



UNIVERSIDAD DE OVIEDO

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACIÓN Y PROSPECCIÓN DE MINAS

MASTER INTERUNIVERSITARIO EN DIRECCIÓN DE PROYECTOS

TRABAJO FIN DE MASTER

Estimación de beneficios en proyectos de energía renovables en función del precio del pool



Autor: Adrián González González
Director: Juan Antonio González
Codirector: Francisco Ortega

Fecha: 16/07/2013



TABLA DE CONTENIDO

1	OBJETO.....	8
2	INTRODUCCIÓN.....	9
2.1	Energía solar.....	11
2.1.1	Solar Fotovoltaica.....	12
2.1.1.1	Módulos solares.....	12
2.1.1.2	Estructuras soporte.....	14
2.1.1.3	Inversores.....	15
2.1.1.4	Red eléctrica.....	15
2.1.1.5	Fotovoltaica de concentración.....	16
2.1.2	Termo solar.....	16
2.1.2.1	Principales tecnologías termo solares.....	18
2.1.2.1.1	Tecnología Fresnel.....	19
2.1.2.1.2	Tecnología Colectores Cilindro parabólicos.....	22
2.1.2.1.3	Tecnología Discos Stirling.....	25
2.1.2.1.4	Tecnología Receptor Central.....	27
2.1.2.1.5	Resumen.....	30
3	ESTADO DEL ARTE.....	33
3.1	Introducción.....	33
3.2	Antecedentes.....	33
3.3	Estado del arte.....	34
3.4	Declaración del problema.....	36
3.4.1	Descripción.....	36
3.4.2	Formulación.....	36
3.4.3	Objetivos.....	36
3.4.4	Planteamiento de hipótesis.....	36
4	MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	37
4.1	Introducción.....	37
4.2	Agentes del mercado eléctrico español.....	38
4.2.1	OMEL.....	38
4.2.1.1	Unidades de Oferta.....	38
4.2.1.2	Presentación de Ofertas.....	39
4.2.1.3	Proceso de casación de ofertas.....	40
4.3	Mix energético.....	41
4.4	Proceso de venta de energía al pool.....	43
4.4.1	Introducción.....	43
4.4.2	Requisitos.....	44
4.4.3	Penalizaciones.....	44
5	METODOLOGÍA Y TÉCNICAS EMPLEADAS.....	46
5.1	Metodología CRISP-DM.....	46
5.1.1	Introducción.....	46
5.1.2	Metodología CRISP-DM.....	47



5.2	Redes neuronales artificiales (ANN)	50
6	MODELOS DE PREDICCIÓN	51
6.1	FISICO	51
6.1.1	Introducción y parámetros de la planta	51
6.1.2	Comparativa de plataformas	53
6.1.2.1	Introducción	53
6.1.2.2	Comparativa de plataformas	54
6.1.2.3	Selección de plataforma	57
6.1.3	Modelo	59
6.1.3.1	Hipótesis del modelo	59
6.1.3.2	LAYOUT	60
6.1.3.3	Ecuaciones que rigen el modelo	61
6.1.3.4	Campo solar+Drum+acumuladores	63
6.1.3.5	BOP	63
6.1.3.6	Pérdidas térmicas	66
6.1.4	Ventajas	68
6.1.5	Desventajas	69
6.1.6	Limitaciones	69
6.2	ANN	69
6.2.1	Introducción	69
6.2.2	Comparativa de plataformas	70
6.2.3	Modelo	72
6.2.3.1	Adquisición de datos	72
6.2.3.2	Preparación de los datos	72
6.2.3.3	Modelado y evaluación	73
6.2.4	Ventajas	75
6.2.5	Desventajas	75
6.2.6	Limitaciones	76
6.3	Comparación de resultados	76
6.4	Conclusiones	76
7	MEJORA OBTENIDA EN EL PROCESO DE VENTA DE ENERGÍA AL POOL MEDIANTE UN MODELO QUE USA ANN	77
7.1	Hipótesis	77
7.1.1	Vida útil	77
7.1.2	Degradación	77
7.1.3	Precio de venta de la energía	78
7.1.3.1	Mercado eléctrico	79
7.1.3.2	Régimen Especial	79
7.1.3.3	Déficit tarifario	80
7.1.3.4	Precio de la energía en el mercado eléctrico	81
7.1.3.5	Penalizaciones	82
7.1.3.6	Energía reactiva	82
7.1.3.7	Precio de venta medio	82
7.2	Beneficio anual esperado	83
7.3	Mejora de predicción de las penalizaciones	84



8	CONCLUSIONES.....	86
9	FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO	87
10	ANEXOS DE ACRÓNIMOS	88
11	BIBLIOGRAFÍA.....	89

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1: Mapa mundial y español de radiación global horizontal</i>	<i>11</i>
<i>Ilustración 2: Actores del desarrollo termosolar.....</i>	<i>12</i>
<i>Ilustración 3: Termosolar Fresnel</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 4: Mecanismo de concentración de una termosolar Fresnel</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 5: Campo solar de la termo solar.....</i>	<i>20</i>
<i>Ilustración 6: Mecanismo de concentración del receptor Fresnel de Novatec Solar</i>	<i>21</i>
<i>Ilustración 7: Esquema simplificado de una termosolar Fresnel</i>	<i>22</i>
<i>Ilustración 8: SCA de un CCP</i>	<i>23</i>
<i>Ilustración 9: Tubo absorbedor y espejo reflector</i>	<i>24</i>
<i>Ilustración 10: Disco Stirling</i>	<i>27</i>
<i>Ilustración 11: Heliostatos y torre.</i>	<i>29</i>
<i>Ilustración 12: Esquema simplificado termosolar PS10 con almacenamiento de vapor</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 13: Esquema simplificado termosolar Gemasolar con almacenamiento de sales</i>	<i>31</i>
<i>Ilustración 14: Mix energético español.....</i>	<i>42</i>
<i>Ilustración 15: Potencia instalada en función del régimen en España</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 16: Potencia termo solar instalada a lo largo de los últimos 20 años</i>	<i>43</i>
<i>Ilustración 17: Esquema de los niveles de la metodología CRISP-DM.</i>	<i>47</i>
<i>Ilustración 18: Fases del proceso de modelado en la metodología CRISP-DM.</i>	<i>48</i>
<i>Ilustración 19: Flujograma del funcionamiento del modelo Fresnel.....</i>	<i>52</i>
<i>Ilustración 20: Representación 3D de la absorción en una planta Fresnel</i>	<i>59</i>
<i>Ilustración 21: Figura representativa del PFD de Siemens donde se sacó el dato de temperatura de entrada</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 22: Layout del modelo físico en Simulink.....</i>	<i>60</i>
<i>Ilustración 23: Subsistema del campo solar+drum+acumuladores</i>	<i>63</i>
<i>Ilustración 24: Esquema del ciclo para el modelado mediante Thermoflex</i>	<i>64</i>
<i>Ilustración 25: Bloque de potencia</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 26: Modelo que estima la temperatura que va a tener la carcasa de la turbina en función del flujo que la atraviese.....</i>	<i>65</i>
<i>Ilustración 27: Esquema de flujos para la pérdidas.....</i>	<i>66</i>
<i>Ilustración 28: Salidas del modelo físico para la simulación de un buen día</i>	<i>68</i>
<i>Ilustración 29: Esquema de redes neuronales</i>	<i>70</i>
<i>Ilustración 30: Días meteorológicamente buenos empleados en el entrenamiento</i>	<i>73</i>
<i>Ilustración 31: Topología de de la ANN</i>	<i>74</i>
<i>Ilustración 32: Gráfica de la potencia bruta real frente a la predicha por la red neuronal</i>	<i>75</i>
<i>Ilustración 33: Resultados del modelo físico Vs modelo basado en datos.....</i>	<i>76</i>
<i>Ilustración 34: Precio de la energía eléctrica en españa y precio medio de la UE</i>	<i>78</i>
<i>Ilustración 35: Evolución acumulada del deficit tarifario</i>	<i>80</i>
<i>Ilustración 36: Evolución de los costes de acceso</i>	<i>81</i>
<i>Ilustración 37: Precio máximo, mínimo y medio de la casación del mercado intradiario</i>	<i>82</i>



ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Características de las tecnologías de módulos fotovoltaicos comerciales.....</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 2: Superficie ocupada sobre el terreno por las tecnologías fotovoltaicas comerciales</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 3: Comparativa entre tecnologías solares en cuanto a condiciones meteorológicas</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 4: Plantas CCP en el mundo en los años 80</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 5: Torres de potencia experimentales en el mundo.....</i>	<i>28</i>
<i>Tabla 6: Características de las tecnologías de plantas termosolares CSP comerciales</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 7: Comparativa entre tecnologías CSP.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 8: Innovaciones en las plantas CSP</i>	<i>35</i>
<i>Tabla 9: Esquema de las tareas generales y las salidas de las 6 fases de la metodología CRISP-DM.</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 10: Tabla resumen de las características de la planta.....</i>	<i>53</i>
<i>Tabla 11: Tabla comparativa de herramientas</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 12: Agrupación de características de las herramientas.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 13: Puntuación de cada una de las herramientas</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 14: Tabla de valores ponderados.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 15: Puntuación de las plataformas</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 16: Herramienta seleccionada</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 17: Tabla de los datos de la turbina en función de la carga</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 18: Tabla comparativa de las herramientas existentes para el desarrollo de ANN.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 19: Tabla resumen de ponderaciones.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 20: Tabla de valoración de las opciones</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 21: Tabla resultado del script optimizador</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 22: Beneficio de la planta en función de cada una de las opciones.....</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 23: Tabla resumen de resultados de un año medio</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 24: Tabla resumen de resultados en toda la vida útil de la planta.....</i>	<i>85</i>



ÍNDICE DE ECUACIONES

<i>Ecuación 1: Balance de masa del SF</i>	61
<i>Ecuación 2: Balance de volumen del SF</i>	61
<i>Ecuación 3: Coeficient Volume Expansivity</i>	61
<i>Ecuación 4: Desarrollo T=f(V)</i>	61
<i>Ecuación 5: Temperatura en función del volumen</i>	61
<i>Ecuación 6: Ecuación 5 simplificada</i>	61
<i>Ecuación 7: Desarrollo 1</i>	61
<i>Ecuación 8: Desarrollo 2</i>	61
<i>Ecuación 9: Desarrollo 3</i>	61
<i>Ecuación 10: Desarrollo 4</i>	61
<i>Ecuación 11: Evolución de la temperatura del SF</i>	62
<i>Ecuación 12: Relaciones</i>	62
<i>Ecuación 13: Sistema de ecuaciones, balance de masa y de volúmen</i>	62
<i>Ecuación 14: Resolución del sistema de la Ecuación 13</i>	62
<i>Ecuación 15: Flujo admisible a turbina</i>	66
<i>Ecuación 16: Tiempo de sincronismo de la turbina</i>	66
<i>Ecuación 17: Flujo máximo que admite la turbina</i>	66
<i>Ecuación 18: Flujo de salida del SF</i>	67
<i>Ecuación 19: Flujo de entrada/salida en función del título</i>	67
<i>Ecuación 20: Relación entre flujo entrada/salida “k”</i>	67
<i>Ecuación 21: Desarrollo T_{min} para pérdidas</i>	67
<i>Ecuación 22: Resolución de T_{min} para las pérdidas térmicas</i>	67
<i>Ecuación 23: Fórmula de pérdidas aplicada</i>	67
<i>Ecuación 24: Temperatura equivalente</i>	67
<i>Ecuación 25: Vida útil de una planta termosolar</i>	77
<i>Ecuación 26: Ecuación de la degradación de la planta</i>	77
<i>Ecuación 27: Ecuación de la degradación media</i>	77
<i>Ecuación 28: Factor de degradación media</i>	78
<i>Ecuación 29: Ecuación del precio medio de la electricidad</i>	83
<i>Ecuación 30: Precio medio del kWh</i>	83
<i>Ecuación 31: Beneficio medio anual de la planta</i>	83



ABSTRACT

In this work the author tries to develop a new method for thermosolar plant modeling to reduce the period of return on investment. Based on the data registered by the sensors in the plant.

Until now the plant modeling has been made with physical and empirical equations. Just the HCE modeling tries to innovate using neural networks, instead of classic methods. In this document the author tries to reach a better solution using ANN (Artificial Neural Network), than using physical modeling, which requires much more development time. It means a better power estimation that leads, from a project management point of view, to a reduction of the payback period of the project. A bad estimation could lead to an economic penalty due to the mismatch between the electrical offer and the real production. If the life of the plant is taken into account, the importance of a good estimation increases.

As a conclusion, this methodology is able to estimate in a better way the energy production. So the payback period is reduced, and the plant will be able to be better managed.

RESUMEN

En este trabajo el autor pretende desarrollar un nuevo método para modelar plantas termo solares, con el objetivo de reducir el periodo de retorno de la inversión. Basándose en los datos que registran los sensores en la planta.

Hasta ahora el modelado de este tipo de plantas se hace mediante relaciones físicas teóricas y empíricas. Únicamente el modelado del HCE ha utilizado las redes neuronales, en vez del modelo físico que requiere mucho más tiempo de desarrollo. En este documento el autor intenta obtener mejor resultado utilizando las ANN, que utilizando un modelo físico. Esta mejora implica una estimación más precisa, lo que conlleva desde un punto de vista de la dirección de proyectos, una reducción del periodo de retorno de la inversión. En el caso que además se tenga en cuenta, en el análisis, la vida útil de la planta la importancia de la correcta estimación aumenta.

Como conclusión, esta metodología mejora a la anterior. Ello se traduce en una reducción del periodo de retorno de la inversión e indirectamente en una mejor gestión de la planta.



1 OBJETO

Uno de los factores fundamentales en la economía de un país es el precio de la energía, es un ingrediente fundamental para que su industria sea competitiva. Por ello los productores de energía han de estar sometidos a una mejora continua, tienen que ser capaces de producir la energía que comprometen y cuando la comprometen, y ser lo más eficientes posibles en esta labor. De esta manera se consigue un sistema robusto y estable que sirve a la economía productiva.

Con la continua subida del precio del petróleo los países desarrollados han ido fomentando las inversiones en energías renovables, mediante subvenciones, hasta llegar a convertirse en una parte importante del mix energético. Un factor importante a tener en cuenta son los países en vías de desarrollo, empiezan a tener grandes déficits energéticos y efectúan grandes inversiones en proyectos de energía, tanto de renovables como tradicionales.

Este trabajo versa sobre las centrales termo solares en España y sobre cómo mejorar el proceso de venta de energía al Pool utilizando técnicas de inteligencia artificial. Para la predicción de producción eléctrica, evitando las penalizaciones por errores en las estimaciones, etc.

Este proceso es de suma importancia ya que si no se estima de manera correcta la cantidad de energía que se va a producir acarrearía penalizaciones económicas, en el caso que fuese menor que la comprometida. Todo ello sumado a la incertidumbre intrínseca a este tipo de plantas, debido a su dependencia del clima, hace que sea de vital importancia la correcta estimación de la producción.

El trabajo se centra, principalmente, en:

- Mejorar en estimación de la energía a producir, aplicando técnicas de inteligencia artificial.

Que acarrea inexorablemente:

- Mayor rentabilidad de la planta.
- Menor tiempo de retorno de la inversión.
- Mejorar el mantenimiento de los equipos de la planta.
- Mejor gestión de los RR.HH.
- Mejor gestión de recambios.



2 INTRODUCCIÓN

Los recursos fósiles han sido fuente tradicional de energía junto con la energía hidráulica. Dichos recursos tienen dos desventajas importantes: su carácter limitado y su efecto sobre el medio ambiente.

La crisis del petróleo de 1973 dio la alerta sobre la limitación de los recursos fósiles del planeta, pero no sería hasta 1992, año en el que se firmó el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), en la que se conoció como Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro, en el que se tendrían en cuenta los efectos sobre el medio ambiente.

Dentro de este convenio marco, se acordó internacionalmente el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, el denominado Protocolo de Kioto sobre el Cambio Climático, que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global: dióxido de carbono (CO_2), gas metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF_6), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo 2008 a 2012, en comparación a las emisiones del año 1990. Este 5% era un porcentaje a nivel global del planeta, teniendo cada país su porcentaje de reducción específico a cumplir. El protocolo no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005 y fue ratificado por 187 estados.

EE.UU., el mayor emisor de gases de efecto invernadero mundial (con el 4% de la población mundial, consume alrededor del 25% de la energía fósil), firmó con Clinton el acuerdo, aunque no llegó nunca a ratificarlo al retirarse del protocolo bajo la presidencia de Bush, al considerar que su aplicación perjudicaría a la economía estadounidense al excluir de las restricciones a países en vías de desarrollo como China o India, que son a su vez unos de los mayores emisores de estos gases.

La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8%. A España le correspondía aumentar sus emisiones un máximo del 15% en relación al año base. Sin embargo se ha convertido en el país miembro que menos posibilidades tiene de cumplir lo pactado, debido a que desde 1990 obtuvo un fuerte crecimiento económico, acompañado de un aumento del transporte y del consumo energético de las familias y la industria, lo que conlleva a un aumento de las emisiones muy por encima del límite impuesto.

No obstante y con independencia de que el objetivo de Kioto no se cumplirá en este año 2012, como se está corroborando en las revisiones realizadas, destacando las de Montreal (2005) y Bali (2007), se acordó en la de Cancún (2010) un segundo período de vigencia del Protocolo de Kioto con una reducción mayor de las emisiones.

Con independencia del cumplimiento o no del objetivo del Protocolo, incluso con independencia del propio Protocolo, lo que sí es cierto es que la conciencia mundial ha cambiado y así lo han hecho también las políticas de estado, con lo que un número importante de países ha realizado importantes esfuerzos en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, desde la prohibición de la utilización de compuestos clorofluorocarbonos (CFC) en los aerosoles, a la subvención de las



energías alternativas para reducir el consumo de recursos fósiles y así disminuir las emisiones de CO₂.

Por energías alternativas entendemos aquellas que no tienen un impacto directo sobre el medio ambiente más allá de donde se producen y no han sido utilizadas tradicionalmente. La energía hidráulica queda pues excluida al haber sido utilizada tradicionalmente.

Las principales energías alternativas son las siguientes:

- **Solar:** procedente de la radiación directa o indirecta (radiación difusa) del sol.
- **Eólica:** utiliza la energía del movimiento del aire en la atmósfera.
- **Biomasa:** procedente de la materia orgánica vegetal. Por combustión directa o por generación de biogás (metano) por digestión anaerobia de microorganismos.
- **Marina:** aprovecha las mareas (mareomotriz) o las olas (undimotriz).
- **Geotérmica:** procedente de las temperaturas del interior de la tierra, bien altas (foco caliente) o bajas (foco frío).

Dichas energías son aplicables exclusivamente en donde se encuentre el recurso natural. Así, por ejemplo Islandia es un país privilegiado en cuanto a energía geotérmica, disponiendo de instalaciones de 300 MW de producción eléctrica constante, el desierto de Atacama en Chile es privilegiado en radiación solar con una radiación de 3.000 kWh/m²/año, etc.

Las energías alternativas actualmente no son económicamente competitivas frente a las fuentes de energía tradicionales y han de ser subvencionadas para hacerlas atractivas al promotor/inversor. A la vez que en España se potenciaba en 2005-2006 la energía eólica, en Alemania se apoyaba la fotovoltaica. Posteriormente, en 2007-2008 en nuestro país se apostó fuertemente por la fotovoltaica. Finalmente, mientras España potencia la termo solar a partir de 2010, Italia y Francia apoyan la fotovoltaica.

La consecuencia de todo esto es que España se ha puesto a la cabeza mundial en las tecnologías fotovoltaica (en 2008 se instaló en España más potencia fotovoltaica que en el resto de la Unión Europea) y termo solar (en 2011 España batió a EE.UU. en potencia termo solar instalada).

Además del beneficio para el planeta, y de la imagen del país en la consecución de un objetivo, hay dos aspectos importantes que hacen interesante el apoyo a las energías alterativas:

- a) A corto-medio plazo permite situar a las empresas en una posición ventajosa en la instalación de este tipo de plantas, pudiendo competir internacionalmente en países donde se subvencionen dichas tecnologías.
- b) A medio-largo plazo la economía de escala está reduciendo los costes de instalación de manera que podría hacer competitivas a las energías alternativas frente a las fuentes tradicionales.

De darse este segundo caso, las energías alternativas podrían subsistir sin subvención, siendo aplicables en cualquier país del mundo, significando esto un cambio cualitativo: el paso a ver a las energías alternativas realmente como una “alternativa” también económica a las fuentes tradicionales.

A continuación se describirá los distintos tipos de energía solar, su tecnología, características...

2.1 Energía solar

Con independencia del apoyo realizado a la energía solar en la primera década del siglo XXI, España se encuentra dentro de los países privilegiados en cuanto a este tipo de energía por sus altos niveles de radiación.

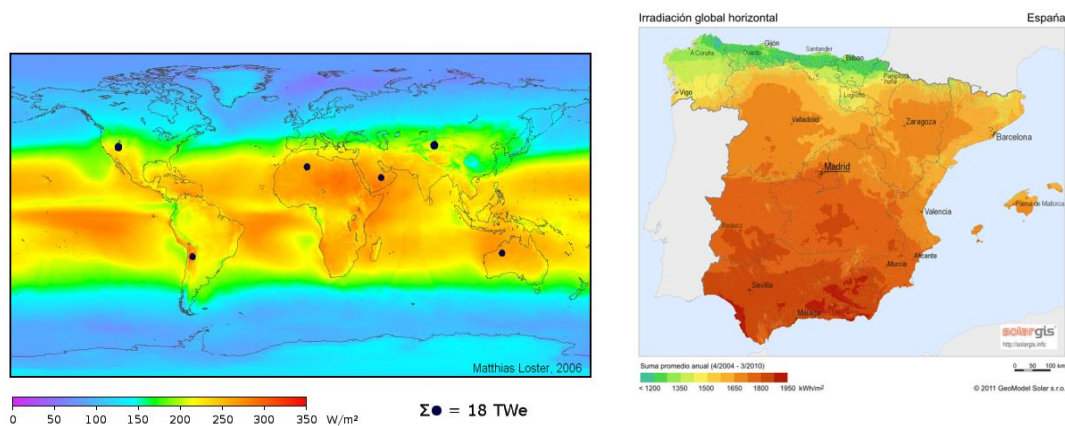


Ilustración 1: Mapa mundial y español de radiación global horizontal

Por ambas razones España se ha convertido en un país de referencia no solo en cuanto al número de instalaciones sino en cuanto a la capacidad tecnológica y de desarrollo de proyectos de sus empresas. La Ilustración 1 recoge esta idea.

Existen dos formas posibles de aprovechar la energía solar para la producción de electricidad:

- **Solar Fotovoltaica:**

Convierte la energía solar en eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.

- **Solar Termoeléctrica:**

También llamada “termo solar”. Convierte en energía eléctrica el calor producido por la radiación solar.

Veamos a continuación los actores de estos tipos de plantas, ver Ilustración 2.

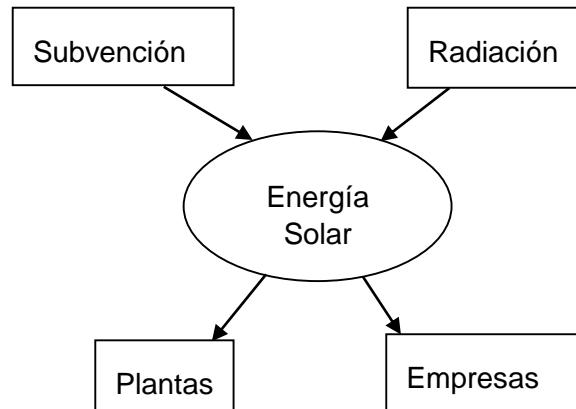


Ilustración 2: Actores del desarrollo termosolar

2.1.1 Solar Fotovoltaica

Este tipo de energía se utiliza para alimentar innumerables aparatos autónomos, para abastecer refugios o casas aisladas de la red eléctrica y para producir electricidad a gran escala a través de redes de distribución. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años.

2.1.1.1 Módulos solares

Generan energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, fenómeno mediante el cual una unión P-N de semiconductores (u otra estructura conocida como sándwich, tándem o triple unión más compleja) es capaz de producir electricidad al incidir luz sobre ella.

A nivel industrial estos materiales semiconductores se disponen sobre superficies rectangulares para fabricar los denominados “módulos solares”, que suelen tener alrededor de un metro cuadrado de superficie para poder ser transportados y montados por una sola persona.

De los materiales semiconductores utilizados (arseniuro de galio, etc.) es el silicio el que mejores propiedades ha demostrado tener en relación con el coste de producción.

