



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA
CENTRAL SOLAR TERMOELÉCTRICA**

Autor: Ángel Eduardo Fuentes Hernández

Tutor: Agustín Manuel Delgado Torres

Curso académico: 2019/2020



**Universidad
de La Laguna**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA CENTRAL SOLAR
TERMOELÉCTRICA**

ÍNDICE GENERAL

Autor: Ángel Eduardo Fuentes Hernández

INDICE MEMORIA

0.	Presentación	14
1	Motivación del estudio.....	14
2	Objetivo y alcance del estudio	14
3	Resumen de los capítulos.....	15
Capítulo 01. Introducción		16
1	Contexto energético	16
1.1	Situación actual en el sector energético	16
1.2	Situación energética actual en Canarias	16
1.3	Plantas termo-solares en España	18
1.3.1	Andasol 1,2 y 3	19
1.3.2	Puerto Errado I.....	20
1.3.3	PS20	21
1.4	Levelised Cost Of Electricity (LCOE).....	21
2	Software empleado.....	22
3	Estudio de la energía solar térmica	23
3.1	Geometría solar	24
3.2	Ángulos Tierra-Sol.....	24
3.2.1	Ángulo horario	24
3.2.2	Ángulo de declinación	27
3.2.3	Ángulo de latitud y longitud	28
3.3	Ángulos del observador-sol.....	28
3.3.1	Ángulos de acimut solar, altura solar y cenit.....	28
3.4	Ángulo de incidencia.....	29
3.5	Captación solar.....	31
3.5.1	Sistemas de receptor central. Central de torre.	31

3.5.1	Sistemas de receptor central. Central de torre	31
3.5.2	Sistemas Dish-Stirling	32
3.5.3	Sistemas cilindro-parabólicos y Fresnel	32
3.5.4	Sistemas cilindro-parabólico.....	33
3.5.5	Sistemas de captación Fresnel	35
3.6	El campo solar.....	37
3.7	Fluido caloportador	38
3.8	Almacenamiento térmico	39
3.9	Funcionamiento de la planta	40
Capítulo 02. Parámetros del captador solar		43
1	Introducción	43
2	Razón de concentración geométrica y óptica.....	43
3	Pérdidas de un captador	43
3.1	Pérdidas ópticas y geométricas	44
3.2	Pérdidas térmicas de un captador	48
4	Rendimiento de un captador	51
Capítulo 03. Elección de la ubicación para la central solar termoeléctrica		54
Capítulo 04. Optimización del número captadores de una fila para la planta solar termoeléctrica.....		62
1	Introducción	62
2	Resultados de la simulación.....	64
3	Análisis y resultado final	75
Capítulo 05. Estudio paramétrico de la central solar termoeléctrica		79
1	Introducción	79
1.1	Modelo económico.....	79
1.2	Múltiplo solar (Solar multiple).....	80
1.3	Factor de capacidad (Capacity factor).....	80

1.4	LCOE (Levelized cost of energy)	81
2	Requisitos de diseño	82
3	Dimensionado para las dos tecnologías de captación solar	83
4	Estudio de la planta termosolar con captadores Cilindro-Parabólico	86
4.1	Resultados de la planta con captadores Euro Trough ET150.....	88
4.2	Resultados de la planta con captadores Luz LS-2.....	92
4.3	Resultados de la planta con captadores Luz LS-3.....	96
4.4	Resultados de la planta con captadores Solargenix SGX-1	99
4.5	Resultados de la planta con captadores AlbiasaTrough AT150.....	103
4.6	Resultados de la planta con captadores Siemens Sunfield 6.....	106
4.7	Resultados de la planta con captadores SkyFuel SkyTrough.....	110
4.8	Resultados de la planta con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6.....	113
4.9	Resultado final para las centrales con captadores cilindro-parabólica.....	116
5	Estudio de la planta termosolar con captadores Lineal Fresnel	127
5.1	Resultados de la parametrización del captador LF-11	129
5.2	Resultados de la parametrización del captador Fresnell Gmbs.....	132
5.3	Resultado final para las centrales con captadores Lineal Fresnel	134
6	Comparación de las centrales solar termoeléctrica	138
7	Simulación final de la planta elegida	142
7.1	Resultados de la simulación del campo solar.....	142
7.2	Resultados de la simulación del almacenamiento térmico.....	146
7.3	Resultados de la simulación del bloque de potencia.....	147
	Conclusión	149
	Referencias.....	150

ÍNDICE ANEXO I

1	Resultados de las plantas con captadores cilindro-parabólicos	3
2	Resultados de las plantas con captadores Lineal Fresnel.....	7



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA CENTRAL SOLAR
TERMOELÉCTRICA**

MEMORIA

Autor: Ángel Eduardo Fuentes Hernández

Ficha de identificación

PROYECTO
Título: Estudio y diseño preliminar de una central solar termoeléctrica
PETICIONARIO
Razón social: Escuela de ingeniería y tecnología de la universidad de La Laguna Dirección: Avenida Astrofísico Francisco Sánchez, s/n. San Cristóbal de La Laguna, Tenerife.
Autor
Nombre: Ángel Eduardo Fuentes Hernández DNI: 43389846R Email: alu0100905960@ull.edu.es
Tutor
Área: Departamento ingeniería industrial. Área de máquinas y motores térmicos Nombre: Agustín Manuel Delgado Torres Email: amdelga@ull.edu.es

Resumen

En este proyecto se plantea el estudio y diseño preliminar de una central solar termoeléctrica. Para ello, se estudiarán las dos principales tecnologías de captación solar que más se utilizan en el mercado, estas son: los captadores cilindro-parabólicas y los captadores Lineal Fresnel. La central se planteará en Tenerife, islas Canarias y se calcularán los parámetros necesarios para su diseño y puesta en funcionamiento.

La implantación de una central solar termoeléctrica para Canarias supondría una disminución de la dependencia energética que tiene las islas a los combustibles fósiles, ya que se conseguiría producir la energía con una tecnología limpia que presenta ventajas con respecto a otras tecnologías por su gestionabilidad. Cuando se habla de gestionabilidad se hace referencia a la capacidad de almacenamiento térmico, produciendo energía, aunque las condiciones climáticas fuesen adversas.

Se realizará un estudio teórico detallado de los distintos sistemas de captación en el mercado y, posteriormente, se dimensionarán las centrales haciendo uso del software System Advisor Model. Con este programa será posible realizar diferentes simulaciones con las que se elegirá la central óptima para las condiciones de la isla.

Abstract

In this project the study and preliminary design of a thermoelectric solar power plant is proposed. For this, the two main solar capture technologies that are most widely used in the market are studied, these are: parabolic trough collectors and Lineal Fresnel collectors. The plant will be located in Tenerife, Canary Islands and will calculate the necessary parameters for its design and commissioning.

The implementation of a thermoelectric solar power plant for the Canary Islands will produce a reduction in the fossil fuels energy dependence on the islands, because it will obtain the energy with a clean technology and that has advantages over other technologies due to its management skills. When management capacity is mentioned, it refers to the thermal storage capacity, producing energy even though the climatic conditions were advers.

A detailed theoretical study of the different collectors systems in the market was carried out and, subsequently, the plants were dimensioned using the System Advisor Model software. With this program it will be possible to carry out different simulations in which you can choose the optimal plant for the island conditions.

ÍNDICE

0.	Presentación	17
1	Motivación del estudio.....	17
2	Objetivo y alcance del estudio	17
3	Resumen de los capítulos.....	18
Capítulo 01. Introducción		19
1	Contexto energético	19
1.1	Situación actual en el sector energético	19
1.2	Situación energética actual en Canarias	19
1.3	Plantas termo-solares en España	21
1.3.1	Andasol 1,2 y 3	22
1.3.2	Puerto Errado I.....	23
1.3.3	PS20	24
1.4	Levelised Cost Of Electricity (LCOE)	24
2	Software empleado	25
3	Estudio de la energía solar térmica	26
3.1	Geometría solar	27
3.2	Ángulos Tierra-Sol.....	27
3.2.1	Ángulo horario	27
3.2.2	Ángulo de declinación	30
3.2.3	Ángulo de latitud y longitud	31
3.3	Ángulos del observador-sol.....	31
3.3.1	Ángulos de acimut solar, altura solar y cenit.....	31
3.4	Ángulo de incidencia.....	32
3.5	Captación solar.....	34

3.5.1	Sistemas de receptor central. Central de torre.	34
3.5.2	Sistemas Dish-Stirling	35
3.5.3	Sistemas cilindro-parabólicos y Fresnel	35
3.5.4	Sistemas cilindro-parabólico.....	36
3.5.5	Sistemas de captación Fresnel	38
3.6	El campo solar.....	40
3.7	Fluido caloportador	41
3.8	Almacenamiento térmico	42
3.9	Funcionamiento de la planta	43
Capítulo 02. Parámetros del captador solar		46
1	Introducción	46
2	Razón de concentración geométrica y óptica	46
3	Pérdidas de un captador	46
3.1	Pérdidas ópticas y geométricas	47
3.2	Pérdidas térmicas de un captador	51
4	Rendimiento de un captador	54
Capítulo 03. Elección de la ubicación para la central solar termoeléctrica		57
Capítulo 04. Optimización del número captadores de una fila para la planta solar termoeléctrica.....		65
1	Introducción	65
2	Resultados de la simulación.....	67
3	Análisis y resultado final	78
Capítulo 05. Estudio paramétrico de la central solar termoeléctrica		82
1	Introducción	82
1.1	Modelo económico.....	82
1.2	Múltiplo solar (Solar multiple).....	83
1.3	Factor de capacidad (Capacity factor).....	84

1.4	LCOE (Levelized cost of energy)	84
2	Requisitos de diseño	86
3	Dimensionado para las dos tecnologías de captación solar	86
4	Estudio de la planta termosolar con captadores Cilindro-Parabólico	89
4.1	Resultados de la planta con captadores Euro Trough ET150	91
4.2	Resultados de la planta con captadores Luz LS-2.....	95
4.3	Resultados de la planta con captadores Luz LS-3.....	99
4.4	Resultados de la planta con captadores Solargenix SGX-1	102
4.5	Resultados de la planta con captadores AlbiasaTrough AT150.....	106
4.6	Resultados de la planta con captadores Siemens Sunfield 6.....	109
4.7	Resultados de la planta con captadores SkyFuel SkyTrough.....	113
4.8	Resultados de la planta con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6.....	116
4.9	Resultado final para las centrales con captadores cilindro-parabólica.....	119
5	Estudio de la planta termosolar con captadores Lineal Fresnel.....	130
5.1	Resultados de la parametrización del captador LF-11	132
5.2	Resultados de la parametrización del captador Fresnell Gmbs.....	135
5.3	Resultado final para las centrales con captadores Lineal Fresnel	137
6	Comparación de las centrales solar termoeléctrica.....	141
7	Simulación final de la planta elegida.....	145
7.1	Resultados de la simulación del campo solar.....	145
7.2	Resultados de la simulación del almacenamiento térmico.....	149
7.3	Resultados de la simulación del bloque de potencia.....	150
	Conclusión	152
	Referencias.....	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Producción eléctrica de energía renovable en Canarias [3]	20
Figura 2: Generación solar térmica octubre 2019 [5]	21
Figura 3: Vista aérea de las centrales Andasol [7].....	23
Figura 4: Vista aérea de las centrales Puerto Errado[8].....	23
Figura 5: Vista aérea de la Central de Torre PS20[9].....	24
Figura 6: Variación del LCOE según el año, la potencia instalada, el sistema de captación y almacenamiento [10].....	25
Figura 7: Componentes de la radiación solar [12]	27
Figura 8: Esquema ángulo horario [13]	28
Figura 9: Ángulo de declinación [13]	30
Figura 10: Esquema ángulos de longitud y latitud[15].....	31
Figura 11: Esquema ángulos Observador-Sol [13].....	32
Figura 12: Ángulo de incidencia[14]	33
Figura 13: Esquema central de torre [17]	34
Figura 14: Esquema Sistemas Dish-Stirling [18]	35
Figura 15: Esquema colector cilindro-parabólico [19]	36
Figura 16: Esquema tubo absorbedor cilindro parabólico con vacío [20].....	38
Figura 17: Esquema colector lineal Fresnel [19]	39
Figura 18: Distribución del campo solar [11]	41
Figura 19: Diferentes diseños del campo solar [11]	41
Figura 20: Esquema de una planta solar termoeléctrica [12].....	44
Figura 21: Central Solar Termoeléctrica con HTF sales fundidas[16].....	45
Figura 22: Parámetros ópticos de un captador [20]	48
Figura 23: Factor de corrección Longitudinal para el captador Lineal Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)	50
Figura 24: Factor de corrección transversal para el captador Lineal Fresnel LF-11. . (Fuente de elaboración propia)	51
Figura 25: Esquemas pérdidas térmicas del receptor [11]	52
Figura 26: Esquema energético del modelo de Receptor con tubo de cristal [11]	53
Figura 27: Esquema energético del modelo de Receptor sin tubo de cristal [11]	53
Figura 28: Curva de rendimiento de un captador Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia).....	56

Figura 29: Elección de la ubicación en PVGIS [23].....	57
Figura 30: Mapa de calor de la DNI para la ubicación elegida.. (Fuente de elaboración propia).....	59
Figura 31: Valores de radiación directa de la ubicación en días de julio. (Fuente de elaboración propia)	60
Figura 32: Irradiancia global directa y difusa de enero, febrero, marzo y abril . (Fuente de elaboración propia)	61
Figura 33: Irradiancia global directa y difusa de mayo, junio, julio y agosto. (Fuente de elaboración propia)	62
Figura 34: Irradiancia global directa y difusa de septiembre, noviembre, diciembre y mayo. (Fuente de elaboración propia)	62
Figura 35: Comportamiento del viento a lo largo del año en la ubicación . (Fuente de elaboración propia)	63
Figura 36: Comportamiento de la temperatura a lo largo del año en la ubicación . (Fuente de elaboración propia)	64
Figura 37: Energía térmica producida por el campo (GWht) con el captador EuroTrough ET150. . (Fuente de elaboración propia)	67
Figura 38: Energía térmica absorbido por el campo (GWht) con el captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia)	68
Figura 39: Energía térmica producida por el campo (GWht) con el captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	69
Figura 40: Energía térmica absorbida por el campo (GWht) con el captador Luz LS-2. . (Fuente de elaboración propia)	69
Figura 41: Energía térmica producida por el campo (GWht) con el captador Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)	70
Figura 42: Energía térmica absorbida por el campo (GWht) con el captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	71
Figura 43: Energía térmica producida por el campo (GWht) con el captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia).....	72
Figura 44: Energía térmica absorbida por el campo (GWht) con el captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia).....	72
Figura 45: Energía térmica producida por el campo (GWht) con el captador AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia).....	73

Figura 46: Energía térmica absorbida por el campo (GWh _t) con el captador AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia).....	74
Figura 47: Energía térmica producida por el campo (GWh _t) con el captador Siemens Sunfield . (Fuente de elaboración propia).....	75
Figura 48: Energía absorbida por el campo campo (GWh _t) con el captador Siemens Sunfield . (Fuente de elaboración propia).....	75
Figura 49: Energía térmica producida por el campo (GWh _t) con el captador SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	76
Figura 50: Energía térmica absorbida por el campo (GWh _t) con el captador SkyFuel SkyTrough. (Fuente de elaboración propia)	77
Figura 51: Energía térmica producida por el campo (GWh _t) con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia).....	78
Figura 52: Energía térmica absorbida por el campo (GWh _t) con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6. . (Fuente de elaboración propia).....	78
Figura 53: Representación del número de captadores por fila. . (Fuente de elaboración propia).....	79
Figura 54: Curva de rendimiento del captador lineal Fresnel tipo LF-11 . (Fuente de elaboración propia)	80
Figura 55: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)	91
Figura 56: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)	91
Figura 57: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)	92
Figura 58: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)	92
Figura 59: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)	93
Figura 60: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)	93
Figura 61: Variación del factor de capacidad con el captador Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)	94

Figura 62: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Luz LS-2.. (Fuente de elaboración propia)	95
Figura 63: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	96
Figura 64: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)	96
Figura 65: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	97
Figura 66: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	97
Figura 67: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)	98
Figura 68: Variación del factor de capacidad del captador Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)	98
Figura 69: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)	99
Figura 70:: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)	99
Figura 71: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)	100
Figura 72: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)	100
Figura 73: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)	101
Figura 74: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)	101
Figura 75: Variación del factor de capacidad del captador Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)	102
Figura 76: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	102
Figura 77: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	103

Figura 78: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	103
Figura 79: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	104
Figura 80: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	104
Figura 81: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	105
Figura 82: Variación del factor de capacidad del captador Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)	105
Figura 83: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)	106
Figura 84: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)	106
Figura 85: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. . (Fuente de elaboración propia)	107
Figura 86: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)	107
Figura 87: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150 .(Fuente de elaboración propia)	108
Figura 88: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)	108
Figura 89: Variación del factor capacidad AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia).....	109
Figura 90: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	109
Figura 91: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	110
Figura 92: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	110
Figura 93: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	111

Figura 94: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	111
Figura 95: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)	112
Figura 96: Variación del factor de capacidad Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia).....	112
Figura 97: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	113
Figura 98: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough .(Fuente de elaboración propia)	113
Figura 99: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	114
Figura 100: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	114
Figura 101: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	115
Figura 102: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	115
Figura 103: Variación del factor de capacidad SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)	116
Figura 104: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	116
Figura 105: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	117
Figura 106: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	117
Figura 107: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	118
Figura 108: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 (Fuente de elaboración propia)	118
Figura 109: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	119

Figura 110: Variación del factor de capacidad con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)	119
Figura 111: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia).....	121
Figura 112: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta m ³ /MWh con captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia).....	121
Figura 113: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)	122
Figura 114: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia).....	122
Figura 115: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)	123
Figura 116: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia).....	123
Figura 117: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia).....	124
Figura 118: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia).....	124
Figura 119: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia).....	125
Figura 120: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia).....	125
Figura 121: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con el captador Siemens SunField 6. (Fuente de elaboración propia)	126
Figura 122: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador Siemens SunField 6. (Fuente de elaboración propia)	126
Figura 123: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador SkyFuel SkyTrough (Fuente de elaboración propia)	127
Figura 124: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m ³ /MWh) con captador SkyFuel SkyTrough. (Fuente de elaboración propia).....	127
Figura 125: Producción eléctrica KWh por m ² ocupado de la planta con captador FLABEG Ultimate Trough RP6 (Fuente de elaboración propia).....	128

Figura 126: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta con captador FLABEG Ultimate Trough RP6 (Fuente de elaboración propia).....	128
Figura 127: Comparación producción eléctrica por área ocupado de la planta CCP (Fuente de elaboración propia)	129
Figura 128: Comparación gasto de agua por producción eléctrica de la planta (Fuente de elaboración propia)	129
Figura 129: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)	132
Figura 130: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)	132
Figura 131: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)	133
Figura 132: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)	133
Figura 133: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento del captador LF-11. (Fuente de elaboración propia)	134
Figura 134 LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento del captador LF-11. (Fuente de elaboración propia)	134
Figura 135: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	135
Figura 136: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	135
Figura 137: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	136
Figura 138: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Fresnell Gmbs (Fuente de elaboración propia)	136
Figura 139: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	137
Figura 140: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	137
Figura 141: Producción eléctrica por área ocupada de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)	138

Figura 142: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)	138
Figura 143: Producción eléctrica por área ocupada de la planta Fresnel Gmbs. (Fuente de elaboración propia)	139
Figura 144: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)	139
Figura 145: Comparación CLF Producción eléctrica por área ocupada de la planta..(Fuente de elaboración propia).....	140
Figura 146: Comparación CLF Gasto de agua por producción eléctrica. (Fuente de elaboración propia)	140
Figura 147: Comparación entre las plantas finales de la energía anual eléctrica producida. Fuente de elaboración propia.....	142
Figura 148: Comparación entre las plantas finales de la energía eléctrica producida por área ocupada. Fuente de elaboración propia.....	143
Figura 149: Variación de la energía térmica producida con respecto al distanciamiento entre filas. Fuente de elaboración propia	143
Figura 150: Energía producida y disipada en los primeros meses (Fuente de elaboración propia).....	146
Figura 151: Energía producida y disipada de los meses intermedios (Fuente de elaboración propia)	147
Figura 152: Energía producida y disipada en los meses finales (Fuente de elaboración propia).....	147
Figura 153: Energía incidente, dirigida al ciclo y almacenada (Fuente de elaboración propia).....	148
Figura 154: Variación de las masas en el tanque de almacenamiento (Fuente de elaboración propia)	149
Figura 155: Producción eléctrica bruta y neta de la planta y consumo del condensador y el HTF (Fuente de elaboración propia).....	151

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Centrales operativas y su producción en mayo 2020 [5].....	22
Tabla 2: Diferentes centrales solares termoeléctricas.....	22
Tabla 3: Cálculo del número del año	29
Tabla 4: Modelo de captadores utilizados por SAM [8].....	37
Tabla 5: Modelos comerciales tubo absorbedor [8].....	38
Tabla 6: Fluido caloportador utilizados por SAM [8]	42
Tabla 7: Variación del modificador del ángulo de incidencia longitudinal y transversal para el captador LF-11	50
Tabla 8: Diferentes ubicaciones para la central solar termoeléctrica	58
Tabla 9: Ubicación elegida para la planta.....	58
Tabla 10: Modelos de captador utilizados para el estudio.....	65
Tabla 11: Tabla resumen de los datos de la simulación	66
Tabla 12: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Eurotrough ET150 ..	67
Tabla 13: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Luz LS-2	68
Tabla 14: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Luz LS-3	70
Tabla 15: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Solargenix SGX-1...	71
Tabla 16: Resultados obtenidos de la simulación con el captador AlbiasaTrough AT150	73
Tabla 17: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Siemens Sunfield 6 .	74
Tabla 18: Resultados obtenidos de la simulación con el captador SkyFuel SkyTrough	76
Tabla 19: Resultados obtenidos de la simulación con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6.....	77
Tabla 20: Número óptimo de captadores por fila para la planta solar termoeléctrica de 50MW	79
Tabla 21: Principales costes de la planta solar termoeléctrica.....	85
Tabla 22: Variación de las horas de almcaneamiento, volumen de los tanques y diámetro	88
Tabla 23: Número de captadores óptimo de los distintos captadores cilindro-parabólico	89
Tabla 24: Aspectos generales de la planta con captadores Cilindro-parabólicos	90
Tabla 25: ModelosCLF con números de captadores óptimos por fila.....	130

Tabla 26: Aspectos generales de la planta solar termoeléctrica con captadores Lineal Fresnel.....	131
Tabla 27: Resumen de las tablas optimizadas	141
Tabla 28: Composición del campo solar.....	146

0. Presentación

1 Motivación del estudio

La realización de este proyecto está motivada por dos razones principales: la primera es de carácter estrictamente académico puesto que a lo largo del documento se demostrarán los conocimientos adquiridos en el grado de ingeniería mecánica. El segundo motivo, se debe a la obtención de un conocimiento amplio en el área de las energías renovables y más en concreto al sector de la energía solar termoeléctrica.

Este trabajo permite estudiar el área de la central solar termoeléctrica desde un punto de vista teórico y práctica. Teórico por que se estudia todo lo relacionado con los diferentes tipos de centrales utilizadas y los principales parámetros económicos relacionados con la viabilidad de la central. Práctico debido a que se utilizará un software, SAM System Advisor model, empleado ampliamente en el sector energético capaz de realizar estudios tecno-económicos de una central para una ubicación determinada.

Además, se empleó una ubicación de la planta solar termoeléctrica en Tenerife, Islas Canarias. Se propuso esta ubicación para plantear una solución posible al principal problema energético que tiene el archipiélago con la energía, que es la dependencia energética del exterior y la poca gestionabilidad de las principales tecnologías renovables que se han venido utilizando hasta ahora.

2 Objetivo y alcance del estudio

La realización de este proyecto consiste en un estudio y diseño preliminar de una central solar termoeléctrica. Para ello, se irán realizando diferentes trabajos divididos por objetivos. En primer lugar, se realizará el estudio de la situación energética actual y de los diferentes costos que tienen las principales tecnologías de captación. Después, se realiza un estudio de los sistemas de captación más utilizado, con sus aspectos técnicos específicos. Posteriormente, se buscó una localización idónea donde dimensionar la planta solar termoeléctrica y, por último, se ha realizado la optimización para dos tipos de centrales diferentes con los requisitos de diseño planteados, para su posterior optimización.

El alcance del proyecto ha sido el siguiente:

- Plantear un emplazamiento concreto para la planta solar termoeléctrica.

- Estudio de los principales sistemas de captación y rendimientos.
- Optimización del número de lazos por fila para la potencia planteada.
- La energía producida anualmente por la planta.
- El costo de la energía eléctrica por KWh producido por la planta.

Los procesos que no se realizarán a lo largo del proyecto serán:

- Detallar el funcionamiento del ciclo de potencia ya que se tomará por defecto el dimensionado por SAM.
- Explicación detallada de los procesos por los que SAM obtiene los resultados de la simulación.

3 Resumen de los capítulos

En este apartado se muestran cómo están divididos los diferentes capítulos del trabajo:

- Capítulo 01: Se realiza una introducción al trabajo hablando principalmente del contexto energético y de los principales sistemas de captación solar termoeléctrica.
- Capítulo 02: Se realiza un estudio detallado de los principales parámetros intrínsecos a los sistemas de captación.
- Capítulo 03: Se plantea la ubicación de la central.
- Capítulo 04: Se realiza un dimensionado del número de captadores necesarios por fila.
- Capítulo 05: Se realiza una parametrización para las dos centrales termoeléctricas planteadas para su posterior comparación.

Capítulo 01. Introducción

1 Contexto energético

1.1 Situación actual en el sector energético

El aumento del consumo a nivel mundial de energía eléctrica y el consumo abusivo de combustibles fósiles ha producido un aumento del precio de la materia prima de las energías tradicionales. Otra de las consecuencias de la alta utilización de productos petrolíferos es que ha crecido considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero como es el dióxido de carbono.

Es por ello, que, la Unión Europea ha creado un marco de actuación en materia de clima y energía que contempla una serie de metas y objetivos durante el periodo 2021-2030 [1]. Estos objetivos son los citados a continuación:

- Conseguir que al menos 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (con respecto a 1990).
- Que se produzca un mínimo del 32% de cuota de energías renovables con respecto a la energía total generada.
- La eficiencia energética tendrá que ser de un mínimo de 32,5%.

En cuanto a España se refiere, el marco prevé que más del 70% de la generación eléctrica de España en 2030 sea renovable, frente al 40% actual [2].

1.2 Situación energética actual en Canarias

Canarias al tratarse de una Región Ultraperiférica de la Unión Europea se caracteriza por una dependencia considerable del exterior, basada en la utilización como fuentes de energía los combustibles fósiles. Debido a la supeditación a estos productos petrolíferos, los costes de generación eléctrica son elevados.

Sin embargo, esta comunidad cuenta con una serie de ventajas cuya explotación por completo todavía no se ha logrado. Para optimizarlo, dispone de unas condiciones climáticas y recursos renovables cuyo aprovechamiento reduciría de forma considerable su dependencia del exterior y las emisiones contaminantes derivadas de su uso.

Si observamos los datos del anuario energético de Canarias 2018 se puede comprobar que se está incrementando la utilización de fuentes renovables como recurso energético.

Este aumento se debe principalmente a las tecnologías más maduras en Canarias, como pueden ser la eólica y la fotovoltaica. En 2018, la energía vertida a red por parte de energías renovables ha supuesto un 30,8% del total.

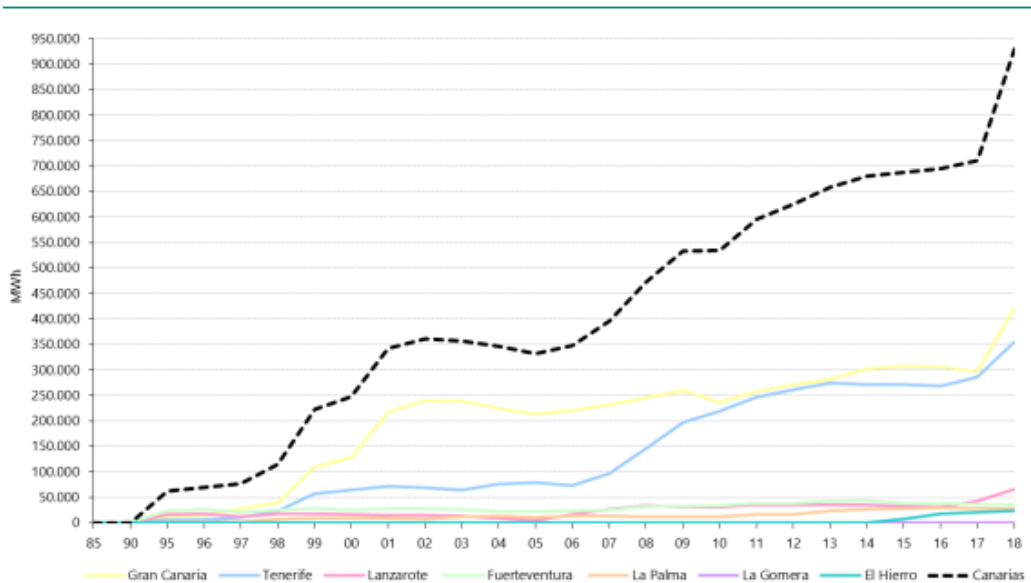


Figura 1: Producción eléctrica de energía renovable en Canarias [3]

Para seguir con el aumento que se ha venido produciendo desde el año 1990, como es fácil visualizar en la Figura 1, Canarias, se han marcado una serie de objetivos, denominados objetivos estratégicos de la EECan25 para el periodo 2015-2025 [4] que se concretan en los siguientes puntos:

- Incrementar la participación de las energías renovables en el consumo de energía final desde el 2% en el año 2015 al 15% en el 2025.
- Aumentar la participación de las energías renovables para la generación eléctrica desde el 8% en el año 2015 al 45% en el 2025.
- Reducir las toneladas de CO₂ equivalente en un 21% en el año 2025 respecto a las del año 2014.

Cabe destacar que, para incrementar la participación de las energías renovables, la apuesta por la producción de energía eléctrica gracias a plantas solares termoeléctricas sería una opción que se puede estudiar ya que, a pesar de su eficiencia energética, una de las mayores ventajas que tiene la tecnología solar termoeléctrica con respecto a otras renovables como la fotovoltaica, o, la eólica, es su gestionabilidad.

Cuando se menciona la gestionabilidad de estas centrales, se menciona la capacidad que tienen para el almacenamiento térmico. Este almacenamiento es una de las grandes innovaciones que se realizaron en este tipo de tecnología, ya que, es posible producir energía a pesar de que las condiciones climáticas no sean las adecuadas.

A pesar de esto, en Canarias, no dispone actualmente de esta tecnología, por lo que se propone el estudio y diseño preliminar de la planta para un lugar específico de las islas.

1.3 Plantas termo-solares en España

El sector de la energía termo-solar en España ha vivido un auge considerable en los últimos años. La principal causa de este aumento son las buenas condiciones que tiene este país para la explotación de esta tecnología. Este beneficio se produce especialmente en toda su mitad sur, en comunidades autónomas como, Extremadura, Andalucía, Murcia y Castilla La Mancha donde se aprovechan de la enorme cantidad de radiación solar que llega de forma directa.

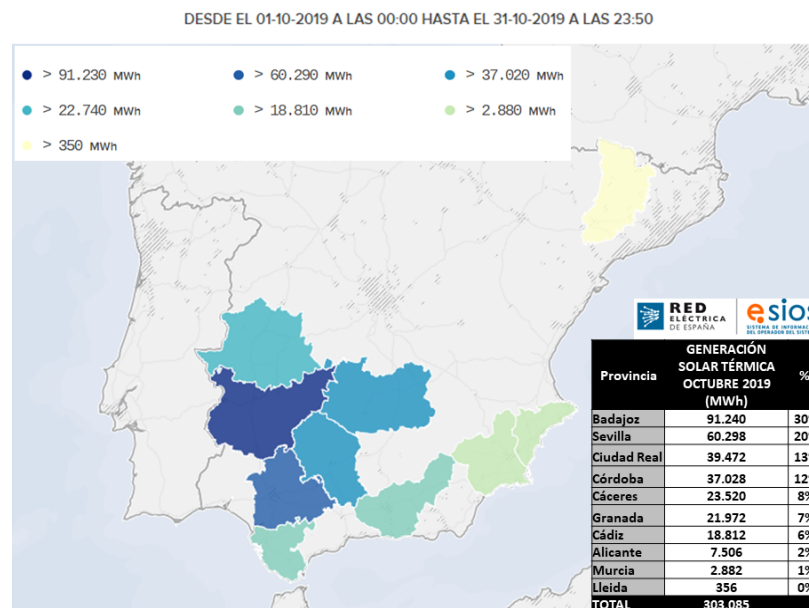


Figura 2: Generación solar térmica octubre 2019 [5]

España, es líder a nivel mundial tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, y las empresas del sector solar termoeléctrico avanzadas en estas tecnologías, están comenzando a participar en proyectos en muchas regiones del mundo como EE. UU., China, India y Australia.

En la siguiente tabla se puede observar los datos más representativos de las centrales solar termoeléctricas en España en octubre 2019.

Tabla 1: Centrales operativas y su producción en mayo 2020 [5]

Centrales operativas	MW en operación	GWh en el último mes	% generación
50	2300	552	3,23

Como se puede comprobar en la tabla, existen cincuenta centrales operativas actualmente en España con una producción eléctrica considerable que suponen un 4,10% del total de energía generada y un 10,2% de la energía renovable generada según datos de la red eléctrica de España[6].

Estas centrales utilizan tres de las principales tecnologías para la captación solar. A continuación, se observará algunos ejemplos de centrales solares en España con las diferentes tecnologías específicas que serán explicadas más profundamente en apartados siguientes.

Tabla 2: Diferentes centrales solares termoeléctricas[5]

Central	Tecnología	Potencia (MW)
Andasol 1	Cilindro parabólico	50
Puerto Errado I	Fresnel	1,4
Andasol 2	Cilindro parabólico	50
Puerto Errado 2	Fresnel	30
Gemasolar	Torre Central	20
PS20	Torre Central	20

1.3.1 Andasol 1,2 y 3

La planta termosolar Andasol 1, fue la primera central de tecnología de Cilindro-Parabólica en ponerse en funcionamiento a nivel comercial en España y la tercera del mundo por detrás de las SEGS y Nevada Solar One.

El proyecto completo de Andasol engloba un total de 7 plantas. De estas 7 plantas, Andasol 1, Andasol 2 y Andasol 3 ya se encuentran operativas. Las tres centrales anteriores tienen las mismas características, 50 MW de potencia nominal y 510.000 m² aproximados de superficie ocupada. Además, incorporan un sistema de almacenamiento de 7,5 horas que se basa en la tecnología de sales fundidas.

Cada una de estas plantas producen más de 181 GW de electricidad al año, funcionando 3.644 horas a plena carga y con la ayuda de una caldera de apoyo de 30 MWt.



Figura 3: Vista aérea de las centrales Andasol [7]

1.3.2 Puerto Errado I

Puerto Errado I, es una de las primeras plantas con tecnología Lineal Fresnel en España. Esta central, comenzó su operación en 2009 y es la primera de 5 proyectos de tecnología Fresnel que construyó Novatec Biosol.

Con una potencia de 1,4 MW produce una cantidad aproximada de 2,8 GWh anuales. La planta consta de 2 líneas paralelas de captadores de 5,5 m de longitud y 16 m de anchura, cada uno de ellos con 16 espejos. Los receptores, que son del modelo comercial NOVA-1, están situados a casi 8 m de altura y tienen una longitud total de 806 m.

La superficie total de captación ocupa un total de 18.000 m². El sistema de refrigeración utilizado consiste en una torre de refrigeración seca (aerocondensadores) lo que supone un ahorro considerable de agua, con respecto a la refrigeración húmeda.



Figura 4: Vista aérea de las centrales Puerto Errado[8]

1.3.3 PS20

En 2009, la central PS20 entró en funcionamiento, siendo, la segunda de las plantas termosolares con tecnología de receptor central en Sanlúcar la Mayor, Sevilla. Con una potencia nominal de 20 MW. Esta planta, de central de torre, es una de las más grande del mundo.

El campo solar, compuesto por 1.255 helióstatos de 120 m² cada uno concentra la radiación solar sobre un receptor de agua-vapor situado sobre la torre de 165 m, permitiendo generar la electricidad necesaria para alimentar a una gran cantidad de hogares.

La central de Torre, PS20, produce un total de 48,6 GWh al año, evitando así la emisión de 20.000 de toneladas de CO₂ a la atmósfera.



Figura 5: Vista aérea de la Central de Torre PS20[9]

1.4 Levelised Cost Of Electricity (LCOE)

Un parámetro fundamental que se estudiará en este proyecto es el costo nivelado de la energía o LCOE. Se trata de la razón de los costes totales que tendrá una instalación lo largo de toda su vida, con respecto a la producción de energía que conseguirá a lo largo de sus años de operación. Este parámetro se especificará más detalladamente en el capítulo 0.5

En la siguiente gráfica se observará como varía con respecto a la tecnología, seleccionada, las horas de almacenamiento y la potencia instalada a lo largo de los años.

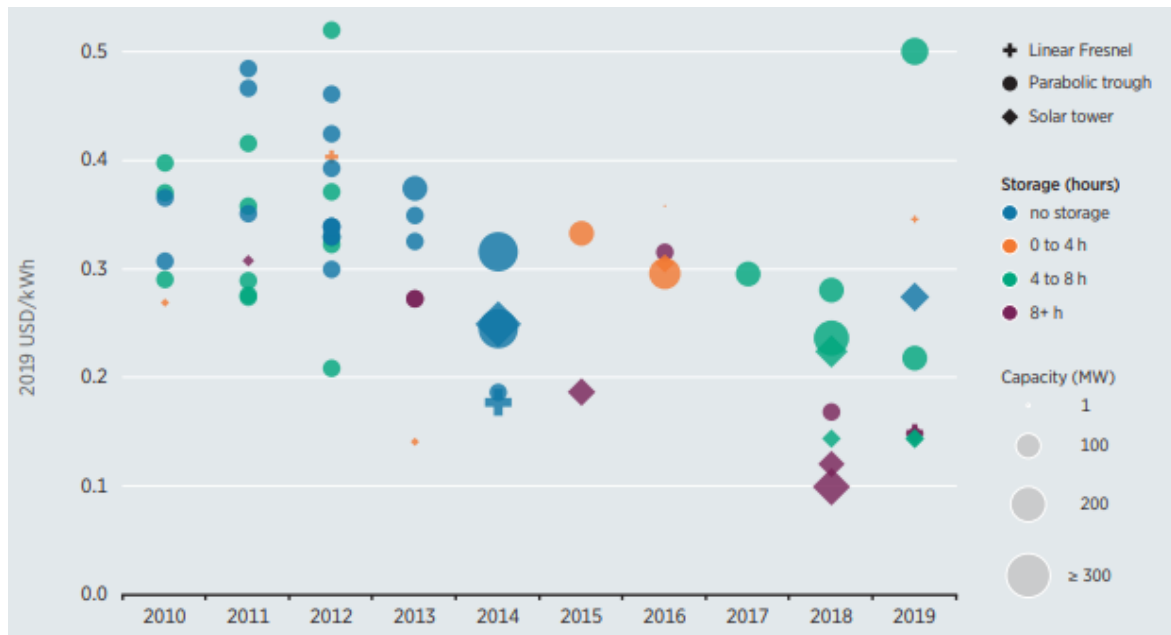


Figura 6: Variación del LCOE según el año, la potencia instalada, el sistema de captación y almacenamiento [10]

Es interesante observar como el LCOE ha ido bajando paulatinamente conforme pasan los años, esto se debe principalmente a la mejora en la tecnología y la aplicación de sistemas de almacenamiento de más hora, lo que produce una mayor cantidad de energía y por tanto el coste baja. También se puede examinar como la tecnología Lineal Fresnel ha ido apareciendo a lo largo de los años y reduciendo el LCOE.

2 Software empleado

En la elaboración del estudio preliminar se han utilizado diversos programas con el fin de realizar los cálculos, el diseño y las representaciones gráficas necesarias para sacar las conclusiones necesarias durante el trabajo. Los softwares utilizados son:

- SAM “System Advisor Model”**: El software system advisor model (SAM) [11] es un programa cuya principal función es la de ofrecer un modelo tecno-económico que permita la toma de decisiones en el marco de la ingeniería, concretamente, en el ámbito energético debido a que es capaz de implementar modelos tecnológicos y financieros, y a su vez, proporcionar información tanto de rendimiento, como de costes energéticos para diferentes modalidades de tecnologías renovables. Este software ha sido desarrollado por National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories, y con U.S. Department of Energy (DOE) Energía Solar Technologies Program (SETP).

Las tecnologías renovables que SAM estudia son las siguientes:

- Sistemas fotovoltaicos, abarca tanto pequeños techos residenciales hasta grandes sistemas de servicios públicos. También, es posible estudiar sistemas fotovoltaicos de gran concentración.
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, ácido de plomo o flujo.
- Sistemas de concentración de energía solar para la generación de energía eléctrica, que incluyen Cilindro-Parabólica, Torre Central, Lineal Fresnel y Dish-Stirling.
- Proceso industrial de calor a través de cilindro parabólico y sistemas lineales de Fresnel.
- Energía eólica, se puede estudiar tanto pequeñas turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
- Estudia sistemas de calentamiento solar de agua.
- Sistemas de energía geotérmica.
- Sistemas de generación de energía a través de la biomasa.

3 Estudio de la energía solar térmica

En este capítulo se explicará detalladamente las nociones básicas referentes a la energía solar y se desarrollarán las diferentes tecnologías específicas para la captación y aprovechamiento de la energía.

La energía solar es una de las fuentes de energía más importante de la Tierra y es responsable de la mayoría de los procesos que se generan en el planeta. Esta energía es generada por reacciones de fusión nuclear dentro del sol y es irradiada a la Tierra como una mezcla de radiación infrarroja, visible y ultravioleta. La intensidad de esta radiación cuando alcanza la Tierra es de 1361 W/m^2 [12].

La energía solar, alcanza la superficie en diferentes formas, estas son:

Radiación directa: Es la radiación que incide sobre los objetivos iluminados por el sol sin haber interactuado con nada y sin cambiar de dirección.

Radiación difusa: Es la radiación que incide indirectamente, como reflejo de la radiación que es absorbida por el polvo y el aire. (Es la radiación típica de los días nublados)

Radiación reflejada: Es la radiación procedente de la reflexión de la radiación directa en los elementos del entorno.

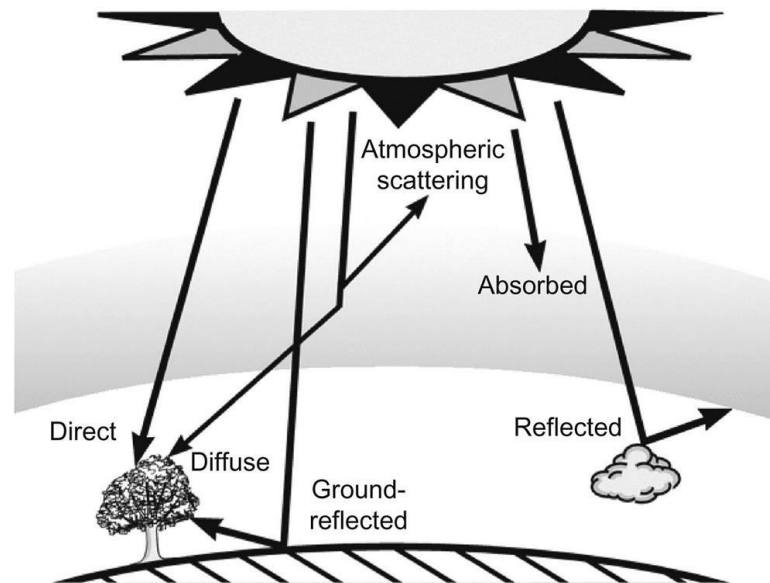


Figura 7: Componentes de la radiación solar [12]

3.1 Geometría solar

En este apartado se presentará el conjunto de aspectos referidos a la geometría solar que serán necesarios para diseñar un sistema de captación.

Unos de los ángulos más importantes a la hora de proyectar cualquier instalación solar es el ángulo de incidencia. Este ángulo depende a su vez de la localización en la que se encuentre la instalación y de la posición del sol respecto al punto donde se requiera el diseño. Es por ello por lo que en los subapartados siguientes se definirán diferentes Ángulos. En primer lugar, los ángulos Tierra-Sol, y, por último, los ángulos Observador-Sol [13].

3.2 Ángulos Tierra-Sol

3.2.1 Ángulo horario

El ángulo horario (w) es aquel que se utiliza para describir la rotación de la tierra sobre su propio eje. Para definirlo de una forma más precisa se puede observar la figura 5, donde se comprueba que el ángulo horario es el ángulo que se forma entre el meridiano del observador y el meridiano cuyo plano contiene el sol.

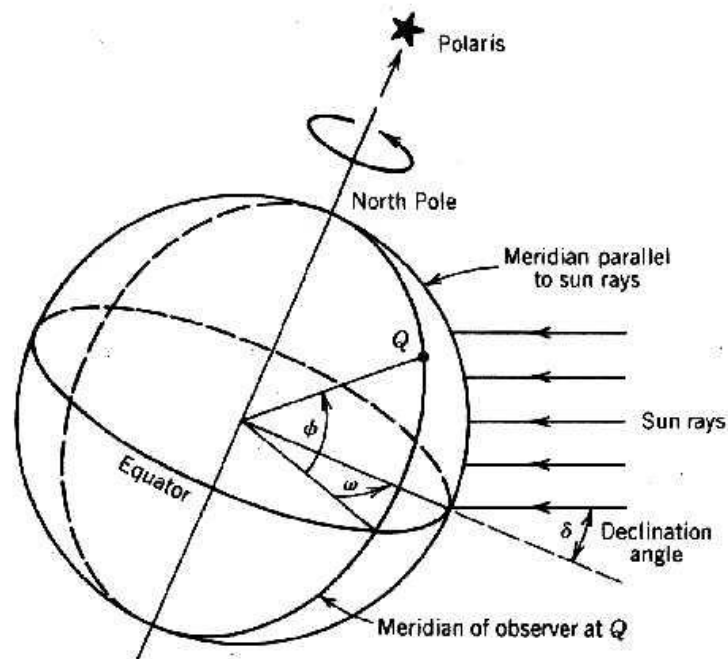


Figura 8: Esquema ángulo horario [13]

Uno de los parámetros más importante a la hora de definir el ángulo horario es el tiempo solar. Este parámetro se usa para predecir la dirección de los rayos solares en relación con un punto de la tierra y normalmente es diferente a la hora de reloj local. La relación entre el ángulo horario viene determinada por la siguiente expresión:

$$w = 15 (t_s - 12) \quad (1)$$

w: ángulo horario

t_s : Tiempo solar

Para calcular el tiempo solar es necesario conocer diferentes parámetros de los que depende. El primero es la EOT, ecuación del tiempo, que relaciona la diferencia entre el tiempo solar medio y el tiempo solar real en minutos.

$$EOT = 0,258 \cos(x) - 7,416 \sin(x) - 3,648 \cos(2x) - 9,228 \sin(2x) \quad (2)$$

En esta ecuación el ángulo x se define como función del número N el cual se expresa según la siguiente ecuación:

$$x = \frac{360(N-1)}{365.242} \quad (3)$$

Tabla 3: Cálculo del número del año [14]

Mes	N
enero	d
febrero	d + 31
marzo	d + 59
abril	d + 90
Mayo	d + 120
junio	d + 151
julio	d + 181
agosto	d + 212
septiembre	d + 243
octubre	d + 273
noviembre	d + 304
diciembre	d + 334

La ecuación que relaciona la EOT y el tiempo solar es la LCT (tiempo local). Esta, se define como la hora exacta del lugar donde se quiera conocer la hora solar, cuya expresión es la siguiente:

$$LCT = t_s - \frac{EOT}{60} + LC + D \quad (\text{Horas}) \quad (4)$$

Donde;

- D es igual a 1 si el horario de verano está activado o 0 si el horario de verano no está activado.

- LC es una corrección de la longitud que viene definida por la siguiente expresión:

$$LC = \frac{\text{Longitud local} - \text{Longitud estandar zona horaria meridional}}{15} \quad (5)$$

3.2.2 Ángulo de declinación

Para definir como ángulo de declinación (δ) con exactitud se debe de saber, en primer lugar, que la tierra está dividida en diferentes planos. Uno de los planos que incluye el ecuador de la tierra se llama plano ecuatorial.

Si se proyectara una línea entre el centro de la tierra y el sol, el ángulo que se acabaría formando entre esta proyección y el plano ecuatorial sería el ángulo de declinación. (Observar figura 8)

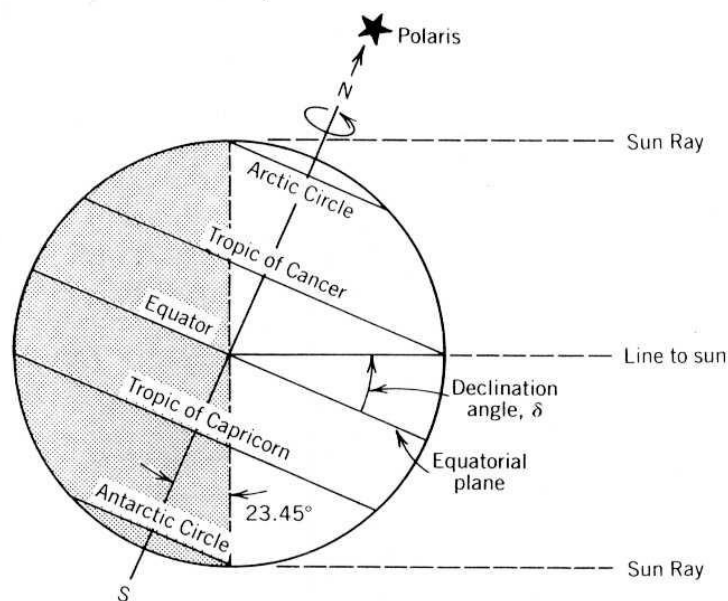


Figura 9: Ángulo de declinación [13]

Una de las aproximaciones que se utiliza para realizar el cálculo del ángulo de declinación según el día del año es la siguiente:

$$\sin(\delta) = 0,39795 \cdot \cos(0,98563(N - 173)) \quad (6)$$

Donde,

N: Es el día del año en el que se quiera conocer la declinación.

Debido a este ángulo se definen cuatro fechas importantes a lo largo de un año. Estas son:

Solsticio de verano: Se produce cuando el plano ecuatorial de la Tierra está inclinado 23,45 grados a la línea Tierra-Sol. Esto se produce aproximadamente el 21 de junio y observamos que el sol en el mediodía se encuentra en su punto más alto.

Solsticio de invierno: En el solsticio de invierno ocurre que el plano ecuatorial toma un valor de ángulo de declinación de $-23,45$ grados con respecto a la línea Tierra-Sol. Esto ocurre aproximadamente el 22 de diciembre. En este punto el Sol se puede observar en el punto más bajo.

El equinoccio se produce cuando el ángulo de declinación es cero. En este punto, el tiempo durante el cual el sol es visible, es exactamente de 12 horas. Hay dos condiciones de este tipo durante un año; el equinoccio de otoño, aproximadamente el 23 de septiembre, que marca el inicio de la caída; y el equinoccio que ocurre en el inicio de primavera el 22 de marzo.

3.2.3 Ángulo de latitud y longitud

Los ángulos de latitud (α_1) y longitud (β_1) definen cualquier ubicación alrededor de la tierra.

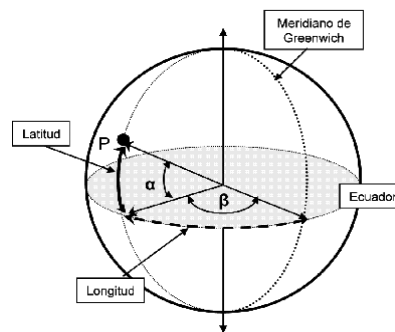


Figura 10: Esquema ángulos de longitud y latitud[15]

El ángulo de latitud (α_1) se define como la distancia angular que hay desde un lugar de la superficie de la tierra hasta el plano ecuatorial, mientras que, el ángulo de longitud (β_1) se define como la distancia angular del primer meridiano a un punto en la superficie de la Tierra.

3.3 Ángulos del observador-sol

3.3.1 Ángulos de acimut solar, altura solar y cenit

Los ángulos de acimut solar, altitud solar y cenit definen la posición del sol en relación con un sistema de coordenadas basado en un punto de observación, no en el centro de la tierra. Este sistema de coordenadas que se utiliza en la superficie de la tierra lo forman; una línea vertical denominado zenit y un plano horizontal que contiene una

línea norte-sur y una línea este-oeste [13]. Una vez se conoce lo mencionado anteriormente se procede a definir los tres ángulos (Consultar figura 8).

Ángulo de altura solar (α): es el ángulo que se forma entre el plano horizontal que contiene al observador y el rayo central del Sol.

Ángulo de acimut (θ_z): es la distancia angular que complementa a la altura solar. Este ángulo se forma entre el rayo central del Sol y la proyección vertical Zenith.

Ángulo azimut solar (A): es el ángulo que se forma entre la proyección en el plano horizontal del rayo de Sol y el eje de coordenadas que apunta hacia el norte, medido en sentido horario.

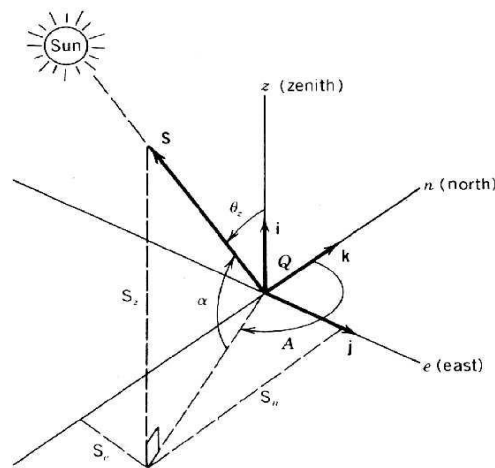


Figura 11: Esquema ángulos Observador-Sol [13]

Se puede expresar el ángulo de altura solar con los ángulos explicados en los apartados anteriores estos son: la latitud del observador, el ángulo de hora solar y la declinación. La expresión obtenida es la siguiente:

$$\sin(\alpha) = \sin(\delta) \sin(\vartheta) + \cos(\delta) \cos(\vartheta) \cos(w) \quad (7)$$

Una vez se ha obtenido el ángulo de altura solar se puede calcular el ángulo cenit con la siguiente expresión:

$$\theta_z = 90^\circ - \alpha \quad (8)$$

3.4 Ángulo de incidencia

Como bien se comentó en los apartados anteriores, el ángulo de incidencia es uno de los parámetros más importantes a la hora de diseñar un sistema de energía solar.

