeno*. Son consecuencia de la reacción de cracking catalítico y suponen el desdoblamiento de dos o más moléculas de hidrocarburos, una de las cuales ha de ser una olefina, en parafinas y aromáticos.

### 2.2.4 Reformado Catalítico

La demanda de gasolinas de alto octanaje ha estimulado el uso de este proceso, pues con la nafta pesada de destilación atmosférica no es posible la fabricación de gasolinas debido a su bajo número de octano. Los hidrocarburos con mayor octanaje son los aromáticos seguidos de los isoparafínicos, por ello, el reformado de naftas es un proceso catalítico en el que una serie de reacciones químicas tienden a incrementar la aromaticidad de la alimentación. El balance neto del proceso de una producción de Hidrógeno, GLP y Nafta reformada junto con Fuel Gas (metano y etano).

### 2.2.5 Hydrocracking (HDT)

Este proceso tiene como objetivo la conversión de destilados de vacío y residuos en productos destilados. Compite con el craqueo catalítico (FCC), sin embargo, sus productos al ser hidrogenados presentan mayor calidad. Las reacciones químicas producidas en el hydrocracking son de dos tipos, de hidrogenación y de cracking. Dentro de la primera reacción se encuentran las de hidrosulfuración, hidrogenitrogenación, hidroxigenación y saturación de olefinas, mientras que de cracking abarca las de hidrodealquilación, hidrodecilación.

Al igual que en el resto de los procesos de cracking, se producen reacciones de coquización aunque más cortas, debido a la presencia de hidrógeno.

### 2.2.6 Isomerización

El objetivo de este proceso es el de incrementar el número de octano de la nafta ligera en el rango de hidrocarburos en  $C_5$  y  $C_6$  a través de la conversión de las parafinas normales en sus isómeros. La reacción está limitada por parámetros termodinámicos, por ellos la conversión aumenta a bajas temperaturas.

### 2.2.7 Alquilación

A través de este proceso obtenemos componentes de gasolina a partir de hidrocarburos en  $C_3$  y  $C_4$ . Se basa en la adición de isobutano a compuestos olefinicos, n-butenos, propileno y amilenos. En función del componente con el que se produzca la reacción, se obtendrá un ato como producto final de mayor o menor octanaje.

La reacción es catalizada por un ácido fuerte, siendo los principales el ácido sulfúrico y el fluorhídrico, cuyo consumo necesario del último es muy superior.

### 2.2.8 Coquización Retardada

La torre de destilación de vacío produce un residuo cuya calidad es mucho peor que el residuo de la torre atmosférica, lo que hace necesario el uso de una gran cantidad de fluidificantes para su transformación en fueloil. La eliminación del residuo y la liberación del fluidificante se consigue gracias al proceso de coquización, el cual consiste en un cracking térmico del residuo de la torre de vacío, obteniéndose destilados medios y ligeros además de coque (carbón).

El coque es un material sólido, compuesto principalmente por carbono e hidrógeno y una alta concentración de azufre, el cual tiene una gran variedad de usos. En función del proceso utilizado obtenemos diferentes tipos de coque: verde, regular y de aguja.

[9]–[11]

## 2.3 Balances

Con el fin de conocer los consumos energéticos, ya sean térmicos o eléctricos, que tiene nuestra planta es necesario realizar un balance de masa y energía por cada equipo que compone nuestro esquema de producción.

### 2.3.1 Balance de masa

Para la realización de este apartado nos hemos basado en la tabla de distribución de productos mostrada en la Ilustración 11.

	Mas(%)	API	%S (w/w)
<b>UNIDAD DE DESTILACION ATMOSFERICA</b>			
<b>Alimentación</b>			
Crudo	100	26.4	1
<b>Productos</b>			
C2	0.1		
C3	0.3		
IC4	0.2		
nC4	0.6		
C5-180 °F	4.3	63	0
180-350	11.7	49.9	0.01
350-400	4.3	42.5	0.11
400-525	12.2	36.5	0.24
535-650	12.5	38	0.52
650+	54	15.5	1.54
<b>Total</b>			
<b>UNIDAD DE DESTILACION A VACIO</b>			
<b>Alimentación</b>			
650+	54	15.5	1.54
<b>Productos</b>			
650-850	20.4	22.2	0.95
850-1050	15.6	15.5	1.51
1050+	18	8.7	2.17
<b>Total</b>			

Ilustración 11 Distribución de los productos en tanto por ciento en masa [12]

A continuación se muestra en la Tabla 3 los diferentes productos que aparecen en cada unidadde proceso.

Tabla 3 Distribución de los productos ([12])

<b>DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA</b>	C2, C3, IC4, nC4	GLP y Gas Combustible
	C5-180 °F,180-350 °F,350-400 °F	Nafta y gasolinas
	400-525 °F	Queroseno
	535-650 °F	Diesel o gasóleo
<b>DESTILACIÓN A VACÍO</b>	650-850 °F	Diesel o gasóleo
	850-1050 °F	Lubricantes
	1050+ °F	Coque y Asfaltos

A la viata de lo expuesto, la distribución de productos en porcentaje en masa en nuestro esquema de planta quedaría de la manera que se muestra en la Ilustración 12:

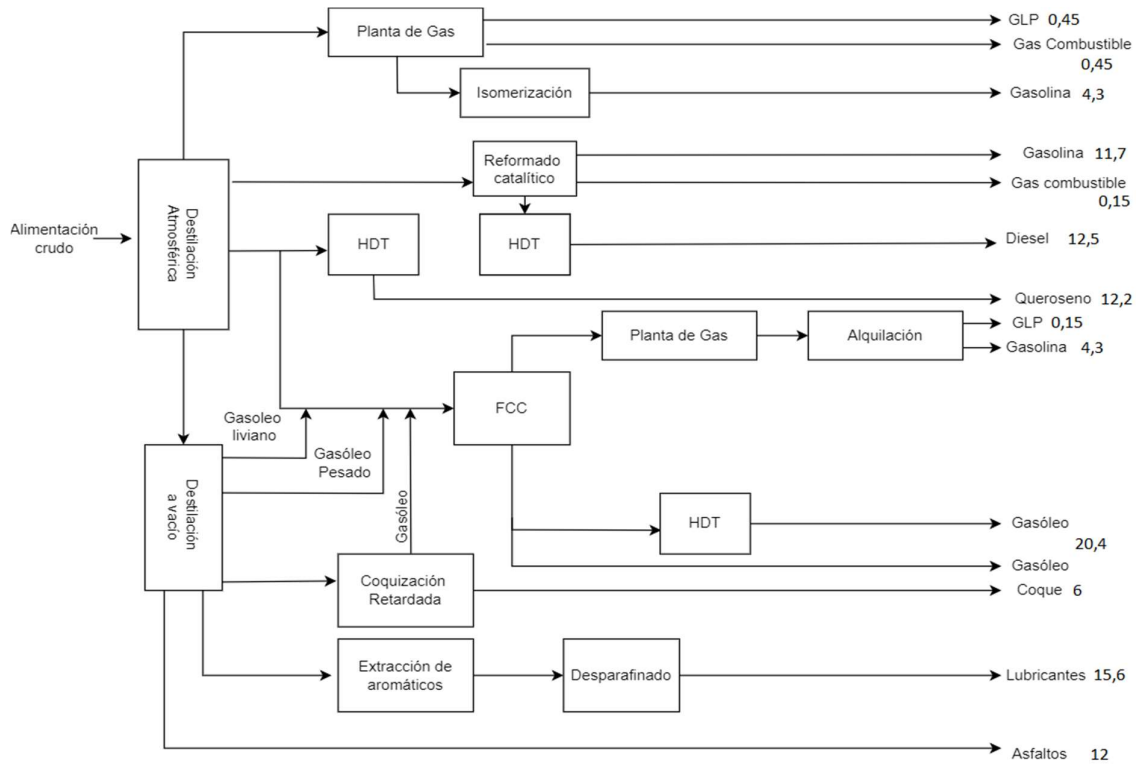


Ilustración 12 Distribución de los productos

Una vez que tenemos la distribución de los productos en nuestro esquema, podemos saber la cantidad exacta de crudo que pasa por cada equipo de nuestra planta. Fijando una entrada anual de crudo en nuestra planta de 7 millones de toneladas anuales, valor que obtenemos de la media de la producción anual de las nueve refineras españolas, obtenemos el balance de masa completo de nuestro caso de estudio.

### 2.3.2 Balance de energía

Una vez resuelto el balance de masa de nuestro sistema en el programa Engineering Equation Solver(EES) y sabiendo el consumo térmico y eléctrico por cada tonelada de crudo y equipo, obtenemos de manera sencilla los consumos energéticos de la refinera.

En las siguientes tablas se muestra los consumos energéticos de los equipos con consumos más relevantes:

Tabla 4 Consumos energéticos Destilación de Vacío.[10]

Consumos energéticos		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>400-800</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>1,5-4,5</b>

Tabla 5 Consumos energéticos FCC.[10]

<b>Consumos energéticos</b>		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>100-2000</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>3,6-50</b>

Tabla 6 Consumos energéticos Destilación Atmosférica.[10]

<b>Consumos energéticos</b>		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>400-690</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>4-7,6</b>

Tabla 7 Consumos energéticos Coquización Retardada.[10]

<b>Consumos energéticos</b>		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>800-1200</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>20-30</b>

Tabla 8 Consumos energéticos Alquilación.[10]

<b>Consumos energéticos</b>		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>1000-3000</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>20-65</b>

Tabla 9 Consumos energéticos Reformado Catalítico.[10]

<b>Consumos energéticos</b>		
<b>Térmico</b>	<b>MJ/t</b>	<b>2000</b>
<b>Eléctrico</b>	<b>kWh/t</b>	<b>5</b>

Con todo esto llegamos a la demanda de energía anual de la planta, siendo ésta la que se muestra a continuación en la tabla 10:

Tabla 10 Consumos energéticos anuales

<b>CONSUMO TÉRMICO TOTAL (GJ/año)</b>	<b>12.269.127,5</b>
<b>CONSUMO ELÉCTRICO TOTAL (MWh/año)</b>	<b>130.444.650</b>

Como podemos apreciar, son consumos muy elevados, aunque, según el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), son valores coherentes ya que la industria petroquímica supuso en 2019 el 17,64 % del consumo de energía final de todo el sector industrial en España.

Cabe destacar que los equipos que requieren un mayor consumo de energía térmica son, por orden, las torres de destilación atmosférica y de vacío, con un consumo térmico que supone el 31,09 % y 18,49% respectivamente del total. Por otro lado, los consumos eléctricos predominantes se dan en la torre de destilación atmosférica (31,09%), FCC (35,45%) y alquilación (10,15%).



# 3. ALTERNATIVAS PARA REDUCIR LAS EMISIONES

Como hemos podido comprobar en el apartado anterior, los consumos energéticos de una refinería necesarios para llevar a cabo todos los procesos son muy elevados, por ello, pasamos a estudiar diferentes alternativas renovables que se adapten a nuestra instalación para aportar esa energía con emisiones de gases de efecto invernadero nulas. Vamos a basar nuestro estudio en energías renovables, métodos de almacenamiento de la energía y métodos de captura del CO<sub>2</sub>.

## 3.1 Energía Solar

La energía solar consiste en el aprovechamiento de la radiación procedente del Sol para diversos usos, que son principalmente, producir electricidad y generar energía térmica.

### 3.1.1 Energía Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en aprovechar la radiación solar transformando ésta directamente en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, el cual se basa en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética. El tipo de corriente que produce estas células es de tipo continua por lo que es necesario un dispositivo que la transforme a alterna, en este caso dicho dispositivo es el inversor. Existen dos tipos principales de paneles fotovoltaicos, los monocristalinos y policristalinos. La diferencia principal se haya en su fabricación, siendo los policristalino algo menos tolerante al calor, por lo que cuenta con una eficiencia menor. En cuanto a la configuración, podemos encontrar paneles con estructura fija, con seguidor en un eje N-S, o incluso con seguidor en dos ejes N-S y E-O. [13], [14]

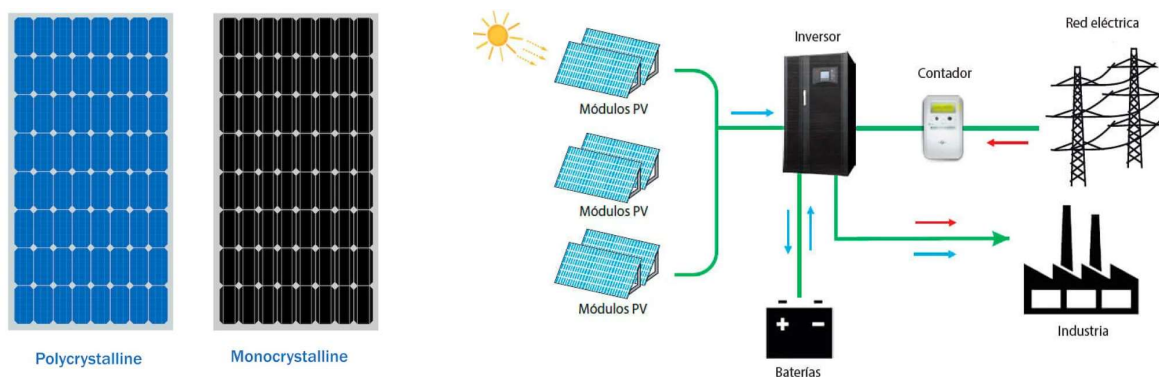


Ilustración 13 Tipo de paneles fotovoltaicos[15]

### 3.1.2 Energía Solar Térmica

En cuanto a la energía solar térmica, su funcionamiento se basa en lentes o espejos y dispositivos de seguimiento solar para la concentración de la radiación solar en una superficie. Al concentrar la radiación obtenemos altas temperaturas y, por lo tanto, altas eficiencias termodinámicas de conversión en trabajo. El calor obtenido, por lo general, se transfiere a un fluido caloportador, el cual se hace pasar por unos intercambiadores para producir vapor a temperaturas medias (100-350°C) o altas (más de 350°C). Este vapor

se hace pasar por unas turbinas acopladas a un generador, produciendo así electricidad. No obstante, se podría hacer uso de ese vapor directamente en aquellos procesos donde fuese necesario. Hay diferentes sistemas de concentración solar, destacando las centrales de colectores solares cilindro-parabólicos, centrales de torre, generadores solares disco-parabólicos y receptores lineales de Fresnel.

- **Centrales de Colectores Cilindro-Parabólicos(CCP).** Su funcionamiento consiste en colectores de espejo con sección parabólica que reflejan sobre un tubo la radiación solar. Este tubo, situado sobre la línea focal del canal, contiene el fluido caloportador, el cual es calentado a unos 400°C.

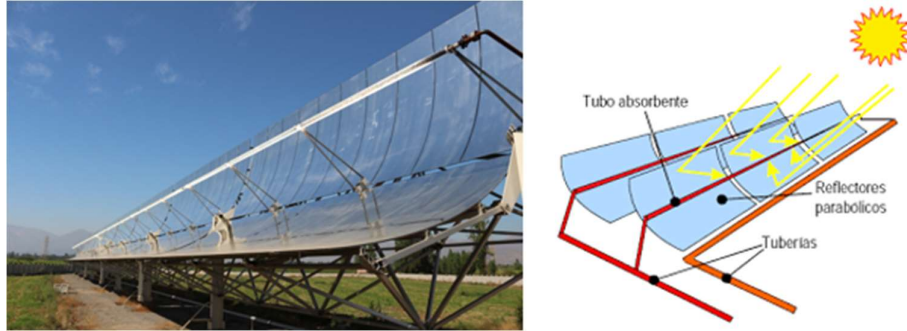


Ilustración 14 Colector Cilindro-Parabólico [35]

- **Centrales de Torre.** Consisten en un campo de espejos (heliostatos) que concentran la radiación solar hacia un único foco colocado en la parte superior de una torre. Al ser un solo receptor, se alcanzan temperaturas superiores a las del resto de tecnologías, a excepción de los Disco-Parabólico. Hay dos tipos de distribución del campo de heliostatos: campo polar y campo envolvente.

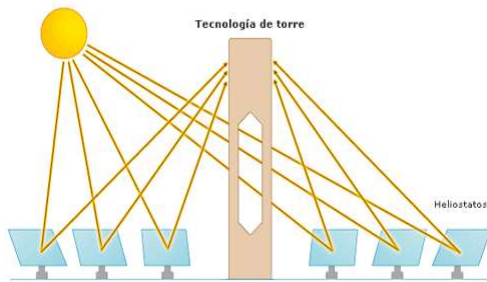


Ilustración 15 Esquema centrales de torre[36]

- **Generadores Disco-Parabólicos.** Son unidades independientes formadas por un receptor en forma de paraboloide que refleja la radiación solar sobre el foco situado en el punto focal del disco. El foco integra un sistema de generación de electricidad mediante un motor Stirling o una pequeña turbina (Brayton). Con esta tecnología alcanzamos temperaturas en torno a los 750°C.