Centrándonos en las tecnologías basadas en el silicio, disponemos de cuatro tipos principales de módulos solares:

- **Módulos de silicio monocristalino:**

Compuestos por una matriz de células solares, cada una de las cuales es un dispositivo semiconductor. Las células provienen de la manufactura de las obleas que se rechazan en la industria de los circuitos integrados. Las células se interconectan en serie por pistas de cobre o aluminio.

Son las que tienen el mejor rendimiento (14%), con módulos de alrededor de 230 Wp (esta unidad, el vatio-pico, representa la potencia del módulo al incidir sobre él una radiación de 1000 W/m² en el espectro solar), alrededor de 24 Vmpp (es la tensión de



salida en el punto de máxima potencia, en inglés Maximum Power Point) y 800 V de tensión máxima de sistema. Son sensibles a las altas temperaturas, con pérdidas de potencia del 0,5%/°C.

- **Módulos de silicio policristalino:**

También compuestos de una matriz de células provenientes de la industria de los circuitos integrados. En este caso las obleas rechazadas están rotas y han de fundirse de nuevo, para obtener una cristalización no controlada que produce un poli cristal en lugar de un mono cristal. A su vez también es necesaria la interconexión de las células mediante conductores.

Los rendimientos son algo menores (13%) que en el caso anterior a causa de las pérdidas debidas a los interfaces entre los cristales del poli cristal. Los módulos suelen tener la misma potencia, cosa que se consigue aumentando ligeramente el tamaño. Las demás características son similares al caso anterior.

- **Módulos de silicio metalúrgico:**

Se trata de fabricar células de silicio utilizando una purificación por vía metalúrgica. Se conocen por el término inglés UMG (Upgraded Metallurgical Grade). Su aspecto es similar al de los módulos de silicio poli cristalino al cristalizar de forma similar.

Los poli cristales tienen en este caso un grado de pureza menor, por lo que sus características son peores que las de las células procedentes del mercado de los semiconductores.

- **Módulos de silicio amorfo:**

En este caso el silicio, dopantes, etc. Se depositan sobre un sustrato de vidrio del tamaño del módulo final, mediante un proceso fotolitográfico, no presentando el silicio estructura cristalina sino amorfa.

Las células tienen forma de tiras de 5 mm de espesor y una longitud igual al ancho del módulo, y se interconectan entre sí en el propio proceso fotolitográfico, no requiriendo el proceso de conexión o soldadura posterior.

Este procedimiento también se sigue en el caso de otras tecnologías, aparte de la del silicio, dando lugar en general a los llamados módulos de capa fina, en inglés "thin film".

Los rendimientos son bastante menores que los de los módulos cristalinos, sobre todo en el caso de los de tipo diodo simple (6%), con módulos de 100 Wp, 100 Vmpp y 450 V de tensión máxima, situándose en un nivel intermedio las de tipo tándem (9%), combinando el silicio amorfo con capas inferiores micro cristalinas, con módulos de 140 Wp, 100 Vmpp y 600 V de tensión máxima de sistema.

Se ven menos afectadas por las altas temperaturas que las cristalinas (0,2%/°C, siendo 0,3%/°C en el caso tándem).

También les afectan menos las sombras entre filas de módulos.

Gracias a su no direccionalidad son capaces de aprovechar mejor la luz difusa.



En la Tabla 1 se resumen las características de las diferentes tecnologías.

Actualmente las tecnologías thin-film suponen tan solo un 15% de la potencia instalada, pero su potencial para bajar coste y aumentar rendimiento, unido a su sistema de producción tienen un gran potencial.

Módulos de Silicio	Rendimiento (%)	Potencia (Wp)	Tensión de Salida (Vmpp)	Tensión Máxima de Sistema (V)	Coefficiente de Temperatura (%/°C)
Cristalino	13-14%	230	24	800	0,5
UMG	11%	230	24	800	0,45%
Amorfo Simple	6%	100	110	450	0,2
Amorfo Tándem	9%	140	100	600	0,28%

Tabla 1: Características de las tecnologías de módulos fotovoltaicos comerciales

2.1.1.2 Estructuras soporte

Los módulos fotovoltaicos, en general, se montan en estructuras de los siguientes tipos:

- **Fijas:**

Formando filas de estructuras que soportan normalmente de 1 a 4 filas de módulos solares cada una.

- **Seguidor a 2 ejes:**

Los módulos se montan en parrillas que son orientadas al sol mediante un seguidor solar con movimiento eléctrico a 2 ejes. Suelen ser de 10 kW (del orden de 13 kWp)

- **Seguidor a 1 eje vertical:**

Se trata de un procedimiento similar al anterior en el que la elevación es fija o se varía manualmente en función de la época del año. Las potencias van de 10 kW a 15 kW. El sistema reduce coste respecto al caso anterior sin excesiva pérdida de rendimiento.

- **Seguidor a 1 eje horizontal:**

Normalmente el eje se sitúa norte-sur. La potencia por accionamiento suele ser de 15 kW. Son estructuras similares al caso de estructuras fijas solo que se balancean este-este por acción de un motor eléctrico.

Los seguidores se utilizan normalmente con módulos cristalinos, por tener estos la relación más alta entre la potencia pico y la superficie del módulo. La implicación en



cuanto a mejora en la producción de la instalación y en cuanto a superficie ocupada en el terreno por los sistemas de seguimiento se muestra en la Tabla 2.

Estructura	Mejora de la Producción (%)	Módulos de Silicio	Superficie Ocupada (m²/MW)
Fija	0%	Cristalino	25.000
		Amorfo Simple	45.000
		Amorfo Tándem	35.000
Seguidor a 2 ejes	35%	Cristalino	65.000
Seguidor a 1 eje vertical	27%		55.000
Seguidor a 1 eje horizontal	22%		30.000

Tabla 2: Superficie ocupada sobre el terreno por las tecnologías fotovoltaicas comerciales

2.1.1.3 Inversores

La corriente generada por los módulos en corriente continua se convierte en alterna en inversores (normalmente trifásicos) de entre 5 y 500 kW. Los inversores pequeños se usan en sistemas con inversores distribuidos, arquitectura que se aplica normalmente en el caso de seguidores solares a 2 ejes o 1 eje vertical para disponer de varios inversores individuales para cada seguidor.

Las plantas fotovoltaicas son muy modulares, teniendo prácticamente la misma estructura desde los 5 kW (medida en el lado de corriente alterna del inversor) a los 20 MW de potencia nominal (tamaño máximo típico).

2.1.1.4 Red eléctrica

Describimos a continuación la estructura eléctrica en media y alta tensión típica de una planta fotovoltaica de varios megavatios.

Los inversores se conectan a una red de media tensión que puede estar distribuida a lo largo del campo solar en forma de anillo de centros de transformación, o puede consistir en uno o varios transformadores situados en un único centro, siendo en este caso la distribución de tensión a los inversores en corriente continua.

Finalmente la conexión a red de alta tensión se realiza a través de una subestación.

En el R.D. 661/2007 se ofrecía mejor tarifa a las plantas fotovoltaicas de hasta 100 kW, lo que condujo en España a la instalación de plantas de 100 kW, y produjo la proliferación de los llamados huertos solares, que reunían a un conjunto de plantas que compartían la media y alta tensión.



2.1.1.5 Fotovoltaica de concentración

Al objeto de aprovechar al máximo el material semiconductor, los rayos solares captados en una superficie mayor a la propia del semiconductor se concentran sobre él mediante reflexión (mediante espejos) o refracción (mediante lentes). Se trata de la fotovoltaica de concentración, que pertenece a las tecnologías que se engloban en el término Energía Solar de Concentración, en inglés Concentrated Solar Power (CSP).

Las plantas fotovoltaicas CSP exigen utilizar un seguidor de doble eje de alta precisión.

El grado de concentración puede alcanzar un factor de 1.000, de tal modo que, dada la pequeña superficie de la célula solar de concentración, se pueden utilizar tecnologías más eficientes (39%) aunque resulten algo más caras. Como contrapartida, el sistema óptico introduce un factor de pérdidas (85%). La eficiencia global del sistema es alrededor de 27%, el doble que la de los módulos solares cristalinos.

Este aumento en la eficiencia global ha de compensar el aumento en el coste de la célula, el coste de sistema óptico de concentración, el aumento de coste en el seguidor solar por su alta precisión y el aumento de los costes de mantenimiento.

Aunque en la actualidad esta tecnología dispone de plantas en operación de varias firmas (Isofotón, Sol3g y Renovalia de España, SolFocus y Emcore de EE.UU., Concentrix de Alemania, Arima Eco de Taiwán, etc.) aún no se ha demostrado su competitividad frente a la fotovoltaica directa.

2.1.2 Termo solar

Consiste en el aprovechamiento de la energía del sol mediante el calentamiento de un fluido calo portador por concentración de la radiación recibida. La energía térmica es transportada por el fluido calo portador hacia un ciclo termodinámico (normalmente agua-vapor).

Destacamos a continuación algunas de las características diferenciales respecto a la solar fotovoltaica en cuanto a las condiciones meteorológicas del lugar de implantación.

- **Radiación aprovechable**

Las plantas termo solares se engloban dentro de las CSP, en las que el aprovechamiento de la radiación del sol implica una concentración de los rayos solares para alcanzar altas temperaturas que hagan eficientes los ciclos termodinámicos. Dicha concentración supone a su vez un procedimiento de enfoque (mediante espejos), lo que hace que solo sea aprovechable la radiación directa.

La existencia de nubes en la atmósfera no solo reduce la radiación incidente sobre las plantas sino que hace que parte de la radiación aparezca en forma difusa. Otro fenómeno que aumenta los efectos anteriores es la cantidad de aerosoles existentes en las distintas capas de la atmósfera. Estos van desde el vapor de agua (reduce la eficiencia en las zonas tropicales) hasta el polvo (reduce la eficiencia en los desiertos).

Todos estos fenómenos reducen la eficiencia de las CSP en general.



- **Efecto del perfil de radiación**

La producción de una planta termo solar que utilice un ciclo agua-vapor tendrá una producción que no solo será función de la radiación recibida (medido en W/m^2) sino del perfil de dicha radiación. Dicho perfil depende fundamentalmente de los siguientes fenómenos:

- **Condiciones de baja radiación:**

Debido a que las turbinas de los ciclos agua-vapor reducen su rendimiento a bajas cargas, las bajadas de la radiación directa producida por las nubes no solo reducen la potencia eléctrica en el generador por efecto de la reducción de la radiación recibida, sino que la radiación recibida se convierte a potencia eléctrica con unos rendimientos más bajos.

- **Variaciones de radiación:**

Por otro lado, las variaciones (subidas o bajadas a determinados $W/m^2/s$) en la radiación recibida, junto con las inercias propias de los elementos que componen la planta (volumen de fluido calo portador, inercias térmicas y mecánicas de bombas, motores, turbogenerador, etc.) hacen que no se aproveche de forma óptima.

- **Condiciones de radiación por debajo de la mínima:**

Debido a que la turbina no puede funcionar por debajo de una carga mínima, cuando la radiación se reduce en exceso es necesario parar la turbina y desenfocar el campo solar.

Los tres fenómenos anteriores pueden reducirse si se dispone de una fuente auxiliar que cubra las bajadas de potencia térmica, como puede ser una caldera de gas auxiliar o un sistema de almacenamiento térmico. Pero, en cualquier caso, siempre habrá perturbaciones en la eficiencia debidas a los cambios de modo de funcionamiento.

- **Temperatura ambiente deseable**

Las bajas temperaturas mejoran el funcionamiento de los elementos encargados de la refrigeración del ciclo (torres de refrigeración, aerocondensadores, etc.).

- **Humedad relativa deseable**

Las plantas con torre de refrigeración son capaces de llevar la temperatura del condensador a temperaturas cercanas a la de bulbo húmedo del aire ambiente. Por tanto, su capacidad de disipar calor será tanto mayor cuanto menor sea la humedad relativa del aire, con lo que es deseable que dicha humedad relativa sea lo más baja posible.

En general, en el resto de plantas también es beneficiosa una humedad relativa baja ya que impide la condensación al reducirse la temperatura ambiente (sobre todo por la noche). Téngase en cuenta que las gotas de rocío que se producen sobre los cristales por el fenómeno de nucleación y crecimiento son capaces de atrapar el polvo existente en el aire y depositarlo sobre el espejo al evaporarse, ensuciando el cristal.



El mismo fenómeno también podría originar corrosión sobre los soportes de los colectores solares. No se daría en el sistema de tuberías que se mantengan calientes.

- **Efecto de la lluvia**

Por las mismas razones anteriores la lluvia tiene un efecto negativo.

- **Limpieza**

Todas las plantas CSP exigen limpieza periódica de los espejos. La suciedad superficial afecta al receptor (tubo absorbedor, receptor central, etc.) y también a los espejos. A estos últimos les afecta doblemente porque los rayos solares tienen que atravesar dos veces la capa de suciedad que los cubre.

No es posible la limpieza del receptor en el caso de los colectores cilindro parabólicos porque el tubo de cristal perdería su cubierta anti reflexiva por abrasión.

Además de esto, las CSP requieren de unas operaciones y costes de mantenimiento más elevados que las tecnologías que utilizan la radiación directamente.

Resumimos todas estas características en la Tabla 3.

Solar	Enfoque	Radiación Aprovechable	Efecto del Perfil de Radiación	Temperatura Ambiente Deseable	Humedad Relativa Deseable	Efecto de la Lluvia	Limpieza
Fotovoltaica Directa	Directo	Directa + Difusa	Indiferente	Baja	Baja	Positivo	No
CSP Fotovoltaica	Lentes / Espejos	Directa	Indiferente	Baja	Baja	Negativo	Sí
CSP Termosolar	Espejos	Directa	Negativo	Baja	Baja	Negativo	Sí

Tabla 3: Comparativa entre tecnologías solares en cuanto a condiciones meteorológicas

2.1.2.1 Principales tecnologías termo solares

A continuación se describe las principales tecnologías que se están instalando a lo largo y ancho del mundo. Por ejemplo:

- Se está instalando un CCP de 150 MW en Marruecos.
- Se está llevando la Fresnel más lejos, utilizando como HTF las sales.

2.1.2.1.1 Tecnología Fresnel

La planta PE2 de 30MW en (Murcia) es un ejemplo de esta tecnología, y sobre la que se modelará en este estudio. Se puede ver una foto aérea en la Ilustración 3.

En las termo solares Fresnel, varias filas (alrededor de 16) de espejos primarios casi planos (de 60 cm de ancho) situados a un metro de altura del suelo reflejan la luz sobre unos espejos secundarios y un tubo absorbedor situados a varios metros de altura (entre 8 y 9). Los espejos secundarios, situados por encima del tubo absorbedor, concentran sobre el tubo la luz recibida de los espejos primarios que el tubo absorbedor no ha podido captar directamente. Los espejos primarios actúan como un espejo Fresnel, de ahí su nombre, un esquema se expone en la Ilustración 4.



Ilustración 3: Termosolar Fresnel



Ilustración 4: Mecanismo de concentración de una termosolar Fresnel



- **Campo solar**

Las filas de espejos tienen entre 600 y 900 metros de longitud. Su directriz se sitúa en dirección norte-sur. El campo solar de la planta a modelar es el de la Ilustración 5.

Al ser los espejos planos, se reduce su coste un 30% respecto a los de sección parabólica. Además al ser tan estrechos son poco sensibles al viento, y al estar situados tan cerca del suelo requieren estructuras soporte muy livianas.

Los espejos planos y estrechos hacen que el sistema de limpieza sea fácilmente automatizable. Un robot dispuesto con cepillos rotativos se desplaza a lo largo de la línea de espejos sin requerirse vigilancia directa del proceso de limpieza.

La termo solar Fresnel permite situar los espejos más cerca unos de otros, aprovechando mejor el terreno. Las calles entre espejos tienen sobre 3 metros, a lo que hay que sumar los 10 metros que ocupan los propios espejos. Una planta de 30 MW requiere 450.000 m² de superficie (15.000 m²/MW), lo que resulta en un 50% menos que en el caso de una equivalente de colectores cilindro parabólicos (30.000 m²/MW, para el caso de 145 lazos sin almacenamiento).



Ilustración 5: Campo solar de la termo solar

El rendimiento óptico del sistema es un 15% inferior al caso de los cilindro parabólicos y la relación de concentración es de aproximadamente 20:1 frente a la aproximadamente 80:1 en el caso de los cilindro parabólicos.

- **Tubo absorbedor**

Al trabajar a temperaturas menores, el tubo absorbedor no requiere estar protegido por una cámara de vacío. Los espejos secundarios, junto con un vidrio situado por debajo del tubo, crean un volumen de aire alrededor del tubo que no se ve afectado por las condiciones de viento del ambiente.

- **Seguimiento solar**

El seguimiento solar se realiza mediante un motor eléctrico que mueve los espejos correspondientes a 100 metros de colector, por medio de unos brazos y un sistema de levas.

- **Fluido caloportador**

La termo solar Fresnel utiliza como fluido calo portador normalmente la propia agua del circuito agua-vapor, que circula por el tubo absorbedor. El campo solar puede generar vapor saturado o sobrecalentado. Normalmente genera vapor saturado a alrededor de 270 °C y 55 bar. En la Ilustración 6 se puede observar un mecanismo de concentración de rayos para poder aumentar así el rendimiento.

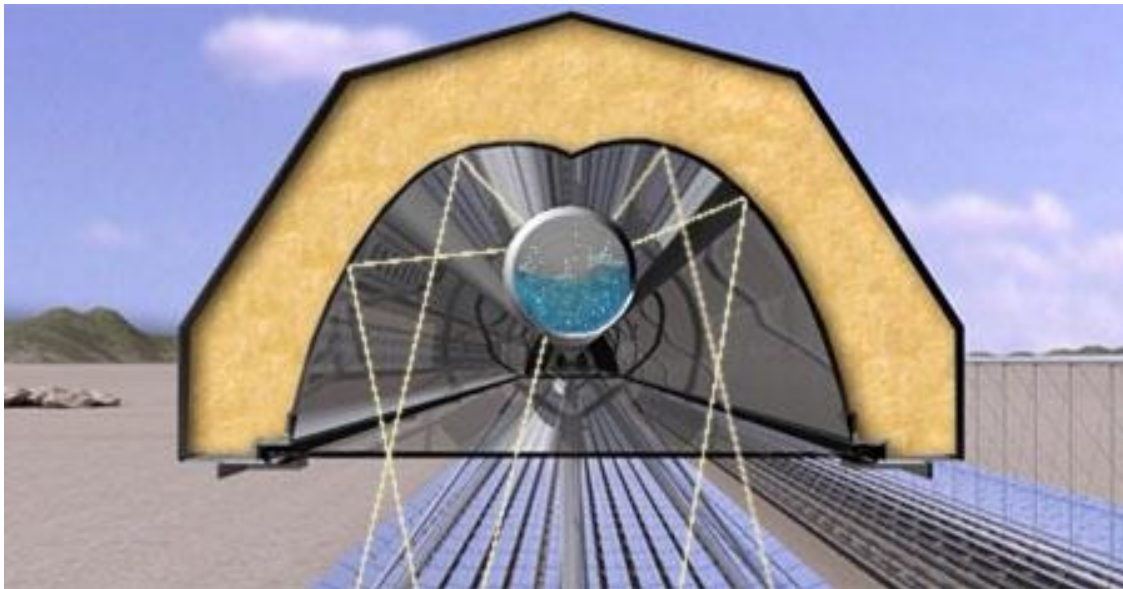


Ilustración 6: Mecanismo de concentración del receptor Fresnel de Novatec Solar

- **Rendimiento**

Se está investigando para hacer funcionar al campo solar en sobrecalentamiento. Novatec Solar ha conseguido generar vapor sobrecalentado a 520 °C y 120 bar en su planta de demostración PE1 de 1.4 MW, situada en Calasparra, Murcia, mediante el uso de un nuevo diseño de colector. Sin embargo las plantas comerciales, como la PE2, situada al lado de la anterior, trabaja con vapor saturado, tanto en la turbina de baja como en la de alta, de manera que hay condensaciones desde el primer momento en que empieza la expansión, lo que reduce su rendimiento (alrededor del 27%), aumenta su coste de instalación (materiales de los álabes más resistentes) y sus costes de mantenimiento (más número de revisiones).

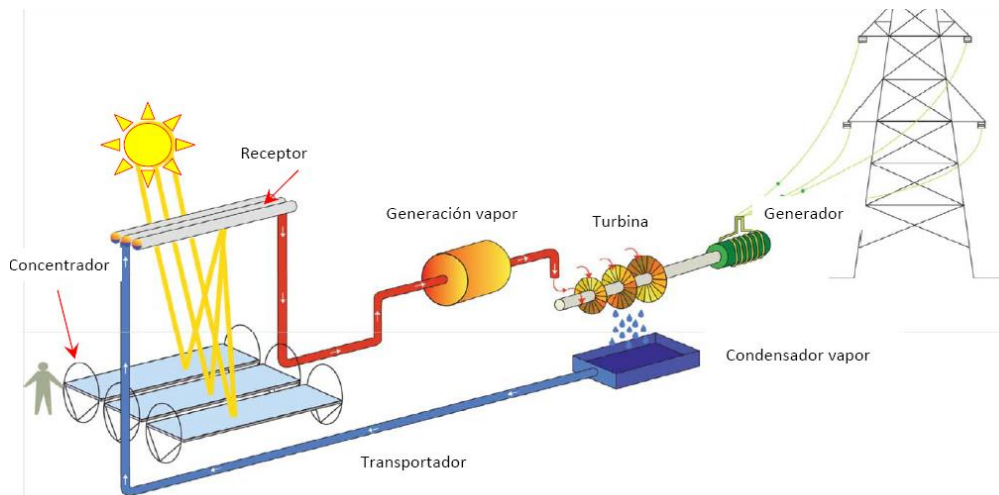


Ilustración 7: Esquema simplificado de una termosolar Fresnel

El bajo rendimiento óptico del campo solar, unido al bajo rendimiento termodinámico del ciclo agua-vapor, hacen que el rendimiento global de estas plantas sea muy inferior al conseguido en las plantas de colectores cilindro parabólicos. Es posible ver un esquema general de planta en la Ilustración 7.

- **Almacenamiento de energía**

Las bajas temperaturas de funcionamiento no permiten el uso de sistemas externos de almacenamiento de energía eficientes

2.1.2.1.2 Tecnología Colectores Cilindro parabólicos

El captador cilindro parabólico, denominado mediante las siglas CCP, debe su nombre a uno de sus componentes principales: la superficie reflectante cilindro parabólica que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbente hace que el fluido que circula por su interior se caliente, transformando de esta forma la radiación solar en energía térmica, en forma de calor sensible o latente del fluido. Los valores usuales del flujo de radiación sobre el absorbente de un CCP están entre 40 y 60 kW.m⁻², pudiendo operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450°C. La Ilustración 8 muestra un CCP típico y el mecanismo de concentración y transformación de la radiación solar en este tipo de captador solar.

Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa, lo que exige que el colector vaya modificando su posición durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal.



Ilustración 8: SCA de un CCP

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada o Etilen Glicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$).

De las tres tecnologías actuales de CET (Receptor Central, Colectores Cilindro Parabólicos y los Discos Stirlings), las plantas con colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. Las nueve plantas SEGS (Solar Electricity Generating Systems) actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MWe, las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación de este tipo de CET[1]. La Tabla 2 contiene un listado de las plantas termo solares con CCP, tanto experimentales como comerciales, que han sido implementadas en el mundo desde la década de los 80.



Planta	País	Potencia	Fluido de Trabajo	Medio de Almacenamiento	Comienzo operación
DCS	España	0,5	Aceite (Santotherm 55)	Aceite (Santotherm 55)	1981
SEGS-I	EEUU	14	Aceite (ESSO 500)	Aceite (ESSO 500)	1984
SEGS-II	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1985
SEGS-III	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1986
SEGS-IV	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1986
SEGS-V	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1987
SEGS-VI	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1988
SEGS-VII	EEUU	30	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1988
SEGS-VIII	EEUU	80	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1989
SEGS-IX	EEUU	80	Aceite (Monsanto VP1)	Sin almacenamiento	1990

Tabla 4: Plantas CCP en el mundo en los años 80

Hay que mencionar aquí que la planta DCS (Distributed Collector System) existente en la Plataforma Solar que el CIEMAT tiene en Almería fue pionera en el campo de las plantas termo solares con CCP. En las plantas SEGS, un campo solar compuesto por filas paralelas de colectores cilindro parabólicos conectados en serie convierte la radiación solar directa en energía térmica, calentando el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite así calentado, es posteriormente enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde se produce el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, generándose de este modo energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine. Esta es la tecnología denominada *Heat Transfer Fluid* y conocida internacionalmente con las siglas HTF, ya que se basa en el uso de un medio calo portador (aceite sintético) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia donde se genera la electricidad, tal y como se observa en la Ilustración 9.