Normalmente, los sistemas de captación no se colocan horizontales, es decir, tienen una determinada inclinación que puede ir variando si el captador tiene un sistema de seguimiento. Es por ello por lo que los rayos solares inciden con un determinado ángulo.

Se puede definir el ángulo de incidencia más concretamente, como la distancia angular formada entre los rayos de sol y un vector normal a la apertura o a la superficie del colector. (Ver figura 9)

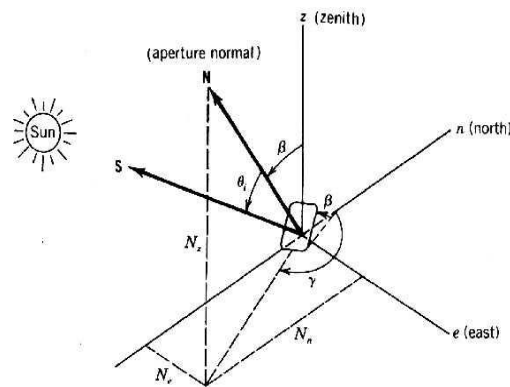


Figura 12: Ángulo de incidencia[14]

La expresión que relaciona el ángulo de incidencia con la inclinación del plano y los ángulos definidos en los apartados anteriores es:

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma - A) \quad (9)$$

Donde;

θ : Ángulo de incidencia

Para algunos casos, como en los captadores tipo Lineal Fresnel, que serán descritos a lo largo del siguiente apartado, se definen los ángulos de incidencia transversal y longitudinal [16].

$$\theta_t = \arctan (\sin(A - \gamma)) \cdot \tan \theta_z \quad (10)$$

$$\theta_l = \arctan (\cos(A - \gamma)) \cdot \tan \theta_z \quad (11)$$

Donde;

θ_t : Ángulo de incidencia transversal

θ_l : Ángulo de incidencia longitudinal

Después de haber definido todos los diferentes ángulos que intervienen en la captación solar en los apartados posteriores se detallarán las diferentes tecnologías de solares para el aprovechamiento de esta radiación.

3.5 Captación solar

Las plantas de energía solar térmica, los cuales abordaremos a lo largo del documento, utilizan el sol como fuente de energía. Estos, recogen y concentran la radiación del sol para transformarla en energía térmica de alta temperatura. Existen cuatro tecnologías termo solares: plantas de Cilindro-Parabólico, plantas de energía Central de Torre, plantas de energía de Dish-Stirling y plantas de energía con captador Lineal Fresnel. En los siguientes subapartados se explicarán las principales tecnologías y se centrarán específicamente en la tecnología Fresnel y cilindro-parabólica.

3.5.1 Sistemas de receptor central. Central de torre.

Las centrales de receptor central, también denominadas central de torre, están constituidos por una serie de grandes espejos dispuestos en torno a la torre, denominados heliostatos. Estos espejos, tienen una sección parabólica, pero debido a que tienen una distancia focal muy larga, parecen más planos.

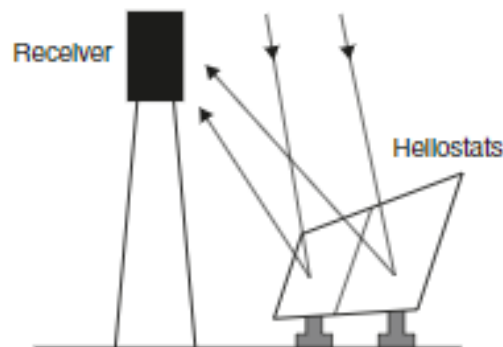


Figura 13: Esquema central de torre [17]

Cada uno de ellos posee un sistema de movimiento en dos ejes que son independientes. Esto permite orientarlo de forma que el rayo solar reflejado por todos ellos se concentre en un punto situado en lo alto de una torre donde se encuentra un gran receptor de energía solar. Este, está constituido por un material con gran resistencia a temperatura altas que permita concentrar una gran cantidad de radiación. Para captar y transferir la mayor cantidad de energía el material de este receptor debe de tener una alta conductividad térmica.

3.5.2 Sistemas Dish-Stirling

El sistema dish-stirling es una tecnología cuya forma de concentración solar es muy parecida a los sistemas de receptor central. Está constituido por un captador en forma de disco que a su vez está compuesto por una serie de espejos parabólicos en el cual se coloca un pequeño colector de calor y un generador de electricidad. El receptor sigue al sol y concentra su energía en un solo punto denominado colector.

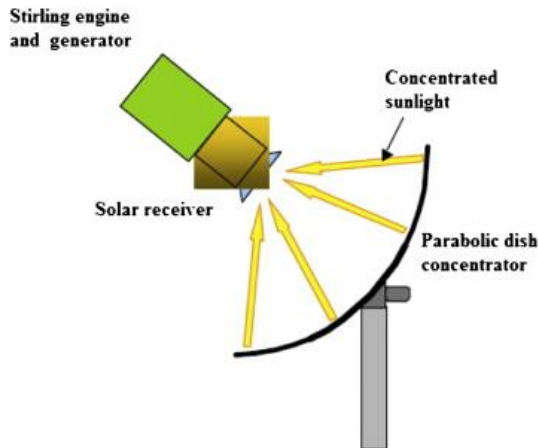


Figura 14: Esquema Sistemas Dish-Stirling [18]

Una de las zonas más importantes de este captador es el receptor. Este, absorbe la radiación y a su vez calienta un fluido caloportador que normalmente es hidrógeno. Después de esto, el fluido caloportador se comprime y se expande dentro del cilindro de un motor tipo Stirling convirtiendo la energía térmica en energía mecánica. Este tipo de motor está constituido por dos pistones. El primero, donde se dirige el fluido caloportador de alta temperatura una vez absorbido la energía, y, el segundo pistón, donde se dirige el fluido después de haber sido comprimido por el primer pistón.

3.5.3 Sistemas cilindro-parabólicos y Fresnel

Las tecnologías comentadas anteriormente se distancian de los sistemas de concentración cilindro-parabólico y Fresnel debido a que estos concentran la radiación en un solo punto, mientras que, los sistemas de este apartado son denominados muchas veces de enfoque lineal ya que concentran la radiación solar a lo largo de un receptor lineal.

La principal diferencia entre un concentrador lineal de Fresnel y un cilindro parabólico es que la primera tiene superficies reflectoras independientes en lugar de una superficie reflectora más continua.

Durante los siguientes apartados se desarrollarán las dos tecnologías y se mencionarán sus partes específicamente.

3.5.4 Sistemas cilindro-parabólico

Un sistema de concentración solar cilindro parabólico convencional está constituido por:

- Espejos cilindro-parabólicos.
- Estructura de soporte del reflector.
- Sistemas de seguimiento solar y movimiento del captador en un solo eje.
- Receptor fijado a la estructura de soporte del reflector.
- Tuberías para transportar el fluido de transferencia de calor desde el receptor a su almacenamiento o punto de utilización.

Los espejos de este tipo de captador tienen una sección transversal parabólica, el captador hará que la radiación solar incidente se enfoque a lo largo de una línea donde se encuentra el receptor. Para que se pueda producir la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se utilizan diferentes medios soportes para la película reflectante que suelen ser: una lámina metálica, de plástico o de cristal.

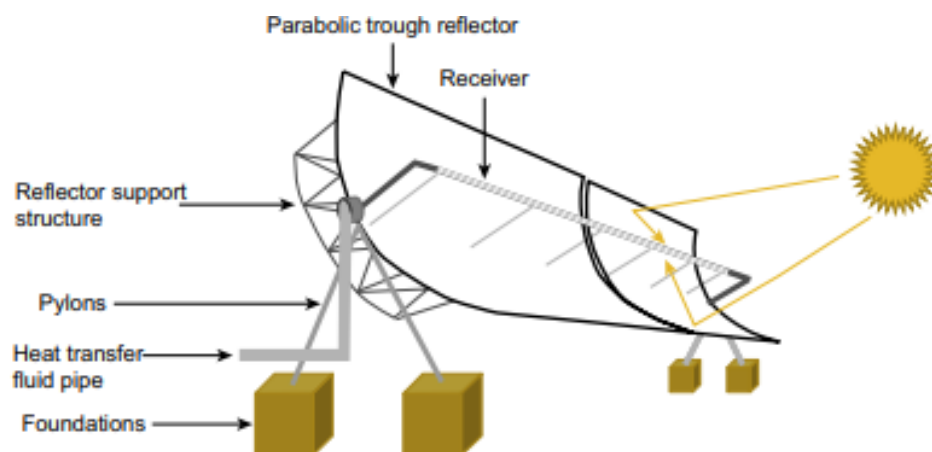


Figura 15: Esquema colector cilindro-parabólico [19]

En el caso de chapa metálica, se suelen usar chapas de aluminio pulido de alta reflectividad en las que el material soporte actúa a la vez de elemento reflexivo con una reflectancia aproximada del 80%.

Tabla 4: Modelo de captadores utilizados por SAM [11]

Modelo	Área de apertura (m²)	Ancho (m)	Largo (m)	Módulos/captador
Solargenix SGX-1	470	5	100	12
Euro Trough ET150	817.5	5.75	150	12
Albiasatrough AT150	817.5	5.774	150	12
Luz LS-2	235	5	49	12
Luz LS-3	545	5.75	100	12
Siemens SunField 6	545	5.776	95.2	8
SkyFuel SkyTrough	656	6	115	8
FLABEG Ultimate Trough RP6	1720	7.53	247	10

En la tabla 4, se puede observar diferentes modelos comerciales donde se puede comprobar que los captadores están formados por un determinado número de módulos y cada uno de ellos tiene unas dimensiones específicas.

El tubo absorbedor, también denominado receptor, es uno de los elementos fundamentales ya que se encarga de transferir al fluido caloportador la energía proporcionada por el colector. El tubo absorbedor de un cilindro parabólico consta en realidad de dos tubos: uno interior metálico (por el que circula el fluido que se calienta) y otro exterior de cristal.

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad y una baja emisividad lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico.

El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: proteger el tubo metálico de las diferentes condiciones meteorológicas que se puedan dar en la ubicación elegida para la planta, y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor.

Además, en el espacio entre el tubo de cristal y el tubo metálico puede encontrarse al vacío esto se realiza para evitar las pérdidas térmicas por convección del receptor. Los

tipos de gases habituales que se puede encontrar en este espacio son: Hidrógeno, aire o argón.

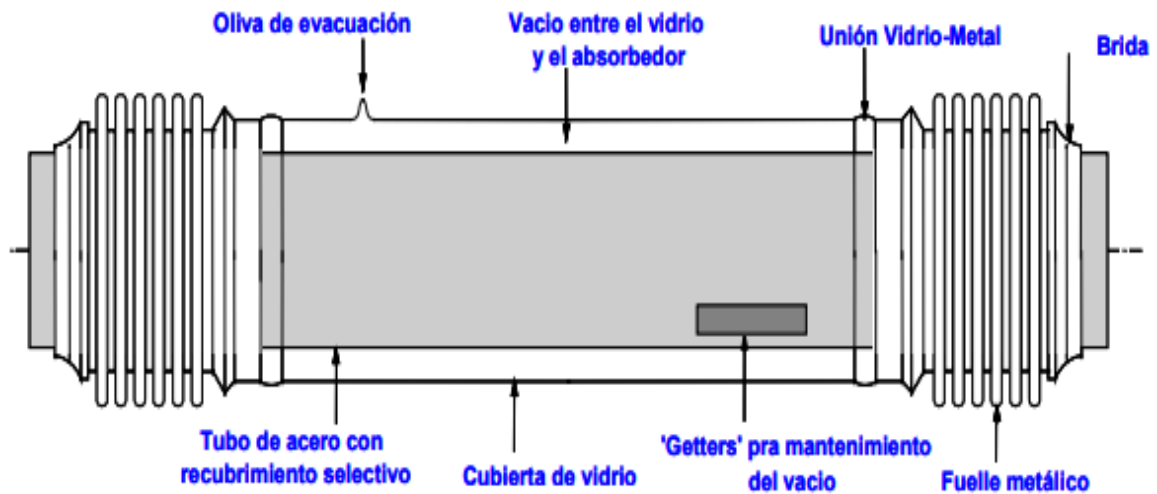


Figura 16: Esquema tubo absorbedor cilindro parabólico con vacío [20]

También existe modelos comerciales para el tubo absorbedor, estos se pueden contemplar en la tabla 5.

Tabla 5: Modelos comerciales tubo absorbedor [11]

Modelo	Diámetro interior (m)	Diámetro exterior (m)	Recubrimiento (m)
Siemens UVAC 3	0.066	0.07	0.115
Royal Tech CSO RTUVR 2014	0.066	0.07	0.119
TRX-Solar TRX70-125	0.066	0.07	0.119

Los concentradores cilindro parabólicos están montados en una subestructura sustancial capaz de soportar su peso. Esta base, tiene un sistema de seguimiento solar en un eje para lograr la máxima captación solar.

3.5.5 Sistemas de captación Fresnel

El sistema reflector Fresnel simplifica el diseño del cilindro parabólico. En lugar de utilizar reflectores parabólicos individuales, imita la forma parabólica con un conjunto de espejos planos o con una ligera curvatura montados a nivel del suelo.

Los sistemas típicos de Fresnel usan 10-20 segmentos individuales, largos y reflectores en lugar de un único colector de canal. Una ventaja adicional es que el montaje a nivel del suelo de los espejos reduce la resistencia al viento, lo que puede ser un problema en las regiones donde existe un gran recurso solar, pero condiciones meteorológicas en cuanto a viento, desfavorable.

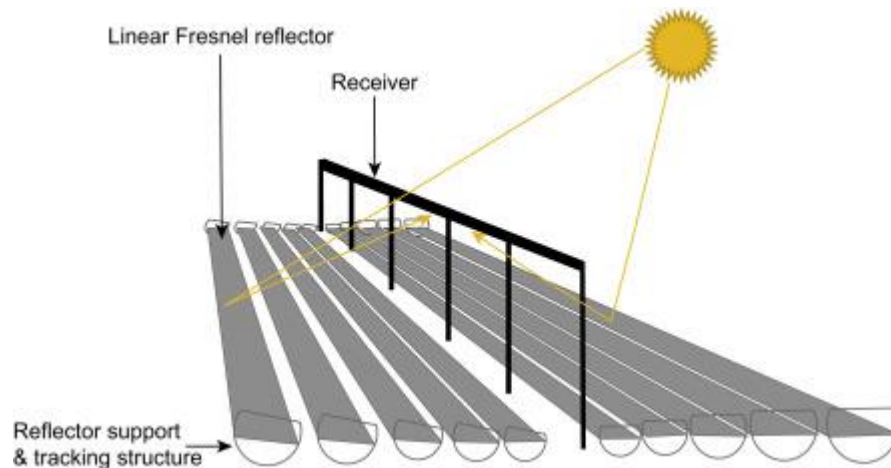


Figura 17: Esquema colector lineal Fresnel [19]

Un concentrador solar convencional de Fresnel lineal comprende:

- Estructura de soporte del reflector.
- Sistema de seguimiento solar de un solo eje.
- Receptor fijo arriba, pero independiente de la estructura de soporte del reflector.
- Tuberías para transportar el fluido caloportador.

El sistema Fresnel también simplifica el sistema receptor de calor en comparación al receptor utilizado por la tecnología cilindro-parabólica, al usar un conjunto de tubos absorbedores fijos en relación con los espejos. Además, en esta tecnología como no se mueve el receptor, la construcción del circuito receptor de calor es más simple y, por lo tanto, más barata.

En ocasiones, algunos sistemas de captación Lineal Fresnel se coloca un reflector secundario que es un útil capaz de reflejar la radiación solar que no llega directamente al tubo absorbedor, optimizando de este modo la eficiencia del sistema, y a su vez, se utiliza como protección para los tubos absorbedores. Está compuesto por una envoltura delgada de metal y un espejo montado dentro de dicha envoltura.

El sistema de seguimiento solar permite orientar los espejos de forma que el rayo solar reflejado por todos ellos se concentre en el receptor. Cada línea de espejos, según su posición, tiene una determinada inclinación para captar la radiación. Al realizar el seguimiento solar, todos realizan el mismo movimiento relativo, debido a esto, un único motor hace mover varias filas de espejos.

3.6 El campo solar

El campo solar es la parte de una central solar termoeléctrica que es capaz de recolectar la energía eléctrica. Tanto las centrales con tecnología Cilindro-Parabólica, como las que utilizan la tecnología Lineal Fresnel realizan la misma distribución. Esta, consiste en filas o lazos de uno o más captadores cuya dimensión depende del modelo comercial utilizado. Cada una de las filas de captadores se disponen en paralelo y la longitud de esta depende en gran medida de los factores de diseño, así como, de la temperatura necesaria por fila para producir las necesidades caloríficas de la instalación.

Para que se pueda realizar la captación solar en los colectores, estos, deben ser proveídos del fluido caloportador, es por ello por lo que se proporciona una tubería común que suministra a cada circuito el caudal necesario, y, además, una segunda tubería que recoge el fluido caloportador caliente que puede tener dos destinos, o bien llevarlo directamente al ciclo de potencia y obtener energía, o ir al intercambiador de calor donde transferirá la energía a unas sales que almacenará la misma en los tanques de almacenamiento térmico.

Para minimizar las pérdidas de presión de bombeo y poder superar las limitaciones de extensión de algunos lugares donde se quisiera diseñar, el campo generalmente se diseña dividiéndose en múltiples secciones y el ciclo de potencia se sitúa cerca del centro de este.

En la figura 17, se puede observar una posibilidad de diseño para el campo solar. Este diseño consiste en dos subsecciones, cada sección tiene 10 filas o lazos en paralelo y cada lazo está constituido por 8 colectores en series.

termoeléctrica

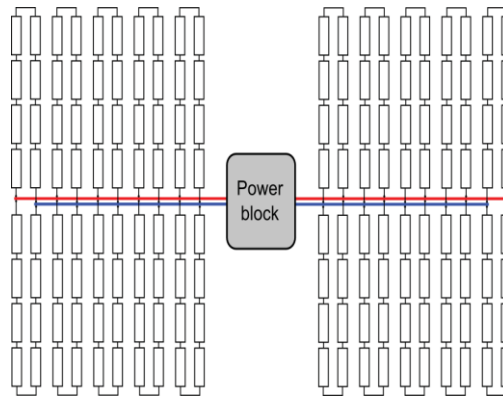


Figura 18: Distribución del campo solar [11]

No solo es posible dividir el campo en dos subsecciones, sino que también existen plantas divididas entre 2 y 12 subsecciones. En la siguiente figura se puede observar campos solares con 2, 4 y 6 subsecciones.

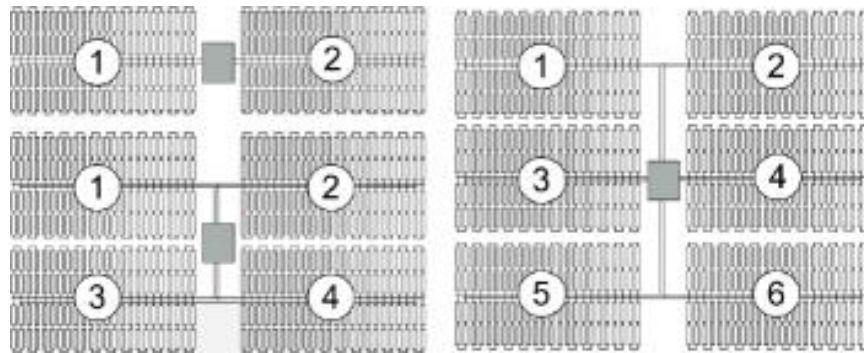


Figura 19: Diferentes diseños del campo solar [11]

El campo solar deberá tener unas dimensiones que cumplan una serie de requisitos para que la central solar termoeléctrica sea rentable[11]:

- Maximizar la cantidad de tiempo en un año en que el campo genera suficiente energía térmica para que el bloque de potencia puede producir su capacidad nominal.
- Minimizar los costos de instalación y operación.
- Utilizar el almacenamiento de energía térmica de manera eficiente y rentable.

3.7 Fluido caloportador

El fluido caloportador circula por el campo solar donde se transfiere la energía útil suministrado por el receptor. Dependiendo del diseño de la planta solar termoeléctrica, el fluido caloportador puede ser un aceite sintético, sales fundidas o directamente agua.

Si las temperaturas que se desean son moderadas ($T < 275^\circ$) la opción de utilizar agua desmineralizada para la captación de la energía es la más idónea ya que se podrá utilizar posteriormente sin fluido intermedio para mover la turbina.

Si se necesitara altas temperaturas para el diseño, el aceite sintético es la opción que más se utiliza a nivel comercial. A su paso por el campo solar absorbería el calor concentrado en el tubo absorbedor, y, posteriormente, en un intercambiador de calor transferiría la energía a agua que saldría convertido en vapor sobrecalentado dirigido a la turbina.

Con los avances en la tecnología de captación, se está utilizando como novedad las sales fundidas como fluido de transferencia de calor. Gracias a la utilización de este fluido de trabajo, el vapor sobrecalentado puede llegar a tener temperaturas superiores a ($T > 500^\circ$) esto implica una ventaja con respecto a los aceites sintéticos, debido a que su temperatura máxima de operación ronda los 400° .

Tabla 6: Fluido caloportador utilizados por SAM [11]

Nombre	Temperatura óptima mín. de operación (°C)	Temperatura óptima máx. de operación (°C)	Punto de congelación (°C)
Hitec Solar Salt	238	593	238
Hitec XL	120	500	120
Caloria HT 43	-12	315	-12
Therminol VP-1	12	400	12
Therminol 59	-45	315	-68
Therminol 66	0	345	-25

3.8 Almacenamiento térmico

Uno de los principales problemas de las tecnologías de captación solar mencionadas anteriormente es que solo son capaces de aprovechar la energía solar que incide directamente, debido a esto, dependen considerablemente de que las condiciones climáticas sean favorables. Esto, sumado a que no es posible producir cuando no hay radiación hacen indispensable el uso del almacenamiento térmico. Las principales ventajas del uso de esta tecnología es la siguiente:

- El suministro de energía térmica no viene supeditado a las horas de radiación solar, por ello, los periodos de captación y suministro de energía al bloque de potencia puede no transcurrir a la vez.

- El suministro de energía térmica al ciclo será constante al ciclo de potencia independientemente a la radiación solar directa que haya disponible.

La forma más común de almacenamiento de energía térmica utilizadas en esta tecnología implican almacenar calor en una mezcla de nitratos, típicamente nitrato de sodio y nitrato de potasio. Estas sales son sólidos a temperatura ambiente, pero se licúan entre $130\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $230\text{ }^{\circ}\text{C}$. El líquido se puede calentar entre $500\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $600\text{ }^{\circ}\text{C}$ antes de que los nitratos comiencen a descomponerse. Esto significa que se adapta a la perfección al campo solar donde la temperatura del fluido de transferencia de calor varía entre 200°C y $550\text{ }^{\circ}\text{C}$.

En la teoría, es posible dimensionar el campo del colector para almacenar suficiente energía para mantener el funcionamiento durante las 24 horas del día. Esto no ocurre en la práctica ya que el coste económico del campo solar sería muy grande. Es por ello, por lo que se dimensiona el almacenamiento térmico para un periodo de tiempo que pueda satisfacer la demanda hasta altas horas de la noche.

3.9 Funcionamiento de la planta

El bloque de potencia contiene el equipo requerido para convertir la energía térmica del campo solar en energía mecánica o energía eléctrica útil. Para centrales solares termoeléctricas, normalmente se utiliza un ciclo de vapor convencional Rankine, aunque existe la posibilidad de diseñar otros sistemas. Por ejemplo, también se puede generar energía con un ciclo de energía autónoma o se pueden integrar en un ciclo combinado para compensar el uso de combustible.

En este apartado se describirá el funcionamiento de la planta de una típica central solar termoeléctrica como la que podemos ver en la figura 19.

La planta comienza su funcionamiento con el fluido caloportador entrando en las diferentes filas o lazos. Como se comentó en apartados anteriores, la longitud de los lazos y el número de estos viene determinado principalmente por las necesidades caloríficas de la planta. El fluido entra en el campo solar impulsadas por unas bombas auxiliares. Según van recorriendo el lazo, la temperatura va incrementándose gracias a la radiación que se concentra en los receptores. Cabe destacar que, no toda la radiación que llega a la superficie de los captadores es transferida ya que cada uno de ellos tiene un determinado

rendimiento que viene supeditado a diferentes parámetros como son las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas.

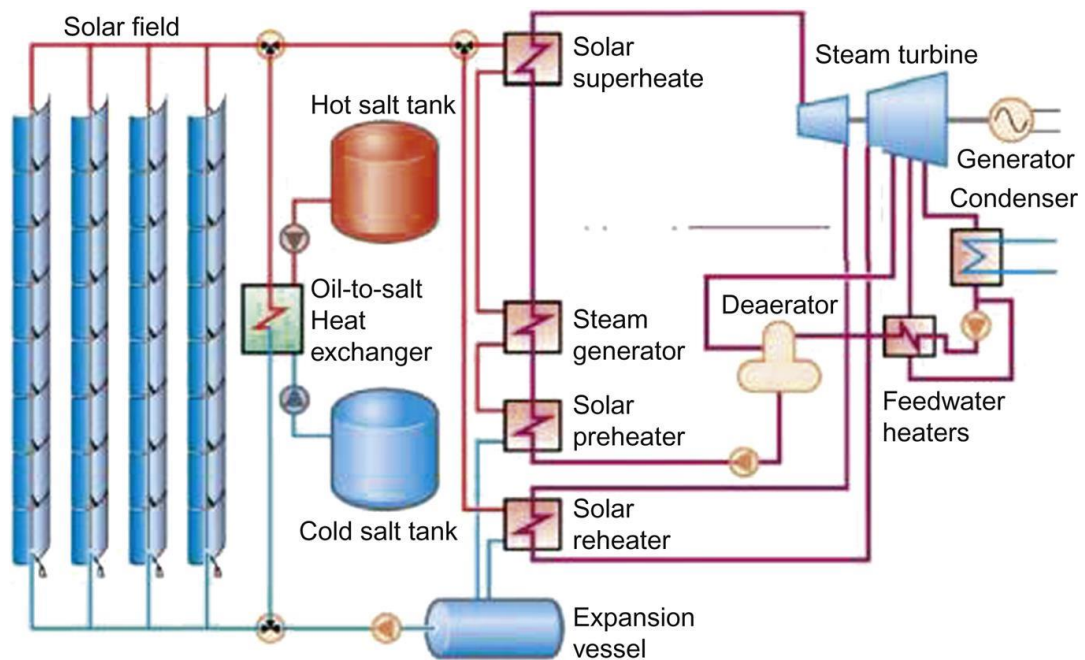


Figura 20: Esquema de una planta solar termoeléctrica [12]

El fluido caloportador tras pasar por el campo solar y obtener el incremento energético pertinente se dirige al sistema almacenamiento de calor y al bloque de potencia.

En la parte del circuito de almacenamiento térmico, el fluido caloportador pasa a través de un intercambiador de calor donde se calienta un fluido secundario que se trata de sal de nitrato. Este sistema de almacenamiento consta de dos tanques, un tanque frío y otro caliente. Durante el almacenamiento de energía, el calor del fluido caloportador se usa para calentar la sal del tanque frigorífico, que luego pasa al tanque caliente. Cuando se requiere energía térmica, este proceso se invierte y la sal fundida caliente se usa para calentar el fluido caloportador, que lleva el calor al bloque de potencia.

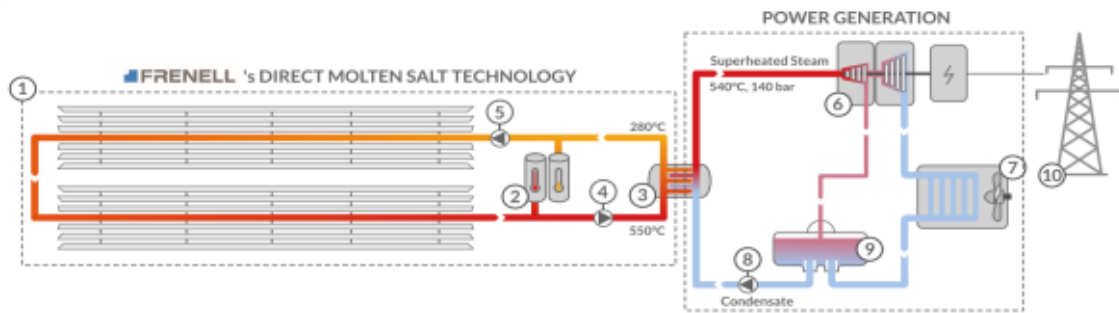


Figura 21: Central Solar Termoeléctrica con HTF sales fundidas[16]

En el caso concreto de utilizar las sales fundidas como fluido de transferencia, como ocurre en la figura 21, el almacenamiento térmico se simplificaría ya que implica un mismo fluido circulando por el almacenamiento térmico y el campo solar, y, por tanto, el intercambiador dejaría de tener utilidad.

Después de esto, el fluido caloportador se dirige hacia el intercambiador de calor donde realiza la transferencia de energía a el agua que circula en el bloque de potencia. Debido a esta transferencia, el agua entra a la turbina como vapor sobrecalentado. Gracias a la energía que proviene del flujo másico del agua, la turbina gira, lo que produce energía mecánica que luego en el transformador se convertirá en energía eléctrica.

Capítulo 02. Parámetros del captador solar

1 Introducción

Una vez se ha explicado los diferentes ángulos que intervienen en la captación de la energía solar y las diferentes tecnologías de concentración, a lo largo de este capítulo se explicará los parámetros ópticos, geométricos y térmicos intrínsecos a los captadores.

2 Razón de concentración geométrica y óptica

Uno de los parámetros que hay que tener en cuenta a la hora de diseñar un sistema es la razón de concentración. Se debe de aclarar que existen dos tipos de razón de concentración, la geométrica ($c_{geométrica}$) y la óptica ($c_{óptica}$).

La razón de concentración geométrica ($c_{geométrica}$) se define como la relación que existe entre el área de apertura del colector y el área del tubo absorbedor. Por lo tanto, es un parámetro geométrico que viene dado por la siguiente expresión:

$$c_{geométrica} = \frac{l_a * l}{\pi * d_0 * l} = \frac{l_a}{\pi * d_0} \quad (10)$$

Donde,

d_0 : Diámetro exterior del tubo absorbedor metálico.

l : Longitud del concentrador.

l_a : Ancho del concentrador.

La razón de concentración óptica ($c_{óptica}$) se define como la razón entre la cantidad de energía radiante que llega a la superficie del captador con respecto al flujo de energía radiante que absorbe el tubo.

3 Pérdidas de un captador

Cuando se pretende diseñar un captador, uno de los factores más importantes que se debe tener en cuenta son las pérdidas que se van a producir. Estas, se deben a tres factores diferentes que se comentarán en los apartados siguientes, y, producirán que se pierda parte de la energía solar que llega a la superficie del captador en forma de radiación directa.

3.1 Pérdidas ópticas y geométricas

Las pérdidas ópticas de un captador se producen principalmente por imperfecciones en diferentes partes como la superficie reflectora, el tubo de cristal que recubre el tubo absorbedor y el propio tubo. Los cuatro parámetros principales que intervienen en las pérdidas ópticas de un captador son las siguientes:

Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico, ρ . Como se comentó en la introducción, las pérdidas ópticas se deben principalmente a imperfecciones. En cuanto a la reflectividad de la superficie, esta, no es perfecta ya que parte de la energía incidente sobre la superficie no se refleja. Los valores típicos que se manejan en cuanto a reflectividad en captadores comerciales se encuentran en torno al 90%. Esta reflectividad de los espejos se ve afectada por el factor de ensuciamiento. Cuanto mayor es el ensuciamiento de la superficie reflectora, más disminuye la reflectividad del captador. Es por ello, que debe de ser importante realizar un mantenimiento de limpieza de los espejos periódicamente.

Factor de interceptación total, γ . Es un parámetro que mide la cantidad de radiación solar reflejada por los espejos que alcanza el tubo interior metálico del tubo absorbedor ya que una pequeña parte se pierde debido a diferentes causas como pueden ser imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o, errores de posicionamiento del captador que provocan que los rayos reflejados de radiación solar no vayan hacia el captador después de ser reflejado. Un valor típico para este parámetro en un captador comercial está en torno a 0,93, esto quiere decir, que un 7% de la radiación solar no llega a la línea focal del captador.

Transmisividad de la cubierta de cristal, τ . Se conoce como transmisividad de la cubierta de cristal a la razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación incidente sobre ella. El valor típico de la transmisividad de la cubierta de vidrio de un captador comercial suele estar comprendido dentro del margen: 0.91-0.96, esto quiere decir, que entorno un 9% de la radiación no consigue pasar el tubo protector de cristal.

Absortividad de la superficie selectiva, α . La absortividad de la superficie selectiva es un parámetro que relaciona la cantidad de radiación que es capaz de absorber la superficie que recubre al tubo metálico absorbedor comparada con la cantidad de radiación que llega

a la superficie. Un valor típico de la absorptividad de la superficie selectiva está en un rango del 0,9-0,96.

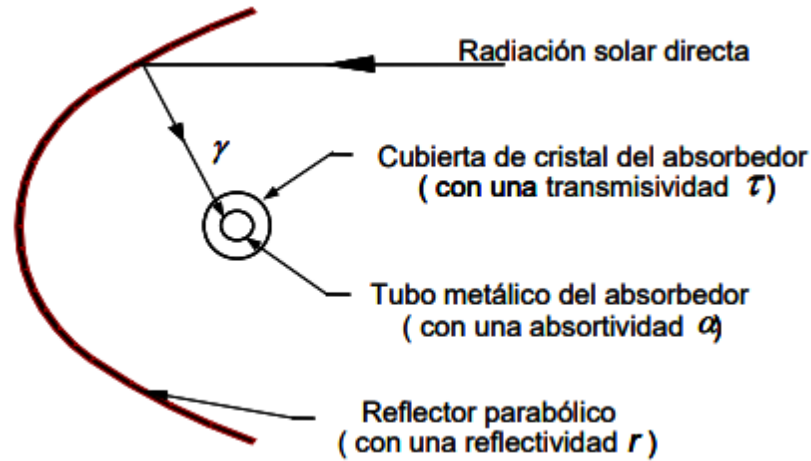


Figura 22: Parámetros ópticos de un captador [20]

Una vez hemos definido los cuatro parámetros anteriores ya se puede definir lo que se conoce como rendimiento óptico. Este, es el producto de los cuatro factores explicados anteriormente, cuya expresión es la siguiente:

$$\eta_{\text{óptico}} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (12)$$

En el caso de los concentradores tipo Lineal Fresnel suelen tener un reflector secundario en cuyo caso la expresión del rendimiento óptico sería la siguiente:

$$\eta_{\text{óptico}} = \rho_1 \cdot \rho_2 \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (13)$$

Donde;

ρ_1 : Reflectividad del concentrador primario

ρ_2 : Reflectividad del concentrador secundario

Las pérdidas geométricas se producen por dos causas principalmente:

La primera, se debe principalmente aquellas debido a la posición relativa entre los captadores que se denominan pérdidas por sombras. Esta, se produce por la sombra parcial que se generan en algunos captadores por la proximidad de algunos captadores de la misma fila.

La segunda, es debida principalmente a que cuando se produce la incidencia del ángulo solar con un determinado ángulo provoca que en los extremos del captador haya una pérdida de superficie reflexiva útil.

Hay que tener en cuenta que los parámetros que intervienen en el rendimiento óptico y las pérdidas de origen geométrico de un captador dependen en gran medida del ángulo de incidencia. Por ejemplo, la transmisividad de un vidrio con respecto a la radiación solar disminuye conforme aumenta el ángulo de incidencia de esta y las pérdidas de superficie reflexiva aumentan con un determinado ángulo. Es por ello, por lo que, para ser precisos a la hora de la definición, habría que incluir en la expresión un término que le relacione con el ángulo de incidencia. Esto es el modificador del ángulo de incidencia y la expresión es la siguiente:

$$\eta_{opt\theta \neq 0^\circ} = \eta_{opt\theta = 0^\circ} \cdot K(\theta) \quad (14)$$

Donde;

$\eta_{opt\theta \neq 0^\circ}$: Rendimiento óptico cuando el ángulo de incidencia es desigual a 0° .

$\eta_{opt\theta = 0^\circ}$: Rendimiento óptico cuando el ángulo de incidencia es 0° .

$K(\theta)$: Modificador del ángulo de incidencia.

El modificador del ángulo de incidencia $K(\theta)$ es un parámetro que considera tanto las pérdidas ópticas como geométricas que tiene el captador por el hecho de que el ángulo de incidencia sea mayor que 0 ($\theta > 0$).

En el caso concreto de concentradores tipo Lineal Fresnel, que, como se comentó en el capítulo anterior tiene un ángulo de incidencia transversal y longitudinal, también tendrá un modificador de ángulo de incidencias para ambos ángulos, siendo la expresión la siguiente:

$$\eta_{opt\theta \neq 0^\circ} = \eta_{opt\theta = 0^\circ} \cdot K_l(\theta_l) \cdot K_t(\theta_t) \quad (15)$$

Tabla 7: Variación del modificador del ángulo de incidencia longitudinal y transversal para el captador LF-11
 (Fuente propia)

Ángulo de incidencia	Modificador longitudinal	Modificador transversal
0	1	1
5	0,973	1,033
10	0,947	0,995
15	0,914	1,022
20	0,872	0,986
25	0,823	1
30	0,767	0,982
35	0,702	0,957
40	0,632	0,937
45	0,553	0,954
50	0,469	0,911
55	0,38	0,832
60	0,288	0,738
65	0,196	0,629
70	0,112	0,514
75	0,046	0,394
80	0,01	0,27
85	0	0,15
90	0	0,069

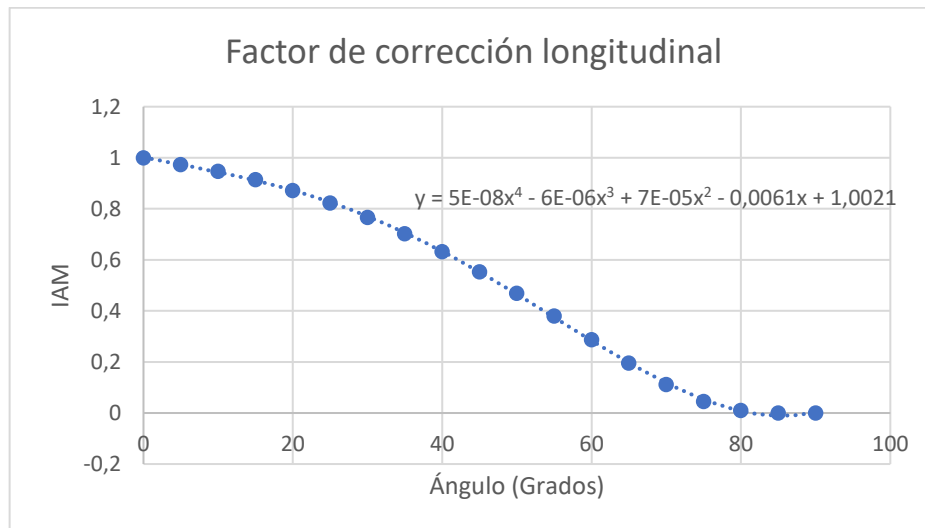


Figura 23: Factor de corrección Longitudinal para el captador Lineal Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)

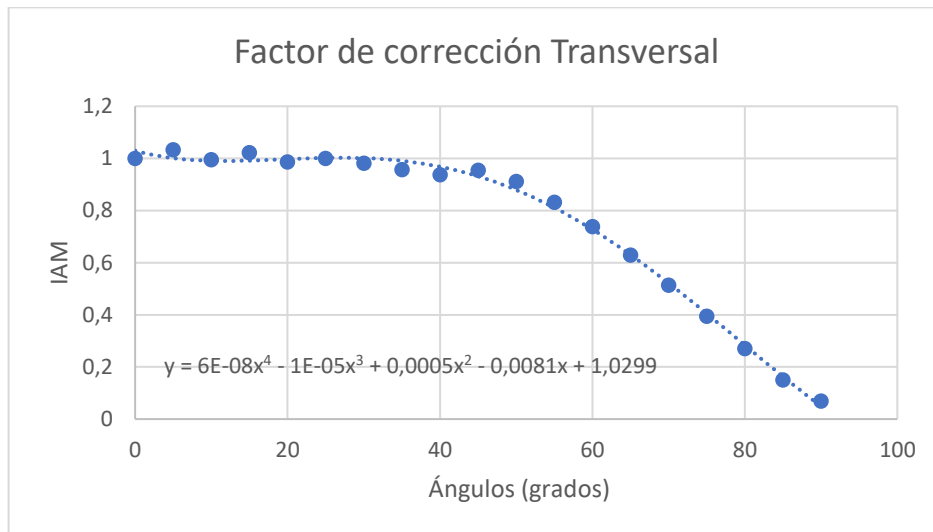


Figura 24: Factor de corrección transversal para el captador Lineal Fresnel LF-11. . (Fuente de elaboración propia)

Como se puede comprobar en la figura 23 y 24, donde está representado el modificador del ángulo de incidencia transversal y longitudinal (Sus datos los hemos obtenido de [21]), un mayor ángulo de incidencia implica un modificador de incidencia menor lo que supondrá, a su vez, unas pérdidas ópticas mayores.

3.2 Pérdidas térmicas de un captador

Las pérdidas térmicas que se producen en un captador tienen un gran grado de importancia en las pérdidas totales de un captador. Estas pérdidas, se producen principalmente en dos lugares, en el tubo absorbedor y en la tubería de fluido térmico, siendo mucho más importante las producidas en el absorbedor. Los tres procesos por los que se rigen la transferencia de calor son: radiación, convección y conducción. En la figura 19 se puede observar el proceso térmico que se produce en el receptor. En este esquema, no se refleja las pérdidas a través de los soportes del tubo absorbedor al ser despreciables frente a las otras.

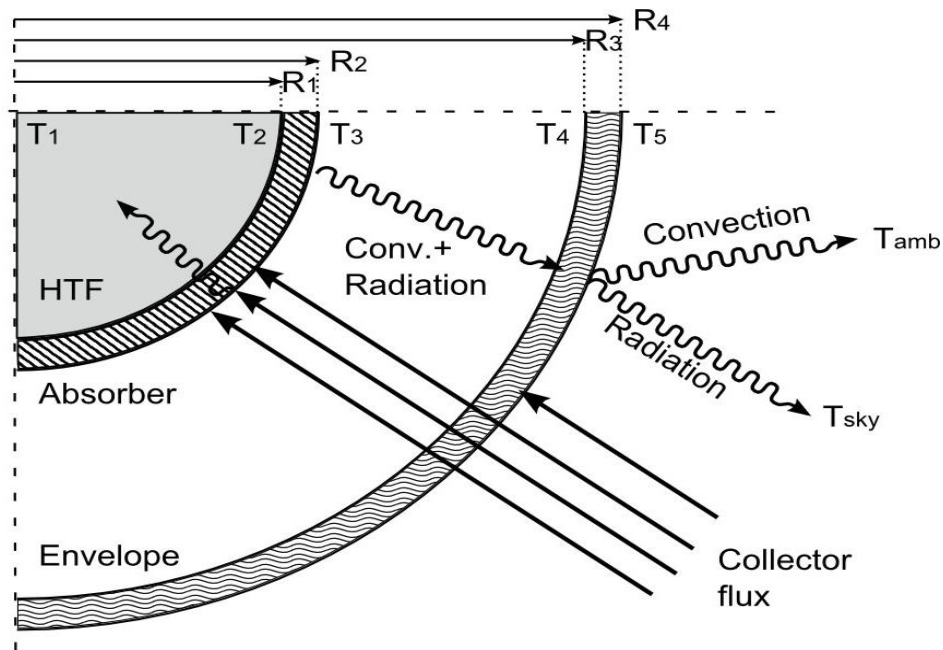


Figura 25: Esquemas pérdidas térmicas del receptor [11]

Una buena forma de representar las pérdidas que se producen en el receptor es con la analogía eléctrica, representando las pérdidas como resistencias térmicas. En la figura 22 se puede observar la representación gráfica de las resistencias. Los procesos representados son los siguientes:

$T_1 \rightarrow T_2$: Solo se encuentra una resistencia térmica debido a la convección del fluido al tubo metálico.

$T_2 \rightarrow T_3$: La resistencia térmica que se encuentra se debe a la conducción dentro del tubo metálico.

$T_3 \rightarrow T_4$: En el proceso de pérdida térmica entre la temperatura tres y cuatro se pueden distinguir dos resistencias térmicas en paralelo. Una es debido a la convección entre el tubo metálico y el del cristal, y, otra, es debido a la radiación entre el tubo metálico y el de cristal.

$T_4 \rightarrow T_5$: Entre la temperatura cuatro y cinco solo se produce un proceso de pérdida térmica atribuido al proceso de conducción en el tubo metálico.

$T_5 \rightarrow T_{amb}$: Se produce una pérdida térmica debido al proceso de convección entre la superficie del tubo de cristal y el aire exterior.

$T_5 \rightarrow T_{sky}$: Las pérdidas térmicas producidas se debe a la radiación entre el tubo de cristal y el ambiente.

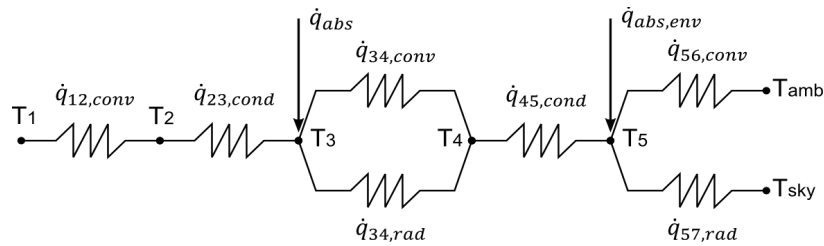


Figura 26: Esquema energético del modelo de Receptor con tubo de cristal [11]

Ya que algunos modelos comerciales de captadores no tienen el tubo de cristal exterior, el esquema térmico sería el siguiente:

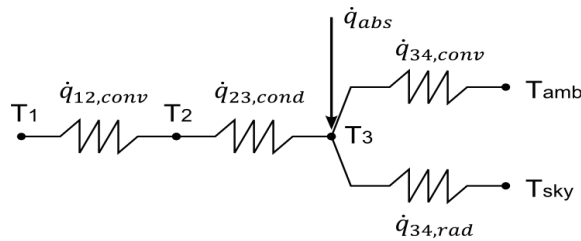


Figura 27: Esquema energético del modelo de Receptor sin tubo de cristal [11]

Estas pérdidas que están representadas en las figuras anteriores dependen del tipo de captador con el que queremos diseñar la instalación y se pueden calcular analíticamente aplicando las ecuaciones que rigen la transferencia de calor por radiación, convección y conducción. Para los captadores comerciales las pérdidas térmicas globales se puede calcular mediante un coeficiente global desde el tubo absorbedor al ambiente. La expresión de estas pérdidas es la siguiente:

$$\dot{Q}_{Colector \rightarrow ambiente} = U_{L)abs} \cdot \pi \cdot d_0 \cdot l \cdot (T_{abs} - T_{amb}) \quad (16)$$

Donde;

$\dot{Q}_{Colector \rightarrow ambiente}$: Pérdidas térmicas globales en un captador. (W)

$U_{L)abs}$: Coeficiente global de pérdidas térmicas ($W/m_{abs}^2 \cdot K$)

T_{abs} : Temperatura media del tubo absorbedor metálico (K)

T_{amb} : Temperatura ambiente (K)

D_0 : Diámetro exterior del tubo metálico (m)

l : Longitud del tubo exterior metálico (m)

Si se quisiera expresar el coeficiente global de transferencia de calor en función del área del colector se puede aplicar la relación siguiente:

$$U_{L)col} = U_{L)abs} / c_{geometría} \quad (17)$$

Donde;

$U_{L)col}$: Coeficiente global de pérdidas térmicas por unidad de área de colector ($W/m^2_{col} \cdot K$)

4 Rendimiento de un captador

Debido a las pérdidas comentado en el apartado anterior, se define el término de rendimiento de un captador. Este término surge ya que la potencia térmica útil proporcionado por el captador es menor a la que daría en condiciones ideales, cuando no se produjeran dichas pérdidas. Es por ello, por lo que, a lo largo de este apartado se irán definiendo los parámetros que intervienen en el rendimiento.

La expresión que hace referencia al calor absorbido por el captador es la siguiente:

$$\dot{Q}_{sol \rightarrow captador} = A_c \cdot G_{b,N} \cdot \cos(\theta) \quad (18)$$

Donde;

$\dot{Q}_{sol \rightarrow captador}$: Potencia que incide sobre el área de abertura de la superficie reflexiva del captador. (W)

A_c : Área de apertura del captador (m^2)

$G_{b,N}$: irradiancia solar directa. (W/m^2)

θ : Ángulo de incidencia ($^\circ$)

Por otra parte, debemos definir la potencia útil. Esta potencia se suministra al fluido caloportador gracias al captador y se traduce en un aumento entálpico. La expresión es la siguiente:

$$\dot{Q}_{Captador \rightarrow fluido} = \dot{m}_{HTF} \cdot (h_{out} - h_{in}) = c_{p,HTF} \cdot \dot{m}_{HTF} \cdot (T_{Out} - T_{in}) \quad (19)$$

Donde;

$\dot{Q}_{Captador \rightarrow fluido}$: Potencia térmica útil suministrada por el captador (W)

\dot{m}_{fluido} : Caudal másico del fluido caloportador (kg/s)

h_{out} : Entalpía específica del fluido de trabajo a la entrada al captador (J/Kg)

h_{in} : Entalpía específica del fluido caloportador a la salida del captador (J/Kg)

$c_{p,HTF}$: Capacidad calorífica del fluido caloportador (J/Kg K)

T_{Out} : Temperatura de salida del fluido caloportador (K)

T_{in} : Temperatura de entrada del fluido caloportador (K)

Una vez hemos definido tanto el calor que incide sobre la superficie del captador, como la energía transferida del captador al fluido caloportador se podrá determinar el rendimiento global. Este rendimiento no es más que el cociente entre el calor transferido desde el captador al fluido caloportador y el calor absorbido por el captador. La expresión es la siguiente:

$$\eta_{global} = \frac{\dot{Q}_{Captador \rightarrow fluido}}{\dot{Q}_{sol \rightarrow captador}} \quad (20)$$

El rendimiento global también se puede definir como el producto de los rendimientos térmicos y ópticos. Cuya expresión es:

$$\eta_{global} = \eta_{opt\theta,0^\circ} \cdot K(\theta) \cdot \eta_{th} \quad (21)$$

Donde el rendimiento térmico tiene en cuenta todas las pérdidas térmicas del colector.

Desde un punto de vista práctico se puede calcular el calor transferido a un captador con las expresiones anteriores, aunque también se tendría que definir un parámetro que tuviera en cuenta las pérdidas que provocan el ensuciamiento de los cristales, a este término se le conoce como factor de ensuciamiento (F_e) cuyo valor puede variar entre 0 y 1.

$$\dot{Q}_{Captador \rightarrow fluido} = \eta_{opt\theta,0^\circ} \cdot K(\theta) \cdot \eta_{th} \cdot F_e \cdot A_c \cdot G_{b,N} \cdot \cos(\theta) \quad (22)$$

Para finalizar con la explicación del rendimiento global de un captador se explicará cómo funciona la curva de un rendimiento del captador. Esta curva es muy útil ya que se

utiliza en la fase de diseño de un captador debido a que, con ella, se puede prever el rendimiento que tendrá un captador trabajando a una determinada temperatura y a un ángulo de incidencia determinado.

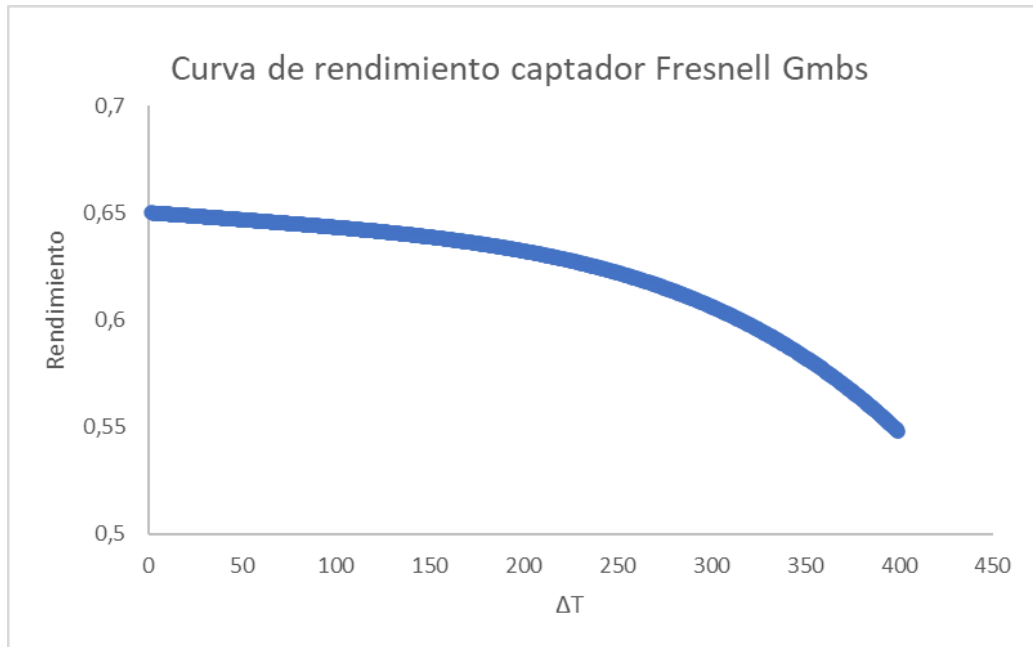


Figura 28: Curva de rendimiento de un captador Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

Esta es la curva del rendimiento global del captador Fresnell Gmbs cuyos datos se han obtenidos de [16]. Se ha calculado para una irradiancia de 950 W/m^2 , para una temperatura ambiente de 40°C y un ángulo de incidencia de 0° . Como se puede comprobar la curva comienza en 0,65 y esto es debido a las pérdidas que no dependen de la temperatura, es decir, las pérdidas ópticas provenientes de la reflectividad (Al ser un captador Fresnel, reflectividad primaria y secundaria), el factor de interceptación y la absorptividad de la superficie selectiva. Cuando se empieza a aumentar la temperatura, es decir, hay un ΔT , es cuando empiezan a actuar las pérdidas térmicas, comentadas anteriormente. Conforme aumenta la temperatura de trabajo, se aumentan las pérdidas térmicas por convección, radiación y conducción y, por tanto, menor es el rendimiento térmico. Al disminuir el rendimiento térmico, también disminuye el rendimiento global.

