



## **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
ENERGÍA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA

DESEMPEÑO DE PLANTAS TÉRMICAS SOLARES CON ALMACENAMIENTO DE  
ENERGÍA: ZONAS NOGALES Y CASAS GRANDES

### **T E S I S**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA

TUTOR PRINCIPAL:

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS  
FACULTAD DE INGENIERÍA



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. William Vicente y Rodríguez  
Secretario: Dr. Francisco Javier Solorio Ordaz  
1er. Vocal: Dr. Gabriel León De Los Santos  
2do. Vocal: Dr. Sergio Quezada García  
3er. Vocal: M. en I. Augusto Sánchez Cifuentes

Ciudad Universitaria, CDMX.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Gabriel León De Los Santos

-----  
**FIRMA**

## Agradecimientos

A mi asesor, el **Dr. Gabriel León de los Santos** por todo su apoyo, confianza y guía a lo largo de esta investigación de tesis y a los revisores que coadyuvaron con sus conocimientos para la conclusión de este trabajo.

A la **UNAM** y al **CONACYT** por el apoyo y por la aportación de los medios necesarios para cursar y concluir los estudios de la Maestría en Ingeniería en Energía.

## RESUMEN

El presente trabajo corresponde a una investigación de tesis efectuada bajo el Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería de la UNAM. Los esfuerzos de dicha investigación se centran en definir la viabilidad técnica-económica del aprovechamiento de la energía solar a través de tecnologías de plantas de potencia de concentración solar.

Las directrices en las cuales se basó esta investigación son abordadas y desarrolladas en los 5 capítulos que integran esta tesis y cuyos elementos esenciales corresponden a:

1. Documentación del estado del arte de las plantas térmicas solares, principio de operación y nuevas tecnologías de almacenamiento de energía para incrementar el factor de planta.
2. Caracterización del potencial solar en México, análisis y selección de las alternativas tecnologías de plantas térmicas solares y sistemas de almacenamiento con potencial aplicación en regiones del norte de nuestro país y revisión de la normativa aplicable.
3. Propuesta de distintas configuraciones de plantas térmicas solares (basadas en simulación de procesos). El diseño y simulación de las plantas propuestas considera que éstas son instaladas en dos sitios con abundante irradiación solar en el norte de México.
4. Evaluación económica-financiera (mediante el cálculo de indicadores de rentabilidad) de las plantas térmicas solares propuestas que presentan los mejores parámetros de desempeño.
5. Definición de la competitividad de las plantas térmicas solares propuestas a través del cálculo y comparación estadística de los costos nivelados de generación de energía.

## Contenido General

<b>RESUMEN</b> .....	<b>4</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>7</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>7</b>
<b>ÍNDICE DE ANEXOS</b> .....	<b>9</b>
<b>SIGLAS Y ABREVIATURAS</b> .....	<b>10</b>
<b>OBJETIVOS</b> .....	<b>12</b>
Objetivo general.....	12
Objetivos particulares .....	12
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>CAPÍTULO 1. Antecedentes</b> .....	<b>17</b>
Introducción .....	17
1.1.- Fuentes de energía primaria y potencial de energía solar en el mundo .....	17
1.2.- Sistemas de generación térmico solar .....	19
1.2.1.- Plantas térmicas solares de concentradores de canal parabólico.....	19
1.2.2.- Plantas térmicas solares de espejos de Fresnel.....	21
1.2.3.- Plantas térmicas solares de disco parabólico .....	21
1.2.4.- Plantas térmicas solares de torre central.....	22
1.3.- Sistemas de almacenamiento de energía térmica solar .....	24
1.3.1.- Tecnologías de almacenamiento de energía solar en fase experimental.....	25
1.3.2.- Tecnologías de almacenamiento térmico solar probadas .....	25
1.4.- Casos de estudio de aplicaciones exitosas del almacenamiento térmico solar .....	27
1.4.1.- Gemasolar.....	27
1.4.2.- Solana.....	29
1.6.- Leyes, normas y códigos en México .....	30
Conclusión.....	30
<b>CAPÍTULO 2. Caracterización del potencial energético solar y alternativas tecnológicas de su uso en México</b> .....	<b>31</b>
Introducción .....	31
2.1.- Potencial de energía solar y generación eléctrica térmica solar en México.....	31
2.2.- Redes eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional.....	32
2.3.- Opciones tecnológicas con potencial de uso en México para generación y almacenamiento de energía térmica y eléctrica. ....	34
Conclusión.....	35

**CAPÍTULO 3. Propuesta de plantas solares con y sin almacenamiento de energía y análisis de su desempeño energético ..... 36**

Introducción ..... 36

3.1.- Esquemas de plantas y ecuaciones de modelado ..... 36

3.2.- Modelado y simulación ..... 42

    3.2.1.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de canal parabólico para la Zona Nogales ..... 48

    3.2.2.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de torre central para la Zona Nogales..... 50

    3.2.3.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de canal parabólico para la Zona Casas Grandes..... 52

    3.2.4.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de torre central para la Zona Nogales..... 54

3.3.- Resumen de parámetros de desempeño ..... 56

    3.3.1.- Selección de configuraciones para la Zona Nogales ..... 57

    3.3.2.- Selección de configuraciones para la Zona Casas Grandes..... 58

3.4.- Energía térmica y eléctrica producida y efecto en la red ..... 59

Conclusión ..... 67

**CAPÍTULO 4. Evaluación económica ..... 68**

Introducción ..... 68

4.1.- Inversiones y costos de la instalación solar y sus sistemas de almacenamiento..... 68

    4.1.1.- Costos de inversión de plantas tipo PT-CSP ..... 68

    4.1.2.- Costos de inversión de plantas tipo CT-CSP ..... 69

    4.1.3.- Escalamiento de costos de inversión..... 70

    4.1.4.- Costos de operación y mantenimiento de plantas CSP ..... 72

4.2.- Programa de ejecución ..... 74

4.3.- Producción y valoración económica de los servicios de almacenamiento ..... 75