Ilustración 9: Tubo absorbedor y espejo reflector



Las plantas SEGS típicas carecen de almacenamiento térmico, pero cuentan con calderas de gas auxiliares que pueden ser usadas tanto como complemento del campo solar, como para generar electricidad en periodos en los que no existe radiación solar disponible (días nublados y durante la noche).

Las CET con CCP son las que presentan actualmente un menor coste para generar electricidad o producir vapor sobrecalentado a alta presión (375°C / 100bar). La tecnología de las plantas termo solares del tipo SEGS está totalmente disponible en la actualidad, aunque no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados energéticos actuales si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa que tenga en cuenta sus buenas cualidades desde el punto de vista medioambiental y para la consecución de un desarrollo sostenible.

El escaso riesgo, desde el punto de vista tecnológico que conlleva la instalación de plantas tipo SEGS es la causa de que existan en la actualidad varias empresas promoviendo la instalación de plantas termo solares de este tipo en un buen número de países con un buen nivel de insolación (Brasil, Egipto España, Grecia, India, México y Pakistán).

Dado que la contribución solar es mayor en ese caso, las centrales termo solares con CCP resultan más interesantes para la generación de electricidad mediante un ciclo Rankine. No obstante, la integración con un ciclo combinado, lo que se conoce bajo las siglas ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle System), ofrece una oportunidad importante de reducir los costes de la electricidad generada con CCP, aunque la fracción solar queda reducida en este caso a un valor del orden del 15%.

En la actualidad, se prevé que el coste de la electricidad generada por las próximas plantas tipo SEGS que se implementen a corto plazo esté entre los 0,15 y 0,20 €/kWh, dependiendo del tamaño de la planta y de la insolación disponible. Dado el bajo riesgo tecnológico de estas plantas, y con el fin de compensar la diferencia que presentarían con respecto a la electricidad generada por plantas convencionales, el Banco Mundial y su Global Environmental Facility están promoviendo estudios de viabilidad en diversos países (Egipto, India, Marruecos y México) para compensar dicha diferencia mediante subvenciones.

Se espera que el coste que presentarán las nuevas plantas caiga rápidamente como consecuencia de una producción en masa de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores. Así mismo, la introducción de importantes mejoras tecnológicas, como la generación directa de vapor en los propios tubos absorbentes de los captadores solares, puede conducir a una importante reducción de los costes.

2.1.2.1.3 Tecnología Discos Stirling

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco [2]. Los sistemas disco/Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite



alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %. La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada.

Los receptores para sistemas disco/Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento. Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método, se utiliza el concepto de tubo de calor o heat pipe, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.

La experiencia operacional con sistemas disco-Stirling, ver Ilustración 10, se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EEUU y en Europa, más concretamente en la Plataforma Solar de Almería. La primera generación de discos estuvo formada por configuraciones faceteadas de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones ($C=3.000$), y sus excelentes resultados, aunque a precios muy elevados (estimaciones por encima de los 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas del orden de los 100 kg.m⁻².

El disco Vanguard fue operado en Rancho Mirage (California) en el desierto de Mojave durante un periodo de 18 meses (Febrero 1984 a Julio 1985). Este disco tenía 10,7 m de diámetro, una superficie de 86,7 m² y llevaba un motor/generador de 25 kWe de United Stirling AB (USAB) modelo 4-95 Mark II. Este motor dispone de cuatro cilindros con un desplazamiento de 95 cm³ por cilindro. Los cilindros están dispuestos en paralelo y montados en un cuadrado. Están interconectados con el regenerador, el enfriador y usan pistones de doble acción. El gas de trabajo fue Hidrógeno a una presión máxima de 20 MPa y una temperatura de 720 °C. La potencia del motor se regula mediante la presión del gas. Con más de un 30 % de conversión neta (incluyendo consumos auxiliares), este sistema posee todavía el record mundial. Con posterioridad, entre 1984 y 1988, McDonnell Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología, aunque con algunas mejoras. De 10,5 m de diámetro, una superficie de 91,5 m², y con un motor de 25 kWe, se llegaron a vender seis unidades que fueron operadas por compañías eléctricas. Transferida a Boeing, la tecnología ha sido licenciada con posterioridad al consorcio SES, que desde 1998 está relanzando su aplicación con la denominación de disco SES/Boeing. El nuevo prototipo ha acumulado más de 8.000 horas de operación, con un 94% de disponibilidad para irradiancias superiores a 300 kW.m⁻² [3]. Hay que reseñar otros desarrollos en EEUU involucrando a empresas como LaJet, Solar Kinetics, SAIC, Acurex y WG.



Ilustración 10: Disco Stirling

En Europa, los principales desarrollos han sido llevados a cabo por las empresas alemanas Steinmüller y Schlaich, Bergermann und Partner (SBP), y la empresa SOLO Kleinmotoren en lo que respecta al suministro del motor Stirling solarizado Ilustración 10. Se han desarrollado 8 unidades de 7,5 a 8,5 m de diámetro que han sido ensayadas satisfactoriamente en la Plataforma Solar de Almería con más de 30.000 horas acumuladas de operación y disponibilidades por encima del 90% [4]. Son sistemas que pretenden una significativa reducción de costes, aunque a cambio de menores rendimientos. Los concentradores se hacen a partir de membrana de acero inoxidable tensionada. La membrana delantera se deforma con procedimientos de moldeo hidroneumático, sin el uso de un contra molde, para conseguir la geometría parabólica. En operación la membrana se estabiliza gracias a una pequeña presión negativa de 20 a 50 mbar. Una vez conformada se le pegan vidrios delgados de 0,9 mm de espesor de 50 x 30 cm. El motor trabaja con Helio a 630°C y 15MPa lo que da lugar a rendimientos del conjunto disco-Stirling del 20%, que son sensiblemente inferiores a los planteados por SES/Boeing.

2.1.2.1.4 Tecnología Receptor Central

En los sistemas de torre o de receptor central el intercambio radiactivo/convectivo se produce de forma elegante y centralizada en un intercambiador de calor ubicado encima de una torre, Ilustración 11. Por los altos flujos de radiación incidente (típicamente entre 300 y 1.000 kW.m⁻², permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.



Proyecto	País	Potencia (MW _e)	Fluido de Transferencia Térmica	Medio de Almacenamiento	Comienzo operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996

Tabla 5: Torres de potencia experimentales en el mundo

Si bien el número de proyectos de centrales de torre ha sido muy numeroso, solamente unos pocos han culminado en la construcción de plantas experimentales. En la Tabla 5 se recoge un listado de dichas plantas. Tal y como se observa se caracterizan por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño, entre 0,5 y 10 MW, y en su mayoría tuvieron su periodo de operaciones en los años ochenta [5], con la excepción de las plantas TSA y Solar Two, cuya experiencia operacional se llevó a cabo en la década de los noventa. Cabría destacar el hecho de que tres de estos sistemas se han localizado en España, dentro de las instalaciones que CIEMAT tiene en la Plataforma Solar de Almería. Los fluidos térmicos utilizados en el receptor han sido sodio líquido, vapor saturado o sobrecalentado, sales de nitratos fundidas y aire [6]. Todas ellas pueden ser fácilmente representadas por diagramas de bloques funcionales, donde las principales variantes vienen determinadas por los fluidos de transferencia de calor y la interfase receptor solar/bloque de potencia mediante los correspondientes sistemas de intercambio de calor y de almacenamiento de energía y/o hibridación fósil.

El conjunto de experiencias referidas, han servido para demostrar la viabilidad técnica de las Centrales de Torre, cuya tecnología está suficientemente madura tal y como han verificado las instalaciones existentes en la Plataforma Solar de Almería [5] o la central de 10 MW Solar One. Como se resume en la Tabla 1, se considera técnicamente posible alcanzar rendimientos del 23% en punto de diseño y de hasta el 20% anual con costes de inversión actual en el entorno de los 2,1 €/Wp, pero se precisa una primera planta de demostración comercial que valide la tecnología en condiciones reales de producción. Son varias las estrategias de penetración que se vienen intentando en los últimos años, si bien en la actualidad los esquemas con más expectativas de convertirse en una realidad son tres. El esquema preconizado en EEUU está basado en el uso de centrales con funcionamiento únicamente solar que utilizarían la tecnología de sales



fundidas y almacenamientos térmicos superiores a las 12 horas equivalentes Ilustración 13. El proyecto Solar Two de 10 MW realizado en Barstow, California, entre 1996 y 1999 ha demostrado el bajo coste y la fiabilidad de las sales como fluido térmico. Si bien el sistema no estaba optimizado en todos sus componentes, el almacenamiento térmico formado por dos tanques de 12 m de diámetro y 8 m de altura, con una capacidad equivalente a 3 horas y 1.400 t de sales pudo demostrar un 97% de eficiencia. También se pudo demostrar, operando a carga parcial, el funcionamiento ininterrumpido durante una semana las 24 h del día. El concepto cobra, no obstante, su máximo interés para plantas con altos factores de capacidad, y esto va a ser plenamente validado en España en el proyecto SOLAR TRES con una planta de 15 MW, también sólo solar, y con un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 16 horas equivalentes, que está siendo promovido por la empresa GHERSA en colaboración con las empresas norteamericanas BOEING y BECHTEL.



Ilustración 11: Heliostatos y torre.

Frente a esta estrategia norteamericana, se vienen desarrollando en Europa dos esquemas de trabajo distintos que no obstante se complementan entre sí: El uso escalonado de plantas híbridas con un bajo riesgo tecnológico y receptor de vapor, y el uso de receptores volumétricos de aire con una gran sencillez operacional y rangos más altos de temperaturas de trabajo. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costes estimados de producción de la electricidad de origen solar de 0,10- 0,15 €/kWh, mientras que los sistemas solares puros alcanzan los 0,15-0,20 €/kWh. La formulación de sistemas híbridos es una de las vías para romper las barreras no tecnológicas y reducir la inversión inicial requerida, que impiden la consecución de un proyecto de demostración comercial.

Dos proyectos subvencionados por la Comisión Europea, el proyecto SOLGAS promovido por SODEAN y el proyecto COLON SOLAR promovido por la Cía. Sevillana de Electricidad, han establecido la estrategia de penetración en base a la integración del receptor de vapor saturado en sistemas de cogeneración y en la repotenciación de plantas térmicas convencionales de ciclo combinado. El proyecto de viabilidad de la planta SOLGAS finalizó a comienzos de 1996 y tuvo su continuación en la planta COLON SOLAR cuyo proyecto de ejecución se finalizó en abril de 1998. Con los recientes cambios en el sector eléctrico se ha entrado en una situación de expectativa



que, una vez clarificada, permitirá retomar el concepto de planta SOLGAS y promover una planta de demostración comercial.

En paralelo a esta actividad, la empresa ABENGOA está promoviendo en Sevilla desde el año 1999, con participación de CIEMAT en el dimensionado y optimización del diseño de la parte solar, la realización de un proyecto de una planta sólo-solar denominada PS10 de 10 MW, que usa la tecnología de receptor volumétrico de aire y un sistema de almacenamiento térmico en termoclina con lecho cerámico de alúmina, probados satisfactoriamente en la instalación TSA de la PSA entre 1993 y 1996 Ilustración 12. La planta contará con un total de 981 helióstatos de 91 m² cada uno y un receptor volumétrico de aire de 41 MWt y producirá 22 GWh eléctricos anuales. Se espera que la fase de construcción se inicie en el año 2001 una vez clarificada la situación legal de las Centrales Eléctricas Termo solares y la prima de venta de la electricidad producida. PS10 parte del conocido esquema de planta PHOEBUS, pero con importantes modificaciones en la configuración del campo de helióstatos, el almacenamiento térmico y el receptor que es semi-cilíndrico [7].

2.1.2.1.5 Resumen

Las termo solares de media y alta temperatura se engloban dentro de las CSP. Podemos resumir las características de las diferentes tecnologías de termo solares CSP en la Tabla 6. Las principales ventajas e inconvenientes se recogen en la Tabla 7.

Termo solar	Ratio de Concentración	Temperatura HTF (°C)	Rendimiento Ciclo (%)	Rendimiento Global (%)	Superficie Requerida (m ² /MW)
Fresnel	20:1	270	27%	14%	20.000
CCP	80:1	390	39%	20%	30.000 (36.000 con 7 h de almacenamiento)
Disco Stirling	1000-2000:1	500-800	40%	25%	45.000
Receptor Central	300:1	565	41%	22%	55.000 (79.000 con 15 h de almacenamiento)

Tabla 6: Características de las tecnologías de plantas termosolares CSP comerciales

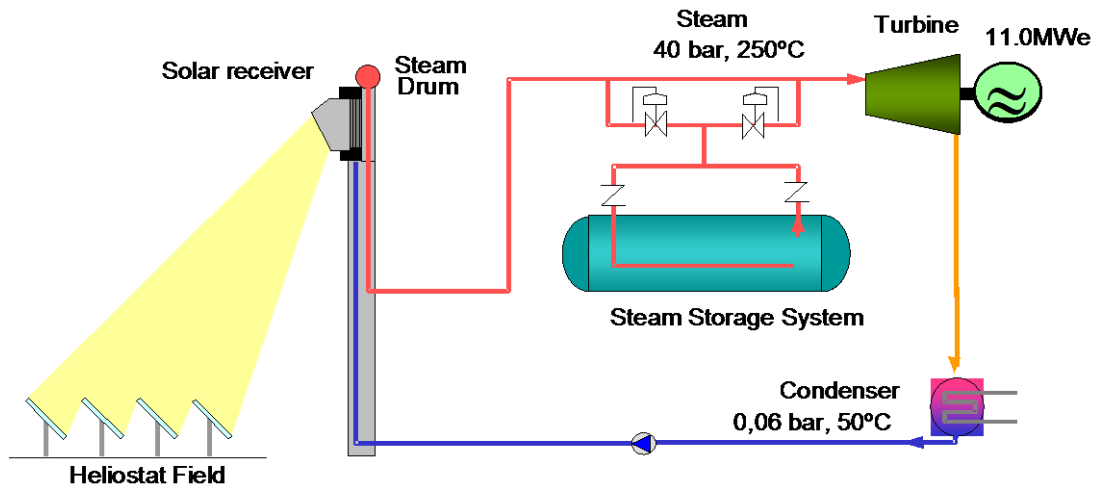


Ilustración 12: Esquema simplificado termosolar PS10 con almacenamiento de vapor

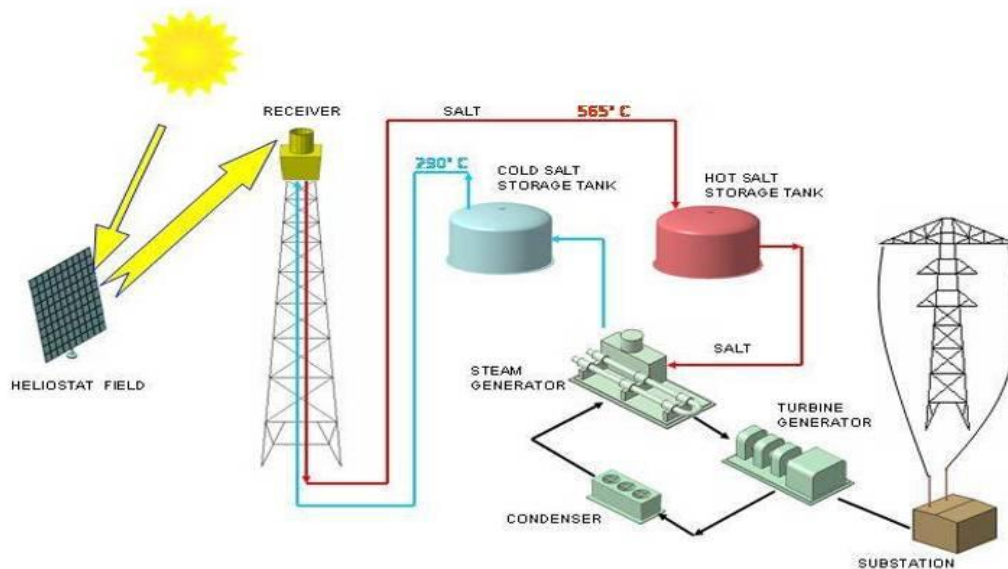


Ilustración 13: Esquema simplificado termosolar Gemasolar con almacenamiento de sales



Termosolar	Tamaño máximo	Ventajas	Inconvenientes
Fresnel	30 MW	Hibridable	Bajo Rendimiento
CCP	160 MW (para 2014)	Madurez Tecnológica	Aceite en campo solar
Disco Stirling	25 kW / disco	Escalabilidad	Fiabilidad cuestionable
Receptor Central	110 MW (para 2013)	Gestionabilidad	En pruebas

Tabla 7: Comparativa entre tecnologías CSP



3 ESTADO DEL ARTE

Dada la naturaleza intrínsecamente variable del clima, es muy complicado hacer cualquier tipo de predicción en cuanto a producción energética. De cualquier modo es necesario ser capaces de predecir la energía eléctrica producida en función del DNI (Direct Normal Irradiation). Este problema se ha ido solucionando mediante métodos clásicos desde el inicio de las centrales CSP (Concentrated Solar Plant).

3.1 Introducción

El proceso de concentración de los rayos del sol, y posteriores, son procesos termodinámicos que tienen una alta complejidad. Por ello su correcta modelización es extremadamente compleja, con lo que los tiempos de desarrollo aumentarían considerablemente. Aproximadamente un modelo físico, capaz de tener en cuenta la mayoría de las variables, y de predecir correctamente la producción de electricidad en función del DNI, se tardaría en desarrollar 2 años.

Debido a todas estas dificultades, la mayor parte de los modelos simplifican el proceso termodinámico eliminando ciertas variables. Normalmente estos modelos calculan matemáticamente, con fórmulas o algoritmos más o menos complejos, la potencia producida en función del DNI.

La mayor parte de los modelos propuestos hasta el momento han coincidido en indicar, que a partir de un modelo meteorológico y con el suficiente tiempo es posible desarrollar un modelo físico que prediga correctamente la potencia generada por una planta CSP.

A continuación se pasará a explicar el estado del arte del modelado de las plantas con el fin de sacarles la mejor rentabilidad, ser lo más eficientes desde el punto de vista energético, etc.

3.2 Antecedentes

En 1887, a través de varios experimentos Heinrich Hertz logro producir celdas fotovoltaicas que transformaban la luz en electricidad.

En 1893, el físico francés Edmond Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico, notó que algunos materiales transformaban la luz en corriente eléctrica.

No podía faltar Albert Einstein en la historia de la energía solar, pues en 1905 habló sobre el efecto foto eléctrico, asociándolo con la generación de electricidad en las células solares.

En 1913, el norteamericano Frank Shuman, desarrolló la primera estación termo solar de bombeo en Meadi, Egipto. Este sistema funcionaba con 5 grandes reflectores, cada uno de 62 metros de largo y contenían espejos de vidrio formando así un cilindro con aspecto de parábola. Cada reflector centraba la luz solar en un tubo de su longitud, calentando el agua que se situaba dentro de ellos. El vapor generado alimentaba un motor conectado a una bomba. Este sistema logró distribuir 12000 metros cúbicos de agua por minuto desde el Río Nilo hasta lugares cercanos.

El procedimiento de Czochralski (método para obtener cristales de silicio de alta pureza) hizo que la comercialización fotovoltaica aumentara de nivel. En 1954 los científicos de los Laboratorios Bell (Murray Hill, NJ D.M. Chapin, C.S. Fuller, y G.L) produjeron la



primer célula solar de silicón capaz de crear una corriente eléctrica regulable. Durante la guerra fría las células solares tuvieron lugar en aviones y satélites.

En 1984 en California, se construyó la primera planta SEGS-1 (Solar Energy Generating System). Este tipo de plantas funcionan con un sistema de captador cilindro parabólico. Las SEGS se componen de un campo solar compuesto por filas paralelas de colectores cilindros parabólicos conectados en serie para convertir la energía solar en energía térmica, calentando así el aceite que circula por los tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite caliente se envía a un intercambiador de calor donde se genera el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, y así es como se produce la energía eléctrica.

En 2002, en Japón se instalaron 25000 paneles solares en los techos de las viviendas expandidas por todo el país.

Las plantas SEGS comenzaron con una potencia de 14 MW y terminaron con una potencia de 80 MW, con una capacidad instalada total de 354 MW. Estas plantas continúan operando con éxito hasta el año 2003.

En 2003, las inversiones en energía solar y eólica superaron los 20 000 millones de dólares al año.

En 2006, la energía fotovoltaica en el mundo supera los 2 500 megavatios[8].

3.3 Estado del arte

La aplicación de redes neuronales a las plantas de CSP, no es nueva. En 2012 la universidad de Stuttgart, recopiló el estado del arte del modelado de los colectores, elementos que recogen la energía solar, y los comparó con el modelado mediante redes neuronales. Para con ello poder predecir el comportamiento termodinámico a lo largo del tiempo. En estos casos hay que tener especial cuidado en el entrenamiento de la red para captar todas las condiciones de operación, incluyendo sin flujo, para así conseguir un modelo robusto y preciso [9].

Para tener el máximo beneficio posibles en una planta de CSP es necesario operarla de manera óptima, esto es de una gran complejidad debido a los numerosos sistemas y sus diferentes naturalezas. En 2012, el MIT y el SEAS, propusieron un estudio sobre 3 maneras distintas de operar la planta. Encontrando como el óptimo el CSPonD que considera tiempo variable y precio variable de la electricidad [10].

En Junio del 2011 varias universidades alemanas, publicaron una comparación entre 2 de las principales tecnologías de CSP, la tecnología Fresnel (sobre la que versa este proyecto) y la tecnología de CCP, que es la más madura hasta la fecha. Una de las principales ventajas de la tecnología LFC (Linear Fresnel Collectors) es el precio del campo solar, 216 €/m² frente a los 275 €/m² de la tecnología de colectores cilíndrico-parabólicos. Pese a la ventaja competitiva que el precio representa, la tecnología Fresnel tiene una menor eficiencia óptica, lo cual es fundamental a la hora de producir[11].

En 2012 el laboratorio de Sandia junto con NREL y la USDA. Estudiaron la manera de evaluar los beneficios de una planta CSP. El objetivo de esta publicación fue determinar



si los modelos basados en el DNI son capaces de predecir la producción de energía eléctrica [12].

Cualquier tipo de optimización en el modelado, o investigación a este respecto, de las CSP tiene que tener en cuenta las innovaciones que se están haciendo y las que se han ido haciendo. En 2011 la universidad de California recopiló todas las innovaciones realizadas en la industria de CSP, hasta la fecha. Hace sobre todo referencia a nuevos colectores, mejoras de las estructuras, en función de la tecnología se tiene la Tabla 8 [13].





TERMO SOLAR	INNOVACIÓN
Fresnel 	Resuelven el problema de las sombras entre espejos mediante la tecnología CLFR, utiliza múltiples receptores que permite espejos más compactos. Estructura en forma de onda para mejorar el área de absorción de radiación. Receptor con cavidad de aire que mejora la absorción
CCP 	Es la tecnología más madura de todas, las innovaciones son básicamente pequeñas mejoras. En la estructura para soportar mejor el viento. En el tubo receptor, mejorando la transferencia térmica.
Disco Stirling 	Son elementos pesados, caros y muy difíciles de configurar. Por ello se han realizado una serie de aproximaciones simplificadoras basadas en: utilizar varios espejos planos más pequeños,
Receptor Central 	Determinar en qué punto se encuentra el mayor rendimiento. Es decir cuál es la manera óptima de operar la planta, en este caso cuando la HFC llega a 1600K.

Tabla 8: Innovaciones en las plantas CSP

Dada la fuerte dependencia de este tipo de tecnologías de las subvenciones de los estados es importante conocer el EROI (Energy returned on invested). En marzo de 2013 se realiza un estudio a tal efecto para todo tipo de plantas de generación de energía eléctrica. Para el caso específico de los CSP, y de la tecnología Fresnel se tiene EROI de 17 frente a un EROI de 21 del cilindro-parabólico [14].

Tanto la dependencia de la subvenciones, como las fuertes inversiones iniciales. Hace fundamental que se tenga los efectos dinámicos en el modelado, la cantidad de energía que se queda acumulada en el campo solar, en las tuberías... Debido a estas inercias térmicas es posible que en una planta real se pueda producir electricidad incluso cuando el sol se ha puesto, y no existe almacenamiento térmico. La ausencia de modelado de estos procesos es significativo[15].