En el caso de que el ángulo de incidencia fuera distinto de cero, el modificador del ángulo de incidencia, (Para el caso concreto sería un modificador del ángulo de incidencia longitudinal y transversal), sería distinto de 0° y, por tanto, afectaría al rendimiento óptico disminuyéndolo. Conforme vaya aumentando el ángulo de incidencia los modificadores serán más pequeños, reduciendo así, las pérdidas ópticas.

Capítulo 03. Elección de la ubicación para la central solar termoeléctrica

A la hora de diseñar la central solar termoeléctrica es indispensable la elección de una ubicación con un recurso solar suficiente para poder satisfacer el bloque de potencia y producir la suficiente energía para que sea rentable. Las ubicaciones que se suelen utilizar para este tipo de centrales son las que tienen una irradiación directa anual de aproximadamente 2000 KWh/m^2 [22].

Otros requisitos que debe de cumplir la ubicación de la central son las siguientes:

- Suficiente espacio para su construcción.
- La orografía es determinante ya que el lugar elegido deberá de ser lo más llano posible.
- Considerar un lugar que pueda satisfacer capacidad de abastecimiento de agua de la central si la refrigeración no es por agua.

Para elegir una ubicación en SAM, el programa tiene incluido en su base de datos diferentes ficheros climáticos de varias localizaciones de Estados Unidos. Para elegir un fichero climático de otra ubicación, como, por ejemplo, Europa, se puede utilizar la página PVGIS “Photovoltaic geographical information system”[23]. Esta página, es una herramienta oficial de la Unión Europea que permite obtener ficheros climáticos que contienen la radiación solar estimada para regiones de Europa, África y Asia.

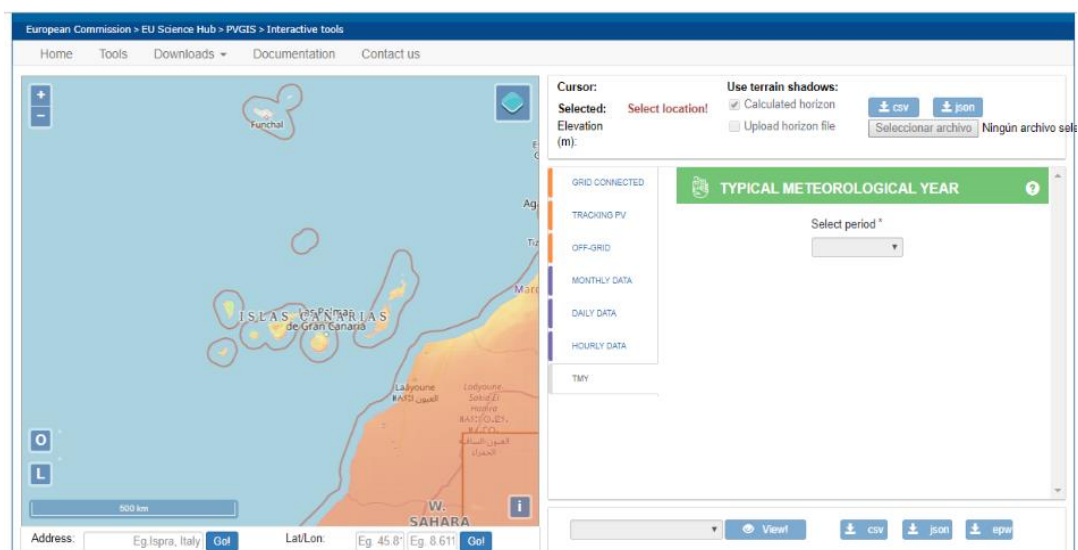


Figura 29: Elección de la ubicación en PVGIS [23]

Una vez se ha elegido la ubicación, para introducir los valores en SAM, la mejor opción es subirlo como un archivo TMY que contiene un conjunto de datos meteorológicos con valores para cada hora, a lo largo de un año, en una ubicación determinada. Normalmente, estos archivos contienen datos de periodos largos, que suele ser décadas y muestran los datos más comunes de cada mes. Es por ello, por lo que puede ocurrir, que, para un periodo de 2007-2017 el valor típico del mes de enero sea de 2009, mientras que, en febrero, el valor representativo sea 2015.

Para la ubicación de la planta solar termoeléctrica se han estudiado diferentes opciones en la isla de Tenerife. En la tabla 8 se pueden observar estas opciones:

Tabla 8: Diferentes ubicaciones para la central solar termoeléctrica. . (Fuente de elaboración propia)

Ubicación	Longitud (°)	Latitud (°)	Radiación directa anual (KWh/m²)
San Miguel de Abona	-16,627	28,027	2154
Granadilla	-16,406	28,331	2040,3
Güímar	-16,461	28,248	1919,9

Siguiendo las recomendaciones para la ubicación de [22] elegimos la ubicación con mayor radiación directa anual que se trata de la ubicación que tiene una cantidad de 2154 KWh/m². En la tabla 9, se puede ver un resumen de las características más representativas de la ubicación elegida para la central.

Tabla 9: Ubicación elegida para la planta . (Fuente de elaboración propia)

Ubicación de la central	
Longitud (°)	-16,627
Latitud (°)	28,027
Global horizontal (KWh/m2/día)	5,57
Direct normal (beam) (KWh/m2/día)	5,90
Diffuse horizontal (KWh/m2/día)	1,77
Average temperatura (°C)	20,7
Average wind speed (m/s)	6,7

En el heat map de la figura 29, es posible ver como varía la irradiación directa (W/m^2) que llega a la superficie de la ubicación de la planta. La representación se interpreta en el siguiente párrafo.

En azul oscuro se producen los valores de irradiancia más bajo 0 y a medida que va aumentando la radiación se vuelve cada vez más rojo hasta los valores de mayor irradiación, en torno a $1000\text{W}/\text{m}^2$. Además, en el eje y, se puede observar las horas del día y en el eje x, se puede observar representado los meses del año. Como se puede comprobar con el paso de los meses, el ancho de la irradiación se va aumentando, esto es lógico ya que con la llegada de los meses intermedios como julio o agosto las horas de luz solar son mayores.

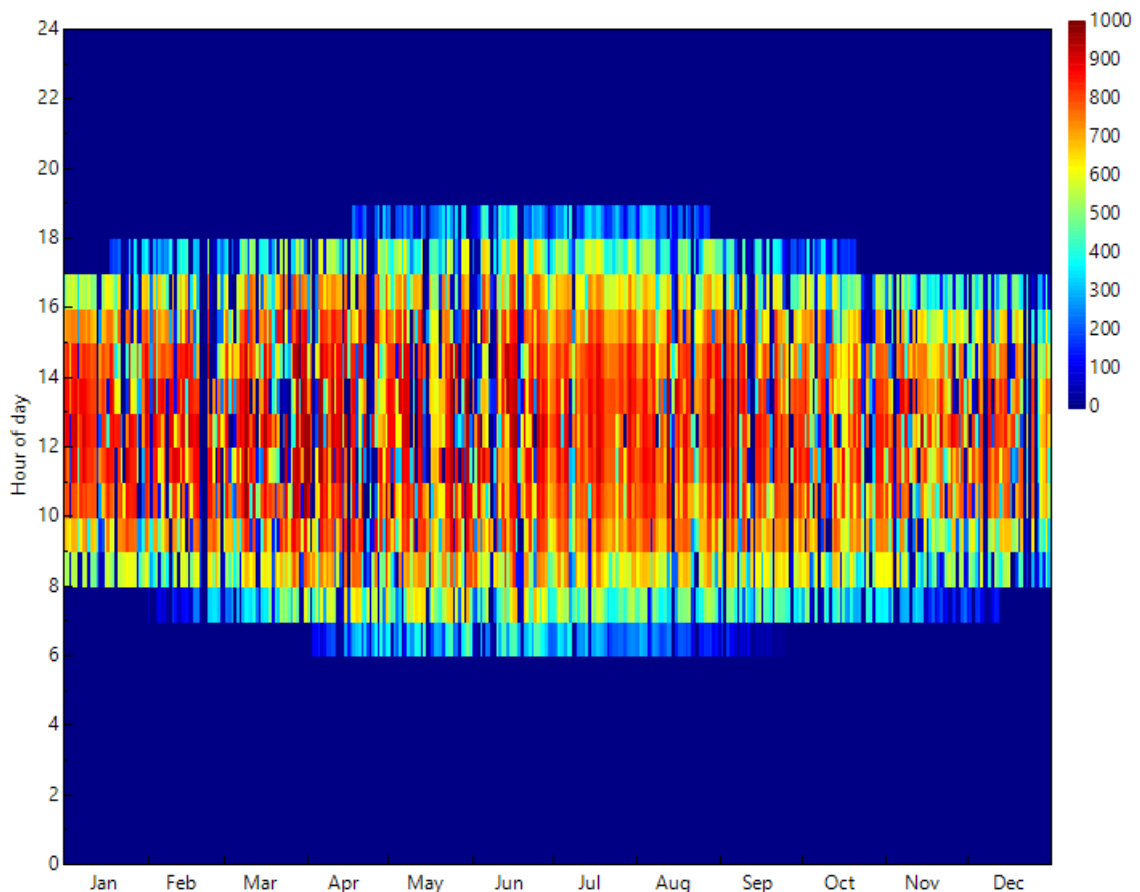


Figura 30: Mapa de calor de la DNI para la ubicación elegida.. (Fuente de elaboración propia)

Un parámetro fundamental que debe de ser optimizado para la ubicación es la irradiancia de diseño que es el valor que se utilizará para dimensionar la central solar termoeléctrica. Este valor, no debe ser demasiado grande con respecto a la irradiación

directa que llega realmente a la ubicación, ya que, si lo es, se sobredimensionará el campo solar quedando de mayor tamaño, mientras que, si se minusvalora el recurso solar de la ubicación, el campo solar quedará muy pequeño y no aprovechará la irradiación directa que llega a la superficie.

Para elegir un valor de irradiancia de diseño, se representarán la irradiancia directa que llega durante el año. Como se puede observar en la figura 3, meses con mayores prestaciones para este tipo de recurso energético son julio y agosto.

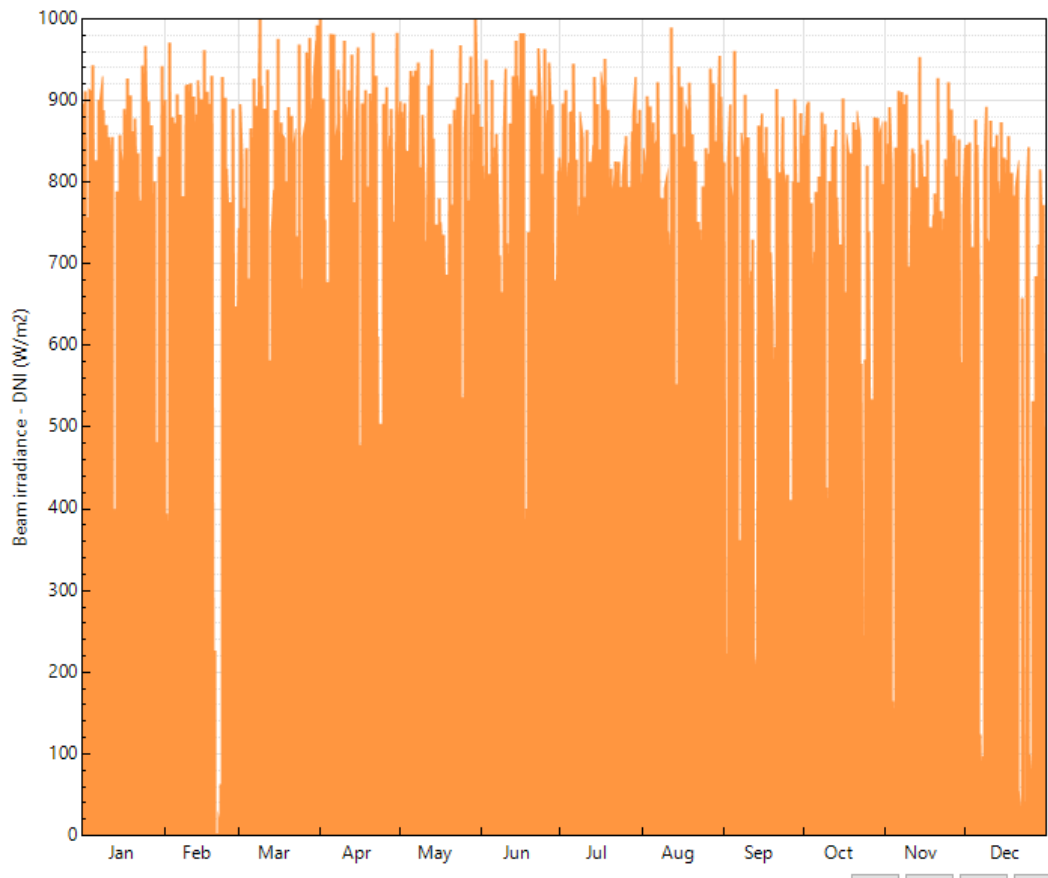


Figura 31: Valores de radiación directa de la ubicación en días de julio. (Fuente de elaboración propia)

En la figura 3 se obtiene que durante el año los valores irradiancia obtienen un valor de $950\text{W}/\text{m}^2$ por lo que, a lo largo del proyecto se elegirá este valor como irradiancia para el punto de diseño.

En las siguientes figuras se observará como varía la irradiancia global, directa y difusa mensualmente.

	Irradiancia directa
	Irradiancia global
	Irradiancia difusa

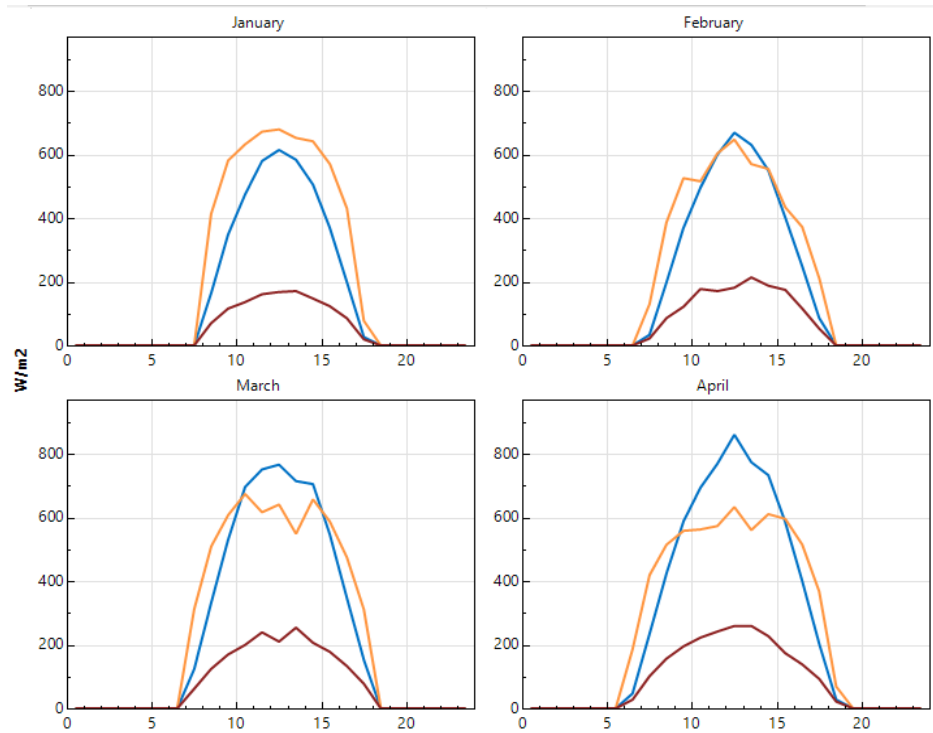


Figura 32: Irradiancia global directa y difusa de enero, febrero, marzo y abril . (Fuente de elaboración propia)

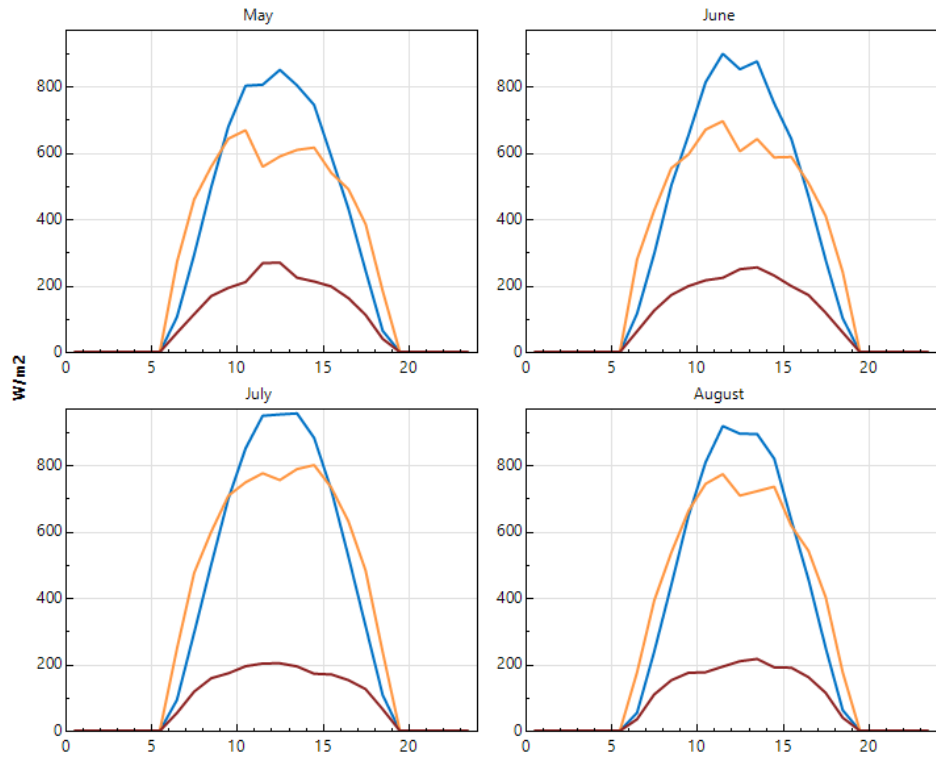


Figura 33: Irradiancia global directa y difusa de mayo, junio, julio y agosto. (Fuente de elaboración propia)

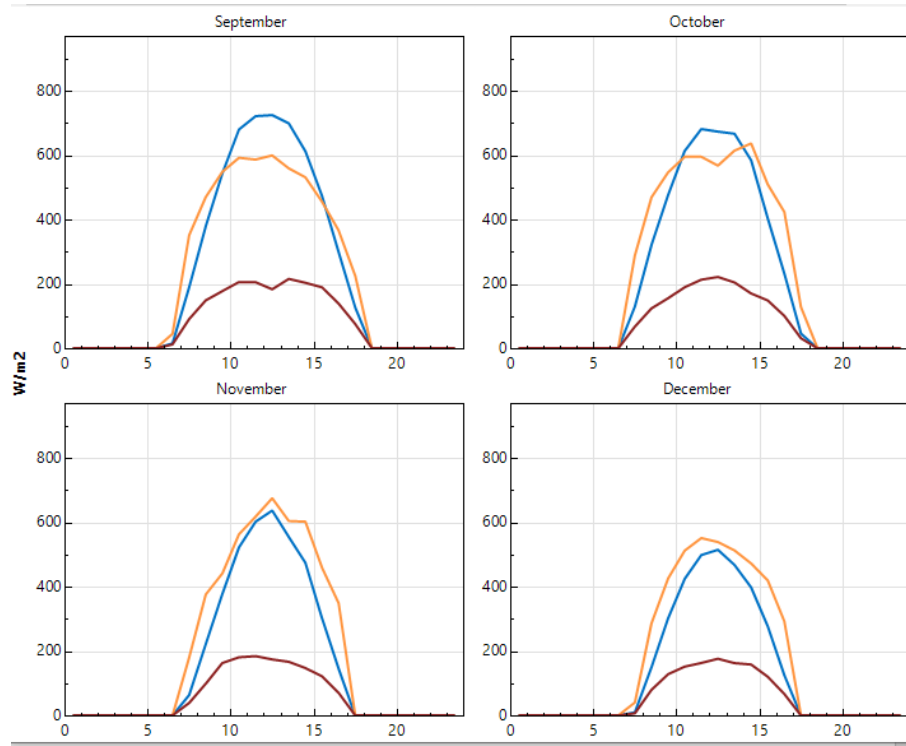


Figura 34: Irradiancia global directa y difusa de septiembre, noviembre, diciembre y mayo. (Fuente de elaboración propia)

En las siguientes figuras se representan la velocidad del viento y la temperatura a lo largo de los meses para terminar de caracterizar la ubicación.

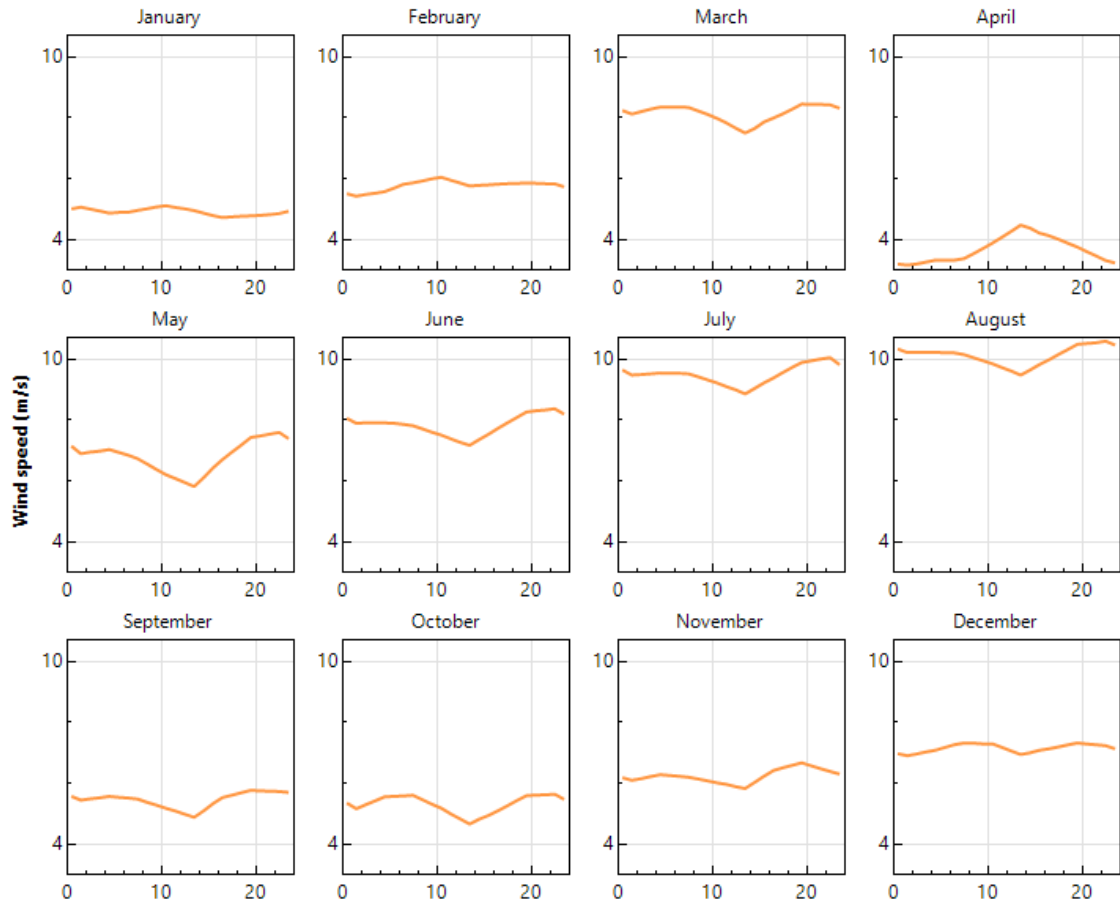


Figura 35: Comportamiento del viento a lo largo del año en la ubicación. (Fuente de elaboración propia)

Como se puede comprobar en la ubicación elegida el viento no obtiene valores muy altos, teniendo los valores máximos en los meses de verano. Esto es importante ya que, ubicaciones con vientos considerables implican problemas para las centrales termoeléctrica ya que supondrá una tensión añadida por este fenómeno en la estructura. Además, una mayor velocidad del viento aumentará las pérdidas térmicas, por lo que es importante que este valor se mantenga bajo.

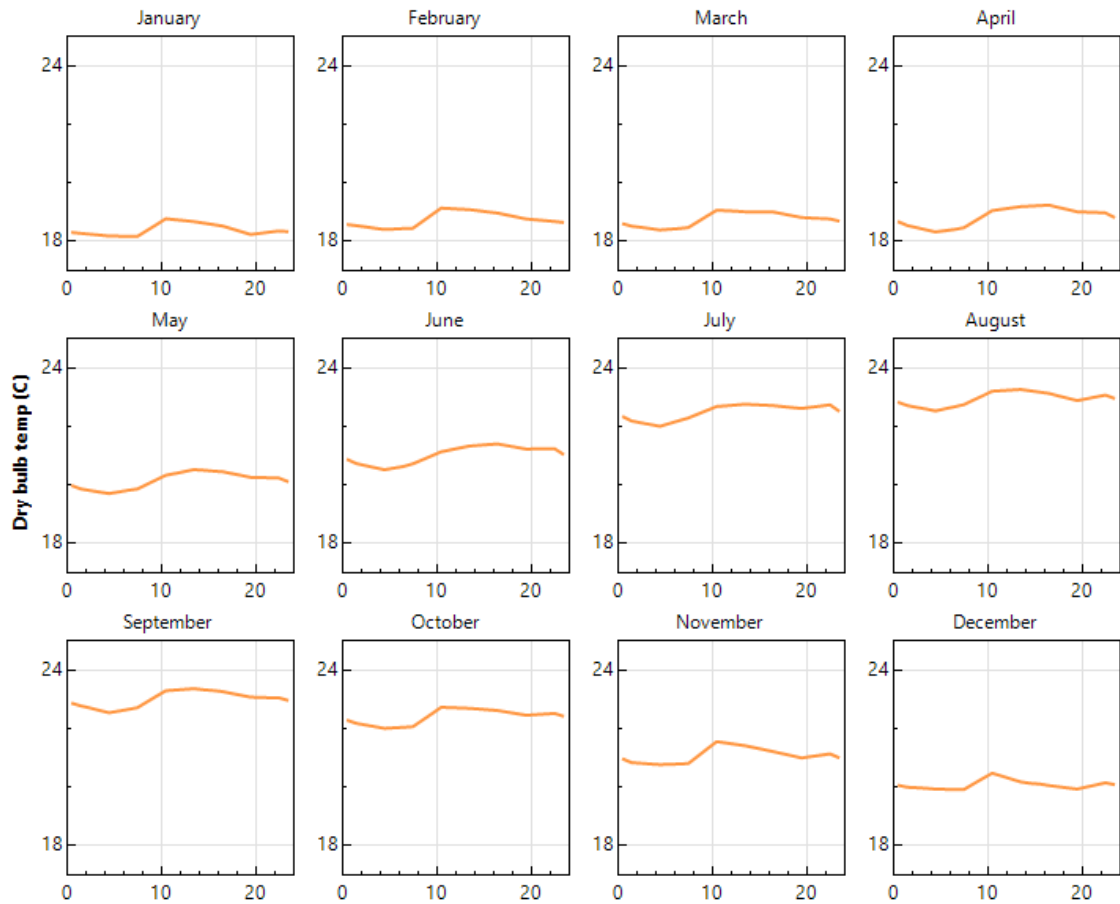


Figura 36: Comportamiento de la temperatura a lo largo del año en la ubicación. (Fuente de elaboración propia)

Para la ubicación elegida es posible observar que la temperatura se encuentra en un rango intermedio entre 15-25°C. Esto es interesante, ya que, a pesar de que una menor temperatura del ambiente afecta a las pérdidas térmicas, si se eligiera realizar una refrigeración por aire para el ciclo de potencia, temperaturas altas afectarían a la refrigeración, por tanto, una temperatura intermedia se puede considerar óptimo para este tipo de centrales.

Capítulo 04. Optimización del número captadores de una fila para la planta solar termoeléctrica

1 Introducción

En este capítulo se estudiará la optimización del número de captadores por fila del campo solar para el posterior dimensionado y parametrización de la central solar termoeléctrica en siguientes capítulos. Este estudio se hará para una potencia de 49,95MW ya que será la potencia elegida para nuestra planta. Se caracterizarán la fila o lazo de la planta para todos los modelos de captación solar que se utilizarán a lo largo del documento. Estos modelos y sus características principales se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla 10: Modelos de captador utilizados para el estudio[11][16]

Modelo	Tipo de captador	Área de apertura (m²)	Ancho (m)	Largo (m)	Módulos/ captador
Solargenix SGX-1	Cilindro- Parabólico	470	5	100	12
Euro Trough ET150	Cilindro- Parabólico	817.5	5.75	150	12
Albiasatrough AT150	Cilindro- Parabólico	817.5	5.774	150	12
Luz LS-2	Cilindro- Parabólico	235	5	49	12
Luz LS-3	Cilindro- Parabólico	545	5.75	100	12
Siemens SunField 6	Cilindro- Parabólico	545	5.776	95.2	8
SkyFuel SkyTrough	Cilindro- Parabólico	656	6	115	8
FLABEG Ultimate Trough RP6	Cilindro- Parabólico	1720	7.53	247	10
LF-11	Lineal Fresnel	368	7,5	64,96	16
Fresnell gmb	Lineal Fresnel	513,6	16,56	44,8	16

Para realizar la optimización del número de los captadores por fila, se utilizará el software SAM, con el cual se realizarán varias simulaciones de la planta solar

termoeléctrica. Estas simulaciones se harán para unas mismas condiciones de la planta y consistirán en ir variando el número de captadores para el lazo. En los captadores cilindro-parabólico esta variación de número de captadores será de 2 a 16 (En el caso concreto del captador Luz LS-2, 28 captadores), mientras que para los captadores del tipo Lineal Fresnel, se llegará hasta 20. En la tabla siguiente se puede observar representado los aspectos generales de la central solar termoeléctrica que se ha utilizado para este estudio.

A fin de realizar el estudio, en SAM, hay que introducir un parámetro denominado múltiplo solar que se conoce como el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en el punto de diseño. Este parámetro se desarrollará de forma más específica en siguientes capítulos. Además, la simulación se realizará sin almacenamiento térmico ya que no es necesario para este estudio.

Por tanto, se simulará la planta anterior variando el modelo y el número de captadores. Los principales parámetros que se estudiarán son: la energía térmica absorbida por el campo solar y la energía térmica generada por este.

En la siguiente tabla se podrá observa un resumen general de la planta simulada en este estudio.

Tabla 11: Tabla resumen de los datos de la simulación. (Fuente de elaboración propia)

Aspectos generales	
Tecnología	Cilindro-Parabólica
Irradiancia de diseño	950W/m ²
Longitud	-16,627
Latitud	28,027
Campo solar	
Tubo receptor	Schott PTR70
Diámetro interior	0,066m
HTF	Therminol VP-1
Temperatura de salida del lazo	390°C
Temperatura de entrada del lazo	290°C
Rendimiento térmico del ciclo	0,35
Bloque de potencia	
Potencia bruta	55MW
Potencia neta	49,95MW
Rendimiento térmico del ciclo	0,35

En el siguiente apartado se mostrarán los resultados de las diferentes simulaciones realizadas.

2 Resultados de la simulación

Tabla 12: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Eurotrough ET150. (Fuente de elaboración propia)

EuroTrough ET150			
Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh_t)	Energía absorbida por el campo (GWh_t)
141	2	234,5	254,08
71	4	241,3	254,86
47	6	240,6	251,52
36	8	222,3	232,02
29	10	192,6	201,3
24	12	164,4	171,7
21	14	145,7	152,06
18	16	125,3	130,0

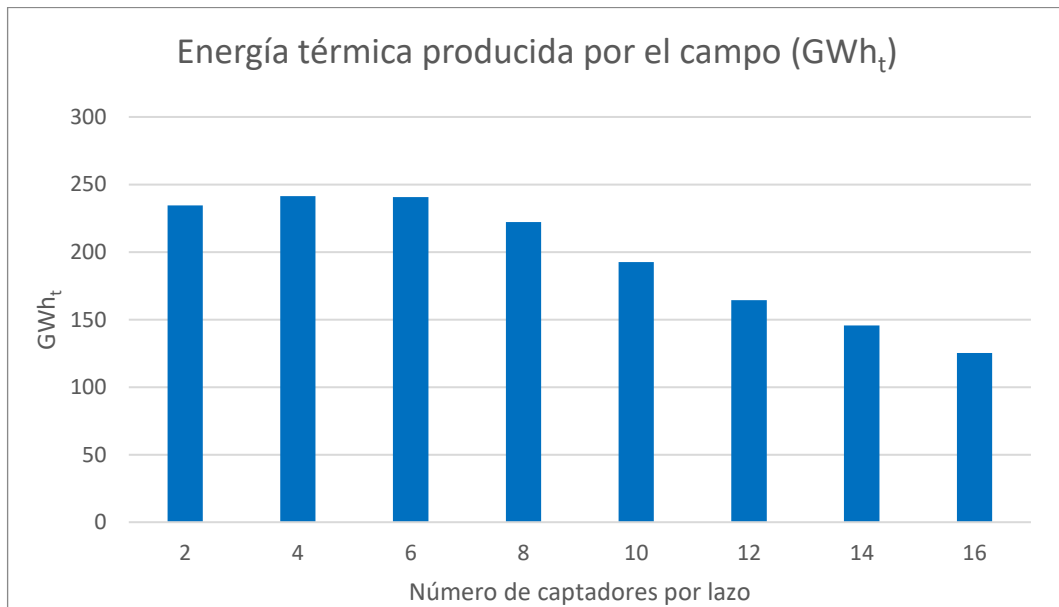


Figura 37: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador EuroTrough ET150. (Fuente de elaboración propia)

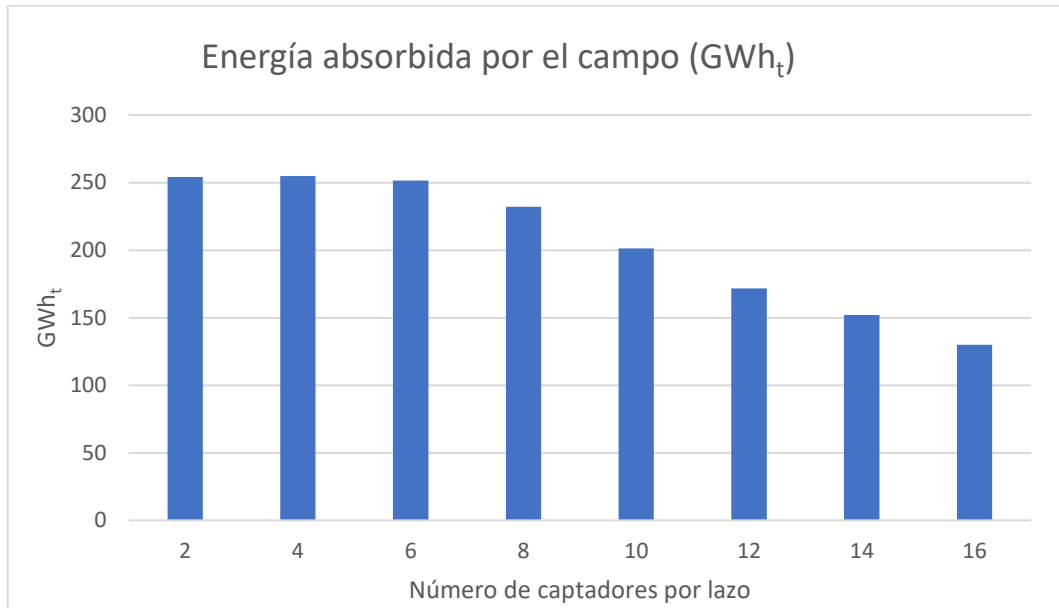


Figura 38: Energía térmica absorbido por el campo (GWh_t) con el captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia)

Tabla 13: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)

Luz LS-2

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
492	2	212,6	256,8
246	4	224,0	253,0
164	6	230,0	251,0
123	8	232,0	250,0
99	10	235,0	251,2
82	12	235	249,5
71	14	238,3	252
62	16	238,5	251,2
55	18	238,7	251
50	20	241,2	252,8
36	28	220,5	230,0

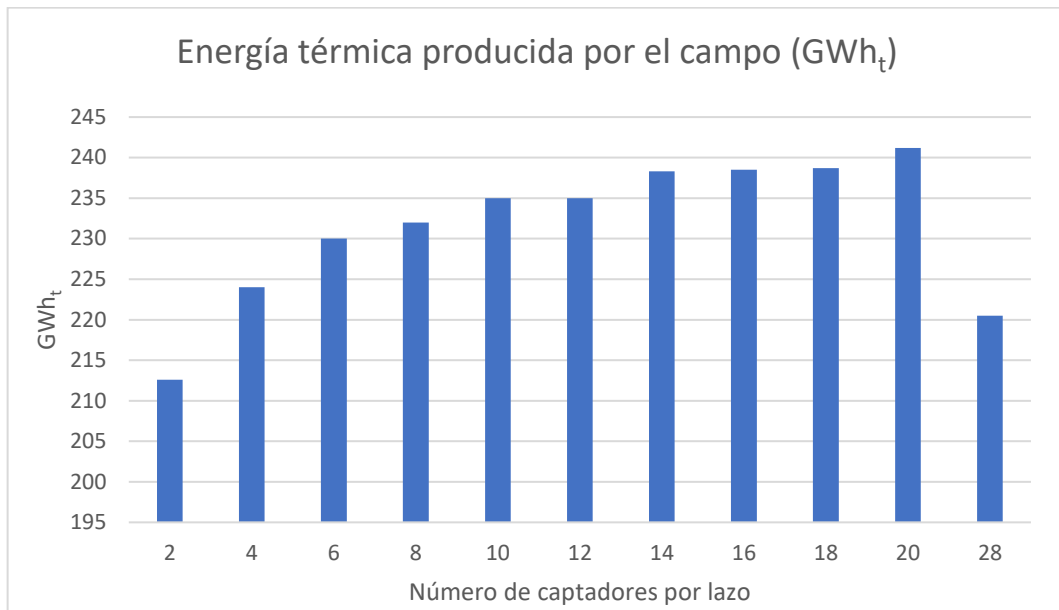


Figura 39: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador Luz LS-2. . (Fuente de elaboración propia)

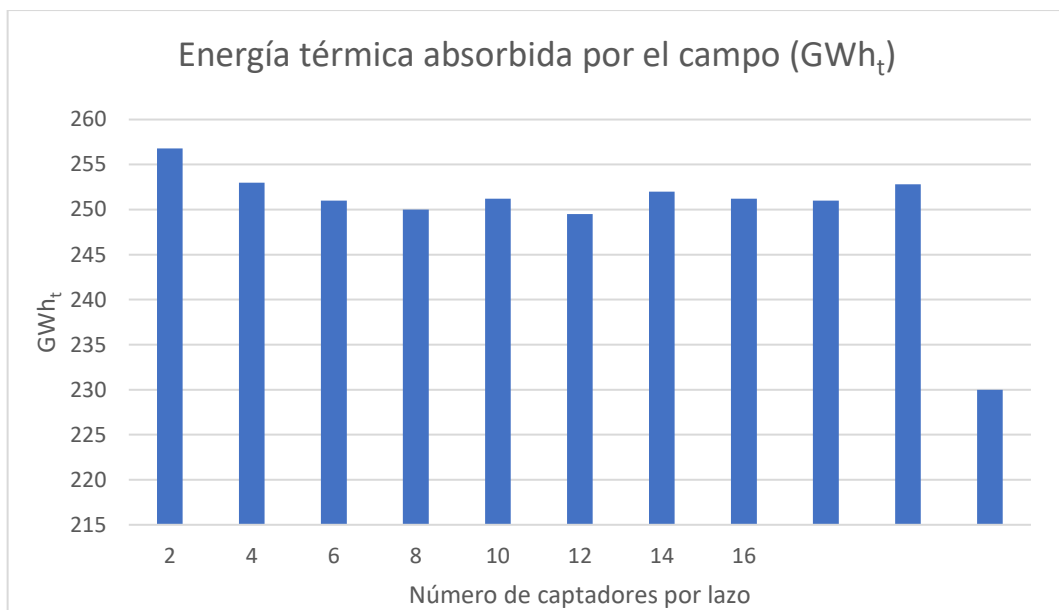


Figura 40: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador Luz LS-2. . (Fuente de elaboración propia)

Tabla 14: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

Luz LS-3

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
211	2	228,9	254,2
106	4	237,2	253,6
71	6	240,9	254,5
53	8	241,4	253,3
43	10	239,3	249,8
36	12	222,2	231,8
31	14	202,3	211,3
26	16	181,6	190,0

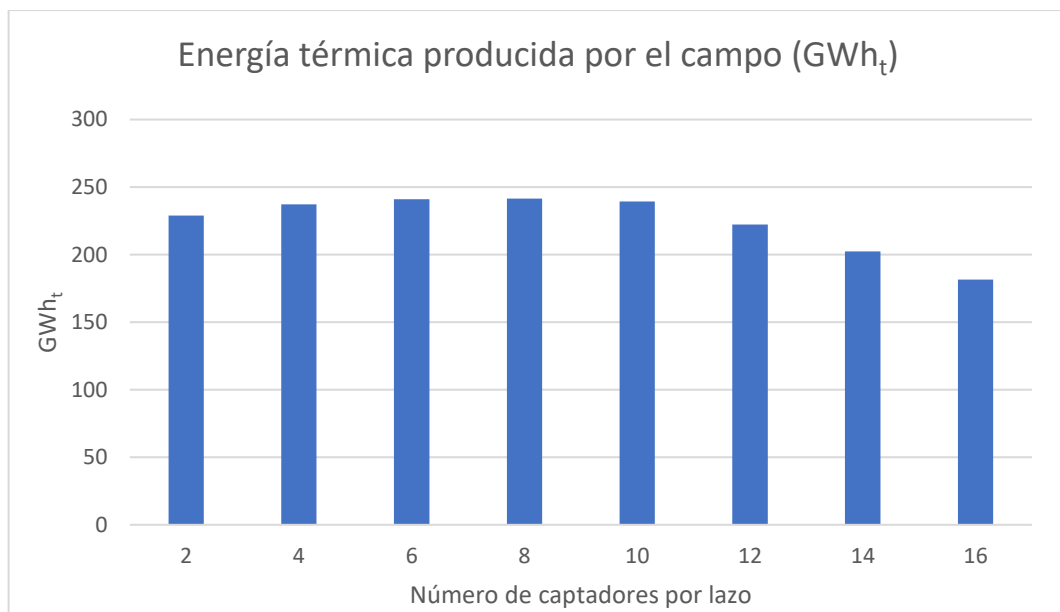


Figura 41: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

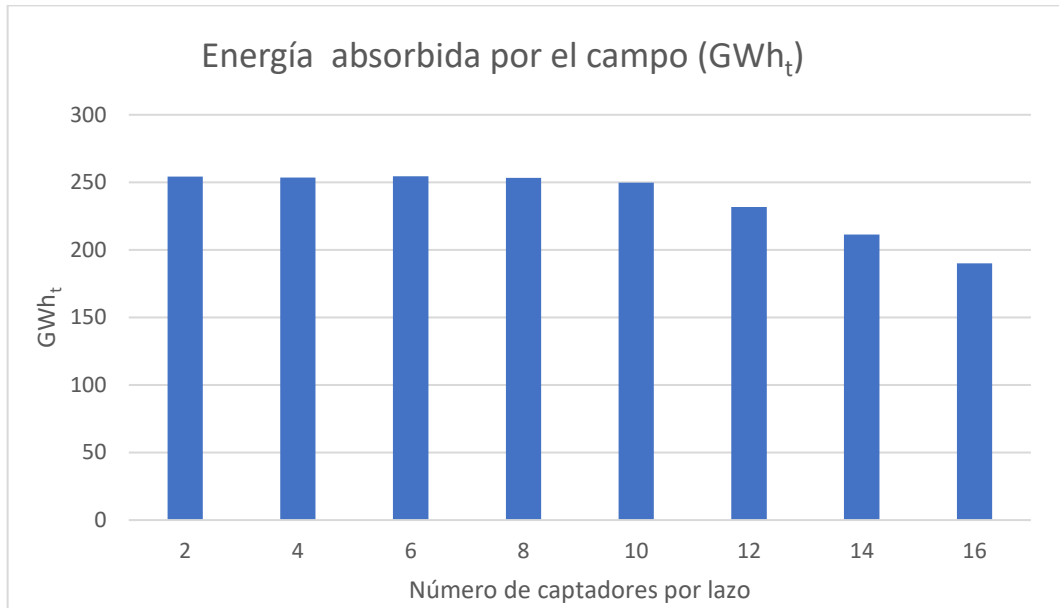


Figura 42: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)

Tabla 15: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

Solargenix SGX-1

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
245	2	226,4	254,0
123	4	234,3	252,0
82	6	237,0	252,0
62	8	241,0	253,0
49	10	238,5	249,7
41	12	231,8	242,0
35	14	215,6	224,6
31	16	200,2	209,0

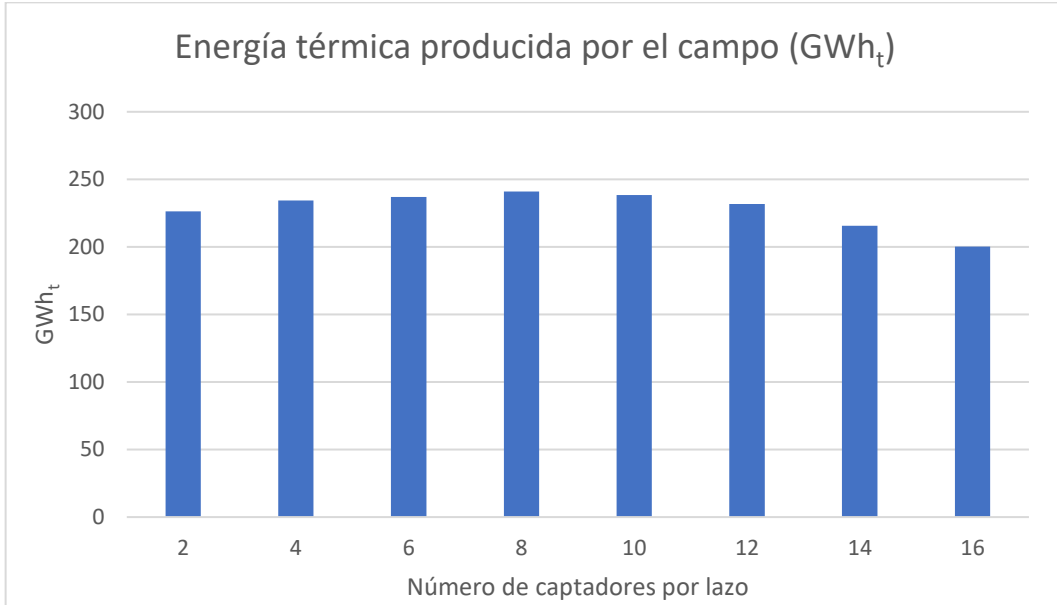


Figura 43: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia)

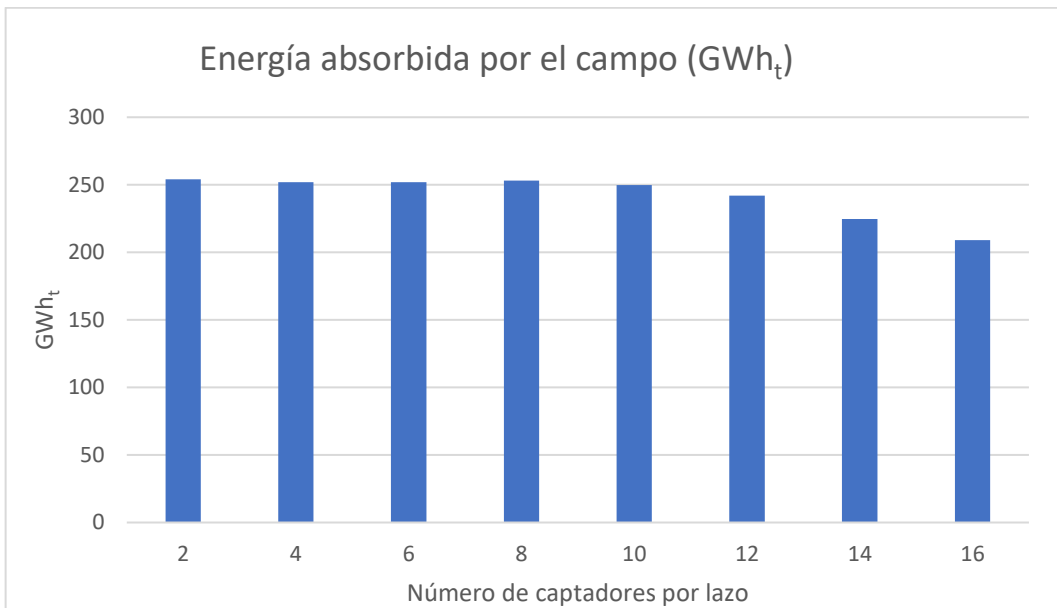


Figura 44: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia)

Tabla 16: Resultados obtenidos de la simulación con el captador AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)

AlbiasaTrough AT150

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
141	2	234,3	254,0
71	4	241,2	254,7
47	6	241,0	251,4
36	8	222,2	231,9
29	10	192,5	201,3
24	12	164,3	171,6
21	14	145,7	152,0
18	16	125,2	129,9

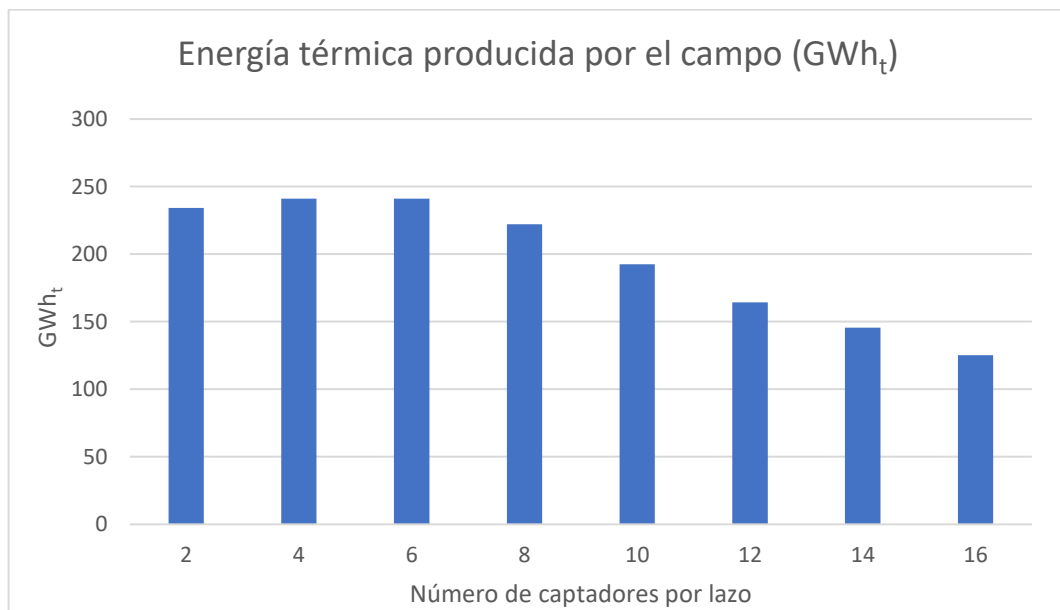


Figura 45: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)

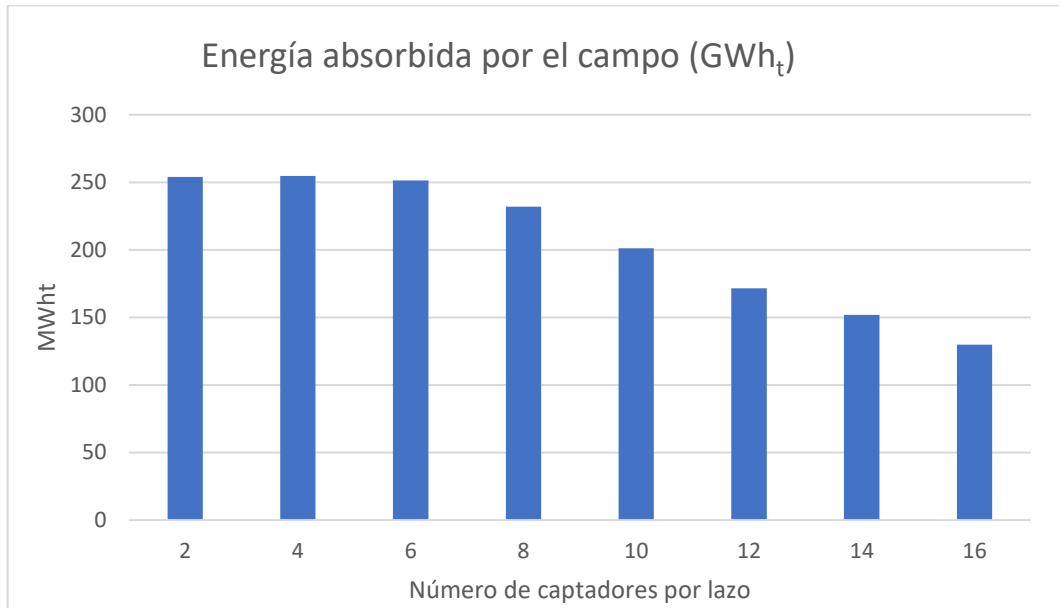


Figura 46: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)

Tabla 17: Resultados obtenidos de la simulación con el captador Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

Siemens SunField 6

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
213	2	223,4	250,0
107	4	232,2	249,0
71	6	233,9	247,0
54	8	238,8	250,8
43	10	233,8	244,5
36	12	219,1	228,7
31	14	200,5	209,4
27	16	180,7	188,9

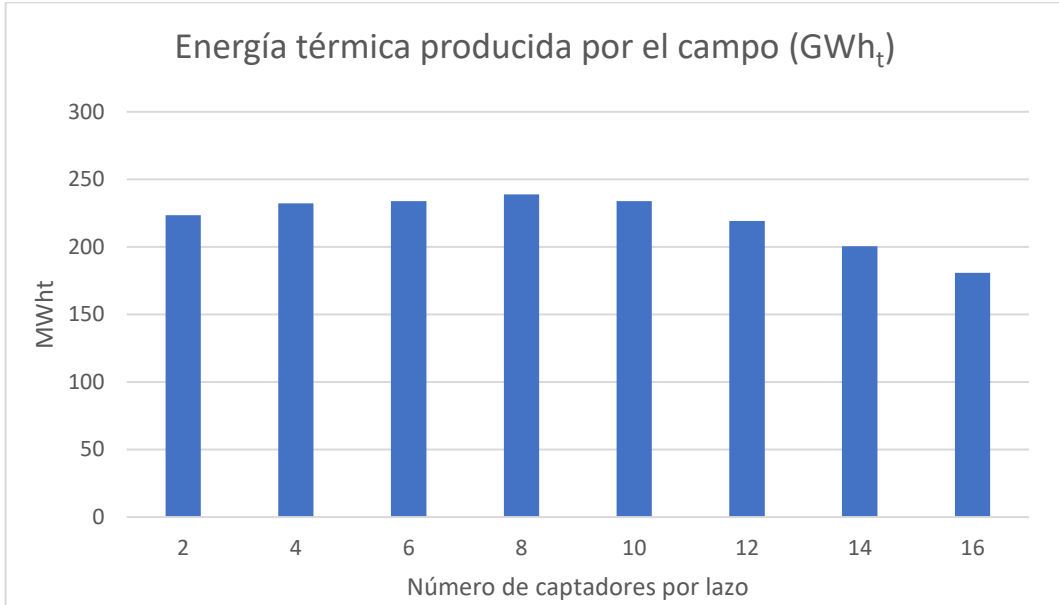


Figura 47: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador Siemens Sunfield . (Fuente de elaboración propia)

