

TRABAJO FIN DE GRADO

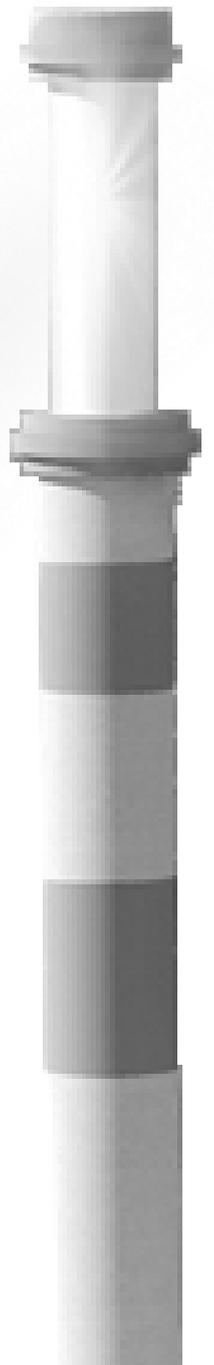
**ESTUDIO DE UNA PLANTA SOLAR
TERMOELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA
DE TORRE EN LA ISLA DE
FUERTEVENTURA**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

Autor: Aythami Rodríguez Méndez

Tutor: Dr. Agustín Manuel Delgado Torres

Curso académico 2020/2021



ÍNDICE GENERAL

Resumen	1
Abstract	2
Glosario	3
Alcance	4
Contexto	6
Capítulo 1: El sol como recurso. Generación de energía solar termoeléctrica.	
Tipología.	8
1.1. Generación de energía solar termoeléctrica	13
1.1.1. Tecnología de concentración solar de foco lineal	16
1.1.1.1. Plantas de colectores cilindro-parabólicos solares.....	16
1.1.1.2. Plantas de colectores Fresnel lineales	18
1.1.2. Tecnología de concentración solar de foco puntual	19
1.1.2.1. Plantas de disco parabólico	20
1.1.2.2. Plantas con tecnología de torre o sistemas de receptor central	21
Capítulo 2. Generación de energía solar termoeléctrica: planta con tecnología de torre o sistemas de receptor central	22
2.1. Introducción: concepto y características de una planta con tecnología de torre ..	22
2.2. Partes de una planta termosolar de torre central con almacenamiento	24
2.2.1. Campo de captación.....	24
2.2.2. Fluido caloportador (Heat Transfer Fluid, HTF).....	28
2.2.3. Almacenamiento térmico (Thermal Energy Storage, TES).....	29
2.3. Funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento	30
2.4. Contexto histórico de las centrales termosolares de torre central	33
Capítulo 3: Justificación de una planta termosolar de torre central en Fuerteventura, Islas Canarias	37
3.1. Características de la localización de la planta diseñada en este TFG	45
3.1.1. Potencia eléctrica en Fuerteventura	46

3.1.1.1. Potencia eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en Fuerteventura	46
3.1.1.2. Potencia eléctrica bruta total instalada en Fuerteventura.....	48
3.1.2. Producción de energía eléctrica anual bruta	50
3.2. Objetivo del abastecimiento de la planta diseñada en este TFG	53
3.3. Forma en la que esta planta termosolar puede favorecer el cumplimiento de los objetivos del PNIEC.....	56
Capítulo 4: Explicación del programa SAM	59
4.1. System Advisor Model (SAM)	59
4.2. Concepto de las principales variables que aparecen en el programa	60
4.3. Diseño de la planta termosolar de torre central en SAM	63
Capítulo 5: Características, dimensionado y optimización de la planta.....	66
Capítulo 6: Resultados.....	90
6.1. Estudios realizados	91
6.1.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1	91
6.1.1.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 2	102
6.1.2. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 1	106
6.1.2.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 2	114
6.1.3. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 1	118
6.1.3.1. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 2	126
6.1.4. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 1	130
6.1.4.1. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 2	137
6.1.5. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1 con refrigeración húmeda (evaporativa)	141
6.2. Análisis y comparación de resultados	142
Conclusiones	157
Conclusions.....	160
Referencias bibliográficas	163
7.1. Referencias bibliográficas generales	163

7.2. Referencias bibliográficas de figuras	166
7.3. Referencias bibliográficas complementarias.....	170
Anexos	173
8.1. Geometría solar básica	173
8.2. Proyectos con tecnología de torre en el mundo.....	178
8.2.1. Estado operacional.....	178
8.2.2. Estado en construcción	200
8.2.3. Estado en desarrollo.....	204
8.2.4. Estado actualmente no operativos	212

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Componentes de la radiación solar en la atmósfera terrestre	9
Figura 2: Clasificación de la radiación solar utilizando el factor de masa de aire.....	10
Figura 3: Mapa mundial de irradiación directa normal	10
Figura 4: Mapa de irradiación directa normal en España	11
Figura 5: Variación diurna de la radiación solar en un día soleado y nublado.....	12
Figura 6: Proyectos de CSP en todo el mundo	15
Figura 7: Esquema del funcionamiento de un colector cilindro-parabólico	16
Figura 8: Planta termosolar CCP AndaSol 1	17
Figura 9: Esquema del funcionamiento de un colector Fresnel lineal	18
Figura 10: Planta termosolar Puerto Errado 2.....	19
Figura 11: Esquema del funcionamiento del disco parabólico	20
Figura 12: Planta termosolar Maricopa Solar Project.....	21
Figura 13: Planta solar Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah).....	22
Figura 14: Sombreado y bloqueo de la pérdida de flujo solar	23
Figura 15: Estructura de un heliostato	26
Figura 16: Funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento	30
Figura 17: Esquema del funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento	32
Figura 18: Planta SSPS-CRS de Almería (1981).....	33
Figura 19: Planta Solar One, California (1982).....	33
Figura 20: Planta solar Jianging, provincia de Jiangsu, China (2005).....	33
Figura 21: Planta Solar Two, California (1996)	33
Figura 22: Planta solar PS10, Sevilla (2007).....	34
Figura 23: Ivanpah Solar Electric Generating System (2018).....	34

Figura 24: Planta termosolar PS10	34
Figura 25: Planta termosolar PS20	34
Figura 26: Planta termosolar Gemasolar.....	34
Figura 27: Mapas de las zonas de radiación solar global media diaria en las islas Canarias occidentales.....	40
Figura 28: Mapas de las zonas de radiación solar global media diaria en las islas Canarias orientales.....	40
Figura 29: Potencia eléctrica a partir de fuentes renovables en Canarias, en 2019.....	41
Figura 30: Modelo digital de la isla	67
Figura 31: Mapa topográfico de la isla	67
Figura 32 y 33: vista de satélite y mapa topográfico de Fuerteventura	68
Figura 34: Mapa topográfico de la ubicación 1	68
Figura 35: Mapa topográfico de la ubicación 2	69
Figura 36: Mapa topográfico de la ubicación 3	69
Figura 37: Mapa topográfico de la ubicación 4	70
Figura 38: Mapa topográfico de la ubicación 5	70
Figura 39: Heat trace para tuberías, válvulas y tanques de almacenamiento.....	98
Figura 40: Ángulo de declinación.....	173
Figura 41: Ángulo horario	174
Figura 42: Ángulo de latitud y longitud.....	174
Figura 43: Ángulo de altitud solar, ángulo cenital y ángulo azimutal solar	175
Figura 44: Ángulo cenital, pendiente, ángulo azimutal de superficie y ángulo azimutal solar para una superficie inclinada. Vista en planta que muestra el ángulo azimutal solar	176
Figura 45: Efecto coseno para dos heliostatos ubicados en posiciones distintas.....	178

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Porcentaje de la potencia de los CSP en todo el mundo de plantas que están operativas, en construcción y desarrollo.	15
Gráfico 2: Contexto histórico de las centrales termosolares de torre central.	34
Gráfico 3: Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2019, desglosada por islas	39
Gráfico 4: Evolución anual de la potencia eólica y fotovoltaica instalada en Fuerteventura en 2019.....	47
Gráfico 5: Porcentaje de producción industrial de aguas en Fuerteventura.....	54
Gráfico 6: Capacidad instalada de tecnologías renovables.....	57
Gráfico 7: LCOE frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	75
Gráfico 8: Energía anual eléctrica entregada a la red frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.....	75
Gráfico 9: Factor de capacidad frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	76
Gráfico 10: Consumo total de agua frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	76
Gráfico 11: Número de heliostatos frente a múltiplo solar.....	77
Gráfico 12: Coste de inversión total / Energía anual eléctrica entregada a la red frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	77
Gráfico 13: Coste de inversión total frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	78
Gráfico 14: Energía anual eléctrica entregada a la red / Total espacio ocupado frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento	78
Gráfico 15: Total espacio ocupado frente a múltiplo solar.....	79
Gráfico 16: Solapamiento de la curva de energía eléctrica, la de los costes de inversión y la del LCOE para un almacenamiento de 4 horas.....	80

Gráfico 17 y 18: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5.....	83
Gráfico 19 y 20: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.8.....	84
Gráfico 21: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5.....	85
Gráfico 22: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM entre 2.5 y 1.8 para los valores promedio anuales.....	86
Gráfico 23 y 24: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3.....	87
Gráfico 25: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3.....	88
Gráfico 26: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM entre 3 y 2.2 para los valores promedio anuales.....	89
Gráfico 27 y 28: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	91
Gráfico 29: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	92
Gráfico 30 y 31: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge thermal power y TES discharge thermal power para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	93
Gráfico 32 y 33: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	93
Gráfico 34 y 35: Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	94
Gráfico 36 y 37: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	94

Gráfico 38 y 39: Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1.....	96
Gráfico 40 y 41: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	99
Gráfico 42: Total electric power to grid para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	100
Gráfico 43 y 44: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2	102
Gráfico 45: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2	103
Gráfico 46 y 47: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y comparando HTF 1 frente a HTF 2.....	104
Gráfico 48 y 49: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	106
Gráfico 50: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	107
Gráfico 51 y 52: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	108
Gráfico 53 y 54: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	108
Gráfico 55 y 56: Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power	

receiver/tower HTF pump para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1.....	109
Gráfico 57 y 58: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	111
Gráfico 59: Total electric power to grid para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	112
Gráfico 60 y 61: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2	114
Gráfico 62: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2	115
Gráfico 63 y 64: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y comparando HTF 1 frente a HTF 2.....	116
Gráfico 65 y 66: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	118
Gráfico 67: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	119
Gráfico 68 y 69: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	120
Gráfico 70 y 71: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	120
Gráfico 72 y 73: Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	121

Gráfico 74 y 75: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	122
Gráfico 76: Total electric power to grid para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	124
Gráfico 77 y 78: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2	126
Gráfico 79: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2	127
Gráfico 80 y 81: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y comparando HTF 1 frente a HTF 2.....	128
Gráfico 82 y 83: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	130
Gráfico 84: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	131
Gráfico 85 y 86: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	132
Gráfico 87 y 88: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	132
Gráfico 89 y 90: Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1.....	133
Gráfico 91 y 92: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	134

Gráfico 93: Total electric power to grid para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	135
Gráfico 94 y 95: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2	137
Gráfico 96: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2	138
Gráfico 97 y 98: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y comparando HTF 1 frente a HTF 2.....	139
Gráfico 99: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 19-20 de enero	149
Gráfico 100: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 23-24 de febrero	150
Gráfico 101: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 9-10 de marzo.....	150
Gráfico 102: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 21-22 de abril	151
Gráfico 103: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 9-10 de mayo.....	151
Gráfico 104: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 27-28 de junio.....	152
Gráfico 105: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 18-19 de julio	152

Gráfico 106: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 20-21 de agosto	153
Gráfico 107: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 5-6 de septiembre	153
Gráfico 108: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 21-22 de octubre.....	154
Gráfico 109: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 17-18 de noviembre.....	154
Gráfico 110: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 22-23 diciembre.....	155

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de receptores	27
Tabla 2: Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2019, desglosada por islas	38
Tabla 3: Porcentaje de potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias en el año 2019.....	39
Tabla 4: Características de las instalaciones de almacenamiento energético presentes en Canarias.....	42
Tabla 5: Evolución de las emisiones de GEI en las centrales térmicas de generación de electricidad de Canarias	43
Tabla 6: Evolución anual de la potencia eólica y fotovoltaica instalada en Fuerteventura en 2019.....	46
Tabla 7: Evolución anual de la potencia eléctrica en b.a. instalada en Fuerteventura hasta 2019.....	48
Tabla 8: Potencia eléctrica instalada en Fuerteventura y en Canarias en función de la fuente de energía primaria utilizada, teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica a la salida de los inversores.....	49
Tabla 9: Potencia eléctrica instalada en Fuerteventura y en Canarias en función de la fuente de energía primaria utilizada, teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica en paneles.....	50
Tabla 10: Evolución de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen	51
Tabla 11: Producción mensual bruta de energía eléctrica en Canarias, por origen, en 2019	52
Tabla 12: Producción de energía eléctrica bruta, en Fuerteventura y en Canarias, en función de la fuente de energía primaria utilizada.....	53
Tabla 13: Datos de la capacidad nominal actual de producción industrial de la desalación de agua de mar en plantas públicas y privadas	54

Tabla 14: Datos de la capacidad nominal actual de producción industrial de la depuración de aguas residuales urbanas en plantas públicas y privadas	54
Tabla 15: Cantidad total de producción industrial de aguas	55
Tabla 16: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica	57
Tabla 17: Variación de la irradiación normal directa para cada posible ubicación	71
Tabla 18: Valores principales por defecto en el programa SAM.....	73
Tabla 19: Valores de las distintas variables para cada almacenamiento con LCOE mínimo	82
Tabla 20: Fluidos caloportadores utilizados en los diferentes estudios.....	90
Tabla 21: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	101
Tabla 22: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	101
Tabla 23: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1	101
Tabla 24: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2	105
Tabla 25: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2	105
Tabla 26: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2	106
Tabla 27: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	113
Tabla 28: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	113
Tabla 29: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1	113
Tabla 30: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2	117

Tabla 31: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2.....	117
Tabla 32: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2	118
Tabla 33: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	125
Tabla 34: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	125
Tabla 35: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1	125
Tabla 36: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2	129
Tabla 37: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2.....	129
Tabla 38: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2	129
Tabla 39: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	136
Tabla 40: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1.....	136
Tabla 41: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1	136
Tabla 42: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2	140
Tabla 43: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2.....	140
Tabla 44: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2	140

Tabla 45: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa).....	141
Tabla 46: Desglose de la variable Total installed cost para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa)	141
Tabla 47: Desglose de la variable Total annual water usage cycle + mirror washing para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa)	142
Tabla 48: Análisis comparativo de las variables más reseñables de los distintos estudios realizados	143
Tabla 49: Análisis comparativo de las variables más reseñables para los estudios con almacenamiento de 5 horas, un SM de 3 y HTF 1, utilizando refrigeración por aire y refrigeración húmeda (evaporativa).....	146
Tabla 50: Factor de emisión del sistema eléctrico para cada isla. Año 2019	147
Tabla 51: Emisiones evitadas y porcentaje de reducción que se logra para alcanzar los objetivos del PNIEC y del EECan25	148
Tabla 52: Proyecto ACME Solar Tower.....	179
Tabla 53: Proyecto Ashalim Plot B (Megalim)	180
Tabla 54: Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah).....	181
Tabla 55: Proyecto Dahan Power Plant	182
Tabla 56: Proyecto Gemasolar Thermosolar Plant (Gemasolar)	183
Tabla 57: Proyecto Greenway CSP Mersin Tower Plant.....	184
Tabla 58: Proyecto Hami 50 MW CSP Project	185
Tabla 59: Proyecto Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)	186
Tabla 60: Proyecto Jemalong Solar Thermal Station)	187
Tabla 61: Proyecto Jülich Solar Tower.....	188
Tabla 62: Proyecto Khi Solar One	189
Tabla 63: Proyecto Luneng Haixi 50MW Molten Salt Tower	190
Tabla 64: Proyecto NOOR III.....	191

Tabla 65: Proyecto Planta Solar 10 (PS10).....	192
Tabla 66: Proyecto Planta Solar 20 (PS20).....	193
Tabla 67: Proyecto Qinghai Gonghe 50 MW CSP Plant.....	194
Tabla 68: Proyecto Shouhang Dunhuang 10 MW Phase I	195
Tabla 69: Proyecto Shouhang Dunhuang 10 MW Phase II.....	196
Tabla 70: Proyecto Sundrop CSP Project	197
Tabla 71: Proyecto SUPCON Delingha 10 MW Tower.....	198
Tabla 72: Proyecto SUPCON Delingha 50 MW Tower.....	199
Tabla 73: Proyecto Atacama-1.....	200
Tabla 74: Proyecto DEWA CSP Tower Project	201
Tabla 75: Proyecto Golmud	202
Tabla 76: Proyecto Yumen 50MW Molten Salt Tower CSP project.....	203
Tabla 77: Proyecto Aurora Solar Energy Project	204
Tabla 78: Proyecto Copiapó.....	205
Tabla 79: Proyecto Golden Tower 100MW Molten Salt project.....	206
Tabla 80: Proyecto Likana Solar Energy Project.....	207
Tabla 81: Proyecto MINOS	208
Tabla 82: Proyecto Redstone Solar Thermal Power Plant.....	209
Tabla 83: Proyecto Shangyi 50MW DSG Tower CSP project.....	210
Tabla 84: Proyecto Tamarugal Solar Energy Project	211
Tabla 85: Proyecto Huanghe Qinghai Delingha 135 MW DSG Tower CSP Project...	212
Tabla 86: Proyecto Lake Cargelligo	213
Tabla 87: Proyecto Sierra SunTower (Sierra).....	214
Tabla 88: Proyecto Yumen 100MW Molten Salt Tower CSP project.....	215

ESTUDIO DE UNA PLANTA SOLAR TERMOELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA DE TORRE EN LA ISLA DE FUERTEVENTURA

RESUMEN

Este Trabajo de Fin de Grado (TFG) presenta el diseño de una planta solar termoeléctrica que se localiza en la isla de Fuerteventura, Islas Canarias. Se plantean diversas regiones de la isla, aunque una en concreto ha sido seleccionada por sus características topográficas y climáticas. Esta central contará con una capacidad de 15 MW de potencia eléctrica, lo que equivaldría a alimentar al 100% de las plantas de desalación de agua de mar de la isla. Para ello, utilizará una tecnología de torre. En el presente trabajo se tratarán aspectos vinculados a la generación de energía solar termoeléctrica (infraestructuras, funcionamientos, almacenamiento térmico...), el cálculo de los parámetros necesarios para su óptimo diseño y operatividad, el análisis de los resultados económicos y energéticos tras una simulación en el programa *System Advisor Model* (SAM), etc. Todo ello derivará en el diseño de una planta solar termoeléctrica de torre ubicada en 28° 24' 40.7"N y 13° 58' 18.4"W. Esta ha sido estudiada en función de diversos tamaños de almacenamiento que emplean depósitos de sales fundidas. Entre otros resultados, resulta reseñable que, para el estudio de la planta con un valor de múltiplo solar de 3 y un almacenamiento térmico de 9 horas, se conseguiría la reducción en un 0.07 % de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a lo establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, lo que equivale a un descenso del 7.96% de las producidas en Fuerteventura en el año 2018. También, el ascenso a 649.59MW de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias y del 0.67% de la producción de energía eléctrica bruta en comparación con 2019.

PALABRAS CLAVE

Tecnología de energía solar de concentración (CSP, *Concentrating Solar Power*), planta termosolar de torre central, radiación solar, almacenamiento térmico, programa *System Advisor Model* (SAM).

ABSTRACT

This Bachelor's Degree Final Project (TFG) presents the design of a solar thermal plant which is located on the island of Fuerteventura, Canary Islands. Various regions of the island are considered, although one particularly has been selected for its topographic and climatic characteristics. This plant will have a capacity of 15 MW of electrical power, which would be equivalent to feeding 100% of the island's seawater desalination plants. For this purpose, it uses tower technology. In this project, several aspects such as the following ones will be presented: the generation of solar thermal energy (infrastructures, operations, thermal energy storage...), the calculation of the necessary parameters for its optimal design and proper functioning, the analysis of the economic and energy results after a simulation in the System Advisor Model (SAM) software, etc. All of this will lead to the design of a tower thermoelectric solar plant located at 28° 24' 40.7"N and 13° 58' 18.4"W. It has been studied based on several energy storage sizes that use molten salt tanks. Among other results, it is noteworthy that, for the study of the plant with a solar multiple value of 3 and a thermal energy storage of 9 hours, the greenhouse gas emissions would be reduced by 0.07% with respect to what is established in the National Integrated Energy and Climate Plan 2021-2030. This is equivalent to a decrease of 7.96% of those produced in Fuerteventura in 2018. Also, the rise to 649.59MW of the electric power of renewable origin installed in the Canary Islands and to 0.67% of the gross electric power production compared to 2019.

KEYWORDS

Concentrating solar power technology (CSP, *Concentrating Solar Power*), solar thermal plant on a central tower, solar radiation, thermal energy storage, System Advisor Model (SAM) software.

GLOSARIO

Consumos auxiliares: es la energía empleada por los equipos auxiliares de las centrales. Estos resultan esenciales para la operatividad de las instalaciones de producción [1].

Dióxido de carbono equivalente (CO₂ equivalente): es la unidad de medida universal que se utiliza para indicar el calentamiento de cada uno de los seis Gases de Efecto Invernadero (GEI) [1].

Energía primaria: es cualquier forma de energía que esté disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada. Puede ser en forma directa (como en las energías hidráulicas, eólica, solar) o tras un proceso de extracción o recolección (como el petróleo, el carbón mineral, la leña, etc.) [1].

Irradiación: es una de las magnitudes más utilizadas para medir la radiación solar. Concretamente, mide la energía de radiación solar incidente en una superficie. Esto es, la radiación que incide durante un período de tiempo sobre una superficie determinada. Se mide en J/m², pero con frecuencia también se utiliza Wh/m² (energía).

Irradiancia: es una de las magnitudes más utilizadas para medir la radiación solar. Específicamente, mide la potencia de la radiación solar por unidad de área. Esto es, la radiación que incide en un instante sobre una superficie determinada. Se mide en W/m² (potencia).

Potencia bruta (b.a.): es la máxima potencia que puede alcanzarse y medirse a la salida de los bornes del alternador, por unidad de producción, durante un periodo de tiempo específico [1].

Potencia eléctrica entregada a la red: es la máxima potencia que puede alcanzarse y medirse a la salida de la central, por unidad de producción; es decir, es la potencia bruta menos los consumos en generación (consumos auxiliares) [1].

Energías renovables: son aquellas que se obtienen a partir de los recursos naturales inagotables y desechos (tanto industriales como urbanos). Incluyen la eólica, solar, minihidráulica, biomasa, geotérmica, energía de las olas (undimotriz) y las mareas [1].

ALCANCE

Uno de los mayores retos de la sociedad actual es la reducción de los combustibles fósiles como recurso energético en favor del consumo de energías renovables. De esta forma, la Unión Europea pretende alcanzar “una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050” [2]. Bajo esta premisa, este Trabajo Fin de Grado (TFG) plantea el diseño, dimensionado y estudio de una planta termosolar de torre central para así poder contribuir a esa transición económica y energética a la que se aspira.

Los puntos analizados y que se tendrán en consideración para la elaboración de este TFG son los siguientes:

- La utilización de planta solar termoeléctrica con tecnología de torre por primera vez en las Islas Canarias (Fuerteventura).
- El análisis comparativo de la utilización de la planta termosolar frente a las tecnologías renovables ya instaladas en el archipiélago.
- Estudio de las posibles ubicaciones para la instalación de la planta termosolar diseñada.
- La optimización de los parámetros *Levelized Cost of Energy* (LCOE), *Field optical focus fraction*, *TES charge state* y *Total annual water usage cycle + Mirror washing* para garantizar un mejor rendimiento de la planta.
- El estudio de los resultados económicos y energéticos tras una simulación en el programa System Advisor Model (SAM)
- El análisis comparativo de los diferentes estudios realizados en función de dos tamaños de almacenamiento térmico (5 y 9 horas) y los distintos valores de múltiplo solar.
- La comparabilidad de los resultados al emplear dos tipos diferentes de fluidos caloportadores.
- El estudio de una única refrigeración, además de analizar el grado de afectación de los resultados cuando este tipo de refrigeración se cambia por otro.
- El impacto energético que supone la instalación de una planta para la demanda de energía eléctrica de la isla de Fuerteventura, Islas Canarias.
- La influencia del bloque de almacenamiento en el diseño de la central.
- La evaluación de la viabilidad de la planta diseñada.

Los datos y procesos que no se analizarán en este TFG son:

- Estudio medioambiental de los posibles impactos que originaría la central termosolar, con el fin de tomar medidas en favor de la protección del entorno y la biodiversidad, de acuerdo con la normativa nacional aplicable.
- El estudio del impacto social y económico que supondría la instalación de la planta termosolar de torre central para el entorno.
- La explicación de los procesos llevados a cabo por el programa SAM para obtener los resultados de las simulaciones realizadas.
- La descripción del proceso que se lleva a cabo para la optimización de los parámetros relacionados con el campo solar.
- El funcionamiento del ciclo de potencia de forma detallada o los rendimientos relacionados con los equipos involucrados. Se dejarán los valores que ofrece por defecto el System Advisor Model (SAM).
- Estudio del método de transporte del agua a la planta termosolar cuando se utilice refrigeración húmeda (evaporativa).
- Estudio de los diferentes modelos que utiliza el programa SAM para las simulaciones.

En este TFG, todos los resultados utilizan el punto como separador decimal, a excepción de los recogidos en el Anuario Energético de Canarias [1], el Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura [14], el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 [3] y las tablas del Anexo 2.

CONTEXTO

Las evidencias sobre los perjuicios que ocasionan las emisiones resultantes del uso de fuentes de energía basadas en combustibles fósiles sobre el medio ambiente han sido las impulsoras de la elaboración de esta propuesta. El cambio de las políticas ambientales, económicas y sociales en favor de tecnologías sostenibles con enfoques renovables deben ser el engranaje que estimulen una mejoría de las condiciones de nuestro planeta. Y esta transformación no puede ir mejor acompañada que con diseños de instalaciones de producción de energía que utilicen recursos naturales ilimitados e inagotables como el Sol para lograr su objetivo de abastecer a la población. Por este motivo, surge este Trabajo de Fin de Grado (TFG) sobre el diseño, dimensionado y estudio de una central termosolar de torre central localizada en Fuerteventura, Islas Canarias.

Esta central termoeléctrica pretende sumarse a los objetivos y medidas que los países de la Unión Europea han establecido para conseguir que sean neutros en emisiones de carbono en 2050. Ante este panorama actual, para alcanzar ese fin así como los abordados en el Acuerdo de París (2015), cada uno de estos países ha elaborado un proyecto sobre el cambio climático que, en España, ha sido denominado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030: el PNIEC.

El PNIEC “persigue una reducción de un 23% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. Este objetivo de reducción implica eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten actualmente” [3]. Para alcanzarlo, es esencial el papel que juegan las energías renovables, entre las que se encuentra la tecnología solar termoeléctrica.

La instalación de la planta diseñada en este TFG podría suponer un aumento de la capacidad instalada de tecnologías renovables en comparación con la situación actual. Esto favorecería el cumplimiento de uno de los objetivos del PNIEC de alcanzar hasta 5 GW de potencia producida por plantas solares termoeléctricas en el intervalo de tiempo entre 2020 y 2030.

Asimismo, supondría un impulso de este tipo de tecnologías de aprovechamiento del recurso solar en Fuerteventura, lugar que actualmente no dispone de este tipo de centrales termosolares. De hecho, la Comunidad Autónoma de Canarias, en general, se caracteriza por su gran dependencia del exterior a través del uso de combustibles fósiles perecederos y

elevados costes de generación del exterior. Esto resulta llamativo si se consideran las condiciones climáticas y la disponibilidad de variedad de recursos renovables presentes en las islas, y pertinentemente, en Fuerteventura. Además, la implementación de fuentes de energía renovable en la isla permitiría la fructificación de la economía local, un aumento del potencial de ahorro energético y una mejora de la eficiencia energética en todos los sectores de actividad, especialmente en la gestión del agua cuyas infraestructuras requieren de consumos energéticos elevados. Todo ello viene recogido en el documento de Estrategia Energética de Canarias 2015-2025, también denominado EECan25 [4], con el que se quiere abordar el crecimiento sostenible de la economía regional, cuestionando, para ello, el sistema energético actual.

En definitiva, es necesario abogar por una transición renovable de forma inminente ante este problema global con muchas consecuencias ya irreversibles. Transición que vendrá impulsada por un cambio en el sector energético a través de formas alternativas de generación de electricidad, como las centrales termosolares de torre central. Apostar por diseños e instalaciones de este tipo permitirán abastecer las necesidades de la población, proporcionando gran parte del suministro eléctrico mundial en el futuro.

CAPÍTULO 1: EL SOL COMO RECURSO. GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA. TIPOLOGÍA.

Desde la Antigüedad hasta los tiempos actuales, los seres humanos han observado la bóveda celeste en busca de explicaciones a los distintos fenómenos que tenían lugar; desde aquellas luces que se movían por el cielo nocturno hasta la que hoy conocemos como la principal estrella de nuestro sistema: el Sol.

Como recoge Paul Breeze [5], el Sol es un astro que emite grandes cantidades de energía hacia el espacio. Estas son generadas en forma de radiación gamma desde el interior de su núcleo a través de reacciones de fusión entre protones. La temperatura en el interior del núcleo es superior a la que puede ser medida en la superficie del cuerpo celeste, ya que la distancia que tiene que recorrer hasta la capa externa hace que vaya descendiendo paulatinamente hasta llegar a los 6000 K. Asimismo, desde esta superficie, se irradia en todas direcciones cerca de 230 millones de W por cada metro cuadrado. Esta irradiancia disminuye a medida que aumenta la distancia al Sol. De esta manera, si la distancia promedio de la Tierra al Sol es de unos 149600000 km, “la cantidad de radiación solar que atraviesa un metro cuadrado perpendicular a la dirección de los rayos solares es, según las estimaciones más recientes, 1361 W / m². Esta cifra se conoce comúnmente como constante solar”. A pesar del término, esta cifra no es constante pues varía de forma inversamente proporcional al cuadrado de la distancia desde la Tierra hasta el Sol. A su vez, esta cifra presenta una fluctuación del 6.9% durante el año [6].

Antes de llegar a la atmósfera terrestre, Paul Breeze [5] describe la composición de la radiación, principalmente, por divisiones según sea infrarroja (56%), visible (36%) y ultravioleta (7%). Sin embargo, al atravesar la atmósfera, dicha radiación disminuye debido a varios factores:

- Una parte se dispersa en todas direcciones a causa de la presencia de moléculas y polvo. Como consecuencia, parte regresa de nuevo al espacio y otra caerá hacia la superficie de la Tierra como radiación difusa.
- Otra se ve reflejada hacia el espacio ante la aparición de nubes. Esto juega un papel fundamental en la regulación térmica de la atmósfera y la superficie terrestre.
- Entre otros, la radiación ultravioleta es absorbida por átomos y moléculas como el nitrógeno y el oxígeno. Este último, a consecuencia, se divide para producir ozono

y, al igual que el vapor de agua y el dióxido de carbono, para recoger parte de la región infrarroja.

Como resultado de estos efectos, la radiación que llega a la Tierra es directa o difusa. La radiación solar directa, o también conocida como radiación del haz, es la que llega directamente del sol, es decir, aquella que no ha sufrido alguna dispersión al atravesar la atmósfera terrestre. Por el contrario, la radiación solar que sí ha sufrido una dispersión (desviándose de su dirección original) debido a los efectos mencionados anteriormente se le conoce como radiación solar difusa. [7]

La primera, esto es, la radiación solar directa, alcanza un valor de 1050 W/m^2 en la superficie de la Tierra. Esta junto con la radiación difusa consigue un valor de 1120 W/m^2 en condiciones óptimas. De esta manera, la composición de la radiación en este punto es de un 50% de radiación visible y un 47% de infrarrojos, aproximadamente.

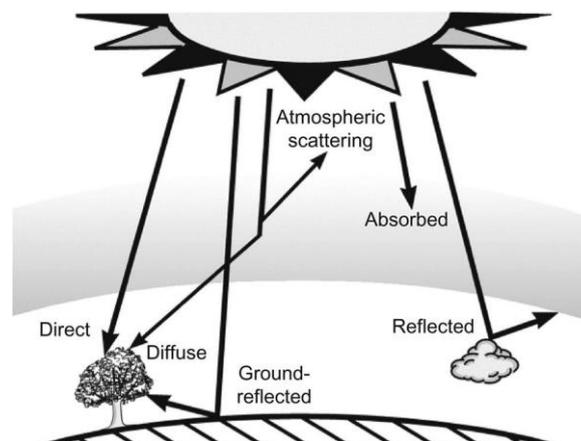


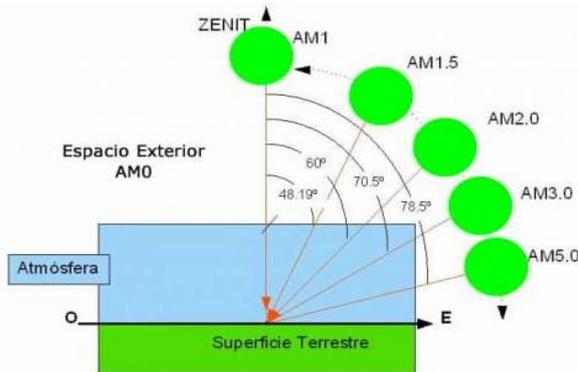
Figura 1: Componentes de la radiación solar en la atmósfera terrestre.

Fuente: *Newport Corporation.*

Otro factor notable, según Paul Breeze [5], es la rotación de la Tierra. Al mediodía, la distancia que recorre la radiación solar desde la atmósfera hasta la superficie terrestre es menor. Por el contrario, cuando la Tierra continúa su proceso de rotación, esta distancia desde el mismo área de estudio aumenta, llegando a ser máxima cuando el Sol se pone. Por lo tanto, como la radiación disminuye a medida que aumenta la distancia, se consigue una mayor radiación directa cuando el Sol se encuentra en el zenit y se hace cero hasta la puesta de Sol, a partir de donde ya solo hay radiación difusa, hasta que cae la noche y no hay luz solar. “Como consecuencia, el flujo solar promedio en cada metro cuadrado de la Tierra, teniendo en cuenta

el hecho de que cada metro cuadrado está en la oscuridad durante parte del tiempo, es de 170 W/m^2 .

Para cuantificar todos los efectos, provocados por los factores previamente mencionados, sobre la intensidad con la que llega la radiación solar a la superficie terrestre, se utiliza el factor de masa de aire (AM). Este se puede ver representado en la figura 2. Además, para este TFG, resulta relevante consultar el anexo 1.



AM0 corresponde a la radiación solar en la atmósfera terrestre. AM1 hasta AM5.0 representa está en la superficie de la Tierra cuando el Sol se encuentra en el zenit hasta un ángulo de 78.5° .

Figura 2: Clasificación de la radiación solar utilizando el factor de masa de aire.

Fuente: Alonso Lorenzo.

Por otro lado, la orientación del planeta con respecto al Sol influye en la irradiación. El motivo radica en que esta no se distribuye uniformemente, tal y como se puede observar en la siguiente figura 3, a nivel mundial, y la figura 4, a nivel estatal:

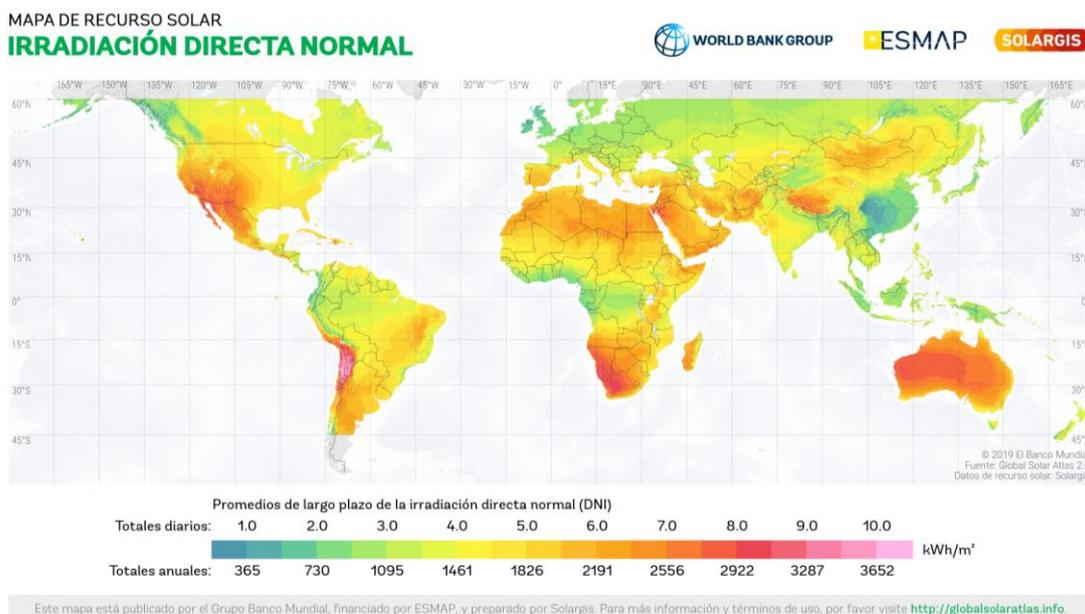


Figura 3: Mapa mundial de irradiación directa normal (*The World Bank 2020*).

Fuente: *Global Solar Atlas 2.0*, Datos de recursos solares: Solargis



Figura 4: Mapa de irradiación directa normal en España (*The World Bank* 2020).

Fuente: *Global Solar Atlas 2.0*, Datos de recursos solares: Solargis.

La distribución de la irradiación apreciable en las figuras anteriores se ha tenido en consideración en este TFG a la hora de crear una solución alternativa a la generación de electricidad en detrimento de los combustibles fósiles y en favor de la energía solar en un mundo libre de emisiones de carbono. Es innegable el potencial que ha tenido y tiene este recurso natural en el desarrollo y evolución de nuestra especie. Muchas de las fuentes de energía con las que se cuenta en la actualidad tienen como nexo común el calor que proporciona la luz del Sol, ya sea de forma directa o indirecta (lluvia, viento, olas...). La energía solar destaca por su abundancia y disponibilidad, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta.

No obstante, este recurso también se caracteriza por ser intermitente: por un lado, solo brilla durante el día por lo que no completa el ciclo de 24 horas; por otro lado, la intensidad de ese brillo depende del minuto y hora del día, así como de las condiciones climáticas. Ante esta

circunstancia, en este TFG se plantea un medio de almacenamiento de energía solar para garantizar la continuidad de la producción durante las horas inhabilitadas.

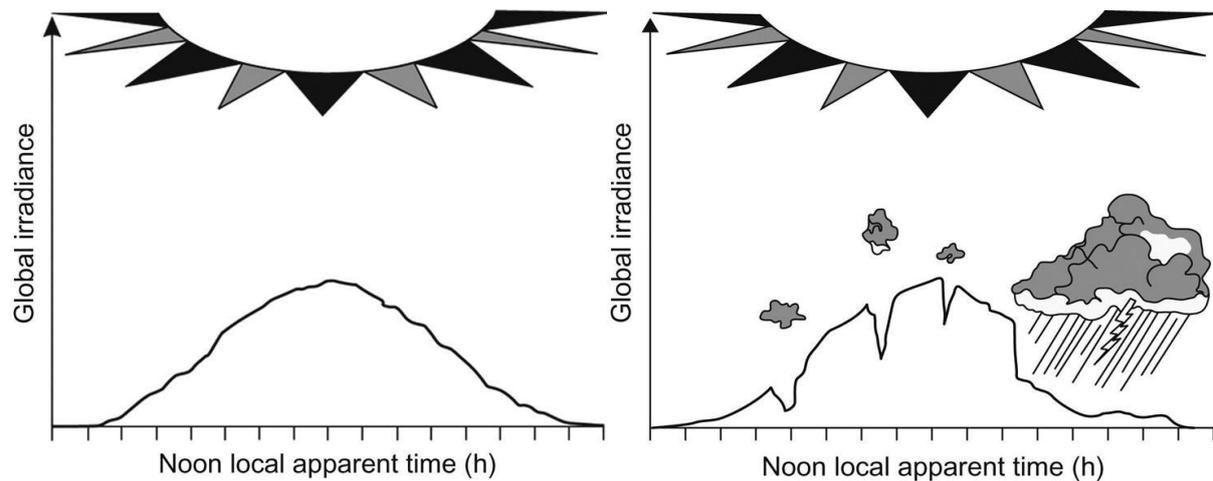


Figura 5: Variación diurna de la radiación solar en un día soleado (izquierda) y nublado (derecha). Fuente: *Newport Corporation*.

A pesar de esta intermitencia, la energía solar que cae sobre la Tierra permitiría el abastecimiento de la demanda energética anual actual con tan solo una hora. Por esta razón, cada vez más empresas apuestan por la explotación, de forma directa, de esta fuente de energía renovable que es ya considerada como la mejor y más valiosa de la que disponemos. Para hacerlo, actualmente, se colecciona y transforma a través de células fotovoltaicas o turbinas térmicas. Pero ¿en qué consiste cada uno de estos procesos?

De acuerdo con Paul Breeze [5], el primer método se basa en la utilización de una célula solar o fotovoltaica, esto es, “un dispositivo de estado sólido, estrechamente relacionado con el transistor o microchip, que puede absorber la luz solar y convertir la energía luminosa absorbida en energía eléctrica”. El segundo procedimiento de aprovechamiento de la energía solar para producir electricidad consiste en la conversión de la radiación electromagnética proveniente del Sol en calor para impulsar un motor térmico, como una turbina de vapor o de gas. Ambos procedimientos de producción de energía, tanto las plantas de energía solar termoeléctricas como las tecnologías solares fotovoltaicas de concentración, requieren radiación solar directa para funcionar con eficacia, por lo que es necesario abstenerse de lugares en los que la nubosidad pueda interferir. La energía solar que utilizan las plantas basadas en la concentración solar se mide como irradiancia normal directa incidente (DNI, Direct Normal

Irradiance) y corresponde a la potencia recibida por unidad de área superficial perpendicular a los rayos solares.

En este TFG, se planteará y diseñará una planta de energía solar termoeléctrica que utilizará el sol como fuente de calor. Por ello, a continuación, se profundizará en el funcionamiento de este tipo de tecnología, los tipos de centrales que existen hasta el momento y cuál será la propuesta para este proyecto.

1.1. Generación de energía solar termoeléctrica

Las plantas termosolares utilizan la luz del Sol como fuente de calor, la cual será el hilo conductor que potenciará la producción de energía. La cuestión es: ¿cómo se captura dicha radiación y cuál es la que absorbe?

Tal y como explica Paul Breeze [5], la generación de energía solar térmica se basa en la asimilación de la radiación infrarroja que llega a la superficie terrestre. Esta tendrá que estar concentrada para poder alcanzar una temperatura lo suficientemente alta como para calentar un fluido termodinámico. Este tendrá el objetivo de impulsar un motor térmico, esto es, un dispositivo que convierte la energía térmica en energía mecánica. Este “extrae energía de un fluido termodinámico mediante un ciclo por el que pasa el fluido y mediante un gradiente de temperatura”. Para crear este último, debe haber: por un lado, una fuente caliente para proporcionar calor al fluido en un lado de dicho ciclo (en este caso, el Sol); por otro lado, una fuente fría (normalmente aire o agua) para enfriarlo en el lado opuesto. Seguidamente, tras atravesar un generador, la energía mecánica resultante pasará a ser energía eléctrica.

No obstante, todo este proceso no tendría cabida si no fuera por los espejos (también llamados colectores), encargados de lograr la concentración de la energía solar. Estos espejos forman lo que se conoce como un campo de captación solar. La energía solar que recogen puede emplearse para calentar fluidos de dos tipos: en el primer caso, el fluido calentado es el conocido como caloportador, cuya función es calentar a posteriori el fluido termodinámico utilizado para impulsar la máquina térmica; en el segundo caso, esta energía se utiliza para calentar directamente el fluido termodinámico a través de un intercambiador de calor. Para ello, se utilizan fluidos como aceite, agua y vapor, mezcla de sales fundidas o sodio líquido.

Todo ello hace que, tal y como indica Paul Breeze [5], el campo de captación solar junto con el sistema de conversión de energía y, en algunos casos, el sistema de

almacenamiento de energía sean las secciones principales de una planta de energía solar termoeléctrica. De hecho, los principales tipos de centrales termosolares se definen por la forma en que concentran la energía solar y el material de dichos espejos es esencial para garantizar la eficiencia de la planta. En su mayoría, es el vidrio dadas sus características de durabilidad, capacidad de moldear según los intereses para los reflectores solares y el bajo coste (aunque este se vea aumentado, en ocasiones, por la creación de las formas parabólicas que requieren los reflectores). Otros materiales alternativos que se han probado pero han resultado menos fiables y duraderos son plásticos como el acrílico recubierto de plata o el aluminio pulido, así como técnicas basadas en “el uso de vacío para dar forma a una hoja de metal circular o el uso de matrices de secciones planas para simular una parábola”.

Estas combinaciones de espejos o lentes para concentrar la radiación solar directa para producir formas de energía útil como calor, electricidad o combustibles mediante diversas tecnologías posteriores es lo que se conoce como Sistemas de Energía Solar de Concentración, *Concentrating Solar Power (CSP)* [7].

En la actualidad, este mercado de tecnología termosolar aún se encuentra en el comienzo de su introducción en el mercado, comparable con la energía fotovoltaica de hace 15 años o la energía eólica hace 25 años, siendo ambas actualmente las que presentan mayor crecimiento en energías renovables [8]. Las plantas de energía solar termoeléctrica están en crecimiento paulatino y realizan una importante contribución a la producción de energía global mediante nuevas centrales que están siendo instaladas en muchas partes del mundo. Hay cuatro tecnologías termosolares primarias basadas en las formas de concentrar la energía solar, dos de ellos con un foco lineal y otras dos de foco puntual: plantas de colectores cilindro-parabólicos solares, reflectores de Fresnel lineales, plantas con tecnología de torre y plantas de disco parabólico (véase apartado 1.1.1 y 1.1.2). Aunque tienen características comunes, cada una es un tipo distinto de planta termosolar. A su vez, se han desarrollado otras tecnologías solares termoeléctricas aunque ninguna comercialmente a gran escala: estanques solares y chimeneas solares [5]. A continuación, se presenta una figura con la capacidad instalada de todos los tipos de CSP en todo el mundo con plantas que están operativas, en construcción o en desarrollo:

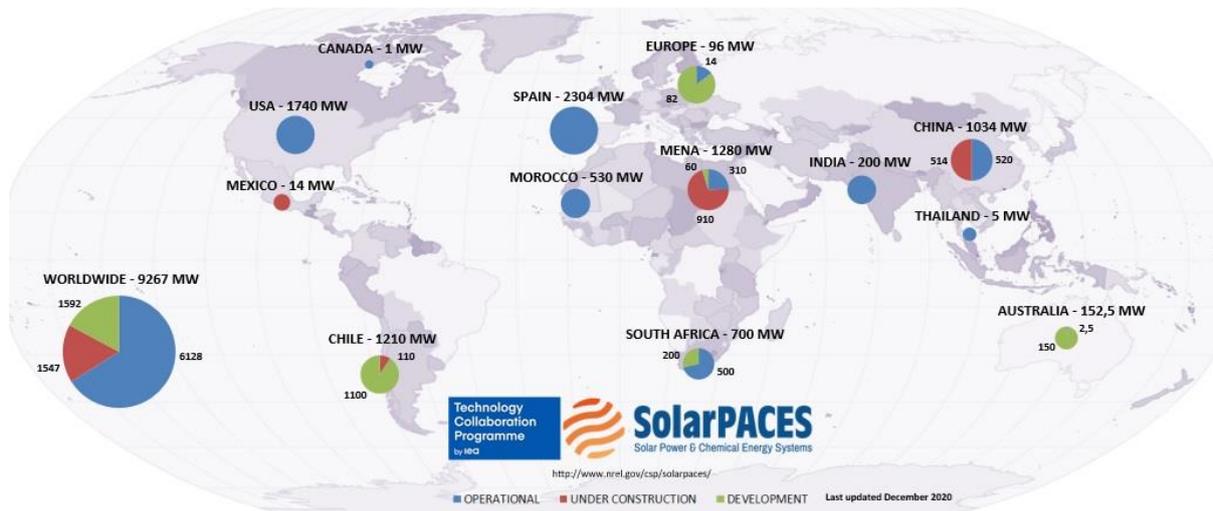
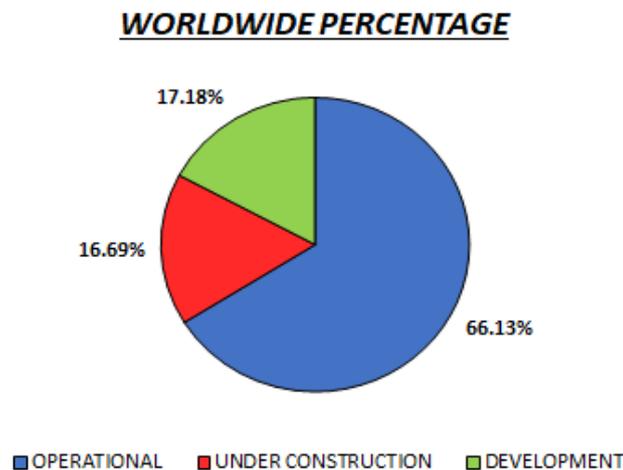


Figura 6: Proyectos de CSP en todo el mundo.

Fuente: SolarPACES.

Gráfico 1: Porcentaje de la potencia de los CSP en todo el mundo de plantas que están operativas, en construcción y desarrollo.



Fuente: Elaboración propia a partir de SolarPACES [23].

Tal y como se puede observar en la figura y gráfica anterior, en diciembre de 2020, 6128 MW (66.13%) pertenece a la producción de las CSP operativas en todo el mundo y los 3139 MW (33.87%) restantes corresponde a aquellas que están en desarrollo y en construcción. Además, es importante destacar que España es el país con mayor producción en todo el mundo, alcanzando un valor de 2304 MW (100% operativas) correspondiente al 24.86% de la producción en todo el mundo o el 37.60% de las CSP operativas hasta diciembre de 2020. Después le siguen Estados Unidos, la región de Mena y Chile respectivamente.

1.1.1. Tecnología de concentración solar de foco lineal

Se conoce como tecnología de concentración solar de foco lineal a aquellas plantas termosolares que concentran la radiación del Sol en un receptor lineal. Las dos tecnologías de concentradores dominantes son los colectores cilindro-parabólicos y los Fresnel lineales.

1.1.1.1. Plantas de colectores cilindro-parabólicos solares

De acuerdo con Paul Breeze [5], un colector cilindro-parabólico es un tipo especial de concentrador solar que tiene una sección transversal parabólica y es lineal en la tercera dimensión. Se trata de la tecnología termosolar moderna más antigua y emplea reflectores que rastrean al Sol para una máxima eficiencia.

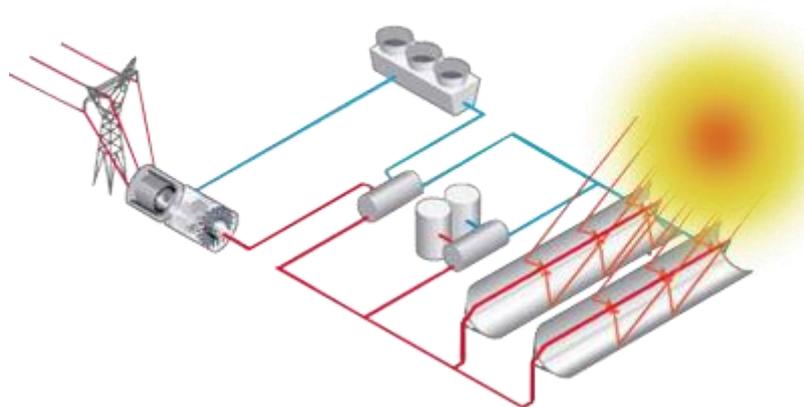


Figura 7: Esquema del funcionamiento de un colector cilindro-parabólico.

Fuente: Asociación de Electricidad Termosolar Europea (Estela Solar).

La forma de estos reflectores hace que, en este tipo de plantas, la luz solar se concentre a lo largo de una línea en el foco de la parábola que se extiende longitudinalmente por los colectores. En esta línea, se sitúa el receptor lineal, que es una tubería con una serie de características constructivas. Esta, en algunas ocasiones, puede tener aletas para ayudar a la absorción de calor del fluido caloportador que circula por su interior. Este fluido pasa a través de un intercambiador de calor donde se calienta el fluido termodinámico utilizado en el ciclo. También, se puede utilizar para calentar un sistema de almacenamiento, tal y como se observa en la figura 7. No obstante, el fluido termodinámico, a su vez, puede ser bombeado directamente a través del receptor lineal.

Los colectores cilindro-parabólicos constan de varios módulos, que deben alinearse cuidadosamente con sus vecinos, tal y como se puede observar en la figura 7. De esta manera, los módulos girarán alrededor de un eje a lo largo de su longitud para seguir al Sol a través del cielo. Es importante destacar que, si el objetivo es maximizar la producción, se deberán alinear los colectores de norte-sur solar, lo que permite el seguimiento de este-oeste al astro. Además, se dispondrán en filas paralelas como “un campo solar con un espacio entre las filas para minimizar el sombreado de los reflectores, al tiempo que permite un acceso suficiente para el mantenimiento y minimiza las tuberías y la energía de bombeo parásita para el fluido caloportador” [6]. Asimismo, garantizar el rendimiento de esta producción va a depender de la precisión de la geometría del sistema de captación de energía y la eficiencia de los receptores de calor. La eficiencia de captura de calor solar puede llegar hasta el 75% [5]. “Los concentradores solares de canal disponibles comercialmente alcanzan relaciones de concentración dentro del rango de 50 a 80” [6].

Algunos ejemplos de plantas de colectores cilíndricos-parabólicos localizados en España y que están operativas actualmente son: Andasol 1 localizada en Granada (Andalucía) con una capacidad nominal de 50 MW. Con la misma capacidad, también se encuentran Aste 1A y Solnova 4, localizadas en Ciudad Real (Castilla La Mancha) y Sevilla (Andalucía), respectivamente [9].



Figura 8: Planta termosolar CCP Andasol 1.

Fuente: SENER.

1.1.1.2. Plantas de colectores Fresnel lineales

Este tipo de plantas se caracterizan por su diseño simplificado de los colectores cilindro-parabólicos. “En lugar de utilizar reflectores parabólicos individuales, imita la forma parabólica con un conjunto de espejos planos (o casi planos) montados a nivel del suelo” [5]. Estos se colocan de forma paralela al suelo, de tal manera que cada reflector tenga una distancia focal diferente a su receptor. Como resultado de esta simplificación, el costo del campo solar también se reduce.

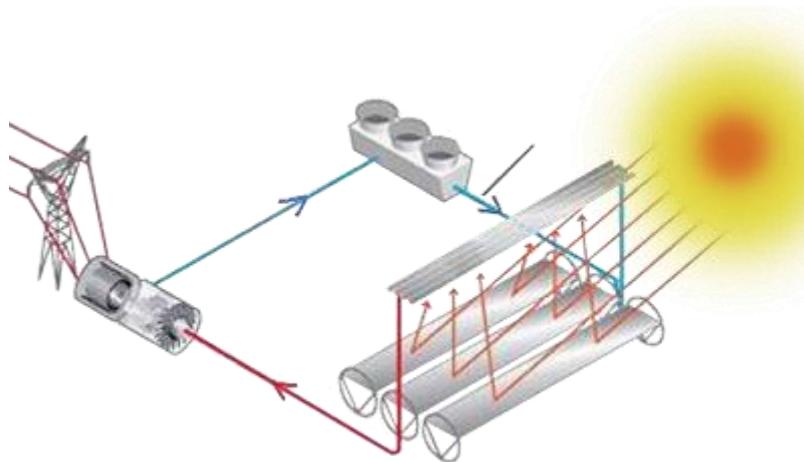


Figura 9: Esquema del funcionamiento de un colector Fresnel lineal.

Fuente: Asociación de Electricidad Termosolar Europea (Estela Solar).

De acuerdo con Paul Breeze [5], este tipo de colectores utilizan, generalmente, varios segmentos reflectantes largos individuales en lugar de un colector único, tal y como se aprecia en la figura 9. Como un cilindro parabólico, estos espejos largos y planos se pueden girar sobre sus ejes largos, que están orientados de norte a sur, de modo que puedan seguir al Sol a través del cielo. Además, la colección de espejos que enfocan la luz solar en un solo receptor puede ser mucho mayor de lo que es posible con un cilindro parabólico. No solo eso, sino que en zonas desérticas, este tipo de espejos, al encontrarse a nivel del suelo, reducen la resistencia al viento.

Asimismo, esta simplificación también se ve reflejada en el sistema de recepción de calor. Las plantas Fresnel utilizan, para ello, un conjunto de tubos absorbentes fijados a una cierta altura con respecto a los espejos. “Dado que no tienen que moverse, como sería necesario en el sistema cilindro-parabólico, la construcción del circuito receptor de calor es más simple y por lo tanto más económica”. No obstante, todas estas simplificaciones también tienen un

inconveniente: “el sistema Fresnel no es tan eficiente para recolectar y concentrar el calor solar como un cilindro parabólico. La eficiencia de la captación solar también es menor, con un máximo del 70%” [5]. “Los concentradores solares Fresnel lineales disponibles comercialmente alcanzan relaciones de concentración dentro del rango de 30 a 70” [6].

Al igual que en los colectores cilindro-parabólico, a través del receptor lineal, se bombea un fluido que colecta el calor que será después utilizado, ya sea de forma directa o indirecta, para producir vapor y accionar un generador de turbina de vapor.

Algunos ejemplos de plantas de colectores Fresnel lineales localizados en Murcia, España, y que están operativas actualmente son: Puerto Errado 1 y Puerto Errado 2 con una capacidad nominal de 1.4 MW y 30 MW, respectivamente [9].



Figura 10: Planta termosolar Puerto Errado 2.

Fuente: EBL (*Genossenschaft Elektra Baselland*).

1.1.2. Tecnología de concentración solar de foco puntual

La tecnología de concentración solar de foco puntual es aquella que concentra la radiación solar en un receptor central. Las dos tecnologías dominantes son los discos parabólicos y los sistemas receptores centrales, conocidos como torres solares.

1.1.2.1. Plantas de disco parabólico

Este tipo de plantas constan de un reflector parabólico que sigue al Sol a través del cielo. Su funcionamiento se basa en capturar y concentrar la luz solar en un receptor ubicado en el punto focal del disco, lo cual permite calentar un fluido [10]. Este calor puede transferirse directamente al fluido de trabajo o puede ser, a su vez, capturado por un fluido intermedio (fluido caloportador) que transferirá el calor al fluido de trabajo en un intercambio de calor. Posteriormente, el fluido de trabajo será usado para generar electricidad en un motor Stirling o una microturbina que estaría adjunta al receptor mencionado [5], tal y como se muestra en la siguiente figura:

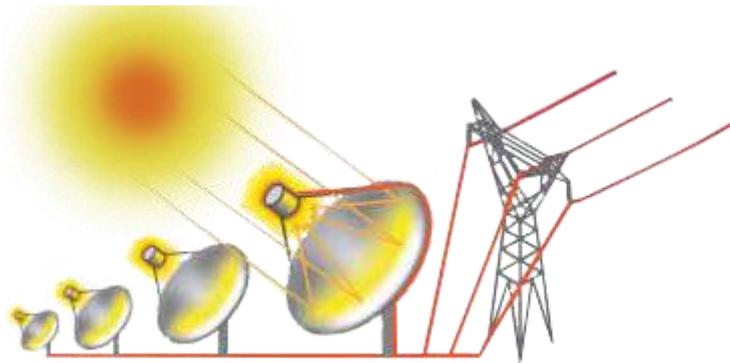


Figura 11: Esquema del funcionamiento del disco parabólico.

Fuente: Asociación de Electricidad Termosolar Europea (Estela Solar).

En aquellas plantas que emplean un motor Stirling, teóricamente, “es posible una eficiencia del 40%, aunque la eficiencia más alta que se ha logrado hasta ahora es de poco más del 31%”. Esta eficiencia es incluso menor cuando se emplea una microturbina, pero tienen la ventaja de ser más baratas. Además, se les puede agregar un aporte de calor suplementario de forma muy simple (quemando gas natural), que permitiría aumentar la producción cuando la entrada solar disminuye.

Por otro lado, los discos parabólicos dependen en gran medida de la construcción del reflector parabólico: ante el alto coste de un vidrio único del tamaño requerido, se plantea la alternativa de crear los discos parabólicos a partir de elementos más pequeños que se unen entre sí para formar el reflector más grande [5]. Al margen de su forma y materiales de construcción, es imprescindible tener en consideración su disposición. Los discos parabólicos deben ser colocados con espacio suficiente para minimizar las colisiones y sombras entre colectores, para garantizar el acceso por mantenimiento, y para reducir el número de tuberías y la cantidad de energía de bombeo para el fluido caloportador [6].

Son todas estas particularidades las que hacen que los proyectos de tecnología de disco parabólico puedan ofrecer una alta eficiencia en comparación con otras tecnologías solares termoeléctricas. De hecho, “los concentradores de disco parabólico disponibles comercialmente alcanzan proporciones de concentración de más de 2000” [6]. Sin embargo, esta tecnología tiene pocas posibilidades de desarrollarse dada la falta de proyectos comerciales operativos o en construcción. Actualmente, solo hay 2 plantas de este tipo, con una capacidad nominal de 1.5 MW, localizadas en Estados Unidos: *Maricopa Solar Project*, en Arizona, y *Tooele Army Depot*, en Utah. Pero, ninguna de estas plantas está operativa en estos momentos [9]. La razón puede estar vinculada con las características mencionadas anteriormente, las cuales hacen que este tipo de plantas sean más propias de sistemas a pequeña escala. Esto hace que tengan que competir con otras tecnologías solares termoeléctricas con características potencialmente más adecuadas para los diseños a gran escala.



Figura 12: Planta termosolar Maricopa Solar Project.

Fuente: Power Technology.

1.1.2.2. Plantas con tecnología de torre o sistemas de receptor central

Este tipo de planta será la desarrollada y diseñada en este TFG, por lo que será explicada en profundidad en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 2. GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA: PLANTA CON TECNOLOGÍA DE TORRE O SISTEMAS DE RECEPTOR CENTRAL

2.1. Introducción: concepto y características de una planta con tecnología de torre

Las plantas con tecnología de torre solar forman parte de la tecnología de foco puntual, debido a que concentran la radiación en un receptor central situado en la parte alta de una torre solar. Esta se encuentra rodeada por un campo de helióstatos (normalmente son grandes espejos cuadrados o rectangulares con seguimiento de dos ejes, con cierto parecido con el reflector de Fresnel).



Figura 13: Planta solar *Crescent Dunes Solar Energy Project* (Tonopah).

Fuente: Asociación de Electricidad Termosolar Europea (Estela Solar).

Estos espejos se colocan a nivel del suelo, separados y en estructuras que enfocan y siguen a través del cielo a los rayos del Sol. Aunque esto supone renunciar a la recolección de parte de la energía entrante, el objetivo de estar espaciados es evitar interferencias mecánicas y ópticas entre sí (véase figura 14). No obstante, en realidad la forma ideal para el campo sería una parábola gigante con el receptor en el centro; pero al ser imposible de construir, se descomponen en esa gran cantidad de pequeños espejos. Asimismo, la reducción de la cantidad de radiación de energía solar no solo se ve influenciada por el espaciamiento de los espejos, sino también debido a la posición fija del receptor. El motivo radica en que, de esta forma, los

helióstatos generalmente no apuntan directamente al sol, por lo que la cantidad de radiación solar recolectada por unidad de área de espejo se reduce en comparación con un disco parabólico (el efecto coseno). La luz que estos espejos reciben será después dirigida hacia el receptor térmico de la torre. La radiación absorbida se convertirá en energía térmica mediante un medio de transferencia de calor. Dicha energía térmica se utiliza para generar vapor sobrecalentado para la turbina [7] y [9].