Una vez estudiado el estado del arte del campo solar, las inercias térmicas, las innovaciones generales, EROI, etc. Es necesario estudiar el BOP (es el resto de la planta que no es el campo solar), uno de sus principales elementos es el intercambiador de calor debe ser modelado de la mejor manera posible intentando minimizar pérdidas. Y por ello la correcta configuración de los intercambiadores es un problema muy común. En 2009 la universidad de Turquía realizó un estudio en el que se determinó el área más apropiada para el máximo intercambio [16].

La eficiencia de los intercambiadores, se puede traducir al final en pérdida de rentabilidad. Ya que energía que no transfieres y pierdes es electricidad no generada. Por todo ello se puede realizar un análisis tecno económico a un intercambiador. La universidad Gaziantep de Turquía realizó un estudio a tal efecto en 1999 [17].

3.4 Declaración del problema

En este apartado se describe el problema que se pretende solucionar en esta investigación.

3.4.1 Descripción

La energía termo solar funciona a partir de la radiación directa del sol, esto implica que la aparición de una nube o grupo de nubes supone la parada de la producción. Y si esa parada o reducción de la producción no ha sido prevista en la oferta de venta al pool entonces habría que hacer frente a una fuerte penalización. Ello conlleva principalmente la disminución de la rentabilidad del proyecto.

3.4.2 Formulación

¿Cómo se puede mejorar el proceso de predicción de producción de una termo solar en España, para mejorar el proceso de venta de energía y con ello la rentabilidad del proyecto?

3.4.3 Objetivos

El objetivo general de esta investigación es determinar si es posible mejorar las estimaciones de producción utilizando redes neuronales en vez de modelos físicos. Y con esta mejora estimar mejora la ofertan de venta de energía al pool.

Para ello se ha realizado el modelado físico de una planta termo solar para posteriormente compararlo con el modelado mediante técnicas de inteligencia artificial. Y realizar un análisis económico que exponga la mejora en los resultados.

3.4.4 Planteamiento de hipótesis

El desarrollo de esta investigación se fundamenta en una serie de hipótesis:

- Emplear técnicas de inteligencia artificial para el modelado acortan los tiempos de desarrollo.
- Las redes neuronales son más robustas en el resultado debido a que no son sometidas a simplificaciones, debido a la complejidad de los procesos existentes.
- Con las ANN la predicción de la producción en función del DNI es más precisa, con lo que las rentabilidad de la planta mejorará.

4 MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

Una vez que se ha introducido al problema y estudiado las soluciones que se han propuesto durante los años. Es necesario continuar con la explicación de cómo funciona el mercado eléctrico español.

El mercado eléctrico de España es, desde la privatización del sector en el año 1997, el mercado eléctrico que gestiona la demanda y oferta eléctrica en el país.

Hasta el año 1997 era el Gobierno el encargado de fijar las tarifas eléctricas. Ese año, durante el primer Gobierno de Aznar, se promulgó la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, como transposición de una directiva europea, que liberaliza el mercado eléctrico en España y sigue en vigor actualmente tras diversas modificaciones.

4.1 Introducción

El fenómeno de liberalización del sector eléctrico viene produciéndose desde comienzos de la década pasada en numerosos países. Entre sus numerosas consecuencias puede destacarse que la electricidad ha pasado a ser intercambiada como un *commodity* más en un mercado propio regido por principios competitivos. Sin embargo, entre todos los *commodities*, la electricidad es la más problemática debido a su naturaleza no almacenable. La incapacidad de recurrir a *stocks* para hacer frente a las fluctuaciones imprevistas de la demanda, descarta el intercambio de electricidad entre distintos momentos del tiempo y es responsable en última instancia del comportamiento complejo y volátil que muestra su precio.

La liberalización efectiva del sector eléctrico en España comenzó el 1 de enero de 1998 mediante la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997, de 27 de diciembre. Esta ley constituye una profunda reforma, con grandes repercusiones sobre la organización de la industria y sobre todos los agentes que intervienen en el sector. En el ámbito de la Comunidad Europea, se ha impulsado este tipo de iniciativas mediante un marco legal común (Directiva 96/92/CE), cuyo principal efecto ha sido el inicio del proceso de apertura de mercados en la mayoría de los países miembros desde 1999, conformando el proyecto de un Mercado Interior Europeo de Electricidad. Las consecuencias más importantes que la Ley del Sector Eléctrico ha tenido en España son la progresiva desintegración vertical del sector, la introducción de la competencia en las actividades de generación y comercialización, la aparición de un mercado de electricidad regido por principios de competencia como referencia fundamental para establecer el precio de electricidad (*pool* eléctrico) y, por último, la progresiva liberalización del consumo, permitiendo a los consumidores finales tener libertad de elección para el abastecimiento de sus necesidades de energía eléctrica.

Bajo el nuevo contexto normativo, los agentes pueden gestionar el riesgo de la volatilidad del precio mediante contratos financieros derivados que tienen como subyacente el precio de la electricidad, al igual que en los mercados financieros y de *commodities*, y que no representan obligación de consumo o entrega física de electricidad. Este tipo de contratos se ha implementado de forma altamente organizada y con gran éxito en otros mercados de electricidad, como por ejemplo, el mercado *Nord Pool* de los países escandinavos, donde se negocian futuros (*Eltermin*) y opciones (*Eloption*). En España, sólo existe de momento un mercado OTC donde se negocian



contratos derivados *swaps*, pero existen varias propuestas para consolidar un mercado organizado de futuros sobre la electricidad.

Dado que el proceso de liberalización es un fenómeno novedoso, existe muy poca literatura previa que aborde el análisis de la dinámica de la serie de precios de la electricidad o que analice empíricamente el comportamiento de la volatilidad, aunque existe un gran interés tanto desde el mundo académico como desde el propio mercado por las nuevas posibilidades que ofrece esta cuestión [18].

4.2 Agentes del mercado eléctrico español

El mercado de electricidad es el conjunto de transacciones derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones de los mercados diario e intradiario, mercado a plazos, y de la aplicación de los Procedimientos de Operación Técnica del Sistema. Los contratos bilaterales físicos realizados por vendedores y compradores se integran en el mercado de producción una vez finalizado el mercado diario.

Los agentes del mercado son las empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y compradores de electricidad. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, comercializadores de último recurso y comercializadores de electricidad así como los consumidores directos de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países externos al Mercado Ibérico, que tengan la habilitación de comercializadores.

Los productores y los consumidores directos pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales físicos.

4.2.1 OMEL

El mercado diario, como parte integrante del mercado de producción de energía eléctrica, tiene por objeto llevar a cabo las transacciones de energía eléctrica para el día siguiente mediante la presentación de ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica por parte de los agentes del mercado.

4.2.1.1 Unidades de Oferta

Los vendedores en el mercado de producción de energía eléctrica están obligados a adherirse a las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica por medio de la suscripción del correspondiente Contrato de Adhesión. Las ofertas de estos vendedores se presentarán al operador del mercado, y serán incluidas en un procedimiento de casación teniendo efectos para el horizonte diario de programación, correspondiente al día siguiente del día de cierre de la recepción de ofertas para la sesión, y comprensivo de veinticuatro periodos horarios de programación consecutivos (veintitrés o veinticinco periodos en los días en que se produzca cambio de hora).

Todas las unidades de producción disponibles que no estén afectas a un contrato bilateral físico tienen la obligación de presentar ofertas para el mercado diario. Las unidades menores de 50 MW o las que a la entrada en vigor de la ley 54/97 no estuviesen acogidas al RD 1538/1987 no tendrán que presentar ofertas al mercado diario, pudiendo hacerlo para aquellos periodos de programación que estimen oportunos. Así mismo es potestativo para los productores en régimen especial el

declarar al mercado la energía excedentaria, teniendo la alternativa de presentar ofertas al mercado, manteniendo su derecho a las primas establecidas para dicho régimen. También podrán presentar ofertas de venta de energía los agentes comercializadores no residentes autorizados a ello.

Los compradores en el mercado de producción de energía eléctrica son los comercializadores, los consumidores directos y los comercializadores de último recurso. Los compradores podrán presentar ofertas de adquisición de energía eléctrica en el mercado diario, siendo condición necesaria, para ello que figuren inscritos en el Registro Administrativo correspondiente, y que se adhieran a las Reglas de Funcionamiento del Mercado. Se entiende por unidad de adquisición el conjunto de nudos de conexión a la red por el que el comprador presenta ofertas de adquisición de energía eléctrica:

- Los comercializadores de último recurso acuden al mercado para adquirir la electricidad que precisen para suministrar a los consumidores a tarifa regulada.
- Los comercializadores acuden al mercado para adquirir la energía para su venta a los consumidores directos.
- Los consumidores directos pueden adquirir energía directamente en el mercado organizado, a través de un comercializador, suscribiendo un contrato bilateral físico con un productor o bien permaneciendo temporalmente como consumidor a tarifa regulada.

4.2.1.2 Presentación de Ofertas

Las ofertas de venta y compra podrán realizarse considerando de 1 a 25 tramos en cada hora, en cada uno de los cuales se oferta energía y precio de la misma, siendo creciente el precio en cada tramo en el caso de las ventas, y decreciente en el caso de las compras.

Las ofertas económicas de venta de energía eléctrica que los vendedores presenten al operador del mercado pueden ser simples o incorporar condiciones complejas en razón de su contenido. Las ofertas simples son ofertas económicas de venta de energía que los vendedores presentan para cada periodo horario y unidad de producción de la que sean titulares con expresión de un precio y de una cantidad de energía. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna de las condiciones técnicas o económicas siguientes:

- Condición de indivisibilidad.
- Gradiente de carga.
- Ingresos mínimos.
- Parada programada.

La condición de indivisibilidad permite fijar en el primer tramo de cada hora un valor mínimo de funcionamiento. Este valor solo puede ser dividido por la aplicación de los



gradientes de carga declarados por el mismo agente, o por aplicación de reglas de reparto en caso de ser el precio distinto de cero.

El gradiente de carga permite establecer la diferencia máxima entre la potencia inicio de hora y la potencia final de hora de la unidad de producción, lo que limita la energía máxima a casar en función de la casación de la hora anterior y la siguiente, para evitar cambios bruscos en las unidades de producción que no pueden, técnicamente, seguir las mismas.

La condición de ingresos mínimos permite la realización de ofertas en todas las horas, pero respetando que la unidad de producción no participe en el resultado de la casación del día, si no obtiene para el conjunto de su producción en el día, un ingreso superior a una cantidad fija, establecida en pesetas o euros, más una remuneración variable establecida en pesetas o céntimos de euro por cada kWh casado.

La condición de parada programada permite que si la unidad de producción ha sido retirada de la casación por no cumplir la condición de ingresos mínimos solicitada, realice una parada programada en un tiempo máximo de tres horas, evitando parar desde su programa en la última hora del día anterior a cero en la primera hora del día siguiente, mediante la aceptación del primer tramo de las tres primeras horas de su oferta como ofertas simples, con la única condición de que la energía ofertada sea decreciente en cada hora.

En el mercado diario se integran las posiciones abiertas del mercado a plazo celebrado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Portugués, mediante la presentación de ofertas de adquisición o venta; se integran las subastas de emisiones primarias de energía por la parte que acude al mercado diario para vender o comprar la energía comprometida en dichas subastas; y también se integran las subastas de distribución por la parte de los productores que acuden al mercado diario para adquirir la energía para cumplir los compromisos de los contratos derivados de dichas subastas.

4.2.1.3 Proceso de casación de ofertas

El operador del mercado realizará la casación de las ofertas económicas de compra y venta de energía eléctrica (recibidas antes de las 10:00 horas del día), por medio del método de casación simple o compleja, según concurren ofertas simples o que existan ofertas que incorporen condiciones complejas. El método de casación simple es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como el volumen de energía eléctrica que se acepta para cada unidad de producción y adquisición para cada periodo horario de programación. El método de casación compleja obtiene el resultado de la casación a partir del método de casación simple, al que se añaden las condiciones de indivisibilidad y gradiente de carga, obteniéndose la casación simple condicionada. Mediante un proceso iterativo se ejecutan varias casaciones simples condicionadas hasta que todas las unidades de oferta casadas cumplen la condición de ingresos mínimos así como de parada programada, siendo esta solución la primera solución final provisional, obtenida considerando una capacidad ilimitada en las interconexiones internacionales. Mediante un proceso iterativo se obtiene la primera solución final definitiva que respeta la capacidad máxima de interconexión internacional, considerando tanto las ofertas realizadas al mercado diario, como las ejecuciones de



contratos bilaterales físicos con afectación expresa a las interconexiones externas al Mercado Ibérico.

En caso de congestión interna en el Mercado Ibérico (congestión en la interconexión entre los sistemas eléctricos española y portuguesa) se repite el proceso descrito previamente realizándose una separación de mercados (Market Splitting) que obtiene un precio en cada zona del Mercado Ibérico, sin congestión interna entre ambos sistemas eléctricos.

El precio en cada periodo horario será igual al precio del último tramo de la oferta de venta de la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda que haya resultado casada, en caso de no existir separación de mercados. En caso de existir separación de mercados, el precio del país exportador se establecerá como el precio de la última oferta casada de venta de las localizadas en su zona, y el precio del país importador se establecerá como el máximo de los precios obtenidos en las dos casaciones correspondientes a ambas zonas.

Como resultado de la casación, el operador del mercado obtiene el resultado de la casación, entendiéndose por el mismo, la programación de entrada en la red establecida por el operador del mercado a partir de la casación de las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica y en el que se determina, para cada periodo horario de un mismo horizonte diario, el volumen de energía eléctrica que se requiere que se produzca para cubrir la demanda de dicha energía eléctrica. El Programa Base de Funcionamiento es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa publicado a las 12:00, es establecido por los operadores del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por el Operador del Mercado Ibérico-Polo español, y la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales. Dentro del proceso del mercado diario y a continuación de la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento los operadores del sistema obtienen antes de las 14:00 el Programa Diario Viable mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda, en su zona respectiva [19].

4.3 Mix energético

Es la combinación de las diferentes fuentes de energía que cubren el suministro eléctrico de un país, el mix energético español se ve en Ilustración 14.



MIX ENERGÉTICO

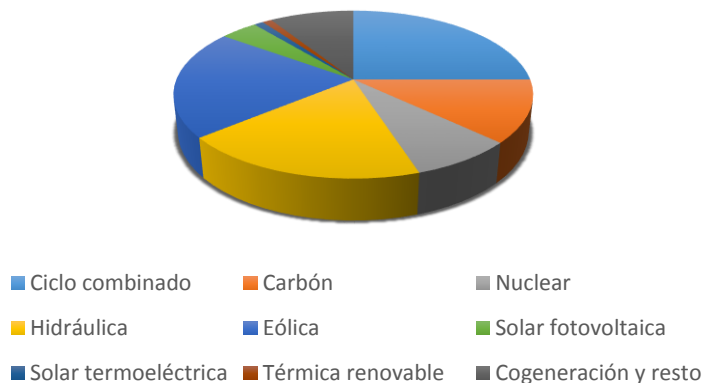


Ilustración 14: Mix energético español

La potencia instalada en el parque generador del sistema eléctrico peninsular español registró en 2011 un aumento neto de 2.057MW, cifra que sitúa la capacidad total del sistema al finalizar el año en 100.168MW. Este aumento corresponde mayoritariamente a nuevas instalaciones de energías renovables que han registrado un crecimiento de potencia de 2.397 MW.

El parque eólico finalizó el 2011 con 21.091MW de potencia instalada (1.380 MW más que en 2010), representando el 21,1 % de la capacidad total peninsular. Por su parte, las tecnologías solares han continuado aumentando sus capacidades de producción respecto al año anterior (390 MW nuevos de fotovoltaica y 517 MW de termoeléctrica) superando conjuntamente a finales del 2011 los 5.000 MW de potencia instalada. En la Ilustración 15 e Ilustración 16 se observa la potencia instalada en función del régimen y la potencia termo solar instalada. Se puede observar claramente que en España a partir del 2010 se disparó la ejecución de estas plantas.

El resto de tecnologías no registraron variaciones significativas de potencia respecto al 2010, con la excepción del fuel gas que continuó su proceso de descenso con el cierre de otros dos nuevos grupos con un total de 470 MW de potencia [20].



Potencia instalada en función del régimen

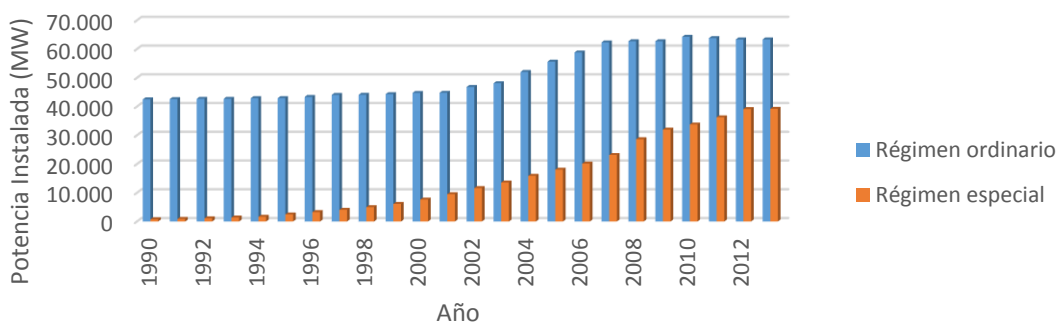


Ilustración 15: Potencia instalada en función del régimen en España

Potencia instalada de solar térmica

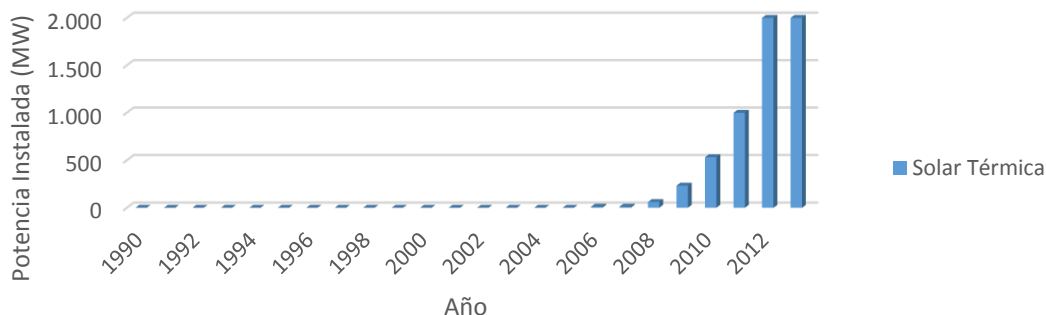


Ilustración 16: Potencia termo solar instalada a lo largo de los últimos 20 años

4.4 Proceso de venta de energía al pool

A continuación se pasa a describir como es un proceso fundamental dentro de cualquier planta de producción de energía. La venta de electricidad al mercado eléctrico español.

4.4.1 Introducción

El pool es la denominación que los actores del sector energético dan al mercado mayorista de la electricidad. En este mercado, regido por el operador Omel, la electricidad se compra y se vende diariamente.

Los agentes que participan en el pool son las empresas habilitadas: productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica.

En este mercado, el operador de la red REE hace una estimación de la demanda eléctrica que va a haber en el conjunto de España (horizonte diario) del día siguiente. A partir de ese momento, los productores comienzan a presentar sus ofertas de



electricidad a un determinado precio, evaluado en €/MWh y por cada unidad de producción o central generadora.

Inmediatamente, y a través de un sistema de pujas, se van adjudicando los paquetes de electricidad hasta cubrir la demanda total del día, siguiendo un rango de precio ascendente, es decir, de la oferta más barata a la más cara. Así, la energía vendida es igual a la energía comprada.

El precio final de la electricidad, que es el que se paga a todos los productores por igual, viene determinado por la última oferta en ser aceptada. Este valor será el que se facture al día siguiente de la sesión de mercado.

4.4.2 Requisitos

La energía termo solar es una energía renovable sometida al régimen especial.

El régimen especial de producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en el mercado libre, excepto en el caso particular no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios ambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían dicha competencia [21].

4.4.3 Penalizaciones

Independientemente de la opción de venta elegida las instalaciones, estarán penalizadas si incurren en desvíos respecto a la energía ofertada. Los desvíos son a subir si se ha producido más de lo ofertado y son a bajar si se ha producido menos. En una hora dada las necesidad neta del sistema (suma de la gestión de desvíos más la regulación secundaria y terciaria), puede ser mayor o menor que cero.

- Si necesidad neta > 0 , los desvíos a subir son a favor del sistema y los desvíos a bajar son contrarios al sistema.
- Si necesidad neta < 0 , los desvíos a bajar son a favor del sistema y los desvíos a subir en contra.

Se darán cuatro diferentes casos de retribución dependiendo del tipo de desvío y de la necesidad del sistema:

- Desvíos a bajar contrarios al sistema, se pagarán sólo por la electricidad generada de menos, el máximo de los dos siguientes precios: precio del mercado diario y precio medio ponderado de las energías utilizadas a subir en los servicios de gestión de desvíos, regulación terciaria y regulación secundaria.
- Desvíos a subir contrarios al sistema, se percibirán por la electricidad producida de más, el mínimo de los dos precios siguientes: precio del mercado diario y precio medio de las



energías utilizadas a bajar en los servicios de gestión de desvíos, regulación terciaria y regulación secundaria.

- Desvíos a subir a favor del sistema, cobrarán el precio del mercado diario.
- Desvíos a bajar a favor del sistema, pagarán el precio del mercado diario [22].



5 METODOLOGÍA Y TÉCNICAS EMPLEADAS

Para llevar a cabo esta investigación es necesario seguir una metodología, para el caso del modelado basado en datos. Este modelado emplea una técnica que se describirá a continuación.

5.1 Metodología CRISP-DM

Se ha seleccionado esta metodología dentro de las existentes debido fundamentalmente a dos cosas:

- Por ser una de las metodologías más extendidas.
- Por ser una de las más generalista al ser resultado de un consorcio de empresas europeas.
- Porque se adecua muy bien al proceso estudiado en este trabajo.

5.1.1 Introducción.

El desarrollo tecnológico de la última mitad del siglo XX potenció los sistemas de almacenamiento de datos y la creación de potentes herramientas para el tratamiento estadístico complejo de los datos, lo que dio lugar a una nueva disciplina llamada minería de datos.

Las técnicas de minería de datos son un conjunto de herramientas aplicadas a los procesos no triviales de extracción del conocimiento implícito en los datos, que no es conocido de manera intuitiva, ni mediante técnicas estadísticas convencionales, potencialmente útiles y humanamente compresibles. El objetivo principal de estas técnicas es poder predecir, de una forma automatizada, las tendencias y comportamientos de un cierto fenómeno que describe los datos y crear modelos automáticos para este fin.

El origen histórico de las técnicas de minería de datos se sitúa a principios de la década de los 80. Fue la Hacienda estatal estadounidense la que desarrolló un programa de investigación, cuyo fin era detectar posibles fraudes fiscales en las declaraciones de la renta. El programa funcionaba mediante la lógica difusa, las redes neuronales y ciertas técnicas de reconocimiento de patrones. No fue sin embargo hasta los años 90 cuando se produjo la gran expansión de la minería de datos, debido sobre todo al aumento de la potencia de los ordenadores y al incremento del ritmo de adquisición de datos. El crecimiento de la cantidad de datos almacenados se vio favorecido por el abaratamiento de los discos duros y el importante aumento de la capacidad de almacenamiento de los mismos.

Consecuentemente con esta expansión, se produjo un fuerte desarrollo de los proyectos basados en datos. El principal problema que se encontraron estas técnicas fue que el 75% del esfuerzo se producía en la fase de pre tratamiento de datos, lo que provoca que este tipo de proyectos sea en general, subestimado en cuanto a coste y tiempo y que las desviaciones producidas excedan con mucho el 90%.



5.1.2 Metodología CRISP-DM.

La metodología CRISP-DM consta de cuatro niveles de abstracción, organizados de manera jerárquica en tareas que van desde el nivel general hasta los casos particulares, ver Ilustración 17.

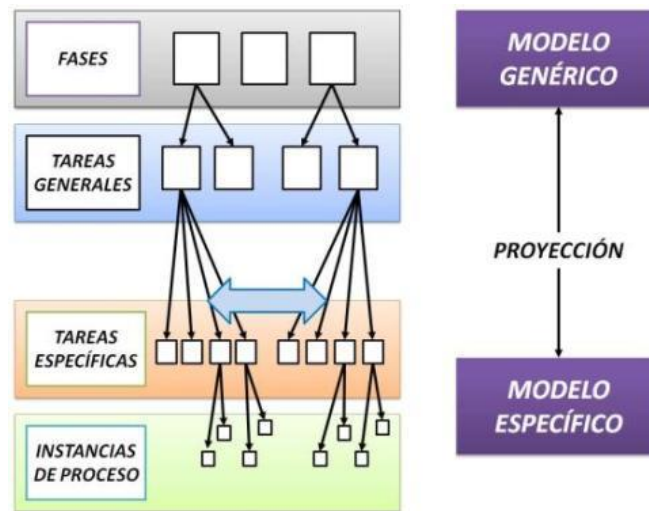


Ilustración 17: Esquema de los niveles de la metodología CRISP-DM.