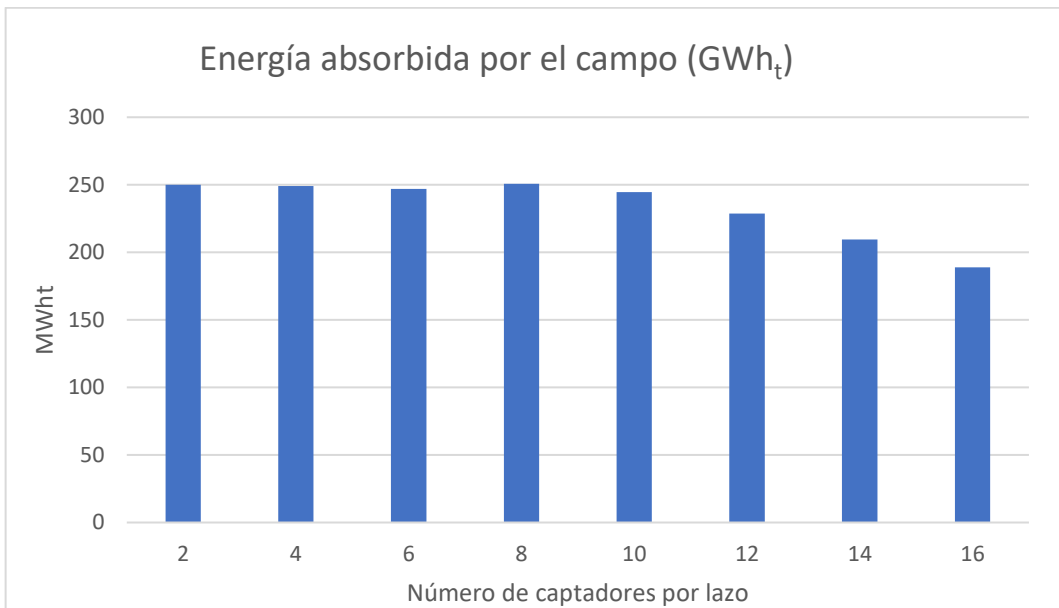


Figura 48: Energía absorbida por el campo (GWh_t) con el captador Siemens Sunfield . (Fuente de elaboración propia)

Tabla 18: Resultados obtenidos de la simulación con el captador SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

SkyFuel SkyTrough

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
180	2	231,8	254,0
90	4	238,1	253,0
60	6	240,6	253,0
45	8	238,8	249,7
36	10	220,4	229,8
30	12	196,2	204,9
26	14	175,8	183,7
23	16	158,3	165,4

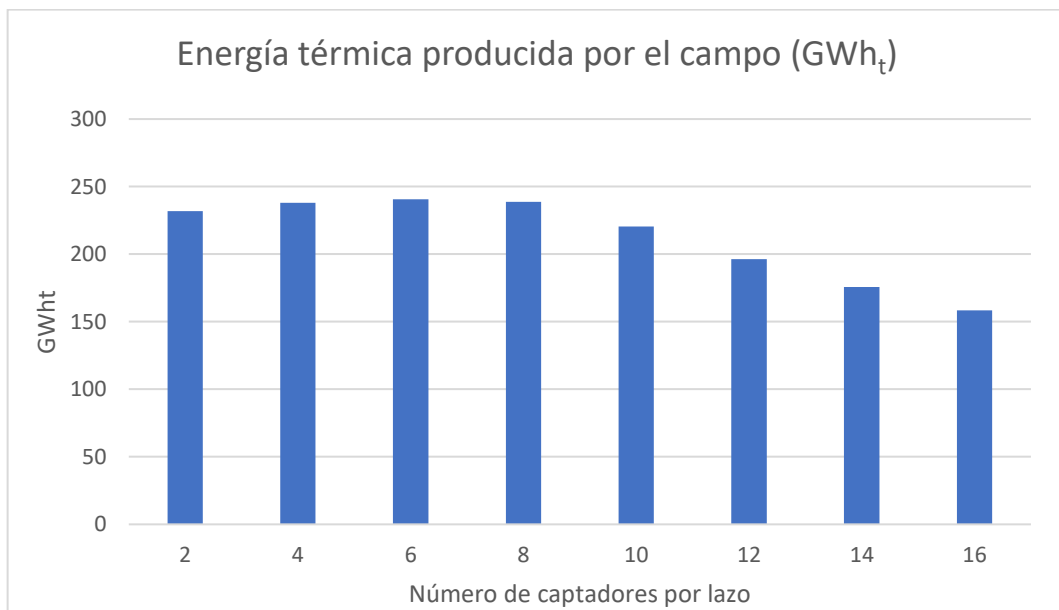


Figura 49: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

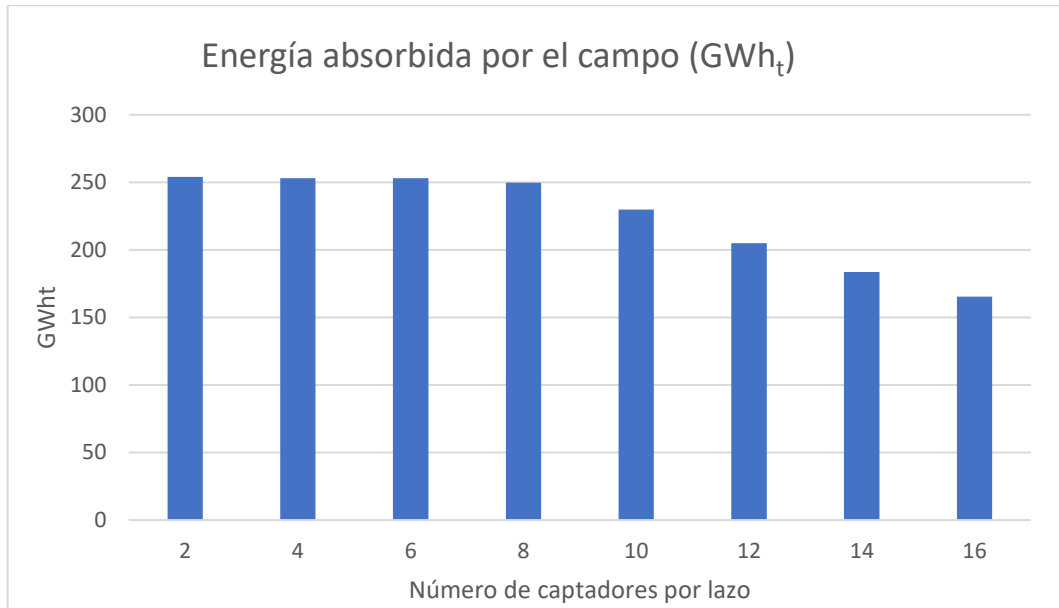


Figura 50: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador SkyFuel SkyTrough. (Fuente de elaboración propia)

Tabla 19: Resultados obtenidos de la simulación con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6. (Fuente de elaboración propia)

FLABEG Ultimate Trough RP6

Número de lazos	Número de captadores por lazo	Energía térmica producida por el campo (GWh _t)	Energía absorbida por el campo (GWh _t)
64	2	237,0	248,7
32	4	201,7	210,6
22	6	150,6	157,9
16	8	111,0	115,7
13	10	90,18	93,36
11	12	75,73	78,56
10	14	69,70	70,36
8	16	55,33	54,66

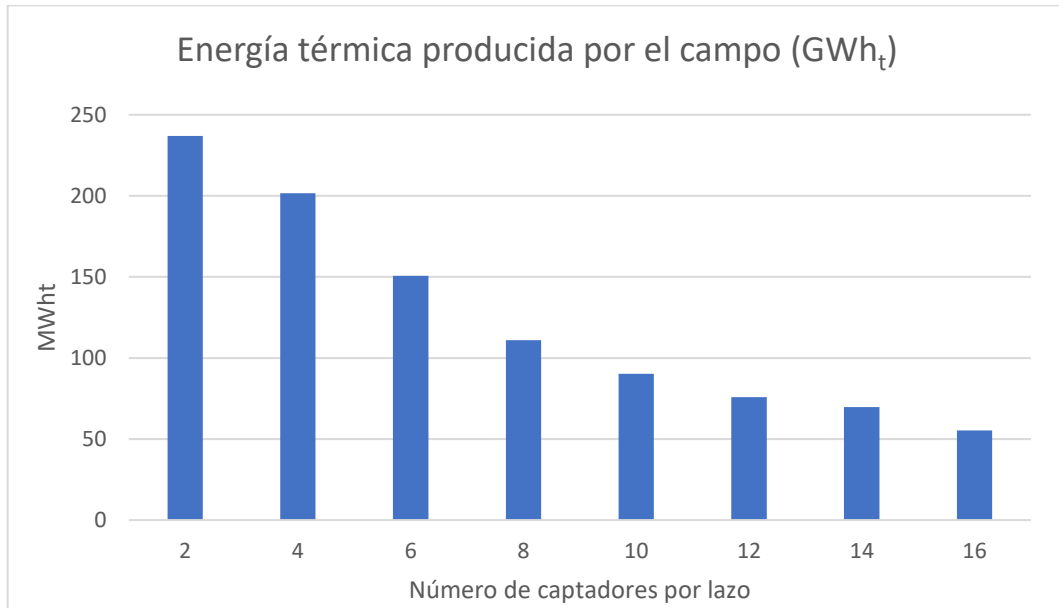


Figura 51: Energía térmica producida por el campo (GWh_t) con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6. .
(Fuente de elaboración propia)

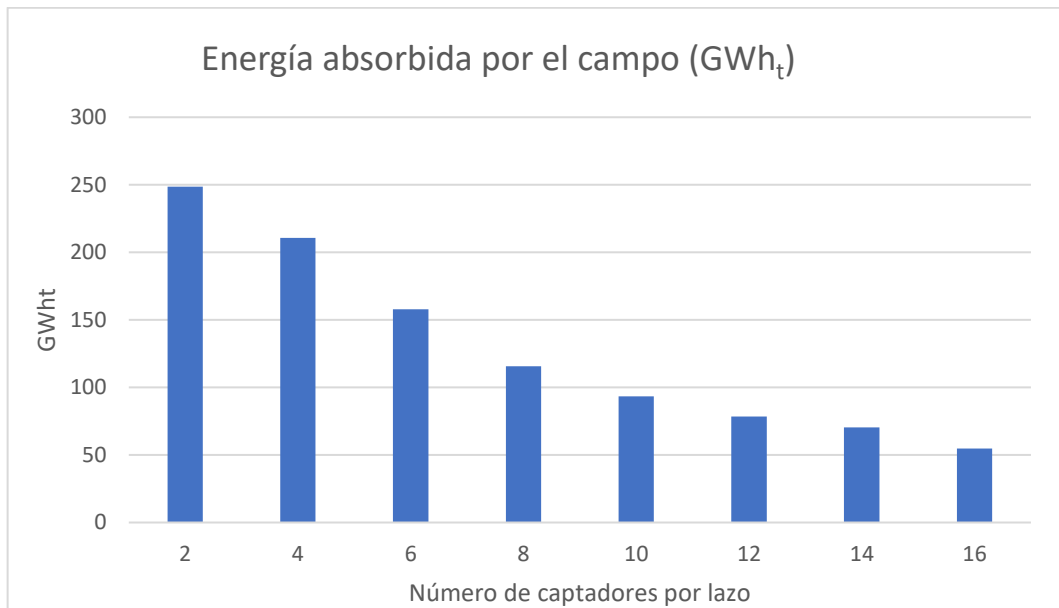


Figura 52: Energía térmica absorbida por el campo (GWh_t) con el captador FLABEG Ultimate Trough RP6. .
(Fuente de elaboración propia)

3 Análisis y resultado final

En este apartado se mostrarán los resultados finales que se han elegido para el dimensionado de la fila de captadores para cada modelo simulado. La elección se ha realizado utilizando dos criterios fundamentales. Estos criterios son los siguientes:

- Maximizar la cantidad de energía que genere el campo solar con cada modelo de captador.
- Maximizar la cantidad de energía que absorbe el campo solar.

Los resultados finales se pueden observar a continuación:

Tabla 20: Número óptimo de captadores por fila para la planta solar termoeléctrica de 50MW. . (Fuente de elaboración propia)

Modelo	Número de captadores óptimo por lazo
Solargenix SGX-1	10
Euro Trough ET150	6
Albiasatrough AT150	6
Luz LS-2	20
Luz LS-3	8
Siemens SunField 6	8
SkyFuel SkyTrough	6
FLABEG Ultimate Trough RP6	2
LF-11	16
Fresnell gmb	16

Para realizar una explicación detallada de lo que ocurre en los diferentes modelos de captador debemos de explicar primero con claridad lo que sucede en las filas de los captadores que forman el campo solar.

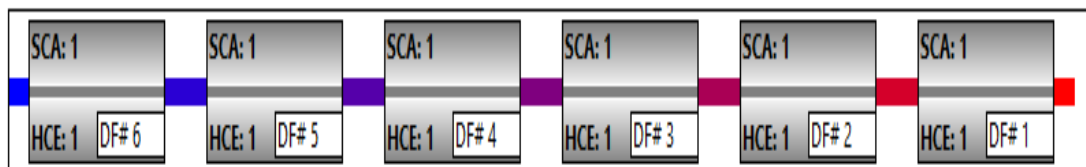


Figura 53: Representación del número de captadores por fila. . (Fuente de elaboración propia)

En la figura anterior se puede observar un lazo constituido por 6 captadores. Unidos por los captadores, se encuentran las tuberías que van cambiando de color según avanza la fila. Esto, representa el cambio de temperatura que va sucediendo en el fluido caloportador, desde la tubería azul (fluido caloportador con temperatura baja), hasta la tubería roja (fluido caloportador caliente).

Conforme el fluido vaya recorriendo la fila, su temperatura será mayor, y, por tanto, el incremento de temperatura (temperatura de entrada menos la temperatura de salida) que se produzca en los captadores será menor. Para observar mejor este efecto veamos la figura siguiente.

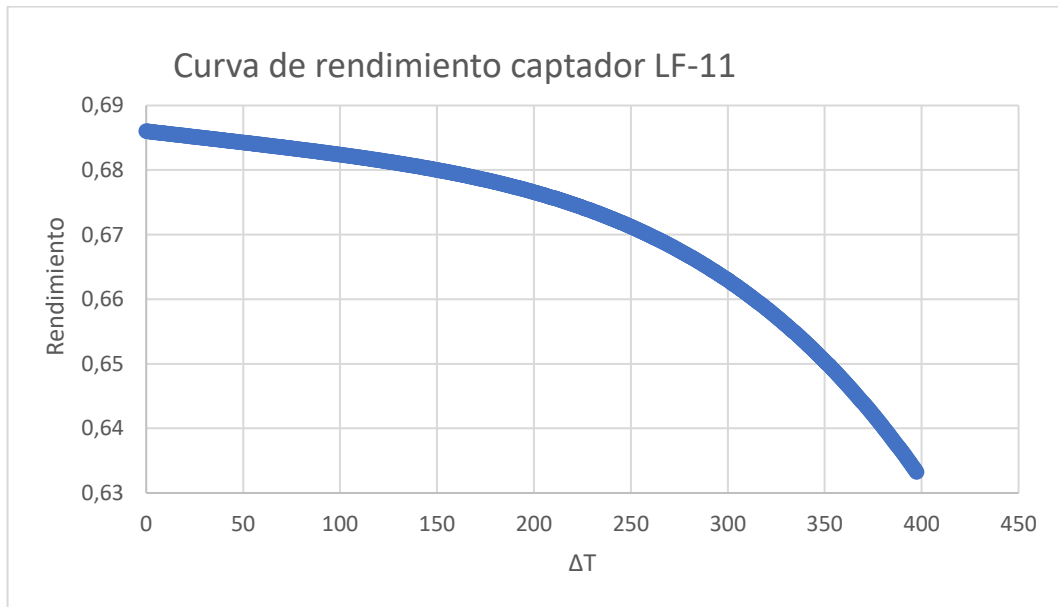


Figura 54: Curva de rendimiento del captador lineal Fresnel tipo LF-11 . (Fuente de elaboración propia)

En la figura 18, se puede observar la curva de rendimiento de un captador LF-11 para un ángulo de incidencia de 0° (Por tanto, el modificador del ángulo de incidencia transversal y longitudinal es 1) y una temperatura ambiente de 42°C .

El ΔT es la diferencia entre la temperatura media de funcionamiento del captador (Es decir, la media entre la temperatura de la entrada y la salida) y la temperatura ambiente. Por tanto, según ΔT aumenta, se puede comprobar que el rendimiento del captador baja. Esto es interesante para una fila o lazo de captadores, puesto que, conforme el fluido entra en el primer captador de un lazo, este, va incrementando su temperatura. Después, entra al segundo captador con una temperatura más alta, y, por tanto, sale a una temperatura más alta, esto se produce sucesivamente hasta que se llega al final de lazo y finalmente se consigue la temperatura de salida para la que ha sido diseñado. Por tanto, para una fila de captadores, el rendimiento va decreciendo según se avance en la fila por que los ΔT serán más altos.

Es por ello, por lo que, cuando se sobredimensiona una fila de captadores para un mismo incremento de temperatura, es decir, se colocan más captadores de los que se

necesitan para una temperatura de entrada y de salida, el rendimiento de la fila baja ya que habrá un mayor número de captadores trabajando a ΔT muy altos, y, por tanto, a rendimientos más bajos. Lo que ocurre cuando se trabaja con rendimientos bajos es que el captador no es capaz de aprovechar la energía incidente y, por tanto, la energía absorbida será menor.

Para concretar mejor lo que se comenta, se observa los resultados de la tabla del captador EuroTrough ET150 (Tabla 13). En él se puede ver como conforme se aumenta el número de captadores, se aumenta la energía producida por el campo solar, y, una vez llegado al número óptimo de captadores por lazo, un total de 6, la energía producida empieza a disminuir conforme disminuye la energía absorbida.

Se puede comprobar que, para modelos distintos de captadores, el número óptimo de del lazo es diferente y esto depende principalmente del área de apertura (A mayor área de apertura, mayor energía solar captada), y también, a el rendimiento propio de los captadores.

Capítulo 05. Estudio paramétrico de la central solar termoeléctrica

1 Introducción

En este capítulo se analizarán y se dimensionarán dos de las principales tecnologías de captación solar para implementarlas en el diseño de una planta solar termoeléctrica ubicada en Tenerife, Islas Canarias. Estas tecnologías son: los captadores cilindro-parabólicos y la tecnología lineal Fresnel. Se dimensionarán estas tecnologías debido a que son las que más se utilizan comercialmente y, al realizar el dimensionado de ambas, es posible comprobar cuál es la que más se adapta a las condiciones de la isla.

Para realizar el estudio para las dos tecnologías, primero, se definirán los parámetros principales que se utilizarán para optimizar el campo solar. Después, se utilizará la función parametrics del software SAM el cual nos permitirá obtener el valor óptimo de los principales valores del campo.

Este estudio se hará para varios modelos de captadores de las diferentes tecnologías comentadas anteriormente y se elegirá el que mejor se adapte a las condiciones propuestas.

Para la realización del estudio se dimensionarán las dos centrales obtenidas con los dos tipos de captadores para una misma potencia pero con diferentes fluidos de trabajo que se irán detallando a lo largo del capítulo.

1.1 Modelo económico

Para realizar el estudio paramétrico es necesario obtener un parámetro financiero denominado LCOE en inglés Levelized cost of energy. Para ello, elegiremos en SAM la opción de simular en PPA single owner. En este apartado se explicará las principales características de este modelo.

Los proyectos de PPA, en inglés power purchase agreement, también denominado acuerdo de compra-venta, son proyectos a escala de servicios públicos donde venden electricidad a un precio negociado a través de un acuerdo de compra-venta de energía

(PPA) que puede involucrar a una o dos partes. Estos modelos financieros son apropiados a proyectos de gran escala, aunque con SAM es aplicable a cualquier tipo de estudio.

En la opción Single owner se presupone que la estructura involucra a un propietario único del proyecto que puede ser la empresa proyectista, es decir, la que ha desarrollado el proyecto, o una empresa que compre el proyecto a la empresa proyectista. Lo que caracteriza este tipo de disposición es que todos los beneficios de la planta y los fiscales los recibe el único propietario.

1.2 Múltiplo solar (Solar multiple)

El múltiplo solar es uno de los parámetros más importante de una planta solar termoeléctrica. Este parámetro, se define como el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar y la potencia térmica requerida por el bloque de potencia en el punto de diseño [22].

$$SM = \frac{\dot{Q}_{\text{Campo solar}}}{\dot{Q}_{\text{Bloque de potencia}}} \quad (23)$$

Donde;

SM: Múltiplo solar.

De este parámetro se pueden sacar varias conclusiones:

Si $SM < 1$ El campo solar no produce la cantidad suficiente de energía en el punto de diseño para satisfacer la necesidad energética del bloque de potencia.

Si $SM = 1$ El campo solar genera únicamente la cantidad suficiente de energía en el punto de diseño para satisfacer las demandas del bloque de potencia, pero no produce un excedente para proveer de energía al bloque de potencia en las horas donde la cantidad de radiación que llega a la superficie de los captadores es pequeña. Por lo que, para este caso, el almacenamiento térmico no tendría utilidad.

Si $SM > 1$ El campo solar es capaz de satisfacer la demanda del bloque de potencia produciendo la cantidad suficiente de energía en el punto de diseño y produciendo un excedente. Esta energía se almacena y se utiliza cuando la cantidad de radiación solar no sea suficiente.

1.3 Factor de capacidad (Capacity factor)

El factor de capacidad de una central solar termoeléctrica, que también se conoce como factor de planta, es el cociente entre la energía que es generada por la central eléctrica durante un período (normalmente en un año) y la energía que se hubiera generado si se hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, es decir, si se hubiera trabajado para los valores de diseño de la planta.

Los valores de factor de capacidad para una planta solar termoeléctrica con tecnología cilindro-parabólica y Lineal Fresnel suelen estar comprendido entre el 15-50%.

Cuando no se implementaba el almacenamiento térmico, los parámetros principales de los que dependían un buen factor de capacidad para este tipo de plantas tenían que ver con el recurso solar al que viene supeditado por la ubicación. Unos malos datos de irradiación implicaban una producción menor que la propuesta en el punto de diseño, y, por tanto, un factor de capacidad más bajo. Con la llegada del almacenamiento térmico y la gestionabilidad, se ha conseguido disminuir esa dependencia, ya que al tener un almacenamiento es posible trabajar más horas acercando la producción de la planta solar termoeléctrica a la del punto de diseño.

Otro problema importante que puede empeorar el factor de capacidad suelen ser las averías, ya que implicaría que la central no estuviera operativa o a plena carga durante un periodo de tiempo, lo que produciría un descenso de la cantidad de producción eléctrica, y, por tanto, un descenso del factor de capacidad.

1.4 LCOE (Levelized cost of energy)

Para una planta solar termoeléctrica un parámetro económico importante que se utiliza para dimensionar la central es el LCOE (Costo nivelado de la energía). El LCOE se puede definir como la razón de los costes totales que tendrá una instalación lo largo de toda su vida, con respecto a la producción de energía que conseguirá a lo largo de sus años de operación.

Este parámetro es importante a la hora de comparar distintas tecnologías de captación ya que al tener el LCOE de ambos, podemos saber cuál de las dos tecnologías producirá energía de una forma más barata.

La expresión simplificada que caracteriza este parámetro es la siguiente [24]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (\text{Número})$$

Donde;

I_t : Este parámetro representa los gastos de inversión en cada año.

M_t : Este parámetro representa los costes de operación y mantenimiento.

F_t : Representa el coste que tiene el combustible cada año.

n : Representa los años de vida que tiene una central solar termoeléctrica.

t : Representa los años.

Cabe destacar que, el parámetro F_t , es la variable relacionada con el coste de combustible en cada año en este tipo de centrales sería cero si no se utiliza hibridación con una caldera auxiliar. En nuestro caso, no contaremos con esta tecnología por lo que será 0.

Para el cálculo del LCOE se ha dejado por defectos los valores que propone el programa para los costes de las plantas. En la siguiente tabla, se pueden ver un resumen de los principales parámetros:

Tabla 21: Principales costes de la planta solar termoeléctrica . (Fuente de elaboración propia)

	Planta con captadores Fresnel	Planta con captadores Cilindro-parabólica
Site improvements	20.00 \$/m ²	20.00 \$/m ²
Solar field	150.00 \$/m ²	150.00 \$/m ²
HTF system	47.00 \$/m ²	60.00 \$/m ²
Storage	32.00 \$/KWh _t	62.00 \$/KWh _t
Power plant	1,100.00 \$/KW _e	910.00 \$/KW _e
Balance of plant	340.00 \$/kW _e	90.00 \$/KW _e

2 Requisitos de diseño

Los principales requisitos que debe de cumplir el diseño de la planta solar termoeléctrica son los siguientes:

- El parámetro fundamental que se estudiará para la elección de la tecnología serán las dimensiones del campo solar ya que la Isla tiene una enorme cantidad de territorio ocupado, o en el que no se puede construir y esto es uno de los principales problemas de la Isla para implementar estas tecnologías. Por poner un ejemplo de las características de los terrenos de las Islas Canarias, según datos del Instituto Canario de Estadística[25], cuenta con un 36% de superficie protegida, siendo Tenerife la segunda isla con 43 territorios (su número en porcentaje es 48,6%).
- Otro recurso que se intentará optimizar es el gasto de agua de la planta.
- El factor de capacidad debe de estar entre los valores normales para este tipo de planta.
- El LCOE deberá de optimizarse para la planta, es decir, se elegirá una planta que produzca energía de una forma más barata.

3 Dimensionado para las dos tecnologías de captación solar

En este apartado se explicará el proceso de dimensionado de la planta solar termoeléctrica para el estudio paramétrico.

Para realizar el dimensionado de una planta termosolar con SAM es necesario conocer una serie de parámetros que se introducirán en el programa. Una parte de ellos, como la ubicación y por consiguiente la irradiancia de diseño han sido preestablecidos en capítulos anteriores.

La orientación de los captadores también es un parámetro importante para el dimensionado. Normalmente, los captadores se colocan de dos maneras, estas son: Orientación de Norte-Sur u Orientación de Este-Oeste. Estas orientaciones no son las únicas que tienen cabida ya que cualquiera es posible, siempre y cuando sea la misma a lo largo de una fila del campo. Si esto no fuera así, cada captador a lo largo de un lazo tendría diferentes ángulos de incidencia, y, por tanto, diferente radiación disponible. Esto supondrá una dificultad añadida para realizar el control de la planta [20].

Para el dimensionado, la orientación elegida será Norte-Sur ya que implica una mayor cantidad de energía producida al año según [26] y además es lo más utilizado en las plantas comerciales.

En el programa SAM se especifica un apartado denominado Collector orientation. Se debe especificar dos parámetros principales; Collector tilt, es el ángulo que forma el colector con la horizontal que tendrá un valor de 0° ,y, Collector azimuth; donde, si la orientación es Norte-Sur el valor será 0° y si la orientación es Este-Oeste será 90° .

Los bloques de potencia que se utilizarán en este análisis de las tecnologías son lo que vienen por defecto en el programa de SAM, no se ha realizado el diseño propio. Para los valores representativos de los ciclos de potencia, como puede ser la potencia neta, se aproximará al valor normalmente utilizado para planta solar termoeléctrica que suele ser 50MW.

Después de haber elegido los parámetros comentados anteriormente y haber dejado los demás por defecto con los valores de SAM se puede comenzar el estudio paramétrico.

La simulación paramétrica implica asignar más de un valor a una o más variables de entrada para explorar como cambian uno o más valores de salida. Las simulaciones paramétricas son útiles para crear gráficos que muestran relaciones entre una métrica de valores de entrada y de salida, por ejemplo, como varía el parámetro LCOE para valores de múltiplo solar.

En el caso que nos ocupa se irá variando el tamaño de la planta. Esto se consigue variando el múltiplo solar para un tamaño concreto del almacenamiento, que será otro valor de entrada. El tamaño de almacenamiento TES se varía gracias a las horas de almacenamiento. Para el estudio se realizará la variación de las horas de 2 hasta 12 yendo de 2 en 2. El estudio también se podría realizar acortando el intervalo entre las horas, pero el volumen de datos sería enorme ya que esto se hará para varios captadores, por lo que se ha decidido hacerlo así.

El aumento de las horas de almacenamiento implica un aumento del volumen de los tanques de almacenamientos. Para calcular el volumen en SAM, se tiene que introducir dos variables, las horas de almacenamiento y la altura de los tanques, y el programa te calcula, el volumen y el diámetro de este. Se fija una altura de los tanques de 12m que se encuentra dentro del rango utilizado por las plantas termosolares y, además, es la altura

que utiliza por defecto SAM. En la siguiente tabla se observará como serán los volúmenes y el diámetro con respecto a las horas de almacenamiento.

Tabla 22: Variación de las horas de almcaneamiento, volumen de los tanques y diámetro . (Fuente de elaboración propia)

Horas de almacenamiento (h)	Diámetro del tanque (m)	Volumen de los tanques de almacenamiento (m³)
2	21,02	4165.18
4	29,73	8330.36
6	36,41	12495.5
8	42,04	16660.7
10	47,00	20825.9
12	51,50	24991.1

También, se irá variando el múltiplo solar, y, por tanto, el tamaño del área del campo solar y los valores de salida que se obtendrán serán el LCOE y el factor de capacidad de la planta.

Lo que es previsible que ocurra según lo que se ha visto en [22] es una representación gráfica para una determinada hora de almacenamiento donde se podrá ver como varía el LCOE cuando se aumenta el múltiplo solar.

En principio, un aumento del múltiplo solar supondrá una mayor área de apertura y mayor capacidad de concentrar el recurso solar. Esto implica según la fórmula del LCOE mayor cantidad de producción eléctrica y, por tanto, este parámetro se reducirá.

Conforme aumenta el múltiplo solar, también aumenta el coste, por tanto, llegará un punto en el que tener un campo solar tan grande no beneficie por que aumentará los costes de producción. Esto ocurre principalmente por que llega un punto en el que, aunque crezca el tamaño del campo solar y esto haga que se aproveche más el recurso solar, la energía captada será tan grande que ni el sistema de almacenamiento, ni el bloque de potencia aprovechará esa energía y, por tanto, se disipará.

Es por ello, por lo que, en siguientes apartados se realizará la parametrización para varias plantas termosolares con colectores cilindro-parabólicas y con colectores tipo

Lineal Fresnel buscando cumplir con los requisitos de diseño, minimizar los costes de producción y producir una gran cantidad de energía aprovechando el terreno ocupado.

4 Estudio de la planta termosolar con captadores Cilindro-Parabólico

En este apartado se presentarán los resultados del estudio paramétrico que se ha realizado para los colectores cilindro-parabólicos. Los modelos con los que hemos realizado el estudio con el número de captadores por lazo son los siguientes:

Tabla 23: Número de captadores óptimo de los distintos captadores cilindro-parabólico . (Fuente de elaboración propia)

Modelo	Número de captadores óptimo por fila
Solargenix SGX-1	10
Euro Trough ET150	6
Albiasatrough AT150	6
Luz LS-2	20
Luz LS-3	8
Siemens SunField 6	8
SkyFuel SkyTrough	6
FLABEG Ultimate Trough RP6	2

El fluido caloportador utilizado para el campo solar será un aceite térmico, más concretamente, Thermino VP-1 que es el aceite térmico más utilizado en este tipo de centrales. Por ello, la temperatura de entrada y de salida del fluido caloportador serán 290°C y 390°C respectivamente.

Además, cada una de las plantas que se diseñarán a lo largo de este apartado trabajarán bajo las mismas condiciones. A continuación, se dejará una tabla con los valores generales.

Tabla 24: Aspectos generales de la planta con captadores Cilindro-parabólicos. (Fuente de elaboración propia)

Aspectos generales	
Tecnología	Cilindro-Parabólica
Modelo económico	Dueño único
Irradiancia de diseño	950W/m ²
Longitud	-16,627
Latitud	28,027
Campo solar	
Tubo receptor	Schott PTR70
Diámetro interior	0,066m
HTF	Therminol VP-1
Temperatura de salida del lazo	390°C
Temperatura de entrada del lazo	290°C
Orientación	Norte-Sur
Bloque de potencia	
Potencia bruta	55 MW
Potencia neta	49,95 MW
Rendimiento térmico del ciclo	0,35
Almacenamiento térmico	
Tanque de fluido frío	1
Tanque de fluido caliente	1

Después de haber elegido los parámetros comentados anteriormente y haber dejado los demás por defecto con los valores de SAM se puede comenzar el estudio paramétrico.

Al realizar tantas configuraciones diferentes de planta para cada modelo de captador cilindro-parabólica se han obtenido una enorme cantidad de resultados, es por ello, por lo que, se elegirán los resultados paramétricos del captador Euro Trough ET150 para explicar los valores obtenidos de la parametrización, y posteriormente, en el apartado de resultados final, se mostrarán los valores de cada captador que cumplan los requisitos propuestos para el diseño de la planta.

4.1 Resultados de la planta con captadores Euro Trough ET150

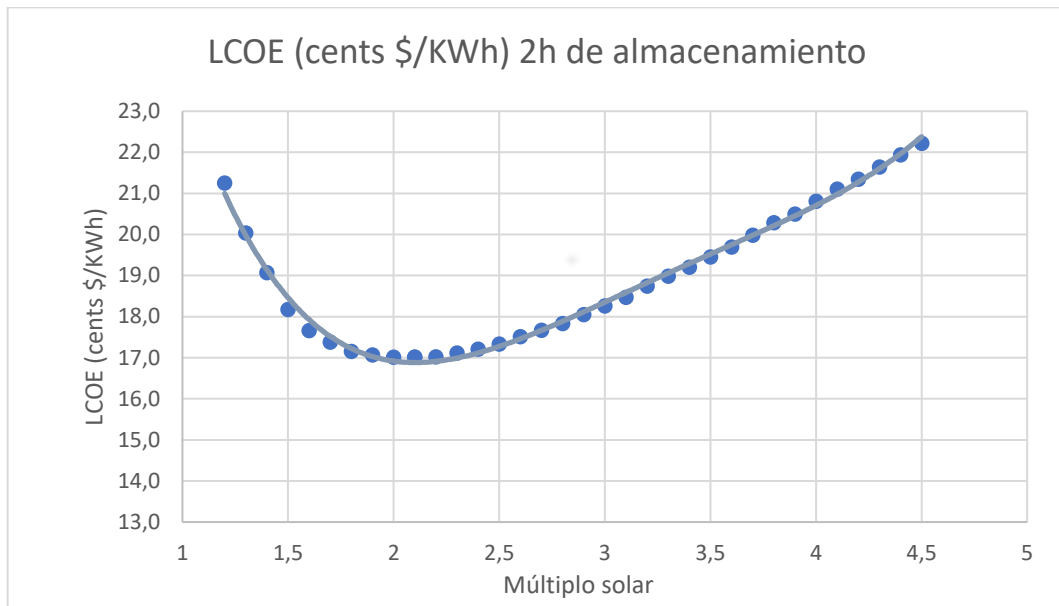


Figura 55: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)

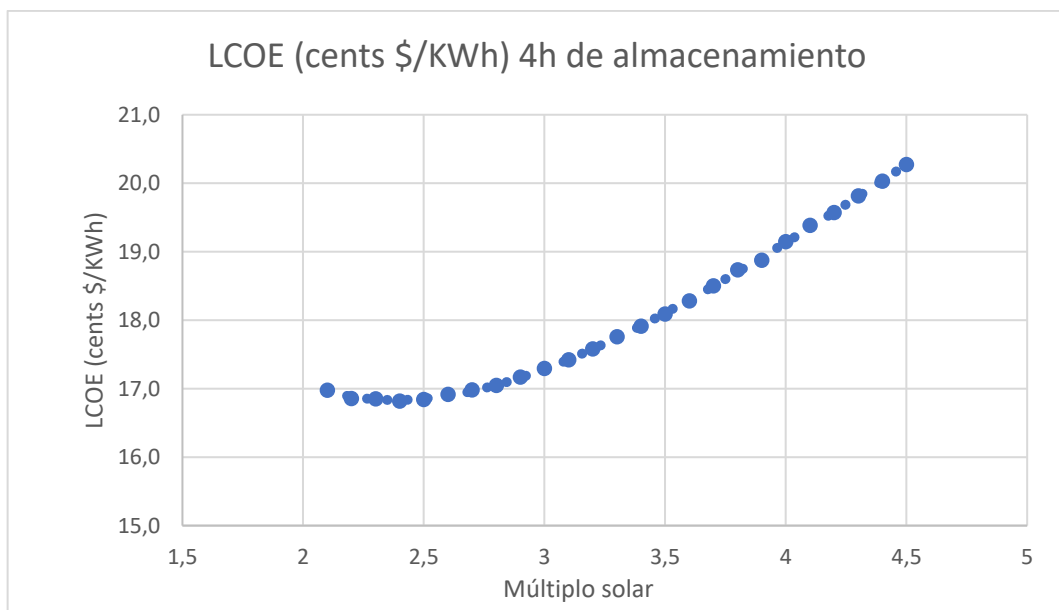


Figura 56: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)

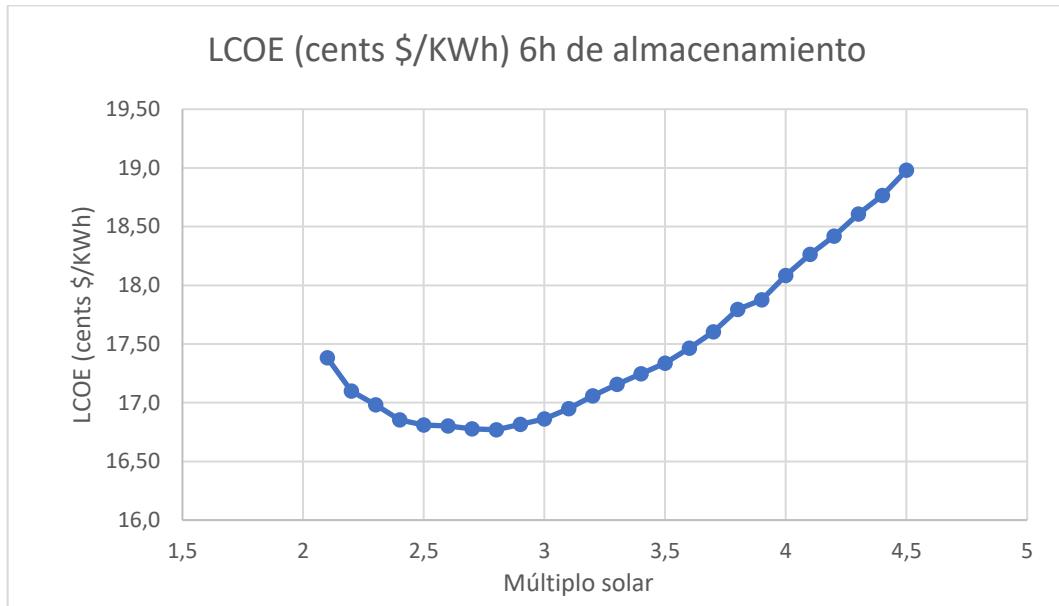


Figura 57: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)

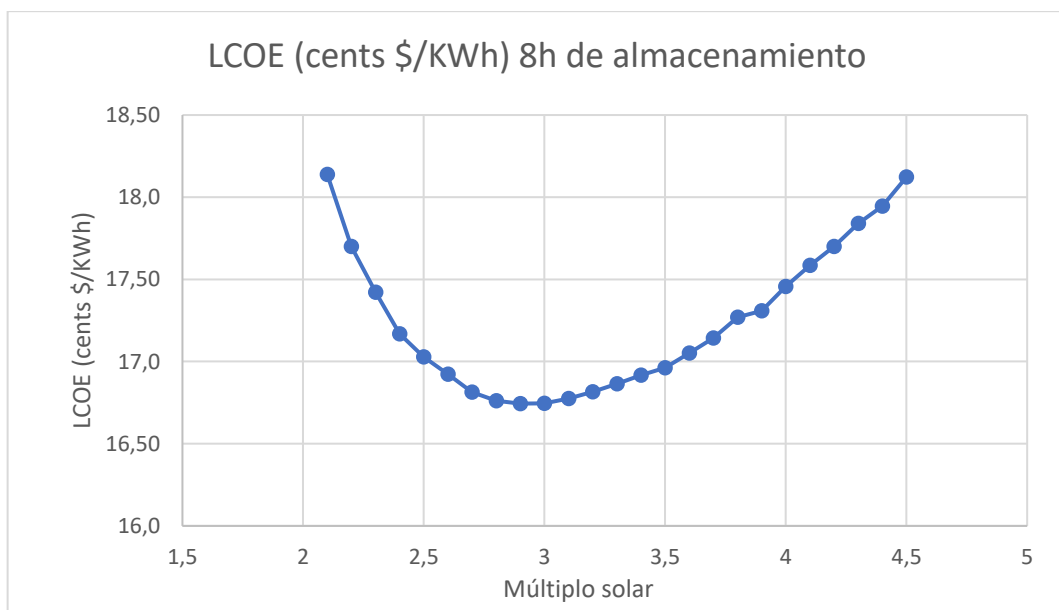


Figura 58: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)

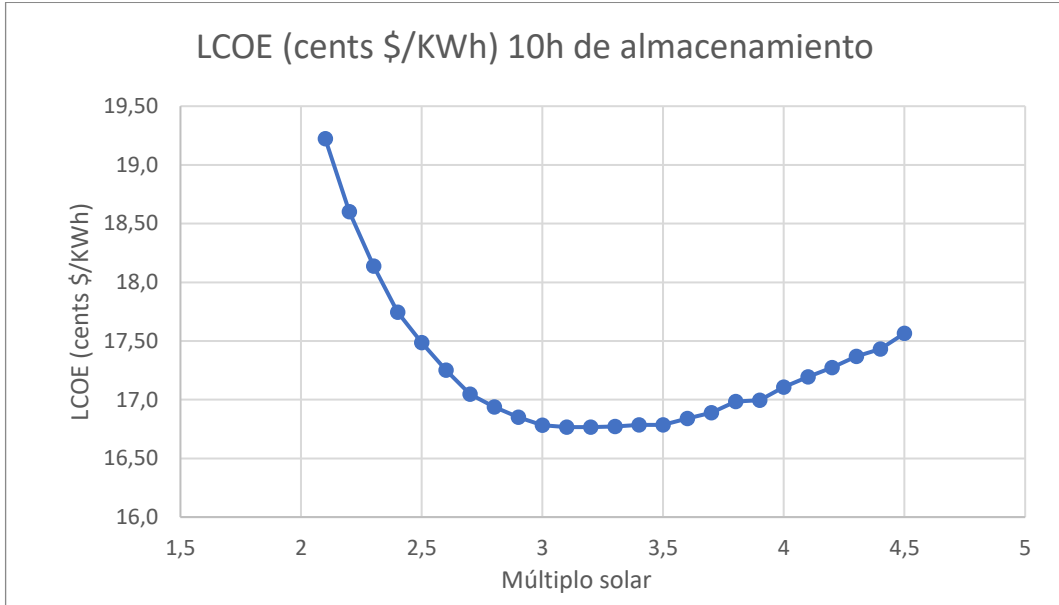


Figura 59: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)

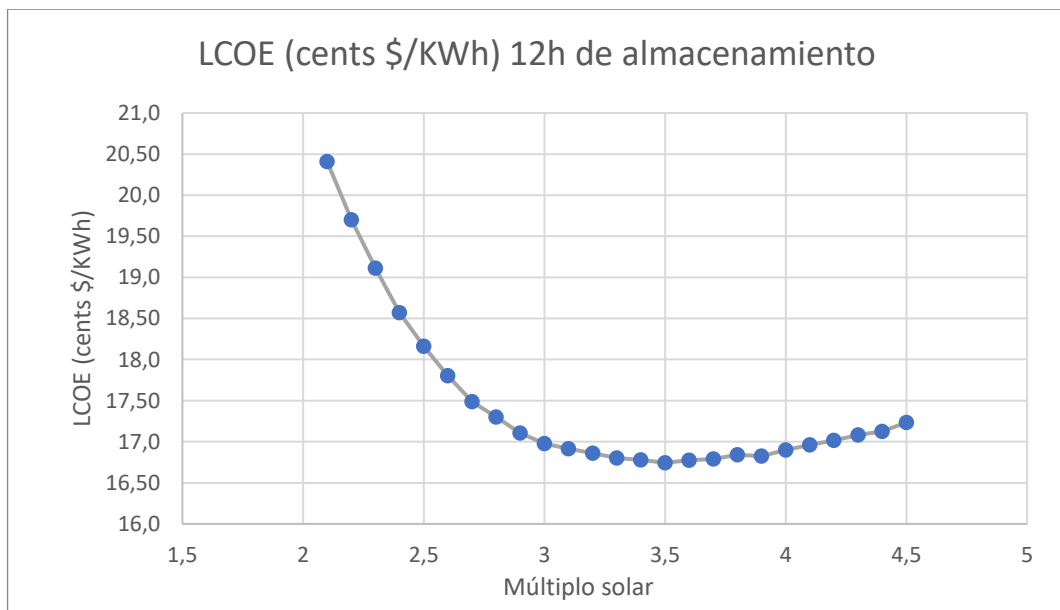


Figura 60: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Euro Trough ET150 . (Fuente de elaboración propia)

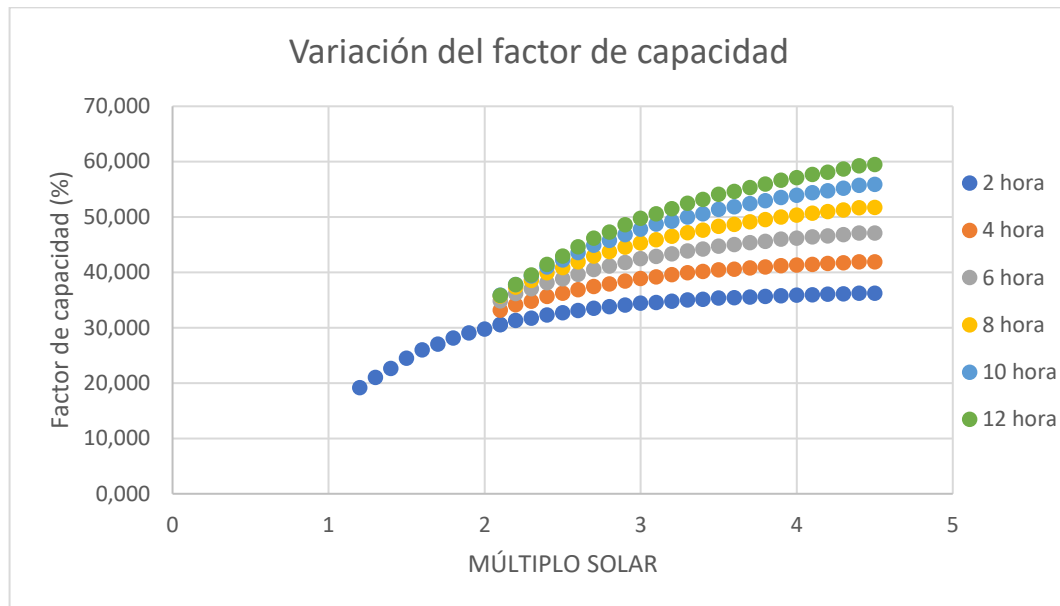


Figura 61: Variación del factor de capacidad con el captador Euro Trough ET150. (Fuente de elaboración propia)

Estos son los resultados obtenidos para la planta solar termoeléctrica dimensionada con captadores Euro Trough ET150.

Con el estudio paramétrico, lo que se ha conseguido obtener, es una representación gráfica en la que se puede observar cómo varía el LCOE con respecto al múltiplo solar para unas horas de almacenamiento determinada. Se puede observar lo que se mencionaba en el apartado del dimensionado de la planta. Conforme aumenta el múltiplo solar, se aumenta la producción eléctrica de la planta ya que el campo solar cada vez es más grande y es capaz de aprovechar más el recurso solar incidente. Esto se produce hasta un punto determinado, donde se produce el LCOE mínimo, en ese punto los costes totales empiezan a crecer más de lo que lo hace la producción eléctrica, y, por tanto, el LCOE empieza a aumentar de nuevo.

También, es interesante observar cómo varía el LCOE para mismo múltiplo solar pero diferentes horas de almacenamiento. Por ejemplo, para un múltiplo solar pequeño como 1,5 se puede comprobar que conforme aumentan las horas de almacenamiento, se va aumentando el LCOE. Esto ocurre debido a que, aunque se aumenten las horas de almacenamiento, el campo es incapaz de aprovecharlo porque el recurso solar sigue siendo el mismo. Por otro lado, para un múltiplo solar muy grande, 4,5, se puede comprobar que conforme aumenta el almacenamiento térmico se disminuye el LCOE esto es debido a que ocurre lo contrario de lo que se produce para un múltiplo solar muy bajo,

a horas de almacenamiento muy bajo, el campo genera una gran cantidad de energía que no es aprovechado y que si ocurre para horas de almacenamientos muy grandes.

El factor de capacidad también aumenta conforme aumenta el múltiplo solar, esto se debe a que cuanto mayor es el múltiplo solar, mayor es aprovechado el recurso solar y esto implica que la central trabaja cada vez más cerca a lo dimensionado en el punto de diseño.