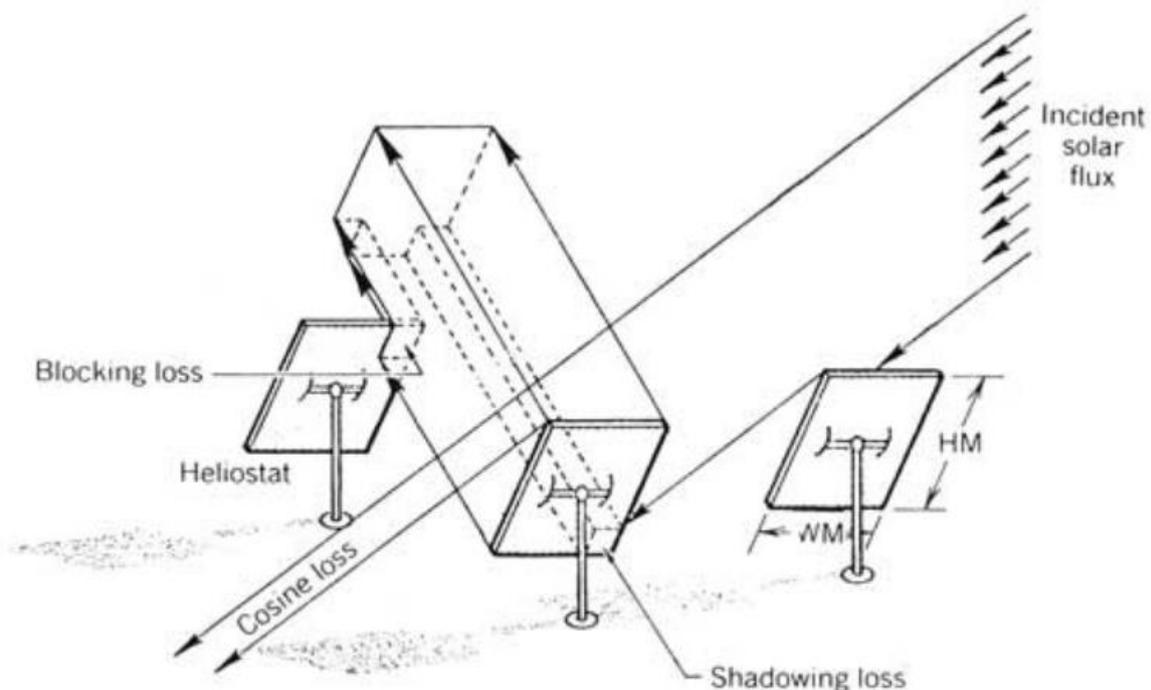


Figura 14: Sombreado y bloqueo de la pérdida de flujo solar.

Fuente: William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*.

Al margen de las limitaciones planteadas previamente en relación con los espejos recolectores, “los concentradores solares de receptor central de campo de heliostatos disponibles comercialmente alcanzan relaciones de concentración dentro del rango de 500 a 800” [6], las cuales son mucho más altas en comparación con los sistemas de foco lineal.

Este alto nivel de concentración afecta positivamente a la eficiencia de la planta, ya que cuanto mayor sea la concentración, mayores serán las temperaturas que se puedan alcanzar y, en consecuencia, de acuerdo con las leyes de la termodinámica, a mayor temperatura, mayor eficiencia del proceso de la planta de energía. En el caso del sistema de recolección de foco puntual de torre solar, este elevado nivel de concentración permite proporcionar una temperatura de 1000 ° C o más, con pérdidas reducidas. Concretamente, el motor térmico de

este tipo de central puede funcionar con un 20 % más de eficiencia que en una planta de colectores cilindro-parabólico [5], [7] y [8]. Aun así, en la realidad, la temperatura de las plantas de torre solar suele oscilar alrededor de 550 °C. Pero no afecta a que sigan teniendo una mayor eficiencia que las cilindro-parabólicas. Esta circunstancia implica, por tanto, un mayor rendimiento termodinámico [10].

El diseño óptico y la optimización de estos sistemas de torre son algo complicados por la gran cantidad de variables que se deben tener en cuenta, así como “la variación continua en la configuración y el rendimiento de cada uno de los helióstatos a medida que siguen al Sol e interactuar entre sí”. No obstante, las ventajas que este tipo de plantas ofrecen, dada la eficiencia de su recolección y la alta concentración y temperatura del calor recolectado, resultan de gran interés para muchas aplicaciones [7].

2.2. Partes de una planta termosolar de torre central con almacenamiento

Dado que una planta termosolar de torre central será la tecnología utilizada para la realización de este TFG, se procederá a detallar su funcionamiento así como las partes que componen una instalación de este tipo.

Las partes principales de captadores de este tipo son:

- Campo de captación: helióstatos, torre solar y receptor térmico.
- Fluido caloportador (*Heat Transfer Fluid*, HTF).
- Almacenamiento térmico (*Thermal Energy Storage*, TES).

2.2.1. Campo de captación

El campo de captación de energía solar en una torre central está formado por el **conjunto de helióstatos** que reflejan la radiación solar hasta un mismo punto de la torre, donde se encuentra el **receptor central**.

Con respecto a los helióstatos, sus características se valoran hasta el último detalle, puesto que resulta de vital importancia mantener su alta calidad y optimización, bajo coste, alta durabilidad y resistencia, y sencillo mantenimiento. Una de esas cualidades es su tamaño, el cual puede variar entre 10 m² 120 m². Sin embargo, este gran tamaño también puede suponer ciertas dificultades cuando se necesita alinearlos en presencia de vientos fuertes, por lo que existe la posibilidad de instalar superficies reflectantes que ocupen un área menor [5]. Por esta

circunstancia, es esencial tener en consideración no solo dichas condiciones ambientales y el área de los espejos, sino también la eficiencia de la planta. El motivo se encuentra en que, cuanto mayor sea la eficiencia de la planta, menor será el área del campo de colectores que la planta de energía necesita para generar la potencia eléctrica deseada [8].

La estructura de los helióstatos está formada por cuatro elementos esenciales que los caracterizan, puesto que aportan flexibilidad y adaptabilidad a la tecnología termosolar de torre frente a otras alternativas ecológicas. En primer lugar, se encuentra el espejo. Se trata de un elemento con superficie reflectante que está compuesto por varias facetas que están fijadas al soporte. Su forma es plana (es la tendencia predominante en las centrales actuales) o con cierta curvatura parabólica (sus costes son mayores, requiere mayor precisión, pero permitiría atenuar la dispersión de la luz incidente). En segundo lugar, cada helióstato consta de una estructura metálica que lo sostiene y permite su elevación sobre el suelo teniendo en consideración el espaciamiento y las posibles interferencias ópticas y mecánicas que pudieran surgir, tal y como se especificó en el apartado anterior. En tercer lugar, esta tecnología cuenta con un sistema de seguimiento solar de doble eje, normalmente en altura y azimut. Al estar totalmente motorizados y automatizados, junto con los movimientos de la estructura que soporta los espejos, estos ejes permitirán mantener el reflejo de los rayos solares sobre el receptor de la torre. En cuarto lugar, los helióstatos requieren de cimentación que los agarren al terreno. Dicha base junto con el resto de los elementos que lo componen permite la adaptabilidad del helióstato a terrenos con ligeras pendientes [14].

El control de estos helióstatos está gestionado por un sistema que puede estar centralizado (mediante un ordenador base que es responsable de todos los cometidos) o distribuido (cada helióstato cuenta con un controlador propio que está, a su vez, comunicado con el resto por medio del ordenador central). Independientemente del tipo de administración, sus funciones de actuación varían desde calcular la posición del Sol en cada momento, hasta medir la propia orientación del helióstato en cada instante, gestionar la comunicación entre helióstatos, detectar posibles errores que pudieran surgir, señalar y actuar en situaciones de emergencia, etcétera [11].

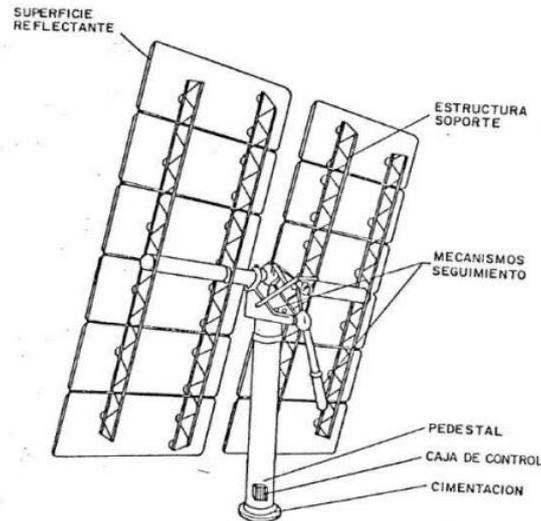


Figura 15: Estructura de un heliostato.

Fuente: J. V. Muñoz 2013.

La radiación solar recibida a través de los heliostatos es, posteriormente, dirigida hacia el receptor térmico. Este se encuentra situado a cierta altura del campo de espejos para asegurar el rendimiento de la planta termosolar. Para ello, se coloca en lo alto de una **torre solar**, cuya altura es uno de los parámetros esenciales que se deben tener en consideración para garantizar la optimización de la captación de energía: tanto si la altura es inferior como superior a la medida óptima, la planta se vería perjudicada en su rendimiento general. Sin embargo, también va a influir el factor económico; se puede dar la circunstancia en que es más beneficioso delimitar una altura inferior a la óptima porque el coste añadido no compensaría el ahorro que supondría una mejora del rendimiento general del campo [11]. En las centrales eléctricas comerciales, varios miles de heliostatos están alineados en un semicírculo o en un círculo alrededor de la torre solar [8].

En cuanto al receptor térmico, situado en lo alto de la torre sobre la que se dirige la radiación solar altamente concentrada reflejada por los heliostatos, es un dispositivo donde se produce la conversión de la energía solar en energía térmica. Para ello, por el interior del receptor circula un fluido térmico que recoge la energía, la cual es después “almacenada como energía térmica, utilizada para impulsar un generador eléctrico o utilizada como calor de proceso” [7].

La estructura del receptor solar es, fundamental, la siguiente: una superficie de absorción compuesta por múltiples paneles modulares y unido a ella está la estructura del

receptor, las tuberías de interconexión entre paneles, colectores exteriores e interiores, tanques de sobrepresión y calderines de vapor en algunos casos, y por último, el sistema de control. Dependiendo de la presencia o ausencia de absorbedor, del tipo utilizado, del fluido de trabajo y de su configuración, en general, los receptores pueden clasificarse de la siguiente manera [11]:

Tabla 1: Tipos de receptores

Presencia de absorbedor	Receptor de intercambio indirecto de energía: Hay un material absorbedor encargado de transferir la energía solar al fluido de trabajo.	
	Receptor de intercambio directo de energía: No existe un material absorbedor. Es el propio fluido de trabajo el que se somete a la irradiación solar.	
Tipo de intercambio térmico	<p>Receptor de tubo: Los tubos reciben la irradiación solar en su superficie externa, conducen la energía por sus paredes y la transmiten al fluido térmico que circula en su interior. Pueden ser →</p>	<p><u>Receptor de tubos de cavidad:</u> los absorbedores se encuentran en el interior de una cavidad. Hay una apertura por la que entra la irradiación solar.</p>
		<p><u>Receptor exterior de tubo:</u> los absorbedores se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor. Las pérdidas térmicas al exterior por convección y radiación son mayores. Pueden tener forma cilíndrica (receptor cilíndrico externo) o plana (receptor plano externo).</p>
<p>Receptor volumétrico: Actúa como un intercambiador de calor donde se usa como fluido caloportador el aire, esto es, se transfiere la energía térmica al aire por convección. El aire pasa a través de un absorbedor metálico o cerámico que puede adquirir diferentes formas con una matriz volumétrica sobre la que incide la radiación reflejada. De esta forma, el aire que pasa por su interior se calienta. Este aire caliente, que alcanza temperaturas de hasta 1000 °C, se bombea y se utiliza para generar vapor en una caldera de recuperación de calor, vapor que impulsará una turbina de vapor.</p>		

Receptor volumétrico: El receptor volumétrico puede tener un ciclo más avanzado si el aire está presurizado. Este se calienta a alta presión en el receptor, alcanzando temperaturas de hasta 1100 °C, y luego se puede utilizar para impulsar una pequeña turbina de gas. Al salir de la turbina, el aire caliente se usa una vez más para generar vapor en una caldera de recuperación de calor, y el vapor se usa para impulsar una turbina de vapor. El resultado es un tipo de planta de energía solar de ciclo combinado que aún no están disponibles comercialmente.

Fuente: elaboración propia a partir de P. Breeze [5] y J. V. Muñoz [11].

2.2.2. Fluido caloportador (*Heat Transfer Fluid, HTF*)

Las plantas termosolares de torre central no siempre necesitan un fluido caloportador, ya que la energía solar puede utilizarse directamente para calentar el fluido termodinámico utilizado en el ciclo de potencia. En principio, esta es la forma más simple y eficiente porque no está involucrado un intercambiador de calor. Sin embargo, en el caso de la planta que será diseñada en este TFG, sí se empleará un fluido caloportador.

La función de un fluido caloportador es capturar el calor de la luz solar dentro del receptor y luego llevarlo a través de un intercambiador de calor donde se calienta el fluido termodinámico que impulsa un motor térmico [5].

El fluido caloportador que pasa a través del receptor varía según el diseño de la planta. Algunos de los fluidos que se han utilizado hasta el momento en las plantas termosolares de torre central son [11]:

- Sales fundidas: este fluido, formado normalmente por la mezcla de nitrato de sodio (60%) y potasio (40%), es relativamente barato y no tóxico [5]. No solo puede emplearse como fluido caloportador, sino también como fluido de almacenamiento térmico. El motivo radica en su estabilidad hasta los 565 °C aproximadamente y su estado líquido hasta unos 245 °C. Por ello, hay que tener en consideración esta alta temperatura de solidificación y tomar las oportunas medidas para evitar que se solidifique en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento. Comercialmente, este es el fluido más empleado.

- **Sodio líquido:** este fluido, que se ha desarrollado en la industria nuclear, tiene excelentes propiedades de transferencia de calor. Esto permite usar receptores más pequeños que en centrales con otros tipos de fluidos de trabajo. La operación con sodio es similar a la de sales fundidas, pero el principal problema es su alta reactividad con el aire y el agua. Por ello, deben extremarse las medidas de seguridad para evitar escapes de sodio a la atmósfera, aunque actualmente está en desuso.
- **Aire:** Este fluido es el más novedoso en las centrales de receptores solares, especialmente ligado a los volumétricos. Se caracteriza por tener equipos fáciles de operar y mantener, así como su alta temperatura (hasta unos 1200 °C) que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor.

2.2.3. Almacenamiento térmico (*Thermal Energy Storage, TES*)

La energía solar posibilita gran variedad de oportunidades de aprovechamiento energético. No obstante, puede verse limitada por su discontinuidad en el tiempo, tal y como se ha indicado en apartados previos. Especialmente, los sistemas de concentración se ven afectados, pues no solo dependen de los horarios de Sol sino también de la ausencia de nubosidad. Por esta razón, con frecuencia, las torres solares integran una sección de almacenamiento, tal y como se plantea en el diseño de la central termosolar de este TFG.

Los sistemas de almacenamiento térmico tienen, como función, garantizar la generación de energía eléctrica durante las horas inhabilitadas, exactamente cuando se necesita, independientemente de las fluctuaciones en la intensidad de la radiación solar a lo largo del día. La solvencia de la producción eléctrica mediante estos sistemas de almacenamiento, en ese periodo en el que la producción de energía térmica del campo solar no es suficiente para abarcar la demanda energética, puede cubrir varias horas en función del modelo del tanque. Dado que la generación de energía se puede adaptar de manera flexible a la demanda gracias a este almacenamiento, las plantas de energía solar termoeléctrica se denominan Plantas de energía controlables [8].

Estas plantas de energía controlable, para poder almacenar la energía, dirigen una parte de la producción de calor del campo hacia los tanques de almacenamiento del fluido caloportador. Los motivos pueden ser: esta producción no va a ser utilizada por el bloque de

potencia de la planta, o que por diseño se ha establecido que así sea. En dichos tanques, el fluido se mantendrá a una temperatura constante previamente establecida. Los medios más utilizados por los sistemas de almacenamiento son aceites térmicos, sales fundidas y aire (este último se emplea cuando hay receptores volumétricos) [11].

2.3. Funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento

Una vez expuestas las partes que conforman la planta termosolar de torre solar, se explicará a continuación su funcionamiento tomando como referencia la figura 16 correspondiente al modelo de ciclo Rankine que se utilizará para la elaboración de este TFG:

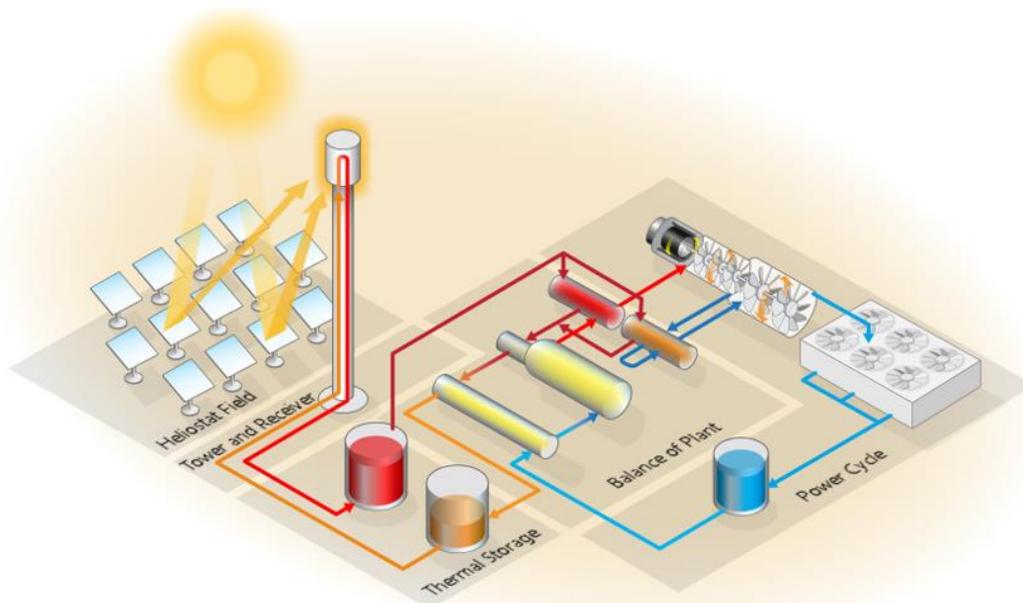


Figura 16: Funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento.

Fuente: Programa SAM y ayuda.

Como se observa en dicha figura, este tipo de planta está formada por un campo de captación solar, diversos tanques de almacenamiento térmico y finalmente el bloque de potencia (ciclo de Rankine).

En el campo de captación solar, se distribuye un conjunto de heliostatos alrededor de una torre central. Con estos, la radiación solar incidente es reflejada hacia un mismo punto de la torre, consiguiendo así concentrar el calor del sol sobre un receptor central colocado en este lugar. Por el interior de este receptor circula un fluido caloportador, que suele ser una mezcla

de sales fundidas. Concretamente en el caso planteado en este TFG, se utilizarán dos sales fundidas: 60% NaNO_3 , 40% KNO_3 y 46.5% LiF , 11.5% NaF , 42% KF [12]. Estas permiten absorber la radiación solar altamente concentrada y convertirla en energía térmica que queda contenida en el fluido. Posteriormente, este fluido caliente se bombea mediante conductos aislados, para evitar pérdidas de calor, hacia la sección de almacenamiento térmico (TES).

Si la demanda de energía térmica es alta, la mayor parte de la energía térmica solar contenida en el fluido caloportador irá destinada hacia el bloque de potencia y, la que no se necesite, se almacenará en el tanque de almacenamiento de sales calientes. Es importante destacar que, en el momento en el que el almacenamiento térmico alcanza su máxima capacidad, la forma de disipar la energía se basa en desenfocar parte de los heliostatos.

El fluido caloportador que se dirige hacia el bloque de potencia atravesará una serie de intercambiadores de calor, cediendo el calor al fluido termodinámico utilizado en el ciclo de Rankine (agua en este caso). En primer lugar, se transferirá el calor al agua que se introduce en la turbina, alcanzando las condiciones de presión y temperatura específicas (vapor sobrecalentado) que harán rotar a dicha turbina. En segundo lugar, el fluido termodinámico sufre una extracción intermedia en la turbina (sangrado) y, al atravesar un intercambiador de calor, se somete a un recalentamiento. Esta fracción del fluido extraído se vuelve a introducir en la turbina junto con el caudal másico de agua que no se había extraído anteriormente. En tercer lugar, a la salida de la turbina, el agua cederá calor al medio circundante o a otro fluido externo (como puede ser el agua de mar), obteniendo así un estado de líquido subenfriado. En cuarto lugar, se impulsará con la ayuda de una bomba de nuevo al intercambiador de calor situado en la entrada de la turbina. No obstante, antes de realizar esta operación, el agua fría atravesará una sucesión de precalentadores, para conseguir un calentamiento previo.

El fluido caloportador, una vez que ha cedido el calor a través de todos estos intercambiadores de calor, atravesará un tanque de almacenamiento frío. Desde esta posición, es bombeado a la parte superior de la torre donde se encuentra el receptor, comenzando de nuevo el ciclo.

En el caso de que la demanda del bloque de potencia fuese mayor que la energía térmica que el campo de heliostatos es capaz de suministrar, el tanque caliente se empezará a vaciar y cederá la energía térmica al fluido termodinámico utilizado en el ciclo de potencia. A su vez,

el tanque de fluido frío comenzará a llenarse con las sales procedentes de los intercambiadores de calor que han cedido la energía térmica almacenada durante el día.

No obstante, cuando las circunstancias de nubosidad están presentes y no se dispone de energía en los tanques de almacenamiento térmico, la planta puede operar en modo híbrido. Esto es, se proporciona calor gracias a un sistema de combustión mediante fuentes de energía fósiles o renovables (como la biomasa) que permitan así llenar los sistemas de almacenamiento y generar electricidad ante las fluctuaciones de energía solar. [8].

Con el movimiento de la turbina se produce energía mecánica, la cual gracias al generador, se convertirá posteriormente en energía eléctrica. Finalmente, antes de enviarla a la red, se utilizan transformadores para elevar la tensión y reducir así las posibles pérdidas en el transporte por las redes de distribución producidas por el efecto Joule.

Se plantea a continuación un esquema del funcionamiento de una planta termosolar de torre solar con almacenamiento en tanques, que resume a grandes rasgos el proceso explicado anteriormente.

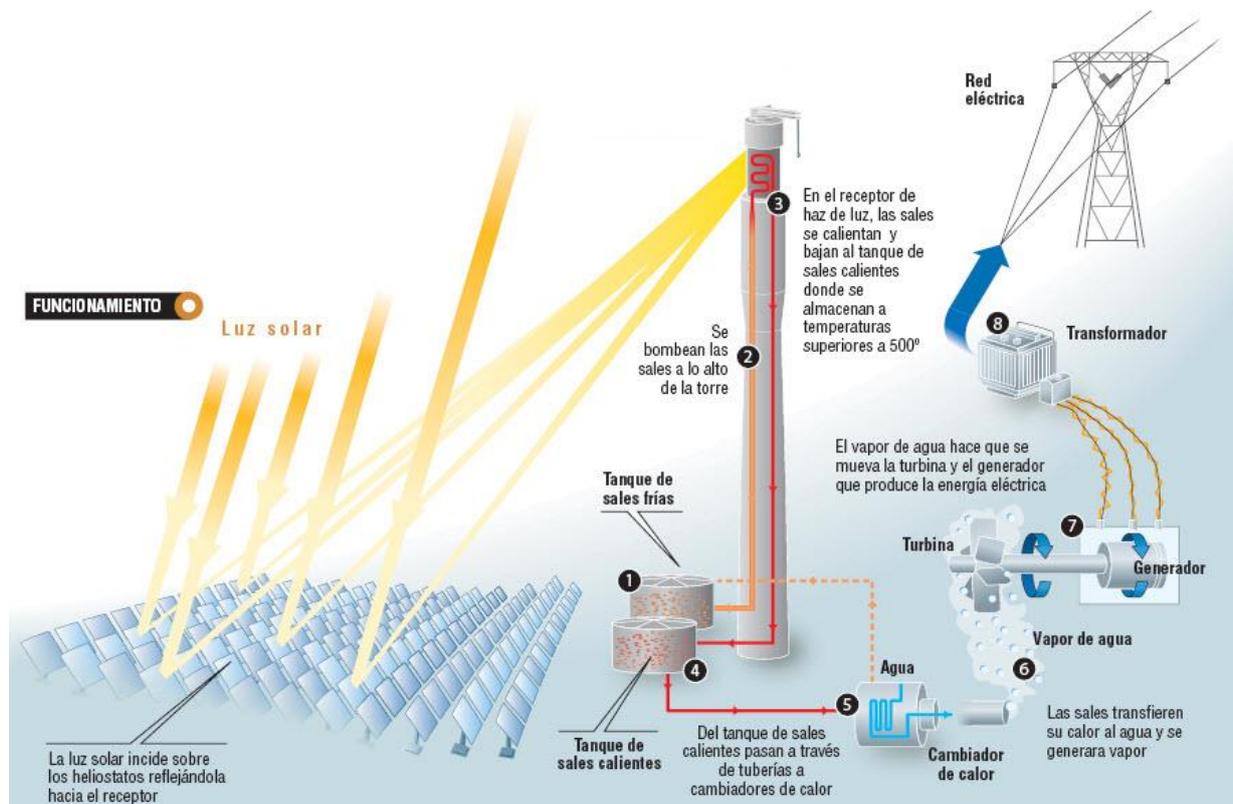


Figura 17: Esquema del funcionamiento de una planta termosolar de torre central con almacenamiento. Fuente: Blog SEAS

2.4. Contexto histórico de las centrales termosolares de torre central

1981

Concepto de torre solar en España

No fue hasta 1981 que se probó este término en España. Se hizo a través de una central que producía 500 kW y utilizaba sodio líquido como fluido caloportador. Este transportaba la energía desde el receptor hasta un intercambiador de calor, para producir vapor para una turbina.



Figura 18: Planta SSPS-CRS de Almería (1981).
Fuente: Ministerio de Ciencia e Innovación

1996

Solar Two, California

Tras actualizarse a un sistema de transferencia de calor de sales fundidas y la adición de un anillo de 108 espejos de 50 metros cuadrados, Solar One pasó a llamarse Solar Two. La nueva planta piloto tenía una generación de 10 MW.



Figura 21: Planta Solar Two, California (1996).
Fuente: www.energy.gov



BREVE HISTORIA

de la tecnología de torre

1982

Solar One, California

Esta planta piloto tenía como medio de transferencia de calor el agua / vapor y constaba de 1818 espejos de 40 metros cuadrados cada uno, lo cual le permitía producir 10 MW. Su principal problema era que no podía almacenar la energía.



Figura 19: Planta Solar One, California (1982).
Fuente: Calisphere, University of California.

Años siguientes

Otros proyectos

Se construyeron otros proyectos piloto en Francia, Italia, Japón, Rusia y China.



Figura 20: Planta solar Jianging, provincia de Jiangsu, China (2005). Fuente: China.org.cn.

2007

Años siguientes

Otras plantas comerciales

Desde entonces, ha habido una pequeña cantidad de otras plantas comerciales, como las siguientes:

- Una en California, con 3 torres que generan 392 MW.
- Nueva planta, con tecnología de Solar One y Solar Two, que ha resuelto el problema de almacenamiento que tenían dichas



Figura 23: Ivanpah Solar Electric Generating System (2018). Fuente: MuyInteresante.

PS10, España

Ante la viabilidad técnica de los proyectos anteriores, en 2007 se construyó la primera planta comercial de torre solar: PS10. Capaz de generar 10 MW.



Figura 22: Planta solar PS10, Sevilla (2007).
Fuente: Greenpeace Media.

Actualidad

Centrales termosolares operativas en España

Sólo existen 3 centrales comerciales termosolares de torre central operativas en España:



Figuras 24, 25 y 26: Planta termosolar PS10, planta termosolar PS20 y planta termosolar Gemasolar, de izq. a dcha. Fuente: Estela Solar y SENER.

Gráfico 2: Contexto histórico de las centrales termosolares de torre central.
Fuente: elaboración propia a partir de [5].

No obstante, en la actualidad, al margen de las mencionadas centrales de energía solar de concentración (CSP) que utilizan sistema de torre en España, también existen otros proyectos al nivel mundial que aparecen organizados, en el anexo 2, en un conjunto de tablas en función del estado en el que se encuentran actualmente:

- Estado operacional: Plantas de energía en funcionamiento.
- Estado en construcción: Plantas de energía que están en proceso de construcción.
- Estado en desarrollo: Plantas de energía que tienen un acuerdo firmado pero aún no se ha comenzado la construcción.
- Estado actualmente no operativos: Plantas de energía que estaban operativas pero que actualmente ya están inactivas o que fueron demostraciones por un periodo de tiempo limitado.

Analizar la información recopilada en dicho anexo permite observar determinadas características y tendencias que cumplen las centrales en función de la fecha de inicio de la producción, dónde se localizan, la configuración de la planta, el almacenamiento térmico, etc.

Por un lado, se observa que, tanto si se encuentran en estado de desarrollo como en construcción actualmente, la tendencia es de tener una mayor capacidad de almacenamiento. Es decir, tienden a aportar una mayor flexibilidad y capacidad de gestión a la generación de electricidad (generalmente, de 9 horas en adelante). Este ritmo de creación de plantas con un almacenamiento cada vez mayor permitiría alcanzar uno de los objetivos que pretende el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) desde el año 2021 hasta el 2030.

Además, también con respecto al almacenamiento, cabe destacar que 83% de las centrales en construcción o en desarrollo cuentan con un sistema de almacenamiento directo.

Por otro lado, en absolutamente todas las plantas tanto en desarrollo como en construcción, se ha dejado de utilizar fluidos caloportadores amenazantes para el medio ambiente por su alto índice contaminante, en favor de otros como sales fundidas o aceites. De hecho, de acuerdo con [8], realizar este reemplazo de los medios de transferencia de calor es uno de los objetivos de las actividades de investigación actuales, con el fin de garantizar el

respeto al entorno. Aun así, sigue habiendo algunas centrales operativas que utilizan sodio líquido o vapores, aunque en su mayoría emplean sales fundidas.

Asimismo, en todas las plantas en desarrollo o en construcción, excepto en 4 cuyo dato se desconoce, se utiliza el ciclo de Rankine.

Con respecto a su distribución geográfica, la mayoría de las centrales en desarrollo o en construcción que son de energía solar de concentración y utilizan sistema de torre se localizan en Asia (China y Emiratos Árabes) y América (Chile). Esto da pie a reflexionar sobre las carencias de Europa con respecto a este tipo de tecnología termosolar, ya que podría explotar en mayor medida este recurso solar ilimitado y fomentar así el uso de energías renovables cuyas ventajas supondría una mejora tanto económica o ambiental que sería notable a nivel mundial.

CAPÍTULO 3: JUSTIFICACIÓN DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE TORRE CENTRAL EN FUERTEVENTURA, ISLAS CANARIAS

La situación climática actual, con el calentamiento creciente de las temperaturas del planeta, constituye la mayor amenaza a la que se enfrenta la humanidad. Reducir la dependencia a los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero son uno de los actos que determinarán el futuro del planeta Tierra. La alternativa surge de la posibilidad de emplear energías renovables para el abastecimiento de la población.

Ante esta problemática, este TFG tiene como eje vertebral el diseño de una planta termosolar de torre central, esto es, utiliza el recurso solar (energía renovable ilimitada) para impulsar la producción de energía eléctrica sin emisiones contaminantes. Pero ¿por qué energía solar y no otra? ¿por qué no fotovoltaica? ¿por qué central solar termoeléctrica de torre central y no cilindro-parabólica o reflectores de Fresnel lineales o de disco parabólico? En este apartado se pretende dar respuesta a estas y otras cuestiones que reflejan las cualidades y potencialidades que una planta termosolar de torre central puede ofrecer.

En la comunidad autónoma de Canarias, las políticas energéticas han intentado abordar la producción, distribución y consumo de energía desde una perspectiva respetuosa con el medio ambiente recurriendo, para ello, a la incorporación de fuentes de energía renovables. Esta tendencia ha permitido que la potencia eléctrica de origen renovable haya ido evolucionando de la manera que se puede observar en la tabla 2:

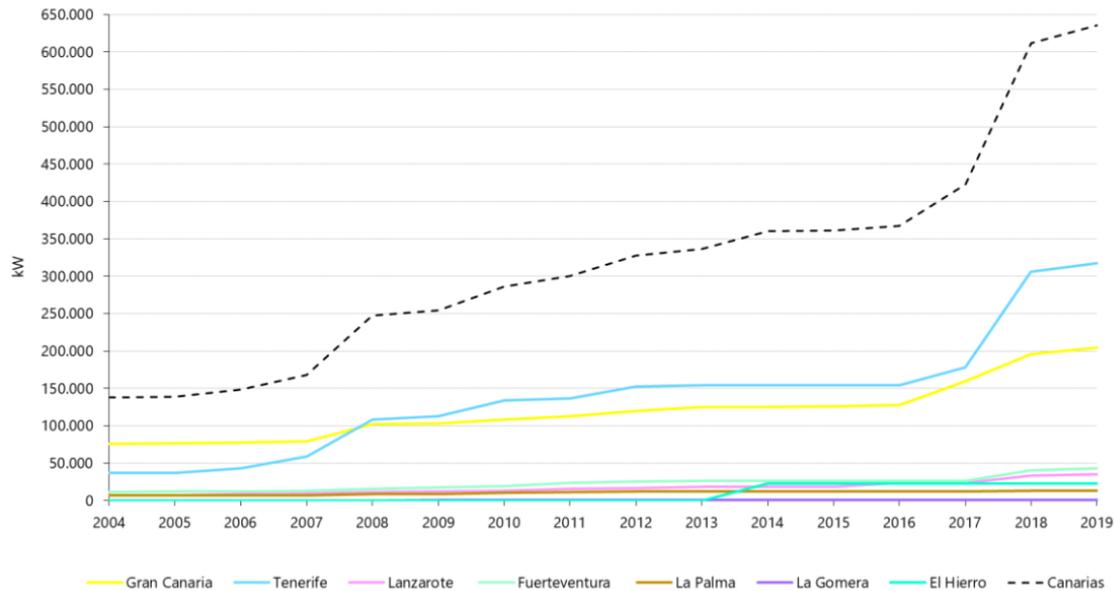
Tabla 2: Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2019, desglosada por islas (kW).

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2004	75.851	37.182	6.405	11.615	6.710	360	100	138.224	5,0%
2005	76.694	37.177	6.408	11.735	6.712	360	100	139.186	0,7%
2006	77.142	43.057	8.938	11.744	6.712	360	125	148.079	6,4%
2007	79.313	58.561	9.285	13.280	6.712	360	125	167.636	13,2%
2008	102.116	108.693	11.570	15.582	8.716	360	125	247.162	47,4%
2009	102.902	112.492	12.373	17.116	8.971	369	134	254.356	2,9%
2010	108.382	133.914	13.348	18.966	10.673	369	134	285.786	12,4%
2011	113.053	136.804	15.264	23.764	11.098	369	134	300.486	5,1%
2012	119.661	152.601	16.440	25.791	12.300	369	134	327.297	8,9%
2013	124.855	154.365	18.605	26.020	12.368	369	134	336.717	2,9%
2014	125.183	154.396	18.605	26.111	12.368	369	22.854	359.886	6,9%
2015	126.307	154.435	18.641	26.133	12.368	405	22.854	361.143	0,3%
2016	128.109	154.469	23.295	26.161	12.368	405	22.854	367.661	1,8%
2017	159.254	178.342	23.535	26.557	12.418	405	22.854	423.366	15,2%
2018	195.851	306.313	33.425	40.784	12.649	406	22.855	612.284	44,6%
2019	204.553	317.119	34.749	43.156	13.161	433	22.919	636.090	3,9%
Tasa interanual de crecimiento (%)									
19/18	4,44%	3,53%	3,96%	5,82%	4,05%	6,64%	0,28%	3,89%	-
19/14	10,32%	15,48%	13,31%	10,57%	1,25%	3,25%	0,06%	12,07%	-
19/09	7,11%	10,92%	10,88%	9,69%	3,91%	1,61%	67,23%	9,60%	-

Fuente: Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

En la tabla anterior, tanto en cada una de las islas (específicamente) como en Canarias (en general), se puede observar el aumento considerable de las energías renovables desde 2004 hasta 2019. En este último año mencionado, se alcanzó incluso una potencia eléctrica de origen renovable superior en, al menos, cuatro veces la conseguida en 2004. Esto se puede apreciar mejor en el siguiente gráfico:

Gráfico 3: Evolución de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2019, desglosada por islas.



Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 [1].

Se observa como la curva de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias es creciente a medida que pasan los años, destacando un principal aumento en el año 2008, y entre 2017 y 2019. Concretamente en 2008, aumentó la potencia instalada un 47,4% en comparación con 2007 debido a la instalación de plantas fotovoltaicas en la isla de Tenerife en ese año. Ya en 2018, se volvió a producir otro gran incremento con respecto al año anterior (44,6%). Pero, en este caso, el motivo vino de la mano del sector de la generación eólica, en el cual se instalaron 126,5 MW en Tenerife, 35,5 MW en Gran Canaria, 8,9 MW en Lanzarote y 13,6 MW en Fuerteventura [1].

En 2019, si se tiene en consideración lo sucedido en 2018, se produjo un incremento modesto de la potencia renovable instalada (3,9%, alcanzando los 636,09 MW totales de potencia eléctrica de energía renovable). Las islas en las que se concentra dicha potencia son, mayoritariamente, Tenerife, Gran Canaria y Fuerteventura, con el 49,85%, 32,16%, y el 6,78% respectivamente, de la potencia renovable instalada total (véase tabla 3) [1].

Tabla 3: Porcentaje de potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias en 2019.

Islas	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
%	32,16	49,85	5,46	6,78	2,07	0,07	3,60

Fuente: Elaboración propia de los datos obtenidos en el Anuario Energético de Canarias de 2019 [1].

Las características ambientales y geográficas de Canarias, entre otras, hacen que esta comunidad autónoma sea un enclave esencial para el desarrollo y potenciación de la generación de energía a partir de distintas fuentes de energía renovable. Entre todas ellas, destaca esencialmente el aprovechamiento del recurso solar, dado la alta radiación solar que predomina en esta localización:

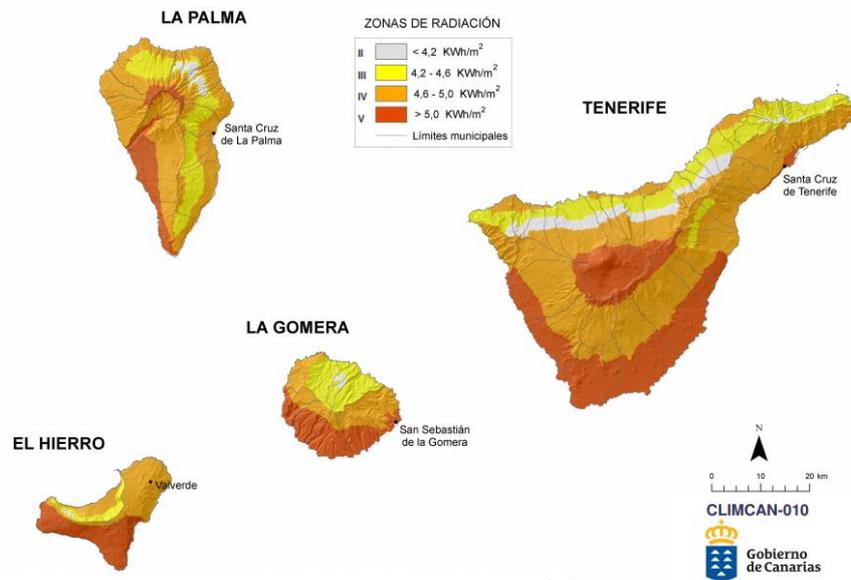


Figura 27: Mapas de las zonas de radiación solar global media diaria en las islas Canarias occidentales. Fuente: Climcan-010.

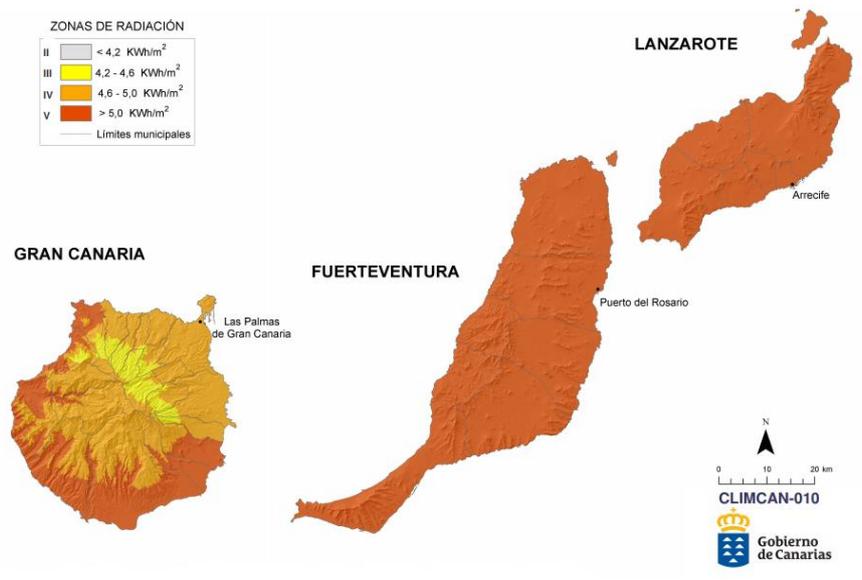


Figura 28: Mapas de las zonas de radiación solar global media diaria en las islas Canarias orientales. Fuente: Climcan-010.

Especialmente, se puede observar en la figura anterior que las islas de Lanzarote y Fuerteventura son las que mayor radiación solar distribuida tienen. Esto convierte a estas islas y a Canarias, en general, en una zona potencialmente aprovechable, en términos de energía proveniente del Sol. De hecho, en 2019, el mayor aumento en la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables proviene de los sistemas fotovoltaicos, e igualmente, de la energía eólica. En la siguiente figura se muestra el desglose de las energías renovables utilizadas en cada isla y se aprecia ese predominio de estas dos fuentes de energía renovables mencionadas:

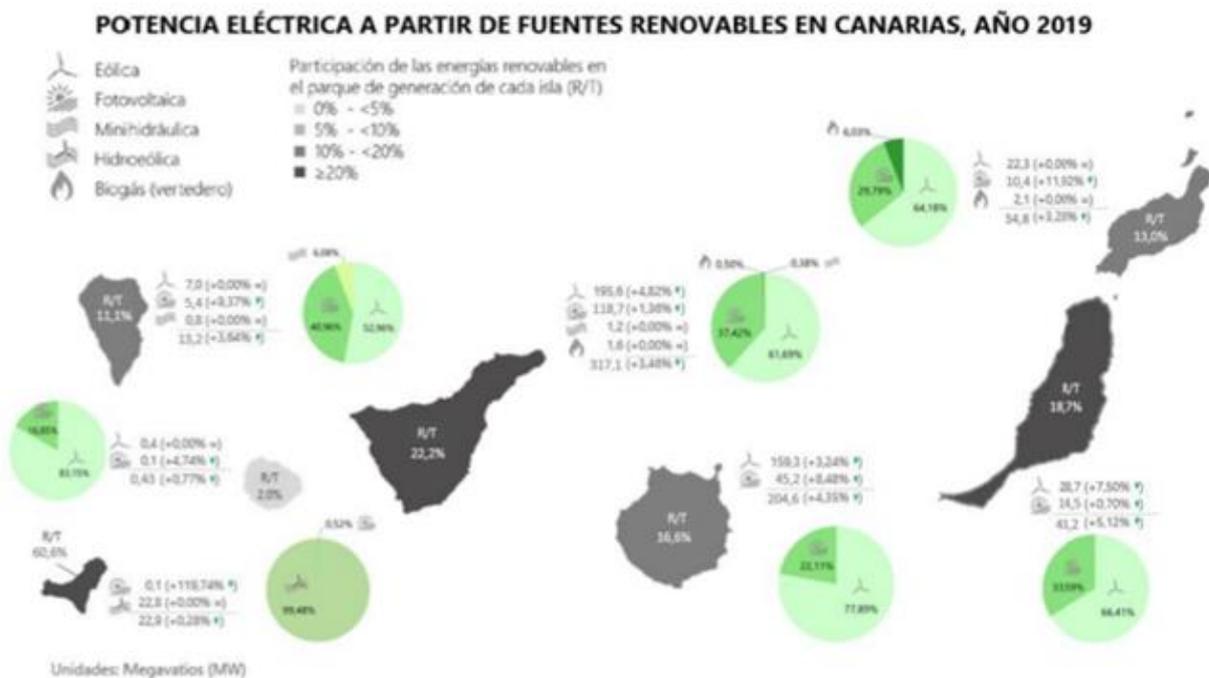


Figura 29: Potencia eléctrica a partir de fuentes renovables en Canarias, en 2019.

Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

El problema de este tipo de aprovechamiento del viento y el Sol es que su alimentación a la red eléctrica fluctúa con la radiación solar y del viento disponible, respectivamente. Asimismo, se crea una brecha de suministro durante la transición del día a la noche, en caso de las fotovoltaicas.

Ante esta situación, actualmente no existen soluciones para el almacenamiento económicamente viable de grandes cantidades de electricidad con el fin de compensar estas fluctuaciones o la ausencia de luz solar durante las noches y organizar el suministro de energía de forma flexible durante periodos de tiempo prolongados. En efecto, en la tabla siguiente, se

ve reflejado el reducido número de instalaciones de almacenamiento energético de Canarias existentes hasta el 31 de diciembre de 2019, con un total de 4 instalaciones de distinta tecnología, que suponen una potencia de 16,8 MW [1].

Tabla 4: Características de las instalaciones de almacenamiento energético presentes en Canarias.

Isla	Potencia (MW)	% Potencia Total	Tecnología
La Palma	4	25,38%	Ultracondensador
La Gomera	0,5	3,0%	Volante de inercia
El Hierro	1	6,0%	Batería de Ión-Litio
El Hierro	11,3	67,3%	Hidro-bombeo
Canarias	16,80	100,0%	

Fuente: Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

Sin embargo, de acuerdo con [5], las plantas de energía solar termoeléctrica se han convertido en una alternativa ante esta problemática, pues estas sí pueden almacenar energía (energía térmica), con un proceso que actualmente es aproximadamente entre un 80 y un 90 por ciento más rentable económicamente que los almacenamientos de electricidad [8]. De esta forma, se produce electricidad durante las horas del día y las horas inhabilitadas, o incluso, se podría plantear no hacerlo con el objetivo de almacenar dicha energía y utilizarla para su posterior producción durante las horas nocturnas, cuando ya no están disponibles las otras energías renovables (como la fotovoltaica).

Además de esto, con respecto a la comparación de costes entre la electricidad fotovoltaica y termosolar, depende en gran medida de la combinación entre: la máxima energía eléctrica que puede generar cada tecnología y la máxima duración de almacenamiento. Cuando ambas pueden producir la misma cantidad de electricidad pero tienen diferentes capacidades de almacenamiento, las termosolares tienen un costo menor. El motivo radica en que, mientras las baterías de uso común realizan las funciones de almacenamiento y suministro de energía eléctrica en una sola unidad, en las centrales termosolares estas funciones están separadas: los sistemas de almacenamiento acumulan la energía térmica y el bloque de potencia proporciona la salida eléctrica. En este último caso, para aumentar la capacidad, solo es necesario agrandar los tanques de almacenamiento.

Estas condiciones económicas son una de las cuestiones más atractivas para el lanzamiento al mercado de este tipo de tecnologías termosolares. No obstante, la forma en la que su construcción puede afectar al medio ambiente es otra de sus cualidades, puesto que sus impactos ambientales son muy bajos.

Por un lado, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) durante todo el ciclo de vida útil (siendo esta bastante larga, de 40 años) son significativamente bajas con respecto a otras tecnologías de generación de electricidad renovable y centrales eléctricas convencionales de combustibles fósiles [8]. A propósito, con respecto a estas últimas, y especialmente en las centrales térmicas de generación eléctrica de Canarias, la evolución del total de emisiones de GEI dadas en Gg de CO₂-eq en 2018 son de 5781,38 Gg de CO₂. Esto supuso una reducción del -3,32% respecto al año anterior (véase la siguiente tabla).

Tabla 5: Evolución de las emisiones de GEI en las centrales térmicas de generación de electricidad de Canarias.

Año	CH ₄		CO ₂		N ₂ O		TOTAL GEI	
	Gg CO ₂ -eq	Δ (%)	Gg CO ₂ -eq	Δ (%)	Gg CO ₂ -eq	Δ (%)	Gg CO ₂ -eq	Δ (%)
1990	3,0	-	3.058,40	-	4,6	-	3.066,00	
1991	2,6	-14,40%	3.098,20	1,30%	4,2	-8,00%	3.105,00	1,27%
1992	3,1	23,10%	3.074,10	-0,80%	5	17,00%	3.082,20	-0,73%
1993	3,3	3,30%	3.307,40	7,60%	5,2	5,80%	3.315,90	7,58%
1994	3,4	3,10%	3.363,10	1,70%	5,4	3,60%	3.371,90	1,69%
1995	3,4	1,70%	3.425,10	1,80%	5,6	3,70%	3.434,10	1,84%
1996	3,4	0,80%	3.458,80	1,00%	5,4	-4,20%	3.467,60	0,98%
1997	3,5	2,10%	3.617,10	4,60%	5,4	0,10%	3.626,00	4,57%
1998	3,8	7,50%	3.938,00	8,90%	5,8	8,00%	3.947,60	8,87%
1999	4,3	13,40%	4.586,90	16,50%	6,9	17,90%	4.598,10	16,48%
2000	4,6	7,90%	4.905,00	6,90%	7,3	6,40%	4.916,90	6,93%
2001	4,9	6,00%	5.038,70	2,70%	7,7	5,10%	5.051,30	2,73%
2002	4,7	-4,50%	4.829,50	-4,20%	7,4	-4,00%	4.841,60	-4,15%
2003	5,5	18,30%	5.643,70	16,90%	9,2	24,40%	5.658,40	16,87%
2004	6,4	15,40%	6.498,30	15,10%	10,9	18,10%	6.515,60	15,15%
2005	6,5	1,90%	6.614,70	1,80%	11,7	7,50%	6.632,90	1,80%
2006	6,5	0,20%	6.626,70	0,20%	12,1	3,20%	6.645,30	0,19%
2007	6,5	-0,70%	6.661,50	0,50%	12	0,00%	6.680,00	0,52%
2008	6,4	-0,90%	6.564,30	-1,50%	11,8	-2,00%	6.582,50	-1,46%
2009	6,2	-4,00%	6.324,00	-3,70%	11,4	-3,40%	6.341,60	-3,66%
2010	6,1	-0,70%	6.270,50	-0,80%	11,6	1,50%	6.288,20	-0,84%
2011	5,9	-4,00%	6.037,90	-3,70%	11,4	-1,80%	6.055,20	-3,71%
2012	5,9	-0,30%	5.993,50	-0,70%	11,3	-0,80%	6.010,70	-0,73%
2013	5,6	-5,20%	5.617,40	-6,30%	10,8	-4,30%	5.633,80	-6,27%
2014	5,5	-0,70%	5.625,70	0,10%	11	2,40%	5.642,20	0,15%
2015	5,6	1,50%	5.739,30	2,00%	11,1	0,60%	5.756,00	2,02%
2016	5,7	2,20%	5.860,70	2,10%	11,1	0,10%	5.877,50	2,11%
2017	5,9	2,60%	5.962,70	1,70%	11,4	2,20%	5.980,00	1,74%
2018	5,6	-4,88%	5.764,79	-3,32%	11,0	-3,68%	5.781,38	-3,32%

Fuente: Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

Por otro lado, siguiendo con los reducidos impactos ambientales de las centrales solares termoeléctricas, cabe señalar que los efectos sobre la flora y la fauna también son menores que

en otras tecnologías ya que, ante cada construcción, se toman medidas para la protección de plantas y animales de acuerdo con la normativa nacional aplicable. Asimismo, en cuanto a la producción de residuos, solo se producen pequeñas cantidades de los peligrosos para el medio ambiente. Estos son tratados como desechos peligrosos ya que, en casos muy inusuales, pueden encenderse o contaminar el suelo causando problemas ambientales. Por esta razón, siguiendo las directrices aplicables, las centrales termosolares están obligadas actualmente a eliminarlos [8].

Dadas todas estas potencialidades a nivel ambiental y económico, las centrales termosolares pueden asumir el papel que todavía hoy asumen predominantemente las centrales eléctricas convencionales de combustibles fósiles, que ya no podrán funcionar en el futuro por motivos de protección climática. Con este objetivo, en este TFG se ha optado por diseñar las de torre central en detrimento de las otras opciones termosolares. Entre las razones, además de las explicadas en el capítulo 1 y 2, destacan:

- Los receptores centrales tienen la ventaja de que toda la conversión de energía solar tiene lugar en una única región fija, es decir, el receptor. Esto permite fijar el receptor, evitando en gran medida la necesidad de redes de transporte de energía, y permite una inversión más rentable diseñada para mejorar la eficiencia y la sofisticación del proceso de conversión de energía [7].
- El terreno sobre el que se construye la planta de energía no tiene que ser plano porque los cambios de elevación sobre el campo del colector tienen poco efecto en la eficiencia, una ventaja en comparación con las plantas con tecnología de colectores cilindro-parabólicas. Sin embargo, existen límites económicos para el tamaño de la planta porque una vez que el campo del colector se vuelve demasiado grande, los espejos adicionales en la periferia aportan relativamente menos energía [5].

Este último aspecto, relacionado con la disposición del terreno, ha sido especialmente tenido en consideración para la elección de la zona en la que se diseñará esta planta termosolar de torre central para este TFG. Las características de dicha localización vendrán definidas en el siguiente apartado.

3.1. Características de la localización de la planta diseñada en este TFG

Topográficamente, las islas más homogéneas de Canarias son Lanzarote y Fuerteventura. Esto puede suponer una ventaja para la instalación de la planta de energía CSP. El motivo se debe a que se requieren áreas grandes para la colocación de los espejos solares y, si bien se ha expuesto que no es necesario que sean zonas totalmente planas, estas pueden facilitar la instalación. Para ello, son adecuadas las siguientes regiones: “desiertos de piedra, roca y grava con escasa vegetación, así como pastizales, matorrales y sabanas, para los que prácticamente no existen otros usos económicos”. De igual manera, también es positivo que la zona conste de “una infraestructura de red existente, la disponibilidad de agua y un bajo riesgo de eventos naturales peligrosos” [8].

A pesar de la generalizada homogeneidad de estas islas, existen diferencias climáticas muy puntuales que responden a las elevaciones montañosas aisladas de los macizos de Famara y Los Ajaches en Lanzarote, y los de Betancuria y Jandía en Fuerteventura. Estas deben ser consideradas para la elección de la zona de diseño de la planta de este TFG, dado que se debe evitar esos sectores cuyos topoclimas afectan a rasgos térmicos e higrométricos que “difieren del resto de la isla a causa de la mayor humedad por el estancamiento del mar de nubes, en los meses estivales, y del refrescamiento de las temperaturas” [13].

Asimismo, se deben elegir preferiblemente lugares donde haya muchas horas de Sol y, por ende, con un índice de radiación solar directa alto. En cuanto a la radiación global, la totalidad de las islas de Lanzarote y Fuerteventura están incluidas en la zona climática V según el Código Técnico de la Edificación (CTE). No sucede lo mismo en las restantes islas, donde solo están incluidas hasta las cotas de 500 - 800 metros en el Sur, Oeste y Sureste (con una radiación global media diaria superior a 5 kWh/m²) [13].

Al margen de la topografía, las características del terreno, el índice de radiación solar directa, la climatología y las horas de Sol, una característica especial sobre la importancia de la buena elección de la ubicación geográfica de la planta es los efectos socioeconómicos que esta puede ocasionar. En la mayoría de los casos, se ubican lejos de áreas metropolitanas. Esto supone un aumento de perspectivas de desarrollo en dichas zonas, especialmente en regiones con una estructura económica débil, puesto que podría suponer un aumento de empleos directos e indirectos y, en consecuencia, se crean efectos inducidos sobre el empleo [8].

Considerando cuidadosamente todos estos y otros enfoques mencionados en otros apartados, se ha decidido ubicar la planta solar termoeléctrica de torre central basada en la fuente de energía renovable solar térmica en la isla de Fuerteventura, al ser una de las zonas que cumple en mayor medida todas las propiedades descritas.

Por ello, se procederá a describir a continuación (apartado 3.1.1) las características de la isla relacionadas con la cantidad de energía eléctrica instalada que viene dada por fuentes de energía renovables (3.1.1.1) y la total bruta instalada (3.1.1.2), así como la forma en la que ha ido evolucionando la producción de energía en la isla (apartado 3.1.2).

3.1.1. Potencia eléctrica en Fuerteventura

3.1.1.1. Potencia eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en Fuerteventura

La isla de Fuerteventura, a pesar de su potencial, únicamente ha desarrollado dos tipos de tecnologías basadas en fuentes de energía renovable: la eólica y la fotovoltaica (véase figura 29). La potencia que generaba el conjunto de plantas de cada tecnología ha sido recopilada desde el año 1995 en la tabla 6 y se podrá estudiar su evolución hasta 2019.

Tabla 6: Evolución anual de la potencia eólica y fotovoltaica instalada en Fuerteventura en 2019.

Año	Eólica		Fotovoltaica	
	Potencia eólica instalada (kW)	Aumento con respecto al año anterior (%)	Potencia fotovoltaica instalada total (kWp)	Aumento con respecto al año anterior (%)
1985	0	-	-	-
1990	0	-	-	-
1995	11.610	-	-	-
1996	11.610	0	-	-
1997	11.610	0	-	-
1998	11.610	0	-	-
1999	11.610	0	-	-
2000	11.610	0	-	-
2001	11.610	0	-	-
2002	11.610	0	-	-
2003	11.610	0	-	-
2004	11.610	0	-	-

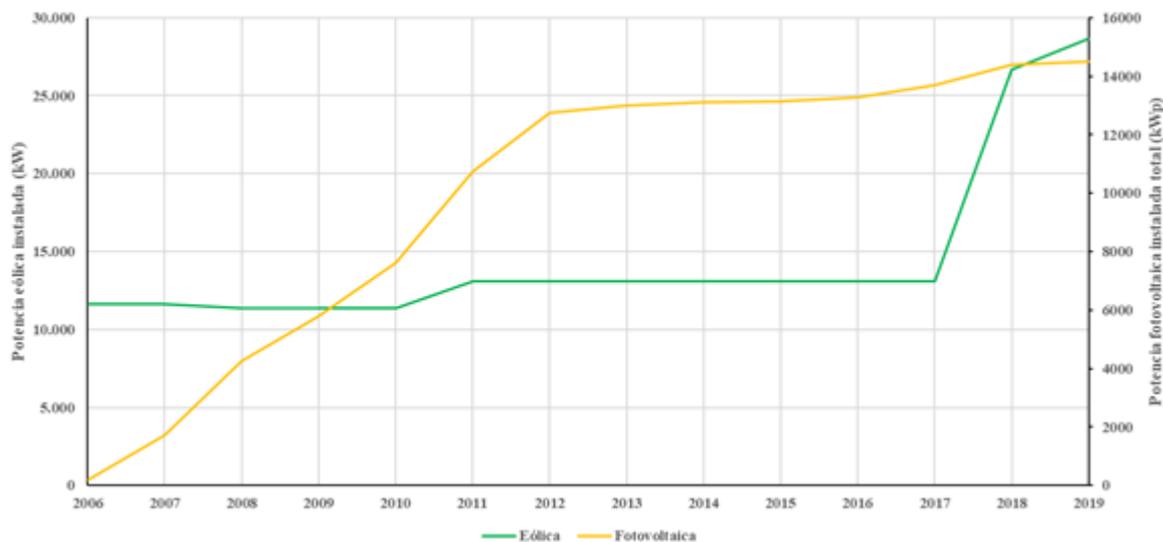
2005	11.610	0	-	-
2006	11.610	0	187,23 ⁽¹⁾	-
2007	11.610	0	1724,04 ⁽¹⁾	820,81
2008	11.385	-1,94	4.251,22	146,58
2009	11.385	0	5.784,99	36,08
2010	11.385	0	7.635,68	31,99
2011	13.085	14,93	10.733,19	40,57
2012	13.085	0	12.760,90	18,89
2013	13.085	0	12.989,58	1,79
2014	13.085	0	13.102,89	0,87
2015	13.085	0	13.124,98	0,17
2016	13.085	0	13.285,82	1,23
2017	13.085	0	13.700,40	3,12
2018	26.660	103,74	14.394,45	5,07
2019	28.660	7,50	14.495,93	0,70

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

⁽¹⁾ Estos valores se han obtenido del Anuario Energético de Canarias (2013) [24].

Si se representan los valores de la tabla anterior en un gráfico, se obtiene el siguiente:

Gráfico 4: Evolución anual de la potencia eólica y fotovoltaica instalada en Fuerteventura en 2019.



Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2013) [24] y en el Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

Este gráfico permite apreciar de forma notable el aumento de la potencia tanto fotovoltaica como eólica en los últimos años en la isla. En el caso de la primera, el crecimiento

es progresivo desde 2006 hasta el 2012, y a partir de entonces sigue incrementándose pero con una menor pendiente hasta 2019. En el caso de la segunda, esta tecnología sufrió un leve declive en 2008 pero volvió a impulsarse en 2011, punto a partir del cual la potencia eólica comenzó a mantenerse constante hasta 2017. Desde entonces, se inició un enorme crecimiento, pasando de 13,085 MW a 28,66 MW en 2019 [1].

Esta significativa evolución creciente demuestra las grandes potencialidades que puede tener la isla para la explotación del recurso eólico, y especialmente considerada para este TFG, el solar. Se refleja así que la potencia producida por las centrales de energía tanto eólica como fotovoltaica han sido no solo necesarias para abastecer a la población, sino que además han necesitado ir elevando esa potencia dado el aumento considerable de la demanda con el paso de los años.

3.1.1.2. Potencia eléctrica bruta total instalada en Fuerteventura

En Canarias, la potencia eléctrica bruta (b.a.) total instalada procedente tanto de energías renovables como de fuentes fósiles fue de 3320 MW, a 31 de diciembre de 2019. Esta aumentó en 11,4 MW respecto al año anterior, esto es, una subida de 0,3%. Este incremento se debió, esencialmente, a la potencia instalada en energías renovables (en su mayor parte, eólica y fotovoltaica) en las islas de Tenerife, Gran Canaria y Fuerteventura ya que en el resto de las islas, el aumento no fue sustancialmente notable [1]. La potencia eléctrica bruta total instalada, concretamente en la isla de Fuerteventura, ha sido recopilada desde el año 2000 en la tabla 7 y se podrá estudiar así su evolución hasta 2019.

Tabla 7: Evolución anual de la potencia eléctrica en b.a. instalada en Fuerteventura hasta 2019.

Año	Potencia eléctrica en b.a. instalada (MW)
2000	129
2001	129
2002	129
2003	184,8
2004	184,8
2005	219,7
2006	210,5
2007	213,8
2008	215,7

2009	217,6
2010	206
2011	210,8
2012	212,8
2013	213
2014	213,1
2015	213,2
2016	213,2
2017	213,6
2018	227,8
2019 ⁽¹⁾	228,4
2019 ⁽²⁾	227,6

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

⁽¹⁾ Considerando la potencia fotovoltaica en paneles (MWp) de instalaciones que vierten energía a la red (metodología anuarios anteriores).

⁽²⁾ Considerando la potencia fotovoltaica en inversores (MW) de instalaciones que vierten energía a las redes de transporte o distribución.

Se puede observar cómo la potencia eléctrica en b.a. instalada en Fuerteventura ha aumentado progresivamente hasta 2019. Con respecto a este último año, se ha procedido a realizar un desglose de la potencia eléctrica instalada en la isla de Fuerteventura, con el objetivo de poder estudiar el porcentaje procedente de fuentes renovables y de derivados del petróleo, y analizarlo en comparación con las Islas Canarias en general.