El proceso está organizado en seis fases, estando a su vez cada fase estructurada en varias tareas generales de segundo nivel. Las tareas generales se proyectan a tareas específicas, donde se describen las acciones que deben ser desarrolladas para situaciones específicas. Normalmente, si en el segundo nivel se tiene la tarea limpieza de datos, en el tercer nivel se programarán las tareas que tienen que desarrollarse para la limpieza de datos, como por ejemplo, “limpieza de datos numéricos” o “limpieza de datos categóricos”. El cuarto nivel, recoge el conjunto de acciones, decisiones y resultados sobre el proyecto de minería de datos específico.

La metodología CRISP-DM proporciona dos documentos distintos como herramienta de ayuda en el desarrollo del proyecto de minería de datos:

- El modelo de referencia.
- La guía del usuario.

El modelo de referencia describe de forma general las fases, tareas generales y salidas de un proyecto de minería de datos. Por su parte, la guía del usuario proporciona información más detallada sobre la aplicación práctica del modelo de referencia a proyectos de minería de datos específicos, proporcionando consejos y listas de comprobación sobre las tareas correspondientes a cada fase.

La metodología CRISP-DM estructura el ciclo de vida de un proyecto de minería de datos en seis fases, que interactúan entre ellas de forma iterativa durante el desarrollo del proyecto, tal y como se puede observar en Ilustración 18.

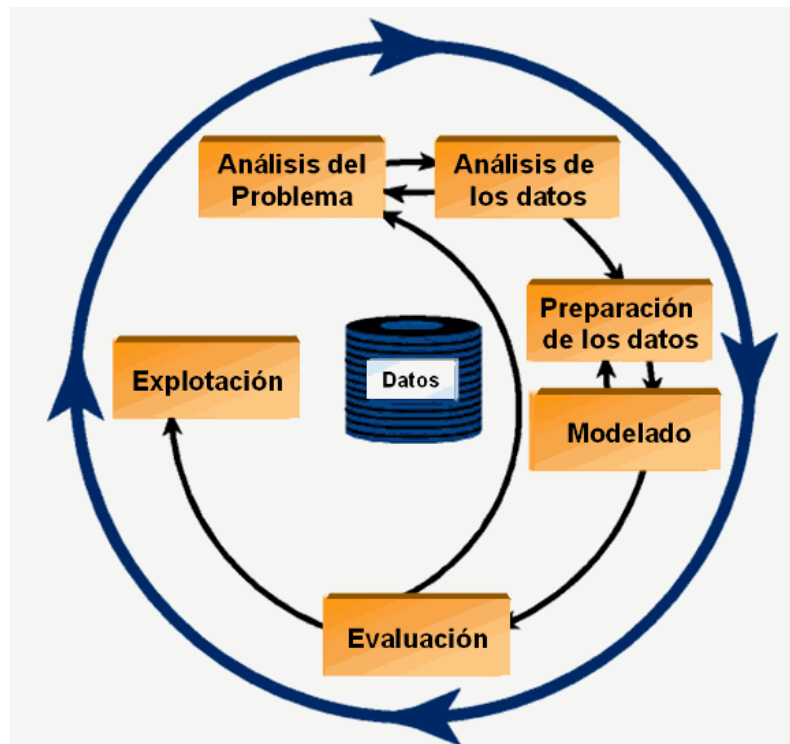


Ilustración 18: Fases del proceso de modelado en la metodología CRISP-DM.

La primera fase es el análisis del problema. En esta fase se incluye la comprensión de los objetivos y requerimientos del proyecto desde una perspectiva empresarial, con el fin de convertirlos en objetivos técnicos y en una planificación.

La segunda fase es el análisis de datos. Esta fase comprende la recolección inicial de datos, en orden a que sea posible establecer un primer contacto con el problema, identificando la calidad de los datos y estableciendo las relaciones más evidentes que permitan establecer las primeras hipótesis.

Una vez realizado el análisis de datos, la metodología establece que se proceda a la preparación de los datos, de tal forma que puedan ser tratados por las técnicas de modelado. La preparación de datos incluye las tareas generales de selección de datos a los que se va a aplicar la técnica de modelado (variables y muestras), limpieza de los datos, generación de variables adicionales, integración de diferentes orígenes de datos y cambio de formato.

La fase de preparación de los datos, se encuentra muy relacionada con la fase de modelado, puesto que en función de la técnica de modelado que vaya a ser utilizada los datos necesitan ser procesados en diferentes formas. Por lo tanto las fases de preparación y modelado interactúan de forma sistemática.

En la fase de modelado se seleccionan las técnicas de modelado más apropiadas para el proyecto de minería de datos específico. Las técnicas a utilizar en esta fase se seleccionan en función de los siguientes criterios:



- Ser apropiada al problema.
- Disponer de datos adecuados.
- Cumplir los requerimientos del problema.
- Tiempo necesario para obtener un modelo.
- Conocimiento de la técnica.

Antes de proceder al modelado de los datos se debe de establecer un diseño del método de evaluación de los modelos, que permita establecer el grado de idoneidad de los modelos. Una vez realizadas estas tareas se procede a la generación del modelo y su posterior evaluación. Los parámetros utilizados en la generación del modelo dependen de las características de los datos.

En la fase de evaluación, se evalúa el modelo, no desde el punto de vista de los datos, sino del cumplimiento de los criterios de éxito del problema. Se debe revisar el proceso seguido, teniendo en cuenta los resultados obtenidos, para poder repetir algún paso en el que, a la vista del desarrollo posterior del proceso, se hayan podido cometer errores. Si el modelo generado es válido en función de los criterios de éxito establecidos en la primera fase, se procede a la explotación del modelo.

Normalmente los proyectos de minería de datos no terminan en la implantación del modelo, sino que se deben documentar y presentar los resultados de manera comprensible. Además en la fase de explotación se debe de asegurar el mantenimiento de la aplicación y la posible difusión de los resultados. En la Tabla 9 se puede observar el resumen de las tareas de generales de la metodología.

Análisis del problema	Análisis de los datos	Preparación de los datos	Modelado	Evaluación	Cierre
Determinación de los objetivos empresariales.	Adquisición de los datos.	Seleccionar.	Selección de la técnica.	Evaluación de los resultados.	Planificación de la explotación
Evaluación de la situación.	Descripción de los datos.	Limpiar.	Diseño del sistema de evaluación.	Revisión del proceso.	Plan de monitorización y mantenimiento.
Determinación de objetivos técnicos.	Exploración de los datos.	Integrar.	Generación del modelo.	Determinar las siguientes acciones.	Informe final.
Elaboración de la estrategia.	Verificación de la calidad de los datos.	Formatear.	Evaluación del modelo.		Revisión del proyecto.

Tabla 9: Esquema de las tareas generales y las salidas de las 6 fases de la metodología CRISP-DM.

En este trabajo se han presentado las dos principales metodologías utilizadas para el desarrollo de proyectos de minería de datos, así como las fases establecidas por cada metodología para el desarrollo del proceso [23].



5.2 Redes neuronales artificiales (ANN)

Las redes de neuronas artificiales (denominadas habitualmente como RNA o en inglés como: "ANN") son un paradigma de aprendizaje y procesamiento automático inspirado en la forma en que funciona el sistema nervioso de los animales. Se trata de un sistema de interconexión de neuronas que colaboran entre sí para producir un estímulo de salida. En inteligencia artificial es frecuente referirse a ellas como redes de neuronas o redes neuronales[24].



6 MODELOS DE PREDICCIÓN

Tal como se ha comentado en apartados anteriores, esta investigación versa sobre un estudio comparativa de dos modelos, para reducir el periodo de payback:

- Modelo físico
- Modelo basado en datos (ANN)

Para poder establecer cuál de ellos predice mejor la energía producida en función del DNI. A continuación se pasa a describir los dos modelos

6.1 FISICO

Dado que el tiempo de desarrollo es limitado se hace necesario establecer una serie de hipótesis que nos permitan simplificar el conjunto del sistema.

6.1.1 Introducción y parámetros de la planta

Este modelo trata de representar el funcionamiento de una planta termo solar Fresnel, para ellos se ha asumido una serie de hipótesis.

El volumen de control se va calentando a medida que va saliendo el sol. Con lo que la temperatura y la presión van creciendo. Cuando la presión llega a un límite, la presión mínima de funcionamiento de la turbina. Se da la señal de arranque del sistema. En ese momento la turbina empieza a demandar flujo al campo. El campo da el flujo máximo que puede generar a esa presión, es la turbina la que limita el flujo. Mediante el flujo máximo admisible que puede admitir en función de la temperatura de carcasa en el momento del arranque.

Pues bien cuando el campo está en funcionamiento, puede darse el caso que la presión sea superior a la nominal. Para esta circunstancia existe un lazo de control que haría que el campo desenfocara.

Una vez que se tenga el campo protegido, y la orden de arranque este dada. El flujo se está bypasseando hasta que el tiempo de operación supere el tiempo de sincronismo. Momento en el que se cierra la válvula de bypass y se abre la de la admisión a turbina. Empezando su rampa de carga correspondiente. Puede darse el caso que la turbina no pueda absorber todo el flujo que le manda el campo, en ese caso, entra en juego el lazo de control que regula la potencia de salida a la de referencia, de la red, desenfocando el campo.

En la Ilustración 19 se expone un flujo grama que pretende indicar de manera esquemática el funcionamiento del modelo:

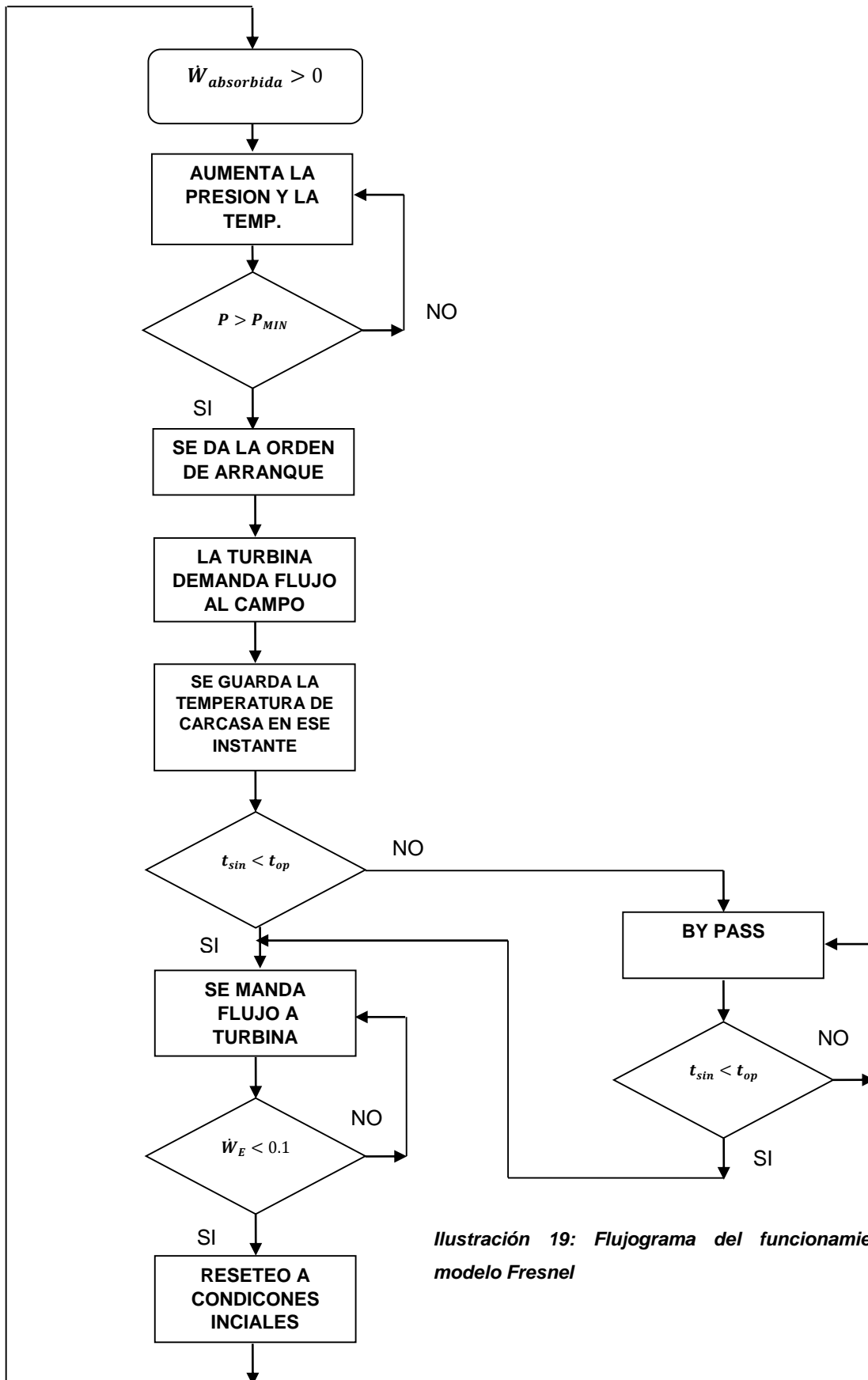


Ilustración 19: Flujograma del funcionamiento del modelo Fresnel



El modelo se va a realizar sobre una planta termo solar española, ya puesta en marcha, de tecnología Fresnel. Cuyas principales características se exponen a continuación:

POTENCIA BRUTA	16 MWe
ÁREA DE APERTURA	123.852 m ²
TAMAÑO DE LA FINCA	28.8 hectáreas
DURACIÓN DEL ALMACENAMIENTO	30 minutos
MASA DEL ALMACENAMIENTO	160 toneladas
LÍNEAS	22 metros
LONGITUD DE LA LÍNEA	735 metros
PRESIÓN DE FUNCIONAMIENTO	63 Bares
TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO	277 °C
HTF	AGUA
RENDIMIENTO ÓPTICO	63%
ALTURA DE ESPEJO	1.7 metros
ALTURA DE RECEPTOR	9 metros

Tabla 10: Tabla resumen de las características de la planta

La Tabla 10 a parte de exponer los principales parámetros de la planta serán los inputs del modelo físico.

6.1.2 Comparativa de plataformas

En el presente apartado se ha realizado una comparativa entre las posibles plataformas para realizar el modelo físico. Resultando una como la ganadora.

6.1.2.1 Introducción

Se ha estudiado 4 opciones principalmente por su potencial, nivel de expansión que son:

Visual Basic+Excel:

- Visual Basic: Lenguaje de programación.
- Excel: Aplicación distribuida para hojas de cálculo.

Matlab+Simulink: Software de cálculo matemático.



- Matlab: Entorno de programación para el desarrollo de algoritmos, el análisis y la visualización de datos y el cálculo numérico.
- Simulink: Entorno gráfico para la simulación y el diseño basado en modelos sistemas dinámicos.

TRNSYS: Paquete de software de simulación energética. Muy enfocado a simulación de procesos industriales.

Thermoflow: Software de ingeniería térmica para las industrias de energía formado por:

- Thermoflex (plantas termo solares, plantas de ciclo combinado, etc.).
- GT Pro – GT Master (plantas de ciclo combinado y sistemas de cogeneración).
- Steam Pro – Steam Master (ciclos de potencia de vapor).

Para ello, se ha desarrollado un ejemplo de una planta termo solar simple con las cuatro plataformas anteriormente citadas, que consistía en obtener la producción anual de electricidad, a partir de la utilización de un fichero TMY que indicaba las condiciones meteorológicas del año tipo en una ciudad determinada, entre las que se encontraban, entre otros:

- Temperatura de bulbo seco.
- Humedad relativa.
- Velocidad del viento.
- Dirección del viento.

La realización de dicho ejemplo ha permitido detectar múltiples diferencias entre las cuatro plataformas, como puede ser el grado de dificultad en el empleo del programa o cómo presenta el programa los resultados para poder proceder a estudiarlos y a trabajar con ellos.

6.1.2.2 Comparativa de plataformas

Se ha realizado un análisis de las posibles herramientas existentes para realizar el modelo físico, se expone en la Tabla 11.

	Visual Basic + Excel	Matlab + Simulink	TRNSYS	Thermoflow
Simulación de sistemas	Régimen transitorio	Régimen transitorio	Régimen transitorio	Régimen estacionario
Interface de entrada	Muy compleja. Requiere de amplia experiencia en	Amigable. Requiere unos pocos conocimientos	Muy compleja. Dispone de numerosas pestañas. Requiere	Amigable Con numerosos esquemas que facilitan el



	el campo de la programación.	en el campo de la programación.	muchos meses de trabajo con el programa para familiarizarse con su uso.	empleo del programa.
Representación gráfica	Compleja. Permite realizar figuras con las cuales poder representar un equipo o una instalación. Requiere de mucho tiempo.	Muy sencilla. Permite realizar la representación gráfica correspondiente. Requiere de poco tiempo.	Muy compleja. Requiere de mucho tiempo de desarrollo con excesiva parametrización.	Muy sencilla. Dispone de una biblioteca muy completa, siendo sólo necesario realizar la representación gráfica para el caso de emplear el programa Thermoflex. Para el resto de herramientas, el propio programa realiza el diagrama de flujo. Requiere de poco tiempo o ninguno según la herramienta empleada.
Biblioteca de equipos	Carece de una biblioteca con los diferentes equipos a utilizar.	Incorporable. Tiene una biblioteca con elementos eléctricos, hidráulicos, de regulación, etc. Todos ellos se adquieren por separado en conjuntos de bloques (toolboxes).	Incorporadas. Incluye componentes que se encuentran en los sistemas de energía térmica y eléctrica.	Incorporada. Muy completo. Dispone de una librería muy extensa permitiendo seleccionar entre múltiples equipos aquellos que sean más oportunos para un ciclo dado.
Manejo de la entrada-salida	Sencilla en el caso de datos disponibles en la Excel. Complicado el acceso a datos externos.	Lectura-escritura de datos simple. Requiere de licencia específica (MATLAB compiler) para el caso de modelo stand-alone.	Aplicado a trabajo con datos internos. La interface a datos externos es complicada. Dispone de un lector de TMY.	No dispone de acceso a datos externos. La interface de salida es a Excel de forma simple. Sin embargo es extremadamente lenta.



Manipulación de datos	Programación sencilla	Programación muy sencilla	No permite de forma directa.	No permite
Tablas Termodinámicas	No están incorporadas por defecto. Es necesario adquirirlas. Sólo se dispone de las Tablas de Agua-Vapor.	No están incorporadas por defecto. Es necesario descargarlas o programarlas.	No están incorporadas por defecto. Es necesario programarlas.	Incorporadas por defecto en todas las herramientas de Thermoflow (Thermoflex, Steam Pro, Steam Master, GT Pro, GT Master).
Problemas con cambio de versión	Frecuentes. Problemas con decimales. Cambio de ubicación de las diferentes opciones.	No. La diferencia entre versiones es que se ha añadido de distintas opciones con las que poder trabajar de un modo más completo con el programa, interfiriendo lo mínimo posible en la diferencia entre utilizar una versión y otra.	No. Cambio de ubicación de las diferentes opciones.	No. La diferencia entre versiones es que se ha añadido de distintas opciones con las que poder trabajar de un modo más completo con el programa, interfiriendo lo mínimo posible en la diferencia entre utilizar una versión y otra.
Velocidad cálculos	Lento. Puede tardar del orden de 30 minutos en proporcionar los resultados anuales.	Muy rápido. Puede tardar normalmente unos pocos segundos en proporcionar los resultados de un año.	Lento. Puede tardar muchos minutos en proporcionar los resultados. Tarda del orden de 10 minutos en simular un año.	Muy lento. Normalmente tarda hasta 4 horas en proporcionar los resultados anuales (debido a la lentitud de escritura de resultados).
Presentación	Buena presentación. Riesgo de equivocarse en la introducción de datos. Para obtener las figuras y tablas es	Buena presentación. Introducción de datos muy sencilla. Tablas y figuras de resultados, muy completas, siendo necesario programarlas.	Mala presentación. Pantallas complejas a utilizar. Tablas y figuras de resultados obtenidas por defecto.	Muy buena presentación. Introducción de datos muy clara con gran cantidad de figuras aclaratorias. Tablas y figuras de resultados, muy completas y



	necesario programarlas.			obtenidas por defecto.
Principales Aplicaciones	Simulación dinámica modelos 3-D. Interfaces de entrada-salida.	Regulación de procesos. Simulación de procesos. Simulación dinámica de modelos 3-D. Optimización del modelo. Framework para pruebas.	Sistemas solares. Edificios de bajo consumo de energía. Cogeneración. Sistemas de energía renovable.	Plantas termosolares. Ciclos combinados. Centrales térmicas. Turbinas de gas. Cogeneración.

Tabla 11: Tabla comparativa de herramientas

Como se puede observar, Thermoflow resulta ser una herramienta complementaria a las otras tres. Por tanto, el siguiente paso ha sido seleccionar cuál de las tres primeras herramientas trabaja mejor con la cuarta.

6.1.2.3 Selección de plataforma

Con las características que han resultado ser más importantes de la tabla anterior se ha realizado una nueva benchmark con la combinación de Thermoflow con cada una de las otras opciones, que se indica en la Tabla 12.

	Visual Basic + Excel + Thermoflow	Matlab + Simulink + Thermoflow	TRNSYS + Thermoflow
Interface de entrada	Muy compleja. Precisa de una gran experiencia en el área de la programación.	Amigable. Precisa de poca experiencia en el área de programación.	Muy compleja. Precisa de una amplia experiencia en el uso del programa.
Manipulación de datos	Programación sencilla.	Programación muy sencilla.	No permite de forma directa.
Velocidad cálculos	Lento. Puede llegar a tardar del orden de 30 minutos en realizar los cálculos pertinentes para obtener el resultado de la simulación anual.	Muy rápido. Tarda, en general, unos segundos en realizar los cálculos pertinentes para obtener el resultado de la simulación anual.	Lento. Puede llegar a tardar del orden de 10 minutos en realizar los cálculos pertinentes para obtener el resultado de la simulación anual.
Presentación	Buena presentación. Es necesario programar las tablas y figuras a	Buena presentación. Es necesario programar las tablas y	Mala presentación. Se generan por defecto las tablas y figuras



	obtener como resultados.	figuras a obtener como resultados.	obtenidas como resultados.
--	--------------------------	------------------------------------	----------------------------

Tabla 12: Agrupación de características de las herramientas

A partir de los comentarios de la tabla anterior, siguiendo un criterio objetivo, se evaluará cada una de las cuatro categorías para los tres casos analizados, teniendo en cuenta la siguiente puntuación:

- 0 la puntuación más baja.
- 10 la puntuación más alta.

Se ha generado la Tabla 13.

Valoración	Visual Basic + Excel + Thermoflow	Matlab + Simulink + Thermoflow	TRNSYS + Thermoflow
Interface de entrada	6	8	6
Manipulación de datos	7	8	5
Velocidad cálculos	6	9	6
Presentación	9	9	5

Tabla 13: Puntuación de cada una de las herramientas

La ponderación a considerar es la de la Tabla 14.

	Ponderación
Interface de entrada	3
Manipulación de datos	3
Velocidad cálculos	5
Presentación	1

Tabla 14: Tabla de valores ponderados



En Tabla 15 se resume el resultado del cálculo de las puntuaciones finales para cada opción.

	Visual Basic + Excel + Thermoflow	Matlab + Simulink + Thermoflow	TRNSYS + Thermoflow
Puntuación	78	102	68

Tabla 15: Puntuación de las plataformas

Por tanto, a la vista de las puntuaciones obtenidas, se tiene que la plataforma óptima es:

Matlab + Simulink + Thermoflow

Tabla 16: Herramienta seleccionada

6.1.3 Modelo

Este modelo recibe como entrada la potencia absorbida en el campo solar, que es la salida de un modelo de seguimiento del sol que depende de:

- Tamaño del campo solar.
- Latitud y longitud de la planta.
- El zenith y el azimuth del sol.

Se puede observar el fundamento en el que se basa el modelo en la Ilustración 20.