4.4.- Ingresos del proyecto..... 77

    4.3.1.- Ingresos por Subastas a Largo Plazo ..... 79

    4.3.2.- Ingresos por CBCE ..... 81

4.5.- Cálculo de indicadores de rentabilidad ..... 83

    4.5.1.- Evaluación económica y financiera de la configuración 1 ..... 84

    4.5.2.- Evaluación económica y financiera de la configuración 4 ..... 87

    4.5.3.- Evaluación económica y financiera de la configuración 6 ..... 87

    4.5.4.- Evaluación económica y financiera de la configuración 9 ..... 87

    4.5.5.- Revisión de indicadores de rentabilidad ..... 90

4.6.- Análisis de sensibilidad.....	91
Conclusión.....	92
<b>CAPÍTULO 5. Discusión, análisis y conclusiones generales .....</b>	<b>93</b>
5.1.- Cálculo del costo nivelado de generación de las plantas CSP .....	93
5.2.- Competitividad de las plantas CSP propuestas .....	93
5.3.- Conclusiones generales.....	94
5.4.- Recomendaciones .....	95
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>96</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>103</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Tecnologías para el almacenamiento de energía térmica. ....	26
<b>Tabla 2.</b> Comparación entre México, Alemania y China con respecto al aprovechamiento de la energía solar. ....	32
<b>Tabla 3.</b> Configuraciones visualizadas por zona y tipo de tecnología.....	48
<b>Tabla 4.</b> Parámetros de desempeño de plantas simuladas para la Zona Nogales. ....	56
<b>Tabla 5.</b> Parámetros de desempeño de las configuraciones para la Zona Casas Grandes. ....	57
<b>Tabla 6.</b> Variación de las horas de sol para las zonas de interés. ....	59
<b>Tabla 7.</b> Impacto en el factor de planta derivado del almacenamiento térmico en las configuraciones propuestas.....	67
<b>Tabla 8.</b> Costos de inversión, operación y mantenimiento de plantas térmicas solares.....	68
<b>Tabla 9.</b> Parámetros necesarios para realizar el escalamiento de las plantas térmicas solares seleccionadas. ....	70
<b>Tabla 10.</b> Actualización de costos de inversión con histórico y proyección de inflación del dólar. ....	70
<b>Tabla 11.</b> Cálculos de costos de inversión para las plantas tipo PT-CSP propuestas. ....	71
<b>Tabla 12.</b> Cálculo de costos de inversión con escalamiento de plantas tipo CT-CSP propuestas. ....	72
<b>Tabla 13.</b> Escalamiento de costos de operación y mantenimiento para las plantas propuestas. ....	73
<b>Tabla 14.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 1 bajo el esquema SLP. ....	85
<b>Tabla 15.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 1 bajo el esquema SLP. ...	86
<b>Tabla 16.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 1 bajo el esquema CBCE. ....	88
<b>Tabla 17.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 1 bajo el esquema CBCE. ....	89
<b>Tabla 18.</b> Resumen de indicadores de rentabilidad de las plantas CSP propuestas. ....	90

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Histórico de generación mundial de energía eléctrica por combustible. ....	14
<b>Figura 2.</b> Histórico de producción de energía eléctrica por aprovechamiento de energía solar. ....	14



<b>Figura 3.</b> Partes fundamentales visualizadas en la elaboración de la tesis. ....	16
<b>Figura 4.</b> Potencial de irradiación normal directa en el mundo. ....	18
<b>Figura 5.</b> Capacidad mundial instalada de plantas térmicas solares. ....	19
<b>Figura 6.</b> Principio de funcionamiento de los receptores parabólicos. ....	20
<b>Figura 7.</b> Diagrama del funcionamiento de una central de tipo PT-CSP. ....	20
<b>Figura 8.</b> Principio de funcionamiento de los colectores lineales de Fresnel. ....	21
<b>Figura 9.</b> Unidades térmicas solares de disco parabólico. ....	22
<b>Figura 10.</b> Central térmica solar de torre central. ....	23
<b>Figura 11.</b> Principio de funcionamiento de una planta tipo CT-CSP. ....	24
<b>Figura 12.</b> Planta PT-CSP con sistema de almacenamiento térmico de 2 depósitos. ....	27
<b>Figura 13.</b> Componentes principales de la central Gemasolar. ....	28
<b>Figura 14.</b> Proceso de generación en la planta CSP Solana. ....	29
<b>Figura 15.</b> Potencial de energía solar en México. ....	31
<b>Figura 16.</b> Sistemas interconectados y regiones de control del SEN. ....	33
<b>Figura 17.</b> Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional. ....	34
<b>Figura 18.</b> Nivel de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía. ....	34
<b>Figura 19.</b> Interconexión de sistemas en una central tipo PT-CSP. ....	36
<b>Figura 20.</b> Interconexión de sistemas en una planta tipo CT-CSP. ....	37
<b>Figura 21.</b> Corrientes del modelo del bloque de potencia. ....	39
<b>Figura 22.</b> Sistema de almacenamiento térmico utilizado en la modelación. ....	41
<b>Figura 23.</b> Modelo de la planta Solana. ....	43
<b>Figura 24.</b> Modelo de la planta Gemasolar. ....	44
<b>Figura 25.</b> Zonas seleccionadas para la propuesta de instalación de plantas térmicas solares. ....	46
<b>Figura 26.</b> Diagrama unifilar de la Zona Nogales. ....	46
<b>Figura 27.</b> Diagrama unifilar de la Zona Casas Grandes. ....	47
<b>Figura 28.</b> Configuración 1 propuesta para la Zona Nogales. ....	48
<b>Figura 29.</b> Configuración 2 propuesta para la Zona Nogales. ....	49
<b>Figura 30.</b> Configuración 3 propuesta para la Zona Nogales. ....	50
<b>Figura 31.</b> Configuración 4 propuesta para la Zona Nogales. ....	51
<b>Figura 32.</b> Configuración 5 propuesta para la Zona Nogales. ....	51
<b>Figura 33.</b> Configuración 6 propuesta para la zona Casas Grandes. ....	52
<b>Figura 34.</b> Configuración 7 propuesta para la zona Casas Grandes. ....	53
<b>Figura 35.</b> Configuración 8 propuesta para la zona Casas Grandes. ....	54
<b>Figura 36.</b> Configuración 9 propuesta para la zona Casas Grandes. ....	55
<b>Figura 37.</b> Configuración 10 propuesta para la zona Casas Grandes. ....	56
<b>Figura 38.</b> Irradiación anual en zonas de interés. ....	59
<b>Figura 39.</b> Variación de la disponibilidad diaria del recurso solar en la Zona Nogales. ....	60
<b>Figura 40.</b> Variación de la disponibilidad diaria del recurso solar en la Zona Casas Grandes. ....	60
<b>Figura 41.</b> Interfaz de usuario de macro para evaluación técnico-económica de las plantas propuestas. ....	61
<b>Figura 42.</b> Potencia y energía calculadas para la configuración 1. ....	62
<b>Figura 43.</b> Potencia y energía calculadas para la configuración 4. ....	62
<b>Figura 44.</b> Potencia y energía calculadas para la configuración 6. ....	63
<b>Figura 45.</b> Potencia y energía calculadas para la configuración 9. ....	63
<b>Figura 46.</b> Energía térmica almacenada para las plantas seleccionadas. ....	64
<b>Figura 47.</b> Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 1. ....	65
<b>Figura 48.</b> Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 4. ....	65

<b>Figura 49.</b> Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 6. ....	66
<b>Figura 50.</b> Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 9. ....	66
<b>Figura 51.</b> Capacidad de generación incremental por incorporación de plantas térmicas solares propuestas. ....	67
<b>Figura 52.</b> Costos desglosados en función de la capacidad del almacenamiento térmico. ....	69
<b>Figura 53.</b> Costos desglosados en función de la capacidad de almacenamiento térmico. ....	69
<b>Figura 54.</b> Estadística de costos de operación y mantenimiento para plantas térmicas solares. ....	73
<b>Figura 55.</b> Porcentajes de participación de cada etapa en la construcción de las plantas térmicas solares. ....	74
<b>Figura 56.</b> Cronograma de ejecución de construcción de las plantas propuestas. ....	75
<b>Figura 57.</b> Producción energética futura de la configuración 1. ....	76
<b>Figura 58.</b> Producción energética futura de la configuración 4. ....	76
<b>Figura 59.</b> Producción energética futura de la configuración 6. ....	76
<b>Figura 60.</b> Producción energética futura de la configuración 9. ....	77
<b>Figura 61.</b> Comportamiento Histórico de los PML en la Zona Nogales (2018). ....	78
<b>Figura 62.</b> Comportamiento Histórico de los PML en la Zona Casas Grandes (2018). ....	79
<b>Figura 63.</b> Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 1. ....	79
<b>Figura 64.</b> Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 4. ....	80
<b>Figura 65.</b> Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 6. ....	80
<b>Figura 66.</b> Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 9. ....	81
<b>Figura 67.</b> Tarifas de energía para consumidores de alta demanda. ....	81
<b>Figura 68.</b> Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 1. ....	82
<b>Figura 69.</b> Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 4. ....	82
<b>Figura 70.</b> Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 6. ....	82
<b>Figura 71.</b> Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 9. ....	83
<b>Figura 72.</b> Ramificación de las evaluaciones económicas-financieras para las plantas CSP de esta tesis. ....	84
<b>Figura 73.</b> Comparación de los LCOE de las configuraciones propuestas con la estadística global. ....	94