Ilustración 16 Generador Disco-Parabólico[37]

- **Receptores lineales de Fresnel.** Su funcionamiento se basa en un conjunto de espejos apoyados sobre una estructura con seguimiento solar que concentran los rayos solares sobre un receptor largo tubular a través del cual se bombea el fluido caloportador. Una de las principales ventajas de esta tecnología es el bajo coste de su estructura.



Ilustración 17 Receptor lineal de Fresnel [16]

### 3.2 Biomasa

La biomasa es otra de las alternativas renovables que encontramos tanto para producción de electricidad como para producción de energía térmica. Este término es empleado para nombrar una fuente de energía basada en el uso de la materia orgánica formada por los productos derivados de ésta o por vía biológica en un pasado reciente.

En este tipo de energía el contenido energético proviene en última instancia de la energía solar fijada por los vegetales durante la fotosíntesis. Esta energía es liberada cuando se rompen los enlaces de los compuestos orgánicos durante la combustión, produciendo a su vez dióxido de carbono y agua.

Aunque en principio nos pueda parecer que es un tipo de energía no limpia, esto no es así pues se considera que tiene un balance neutro de emisiones de  $\text{CO}_2$ . La cantidad de  $\text{CO}_2$  emitida durante la combustión es análoga a la captada durante el proceso de crecimiento de las plantas. Además, al tener un escaso contenido en azufre, no se producen óxidos durante la combustión, como sí ocurren con los combustibles fósiles.

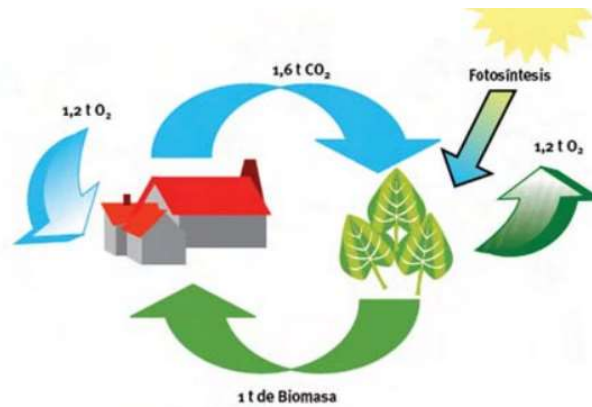


Ilustración 18 Ciclo de CO<sub>2</sub>

Existe una gran variedad de combustibles, denominados biocombustibles, que los podemos obtener mediante procesos específicos, pudiendo encontrarlos en estado sólido, líquido y gaseoso para ser aplicados en diversos sectores.

Los principales biocombustibles sólidos son los de tipo primario, procedentes del sector agrícola o forestal como podría ser la paja, resto de poda de vid, olivos, leña, etc. Tras un tratamiento térmico, obtenemos uno de los principales biocombustibles, el carbón vegetal.

Por otro lado, los biocombustibles líquidos se producen gracias a un proceso químico denominado transesterificación. Los principales productos obtenidos son el etanol y el biodiesel, que se obtienen a partir de soja, caña de azúcar, maíz, trigo o remolacha.

Por último, entre los biocombustibles gaseosos podemos encontrar el gas de gasógeno, el biogás y el hidrógeno, que se obtienen o bien tras someter a la biomasa a altas temperaturas (entre 800 y 1500°C) en ausencia de oxígeno o mediante la digestión anaeróbica de la biomasa.[19]

### 3.3 Captura de CO<sub>2</sub>

Otra alternativa a tener en cuenta para reducir las emisiones de GEI es la tecnología de captura de CO<sub>2</sub>. Actualmente encontramos tres tecnologías desarrolladas para realizar la captura del CO<sub>2</sub> producido por diferentes plantas durante la combustión de combustibles fósiles: la captura postcombustión, la captura precombustión y la oxicomustión.

En la captura postcombustión, el CO<sub>2</sub> se separa del resto de gases de combustión mediante diferentes procesos: absorción (física o química), adsorción, separación criogénica, separación por membrana y combustión química de bucles.

La precombustión se basa en eliminar el CO<sub>2</sub> después de transformar un combustible de origen fósil en una mezcla de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>) para formar gas de síntesis, gas que se transforma mediante una reacción de conversión donde se obtiene más hidrógeno y se forma el CO<sub>2</sub>. El hidrógeno conseguido se puede usar como combustible mientras que el CO<sub>2</sub> formado se captura.

Por último, la oxicomustión consiste en modificar la combustión para que el gas combustible tenga una concentración de CO<sub>2</sub> elevada. Dicho combustible es quemado con oxígeno prácticamente puro (en torno al 95%) mezclado con gas de combustión reciclado. Con esta tecnología conseguimos reducir en un 75% los gases de combustión.

Una vez que se tiene el CO<sub>2</sub> capturado, es necesario transportarlo y almacenarlo. El transporte se suele realizar mediante tuberías, buques o camiones cisterna, dependiendo de la distancia a recorrer. Para el

almacenamiento, un requisito crítico es la zona geológica elegida, ya que el CO<sub>2</sub> debe almacenarse de forma segura y permanente. Se suele emplear campos abandonados de petróleo y gas natural, donde se tiene la seguridad de que serán impermeables.

Este tipo de tecnologías no están aun lo suficientemente desarrolladas, de ahí su elevado precio. No obstante, en los últimos años se han hecho grandes avances, aumentando su eficiencia y disminuyendo los costes que, junto al aumento del precio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, hace de esta tecnología una alternativa a tener en cuenta[20].

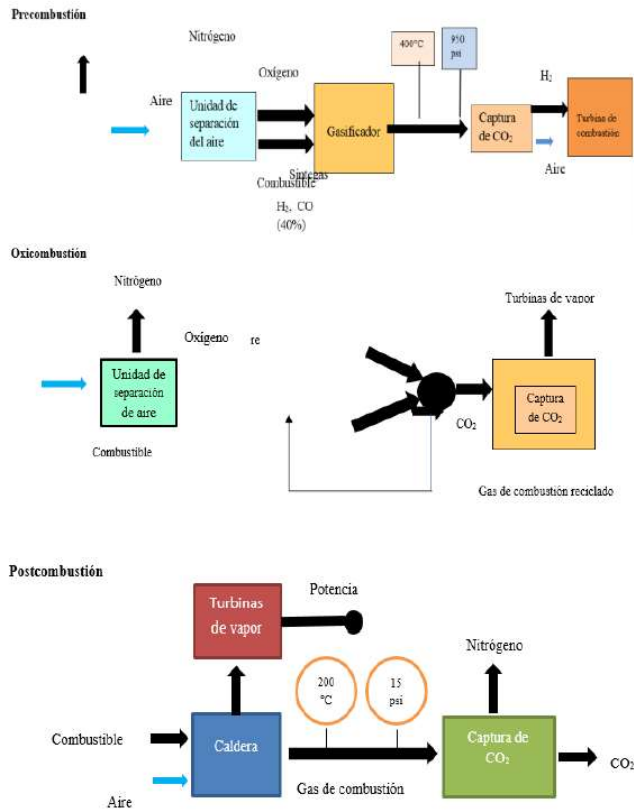


Ilustración 19 Diagrama de flujo de las principales tecnologías de captura[20]

### 3.4 Almacenamiento en sales fundidas

Actualmente existen tres tipos de almacenamiento de energía térmica:

- Almacenamiento sensible: la transferencia de energía se debe a la variación de temperatura del medio de almacenamiento, que puede ser sólido o líquido. Es por ello que la cantidad de energía almacenada dependerá de la cantidad de material, de la variación de temperatura y del calor específico.
- Almacenamiento latente: asociado a un cambio de fase, por lo que libera mucho más calor en el proceso, siendo necesario una cantidad menor de material, lo que se traduce en sistemas de menor tamaño.
- Almacenamiento termoquímico: su principio se basa en el intercambio de energía mediante una reacción química reversible. Destaca por su alta densidad energética y las bajas pérdidas térmicas que se producen, por lo que hace posible almacenar grandes cantidades de energía en volúmenes pequeños.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento térmicos se clasifican según el material almacenado, distinguiendo entre: directo, donde el material almacenado es el mismo que el fluido térmico caloportador (HTF, Heat Transfer Fluid) del campo solar, e indirecto, en el cual el material almacenado es diferente al HTF del campo solar [21], [22].

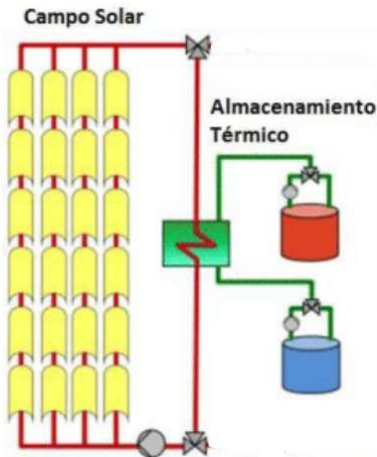


Ilustración 20 Almacenamiento térmico indirecto

Los sistemas de almacenamiento en sales fundidas es un sistema de almacenamiento sensible activo que usa una mezcla de sales de nitrato como fluido de almacenamiento y que permite resolver la intermitencia de la energía solar térmica durante las horas donde no hay luz solar. Dependiendo de la tecnología de concentración, las sales son calentadas con la energía captada en el campo solar y se bombean hasta un tanque de almacenamiento, denominado tanque caliente. Una vez que se hace uso de esa energía térmica almacenada, la sal se bombea hasta el tanque frío para luego ser devuelto de nuevo al ciclo.

### 3.5 Baterías

Este tipo de tecnología surge para cumplir la misma función que el almacenamiento térmico, servir de apoyo en las horas en las que el Sol no irradia.

Las baterías de Li-ion son las que están más asentadas en la actualidad, con una tecnología probada y patentada, aunque aún hay margen de mejora en el rendimiento y la disminución de los costes. Su funcionamiento se basa en la transferencia de iones de litio desde el ánodo hasta el cátodo a través de un electrolito, dando lugar así a la diferencia de potencial que produce la corriente. [23]

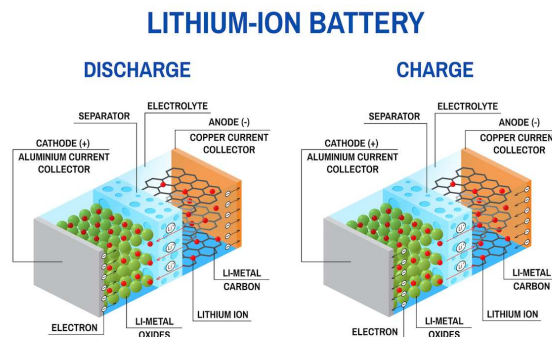


Ilustración 21 Funcionamiento batería Ion-Litio [24]

## 4. CASO DE ESTUDIO

---

Como hemos podido comprobar en el apartado 2.3.2, los consumos energéticos de nuestra refinería son principalmente de dos tipos, térmico y eléctrico. La demanda térmica, que históricamente se ha cubierto mediante combustibles fósiles, y la eléctrica, que se cubre directamente de la red eléctrica. En este proyecto se sustituirá parte de estos consumos mediante una planta híbrida, compuesta por un campo de colectores cilindro-parabólico que busca cubrir parte de la demanda térmica hasta 400°C y por un campo de paneles fotovoltaicos que busca sustituir parcialmente la demanda eléctrica .

### 4.1 Energía a cubrir

#### 4.1.1 Energía térmica

La energía térmica a cubrir está limitada por el rango de temperaturas en el que puede trabajar el fluido caloportador, en nuestro caso Therminol VP-1, cuya temperatura máxima está en torno a 400 °C. Por tanto, los consumos térmicos a cubrir serán los de aquellos equipos o procesos cuya temperatura sea inferior a 400 °C, en este caso, serán los de la torre de destilación atmosférica (360-370 °C), los de alquilación (20-40 °C), los de isomerización (250-300 °C) y los de reformado catalítico (70-180 °C). Esto corresponde a 7.847.000 GJt al año, el 63,96 % del total de la planta.

El resto de equipos cuyos procesos se realicen a temperaturas superiores a 400 °C, que corresponden con la destilación a vacío (370-538 °C), FCC (450 °C) y coquización retardada (160-450 °C), se suplirán mediante heater, un calentador eléctrico de sales fundidas que trabaja con temperaturas superiores a 600 °C.

#### 4.1.2 Energía eléctrica

La energía eléctrica a cubrir por el campo fotovoltaico está limitada por las horas de sol al año, ya que, a diferencia del campo termosolar, el campo fotovoltaico no dispone de un sistema de almacenamiento, como las baterías. En principio, la demanda eléctrica a cubrir será la propia de los equipos (bombas, compresores, ventiladores) de la refinería, lo que corresponde a 130.444,65 MWh-e, más la energía que se debe aportar al heater, 1.228.368,75 MWh, lo que supone un total de 1358,76 GWh anuales, equivalente a una planta de potencia nominal en torno a 180 MW.

En vista de que el 90,4 % de la demanda total de electricidad de la planta proviene del heater, destinaríamos a éste la misma proporción de energía eléctrica producida, empleando el 9,6 % restante a los equipos auxiliares. Esta idea también se respalda con los factores de emisión calculados por el Inventario Nacional[25] para cada combustible. En él se calcula el factor de emisión de los principales combustibles usados en las distintas refinerías españolas para el año 2017. Los más usados son el fuelóleo, cuyo factor de emisión medio es de 0,288 tCO<sub>2</sub>eq/MWh, y el gas de refinería, con un factor de emisión aproximadamente de 0,2126 tCO<sub>2</sub>eq/MWh. Por lo que resulta lógico cubrir aquellos procesos que hagan uso de dichos combustibles por delante de aquellos que funcionan mediante electricidad, ya que su factor de emisión según Red Eléctrica Española fue en 2020 de 0,14 tCO<sub>2</sub>eq/MWh.

### 4.2 Planta híbrida

En este apartado trataremos de justificar la solución adoptada de planta híbrida de CCP y fotovoltaica. Como hemos visto a lo largo del trabajo, los consumos energéticos de una refinería son muy elevados, por lo que el recurso solar es una excelente alternativa para sustituir los combustibles tradicionales. En la ilustración 22 se ha realizado el esquema de planta híbrida propuesta

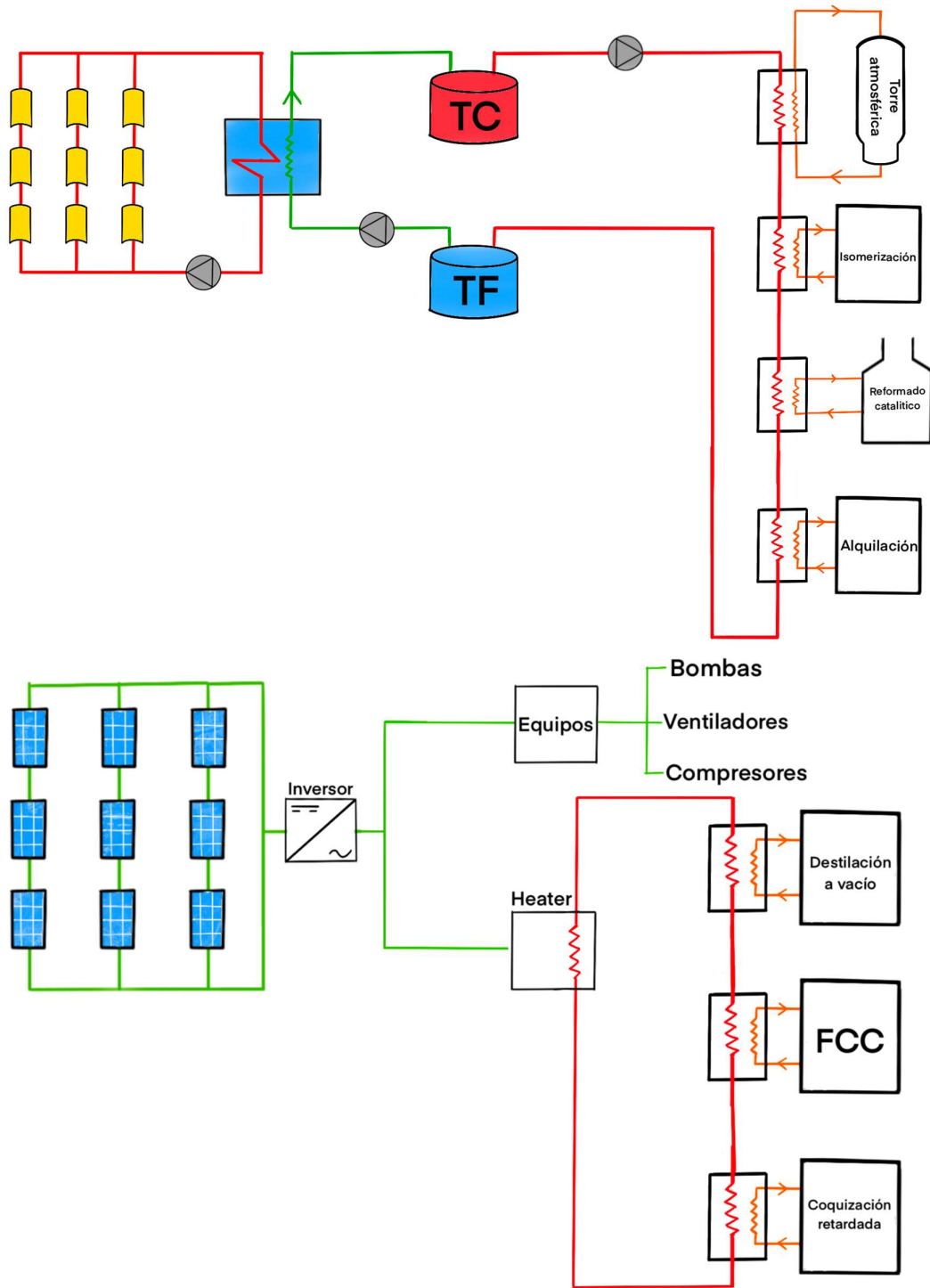


Ilustración 22 Esquema de la solución híbrida (Elaboración propia)

#### 4.2.1 Campo cilindro-parabólico

Es una de las tecnologías de energía solar más maduras y patentadas que surgió en la década de los 80 en Estados Unidos impulsada por la crisis del petróleo.