4.2 Resultados de la planta con captadores Luz LS-2

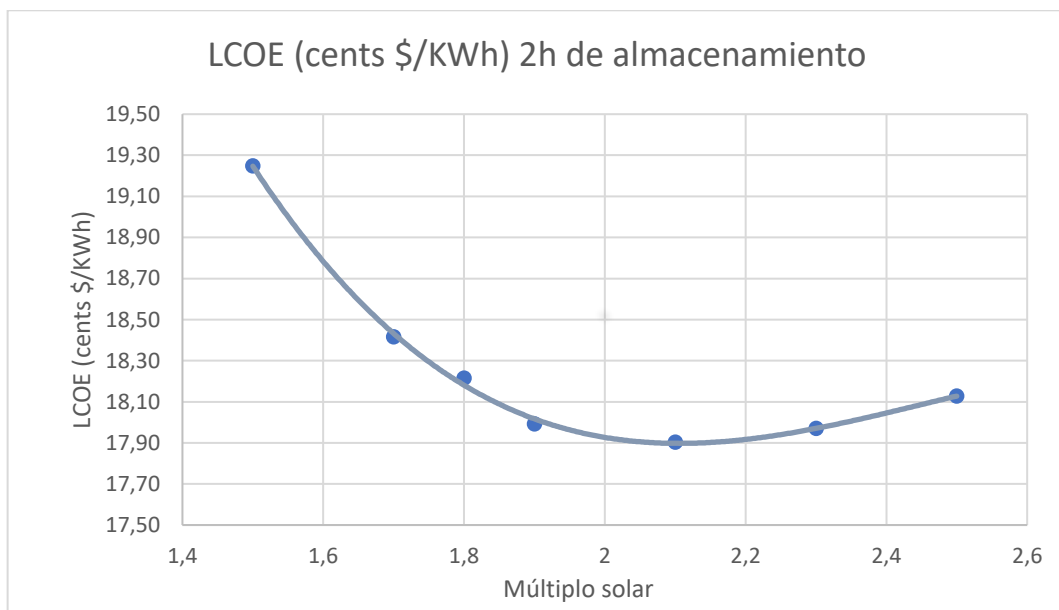


Figura 62: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Luz LS-2.. (Fuente de elaboración propia)

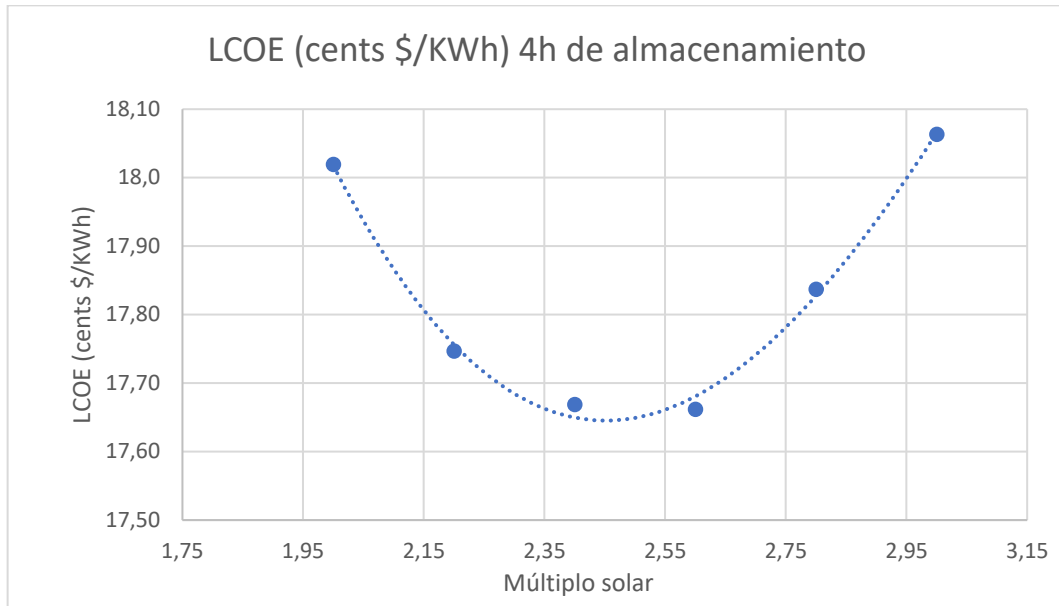


Figura 63: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)

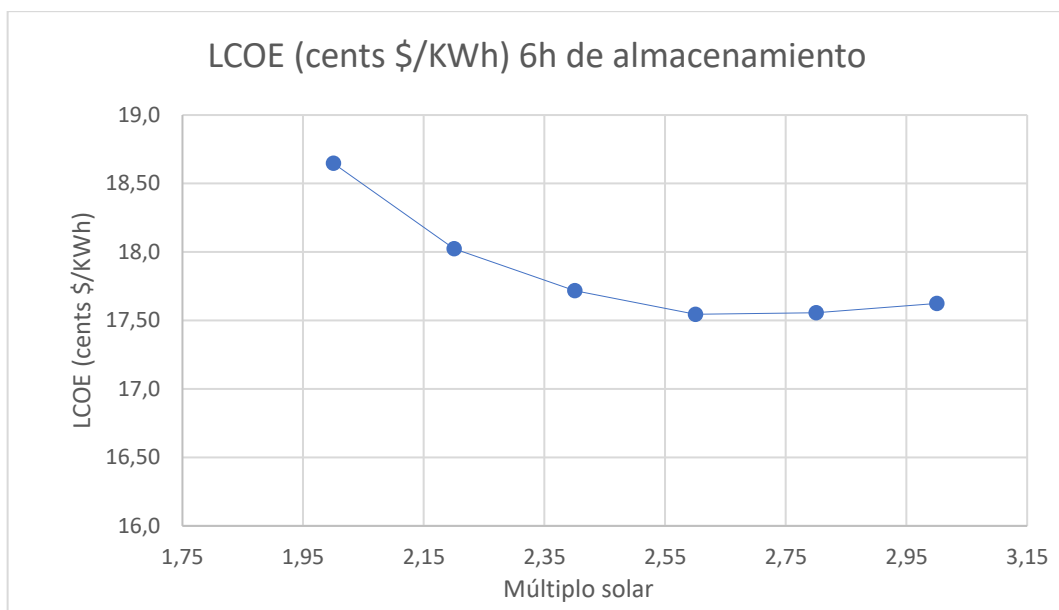


Figura 64: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)

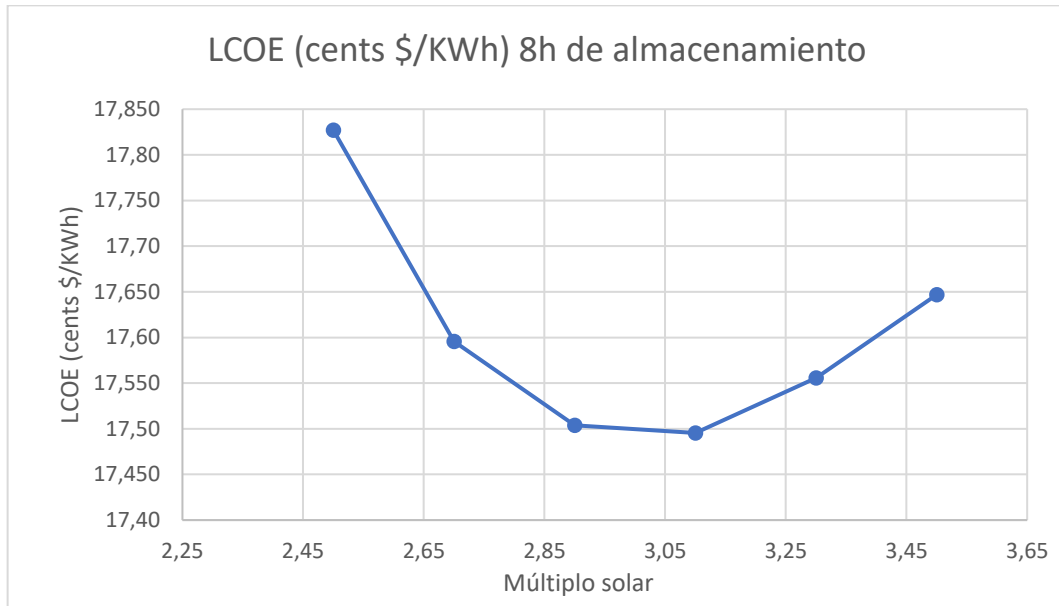


Figura 65: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)

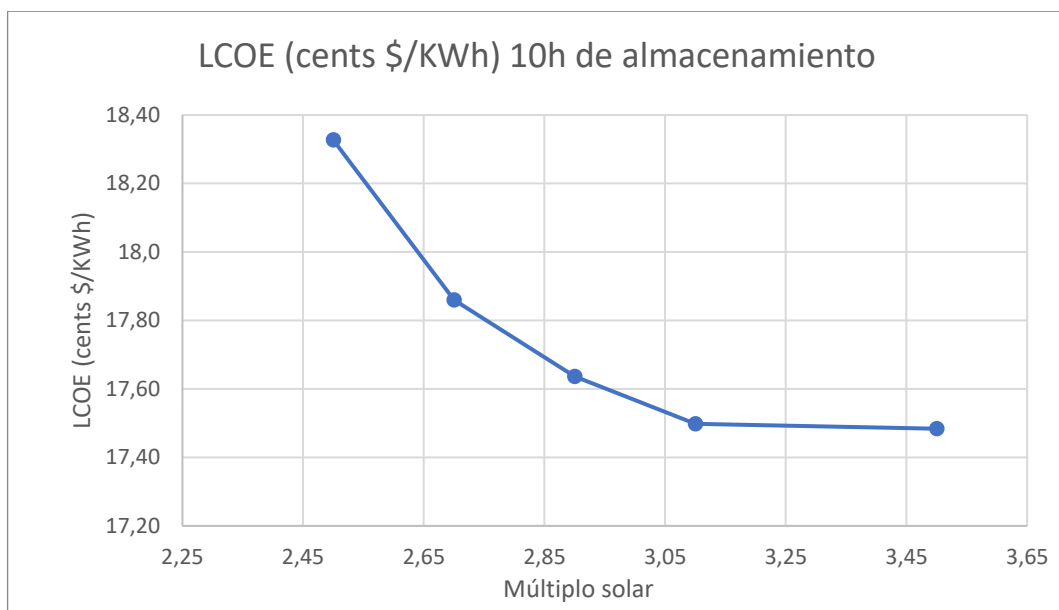


Figura 66: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)

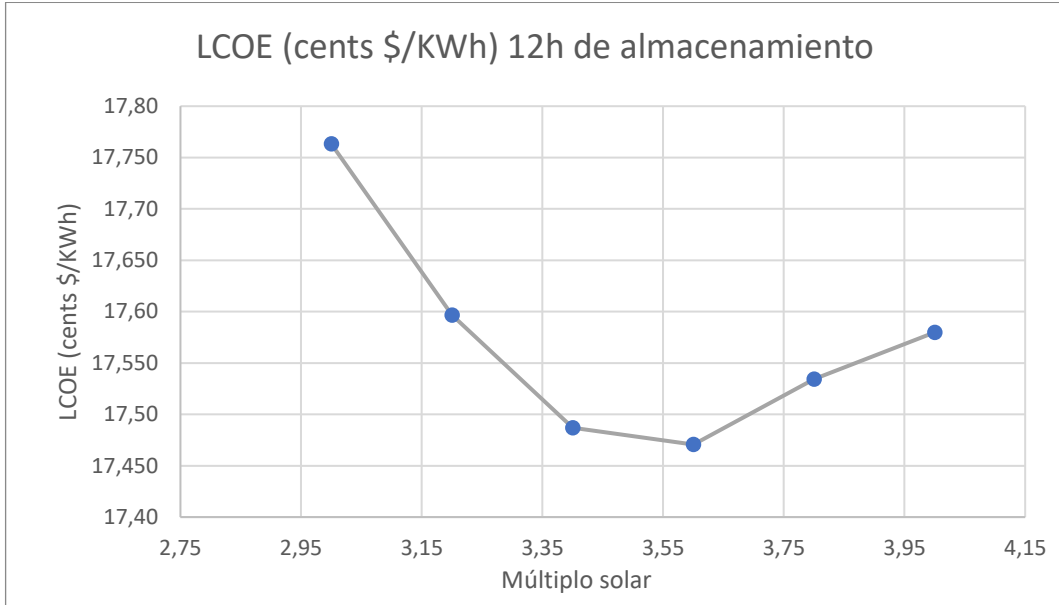


Figura 67: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)

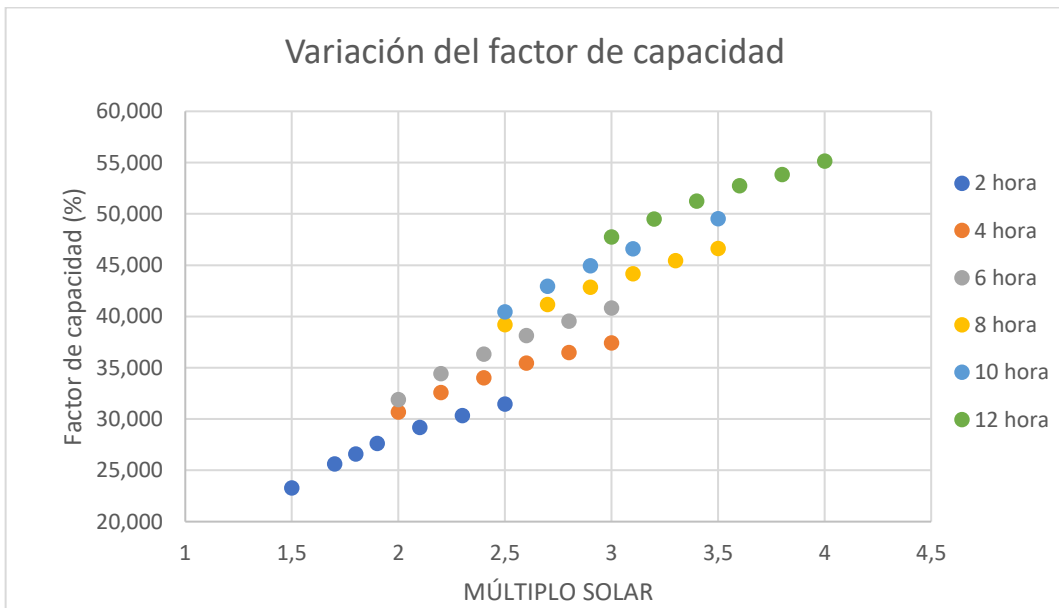


Figura 68: Variación del factor de capacidad del captador Luz LS-2. (Fuente de elaboración propia)

4.3 Resultados de la planta con captadores Luz LS-3

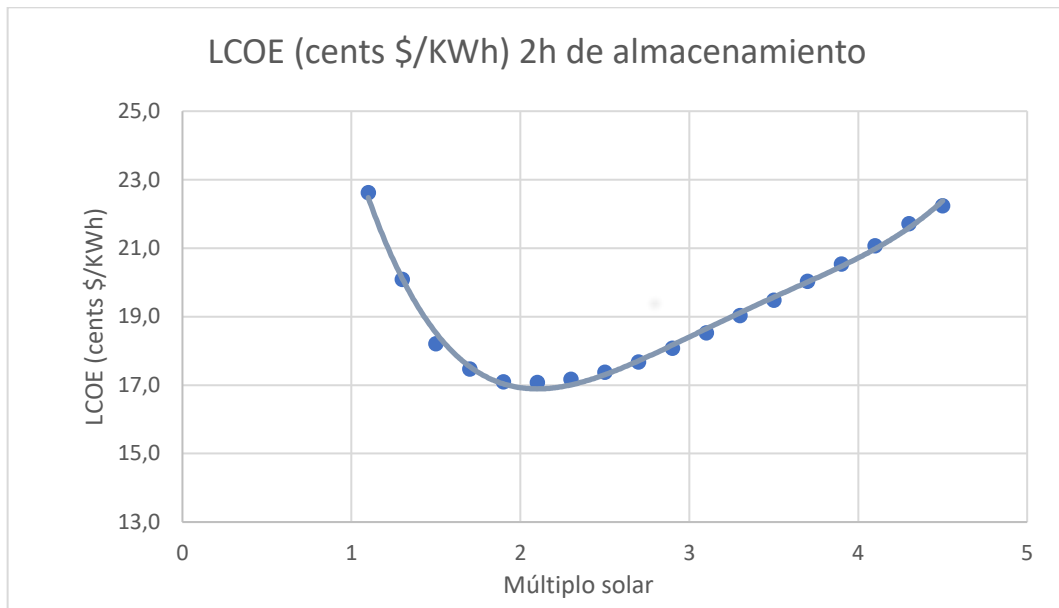


Figura 69: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)

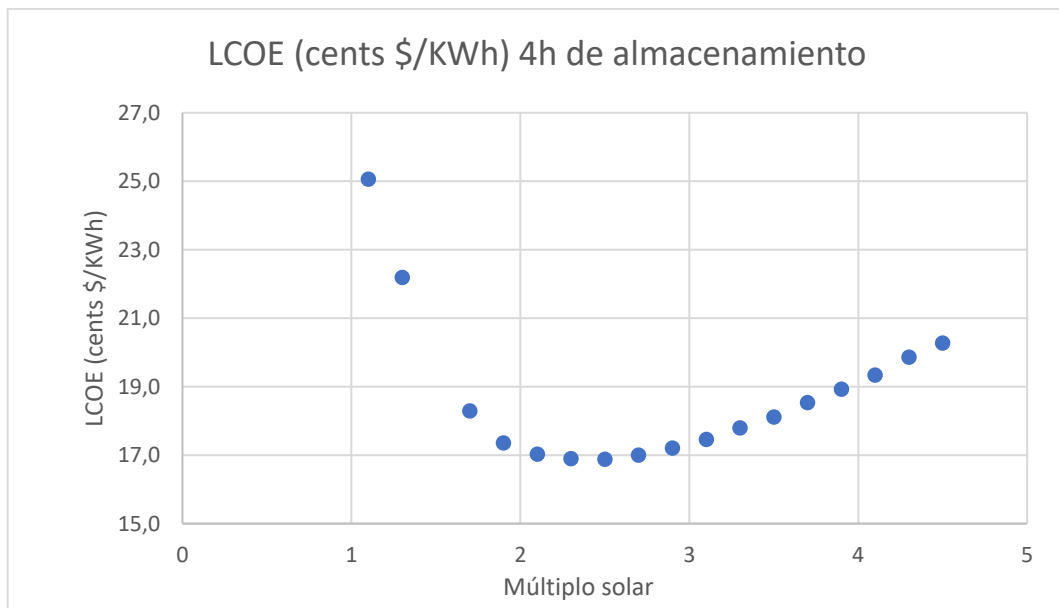


Figura 70:: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)

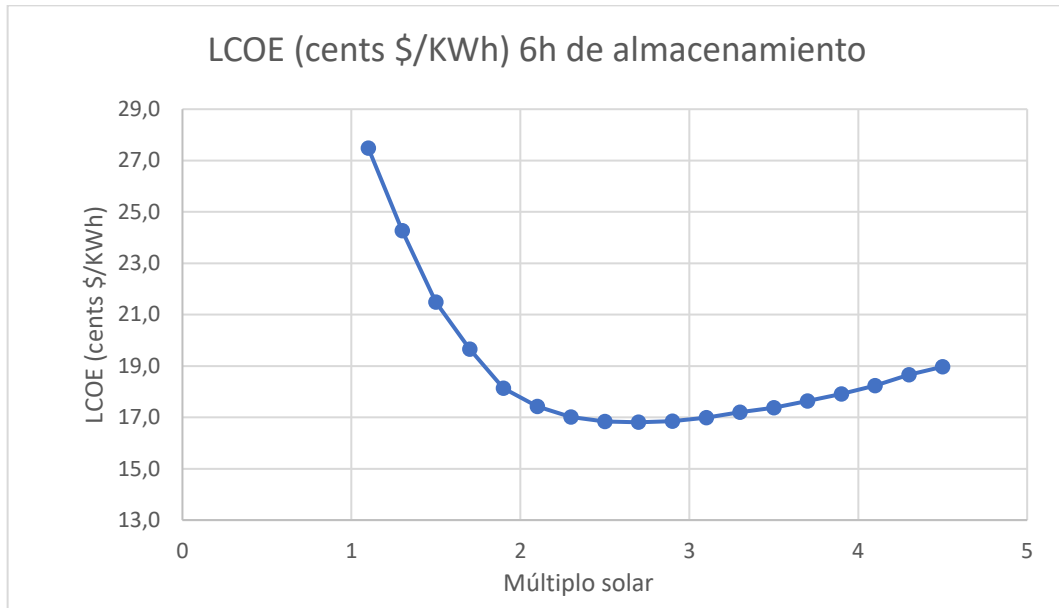


Figura 71: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

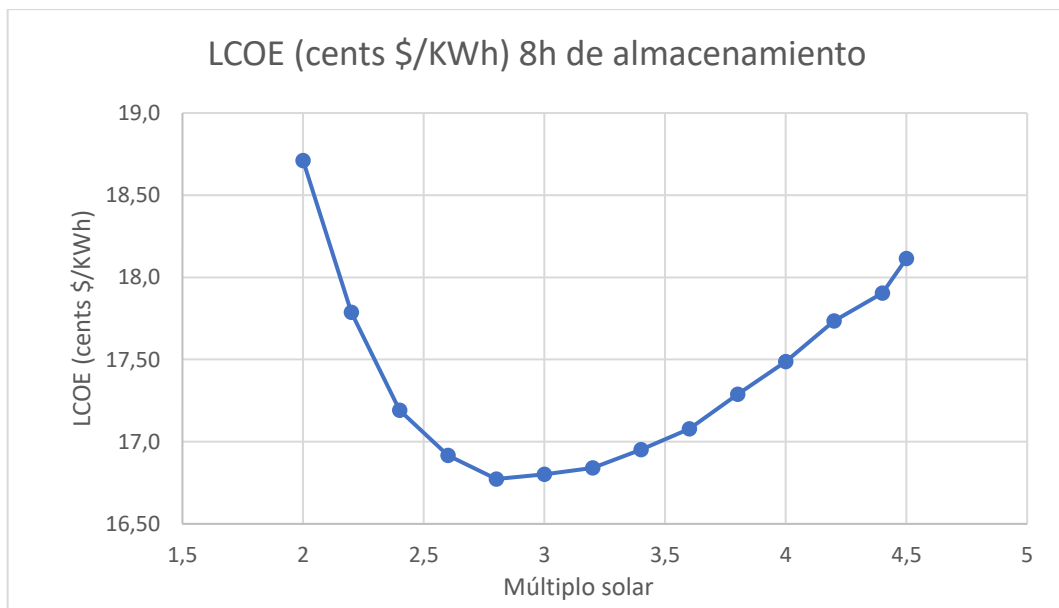


Figura 72: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

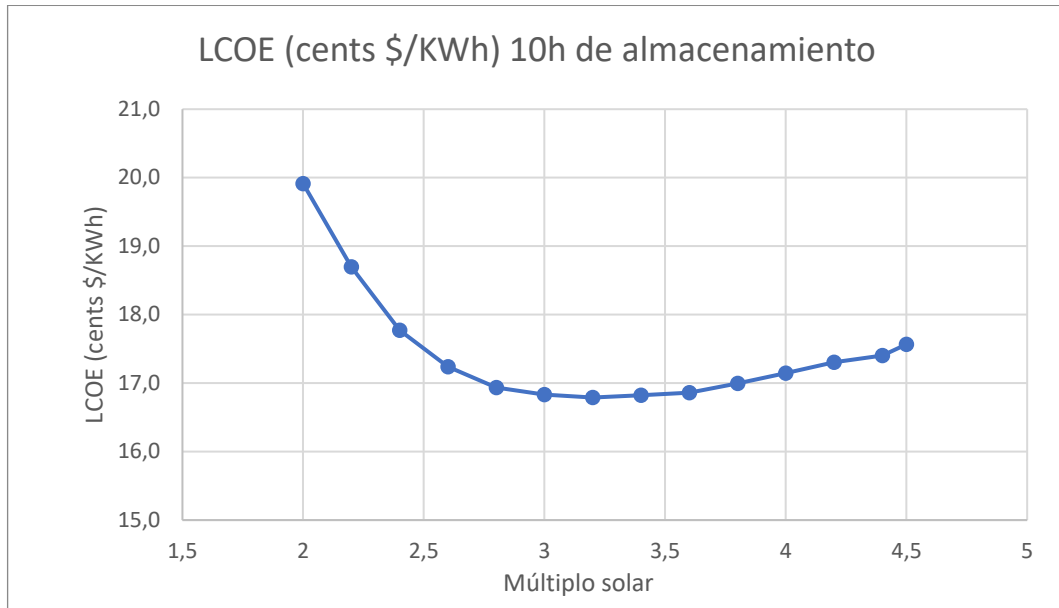


Figura 73: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

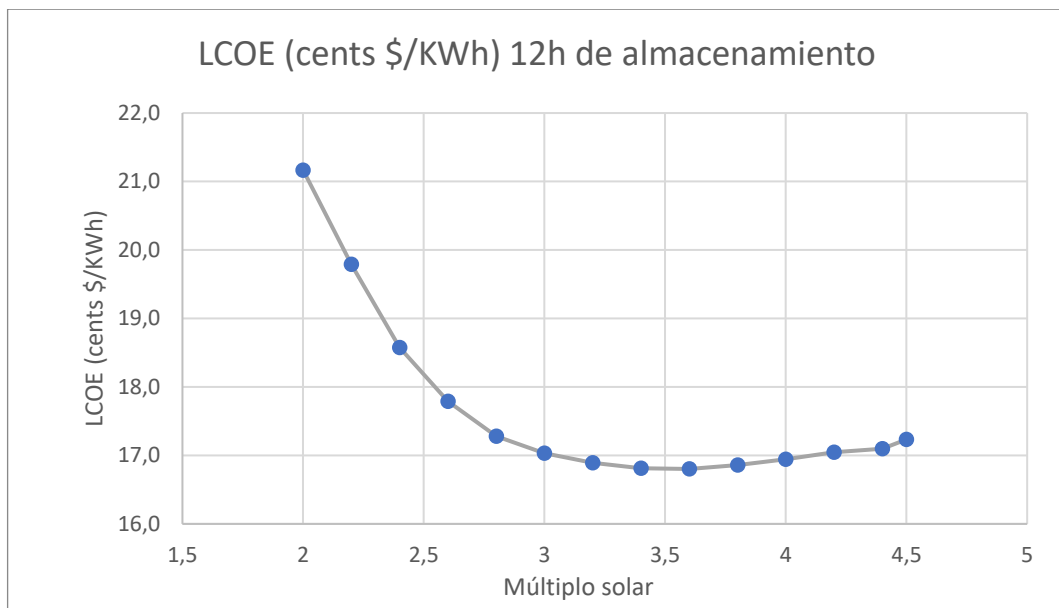


Figura 74: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

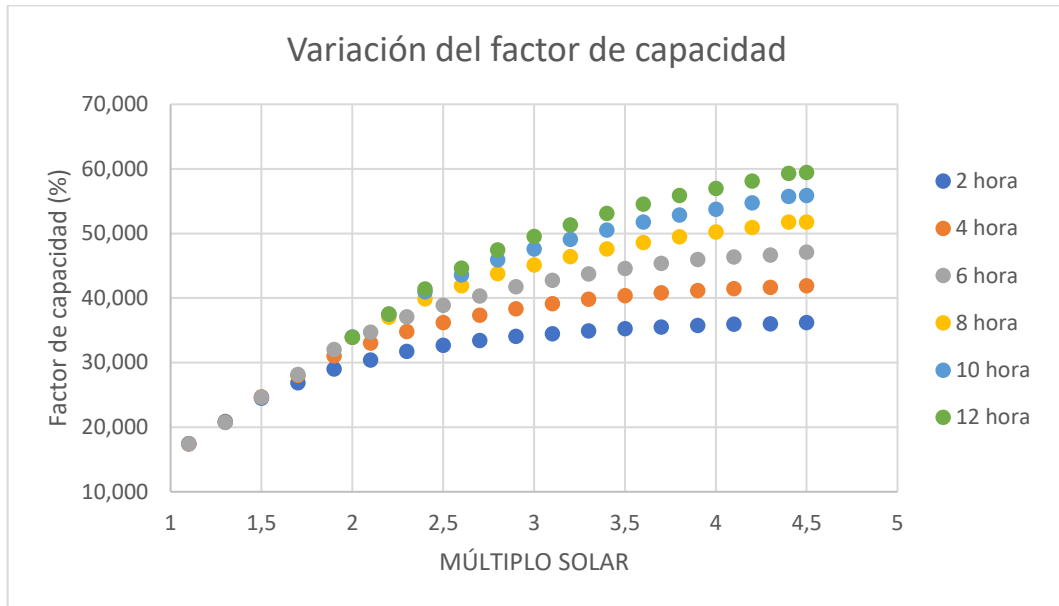


Figura 75: Variación del factor de capacidad del captador Luz LS-3. (Fuente de elaboración propia)

4.4 Resultados de la planta con captadores Solargenix SGX-1

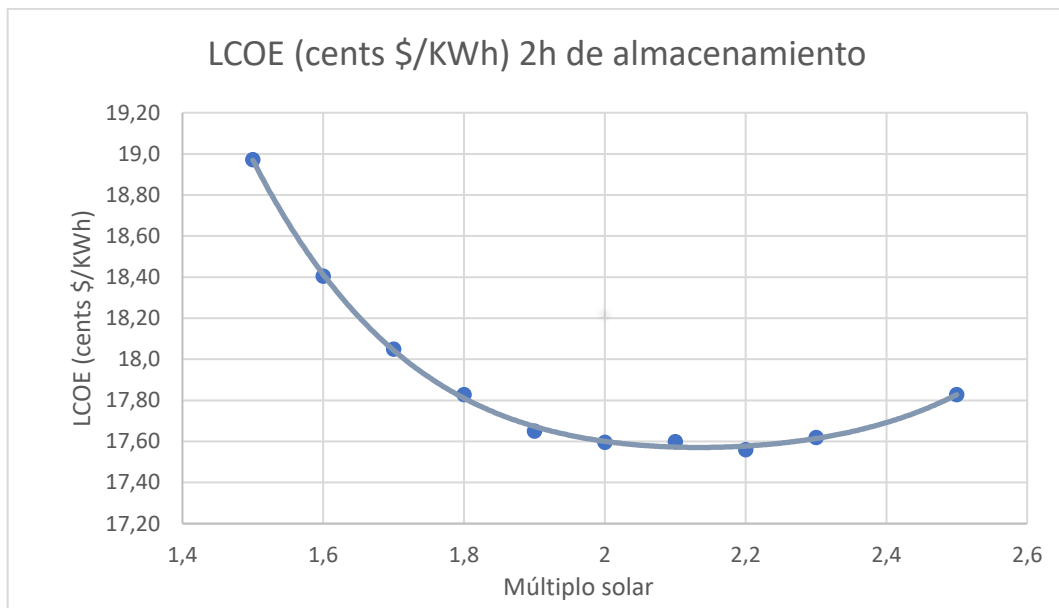


Figura 76: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

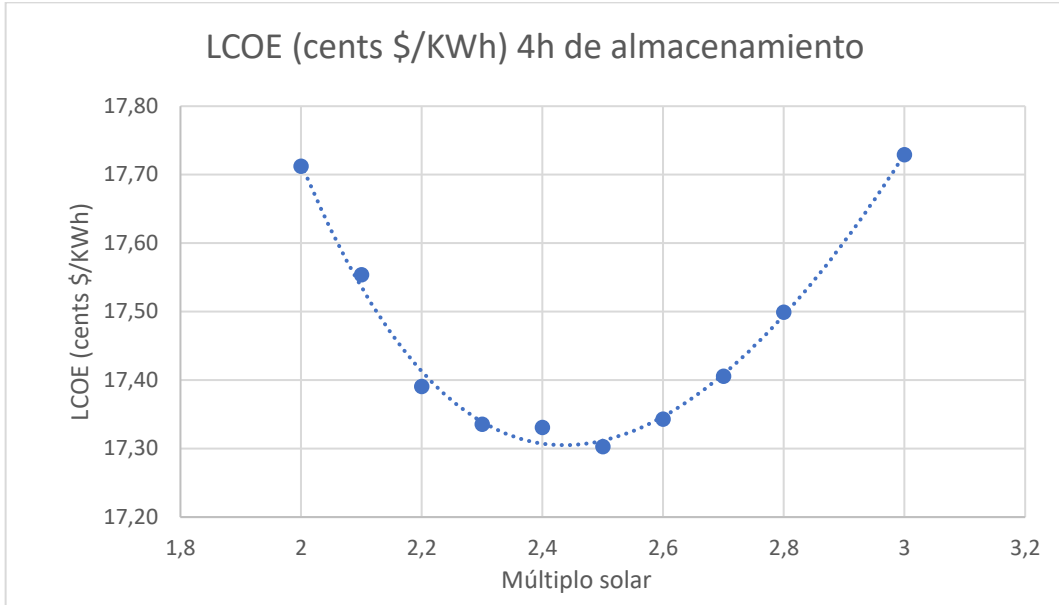


Figura 77: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

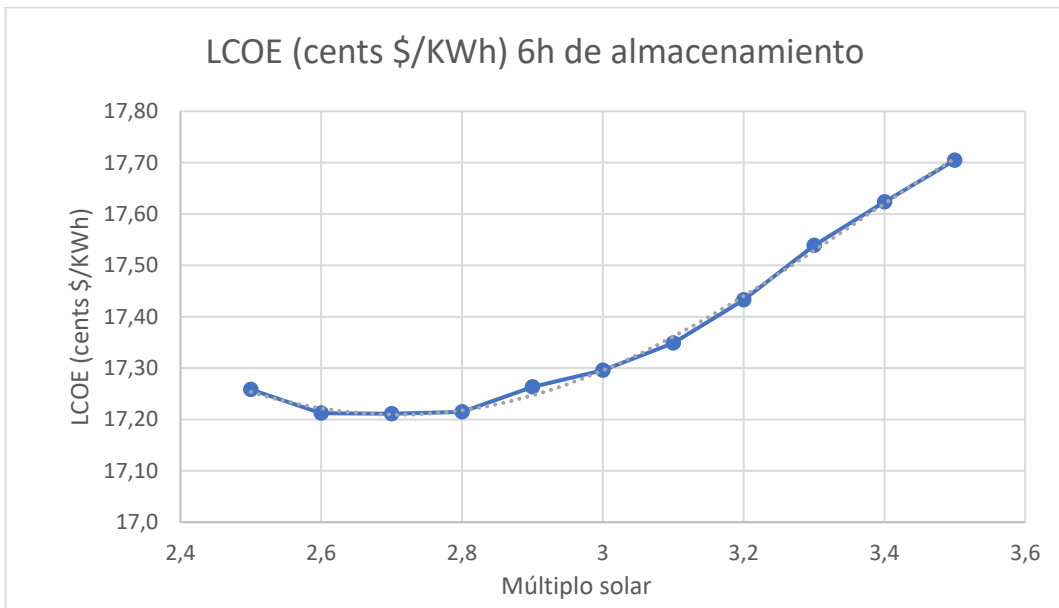


Figura 78: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

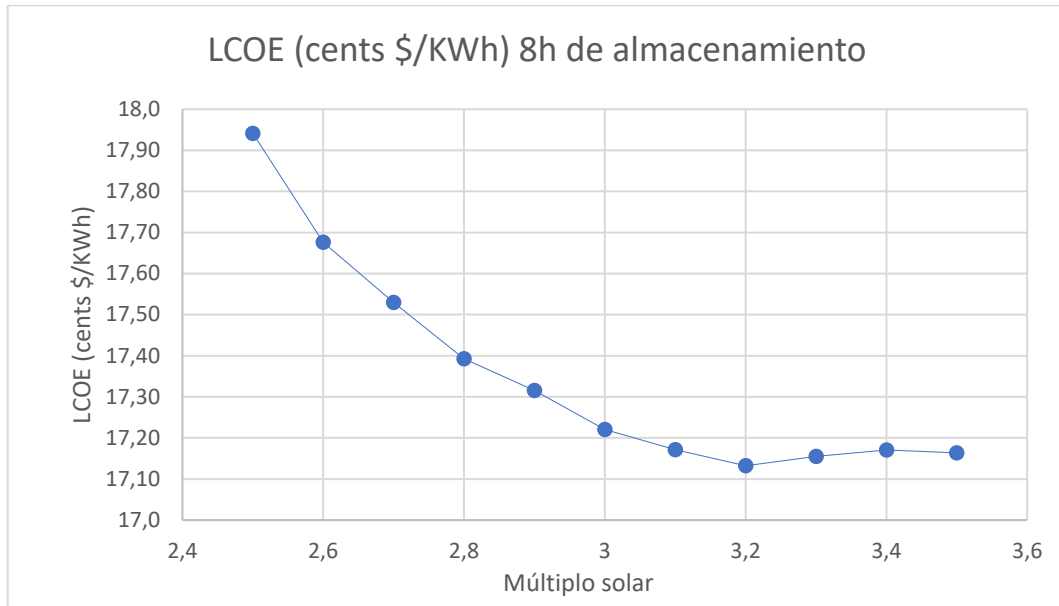


Figura 79: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

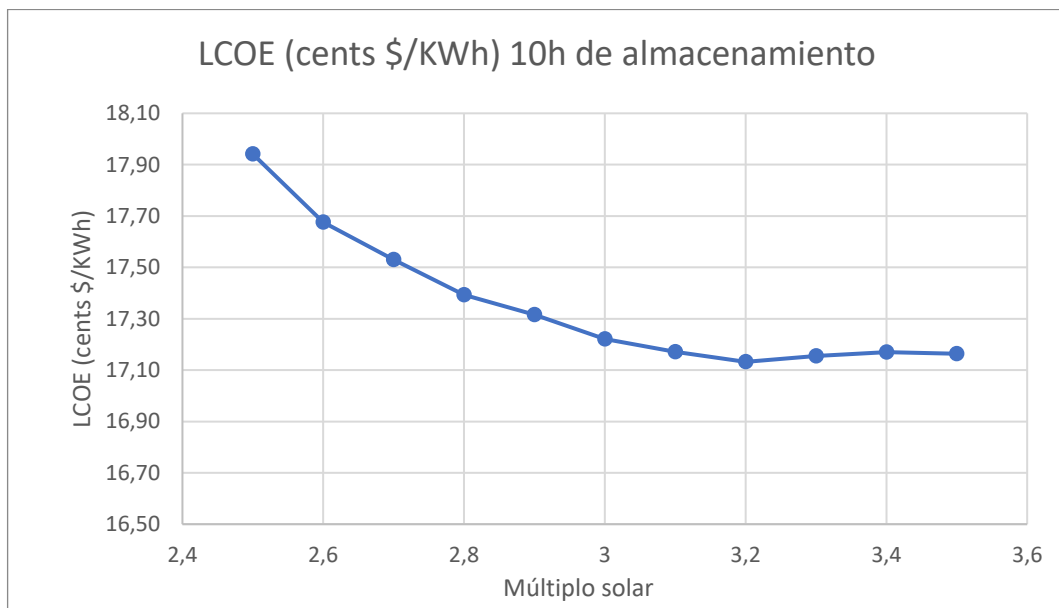


Figura 80: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

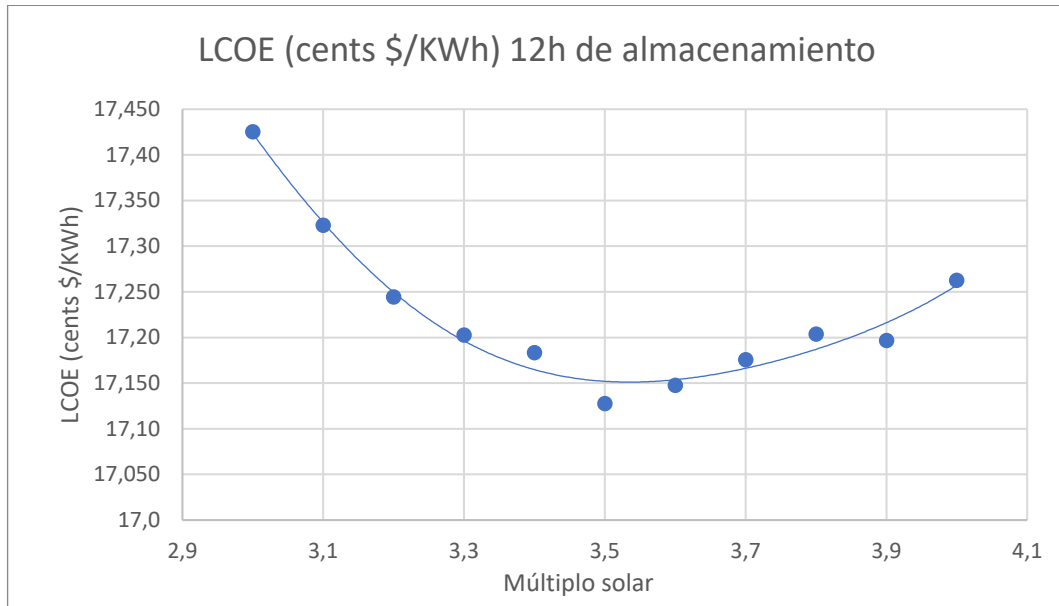


Figura 81: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

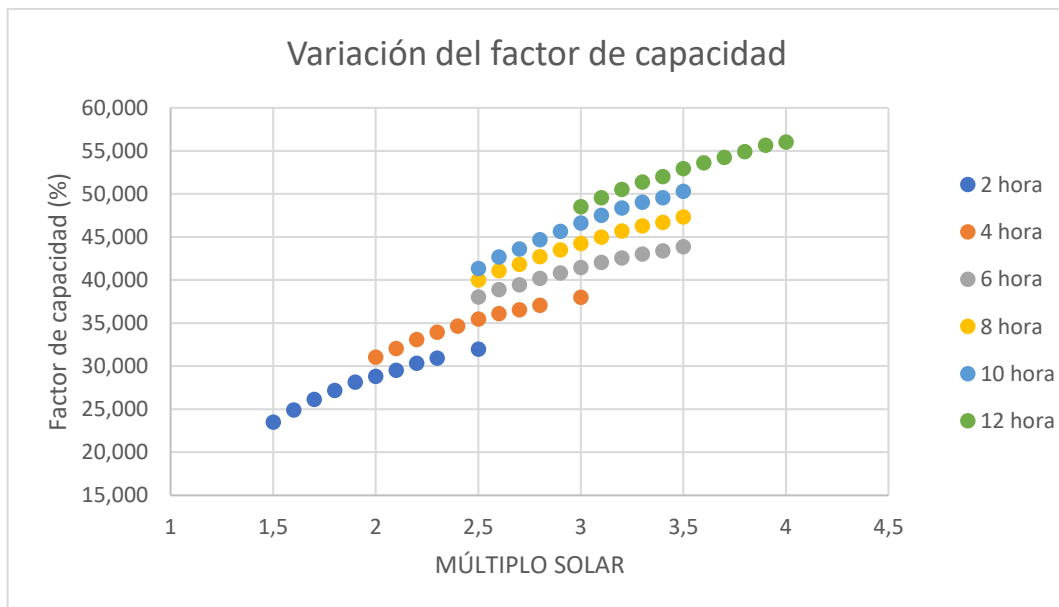


Figura 82: Variación del factor de capacidad del captador Solargenix SGX-1. (Fuente de elaboración propia)

4.5 Resultados de la planta con captadores AlbiasaTrough AT150

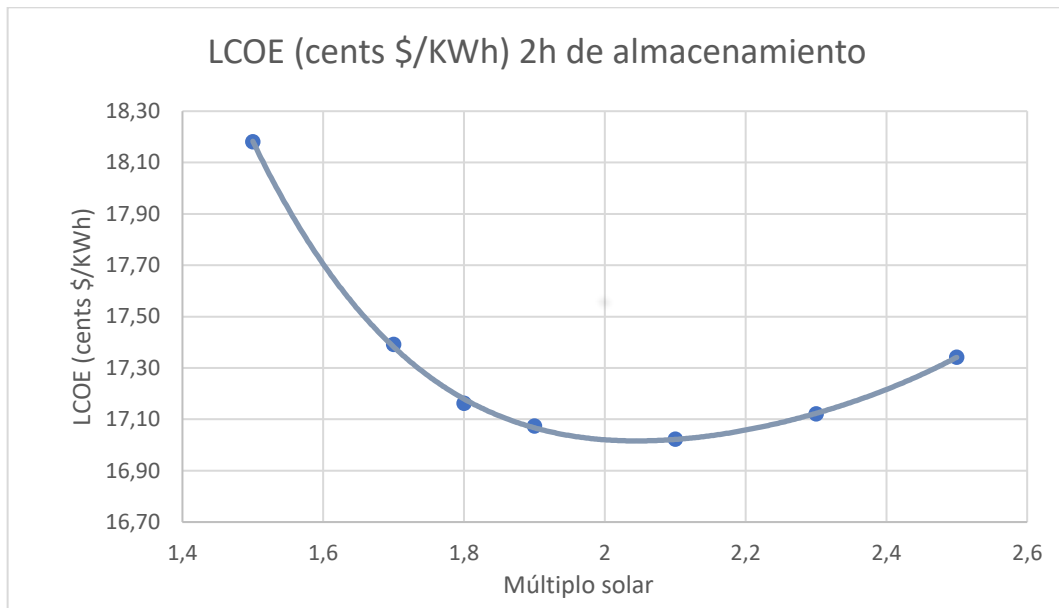


Figura 83: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)

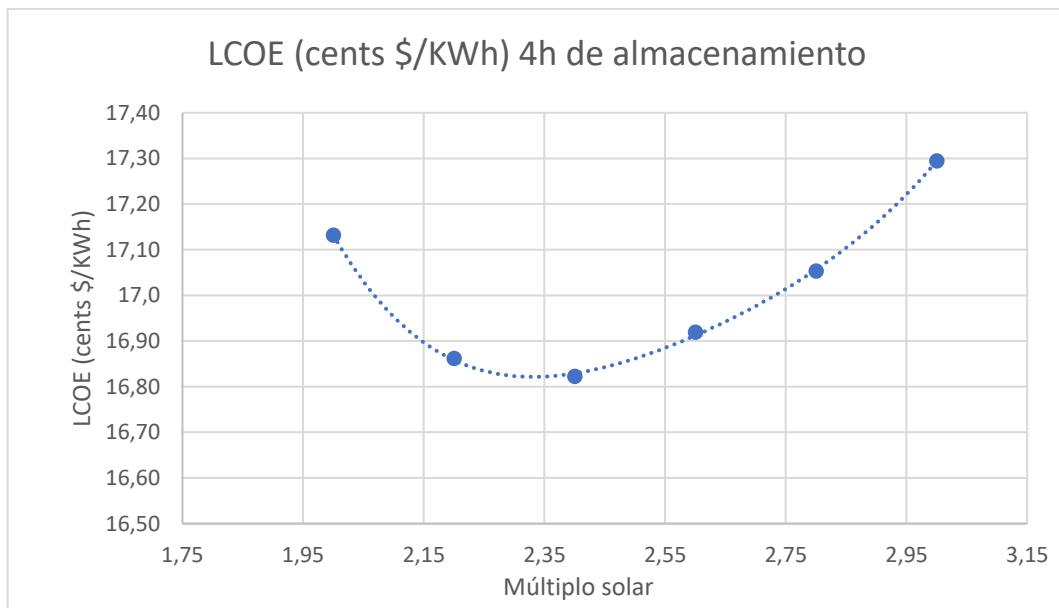


Figura 84: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)

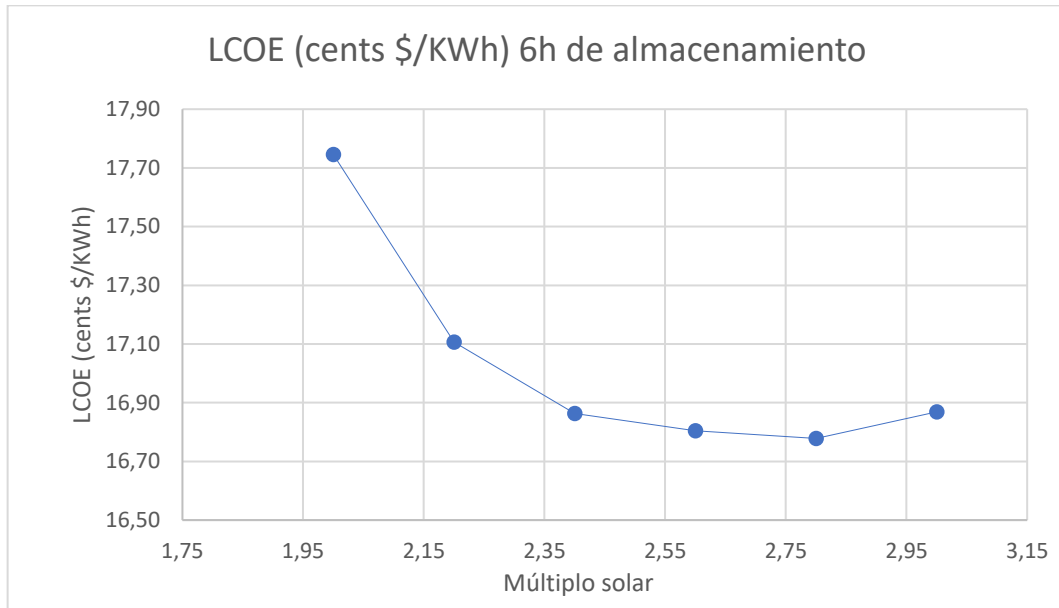


Figura 85: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. . (Fuente de elaboración propia)

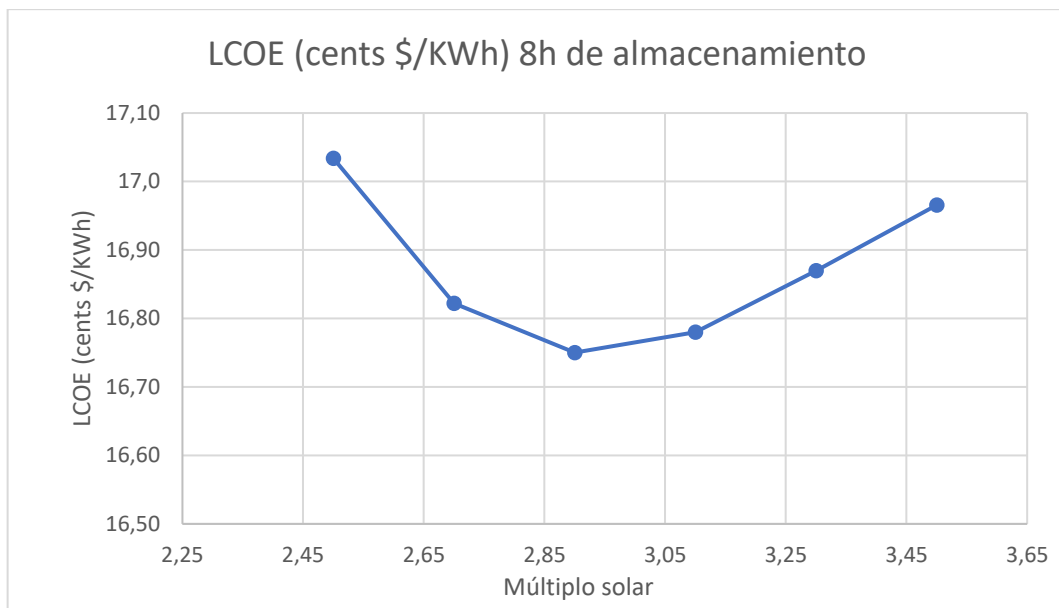


Figura 86: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150. . (Fuente de elaboración propia)

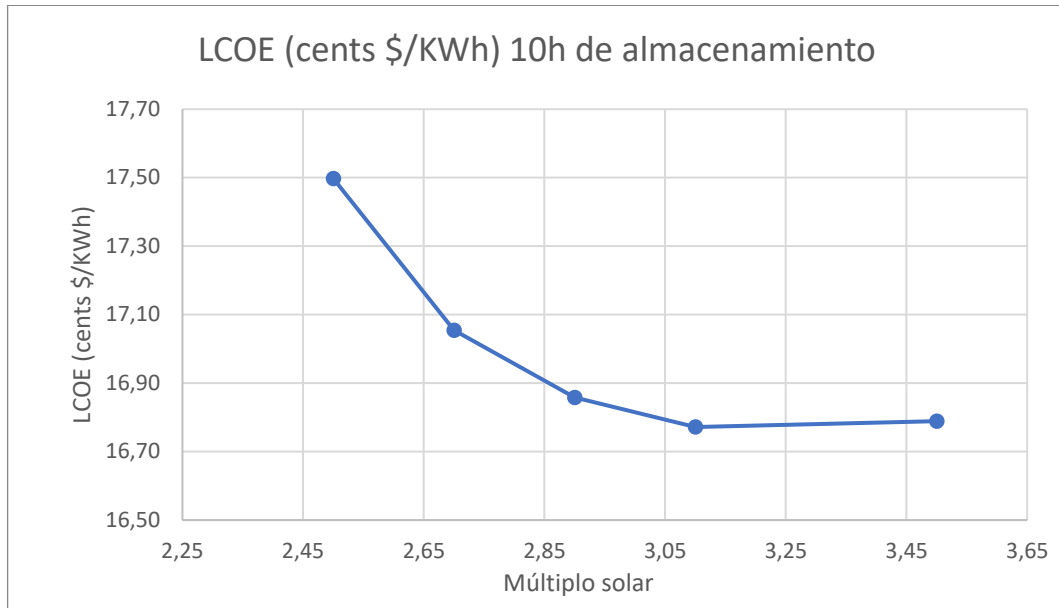


Figura 87: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150 .(Fuente de elaboración propia)

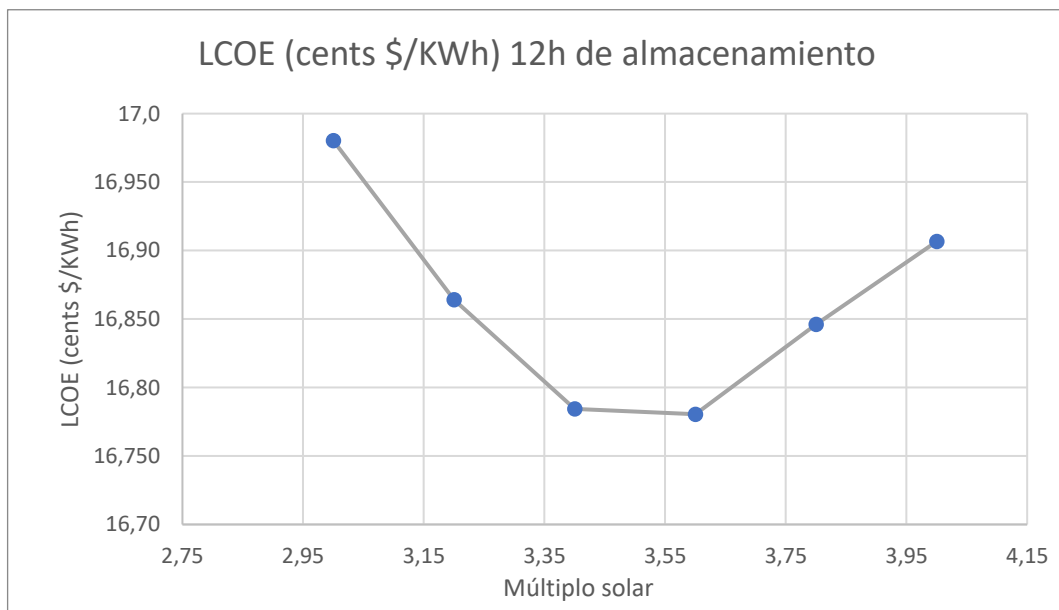


Figura 88: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)

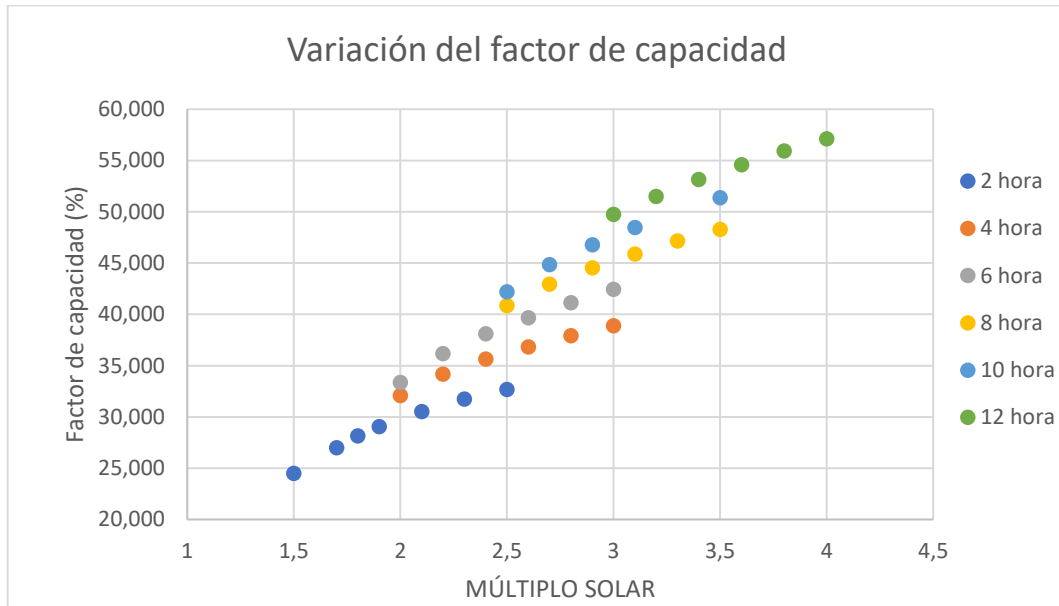


Figura 89: Variación del factor capacidad AlbiasaTrough AT150 . (Fuente de elaboración propia)