Tabla 8: Potencia eléctrica instalada en Fuerteventura y en Canarias en función de la fuente de energía primaria utilizada, teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica a la salida de los inversores.

Lugar:		Fuerteventura			Canarias	
Fuentes de energía primaria	Tipo de fuente	Potencia eléctrica instalada (MW)	Potencia eléctrica instalada total (MW)	Porcentaje (%)	Potencia eléctrica instalada total (MW)	Porcentaje (%)
Derivados del petróleo	Centrales térmicas	187,02	187,02	82,17	2696,36	81,56
Renovables	Eólica	28,66	40,57	17,83	609,44	18,44
	Fotovoltaica	11,91				
Total (MW)			227,59	100%	3305,80	100%

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

Teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica en paneles (MWp):

Tabla 9: Potencia eléctrica instalada en Fuerteventura y en Canarias en función de la fuente de energía primaria utilizada, teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica en paneles.

Lugar:		Fuerteventura			Canarias	
Fuentes de energía primaria	Tipo de fuente	Potencia eléctrica instalada (MW)	Potencia eléctrica instalada total (MW)	Porcentaje (%)	Potencia eléctrica instalada total (MW)	Porcentaje (%)
Derivados del petróleo	Centrales térmicas	187,02	187,02	81,87	2696,36	81,21
Renovables	Eólica	28,66	41,42	18,13	623,67	18,79
	Fotovoltaica	12,76				
Total (MW)			228,44	100%	3320,03	100%

Fuente: Elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

La tabla 8 refleja que, en este último año, se produjeron aproximadamente 227,6 MW en Fuerteventura. Esto corresponde al 6,88% de la potencia eléctrica instalada total en Canarias, teniendo en cuenta la potencia fotovoltaica a la salida de los inversores. No obstante, y de igual manera que sucede de forma aún generalizada a nivel mundial, los combustibles fósiles siguen teniendo actualmente gran peso en la cantidad de potencia instalada en la isla. En efecto, de la potencia instalada en Fuerteventura, el 82,17% es producida por fuentes derivadas del petróleo y, el restante, a fuentes renovables. El diseño de la planta termosolar de torre central de este TFG ayudará a revertir paulatinamente junto a otras plantas de energía renovables esta situación, para poder cumplir así los objetivos del PNIEC de modo gradual.

3.1.2. Producción de energía eléctrica anual bruta

La producción de energía eléctrica anual bruta de todo el sistema eléctrico de Canarias ha sido recopilada desde el año 1995 en la tabla 10 y se podrá estudiar así su evolución hasta 2019.

Tabla 10: Evolución de la producción anual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen.

Año	Centrales térmicas		Refinería y cogeneración		Renovables		Total	
	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)
1995	4.356,1		614,6		64,7		5.035,4	
1996	4.574,6	5,0%	628,8	2,3%	73,1	13,0%	5.276,5	4,8%
1997	4.942,3	8,0%	631,1	0,4%	78,9	7,9%	5.652,3	7,1%
1998	5.260,9	6,4%	633,8	0,4%	118,3	49,9%	6.013,0	6,4%
1999	5.569,2	5,9%	632,2	-0,3%	225,2	90,4%	6.426,6	6,9%
2000	6.107,8	9,7%	528,9	-16,3%	244,6	8,6%	6.881,3	7,1%
2001	6.516,2	6,7%	485,6	-8,2%	342,8	40,1%	7.344,6	6,7%
2002	6.829,7	4,8%	493,2	1,6%	360,8	5,3%	7.683,7	4,6%
2003	7.470,9	9,4%	407,4	-17,4%	357,0	-1,1%	8.235,3	7,2%
2004	8.040,1	7,6%	384,4	-5,6%	340,0	-4,8%	8.764,5	6,4%
2005	8.444,7	5,0%	320,1	-16,7%	332,3	-2,3%	9.097,1	3,8%
2006	8.885,9	5,2%	273,1	-14,7%	333,7	0,4%	9.492,7	4,3%
2007	9.123,9	2,7%	260,3	-4,7%	395,6	18,5%	9.779,8	3,0%
2008	9.170,5	0,5%	276,1	6,1%	665,8	68,3%	10.112,4	3,4%
2009	8.789,7	-4,2%	302,5	9,6%	533,6	-19,9%	9.625,8	-4,8%
2010	8.694,9	-1,1%	183,9	-39,2%	534,6	0,2%	9.413,4	-2,2%
2011	8.642,1	-0,6%	129,5	-29,6%	596,5	11,6%	9.368,1	-0,5%
2012	8.578,0	-0,7%	195,4	50,9%	625,9	4,9%	9.399,3	0,3%
2013	8.320,5	-3,0%	99,4	-49,1%	658,8	5,3%	9.078,7	-3,4%
2014 ⁽¹⁾	8.295,5	-0,3%	34,1	-65,6%	681,2	3,4%	9.010,9	-0,7%
2015 ⁽¹⁾	8.410,6	1,4%	4,8	-85,9%	698,7	2,6%	9.114,2	1,1%
2016 ⁽¹⁾	8.517,4	1,3%	0,9	-81,8%	717,1	2,6%	9.235,3	1,3%
2017 ⁽¹⁾	8.690,8	2,0%	0,003	-99,7%	739,7	3,1%	9.430,5	2,1%
2018 ⁽¹⁾	8.352,9	-3,9%	0,26	9587,6%	960,7	29,9%	9.313,8	-1,2%
2019 ⁽¹⁾	7.855,5	-6,0%	0,0	-100,0%	1.480,6	54,1%	9.336,1	0,2%
Tasa interanual de crecimiento (%)								
19/18	-6,0%	-	-100,0%	-	54,1%	-	0,2%	-
19/14	-1,1%	-	-100,0%	-	16,8%	-	0,7%	-
19/09	-1,1%	-	-100,0%	-	10,7%	-	-0,3%	-

Fuente: Anuario Energético de Canarias (2019) [1]. ⁽¹⁾ Incluye energía para bombeos y consumos propios de la central Hidroeléctrica de Gorona del Viento no vertida a red.

En Canarias, como aparece en la tabla anterior, la producción a partir de fuentes de energía renovable aumentó un 51,4% en 2019 en comparación con el año anterior, llegando a alcanzar los 1480,6 GWh. Por el contrario, la generación eléctrica tanto en centrales térmicas como en refinerías y cogeneración se redujo. En el primer caso, disminuyó en un 6%, llegando a un valor de 7855,5 GWh. En el segundo caso, llegó incluso a no aportar nada al conjunto energético. Aun así, estos resultados se traducen en un 84,14% de la producción bruta total de energía eléctrica a través de centrales térmicas y un 15,86% a partir de fuentes de generación renovable. De todos modos, estos porcentajes son positivos dado que, si se analiza la tendencia en el periodo temporal comprendido entre 2009 y 2019, Canarias ha experimentado un

crecimiento interanual en la producción bruta a partir de energías renovables del 10,7%, mientras que para el periodo 2014-2019 este incremento fue incluso del 16,8 % [1].

Si se realiza un análisis de la producción mensual bruta de energía eléctrica en Canarias, desglosada por origen, durante el año 2019, se obtienen los valores recogidos en la tabla 11:

Tabla 11: Producción mensual bruta de energía eléctrica en Canarias, por origen, en 2019.

Mes	Centrales térmicas		Refin. y cogeneración		Renovables		Total	
	MWh	Mes/total	MWh	Mes/total	MWh	Mes/total	MWh	Mes/total
Enero	717.830	9,1%	0	-	77.344	5,22%	795.175	8,5%
Febrero	641.124	8,2%	0	-	72.862	4,92%	713.986	7,6%
Marzo	650.372	8,3%	0	-	127.251	8,59%	777.623	8,3%
Abril	641.827	8,2%	0	-	96.446	6,51%	738.274	7,9%
Mayo	632.971	8,1%	0	-	130.622	8,82%	763.593	8,2%
Junio	650.334	8,3%	0	-	102.050	6,89%	752.384	8,1%
Julio	606.809	7,7%	0	-	196.949	13,30%	803.758	8,6%
Agosto	631.708	8,0%	0	-	194.114	13,11%	825.823	8,8%
Septiembre	661.179	8,4%	0	-	129.590	8,75%	790.770	8,5%
Octubre	703.061	8,9%	0	-	114.353	7,72%	817.413	8,8%
Noviembre	622.334	7,9%	0	-	149.199	10,08%	771.533	8,3%
Diciembre	695.913	8,9%	0	-	89.854	6,07%	785.767	8,4%
TOTAL	7.855.463	-	0,00	-	1.480.635	-	9.336.098	-
Ene-Mar/Total	25,6%	-	-	-	18,7%	-	24,5%	-
Abr-Jun/Total	24,5%	-	-	-	22,2%	-	24,1%	-
Jul-Sep/Total	24,2%	-	-	-	35,2%	-	25,9%	-
Oct-Dic/Total	25,7%	-	-	-	23,9%	-	25,4%	-

Fuente: Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

El mes donde se registró una mayor producción de energía fue agosto, con una producción mensual de 825823 MWh. También se observa como en los meses de verano la producción de energías renovables aumenta alcanzando su pico en el mes de julio de 196949 MWh, una cifra equivalente al 13,30% de la producción bruta total de energía eléctrica generada por fuentes renovables en 2019.

A continuación, se muestra la estructura de producción eléctrica bruta (b.a.) para el año 2019, en función del tipo de generación eléctrica y tecnología, para la isla de Fuerteventura:

Tabla 12: Producción de energía eléctrica bruta, en Fuerteventura y en Canarias, en función de la fuente de energía primaria utilizada.

Lugar:		Fuerteventura			Canarias	
Fuentes de energía primaria	Tipo de fuente	Producción de energía eléctrica bruta (GWh)	Producción de energía eléctrica bruta total (GWh)	Porcentaje (%)	Producción de energía eléctrica bruta total (GWh)	Porcentaje (%)
Derivados del petróleo	Centrales térmicas	637	637	88,82	7855	84,14
Renovables	Eólica	63	80	11,18	1481	15,86
	Fotovoltaica	17				
Total (GWh)			717	100%	9336	100%

Fuente: elaboración propia a partir del Anuario Energético de Canarias (2019) [1].

Se observa cómo el 88,82% de la producción de la energía eléctrica bruta procede de derivados del petróleo y el 11,18% restante de las energías renovables para el caso de la isla de Fuerteventura.

En definitiva, aún queda un largo camino para lograr abastecer a la isla de Fuerteventura con una economía basada en el empleo de energías renovables como únicas fuentes de energía. No obstante, las políticas energéticas cada vez más apuestan por este tipo de producción libre de emisiones contaminantes que afecten al medio ambiente. El diseño de esta planta de tecnología termosolar de torre central será un paso más en ese recorrido.

3.2. Objetivo del abastecimiento de la planta diseñada en este TFG

En la isla de Fuerteventura, de acuerdo con el Consejo Insular de Aguas [14], los usos industriales de la producción del agua están destinados a las plantas de aguas residuales (EDAR) y plantas desaladoras de agua marina (EDAM).

De acuerdo con la base de datos disponible en [14], actualmente en Fuerteventura hay 28 EDAM's, de las cuales 6 son públicas y 22 privadas. En conjunto, todas ellas tienen una capacidad nominal actual de producción industrial de la desalación de agua de mar que asciende a 65.280,00 m³/d (23,83 Hm³/año). La tecnología instalada en dichas plantas es la de ósmosis inversa (O.I).

Tabla 13: Datos de la capacidad nominal actual de producción industrial de la desalación de agua de mar en plantas públicas y privadas.

EDAM's

Termino Municipal	Pública	Privada	Capacidad Total	
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	Hm ³ /año
La Oliva	8.300,00	1.390,00	9.690,00	3,54
Puerto del Rosario	21.500,00	500,00	22.000,00	8,03
Antigua	4.800,00	7.740,00	12.540,00	4,58
Betancuria	0,00	0,00	0,00	0,00
Tuineje	2.100,00	0,00	2.100,00	0,77
Pájara	4.400,00	14.550,00	18.950,00	6,92
Total Isla:	41.100,00	24.180,00	65.280,00	23,83

Fuente: Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura [14].

Con respecto a plantas de aguas residuales, actualmente en Fuerteventura hay 72 EDAR's, de las cuales 18 son públicas y 56 privadas. En conjunto, todas ellas tienen una capacidad nominal actual de producción industrial de la depuración de aguas residuales urbanas que asciende a 39.209,50 m³/d (14,31 Hm³/año). Las tecnologías instaladas en dichas plantas son: Tratamiento biológico convencional de baja carga, Biorreactores de membrana (MBR) y Tratamiento terciario por electrodiálisis reversible (EDR).

Tabla 14: Datos de la capacidad nominal actual de producción industrial de la depuración de aguas residuales urbanas en plantas públicas y privadas.

EDAR's

Termino Municipal	Pública	Privada	Capacidad Total	
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	Hm ³ /año
La Oliva	3.775,00	2.730,50	6.505,50	2,37
Puerto del Rosario	4.200,00	1.126,00	5.326,00	1,94
Antigua	3.300,00	2.100,00	5.400,00	1,97
Betancuria	90,00	25,00	115,00	0,04
Tuineje	2.175,00	1.010,00	3.185,00	1,16
Pájara	5.545,00	13.133,00	18.678,00	6,82
Total Isla:	19.085,00	20.124,50	39.209,50	14,31

Fuente: Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura [14].

Con los datos obtenidos anteriormente, se calcula la proporción de agua desalada consumida en la isla de Fuerteventura:

Gráfico 5: Porcentaje de producción industrial de aguas en Fuerteventura.

Fuente: elaboración propia a partir del Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura [14].

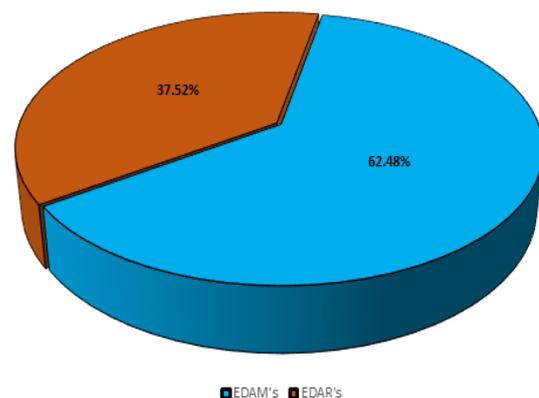


Tabla 15: Cantidad total de producción industrial de aguas

	Caudal volumétrico (m³/día)	Proporción (%)
EDAM's	65.280,00	62,48
EDAR's	39.209,50	37,52
Total:	<u>104489,50 m³/día</u>	<u>100%</u>

Fuente: elaboración propia a partir del Consejo Insular de Aguas de Fuerteventura [14].

Para este TFG, y teniendo en consideración los datos previamente aportados, se ha decidido tomar como referencia el consumo energético de las plantas de desalación de agua marina de la isla para averiguar la cantidad de producción que tendrá la planta termosolar y facilitar la posibilidad de abastecerlas con ella. Para ello, ha sido necesario estudiar la proporción de agua desalada consumida en la isla de Fuerteventura, la cual es de 62,48%. Para la estimación del consumo energético por desalación, se utilizará la información dada en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [15], en el que el consumo medio por ósmosis inversa es de 4,3 kWh/m³. A esta cifra hay que añadir otros 0,6 kWh/m³ por la captación y pre/postratamientos del agua. Por lo tanto, el consumo medio total estimado es de 4,9 kWh/m³. De esta manera, conociendo de antemano el caudal volumétrico de agua desalada de la isla de Fuerteventura (65280 m³/d), se calcula el consumo energético:

$$4,9 \frac{kWh}{m^3} \cdot 65.280 \frac{m^3}{día} = 319.872 \frac{kWh}{día} \cdot \frac{1 día}{24h} = 13.328kW \cdot \frac{1MW}{1000kW} = \mathbf{13,328MW} \quad (1)$$

$$4,9 \frac{kWh}{m^3} \cdot 65.280 \frac{m^3}{día} \cdot \frac{365 días}{1 año} = \mathbf{116,753GWh/año} \quad (2)$$

Por lo tanto, la estimación del consumo energético por desalación es de 13,328MW, es decir, 116,753GWh/año. En 2019 la demanda de energía eléctrica bruta en la isla de Fuerteventura fue de 716,840 GWh por lo que en torno a un 16,30% de la energía consumida corresponde a producción de agua desalada.

Por esta razón, en este TFG, se ha optado por dimensionar la planta termosolar de torre central en torno a una potencia de 15 MW, lo que equivaldría a alimentar al 100% de las plantas la desalación de agua de mar de la isla.

3.3. Forma en la que esta planta termosolar puede favorecer el cumplimiento de los objetivos del PNIEC

Las plantas de energía solar termoeléctrica son esenciales si se pretende alcanzar un sistema de energía climáticamente neutro en un futuro basado en fuentes de energía renovables, dada su capacidad para producir electricidad en función de la demanda y suministrar con su electricidad a la red eléctrica, incluso tras la puesta del Sol con el almacenamiento térmico añadido. La transición desde la producción de energía por medio de las plantas de energía de carbón y gas hacia la eliminación de plantas causantes de emisiones contaminantes pasa por la instalación de centrales solares termoeléctricas como las de este TFG.

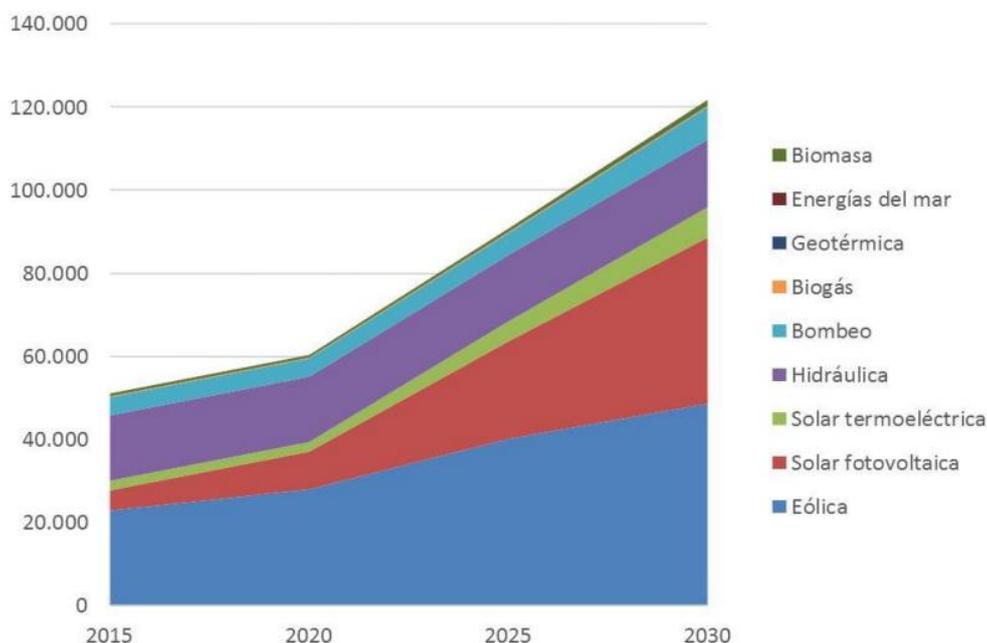
Para ello, resulta fundamental que las instituciones gubernamentales apuesten por políticas donde se promueva y facilite su instalación, por medio de condiciones de mercado adecuadas y predecibles [8]. Por ejemplo, podrían establecerse objetivos para la expansión de tecnologías seleccionadas. Entre ellas, en España se ha creado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC).

En este plan, aparecen reflejadas diferentes estimaciones del Escenario Objetivo orientado a luchar contra el cambio climático. El papel de las centrales termoeléctricas resulta esencial para conseguir la transición energética necesaria para alcanzarlo. En efecto, de acuerdo con el PNIEC, este tipo de tecnología de energía renovable se encuentra en una posición competitiva con alto nivel de participación de sus empresas (entre otras como la fotovoltaica o la eólica). La instalación de nuevas plantas termoeléctricas como la diseñada en este TFG potenciaría el crecimiento de este mercado económico sostenible cada vez más necesario para nuestro planeta.

Esta transición energética viene de la mano de una mayor capacidad de gestión y flexibilidad del sistema eléctrico, para poder satisfacer las necesidades de abastecimiento de la población. Las tecnologías termosolares, y concretamente con tamaños de almacenamiento de energía térmica de 9 horas, pueden abarcar el cumplimiento de este objetivo del PNIEC. Además, estas tecnologías permiten el empleo del almacenamiento térmico para la producción de electricidad durante las horas nocturnas, lo cual garantiza esta mayor capacidad de gestión y flexibilidad al poder ser utilizada cuando ya no están disponibles las otras energías renovables (como la fotovoltaica).

Por ello, el plan plantea multitud de factores que deben ser considerados para alcanzar sus objetivos, entre los que se encuentra aumentar la producción de energía a través de fuentes de energía renovable. En concreto, se puede destacar la capacidad instalada de tecnologías renovables (gráfico 6) y evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (tabla 16).

Gráfico 6: Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)



Fuente: PNIEC [2].

Tabla 16: Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica.

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

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: PNIEC [2].

Como se ve reflejado en la tabla, se quiere conseguir para 2030 una potencia total instalada en España de energía solar termoeléctrica de 7303 MW, es decir, un aumento de este tipo de energía para alcanzar una capacidad total de cinco gigavatios más para 2030.

No obstante, la distribución concreta por tecnologías renovables entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de los costes relativos de estas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación. Por ello, su valor relativo podrá variar, dentro de unos márgenes, respecto de las cifras presentadas.

CAPÍTULO 4: EXPLICACIÓN DEL PROGRAMA SAM

Para la elaboración de este TFG, el programa que se ha utilizado principalmente es el *System Advisor Model (SAM)*. No obstante, también se ha utilizado el Microsoft Excel como hoja de cálculo, donde se ha podido realizar algunas gráficas y tablas disponibles en este documento.

4.1. *System Advisor Model (SAM)*

El *System Advisor Model*, conocido por sus siglas “SAM”, es un programa que ha sido desarrollado por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, con fondos del Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) y en colaboración con *Sandia National Laboratories* y con *University of Wisconsin's Solar Energy Laboratory*.

Se trata de una herramienta de modelado de software tecno-económico gratuita para predecir el rendimiento y el costo de proyectos de energía renovable conectados a la red en sitios específicos. De esta manera, SAM puede modelar muchos tipos de sistemas de energía renovable. Entre todos ellos, destacan los sistemas fotovoltaicos (desde pequeñas azoteas residenciales hasta grandes sistemas a gran escala), sistemas de energía eólica y sistemas de energía solar de concentración para la generación de energía eléctrica (incluidos colectores cilindro-parabólicos, torres de energía y Fresnel lineal). Además, tiene la ventaja de que también incluye una serie de modelos financieros que permiten el cálculo de los costes de producción de la electricidad teniendo en cuenta inversiones iniciales, intereses, deudas, impuestos, etc.

SAM facilita la toma de decisiones para aquellas personas que trabajan en la industria de las energías renovables, como los desarrolladores de tecnologías, investigadores, entre otros. Asimismo, también puede ser utilizado para fines académicos o comerciales, evaluando así el impacto que supone las posibles modificaciones que mejoran la eficiencia o las reducciones de costos de la energía de los sistemas actualmente instalados. De forma similar, se utiliza para evaluar diferentes configuraciones de sistemas para maximizar las ganancias de las ventas de electricidad y para estimar los valores de rendimiento. Por esta razón, este programa será el principal utilizado para la elaboración de este TFG.

4.2. Concepto de las principales variables que aparecen en el programa

Para conocer cómo se realiza el estudio en SAM de la investigación llevada a cabo en este TFG, será necesario entender previamente las principales variables que se van a manipular así como su significado:

- *Solar multiple* (Múltiplo solar): El múltiplo solar es también conocido como “SM”. Se trata de un parámetro que se estudia en las condiciones de diseño. Representa la relación entre la potencia térmica recibida en el receptor (*Receiver thermal power, MWt*), correspondiente a la producida por el campo de helióstatos, y la potencia térmica demandada por el ciclo de potencia (*Cycle Thermal Power, MWt*). Posee un valor mayor que uno, pero en el caso de que el sistema no utilice almacenamiento, su valor será cercano o igual a uno.

$$\text{Solar multiple} = \frac{\text{Receiver Thermal Power (MWt)}}{\text{Cycle Thermal Power (MWt)}} \quad (3)$$

- *HTF hot temperature and HTF cold temperature, °C* (Temperatura caliente y fría del HTF): Estos parámetros representan la temperatura del fluido caloportador cuando el ciclo de energía opera en su punto de diseño, en la salida (caliente) y en la entrada (fría) del receptor, respectivamente.
- La capacidad de almacenamiento se puede describir de diferentes formas:
 - *Full load hours of storage, hours* (Horas de almacenamiento a plena carga): Es el parámetro más utilizado en los diferentes tipos de CSP, y representa el número de horas que el sistema de almacenamiento puede suministrar energía en el punto de diseño al ciclo de potencia, es decir, la capacidad nominal de almacenamiento térmico expresada en horas a plena carga.
 - *Solar field hours of storage, hours* (Horas de almacenamiento del campo solar): Este parámetro no es tan utilizado como el *Full load hours of storage*, pues es característico en las plantas termosolares de torre central. Este representa el número de horas que el campo solar dispondría para suministrar calor en su punto de diseño. Para la obtención de su valor, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Solar Field Hours of Storage (h)} = \frac{\text{Full Load Hours of Storage (h)}}{\text{Solar Multiple}} \quad (4)$$

De ambas formas, se puede hallar el valor de la capacidad térmica nominal del sistema de almacenamiento (*TES thermal capacity, MWht*):

$$\text{TES thermal capacity (MWht)} = \text{Cycle Thermal Power (MWt)} \cdot \text{Full Load Hours of Storage (h)} \quad (5)$$

$$\text{TES thermal capacity (MWht)} = \text{Receiver Thermal Power (MWt)} \cdot \text{Solar Field Hours of Storage (h)} \quad (6)$$

- *Design turbine gross output, MWe* (Potencia bruta de diseño de la turbina): Como su propio nombre indica, representa la potencia eléctrica bruta de salida del bloque de potencia en el punto de diseño, esto es, sin tener en cuenta las pérdidas parásitas.
- *Estimated gross-to-net conversion factor* (Estimación del factor de conversión de bruto a neto): Es una estimación de la relación entre la potencia eléctrica entregada a la red (*Estimated Net Output at Design, MWe*) y *Design turbine gross output, MWe*. El valor representa el valor de las pérdidas parasitarias esperadas en el punto de diseño.

$$\text{Estimated gross to net conversion factor} = \frac{\text{Estimated Net Output at Design (MWe)}}{\text{Design Gross Output (MWe)}} \quad (7)$$

- *Cycle thermal efficiency* (Eficiencia del bloque de potencia): Esta variable representa el valor de la eficiencia del bloque de potencia, es decir, es la relación entre *Design Turbine Gross Output, MWe* y la potencia térmica requerida en la entrada del ciclo de potencia para que funcione en su punto de diseño (*Cycle thermal power, MWt*).

$$\text{Cycle Thermal Efficiency} = \frac{\text{Design Turbine Gross Output (MWe)}}{\text{Cycle Thermal Power (MWt)}} \quad (8)$$

- *Total land area, acres* (área total de la planta): El valor de esta variable es el área total ocupada por toda la planta termosolar de torre central, incluido el campo de heliostatos, la torre, el bloque de potencia, las tuberías, los tanques de almacenamiento, los edificios, etc.
- *Capacity Factor* (Factor de capacidad): El factor de capacidad es la relación entre la producción eléctrica prevista del sistema en el primer año de operación (*Net Annual*

Energy, kWh/yr) y la energía eléctrica que se habría producido si la central hubiera trabajado a plena carga en ese mismo periodo (*Estimated Net Output at Design (Nameplate)*, kWe). Para su obtención, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{Capacity Factor} = \frac{\text{Net Annual Energy (kWh/yr)} \cdot 8760 \text{ yr/h}}{\text{Estimated Net Output at Design (Nameplate) (kWe)}} \quad (9)$$

- *Total installed cost*, \$ (Coste total de la instalación): Esta variable representa el coste total de la instalación, es decir, la suma del costo directo total (suma de equipos, sistema, mano de obra de instalación, costos generales, etc.) y el costo indirecto total (Adquisición de permisos, estudios ambientales, interconexión a la red, impuestos, etc.)
- *Levelized Cost Of Energy*, cents/kWh: Este parámetro, también conocido por sus siglas “LCOE”, es aquel que mide el coste total del ciclo de vida del proyecto expresado en cents/kWh de electricidad generada por el sistema durante su vida útil. De esta manera, el LCOE representa el costo de generar electricidad durante la vida del proyecto, contabilizando los impuestos y los incentivos. Con la obtención de su valor, permite al diseñador de la planta estimar si su instalación será factible o no, además de poder realizar análisis comparativos con otras plantas termosolares u otras tecnologías. También tiene en cuenta factores como la existencia de un área de almacenamiento de energía térmica dentro de la planta, el múltiplo solar o el factor de capacidad.

Para todos los modelos financieros, SAM calcula LCOE tanto reales como nominales. La diferencia entre ambos es que el primero tiene en cuenta la inflación de la moneda a lo largo del tiempo, mientras que el segundo no lo tiene en cuenta, pues utiliza el valor de la moneda actualmente. Por lo tanto, la elección de LCOE real o nominal depende del análisis. Si bien para un análisis a largo plazo puede ser apropiado utilizar el LCOE real para tener en consideración el efecto de la inflación durante la vida del proyecto, para un análisis a corto plazo resulta más interesante utilizar un LCOE nominal. En el caso planteado en este TFG, se utilizará el LCOE real.

Como se mencionó anteriormente, las variables definidas en este apartado son las variables principales utilizadas. El resto de las variables que se utilizarán en este documento, o bien se explican cuando son mencionadas o bien están disponibles en la ayuda incorporada en el programa. No obstante, también la ayuda puede ser descargada desde la web de NREL.

4.3. Diseño de la planta termosolar de torre central en SAM

Para diseñar un proyecto de energía renovable en SAM, en primer lugar, se debe elegir la tecnología que se va a utilizar y un modelo financiero. De esta manera, la tecnología que se va a utilizar en esta investigación es la de torre empleando sal fundida (*Molten Salt Power Tower*) para la generación de energía eléctrica. Como modelo financiero se utilizará *Merchant Plant*. Este es similar al modelo financiero de un único propietario (*Single Owner*), es decir, el propietario del proyecto (puede ser el desarrollador original o un inversor fiscal externo que compra el proyecto al desarrollador) construye, posee y opera el sistema de energía, “excepto que la energía generada por el sistema se vende a precios de mercado que pueden variar por hora, día o mes durante la vida del proyecto”.

En segundo lugar, es necesario asignar los valores a todas las variables de entrada para brindar información sobre la ubicación del proyecto, las características del sistema, del campo de heliostatos, de la torre y el receptor, del bloque de potencia, del almacenamiento térmico y de los costes de la instalación, entre otras. Realizado esto, ejecutando las simulaciones se pueden observar los resultados obtenidos para esos valores introducidos. Se pueden observar gráficos y tablas de múltiples variables, incluso de conjuntos de valores de series temporales, como la producción de electricidad del sistema durante un año. Además, también aparece un conjunto de datos de series de tiempo representados en diferentes gráficos como un perfil diario promedio para cada mes del año. Todos estos datos, gracias a las herramientas adicionales que ofrece el software, pueden ser exportados como texto en el portapapeles, como archivo CSV, como archivo Excel, o incluso, se pueden exportar tablas y gráficos directamente como un archivo PDF. Además, en el caso de los gráficos, se pueden exportar como imágenes con unas ciertas dimensiones, ya sea en formato BMP, JPEG y PNG.

Sin embargo, un análisis típico en este programa implica ejecutar la simulación con las múltiples variables de entrada, examinar resultados, revisar los valores de los datos de entradas, modificarlos y seguidamente repetir este proceso hasta conseguir los resultados finales requeridos.

No obstante, en el estudio que se plantea en este TFG, se optimiza la planta para conseguir un *Levelized Cost of Energy* (LCOE) mínimo junto con la energía disipada mínima. La forma que posee SAM de disipar energía en una planta termosolar de torre central es desenfocando automáticamente parte de los heliostatos que forman el campo solar. El

parámetro relacionado con este desenfoco es el que se conoce como *Field optical focus fraction* y representa el porcentaje en tanto por uno de la cantidad de heliostatos que están operativos/enfocados en un instante de tiempo. Un valor de uno indica que todos los heliostatos están operativos, mientras que un valor de cero indica que todos estos no lo están. Además, también se analizará otra variable, conocida como *TES charge state*, que indica el nivel de capacidad térmica en el que se encuentra el almacenamiento. Por lo tanto, se optimizará la planta para conseguir un LCOE mínimo y un *Field optical focus fraction* máximo, analizando a su vez el *TES charge state*. Para realizar esta optimización, se utilizará una de las herramientas de simulación que ofrece SAM, que permite realizar estudios que involucran múltiples simulaciones. Esta herramienta es la que se conoce como “*Parametrics*”, análisis paramétrico, y permite obtener en forma de gráfica y tabla los resultados de las variables de salida que seleccione el usuario (*output*) una vez se han modificado los valores de las variables de entrada (*input*) seleccionados por dicho usuario. Es importante destacar que el análisis se realiza fijando todos los valores de las restantes variables que han sido introducidos en las diversas secciones de la planta que se muestran en el programa (ubicación, características de los heliostatos, almacenamiento térmico, etc.). Aunque, en el caso planteado en este documento, también se ha optimizado en el análisis el número de heliostatos, la altura de la torre, y la altura y el diámetro del receptor para cada *inputs*. Este análisis es útil para optimizar y explorar las relaciones entre las variables de entrada y las variables de salida que se asignen. No obstante, en este análisis paramétrico, el software no incluye los valores de las series temporales de las variables *Field optical focus fraction* y *TES charge state*. Por ello, se ha realizado de uno en uno con simulaciones generales, fijando los datos obtenidos del estudio paramétrico en las diferentes secciones del programa.

De esta manera, con la información dada en el capítulo 3, se fijan algunas de las variables, pero el resto de ellas se deja el valor por defecto que viene incorporado en el programa. A continuación, se realizará el análisis paramétrico, introduciendo los *inputs* y los *outputs* que se explicaran en detalle en el capítulo 5, para realizar posteriormente la optimización de las variables nombradas con anterioridad. Hecho esto, se introducen los valores obtenidos en las diferentes secciones de la planta que se muestran en el programa y se ejecuta la simulación para obtener los resultados finales más relevantes. Finalmente, se analizarán los resultados obtenidos y se comprobará si es viable o no una instalación de este tipo en la ubicación seleccionada.

La información descrita en este capítulo ha sido obtenida de los siguientes recursos: programa *System Advisor Model* (SAM) [12], la ayuda del propio programa [12], el sitio web del programa [16], un documento de dicha página donde se realiza una descripción general del programa [17].

CAPÍTULO 5: CARACTERÍSTICAS, DIMENSIONADO Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLANTA

El programa *System Advisor Model* (SAM) ha brindado la oportunidad de diseñar la planta de energía termosolar de torre central de este TFG. En este capítulo se describirán los pasos seguidos para que la planta presente las características necesarias para lograr la mayor optimización posible. Para ello, es necesario fijar, calcular o estimar una serie de variables, mientras que otras tendrán el valor que viene incorporado por defecto en el programa.

En primer lugar, se debe tener en cuenta que, tal y como se ha indicado en el capítulo 3, se ha optado por dimensionar la planta termosolar de torre central en torno a una potencia bruta en la turbina de 15 MWe, lo que equivaldría a alimentar al 100% de las plantas actuales destinadas a la desalación de agua de mar de la isla de Fuerteventura. En segundo lugar, será ahora fundamental especificar, en mayor profundidad, la ubicación de la planta. Esto es, por razones explicadas en capítulos anteriores, se ha elegido la isla de Fuerteventura para su emplazamiento, pero ahora habría que definir qué zona específica se empleará para ello. Con este propósito, se debe tener en consideración las condiciones inherentes de cada posible localización y elegir la más apropiada para albergar una instalación de energía renovable como esta.

Una de estas condiciones es las características topográficas de la superficie terrestre de la isla de Fuerteventura. Esta isla se caracteriza por ser relativamente homogénea, con elevaciones montañosas aisladas de los macizos de Betancuria y Jandía, tal y como se aprecia en las figuras siguientes en las que se muestra un modelo digital de sombra y un mapa topográfico de la isla.

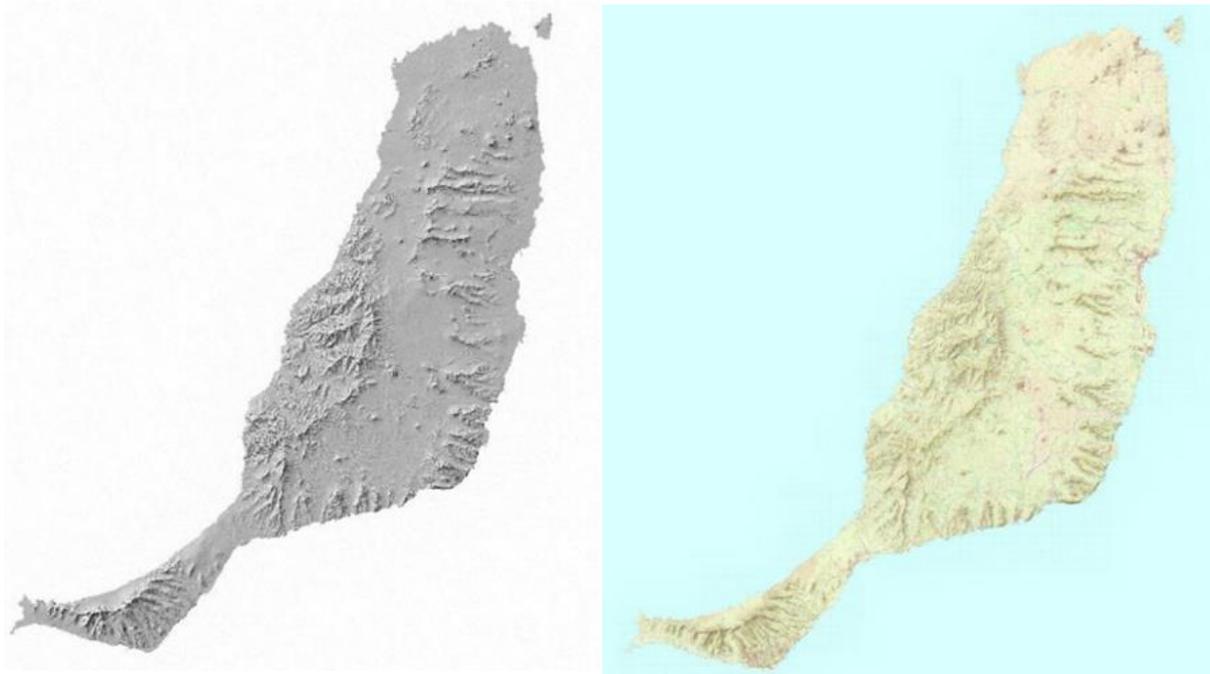


Figura 30 y 31: Modelo digital de sombra y un mapa topográfico de la isla.

Fuente: Grafcan.

Otra de las condiciones para la selección apropiada del emplazamiento de la instalación es la irradiación solar. De acuerdo con Climcan-010 [13], los valores de irradiación solar en Fuerteventura no presentan grandes variaciones, sino que se obtiene en cualquier punto de ella una irradiación de $>5 \text{ KWh/m}^2$. Por esta razón, la ubicación vendrá definida principalmente por el terreno (pues se requiere de una superficie plana para facilitar la instalación de nuestra planta). A continuación se muestran algunas de las ubicaciones más interesantes que se han encontrado dadas las consideraciones planteadas:



Figura 32 y 33: vista de satélite y mapa topográfico de Fuerteventura.

Fuente: Grafcan.

A continuación se describirán las coordenadas geográficas específicas de cada una de esas localizaciones [18]:

- La primera posible ubicación se encuentra a $28^{\circ}35'06.3''\text{N}$ y $13^{\circ}50'35.8''\text{W}$ (28.585083, -13.843278), a una distancia de 1.2 km de la costa.

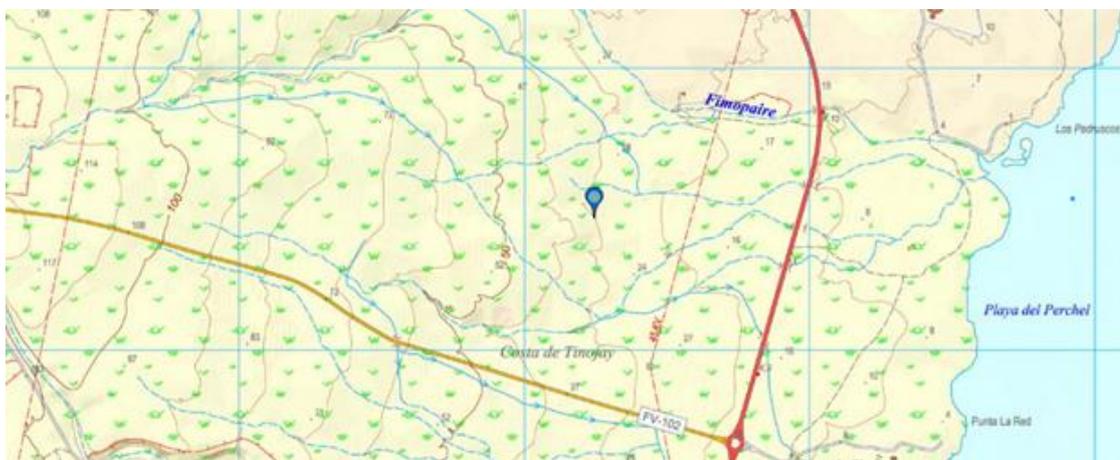


Figura 34: mapa topográfico de la ubicación 1.

Fuente: Grafcan.

- La segunda posible ubicación se encuentra a $28^{\circ}24'40.7''\text{N}$ y $13^{\circ}58'18.4''\text{W}$ (28.411306, -13.971778).



Figura 35: mapa topográfico de la ubicación 2.

Fuente: Grafcan.

- La tercera posible ubicación se encuentra a $28^{\circ}19'31.2''\text{N}$ y $14^{\circ}01'14.3''\text{W}$ (28.325333, -14.020639).



Figura 36: mapa topográfico de la ubicación 3.

Fuente: Grafcan.

- La cuarta posible ubicación se encuentra a $28^{\circ}15'15.2''\text{N}$ y $13^{\circ}59'32.5''\text{W}$ (28.254222, -13.992361).

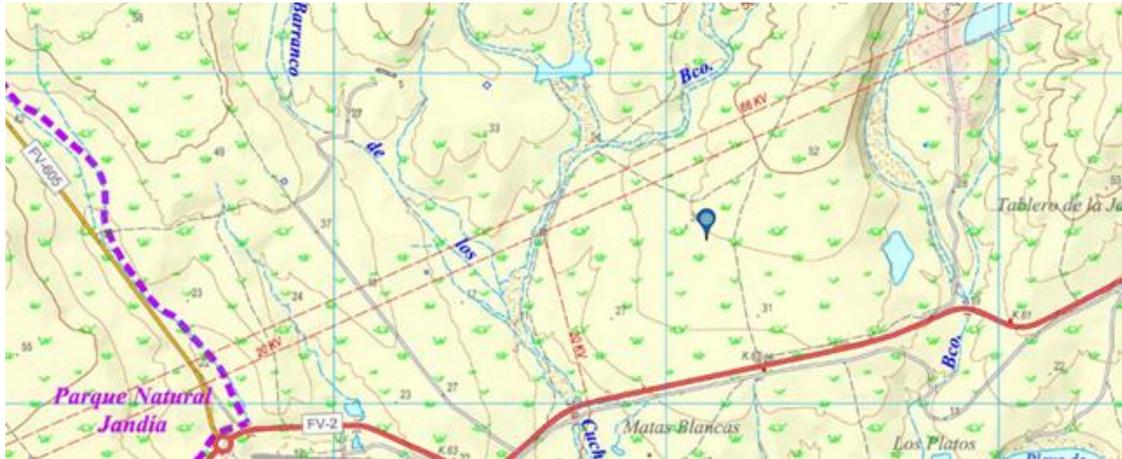


Figura 37: mapa topografico de la ubicacion 4.

Fuente: Grafcan.

- La quinta posible ubicacion se encuentra a $28^{\circ}10'56.6''N$ y $14^{\circ}11'58.8''W$ (28.182389, -14.199667), a una distancia de 0.55 km de la costa.

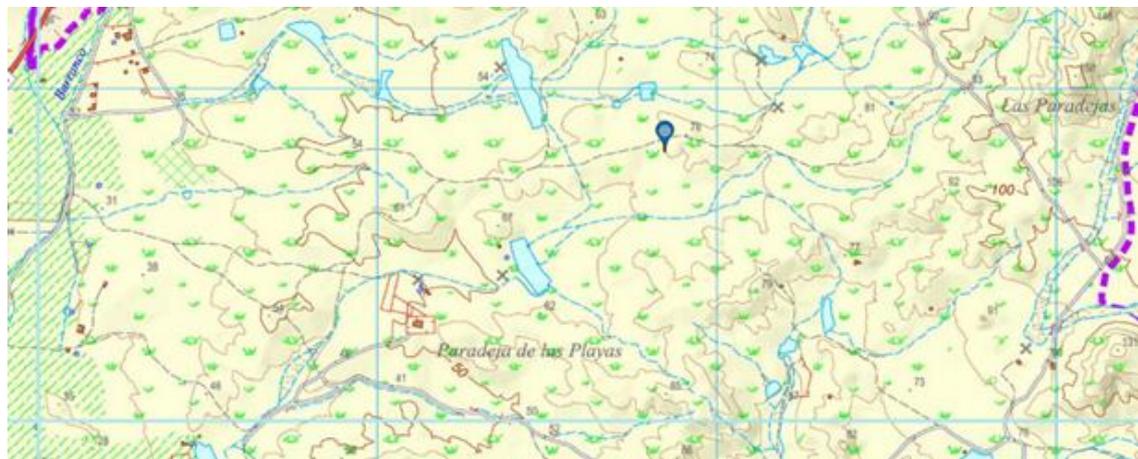


Figura 38: mapa topografico de la ubicacion 5.

Fuente: Grafcan.

De todas estas ubicaciones, la mas apropiada para instalar la planta termosolar de torre central es la numero 2. Pese a que todas cumplen con las caracteristicas topograficas requeridas, el motivo de eleccion de esta zona radica en su mayor grado de homogeneidad con respecto al resto. Esto facilitaria su instalacion y supondria una reduccion de posibles costes anadidos, ya que no se tendria que realizar ningun tipo de modificacion del terreno previo a la instalacion de la planta.

El siguiente paso consiste en introducir las condiciones climáticas de esta ubicación seleccionada en el programa *System Advisor Model* (SAM). Para agregar a SAM estos datos, se ha utilizado la siguiente fuente que ofrece la página web de NREL [9]: PVGIS de la Comisión Europea. De este recurso, se obtendrán los valores por horas de un año meteorológico típico (TMY). Se entiende por TMY al conjunto de datos meteorológicos con datos para cada hora en un año para una ubicación geográfica determinada. “Los datos se seleccionan de datos por horas en un período de tiempo más largo (normalmente 10 años o más. En este caso, 2007-2016). La herramienta TMY se puede utilizar para visualizar interactivamente todos los datos o para descargar los datos como un archivo de texto” [19], o en este caso, con formato EPW, que es el formato que el programa logra entender.

Aun así, no solo se introducirán los datos de la ubicación elegida sino que, de cara a posibles estudios futuros, se insertarán también el de las demás posibles localizaciones. No obstante, al agregar estos archivos meteorológicos a la biblioteca de recursos solares, SAM lee los datos meteorológicos del archivo y calcula los valores promedios anuales de diferentes parámetros para mostrarlos como referencia, aunque luego estos no los utilice durante la simulación. Uno de estos parámetros calculados es la irradiación normal directa. Al hacerlo, se puede comprobar que la radiación solar sí que varía considerablemente de una ubicación a otra, al contrario de lo que planteaba Climcan-010 que mostraba los datos de forma más generalizada y no tenía en cuenta las pequeñas variaciones específicas de cada zona. Los datos calculados por SAM de la irradiación normal directa para cada ubicación son los siguientes:

Tabla 17: Variación de la irradiación normal directa para cada posible ubicación.

		Irradiación normal directa (kWh/m²/día)	Porcentaje de incremento con respecto a la ubicación 2
Ubicacione	1	5.64	-2.08%
	2	5.76	0.00%
	3	6.23	8.16%
	4	5.98	3.80%
	5	5.94	3.13%

Fuente: elaboración propia a partir de los datos calculados por SAM [12].

Pese a que en la ubicación 2 tiene el segundo valor más bajo de irradiación normal directa de todas las zonas planteadas, esta seguirá siendo la zona seleccionada finalmente dadas las consideraciones previamente planteadas (costes, homogeneidad del terreno...). No solo esto sino que, además, la última actualización de los datos meteorológicos (TMY) disponibles datan

del intervalo entre 2007 a 2016. Por ello, para garantizar una mayor precisión con respecto a las condiciones actuales de la localización, se ha optado por seleccionar la ubicación de la planta en base a las disposiciones topográficas del terreno, eligiendo finalmente la número 2. Aun así, sería recomendable realizar el estudio en las demás ubicaciones para poder observar la variación de los resultados y comprobar si se modifican mucho o no, aunque por cuestiones de tiempo no ha sido posible realizarlo y se plantea como línea de investigación futura.

Una vez se ha establecido la ubicación de la planta, considerando la topografía y el índice de radiación solar (entre otras cuestiones que han sido planteadas en el apartado 3.1), otra de las cuestiones que se han abordado es el tipo de refrigeración. La refrigeración ideal para la isla de Fuerteventura sería a través del empleo de una refrigeración húmeda mediante agua de mar (salada). Por este motivo, dos de las posibles ubicaciones planteadas estaban cerca de la costa. El problema surge ante la inexistencia de este tipo de refrigeración en el programa SAM. Los tipos de refrigeración que sí incorpora son los siguientes: enfriado por aire, enfriamiento húmedo (evaporativo) a través de una torre de refrigeración, o enfriamiento híbrido.

Como alternativa, se utilizará la refrigeración seca (conocida como *dry cooling*), esto es, refrigeración por aire. No obstante, esto afectaría negativamente a la eficiencia. El motivo radica en que, si se utilizase agua de mar o una refrigeración húmeda evaporativa, se disminuiría la temperatura promedio a la cual se rechaza el calor hacia el medio de enfriamiento. Si esto sucediera, se aumentaría la eficiencia y, en ese caso, como el calor de entrada es el mismo, se produciría un aumento en el trabajo neto del bloque de potencia. Este tipo de refrigeración (refrigeración por aire) ha sido elegida con el objetivo de consumir el menor consumo de agua posible, debido a la escasez de este recurso que posee la isla de Fuerteventura.

Asimismo, para el estudio de la optimización, se ha utilizado el siguiente fluido termodinámico: 60% NaNO_3 y 40% KNO_3 . Al margen de esto, se han aplicado una serie de valores que vienen dados por defecto en el programa SAM. A continuación, se muestran los más importantes.

Tabla 18: Valores principales por defecto en el programa SAM

System Design	Heliostat Field	
	Design point DNI	900 W/m ²
	Tower and Receiver	
	HTF hot temperature	580°C
	HTF cold temperature	290°C
	Power Cycle	
	Design turbine gross output	15 MWe
	Estimated gross to net conversion factor	0.9
	Estimated net output at design (nameplate)	13.5 MWe
	Cycle thermal efficiency	0.4
	Cycle thermal power	37.5 MWt
Heliostat Field	Heliostat Properties	
	Heliostat width	10m
	Heliostat height	12m
	Number of heliostat facets - X	5
	Number of heliostat facets - Y	6
	Land Area	
	Non-solar field land area	45 acres
	Mirror Washing	
	Water usage per wash	0.7 L/m ² , aper
	Washes per year	63
	Solar Field Layout Constraints	
	Max. heliostat distance to tower height ratio	5
	Min. heliostat distance to tower height ratio	0.75
Tower and Receiver	Receiver Heat Transfer Properties	
	Tube outer diameter	40mm
	Tube wall thickness	1.25mm
System Control	Plant Energy Consumption	
	Fraction of rated gross power consumed all times	0.0055 MWe/MWcap
	Balance of plant parasitic	0 MWe/MWcap

Fuente: elaboración propia a partir de la aplicación SAM [12].

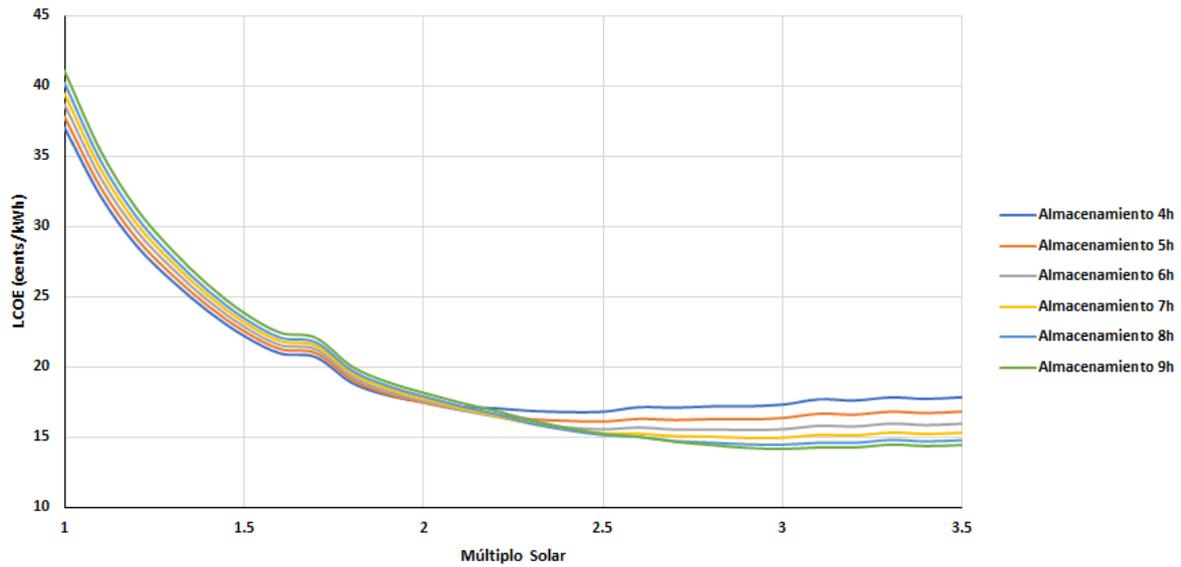
Una vez fijados todos estos parámetros, se procederá a la realización de la optimización de la planta para conseguir un LCOE mínimo junto con la energía disipada mínima (*Field optical focus fraction* y *TES charge state*). Esto se conseguirá para cada tamaño de almacenamiento, variando el múltiplo solar. Para ello, se realizará un análisis paramétrico a través de la opción *Parametrics* del SAM, la cual permite llevar a cabo estudios más exhaustivos para conocer los valores óptimos de trabajo, tal y como se detalló en el apartado 4.3. Además, al margen de optimizar los valores de las variables LCOE y energía disipada, cuando se realiza el estudio paramétrico para diferentes variables de entrada, el programa SAM permite también la optimización de las siguientes variables relativas al campo solar: diseño del campo, número de helióstatos, altura de la torre y del receptor, así como su diámetro. La optimización de estas variables pertinentes al campo solar se consigue al encontrar los valores que minimizan el costo de energía del sistema.

Para realizar este análisis, es necesario introducir los valores de las siguientes variables de entrada seleccionadas (*input*): *Full load hours of storage* y *Solar multiple*. La primera, varía desde 4 a 9 horas cada 1 hora; la segunda, desde 1 a 5 cada 0.1. De esta manera, se podrán obtener todas las combinaciones posibles y elegir la que permita conseguir la optimización de los parámetros LCOE y energía disipada mínima. Una vez se han modificado estos valores de las variables de entrada mencionadas, se eligen las variables de salida (*output*): LCOE, la energía anual eléctrica entregada a la red, el factor de capacidad, el consumo total de agua, el número de helióstatos, los costes de inversión total y el espacio total ocupado por la planta.

Es necesario considerar que este análisis paramétrico no proporciona los valores de las variables de salida *Field optical focus fraction* y *TES charge state*. Por esta razón, primero se estudiará el parámetro LCOE mínimo. Después, se analizarán estos dos parámetros con una simulación general.

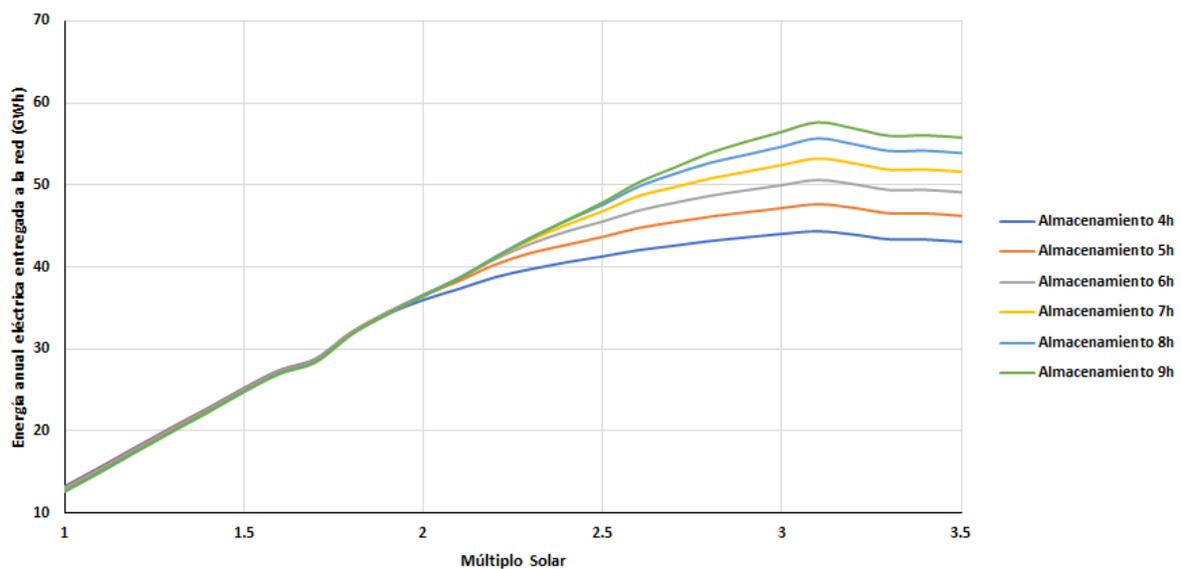
Los resultados de este análisis paramétrico para conseguir la optimización de la planta, representados mediante gráficas, son los siguientes:

Gráfico 7: LCOE frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



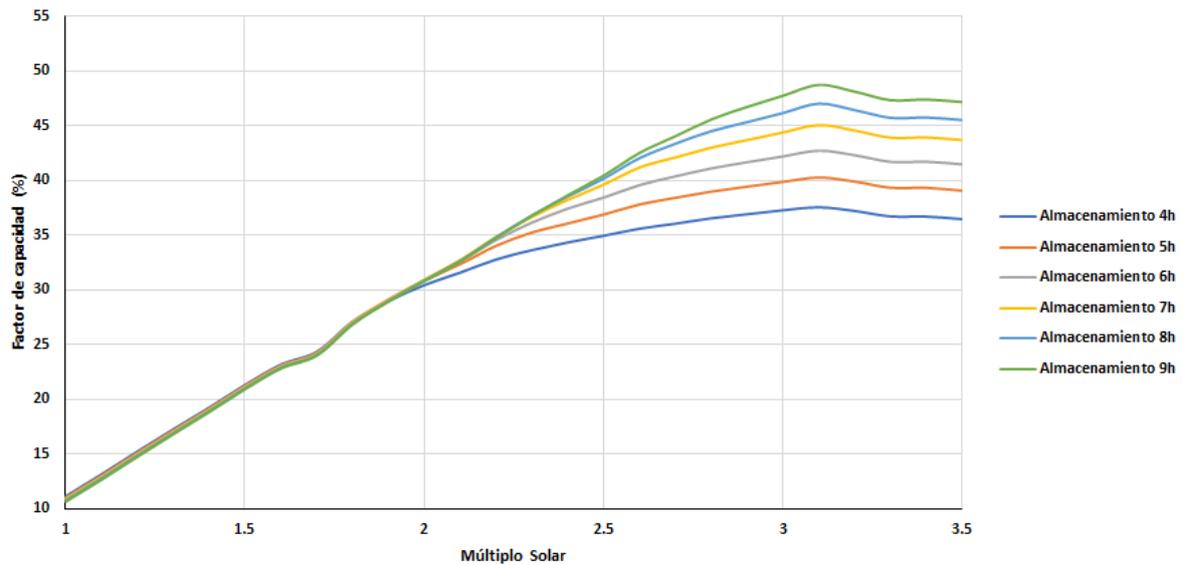
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 8: Energía anual eléctrica entregada a la red frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



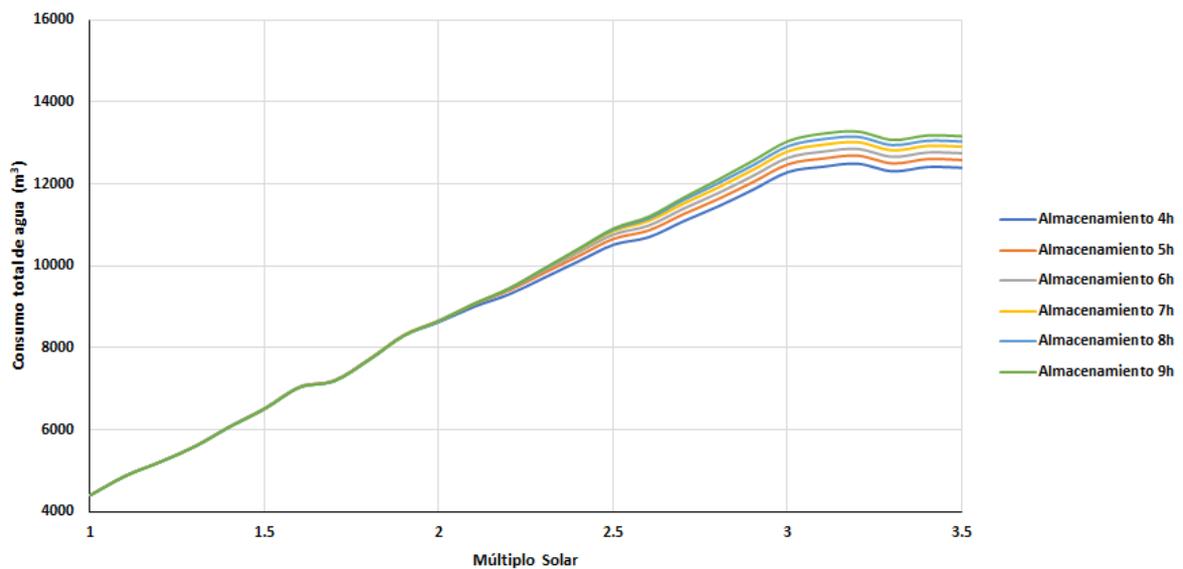
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 9: Factor de capacidad frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



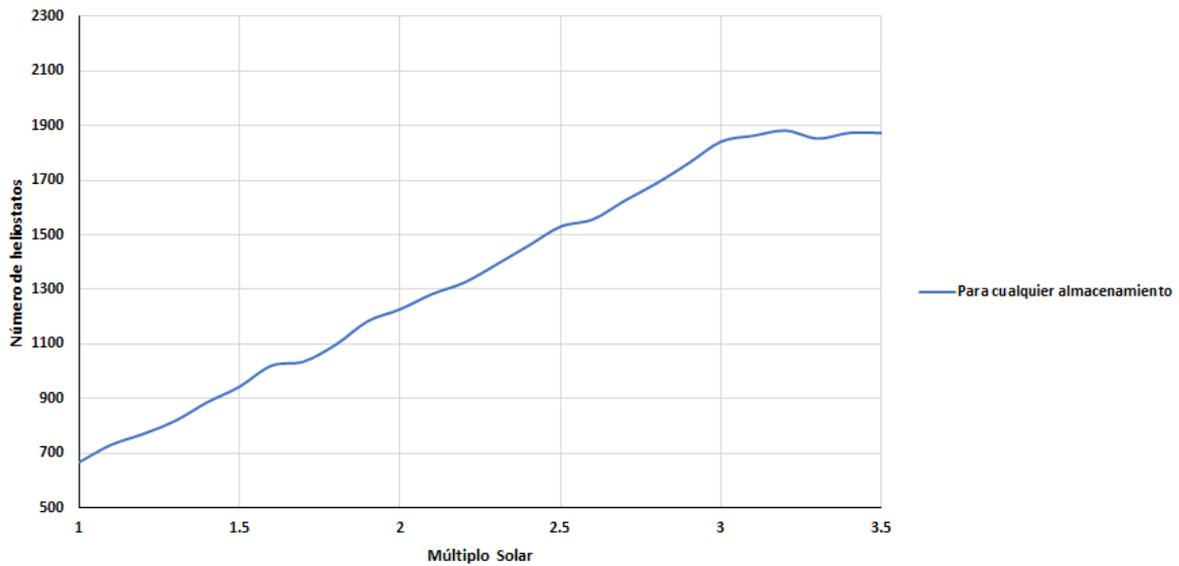
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 10: Consumo total de agua frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



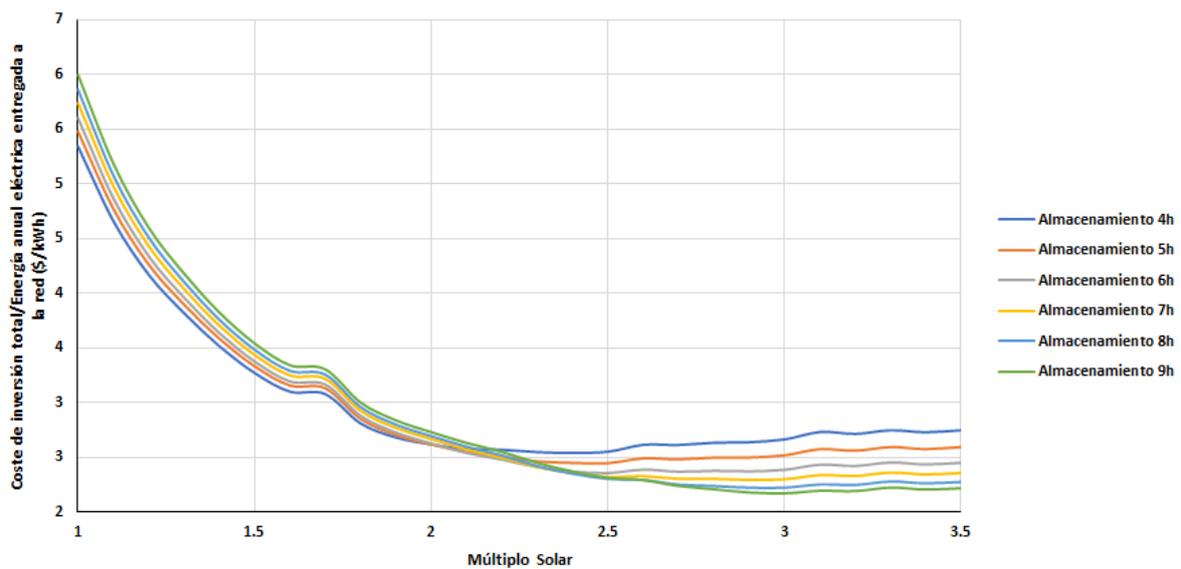
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 11: Número de helióstatos frente a múltiplo solar.