Como hemos comentado anteriormente, la instalación típica dispone de tres elementos: el campo solar, el sistema de almacenamiento (TES) y el bloque de potencia. No obstante, éste último no existirá en nuestra planta ya que haremos uso de la energía térmica directamente mediante intercambiadores de calor en aquellos procesos donde se requiera.

El campo solar está compuesto por hileras de varios colectores solares conectados en serie. Cada colector está compuesto por un material reflectante plegado en forma de parábola, el cual refleja la radiación directa concentrandola sobre el receptor, un tubo negro colocado en la línea focal de la parábola. La estructura sobre la que se apoyan los colectores dispone de seguimiento solar de norte a sur, lo que permite un rastreo del sol durante el día de este a oeste, maximizando la producción y asegurando un rendimiento estable.

Este tipo de sistemas operan de manera eficiente y segura con fluidos que se calientan hasta temperaturas de en torno los 400 °C, lo que la hace una solución ideal para nuestro estudio, ya que la mayor parte del consumo térmico de nuestra planta se da en procesos por debajo de dicha temperatura.

En nuestra planta híbrida también se dispone de almacenamiento térmico, lo cual nos permite hacer uso de energía térmica prácticamente durante todo el día, incluso cuando no está disponible el recurso solar. Para ello, se sobredimensiona el campo solar y se dispone de varios pares de tanques de almacenamiento, donde se acumula el calor sensible del fluido caloportador en un sistema de sales térmicas, normalmente compuesta por Nitrato de Sodio y Nitrato de Potasio [25][26].

#### 4.2.2 Campo fotovoltaico

En los últimos años se ha postulado como una de las mejores alternativas renovables para deducir las emisiones de GEI debido a la disminución de sus costes y el aumento de su eficiencia.

Como veíamos en apartados anteriores, el esquema de este tipo de instalaciones dispone de una serie de paneles fotovoltaicos conectados entre sí y varios inversores, para transformar la corriente de continua a alterna. No es frecuente, pero también se puede disponer de campos de baterías para almacenar la electricidad. En nuestro caso, descartamos esta opción ya que es una tecnología que aún no está lo suficientemente desarrollada y supone un elevado coste.

El tipo de panel que vamos a instalar en nuestra planta es del tipo bifacial, una tecnología que nos permite producir energía en las dos caras del panel, lo que aumenta la generación de energía total. Al igual que los paneles tradicionales, pueden ser monocristalinos o policristalinos, pero a diferencia de éstos, su rendimiento es más elevado, pudiendo llegar a ser hasta un 30 % mayor. No obstante, su precio es en torno a un 1,5% más elevado que los paneles convencionales. [27]

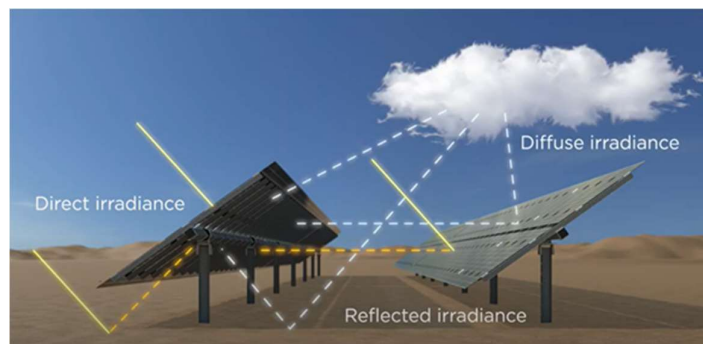


Ilustración 23: Funcionamiento paneles bifaciales[27]

# 5. SIMULACIÓN

## 5.1 Simulación en SAM

### 5.1.1 Introducción a SAM

La simulación del campo cilindroparabólico la realizaremos mediante el programa System Advisor Model (SAM), un software desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) en colaboración con el Departamento de Energía de Estados Unidos.

Diseñado para personas involucradas en la industria de las energías renovables, nos permite operar tanto con variables ingenieriales como financieras, lo que hace de éste un software ideal para el estudio termoeconómico de este tipo de proyectos. A su vez, permite hacer análisis paramétricos y de sensibilidad, así como dibujar gráficas y exportar datos a otro tipo de programas informáticos como Excel.

El programa posee una gran variedad de aplicaciones, las cuales abarcan energía solar (con los distintos tipos disponibles), fotovoltaica, eólica, geotérmica, biomasa e incluso mareomotriz. Dispone de una gran base de datos, desde los diferentes elementos que conforman la instalación, hasta los datos meteorológicos de casi todas las partes del mundo.

### 5.1.2 Modelo usado

El modelo elegido es del tipo “Concentrating Solar Power Parabolic Trough”, un modelo enfocado en la producción de electricidad pero que, debido al gran tamaño de nuestro campo solar, es el que mejor se adapta a lo que necesitamos. No obstante, usaremos aquellos parámetros útiles para el dimensionado de nuestra planta de producción de energía térmica.

### 5.1.3 Localización

Una vez que hemos elegido el modelo que vamos a seguir, una de las primeras elecciones a hacer es la localización de la planta, que en este caso se hará en Ciudad Real. Éste es un magnífico emplazamiento debido a las grandes extensiones de territorio disponible y las excelentes estructuras para el transporte por carretera, así como oleoductos que pasan por la zona. Además, dicho enclave se sitúa en una de las zonas con mayor irradiancia de la Península Ibérica.

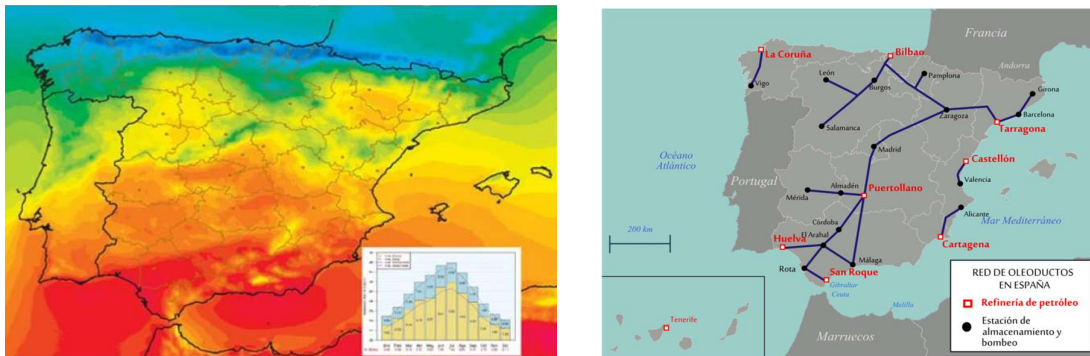


Ilustración 24: Mapa de irradiancia de la península

Por lo tanto, introduciendo el fichero climático al programa se importan diversos datos como la zona horaria, la elevación, la radiación, la temperatura media, la latitud, etc.

**Trough (phys), Single owner**

**Location and Resource**

**System Design**

**Solar Field**

**Collectors (SCAs)**

**Receivers (HCEs)**

**Power Cycle**

**Solar Resource Library**  
 The Solar Resource library is a list of weather files on your computer. Choose a file from the library and verify the weather data information below.

The default library comes with only a few weather files to help you get started. Use the download tools below to build a library of locations you frequently model. Once you build your library, it is available for all of your work in SAM.

Filter:  Name

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
fargo_nd_46.9_-96.8_mts1_60_tmy	46.9	-96.8	-6	274	14914	TMY2
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911	NSRDB
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
ESP_CM_Ciudad.Real.083480_TMYx.2004-2018	38.9892	-3.9203	1	629	083480	ISD-TMYx

Ilustración 25: Localización

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**-Header Data from Weather File**

Latitude:  DD      Station ID:

Longitude:  DD      Data Source:

Time zone:

Elevation:  m

Time step:  minutes

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.

**-Annual Averages Calculated from Weather File Data**

Global horizontal	<input type="text" value="4.90"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	<b>-Optional Data</b>
Direct normal (beam)	<input type="text" value="4.93"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.73"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Average temperature	<input type="text" value="15.4"/> °C	
Average wind speed	<input type="text" value="2.1"/> m/s	

\*NaN indicates missing data.

Ilustración 26: Datos climáticos Ciudad Real

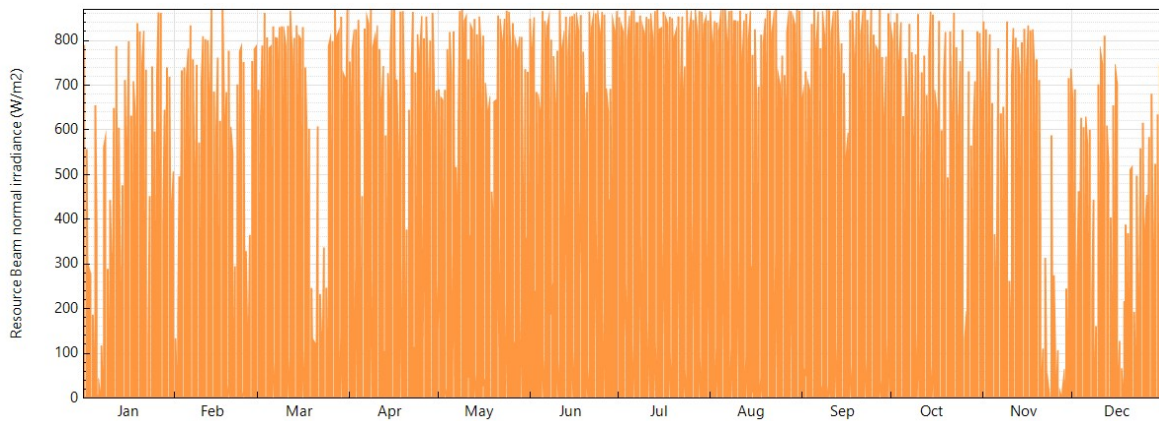


Ilustración 27: Irradiancia directa

### 5.1.4 Campo Solar

En este apartado se eligen datos técnicos sobre el campo solar, tales como la separación entre filas, la velocidad del viento o la eficiencia de las bombas, valores los cuales hemos dejado los que vienen seleccionados por el propio programa. Otro aspecto a elegir es el fluido caloportador, en este caso, como hemos comentado anteriormente, es Therminol VP-1 cuyo rango de temperaturas de operación se encuentra

entre 12 y 400 °C.

Solar Field Parameters		Heat Transfer Fluid	
Row spacing	15 m	Field HTF fluid	Therminol VP-1 <input type="button" value="Edit..."/>
Header pipe roughness	4.57e-05 m	Field HTF min operating temp	12 °C
HTF pump efficiency	0.85	Field HTF max operating temp	400 °C
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m <sup>2</sup> -K	Freeze protection temp	150 °C
Wind stow speed	25 m/s	Min single loop flow rate	1 kg/s
Receiver startup delay time	0.2 hr	Max single loop flow rate	12 kg/s
Receiver startup delay energy fraction	0.25 -	Min field flow velocity	0.3 m/s
Collector startup energy	0.021 kWhe/sca	Max field flow velocity	3.7 m/s
Tracking power per SCA	125 W/sca		
Number of field subsections	2	Cold Headers	Hot Headers
Allow partial defocusing	Simultaneous <input checked="" type="checkbox"/>	Header design min flow velocity	2 m/s
		Header design max flow velocity	3 m/s

Ilustración 28: Parámetros Campo Solar

### 5.1.5 Colectores

El propio software nos proporciona una gran variedad de colectores con características como el area de apertura, ancho total de la estructura o la longitud total del montaje. Como vamos a tratar con temperaturas elevadas, el colector elegido será el de mayor area de apertura para lograr una gran superficie reflectora, en este caso el FLABEG Ultimate Trough RP6.

Collector Geometry	
Reflective aperture area	1720 m <sup>2</sup>
Aperture width, total structure	7.53 m
Length of collector assembly	247 m
Number of modules per assembly	10
Average surface-to-focus path length	2.38 m
Piping distance between assemblies	1.5 m

Optical Parameters	
Incidence angle modifier coefficients	<input type="button" value="Edit array..."/>
Tracking error	0.998
General optical error	1
Geometry effects	0.99
Mirror reflectance	0.94
Dirt on mirror	0.97

Optical Calculations	
Length of single module	24.7 m
IAM at summer solstice	0.99081
End loss at summer solstice	0.999732
Optical efficiency at design	0.900877

Ilustración 29: Parámetros Colectores

### 5.1.6 Tubo absorbedor

En esta sección, al igual que la anterior, nos proporcionan diversos parámetros de varios absorbedores tales como los diferentes diámetros que nos encontramos o la rugosidad de la superficie. El tubo absorbedor elegido en este caso es el Schot PTR80 pues es muy común en este tipo de plantas, siendo una tecnología verificada para estas aplicaciones.

Receiver Geometry	
Absorber tube inner diameter	0.076 m
Absorber tube outer diameter	0.08 m
Glass envelope inner diameter	0.115 m
Glass envelope outer diameter	0.12 m
Absorber flow plug diameter	0 m
Internal surface roughness	4.5e-05
Absorber flow pattern	Tube flow
Absorber material type	B42 Copper

Ilustración 30: Parámetros Tubo Absorbedor

### 5.1.7 Almacenamiento térmico

Debido a la importancia de este elemento en el diseño de nuestra planta, ha supuesto una variable de optimización para maximizar el factor de capacidad de la planta en función de las horas de almacenamiento y el múltiplo solar. En vista a la demanda a cubrir, el número de horas de almacenamiento será elevado, de ahí la necesidad de disponer de tres pares de tanques de almacenamiento de 44,5 metros de diámetro cada uno.

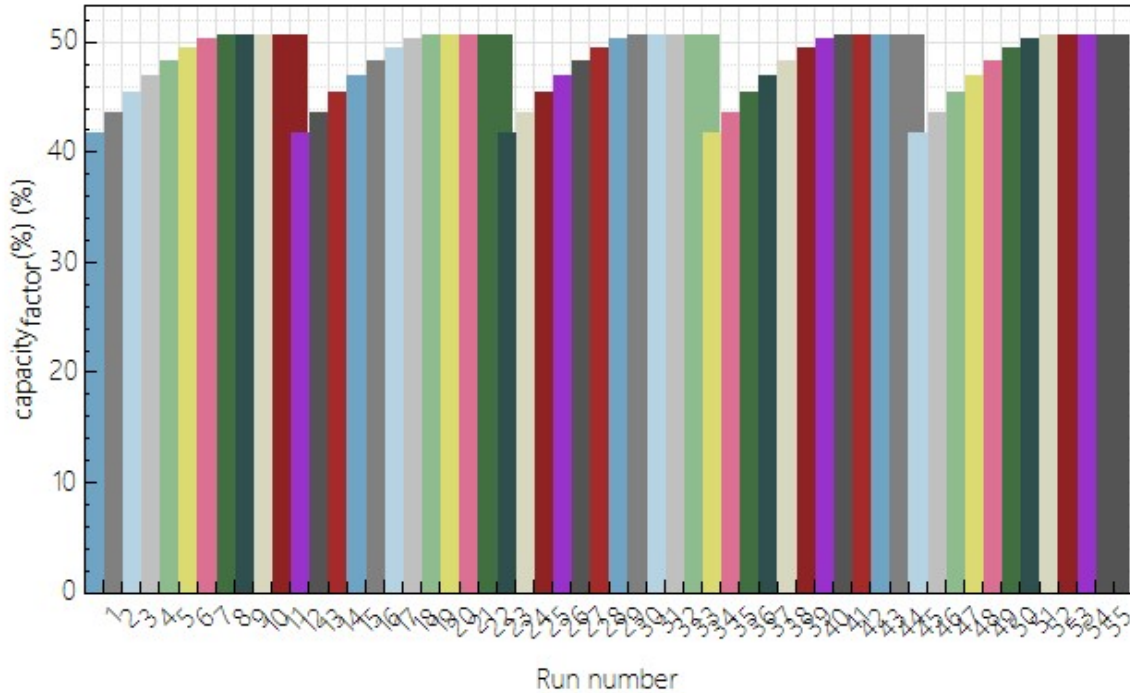


Ilustración 31: Estudio paramétrico optimización del factor de cobertura en función del almacenamiento

En base a al proceso de parametrización llevado, la planta se diseñará con un múltiplo solar de 4, para asegurar que la energía térmica generada sea suficiente para almacenarla. Por otro lado, se selecciona 14 horas de almacenamiento para poder maximizar el factor de capacidad.