4.6 Resultados de la planta con captadores Siemens Sunfield 6

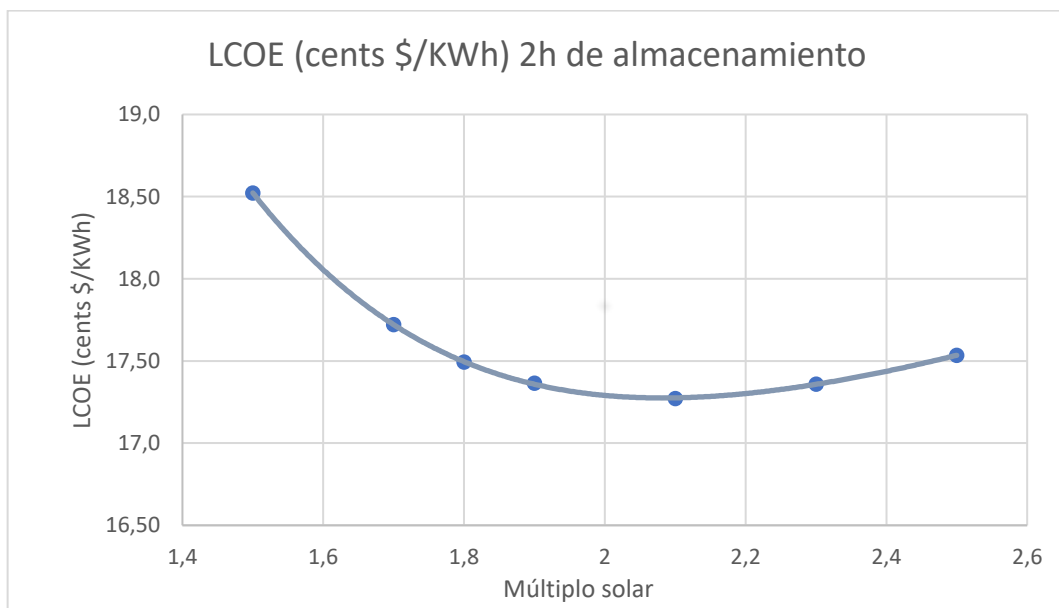


Figura 90: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

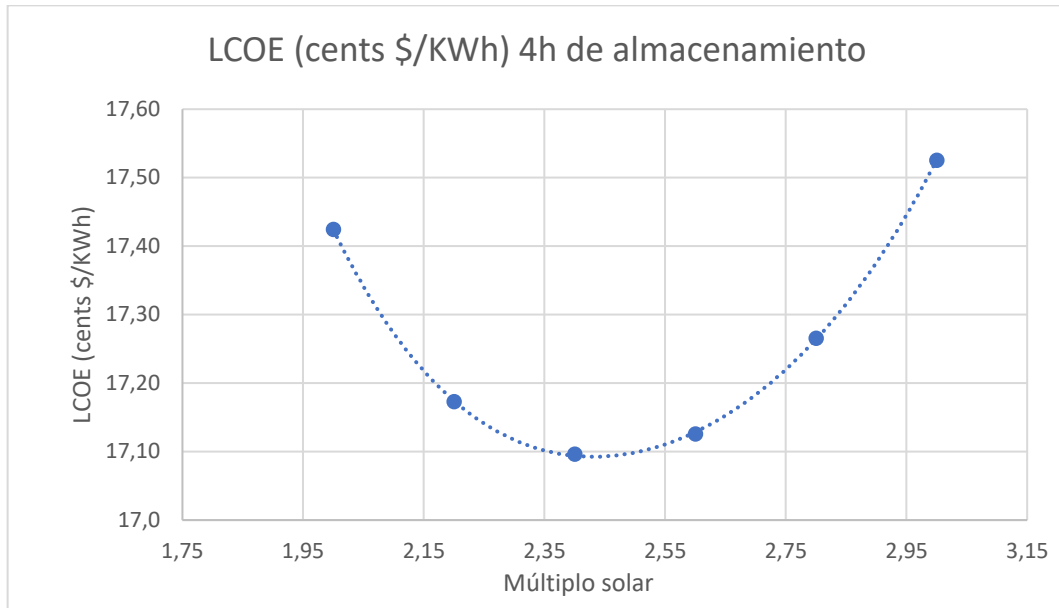


Figura 91: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

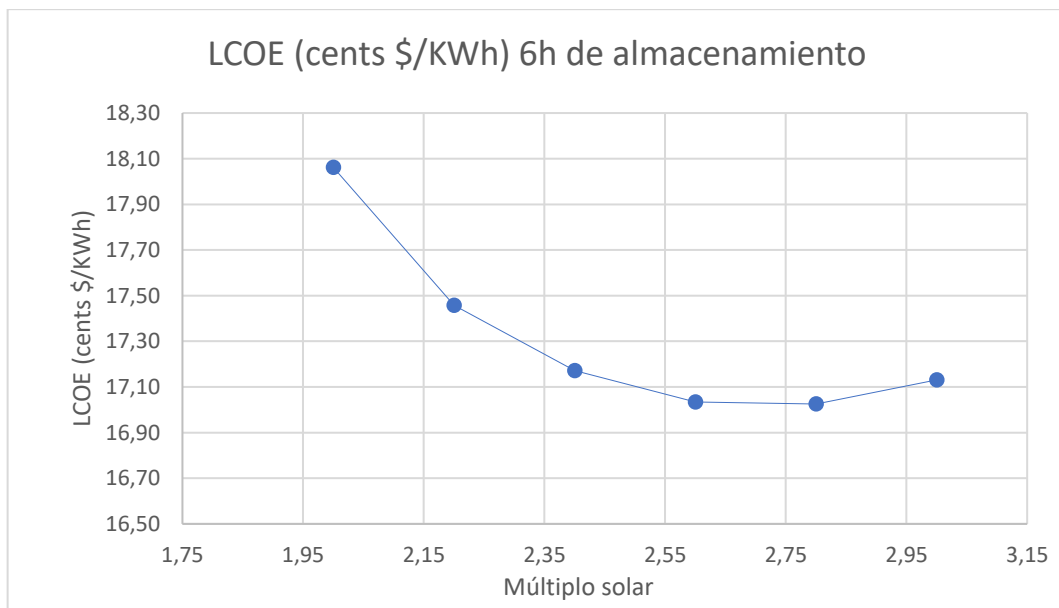


Figura 92: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

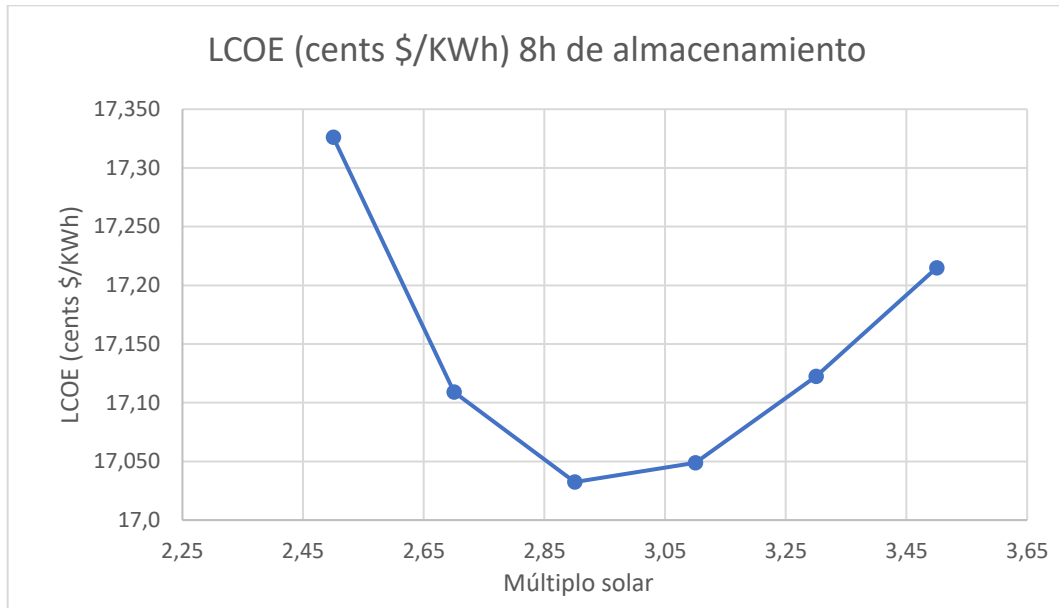


Figura 93: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

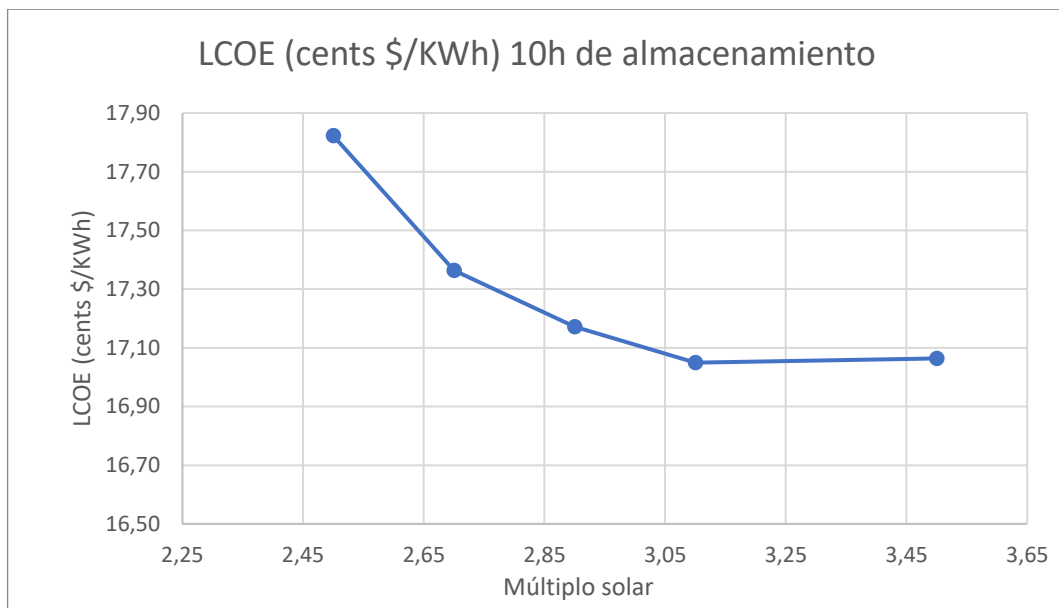


Figura 94: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

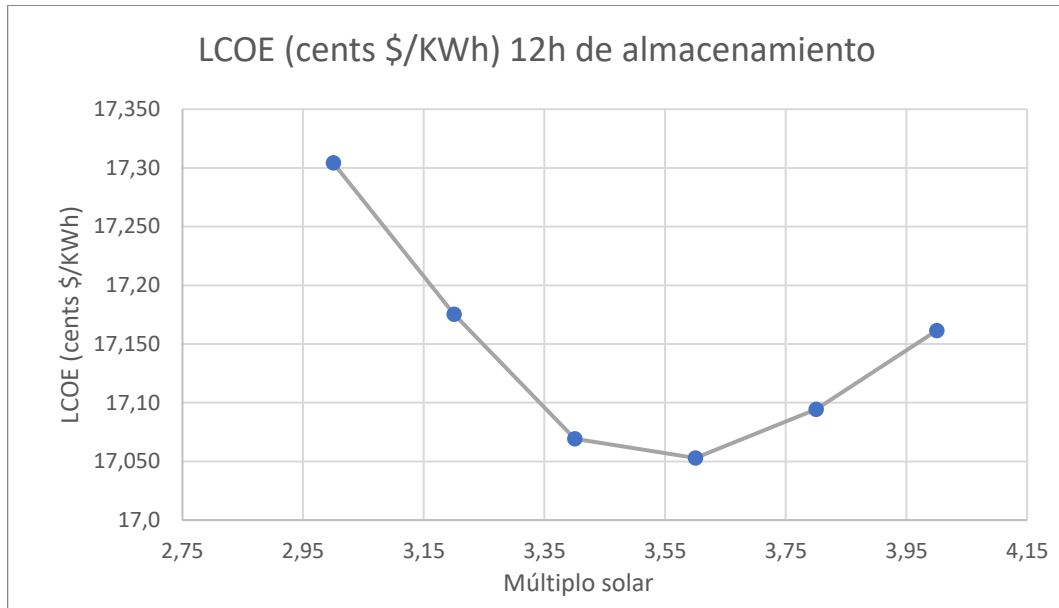


Figura 95: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

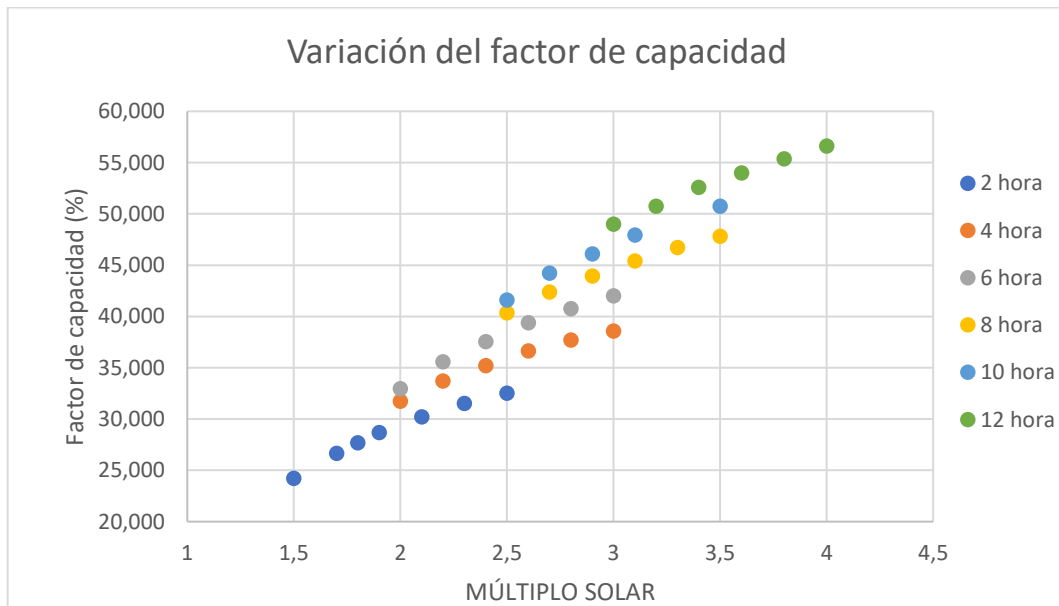


Figura 96: Variación del factor de capacidad Siemens Sunfield 6 . (Fuente de elaboración propia)

4.7 Resultados de la planta con captadores SkyFuel SkyTrough

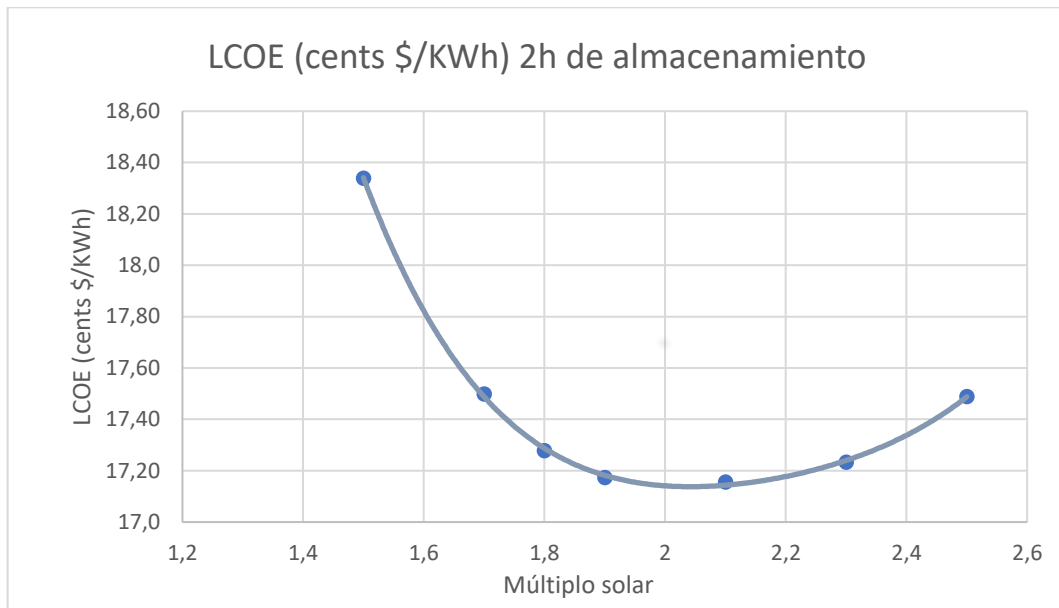


Figura 97: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

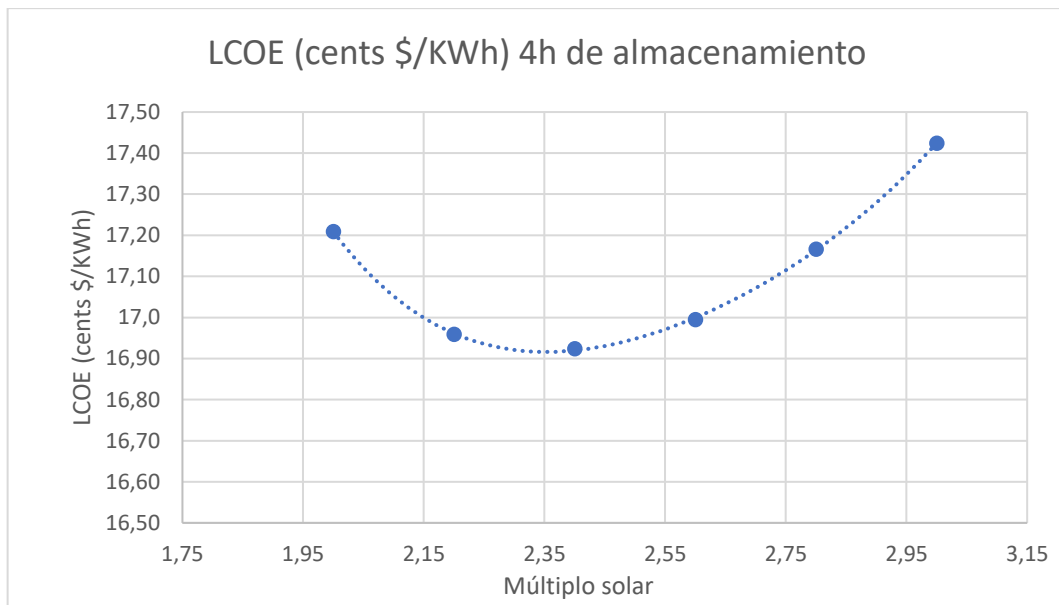


Figura 98: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough .(Fuente de elaboración propia)

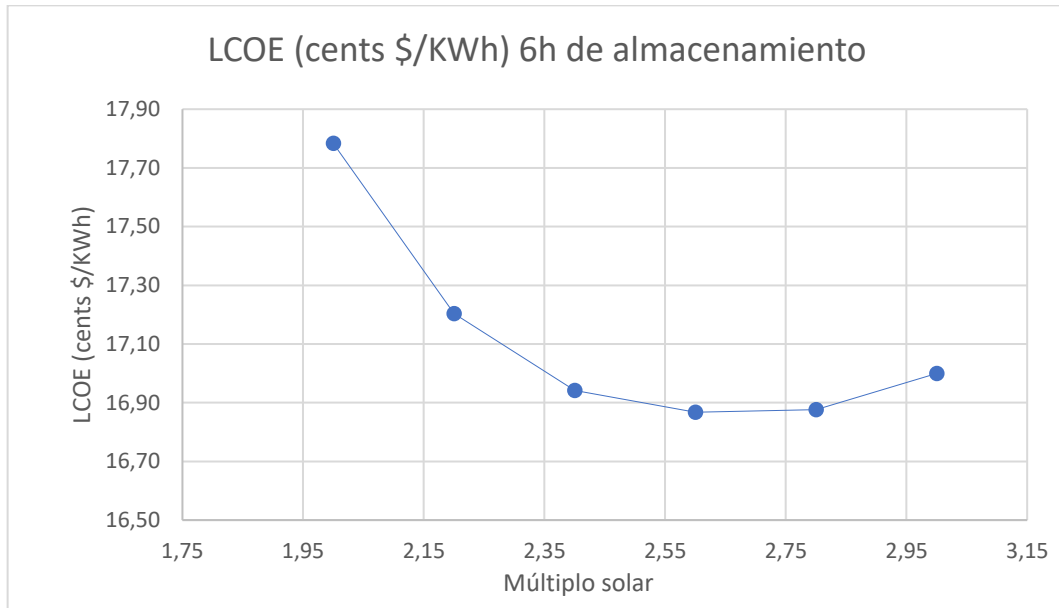


Figura 99: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

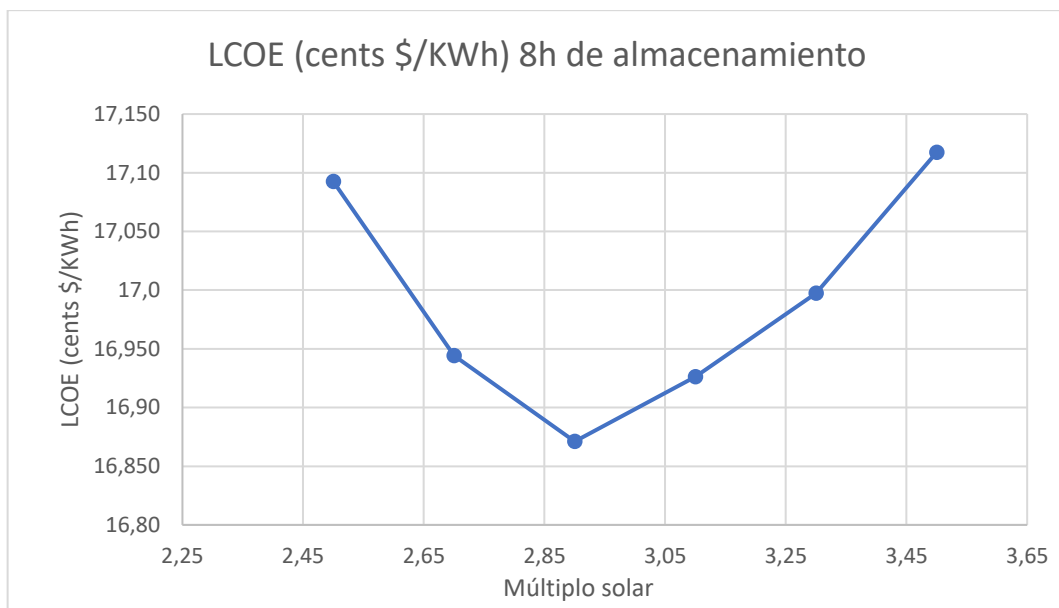


Figura 100: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

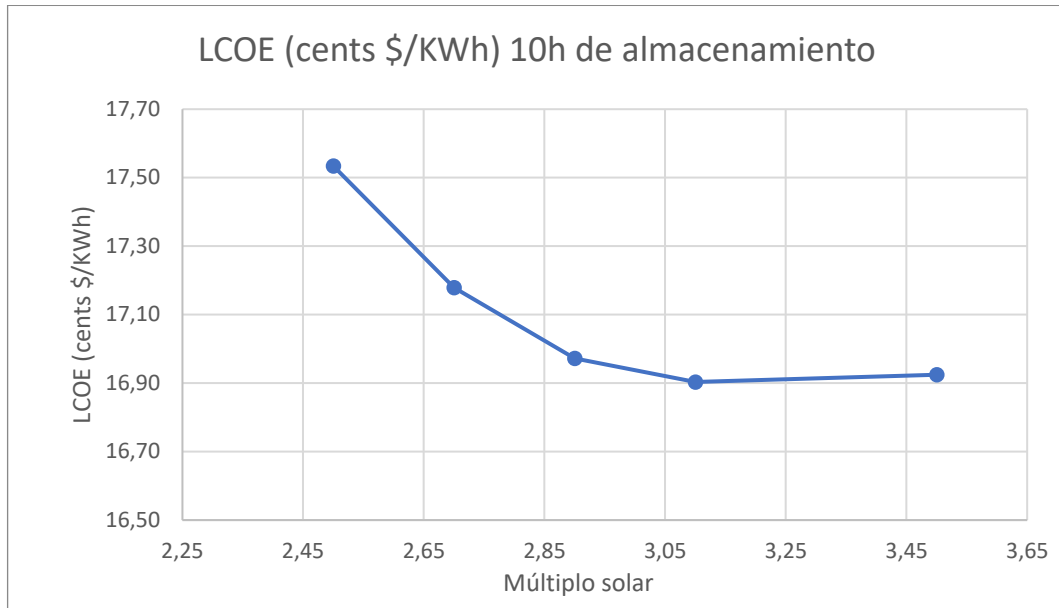


Figura 101: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

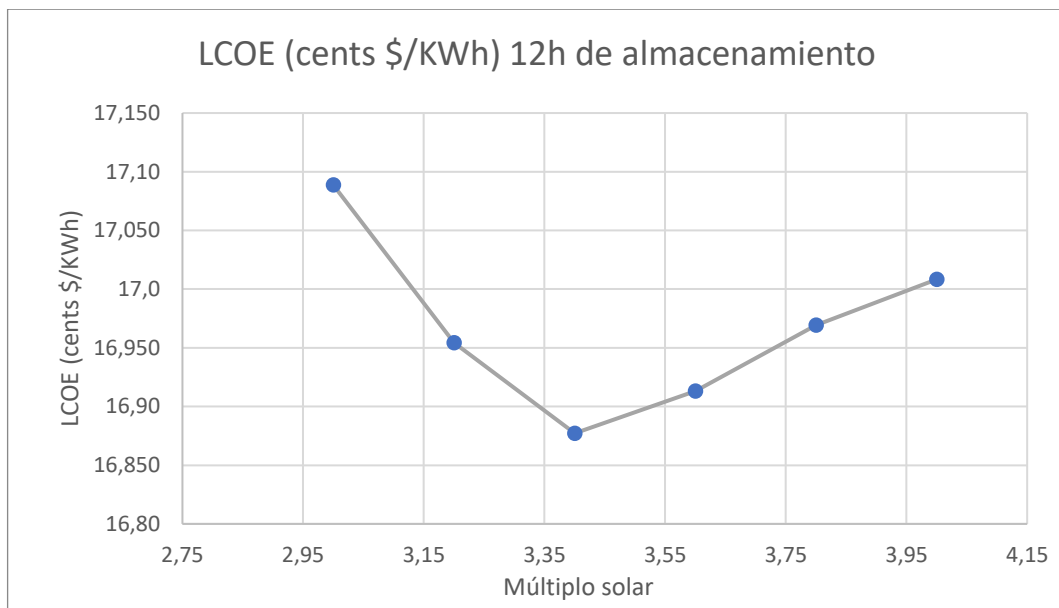


Figura 102: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

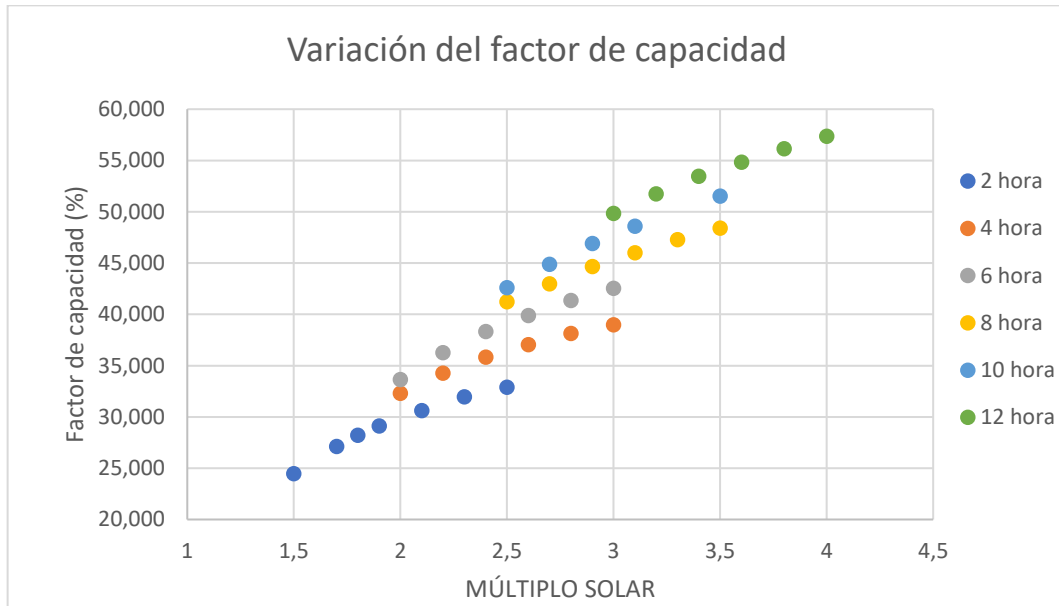


Figura 103: Variación del factor de capacidad SkyFuel SkyTrough . (Fuente de elaboración propia)

4.8 Resultados de la planta con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6

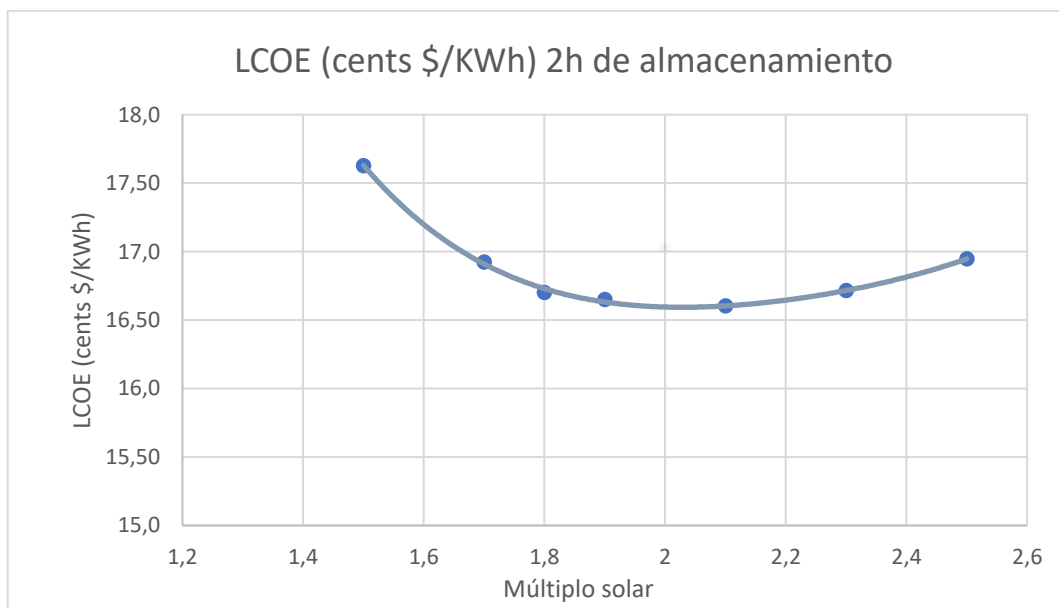


Figura 104: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

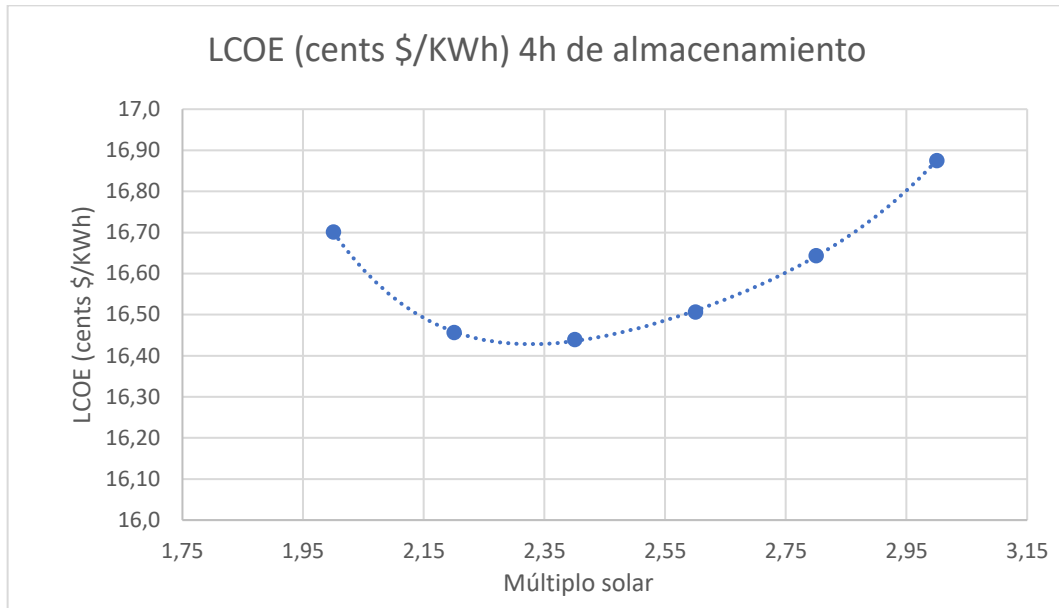


Figura 105: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

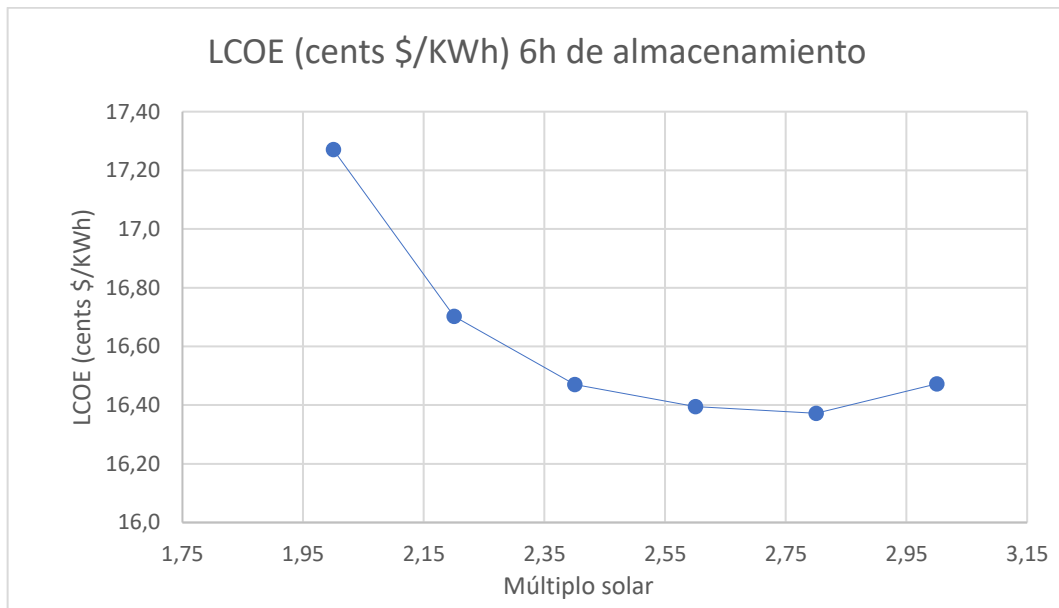


Figura 106: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

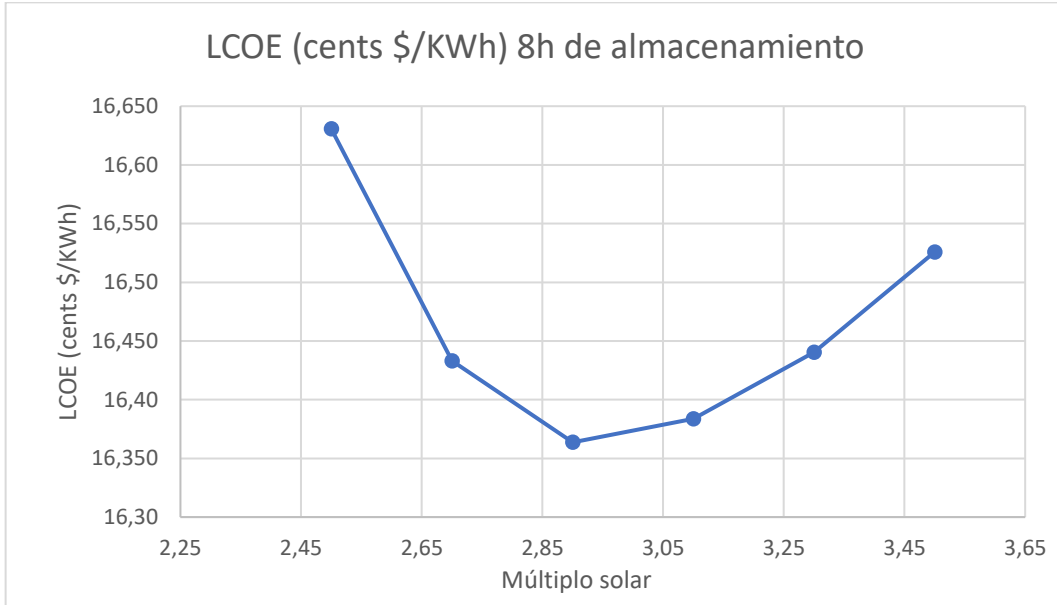


Figura 107: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

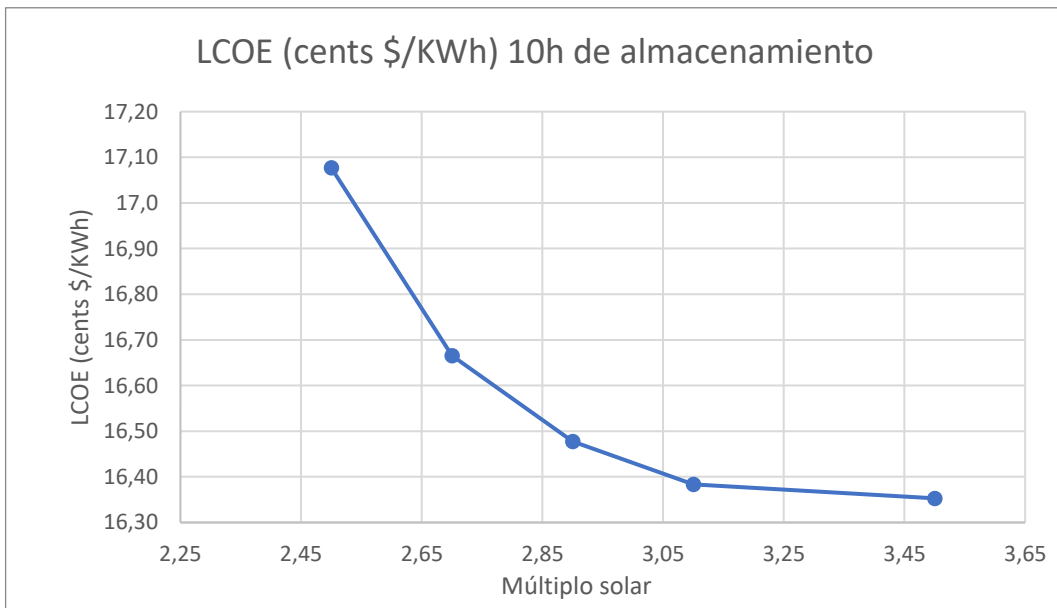


Figura 108: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 (Fuente de elaboración propia)

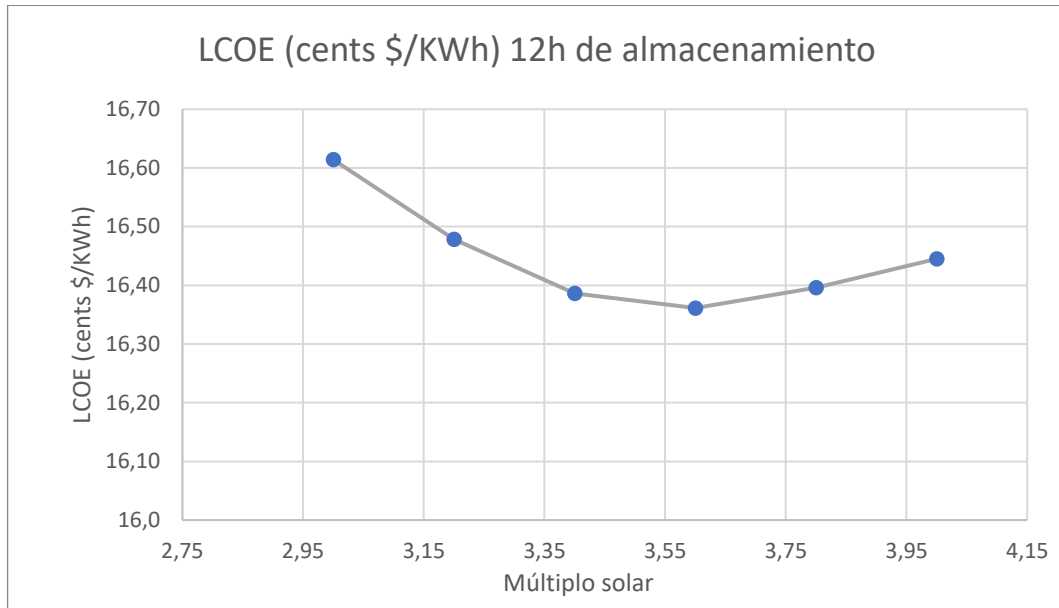


Figura 109: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

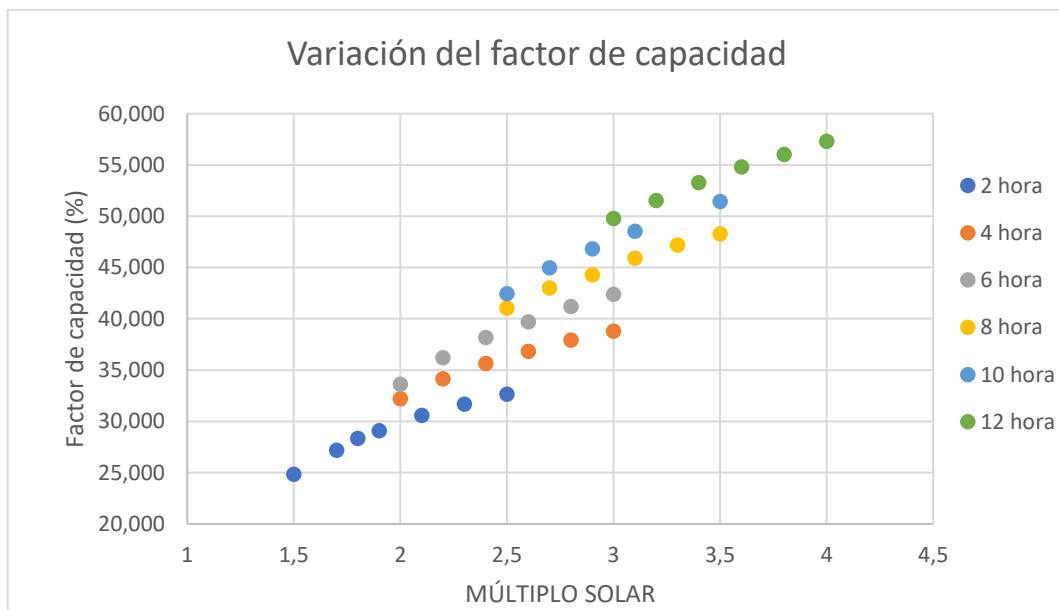


Figura 110: Variación del factor de capacidad con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6 . (Fuente de elaboración propia)

4.9 Resultado final para las centrales con captadores cilindro-parabólica

En este apartado se mostrarán los resultados que minimizan el LCOE para cada una de las configuraciones propuestas, es decir, para cada intervalo de horas de almacenamiento y para todos los modelos.

Una vez se eligen los centrales que minimicen los costes de la planta, se buscará la planta que aproveche mejor el espacio, es decir, que produzca una mayor cantidad de energía por m^2 . Esto se realiza porque obviamente una central con un múltiplo solar más pequeño ocupará menos espacio, pero también producirá menos energía por lo que se busca la relación óptima entre potencia producida y área ocupada. Otro parámetro importante será el gasto de agua que se produce en la central que también será un factor para valorar. Se buscará la mejor relación entre los m^3 de agua gastada y la potencia producida por la central. Los datos específicos de cada planta se pueden encontrar en el anexo I.

EuroTrough ET150

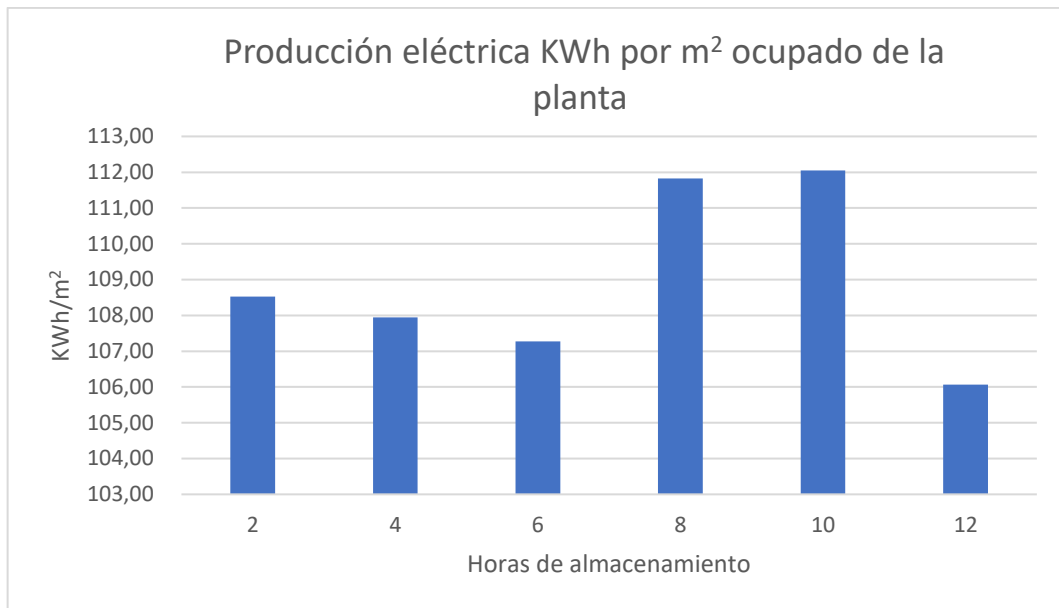


Figura 111: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia)

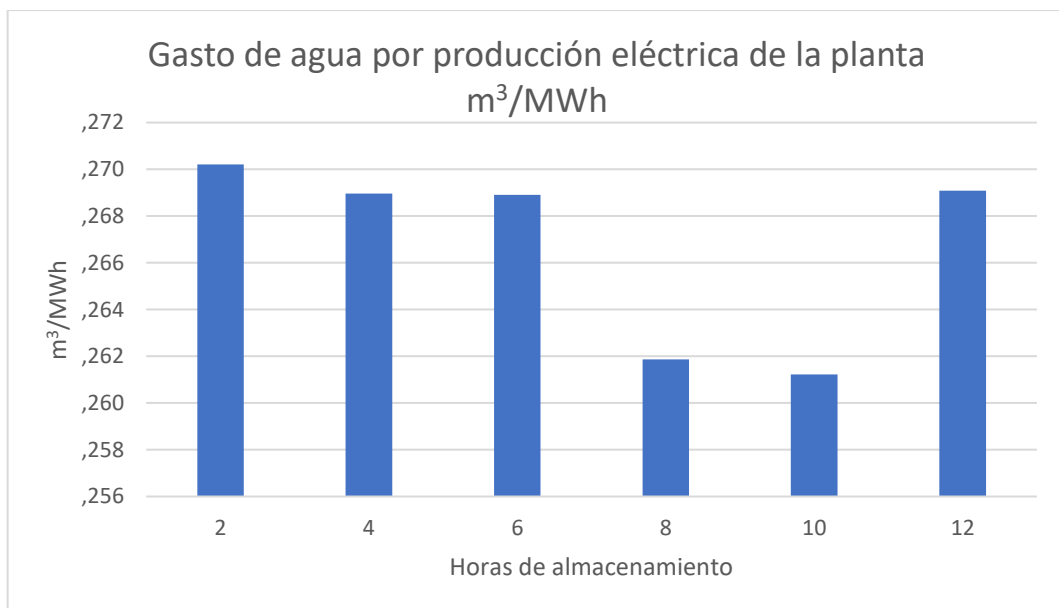


Figura 112: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta m³/MWh con captador EuroTrough ET150 . (Fuente de elaboración propia)

Luz LS-2

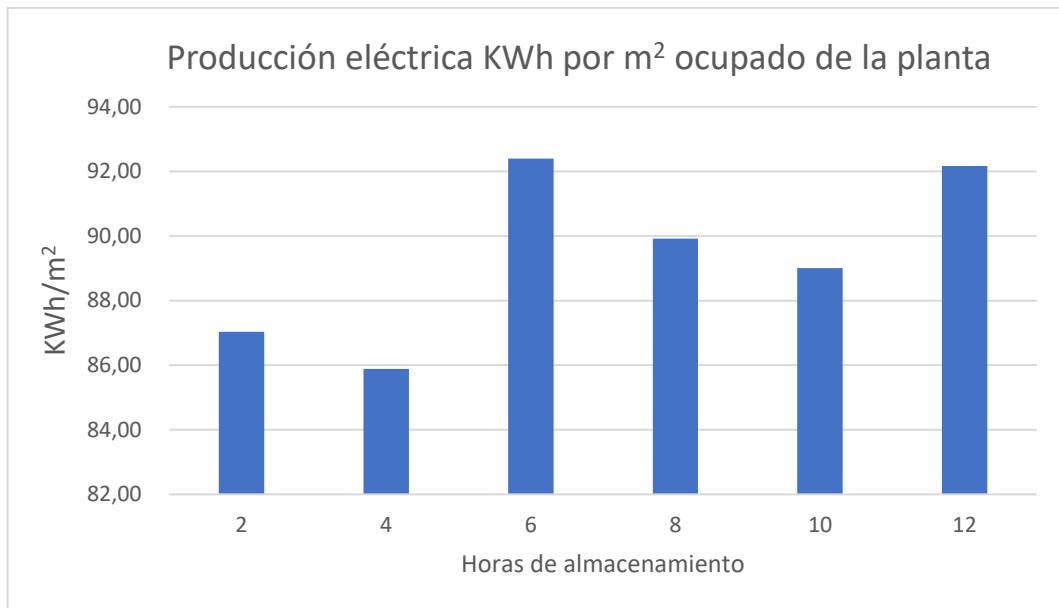


Figura 113: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)

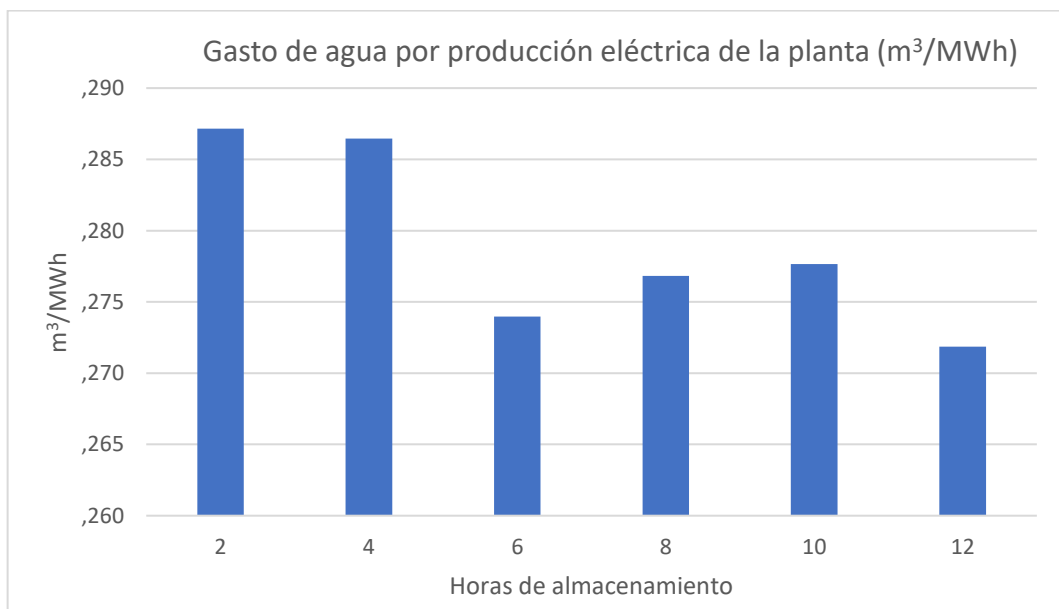


Figura 114: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador Luz LS-2 . (Fuente de elaboración propia)

Luz LS-3

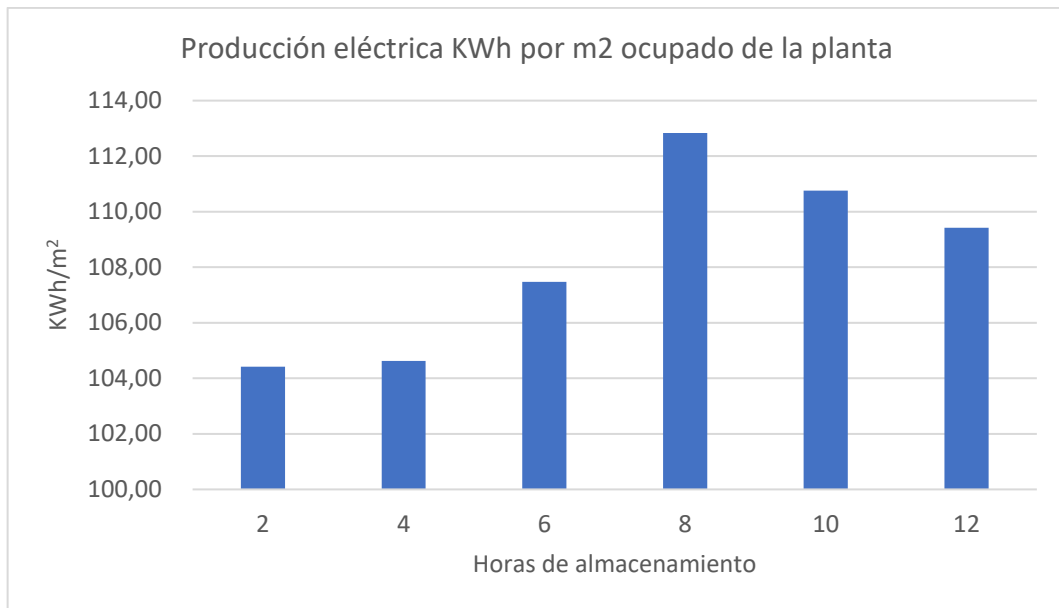


Figura 115: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)

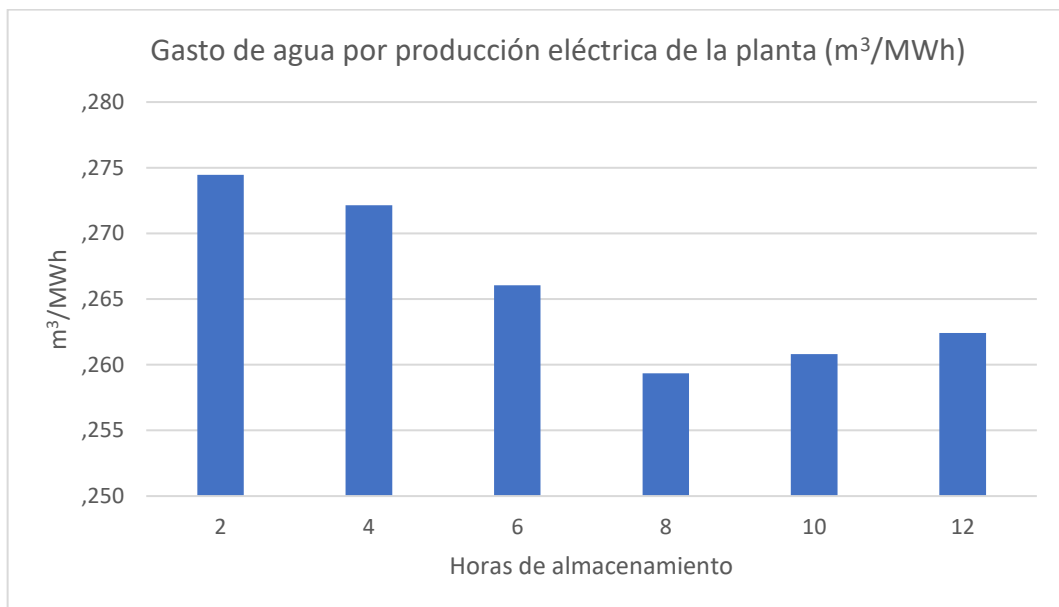


Figura 116: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador Luz LS-3 . (Fuente de elaboración propia)