## ÍNDICE DE ANEXOS

<b>Anexo 1.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 4 bajo el esquema SLP. ....	103
<b>Anexo 2.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 4 bajo el esquema SLP. ....	104
<b>Anexo 3.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 4 bajo el esquema CBCE. ....	105
<b>Anexo 4.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 4 bajo el esquema CBCE. ....	106
<b>Anexo 5.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 6 bajo el esquema SLP. ....	107
<b>Anexo 6.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 6 bajo el esquema SLP. ....	108
<b>Anexo 7.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 6 bajo el esquema CBCE. ....	109
<b>Anexo 8.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 6 bajo el esquema CBCE. ....	110
<b>Anexo 9.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 9 bajo el esquema SLP. ....	111
<b>Anexo 10.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 9 bajo el esquema SLP. ....	112
<b>Anexo 11.</b> Flujos de efectivo calculados para la configuración 9 bajo el esquema CBCE. ....	113
<b>Anexo 12.</b> Evaluación económica y financiera para la configuración 9 bajo el esquema CBCE. ....	114

<b>Anexo 13.</b> Resultados de sensibilidades para las plantas tipo PT-CSP.....	115
<b>Anexo 14.</b> Resultados de sensibilidades para las plantas tipo CT-CSP.....	116
<b>Anexo 15.</b> Costos nivelados de generación para las configuraciones 1 y 4. ....	117

## SIGLAS Y ABREVIATURAS

<b>APS</b>	Arizona Public Service
<b>AT</b>	Almacenamiento Térmico
<b>BID</b>	Banco Interamericano para el Desarrollo
<b>CBCE</b>	Contratos Bilaterales de Cobertura Eléctrica
<b>CEL</b>	Certificado de Energía Limpia
<b>CENACE</b>	Centro Nacional de Control de Energía
<b>CFE</b>	Comisión Federal de Electricidad
<b>CLF</b>	Colectores Lineales de Fresnel
<b>CRE</b>	Comisión Reguladora de Energía
<b>CT-CSP</b>	Central Tower Concentrating Solar Power Plant
<b>DAC T1</b>	Tarifa de alto consumo
<b>DAFP</b>	Decremento Anual del Factor de Planta
<b>ESTELA</b>	Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>GWh</b>	Gigawatt-hora
<b>HTF</b>	Heat transfer fluid
<b>IEA</b>	Agencia Internacional de la Energía
<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency
<b>LCOE</b>	Costos nivelados de generación eléctrica
<b>LIBOR</b>	London InterBank Offered Rate
<b>LIE</b>	Ley de la Industria Eléctrica
<b>MBP</b>	Mercado de Balance de potencia
<b>MECP</b>	Mercado de Energía a Corto Plazo
<b>MEM</b>	Mercado Eléctrico Mayorista
<b>MJ</b>	Mega Joule
<b>MW</b>	Mega Watt
<b>MWe</b>	Mega Watt eléctrico
<b>MWt</b>	Mega Watt térmico
<b>O&amp;M</b>	Operación y mantenimiento
<b>PML</b>	Precio Marginal Local
<b>PR</b>	Periodo de Recuperación
<b>PRODESEN</b>	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
<b>PT-CSP</b>	Parabolic Through Concentrating Solar Power Plant
<b>PYMES</b>	Pequeñas y Medianas Empresas
<b>RCB</b>	Relación Costo-Beneficio
<b>RGD</b>	Redes Generales de Distribución
<b>RNT</b>	Red Nacional de Transmisión
<b>SBC</b>	Sistema de Baja California
<b>SBCS</b>	Sistema de Baja California Sur
<b>SEGS</b>	Solar Energy Generating Systems

<b>SEN</b>	Sistema Eléctrico Nacional
<b>SENER</b>	Secretaría de Energía
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>SLP</b>	Subastas a Largo Plazo
<b>TIR</b>	Tasa Interna de Retorno
<b>TIRM</b>	Tasa Interna de Retorno Modificada
<b>TWh</b>	Terawatt-hora
<b>USD</b>	Dólares Estadounidenses
<b>VAE</b>	Valor Anual Equivalente
<b>VBA</b>	Visual Basic Application
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto

## OBJETIVOS

### Objetivo general

Analizar la factibilidad técnica, la competitividad de la operación y los parámetros de desempeño de las plantas térmicas solares con almacenamiento de energía en el norte de México.

### Objetivos particulares

1. Caracterizar la operación y desempeño de las tecnologías de almacenamiento de energía con potencial para su instalación en plantas de potencia térmicas solares.
2. Analizar el funcionamiento de la generación eléctrica con almacenamiento de energía térmica en zonas con abundante irradiación solar del norte de México.
3. Evaluar la viabilidad económica de la operación de las plantas térmicas solares, sobre la base de su capacidad de respaldo de energía almacenada y recursos solares disponibles.
4. Evaluar, vía los costos nivelados de generación, las oportunidades de incrementar la potencia aportada por este tipo de tecnologías al desarrollo de la infraestructura eléctrica del país; dado que el programa oficial del gobierno establece solo 14 MWe de aporte de este tipo de plantas para el periodo 2018 – 2032.
5. Abordar las cuestiones regulatorias y medioambientales aplicables.

## INTRODUCCIÓN

Las fuentes energéticas se definen como los recursos existentes en la naturaleza que pueden ser explotados para aprovechar su energía con fines económicos.

Las fuentes energéticas se clasifican generalmente como fuentes de energía no renovable y fuentes de energía renovable. En la actualidad las fuentes de energía no renovables son las que cubren la mayor parte de la demanda energética mundial, son también las más avanzadas en cuanto a tecnología de extracción o producción se refiere, pero suelen causar un gran impacto medioambiental, estas fuentes energéticas corresponden a las siguientes [1]:

1. **Carbón:** Corresponde a un combustible fósil extraído mediante exploraciones minerales y fue el primero en usarse a gran escala. Es bastante contaminantes en términos de alteraciones climáticas.
2. **Petróleo:** Se constituye por una mezcla de componentes orgánicos y es una de las principales energías usadas en los medios de transporte, también es una de las mayores fuentes contaminantes de la atmósfera.
3. **Gas natural:** Formado por una mezcla de gases ligeros que se suelen encontrar en yacimientos de petróleo (gas asociado), en yacimientos de gas no asociado y en depósitos de carbón. Su composición puede variar en función del yacimiento del que se extrae, su principal composición es metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 o 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S. Es menos contaminante en comparación con el petróleo o carbón.
4. **Uranio:** Corresponde al elemento base del combustible nuclear. Tiene un poder calorífico muy superior a cualquier otro tipo de energía fósil.

Las fuentes de energía renovables se consideran inagotables o que pueden ser repuestas a corto o medio plazo, espontáneamente o por intervención humana. Estas fuentes de energía ya están bastante extendidas en todo el mundo, su importancia va aumentando y al día de hoy representan una parte considerable de la producción mundial de energía eléctrica. Estas fuentes de energía corresponden a las siguientes [1]:

1. **Hidráulica:** Es obtenida a partir de un curso de agua y se puede aprovechar por medio de desniveles en este.
2. **Eólica:** Proviene del viento, suele ser una de las grandes apuestas en la expansión de energía renovables.
3. **Solar:** Proviene de la luz del sol, después de ser captada esta energía puede ser transformada en dos tipos de energía: eléctrica y térmica.
4. **Geotérmica:** Proviene del aprovechamiento del calor del interior de la tierra, también se puede transformar en energía eléctrica o calorífica.
5. **Marítima:** Es obtenida gracias al movimiento del agua del mar y abarca tanto la energía de las olas y la energía mareomotriz. Esta energía se puede aprovechar para generar electricidad.
6. **Biomasa:** La biomasa es el aprovechamiento energético del bosque o de sus residuos, así como los residuos de la agricultura, los de la industria alimentaria o el resultado de las plantas de tratamiento de aguas residuales o industriales, a partir de estos residuos se puede producir biogás y biodiésel.