Storage System			
TES thermal capacity	3932.58 MWt-hr	Initial hot HTF percent	30 %
Available HTF volume	51370.8 m <sup>3</sup>	Cold tank heater temperature set point	250 °C
Tank height	12 m	Cold tank heater capacity	25 MWe
Tank fluid minimum height	1 m	Hot tank heater temperature set point	365 °C
Storage tank volume	56040.9 m <sup>3</sup>	Hot tank heater capacity	25 MWe
Parallel tank pairs	3	Tank heater efficiency	0.98
Tank diameter	44.5201 m	Storage HTF fluid	Hitec Solar Salt <input type="button" value="Edit..."/>
Wetted loss coefficient	0.4 Wt/m <sup>2</sup> -K	HTF density	1872.49 kg/m <sup>3</sup>
Estimated heat loss	2.32983 MWt	Storage HTF min operating temp	238 °C
Pumping power for HTF through storage	0.15 kJ/kg	Storage HTF max operating temp	593 °C
Field HTF can bypass TES to cycle <input checked="" type="checkbox"/>	-	Hot side HX approach temp	5 °C
		Cold side HX approach temp	5 °C

Ilustración 32: Parámetros del Almacenamiento

### 5.1.8 Resultados de la simulación

Después de seleccionar los diversos parámetros y valores de nuestra planta, pasamos a comentar los diferentes resultados que obtenemos. Cabe destacar que para asegurar un correcto funcionamiento del programa, se ha diseñado una planta termoeléctrica de 100 MWe, por lo que extrapolaremos los datos obtenidos para cubrir nuestra demanda térmica.

Para obtener la producción térmica de la planta, debemos tener en cuenta el rendimiento de ésta, obteniendo así una producción anual de 399.717,505 MWh-e, lo que equivale a 1.122.801,98 MWh-t con un factor de capacidad del 50,7%. El área de apertura para la producción de esta energía es de 1.596.160 m<sup>2</sup>.

Como mencionábamos antes, para obtener los resultados reales de nuestra planta tenemos que extrapolar. Dado que nuestra demanda térmica a cubrir equivale a 7.847.000 GJt al año (2.179.970 MWh-t), los resultados obtenidos han de ser multiplicados por 1,94, alcanzando un área de apertura de 3.099.019 m<sup>2</sup>.

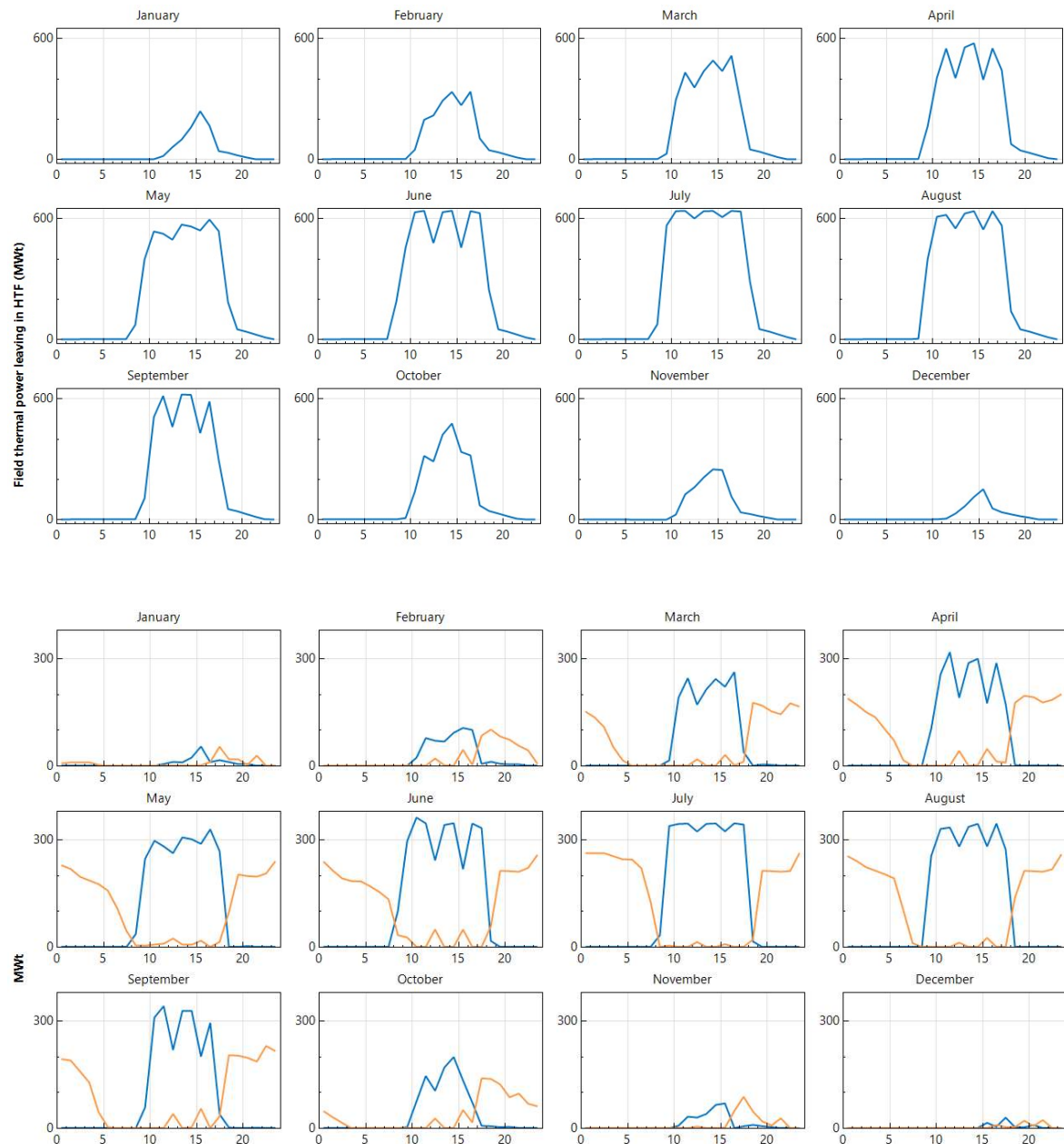


Ilustración 33: Carga y descarga del sistema de almacenamiento

Para hacer uso de energía térmica tras la puesta de Sol, el fluido caloportador debe ser almacenarse en los tanques de almacenamiento, cuya capacidad es de 14 horas. El volumen de HTF disponible es de 51370,80 m<sup>3</sup>, lo que supone una capacidad de almacenamiento térmico de 3932,58 MWh-t. La temperatura de salida del fluido del tanque caliente se encuentra durante el año en un rango de temperaturas de 365-385 °C, por lo que será necesario hacer uso del heater como apoyo para aquellos procesos que se realicen a temperaturas más elevadas. Por otro lado, la temperatura del tanque frío se mantiene constante en torno a los 295 °C durante todo el año, a excepción de los meses de invierno, que disminuye hasta los 275 °C.

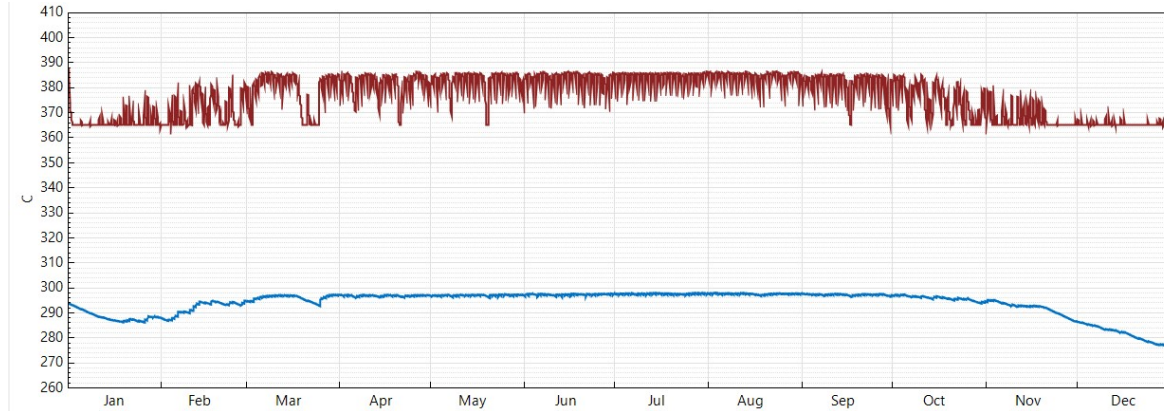


Ilustración 34: Temperaturas de los tanques de almacenamiento

En cuanto a la inversión económica necesaria para llevar a cabo la central de colectores cilindro-parabólicos, se calculará con los datos que nos proporciona SAM, siendo los costes directos más relevantes los siguientes:

Tabla 11 Principales Costes sistema cilindro-parabólico (1ª Simulación)

Tipo de inversión	Dimensión	Costes	Inversión
Site improvements	3.099.019 m <sup>2</sup>	25 €/m <sup>2</sup>	77.475.475 €
Solar field	3.099.019 m <sup>2</sup>	100 €/m <sup>2</sup>	309.901.900 €
HTF System	3.099.019 m <sup>2</sup>	60 €/m <sup>2</sup>	185.941.140 €
Storage	7629.244 MWh-t	40 €/kWh-t	305.169.760 €
<b>TOTAL</b>			<b>878.488.275 €</b>

Como se puede comprobar, los costes de una instalación de este calibre son muy elevados. Más adelante calcularemos el periodo de recuperación de la inversión en función de los ahorros en costes de emisión de CO<sub>2</sub>.

Metric	Value
Annual Net Electrical Energy Production	399,717,504 kWh-e
Annual Freeze Protection	4,927,476 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	3,950,190 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	977,286 kWh-e
Capacity factor	50.7%
Power cycle gross electrical output	458,288,096 kWh-e
First year kWh/kW	4,441 -
Gross-to-net conversion	87.2 %
Annual Water Usage	112,194 m <sup>3</sup>
PPA price (year 1)	13.23 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	17.33 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	13.76 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	16.05 ¢/kWh
Levelized COE (real)	12.74 ¢/kWh
Net present value	\$49,895,644
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.82 %
Net capital cost	\$763,615,040
Equity	\$335,063,776
Size of debt	\$428,551,232

Ilustración 35: Resumen de los resultados 1ª Simulación

## 5.2 Simulación en Pvsyst

### 5.2.1 Introducción

La simulación del campo fotovoltaico se realizará mediante el software “Pvsyst”. Dicho programa permite realizar simulaciones en detalle de la producción y el comportamiento de cualquier tipo de instalación fotovoltaica. Cuenta con una gran variedad de archivos meteorológicos para prácticamente cualquier localización del mundo, aunque también permite introducir la información de manera manual. En su base de datos se incluyen todos los componentes de una instalación fotovoltaica como son los módulos solares y los inversores. Este programa también permite añadir otros valores de entrada como son las pérdidas de todo tipo, el tipo de estructura (fija o con seguidor solar), etc.

Una vez que realizamos la simulación, Pvsyst nos ofrece varios resultados como la producción, el rendimiento de la planta, valores horarios de diversos parámetros, gráficos, resúmenes mensuales, etc.

### 5.2.2 Localización

Al igual que con la planta termosolar, la localización se encuentra en Ciudad Real. Los datos meteorológicos de la zona están disponible en la base de datos de Pvsyst, el cual los obtiene de NASA y Meteonorm.



### 5.2.3 Sistema

El sistema de la planta está formado por 16.000 cadenas o strings de 20 módulos fotovoltaicos en serie cada uno, lo que supone un total de 320.000 paneles y 60 inversores, con una extensión total de 994.033 m<sup>2</sup>.

Dado que los paneles fotovoltaicos producen más energía cuando sobre ellos inciden los rayos solares de manera perpendicular, la orientación óptima es hacia el sur (ángulo azimutal igual a 180°). Para maximizar la producción durante todo el año, la instalación dispone de seguimiento en un eje, en este caso Norte-Sur, con un ángulo de rotación de +/- 60°.

El módulo fotovoltaico elegido es del tipo bifacial, cuyo modelo es “TSM-DEG21C-20- 650Wp” del fabricante Trina Solar, cuyas especificaciones son las siguientes:

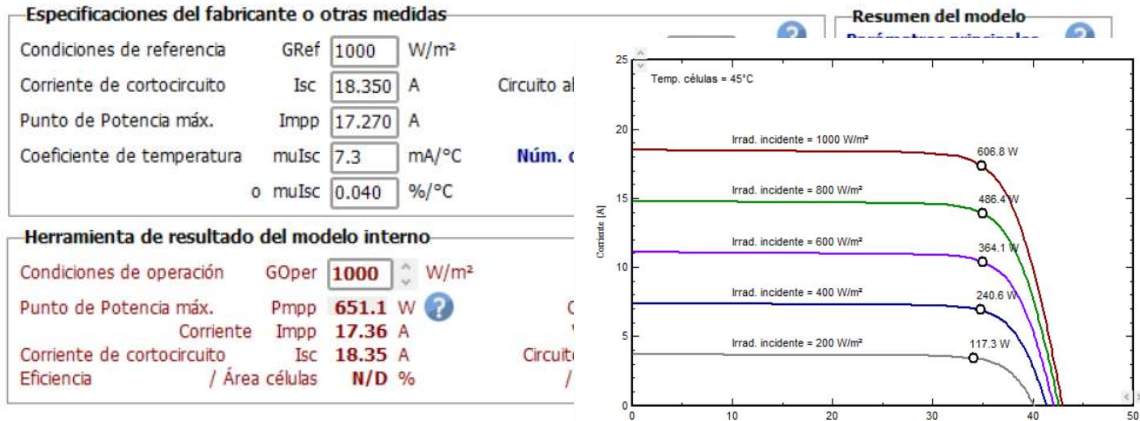


Ilustración 36: Parámetros paneles FV

Módulo		Células	
Longitud	2384 mm	En series	66
Anchura	1303 mm	En paralelo	2
Espesor	35.0 mm	Área celular	N/A cm <sup>2</sup>
Peso	38.70 kg	Núm. total células	132
Área módulo	3.106 m <sup>2</sup>	Área células	N/D m <sup>2</sup>

Ilustración 37 Tamaño del panel y Curva I-V del panel

Por otro lado, el inversor que usaremos es el modelo “Solar Inverter DelCEN 3000”, un inversor de alta potencia debido al gran tamaño de nuestra planta, cuyo fabricante es Delta Power Solutions India.

Lado de entrada (Campo FV CC)		Lado de salida (Red CA)	
<b>Voltaje MPP mínimo</b>	610 V	<input type="radio"/> Monofásico	Frecuencia
Voltaje mín. para PNom	630 V	<input checked="" type="radio"/> Trifásico	<input checked="" type="checkbox"/> 50 Hz
Corriente de entrada máxima	4850.5 A	<input type="radio"/> Bifásico	<input type="checkbox"/> 60 Hz
Voltaje MPP nominal	750 V	<b>Voltaje de red</b>	400 V
<b>Voltaje MPP máximo</b>	930 V	<b>Potencia de CA nominal</b>	3000 kW
<b>Voltaje FV máx. absoluto</b>	1000 V	Potencia CA máxima	3300 kW
<b>Umbral de potencia</b>	15000 W <input type="checkbox"/> Defecto ?	Corriente CA nominal	4330 A <input checked="" type="checkbox"/>
Especificación contractual, sin significado físico verdadero	? Requerido	Corriente CA máxima	4763 A <input checked="" type="checkbox"/>
Potencia FV nominal	3000 kW	<b>Eficiencia</b>	
Potencia FV máxima	4200 kW <input type="checkbox"/>	<b>Eficiencia máxima</b>	98.69% ?
Corriente FV máxima	5000 A <input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Eficiencia definida para 3 voltajes	

Ilustración 38 Parámetros del Inversor

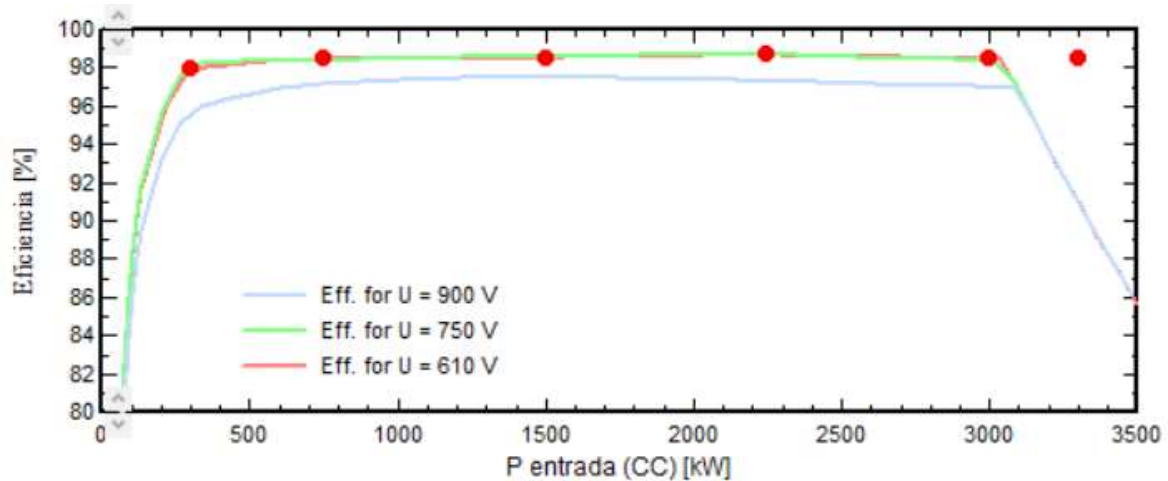


Ilustración 39 Curva de comportamiento del Inversor

### 5.2.4 Pérdidas

Al igual que todos los procesos donde se genera energía eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener en cuenta para evaluar el rendimiento de la instalación. A priori, es difícil pronosticar las pérdidas con exactitud sin realizar la instalación, por lo que se han mantenido las sugeridas por PVsyst.