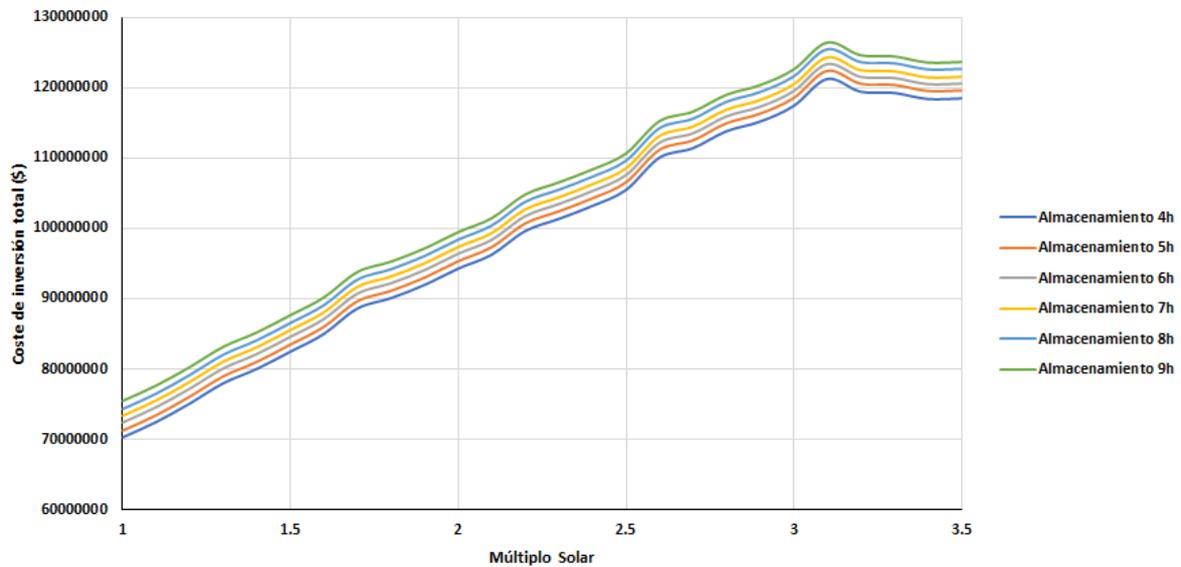
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 12: Coste de inversión total / Energía anual eléctrica entregada a la red frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



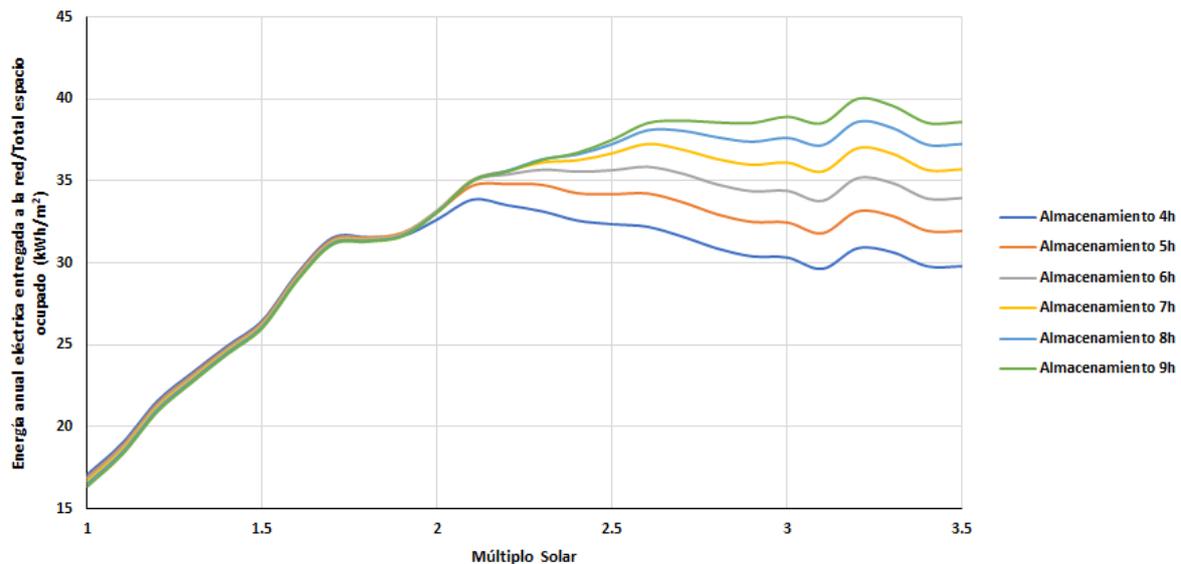
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 13: Coste de inversión total frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



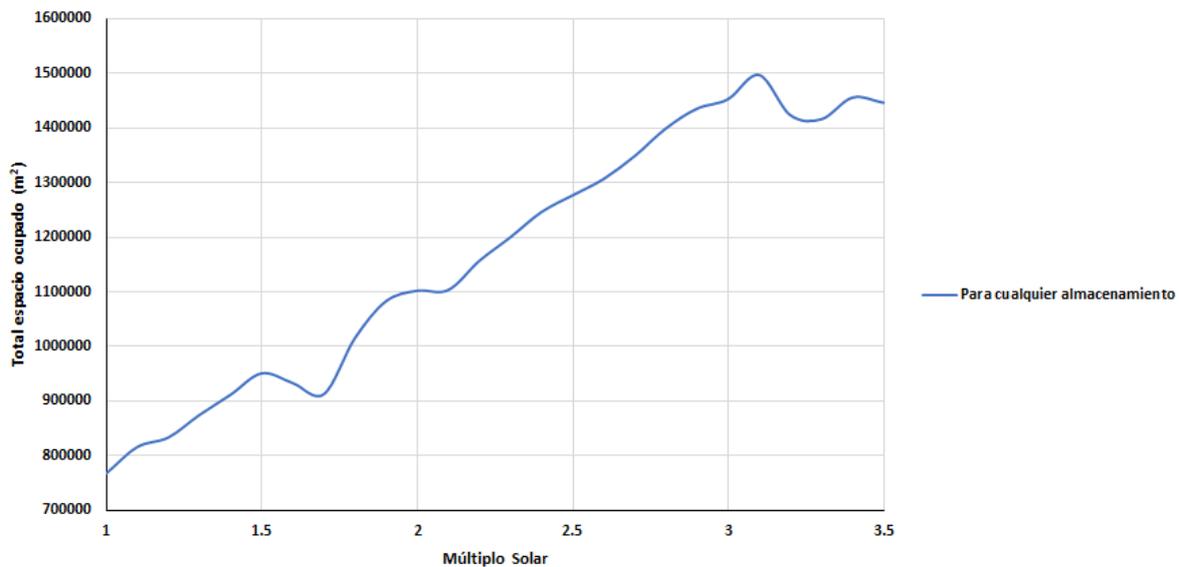
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 14: Energía anual eléctrica entregada a la red / Total espacio ocupado frente a múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

Gráfico 15: Total espacio ocupado frente a múltiplo solar.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

La gráfica 7, en la que aparece representada la relación entre el parámetro LCOE para cada tamaño de almacenamiento frente a los valores de múltiplos solares, se observa como a valores de SM entre 1 y 2, conforme aumenta el número de horas de almacenamiento, se vuelve más alto el valor de LCOE. A partir de un SM de 2, sucede justamente lo contrario; esto es, el LCOE disminuye a medida que se alcanza un mayor almacenamiento.

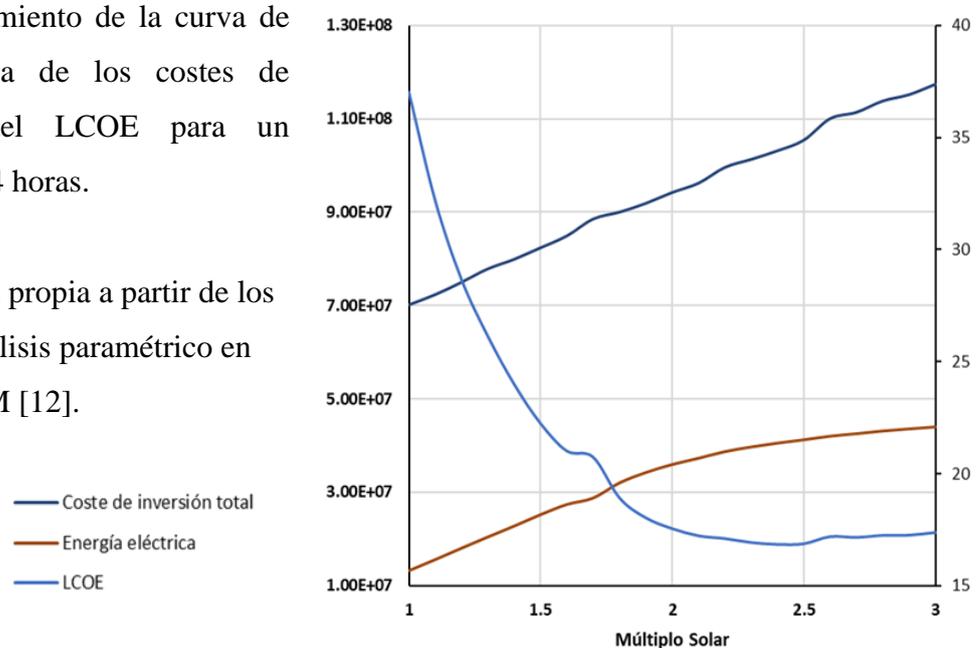
La respuesta ante esta representación viene dada en la gráfica 13 sobre los costes de inversión total para cada almacenamiento frente al múltiplo solar. Cuanto mayor es el almacenamiento, los costes de inversión siempre serán mayores, manteniendo constante la diferencia entre todos ellos para los diferentes múltiplos solares. Mientras tanto, en la gráfica 8 de energía anual eléctrica entregada a la red, hasta un valor de SM 2, el valor de esta es más o menos el mismo independientemente del tamaño de almacenamiento utilizado. Aun así, se presenta un ligero aumento en el valor para los almacenamientos con horas inferiores. Esto explica el comportamiento del LCOE hasta un SM de 2 aproximadamente. Desde este valor del múltiplo solar en adelante, en la gráfica 8, se comienza a apreciar que la energía anual eléctrica entregada a la red aumenta a medida que los almacenamientos también lo hacen. Además, a partir de un valor de múltiplo solar de 3 aproximadamente, la energía producida para todos los almacenamientos comienza a disminuir. Esto también se puede observar en la

gráfica 9 del factor de capacidad, ya que al haber fijado el valor de *Estimated Net Output at Design* (13.5 MWe), este aumenta con la misma proporción que aumenta la energía anual eléctrica. De este modo, al mantenerse con la misma proporción los costes de inversión y ser mayor la energía eléctrica producida para almacenamientos mayores, el LCOE va a ser menor cuanto más grande sea el almacenamiento. A su vez, esto se puede contemplar en la gráfica 12, donde se representa el coste de inversión total por cada kilovatio-hora generado. La diferencia entre esta gráfica y aquella donde está representado el LCOE (gráfica 7), es que esta última tiene en cuenta los costos de operación y mantenimiento, y la inflación de la moneda, entre otros.

Asimismo, es necesario resaltar que el perfil de la variable LCOE posee una pendiente negativa porque la ganancia de energía eléctrica producida recompensa la ganancia de costes de inversión total. Además, se alcanza un mínimo entre un valor de SM de 2.4 y 3 (según el tamaño de almacenamiento) por el perfil que presenta la curva del factor de capacidad o la curva de energía eléctrica entregada a la red. Estas últimas, como se ha indicado previamente, aumentan linealmente para múltiplos solares bajos, y posteriormente, se vuelven asintóticas en un valor determinado. Llegado a este punto, los costes de inversión total siguen creciendo, y la ganancia de energía eléctrica disminuye considerablemente, produciendo ahora que el LCOE aumente. Este comportamiento se puede observar mejor si se solapa la curva de energía eléctrica, los costes de inversión y la curva del LCOE para un almacenamiento de 4 horas, pues se obtiene:

Gráfico 16: Solapamiento de la curva de energía eléctrica, la de los costes de inversión y la del LCOE para un almacenamiento de 4 horas.

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].



En la gráfica 11, por añadidura, se observa un aumento lineal de la optimización del número de helióstatos para todos los valores de almacenamiento, hasta un valor de SM3. A partir de esta cifra, ocurre que la curva toma un valor constante. Esto realmente no tendría que ocurrir, sino que debería seguir aumentando con la misma pendiente. Esto se debe a que el valor del parámetro *Max. heliostat distance to tower height ratio* (relación entre la máxima distancia de los heliostatos y la altura de la torre) que tenía incorporado SAM por defecto, es demasiado bajo. Esto explica también las perturbaciones encontradas en el resto de las gráficas a partir de este valor del múltiplo solar. No obstante, este suceso no afecta al objetivo de este TFG, dado que se focalizará en valores inferiores a SM3 pues es donde se vuelven mínimos los parámetros optimizados mencionados.

En la gráfica 15, en la que se representa el total de espacio ocupado de la planta (principalmente por el campo de heliostatos) para todos los tamaños de almacenamiento, se observa la misma tendencia que en la gráfica 11 aunque con una serie de perturbaciones (como es el caso de la reducción del espacio ocupado con SM 1.7). Esto se debe al valor fijado del parámetro *Max. heliostat distance to tower height ratio*, como ya se mencionó anteriormente. Hay que tener en cuenta que el área de tierra ocupada por el sistema, sin incluir el campo de helióstatos y la torre (*Non-solar field land area*), ya se fija de antemano, por lo que el espacio ocupado total del sistema depende de la optimización que se realice.

Si se representa la energía anual eléctrica entregada a la red por cada metro cuadrado del total del espacio ocupado, se obtiene la gráfica 14. Al igual que en la gráfica 8, se observa que hasta valores de un SM2 aproximadamente, el parámetro representado aumenta ligeramente cuanto menor sea el almacenamiento. Pero, a partir de SM2, ocurre justamente lo contrario, aunque de forma más significativa. Igualmente, se aprecia esa declinación de las curvas a partir de SM3.

De la misma manera, el consumo de agua representado en la gráfica 10 posee el mismo valor independientemente del tamaño de almacenamiento hasta un SM2. A partir de entonces, este se ve incrementado en tanto que lo hace el almacenamiento.

Una vez realizado el estudio de todas las gráficas anteriores, se puede comprobar que el LCOE mínimo para cada almacenamiento se obtiene entre valores de múltiplo solar de 2.4 y 3. Estos valores son comunes para este tipo de planta termosolar, tal y como sucede, por ejemplo, para la planta *Crescent Dunes* en la que se alcanza alrededor de SM 2.4 [20]. Este

valor difiere del resto de tipos de plantas termosolares, en las que comúnmente se alcanza un valor entre 1.2 y 2. Los valores alcanzados de LCOE mínimo en la gráfica 7 se observan en la siguiente tabla:

Tabla 19: Valores de las distintas variables para cada almacenamiento con LCOE mínimo.

Almacenamiento	LCOE mínimo (cents/kWh)	Múltiplo solar	Nº de helióstatos	Factor de capacidad	Consumo de agua total (m ³)	Coste de inversión total (k\$)	Energía anual eléctrica entregada a la red (GWh)	Coste de inversión total /Energía anual eléctrica entregada a la red (\$/kWh)	Espacio total ocupado (km ²)	Energía anual eléctrica entregada a la red/Espacio total ocupado (kWh/m ²)
4h	16.83	2.4	1460	34.33	10103	103219	41	2.54	1.25	32.58
5h	16.10	2.5	1530	36.91	10651	106522	44	2.44	1.28	34.19
6h	15.52	2.9	1763	41.74	12202	117307	49	2.38	1.44	34.39
7h	14.95	2.9	1763	43.70	12346	118339	52	2.29	1.44	36.00
8h	14.49	3	1841	46.21	12931	121586	55	2.22	1.45	37.62
9h	14.13	3	1841	47.80	13048	122619	57	2.17	1.45	38.91

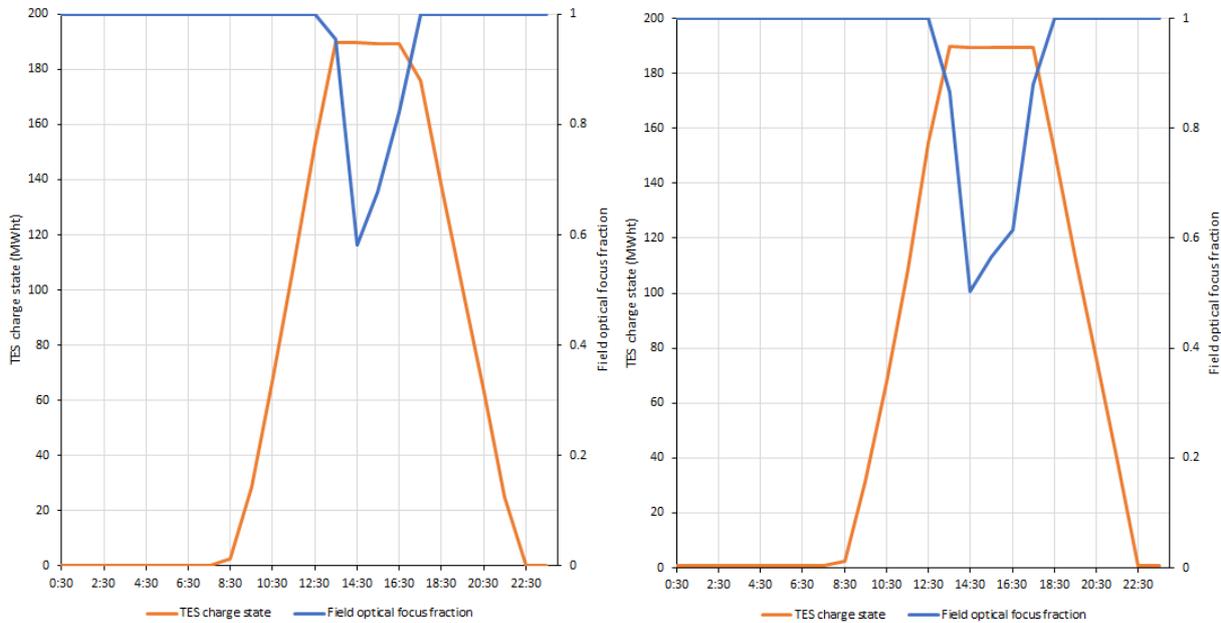
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados del análisis paramétrico en SAM [12].

En este TFG, se va a realizar el estudio con almacenamiento de 5 h y 9 h. El motivo por el que se ha elegido una capacidad de 5 horas como objeto de análisis es que está comúnmente establecido que sea más o menos así para las plantas termosolares de torre central. En el caso del almacenamiento de 9 horas, se debe a que se pretende abarcar uno de los objetivos establecidos por el PNIEC: aportar una mayor capacidad de gestión y flexibilidad en la generación de electricidad gracias al desarrollo de tecnologías termosolares “que dispongan de 9 horas de almacenamiento empleando unos depósitos de sales fundidas”, que se prevé que tengan una capacidad adicional de 6GW para 2030 [3].

Por lo tanto, para los almacenamientos de 5 y 9 horas, se consigue que el valor de LCOE sea mínimo con múltiplos solares de 2.5 y 3, respectivamente. Por ello, se pasará ahora a analizar los parámetros *Field optical focus fraction* y *TES charge state* mediante una simulación general. Esto se realiza para comprobar que la energía disipada sea lo más pequeña posible, o en este caso, que el número de heliostatos operativos junto con el nivel de capacidad térmica en el que se encuentra el almacenamiento sean los mayores posibles. A continuación, se presentan los resultados obtenidos para cada tamaño de almacenamiento.

❖ Almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5:

Gráfico 17 y 18: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 (11 de julio a la izquierda y 22 de julio a la derecha).

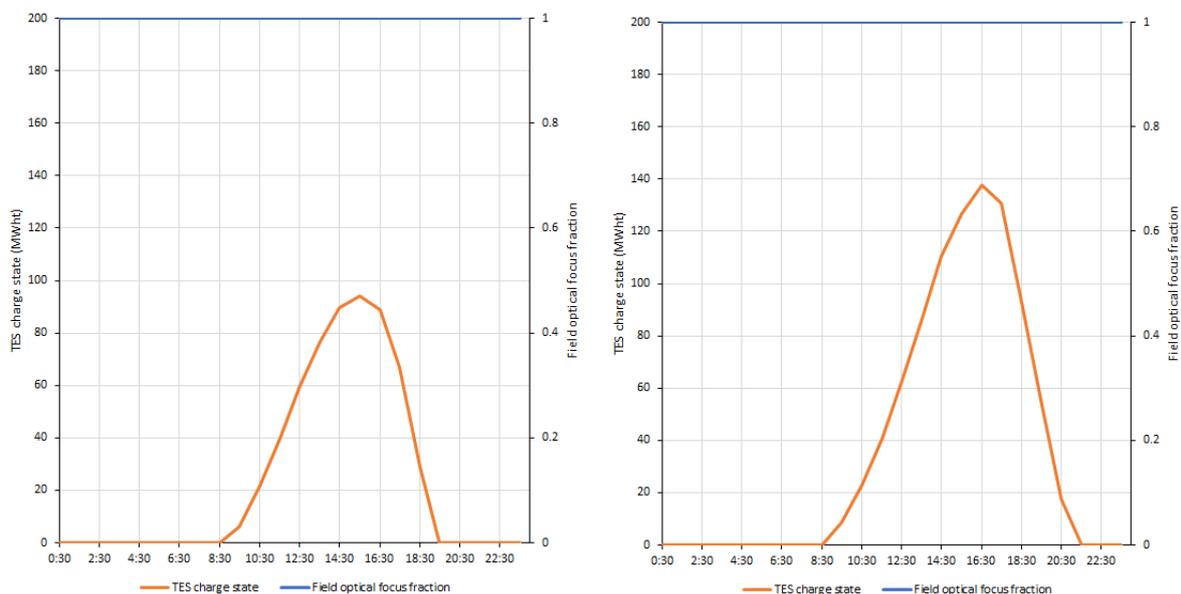


Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Las gráficas anteriores, representan los valores obtenidos de *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para dos días diferentes del año, concretamente el 11 y 22 de julio. La elección de este mes se debe a que es uno de los que mejores características meteorológicas presenta, por lo que es uno de los meses donde mejor se aprecian los resultados obtenidos, junto con el de agosto. El desenfocado de los heliostatos ocurre cuando el nivel de capacidad térmica del almacenamiento es máximo, es decir, cuando se alcance el valor de la capacidad térmica nominal del sistema de almacenamiento (*TES thermal capacity*). Para el caso de un almacenamiento de 5 horas, presenta un valor de 187.5 MWht. En ambos días, se observa como el almacenamiento comienza a llenar su nivel de capacidad a las 7:30 aproximadamente hasta las 13:30, que alcanza su valor máximo. Parte de los heliostatos en ese momento dejan de estar operativos. Cuando ya no existe una demanda térmica en el receptor que permita funcionar la planta para generar la potencia de salida específica, el almacenamiento comienza a descargarse, mientras que los heliostatos vuelven a estar operativos (se produce la descarga completa a las 22:30). Esto es lo que ocurre cada uno de los días del año en los que se disponga de una demanda térmica aceptable, la cual hará que la planta pueda funcionar en condiciones

operativas. Para el caso del día 11 de julio, se observa como el número de heliostatos operativos es de alrededor del 60%, mientras que en el día 22 de julio, presenta un 50%. Por esta razón, se infiere que la planta no es óptima si se analiza desde el punto de vista de que hay heliostatos durante el año que dejan de estar operativos. En consecuencia, se plantea como alternativa la reducción del múltiplo solar. Esto es porque al fijar los parámetros del bloque de potencia, en concreto, la potencia térmica demandada por el ciclo con un valor de 37.5 MWt, disminuye la potencia térmica necesaria en el receptor pues esta es directamente proporcional al múltiplo solar. De este modo, se necesitarán menos heliostatos para satisfacer esta necesidad, por lo que el campo de captación va a ser menor. Esto implica que el número de heliostatos operativos sea mayor, pues se dispone de menor campo de captación para satisfacer la misma capacidad térmica de almacenamiento. Por ende, si se disminuye el valor del múltiplo solar a un valor de 1.8, se obtiene:

Gráfico 19 y 20: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.8 (11 de julio a la izquierda y 22 de julio a la derecha).



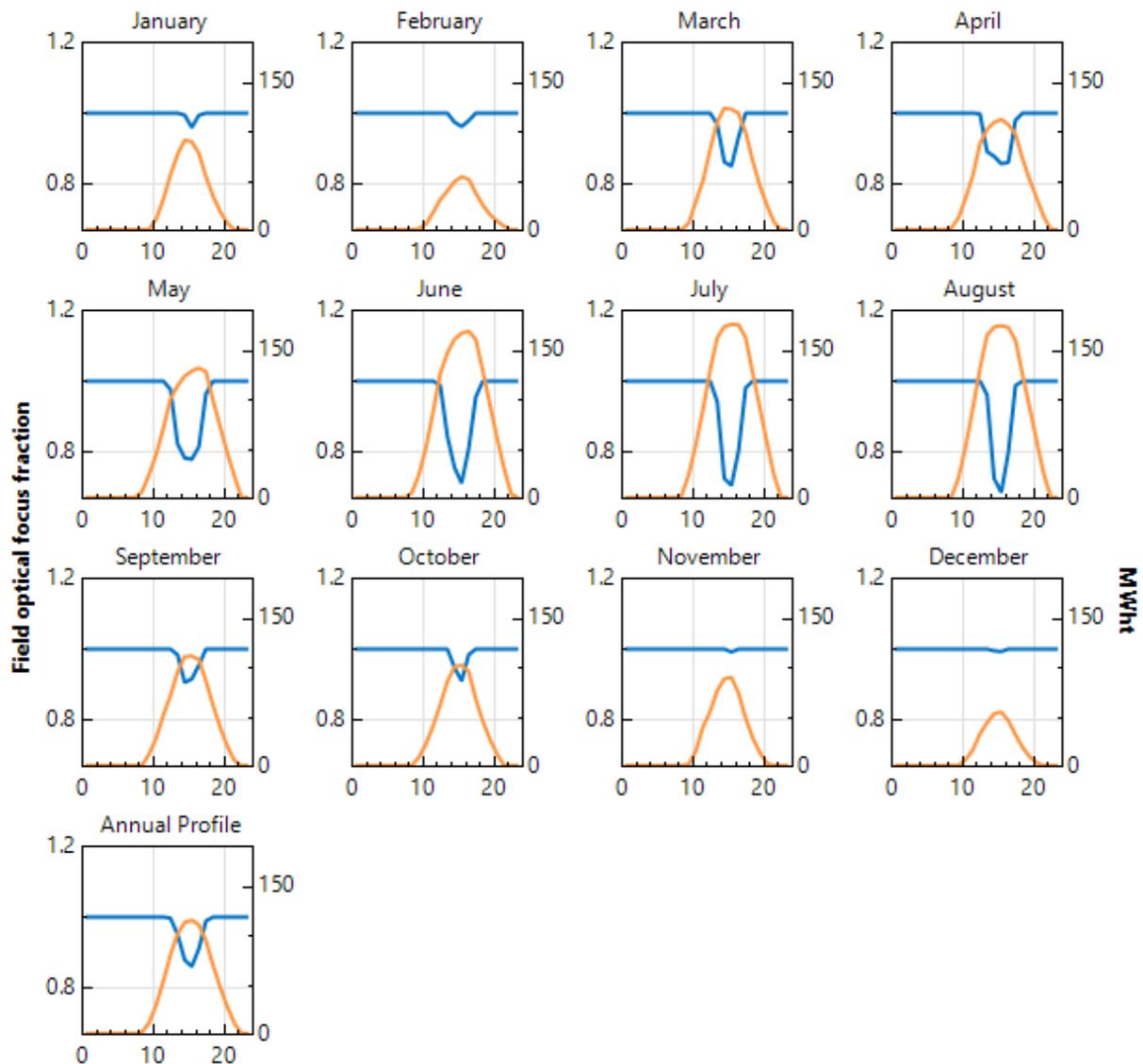
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

En este caso, se ha reducido bastante el SM, consiguiendo que estén todos los heliostatos operativos, pero no se logra alcanzar el nivel máximo de capacidad de almacenamiento (187.5 MWht). Por este motivo, se concluye que la planta no es óptima si se analiza desde el punto de vista que el nivel de capacidad de almacenamiento se encuentra muy

por debajo de la capacidad máxima. Por ello, es necesario conseguir un punto intermedio entre las dos variables estudiadas.

Con SAM, en la pestaña de “Profiles”, se representan los valores promedio de las variables deseadas para cada uno de los meses del año y para el año en sí, representándolos gráficamente (véase gráfica 21).

Gráfico 21: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 (para valores promedio de cada mes y el año).

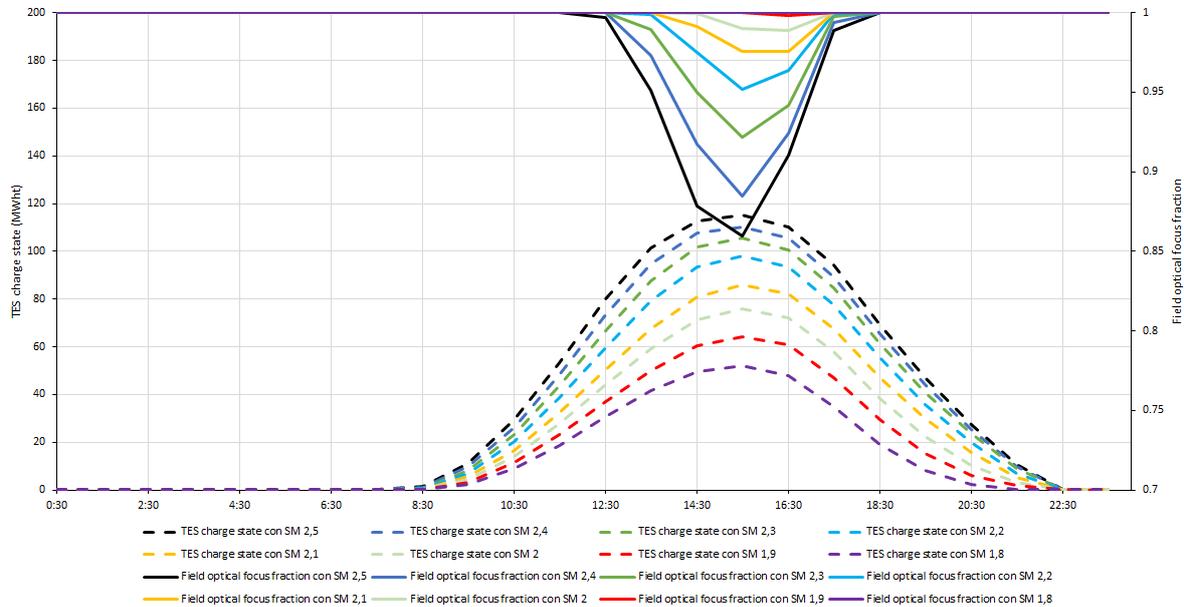


Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Por consiguiente, en el caso de este TFG, la optimización de los dos parámetros (*Field optical focus fraction* y *TES charge state*) se hará a cabo con la representación de los valores

promedios anuales de estas variables. A continuación, se representa en una gráfica todos estos resultados para múltiplos solares desde 2.5 hasta 1.8.

Gráfico 22: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM entre 2.5 y 1.8 para los valores promedio anuales.

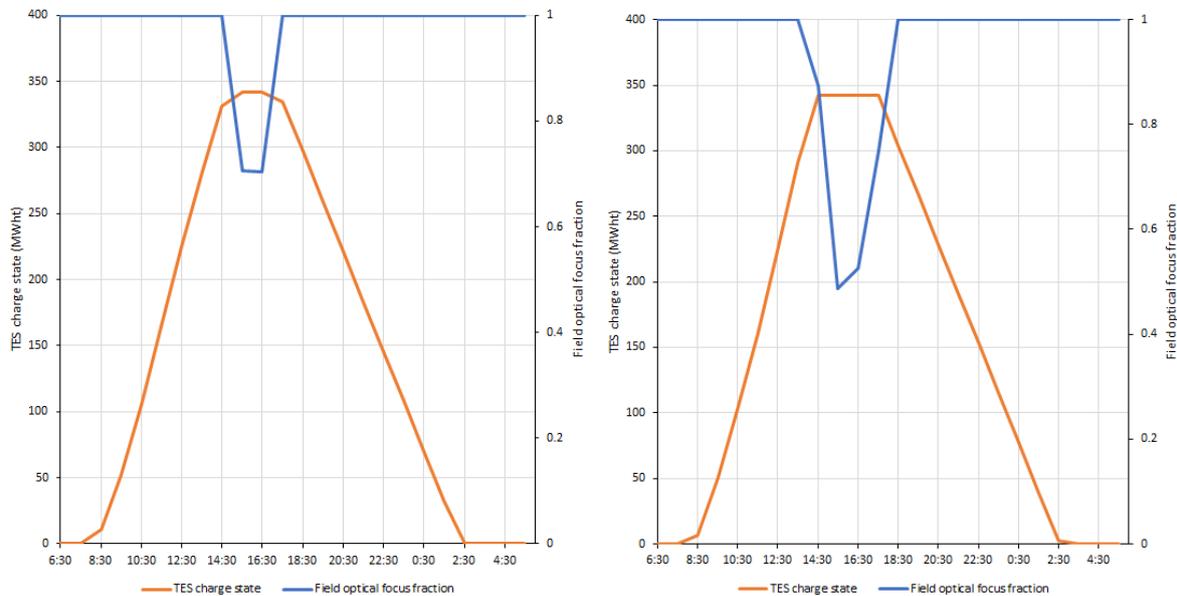


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Como se observa, a medida que se disminuye el múltiplo solar, disminuye el nivel de capacidad térmica de almacenamiento y el número de heliostatos no operativos. Es necesario destacar que no se alcanza la máxima capacidad de almacenamiento para ningún valor de múltiplo solar puesto que, como se mencionó anteriormente, es una representación de los valores promedio anuales, lo que implica contar los días en los que las condiciones meteorológicas no eran buenas. De esta manera, se puede observar como con un valor de SM de 1.9, el número de heliostatos operativos es 1 o prácticamente 1.

❖ Almacenamiento de 9 horas con un SM de 3:

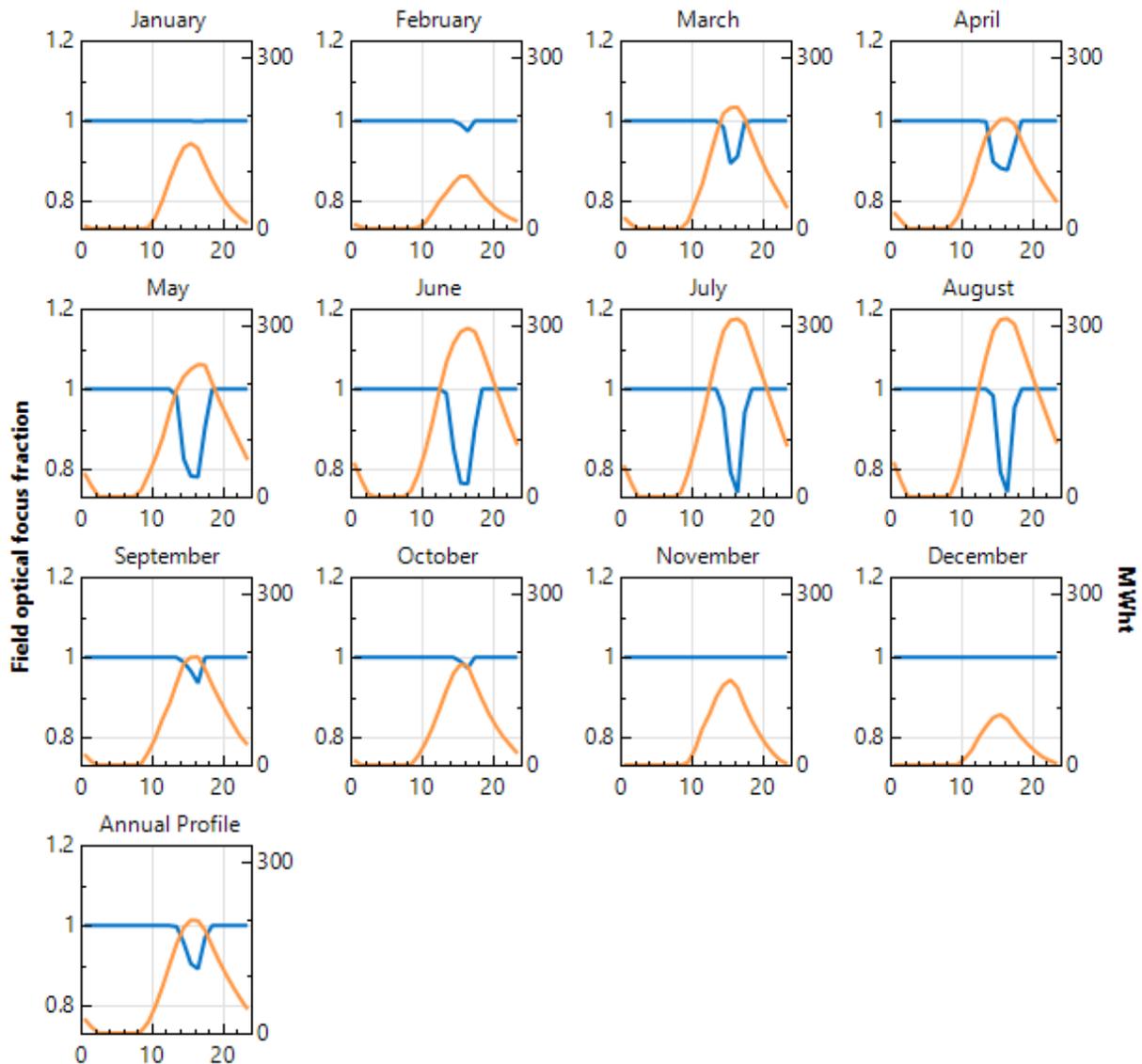
Gráfico 23 y 24: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 (11 de julio a la izquierda y 22 de julio a la derecha).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

En este caso, al disponerse de más horas de almacenamiento, la capacidad térmica máxima de este es de 337.5 MWht. Al igual que para el almacenamiento de 5 horas, se alcanza el máximo de capacidad térmica almacenada, tanto en los días 11 y 22 de julio. En estos días, se observa que el almacenamiento comienza a llenar su nivel de capacidad a las 7:30 aproximadamente hasta las 13:30, que alcanza su valor máximo, y se produce la descarga completa a las 2:30. En el tiempo que se alcanza la máxima capacidad térmica almacenada, se aprecia como el número de heliostatos operativos para los días 11 y 22 de julio es del 70% y del 50% respectivamente. A continuación, se muestra el promedio mensual y anual de estas dos variables:

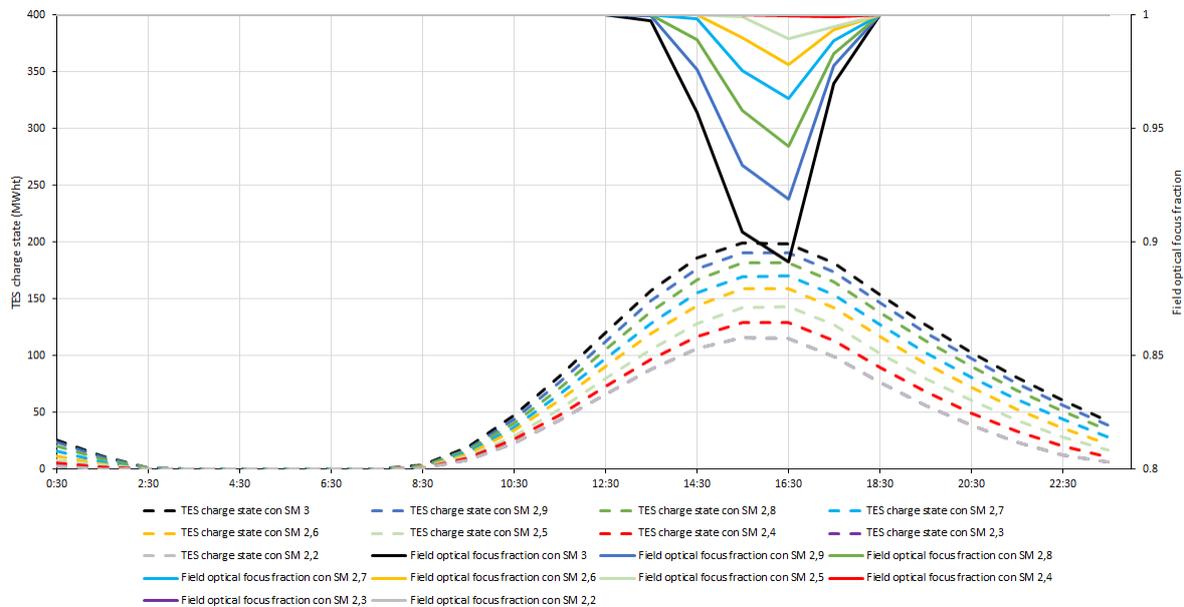
Gráfico 25: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Por lo tanto, se concluye que la planta no es óptima desde el punto de vista de que hay heliostatos durante el año que dejan de estar operativos. De igual manera que para el almacenamiento de 5 horas, la optimización de los dos parámetros (*Field optical focus fraction* y *TES charge state*) se hará a cabo con la representación de los valores promedio anuales de estas variables. A continuación, se representa en una gráfica todos estos resultados para múltiplos solares desde 3 hasta 2.2. En ella se observa como con un valor de SM de 2.4, el número de heliostatos operativos es 1.

Gráfico 26: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM entre 3 y 2.2 para los valores promedio anuales.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Por ello, para este TFG, como propuestas de posibles plantas termosolares de torre central localizadas en Fuerteventura, se analizarán para cada uno de los almacenamientos seleccionados previamente, los casos en los que se consiga un LCOE mínimo y que el número promedio anual de heliostatos operativos sea 1 o prácticamente 1. Por lo tanto, se realizará el estudio de:

- Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 y 1.9.
- Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 y 2.4.

CAPÍTULO 6: RESULTADOS

Con los valores fijados, así como con los tamaños de almacenamiento y los múltiplos solares mencionados en el capítulo anterior, se procederá a realizar simulaciones generales para obtener los resultados de las variables requeridas. Los días utilizados para el análisis de los resultados son los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto. Además de estos estudios, se realizarán otros con ciertas modificaciones para observar cómo influyen los resultados ante estos cambios. Estas modificaciones son: por un lado, se modificará el fluido caloportador utilizado para cada uno de los estudios; por otro lado, se modificará el tipo de refrigeración utilizada para un solo estudio. A continuación, se plantean los fluidos caloportadores utilizados en los diferentes estudios:

Tabla 20: Fluidos caloportadores utilizados en los diferentes estudios

HTF 1	60% NaNO ₃ 40% KNO ₃
HTF 2	46.5% LiF 11.5% NaF 42% KF

Fuente: elaboración propia.

De esta manera, teniendo en cuenta que los fluidos caloportadores utilizados son los presentes en la tabla 20, los estudios que se realizarán son:

- Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1.
 - Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 2.
- Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 1.
 - Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 2.
- Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 1.
 - Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 2.
- Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 1.
 - Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 2.
- Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1 con refrigeración húmeda (evaporativa).

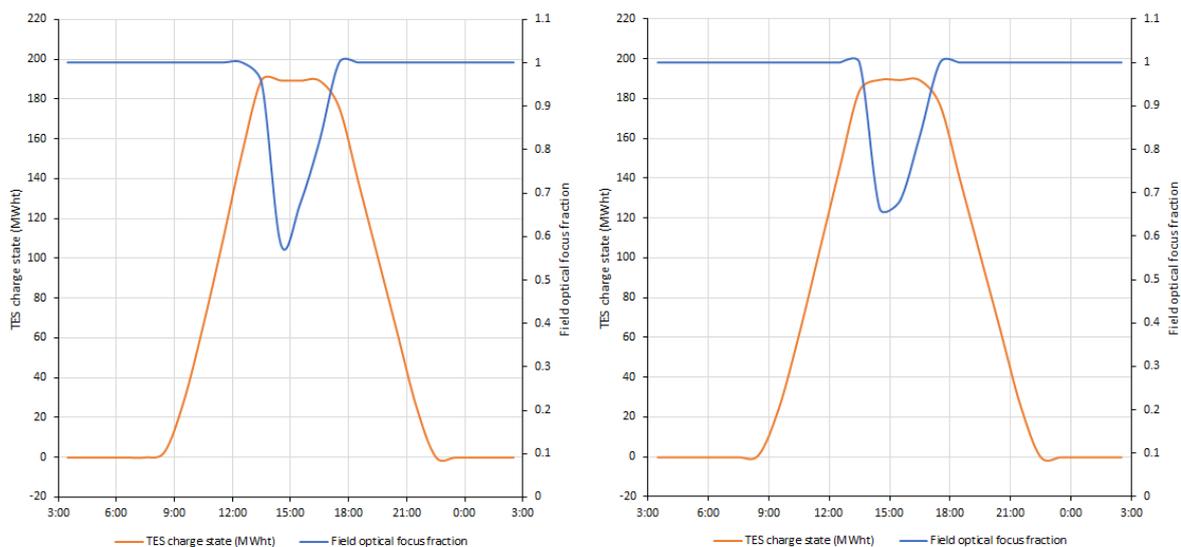
En el apartado 6.1, se explicarán todos los estudios mencionados anteriormente. El primero será explicado con detalle y profundidad, teniendo en consideración todos aquellos aspectos destacables. No obstante, para el resto de los estudios, se citarán las características principales de cada uno de ellos. Seguidamente, en el apartado 6.2, se realizará una

comparación de los parámetros obtenidos para los estudios realizados. Además, a modo de conclusión, se expondrán otros resultados para estudiar la viabilidad de la planta diseñada en este TFG.

6.1. Estudios realizados

6.1.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1

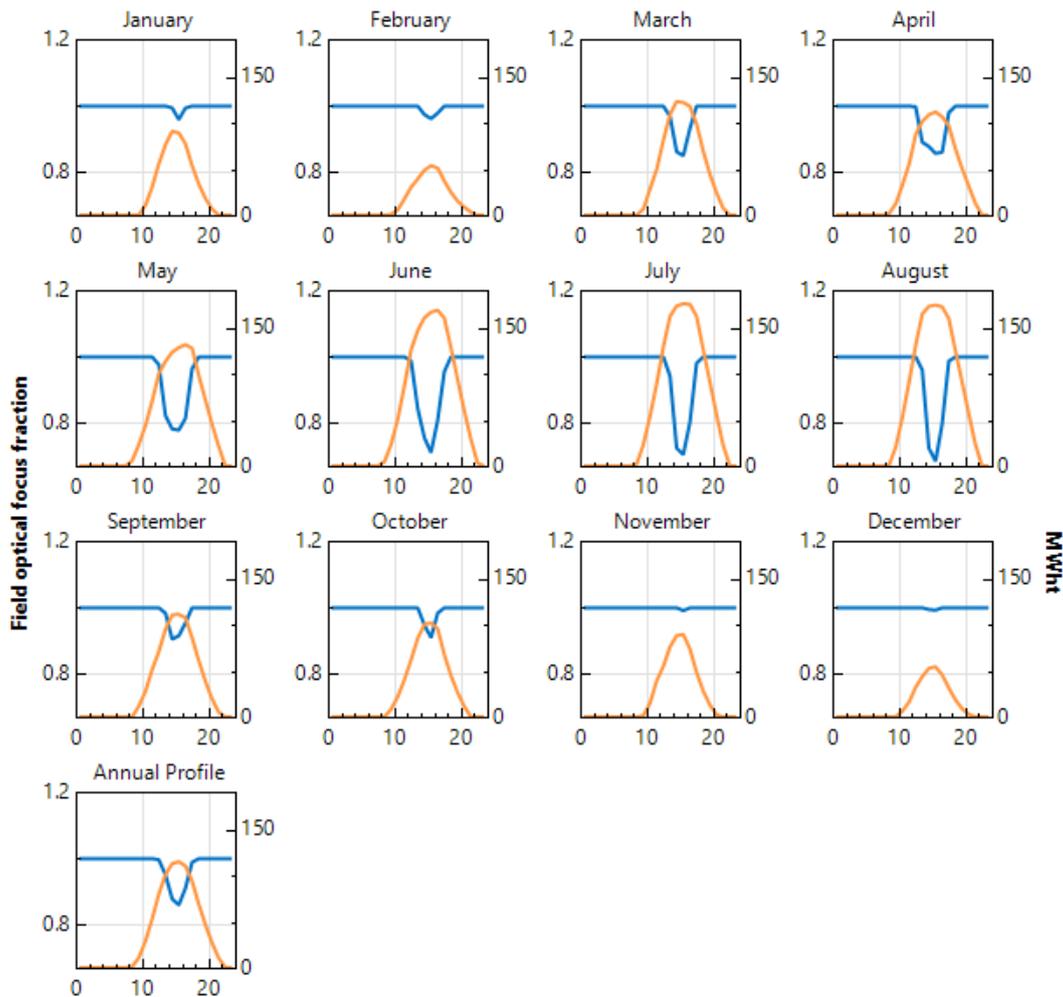
Gráfico 27 y 28: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Para este estudio se observa como para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto, no todos los heliostatos se encuentran operativos, concretamente hay el 60% y el 65% respectivamente. No obstante, en ambos se consigue llegar al nivel de máxima capacidad térmica de almacenamiento, en este caso, 187.5 MWht. Si se representan estas dos variables con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

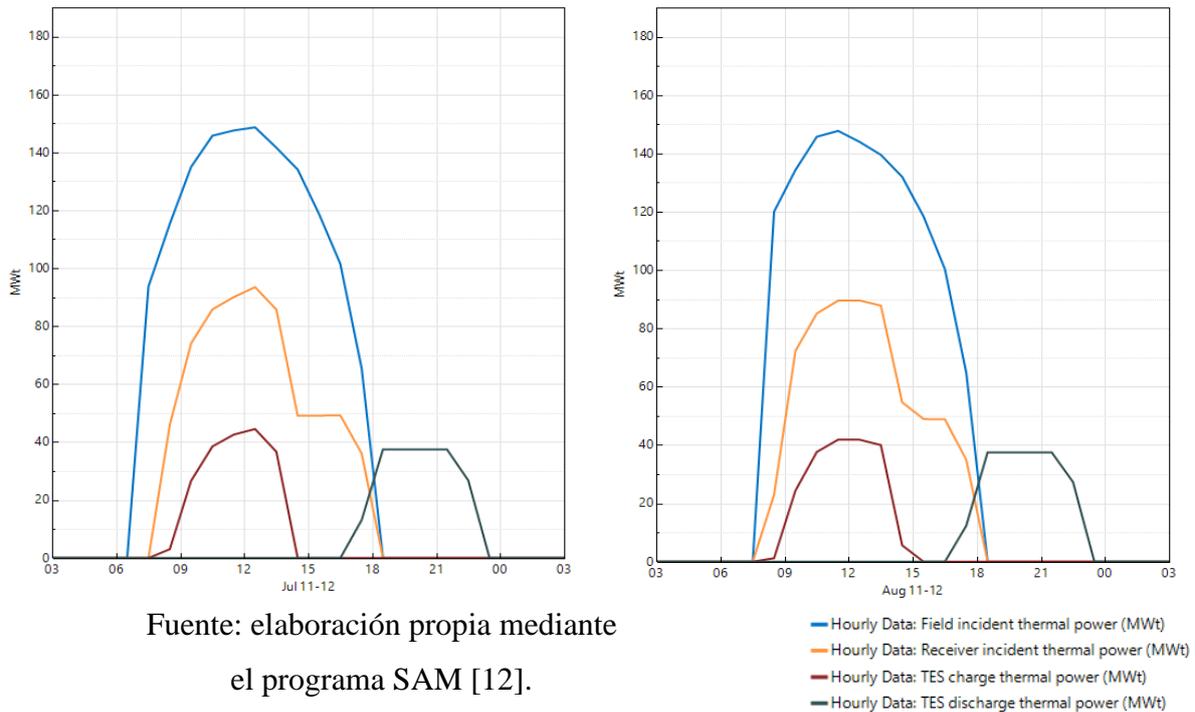
Gráfico 29: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

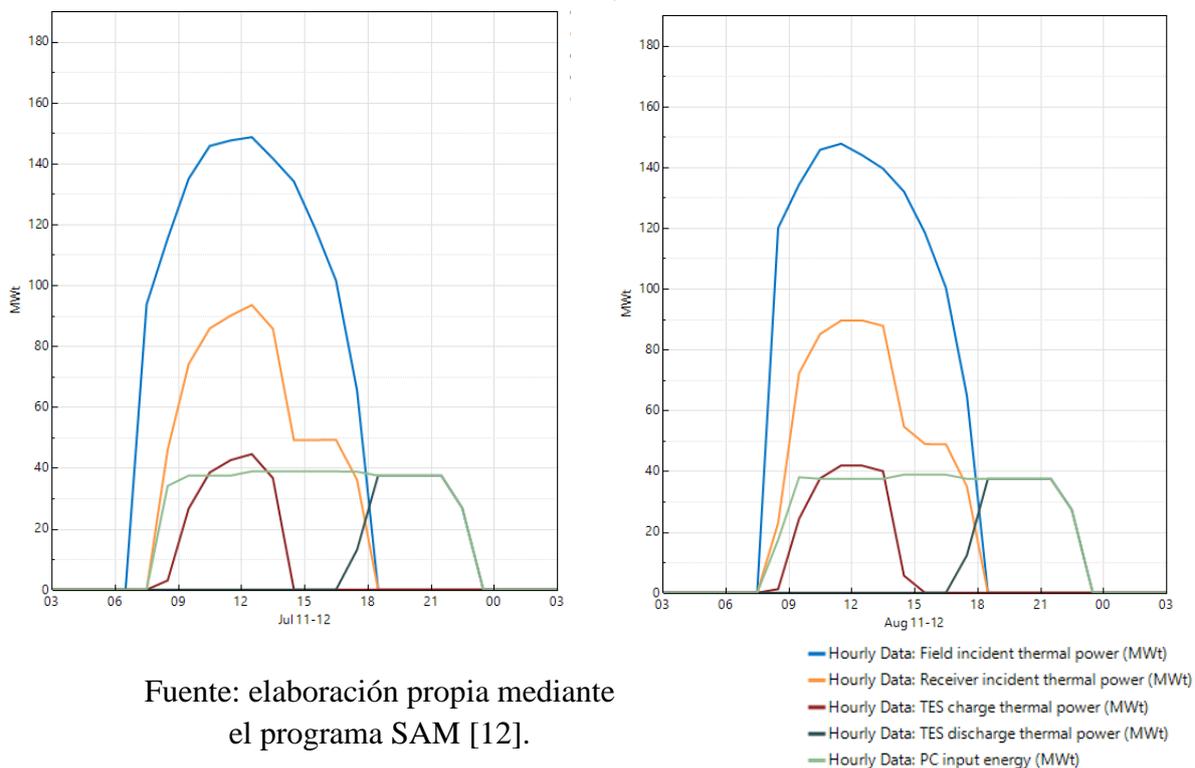
A continuación, se representan otros parámetros en diferentes gráficas: *Field incident thermal power*, *Receiver incident thermal power*, *TES charge state*, *TES charge thermal power*, *TES discharge thermal power*, *PC input energy* y el *PC electrical power output gross*.

Gráfico 30 y 31: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge thermal power y TES discharge thermal power para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



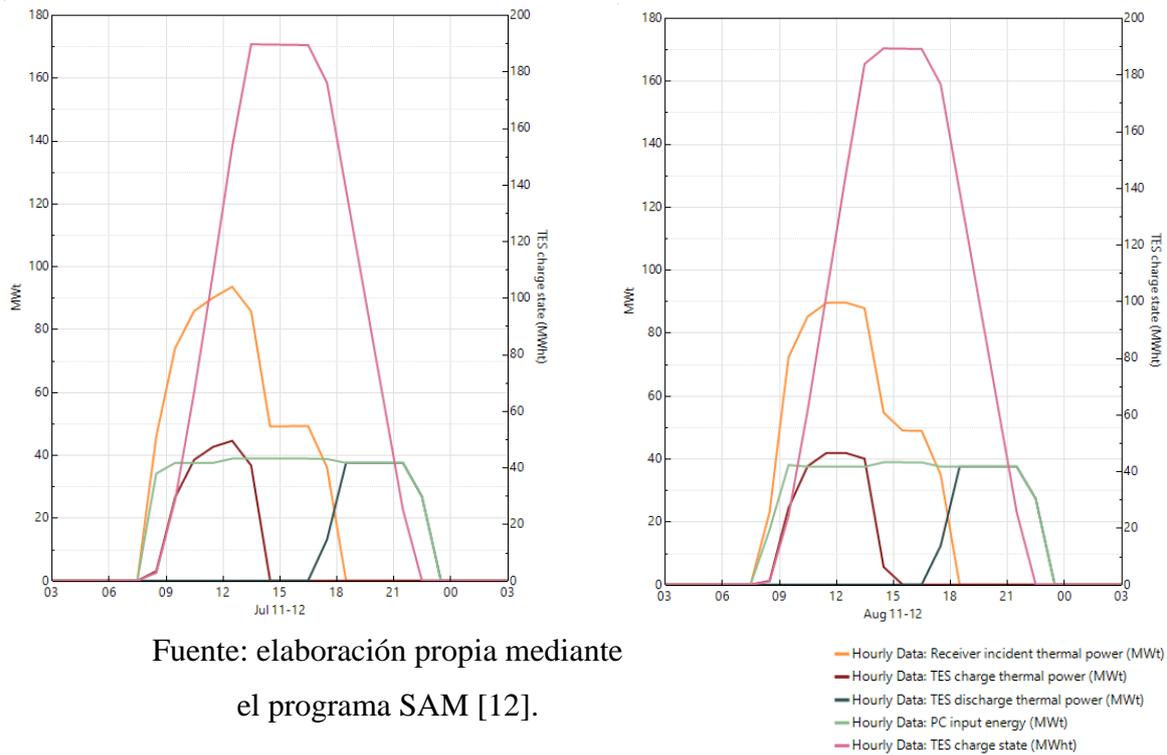
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Gráfico 32 y 33: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izq. y 11-12 de agosto a la dcha.).



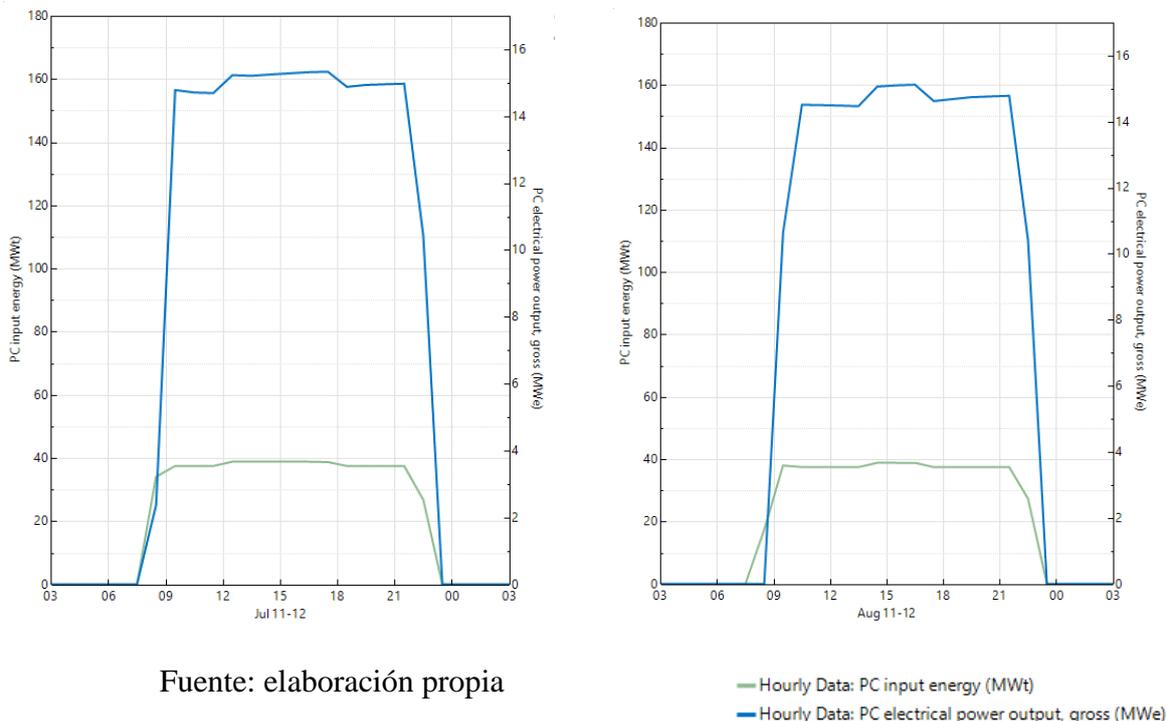
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Gráfico 34 y 35: Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Gráfico 36 y 37: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).