Solargenix SGX-1

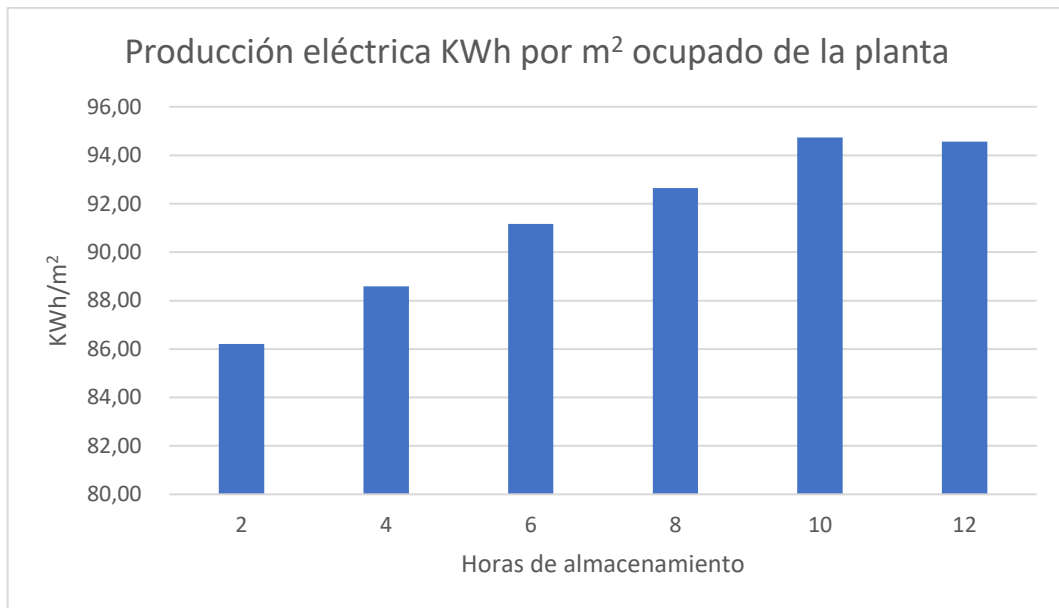


Figura 117: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia)

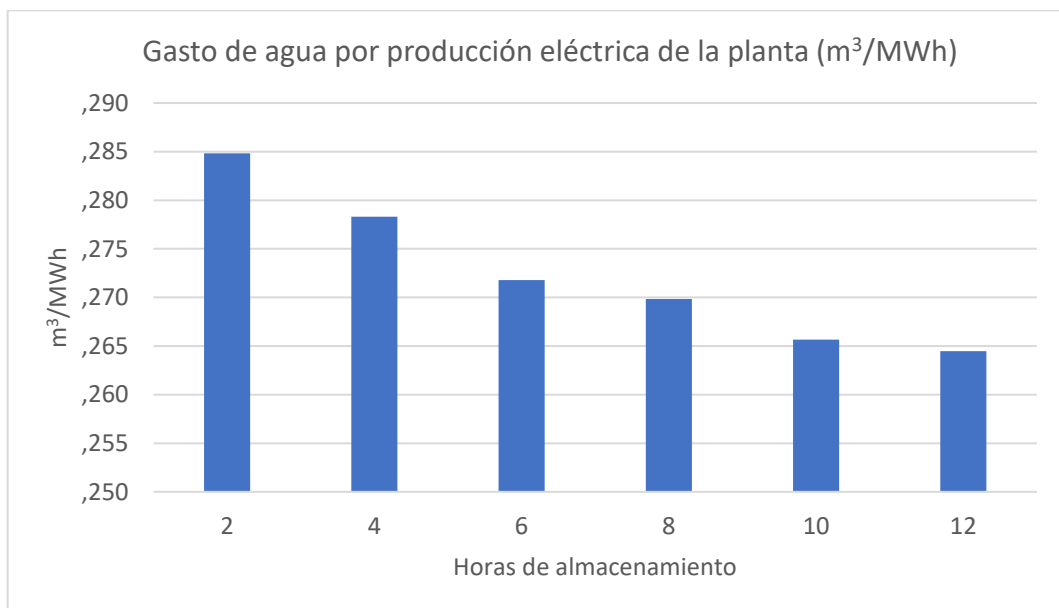


Figura 118: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador Solargenix SGX-1 . (Fuente de elaboración propia)

AlbiasaTrough AT150

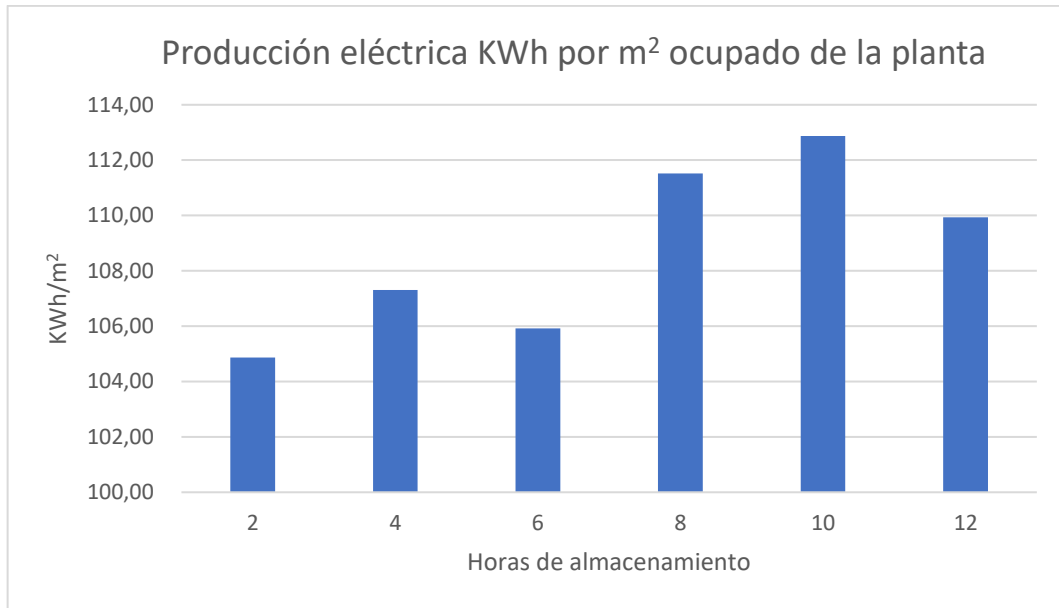


Figura 119: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)

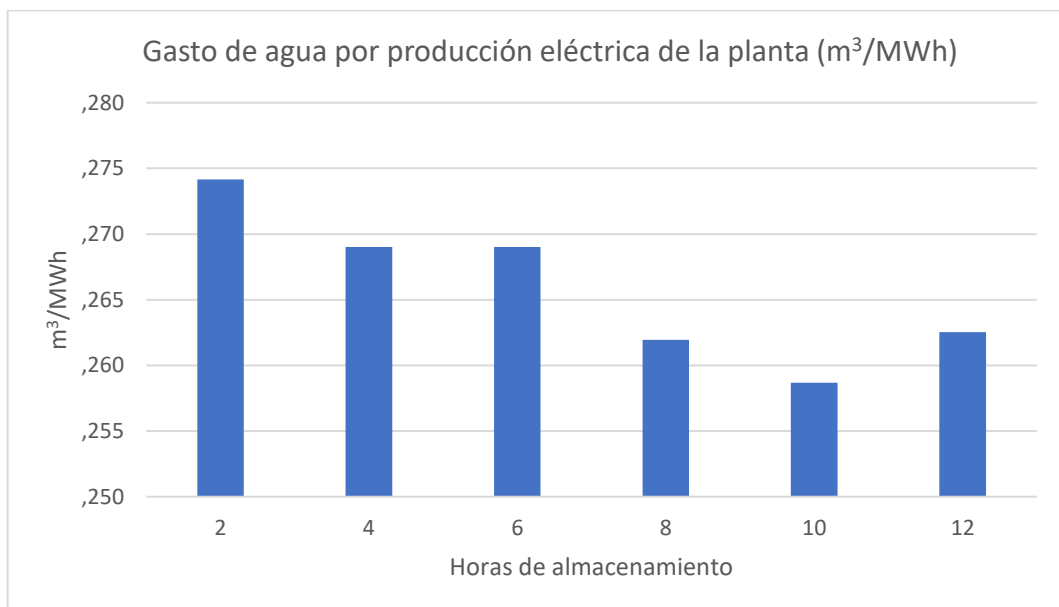


Figura 120: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador AlbiasaTrough AT150. (Fuente de elaboración propia)

Siemens SunField 6

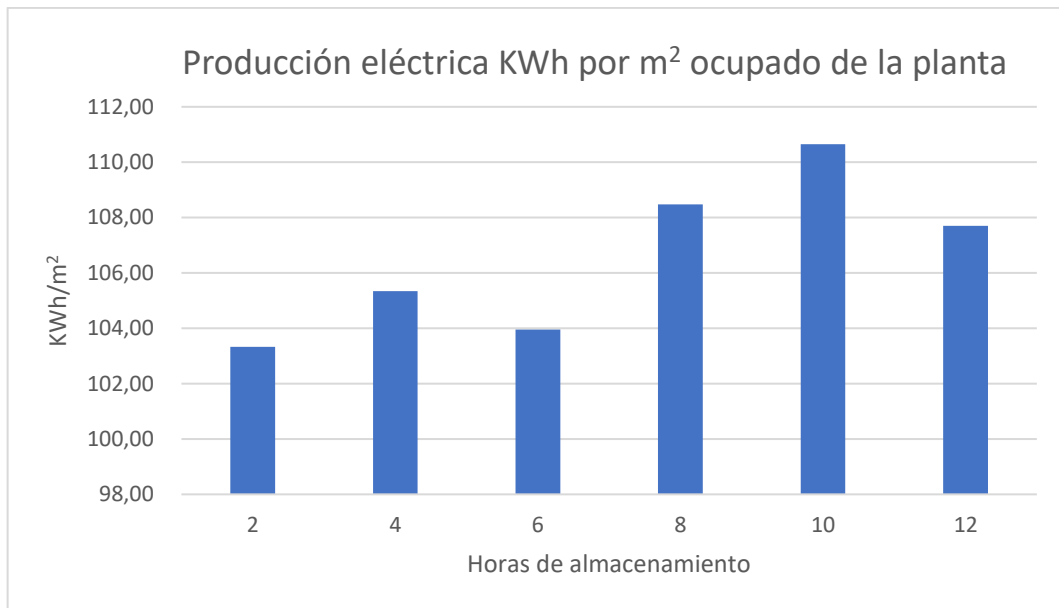


Figura 121: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con el captador Siemens SunField 6. (Fuente de elaboración propia)

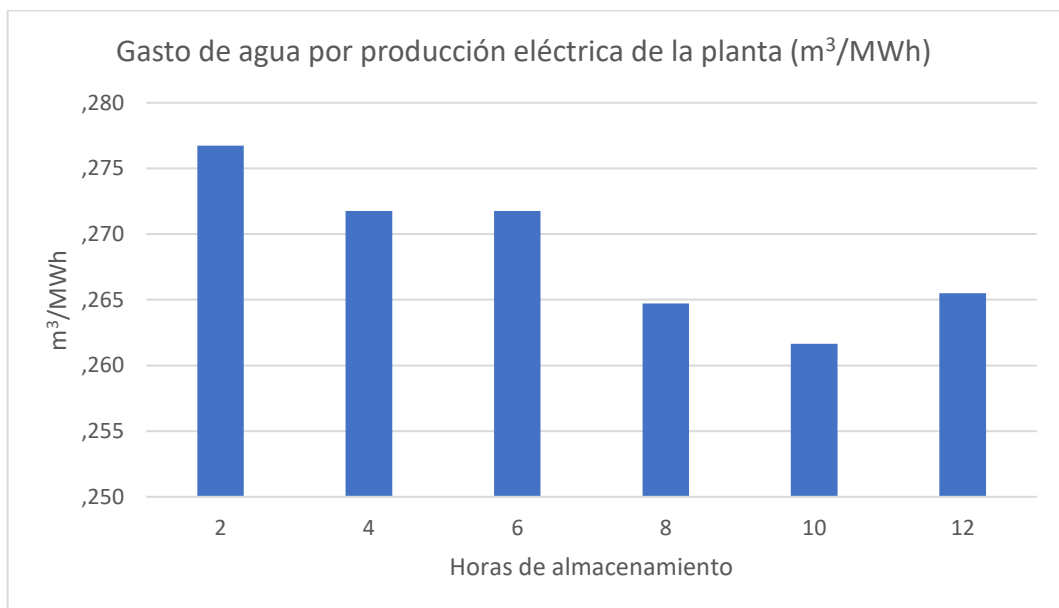


Figura 122: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador Siemens SunField 6. (Fuente de elaboración propia)

SkyFuel SkyTrough

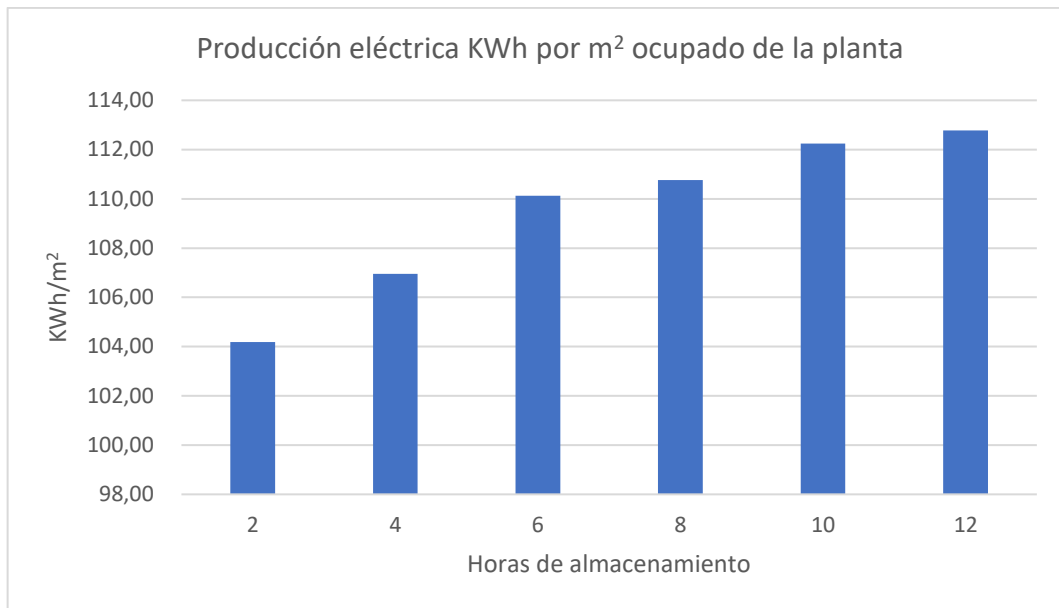


Figura 123: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador SkyFuel SkyTrough (Fuente de elaboración propia)

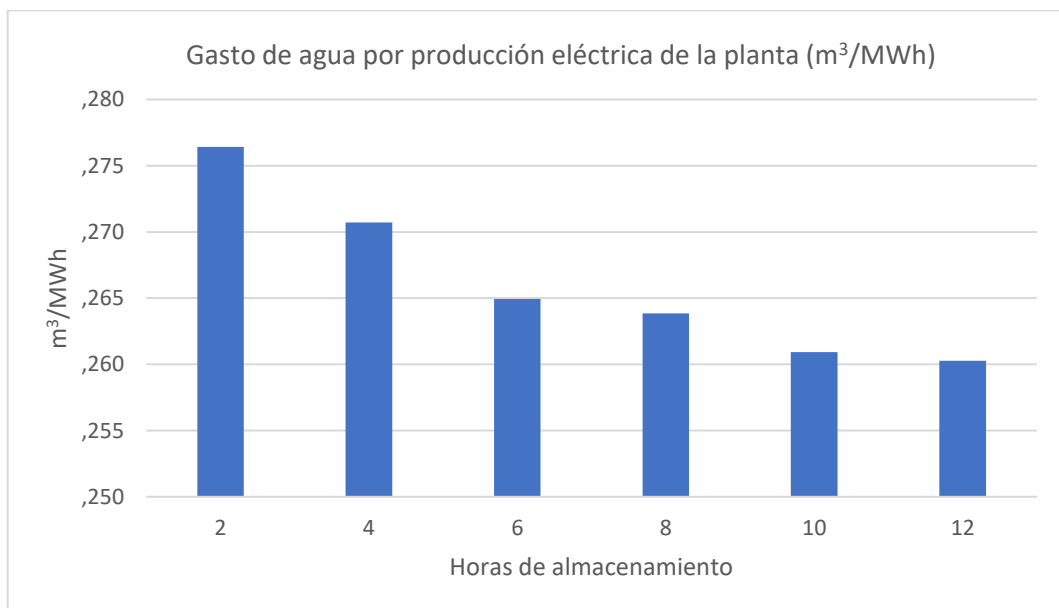


Figura 124: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh) con captador SkyFuel SkyTrough. (Fuente de elaboración propia)

FLABEG Ultimate Trough RP6

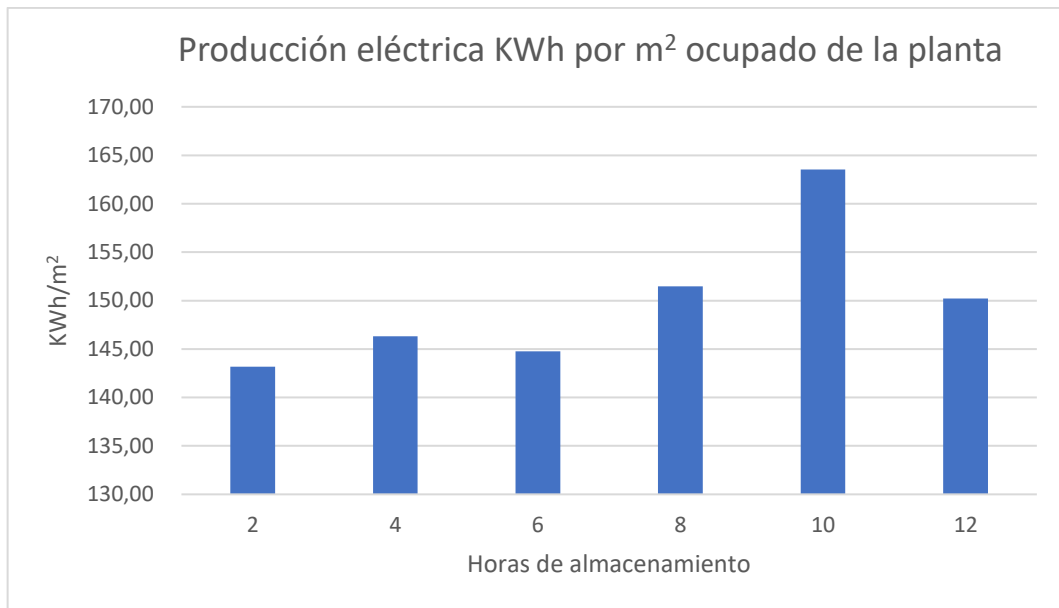


Figura 125: Producción eléctrica KWh por m² ocupado de la planta con captador FLABEG Ultimate Trough RP6
 (Fuente de elaboración propia)

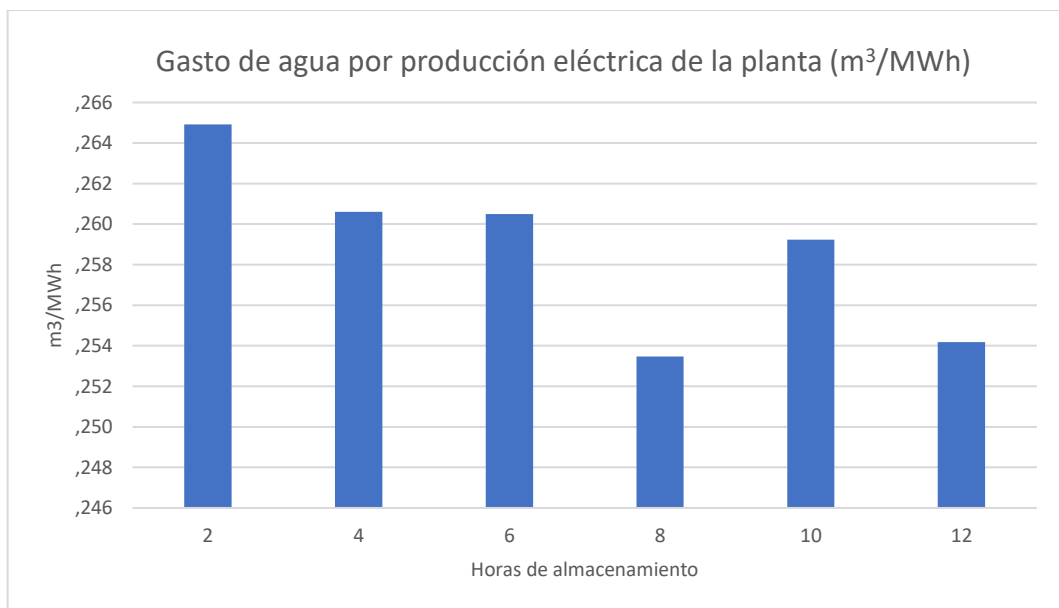


Figura 126: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta con captador FLABEG Ultimate Trough RP6
 (Fuente de elaboración propia)

Una vez se ha visto para cada captador que central maximizan la cantidad de energía producida por m² ocupado y producen más cantidad de energía por m³ de agua gastado, las siguientes figuras se comparará cada una de ellas y se acabará eligiendo la central que optimice mejor los recursos con los requisitos mencionados anteriormente.

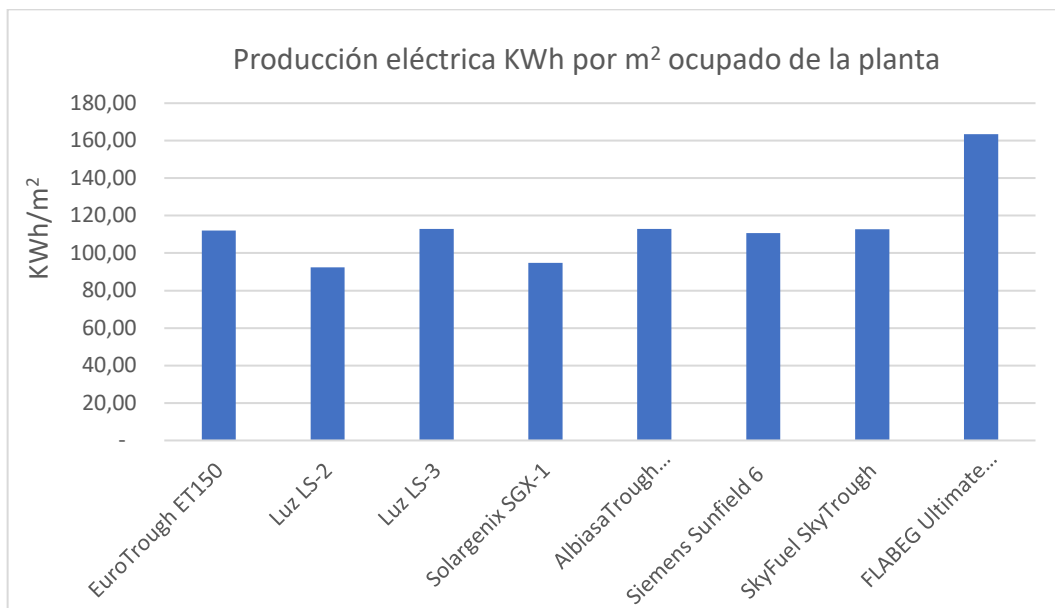


Figura 127: Comparación producción eléctrica por área ocupado de la planta CCP (Fuente de elaboración propia)

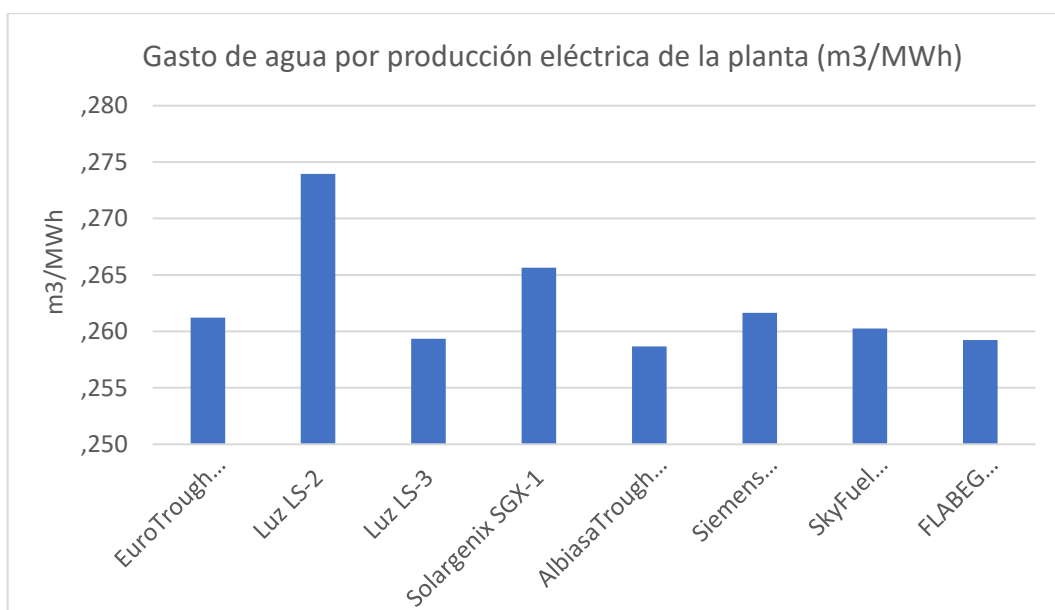


Figura 128: Comparación gasto de agua por producción eléctrica de la planta (Fuente de elaboración propia)

En las dos figuras anteriores, se puede observar la Producción eléctrica por m² ocupado y el gasto de agua por producción eléctrica de la planta, obtenida con cada uno de los modelos de captadores. En la gráfica del gasto de agua se comprueba que prácticamente todos los captadores gastan la misma agua por MWh producido, menos uno, el captador Luz LS-2, que destaca negativamente en este aspecto, gastando mucho más que los otros tipos de captadores. En cuanto a la producción eléctrica por m² se

observa que el que optimiza mejor el espacio produciendo una mayor cantidad de energía es el FLABEG Ultimate Trough RP6 con un valor del 30% por encima del segundo mejor captador en este sentido el SkyFuel SkyTrough. Por lo que para cumplir con los requisitos propuestos la central que mejor se adapta es la constituida por los captadores FLABEG Ultimate Trough RP6.

5 Estudio de la planta termosolar con captadores Lineal Fresnel

En este apartado se estudiará una planta solar termoeléctrico con colectores tipo Lineal Fresnel. Para ello, en los siguientes subapartados se seguirán lo hecho en el apartado 4. Los modelos de captadores que se han utilizado a lo largo del estudio paramétrico son los siguientes:

Tabla 25: ModelosCLF con números de captadores óptimos por fila (Fuente de elaboración propia)

Modelo	Número de captadores óptimo por fila
LF-11	16
Fresnell gmbs	16

Para esta planta se utilizarán sales fundidas como fluido de trabajo, más concretamente, Hitec Solar Salt. Para este tipo de tecnologías se ha demostrado que es lo óptimo. Esto es debido este no requiere intercambiadores de calor aceite-sal y la temperatura de almacenamiento en las sales no se limita a la temperatura máxima del aceite térmico.

La temperatura máxima y mínima de operación del fluido caloportador para esta planta será el intervalo típico utilizado para este tipo de planta. La entrada a la fila será a una temperatura de 293°C y la salida será a 525°C.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de la planta.

Tabla 26: Aspectos generales de la planta solar termoeléctrica con captadores Lineal Fresnel. (Fuente de elaboración propia)

Aspectos generales	
Tecnología	Lineal Fresnel
Modelo económico	Dueño único
Irradiancia de diseño	950W/m ²
Longitud	-16,627
Latitud	28,027
Campo solar	
Tubo receptor	Schott PTR70
Diámetro interior	0,066m
HTF	Hitec solar Salt
Temperatura de salida del lazo	525°C
Temperatura de entrada del lazo	293°C
Orientación	Norte-Sur
Bloque de potencia	
Potencia bruta	55 MW
Potencia neta	49,95 MW
Rendimiento térmico del ciclo	0,35
Almacenamiento térmico	
Tanque de fluido frío	1
Tanque de fluido caliente	1

A continuación, se mostrarán los resultados del estudio paramétrico de los dos tipos de captadores utilizados para este tipo de planta.

5.1 Resultados de la parametrización del captador LF-11

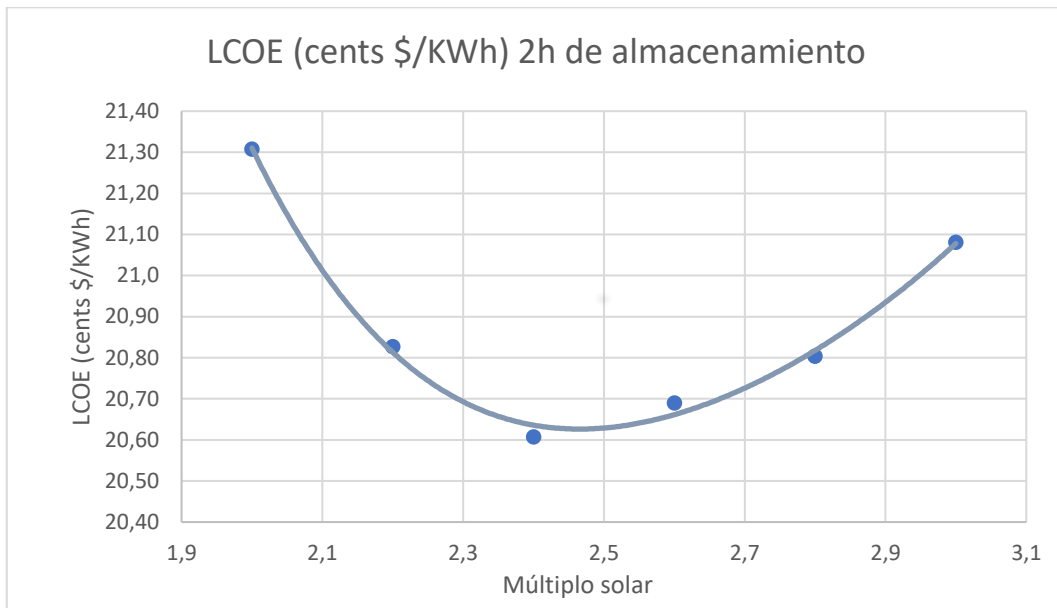


Figura 129: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)

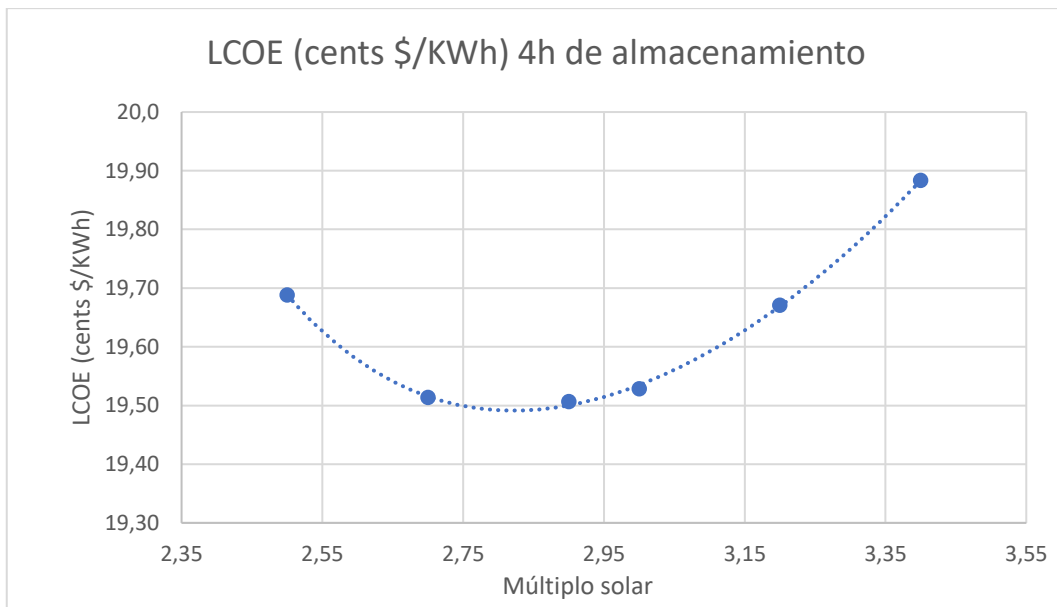


Figura 130: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)

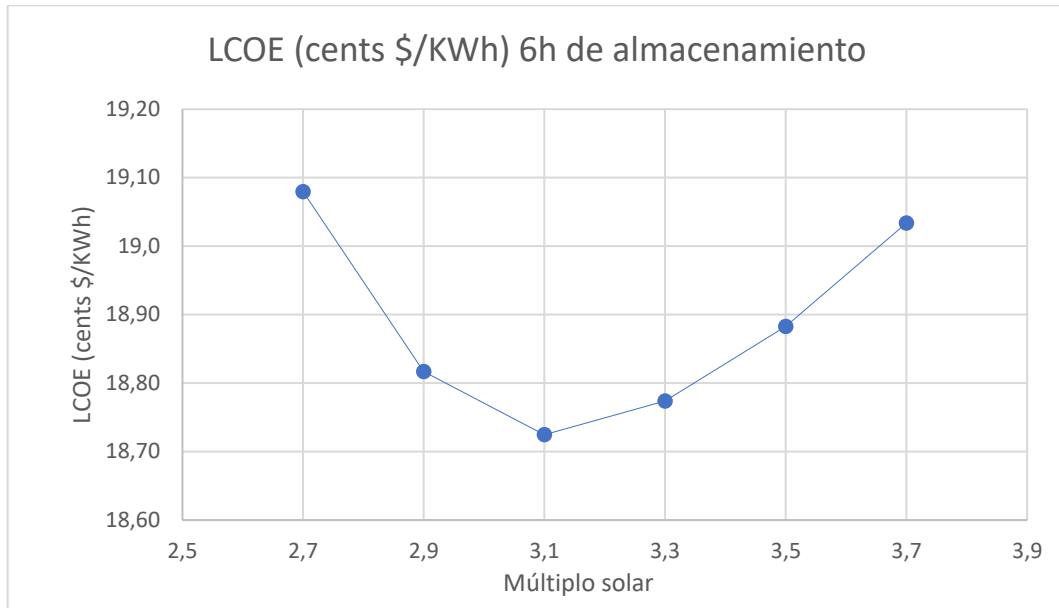


Figura 131: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)

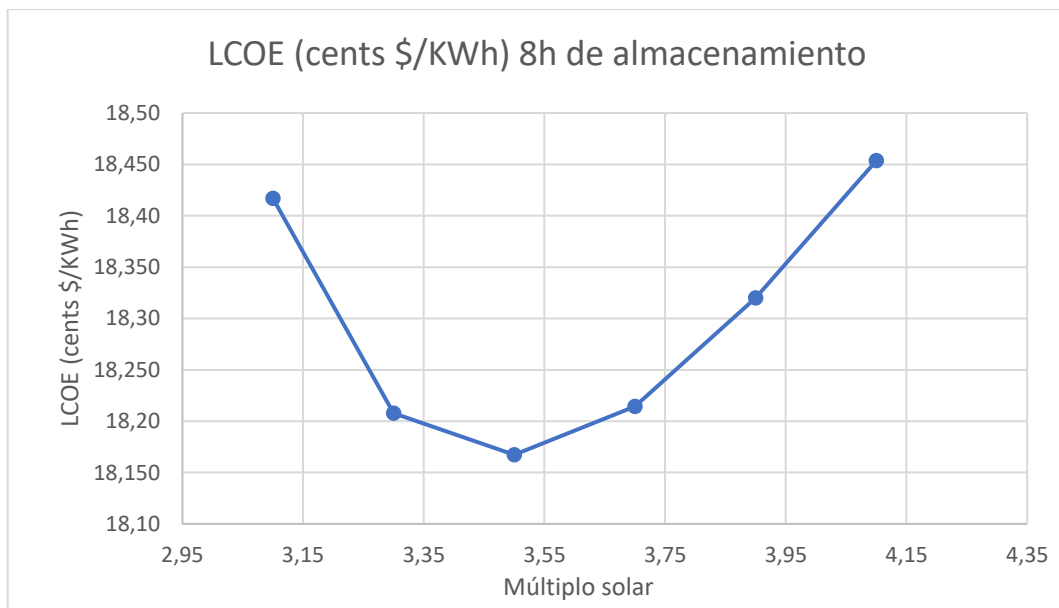


Figura 132: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento del captador LF-11 (Fuente de elaboración propia)

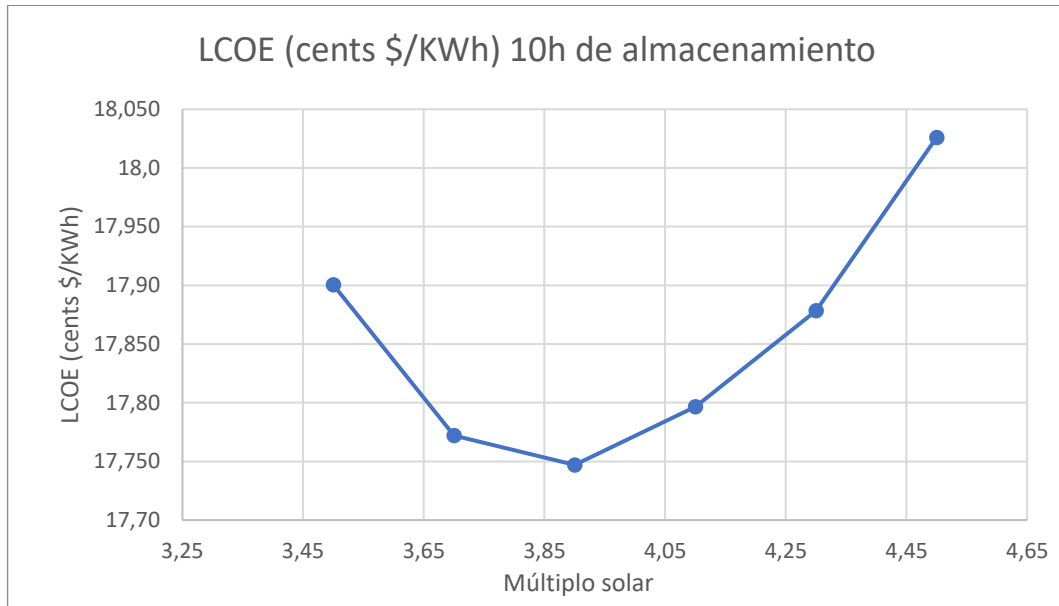


Figura 133: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento del captador LF-11. (Fuente de elaboración propia)

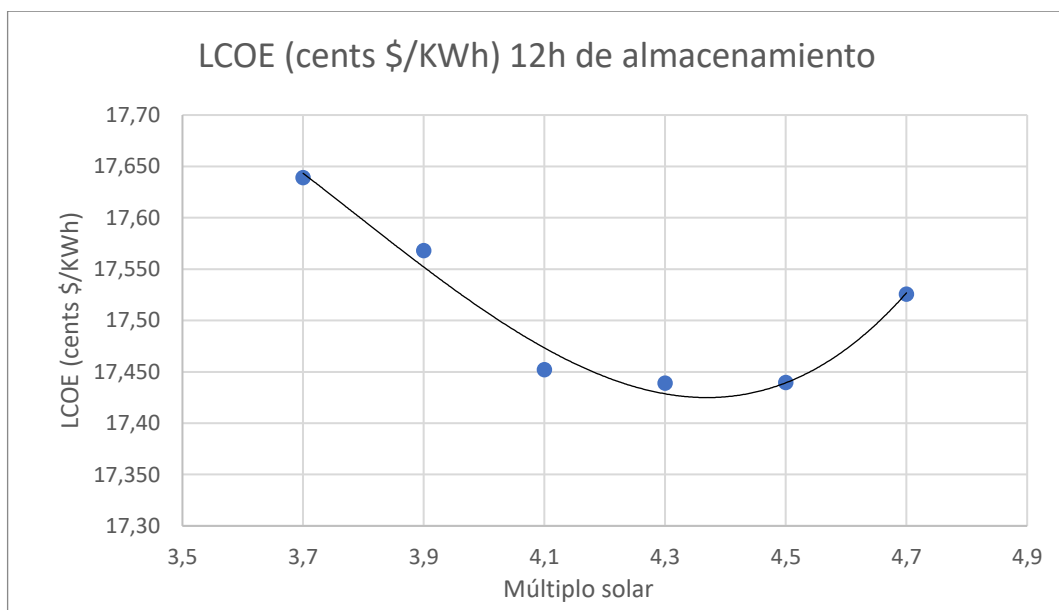


Figura 134 LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento del captador LF-11. (Fuente de elaboración propia)

5.2 Resultados de la parametrización del captador Fresnell Gmbs

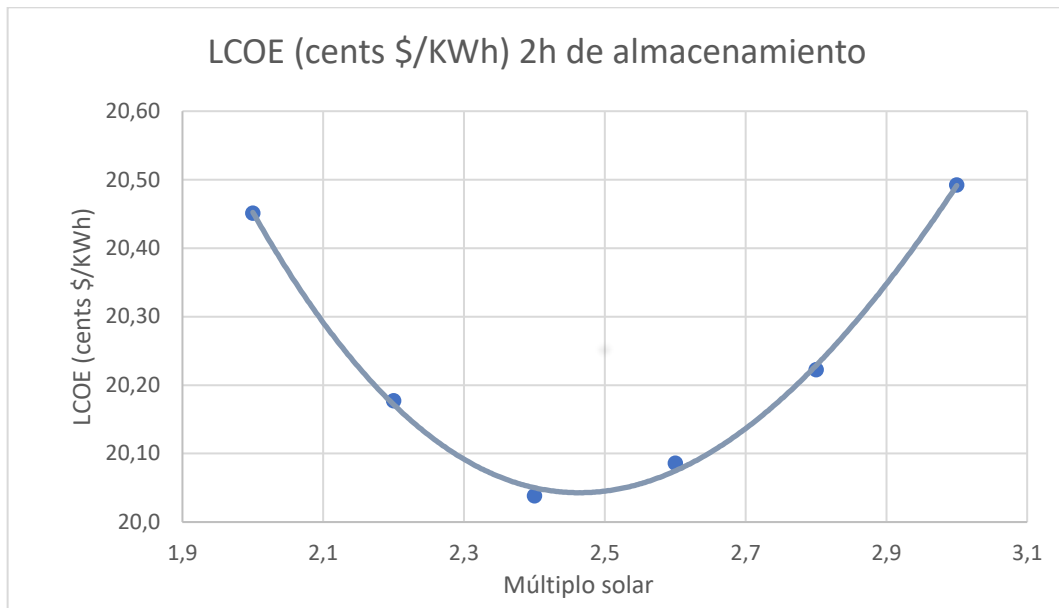


Figura 135: LCOE (cents \$/KWh) 2h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

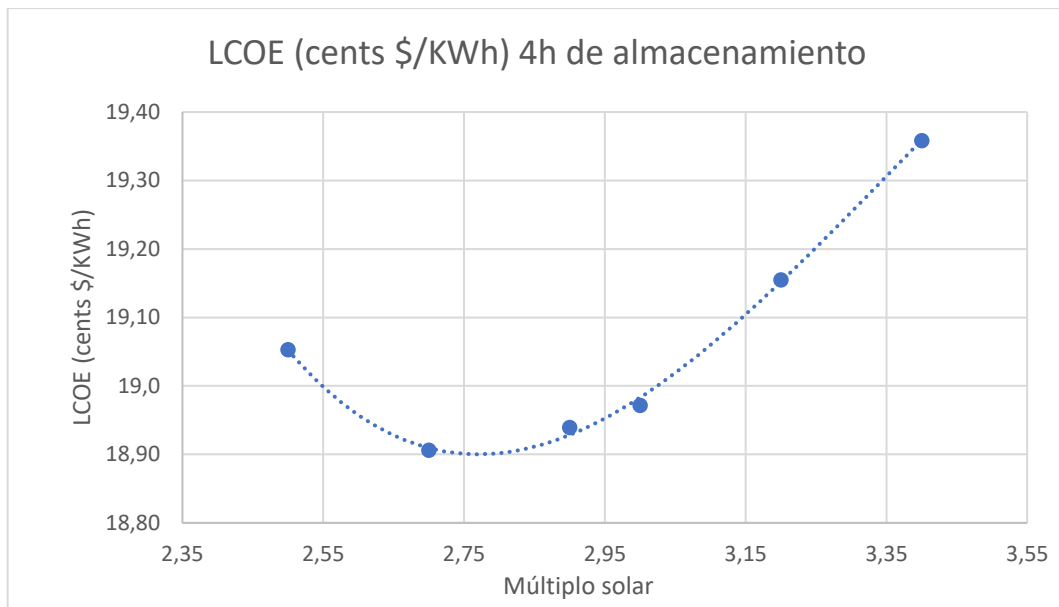


Figura 136: LCOE (cents \$/KWh) 4h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

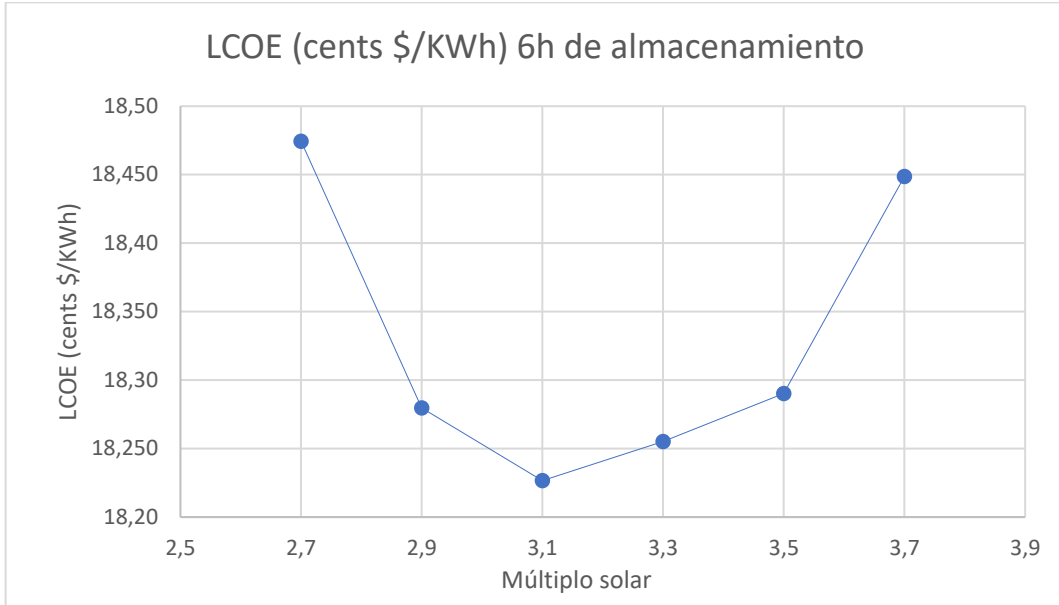


Figura 137: LCOE (cents \$/KWh) 6h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

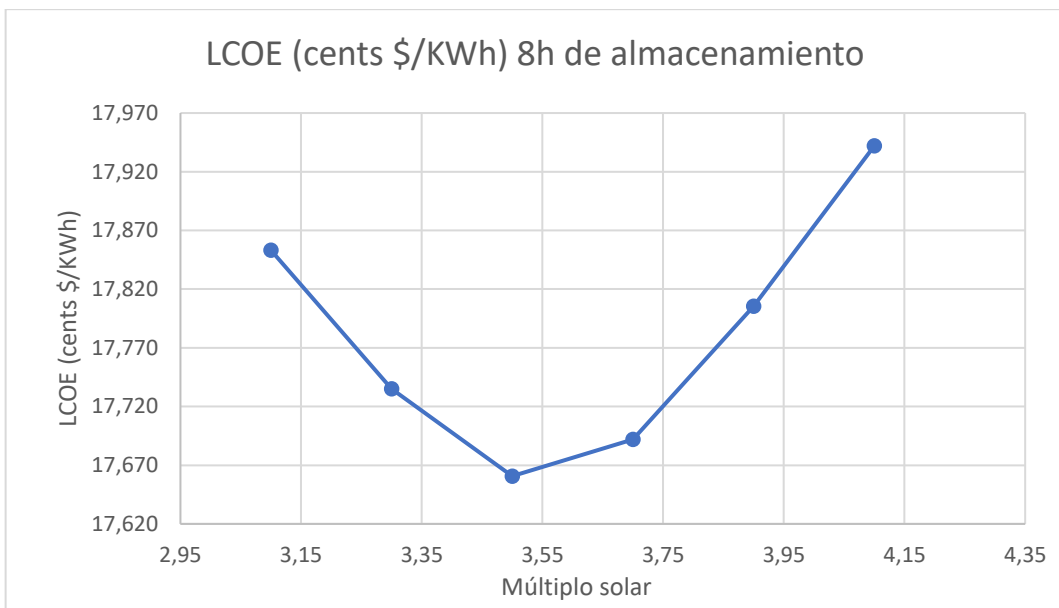


Figura 138: LCOE (cents \$/KWh) 8h de almacenamiento Fresnell Gmbs (Fuente de elaboración propia)

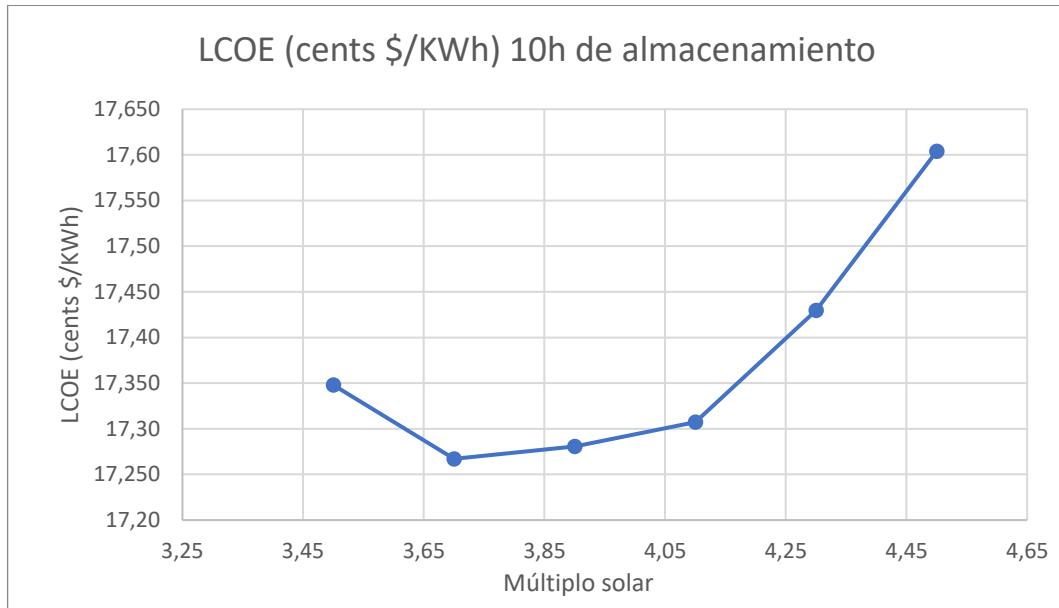


Figura 139: LCOE (cents \$/KWh) 10h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

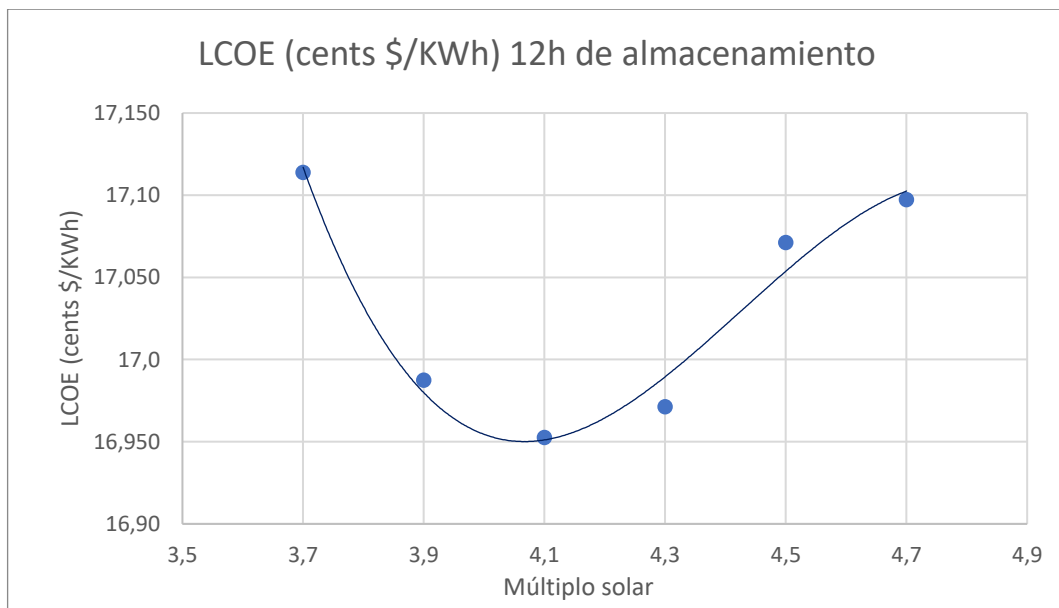


Figura 140: LCOE (cents \$/KWh) 12h de almacenamiento Fresnell Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

5.3 Resultado final para las centrales con captadores Lineal Fresnel

En este apartado se podrán observar los resultados que minimizan el LCOE para cada una de las configuraciones propuestas, es decir, para cada intervalo de horas de almacenamiento y para todos los modelos.

Una vez se eligen las centrales termosolares con captadores Lineal Fresnel que minimicen los costes de la planta, se realizará el mismo proceso que se ha hecho para las

centrales con captadores cilindro-parabólicos, se buscará la planta que aproveche mejor el espacio, es decir, que produzca una mayor cantidad de energía por m^2 . Los datos específicos de cada planta se pueden encontrar en el anexo I.