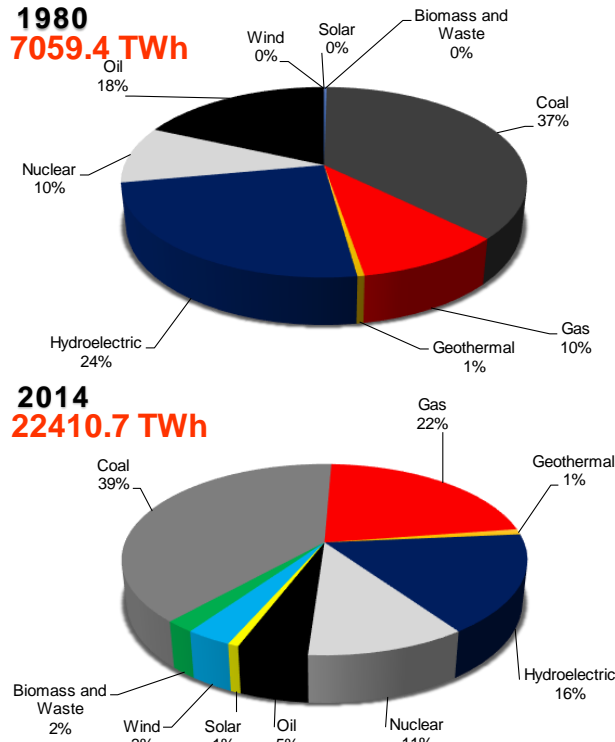
De las fuentes energéticas antes mencionadas, la relativa al aprovechamiento de la energía solar representa el punto de interés a desarrollar en el presente trabajo, es por esto que, esta tesis centra sus esfuerzos en investigar la factibilidad técnica y económica de las plantas térmicas solares con almacenamiento de energía con posibilidades de construcción y operación en México.

Las líneas de investigación a seguir para definir la factibilidad de aplicación antes mencionada tienen como metas finales las siguientes:

1. Identificación de los procesos que intervienen en las plantas térmicas solares equipadas con almacenamiento de energía en forma de calor.
2. Modelado del funcionamiento de las plantas térmicas solares con almacenamiento de energía térmica y su capacidad para suministrar energía eléctrica a la red de transmisión.
3. Elaboración de una evaluación económica basada en el modelado del desempeño de las plantas térmicas solares con tecnología de almacenamiento de energía térmica.
4. Identificación de la normativa aplicable en cuestiones de transmisión de energía eléctrica y medio ambiente.

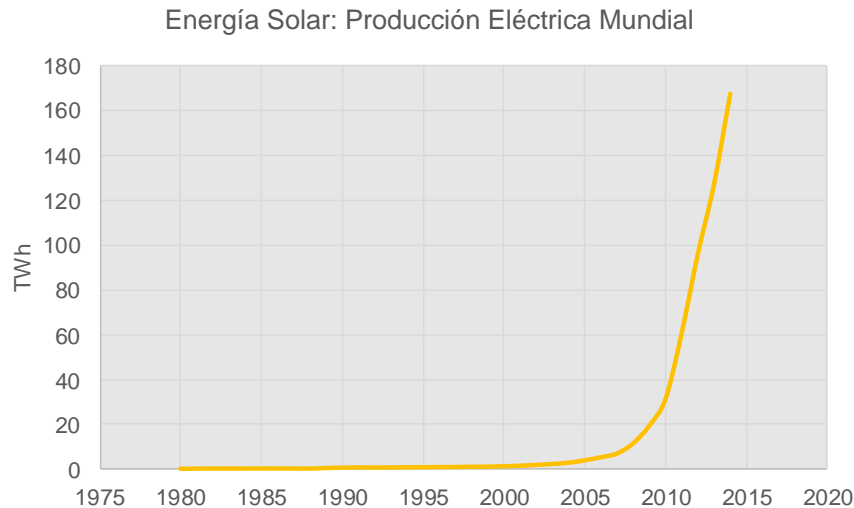
Es necesario indicar que un punto importante que motivó la elaboración de esta tesis corresponde a que derivado de la aplicación, en 2013, de la Reforma Energética, nuestro país se enfrenta a importantes transformaciones en el sector eléctrico nacional. Con base en el nuevo marco regulatorio emanado de la Reforma Energética, la industria eléctrica nacional operará a través de un mercado energético donde existe la participación de empresas públicas y privadas. La participación de particulares en la generación de energía eléctrica permite que la instalación de nuevas centrales se lleve a cabo de manera más flexible [2].

Por otra parte, la tendencia mundial relacionada al uso de energéticos muestra una evolución creciente de la participación de las energías limpias en el mix energético mundial (**Figura 1**). Esto es debido a factores como el cambio climático y el agotamiento acelerado de los combustibles fósiles [3].



**Figura 1.** Histórico de generación mundial de energía eléctrica por combustible.  
Fuente: Elaborada a partir de [3].

Particularmente, la producción de energía eléctrica basada en el aprovechamiento de la energía solar, ha experimentado un crecimiento exponencial desde el año 2000 (**Figura 2**). Pero en lo fundamental por tecnología fotovoltaica.



**Figura 2.** Histórico de producción de energía eléctrica por aprovechamiento de energía solar.  
Fuente: Elaborada a partir de [3].

En México, para el período 2017-2031 se espera un crecimiento medio anual del Producto Interno Bruto (PIB) de 2.9%. Asimismo, el consumo bruto del SEN (Sistema Eléctrico Nacional) se prevé tenga un crecimiento similar de 2.9%, para ubicarse en 457,561 GWh al final del periodo prospectivo. Se espera que entre 2017 y 2031, se adicione 55,840 MW de capacidad de



generación eléctrica, de los cuales el 37.4% corresponda a tecnologías convencionales (20,876 MW) y el 62.2% a tecnologías limpias (34,964 MW); en este sentido, las dos tecnologías con mayor aportación al sistema serían las centrales de ciclo combinado con el 33.9% y el 24.2% de centrales eólicas. Para el final del periodo prospectivo se estima un retiro total de capacidad de generación de 15,814 MW, asociado al retiro de 137 unidades en su mayoría de tecnologías convencionales [2].

En 2016 la generación de energía eléctrica se ubicó en 319,364 GWh de los cuales el 79.7% provino de tecnologías convencionales y el 20.3% de tecnologías limpias. Para 2031 se prevé la generación se incremente 43.0% para ubicarse en 456,683 GWh, de la cual el 54.1% será generación con tecnologías convencionales y 45.9% con tecnologías limpias [2]. La tendencia futura de la generación de energía eléctrica muestra una mayor participación de las energías renovables, es por eso que en esta tesis se pretende coadyuvar con las investigaciones y el desarrollo de las energías renovables y específicamente con la energía térmica solar.

Al relacionar las implicaciones de la Reforma Energética y el notable crecimiento de la producción eléctrica por medio del aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica, es posible afirmar que existe una importante área de oportunidad para el desarrollo de centrales térmicas solares en nuestro país, ya sea por medio de la empresa paraestatal o por medio de generadores privados, dado que el PRODESEN (Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional) solo proyecta 14 MWe procedentes de plantas térmicas solares nuevas para el periodo 2018 - 2032.