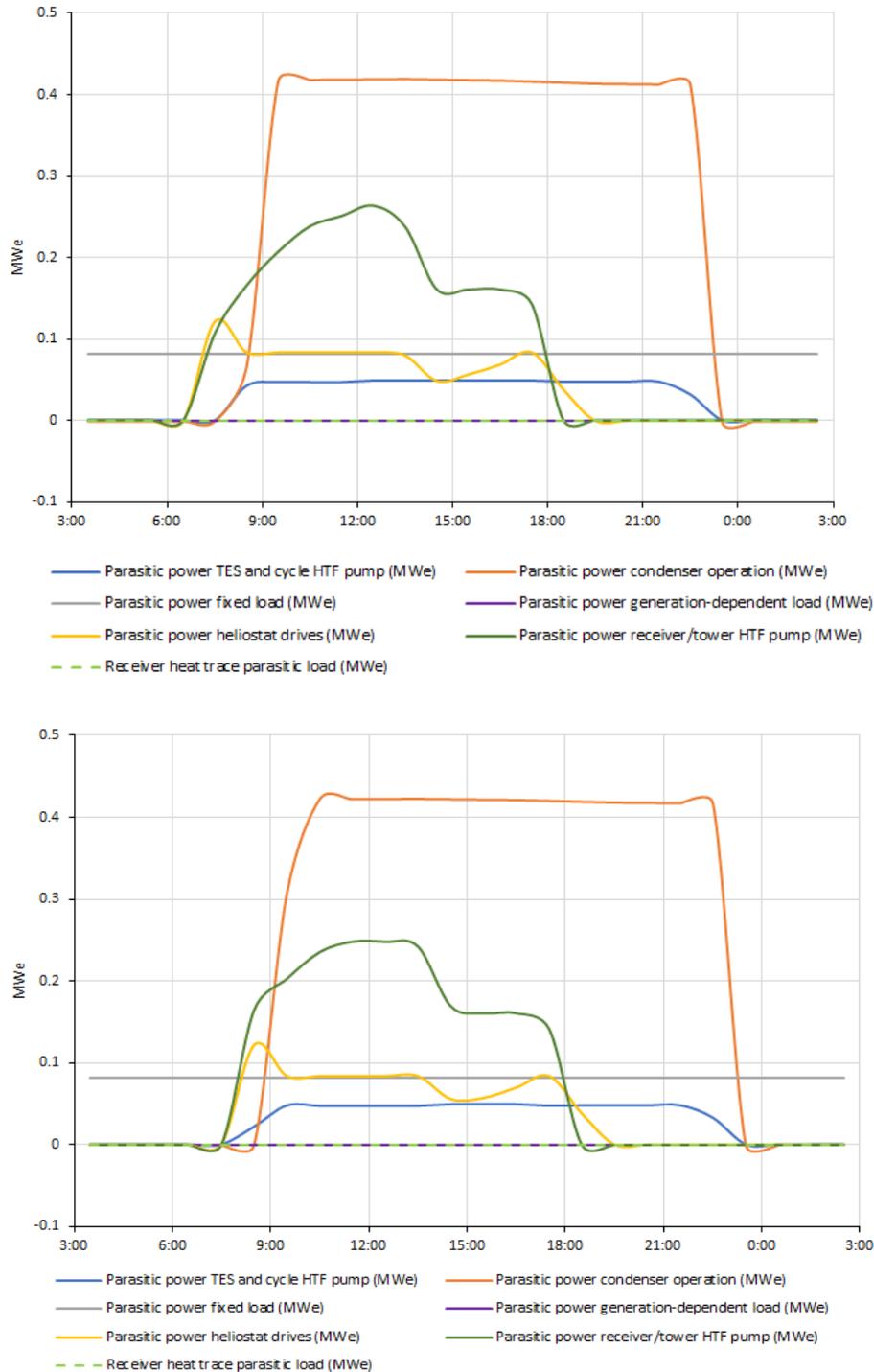


Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

En las gráficas 32 y 33 se puede observar la potencia térmica incidente en el campo de captación (*Field incident thermal power*) y en el receptor (*Receiver incident thermal power*). A medida que pasan las horas del día, se observa cómo la potencia incidente en el campo solar aumenta, alcanzando su pico al mediodía pues es el momento donde mayor DNI se registra. A partir de este punto, comienza a decaer. Esta evolución también ocurre por igual en la curva de *Receiver incident thermal power*. La potencia térmica que incide en el receptor se utiliza para alimentar al bloque de potencia (*PC input energy*), que es un parámetro fijado antes de realizar la simulación (37.5MWt). Si la potencia térmica incidente en el receptor es mayor que esta última, la restante, es almacenada en los tanques de almacenamiento. Esto se puede observar en la potencia que recibe el almacenamiento térmico (*TES charge thermal power*). Como se observa en las gráficas 34 y 35, los valores obtenidos del parámetro *TES charge thermal power* es la diferencia entre la potencia incidente en el receptor menos la entregada al bloque de potencia a grandes rasgos. Cuando el almacenamiento alcance su máximo valor, comenzará el desenfoque de los heliostatos (tal y como se pudo observar en las gráficas 27 y 28), produciendo que la potencia térmica incidente en el receptor comience a caer bruscamente, hasta una potencia de alrededor de 50MWt para ambos días mostrados. Desde este momento, esta permanece constante hasta que la potencia incidente en el campo solar sea insuficiente debido a la caída de DNI a lo largo de las horas del día. Esto lleva consigo la caída inminente de la potencia incidente en el receptor, así como que ya no se disponga de *TES charge thermal power* (aunque en este caso, se ha dejado de recibir esta desde que se ha alcanzado los 50MWt constantes en el receptor, pues el almacenamiento ya estaba a su máximo nivel de capacidad). En este punto, comienza además la entrega de la potencia almacenada al bloque de potencia (pues la potencia incidente en el receptor deja de ser suficiente para alimentar ella sola al bloque de potencia), produciendo que comience el vaciado o la descarga del almacenamiento (*TES discharge thermal power*). Cuando ya no se disponga de potencia incidente en el receptor, la planta generará electricidad gracias a la potencia almacenada únicamente. Posteriormente, cuando la energía almacenada llega a su fin, ya no es posible entregar esta al bloque de potencia, por lo que comienza el descenso de la producción de electricidad (*PC electrical power output gross*) (véase gráfica 36 y 37). Todos estos resultados obtenidos, SAM los calcula en intervalos de tiempo de una hora. Es importante destacar que para este proceso, se podrían observar mejor los resultados en el caso de que SAM permitiera calcularlos para intervalos de tiempo más pequeños, pese a que esto aumentará enormemente el tiempo de simulación.

Ahora, se representarán todos los posibles consumos auxiliares:

Gráfico 38 y 39: Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Se puede observar en las gráficas anteriores como el consumo auxiliar más importante es el *Parasitic power condenser operation*, alcanzando un valor de 0.42MWe para ambos días. Este, es el consumo eléctrico referido a la operación del intercambiador de calor utilizado para refrigerar fluido termodinámico utilizado en el ciclo (agua). Además, también hace referencia al consumo de la bomba para impulsar este fluido a través de todo el ciclo de potencia. *Parasitic power condenser operation* está presente siempre que la planta esté operativa, es decir, siempre que se obtenga un trabajo en la salida del bloque de potencia. De esta manera, en las gráficas 36 y 37 se observa como la planta produce una potencia eléctrica bruta desde las 7:30 hasta las 23:30 horas aproximadamente, coincidiendo con este consumo auxiliar.

El segundo consumo más importante es el *Parasitic power receiver/tower HTF pump*, seguido del *Parasitic power heliostat drives*. El primero representa la potencia eléctrica consumida por las bombas para bombear el fluido caloportador hasta el receptor, en lo alto de la torre central, mientras que el segundo representa el consumo eléctrico producido por el accionamiento y control de los heliostatos. Ambos están disponibles en las horas en las que hay presencia de radiación solar directa y en la puesta en marcha. Además, se puede apreciar como en la franja horaria de 14:00 a 15:00, en ambas hay una reducción del consumo. Esto se debe a que en ese tiempo es cuando se alcanza el nivel máximo de capacidad de almacenamiento, por lo que hay heliostatos que dejan de estar operativos y no se requiere bombear tanto fluido caloportador al receptor.

Finalmente se encuentran los otros cuatro consumos auxiliares: *Parasitic power TES and cycle HTF pump*, *Parasitic power fixed load*, *Parasitic power generation-dependent load* y *Receiver heat trace parasitic load*.

Parasitic power TES and cycle HTF pump representa la potencia eléctrica consumida para bombear el fluido caloportador a los almacenamientos térmicos y por diferentes intercambiadores de calor que contenga la planta. Este alcanza un valor de 0.05MWe para ambos días mostrados. Por otro lado, *Receiver heat trace parasitic load* representa el consumo de calentamiento eléctrico de la superficie del receptor para mantener una temperatura específica o para aumentar esta. Esto se realiza con lo que se conoce comúnmente como *heat trace* o *heat tracing cables*, los cuales son unos cables que funcionan como resistencias térmicas. La función que poseen es mantener la temperatura de las sales fundidas a lo largo de todo el proceso de producción por encima de la temperatura de solidificación [21]. En la figura

39 se observa el uso del *heat trace* para tuberías, válvulas y tanques de almacenamiento. Este consumo auxiliar posee un valor de 0MWe para ambos días.

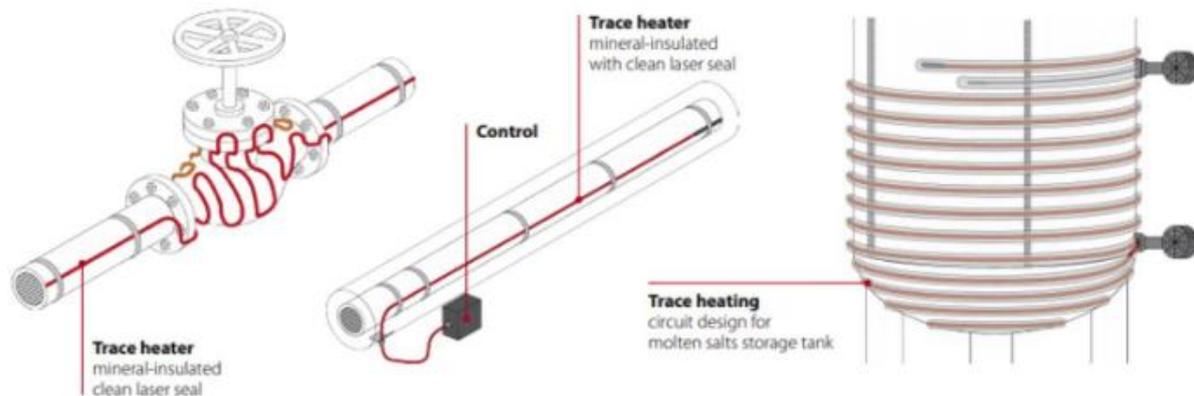
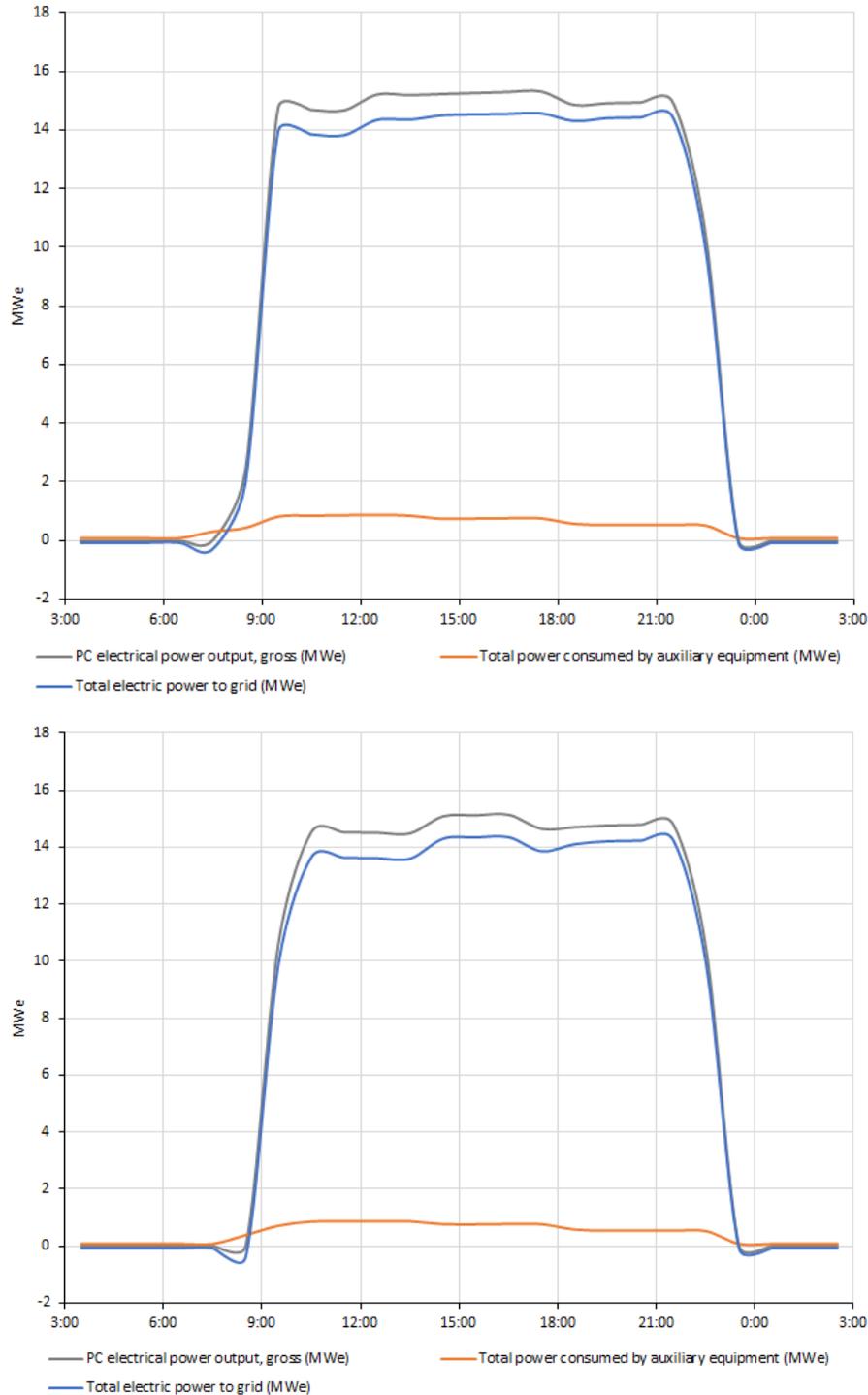


Figura 39: *heat trace* para tuberías, válvulas y tanques de almacenamiento. Fuente: Thorne & Derrick international experts' specialists in equipment for explosive atmospheres, 2021.

Finalmente, tanto *Parasitic power fixed load* como *Parasitic power generation-dependent load* son consumos asociados a todos los elementos, eléctricos y mecánicos, que son necesarios para que la planta produzca energía. Estos consumos auxiliares se fijan antes de realizar la simulación. El valor para el consumo auxiliar de *Parasitic power fixed load* y *Parasitic power generation-dependent load* es de 0.0825MWe y 0MWe para todas las horas de la simulación, respectivamente.

A continuación, se representa *PC electrical power output gross* (potencia eléctrica bruta), *Total electric power to grid* (Potencia eléctrica entregada a la red) y la suma de todos los consumos auxiliares mencionados anteriormente (denominando a esta nueva variable como *Total power consumed by auxiliary equipment*):

Gráfico 40 y 41: PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).

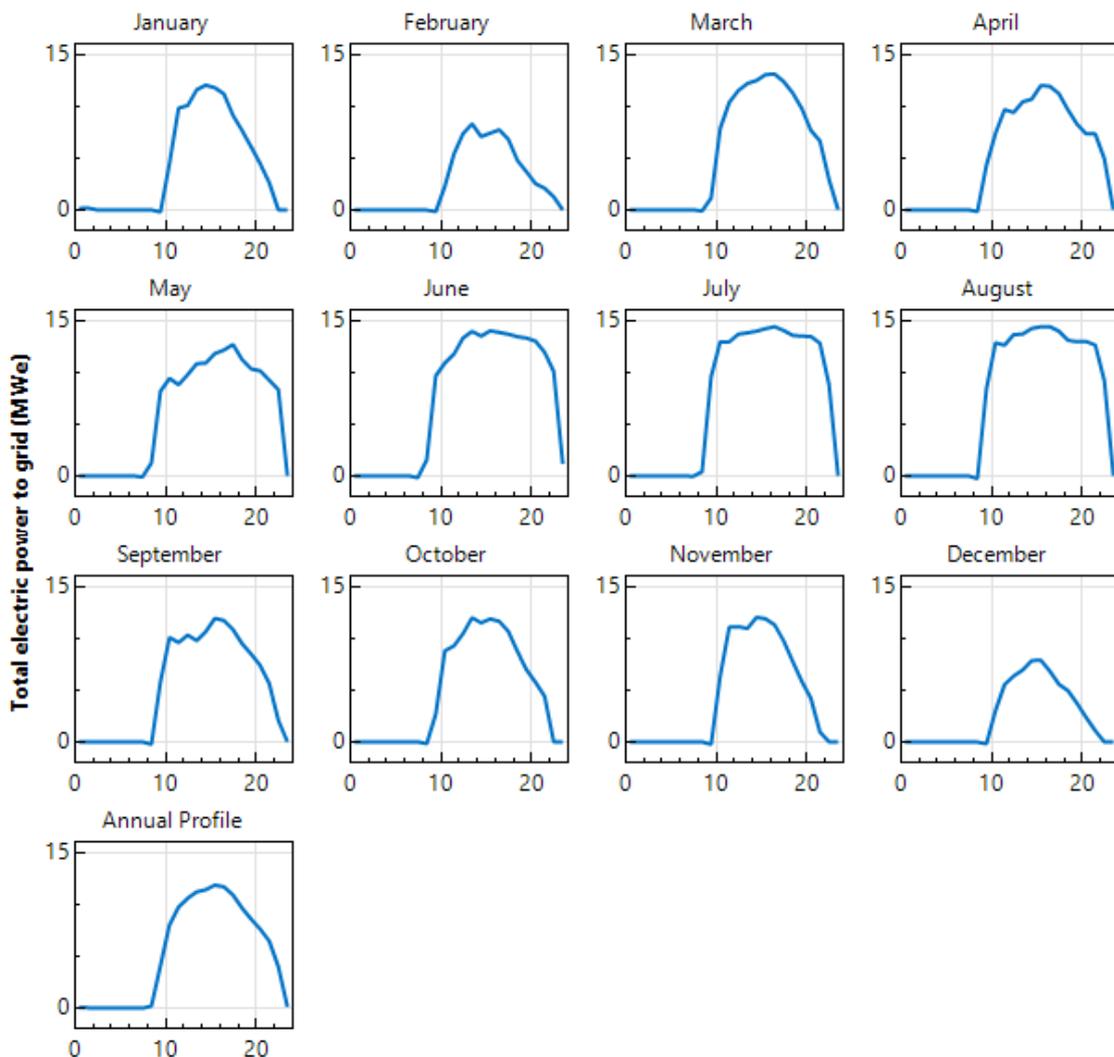


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En estas gráficas, es notoria la diferencia en la curva de potencia eléctrica entregada a la red en función de si es generada en la franja horaria en la que se utiliza únicamente el almacenamiento térmico o no. Esta disparidad se ve reflejada en un mayor valor de la curva de potencia eléctrica entregada a la red, así como en una mayor estabilidad, al emplear el almacenamiento. La razón es el empleo de menores consumos auxiliares, pues en esta franja horaria, tanto *Parasitic power heliostat drives* como *Parasitic power receiver/tower HTF pump*, poseen un valor de 0MWe.

Si se representa el valor promedio de la potencia eléctrica entregada a la red para el año y para cada uno de los meses, se obtiene:

Gráfico 42: *Total electric power to grid* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Finalmente, se representan en las tablas 21, 22 y 23 los valores de algunas de las variables más reseñables, otros valores anuales obtenidos, así como el desglose de las siguientes variables: *Total installed cost* y *Total annual water usage cycle + mirror washing*.

Tabla 21: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	49	GWh
Annual Energy	44	GWh
Capacity factor	36.91	%
Total land area	315.48	acre
Number of heliostats	1530	unidades
Tower height	96.87	m
Receiver height	9.01	m
The overall outer diameter of the receiver	5.96	m
Storage tank volume	933	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	16.10	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50	MWt-hr
Total installed cost	105587	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	10651.00	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 22: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	27782	k\$	26.31
Torre central	9118		8.64
Receptor	21621		20.48
Almacenamiento térmico	4125		3.91
Bloque de potencia	19950		18.89
Terreno	13674		12.95
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	9317		8.82

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 23: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 1.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	2797.10	m ³	26.26
Mirror washing	7853.90		73.74

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

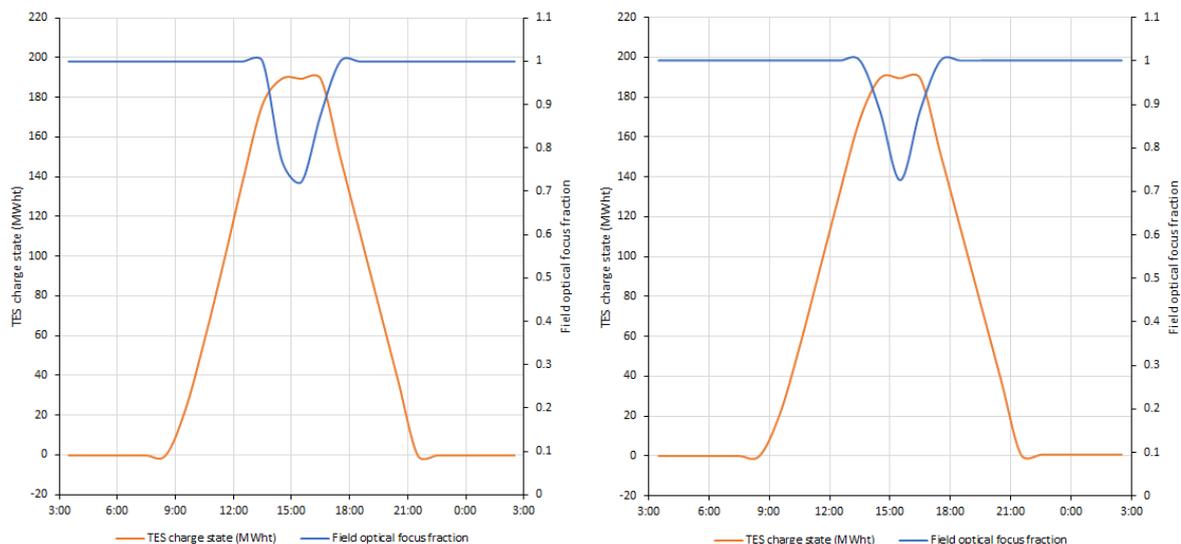
Para analizar todas estas variables, es necesario comparar su valor con el resto de los estudios realizados. De este modo, el análisis de cada parámetro se realizará en el apartado 6.2. No obstante, en estas tablas es importante destacar principalmente las dos variables desglosadas que se comentaron anteriormente.

En la tabla 22, resalta la importancia que posee el campo de heliostatos y el receptor solar en los costes totales de inversión, seguido del bloque de potencia, pues representan el 26.31%, el 20.48% y el 18.89% respectivamente. Además, se aprecia como el coste de la torre central y el almacenamiento no son tan relevantes, pues juntos representan el 12.55% de los costes totales de inversión.

En la tabla 23, se observa el desglose de *Total annual water usage cycle + mirror washing* (consumo de agua total de la planta). Este, se desglosa en: por un lado, el lavado de espejos; por otro lado, consumo del ciclo de potencia. Este último se divide a su vez en otros dos factores, como es el consumo de agua utilizada para el sistema de refrigeración y el consumo de agua de reposición (referida a todas las posibles pérdidas y extracciones que se hagan para uso diferente a la producción de potencia eléctrica). De esta manera, se observa que predomina considerablemente el consumo de agua utilizada para el lavado de espejos, pues representa un 73.74% del consumo total de agua.

6.1.1.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 2.

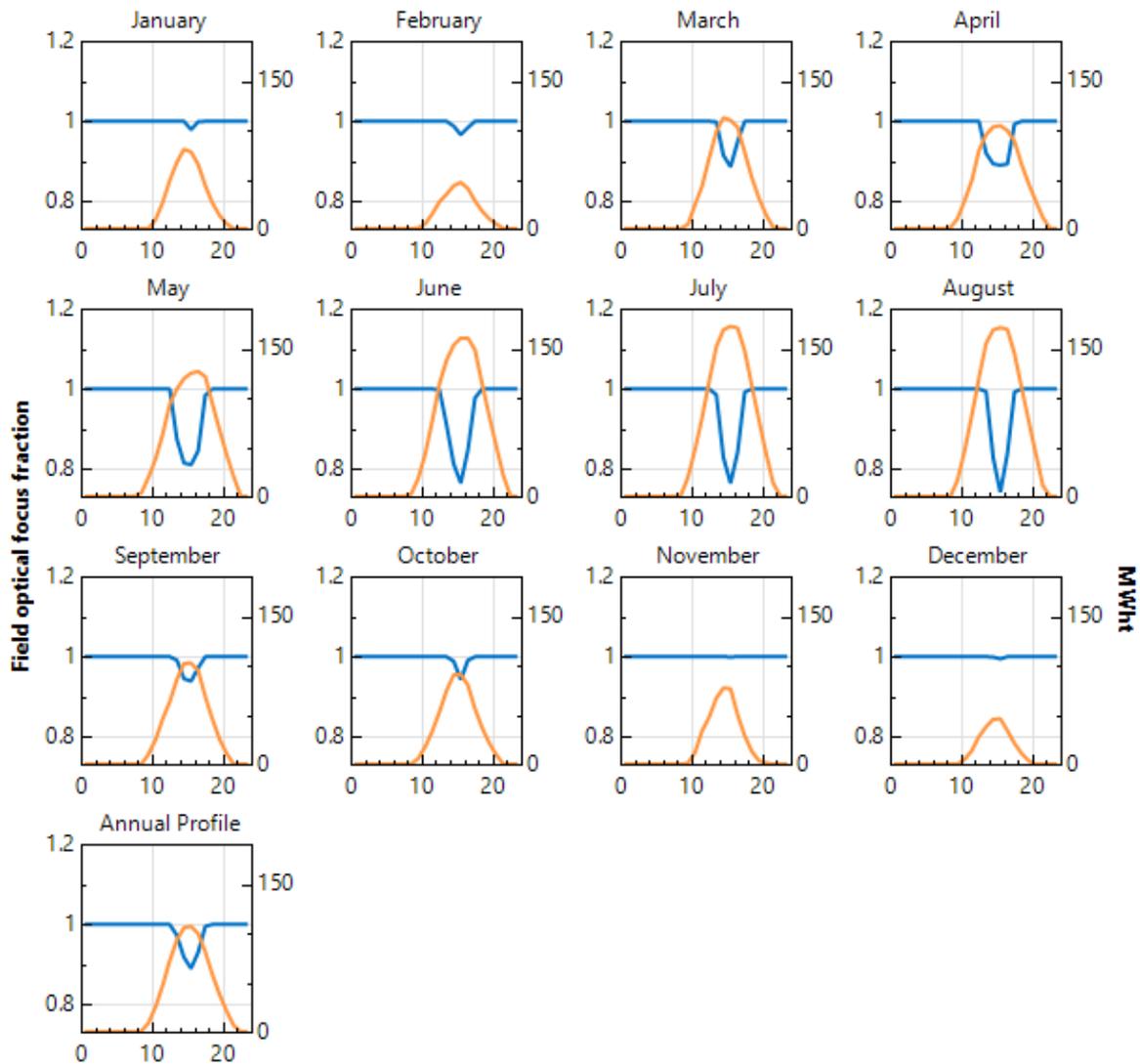
Gráfico 43 y 44: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2 (11-12 de julio a la izq. y 11-12 de agosto a la dcha.).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Al igual que para el caso en el que se utiliza el HTF 1, se observa como para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto, no todos los heliostatos se encuentran operativos. No obstante, en este caso, se consigue un 73% de heliostatos operativos para ambos meses, un 10% más que para el caso anterior. Si se representan estas dos variables con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

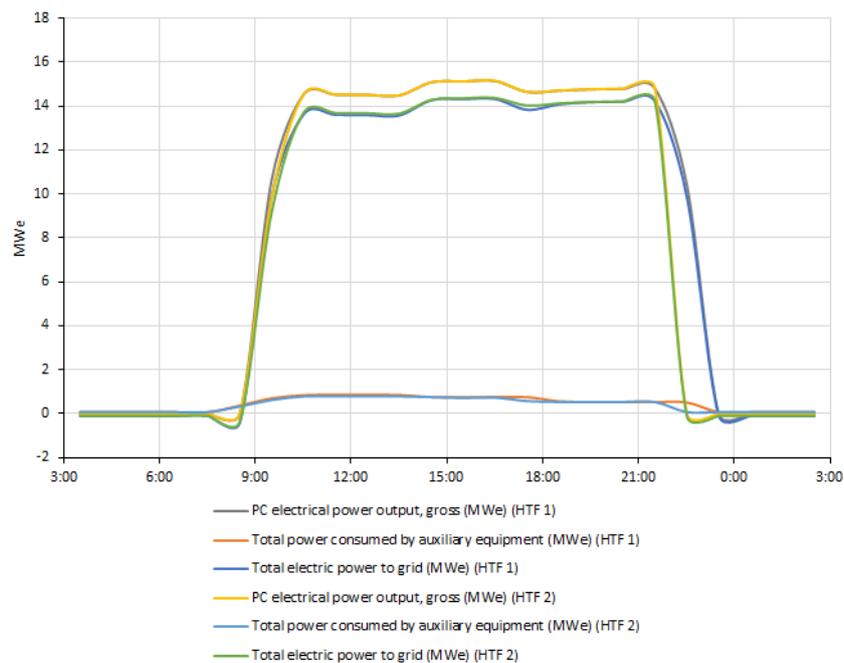
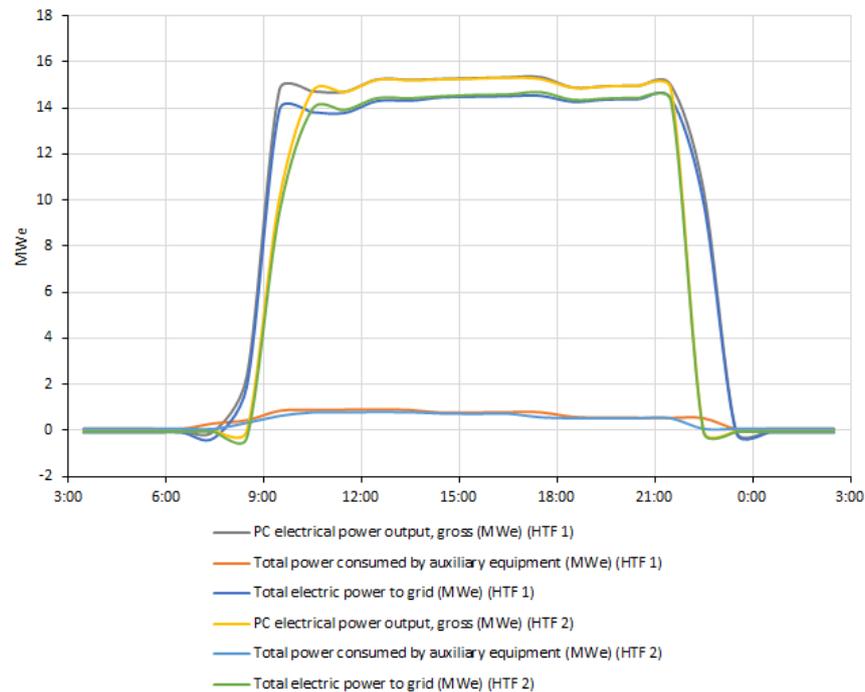
Gráfico 45: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

A continuación, para los fluidos caloportadores utilizados, se representan los valores de la potencia eléctrica bruta, de la potencia eléctrica entregada a la red y de la suma de todos los consumos auxiliares.

Gráfico 46 y 47: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y comparando HTF 1 frente a HTF 2 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En las gráficas anteriores se observa como para el caso en el que se utiliza el HTF 1, la producción de potencia eléctrica es considerablemente mayor. Esto se ve reflejado principalmente en el día 11-12 de julio, pues utilizando el HTF 2, se consigue alcanzar una potencia bruta de 15 MWe a las 10:30 horas aproximadamente, una hora más tarde que si se utilizase el HTF 1. Además, se observa cómo utilizando este último, la pendiente que se produce en la caída de la potencia al final del día es menor que cuando se utiliza el fluido caloportador 2.

Finalmente, se representan en las siguientes tablas los valores de las variables más importantes para su posterior estudio en el apartado 6.2.

Tabla 24: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	44	GWh
Annual Energy	40	GWh
Capacity factor	33.44	%
Total land area	315.48	acre
Number of heliostats	1530	unidades
Tower height	96.87	m
Receiver height	9.01	m
The overall outer diameter of the receiver	5.96	m
Storage tank volume	571	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	17.74	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50	MWt-hr
Total installed cost	105587	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	10380.20	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 25: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	27782	k\$	26.31
Torre central	9118		8.64
Receptor	21621		20.48
Almacenamiento térmico	4125		3.91
Bloque de potencia	19950		18.89
Terreno	13674		12.95
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	9317		8.82

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

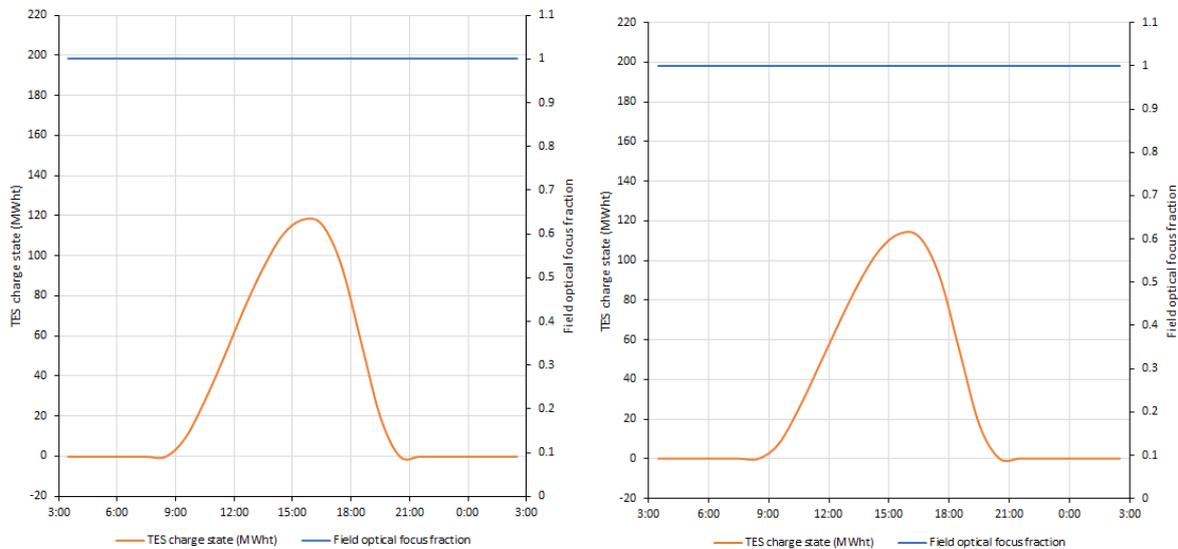
Tabla 26: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y con HTF 2.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	2526.30	m ³	24.34
Mirror washing	7853.90		75.66

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.2. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 1.

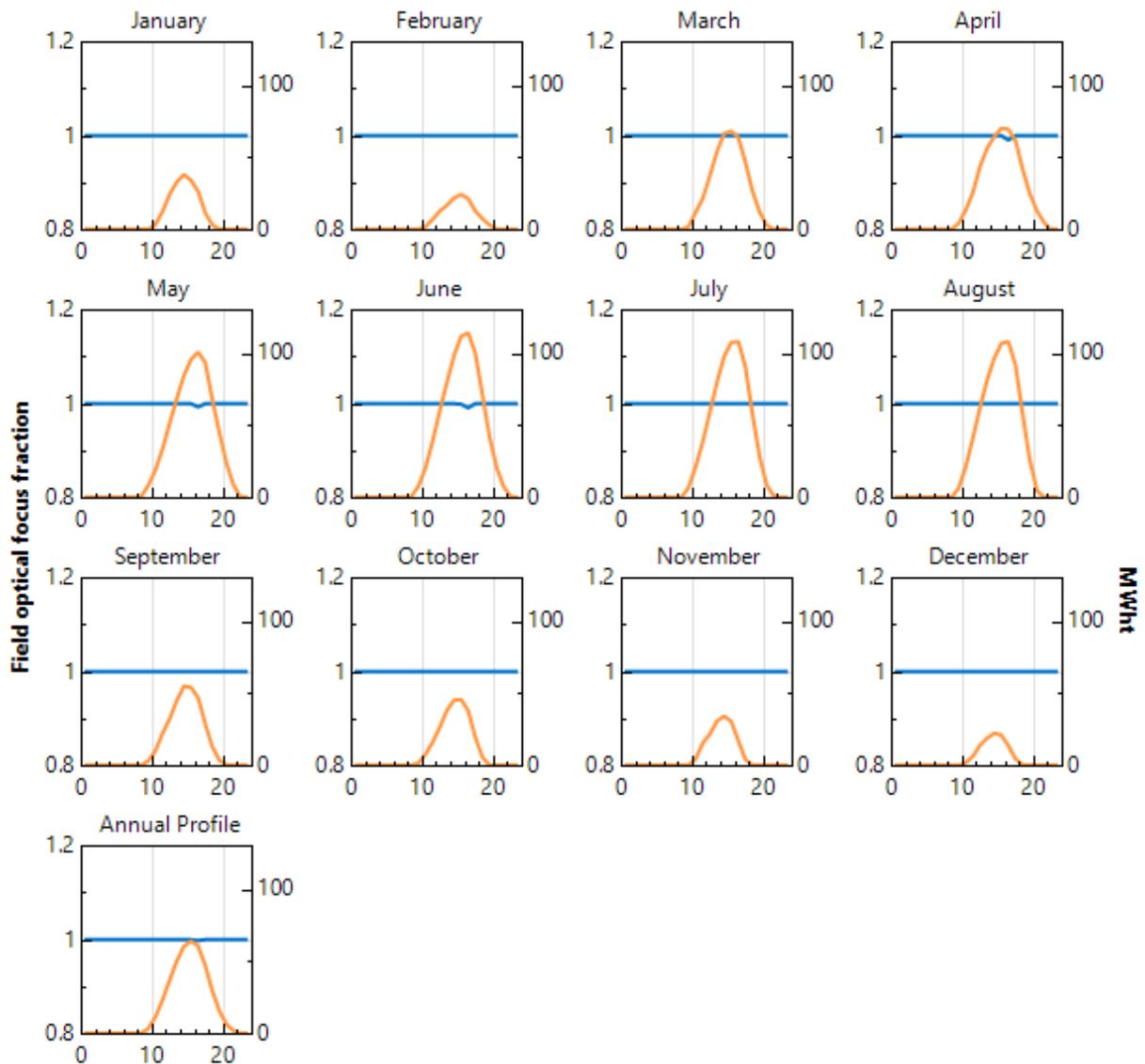
Gráfico 48 y 49: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Para este estudio se contempla cómo para ambos días, todos los heliostatos se encuentran operativos. Además, se observa que se alcanza un nivel de capacidad de almacenamiento en torno a 120MWh, no llegando así a conseguir el nivel máximo de llenado. Si se representan las dos variables con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

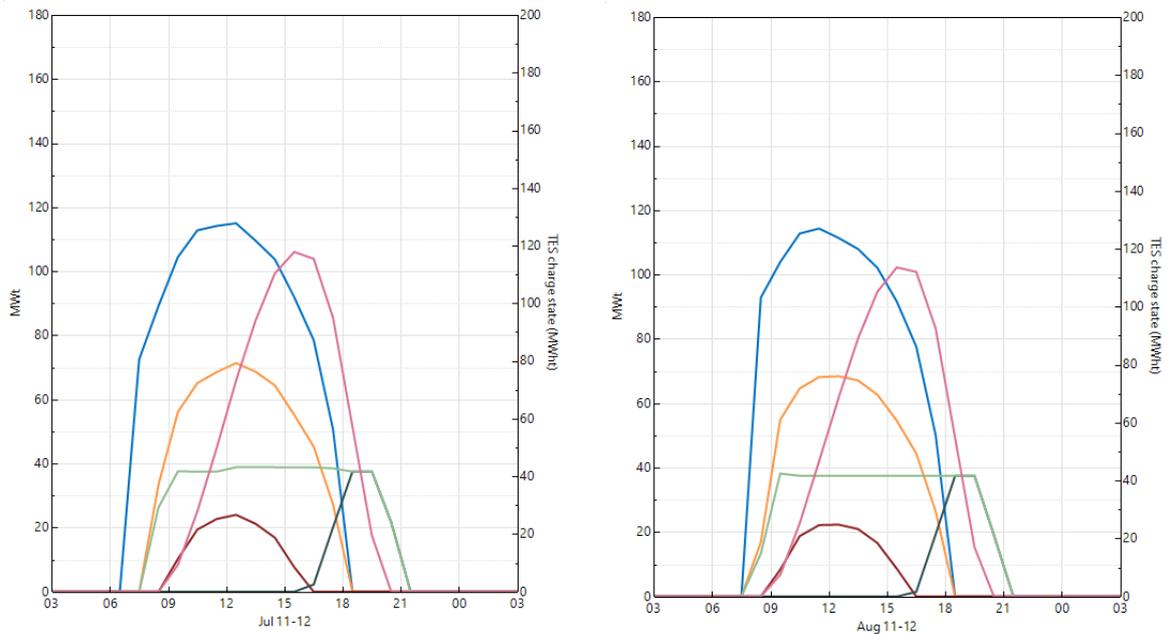
Gráfico 50: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Ahora se representan las siguientes variables:

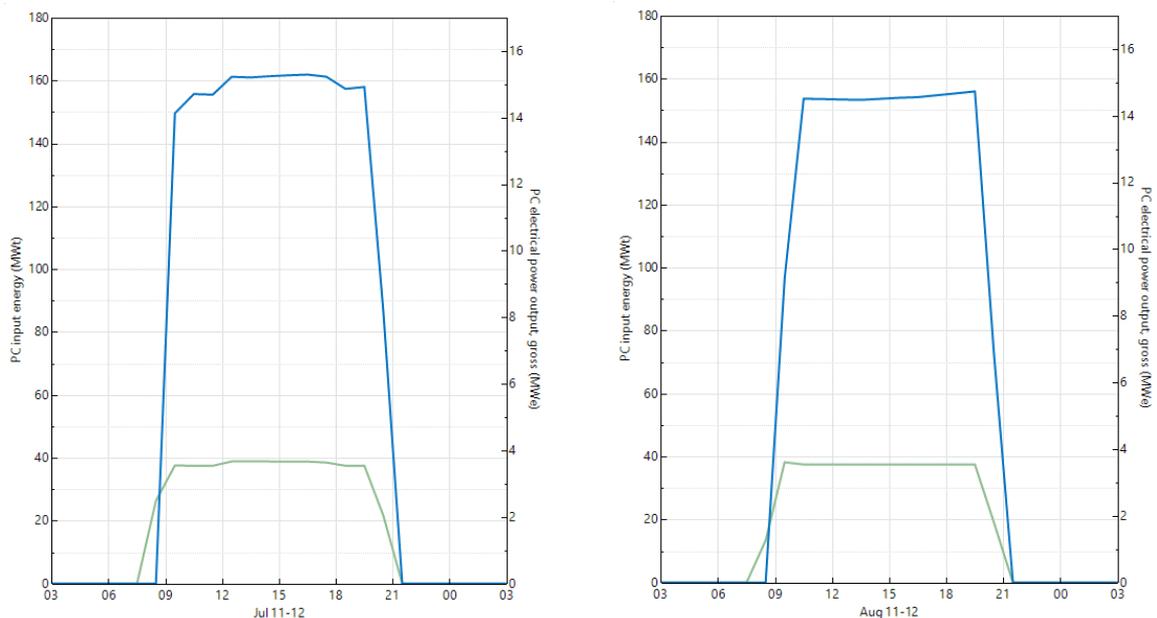
Gráfico 51 y 52: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: Field incident thermal power (MWt)
Hourly Data: Receiver incident thermal power (MWt)
Hourly Data: TES charge thermal power (MWt)
Hourly Data: TES discharge thermal power (MWt)
Hourly Data: PC input energy (MWt)
Hourly Data: TES charge state (MWht)

Gráfico 53 y 54: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 5 horas con un SM1.9 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izq. y 11-12 de agosto a la dcha).



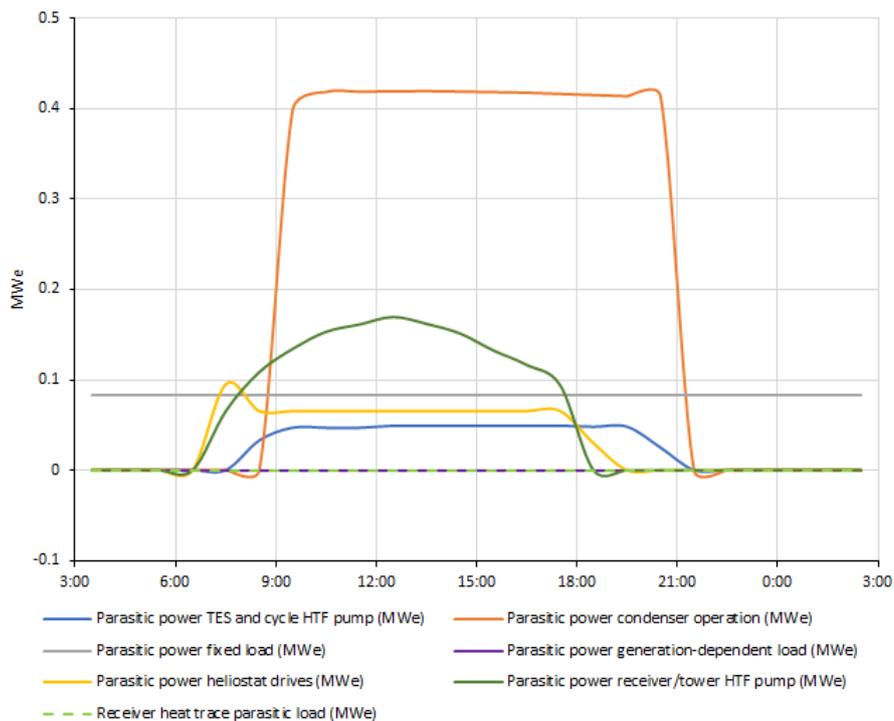
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: PC input energy (MWt)
Hourly Data: PC electrical power output, gross (MWe)

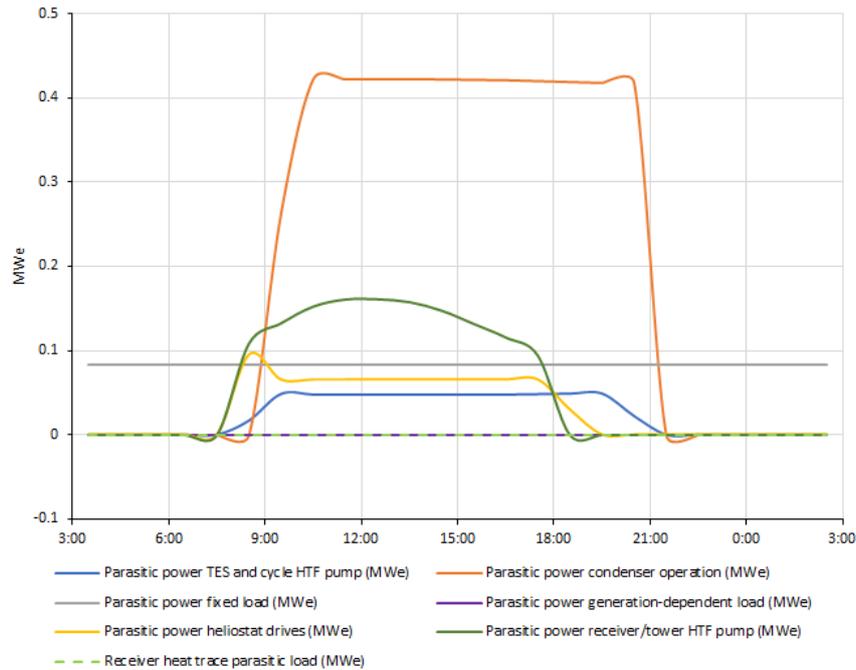
En este caso se puede comprobar que, al no llegar a alcanzarse el nivel máximo de capacidad de almacenamiento, no se produce ninguna caída en la potencia térmica incidente en el receptor, que no sea producida por la disminución de la radiación solar incidente. En todos los aspectos restantes, coincide con el estudio realizado para 5 horas de almacenamiento con un valor de SM de 2.5, aunque se observa cómo para este caso, el descenso de la producción de electricidad se produce a las 19:30 horas, dos horas antes que en el caso mencionado anteriormente. Esto se debe a que no se ha podido alcanzar toda la capacidad de almacenamiento.

A continuación, se puede observar el desglose de los consumos auxiliares:

Gráfico 55 y 56: *Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12]

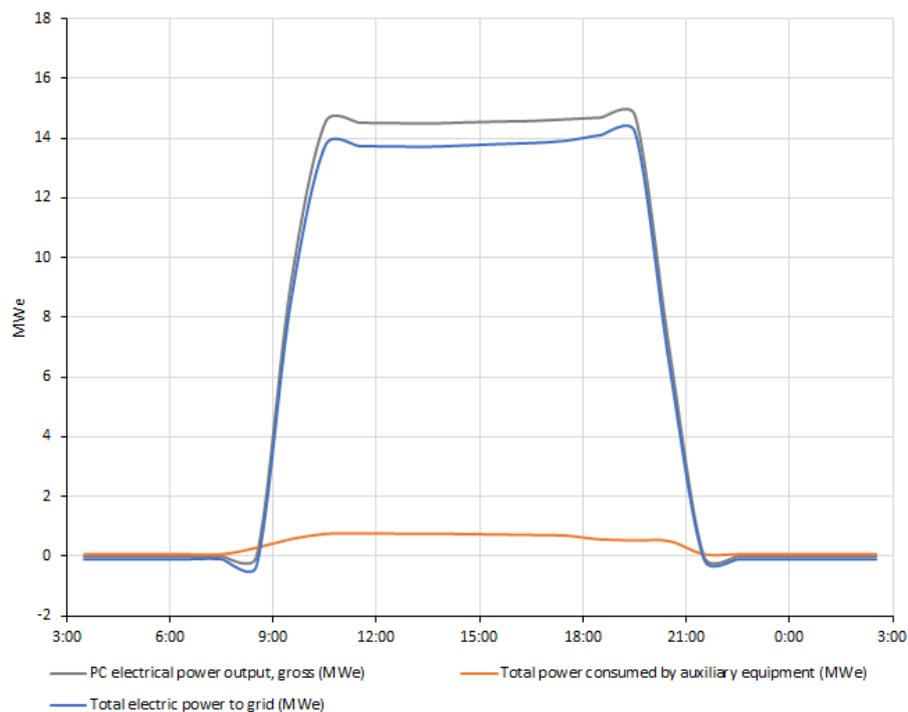
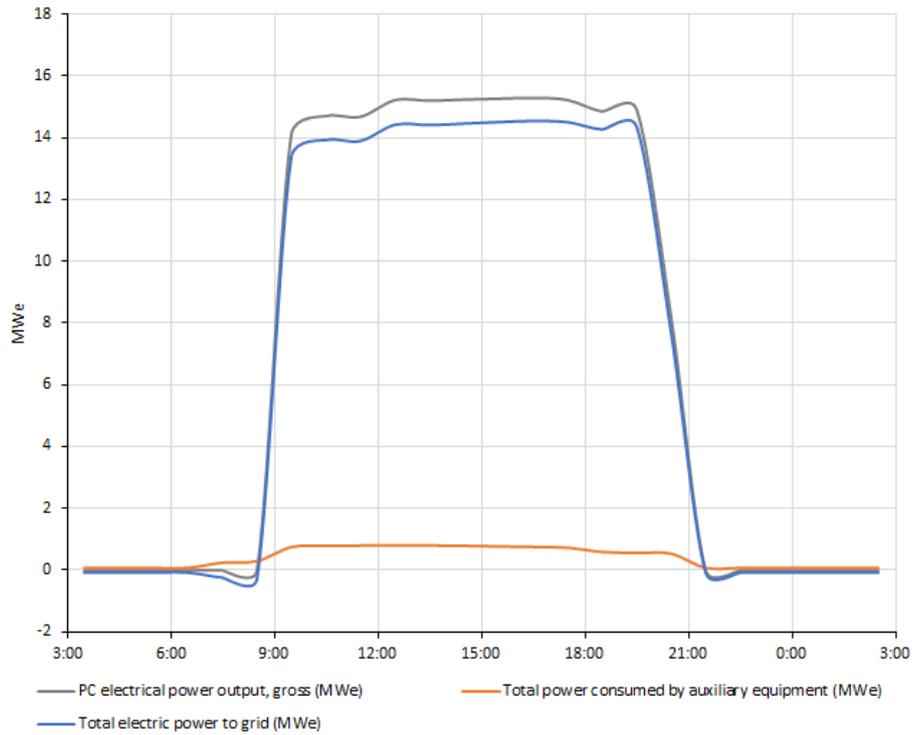


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Los resultados obtenidos son prácticamente los mismos que en el caso estudiado previamente (5h de almacenamiento térmico con un SM 2.5). La principal diferencia se encuentra en los perfiles de las curvas *Parasitic power receiver/tower HTF pump* y *Parasitic power heliostat drives*, que en este caso no presentan un desnivel ocasionado por alcanzar los 187.5MWh de capacidad de almacenamiento o por la existencia de heliostatos no operativos. Además, se observa como el valor del consumo debido al control y accionamiento de los heliostatos disminuye ligeramente frente al primer caso de estudio, pues ahora al disminuir el valor del múltiplo solar, también lo hace el número de heliostatos.

Ahora, se representarán los resultados obtenidos de la potencia eléctrica bruta, potencia total de los consumos auxiliares y potencia eléctrica entregada a la red.

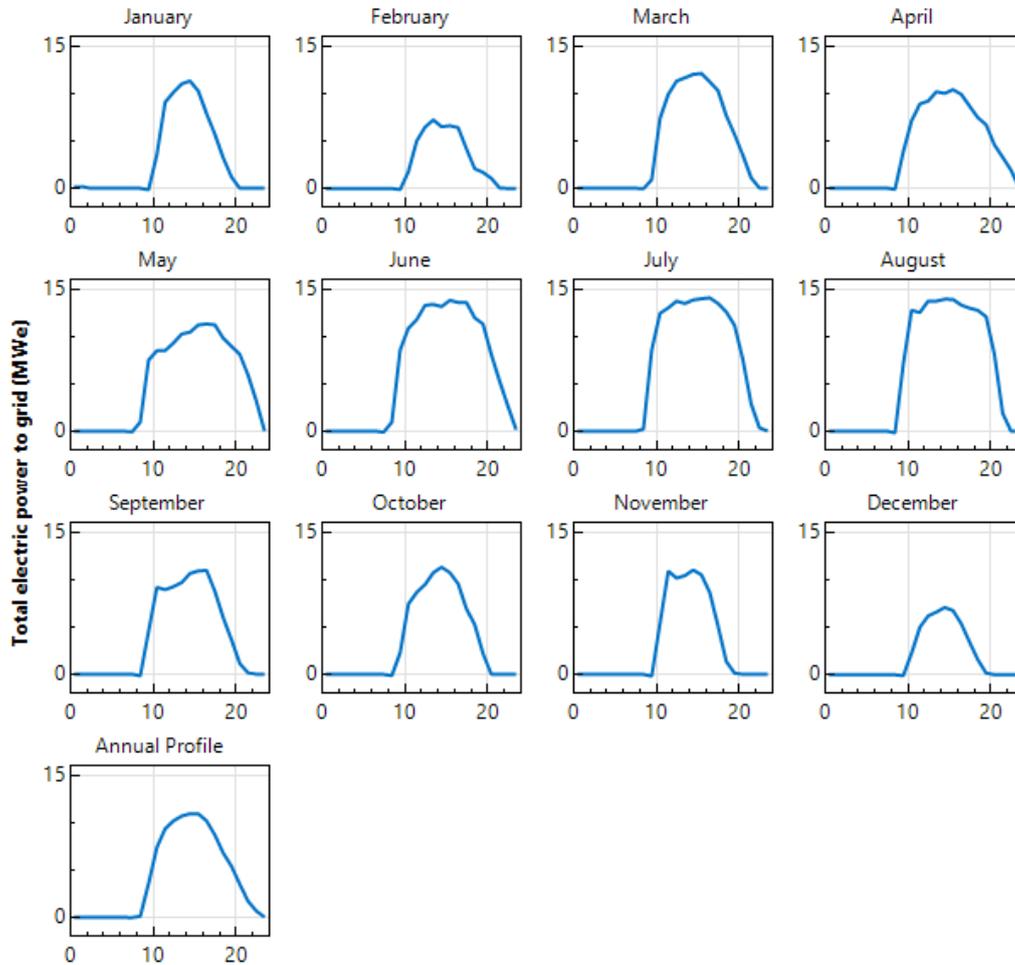
Gráfico 57 y 58: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Si se representa el valor promedio de la potencia electrica entregada a la red para el año y para cada uno de los meses, se obtiene:

Gráfico 59: Total electric power to grid para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Finalmente, se recogen en las siguientes tablas las principales variables a analizar:

Tabla 27: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	39	GWh
Annual Energy	34	GWh
Capacity factor	29.16	%
Total land area	267.52	acre
Number of heliostats	1184	unidades
Tower height	85.53	m
Receiver height	8.32	m
The overall outer diameter of the receiver	5.18	m
Storage tank volume	933	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	18.07	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50	MWt-hr
Total installed cost	92076	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	8312.98	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 28: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	21500	k\$	23.35
Torre central	8341		9.06
Receptor	18217		19.78
Almacenamiento térmico	4125		4.48
Bloque de potencia	19950		21.67
Terreno	11807		12.82
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	8137		8.84

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 29: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 1 [12].

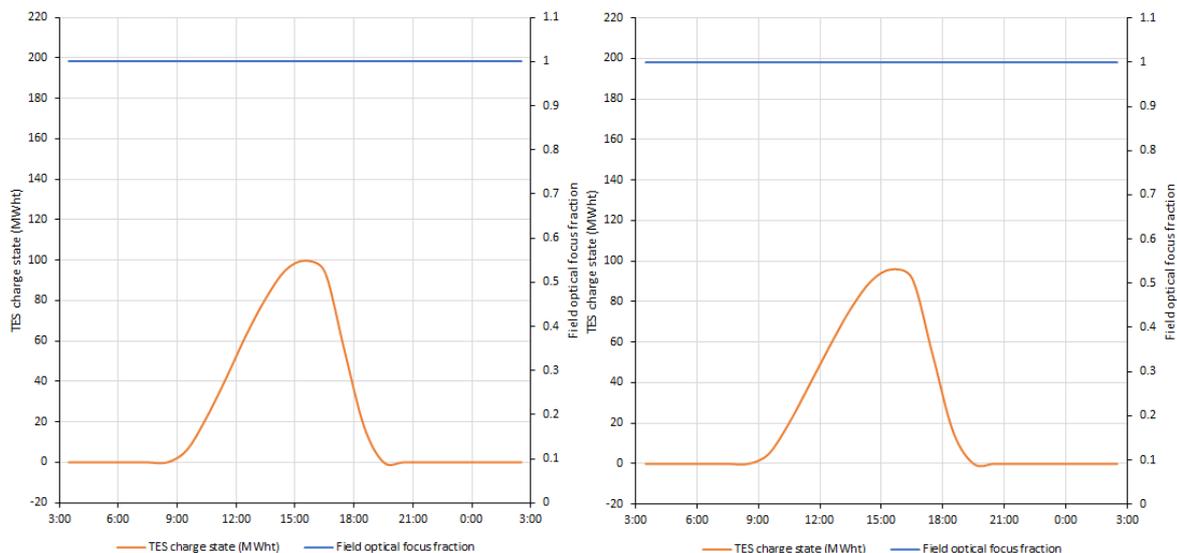
Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	2235.23	m ³	26.89
Mirror washing	6077.75		73.11

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM.

En ellas se sigue observando el predominio que posee el campo de heliostatos, el receptor y el bloque de potencia. Es importante destacar cómo, al disminuir las dimensiones del receptor disminuye también su coste, alcanzando ahora un valor menor que el bloque de potencia, que se situaba en tercer lugar en el caso de utilizar un almacenamiento de 5h con un valor de SM de 2.5. Además, se sigue apreciando la importancia que posee el consumo de agua utilizado para el lavado de espejos, con un 73.11% del consumo total.

6.1.2.1. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 1.9 con HTF 2.