Tabla 12 Principales pérdidas del sistema

PÉRDIDAS	
Degradación del panel (1 <sup>er</sup> año)	0,4 %
Óhmicas	1,5 %
Calidad del modulo	0,4 %
Indisponibilidad	0 %
Ensuciamiento	2 %
Pérdida de potencia	2 %
Desajusto de voltaje de las cadenas	0,1 %
Térmicas	20 W/m <sup>2</sup> K
Sombreado	0 %

### 5.2.5 Resultados de la simulación

Una vez introducidos todos los parámetros de diseño de nuestra instalación, pasamos a realizar la simulación de la misma, obteniendo diversos resultados que comentamos a continuación.

La producción del sistema es igual a 424.274 MWh/año, lo que equivale al 31,22% de la demanda total de energía eléctrica de la refinería. Como apuntábamos anteriormente, la demanda no se puede cubrir completamente con este tipo de tecnología debido a la intermitencia de la energía solar y la falta de alternativas de almacenamiento rentables económicamente.

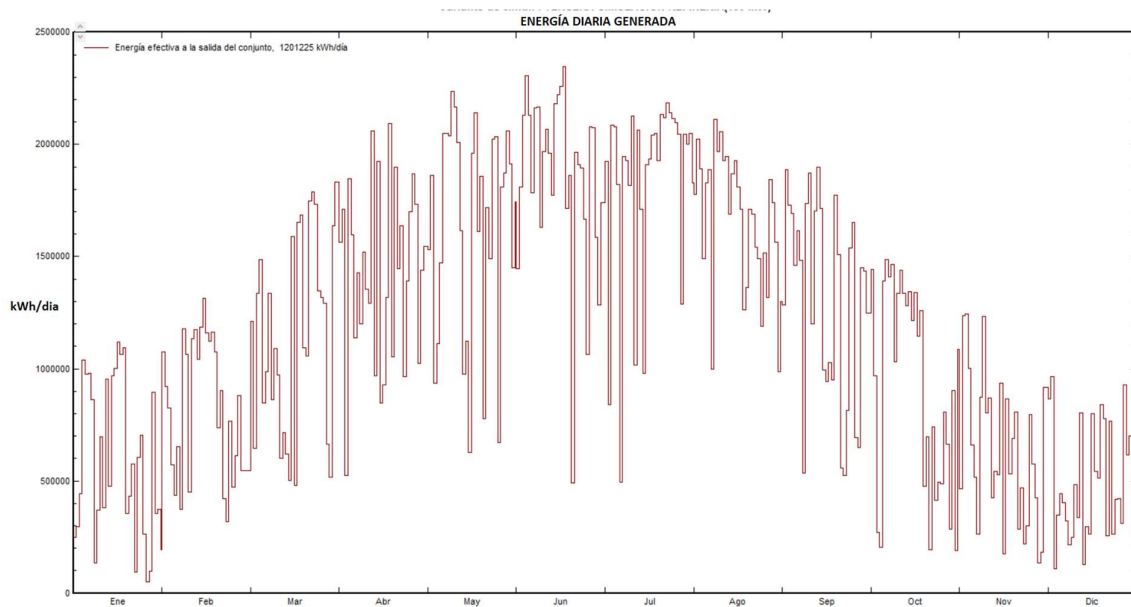


Ilustración 40 Energía diaria producida

No obstante, en los meses de verano hay periodos de tiempo donde se cubre la demanda total con energía fotovoltaica, incluso produciendo excedentes, consiguiendo ser completamente autosuficiente con emisiones

cero de GEI.

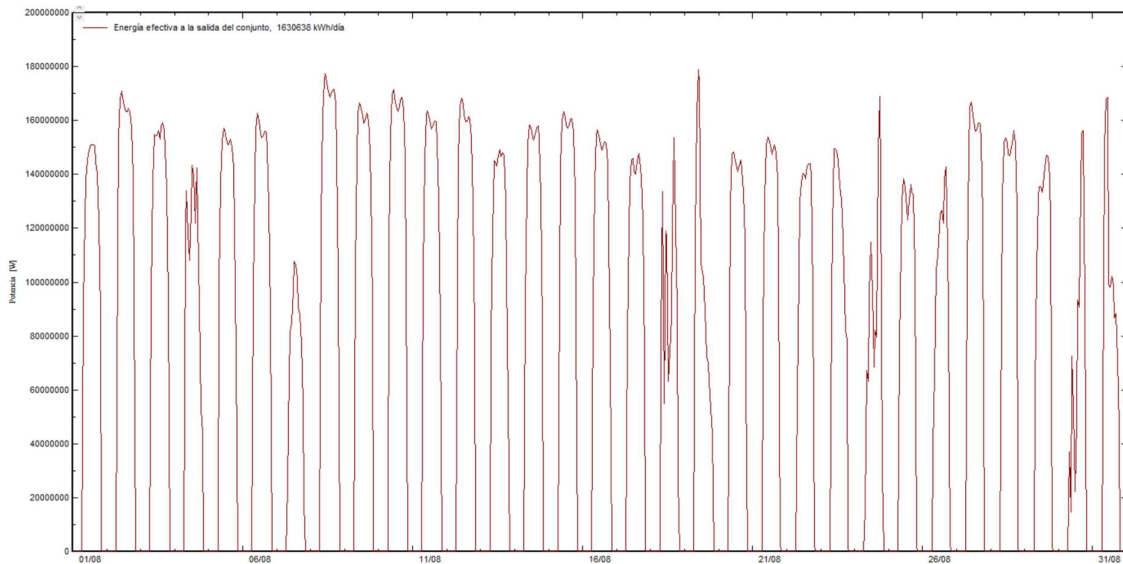


Ilustración 41: Energía diaria generada en junio (kWh)

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	proporción
<b>Enero</b>	63.9	29.05	6.15	91.9	88.0	17746168	17461895	0.914
<b>Febrero</b>	86.6	33.65	7.90	120.9	116.7	23127928	22785728	0.906
<b>Marzo</b>	135.3	52.93	11.34	192.0	186.3	35821457	35299432	0.884
<b>Abril</b>	168.5	69.94	14.08	229.9	223.4	42250710	41619170	0.870
<b>Mayo</b>	202.3	74.81	19.08	279.5	272.0	50069299	49317008	0.848
<b>Junio</b>	225.0	71.14	24.57	312.4	304.4	54735736	53935720	0.830
<b>Julio</b>	234.0	55.79	28.10	327.7	319.7	55819082	54985747	0.807
<b>Agosto</b>	204.6	65.55	27.46	291.3	283.8	50549784	49820007	0.822
<b>Septiembre</b>	152.1	53.83	22.14	218.2	212.1	38875306	38305011	0.844
<b>Octubre</b>	108.6	39.02	16.85	154.3	149.4	28271631	27857218	0.868
<b>Noviembre</b>	68.1	30.52	9.86	98.0	94.2	18607489	18309546	0.898
<b>Diciembre</b>	57.1	28.75	6.65	77.3	73.7	14826472	14577959	0.906
<b>Año</b>	1706.1	604.98	16.23	2393.5	2323.6	430701060	424274440	0.852

Ilustración 42: Balances y resultados principales por meses 1ª Simulación

Como era de esperar, los meses donde más energía se produce son los meses de verano, ya que son los de mayor irradiancia. Por otro lado, una de las magnitudes más importantes para evaluar la efectividad de una instalación, es el performance ratio (PR). Establece la relación entre el rendimiento real y el nominal de la instalación, proporcionando así la energía que realmente está disponible tras descontar las pérdidas. Como podemos apreciar, el PR es menor en los meses con temperaturas ambiente más altas, ya que los módulos fotovoltaicos son más eficientes a bajas temperaturas. No obstante, esto se ve compensado con la mayor irradiancia, por lo que se produce más, aunque tenga un PR menor.

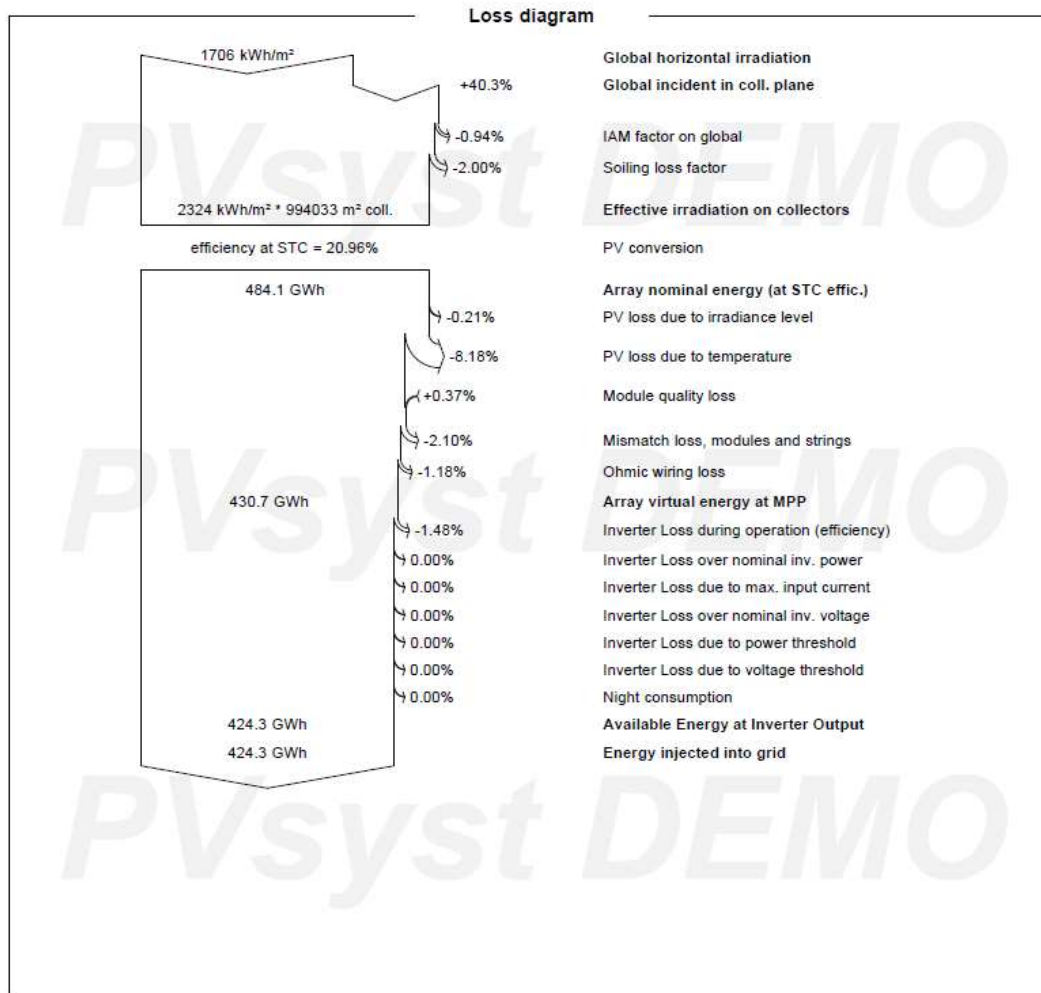


Ilustración 43: Pérdidas ilustradas

Si nos centramos en los costes de la planta, podemos afirmar que una instalación de este tipo conlleva una inversión menor que la de tipo cilindro-parabólico, pues en los últimos años se ha producido una gran reducción de los costes de esta tecnología.

Tabla 13 Principales costes sistema fotovoltaico

Tipo de inversión	Dimensión	Costes	Inversión
Site improvements	994.033 m <sup>2</sup>	25 €/m <sup>2</sup>	24.850.825 €
Photovoltaic panels	320.000(unidades)	212 €/unidad	67.840.000 €
Inverter-Transformer	60(unidades)	821.428 €/unidad	49.285.680 €
<b>TOTAL</b>			<b>141.976.505 €</b>

### **5.3 Resultados de la simulación de la planta híbrida en Ciudad Real**

Analizando los resultados conjuntos de las simulaciones de la solución híbrida, llegamos a la conclusión de que con la acción del campo cilindro-parabólico conseguimos generar 2.179.970 MWh-t. A dicha cantidad hemos de añadir los 383.543 MWh-t que conseguimos cubrir gracias a la energía fotovoltaica mediante el heater, lo que hace un total de 2.563.513,7 MWh-t, correspondiente al 75,21 % de la demanda de energía térmica de la refinería.

Por otro lado, como comentábamos anteriormente, la energía eléctrica total producida es de 424.274 MWh-e y, dado que el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del sistema eléctrico es comparativamente menor que los factores de emisión de los principales combustibles tradicionales utilizados en las refinerías, hemos priorizado cubrir el consumo del heater. Por ello, la demanda eléctrica cubierta del resto de equipos de la refinería es de 40.730,3 MWh-e, lo que equivale al 31,22 % del total.

## 6. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez visto los resultados de las simulaciones de las distintas plantas de la solución híbrida, vamos a estudiar como cambiarían estos resultados si nuestra planta estuviera en otra localización con unas condiciones de irradiancia más favorables, en este caso, Chile.

### 6.1 Localización

El nuevo emplazamiento donde haremos la simulación es el desierto de Atacama, en la region de Antofagasta, al norte del país. Una ubicación ideal pues alrededor del 80% de los días durante todo el año son soleados y despejados, con unas 4.000 horas de Sol anuales, lo que la hace una solución muy eficiente. Desde hace años se están instalando distintas plantas fotovoltaicas e incluso una planta termosolar de torre central, con una producción bastante fiable durante todo el año. [28]

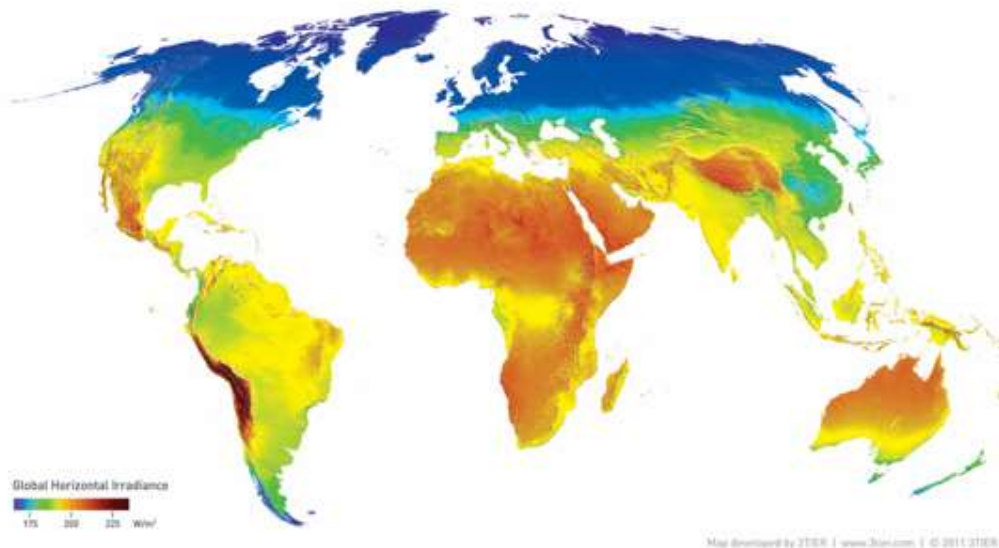


Ilustración 44: Irradiancia global [29]

### 6.2 Simulación en SAM

Para hacer el estudio lo más interesante posible, vamos a mantener todos los parámetros seleccionados en el estudio de la planta en Ciudad Real, el único cambio será la localización. Por lo tanto, introduciendo el fichero climático al programa se importan los datos climáticos necesarios para nuestra simulación.