De acuerdo a ProMéxico, dependencia de la Secretaría de Economía, al 30 de junio de 2016 se reportaron 14 centrales de generación fotovoltaica; en conjunto, estas centrales suman 120.6 MW de capacidad instalada, que puede generar hasta 267.4 GWh de energía eléctrica al año. Esto significa que la generación de electricidad a partir de energía solar fotovoltaica de gran escala se perfila como uno de los elementos clave, junto con la energía eólica, para alcanzar las metas de energías limpias que México se ha planteado. Por el contrario, la energía térmica solar en México sólo ha dado su primer paso, a través de la construcción del proyecto Agua Prieta II de la CFE, el cual corresponde a una central híbrida de ciclo combinado con un campo solar adyacente. Esta central, ubicada en el estado de Sonora, cuenta con una capacidad instalada de 394 MW y es la primera central de ciclo combinado de última tecnología en América Latina en contar con un campo solar integrado. En 2016 concluyó la etapa de construcción de este campo solar de 14 MW [4]. A pesar de que en México ya existe una aplicación donde se aprovecha la energía térmica solar, los esfuerzos que se realizan en este trabajo de investigación de tesis están enfocados en dos tipos de central térmicas solares: la planta térmica solar tipo canal parabólico y la de tipo torre central, ambas con almacenamiento de energía térmica.

Este trabajo plantea un análisis para saber si el muy bajo nivel de planeación oficial de nuevas centrales térmicas solares en México para el periodo 2018 – 2032 pudiera ser incrementado. Para lograr lo anterior se plantea analizar la factibilidad técnica dado el nivel de competitividad de la operación y parámetros de desempeño de las plantas térmicas solares con almacenamiento de energía, que puedan alcanzar estas tecnologías para la situación particular de México y en la red eléctrica del norte de país<sup>1</sup>. Evaluando vía la propuesta del diseño térmico de plantas y sus costos nivelados de generación, las oportunidades de incrementar la potencia aportada por este tipo de tecnologías al desarrollo de la infraestructura eléctrica del país.

La estructura de la tesis a desarrollar consta de 5 capítulos (**Figura 3**) que involucran aspectos técnicos, económicos, geográficos y normativos.

---

<sup>1</sup> Las regiones del SEN para las cuales se realiza la propuesta de plantas térmicas solares corresponden a la Norte y la Noroeste. Dentro de estas regiones se seleccionaron las zonas **Nogales y Casas Grandes**



En el **capítulo 1** se abordan temas relacionados con el potencial de los recursos energéticos solares en el mundo y las tendencias históricas del aprovechamiento de dichos recursos; asimismo, se muestra el estado del arte de las plantas de potencia de generación térmica solar, las tecnologías de almacenamiento térmico y la descripción del funcionamiento de 2 casos de estudio: una planta térmica solar con tecnología de canal parabólico (PT-CSP por sus siglas en inglés) y una con tecnología de torre central (CT-CSP por sus siglas en inglés). Adicionalmente, se abordan el tema de redes y su normativa asociada.

En el **capítulo 2** se abordan los temas relacionados al potencial de generación eléctrica en México basado en recursos solares, las redes eléctricas y los parámetros calidad en el SEN. Asimismo, se lleva a cabo la revisión de las tecnologías de almacenamiento energético en plantas de potencia y se selecciona la opción que tiene un amplio uso comercial y con potencial de aplicación en México (sales fundidas).

En el **capítulo 3** se lleva a cabo la revisión de las interconexiones de los equipos que conforman las plantas térmicas solares con tecnología de torre central y de canal parabólico; esto con el objetivo de llevar a cabo el modelado (con ayuda de software especializado) de los casos de estudio. Adicionalmente, con base en los modelos ajustados se realiza una serie de propuestas de plantas térmicas solares con diferentes configuraciones y optimizadas para dos zonas del norte de México con altos índices de irradiación solar. Finalmente se hace una comparativa de los parámetros de operación y desempeño de las plantas propuestas y se realiza una selección de las mejores configuraciones.

En el **capítulo 4** se lleva a cabo la revisión de inversiones, costos, programas de ejecución, programas de producción, ingresos e indicadores de rentabilidad, esto para definir la viabilidad económico-financiera de las plantas y tecnologías seleccionadas en el capítulo 3.

Finalmente, en el **capítulo 5** se lleva a cabo la discusión y el análisis de los resultados obtenidos en los capítulos 3 y 4, exponiendo los beneficios y la competitividad de la tecnología de almacenamiento térmico y su potencial de aplicación futura en México.



**Figura 3.** Partes fundamentales visualizadas en la elaboración de la tesis.  
*Fuente: Elaboración propia.*

# CAPÍTULO 1. Antecedentes

## Introducción

Uno de los problemas más importantes a los que se enfrenta el desarrollo de las energías renovables corresponde a las técnicas que se utilizan para el aprovechamiento de las fuentes primarias de energía, ya que dichas técnicas dependen en gran medida de condiciones climatológicas favorables. Esto significa que la energía eléctrica obtenida de fuentes renovables debe ser consumida justo después de ser generada y el ritmo de generación tiende a ser intermitente. Esta problemática puede ser resuelta bajo la condición en la cual la energía eléctrica se genere cuando existen condiciones meteorológicas favorables y se consuma cuando exista demanda.

La energía solar (específicamente la energía térmica solar) ofrece la oportunidad de generar energía eléctrica de manera continua con apoyo de sistemas de almacenamiento de energía térmica durante el día y la conversión de ésta a energía eléctrica durante la noche o cuando las condiciones meteorológicas no sean favorables. Aprovechar esta oportunidad implica que la energía eléctrica generada debe ser suministrada a la red de distribución bajo condiciones específicas.

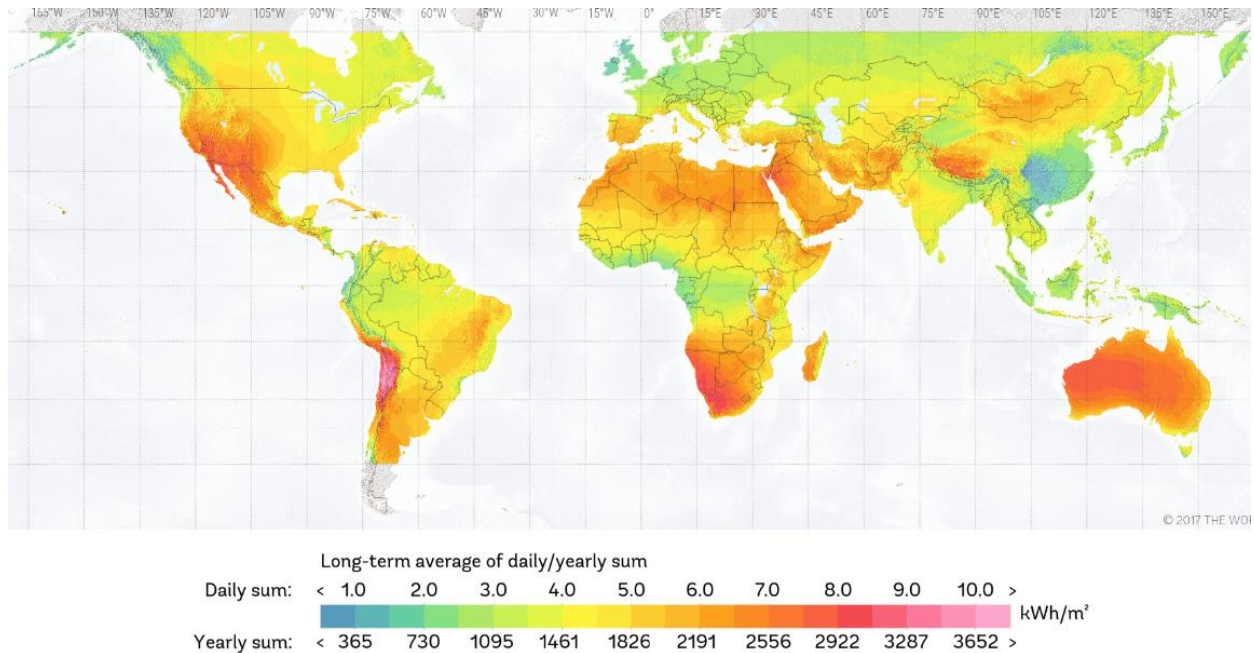
Con base en lo anterior, en este capítulo se abordan temas relacionados con los sistemas de generación eléctrica en plantas térmicas solares y los sistemas de almacenamiento de energía asociados.