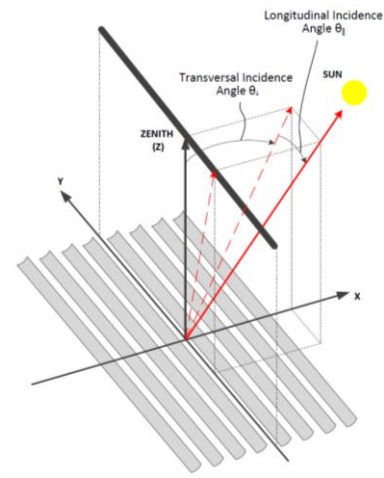


Ilustración 20: Representación 3D de la absorción en una planta Fresnel

6.1.3.1 Hipótesis del modelo

Para llevar a cabo este modelo se han supuesto una serie de hipótesis, que se enumeran a continuación:

- Siempre existe bifase en el volumen de control.
- La masa del volumen del control es constante, al igual que el volumen.
- Tanto el líquido como el vapor siempre se encuentra en saturación.
- Las pérdidas térmicas del campo son aquellas que tiene en régimen permanente.
- Las pérdidas térmicas del Drum se suponen despreciables.
- La entalpia del agua que entra al campo se supone constante, es la entalpia a 188.3 acorde al PFD de la Ilustración 21.

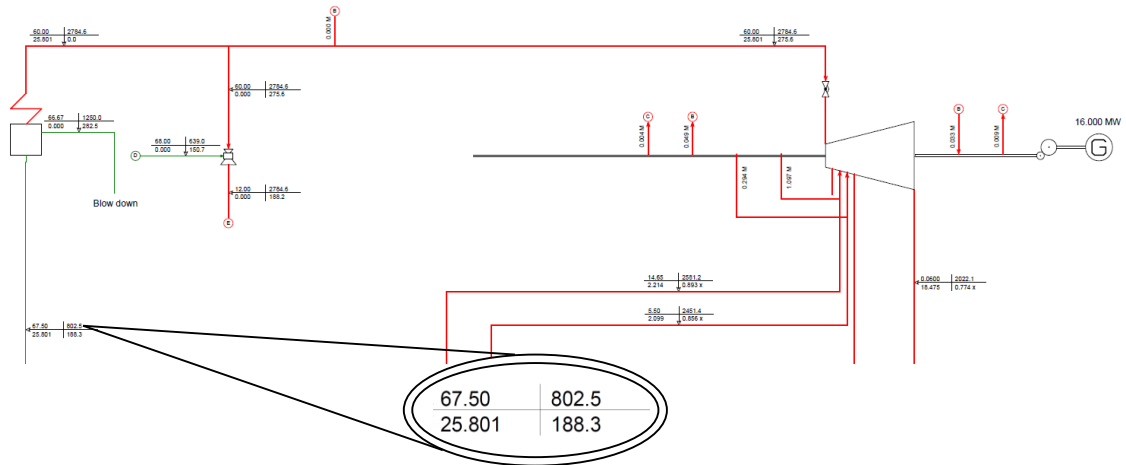


Ilustración 21: Figura representativa del PFD de Siemens donde se sacó el dato de temperatura de entrada

- Se supone una temperatura ambiente constante de 20°C.

6.1.3.2 LAYOUT

En la Ilustración 22 se puede observar el layout del modelo, implementado en Simulink. Se tiene principalmente dos bloques el bloque del campo solar, donde se encuentran los acumuladores y el Drum (tanque de expansión). En función del estado en el que se encuentre este subsistema se dará la orden de arranque del BOP. Como principal output se tiene la potencia bruta generada.

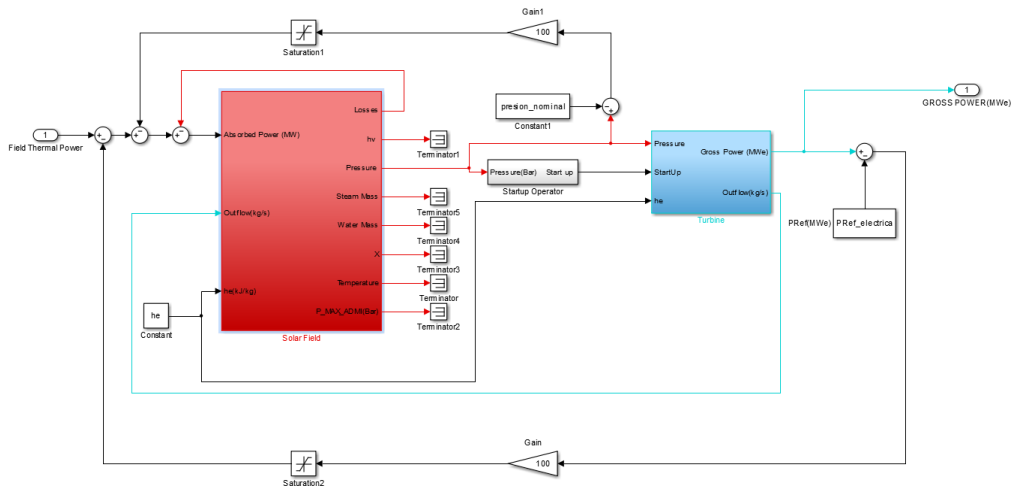


Ilustración 22: Layout del modelo físico en Simulink



6.1.3.3 Ecuaciones que rigen el modelo

A partir de los balances de masa y energía del volumen de control se tendrá que:

$$M = m_{líquido} + m_{vapor} \rightarrow \boxed{\frac{dm_l}{dt} = -\frac{dm_v}{dt}}$$

Ecuación 1: Balance de masa del SF

$$V = v_l \cdot m_l + v_v \cdot m_v$$

Ecuación 2: Balance de volumen del SF

$$0 = \frac{dv_l}{dt} \cdot m_l + \frac{dv_v}{dt} \cdot m_v + v_l \cdot \frac{dm_l}{dt} + v_v \cdot \frac{dm_v}{dt}; \quad \beta = \frac{1}{v} \cdot \left(\frac{\partial v}{\partial T}\right)_p$$

Ecuación 3: Coeficient Volume Expansivity

$$0 = \frac{dT}{dt} \cdot (m_l \cdot v_l \cdot \beta_l + m_v \cdot v_v \cdot \beta_v) + (v_l - v_v) \cdot \frac{dm_l}{dt};$$

Dado que: $V = V_{líquido} + V_{vapor}$

Ecuación 4: Desarrollo T=f(V)

$$\boxed{0 = \frac{dT}{dt} \cdot [V_l \cdot \beta_l + (V - V_l) \cdot \beta_v] + (v_l - v_v) \cdot \frac{dm_l}{dt}}$$

Ecuación 5: Temperatura en función del volumen

Dado que $\beta_l \approx 0$ y $v_l \ll v_v$, la Ecuación 5 se podrá simplificar de la siguiente manera:

$$0 = \frac{dT}{dt} \cdot (V_v \cdot \beta_v) - v_v \cdot \frac{dm_l}{dt} \rightarrow \boxed{\frac{dm_l}{dt} = m_v \cdot \frac{dT}{dt} \cdot \beta_v}$$

Ecuación 6: Ecuación 5 simplificada

Ahora para el caso de la energía se tendrá que:

$$\frac{dE}{dt} = \dot{Q} - \dot{m}_s \cdot (h_v - h_e); \quad E = m_l \cdot u_l + m_v \cdot u_v;$$

Ecuación 7: Desarrollo 1

Y sabiendo que: $u = h - p \cdot v$

$$\dot{Q} - \dot{m}_s \cdot (h_v - h_e) = \frac{dm_l}{dt} \cdot u_l + \frac{du_l}{dt} \cdot m_l + u_v \cdot \frac{dm_v}{dt} + m_v \cdot \frac{du_v}{dt}$$

Ecuación 8: Desarrollo 2

$$\dot{Q} - \dot{m}_s \cdot (h_v - h_e) = \frac{dm_l}{dt} \cdot (u_l - u_v) + m_l \cdot \left(\frac{du_l}{dT}\right)_{SAT} \cdot \frac{dT}{dt} + m_v \cdot \left(\frac{du_v}{dT}\right)_{SAT} \cdot \frac{dT}{dt}$$

Ecuación 9: Desarrollo 3

$$\dot{Q} - \dot{m}_s \cdot (h_v - h_e) = \frac{dm_l}{dt} \cdot [(h_l - h_v) + p \cdot (V_v - V_l)] + \frac{dT}{dt} (m_l \cdot C_{lSAT} + m_v \cdot C_{vSAT})$$

Ecuación 10: Desarrollo 4



Despejando la temperatura se tiene que:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{\dot{Q} - \dot{m}_s \cdot (h_v - h_e)}{\frac{[V_l \cdot \beta_l + (V - V_l) \cdot \beta_v]}{(v_l - v_v)} \cdot [(h_l - h_v) + p \cdot (V_v - V_l)] + m_l \cdot C_{lSAT} + m_v \cdot C_{vSAT}}$$

Ecuación 11: Evolución de la temperatura del SF

Fruto de todo este cálculo se tiene que:

$$h_v = f(T) \quad h_l = f(T)$$

$$\beta_l = f(T) \quad \beta_v = f(T)$$

$$C_{lSAT} = f(T) \quad C_{vSAT} = f(T)$$

$$v_v = f(T) \quad v_l = f(T)$$

$$m_v = f(T) \quad m_l = f(T)$$

Ecuación 12: Relaciones

$$P = f(T)$$

Estas funciones las tenemos por medio de las tablas de saturación de agua y vapor para Matlab (IAPWS97). Para introducirlas en Simulink lo que se hará será utilizar una tabla para interpolar los valores que nos interesan. En una primera aproximación se había utilizado polinomios, los cuales ajustaban muy bien los datos, tenían un error muy pequeño. Pero para este modelo el error no era tolerable.

Puede resultar extraño que las masas de líquido y vapor sean función de la temperatura, pero esta dependencia se demuestra a continuación:

$$\begin{cases} V = v_{\text{líquido}}(T) \cdot m_l + v_{\text{vapor}}(T) \cdot m_v \\ M = m_{\text{líquido}} + m_{\text{vapor}} \end{cases} \quad \text{Ecuación 13: Sistema de ecuaciones, balance de masa y de volúmen}$$

Siendo el volumen y la masa constante, las masas de líquido y vapor solo dependen del volumen específico. El cual es función de la temperatura, luego la masa depende de la temperatura. Así que resolviendo el sistema, utilizando Cramer, se tiene que:

$$m_l = \frac{\begin{vmatrix} V & v_v \\ M & 1 \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} v_l & v_v \\ 1 & 1 \end{vmatrix}} \rightarrow m_l = \frac{M \cdot v_v - V}{v_v - v_l} \quad \text{Sustituyendo se tiene que : } m_v = M - m_l$$

Ecuación 14: Resolución del sistema de la Ecuación 13



6.1.3.4 Campo solar+Drum+acumuladores

El volumen de control del modelo tiene un comportamiento similar al de una olla a presión. Le entra potencia absorbida, caudal de salida y entalpía de entrada y sale las pérdidas y la presión que hay en su interior. Tal y como se muestra en la Ilustración 23:

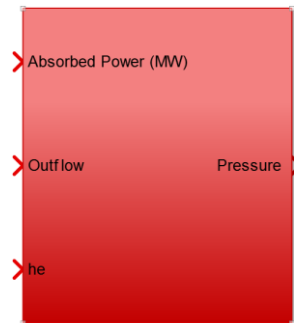


Ilustración 23: Subsistema del campo solar+drum+acumuladores

- **ENTRADAS:**

Absorbed Power (MW)-> Es la potencia que absorbe el campo en (MWt), a falta de restarle las pérdidas térmicas.

Outflow(kg/s)-> Flujo de salida en (kg/s), viene determinado por la turbina.

he-> Entalpía de entrada del agua al campo (kJ/kg)

- **SALIDA:**

Pressure-> Presión dentro del volumen de control (bar)

Para la explicación se supondrá un arranque en frío de la planta. Pues bien, el volumen de control se va calentando por la acción de la potencia absorbida. Cuando llega a la presión mínima de funcionamiento del BOP (que es el 10% de la presión nominal), se da la orden de arranque de la turbina. En ese momento la turbina comienza a demandar flujo al campo, lo que origina que se pierda masa de vapor y se gane masa de agua. Tal y como se explicó en apartados anteriores, la masa del volumen de control es constante.

Tras un intervalo de tiempo el volumen de control llega a su régimen nominal con $T = 270^{\circ}C$ y una presión de 60 bar. Se dispone de un lazo de regulación que impide al campo superar su presión nominal por seguridad, en el caso de que se vaya a superar el control desenfocará el campo.

6.1.3.5 BOP

Se trata de una turbina de 16 MWe, el ciclo se modela en régimen permanente con el programa Thermoflex. En la Ilustración 24 se observa el layout del ciclo de la planta, con sus parámetros para cada punto del circuito. A partir del esquema el programa es capaz de generar una tabla, que se introduce en el modelo en Simulink mediante una tabla



Lookup. Y permite conocer la potencia bruta producida en función de la presión, el flujo, la temperatura, la humedad relativa, temperatura ambiente...

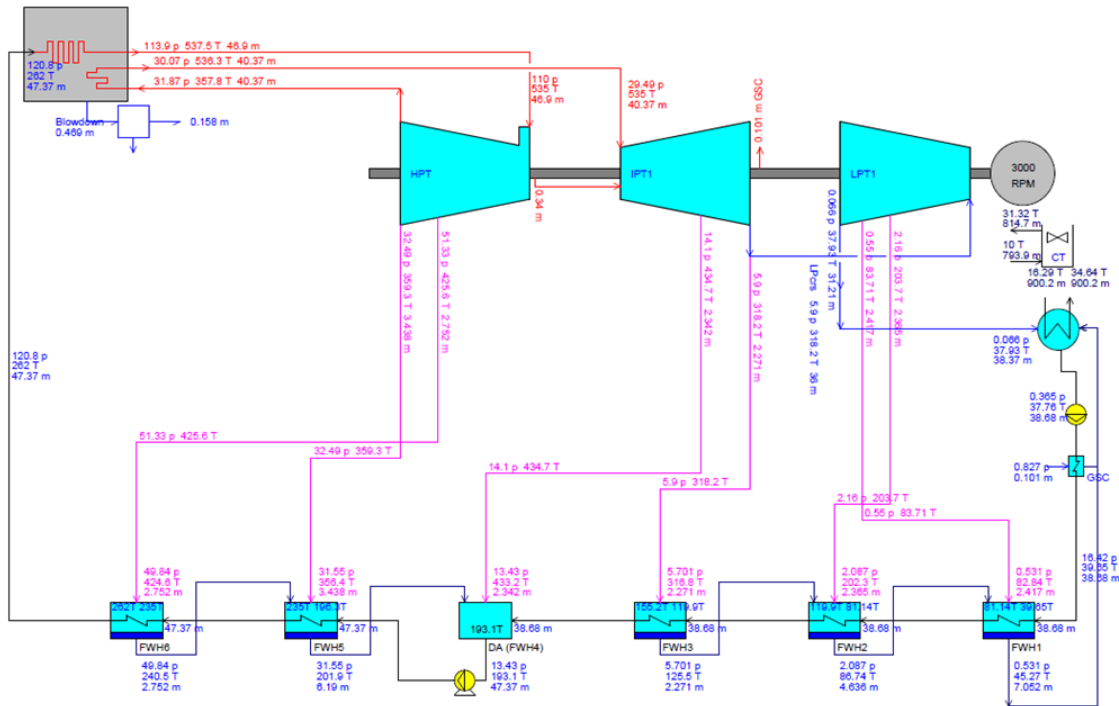


Ilustración 24: Esquema del ciclo para el modelado mediante Thermoflex

A partir del diagrama anterior se ha obtenido la Tabla 17.

Carga	-	100%	75%	50%	25%
Pot. Turbina	kW	16000	12000	8000	4000
η Bruto	-	31.15%	30.16%	28.53%	26.44%
Flujo entrada turbina	kg/s	25.801	19.351	13.202	6.898

Tabla 17: Tabla de los datos de la turbina en función de la carga

El modelo de turbina tiene como entrada la presión, orden de arranque (Presión > Presión mínima) y la entalpía de entrada. Y como salidas la potencia bruta generada y el flujo demandado. Tal y como se muestra en la Ilustración 25.

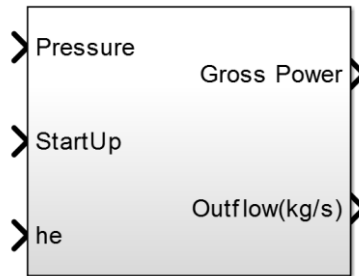


Ilustración 25: Bloque de potencia

• **ENTRADAS:**

Pressure-> Presión dentro del volumen de control (bar).

StartUp-> Orden de arranque de la turbina.

he-> Entalpia de entrada del agua al campo (kJ/kg).

• **SALIDA:**

Gross Power-> Potencia bruta generada expresada (MWe).

Outflow(kg/s)-> Flujo que demanda la turbina al campo (kg/s)

Siguiendo con la explicación anterior. En el momento que se da la orden de arranque la temperatura que tenía la carcasa, 150 para un arranque en frio, que es función del flujo que pasa por ella, queda memorizada, modelo de temperatura en Ilustración 26. Esta temperatura es la que nos da el tiempo de sincronismo y a su vez la que nos indica cual es el máximo flujo que puede pasar por la turbina.

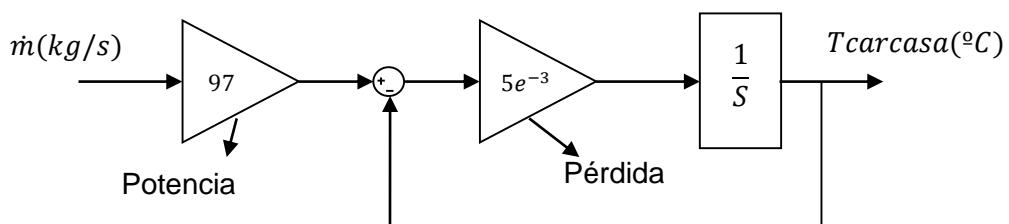


Ilustración 26: Modelo que estima la temperatura que va a tener la carcasa de la turbina en función del flujo que la atraviese

En el momento que se dio la orden de arrancar el tiempo de operación empezó a contar, pues cuando el tiempo de operación supere al tiempo de sincronismo es cuando se podrá mandar flujo a la turbina, inmediatamente se reiniciará el integrador del tiempo de arranque a cero (YA ESTA ARRANCADO). Y se mandará el flujo más pequeño entre el flujo máximo que puede admitir la turbina (es una función de la temperatura de la



carcasa) y el que puede dar el campo (Flujo admisible). Las ecuaciones de los flujos y el tiempo de sincronismo están en la Ecuación 15, Ecuación 16 y en la Ecuación 17:

$$\text{Flujo admisible} \left(\frac{kg}{s} \right) = 0.74 \cdot \text{Presion}(\text{bar})$$

Ecuación 15: Flujo admisible a turbina

$$\text{Tiempo sincronismo (s)} = -0.0325 \cdot (T_c(^{\circ}C))^2 + 22.51 \cdot T_c(^{\circ}C) - 699$$

Ecuación 16: Tiempo de sincronismo de la turbina

$$\text{Flujo máximo} \left(\frac{kg}{s} \right) = \min(15, [7 \cdot 10^{-8} \cdot T_c(^{\circ}C)^3 - 4 \cdot 10^{-5} \cdot T_c(^{\circ}C)^2 + 0.0096 \cdot T_c(^{\circ}C) + 0.6932] \cdot t_{\text{arranque}}(s) + 6 \cdot 10^{-9} \cdot T_c(^{\circ}C)^3 - 3,04 \cdot 10^{-2} \cdot T_c(^{\circ}C)^2 - 107 \cdot T_c(^{\circ}C) + 1000)$$

Ecuación 17: Flujo máximo que admite la turbina

Llega un momento en el que el campo no puede dar el suficiente flujo a turbina como para alcanzar la presión mínima. En ese momento es cuando la potencia bruta pasa a ser cero y pasamos a reiniciar el:

- Integrador del tiempo de operación: lo reiniciamos a su valor inicial, 0.

En este momento sucede también que se debe dejar pasar la temperatura de carcasa, a través del S&H para permitir que se enfríe durante la noche. Debido a las pérdidas térmicas introducidas en el modelo de calentamiento-enfriamiento de la turbina.

6.1.3.6 Pérdidas térmicas

Para este modelo se ha supuesto, tal y como se indica en anteriores apartados, que las perdidas térmicas del Drum son despreciables. Y que las del campo son aquellas que tiene cuando se encuentra en régimen nominal. A continuación se pasa a exponer las ecuaciones empleadas, son las ecuaciones que van de la Ecuación 18 a la Ecuación 24, así como una figura explicativa, ver Ilustración 27.

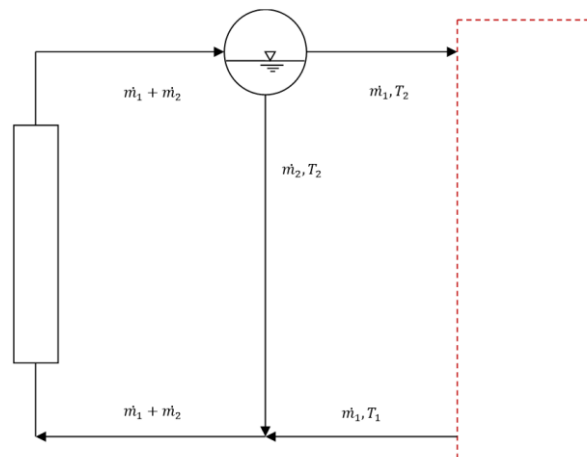


Ilustración 27: Esquema de flujos para la pérdidas



$$\dot{m}_1 = \frac{\dot{Q}}{h_{vapor} - h_{liquido}}$$

Ecuación 18: Flujo de salida del SF

$$X_s = \frac{\dot{m}_1}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2}; X_s = 0.8 \rightarrow 0.8 \cdot \dot{m}_1 + 0.8 \cdot \dot{m}_2 = \dot{m}_1 \rightarrow \dot{m}_2 = \frac{0.2}{0.8} \cdot \dot{m}_1$$

Ecuación 19: Flujo de entrada/salida en función del título

$$\dot{m}_2 = k \cdot \dot{m}_1; \text{ Siendo } k = \frac{0.2}{0.8}$$

Ecuación 20: Relación entre flujo entrada/salida "k"

$$(\dot{m}_1 + \dot{m}_2) \cdot T_{MIN} = T_2 \cdot k \cdot \dot{m}_1 + T_1 \cdot \dot{m}_1$$

Ecuación 21: Desarrollo Tmin para pérdidas

$$(\dot{m}_1 + k \cdot \dot{m}_1) \cdot T_{MIN} = T_2 \cdot k \cdot \dot{m}_1 + T_1 \cdot \dot{m}_1 \rightarrow T_{MIN} = \frac{T_2 \cdot k + T_1}{k + 1}$$

Ecuación 22: Resolución de Tmin para las pérdidas térmicas

A partir de esta temperatura de entrada y salida de campo se calculan las pérdidas térmicas, suponiendo una zona lineal y otra no, ver Ecuación 23.

$$P(t) = \frac{u_1}{\sqrt{T_{equivalente}(t)}} \cdot (T_{equivalente}(t) - T_{ambiente}(t)) + u_4 \cdot (T_{equivalente}(t) - T_{ambiente}(t))^3$$

Ecuación 23: Fórmula de pérdidas aplicada

Donde $T_{equivalente}(t)$ es igual a:

$$T_{equivalente}(t) = \frac{T_{MIN} + T_{CAMPO}}{2} \cdot C + [(1 - C) \cdot T_{CAMPO}] \quad \text{Ecuación 24: Temperatura equivalente}$$

Tras todo el modelado, en la Ilustración 28, se puede ver las principales salidas del modelo.