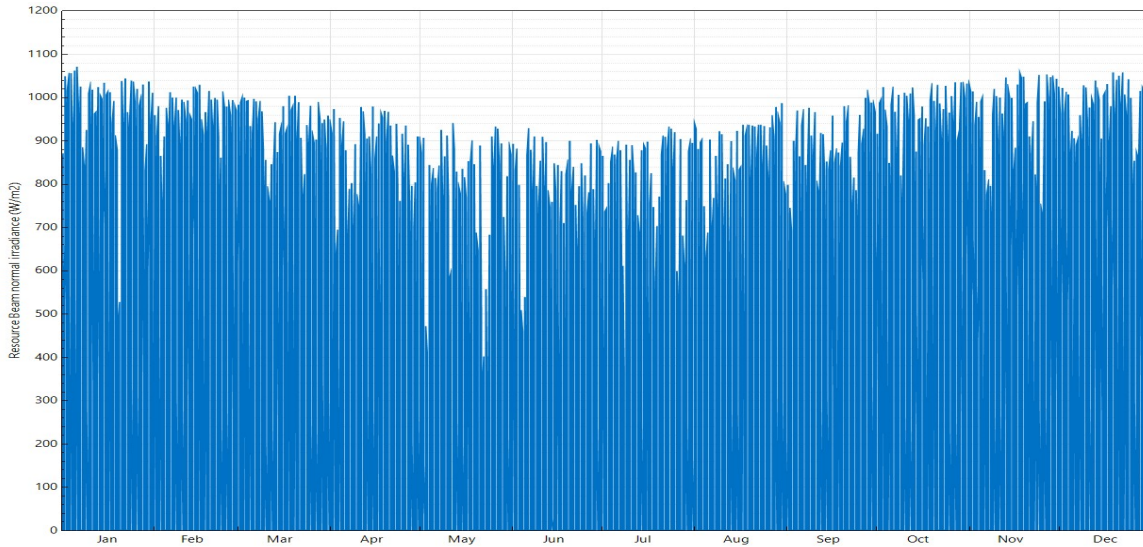


Ilustración 45: Irradiancia directa

Como se puede apreciar en la imagen anterior, la irradiancia incidente a lo largo del año es muy superior a la par que estable en este nuevo emplazamiento. En cuanto a la irradiancia normal directa, uno de los aspectos más cruciales en una planta de CSP, en Atacama es de 8,27 kWh/m<sup>2</sup>/día frente a los 4,93 kWh/m<sup>2</sup>/día en Ciudad Real.

**Weather Data Information**

The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

**-Header Data from Weather File-**

Latitude	<input type="text" value="-27.264"/> DD	Station ID	<input type="text" value="854670"/>
Longitude	<input type="text" value="-70.774"/> DD	Data Source	<input type="text" value="SRC-TMYx"/>
Time zone	<input type="text" value="GMT -4"/>	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.	
Elevation	<input type="text" value="204"/> m		
Time step	<input type="text" value="60"/> minutes		

**-Annual Averages Calculated from Weather File Data-**

Global horizontal	<input type="text" value="6.54"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	<b>-Optional Data-</b>
Direct normal (beam)	<input type="text" value="8.27"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.17"/> kWh/m <sup>2</sup> /day	
Average temperature	<input type="text" value="15.0"/> °C	
Average wind speed	<input type="text" value="3.2"/> m/s	*NaN indicates missing data.

Ilustración 46: Datos climáticos Desierto Atacama

Concluida la simulación, pasamos a comentar los resultados obtenidos de ésta. Como podemos ver, la producción anual se ha incrementado considerablemente, siendo ésta de 596.889,472 MWh-e, aplicando el rendimiento de la planta conseguimos la producción térmica, que equivale a 1.676.655,82 MWh-t. Este incremento de producción, que corresponde a un aumento del 49,32% respecto de la de Ciudad Real, también repercute de manera notable en el factor de capacidad de la planta, que en este caso se incrementa hasta el 75,7%.

Como hemos mantenido todos los parámetros, el área de apertura para la planta de 100 MW-e se mantiene en 1.596.160 m<sup>2</sup>. No obstante, para cubrir la demanda térmica de la refinería, tenemos que extrapolar los resultados de nuestro estudio, multiplicando éstos ahora por 1,3, alcanzando así un área de apertura total igual a 2.075.008 m<sup>2</sup>. Esta reducción del tamaño del campo solar respecto del caso anterior supone una disminución



del 33,04 %.

Metric	Value
Annual Net Electrical Energy Production	596,889,472 kWh-e
Annual Freeze Protection	49,672 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	49,672 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	0 kWh-e
Capacity factor	75.7%
Power cycle gross electrical output	672,886,016 kWh-e
First year kWh/kW	6,632 -
Gross-to-net conversion	88.7 %
Annual Water Usage	130,766 m <sup>3</sup>
PPA price (year 1)	9.74 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	11.77 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	9.35 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	10.92 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.67 ¢/kWh
Net present value	\$49,854,048
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.82 %
Net capital cost	\$764,067,776
Equity	\$335,183,264
Size of debt	\$428,884,512

Ilustración 47: Resumen de los resultados 2º simulación

Tabla 14 Comparación de los principales resultados en las dos localizaciones

	CIUDAD REAL	DESIERTO ATACAMA
<b>Producción térmica (MWh-t)</b>	1.122.801,98	1.676.655,82
<b>Factor de capacidad (%)</b>	50,7	75,7
<b>Area de apertura total (m<sup>2</sup>)</b>	3.099.019	2.075.008

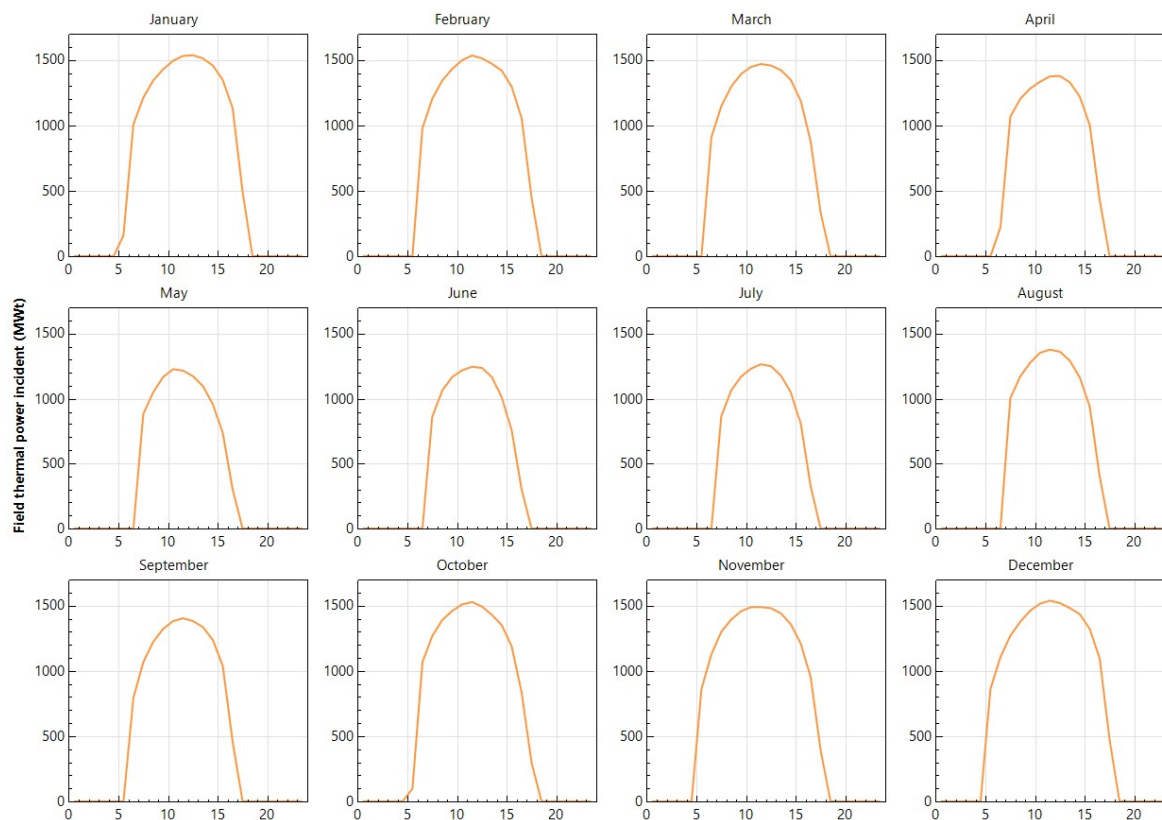


Ilustración 48: Potencia térmica

Como podemos ver en la imagen anterior, a diferencia del caso de Ciudad Real, la producción térmica se mantiene mucho más estable a lo largo de todo el año, siendo ésta menor en el segundo cuatrimestre del año, correspondiente a los meses de invierno. Esta estabilidad nos permite operar con mayor seguridad, obteniendo mejores resultados.

Respecto a la inversión de la planta en esta nueva localización, podemos afirmar que disminuirá de manera considerable, ya que el campo solar se ve reducido notoriamente:

Tabla 15 Principales Costes sistema cilindro-parabólico (2ª Simulación)

Tipo de inversión	Dimensión	Costes	Inversión
Site improvements	2.075.008 m <sup>2</sup>	25 €/m <sup>2</sup>	51.875.200 €
Solar field	2.075.008 m <sup>2</sup>	100 €/m <sup>2</sup>	207.500.800 €
HTF System	2.075.008 m <sup>2</sup>	60 €/m <sup>2</sup>	124.500.480 €
Storage	5112,38 MWh-t	40 €/kWh-t	204.495.200 €
<b>TOTAL</b>			<b>588.371.680 €</b>

En cuanto a la viabilidad económica de cada una de las alternativas estudiadas, se valorarán mediante CAPEX (Capital Expenditure), básicamente es la inversión que realiza la empresa en inmovilizado fijo (terrenos, edificios, maquinarias, etc) con el fin de mejorar el valor de su activo no corriente. En nuestro caso en concreto, este parámetro puede definirse como el cociente entre el coste de la planta (campo solar, intercambiadores, almacenamiento, etc) y la producción de energía total, en \$/MWh.

Tabla 16 Comparación CAPEX (energía térmica)

	CIUDAD REAL	DESIERTO ATACAMA
CAPEX (\$/MWh-t)	646,53	433,01

Como era de esperar, la planta localizada en Chile es más rentable económicamente desde el punto de vista del CAPEX debido a las excelentes condiciones climáticas, siendo éste en Chile un 33,02 % inferior respecto del de Ciudad Real.

### 6.3 Simulación en Pvsyst

Al igual que hicimos con el campo cilindro-parabólico, vamos a simular en Pvsyst el mismo campo fotovoltaico que en Ciudad Real, pero en la nueva localización (Atacama). Para ello, vamos a mantener todos los parámetros seleccionados anteriormente: paneles fotovoltaicos, inversores, pérdidas, número de módulos y cadenas, etc.

La producción de electricidad de esta nueva planta es de 603.965 MWh/año, lo que supone un aumento respecto del caso anterior de 179.691 MWh/año, equivalente a un incremento del 42,35 %. Como comentábamos en otros apartados, la demanda eléctrica no se puede cubrir integralmente con esta tecnología, no obstante, se consigue cubrir hasta el 44,44 %.

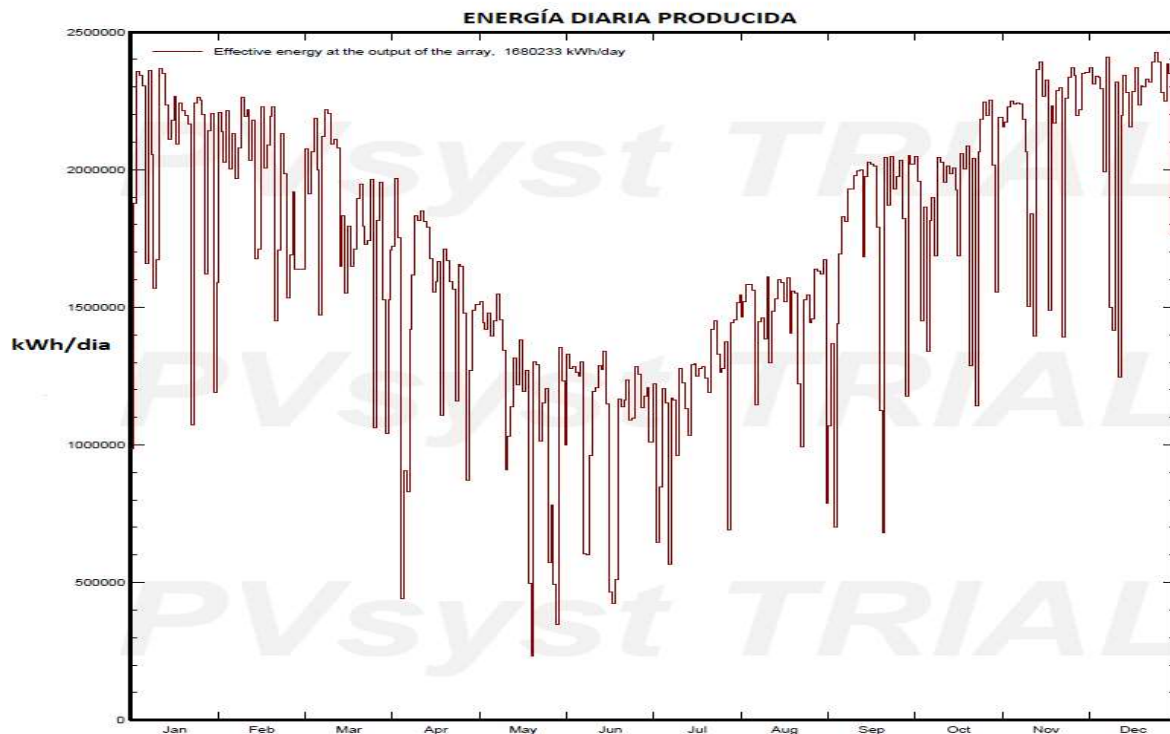


Ilustración 49: Energía diraria producida

Como se puede comprobar en el gráfico anterior, hay tramos donde la demanda de electricidad se cubre totalmente con energía fotovoltaica. A diferencia del caso previo, esto se produce en los meses noviembre a enero, los correspondientes a los meses de verano en America del Sur.

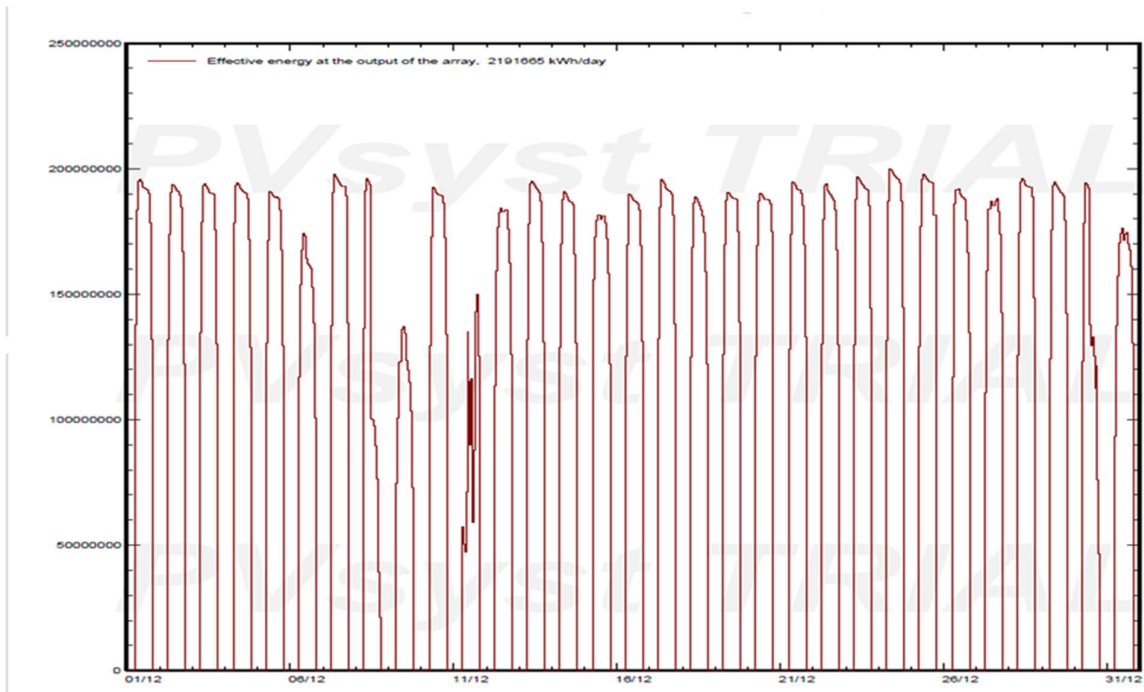


Ilustración 50: Energía generada por horas en diciembre

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	267.9	64.45	20.36	366.9	365.3	62.37	61.40	0.804
February	223.8	51.35	19.11	317.5	316.3	55.84	54.98	0.832
March	215.9	49.06	16.99	313.0	311.6	56.44	55.57	0.854
April	167.2	38.78	13.76	241.9	240.3	44.98	44.30	0.880
May	128.4	29.94	9.47	183.0	181.0	34.99	34.48	0.906
June	115.5	25.63	6.15	168.0	165.9	32.69	32.24	0.922
July	129.3	26.98	5.75	191.5	189.3	37.21	36.67	0.921
August	162.8	30.04	9.08	239.2	237.5	45.45	44.79	0.900
September	196.0	45.29	12.38	283.0	281.5	52.03	51.23	0.870
October	242.7	51.45	16.47	336.9	335.5	59.20	58.27	0.832
November	259.6	51.71	18.22	368.5	367.1	64.14	63.14	0.824
December	279.3	54.75	19.74	393.9	392.5	67.94	66.89	0.816
Year	2388.5	519.45	13.93	3403.3	3383.9	613.28	603.97	0.853

Ilustración 51: Balances y resultados principales por meses 2º simulación

De manera similar al primer caso de estudio, la mayor cantidad de electricidad producida se da en los meses de mayor irradiancia, correspondientes a verano. Igualmente, el performance ratio se maximiza en los meses con temperature ambiente inferior, por lo que serán los meses con mayor efectividad de la instalación.