### 1.1.- Fuentes de energía primaria y potencial de energía solar en el mundo

Una fuente de energía primaria es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser transformada. Consiste en la energía contenida en los combustibles fósiles, la energía solar, la energía eólica, la energía geotérmica, la energía de las olas y las mareas, la energía contenida en los combustibles nucleares y en los embalses de las presas. Si estas formas de energía no pueden ser utilizables directamente, deben ser transformada en una fuente de energía secundaria, como por ejemplo energía eléctrica o calor.

La energía solar es el recurso energético más abundante en la tierra, cerca de 885 millones de TWh llegan a la superficie del planeta cada año, aproximadamente 6,200 veces la energía primaria comercial consumida por la humanidad en el año 2008, y 3 500 veces la energía que la humanidad consumiría en 2050 de acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía [5].

De acuerdo a la información del Banco Mundial, se prevé que el crecimiento de la energía solar en los países en desarrollo será rápido y desplazarán a los combustibles fósiles. Los costos de la generación de energía solar fotovoltaica vienen disminuyendo en forma acelerada. En varios países, el costo de la energía fotovoltaica ya es inferior al del carbón y el gas. Asimismo, el Banco Mundial ofrece, en forma gratuita, datos detallados sobre los recursos energéticos solares a través de herramientas como el Atlas Mundial de la Energía Solar (**Figura 4**).



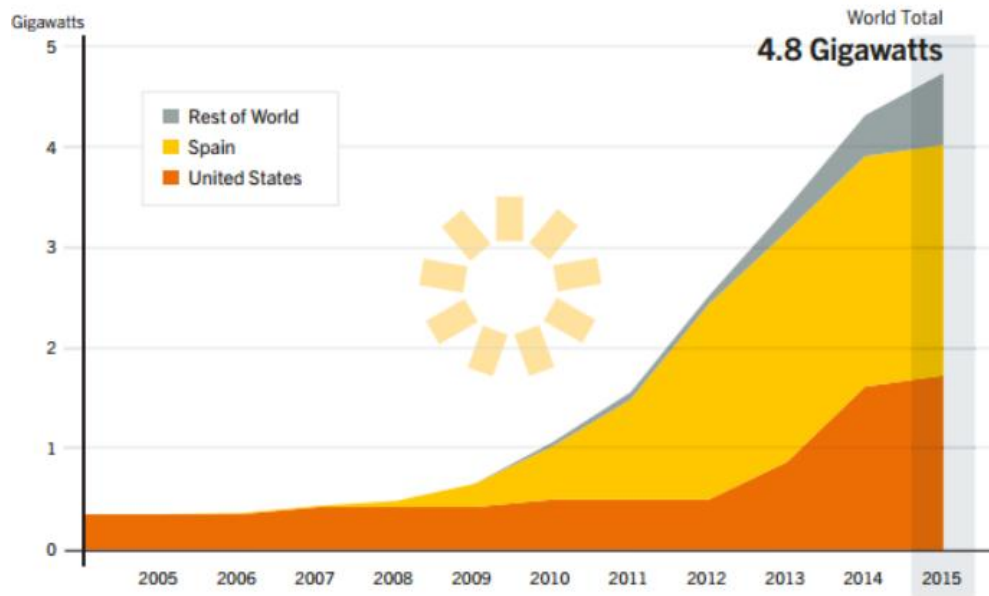
**Figura 4.** Potencial de irradiación normal directa en el mundo.  
Fuente: Extraído de [6].

De acuerdo al informe *Energía Solar Termoeléctrica, Perspectiva Mundial 2016* elaborado por Greenpeace Internacional, SolarPaces y Estela (Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica), la energía térmica solar podría suministrar el 6% de la demanda de electricidad global en 2030 y alcanzar el 12% en 2050 [7].

En los últimos diez años, la energía térmica solar se ha expandido rápidamente convirtiéndose una de las soluciones más fiables de generación de energía, ya que mientras en 2006 la capacidad mundial instalada era de solo 0.5 GW, en 2015 ascendió a casi 5 GW [7].

Con base en supuestos de escenarios moderados en relación al desarrollo futuro del mercado, la capacidad de energía solar térmica en todo el mundo ascendería aproximadamente a 20 GW en 2020 y 800 GW en 2050, con un despliegue de 61 GW/año; esto representaría alrededor del 5% de la demanda mundial en 2050 [7].

En 2015 la capacidad operativa mundial aumentó en 420 MW para alcanzar cerca de 4.8 GW a finales de año. La producción eléctrica por centrales térmicas solares estuvo dominada por España y Estados Unidos, los cuales representan casi el 90% de la capacidad instalada global, España con una capacidad acumulada de 2.3 GW, seguida de Estados Unidos, con 1.7 GW (**Figura 5**) [7].



**Figura 5.** Capacidad mundial instalada de plantas térmicas solares.  
Fuente: Extraído de [7].

## 1.2.- Sistemas de generación térmico solar

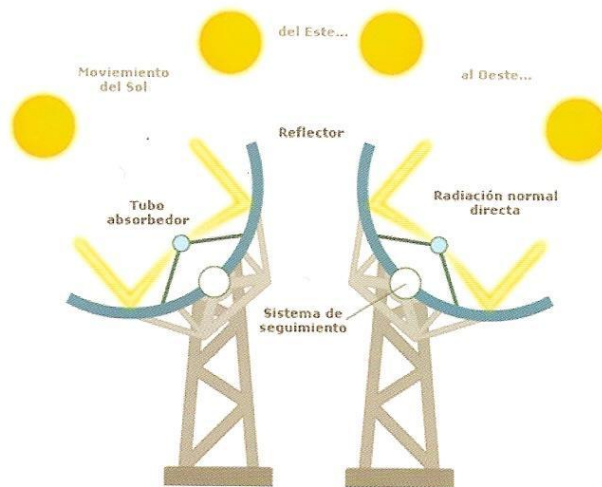
La luz y el calor que llega del sol es el resultado de reacciones nucleares de fusión: núcleos de hidrógeno chocan entre sí, y se fusionan dando lugar a un núcleo más pesado de helio liberando una enorme cantidad de energía. La energía liberada llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética y se le suele llamar energía solar [8].

La energía solar se puede aprovechar de dos maneras, energía solar fotovoltaica y energía térmica solar. La energía térmica solar consiste en el aprovechamiento del calor de la radiación proveniente del sol para producir energía eléctrica por medio de ciclos Rankine y Stirling, principalmente. El aprovechamiento de este tipo de energía está teniendo un gran auge comercial en un importante número de países que cuentan con altos niveles de irradiación [9].

Se denominan centrales térmicas solares a las instalaciones que permiten aprovechar la radiación solar en forma de calor, y las técnicas para llevar a cabo su transformación en energía eléctrica (utilizando una transformación intermedia) se clasifican en dos grandes grupos: las que concentran la radiación solar a lo largo de una línea (concentrador de canal parabólico y espejos Fresnel) y las que concentran la radiación solar en un punto (torre central y disco parabólico) [9].