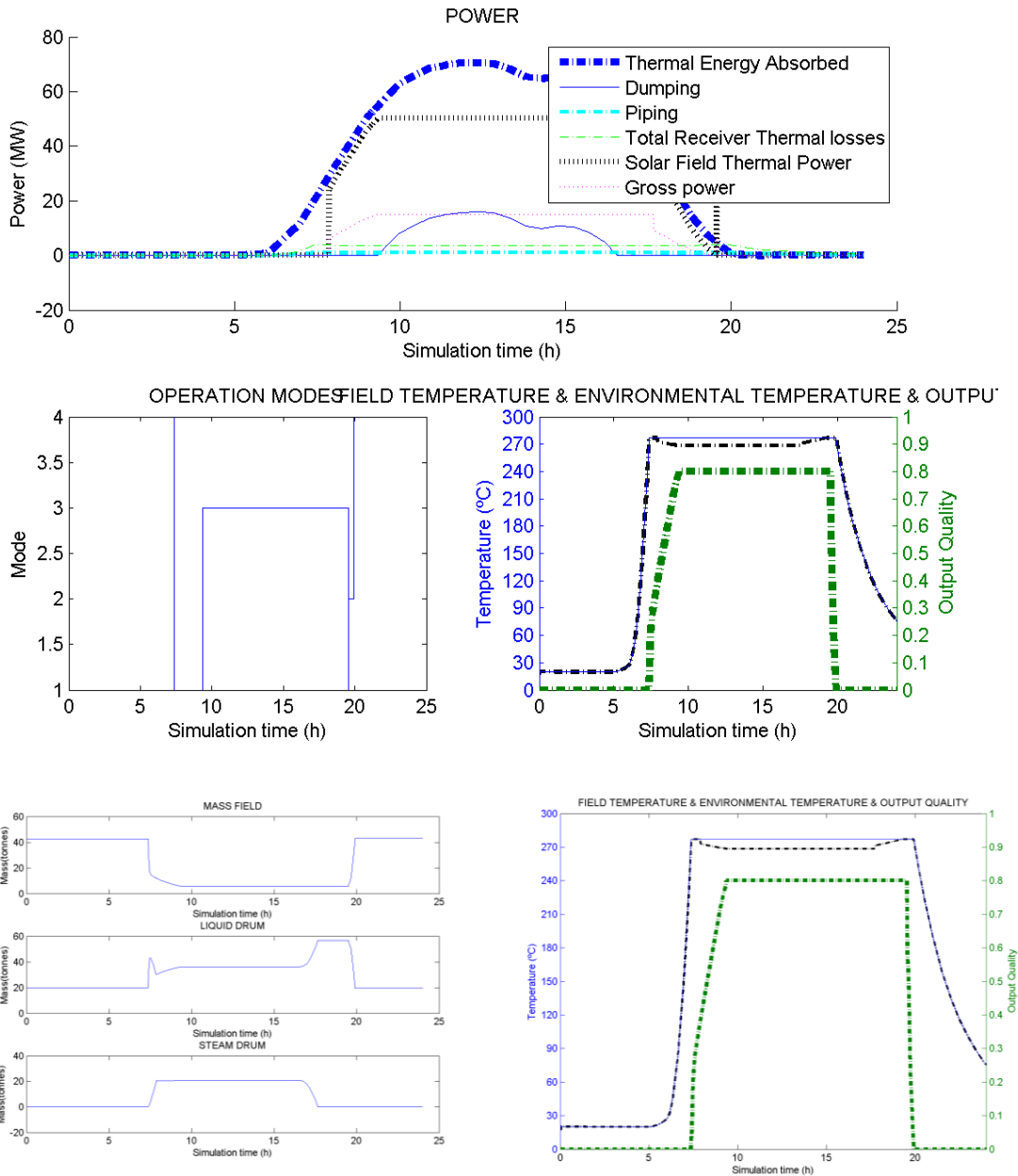


Ilustración 28: Salidas del modelo físico para la simulación de un buen día

6.1.4 Ventajas

Un modelo físico modela las variables físicas intermedias para poder llegar a la calcular la electricidad generada. Por ejemplo se calculan de forma natural dentro del modelo físico:

- Presión de entrada a turbina.



- Temperatura de entrada a turbina.
- Título de salida del campo.
- Etc.

En definitiva el proceso queda mejor definido desde el punto de vista físico. Y es un modelo determinista al mismo conjunto de entradas le corresponde el mismos conjuntos de salidas.

6.1.5 Desventajas

Normalmente el modelado físico de una planta de producción de energía es demasiado complejo. Entran en juego demasiadas variables, y procesos distintos.

Para el caso que se está tratando, la planta a modelar posee, principalmente, procesos termodinámicos complejos. Caracterizados por su no linealidad.

6.1.6 Limitaciones

Para el caso particular de las plantas CSP, es muy difícil desarrollar un modelo que refleje todos los procesos físicos que suceden en la planta. Los sistemas de este tipo de plantas son complejos y funcionan bajo un gran número de condiciones, así que se hace necesario una inversión de tiempo muy grande para desarrollar un modelo que simule el funcionamiento correctamente.

La comunidad científica que se dedica a este tipo de investigaciones está de acuerdo en que se debe modelar usando principios tanto teóricos como empíricos[15].

6.2 ANN

Para este caso no es necesario realizar ningún tipo de simplificación ya que es un modelo basado en datos, se habrá de tener en cuenta todos los escenarios posibles para el entrenamiento de la red.

6.2.1 Introducción

Las redes neuronales artificiales se comenzarán definiendo como colecciones de procesadores paralelos conectados entre sí en la forma de grafo dirigido, organizado de tal manera que la estructura de la red sea la adecuada para el problema que se esté considerando.

Una vez se elige la estructura se procede a entrenar la red. Este proceso es simplemente cuestión de modificar los pesos de conexión sistemáticamente, para codificar las relaciones de entrada-salida deseadas, en la Ilustración 29 se muestra un ejemplo de esquema de red.

Se dice que una red es robusta, cuando responde con alguna salida incluso en el caso de que se le presenten entradas que no haya visto nunca, tales como tramas que contengan ruido [24].

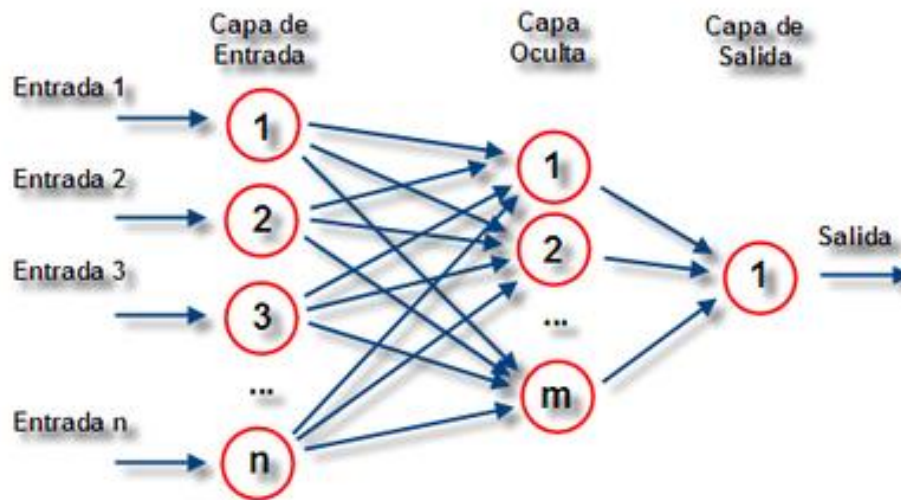


Ilustración 29: Esquema de redes neuronales

6.2.2 Comparativa de plataformas

Para realizar este modelado es necesario estudiar las herramientas disponibles para el entrenamiento y test de la red. Se ha empleado una tabla comparativa de un proyecto europeo de modelado con redes neuronales, se observa en la Tabla 18.

Tool	User Interface	Data Input	Access to DS	Network Models	Error function	Diagnostic Tool	Source Generation	Run Time	Output Quality	Documentation	Operating System
NN/XNN	••	••	•	•••	•••	•	Y	Y	••	•	U, W
Brain Maker	••	••	••	••	••	•••	N	Y	••	••	U, W, Mac
Neural Works	••	•	••	•••	•••	••	Y	Y	••	••	U, W
MATLAB NN Tbx	••	••	••	•••	•••	••	N	N	••	•••	U, W
Propagator	••	•	•	•	•	•	Y	N	••	•	U, W, Mac
NeuroForecaster ⁽¹⁾⁽³⁾	•••	••	••	•••	•••	•••	N	N	•••	••	U, W
Neuro ShellZ ⁽¹⁾	••	••	••	••	••	••	Y	Y	••	••	W
Neuralyst ⁽²⁾	••	••	•	•	•	•	N	N	••	•	W, Mac
NeuFuzz	••	•	•	•	•	•	Y	N	••	••	W
PARTEK ⁽³⁾	•••	••	••	••	••	•••	N	N	•••	•••	U
Neurosolutions	•••	••	••	•••	•••	•••	Y	N	••	••	U, W
Neurolab	•••	••	••	••	••	••	Y	Y	••	••	W, Mac

• Basic •• Adequate ••• Good
 (1) For Time Series (2) Add-on of Excel (3) Not just NN
 U=Unix W=Windows Mac=MacIntosh

Tabla 18: Tabla comparativa de las herramientas existentes para el desarrollo de ANN

Para poder comparar se ha diseñado un sistema de puntuación acorde a la table anterior de la siguiente manera:

- Basic -> 5
- Adequate ->7.5
- Good -> 10



No todos los parámetros de la Tabla 18 tienen la misma importancia por ello se expondrá en la Tabla 19 un sistema de ponderación.

CARACTERÍSTICA	IMPORTANCIA
<i>User interface</i>	4
<i>Data input</i>	8
<i>Access to DS</i>	8
<i>Network models</i>	10
<i>Error function</i>	7
<i>Diagnostic tool</i>	10
<i>Output Quality</i>	10
<i>Documentation</i>	8

Tabla 19: Tabla resumen de ponderaciones

Tool	Puntuación acumulada	Comentarios
<i>NN/XNN</i>	465	ANULADA
<i>Brain Maker</i>	512.5	ANULADA
<i>Neural Works</i>	510	ANULADA
<i>Matlab NN Tbx</i>	550	ACEPTADA
<i>Propagator</i>	360	ANULADA
<i>NeuroForecaster</i>	590	Si el proyecto fuera sólo de ANN sería aceptada
<i>Neuro Shell2</i>	507.5	ANULADA
<i>Neuralyst</i>	380	ANULADA
<i>NeuFuzz</i>	380	ANULADA
<i>PARTEK</i>	567.5	Es una gran opción pero solo existe en UNIX
<i>NeuroSolutions</i>	500	ANULADA
<i>Neurolab</i>	437.5	ANULADA

Tabla 20: Tabla de valoración de las opciones



Teniendo todo esto en cuenta, lo expresado en la Tabla 20, se empleará Matlab ya que fue una de las mejores valoradas, y además es el mismo software que se empleó en el modelado físico.

MATLAB + NNToolbox

6.2.3 Modelo

Para el modelo empleando datos se ha utilizado la metodología CRISP-DM que se explicó en el apartado 5.

6.2.3.1 Adquisición de datos

Este proceso se basa en la adquisición de las variables de la planta mediante sensores. Para el caso de este estudio sería la potencia bruta generada y las condiciones meteorológicas, a saber:

- DNI.
- Temperatura ambiente.
- Hora del día.

Los datos meteorológicos son recogidos mediante varias estaciones distribuidas a lo largo y ancho de la planta.

6.2.3.2 Preparación de los datos

Una vez que se han recogido los datos necesarios para el modelado hay que estudiar su validez. Son unos datos muy completos sin ausencia de medidas, el sensor de potencia posee un ligero offset, al igual que los sensores de la estación meteorológica, que se han filtrado. No existe ningún espúreo.

La complejidad en este caso reside en saber que datos son válidos para el entrenamiento, ya que únicamente se tienen datos de 4 meses. Y esos 4 meses son los iniciales. Por lo que también se tienen datos de la puesta en marcha, que para el entrenamiento no son válidos.

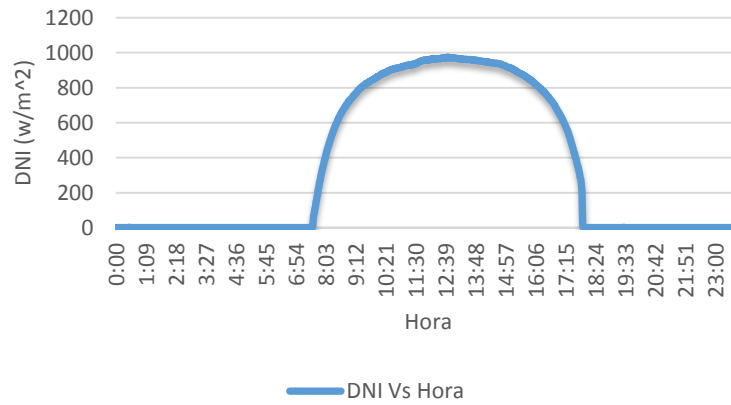
Para recopilar, antes de entrenar la red va a ser necesario hacer las siguientes variaciones al conjunto de datos:

- Eliminar los offset de el sensor de potencia y la estación meteorológica.
- Elegir que datos son los adecuados para el entrenamiento.

Para el entrenamiento se han elegido los días que tienen un buen DNI y una buena potencia generada. Tal como se puede ver en la Ilustración 30.



DNI-1/11/12



POTENCIA BRUTA-1/11/12

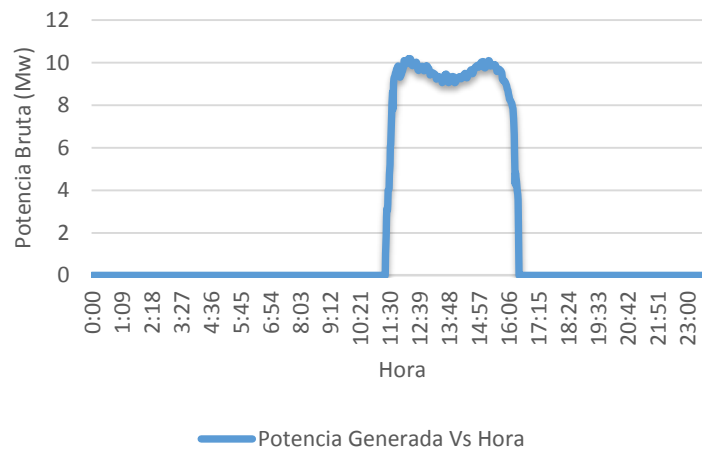


Ilustración 30: Días meteorológicamente buenos empleados en el entrenamiento

6.2.3.3 Modelado y evaluación

Una vez generado el conjunto de datos deseado para el entrenamiento. El modelado se ha realizado mediante Matlab. Principalmente empleando:

- Parallel Computing Toolbox
- Neural Network Toolbox

Para la consecución de nuestro objetivo se ha realizado un script que empleará los cinco núcleos del ordenador, los cuatro núcleos del i7 y la GPU. Para realizar las pruebas de entrenamiento, ya que hay que hacer varias debido a que se desconoce la topología correcta de la red, y si el algoritmo de entrenamiento también afecta.



Tras varios días de procesamiento se obtuvo que la mejor topología es la que se expone en la Ilustración 31.

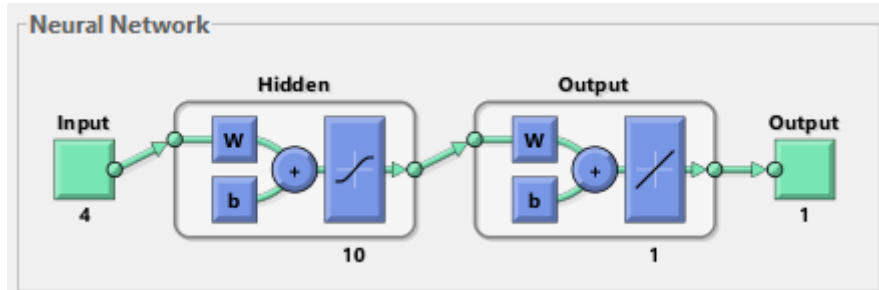


Ilustración 31: Topología de de la ANN

Se tiene que las entradas del modelo son:

1. El DNI.
2. La hora del día.
3. La temperature ambiente.
4. La potencia de referencia (Limitación que introduce la red).

Y se tiene como salida:

1. La potencia bruta generada.

El proceso iterativo de entrenamiento ha dado como resultado la Tabla 21.

CONCEPTO	ÓPTIMO
Algoritmo de entrenamiento	Levenberg-Marquardt
Topología de la red	Nonlinear Input-Output

Tabla 21: Tabla resultado del script optimizador

Para efectuar la comparación entre todos los resultados obtenidos se ha empleado el MSE (Mean Square Error), dado que Matlab lo da por defecto.

Un ejemplo del resultado que obtiene la red neuronal se puede observar en la Ilustración 32.

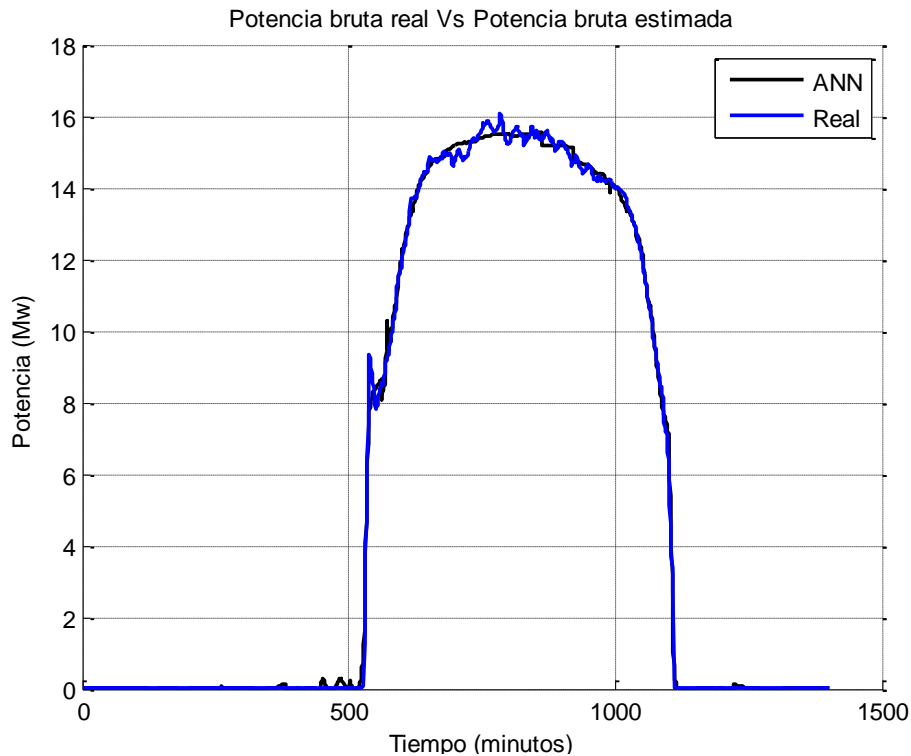


Ilustración 32: Gráfica de la potencia bruta real frente a la predicha por la red neuronal

6.2.4 Ventajas

Este es un modelo basado en datos, debido a ello no exige ninguna simplificación. Como era el caso de los modelos físicos que por su complejidad era necesario tomar una serie de hipótesis.

Los modelos de datos son modelos ad-hoc para el proceso del que se han tomado los datos. Por ello el modelo generado no sirve para cualquier planta sólo para la entrenada.

6.2.5 Desventajas

Es muy complejo obtener los datos adecuados, y que estos datos representen todos los escenarios posibles.

Toda la literatura afirma que para trabajar con las ANN es necesario tener experiencia. Por ello si se carece de la misma es necesario realizar el tipo de algoritmos que se ha efectuado en el modelado para probar todas las topologías y algoritmos de entrenamiento.

En el entrenamiento de este tipo de algoritmos es obligatorio tener en cuenta el sobre entrenamiento. Es un proceso que se origina cuando una red se ha entrenado demasiado con los mismos valores, el resultado es muy preciso para esos valores pero si aparece una entrada desconocida el valor no tiene relación alguna.



6.2.6 Limitaciones

Este tipo de modelos son estáticos y no tienen en cuenta las variaciones en la planta. Adición de nuevos equipo, desgastes de los ya existentes, cambios en los procesos de explotación...

Para tener en cuenta estos cambios es necesario ir re-entrenando la red con el paso del tiempo y tras los cambios efectuados.

6.3 Comparación de resultados

Dentro de la estimación hay días que son más importantes que otros, son los buenos días del verano como por ejemplo los de la Ilustración 33.

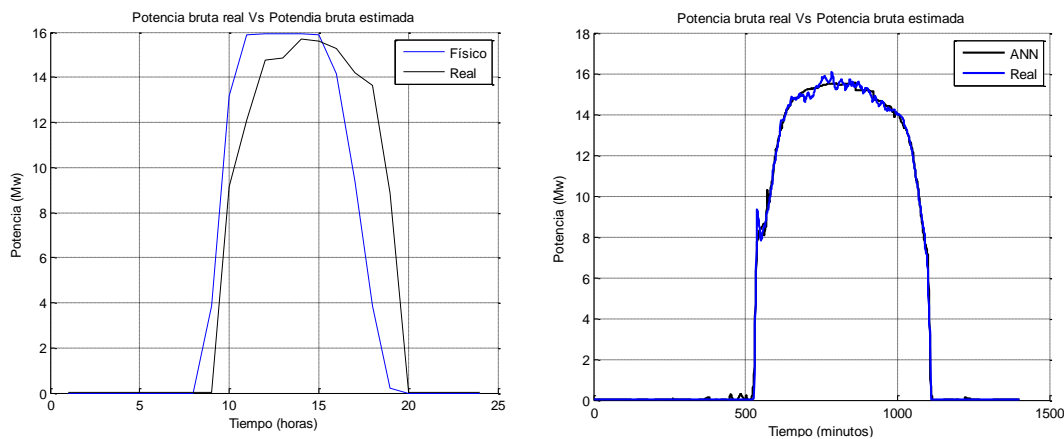


Ilustración 33: Resultados del modelo físico Vs modelo basado en datos

6.4 Conclusiones

Como se ha podido observar en el comparativa de resultados el modelo basado en datos es capaz de predecir mucho mejor la potencia producida. Siempre teniendo en cuenta las hipótesis de esta investigación.



7 MEJORA OBTENIDA EN EL PROCESO DE VENTA DE ENERGÍA AL POOL MEDIANTE UN MODELO QUE USA ANN

Una vez modelado la planta de dos maneras distintas:

- Modelo físico.
- Modelo basado en datos (ANN).

Y visto a simple vista, que el modelo basado en datos predice mejor la producción de la planta. Se hace necesario estudiar cómo se traduce ese mejor ajuste en un aumento de rentabilidad de la planta.

7.1 Hipótesis

En la evaluación de las implicaciones económicas, hacemos las siguientes hipótesis:

- Para este estudio se considerará que un año esta compuesto por 4 meses, los 4 meses de los que poseemos datos de la planta.

7.1.1 Vida útil

Supondremos que la planta tiene una vida útil garantizada (T) de:

$$T = 25 \text{ años}$$

Ecuación 25: Vida útil de una planta termosolar

7.1.2 Degradación

La degradación de una planta de este tipo (D) se estima constante y en torno al 0,5% anual.

El modelo de la planta no tiene en cuenta degradaciones.

Puede demostrarse que la degradación acumulada de una planta al final de su vida útil ($d(T)$) se pueden calcular como en la Ecuación 26.

$$d(T) = 1 - (1 - D)^T$$

Ecuación 26: Ecuación de la degradación de la planta

Este cálculo da un valor de 11,8% en nuestro caso.

Sin embargo, nos interesa el factor de degradación medio a lo largo de la vida útil de la planta (F_d), que puede calcularse tal y como se expone en la Ecuación 27.

$$F_d = \frac{1}{T} \int_0^T (1 - d(t)) \cdot dt = \frac{1}{T} \int_0^T (1 - D)^t \cdot dt = -\frac{d(T)}{\ln(1 - d(T))}$$

Ecuación 27: Ecuación de la degradación media



Dando en nuestro caso este cálculo un valor de:

$$F_d = 94\%$$

Ecuación 28: Factor de degradación media

Asumimos que estas pérdidas afectan por igual a todos los componentes de la planta, aunque sabemos que el campo solar es el sistema con mayor degradación.

Debemos aplicar estas pérdidas medias tanto a las producciones medidas en planta como a las simuladas en los diferentes modelos.

7.1.3 Precio de venta de la energía

Cada día, OMEL opera la subasta para las 24 horas siguiente, entrando en primer lugar aquellas energías más baratas, seguidas de los distintos sistemas de producción hasta que se cubre la demanda proyectada. En primer lugar acceden las nucleares, ya que al poseer una gran inercia térmica los parones y arranques serían muy costosos (se trata en este sentido un fuente de energía muy poco flexible). Le siguen las energías renovables por normativa legal que promueve su desarrollo. De este modo aunque tienen asegurado un precio regulado o una prima también están obligadas a pasar por el mercado a precio cero (es el modo de otorgarles prioridad). Les siguen en función de la demanda las energías más caras, el gas y el carbón. Así la última en cubrir la demanda proyectada mara el precio marginal de la energía de ese día concreto, por lo que todas las demás fuentes son retribuidas también a ese precio.

En la Ilustración 34 se puede observar el precio de la energía en España, así como el de la media de la Unión Europea.