Debido a que los parámetros de la planta fotovoltaica se han mantenido respecto a la primera simulación, los costes de inversión en este caso serán iguales a los da la Tabla 13. Para evaluar la viabilidad económica de ambas alternativas, se realizará mediante CAPEX. En este caso, los resultados no serán tan riguroso como el caso de la planta cilindro-parabólica. Esto se debe a que solo se ha tomado como inmovilizado fijo el coste de los paneles, los inversores y el terreno, ya que los precios serán similares en ambas localizaciones. No obstante, cabe destacar que el resto de costes de la planta serán semejantes en los dos caso, salvo pequeñas excepciones.

Tabla 17 Comparación CAPEX (energía eléctrica)

	<b>CIUDAD REAL</b>	<b>DESIERTO ATACAMA</b>
<b>CAPEX (\$/MWh-t)</b>	334,64	235,07

De manera previsible, debido a la mayor producción anual, la planta localizada en el desierto de Atacama obtiene unos resultados más favorables, con un CAPEX de 29,75% inferior respecto al caso de Ciudad Real.

#### **6.4 Resultados de la simulación de la planta híbrida en Atacama**

Del mismo modo que se hizo con la primera simulación pasamos a analizar los resultados de la planta híbrida. Debido a que el campo cilindroparabólico se ha dimensionado para cubrir el consumo de los procesos con temperaturas inferiores a 400°C, la cantidad cubierta es la misma en ambas localizaciones. A los 2.179.970 MWh-t ,procedente del CCP, hemos de sumar los 545.984,36 MWh-t aportados por el heater gracias a la energía eléctrica. Todo ello hace un total de 2.725.954,36 MWh-t cubierto por energía solar, equivalente al 79,98% de la demanda térmica de la planta.

Por otra parte, al aumentar la producción eléctrica del campo fotovoltaico, se llega a cubrir mayor cantidad de la demanda de electricidad del resto de equipos, alcanzando los 57.980,64 MWh-e, el 44,44 % del total.

## 7. AHORRO DE EMISIONES

Para el estudio de la reducción de las emisiones en nuestra planta nos basamos en el Informe de Gases de Efecto Invernadero del Área de Negocio de Refino España de Repsol[30], el cual detalla el resultado de la verificación del inventario de GEI de la Unidad de Negocio de Refino España en 2011, de acuerdo con la Norma ISO-14064. En el inventario se incluyen las emisiones de CO<sub>2</sub> directas e indirectas y las emisiones de otros gases como CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O.

Las fuentes de emisiones que se consideran directas son las comprendidas dentro de las siguientes categorías:

- Emisiones de combustión, incluyendo las procedentes de fuentes estacionarias y móviles. En este grupo se encuentran las emisiones producidas para generar la energía térmica necesaria en nuestra planta.
- Emisiones de procesos, aquellas resultantes del procesamiento de diferentes materiales, ya sea físicos o químicos.
- Se tienen en cuenta también las emisiones que Petronor, filial del grupo Repsol, ha vendido a clientes externos.

Por otro lado, las emisiones indirectas consideras son las siguientes:

- Emisiones referidas a la compra de electricidad producida en el exterior de las instalaciones. Se cuantifican según el factor de emisión del país por compra de electricidad (t CO<sub>2</sub>/MWh).
- Emisiones asociadas al vapor comprado, producido en instalaciones ajenas a Repsol.
- Emisiones relacionadas con la compra de hidrógeno.
- No se incluyen las emisiones producidas en el transporte de crudos o productos, los viajes y desplazamientos de los empleados y el transporte y eliminación de residuos.

Una vez visto donde se incluye cada tipo de emisión, pasamos a estudiar las cantidades emitidas por cada una de las 5 refinerías (Tarragona, Cartagena, Puertollano, La Coruña y Bilbao) de Repsol que hay en España.

Línea de negocio de Repsol		Instalación	Emisiones de GEI t	Subtotal t	Total t
Refino	Repsol Petróleo	Refinería Tarragona	2.717.039	6.811.440	8.894.666
		Refinería Cartagena	1.014.576		
		Refinería Puertollano	2.022.560		
		Refinería La Coruña	1.057.265		
	Petronor	Refinería Bilbao	2.083.226	2.083.226	

Ilustración 52: Emisiones directas[30]

Línea de negocio de Repsol	Instalación	Emisiones de CO <sub>2</sub> por compra de electricidad	Emisiones de CO <sub>2</sub> por compra de vapor	Emisiones de CO <sub>2</sub> por compra de hidrógeno	Emisiones indirectas totales de CO <sub>2</sub>
Refino Petróleo	Refinería Tarragona	13.910	41.486	333.758	389.154
	Refinería Cartagena	29.079	0	0	29.079
	Refinería Puertollano	64.877	73.925	248.712	387.514
	Refinería La Coruña	4.277	29.811	141.455	175.543
	Oleoductos Cartagena-Puertollano	11.958	0	0	11.958
Petronor	Refinería Bilbao	3.915	0	0	3.915
Oficinas centrales		196	0	0	196

Ilustración 53: Emisiones indirectas [30]

Basándonos en las emisiones emitidas por cada refinería, y en base a su producción anual, podemos estimar que las emisiones de nuestra refinería son aproximadamente del orden de las de la de Puertollano, ya que su producción anual es de 7,5 millones de toneladas, mientras que en nuestro caso es de 7 millones. Por tanto, podemos suponer que nuestras emisiones de GEI a lo largo del año son aproximadamente de 2.410.074 toneladas.

A continuación, estudiaremos de manera aproximada cuántas emisiones conseguimos evitar con la implantación de la planta híbrida diseñada. Para ello, vamos a suponer que todos los procesos de combustión para producir energía térmica y vapor se realizan con los mismos combustibles, por lo que por cada MJ de energía producida se emiten la misma cantidad de GEI.

Como apuntábamos anteriormente, con la planta fotovoltaica conseguimos generar anualmente 40.730,4 MWh-e destinados a los equipos auxiliares, lo que supone el 31,22% de la demanda total. Por otro lado, la planta híbrida produce 2.563.513,7 MWh-t/año, lo que equivale al 75,21% de la demanda térmica y de vapor. Con todo esto, evitamos emitir 20.254,6 toneladas de la compra de electricidad, 55.599 toneladas de la compra de vapor y 1.521.167 toneladas de emisiones directas por combustión. Todo ello supone un ahorro anual de 1.597.020,27 de toneladas de gases de efecto invernadero, lo que corresponde aproximadamente al 66,26 % del total de emisiones de la refinería.

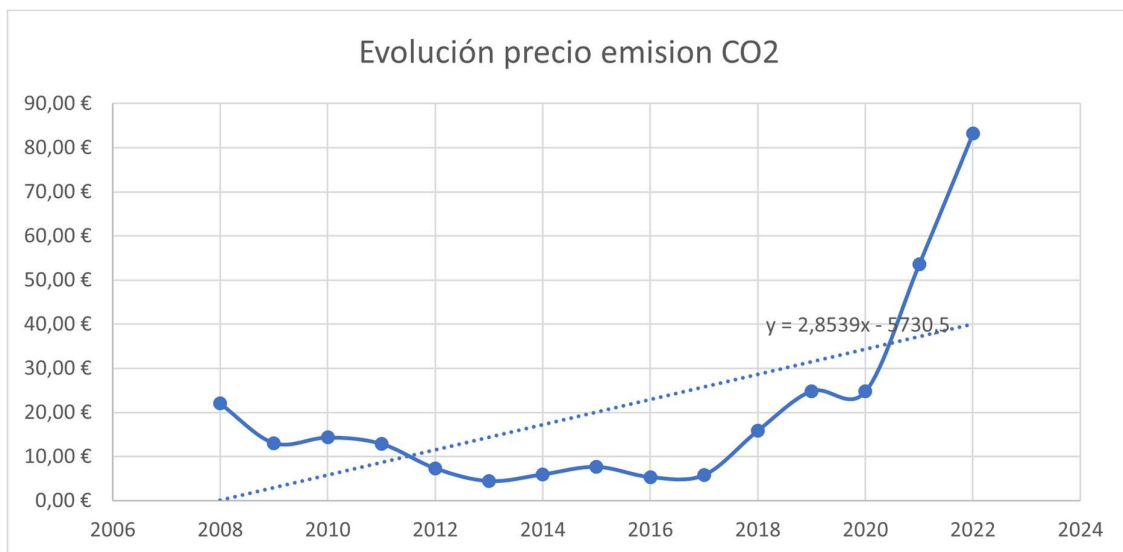


Ilustración 54: Evolución coste emisión CO<sub>2</sub>[31]

Basándonos en la evolución del precio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> según la empresa Sendeco2 [30], y teniendo en cuenta la tendencia ascendente de éste los últimos años, representada por la ecuación

$y = 2,8539 * x - 5730,5$ , donde la variable “y” representa los costes de emisión y “x” el año en el que se evalúa, podemos trazar como evoluciona los costes de emisión ahorrados por año.



Ilustración 55: Periodo de recuperación de la inversión(1ª Simulación)

Teniendo en cuenta que la vida útil de una instalación de estas características es de aproximadamente 30 años, y como podemos comprobar en el gráfico anterior, el periodo de recuperación de la inversión realizada está en torno a los 10 años, por lo que en los 20 años restante se genera un ahorro positivo. Estos valores son totalmente coherentes basándonos en que el periodo de recuperación de una planta fotovoltaica es alrededor de los 5-8 años([32]), mientras que de una cilindro-parabólica aproximadamente entre 10 y 15 años([33]).

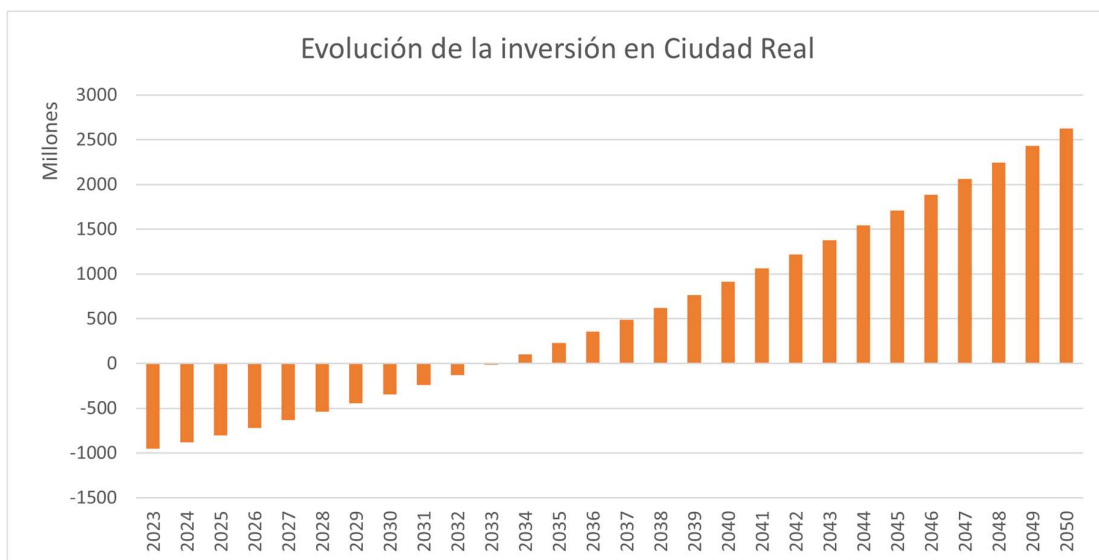


Ilustración 56: Evolución de la inversión inicial (1ª Simulación)



Representando como evoluciona la inversión inicial de 1.020.464.780€ respecto a los costes ahorrados por emisión de CO<sub>2</sub> acumulados cada año, podemos apreciar, como se comentaba anteriormente, que la inversión se recupera entre el año 2033 y 2034, aumentando anualmente los ahorros, hasta llegar a un ahorro acumulado en 2050 de 2.622.475.480,21 €.

En cuanto a la reducción de emisiones de GEI en el segundo caso de estudio, la planta en el desierto de Atacama, podemos afirmar que la cantidad evitada se ha incrementado ligeramente. Esto se debe a que el diseño de la planta híbrida se ha realizado para cubrir el equivalente a los 2.179.970 MWh-t de la demanda térmica de los procesos por debajo de 400 °C, a lo que hay que añadir la cantidad cubierta por el heater. Por lo que la reducción de emisiones correspondiente a este consumo se sitúa en 59.125,215 toneladas de la compra de vapor y 1.617.643,48 toneladas de emisiones directas por combustión. Por otro lado, la cantidad de electricidad cubierta mediante energía fotovoltaica, ha aumentado hasta el 44,44%, lo que supone una disminución de las emisiones indirectas por la compra de electricidad de 28.831,35 toneladas. Todo esto hace una suma de 1.705.600 toneladas de GEI que evitamos emitir a la atmósfera, equivalente al 70,77 % del total.

Respecto al ahorro económico debido a los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, Chile estableció en 2017 un impuesto verde a las emisiones de gases de efecto invernadero, dicha tasa ha estado fija en 5 USD por tonelada emitida de CO<sub>2</sub>, no obstante, está previsto un incremento gradual en los próximos años añadiendo el coste social estimado por tonelada emitida. [34]

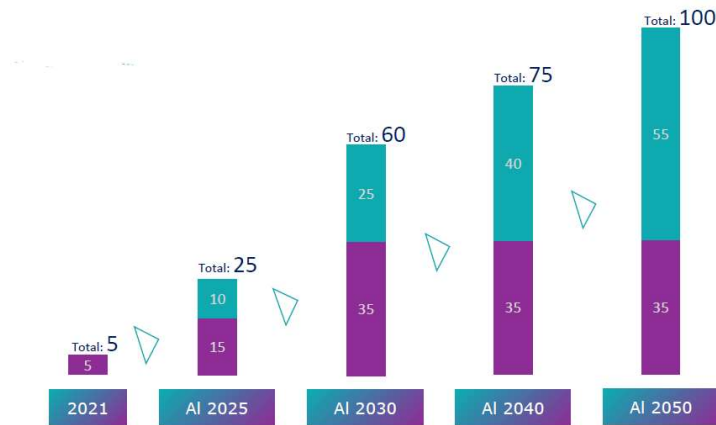


Ilustración 57: Evolución del impuesto verde(Chile) [34]

Teniendo en cuenta lo anterior, la evolución del impuesto verde en los próximos 30 años queda de la siguiente manera:

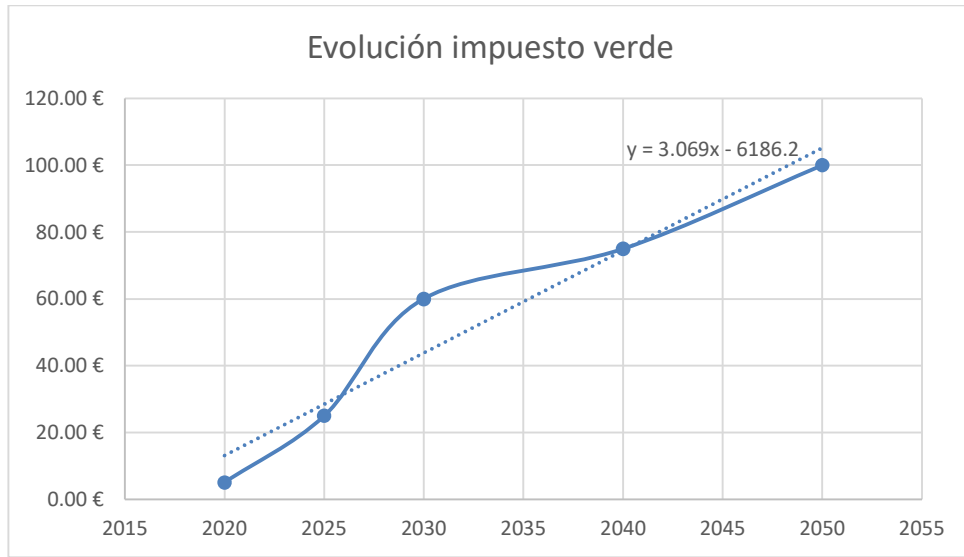


Ilustración 58: Tendencia del impuesto verde

De la misma manera que se hizo con el caso de Ciudad Real, la representación de la tendencia ascendente en el coste del impuesto verde queda establecida por la ecuación  $y = 3,069 * x - 6186,2$ . Comparamos a continuación la evolución de la inversión inicial respecto los ahorros en impuesto verde gracias a la implantación de la solución híbrida.