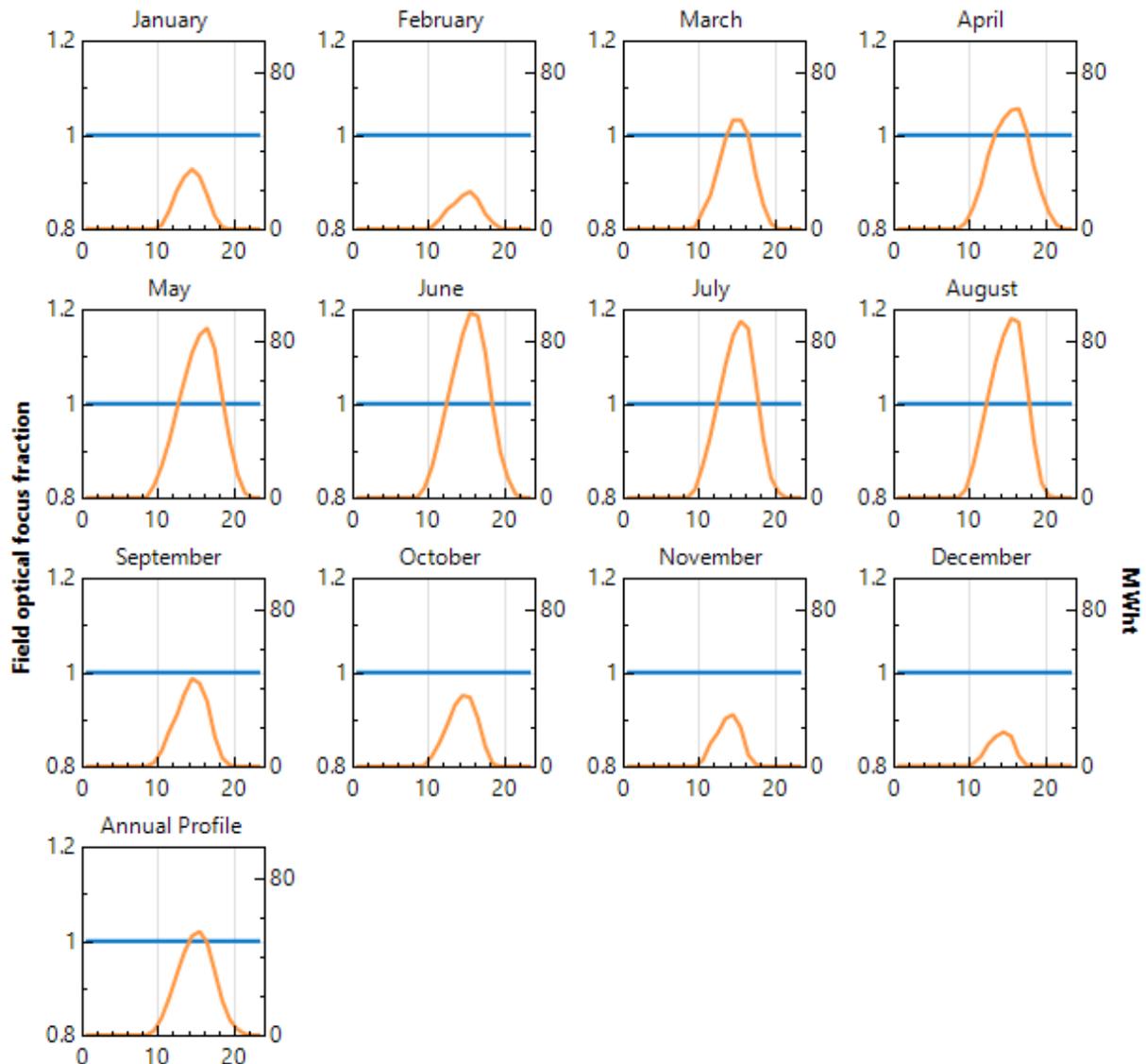
Gráfico 60 y 61: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Al igual que para el caso en el que se utiliza el HTF 1, se observa como para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto, todos los heliostatos se encuentran operativos. No obstante, en este caso, se consigue un nivel de capacidad de almacenamiento menor, en torno a 100MWh, de los 187.5MWh que es capaz de almacenar. Si se representa el *Field optical focus fraction* y el *TES charge state* con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

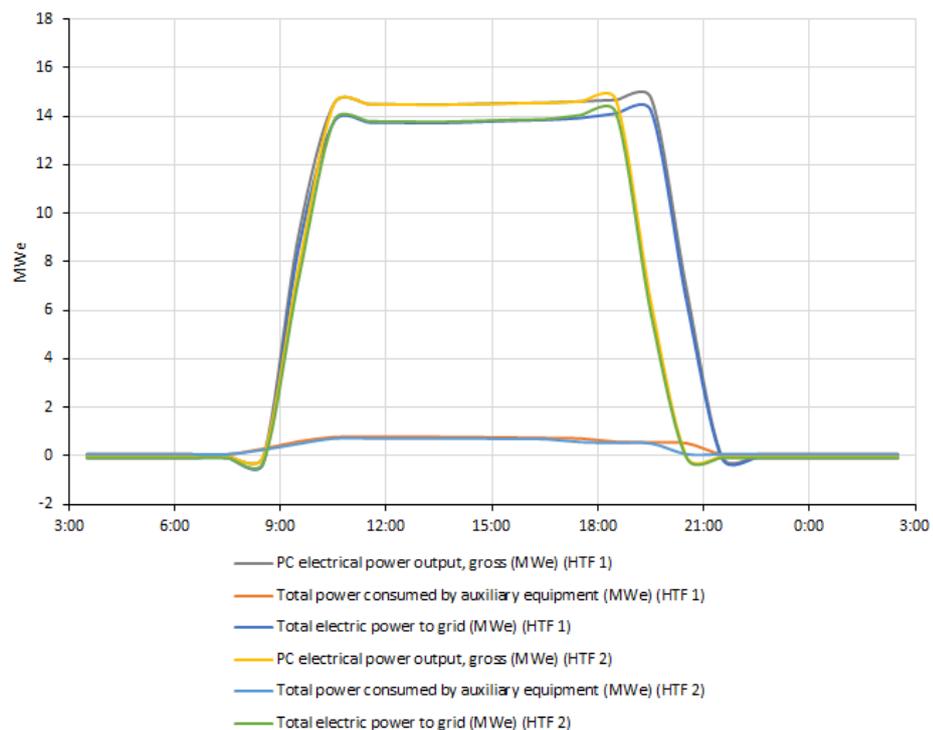
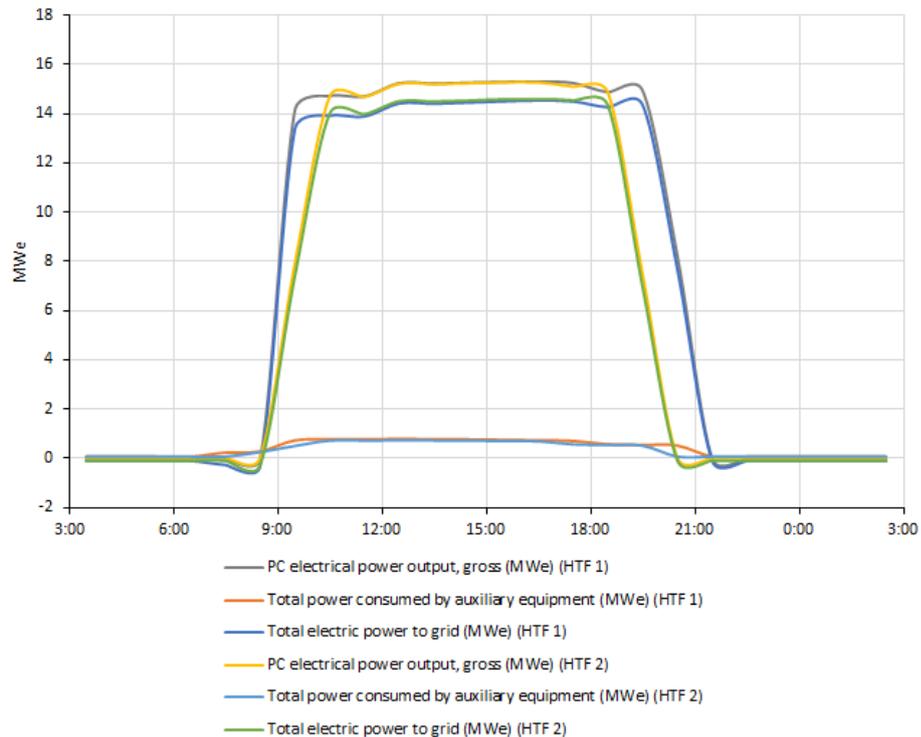
Gráfico 62: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

A continuación, para los fluidos caloportadores utilizados, se representan los valores de la potencia eléctrica bruta, de la potencia eléctrica entregada a la red y de la suma de todos los consumos auxiliares.

Gráfico 63 y 64: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y comparando HTF 1 frente a HTF 2 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Al igual que para el primer caso de estudio, en las gráficas 63 y 64 se observa como con el empleo del HTF 2, la producción de potencia eléctrica es menor que cuando se utiliza el HTF 1. Esto se ve reflejado principalmente en el día 11-12 de julio, pues utilizando el HTF 2, se consigue alcanzar una potencia bruta de 15 MWe a las 10:30 horas aproximadamente, una hora más tarde que si se utilizase el HTF 1.

Por último, se representan en las siguientes tablas los valores de las variables más importantes para su posterior estudio en el apartado 6.2.

Tabla 30: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	33	GWh
Annual Energy	29	GWh
Capacity factor	24.68	%
Total land area	267.52	acre
Number of heliostats	1184	unidades
Tower height	85.53	m
Receiver height	8.32	m
The overall outer diameter of the receiver	5.18	m
Storage tank volume	571	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	21.30	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50	MWt-hr
Total installed cost	92076	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	7970.33	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 31: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	21500	k\$	23.35
Torre central	8341		9.06
Receptor	18217		19.78
Almacenamiento térmico	4125		4.48
Bloque de potencia	19950		21.67
Terreno	11807		12.82
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	8137		8.84

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

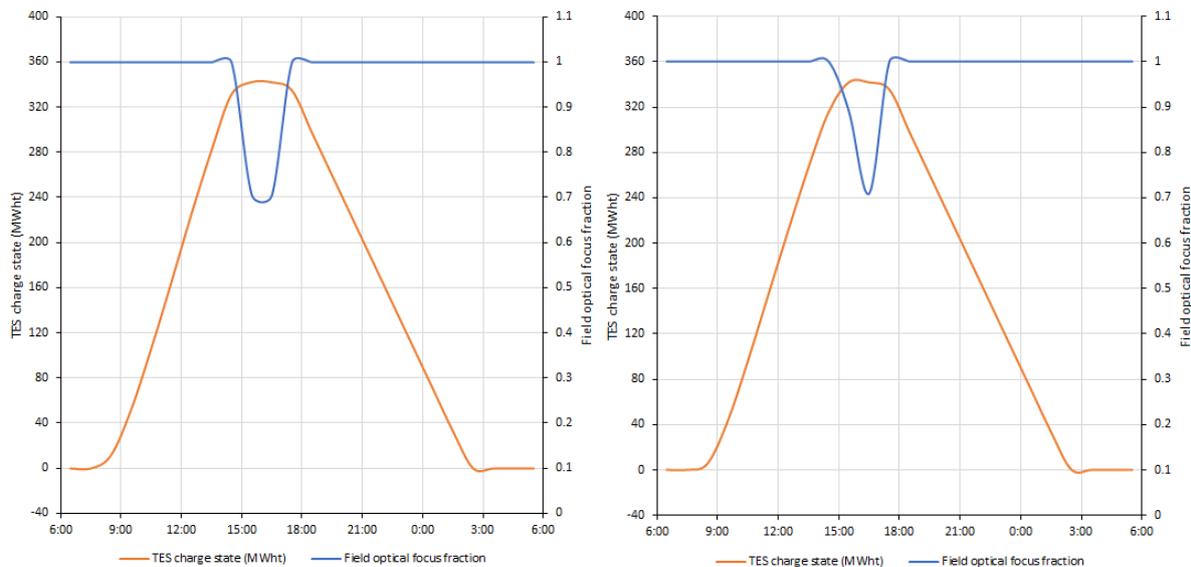
Tabla 32: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 1.9 y con HTF 2.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	1892.58	m ³	23.75
Mirror washing	6077.75		76.25

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.3. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 1.

Gráfico 65 y 66: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).

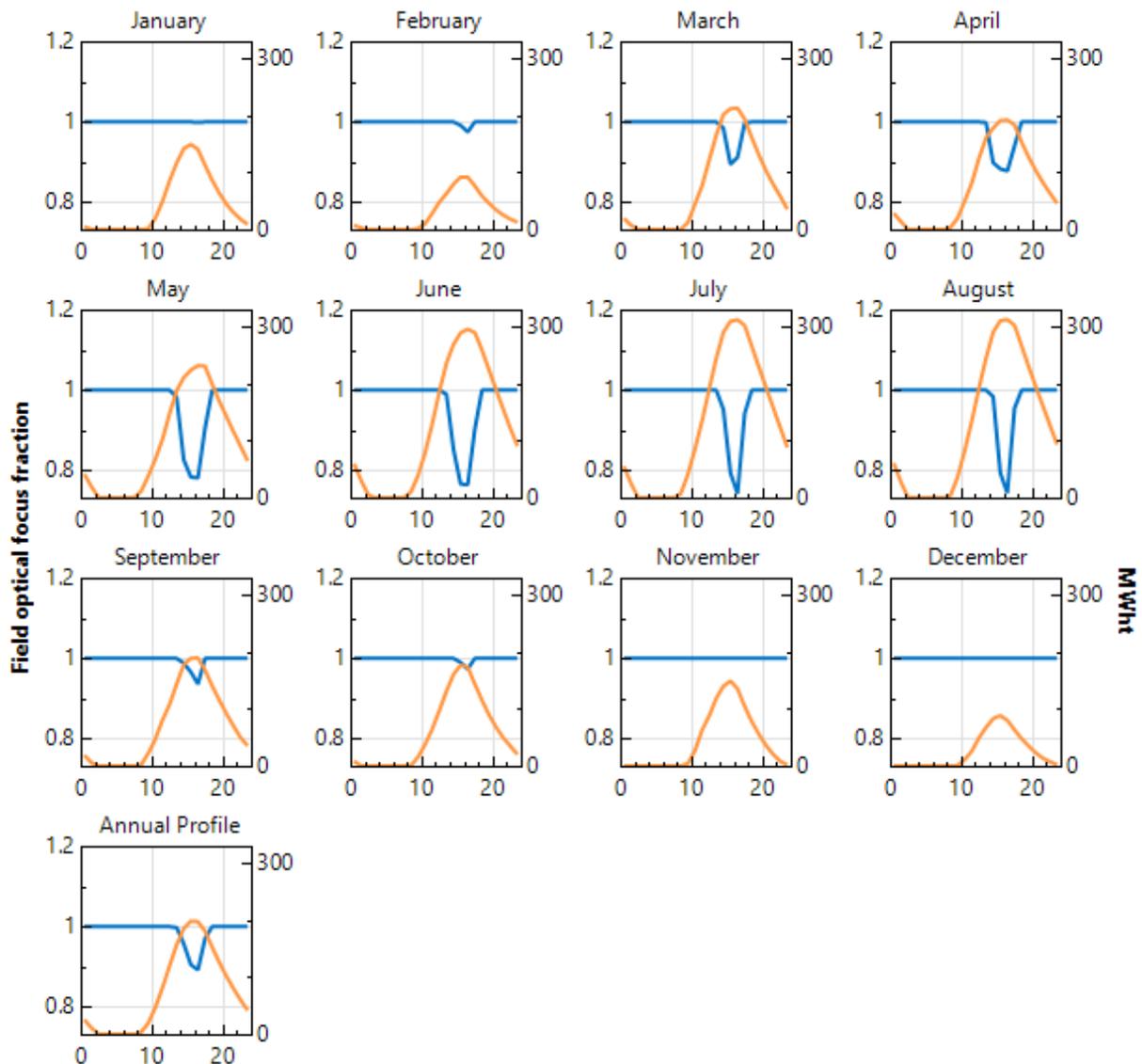


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Para este estudio se observa como para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto, se consigue alcanzar el nivel de máxima capacidad térmica de almacenamiento, que para el caso de los almacenamientos de 9 horas, el valor es de 337.5MWht. Por este motivo, para ambos días se obtiene un valor del 70% de heliostatos operativos.

Si se representan estas dos variables con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

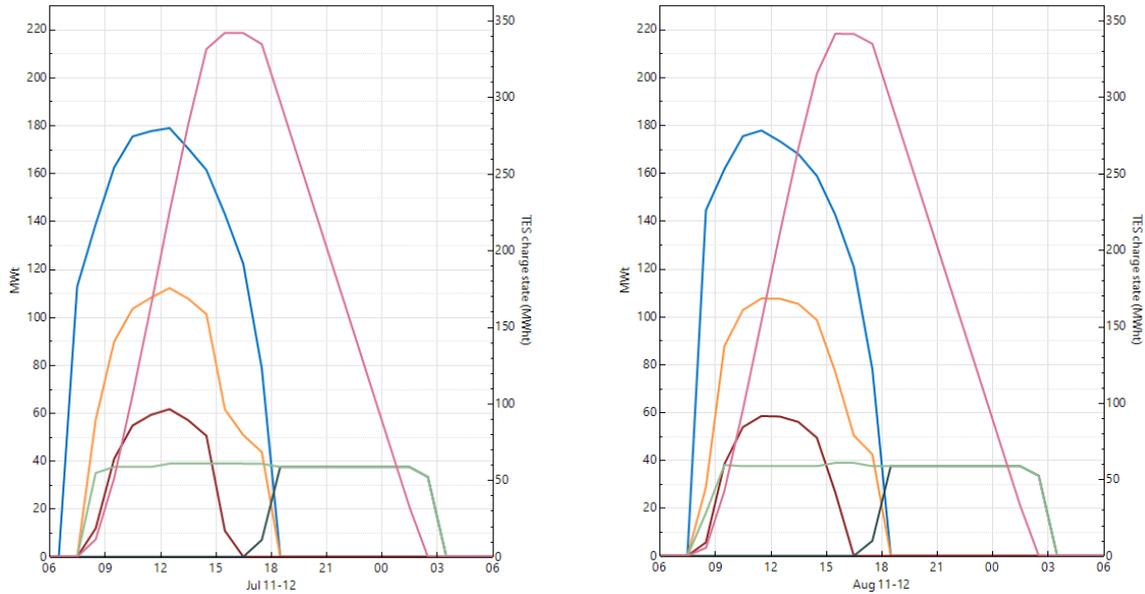
Gráfico 67: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

A continuación, se presentan las siguientes variables:

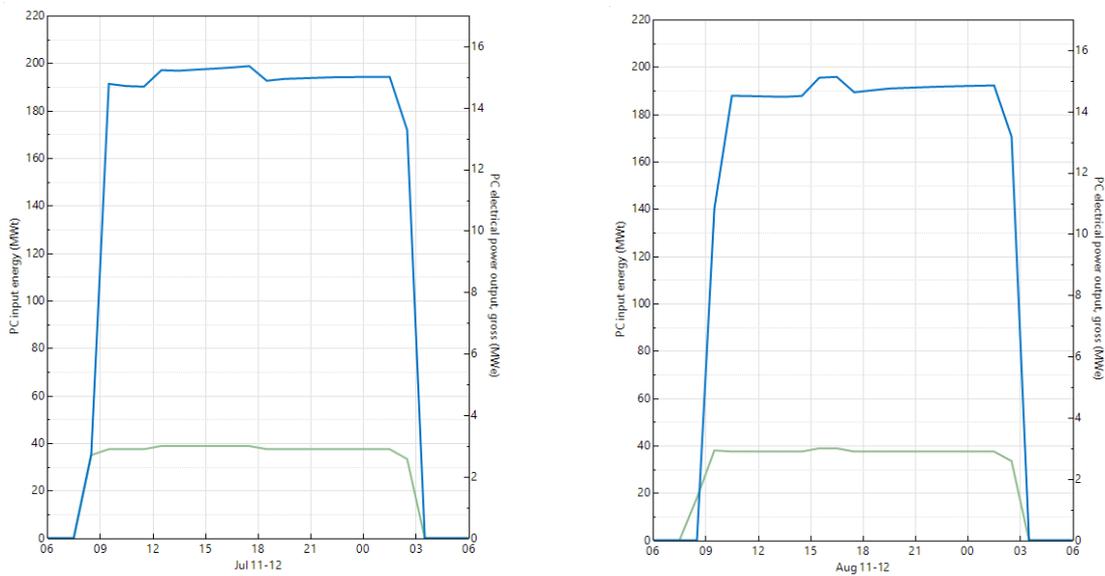
Gráfico 68 y 69: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: Field incident thermal power (MWt) Hourly Data: TES discharge thermal power (MWt)
Hourly Data: Receiver incident thermal power (MWt) Hourly Data: PC input energy (MWt)
Hourly Data: TES charge thermal power (MWt) Hourly Data: TES charge state (MWh)

Gráfico 70 y 71: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM3 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izq. y 11-12 de agosto a la dcha.).



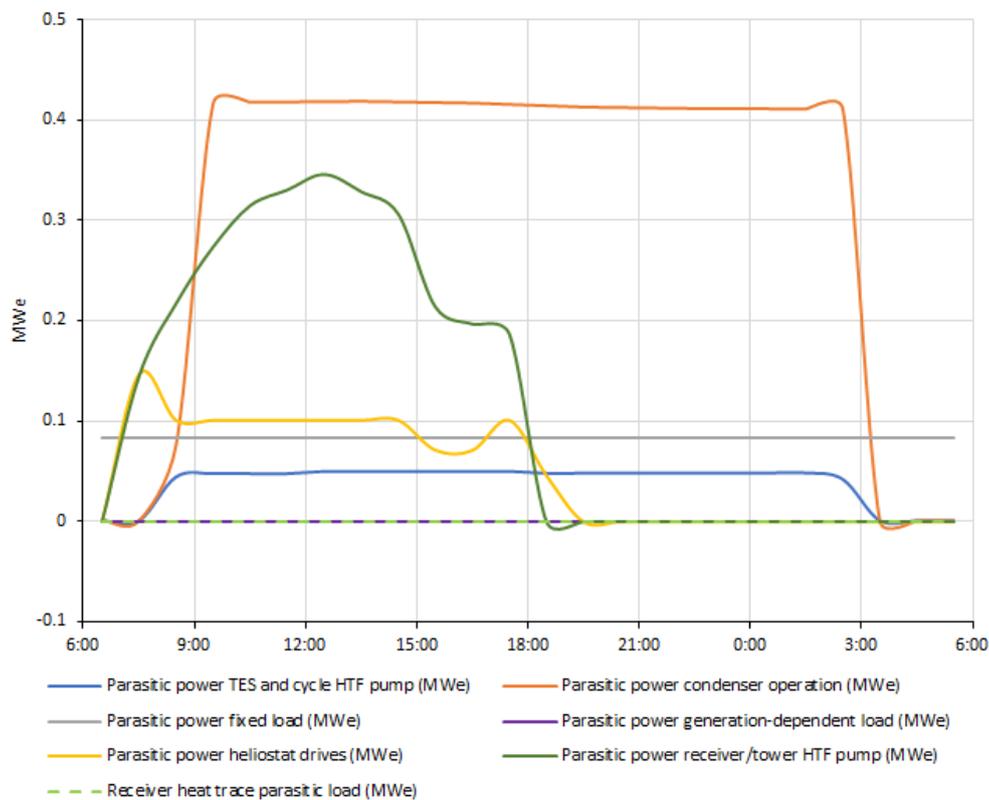
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: PC input energy (MWt) Hourly Data: PC electrical power output, gross (MWe)

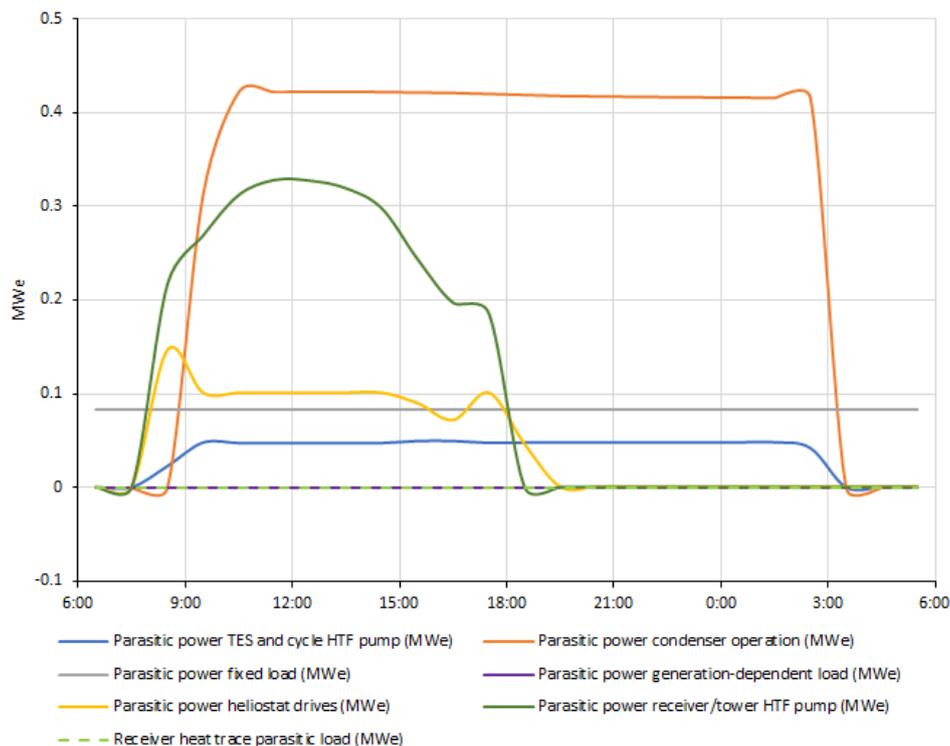
A diferencia de los casos estudiados con anterioridad, se observa como las horas de producción de electricidad aumentan considerablemente. Esto se debe a que se dispone de más horas de almacenamiento. En este caso, la producción eléctrica alcanzando los 15MWe se logra hasta las 2:00 horas aproximadamente, 4 horas y media más tarde que si se utilizase un almacenamiento de 5 horas con un múltiplo solar de 2.5 (con HTF 1).

A continuación, se presentan los consumos auxiliares así como la sumas de todos estos junto con la potencia eléctrica bruta y la potencia eléctrica entregada a la red.

Gráfico 72 y 73: *Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).

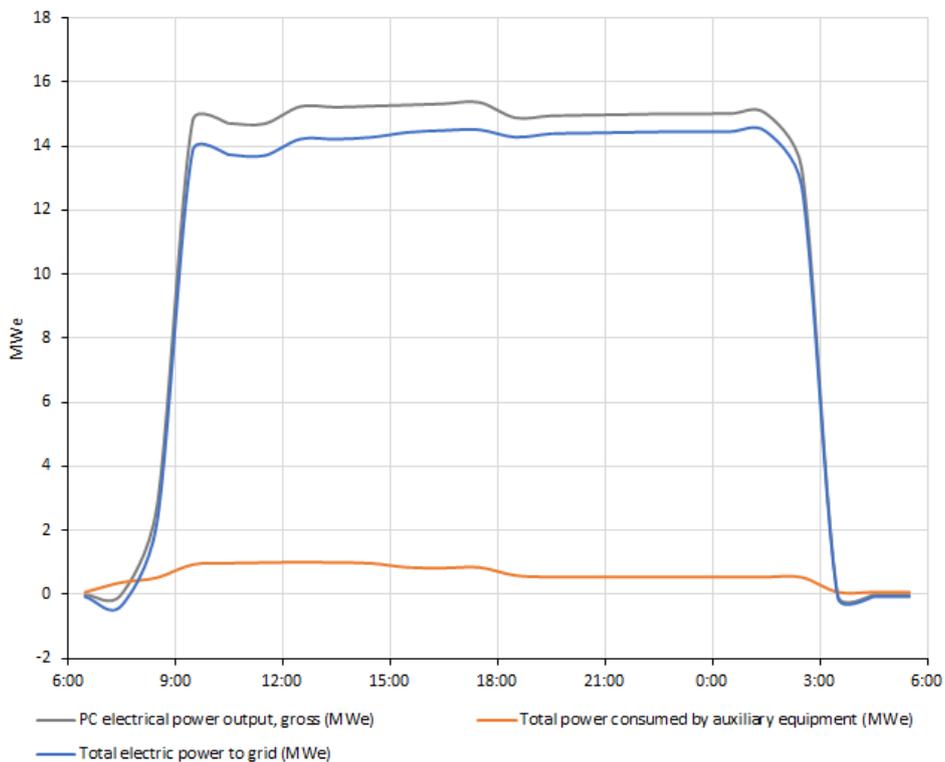


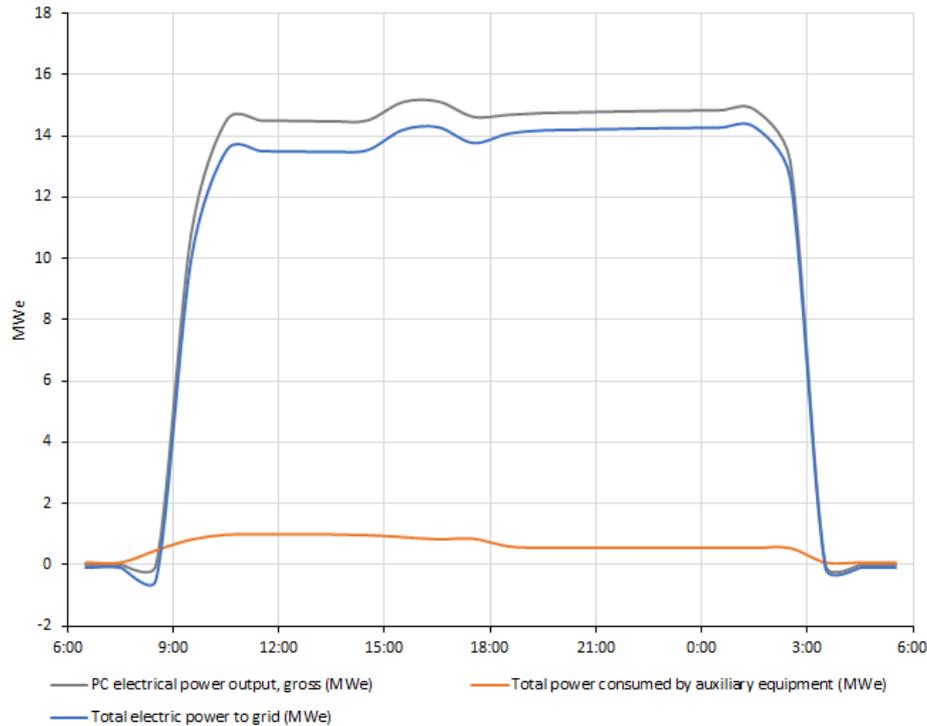
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Gráfico 74 y 75: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



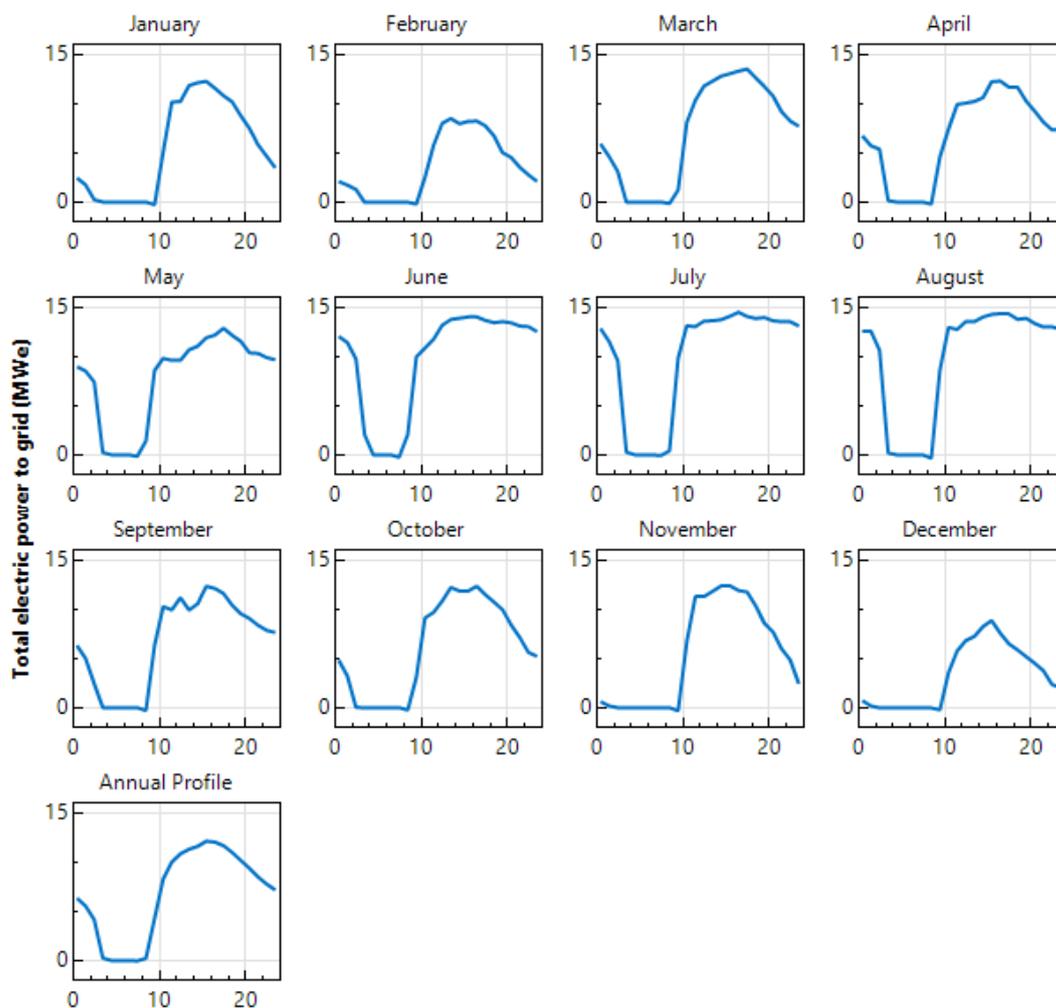


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En la gráfica 74 y 75, se observa con mayor claridad como en la franja horaria en la que se utiliza únicamente el almacenamiento térmico, la potencia eléctrica entregada a la red posee un mayor valor que en las primeras horas de producción eléctrica. Esto incluso, se puede observar en la curva *Total consumed by auxiliary equipment*, pues hasta las 18:00 horas, presenta un mayor valor y una menor estabilidad que en el resto del funcionamiento de la planta.

Si se representa el valor promedio de la potencia eléctrica entregada a la red para el año y para cada uno de los meses, se obtiene:

Gráfico 76: Total electric power to grid para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Finalmente, se muestran los valores de las variables más importantes para su posterior estudio en el apartado 6.2.

Tabla 33: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	63	GWh
Annual Energy	57	GWh
Capacity factor	47.80	%
Total land area	359.01	acre
Number of heliostats	1841	unidades
Tower height	104.69	m
Receiver height	9.48	m
The overall outer diameter of the receiver	6.71	m
Storage tank volume	1679	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	14.13	cents/kWh
TES thermal capacity	337.50	MWt-hr
Total installed cost	121628	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	13047.60	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 34: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	33430	k\$	27.49
Torre central	10267		8.44
Receptor	24109		19.82
Almacenamiento térmico	7425		6.10
Bloque de potencia	19950		16.40
Terreno	15712		12.92
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	10736		8.83

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

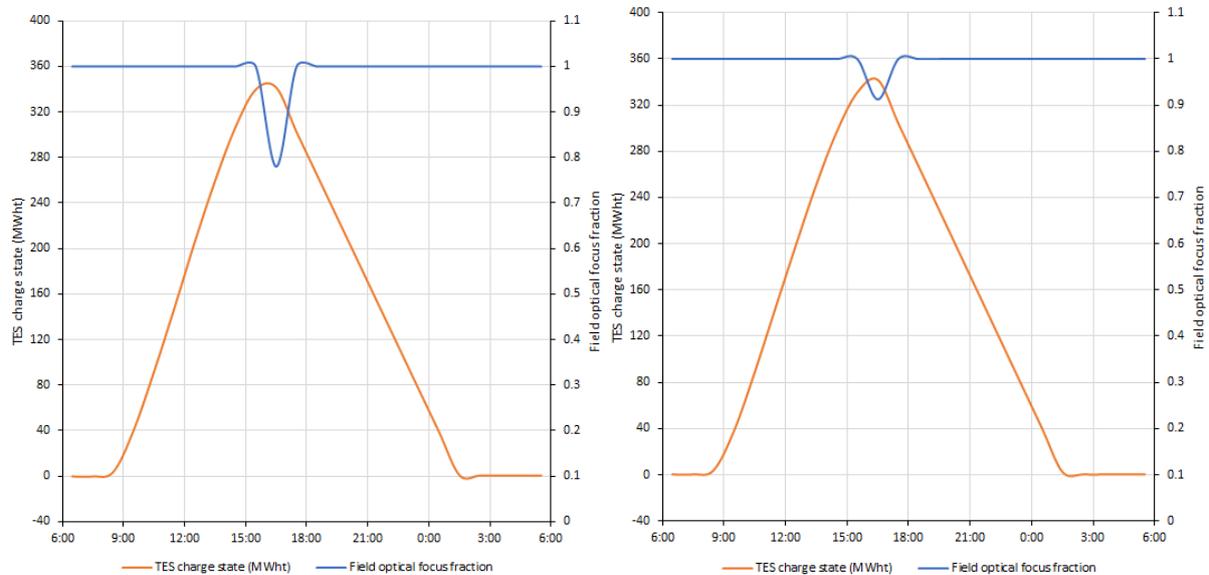
Tabla 35: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 1.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	3597.30	m ³	27.57
Mirror washing	9450.30		72.43

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.3.1. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 3 con HTF 2.

Gráfico 77 y 78: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM3 y con HTF 2 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).

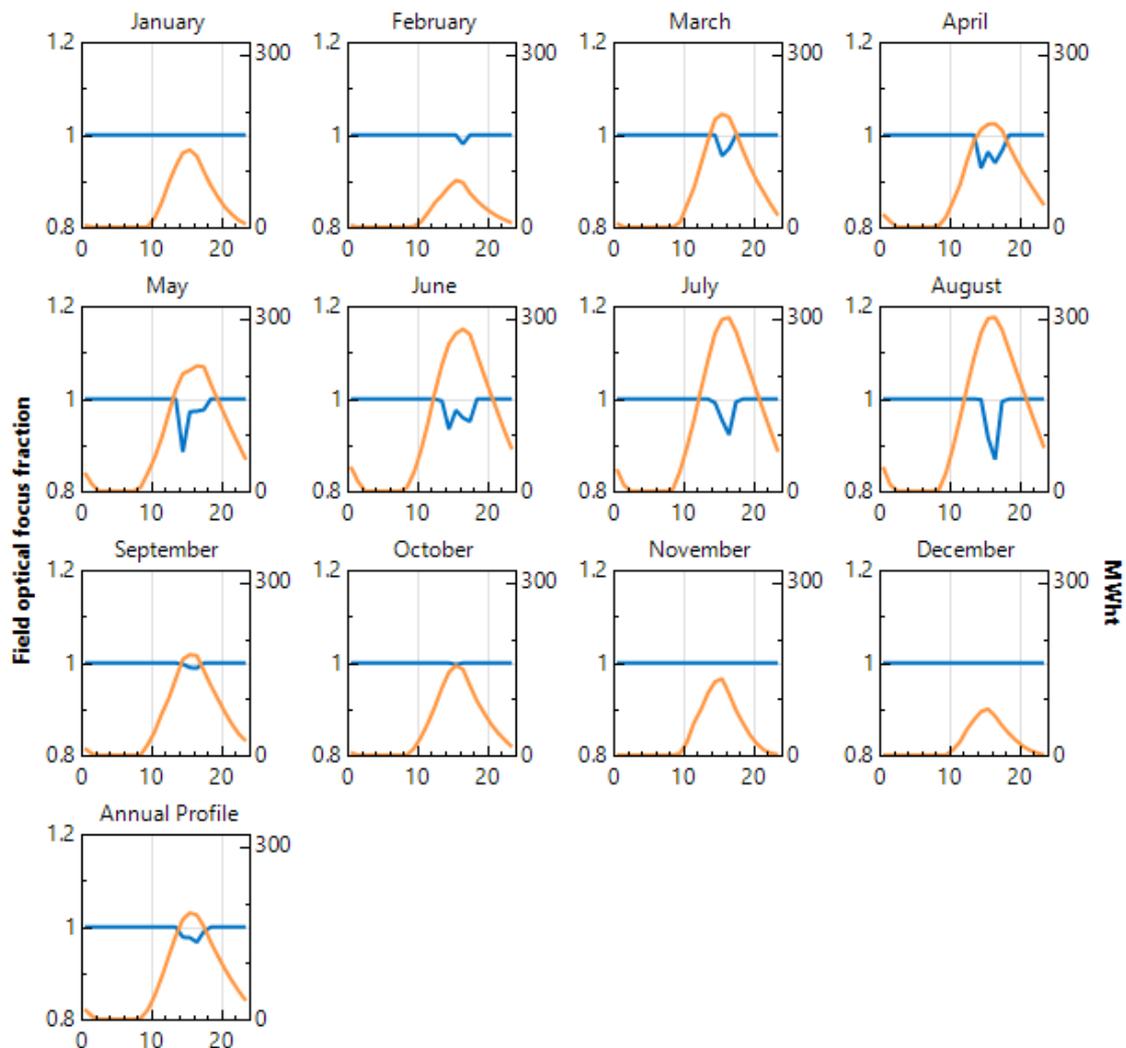


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Al igual que para el caso en el que se utiliza el HTF 1, se observa como para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto, no todos los heliostatos se encuentran operativos, pues cuando se alcanza el nivel máximo de capacidad de almacenamiento (337.5MWh), se logra un 80% y un 92%, respectivamente.

A continuación, se representan estas dos variables con los valores promedios para cada mes y el año.

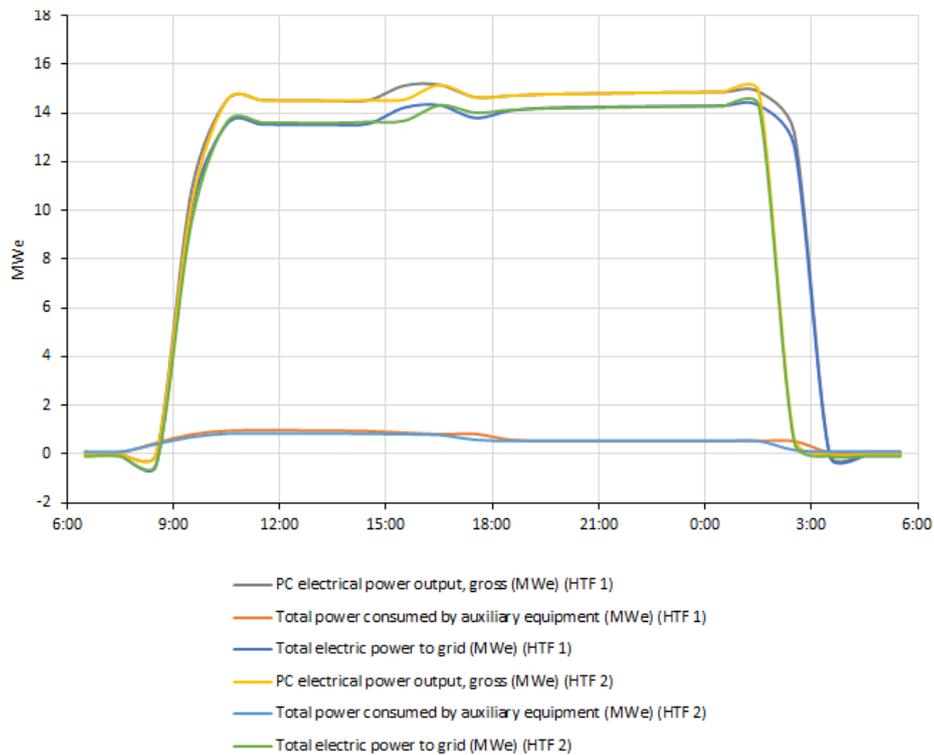
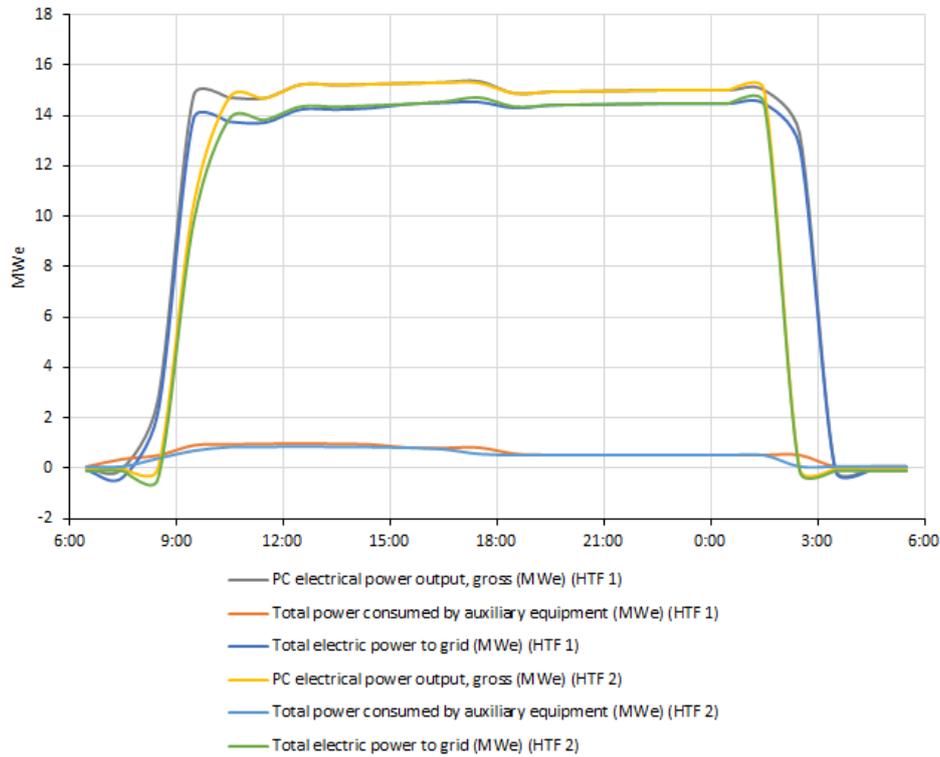
Gráfico 79: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

En las gráficas 80 y 81, para los fluidos caloportadores utilizados, se representan los valores de la potencia eléctrica bruta, de la potencia eléctrica entregada a la red y de la suma de todos los consumos auxiliares.

Gráfico 80 y 81: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y comparando HTF 1 frente a HTF 2 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Finalmente, en las tablas posteriores, se recogen todos los parámetros más importantes para su posterior estudio en el apartado 6.2.

Tabla 36: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	57	GWh
Annual Energy	51	GWh
Capacity factor	43.43	%
Total land area	359.01	acre
Number of heliostats	1841	unidades
Tower height	104.69	m
Receiver height	9.48	m
The overall outer diameter of the receiver	6.71	m
Storage tank volume	1027	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	15.52	cents/kWh
TES thermal capacity	337.50	MWt-hr
Total installed cost	121628	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	12710.10	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 37: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	33430	k\$	27.49
Torre central	10267		8.44
Receptor	24109		19.82
Almacenamiento térmico	7425		6.10
Bloque de potencia	19950		16.40
Terreno	15712		12.92
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	10736		8.83

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

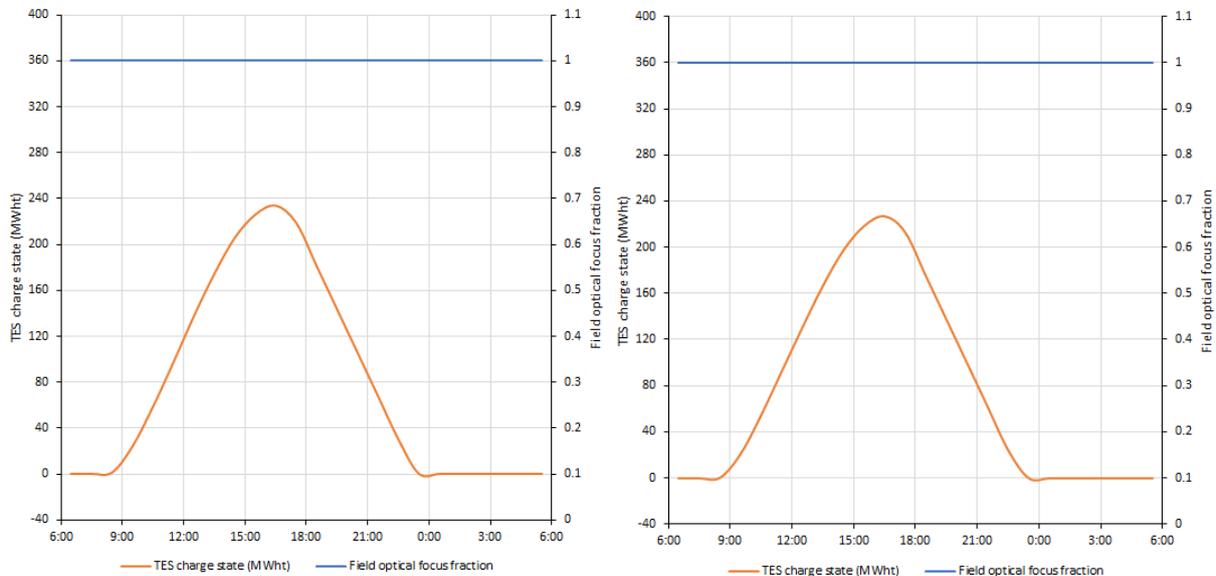
Tabla 38: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 3 y con HTF 2.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	3259.80	m ³	25.65
Mirror washing	9450.30		74.35

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.4. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 1.

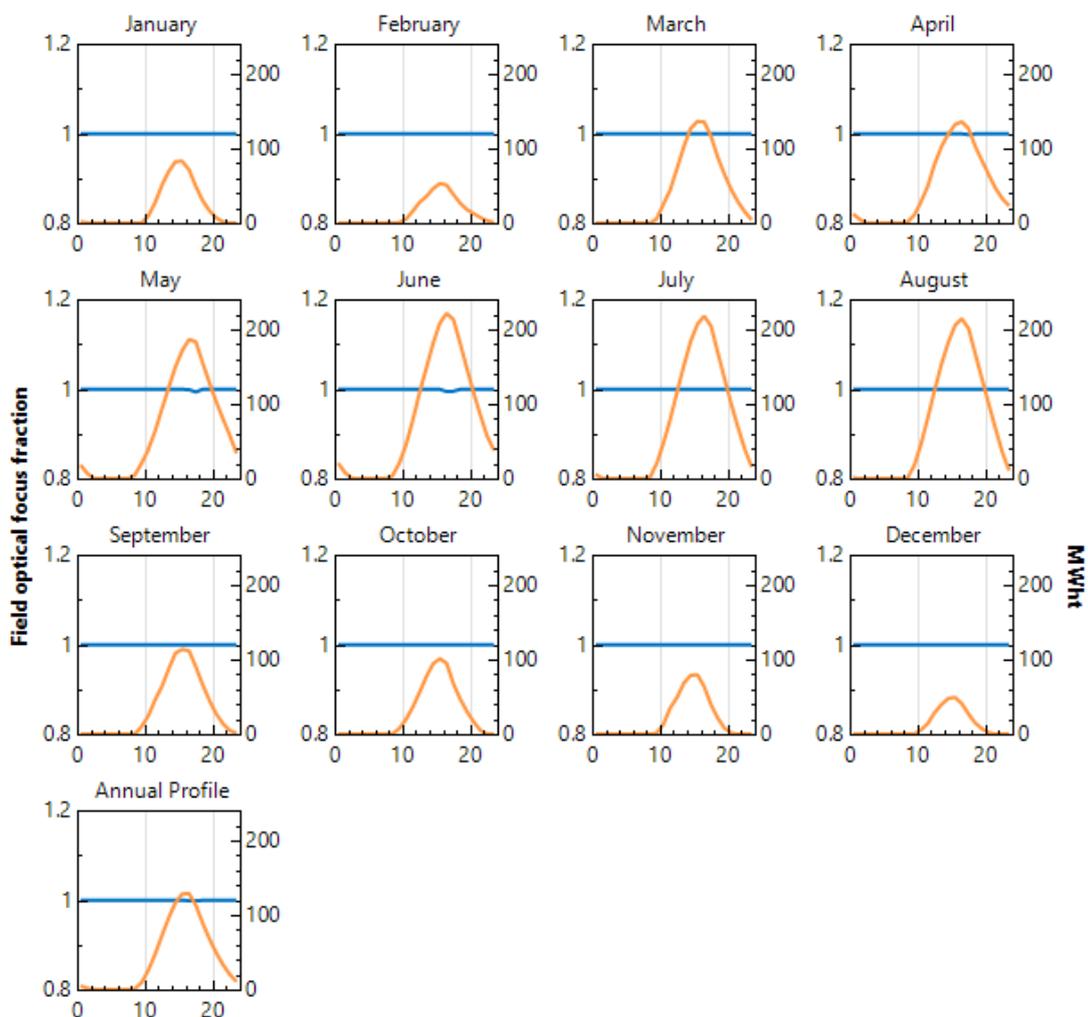
Gráfico 82 y 83: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Para este estudio se contempla cómo para ambos días, todos los heliostatos se encuentran operativos. Además, se observa que se alcanza un nivel de capacidad de almacenamiento en torno a 240MWh, no llegando así a conseguir el nivel máximo de llenado. Si se representan las dos variables con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

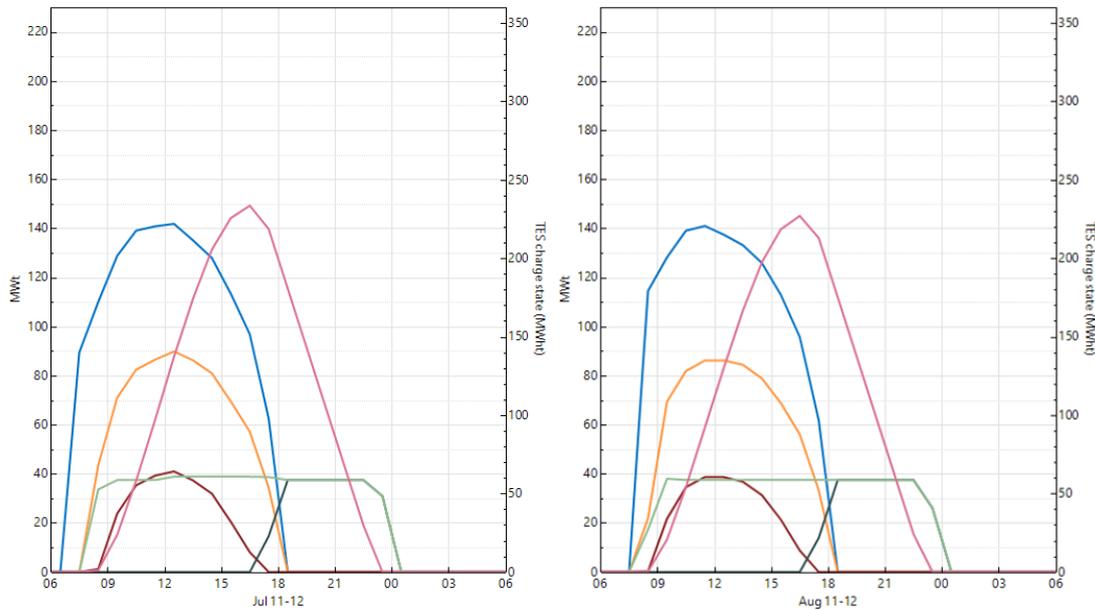
Gráfico 84: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Ahora se representan las siguientes variables:

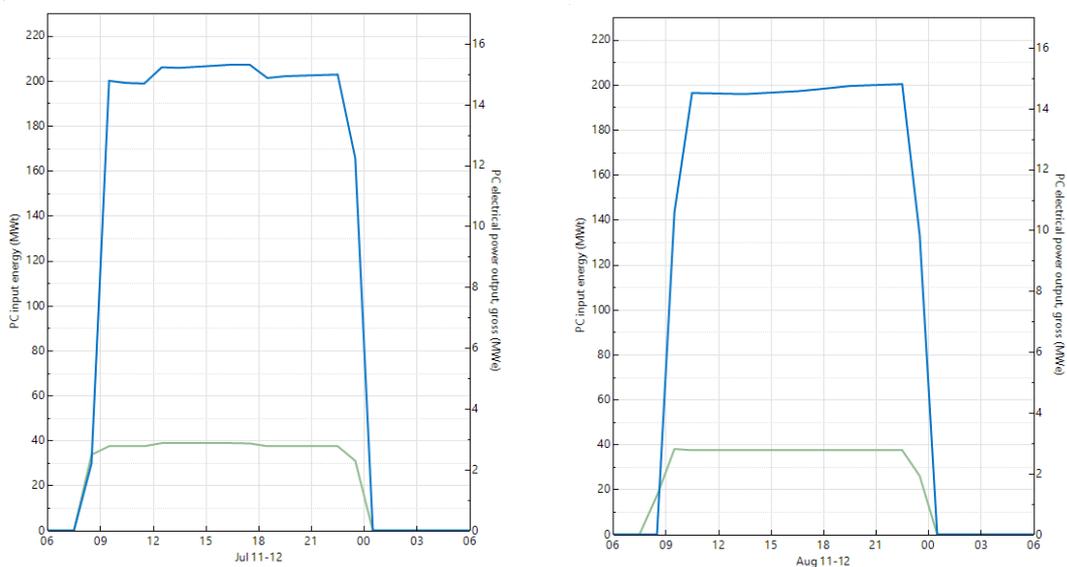
Gráfico 85 y 86: Field incident thermal power, Receiver incident thermal power, TES charge state, TES charge thermal power, TES discharge thermal power y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (11-12 de julio a la derecha y 11-12 de agosto a la izquierda).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: Field incident thermal power (MWt)
Hourly Data: Receiver incident thermal power (MWt)
Hourly Data: TES charge thermal power (MWt)
Hourly Data: TES discharge thermal power (MWt)
Hourly Data: PC input energy (MWt)
Hourly Data: TES charge state (MWh)

Gráfico 87 y 88: PC electrical power output gross y PC input energy para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



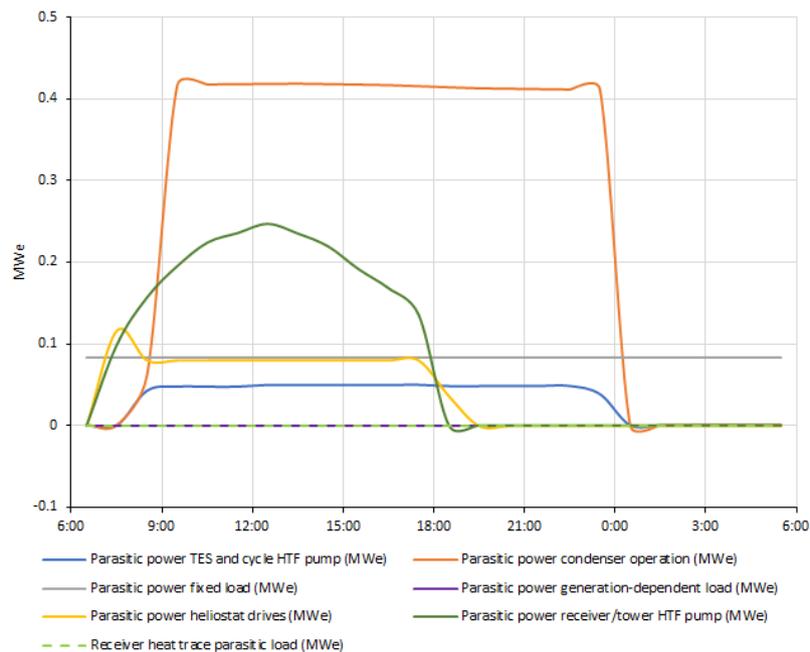
Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Hourly Data: PC input energy (MWt)
Hourly Data: PC electrical power output, gross (MWe)

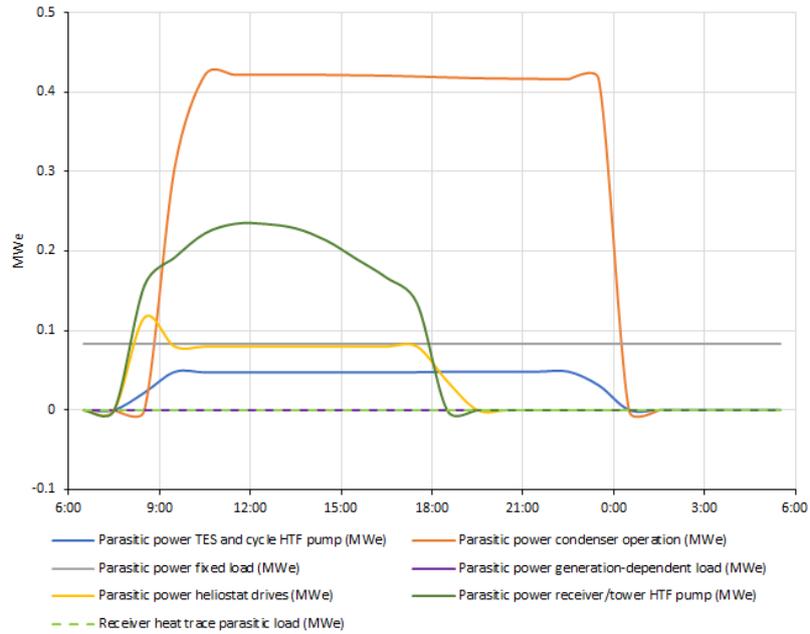
Al igual que en algunos casos anteriores, al no llegar a alcanzarse el nivel máximo de capacidad de almacenamiento, no se produce ninguna caída en la potencia térmica incidente en el receptor, que no sea producida por la disminución de la radiación solar incidente. Además, al disminuir el valor del múltiplo solar hasta alcanzar que todos los heliostatos estén operativos, el descenso de la producción de electricidad se produce a las 22:30 horas, tres horas y media antes que en el caso en el que se utiliza 9 horas de almacenamiento con un SM de 3 (HTF 1). Esto se debe a que no se ha podido alcanzar toda la capacidad de almacenamiento.

A continuación, se presentan los consumos auxiliares así como la sumas de todos estos junto con la potencia eléctrica bruta y la potencia eléctrica entregada a la red.

Gráfico 89 y 90: *Parasitic power TES and cycle HTF pump, Parasitic power fixed load, Parasitic power heliostat drives, Receiver heat trace parasitic load, Parasitic power condenser operation, Parasitic power generation-dependent load y Parasitic power receiver/tower HTF pump* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).