### 1.2.1.- Plantas térmicas solares de concentradores de canal parabólico

La tecnología de canal parabólico basa su funcionamiento en el seguimiento solar y la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal del cilindro (**Figura 6**). En estos tubos un fluido transmisor de calor, tal como aceite sintético es calentado por los rayos solares concentrados a una temperatura de aproximadamente 400°C. Este aceite es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor. El calor presente en este vapor, se convierte en electricidad en una turbina de vapor convencional [10].

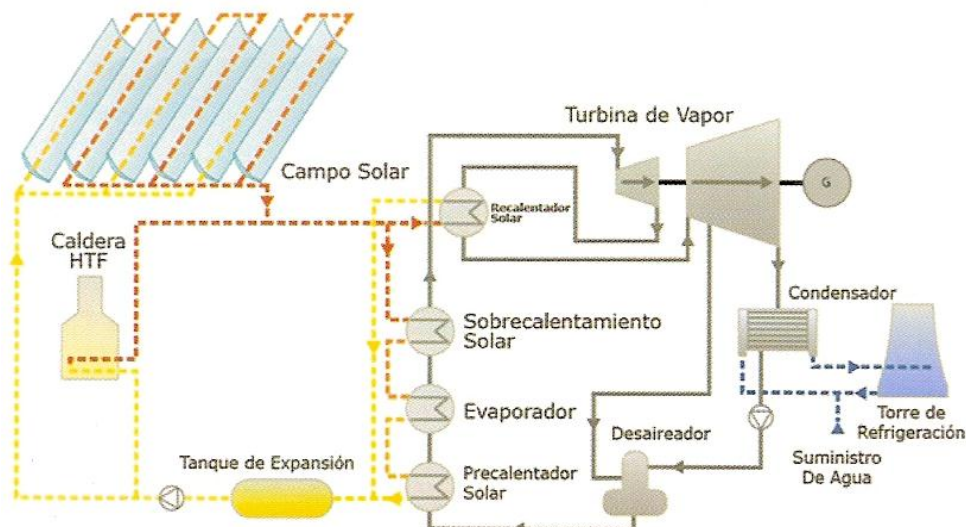


**Figura 6.** Principio de funcionamiento de los receptores parabólicos.  
Fuente: Extraído de [10].

Los componentes principales del campo solar de la tecnología de canal parabólico corresponden a los siguientes [10]:

1. **El reflector cilindro parabólico:** La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez.
2. **El tubo de absorción:** Consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido al que se le transfiere calor, es metálico, y el exterior de cristal.
3. **El sistema de seguimiento del sol:** Consiste en un dispositivo que rota los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje.
4. **La estructura mecánica:** Su función es dar rigidez al conjunto de elementos que componen al colector.

La configuración más simple de una central tipo PT-CSP produce electricidad solamente durante las horas de sol (**Figura 7**).



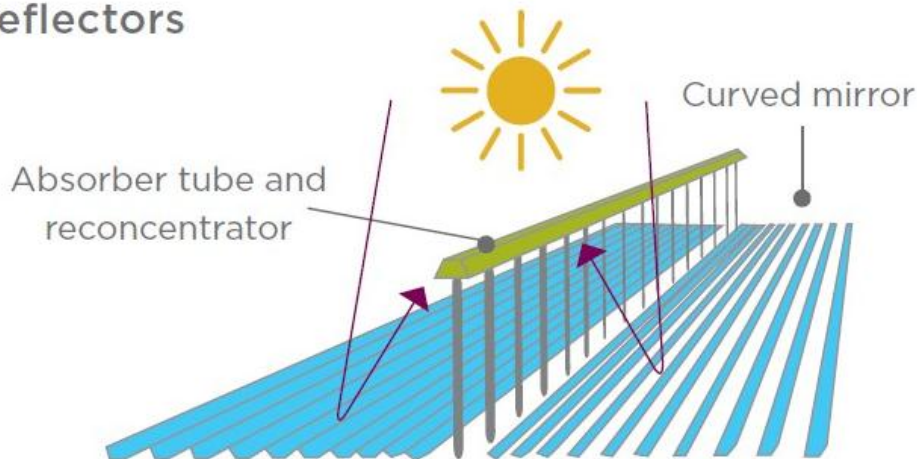
**Figura 7.** Diagrama del funcionamiento de una central de tipo PT-CSP.  
Fuente: Extraído de [10].



### 1.2.2.- Plantas térmicas solares de espejos de Fresnel

Esta tecnología surgió como una variación de la tecnología PT-CSP para obtener un diseño más simple y de menor costo. En este caso, el sistema utiliza un conjunto de espejos reflectores lineales que poseen una pequeña curvatura en su superficie y se mueven de forma independiente siguiendo la trayectoria del sol y concentrando la radiación del sol en el tubo receptor, el cual a diferencia de los sistemas cilindro parabólico, se encuentra ubicado encima de los espejos de forma fija y a una distancia focal determinada (**Figura 8**) [11].

#### Linear Fresnel reflectors



**Figura 8.** Principio de funcionamiento de los colectores lineales de Fresnel.  
Fuente: Extraído de [11].

En los diseños actuales se tienen colectores de Fresnel que operan directamente con agua o con sales fundidas, alcanzando temperaturas de salida de aproximadamente 280°C, sin embargo, en algunas plantas piloto se han registrado temperaturas de hasta 500°C de vapor sobrecalentado [11].

Entre sus principales ventajas se encuentra que posee un uso del terreno más eficiente en comparación a los sistemas cilindro parabólico, sin embargo, posee eficiencias ópticas menores. En 2012 inició operación Puerto-Errado 2, la primera planta comercial de Colectores Lineales de Fresnel (CLF), ubicada en España y de 30 MW de capacidad. En noviembre de 2014, entró en operación Dhursar, la planta comercial más grande de CLF actual, ubicada en Rajasthan, India, con una capacidad de 125 MW [11].

### 1.2.3.- Plantas térmicas solares de disco parabólico

Las centrales basadas en discos concentradores parabólicos están compuestas por unidades productoras independientes de entre 5 y 25 MW eléctricos de potencia unitaria (**Figura 9**). Esto hace que en realidad tengan algunas similitudes con la forma de generación eléctrica de las placas fotovoltaicas, ya que la complejidad de la operación es muy pequeña, es posible la automatización completa y si los equipos son fiables, especialmente los equipos de orientación, requerirían poca intervención de operadores [12].



*Figura 9. Unidades térmicas solares de disco parabólico.  
Fuente: Extraído de [13].*

La tecnología de los sistemas disco-motor se remonta a los años 1800, cuando varias empresas demostraron la posibilidad de desarrollar sistemas solares basados en los ciclos de Rankine y de Stirling. La tecnología moderna fue desarrollada en la década de 1970 y a principios de 1980 por varias compañías americanas ligadas al mundo aeroespacial, aunque estaban basadas en pesadas estructuras de alto coste [12].

La evolución hacia la construcción de las actuales unidades autónomas que incluyen un motor de ciclo Stirling se ha producido en los últimos años, y aunque aún se considera una tecnología inmadura, es indudable que representa numerosas ventajas frente al resto de tecnologías de aprovechamiento térmico solar, por su simplicidad y su modularidad [12].

#### 1.2.4.- Plantas térmicas solares de torre central

La tecnología de torre se posiciona como una tecnología térmica solar con un grado de madurez media. En los sistemas de torre, un campo de heliostatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre (**Figura 10**). Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad [14].