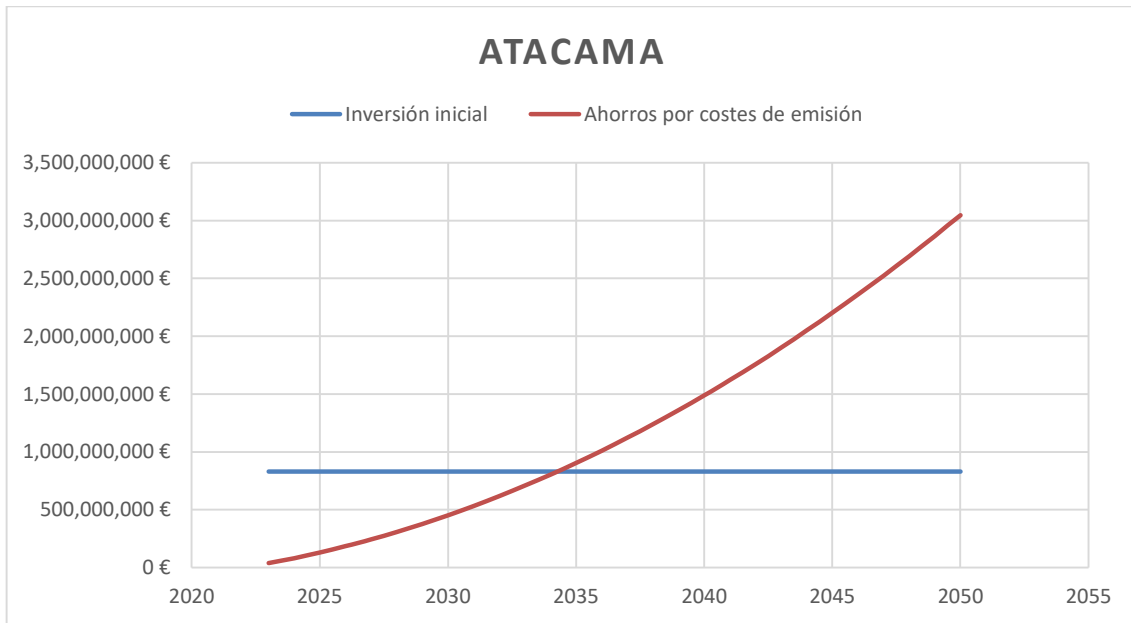


Ilustración 59: Periodo de recuperación de la inversión(2ª Simulación)

Como podemos comprobar, a pesar de que la inversión económica inicial es menor y las emisiones evitadas mayores respecto del caso de Ciudad Real, el periodo de recuperación es mayor, en torno a los 11-12 años. Ésto se debe a que el impuesto verde es considerablemente inferior al coste de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> en España, siendo la diferencia en 2050 de más de 15 €/tonelada. Lo que se puede comprobar también representando la evolución de la inversión inicial, donde se aprecia que la recuperación se produce entre 2034 y 2035, generando unos ahorros anuales acumulados que llegan hasta los 2.216.791.155,8 € en 2050.

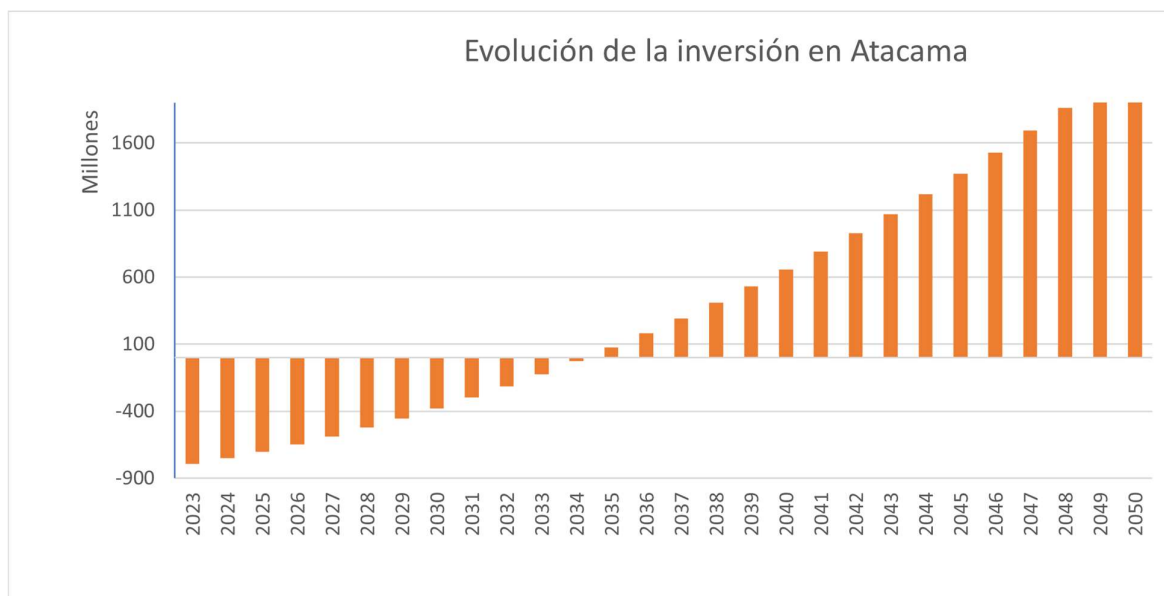


Ilustración 60: Evolución de la inversión inicial (2ª Simulación)

## 8. CONCLUSIONES

---

La Tierra está sufriendo un cambio climático drástico debido al aumento de la temperatura provocado por las emisiones de gases de efecto invernadero. El planeta corre peligro y los gobernantes de todo el mundo deben reaccionar cuanto antes para evitarlo. El gobierno de España hizo lo propio mediante el Plan Nacional Integrado de Energía (PNIEC), donde se establece la hoja de ruta para conseguir reducir las emisiones en los principales sectores económicos del país. El estudio se centra concretamente en el sector industrial del refino de petróleo.

Tal y como se ha expuesto durante el trabajo, la industria del refino requiere de elevados consumos energéticos, tanto térmicos como eléctricos, lo que conlleva grandes emisiones de CO<sub>2</sub>. Este es el principal motivo por el que se ha elegido este sector de la industria para actuar sobre él, sustituyendo los convencionales combustibles fósiles por energías renovables.

Es necesario un análisis profundo para seleccionar adecuadamente qué tipo de alternativa renovable implementar dependiendo de las necesidades de operación de nuestra planta. Una vez elegida como solución la planta híbrida de concentración de energía solar mediante colectores cilindro-parabólico y fotovoltaica, hay que identificar aquellos procesos que pueden sustituir su consumo energético mediante la opción adoptada.

El trabajo realizado ha identificado como posibles procesos aquellos cuyo consumo térmico está por debajo de 400 °C, pues es el límite del rango de trabajo de nuestro fluido caloportador. Dichos procesos son: la destilación atmosférica, la alquilación, la isomerización y el reformado catalítico, responsables del 63,96 % del consumo térmico de la refinería bajo estudio. Aquellos procesos que se realicen a temperaturas superiores serán sustituidos por heater. Estos últimos consumos junto a los correspondientes de los equipos de la planta (bombas, compresores, ventiladores) se cubrirán en parte por energía fotovoltaica.

Se ha generado para ello dos modelos técnicos para la simulación de un campo de colectores de concentración cilindro-parabólico y de un campo fotovoltaico mediante los softwares SAM y PVsyst respectivamente.

Para cada una de las configuraciones estudiadas se ha detallado los distintos parámetros seleccionados del sistema, siendo posible obtener, en cada momento del año, datos exactos de la producción de energía, las pérdidas del sistema y las temperaturas del fluido en los tanques de almacenamiento entre otros datos. Se ha hecho un estudio paramétrico sobre el almacenamiento térmico de nuestra planta, siendo la opción que maximiza el factor de cobertura de la instalación el almacenamiento en sales durante 14 horas con un múltiplo solar de 4.

Como análisis de sensibilidad, se ha realizado el diseño de las mismas plantas ya explicadas en una localización (desierto de Atacama) con mayor recurso solar durante el año, tanto de irradiancia como de horas de Sol. Como era de esperar, los resultados obtenidos en este nuevo emplazamiento mejoran los anteriores. La producción de energía se ha incrementado un 49,32% en el caso de la planta térmica, llegando a un factor de cobertura del 75,7% frente al 50,6% de su precedente, siendo posible cubrir la demanda requerida con un área de apertura total de 1 millón de metros cuadrados menos. En cuanto a la producción de electricidad mediante energía fotovoltaica, los resultados obtenidos corroboran la idea anterior, la producción ha aumentado un 42,35 %, llegando a cubrir el 44,44% de la demanda total.

Desde una perspectiva económica, la planta en Atacama requiere de una inversión menor, siendo ésta de 830.976.185€ frente a los 1.020.464.780€ de Ciudad Real. Al haber mantenido constantes los costes en ambos emplazamientos, la planta situada en Atacama (Chile), obtiene unos resultados más favorables. Esto se ve reflejado en el estudio de CAPEX; 680,5 \$/MWh-t en Ciudad Real frente a los 455,709 \$/MWh-t de Atacama en el caso de CCP y 276,06 \$/MWh-t frente a los 193,93 \$/MWh-t en la planta fotovoltaica.

Desde el punto de vista del objetivo de este trabajo, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector del refino, podemos afirmar que se logra con creces. Mientras que en el caso de la planta de Ciudad Real conseguimos un ahorro de emisiones de 1.597.020,27 de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub> al año, lo que corresponde al 66,26% del total, en la planta de Atacama se logra reducir las emisiones en 1.705.600 de toneladas, el 70,77 % del total.

Si nos centramos en la recuperación de la inversión realizada, encontramos unos resultados llamativos, pues a

diferencia del estudio de CAPEX, la planta con una recuperación más rápida corresponde con la de Ciudad Real. Mientras que el periodo de recuperación en Ciudad Real está en torno a los 10 años, en Atacama se sitúa entre los 11 y 12 años. Además, el ahorro en costes de emisión de CO<sub>2</sub> acumulados al final de la vida útil de la planta es de 2.622.475.480,21 € en España frente a los 2.216.791.155,8 € en Chile. Estos resultados, que podría parecer contradictorios a priori, se fundamentan en la diferencia del coste de emisión de cada país, siendo el de España mucho más ambicioso desde el punto de vista medioambiental.

Para concluir, se puede decir que la implementación de esta solución híbrida conlleva grandes beneficios, tanto medioambientales como económicos, por lo que la hace una muy interesante alternativa para la industria.

## REFERENCIAS

---

- [1] “Principales elementos del Acuerdo de París.” <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx> (accessed May 28, 2022).
- [2] “The Paris Agreement | UNFCCC.” <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (accessed May 28, 2022).
- [3] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA,” 2021.
- [4] S. de Prospectiva and E. Normativa en Materia de Energía, “Libro de la Energía en España 2018,” 2018. [Online]. Available: [www.miteco.gob.es](http://www.miteco.gob.es)
- [5] “Balance del Consumo de energía final.” <https://sieeweb.idae.es/consumofinal/bal.asp?txt=Industria&tipbal=s&rep=1> (accessed May 30, 2022).
- [6] “AOP - Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos.” <https://www.aop.es/> (accessed May 30, 2022).
- [7] “Inicio | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es> (accessed May 30, 2022).
- [8] “Emisiones de gases de efecto invernadero en España.” <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/emisiones.aspx> (accessed May 30, 2022).
- [9] J. H. Gary, *Refino de petróleo : tecnología y economía*, Reimp. Barcelona: Reverté, 2003.
- [10] J. Lluch Urpi, *Tecnología y margen de refino del petróleo*. Madrid: Díaz de Santos, 2008.
- [11] J. P. Wauquier, *El refino del petróleo : Petróleo crudo - Productos petrolíferos - Esquemas de fabricación*. Madrid: Instituto Superior de la Energía, 2004.
- [12] Y. Kim and W. Parker, “A technical and economic evaluation of the pyrolysis of sewage sludge for the production of bio-oil,” *Bioresource Technology*, vol. 99, no. 5, pp. 1409–1416, Mar. 2008, doi: 10.1016/J.BIORTECH.2007.01.056.
- [13] “¿Cuáles son los tipos de paneles fotovoltaicos?” <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/elementos/panel-fotovoltaico/tipos-de-paneles-fotovoltaicos> (accessed May 30, 2022).
- [14] “Solar Fotovoltaica | Idae.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica> (accessed May 30, 2022).
- [15] “Imágenes de stock; fotos, vectores e ilustraciones para proyectos creativos | Shutterstock.” <https://www.shutterstock.com/es/> (accessed May 30, 2022).
- [16] “Solar Termoeléctrica | Idae.” <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-termoelectrica> (accessed May 30, 2022).
- [17] “Energía Térmica Solar: Concepto, tipos y usos - La Energía Solar.” <https://www.laenergiasolar.org/energia-termica-solar/> (accessed May 30, 2022).
- [18] “Agencia Andaluza de la Energía |.” <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es> (accessed May 30, 2022).
- [19] J. Fernández, “Energía de la Biomasa.”
- [20] J. Salvador, “Tecnologías de captura y almacenamiento de dióxido de carbono,” 2017. [Online]. Available: [www.ecorfan.org/bolivia](http://www.ecorfan.org/bolivia)
- [21] M. Liu *et al.*, “Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature

- thermal energy storage technologies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 1411–1432, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.09.026.
- [22] “Estado del Arte de los Sistemas de Almacenamiento en Centrales Solares de Concentración”.
- [23] “ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL ALMACENAMIENTO DETRÁS DEL CONTADOR EN ESPAÑA.” [Online]. Available: [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [24] “Diagrama de batería de iones de litio . vector, gráfico vectorial © serdiuk.igor.gmail.com imagen #161959156.” <https://sp.depositphotos.com/161959156/stock-illustration-li-ion-battery-diagram.html> (accessed May 30, 2022).
- [25] “0103-combustion-en-refino\_tcm30-430166”.
- [26] “Central solar mediante cilindros parabólicos. | TecnoBlogSanMartin.” <https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2011/02/08/central-solar-mediante-cilindros-parabolicos/> (accessed May 30, 2022).
- [27] “Paneles Solares Bifaciales: Qué son, Ventajas y Precios | Inarquia.” <https://inarquia.es/panel-solar-bifacial-que-es-ventajas-precios/> (accessed May 30, 2022).
- [28] “La luz nacerá del desierto - www.explora.cl.” <https://www.explora.cl/blog/la-luz-nacera-del-desierto/> (accessed May 30, 2022).
- [29] “Mapa mundial de irradiación solar - Climas del mundo y climatología histórica.” <https://foro.tiempo.com/mapa-mundial-de-irradiacion-solar-t146675.0.html> (accessed May 30, 2022).
- [30] “Resumen Ejecutivo Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por Eficiencia energética \*\*\* 74.603 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por Cambio de combustible \*\*\* 133.753 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas totales \*\*\* 208.356.”
- [31] “Precios CO<sub>2</sub> - Sendeco2.” <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2> (accessed May 30, 2022).
- [32] “Fotovoltaica - El periodo medio de amortización de una instalación fotovoltaica es hoy de 5 años - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.” <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/el-periodo-medio-de-amortizacion-de-una-20160115> (accessed May 31, 2022).
- [33] “documentos\_10374\_energia\_solar\_termica\_06\_8a90370e”.
- [34] “ECONÓMICOS PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.”
- [35] “5 2 Introducción 2.1 El colector cilindro parabólico Los colectores.” <https://studylib.es/doc/5626999/5-2-introducci%C3%B3n-2.1-el-colector-cilindro-parab%C3%B3lico-los-...> (accessed May 30, 2022).
- [36] “CAPÍTULO 3. PLANTAS TERMOSOLARES DE TORRE CENTRAL. - PDF Free Download.” <https://docplayer.es/62112670-Capitulo-3-plantas-termosolares-de-torre-central.html> (accessed May 30, 2022).
- [37] “¿Disco Stirling en Dubái? | Reuters Events | Renewables.” <https://www.reutersevents.com/renewables/csp-es/disco-stirling-en-dubai> (accessed May 30, 2022).
- [38] “File:Oleoductos españa.png - Wikimedia Commons.” [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oleoductos\\_espa%C3%83%C2%B1a.png](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oleoductos_espa%C3%83%C2%B1a.png) (accessed May 31, 2022).
- [39] “Atlas de radiación solar en España - Agencia Estatal de Meteorología - AEMET. Gobierno de España.” [http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas\\_radiacion\\_solar](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar) (accessed May 31, 2022).