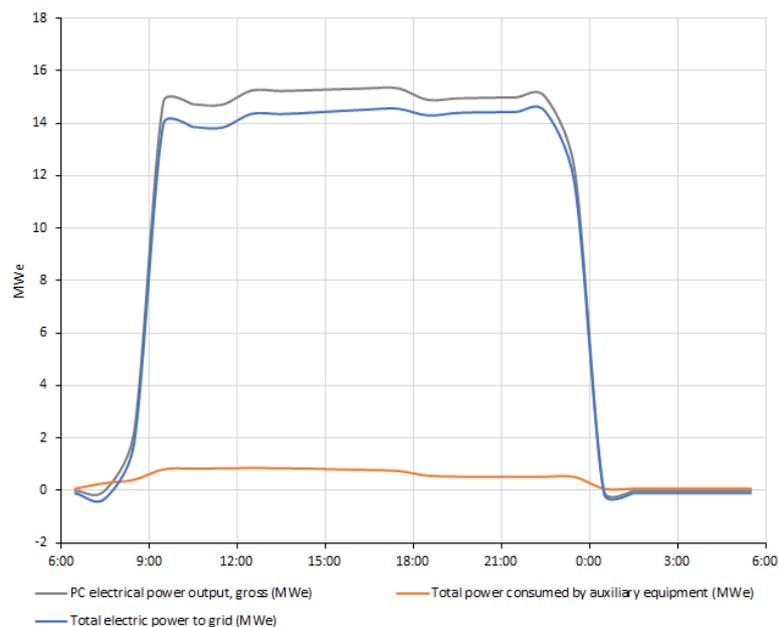


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

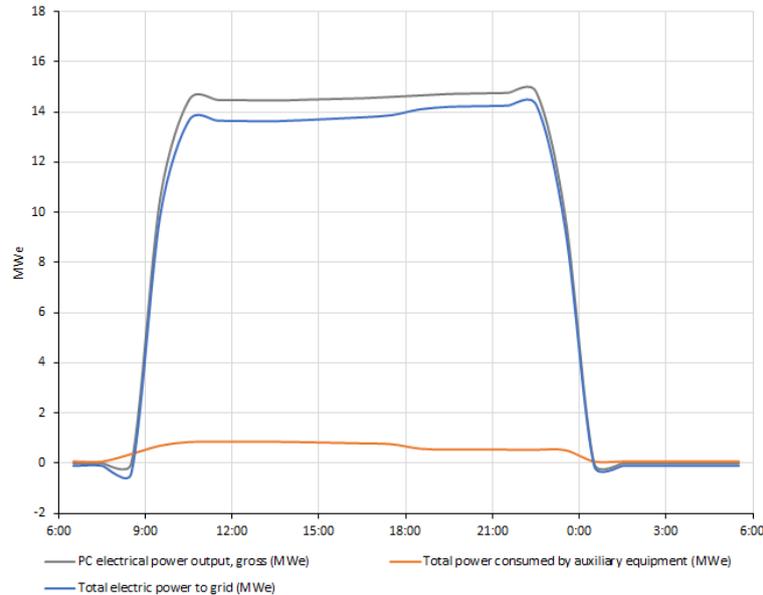


Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Gráfico 91 y 92: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



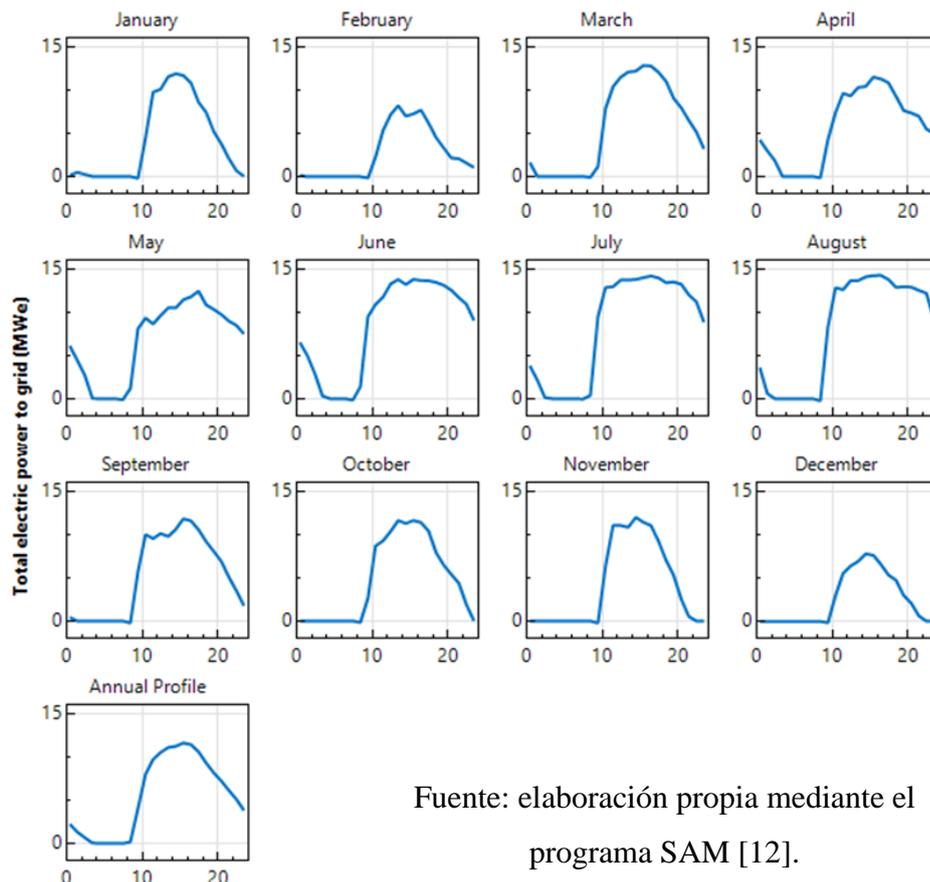
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Si se representa el valor promedio de la potencia eléctrica entregada a la red para el año y para cada uno de los meses, se obtiene:

Gráfico 93: Total electric power to grid para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

Finalmente, se recogen en las siguientes tablas las principales variables a analizar:

Tabla 39: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	51	GWh
Annual Energy	46	GWh
Capacity factor	38.69	%
Total land area	307.92	acre
Number of heliostats	1460	unidades
Tower height	96.56	m
Receiver height	8.89	m
The overall outer diameter of the receiver	5.86	m
Storage tank volume	1679	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	15.61	cents/kWh
TES thermal capacity	337.50	MWt-hr
Total installed cost	107544	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	10425.80	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 40: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	26620	k\$	24.75
Torre central	9036		8.40
Receptor	21159		19.67
Almacenamiento térmico	7425		6.90
Bloque de potencia	19950		18.55
Terreno	13857		12.88
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	9497		8.83

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

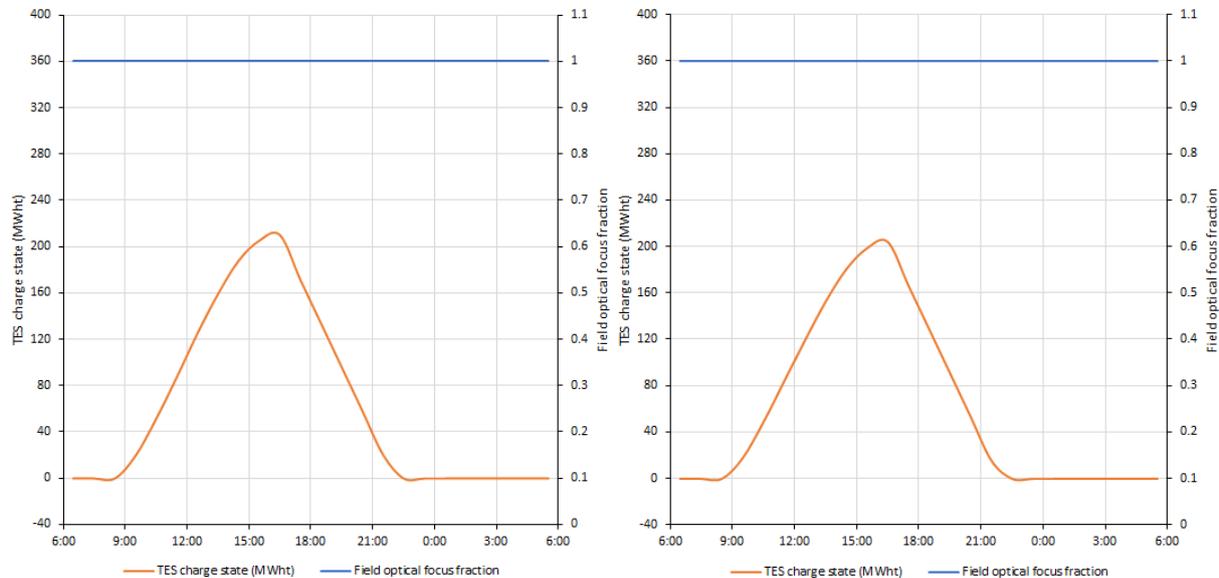
Tabla 41: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 1.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	2931.29	m ³	28.12
Mirror washing	7494.51		71.88

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.4.1. Almacenamiento de 9h con múltiplo solar de 2.4 con HTF 2.

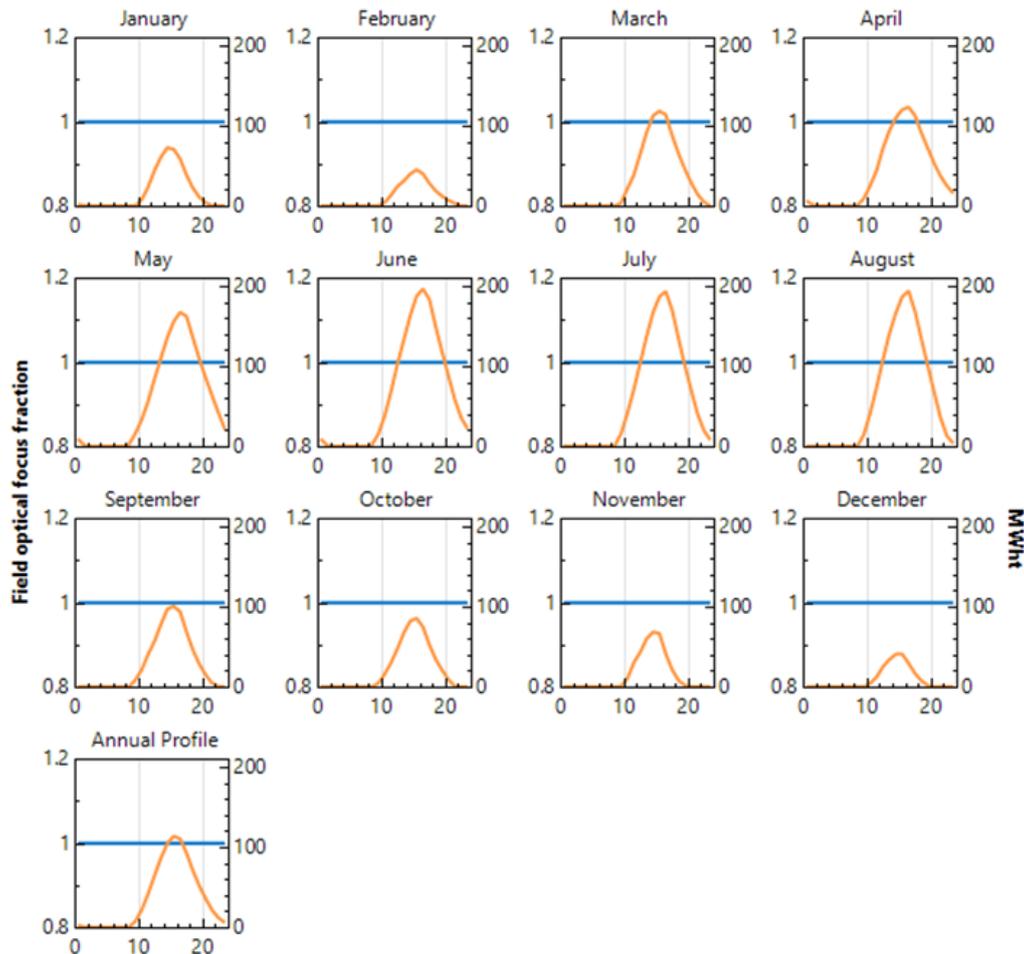
Gráfico 94 y 95: *Field optical focus fraction* y *TES charge state* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2 (11-12 de julio a la izquierda y 11-12 de agosto a la derecha).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En las gráficas anteriores se puede observar como el parámetro *TES charge state* no alcanza su nivel máximo de capacidad de almacenamiento, sino que obtiene un valor de 210MWh para los días 11-12 de julio y 11-12 de agosto. Asimismo, todos los heliostatos que contiene el campo solar se encuentran operativos. Si se representa el *Field optical focus fraction* y el *TES charge state* con los valores promedios para cada mes y el año, se obtiene:

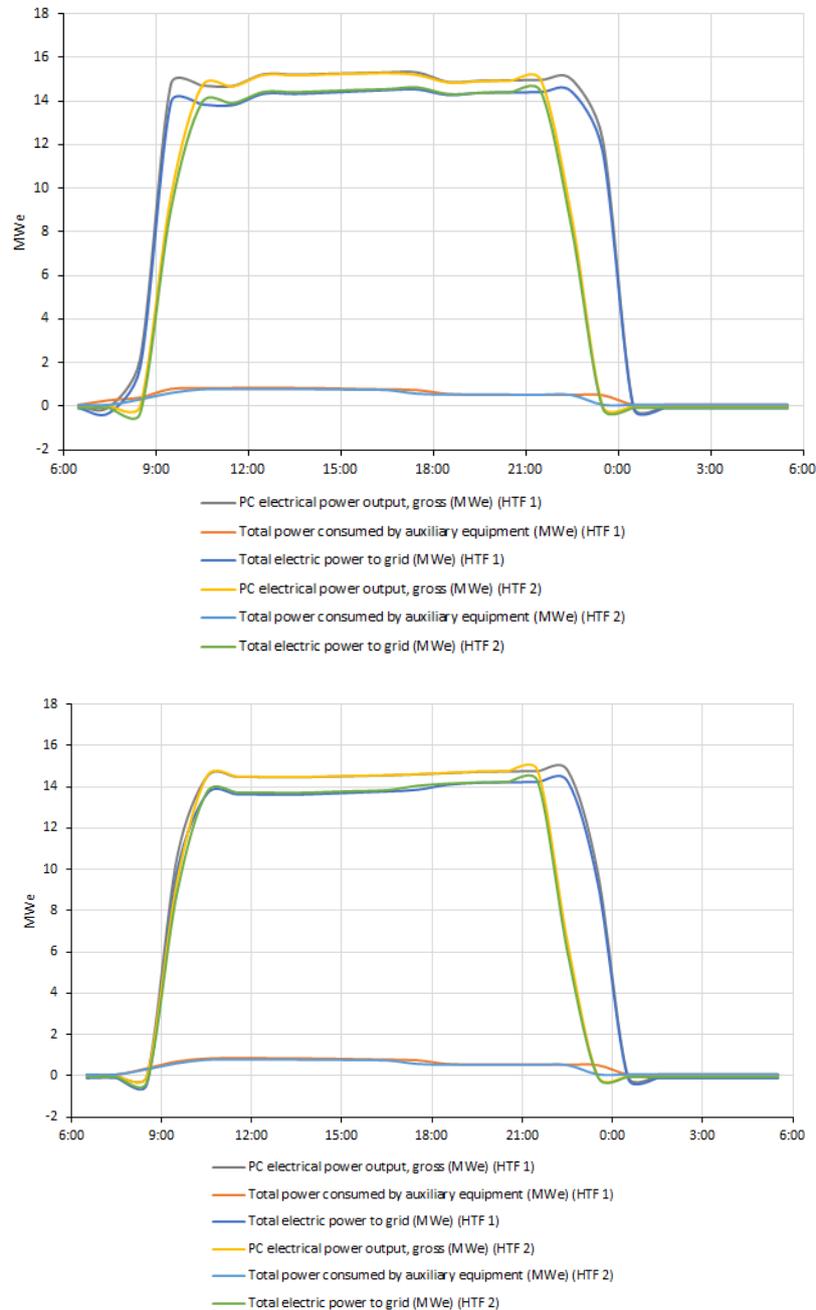
Gráfico 96: Field optical focus fraction y TES charge state para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2 (para valores promedio de cada mes y el año).



Fuente: elaboración propia mediante el programa SAM [12].

A continuación, para los fluidos caloportadores utilizados, se representan los valores de la potencia eléctrica bruta, de la potencia eléctrica entregada a la red y de la suma de todos los consumos auxiliares.

Gráfico 97 y 98: *PC electrical power output gross, Total electric power to grid y Total power consumed by auxiliary equipment* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y comparando HTF 1 frente a HTF 2 (11-12 de julio en primer lugar y 11-12 de agosto en segundo lugar).



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En las gráficas 97 y 98 se observa cómo una vez más, con el empleo del HTF 2 la producción de potencia eléctrica es menor que cuando se utiliza el HTF 1.

Por último, se representan en las siguientes tablas los valores de las variables más importantes para su posterior estudio en el apartado 6.2.

Tabla 42: Valores de las principales variables para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2.

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	45	GWh
Annual Energy	40	GWh
Capacity factor	34.13	%
Total land area	307.92	acre
Number of heliostats	1460	unidades
Tower height	96.56	m
Receiver height	8.89	m
The overall outer diameter of the receiver	5.86	m
Storage tank volume	1027	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	17.65	cents/kWh
TES thermal capacity	337.50	MWt-hr
Total installed cost	107544	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	10075.20	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 43: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2.

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	26620	k\$	24.75
Torre central	9036		8.40
Receptor	21159		19.67
Almacenamiento térmico	7425		6.90
Bloque de potencia	19950		18.55
Terreno	13857		12.88
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	9497		8.83

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 44: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 9 horas con un SM de 2.4 y con HTF 2.

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	2580.69	m ³	25.61
Mirror washing	7494.51		74.39

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.1.5. Almacenamiento de 5h con múltiplo solar de 2.5 con HTF 1 con refrigeración húmeda (evaporativa).

A continuación, se realizará el estudio utilizando una refrigeración húmeda evaporativa, con el fin de llevar a cabo un análisis comparativo de los resultados obtenidos con el tipo de refrigeración empleada hasta ahora. De esta manera, este se ha ejecutado para un almacenamiento de 5 horas con un SM de 2.5 y utilizando 60% NaNO₃ 40% KNO₃ como fluido caloportador (HTF 1). En las tablas 45, 46 y 47, se representan los valores de las variables más reseñables para su posterior análisis en el apartado 6.2.

Tabla 45: Valores de las principales variables para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa).

Variables obtenidas	Valores	Unidad
Power cycle gross output	50	GWh
Annual Energy	46	GWh
Capacity factor	38.71	%
Total land area	315.48	acre
Number of heliostats	1530	unidades
Tower height	96.87	m
Receiver height	9.01	m
The overall outer diameter of the receiver	5.96	m
Storage tank volume	933	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	15.37	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50	MWt-hr
Total installed cost	105587	k\$
Total annual water usage cycle + mirror washing	143624.00	m ³

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 46: Desglose de la variable *Total installed cost* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa).

Costes totales de inversión (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Campo de heliostatos	27782	k\$	26.31
Torre central	9118		8.64
Receptor	21621		20.48
Almacenamiento térmico	4125		3.91
Bloque de potencia	19950		18.89
Terreno	13674		12.95
Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)	9317		8.82

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

Tabla 47: Desglose de la variable *Total annual water usage cycle + mirror washing* para almacenamiento de 5 horas con un SM de 3 y con HTF 1, utilizando refrigeración húmeda (evaporativa).

Consumo de agua (desglose)	Valor	Unidad	Porcentaje (%)
Water consumption makeup + cooling	135770.10	m ³	94.53
Mirror washing	7853.90		5.47

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

6.2. Análisis y comparación de resultados

En la siguiente tabla, se recogen los valores de las variables de cada estudio llevado a cabo, con el fin de realizar un análisis comparativo entre todos ellos.

Tabla 48: Análisis comparativo de las variables más reseñables de los distintos estudios realizados.

	5 horas de almacenamiento				9 horas de almacenamiento				Unidades
	Múltiplo solar: 2.5		Múltiplo solar: 1.9		Múltiplo solar: 3		Múltiplo solar: 2.4		
	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	
Power cycle gross output	49	44	39	33	63	57	51	45	GWh
Annual Energy	44	40	34	29	57	51	46	40	GWh
Capacity factor	36.91	33.44	29.16	24.68	47.80	43.43	38.69	34.13	%
Total land area	315.48		267.52		359.01		307.92		acre
Number of heliostats	1530		1184		1841		1460		unidades
Tower height	96.87		85.53		104.69		96.56		m
Receiver height	9.01		8.32		9.48		8.89		m
The overall outer diameter of the receiver	5.96		5.18		6.71		5.86		m
Storage tank volume	933	571	933	571	1679	1027	1679	1027	m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	16.10	17.74	18.07	21.30	14.13	15.52	15.61	17.65	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50				337.50				MWt-hr
Total installed cost	105587		92076		121628		107544		k\$
<i>Campo de heliostatos</i>	27782		21500		33430		26620		
<i>Torre central</i>	9118		8341		10267		9036		
<i>Receptor</i>	21621		18217		24109		21159		
<i>Almacenamiento térmico</i>	4125		4125		7425		7425		
<i>Bloque de potencia</i>	19950		19950		19950		19950		
<i>Terreno</i>	13674		11807		15712		13857		
<i>Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)</i>	9317		8137		10736		9497		
Total annual water usage cycle + mirror washing	10651.00	10380.20	8312.98	7970.33	13047.60	12710.10	10425.80	10075.20	m ³
<i>Water consumption makeup + cooling</i>	2797.10	2526.30	2235.23	1892.58	3597.30	3259.80	2931.29	2580.69	
<i>Mirror washing</i>	7853.90		6077.75		9450.30		7494.51		

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En primer lugar, se observa que para 5 horas de almacenamiento y utilizando un múltiplo solar de 2.5, el estudio con mayor energía eléctrica anual producida (*Annual energy*) es aquel en el que se utiliza el HTF 1. En el caso de utilizar el HTF 2, se registra un descenso del valor del 9.40% con respecto al primero. Esto ocurre también cuando se utiliza un SM de 1.9 (presentando en este caso una bajada del 15.37%) así como para el caso en el que se utiliza 9 horas de almacenamiento con un valor de SM de 3 y 2.4 (alcanzando un descenso del 9.15% y 11.79%, respectivamente). Este declive de los resultados también se puede observar en la potencia eléctrica bruta anual (*Power cycle gross output*) y en el factor de capacidad (*Capacity factor*) para ambos fluidos caloportadores. De esta manera, se concluye que, utilizando el HTF 1 (60% NaNO₃ 40% KNO₃) se obtienen mejores resultados, es decir, se consigue una producción de energía eléctrica anual considerablemente mayor que en el caso de que se utilizase el HTF 2 (46.5% LiF 11.5% NaF 42% KF). Por lo tanto, entre todos los estudios realizados, resalta el de 9 horas de almacenamiento con un SM de 3, pues se obtiene con este el mayor valor de energía eléctrica anual producida (57 GWh). Para los casos en los que se utilizan 5h de almacenamiento, el mayor valor de energía eléctrica anual producida se consigue con un SM de 2.5 (44 GWh).

En segundo lugar, se observa que independientemente del tipo de fluido caloportador utilizado, el número de heliostatos (*Number of heliostats*), así como las dimensiones de la torre y el receptor (*Tower height, Receiver height, The overall outer diameter of the receiver*) poseen el mismo valor. Como resultado, el área total ocupada por la planta (*Total land area*) es la misma para ambos casos. Esto se debe a que no solo el valor alcanzado para la optimización de las diferentes variables referidas al campo solar sea el mismo, sino que también se ha fijado desde el inicio el parámetro *Non-solar field land area*. Este representa la superficie terrestre ocupada por el sistema sin incluir el campo de heliostatos y la torre, y se ha fijado con un valor de 45 acres. Por esta razón, se explica porque el área total ocupada por el sistema coincide para los dos fluidos caloportadores utilizados, aunque el volumen de los tanques de almacenamiento sea diferente para ambos. Además, si se comparan los resultados obtenidos de todas estas variables para los estudios realizados, se comprueba cómo a medida que aumenta el múltiplo solar, también lo hace el número de heliostatos y las dimensiones de la torre y el receptor, como era de esperar. Para el caso en el que se utiliza 9 horas de almacenamiento con un SM de 3, se obtiene que el campo solar lo conforma un total de 1841 heliostatos, siendo este valor el número máximo de heliostatos que se ha obtenido para todos los estudios realizados.

En tercer lugar, se observa como el coste total de inversión (*Total installed cost*) coincide tanto cuando se emplea el HTF 1 como el HTF 2. Esto se debe a que SAM no tiene en cuenta el coste que supondría utilizar un tipo de fluido caloportador u otro. Esto explica, junto con la energía eléctrica anual producida, que el valor del LCOE sea mayor cuando se utiliza el HTF 2 para los dos tamaños de almacenamientos estudiados. Con respecto al estudio que presenta un menor valor de LCOE, es el de 9 horas de almacenamiento con un SM de 3. Esto ya se observaba desde el capítulo 5, cuando se representó el LCOE frente al múltiplo solar para cada tamaño de almacenamiento. A continuación, si se desglosan todos los costes de inversión, se advierte de la importancia que posee el campo de heliostatos (con un 27.49% del total de costes para el caso de utilizar un almacenamiento de 9 horas con un SM de 3) y el receptor (con un 19.82%), seguido del bloque de potencia (con un 16.40%). Cabe señalar como la torre central y el almacenamiento térmico no poseen tanta importancia con respecto al resto, pues alcanzan un 8.44% y un 6.10% del *Total installed cost*. Finalmente, se observa la importancia que posee el consumo de agua total de lavado de espejos (*Mirror washing*) para el consumo de agua total de la planta, alcanzando un valor medio cerca del 74% para todos los estudios mostrados en la tabla 48. Con respecto al consumo de agua referido al ciclo de potencia (*Water consumption makeup + cooling*), se obtienen el 26% restante, pues al utilizarse una refrigeración por aire, no es necesario grandes cantidades de agua. Además, se puede observar como para el estudio de 9 horas de almacenamiento con un SM de 3, se consigue un consumo total de agua de 13048m³, correspondiendo al consumo máximo de agua de todos los estudios mostrados en la tabla. Esto se debe a que, al aumentar considerablemente el número de heliostatos, también lo hace el consumo de agua para el lavado de estos.

A continuación, se muestra en la tabla 49 el análisis comparativo de los resultados obtenidos cuando se utiliza dos tipos de refrigeración distinta para 5 horas de almacenamiento con un múltiplo solar de 2.5.

Tabla 49: Análisis comparativo de las variables más reseñables para los estudios con almacenamiento de 5 horas, un SM de 3 y HTF 1, utilizando refrigeración por aire y refrigeración húmeda (evaporativa).

	5 horas de almacenamiento con un múltiplo solar de 2.5		Unidades
	Refrigeración por aire	Refrigeración evaporativa	
Power cycle gross output	49	50	GWh
Annual Energy	44	46	GWh
Capacity factor	36.91	38.71	%
Total land area	315.48		acre
Number of heliostats	1530		unidades
Tower height	96.87		m
Receiver height	9.01		m
The overall outer diameter of the receiver	5.96		m
Storage tank volume	933		m ³
Levelized Cost Of Energy (LCOE)	16.10	15.37	cents/kWh
TES thermal capacity	187.50		MWt-hr
Total installed cost	105587		k\$
<i>Campo de heliostatos</i>	27782		
<i>Torre central</i>	9118		
<i>Receptor</i>	21621		
<i>Almacenamiento térmico</i>	4125		
<i>Bloque de potencia</i>	19950		
<i>Terreno</i>	13674		
<i>Resto (contingencia, impuestos de venta, etc.)</i>	9317		
Total annual water usage cycle + mirror washing	10651.00	143624.00	m ³
<i>Water consumption makeup + cooling</i>	2797.10	135770.10	
<i>Mirror washing</i>	7853.90		

Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12].

En la tabla 49, se observa la importancia que posee elegir un tipo de refrigeración u otra. Como era de esperar, el valor de la energía eléctrica anual producida y del factor de capacidad es mayor cuando se utiliza una refrigeración evaporativa. En este caso, se produce un aumento de ambas variables en torno al 5% con respecto a la refrigeración por aire. Con respecto a las variables optimizadas relacionadas con el campo solar, se obtiene el mismo valor para ambos casos. Por este motivo, y por haber fijado el parámetro *Non-solar field land area* con un valor de 45 acres para ambos estudios, se consigue que el valor del área total ocupada por la planta sea de 316 acres. Esto ocurre debido a que no se ha tenido en cuenta el espacio ocupado por la torre de refrigeración, pues se ha considerado que el espacio ocupado por esta es el mismo que en el caso de la refrigeración con aire. Esto realmente no es así, pero tras desconocer el espacio promedio ocupado por cada uno de ellos, se ha considerado que ocupan lo mismo, fijando el valor de *Non-solar field land area*. Con respecto al tamaño del

almacenamiento, se observa que para ambas refrigeraciones, el volumen de los tanques y el nivel máximo de capacidad de almacenamiento poseen un valor de 933m³ y 187.5MWh, respectivamente. De la misma manera que ocurría con el tipo de fluido caloportador utilizado, en este caso tampoco SAM tiene en cuenta el incremento del coste que tendría la refrigeración evaporativa. Se constata al observar que el valor del coste total de inversión obtenido es el mismo para ambos. Con respecto al consumo total de agua, hay una variación muy importante para las dos refrigeraciones. En la refrigeración por aire, se obtiene un consumo de agua total de 10651m³, mientras que en la refrigeración evaporativa, se obtiene un valor de 143624m³, un incremento alrededor del 1250% más que el que se obtiene en la primera. Como se observa, este aumento es debido al consumo de agua en el ciclo de potencia, concretamente por utilizar una refrigeración u otra, pues el consumo de agua en el lavado de espejos es el mismo (ambas refrigeraciones presentan en mismo número de heliostatos). Ya con estos resultados, se justifica la elección de la refrigeración por aire para la ubicación elegida en la isla de Fuerteventura. Por consiguiente, si se realiza el cociente entre el consumo de agua total y la energía eléctrica anual producida, se obtiene un valor de 242m³/GWh para la refrigeración por aire, y 3122m³/GWh para la refrigeración evaporativa, aumentando así un 11.9% más que la primera. De esta manera, se justifica una vez más la elección de una refrigeración por aire para la ubicación seleccionada.

Con estos estudios realizados, se puede determinar la reducción de emisiones que supondría implementar esta tecnología solar de concentración en la isla de Fuerteventura. En la siguiente tabla se presentan los valores de los distintos factores de emisiones para cada una de las islas, en el año 2019.

Tabla 50: Factor de emisión del sistema eléctrico para cada isla. Año 2019.

	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Emisiones GEI (tCO₂eq)	2.063.910	2.120.073	549.679	482.451	171.694	52833	14.270	5.454.910
Energía final eléctrica (MWh)*	3.240.034	3.292.587	825.207	646.045	248.599	69.202	40.582	8.362.257
Factor de emisión (tCO₂eq/MWh)	0,637	0,644	0,666	0,747	0,691	0,763	0,352	0,652

Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019 [1].

Con este valor, junto con la energía eléctrica anual producida, se obtienen las posibles emisiones evitadas. Estas se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 51: Emisiones evitadas y porcentaje de reducci3n que se logra para alcanzar los objetivos del PNIEC y del EECan25.

Factor de emisi3n utilizado		5 horas de almacenamiento				9 horas de almacenamiento				Unidades
		M3ltiplo solar: 2.5		M3ltiplo solar: 1.9		M3ltiplo solar: 3		M3ltiplo solar: 2.4		
0.747	tCO ₂ eq/MWh	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	HTF 1	HTF 2	
Annual Energy		44	40	34	29	57	51	46	40	GWh
Emisiones evitadas		0.0326	0.0295	0.0258	0.0218	0.0422	0.0384	0.0342	0.0302	MtCO ₂ eq
Porcentaje que se logra para alcanzar los objetivos del PNIEC (Total emisiones reducidas: 57.53 MtCO ₂ -eq)		0.06	0.05	0.04	0.04	0.07	0.07	0.06	0.05	%
Porcentaje que se logra para alcanzar los objetivos de EECan25 (Total emisiones reducidas: 2.3 MtCO ₂ -eq)		1.42	1.28	1.12	0.95	1.84	1.67	1.49	1.31	%
Porcentaje de reducci3n de emisiones con respecto a Fuerteventura en el a3o 2018 (Total emisiones producidas en este a3o: 0.53 MtCO ₂ -eq)		6.14	5.57	4.85	4.11	7.96	7.23	6.44	5.68	%

Fuente: elaboraci3n propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y de los datos proporcionados por el Anuario Energ3tico de Canarias 2019 [1], PNIEC [3] y EECan25 [4].

Adem3s, cabe destacar que:

- De acuerdo con el PNIEC, se pretende alcanzar para 2030 una reducci3n de las emisiones de, al menos, un 20% con respecto a 1990. Para el a3o 1990, las emisiones totales fueron de 287656 miles de toneladas de CO₂ equivalente [3].
- Seg3n el EECan25, se pretende alcanzar para 2025 una reducci3n de las emisiones de un 21% con respecto a 2014, lo que equivale a una reducci3n de 2.3 millones de toneladas de CO₂ equivalente [4].

De esta manera, si se hacen los c3lculos pertinentes, se obtiene el porcentaje que se logra para alcanzar los objetivos del PNIEC y de EECan25, tal y como se muestra en la tabla 51. Se refleja que el mayor n3mero de emisiones evitadas se consiguen con el estudio del almacenamiento de 9 horas y un SM de 3 (HTF 1), con un valor de 42ktCO₂-eq. Con este, se asegura la reducci3n de las emisiones, en un 0.07% y un 1.84%, tal y como pretende el PNIEC y EECan25, respectivamente. Asimismo, para este mismo caso, se observa c3mo las emisiones se reducen un 7.96% con respecto a las emisiones producidas en Fuerteventura en el a3o 2018. Tambi3n, la potencia el3ctrica de origen renovable instalada en Canarias asciende a 649.59MW (un 2.12% m3s que en 2019) y la producci3n de energ3a el3ctrica bruta asciende: en Canarias, 0.67 % m3s que en 2019; y en Fuerteventura, un 8.63% m3s que en 2019.

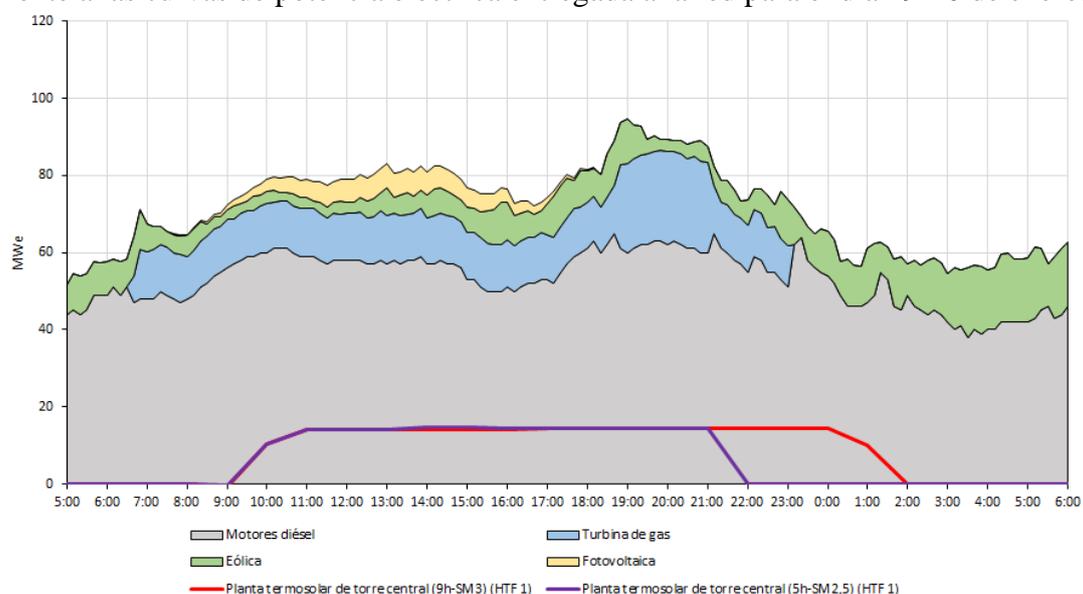
A continuación, para un día de cada mes del año 2020, se representa la estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a la curva de potencia eléctrica entregada a la red de dos de los diseños realizados.

Por un lado, para la elección de un día de cada mes del año, como los valores de las condiciones meteorológicas introducidas en SAM no corresponde con las condiciones meteorológicas de Red Eléctrica en el año 2020, se ha realizado una selección de aquellos que cumplan con las siguientes condiciones:

- Las condiciones meteorológicas deben ser tan buenas como sea posible para que la planta termosolar de la torre central trabaje de forma óptima. Para ello, en SAM, se ha utilizado el parámetro *Resource beam normal irradiance* (DNI) para su estudio y, en Red Eléctrica, el perfil de la curva de la potencia fotovoltaica.
- Los valores obtenidos de SAM y de Red Eléctrica deben ser extraídos del mismo día del mes.

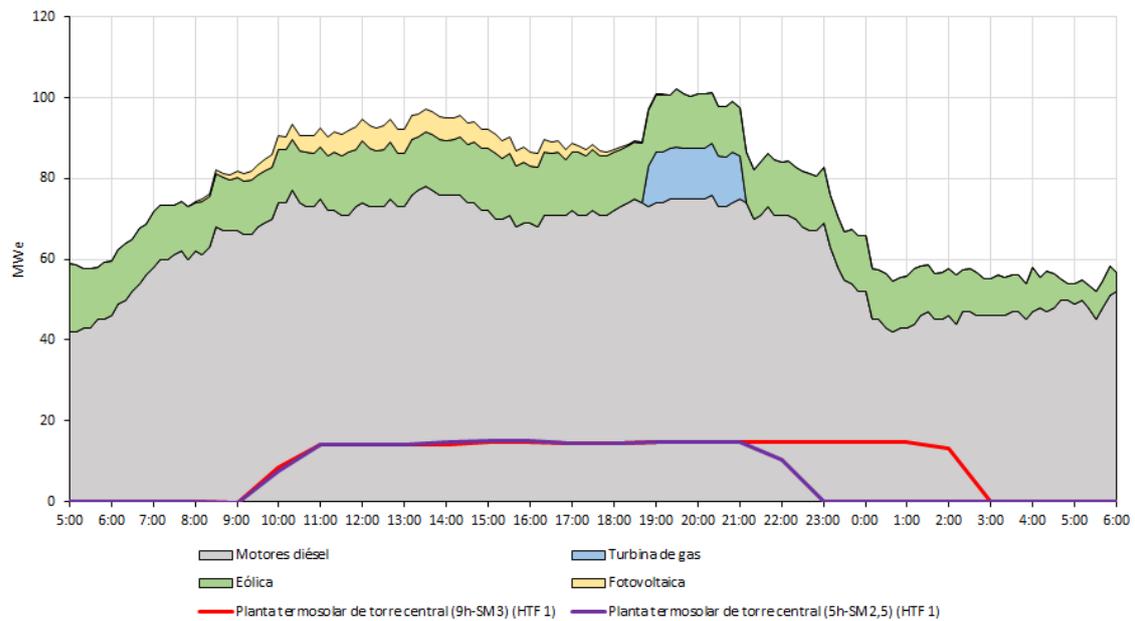
Por otro lado, se representará para 5 y 9 horas de almacenamiento, la curva de potencia eléctrica entregada a la red, para aquellos casos en los que se consiga un LCOE mínimo y una energía eléctrica anual producida máxima. Esto es, 5 horas de almacenamiento con un SM de 2.5 (HTF 1) y 9 horas de almacenamiento con un SM de 3 (HTF 1).

Gráfico 99: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 19-20 de enero.



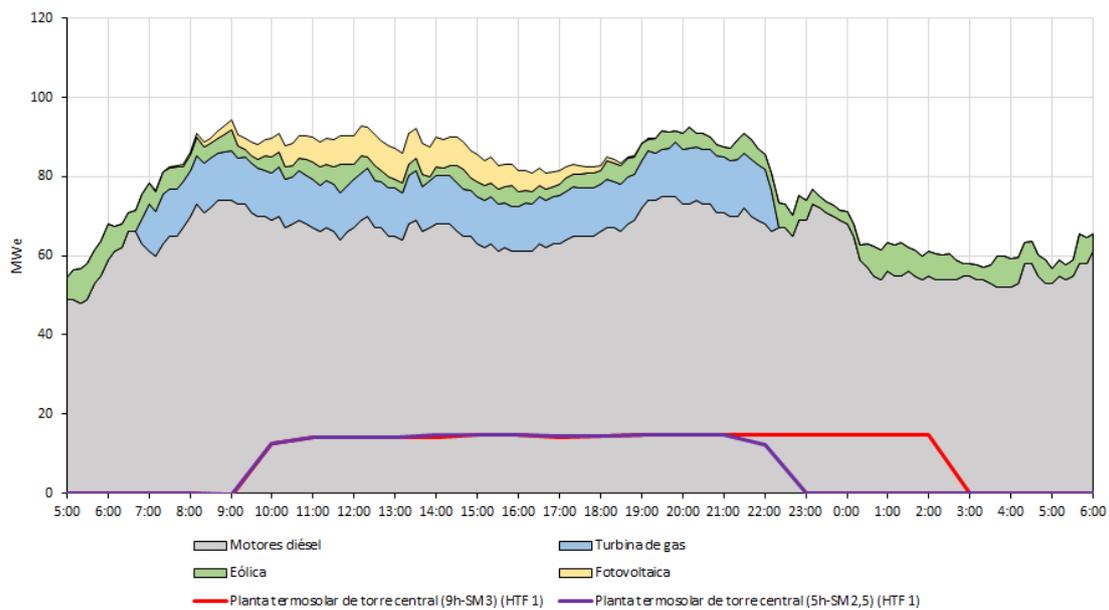
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 100: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 23-24 de febrero.



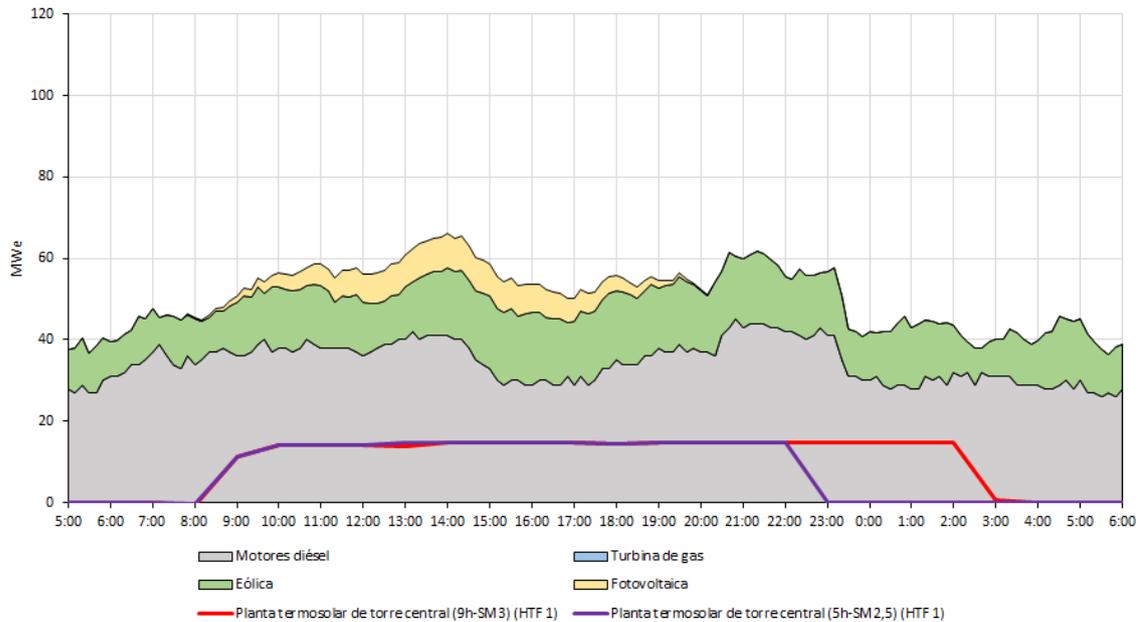
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 101: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 9-10 de marzo.



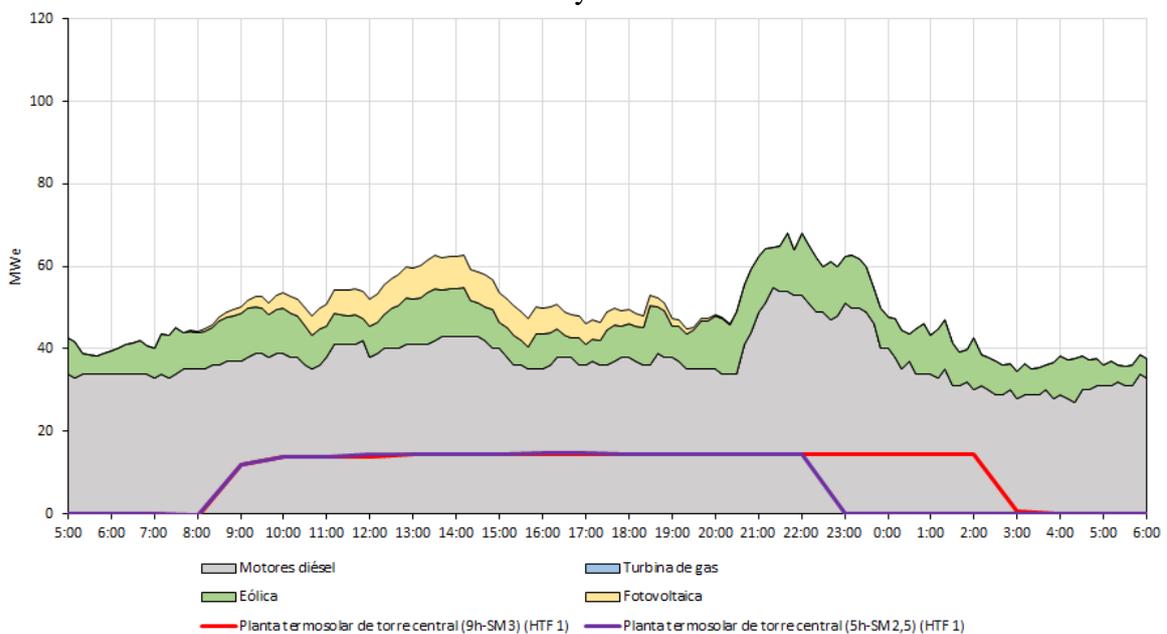
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 102: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 21-22 de abril.



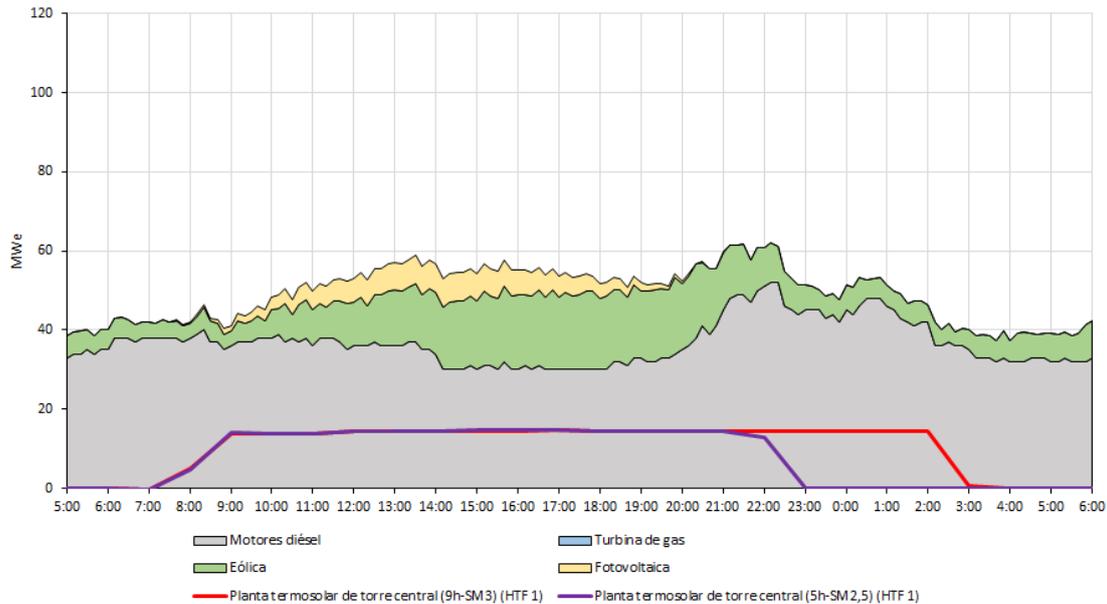
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 103: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 9-10 de mayo.



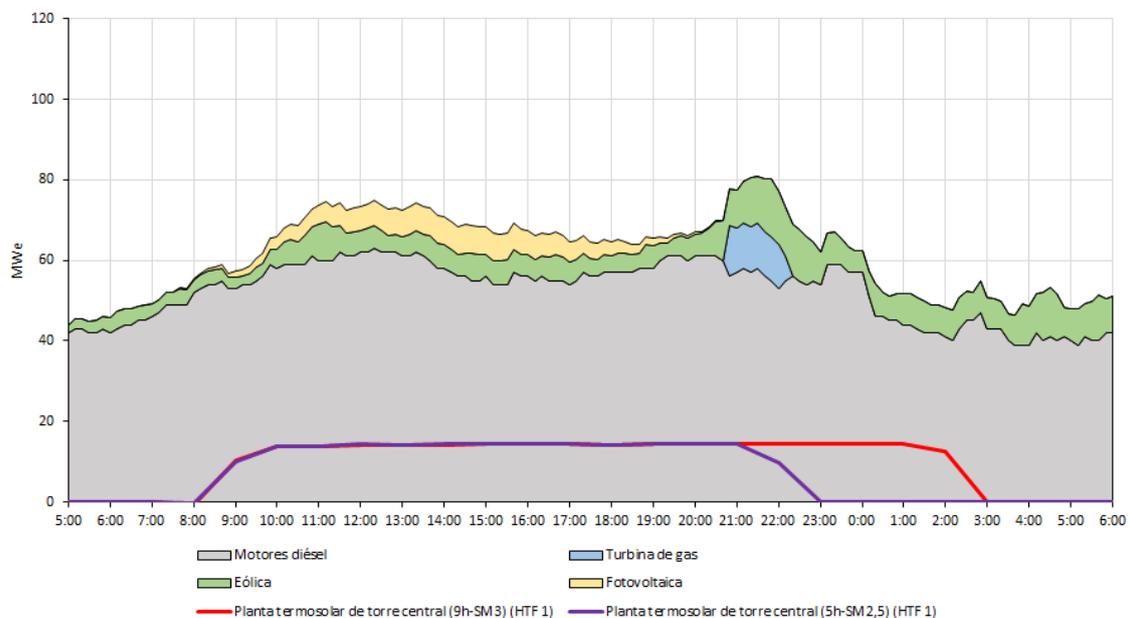
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 104: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 27-28 de junio.



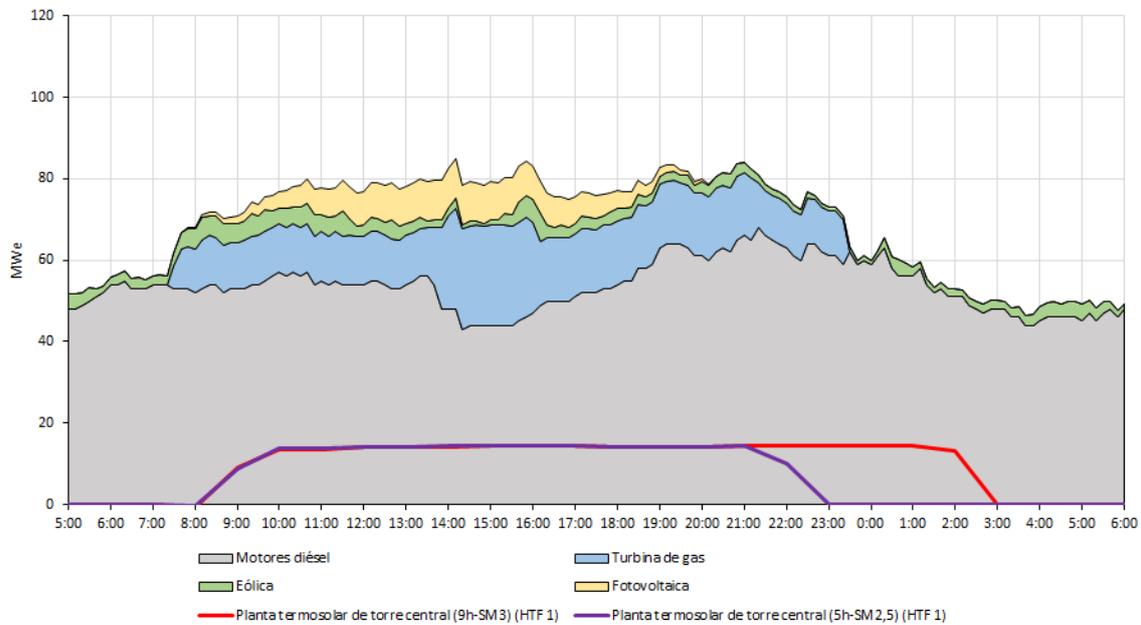
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 105: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 18-19 de julio.



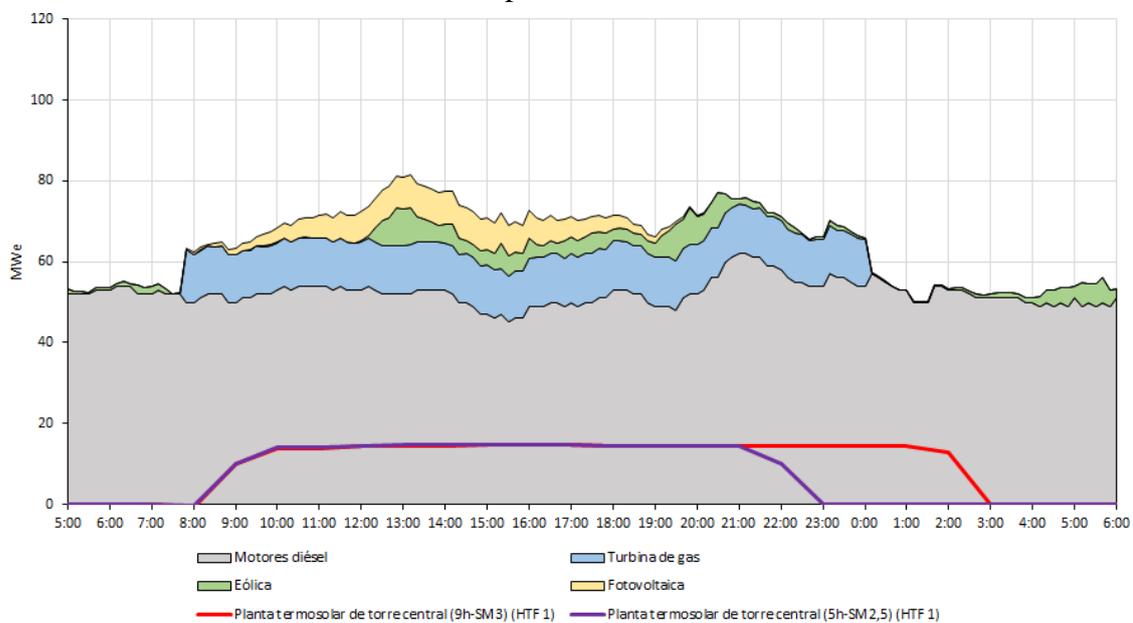
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 106: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 20-21 de agosto.



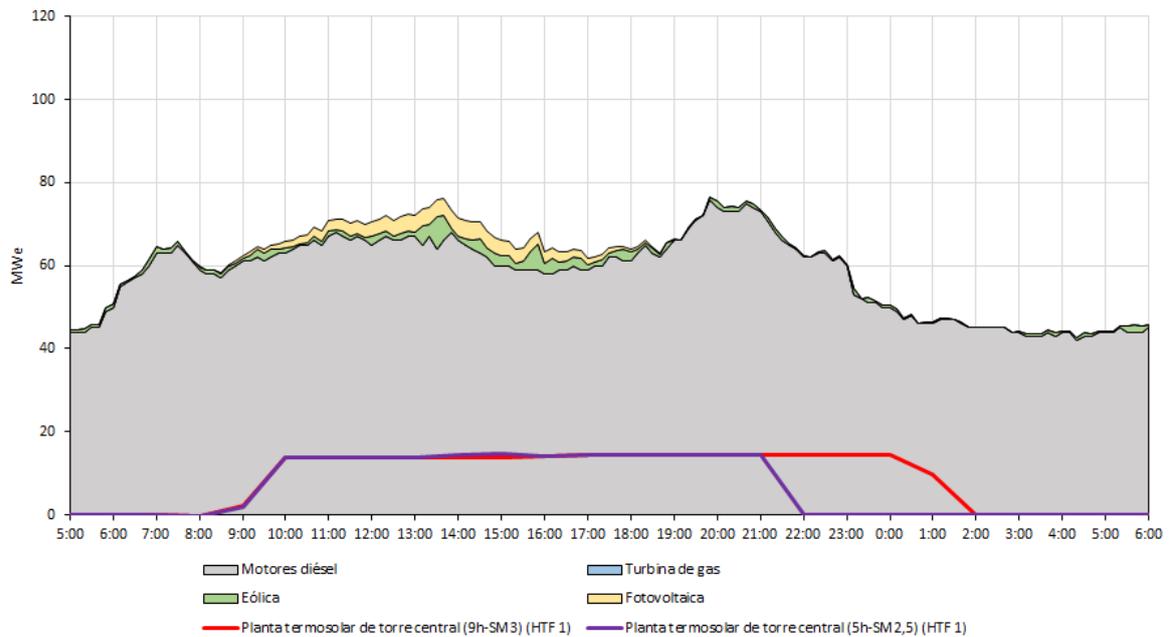
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 107: Estructura de las diferentes tecnologias de generacion electrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia electrica entregada a la red para el día 5-6 de septiembre.



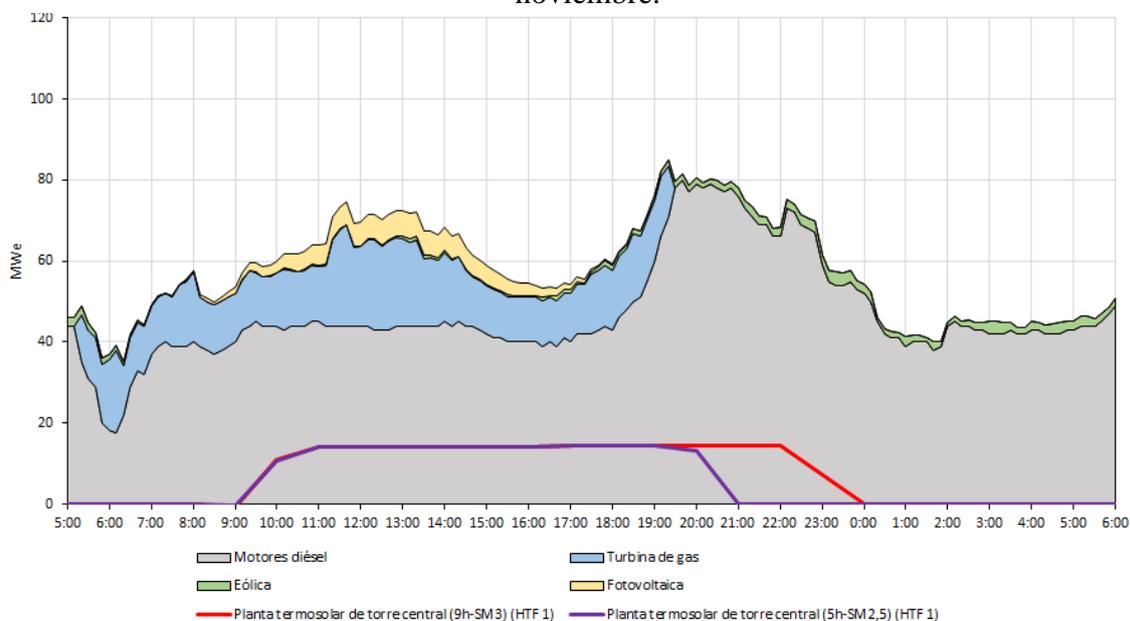
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 108: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 21-22 de octubre.



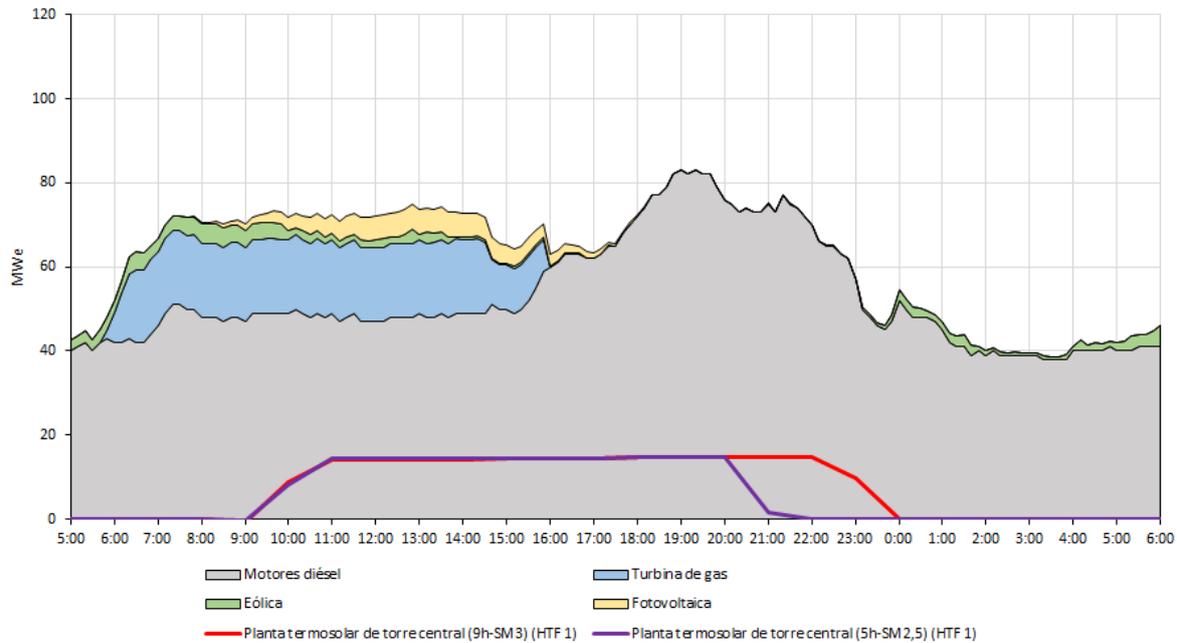
Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 109: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 17-18 de noviembre.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

Gráfico 110: Estructura de las diferentes tecnologías de generación eléctrica en la isla de Fuerteventura, frente a las curvas de potencia eléctrica entregada a la red para el día 22-23 diciembre.



Fuente: elaboración propia a partir de los resultados obtenidos en SAM [12] y Red Eléctrica de España (REE) [25].

El análisis de las gráficas presentadas hasta el momento demuestra y corrobora la idea de cuán importante son los almacenamientos cuya capacidad de producción se define en 9 horas. No solo garantiza una mayor cantidad de la producción de energía eléctrica, sino también la reducción de gran parte de las emisiones generadas por las tecnologías basadas en el uso de combustibles fósiles (como los motores diésel planteados en esta ocasión). A su vez, este tamaño de almacenamiento permitiría tanto producir electricidad durante las horas del día y las horas inhabilitadas, como incluso no hacerlo con el objetivo de almacenar dicha energía y utilizarla para su posterior producción durante las horas nocturnas, cuando ya no están disponibles las otras energías renovables (como la fotovoltaica). La profundización del estudio en torno a esta idea planteada no ha sido posible realizarla por cuestiones de tiempo, pero se plantea como línea de investigación futura.

El conjunto de los resultados obtenidos tras el diseño de esta planta termosolar de torre central, localizada en Fuerteventura y con una capacidad de producción eléctrica de 15 MW equivalente a abastecer al 100% de las plantas desalinizadoras de agua de mar de la isla,

demuestra que esta es totalmente viable. Dicha viabilidad abarca desde los reducidos impactos ambientales que supone, hasta puntos de vista económicos (costes inferiores a otras tecnologías), climatológicos (muchas horas de Sol con alto índice de radiación solar), topográficos (terreno homogéneo para facilitar la colocación de espejos), políticos (fomentaría la evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias para cumplir los objetivos del PNIEC y EECan25), etc. Además, la optimización de diversos parámetros como el LCOE o el múltiplo solar han promovido una mayor viabilidad de la planta diseñada en este TFG, ya que se ha buscado un balance que hiciese a la planta favorable desde todas esas perspectivas mencionadas, entre otras.

CONCLUSIONES

Las evidencias sobre cambio climático y la necesidad de una transición en detrimento de los combustibles fósiles, junto con las inequívocas potencialidades de la isla de Fuerteventura para la implantación de centrales de generación de energía con fuentes renovables, han sido las impulsoras del diseño de esta instalación termosolar de torre central. La realización de este TFG ha permitido investigar, aprender, analizar multitud de datos y variables, y gestionar el diseño de una planta de este tipo, con el objetivo de corroborar la hipótesis inicial, la cual se ha cumplido. Esta consistía en demostrar la viabilidad de una planta termosolar de torre central en la isla de Fuerteventura.

En efecto, tras la realización de la investigación y análisis planteado en este TFG, se puede concluir que esta planta es viable desde multitud de puntos de vista. Primero, para el medio ambiente y sus posibles impactos, ya que permitiría reducir: la dependencia a los combustibles fósiles, los daños en la flora y fauna, los residuos peligrosos y las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas últimas, decrecerán un 0.07% y un 1.84%, tal y como pretende el PNIEC y EECan25, respectivamente. Esto equivaldría a un descenso del 7.96% de las producidas en Fuerteventura en el año 2018. Segundo, por su localización, dado que reforzaría la evolución ya favorable de la potencia eléctrica de origen renovable instalada en Canarias, la cual ascendería a 649.59MW tras la instalación de la planta. Tercero, por formar parte de una zona potencialmente aprovechable por su alto índice de radiación solar y su cantidad de horas de energía solar dadas sus condiciones climáticas. Cuarto, por estar en un área grande y topográficamente homogénea que facilita la incorporación de los espejos sin requerimientos de grandes costes añadidos por tener que modificar, en gran medida, el terreno previo a su instalación. Quinto, por su coste inferior con respecto a otras tecnologías, ya que el almacenamiento de energía (energía térmica) es más rentable económicamente que los de electricidad. Sexto, porque su almacenamiento térmico de 9 horas, que emplea unos depósitos de sales fundidas, permitiría cumplir uno de los objetivos del PNIEC, así como los propios del crecimiento sostenible que aboga el EECan25. Séptimo, por la capacidad de potencia eléctrica que será capaz de generar, al estar dimensionada en torno a 15 MW, lo que equivaldría a alimentar al 100% de las plantas de desalación de agua de mar (agua salada) de la isla. Octavo, por haber tenido en consideración multitud de variables y parámetros para garantizar dicha viabilidad de la planta, como: el LCOE, los costes de inversión, el múltiplo solar, la energía anual eléctrica entregada a la red, el número de heliostatos, el total de espacio ocupado por la planta, el consumo de agua, los tamaños de almacenamiento... En definitiva, todo ello ha

permitido el desarrollo y progreso del diseño de esta planta termosolar de torre central para que, finalmente, sus resultados fueran fructíferos, razonables y los esperados.