Fresnel LF-11

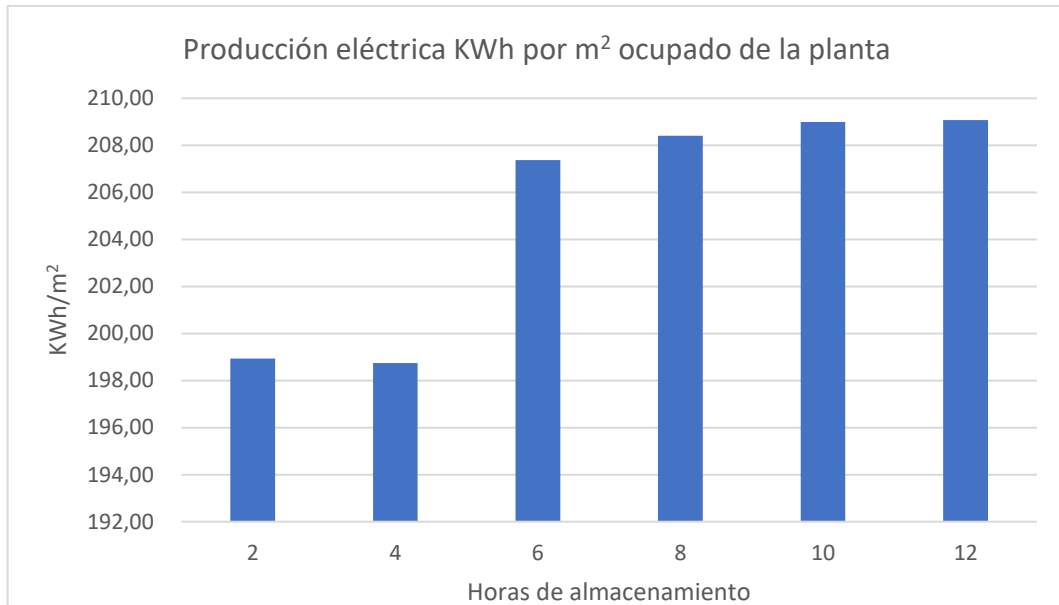


Figura 141: Producción eléctrica por área ocupada de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)

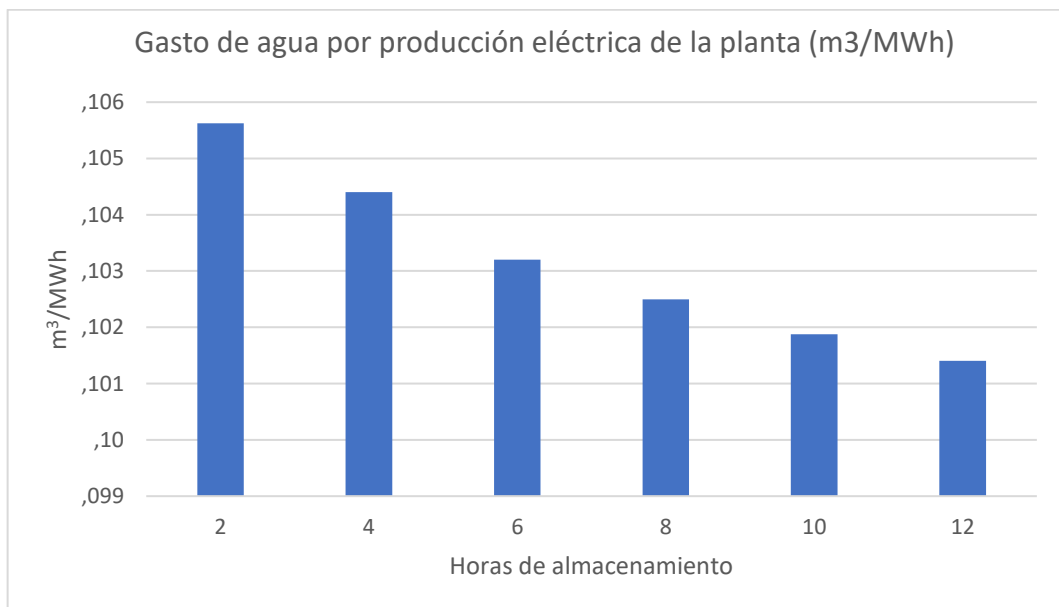


Figura 142: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)

Fresnell Gmbs

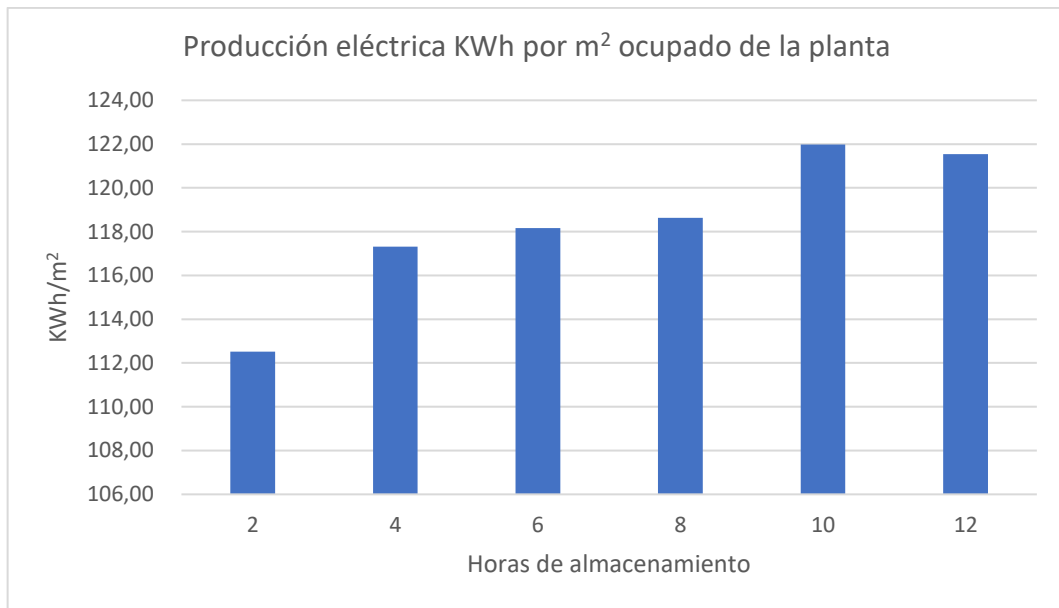


Figura 143: Producción eléctrica por área ocupada de la planta Fresnel Gmbs. (Fuente de elaboración propia)

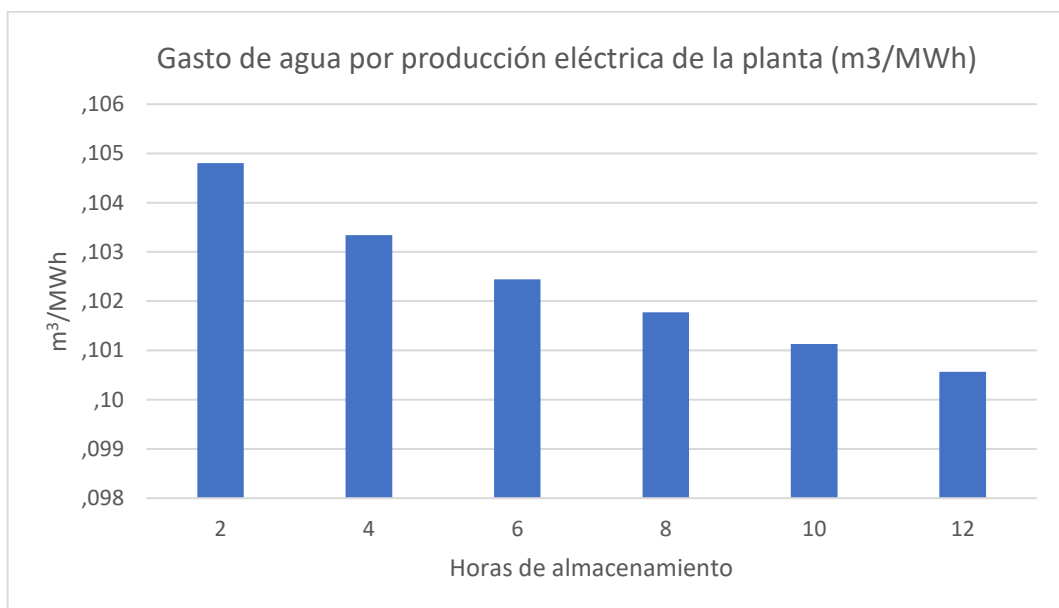


Figura 144: Gasto de agua por producción eléctrica de la planta Fresnel LF-11. (Fuente de elaboración propia)

Para cada caso se ha visto las horas de almacenamiento de la central maximizan la cantidad de energía producida por m² ocupado y producen más cantidad de energía por m³ de agua gastado, las siguientes figuras se comparará cada una de ellas y se acabará

eligiendo la central que optimice mejor los recursos con los requisitos mencionados anteriormente.

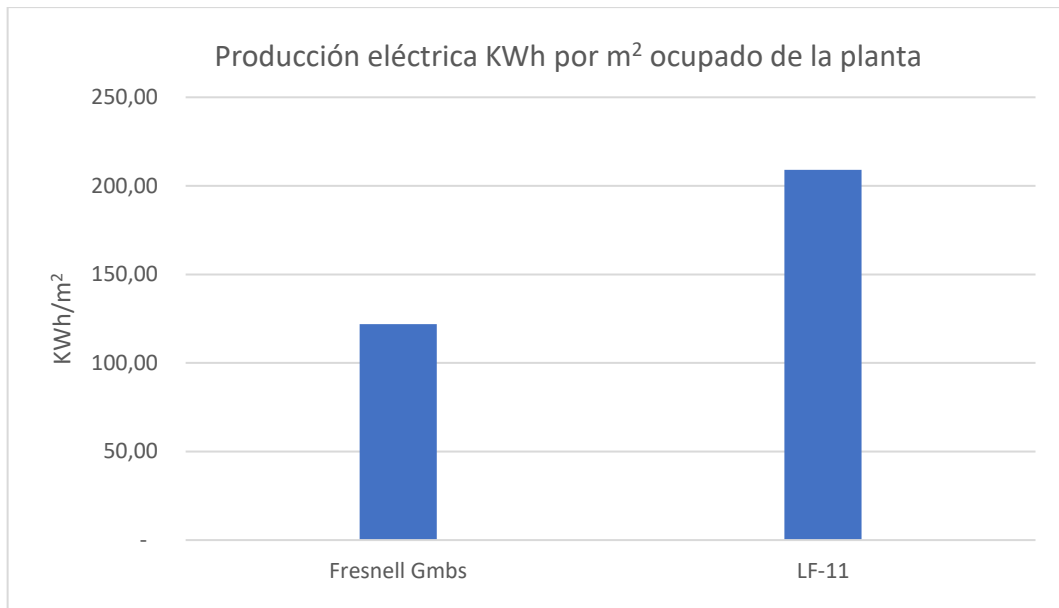


Figura 145: Comparación CLF Producción eléctrica por área ocupada de la planta..(Fuente de elaboración propia)

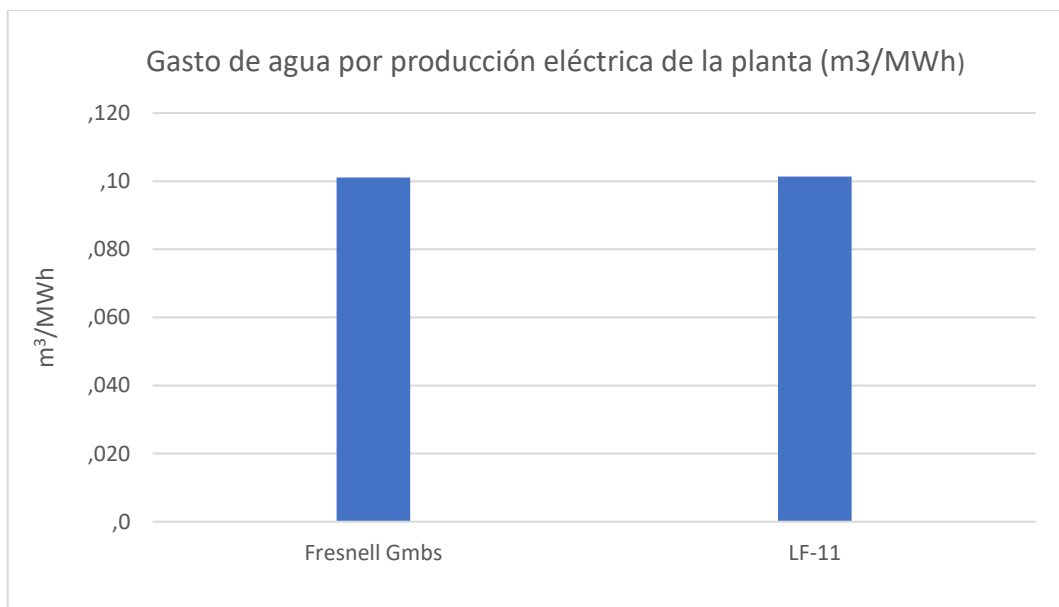


Figura 146: Comparación CLF Gasto de agua por producción eléctrica. (Fuente de elaboración propia)

En las gráficas anteriores se puede comprobar que, para los dos captadores, el gasto de agua por producción eléctrica de la planta es la misma por lo que no será un factor determinante para la elección. En cambio, la producción eléctrica por m², factor

determinante en nuestro estudio, es mucho mayor en la planta con el captador LF-11, por lo que será nuestra elección para la planta solar termoeléctrica con sales fundidas.

6 Comparación de las centrales solar termoeléctrica

En los apartados anteriores se optimizaron dos tipos de centrales con dos tipos de captadores diferentes, los captadores Fresnel y los captadores cilindro-parabólicos. Cabe destacar, que las centrales se han dimensionada para dos tipos de fluidos diferentes que son los que se más se aplican en cada una de las tecnologías propuestas. A pesar de esto, se ha dimensionado para una misma potencia en el punto de diseño de 50MW, por lo que será posible observar cual es la planta que mejor se adapta a las condiciones de la isla. En la siguiente tabla se puede observar un resumen de las características optimizadas.

Tabla 27: Resumen de las centrales optimizadas. (Fuente de elaboración propia)

HTF	Thermino VP-1	Hitec Solar Salt
Modelo	FLABEG Ultimate Trough RP6	LF-11
Multiplo solar	3,5	4,3
TES (h)	10	12
LCOE(cents\$/KWh)	16,35	17,43
Gross to net conversion (%)	92,0	92,79
Factor de capacidad (%)	51,44	55,08
Energía anual producida (GWh)	223	239
Gasto de agua anual (m³)	57819	24218
Tamaño del campo solar (km²)	1,36	1,14
Producción eléctrica por m² ocupado (KW/m²)	163,54	209,08
Gasto de agua por producción eléctrica de la planta (m³/MWh)	0,259	0,101

En primer lugar, se puede observar que la planta solar termoeléctrica con captadores Lineal Fresnel tiene un sistema de almacenamiento de 12h. Para satisfacer la demanda que necesita el bloque de potencia y el almacenamiento térmico se obtiene un campo solar de 4,3, es decir, 4,3 veces más grande lo que se necesitaría en su punto de diseño. Esto es clave ya que parte de la energía generada por el campo solar se irán al almacenamiento térmico, donde al trabajar con sales fundidos y no tener la limitación de temperaturas del aceite térmico se puede almacenar mucha más energía que la otra planta y esto es algo en lo que destaca. En cambio, la planta con captadores cilindro-parabólicos utilizando aceite térmico tiene 10h de almacenamiento con un múltiplo solar más pequeño que la planta con captador Lineal Fresnel, en torno a 3,5. Por lo que se puede presuponer que la planta produce una menor energía. Esto se puede comprobar más visualmente en la gráfica siguiente.

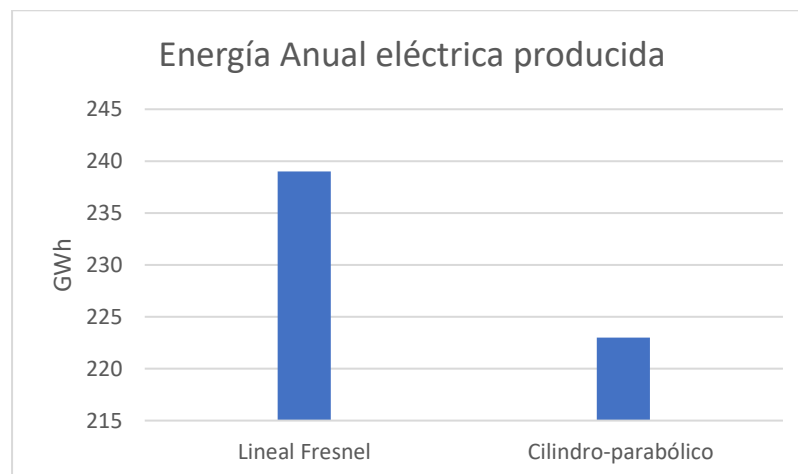


Figura 147: Comparación entre las plantas finales de la energía anual eléctrica producida. Fuente de elaboración propia.

A pesar de lo que se puede ver en la figura anterior, la energía generada por la planta con captadores Lineal Fresnel solo supondría un incremento de un 7,17% con respecto a la energía generada con los captadores cilindro-parabólico por lo que la diferencia no sería considerable.

Con respecto a la energía producida por área ocupada, se puede comprobar que a pesar de que la planta solar termoeléctrica con captadores cilindro-parabólicos FLABEG Ultimate Trough RP6 tenga una producción considerable con respecto a los otros captadores de la misma tecnología, se puede observar que cuando se compara con la planta con captadores Lineal Fresnel tiene una desventaja considerable. Esto se debe

principalmente al área ocupada por el campo solar. En la figura siguiente se puede ver una gráfica más representativa.

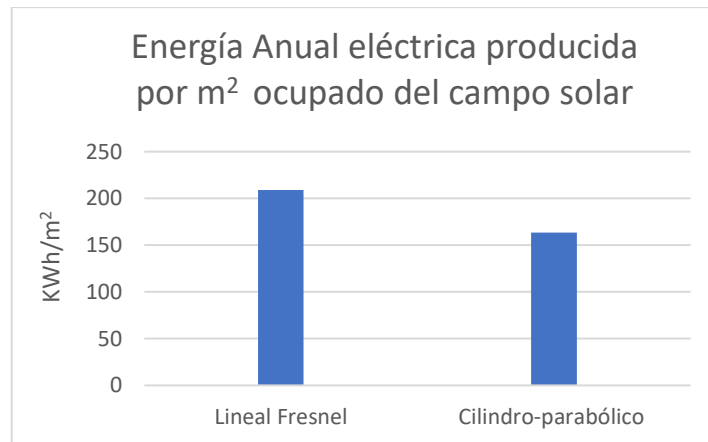


Figura 148: Comparación entre las plantas finales de la energía eléctrica producida por área ocupada. Fuente de elaboración propia.

En el gráfico anterior es posible observar la producción anual eléctrica producida por m² ocupado del campo solar. El incremento de este factor de la planta solar termoeléctrica con captadores Fresnel con respecto al otro tipo es de un 27,85%. Esto se debe principalmente a la distancia que se debe dejar entre filas en los captadores cilindro-parabólicos, ya que tienen que ser lo suficientemente grande para que no se generen pérdidas por sombras entre filas de captadores. Este problema con la planta con captadores lineales Fresnel sucede en menor medida debido a que su captador es mucho más sencillo y su estructura está a una altura más baja. Para ver cómo afecta las pérdidas por sombras en los captadores cilindro-parabólico se puede observar la figura siguiente.

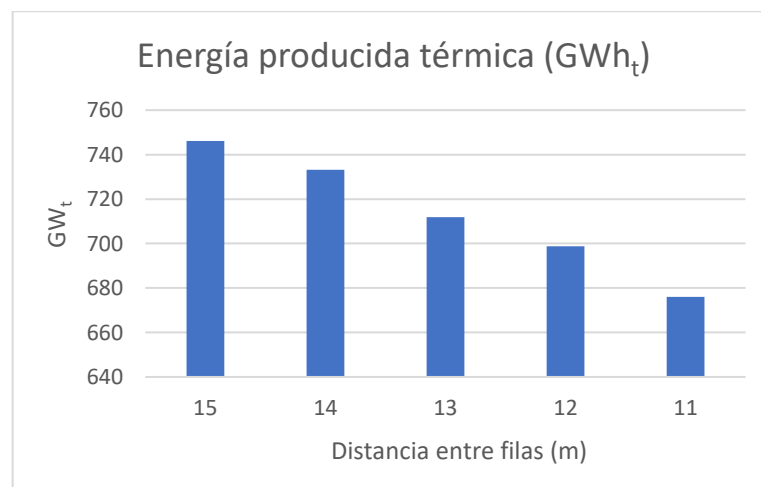


Figura 149: Variación de la energía térmica producida con respecto al distanciamiento entre filas. Fuente de elaboración propia

En la gráfica anterior se puede observar la producción térmica anual de la planta solar termoeléctrica con captadores FLABEG Ultimate Trough RP6 con respecto a la distancia entre filas. En él se puede observar cómo se hace visible las pérdidas por sombras de la superficie reflexiva de los captadores, conforme se va reduciendo la distancia entre filas, las pérdidas se van haciendo cada vez más visible disminuyendo la producción térmica del campo solar, lo que repercutirá también en la producción eléctrica de la planta. La gráfica cubre un intervalo desde la distancia de diseño 15m, a la distancia de 11m.

El agua consumida por producción eléctrica de la planta es uno de los requisitos de diseño. En este caso, lo que sucede para este parámetro es que el consumo de agua de la planta es mucho mayor para la planta solar termoeléctrica con colectores cilindro-parabólicos. Esto es debido principalmente a las necesidades de agua que necesita el ciclo ya que la planta solar termoeléctrica con colectores Fresnel trabaja con sales fundidas a un rango de 525-293°C por lo que el agua del ciclo sale a una mayor temperatura para entrar a la turbina, y, por tanto, se necesitará un menor caudal másico. En cambio, para la planta solar termoeléctrica con captadores cilindro-parabólicos la planta trabaja para un rango de temperaturas de 390-290°C debido a las limitaciones que tiene el aceite térmico TherminoL VP-1 que no puede superar la temperatura de 400°C. Por lo que para esta planta se necesitará un mayor caudal másico para llegar a los requerimientos de potencia que necesita la central.

El factor de capacidad, parámetro importante, se encuentran para las dos plantas alrededor de 50%. En [10] se puede comprobar que el factor de capacidad varía por este rango para los almacenamientos térmicos que se han dimensionada por lo que se puede decir que este valor es lógico.

Como se comentó anteriormente, el valor de este parámetro es bastante óptimo para ambas centrales ya que un factor de capacidad tan grande implica que cada vez se acerca más a lo generado si se hubiera trabajado a plena carga. El incremento de este parámetro se debe principalmente a los sistemas de almacenamiento implementados, al ser un almacenamiento para tantas horas, tendrá un mayor volumen y por tanto la energía almacenada será mayor.

Para el factor de conversión de energía bruta los dos se encuentra en 92% esto quiere decir que, el 8% de la energía eléctrica que se genera se utiliza para alimentar los

consumos internos de la planta. Estos son principalmente: Las bombas del campo solar y del bloque de potencia. El 92% restante es la energía neta eléctrica producida por el campo y que se puede utilizar.

Además, se puede observar en la tabla resumen que los costes totales que tendrá la planta, con respecto a la producción de energía eléctrica es mayor para la planta con captadores Fresnel en comparación a la planta cilindro-parabólica. Esto puede deberse a diferentes motivos, el principal motivo es que el almacenamiento de la planta es mayor, y la potencia eléctrica de salida varía muy poco entre las dos plantas. Además, si observamos detenidamente los costes del bloque de potencia es mayor para la planta con captadores Lineal Fresnel.

Para concluir este apartado, se termina eligiendo la planta con captadores Fresnel como la óptima para los requisitos de diseño propuesto ya que a pesar de que el LCOE sea mayor, la planta con captadores Fresnel produce una gran cantidad de energía eléctrica producida por m^2 aprovechando al máximo el terreno y, también, consume menos agua por producción eléctrica generada.

7 Simulación final de la planta elegida

En este apartado se realizará la simulación completa de la planta solar termoeléctrica elegida en el apartado anterior. Al realizar una simulación completa con el software SAM se nos mostrará una gran variedad de resultados de los que seleccionaremos los más interesante para la planta.

7.1 Resultados de la simulación del campo solar

Antes de comenzar con la explicación de las diferentes gráficas utilizadas por SAM, es interesante observar algunos datos representativos para la planta.

En primer lugar, se obtiene el número de filas o lazos que son necesarios para el campo solar un múltiplo solar de 4,3.

Tabla 28: Composición del campo solar. (Fuente de elaboración propia)

Múltiplo solar	4,3
Número de subsecciones	2
Área del campo solar (m²)	1140000
Captadores por lazo	16
Número de lazos	194

En la siguiente gráfica se detallará como varía la energía incidente y disipada a lo largo de los meses.

Energía producida por el campo solar	
Energía disipada por el campo solar	

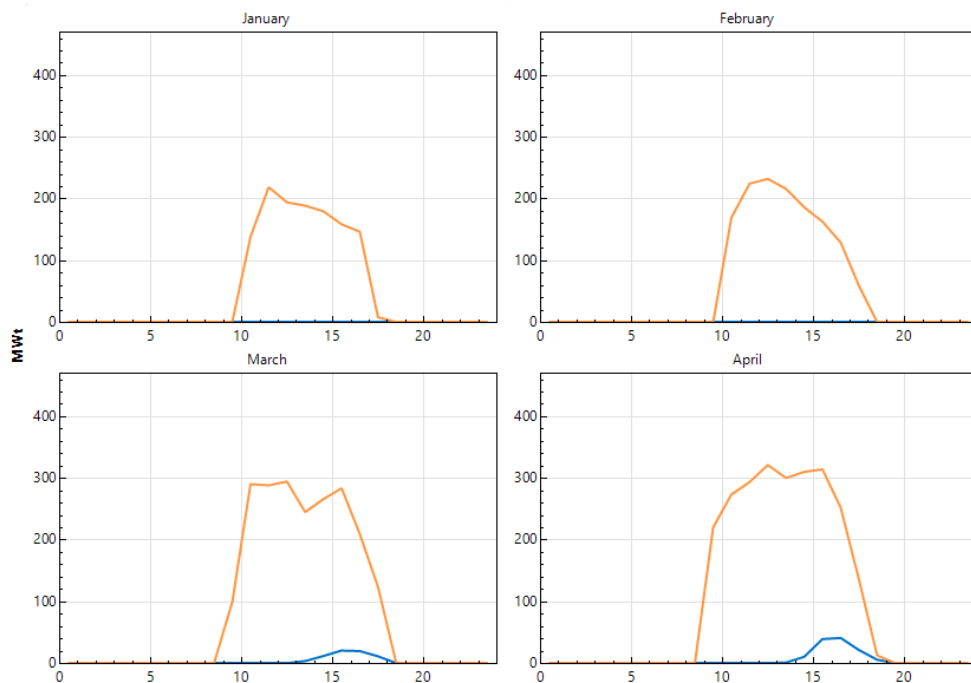


Figura 150: Energía producida y disipada en los primeros meses (Fuente de elaboración propia)

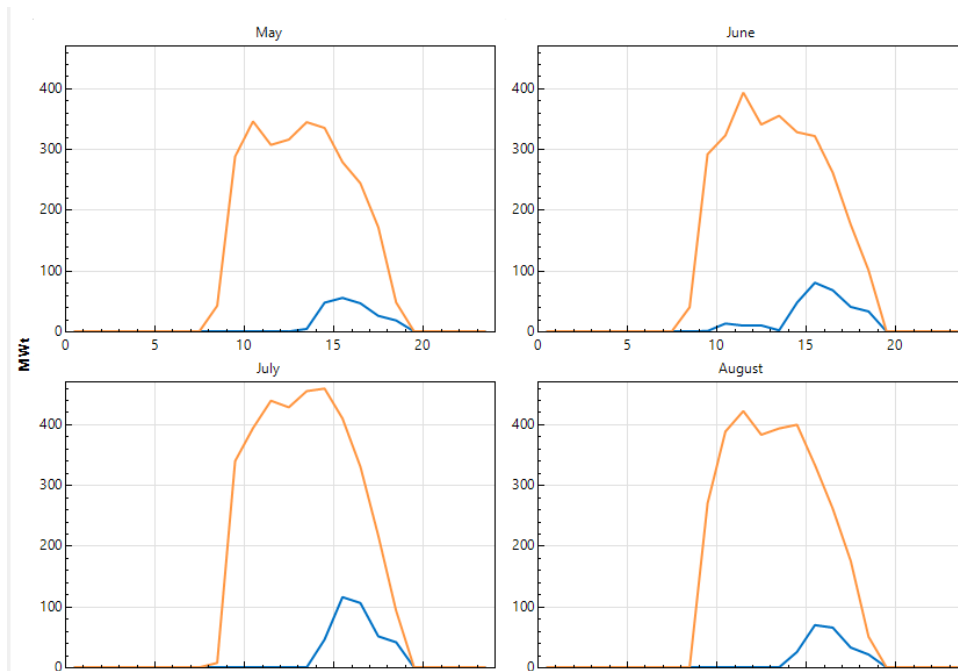


Figura 151: Energía producida y disipada de los meses intermedios (Fuente de elaboración propia)

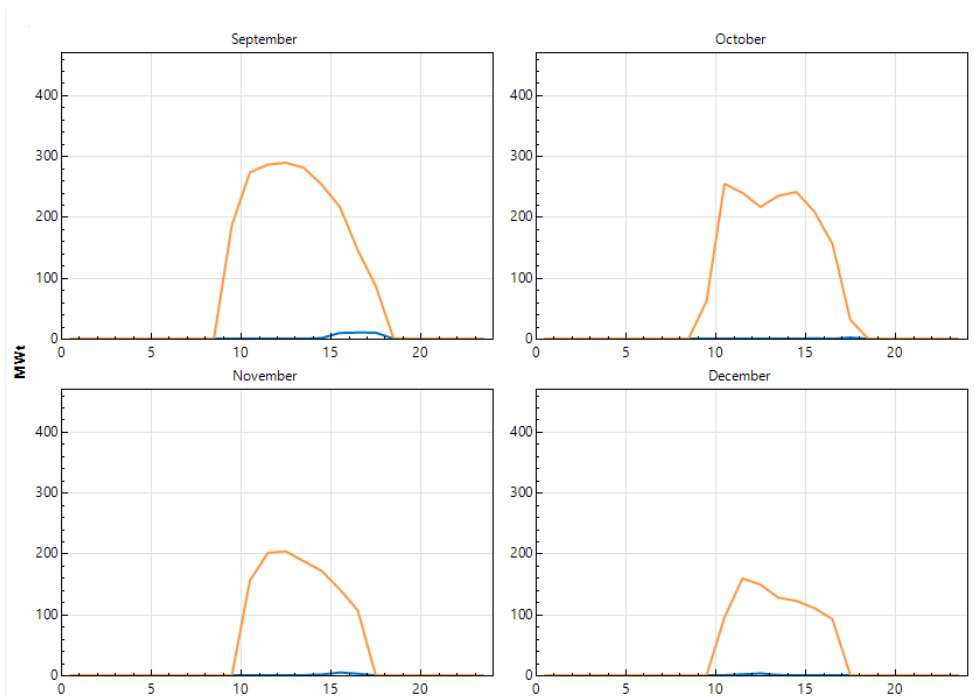


Figura 152: Energía producida y disipada en los meses finales (Fuente de elaboración propia)

En las gráficas anteriores se pueden observar cómo varía la energía producida y disipada a lo largo de los meses. Cabe destacar que los primeros meses se genera una menor energía térmica por el campo solar. Esto se debe principalmente al recurso solar que se tiene en estos meses. En los meses de verano la energía producida crece, conforme crece el recurso solar. Al incidir más energía, se capta más, y, por tanto, hay

más energía que se almacena y es aprovechado por el bloque de potencia. Cuando se genera una cantidad de energía que ni el bloque de potencia puede aprovechar y no se puede almacenar es cuando se produce la disipación de energía. Esto se puede observar en la figura de los meses intermedios donde se ve reflejado este efecto. En cambio, en los meses de invierno este proceso no ocurre ya que no se produce tanta energía debido a que el recurso solar no es elevado y toda la energía es aprovechada por el almacenamiento térmico o el ciclo de potencia.

En la siguiente gráfica se observa la energía producida incidente en el campo solar, la energía que se introduce en el ciclo de potencia y la energía que se dirige hacia el almacenamiento térmico.

Energía dirigida el ciclo de potencia	
Energía incidente el campo solar	
Energía almacenada	

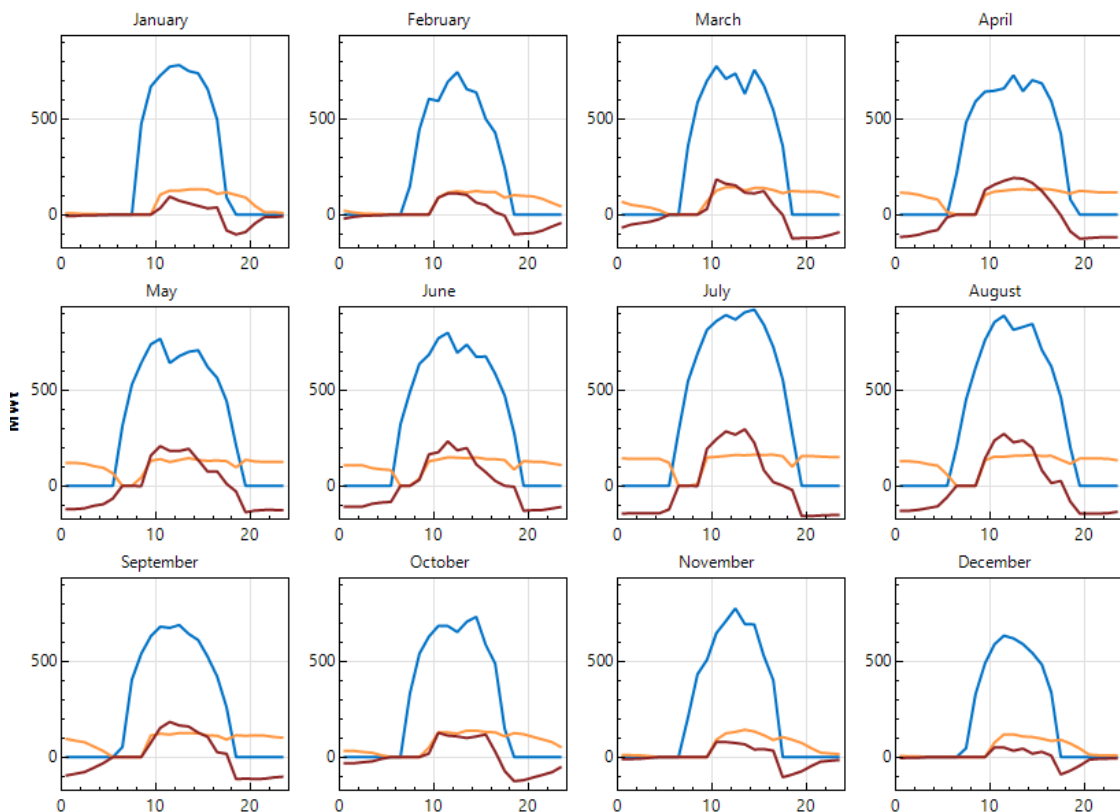


Figura 153: Energía incidente, dirigida al ciclo y almacenada (Fuente de elaboración propia)

En la gráfica anterior, se puede observar cómo varía la energía incidente, dirigida al ciclo y almacenada. Los primeros meses, los meses de invierno se puede observar cómo, el almacenamiento térmico funciona de forma óptima, pero a horas más reducidas que en el punto de diseño. Conforme empieza a incidir la energía, se comprueba que empieza a llegar energía al ciclo de potencia y, por tanto, empieza a producir energía eléctrica. Cuando la potencia térmica que llega al ciclo de potencia se estabiliza es cuando se empieza a almacenar energía con las sales fundidas. Una vez el recurso solar es insuficiente para satisfacer los requerimientos del ciclo de potencia, el almacenamiento se empieza a vaciar y a pesar de que el recurso solar es insuficiente, se sigue aportando energía térmica al bloque de potencia.

En los meses de verano, se comprueba que este efecto se aumenta ya que llega energía térmica más horas al ciclo de potencia. Esto encaja con lo comentado anteriormente ya que en verano hay un mayor recurso solar por que hay más horas de sol.

7.2 Resultados de la simulación del almacenamiento térmico

En este apartado se estudiará como varían los tanques de almacenamiento térmico gracias a la figura siguiente.

Masa del tanque frío	
Masa del tanque caliente	

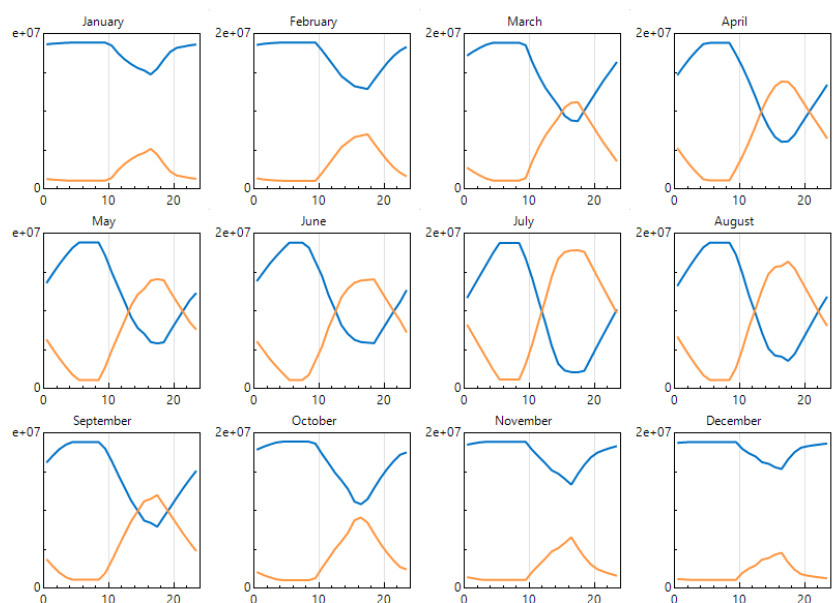


Figura 154: Variación de las masas en el tanque de almacenamiento (Fuente de elaboración propia)

En la gráfica anterior se puede comprobar como varía la masa del almacenamiento de los tanque caliente y frío. En los primeros meses del año, cuando el recurso solar no es tan grande, se comprueba que la masa del tanque caliente comienza a llenarse conforme empiezan las horas de sol. Cuando ya no se produce la radiación solar, porque llega la noche, el tanque caliente se empieza a vaciar. Se puede comprobar que esto se hace de manera proporcional, es decir, conforme se llena el tanque caliente, se vacía el tanque frío y así sucesivamente.

En los meses de verano se observa que el almacenamiento térmico es capaz de producir hasta altas horas de la noche. Esto es evidente porque en la gráfica se puede observar que comienza descargándose sobre las 12.00 en la misma medida que el tanque frío se recarga de las sales fundidas frías.

7.3 Resultados de la simulación del bloque de potencia

En este apartado se observará como varía la potencia bruta y neta producida, y los principales consumos que tiene la planta la planta solar termoeléctrica. Los que se conoce como consumos principales son los siguientes: Consumos del condensador y consumos de la bomba del fluido caloportador HTF. En la siguiente imagen, se ve representado el funcionamiento de la planta en el mes de julio donde se puede observar de forma más clara.

Producción de potencia bruta producida eléctrica	
Producción de potencia neta producida eléctrica	
Consumos de la bomba del HTF	
Consumo del condensador	

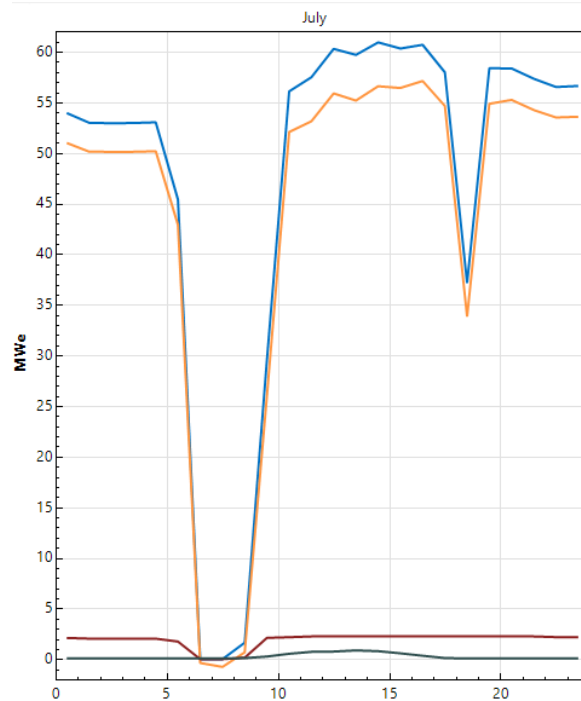


Figura 155: Producción eléctrica bruta y neta de la planta y consumo del condensador y el HTF (Fuente de elaboración propia)

Lo que estamos viendo en la imagen es una gráfica simétrica entre la producción bruta y neta de la planta. La variación que se produce entre ambas es el factor de conversión 92,79%. Como se explicó en el apartado de comparación, esto se debe principalmente a los consumos internos que tiene la planta. Esto se ve representado a la perfección en la figura anterior donde es visible que el consumo más representativo es el consumo del condensador. También, se muestra el consumo de la bomba del campo solar, pero este no supone una cantidad importante con respecto al otro.

También, es visible el intervalo donde no se produce ni potencia eléctrica, ni neta también se reducen a 0 los consumo, esto es lógico debido a que si la planta no está en funcionamiento estas bombas dejan de tener utilidad.

Conclusión

La realización de este trabajo final de grado tuvo como objetivo principal realizar el estudio y el diseño preliminar de una central solar termoeléctrica. En primer lugar, se realizó un estudio de las características principales relacionadas con la energía solar termoeléctrica. Posteriormente, se abordó el diseño de la planta en una ubicación fija de Tenerife, Islas Canarias.

A lo largo del proyecto se trabajó con un gran número de modelos de captadores de distintas tecnologías, como son: la tecnología Lineal Fresnel y la tecnología cilindro-parabólica. Estas tecnologías son la más utilizadas a lo largo del mundo. Su implementación en las Islas Canarias se puede considerar interesante debido a las condiciones de estas, ya que las islas tienen un grave problema energético producido por la dependencia al exterior causada por la supeditación a los combustibles fósiles. La capacidad de realizar una planta gestionable, es decir, que no estuviera limitado por las condiciones climáticas gracias al almacenamiento térmico, le hacen una opción viable para la transición energética que se quiere realizar en Canarias.

Los principales requisitos de diseño también se han optimizado para la planta ya que era primordial que se hiciera un buen uso del espacio ocupado de la planta y no se produjera un gasto excesivo de agua.

Para la realización elección de la planta, se propuso un estudio tecno-económico básico optimizando el costo nivelado de la energía, que es uno de los parámetros que nos muestran la viabilidad que tendrá una central solar termoeléctrica en una ubicación determinada. Al utilizar una bibliografía verificada de los costes, se puede comprobar que nuestra planta se muestra en los límites asumidos para este tipo de tecnología.

Para la realización de este proyecto se utilizó el software SAM que es un software ampliamente utilizado en el sector energético y es capaz de ofrecer una multitud de datos, que sería bastante difícil obtener sin él, dada la gran cantidad de variables que considera el programa.

Para concluir, cabe destacar que, gracias a la realización de este proyecto de fin de grado, se obtienen una cantidad de conocimientos en el área de la ingeniería mecánica relacionada con las energías renovables, más concretamente, al sector de la energía solar termoeléctrica.

Conclusions

The main objective of carrying out this project was to carry out the study and preliminary design of a thermoelectric solar power plant. First, a study of the main characteristics related to thermoelectric solar energy was carried out. Subsequently, the design of the plant was addressed in a fixed location in Tenerife, Canary Islands.

Throughout the project, we worked with a large number of collector models of different technologies, such as: Linear Fresnel technology and parabolic trough technology. These technologies are the most widely used throughout the world. Its implementation in the Canary Islands can be considered interesting due to their conditions, since the islands have a serious energy problem caused by dependence on the exterior caused by being subject to fossil fuels. The ability to carry out a manageable plant, that is, not limited by climatic conditions thanks to thermal storage, makes it a viable option for the energy transition that is to be carried out in the Canary Islands.

The main design requirements have also been optimized for the plant as it was essential that good use was made of the occupied space of the plant and that there was no excessive waste of water.

For the realization of the plant choice, a basic techno-economic study was proposed optimizing the levelized cost of energy, which is one of the parameters that shows us the viability that a thermoelectric solar plant will have in a given location. By using a verified bibliography of costs, it can be verified that our plant is shown within the limits assumed for this type of technology.

To carry out this project, SAM software was used, which is software widely used in the energy sector and is capable of offering a multitude of data, which would be quite difficult to obtain without it, given the large number of variables considered by the program.

To conclude, it should be noted that, thanks to the completion of this project, a certain amount of knowledge is obtained in the area of mechanical engineering related to renewable energies, more specifically, to the thermoelectric solar energy sector.

Referencias

- [1] “Marco sobre clima y energía para 2030 | Acción por el Clima.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_es. [Accessed: 30-Apr-2020].
- [2] E. Acuerdo, D. Sostenible, N. Unidas, M. Estrat, C. Clim, and P. N. Integrado, “Marco Estratégico de Energía y Clima : una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo,” pp. 1–14, 2015.
- [3] Consejería de Transición Ecológica Lucha contra el cambio climático y Planificación Territorial, “Anuario energético de canarias 2018,” 2020.
- [4] Gobierno de Canarias, “Estrategia Energetica de Canarias 2015-2025,” pp. 1–171, 2017.
- [5] “Protermosolar.” [Online]. Available: <https://www.protermosolar.com>.
- [6] “Red eléctrica de España.” [Online]. Available: <https://www.ree.es/es>.
- [7] “Centrales termosolares Andasol 1&2.”
- [8] “ohlindustrial.” [Online]. Available: <https://www.ohlindustrial.com/>.
- [9] “PS20.” [Online]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/PS20>.
- [10] I. Renewable and E. Agency, *RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2019*. 2019.
- [11] M. J. Wagner, P. Gilman, M. J. Wagner, and P. Gilman, “Technical Manual for the SAM Physical Trough Model Technical Manual for the SAM Physical Trough Model,” no. June, 2011.
- [12] Paul Breeze, *Solar Power Generation*. Academic Press.
- [13] “Power from the sun.” [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter03/chapter03.html>.
- [14] “Power From The Sun :: Chapter 3.” [Online]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/Book/chapter03/chapter03.html>. [Accessed: 05-May-2020].

- [15] “Ángulo de latitud y longitud.” [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Figura-143-Latitud-y-longitud-a-angulo-de-latitud-b-angulo-de-longitud-Fuente_fig3_266580366.
- [16] C. Bachelier and R. Stieglitz, “Design and optimisation of linear Fresnel power plants based on the direct molten salt concept,” *Solar Energy*, vol. 152. pp. 171–192, 2017, doi: 10.1016/j.solener.2017.01.060.
- [17] J. A. D. Deceased and W. A. Beckman, *of Thermal Processes Solar Engineering*. .
- [18] M. J. Blanco and S. Miller, “1 - Introduction to concentrating solar thermal (CST) technologies,” in *Woodhead Publishing Series in Energy*, M. J. Blanco and L. R. B. T.-A. in C. S. T. R. and T. Santigosa, Eds. Woodhead Publishing, 2017, pp. 3–25.
- [19] M. J. Blanco and S. Miller, *Introduction to concentrating solar thermal (CST) technologies*. Elsevier Ltd, 2017.
- [20] E. Z. Moya, “Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos proyecto direct solar steam (DISS),” 2003.
- [21] Industrial Solar, “Fresnel collector LF-11.” .
- [22] M. J. Montes, A. Abánades, J. M. Martínez-Val, and M. Valdés, “Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors,” *Sol. Energy*, vol. 83, no. 12, pp. 2165–2176, 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.08.010.
- [23] “Photovoltaic Geographical Information System.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [24] “¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?,” 2020. [Online]. Available: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/#:~:text=El LCOE es el valor,de toda su vida útil>.
- [25] “Instituto canario de estadística.” [Online]. Available: <http://www.gobiernodecanarias.org/istac/>.
- [26] E. Z. Moya, “Módulo : Electricidad Termosolar Captadores Cilindroparabólicos

Indice,” 2016.



**Universidad
de La Laguna**

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO Y DISEÑO PRELIMINAR DE UNA CENTRAL SOLAR
TERMOELÉCTRICA**

**Anexo I: Resultados de la
parametrización**

Autor: Ángel Eduardo Fuentes Hernández

ÍNDICE

1	Resultados de las plantas con captadores cilindro-parabólicos	3
2	Resultados de las plantas con captadores Lineal Fresnel	7

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultados de la parametrización EuroTrough ET150.....	3
Tabla 2: Resultados de la parametrización Luz LS-2	3
Tabla 3: Resultados de la parametrización Luz LS-3	4
Tabla 4: Resultados de la parametrización Solargenix SGX-1.....	4
Tabla 5: Resultados de la parametrización AlbiasaTrough AT150.....	5
Tabla 6: Resultados de la parametrización Siemens SunField 6	5
Tabla 7: Resultados de la parametrización SkyFuel SkyTrough.....	6
Tabla 8: Resultados de la parametrización FLABEG Ultimate Trough RP6.....	6
Tabla 9: Resultados de la parametrización Fresnell Gmbs.....	7
Tabla 10: Resultados de la parametrización Fresnel LF-11	7

1 Resultados de las plantas con captadores cilindro-parabólicos

EuroTrough ET150

Tabla 1: Resultados de la parametrización EuroTrough ET150

Multiplo solar	TES (h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2	2	17,018	129,13	29,779	34890,8	1189775
2,4	4	16,818	154,64	35,663	41592,1	1432587
2,8	6	16,769	178,42	41,147	47978,6	1663257
2,9	8	16,744	193,23	44,562	50600,3	1728007
3,2	10	16,767	213,58	49,255	55790,5	1906069
3,9	12	16,824	245,53	56,624	66069,2	2314802

Luz LS-2

Tabla 2: Resultados de la parametrización Luz LS-2

Multiplo solar	TES (h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	17,9032	126,45	29,162	36310,9	1452821
2,6	4	17,6616	153,62	35,428	44005	1788710
2,6	6	17,5454	165,28	38,116	45281,5	1788710
3,1	8	17,495	191,40	44,141	52982,6	2128646
3,5	10	17,484	214,68	49,511	59608,1	2411926
3,6	12	17,471	228,64	52,728	62156,3	2480723

Luz LS-3

Tabla 3: Resultados de la parametrización Luz LS-3

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	17,078	131,84	30,403	36182,3	1452821
2,5	4	16,877	157,07	36,224	42746,4	1736101
2,7	6	16,808	174,84	40,322	46519	1877741
2,8	8	16,773	189,95	43,805	49261,1	1946537
3,2	10	16,789	212,90	49,099	55527	2213630
3,6	12	16,802	236,46	54,531	62053,2	2496810

Solargenix SGX-1

Tabla 4: Resultados de la parametrización Solargenix SGX-1

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,2	2	17,559	131,53	30,334	37463,7	1525664
2,5	4	17,303	153,79	35,467	42802,9	1736101
2,7	6	17,211	171,18	39,477	46524,8	1877741
3	8	17,173	191,97	44,273	51803,9	2071990
3,2	10	17,132	209,71	48,364	55708,4	2213630
3,5	12	17,128	229,59	52,949	60722,1	2428113

AlbiasaTrough AT150

Tabla 5: Resultados de la parametrización AlbiasaTrough AT150

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents \$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	17,0233	132,46	30,537	36303,1	1262619
2,4	4	16,8221	154,59	35,651	41586,2	1440680
2,8	6	16,7781	178,32	41,123	47970,6	1683492
2,9	8	16,750	193,14	44,543	50594,7	1732054
3,1	10	16,772	210,11	48,455	54351,2	1861553
3,6	12	16,781	236,68	54,584	62140,3	2152928

Siemens SunField 6

Tabla 6: Resultados de la parametrización Siemens SunField 6

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	17,2718	130,89	30,186	36222,9	1266666
2,4	4	17,0965	152,62	35,198	41478	1448775
2,8	6	17,0252	176,69	40,747	48018,9	1699679
2,9	8	17,032	190,52	43,936	50433,9	1756335
3,1	10	17,049	207,77	47,914	54362,4	1877741
3,6	12	17,053	234,05	53,976	62138,5	2173162

SkyFuel SkyTrough

Tabla 7: Resultados de la parametrización SkyFuel SkyTrough

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	17,156	132,81	30,628	36710,1	1274759
2,4	4	16,924	155,39	35,835	42067,1	1452821
2,6	6	16,868	172,92	39,878	45814,1	1570180
2,9	8	16,871	193,65	44,659	51095,7	1748241
3,1	10	16,903	210,76	48,606	54993,6	1877741
3,4	12	16,877	231,86	53,471	60346,5	2055803

FLABEG Ultimate Trough RP6

Tabla 8: Resultados de la parametrización FLABEG Ultimate Trough RP6

Multiplo solar	TES(h)	LCOE real (cents\$/KWh)	energía anual producida (GWh)	Factor de capacidad (%)	Gasto de agua anual (m³)	Tamaño del campo (m²)
2,1	2	16,601	132,67	30,597	35148,4	926730
2,4	4	16,439	154,53	35,637	40272,7	1056229
2,8	6	16,372	178,68	41,207	46544,6	1234291
2,9	8	16,364	193,08	44,281	48939,9	1274759
3,5	10	16,353	223,04	51,436	57819	1363790
3,6	12	16,361	237,71	54,820	60422,9	1582320

2 Resultados de las plantas con captadores Lineal Fresnel

Fresnell Gmbs

Tabla 9: Resultados de la parametrización Fresnell Gmbs

Multiplo solar	TES (h)	LCOE real (cents€/kWh)	energía anual	Factor de capacidad	Gasto de agua anual (m ³)	Tamaño del campo (m ²)
			producida (GWh)	(%)		
2,4	2	20,03	133	30,65	13931,7	1,18E+06
2,7	4	18,90	155	35,83	16056,7	1,32E+06
3,1	6	18,22	179	41,42	18400,9	1,52E+06
3,5	8	17,66	204	46,93	20714,3	1,72E+06
3,7	10	17,26	221	51,01	22370,7	1,81E+06
4,1	12	16,95	244	56,32	24558,9	2,01E+06

Fresnel LF-11

Tabla 10: Resultados de la parametrización Fresnel LF-11

Multiplo solar	TES (h)	LCOE real (cents€/kWh)	energía anual	Factor de capacidad	Gasto de agua anual (m ³)	Tamaño del campo (m ²)
			producida (GWh)	(%)		
2,4	2	20,60	127	29,173	13.361	635904
2,9	4	19,50	153	35,354	16004	771328
3,1	6	18,72	170,9	39,423	17641	824320
3,5	8	18,16	194	44,713	19872	930304
3,9	10	17,74	217	49,948	22064	1036290
4,3	12	17,43	239	55,08	24218	1142270