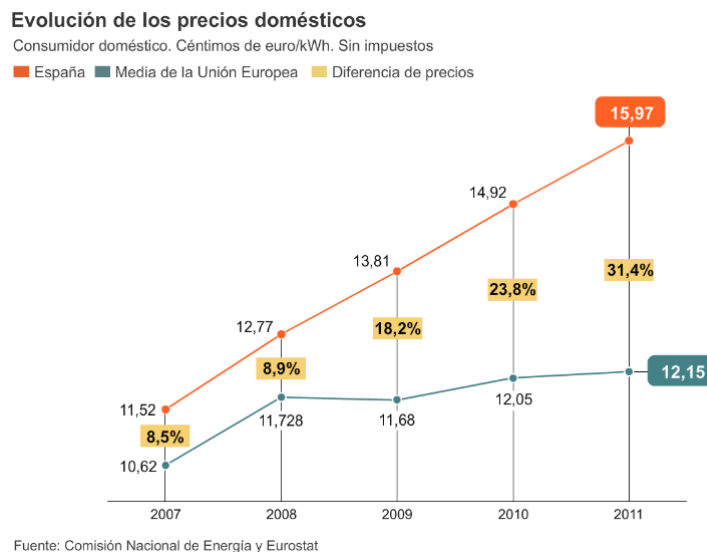


Ilustración 34: Precio de la energía eléctrica en España y precio medio de la UE



7.1.3.1 Mercado eléctrico

En el año 1997 tuvo lugar la liberalización del mercado eléctrico, con la aprobación de la Ley 54/1997 que rige actualmente con algunas modificaciones. En ella se establece un mercado de compra-venta eléctrico (conocido como “pool”) gestionado inicialmente por OMEL (Operador del Mercado de Electricidad) operador español dentro del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), que incluye también a Portugal.

Desde el 1 de julio de 2011, en cumplimiento del convenio MIBEL, OMIE realiza todas las funciones que antes desarrollaba OMEL.

El operador del sistema (encargado de la continuidad y suministro de energía) es Red Eléctrica Española (REE).

Los productores de energía deben venderla en este mercado libre, estimando su producción y dando un precio de venta mínimo. El mercado se encarga de fijar los precios finales de venta. Si en el momento de inyectar a red la energía vendida no se dispone de ella habrá una penalización. Si se inyecta más energía que la vendida también.

7.1.3.2 Régimen Especial

Un caso particular son los productores desde energías alternativas, que se encuentran en un “Régimen Especial”, y cuya producción está primada, como vemos a continuación.

El R.D. 661/2007 establece las subvenciones a las energías alternativas, y en particular a la termo solar. Según este Real Decreto, dichas termo solares pueden elegir acogerse a una de las dos opciones de venta de energía siguientes:

- Tarifa regulada:

El precio de venta se fija en 0,269375 €/kWh.

Permite una generación con gas del 12% del total.

- Tarifa equivalente:

El precio de venta se fija en el precio de la energía en el mercado eléctrico más una prima de referencia de 0,254 €/kWh. Con un valor máximo de 0,343976 €/kWh y mínimo de 0,254038 €/kWh.

Permite una generación con gas del 15% del total.

A la vista de los precios de venta de la energía fijados por el mercado actualmente y de las previsiones de inflación futuras, la segunda de las opciones será la elegida por los productores termo solares, ya que da los precios por MWh más altos. Además permite una mayor generación a partir de gas.

Como indica el R.D. 661/2007, las nuevas tarifas que aparecen en el IET/3586/ son de aplicación para plantas cuya puesta en servicio tenga lugar a partir del 1 de enero de 2012 [21]. Por su parte, el R.D. 1614/2010 (suprime la subida de las tarifas para todas las instalaciones en el registro de pre asignación hasta la fase 4 incluida.



Según esto debemos conocer el coste de venta de la energía en el mercado y su previsión de crecimiento a 25 años.

7.1.3.3 Déficit tarifario

Actualmente vivimos una situación especialmente coyuntural en el caso del mercado eléctrico debida no solo al incremento de la subida de costes y precios, sino al conocido como “déficit tarifario”, diferencia entre los precios de venta de energía en el mercado eléctrico (costes de acceso) y los precios regulados que pagan los consumidores (ingresos de acceso)..

El despegue de los costes frente a los ingresos provocó un “déficit tarifario” de 20.000 M€ a finales de 2010 y de 24.000 M€ a finales de 2011. Aunque existen varios factores que provocaron esta situación, uno indudable es la entrada en juego de las primas a las energías renovables, como puede verse en la Ilustración 36.

El R.D.L. 14/2010 toma medidas para reducir el coste medio de acceso y consigue la reducción del coste de acceso que se observa en 2011 en la Ilustración 36

El R.D.L. 13/2012, realiza un ajuste de los costes de acceso que supone un paso importante en la reducción del “déficit tarifario”, ver Ilustración 35.

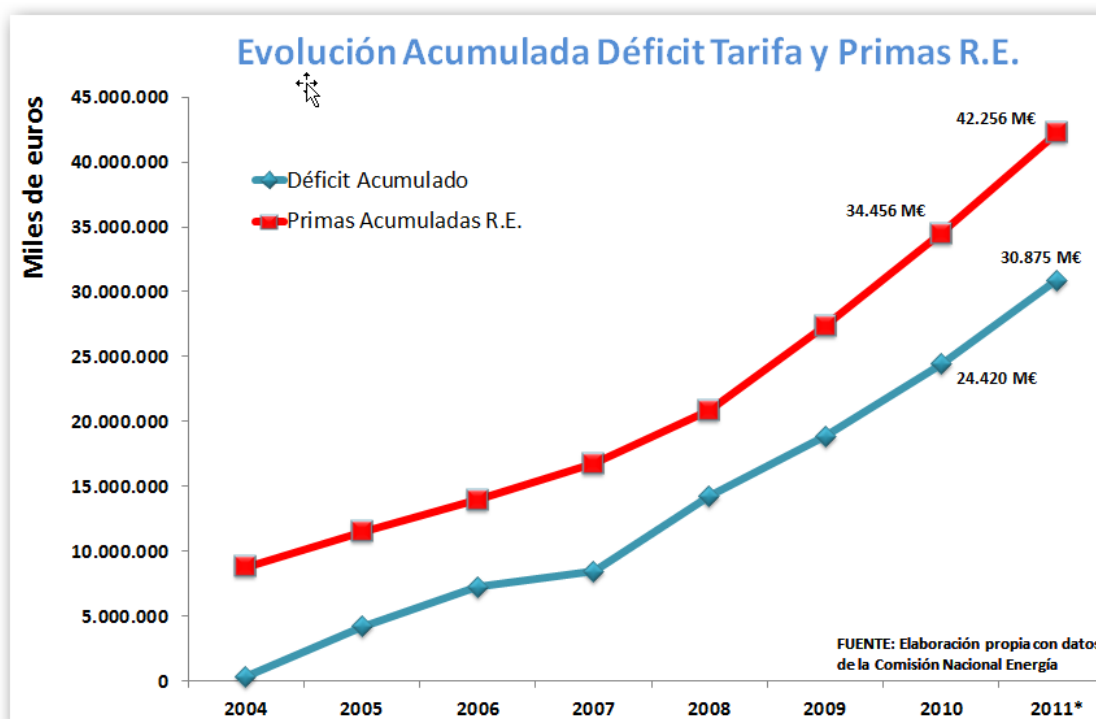
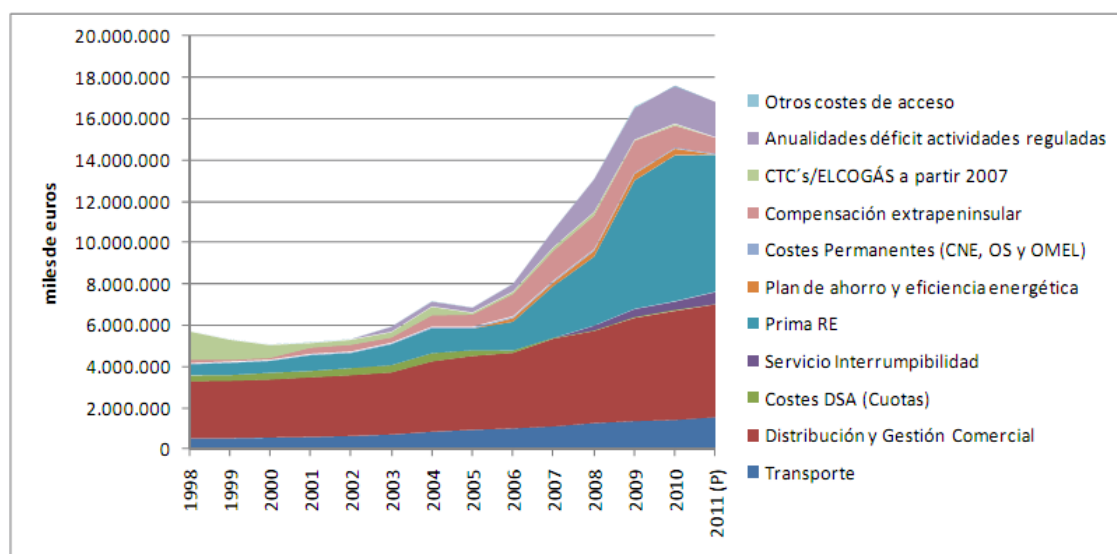


Ilustración 35: Evolución acumulada del déficit tarifario



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010). Para 2011 (Provisional), se ha considerado la previsión de cierre (véase epígrafe 3.2).

Ilustración 36: Evolución de los costes de acceso

Según el informe 6/2012 de la CNE, los ajustes de peajes de acceso propuestos por el IET/3586/2011 no son suficientes. La CNE apoya en dicho informe el actualmente vigente IET/843/2012 indicando que conseguirá reducir el “déficit tarifario” por debajo del máximo permisible por el RDL 14/2010 de 1.500 M€ en 2012. De cumplirse este pronóstico solo se conseguirá acotar el déficit anual. El déficit acumulado continuaría creciendo.

Una vez hecho el recorte de gastos, una solución posible para neutralizar el “déficit tarifario” es el incremento necesario de los precios de la electricidad a los consumidores, ligeramente aplicado por el gobierno Zapatero hasta 2011.

La reducción de este “déficit tarifario” es condición sine qua non para la estabilidad del mercado de la electricidad y para la garantía del cobro de las primas. Se asume que esta estabilidad será garantizada por el gobierno español durante los próximos 25 años, asunción que nos permite dar como válidas las tarifas antes descritas. Serán de especial interés los futuros informes de la CNE a este respecto, accesibles desde su página web[25].

7.1.3.4 Precio de la energía en el mercado eléctrico

La situación económica descrita anteriormente no está afectando sustancialmente a los precios de compra-venta del mercado eléctrico, como vemos a continuación, lo que nos permite establecer un crecimiento lineal en dichos precios.

A través de la web de la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad), operador del mercado MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad), obtenemos la evolución de los precios de compra-venta de la electricidad en el mercado eléctrico de la Ilustración 37.

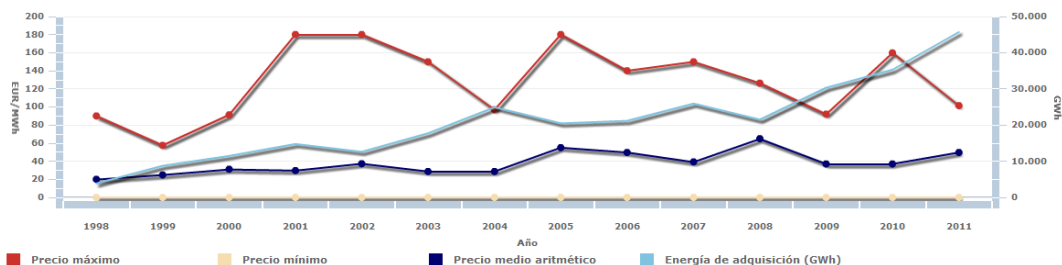


Ilustración 37: Precio máximo, mínimo y medio de la casación del mercado intradiario

Se puede observar que durante los años en los que hemos tenido “déficit tarifario” los precios medios se mantienen constantes.

Los valores para los años 2001 (0,02965 €/kWh) y 2010 (0,04963 €/kWh) de Ilustración 37 nos permiten realizar una aproximación lineal de la subida de los precios del mercado eléctrico de la misma manera en la que se calculó la inflación anteriormente. La inflación anual así obtenida es del 5,3%[19].

7.1.3.5 Penalizaciones

Por otra parte las termo solares también están obligadas a dar una estimación del perfil de generación para informar al mercado eléctrico de las previsiones de generación a corto plazo. Al igual que en el resto de generaciones, en caso de no cumplir con dicho perfil, bien por exceso o bien por defecto, se incurre en penalizaciones.

Por ello se realiza un estudio sobre el impacto del beneficio de la planta a lo largo de su vida útil estimada.

7.1.3.6 Energía reactiva

Finalmente, el R.D. 661/2007 establece un complemento de 0,078441 €/kVArh por consumo o inyección de energía reactiva que puede ser una bonificación o una penalización en función de las horas (punta, llano o valle). A pesar de que el operador de la planta podría ajustar su coseno de fi para obtener un beneficio con dicho control, consideramos despreciable dicho beneficio a efectos del presente trabajo fin de master.

7.1.3.7 Precio de venta medio

Despreciando los efectos de las penalizaciones y la energía reactiva, el precio de venta de la energía sería igual a la tarifa equivalente.

Según la definición de tarifa equivalente, podemos calcular el precio de venta medio de la energía (P) o tarifa equivalente media según la fórmula.



$$P = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \min[0,343976; 0,254 + 0,04963 \cdot (1 + 5,3\%)^{t-1}]$$

Ecuación 29: Ecuación del precio medio de la electricidad

Obsérvese que en este caso, debido a la saturación, el precio medio ya no se puede calcular directamente como suma de términos de una progresión geométrica.

El precio de venta medio (P) así calculado es de:

$$P = 0,333 \text{ €/kWh}$$

Ecuación 30: Precio medio del kWh

7.2 Beneficio anual esperado

El modelo de planta requiere que se le introduzcan las condiciones ambientales para un año tipo, en un fichero denominado TMY (Typical Meteorological Year), el cual se genera realizando simulaciones atmosféricas basadas en históricos de fotos de satélite (MeteoSat), mediciones de aerosoles (red de estaciones AERONET), condiciones geográficas del entorno, datos de estaciones locales, etc.

Estas condiciones ambientales son el resultado de un estudio denominado “recurso solar”, encargado al centro aeroespacial alemán DLR (Deutsches zentrum für Luft und Raumfahrt).

Beneficio de la planta

El modelo de planta nos da como resultado la producción esperada de la planta más probable en unas condiciones ambientales promedio esperadas (TMY).

El beneficio de la planta anual esperado se calcula a partir de la anterior producción, teniendo en cuenta el precio de venta medio de la energía (P) y el factor de degradación (F_d), según la ecuación:

$$\text{Beneficio medio anual} = P \cdot (\text{Energía Neta anual} \cdot F_d)$$

Ecuación 31: Beneficio medio anual de la planta

OPCIONES	BENEFICIO MEDIO ANUAL
REAL	2,3 M€
MODELO FÍSICO	1,7 M€
MODELO ANN	2,05 M€

Tabla 22: Beneficio de la planta en función de cada una de las opciones



En la Tabla 22 se puede observar la estimación de beneficio con los dos modelos, y el beneficio real.

7.3 Mejora de predicción de las penalizaciones

Hay que distinguir entre la correcta predicción de la producción anual y la predicción de la producción correcta en cada momento. Por ello todos los resultados se han discretizado de forma horaria para compararlos así con los reales de tal manera que el pseudo código quedaría:

```
function [percent]=penalizaciones(real,modelada)

diff=real-modelada;

switch diff

    case <0

        ACCION 1;

    case >0

        ACCION 2;

    otherwise

        ACCION 3;

end
```

Así se es capaz de determinar el tipo de desvío que se produce y realizar el cálculo consecuente, aplicando una penalización u otro.

Y como resultado se tendría que la mejora sería:

OPCIONES DE MODELADO	PENALIZACIONES
MODELO FÍSICO	107.529 €
MODELO BASADO EN DATOS	99.785 €
MEJORA	7,76%

Tabla 23: Tabla resumen de resultados de un año medio



Si se observa esta situación a lo largo de toda la vida útil de la planta se tendrá la Tabla 24.

OPCIONES DE MODELADO	PENALIZACIONES
MODELO FÍSICO	2.688.225 €
MODELO BASADO EN DATOS	2.494.625 €
DIFERENCIA	193.600 €

Tabla 24: Tabla resumen de resultados en toda la vida útil de la planta



8 CONCLUSIONES

Al finalizar la investigación se recopilarán todas las aportaciones que se hacen en esta investigación. Y no se termina aquí si no que se ha observado unas líneas de futuro para mejorar y ampliar esta investigación.

Como conclusiones se tiene que:

- Se ha conseguido mejorar la estimación de producción de energía eléctrica empleando modelos basados en datos.
- Se reduce dramáticamente los tiempos de desarrollo para el modelo, teniendo una solución robusta en semanas en vez de años.
- Se ha pasado de un modelo genérico basado en relaciones tanto teóricas como empíricas, a un modelo desarrollado expreso para esta planta. Consiguiendo una mayor predicción en la estimación frente al modelo clásico. Esto lleva al modelo a ser poco flexible y reusable.
- La mejor predicción de producción conduce a un aumento de la rentabilidad tanto desde punto de vista del proyecto como la posterior explotación. Y se es capaz de reducir las sanciones por imprecisión en la estimación, en relación con el modelo físico.
- El hecho de ser capaces de estimar la producción correctamente, deriva en una mejor gestión del personal y del mantenimiento. Ya que se es capaz de estimar mejor las horas que los equipos se utilizan. Y con todo ello se podrá estructurar mejor las paradas de planta.



9 FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

Es posible que en vez de realizar un modelo únicamente físico o solo basado en datos no sea el óptimo. Como fruto de esta investigación se ha detectado que un modelo híbrido podría predecir muy bien la potencia producida y sería bueno estudiar la opción híbrida frente a las otras dos.

Por ejemplo se podría realizar un modelo basado en datos del campo solar, en el estado del arte se estudia el uso de redes neuronales para los receptores, y otro modelo físico del BOP. O al revés ya que existen investigaciones sobre el modelado de la turbina mediante algoritmos genéticos.

Esta investigación tiene un tamaño reducido por culpa de la carencia de datos, ya que la planta arrancó hace pocos meses. Por ello sería interesante continuar esta línea, aunque teniendo en cuenta más variables:

- Estimación real del precio por año, en vez del precio medio.
- La energía reactiva, para poder tener en cuenta esta variable será necesario modelar el generador eléctrico.
- Las penalizaciones por mala estimación de producción.
- Tener en cuenta un periodo de tiempo real de un año, ya que en esta investigación solo se pudo utilizar 4 meses.
- Estudiar la inflación en la vida útil de la planta.
- Tener en cuenta los costes de explotación y mantenimiento.

Todo lo antes comentado conformaría una investigación mucho más precisa, y larga que estimaría de manera óptima la producción.



10 ANEXOS DE ACRÓNIMOS

Esta es una lista de acrónimos utilizados en la presente PFM:

BOP	Balance Of Plant. En el caso de una termo solar, identifica al conjunto de la planta excepto el campo solar.
CCP	Colectores cilindro parabólicos. Define a las plantas con colectores de este tipo.
CNE	Comisión Nacional de la Energía.
CS	Campo Solar. En inglés, Solar Field.
CSP	Concentrated Solar Power. En español, energía solar de concentración. Solo se usa el término inglés.
DLR	(Deutsches zentrum für Luft und Raumfahrt). Agencia aeroespacial europea.
DNI	Direct Normal Irradiation. Radiación medida en el plano normal a la dirección del sol, directamente recibida del sol.
HCE	Heat Collector Element. Es el tubo absorbedor en una planta CCP.
HTF	Heat Transfer Fluid. Fluido calo portador usado para la transferencia térmica.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico.
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad. Desde el 1 de julio de 2011, en cumplimiento del convenio MIBEL, OMIE realiza todas las funciones que antes desarrollaba OMEL.
REE	Red Eléctrica Española
SCA	Solar Collector Assembly. Conjunto de colectores SCE movidos por el mismo posicionador.
SCE	Solar Collector Element. Estructura soporte de espejos y tubos HCE.
SF	Solar Field. En español, Campo Solar.
TMY	Typical Meteorological Year. Condiciones meteorológicas del año tipo esperado.



11 BIBLIOGRAFÍA

- [1] A. S. Hegazy, «Thermal performance of a parabolic trough collector with a longitudinal externally finned absorber», *Heat Mass Transf.*, vol. 31, n.º 1-2, pp. 95-103, dic. 1995.
- [2] 吴建锋 J. W., J. Li, X. Xu, L. Yang, J. Wu, F. Zhao, y C. Li, «Molten salts/ceramic-foam matrix composites by melt infiltration method as energy storage material», *J. Wuhan Univ. Technol.-Mater Sci Ed*, vol. 24, n.º 4, pp. 651-653, ago. 2009.
- [3] S. H. Goods y R. W. Bradshaw, «Corrosion of stainless steels and carbon steel by molten mixtures of commercial nitrate salts», *J. Mater. Eng. Perform.*, vol. 13, n.º 1, pp. 78-87, feb. 2004.
- [4] D. Annaratone, *Engineering Heat Transfer*. Springer, 2010.
- [5] F. A. Farret y M. G. Simões, *Integration of Alternative Sources of Energy*. John Wiley & Sons, 2006.
- [6] Q. Liu, Y. Wang, Z. Gao, J. Sui, H. Jin, y H. Li, «Experimental investigation on a parabolic trough solar collector for thermal power generation», *Sci. China Ser. E Technol. Sci.*, vol. 53, n.º 1, pp. 52-56, ene. 2010.
- [7] R. Peón Menéndez, «Optimización del control del sistema de almacenamiento térmico en centrales solares termoeléctricas», thesis, Universidad de Oviedo, 2012.
- [8] U.S. Department of Energy, «The History of Solar». .
- [9] S. Fischer, P. Frey, y H. Drück, «A comparison between state-of-the-art and neural network modelling of solar collectors», *Sol. Energy*, vol. 86, n.º 11, pp. 3268-3277, nov. 2012.
- [10] E. Lizarraga-Garcia, A. Ghobeity, M. Totten, y A. Mitsos, «Optimal operation of a solar-thermal power plant with energy storage and electricity buy-back from grid», *Energy*, vol. 51, pp. 61-70, mar. 2013.
- [11] G. Morin, J. Dersch, W. Platzer, M. Eck, y A. Häberle, «Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector power plants», *Sol. Energy*, vol. 86, n.º 1, pp. 1-12, ene. 2012.
- [12] B. D. Vick, D. R. Myers, y W. E. Boyson, «Using direct normal irradiance models and utility electrical loading to assess benefit of a concentrating solar power plant», *Sol. Energy*, vol. 86, n.º 12, pp. 3519-3530, dic. 2012.
- [13] D. Barlev, R. Vidu, y P. Stroeve, «Innovation in concentrated solar power», *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 95, n.º 10, pp. 2703-2725, oct. 2011.
- [14] D. Weißbach, G. Ruprecht, A. Huke, K. Czerski, S. Gottlieb, y A. Hussein, «Energy intensities, EROIs (energy returned on invested), and energy payback times of electricity generating power plants», *Energy*, vol. 52, pp. 210-221, abr. 2013.
- [15] Rikki Stancich, «CSP plant modelling: Pinpointing output and revenue forecasts», abr. 2011.



-
- [16]İ. Teke, Ö. Ağra, Ş. Ö. Atayılmaz, y H. Demir, «Determining the best type of heat exchangers for heat recovery», *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, n.º 6-7, pp. 577-583, may 2010.
- [17]M. S. Söylemez, «On the optimum heat exchanger sizing for heat recovery», *Energy Convers. Manag.*, vol. 41, n.º 13, pp. 1419-1427, sep. 2000.
- [18]Ángel León y Antonio Rubia, «Comportamiento del precio y volatilidad en el pool eléctrico español», 2001.
- [19]OMEL, «Mercado diario e intradiario». .
- [20]www.ree.es, «Red eléctrica española». .
- [21]«Real Decreto 661/2007». 25-may-2007.
- [22]BOE n º126, «Regime especial». 26-may-2007.
- [23]Pete(NCR), Julian Clinton (SPSS), Randy Kerber (NCR), Thomas Khabaza(SPSS), Thomas Reinartz (DaimlerChrysler), Colin Shearer (SPSS) and Rudiger Wirth (DaimlerChrysler), «CRISP-DM 1.0». 1999.
- [24]James A. Freeman / David M. Skapura, *Redes neuronales. Algoritmos, aplicaciones y técnicas de programación.*, vol. 1, 1 vols. España: ADDISON-WESLEY, 1991.
- [25]CNE, «Informe sobre el sector energético español», mar. 2012.