No obstante, el diseño de esta planta se ha enfrentado a un ligero matiz. Este contempla la ausencia de disponibilidad de tiempo ante la magnitud de envergadura de los estudios que faltan y que serán planteados como líneas de investigación futuras a continuación:

- El estudio de la planta en el resto de las ubicaciones planteadas de la isla, prestando especial atención al grado de variación de los resultados con respecto a los obtenidos en la localización fijada para este TFG.
- El estudio de las diferencias de resultados, así como de las posibilidades y/o impedimentos, que surgirían al emplear el método de refrigeración húmeda mediante agua de mar (agua salada).
- El estudio de la organización del suministro de energía de forma flexible. Se emplearía el almacenamiento térmico de tal forma que pueda ser utilizada para su posterior producción de electricidad en las horas nocturnas, cuando ya no están disponibles las otras energías renovables (como la fotovoltaica).
- Del mismo modo que se plantea en el alcance de este TFG, otras posibles líneas de investigación son:
 - Estudio del método de transporte del agua a la planta termosolar cuando se utilice refrigeración húmeda (evaporativa).
 - El estudio medioambiental para tomar medidas en favor de la protección del entorno y la biodiversidad en la ubicación de la central termosolar, de acuerdo con la normativa nacional aplicable.
 - El estudio del impacto social y económico que supondría para el entorno de la instalación de una planta termosolar de torre central como la diseñada en este TFG.

Asimismo, ya no solo como otra posible línea de investigación futura sino también como posible propuesta de mejora de este TFG, se sugiere diseñar el campo solar de heliostatos

con otra disposición diferente a la prototípica (alrededor de una torre central). Estas alternativas podrían pasar por aprovechar la orografía (por ejemplo, una ladera).

Finalmente, este TFG ha reportado una visión muy completa de la magnitud del diseño de una planta de tecnología termosolar de torre central, partiendo de un conocimiento más profundo de todo lo relacionado con la energía solar (infraestructuras necesarias para almacenarla, tipos de plantas y diferencias entre ellas, etc.). Asimismo, ha supuesto una experiencia directa con el mundo de la investigación, en la que se ha podido poner a prueba las aptitudes y capacidades como futuro ingeniero técnico industrial. Este trabajo investigador ha favorecido la reflexión de la labor de un ingeniero, ha abierto nuevos horizontes en cuanto a perspectiva profesionales y ha desencadenado la elección del campo de trabajo que sería satisfactorio desempeñar, por gustos a nivel particular, cuando la ejerza. Sin duda, las contribuciones de este TFG han sido múltiples y valiosas tanto en lo personal como en lo académico y profesional.

CONCLUSIONS

Evidence on climate change and the need for a transition to the detriment of fossil fuels, along with the unmistakable potential of Fuerteventura for the implementation of power generation plants with renewable sources, have been the promoters behind the design of this solar thermal plant on a central tower.

The realization of this TFG has allowed research, learning, analysis of a multitude of data and variables, and managing the design of this type of plant, in order to corroborate the initial hypothesis, which has been fulfilled. This consisted of demonstrating the viability of a solar thermal plant on a central tower on the island of Fuerteventura.

Indeed, after carrying out the research and analysis proposed in this TFG, it can be concluded that this plant is viable from a multitude of points of view. First, for the environment and its possible impacts, since it would reduce: the dependence on fossil fuels, the damages to flora and fauna, the hazardous waste, and the greenhouse gas emissions. The latter will decrease by 0.07% and 1.84%, as intended by the PNIEC and EECan25, respectively. This would be equivalent to a decrease of 7.96% of those produced in Fuerteventura in 2018. Second, due to its location, since it would reinforce the already favorable evolution of the renewable electricity power installed in the Canary Islands, which would amount to 649.59MW after the installation of the plant. Third, because it is part of a potentially usable area due to its high rate of solar radiation and its number of hours of solar energy given its climatic conditions. Fourth, because it is located in a large and topographically homogeneous area that facilitates the incorporation of the mirrors without requiring large additional costs due to having to modify, to a large extent, the terrain prior to their installation. Fifth, because of its lower cost compared to other technologies since energy storage (thermal energy) is cheaper than electricity storage. Sixth, because its 9-hour thermal energy storage, which uses molten salt deposits. It would allow the achievement of one of the objectives of the PNIEC, as well as those of sustainable growth advocated by the EECan25. Seventh, due to the electrical power capacity that it will be able to generate. This solar thermal plant has been designed with an electrical power capacity of about 15 MW, which would be equivalent to feeding 100% of the island's seawater (saltwater) desalination plants. Eighth, for having taken into consideration a multitude of variables and parameters to ensure such viability of the plant, such as: the LCOE, the investment costs, the solar multiple, the annual electrical energy delivered to the grid, the number of heliostats, the total of space occupied by the plant, water consumption, types of energy storage... All in all,

all these reasons have enabled the development and progress of the design of this solar thermal plant on a central tower so that, finally, its results were fruitful, reasonable, and expected.

However, the design of this plant has faced a slight nuance. This contemplates the absence of time availability, due to the magnitude of the studies that are missing and that will be proposed below as future lines of research:

- The study of the plant in the rest of the locations planned on the island, paying special attention to the degree of variation of the results with respect to those obtained in the location that has been set for this TFG.
- The study of the differences in results, as well as the possibilities and/or impediments that would arise when using the wet cooling method with sea water (salt water).
- The study of the organization of energy supply in a flexible way. Thermal storage would be managed in such a way that it can be used for its subsequent production of electricity at night when other renewable energies (such as photovoltaics) are no longer available.
- In the same way that it is proposed in the scope of this TFG, other possible lines of research are:
 - The study of the method of transporting water to the solar thermal plant when wet cooling (evaporative) is used.
 - The environmental study to take measures in favor of the protection of the environment and biodiversity in the location of the solar thermal plant, in accordance with the applicable national regulations.
 - The study of the social and economic impact that the installation of the solar thermal plant would entail for the environment.

Likewise, not only as another possible line of future research but also as a possible proposal to improve this TFG, it is suggested to design the heliostat solar field with a different arrangement than the prototypical one (around a central tower). These alternatives could be to take advantage of the orography of the land (for example, a hillside).

Finally, this TFG has reported a very complete vision of the magnitude of the design of a solar thermal plant, based on a deeper knowledge of everything related to solar energy (infrastructures necessary to store it, types of plants and differences between them, etc.). Besides, it has meant a direct experience with the world of research, in which the aptitudes and capacities as a future industrial technical engineer have been put to the test. This research work has favored the reflection of the work of an engineer, has opened new horizons in terms of professional perspectives and has triggered the choice of the field of work that would be satisfactory to perform, by tastes at a particular level, when exercising it. Undoubtedly, the contributions of this TFG have been multiple and valuable both personally, academically, and professionally.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7.1. Referencias bibliográficas generales

- [1] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias, “Anuario Energético de Canarias 2019”. [En línea] [Accedido: 5-sept-2021] Disponible en:
<http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/menu.do?uripub=urn:uuid:131cf873-66a9-408d-8cfa-537d6be05067>
- [2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. [En línea] [Accedido: 16-agost-2021] Disponible en:
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España. “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030”. [Accedido: 16-agost-2021] Disponible en:
https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [4] Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento del Gobierno de Canarias, “Estrategia Energética de Canarias 2015-2025 (EECan25)”. [En línea] [Accedido: 30-agost-2021] Disponible en:
[http://www.datosdelanzarote.com/Uploads/doc/Estrategia-Energ%C3%A9tica-de-Canarias-2015-2025--2018050912053194EECan25_DocumentoPreliminar_junio2017-\(1\).pdf](http://www.datosdelanzarote.com/Uploads/doc/Estrategia-Energ%C3%A9tica-de-Canarias-2015-2025--2018050912053194EECan25_DocumentoPreliminar_junio2017-(1).pdf)
- [5] P. Breeze, *Solar Power Generation*, 2016. Elsevier Publisher. [En línea] [Accedido: 22-agost-2021]. Disponible en:
<https://learning.oreilly.com/library/view/solar-power-generation/9780128040546/>
- [6] M. J. Blanco y L. Ramírez, *Advances in Concentrating Solar Thermal Research and Technology*, 2017. Elsevier Publisher. [En línea] [Accedido: 23-agost-2021]. Disponible en:
<https://www.sciencedirect-com.accedys2.bbt.ull.es/book/9780081005163/advances-in-concentrating-solar-thermal-research-and-technology>

- [7] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2013. [En línea] [Accedido: 22-agost-2021]. Disponible en: <https://ebookcentral-proquest-com.accedys2.bbtk.ull.es/lib/bull-ebooks/detail.action?docID=1162079>
- [8] D. Benitez *et al*, *Solar thermal power plants: Heat, electricity, and fuels from concentrated solar power*. Cologne, Alemania: German Aerospace Center (DLR) Institute of Solar Research, 2021. [En línea] [Accedido: 6-sept-2021]. Disponible en: https://www.solarpaces.org/wp-content/uploads/Study_Solar_thermal_power_plants_DLR_2021-05.pdf
- [9] National Renewable Energy Laboratory (NREL) of the U.S. Department of Energy, Efficiency and Renewable Energy, “Concentrating Solar Power Projects”. [En línea] [Accedido: 15-julio-2021]. Disponible en: <https://solarpaces.nrel.gov/>
- [10] European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 6-agost-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org
- [11] J. V. Muñoz, “Diseño e implementación de herramientas software para el desarrollo de estrategias de control en el campo de heliostatos de la PSA”, proyecto fin de máster, Universidad de Almería, 2013. [En línea] [Accedido: 23-agost-2021]. Disponible en: <http://repositorio.ual.es/bitstream/handle/10835/2821/Trabajo.pdf?sequence=1&isAllo wed=y>
- [12] Modelo de System Advisor, Versión 2020.11.29 (SAM 2020.11.29). Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Golden, CO. [Accedido: 8-sept-2021]. Disponible en: <https://sam.nrel.gov>.
- [13] Consejería de Obras Públicas, Transportes y Viviendas del Gobierno de Canarias, “Caracterización climática de las Islas Canarias para la aplicación del código técnico de la edificación CLIMCAN-010”. [En línea] [Accedido: 5-agost-2021]. Disponible en: https://www.gobiernodecanarias.org/obraspublicas/labobras/Documentos_aprobados/ClimCan_010.html

- [14] Consejo insular de aguas del Cabildo de Fuerteventura, “Cifras generales”. [En línea] [Accedido: 22-jul-2021]. Disponible en:
<http://www.aguasfuerteventura.com/index.php>
- [15] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). [En línea] [Accedido: 22-jul-2021]. Disponible en: <https://www.idae.es/>
- [16] System Advisor Model Version 2020.11.29 (SAM 2020.11.29) Website. Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Golden, CO. [Accedido: 21-agost-2021] Disponible en: <https://sam.nrel.gov/concentrating-solar-power.html>.
- [17] Blair, Nate, Nicholas DiOrio, Janine Freeman, Paul Gilman, Steven Janzou, Ty Neises, and Michael Wagner. 2018. System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5). Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. [Accedido: 2-sept-2021]. Disponible en:
<https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>.
- [18] Grafcan, Mapas de Canarias, “Visor: aplicaciones”, Cartografía de Canarias S.A., Tenerife y Gran Canaria. [En línea] [Accedido: 17-agost-2021]. Disponible en:
<https://www.grafcan.es/index.php/>
- [19] European Commission, Joint Research Centre, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)”. [En línea] [Accedido: 1-agost-2021]. Disponible en:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#TMY
- [20] M. R. Zorrilla, “Estudio y revisión crítica del diseño de la planta solar termoeléctrica *Crescent Dunes*”, proyecto fin de grado, Universidad Politécnica de Madrid, 2020. [En línea] [Accedido: 19-agost-2021]. Disponible en:
http://oa.upm.es/58028/1/TFG_MIGUEL_RIUS_ZORRILLA.pdf
- [21] Thorne & Derrick international experts’ specialists in equipment for explosive atmospheres, “Pipe heat tracing cables for solar (CSP): temperature maintenance & freeze prevention in industrial & hazardous areas”, 2021. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en:
<https://www.heatingandprocess.com/pipe-heat-tracing-cables-for-solar-csp-temperature-maintenance-freeze-prevention-in-industrial-hazardous-areas/>

- [22] William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*, 2001. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en: <http://powerfromthesun.net/>
- [23] Solar Power & Chemical Energy Systems (SolarPACES), “Worldwide CSP”. [En línea] [Accedido: 15-jul-2021]. Disponible en: <https://www.solarpaces.org/>
- [24] Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias, “Anuario Energético de Canarias 2013”. [En línea] [Accedido: 9-agost-2021] Disponible en: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/menu.do?uripub=urn:uuid:131cf873-66a9-408d-8cfa-537d6be05067>
- [25] Red eléctrica de España (REE), “Demanda y producción en tiempo real”. [En línea]. [Accedido: 7-sept-2021] Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>

7.2. Referencias bibliográficas de figuras

Figura 1: Newport Corporation, “Introduction to Solar Radiation”. [En línea] [Accedido: 23-jul-2021]. Disponible en: <http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx>

Figura 2: SunFields, “Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia y HSP”. [En línea]. [Accedido: 23-jul-2021] Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

Figura 3: Solargis, “Weather data and software for solar power investments: Global Solar Atlas 2.0”. [En línea] [Accedido: 24-jul-2021]. Disponible en: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>

Figura 4: Solargis, “Weather data and software for solar power investments: Global Solar Atlas 2.0”. [En línea] [Accedido: 24-jul-2021]. Disponible en: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>

Figura 5: Newport Corporation, “Introduction to Solar Radiation”. [En línea] [Accedido: 26-jul-2021]. Disponible en: <http://www.newport.com/Introduction-to-Solar-Radiation/411919/1033/content.aspx>

Figura 6: Solar Power & Chemical Energy Systems (SolarPACES), “Worldwide CSP”. [En línea] [Accedido: 15-jul-2021]. Disponible en: <https://www.solarpaces.org/>

Figura 7: European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 28-jul-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org

Figura 8: Grupo SENER, “Plantas termosolares CCP AndaSol 1 y 2”. [En línea] [Accedido: 28-jul-2021]. Disponible en: <https://www.energy.sener/es/proyectos/plantaas-termsolares-ccp-andasol>

Figura 9: European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 29-jul-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org

Figura 10: Genossenschaft Elektra Baselland (EBL), “Schweizer Energieversorger eröffnen Solargrosskraftwerk in Spanien”, Digitale Medienmappe, 2012. [En línea] [Accedido: 29-jul-2021]. Disponible en: <https://digitalemedienmappe.ch/eb1/schweizer-energieversorger-eroeffnen-solargrosskraftwerk-in-spanien/>

Figura 11: European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 29-jul-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org

Figura 12: Power Technology, “The Maricopa Solar Plant Project, USA”, Verdict Media. [En línea] [Accedido: 29-jul-2021]. Disponible en: <https://www.power-technology.com/projects/maricopasolarplantar/>

Figura 13: European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 30-jul-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org

Figura 14: William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*, 2001. [En línea] [Accedido: 6-agost-2021]. Disponible en: <http://powerfromthesun.net/>

Figura 15: J. V. Muñoz, “Diseño e implementación de herramientas software para el desarrollo de estrategias de control en el campo de helióstatos de la PSA”, proyecto fin de máster, Universidad de Almería, 2013. [En línea] [Accedido: 30-jul-2021]. Disponible en: <http://repositorio.ual.es/bitstream/handle/10835/2821/Trabajo.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Figura 16: Modelo de System Advisor, Versión 2020.11.29 (SAM 2020.11.29). Laboratorio Nacional de Energías Renovables. Golden, CO. [Accedido: 20-jul-2021]. Disponible en: <https://sam.nrel.gov>.

Figura 17: SEAS, formación técnica de estudios superiores abiertos en modalidad online, “La primera planta solar en el mundo con tecnología de torre central con receptor de sales”. Zaragoza, 2011. [En línea] [Accedido: 31-jul-2021]. Disponible en; https://www.seas.es/blog/energias_renovables/gemasolar-primera-planta-solar-en-el-mundo-con-tecnologia-de-torre-central-con-receptor-de-sales/

Figura 18: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, Ministerio de Ciencia e Innovación del Gobierno de España, “SSPS-CRS”. [En línea]. [Accedido: 3-agost-2021] Disponible en: https://www.psa.es/es/instalaciones/receptor_central/crs.php

Figura 19: Calisphere, “Solar One in operation, 1982”, University of California: contributing with Huntington Library Institution. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: <https://calisphere.org/item/5d80cc43f12aa7553f9f25f441b60674/>

Figura 20: China.org.cn, “Beijing solicits designs for Asia's first solar power plant tower”, 2007. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: <http://www.china.org.cn/english/China/234543.htm>

Figura 21: Energy efficiency & renewable energy (ENERGY.GOV), “Solar Two Tower System”, Solar Energy Technologies Office: 2016. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/solar-two-tower-system>

Figura 22: Greenpeace Media, “PS10 Solar Power Station in Spain”, 2009. [En línea]. [Accedido: 3-agost-2021] Disponible en: <https://media.greenpeace.org/archive/PS10-Solar-Power-Station-in-Spain-27MZIFLKAFB4.html#/SearchResult&ITEMID=27MZIFLKAFB4>

Figura 23: MuyInteresante, “Inauguran la planta solar más grande del mundo”, 2018. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: <https://www.muyinteresante.com.mx/ciencia-tecnologia/planta-solar-mas-grande-del-mundo-entro-operacion/>

Figura 24 y 25: European Solar Thermal Electricity Association (ESTELA), “Overview of the 4 technologies: Types of Generators”. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: www.estelasolar.org

Figura 26: Grupo SENER, “Plantas termosolares CCP AndaSol 1 y 2”. [En línea] [Accedido: 3-agost-2021]. Disponible en: <https://www.energy.sener/es/proyecto/gemasolar>

Figura 27 y 28: Consejería de Obras Públicas, Transportes y Viviendas del Gobierno de Canarias, “Caracterización climática de las Islas Canarias para la aplicación del código técnico de la edificación CLIMCAN-010”. [En línea] [Accedido: 5-agost-2021]. Disponible en: https://www.gobiernodecanarias.org/obraspublicas/labobras/Documentos_aprobados/ClimCan_010.html

Figura 29: Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial del Gobierno de Canarias, “Anuario Energético de Canarias 2019”. [En línea] [Accedido: 7-agost-2021] Disponible en: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/menu.do?uripub=urn:uuid:131cf873-66a9-408d-8cfa-537d6be05067>

Figura 30 - 38: Grafcan, Mapas de Canarias, “Visor: aplicaciones”, Cartografía de Canarias S.A., Tenerife y Gran Canaria. [En línea] [Accedido: 17-agost-2021]. Disponible en: <https://www.grafcan.es/index.php/>

Figura 39: Thorne & Derrick international experts’ specialists in equipment for explosive atmospheres, “Pipe heat tracing cables for solar (CSP): temperature maintenance & freeze prevention in industrial & hazardous areas”, 2021. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en:

<https://www.heatingandprocess.com/pipe-heat-tracing-cables-for-solar-csp-temperature-maintenance-freeze-prevention-in-industrial-hazardous-areas/>

Figura 40 y 41: William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*, 2001. [En línea]. [Accedido: 31-agost-2021] Disponible en: <http://powerfromthesun.net/>

Figura 42: Asociación Nacional de Maestros de Ciencias de la Tierra, “Los ángulos determinan latitud y longitud”, 2008. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en: https://www.windows2universe.org/geography/latitude_longitude_cutout.html&lang=sp

Figura 43: William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*, 2001. [En línea]. [Accedido: 31-agost-2021] Disponible en: <http://powerfromthesun.net/>

Figura 44: J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, 2013. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en: <https://ebookcentral-proquest-com.accedys2.bbt.ull.es/lib/bull-ebooks/detail.action?docID=1162079>

Figura 45: William B. Stine y Michael Geyer, *Power From The Sun*, 2001. [En línea] [Accedido: 31-agost-2021]. Disponible en: <http://powerfromthesun.net/>

7.3. Referencias bibliográficas complementarias

A. J. Marsh, “Bitbucket Software: Earth Sun”, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://drajmarsh.bitbucket.io/earthsun.html>

- A. J. Marsh, “Bitbucket Software: Sun path”, 2014. [En línea]. Disponible en: <https://drajmarsh.bitbucket.io/sunpath3d.html>
- EurObserv’ER, “Solar thermal and concentrated solar power barometer”, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.eurobserv-er.org/solar-thermal-and-concentrated-solar-power-barometer-2019/>
- International Renewable Energy Agency (IRENA), “Solar energy”. [En línea]. Disponible en: <https://www.irena.org/solar>
- K. Lovegrove y W. Stein, *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications*, ProQuest Ebook Central: 2012. [En línea]. Disponible en: <https://ebookcentral-proquest-com.accedys2.bbt.ull.es/lib/bull-ebooks/detail.action?docID=1582328>
- L. S. Gallar, “Modelización y simulación de la configuración de un campo solar para centrales termosolares de torre: influencia de la óptica del concentrador sobre la generación de energía”, tesis doctoral, Universidad Complutense de Madrid, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://eprints.ucm.es/id/eprint/38437/1/T37520.pdf>
- M. J. M. Pelayo, “Diseño y optimización del campo solar de un sistema de receptor central con sobrecalentamiento de vapor”, proyecto fin de carrera, Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla. [En línea]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4260/fichero>
- M. J. Wagner, “Simulation and Predictive Performance Modeling of Utility-Scale Central Receiver System Power Plants”, tesis doctoral, Universidad de Wisconsin (Madison), 2008. [En línea]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/44205074_Simulation_and_predictive_performance_modeling_of_utility-scale_central_receiver_system_power_plants

M. J. Wagner y P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Colorado, EE.UU., Tech. Rep. TP-5500-51825, jun. 2011.

N. C. Cruz, J.L. Redondo, M. Berenguel, J.D. Álvarez, P.M. Ortigosa, “Review of software for optical analyzing and optimizing heliostat fields”, *Rev. Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, 1001-1018, 2017. [En línea]. Disponible en:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211730028X?via%3Dihub>

ANEXOS

8.1. Geometría solar básica

Con el fin de conocer el ángulo de incidencia, previamente es necesario entender las relaciones geométricas que intervienen entre una superficie con cualquier orientación respecto a la Tierra y la radiación solar directa, es decir, la posición del Sol con respecto a esa superficie. Estas relaciones geométricas pueden describirse en términos de varios ángulos, conocidos como ángulos solares, los cuales se explicarán brevemente a continuación.

- **Ángulo de declinación (δ):** Ángulo formado entre el plano ecuatorial (plano que incluye el ecuador de la Tierra) y la línea que une el centro de la Tierra y el Sol. Para un mejor entendimiento, véase figura 40. Este ángulo representa la posición angular del Sol al mediodía solar (esto es, cuando el sol está en el meridiano local del punto de referencia que se estudia) con respecto al plano del ecuador. El ángulo de declinación varía a lo largo del año desde $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$. Alcanza su máximo valor positivo alrededor del 21 de junio, conociendo esta condición como solsticio de verano y, 6 meses después, alcanza su valor mínimo negativo, conocido ahora como solsticio de invierno. Además, este ángulo se hace cero dos veces al año, alrededor del 23 de septiembre y del 22 de marzo, conocido como el equinoccio de otoño y el equinoccio de primavera, respectivamente.

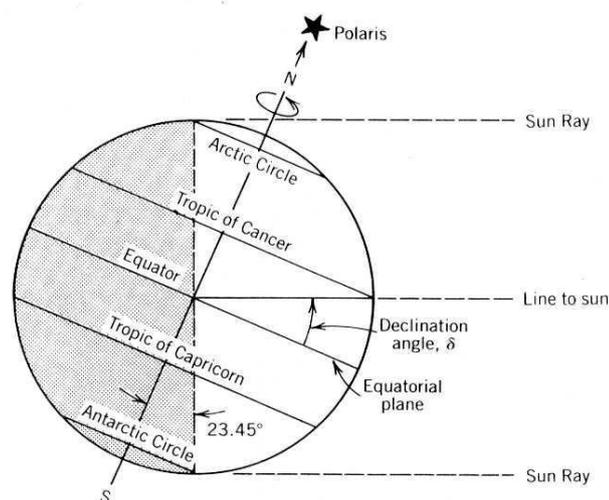


Figura 40: Ángulo de declinación. Fuente: William B. Stine y Michael Geyer, 2001.

- **Ángulo horario (ω):** Se utiliza este ángulo para describir la rotación de la Tierra alrededor de su eje polar. Este, representa la distancia entre el meridiano del punto de

referencia a estudiar (“Q” en el caso de la figura 41) y el meridiano cuyo plano contiene el Sol. El ángulo horario aumenta 15 grados cada hora, variando desde $-180^{\circ} \leq \omega \leq 180^{\circ}$ (mañanas negativas y las tardes positivas) y tomando el valor de cero al mediodía solar.

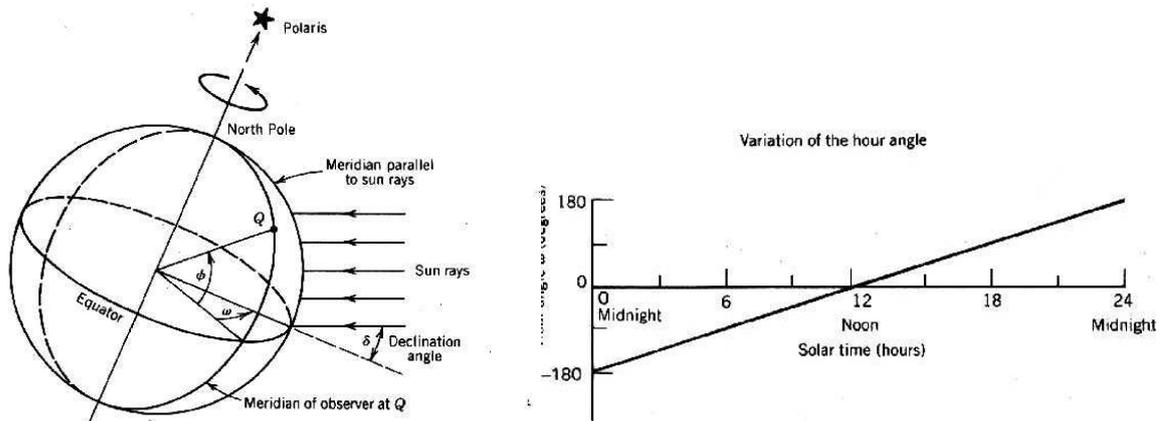


Figura 41: Ángulo horario. Fuente: William B. Stine y Michael Geyer, 2001.

Para localizar el punto de referencia que se estudia se utilizan unas coordenadas geográficas, formadas por la latitud y la longitud.

- **Ángulo de latitud (ϕ):** Ángulo definido entre el plano ecuatorial y el plano que contiene la línea trazada desde el punto de la superficie terrestre que se estudia al centro de la Tierra. Se representa por grados al Norte o Sur (véase figura 42).
- **Ángulo de longitud (L):** Ángulo definido entre el plano perpendicular al ecuador que pasa por el punto de referencia que se estudia y el meridiano base (primer meridiano), conocido como meridiano de Greenwich. Este se representa como grados al Este o Oeste (véase figura 42).

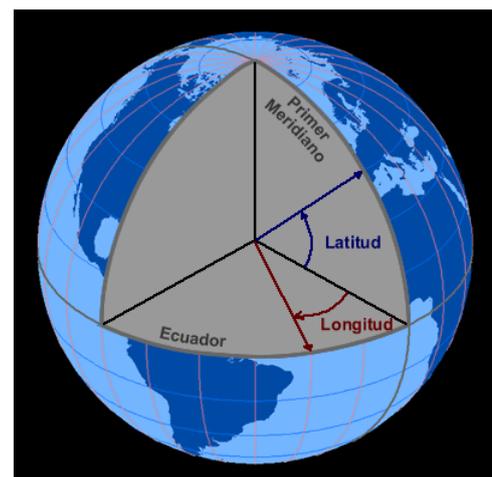


Figura 42: Ángulo de latitud y longitud. Fuente: Asociación Nacional de Maestros de Ciencias de la Tierra, 2008.

Si se requiere definir la posición del Sol en relación con el sistema de referencia del punto que se va a estudiar, se debe trazar una línea vertical (zenith) y un plano horizontal que contiene una línea Norte-Sur y una línea Este-Oeste. La posición del Sol con respecto a estas coordenadas se puede describir mediante dos ángulos; el ángulo de altitud solar y el ángulo cenital solar.

- **Ángulo de altitud solar (α o α_s):** Ángulo definido por el plano horizontal del sistema de referencia del punto que se estudia y la línea desde este mismo punto a la posición del Sol.
- **Ángulo cenital (θ_z):** Este es el complemento del ángulo de altitud solar, es decir, es el ángulo formado por la vertical del sistema de referencia del punto que se estudia (zenith) y la línea desde este mismo punto a la posición del Sol. Esto es, el ángulo de incidencia de la radiación del haz sobre una superficie horizontal.
- **Ángulo azimutal solar (A o γ_s):** Es el ángulo definido entre la orientación Norte o Sur (dependiendo del criterio utilizado) y la proyección del rayo procedente del Sol en el plano horizontal (véase figura 43 y 44).

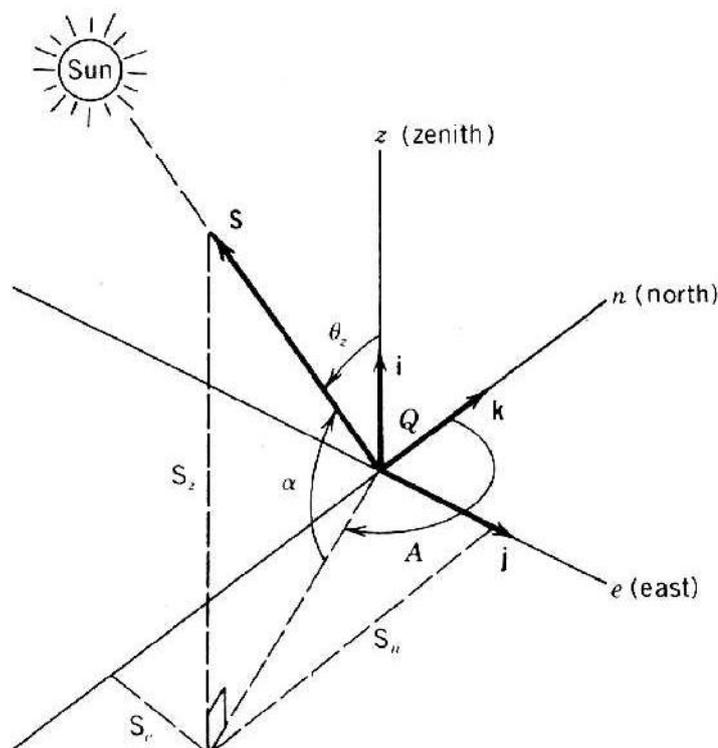


Figura 43: Ángulo de altitud solar, ángulo cenital y ángulo azimutal solar. Fuente: William B. Stine y Michael Geyer, 2001.

Si ahora se introduce una superficie en este mismo sistema de referencia con una cierta inclinación (véase figura 44), aparecen dos ángulos nuevos:

- **Pendiente (β):** Representa el ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal. Este puede variar desde $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$.
- **Ángulo azimutal de superficie (γ):** Ángulo formado por la orientación Norte o Sur (dependiendo del criterio utilizado) y la proyección de la normal de la superficie en el plano horizontal.

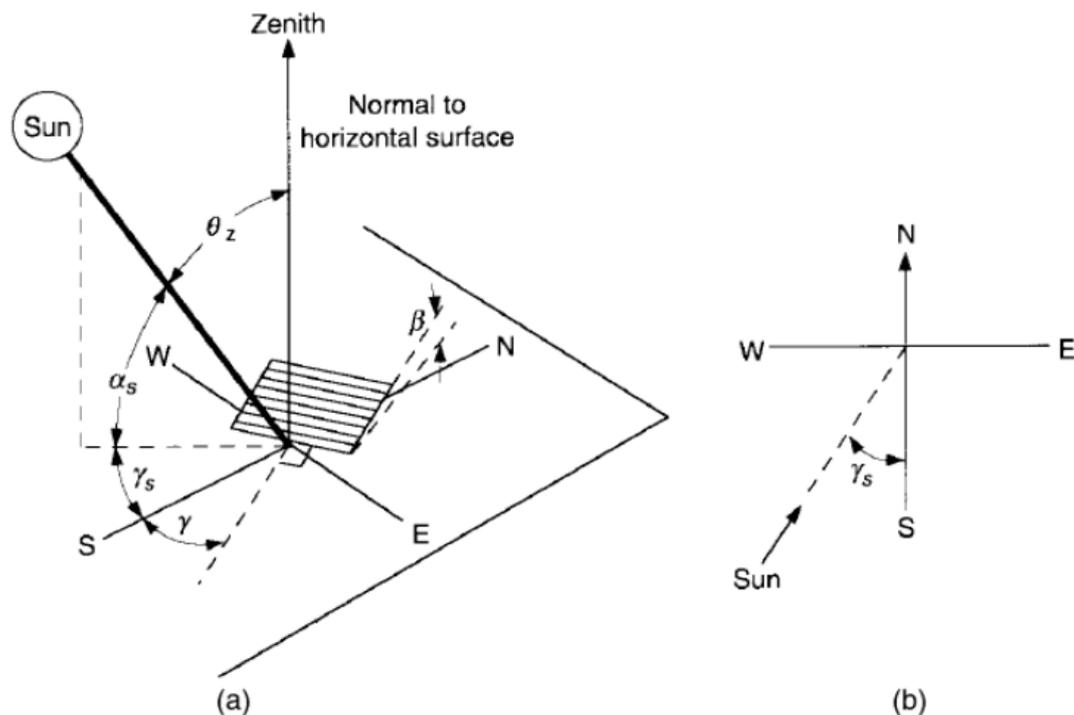


Figura 44: (a) Ángulo cenital, pendiente, ángulo azimutal de superficie y ángulo azimutal solar para una superficie inclinada. (b) Vista en planta que muestra el ángulo azimutal solar.

Fuente: J. A. Duffie and W. A. Beckman, 2013.

Una vez conocidas todas estas relaciones geométricas, se obtiene finalmente el ángulo de incidencia:

- **Ángulo de incidencia (θ):** Es el ángulo definido entre la radiación del haz en la superficie inclinada y la normal a esa superficie. Por esta razón, en el caso de tratarse de una superficie que no está inclinada, es decir, se encuentra horizontal, este ángulo es el mismo que el ángulo cenital. Existe un conjunto de relaciones útiles entre todos estos

ángulos mencionados. Las ecuaciones que relacionan el ángulo de incidencia de la radiación del haz sobre una superficie (θ) con el resto de los ángulos son:

$$\begin{aligned} \cos \theta = \sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega \\ + \cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \gamma \cdot \sin \omega \end{aligned} \quad (10)$$

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cdot \cos \beta + \sin \theta_z \cdot \sin \beta \cdot \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (11)$$

Este ángulo de incidencia puede exceder los 90° , lo que significa que el Sol está detrás de la superficie. Además, cuando se usa la ecuación 10, es necesario asegurarse de que la Tierra no esté bloqueando el Sol (es decir, que el ángulo horario esté entre el amanecer y el atardecer).

Conocido este ángulo de incidencia, se explicará a continuación el “efecto coseno”.

Efecto coseno

El factor principal que determina una distribución óptima del campo de heliostatos es la “eficiencia” del coseno del heliostato. Esta depende de la posición que tiene el heliostato individual en relación con el receptor así como también de la posición del Sol. El heliostato está posicionado por el mecanismo de seguimiento que posee, de modo que la normal de su superficie biseca el ángulo entre los rayos del Sol y la línea que une el heliostato a la torre. El área de reflexión efectiva del heliostato se reduce por el coseno de la mitad de este ángulo (la mitad de este ángulo es el ángulo de incidencia). Esto puede visualizarse en la figura 45, considerando en un campo solar dos heliostatos ubicados en posiciones distintas. El heliostato A tiene una pequeña pérdida de coseno ya que la normal a su superficie prácticamente coincide con la radiación solar incidente. No obstante, el heliostato B tiene una pérdida de coseno mucho mayor debido a la posición que debe asumir para reflejar los rayos del sol sobre el receptor.

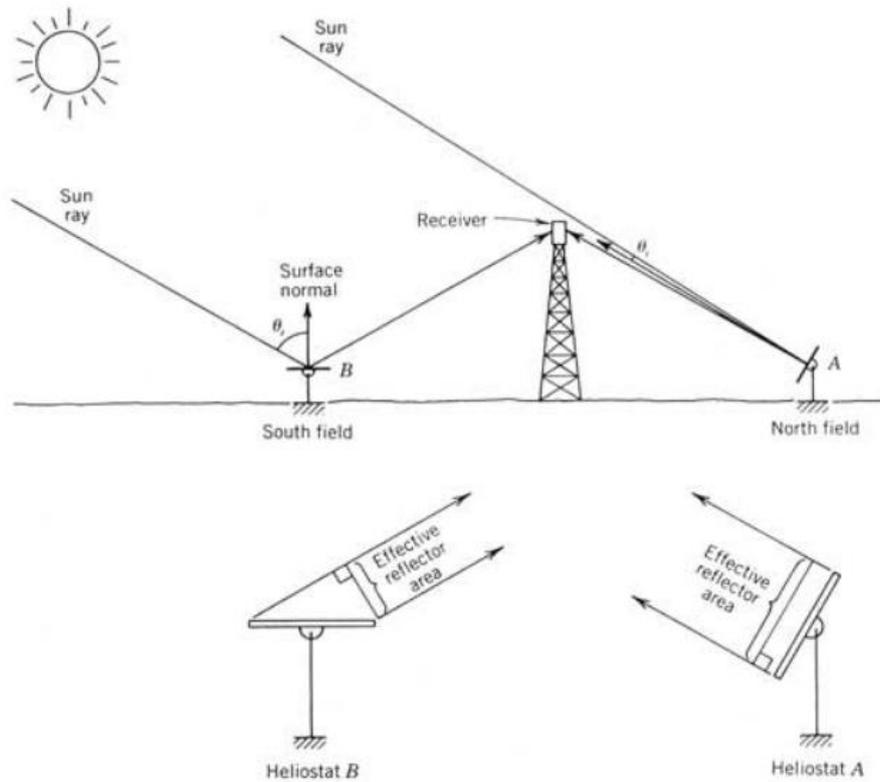


Figura 45: Efecto coseno para dos heliostatos ubicados en posiciones distintas. Fuente: William B. Stine y Michael Geyer, 2001.

La información recopilada en el Anexo 1 ha sido obtenida de las siguientes fuentes: [7] y [22]. En la bibliografía complementaria de este TFG, aparecen adjuntos otros recursos web que podrían apoyar la información presente en este anexo.

8.2. Proyectos con tecnología de torre en el mundo

8.2.1. Estado operacional

Tabla 52: Proyecto ACME Solar Tower.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
ACME Solar Tower	Fecha de inicio de producción:	Abril de 2011	Fabricante del receptor:	Victory Energy	Capacidad de la turbina (bruta):	2,5 MW	Tipo de almacenamiento:	Ninguno
	Localización:	Bikaner, Rajasthan, India	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	2,5 MW		
	Propietario:	ACME Group	Área de apertura del campo solar del helióstato:	16222 m ²	Fabricante de turbinas:	MaxWatt		
	Área terrestre:	12 acres	Nº de helióstatos	14280	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	1136 m ²	Presión del ciclo de energía:	60 bar		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	eSolar	Método de enfriamiento:	Enfriamiento húmedo		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	46 m	Descripción del método de enfriamiento:	Torres de enfriamiento	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	218°C				
13 de febrero de 2014	Participantes:	ACME Group y eSolar	Temperatura de salida del receptor:	440°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 53: Proyecto Ashalim Plot B (Megalim).

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Ashalim Plot B (Megalim)	Fecha de inicio de producción:	10 de abril de 2019	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	121 MW	Tipo de almacenamiento:	Ninguno
	Localización:	Ashalim, Israel, Desierto del Néguev	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	121 MW		
	Propietario:	BrightSource Energy (25%) General Electric (25%) NOY Infrastructure & Energy Investment Fund (50%)	Área de apertura del campo solar del heliostato:	1052480 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	3,15 km ²	Nº de heliostatos	50600	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	---	Área de apertura del heliostato:	20,8 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de heliostatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	320000 MWh / año	Altura de la torre:	240 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	840 millones \$	Temperatura de entrada del receptor:	---				
12 de abril de 2019	Participantes:	Megalim Solar Power Ltd, General Electric y Israel Electricity Corporation	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 54: Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah).

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	Fecha de inicio de producción:	Noviembre de 2015	Fabricante del receptor:	No está disponible. No obstante, es un receptor externo-cilíndrico.	Capacidad de la turbina (bruta):	110 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Tonopah, NV, Estados Unidos	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	110 MW		
	Propietario:	SolarReserve's Tonopah Solar Energy, LLC	Área de apertura del campo solar del helióstato:	1197148 m ²	Fabricante de turbinas:	Alstom		
	Área terrestre:	1600 acres	Nº de helióstatos	10347	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	10 horas
	Recurso solar:	2685 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	115,7 m ²	Presión del ciclo de energía:	115 bar		
	Fuente de recurso solar:	NREL Solar Power Prospector	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Híbrido		
	Generación eléctrica:	500.000 MWh / año (esperado)	Altura de la torre:	640 pies	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	El almacenamiento de energía térmica se logra elevando la temperatura de la sal de 550 a 1050 F. La eficiencia del almacenamiento térmico es del 99%.
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	550 F				
9 de marzo de 2016	Participantes:	SolarReserve, LLC, ACS Cobra, SolarReserve's Tonopah Solar Energy, LLC y NV Energy	Temperatura de salida del receptor:	1050 F				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 55: Proyecto *Dahan Power Plant*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Dahan Power Plant	Fecha de inicio de producción:	Agosto 2012	Fabricante del receptor:	Xi'an Jiaotong University. Tipo: Receptor de cavidad (5x5 m)	Capacidad de la turbina (bruta):	1 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Beijing, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	1 MW		
	Propietario:	Institute of Electrical Engineering of Chinese Academy of Sciences	Área de apertura del campo solar del helióstato:	10000 m ²	Fabricante de turbinas:	Hangzhou Steam Turbine Company		
	Área terrestre:	13 acres	Nº de helióstatos	100	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	1 hora
	Recurso solar:	1290 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	100 m ² (64 facetas, cada faceta 1,25x 1,25m ²)	Eficiencia anual bruta de energía solar a electricidad:	14%		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	Himin Solar	Método de enfriamiento:	Enfriamiento húmedo		
	Generación eléctrica:	1950 MWh / año	Altura de la torre:	118 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Dos etapas: vapor / aceite saturado
Información a la fecha:	Costo aproximado:	32 millones de CNY	Temperatura de entrada del receptor:	104°C				
13 de febrero de 2014	Participantes:	Institute of Electrical Engineering of Chinese Academy of Sciences	Temperatura de salida del receptor:	400°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 56: Proyecto *Gemasolar Thermosolar Plant* (Gemasolar).

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Gemasolar Thermosolar Plant (Gemasolar)	Fecha de inicio de producción:	Abril de 2011	Fabricante del receptor:	Sener	Capacidad de la turbina (bruta):	19,9 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Fuentes de Andalucía, Sevilla, España	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sales fundidas (nitratos de sodio y potasio)	Capacidad de la turbina (neta):	19,9 MW		
	Propietario:	MASDAR (40%), Sener (60%)	Área de apertura del campo solar del helióstato:	304750 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	195 hectáreas	Nº de helióstatos	2650	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	15 horas
	Recurso solar:	2100 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	120 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	Sener	Fabricante de helióstatos:	Sener	Método de enfriamiento:	Enfriamiento húmedo		
	Generación eléctrica:	80.000 MWh / año	Altura de la torre:	140 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Un tanque de sales frías (290°C) desde donde se bombean las sales al receptor de la torre y se calientan hasta 565°C, para ser almacenadas en un tanque de sales calientes (565°C).
Información a la fecha:	Costo aproximado:	230.000.000 euros	Temperatura de entrada del receptor:	290°C				
20 de marzo de 2017	Participantes:	Torresol Energy, UTE CT Solar Tres y Torresol O&M	Temperatura de salida del receptor:	565°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 57: Proyecto *Greenway CSP Mersin Tower Plant*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Greenway CSP Mersin Tower Plant	Fecha de inicio de producción:	2012	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	1,4 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Mersin, Turquía del Sur	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Agua	Capacidad de la turbina (neta):	1 MW		
	Propietario:	Greenway CSP	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	4 MW / h
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	55 bar		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida. Tanque trifásico único, circulación natural, diseño de unión de supervapor
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
24 de noviembre de 2014	Participantes:	Greenway CSP	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 58: Proyecto *Hami 50 MW CSP Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Hami 50 MW CSP Project	Fecha de inicio de producción:	29 de diciembre de 2019	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	50 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Hami, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	Northwest Electric Power Design Institute	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	8 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	Stellio Consortium (Stellio)	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
7 de enero de 2020	Participantes:	Supcon Solar	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 59: Proyecto *Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Ivanpah Solar Electric Generating System (ISEGS)	Fecha de inicio de producción:	2014	Fabricante del receptor:	Riley Power. Tipo: Generador de vapor receptor solar.	Capacidad de la turbina (bruta):	392 MW	Tipo de almacenamiento:	Ninguno
	Localización:	Primm, NV, CA Estados Unidos	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Agua	Capacidad de la turbina (neta):	377 MW		
	Propietario:	NRG Energy; BrightSource Energy; Google	Área de apertura del campo solar del heliostato:	2600000 m ²	Fabricante de turbinas:	Siemens SST-900		
	Área terrestre:	3500 acres	Nº de heliostatos	173500	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	2717 kWh / m ² / año	Área de apertura del heliostato:	15 m ² (Cada heliostato consta de dos espejos)	Presión del ciclo de energía:	160 bar		
	Fuente de recurso solar:	NREL Solar Power Prospector	Fabricante de heliostatos:	---	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	1079232 MWh / año esperado o planeado	Altura de la torre:	459 pies	Eficiencia anual bruta de energía solar a electricidad:	29%	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	2,200 USD millones	Temperatura de entrada del receptor:	480 F				
20 de noviembre de 2014	Participantes:	BrightSource Energy, Bechtel Engineering y Pacific Gas & Electric; Southern California Edison	Temperatura de salida del receptor:	1050 F				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 60: Proyecto *Jemalong Solar Thermal Station*).

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Jemalong Solar Thermal Station	Fecha de inicio de producción:	2017	Fabricante del receptor:	Vast Solar	Capacidad de la turbina (bruta):	1,1 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Jemalong NSW Australia	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sodio líquido	Capacidad de la turbina (neta):	---		
	Propietario:	Vast Solar	Área de apertura del campo solar del helióstato:	15000 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	10 hectáreas	Nº de helióstatos	3500	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	3 horas
	Recurso solar:	---	Descripción del helióstato:	Estándar Azi / Ele	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	Vast Solar	Método de enfriamiento:	Refrigeración en seco		
	Generación eléctrica:	2200 MWh / año	Altura de la torre:	30 m	Descripción del método de enfriamiento:	MACCSOL Air Cooled Condenser	Descripción de almacenamiento:	Sodio líquido
Información a la fecha:	Costo aproximado:	21 millones de AU \$	Temperatura de entrada del receptor:	270°C				
24 de noviembre de 2017	Participantes:	Vast Solar y Essential Energy	Temperatura de salida del receptor:	560°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 61: Proyecto *Jülich Solar Tower*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Jülich Solar Tower	Fecha de inicio de producción:	Diciembre de 2008	Fabricante del receptor:	Kraftanlagen München	Capacidad de la turbina (bruta):	1,5 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Jülich Alemania	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Aire	Capacidad de la turbina (neta):	1,5 MW		
	Propietario:	DLR	Área de apertura del campo solar del helióstato:	17650 m ²	Fabricante de turbinas:	Siemens		
	Área terrestre:	17 hectáreas	Nº de helióstatos	2153	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	1,5 horas
	Recurso solar:	902 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	8,2 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	DLR	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	60 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Disipador de calor de cerámica
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
12 de febrero de 2013	Participantes:	Kraftanlagen München, German Aerospace Center, Solar-Institute Jülich y DLR	Temperatura de salida del receptor:	680°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 62: Proyecto *Khi Solar One*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Khi Solar One	Fecha de inicio de producción:	5 de febrero de 2016	Fabricante del receptor:	CMI Solar	Capacidad de la turbina (bruta):	50 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Upington, Sudáfrica	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	Abengoa Solar (51%) IDC (49%)	Área de apertura del campo solar del heliostato:	576800 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de heliostatos	4120	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	2 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del heliostato:	140 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de heliostatos:	Abengoa Solar	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	180000 MWh / año (esperado)	Altura de la torre:	200 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Vapor saturado
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
8 de febrero de 2016	Participantes:	Abengoa Solar - IDC, Abener - Teyma y Eskom	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 63: Proyecto *Luneng Haixi 50MW Molten Salt Tower*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Luneng Haixi 50MW Molten Salt Tower	Fecha de inicio de producción:	19 de septiembre de 2019	Fabricante del receptor:	CMI Solar	Capacidad de la turbina (bruta):	---	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Haixi Zhou Qinghai Sheng, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	Luneng Group	Área de apertura del campo solar del helióstato:	607200 m ²	Fabricante de turbinas:	Siemens		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	4400	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	12 horas
	Recurso solar:	1945 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	138 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	160000 MWh / año	Altura de la torre:	188 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
26 de septiembre de 2019	Participantes:	Luneng Qinghai Guangheng New Energy Co., Ltd y SEPCO3	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 64: Proyecto *NOOR III*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
NOOR III	Fecha de inicio de producción:	10 de diciembre de 2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	150 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Ouarzazate, Marruecos	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	134 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	7 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
10 de junio de 2019	Participantes:	ACWA, Sener - SEPCOIII y ONE	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 65: Proyecto *Planta Solar 10 (PS10)*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Planta Solar 10 (PS10)	Fecha de inicio de producción:	25 de junio de 2007	Fabricante del receptor:	No disponible. No obstante, se trata de un receptor de cavidad.	Capacidad de la turbina (bruta):	11,02 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Sevilla España	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Agua	Capacidad de la turbina (neta):	11 MW		
	Propietario:	Abengoa Solar	Área de apertura del campo solar del heliostato:	75000 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	55 hectáreas	Nº de heliostatos	624	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	1 hora
	Recurso solar:	2012 kWh / m ² / año	Área de apertura del heliostato:	120 m ² (Vidrio-metal)	Presión del ciclo de energía:	45 bar		
	Fuente de recurso solar:	Abengoa Solar	Fabricante de heliostatos:	Abengoa (Solucar 120)	Método de enfriamiento:	Enfriamiento húmedo	Descripción de almacenamiento:	---
	Generación eléctrica:	23,400 MWh / año esperado o planeado	Altura de la torre:	115 m	Descripción del método de enfriamiento:	Torres de refrigeración		
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
20 de marzo de 2017	Participantes:	Abengoa Solar, Abener Energía, Mercado Eléctrico (Pool) y Endesa Distribución (FIT)	Temperatura de salida del receptor:	250 - 300°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 66: Proyecto *Planta Solar 20 (PS20)*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Planta Solar 20 (PS20)	Fecha de inicio de producción:	22 de abril de 2009	Fabricante del receptor:	No disponible. No obstante, se trata de un receptor de cavidad.	Capacidad de la turbina (bruta):	20 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Sevilla España	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Agua	Capacidad de la turbina (neta):	20 MW		
	Propietario:	Abengoa Solar	Área de apertura del campo solar del heliostato:	150000 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	80 hectáreas	Nº de heliostatos	1255	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	1 hora
	Recurso solar:	2012 kWh / m ² / año	Área de apertura del heliostato:	120 m ² (Vidrio-metal)	Presión del ciclo de energía:	45 bar		
	Fuente de recurso solar:	Abengoa Solar	Fabricante de heliostatos:	Abengoa (Solucar 120)	Método de enfriamiento:	Enfriamiento húmedo		
	Generación eléctrica:	48,000 MWh / año esperado o planeado	Altura de la torre:	165 m	Descripción del método de enfriamiento:	Torres de refrigeración	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
20 de marzo de 2017	Participantes:	Abengoa Solar, Abener Energía, Mercado Eléctrico (Pool) y Endesa Distribución (FIT)	Temperatura de salida del receptor:	250 - 300°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 67: Proyecto *Qinghai Gonghe 50 MW CSP Plant*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Qinghai Gonghe 50 MW CSP Plant	Fecha de inicio de producción:	19 de septiembre de 2019	Fabricante del receptor:	POWERCHINA	Capacidad de la turbina (bruta):	50 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Gonghe China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	Northwest Engineering Corp.	Área de apertura del campo solar del helióstato:	515900 m ²	Fabricante de turbinas:	Harbin Turbine Company Limited		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	25795	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	6 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	20 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	Supcon Solar	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	171 m	Descripción del método de enfriamiento:	Aire acondicionado	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	1,222 millones de RMB	Temperatura de entrada del receptor:	---				
26 de septiembre de 2019	Participantes:	Supcon Solar	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 68: Proyecto *Shouhang Dunhuang 10 MW Phase I.*

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Shouhang Dunhuang 10 MW Phase I	Fecha de inicio de producción:	26 de diciembre de 2016	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	10 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Dunhuang Shi Jiuquan Shi Gansu Sheng, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	10 MW		
	Propietario:	Beijing Shouhang IHW	Área de apertura del campo solar del helióstato:	175375 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	120 hectáreas	Nº de helióstatos	1525	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	15 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	115 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
		Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	138 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:
Información a la fecha:	Costo aproximado:	420 millones de RMB	Temperatura de entrada del receptor:	---				
19 de noviembre de 2018	Participantes:	Beijing Shouhang IHW y SunCan	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 69: Proyecto *Shouhang Dunhuang 10 MW Phase II*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Shouhang Dunhuang 100 MW Phase II	Fecha de inicio de producción:	28 de diciembre de 2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	100 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Dunhuang Shi Jiuquan Shi Gansu Sheng, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	100 MW		
	Propietario:	Beijing Shouhang IHW	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	GE		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	11 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	390000 MWh / año	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
3 de enero de 2019	Participantes:	Beijing Shouhang IHW y SunCan	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 70: Proyecto *Sundrop CSP Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Sundrop CSP Project	Fecha de inicio de producción:	6 de octubre de 2016	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	1,5 MW	Tipo de almacenamiento:	Ninguno
	Localización:	Port Augusta Australia	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	1,5 MW		
	Propietario:	Sundrop Farms	Área de apertura del campo solar del helióstato:	51505 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	23712	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	...	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	eSolar (SCS5)	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	1700 MWh / año	Altura de la torre:	127 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
26 de octubre de 2016	Participantes:	Aalborg CSP y John Holland	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 71: Proyecto SUPCON Delingha 10 MW Tower.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
SUPCON Delingha 10 MW Tower	Fecha de inicio de producción:	10 de julio de 2013	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	---	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Delhi Shi Haixi Zhou Qinghai Sheng, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	10 MW		
	Propietario:	SUPCON	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	2 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
13 de junio de 2019	Participantes:	SUPCON	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 72: Proyecto SUPCON Delingha 50 MW Tower.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
SUPCON Delingha 50 MW Tower	Fecha de inicio de producción:	30 de diciembre de 2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	---	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Delhi Shi Haixi Zhou Qinghai Sheng, China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	SUPCON	Área de apertura del campo solar del helióstato:	542700 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	330 hectáreas	Nº de helióstatos	27135	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	7 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	20 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	146000 MWh / año	Altura de la torre:	200 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	1088 millones de RMB	Temperatura de entrada del receptor:	---				
13 de junio de 2019	Participantes:	SUPCON	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

8.2.2. Estado en construcción

Tabla 73: Proyecto *Atacama-1*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Atacama-1	Fecha de inicio de producción:	Junio de 2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	110 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Calama Chile	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	110 MW		
	Propietario:	Abengoa Solar	Área de apertura del campo solar del helióstato:	1484000 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	700 hectáreas	Nº de helióstatos	10600	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	17,5 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	140 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Diámetro del receptor:	19 m	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	243 m	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	300°C				
1 de julio de 2015	Participantes:	Abengoa Solar y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	Temperatura de salida del receptor:	550°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 74: Proyecto DEWA CSP Tower Project.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
DEWA CSP Tower Project	Fecha de inicio de producción:	21 de noviembre de 2021	Fabricante del receptor:	CMI Solar	Capacidad de la turbina (bruta):	100 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Dubai, Emiratos Árabes Unidos	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	100 MW		
	Propietario:	Dubai Electricity & Water Authority	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	Siemens		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	70000	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	15 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	BrightSource Energy	Método de enfriamiento:	---		
		Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	260 m	Descripción del método de enfriamiento:	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
6 de febrero de 2019	Participantes:	ACWA Power, Shanghai Electric, NOMAC y Dubai Electricity & Water Authority	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 75: Proyecto *Golmud*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Golmud	Fecha de inicio de producción:	Julio de 2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	200 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Golmud China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	200 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	25 km ²	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	15 horas
	Recurso solar:	2158 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	Local Meteorological Bureau	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	1120000 MWh / año	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	5.380 millones de RMB	Temperatura de entrada del receptor:	---				
25 de febrero de 2016	Participantes:	Qinghai CSP Electric Power Group y China Shipbuilding Industry	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 76: Proyecto Yumen 50MW Molten Salt Tower CSP project.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Yumen 50MW Molten Salt Tower CSP project	Fecha de inicio de producción:	---	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	50 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Yumen China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	Yumen Xinneng Thermal Power Co., Ltd	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	6 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
11 de diciembre de 2018	Participantes:	Shanghai Parasol Renewable Energy Company y Jiangsu Xincheng CSP Co., Ltd	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

8.2.3. Estado en desarrollo

Tabla 77: Proyecto *Aurora Solar Energy Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Aurora Solar Energy Project	Fecha de inicio de producción:	2020	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	150 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Australia	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	135 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	8 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Refrigeración en seco		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	650 millones AU \$	Temperatura de entrada del receptor:	---				
23 de octubre de 2017	Participantes:	Solar Reserve	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 78: Proyecto Copiapó.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Copiapó	Fecha de inicio de producción:	2019	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	260 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Copiapó Chile	Tipo de fluido de transferencia de calor:	---	Capacidad de la turbina (neta):	260 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	14 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	1,800,000 MWh / año (esperado)	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
25 de noviembre de 2015	Participantes:	Solar Reserve	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 79: Proyecto *Golden Tower 100MW Molten Salt project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Golden Tower 100MW Molten Salt project	Fecha de inicio de producción:	---	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	100 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Jinta China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	100 MW		
	Propietario:	China Three Gorges New Energy Co., Ltd	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	8 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
26 de septiembre de 2016	Participantes:	SunCan	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 80: Proyecto *Likana Solar Energy Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Likana Solar Energy Project	Fecha de inicio de producción:	2021	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	390 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Antofagasta Chile	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	390 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	13 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Refrigeración en seco		
	Generación eléctrica:	2,800,000 MWh / año (esperado)	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
31 de octubre de 2017	Participantes:	Solar Reserve	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 81: Proyecto *MINOS*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
MINOS	Fecha de inicio de producción:	2020	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	52 MW	Tipo de almacenamiento:	2 tanques indirectos
	Localización:	Atherinolakos Grecia	Tipo de fluido de transferencia de calor:	---	Capacidad de la turbina (neta):	52 MW		
	Propietario:	NUR Energie	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	150 hectáreas	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	5 horas
	Recurso solar:	2200 kWh / m ² / año	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	Ground Meteo Station	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	60% de nitrato de sodio, 40% de nitrato de potasio
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
5 de abril de 2017	Participantes:	NUR Energie, Hellenic Electricity Distribution Network Operator	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 82: Proyecto *Redstone Solar Thermal Power Plant*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Redstone Solar Thermal Power Plant	Fecha de inicio de producción:	2018	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	100 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Postmasburg, Sudáfrica	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	100 MW		
	Propietario:	ACWA	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	12 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	Enfriamiento seco		
	Generación eléctrica:	480000 MWh / año	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	288°C				
8 de septiembre de 2016	Participantes:	ACWA, Solar Reserve y ACCIONA Industrial	Temperatura de salida del receptor:	566°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 83: Proyecto Shangyi 50MW DSG Tower CSP project.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Shangyi 50MW DSG Tower CSP project	Fecha de inicio de producción:	---	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	50 MW	Tipo de almacenamiento:	2 tanques indirectos
	Localización:	Shangyi China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	50 MW		
	Propietario:	DaHua Engineering Management	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	4 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
27 de septiembre de 2016	Participantes:	Institute of Electrical Engineering of CAS	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 84: Proyecto *Tamarugal Solar Energy Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Tamarugal Solar Energy Project	Fecha de inicio de producción:	2021	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	450 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Alto Hospicio Tarapacá Chile	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	450 MW		
	Propietario:	---	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	13 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	2,600,000 MWh / año (esperado)	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
31 de octubre de 2017	Participantes:	Solar Reserve	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

8.2.4. Estado actualmente no operativos

Tabla 85: Proyecto *Huanghe Qinghai Delingha 135 MW DSG Tower CSP Project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Huanghe Qinghai Delingha 135 MW DSG Tower CSP Project	Fecha de inicio de producción:	2017	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	135 MW	Tipo de almacenamiento:	2 tanques indirectos
	Localización:	Delingha China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	135 MW		
	Propietario:	Huanghe Hydropower Development	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	13 km ²	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	3,7 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
11 de diciembre de 2018	Participantes:	BrightSource Energy	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 86: Proyecto *Lake Cargelligo*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Lake Cargelligo	Fecha de inicio de producción:	Mayo de 2011	Fabricante del receptor:	Lloyd Energy Systems Pty Ltd. Tipo: Receptor de almacenamiento solar de grafito.	Capacidad de la turbina (bruta):	3 MW	Tipo de almacenamiento:	Otro
	Localización:	Lake Cargelligo New South Wales Australia	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Vapor de agua	Capacidad de la turbina (neta):	3 MW		
	Propietario:	Graphite Energy	Área de apertura del campo solar del helióstato:	6080 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	620	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	9,8 m ²	Presión del ciclo de energía:	50 bar		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Core graphite thermal storage technology
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	200°C				
20 de marzo de 2017	Participantes:	Lloyd Energy Systems Pty Ltd, Comet Windmills, Graphite Energy y Australian National Energy Market	Temperatura de salida del receptor:	500°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 87: Proyecto *Sierra SunTower* (Sierra).

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Sierra SunTower (Sierra)	Fecha de inicio de producción:	Julio de 2009	Fabricante del receptor:	Babcock & Wilcox. Tipo: Receptor externo tubular	Capacidad de la turbina (bruta):	5 MW	Tipo de almacenamiento:	Ninguno
	Localización:	Lancaster, Estados Unidos	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Agua	Capacidad de la turbina (neta):	5 MW		
	Propietario:	eSolar	Área de apertura del campo solar del heliostato:	27670 m ²	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de heliostatos	24360	Tipo de salida:	Steam Rankine	Capacidad de almacenamiento:	---
	Recurso solar:	2629 kWh / m ² / año	Área de apertura del heliostato:	1136 m ²	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	NREL SUNY TDY data	Fabricante de heliostatos:	eSolar	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	55 m	Descripción del método de enfriamiento:	Torres de enfriamiento	Descripción de almacenamiento:	---
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	218°C				
14 de febrero de 2014	Participantes:	eSolar y Southern California Edison	Temperatura de salida del receptor:	440°C				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

Tabla 88: Proyecto *Yumen 100MW Molten Salt Tower CSP project*.

Proyectos	Descripción del proyecto		Configuración de la planta				Almacenamiento térmico	
			Campo solar		Bloque de potencia			
Yumen 100MW Molten Salt Tower CSP project	Fecha de inicio de producción:	---	Fabricante del receptor:	---	Capacidad de la turbina (bruta):	100 MW	Tipo de almacenamiento:	Directo de 2 tanques
	Localización:	Yumen China	Tipo de fluido de transferencia de calor:	Sal fundida	Capacidad de la turbina (neta):	100 MW		
	Propietario:	Beijing Guohua Electric Power Co., Ltd	Área de apertura del campo solar del helióstato:	---	Fabricante de turbinas:	---		
	Área terrestre:	---	Nº de helióstatos	---	Tipo de salida:	---	Capacidad de almacenamiento:	10 horas
	Recurso solar:	---	Área de apertura del helióstato:	---	Presión del ciclo de energía:	---		
	Fuente de recurso solar:	---	Fabricante de helióstatos:	---	Método de enfriamiento:	---		
	Generación eléctrica:	---	Altura de la torre:	---	Descripción del método de enfriamiento:	---	Descripción de almacenamiento:	Sal fundida
Información a la fecha:	Costo aproximado:	---	Temperatura de entrada del receptor:	---				
11 de diciembre de 2018	Participantes:	SunCan	Temperatura de salida del receptor:	---				

Fuente: elaboración propia a partir de [9].