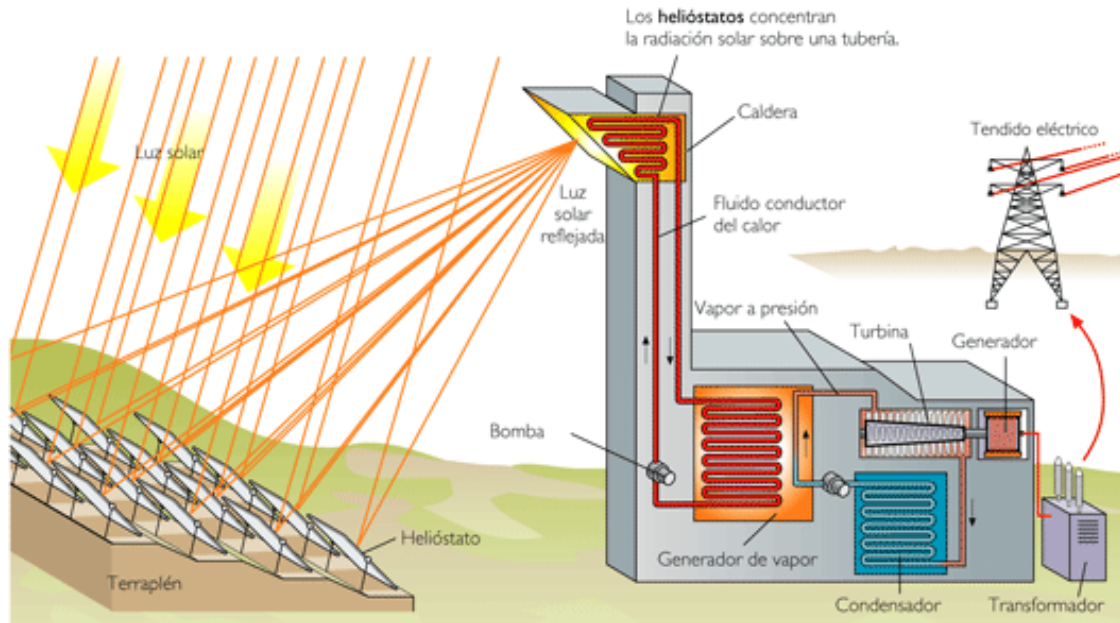
*Figura 10. Central térmica solar de torre central.  
Fuente: Extraído de [14].*

El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los heliostatos, el receptor y la torre [14].

1. **Los heliostatos** tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor; están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol. Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.
2. **El receptor**, que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central térmica solar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.
3. **La torre** sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los heliostatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.

En el interior del receptor hay una caldera por donde circula un fluido que se calienta al recibir los rayos del sol. El resto de la central es parecido al de una termoeléctrica clásica, como los que funcionan con carbón o gas natural. El fluido del circuito primario calienta el agua del circuito secundario, generando vapor a gran presión. El vapor hace girar la turbina y ésta al generador eléctrico. El vapor exhausto que sale de la turbina se enfría mediante una torre de refrigeración, para condensarlo y volverlo a utilizar (**Figura 11**). Este tipo de centrales tiene un rendimiento de alrededor de 20% [15].





**Figura 11.** Principio de funcionamiento de una planta tipo CT-CSP.  
Fuente: Extraído de [15].

### 1.3.- Sistemas de almacenamiento de energía térmica solar

Alrededor del último siglo, la industria del almacenamiento energético ha continuado evolucionando y adaptándose a los cambios en la demanda energética y los avances tecnológicos. Los sistemas de almacenamiento energético ofrecen una amplia gama de tecnologías enfocadas a la administración y manejo del suministro de energía a fin de crear una infraestructura más flexible y que permita obtener ganancias a las industrias y consumidores; existe una clasificación principal de las tecnologías de almacenamiento de energía [16]:

1. **Baterías de Estado Sólido:** Se trata de baterías construidas a base de celdas de almacenamiento de energía, celdas que se llenan de un líquido encargado de transmitir los iones de los polos positivo al negativo. Este líquido, además de bastante eficiente en este transporte de electricidad.
2. **Baterías de Flujo:** Es un tipo de batería recargable (tipo Ión-Litio), dentro de las pilas de la batería circulan dos componentes químicos disueltos en electrolitos líquidos. Los dos electrolitos están separados por una membrana dentro de la pila y el intercambio de iones a través de esta membrana crea el flujo de corriente eléctrica, mientras que ambos líquidos circulan en sus espacios respectivos.
3. **Almacenamiento Energético de Aire Comprimido:** Son dispositivos que utilizan aire comprimido para crear una reserva potente de energía.
4. **Energía Hidráulica por Bombeo:** Consta de la acumulación a gran escala de energía a través del bombeo de agua.
5. **Energía Térmica:** Corresponde a la captura de calor en materiales con alta capacidad de almacenamiento térmico, para ser utilizado posteriormente.

Para concordar con los objetivos de esta investigación de tesis, se profundiza en las tecnologías de almacenamiento de energía térmica. En las centrales térmicas solares, a pesar de existir otras

tecnologías de almacenamiento energético, el almacenamiento térmico basado en sales orgánicas fundidas es una tecnología considerada suficientemente madura y que ha sido probada con éxito.

### 1.3.1.- Tecnologías de almacenamiento de energía solar en fase experimental

La tecnología denominada batería solar, es utilizada principalmente en plantas solares fotovoltaicas. Un ejemplo de esto ocurrió en Hawái, donde la compañía eléctrica Tucson Electric Power firmó un contrato a través del cual se compromete a pagar 45 €/MWh por la energía procedente de una instalación solar con baterías durante 20 años. La instalación consta de 100 MWe de energía solar combinados con un sistema de almacenamiento con baterías de 120 MWh de energía y 30 MWe de potencia. Cabe mencionar que las baterías son de Lón-Litio [17]. A pesar de que no existe una prueba donde se haya aplicado este tipo de almacenamiento energético en una planta térmica solar, resulta interesante plantear una posible aplicación.

Otra tecnología que se encuentra en fase experimental corresponde al almacenamiento de energía térmica en silicio fundido. Con este sistema, la energía de entrada, bien sea directamente energía solar o electricidad excedente de una central de generación renovable, se almacena en forma de calor en silicio fundido a muy altas temperaturas, a unos 1400 grados centígrados con un punto de ebullición de 2355 °C. El silicio tiene propiedades únicas que le confieren la capacidad de almacenar más de 10 kWh de energía en un metro cúbico, es decir, unas diez veces más que con las sales empleadas actualmente en las centrales térmicas solares [18].

Otra tecnología de almacenamiento de energía, que podría ser aplicado en plantas térmicas solares, corresponde a las baterías de flujo Redox de Vanadio. En este tipo de baterías la energía se almacena mediante iones cargados que se encuentran en dos tanques de electrolito separados, de forma que uno de ellos contiene electrolito para las reacciones del electrodo positivo y el otro para las reacciones del electrodo negativo. Cuando se necesita descargar energía de la batería, el electrolito fluye hacia una celda Redox con electrodos generándose la corriente. Esta reacción electroquímica se invierte cuando se aplica una sobretensión, como en las baterías convencionales, permitiendo al sistema efectuar cargas y descargas repetidamente. Los sistemas de baterías Redox de vanadio pueden diseñarse para un rango de densidad energética 54 a 65 MJ/m<sup>3</sup> y un rango de potencia de 0.1 a 100 MWe [19].

### 1.3.2.- Tecnologías de almacenamiento térmico solar probadas

En las plantas térmicas solares se almacena la energía térmica principalmente para llevar a cabo la generación eléctrica independientemente de la disponibilidad de irradiación solar, es decir, la planta debe acumular la energía térmica del campo solar y cederla al ciclo de generación cuando se necesite [9].

Hay tres mecanismos que se pueden aprovechar para el almacenamiento de energía térmica [9]:

1. El cambio de la temperatura del medio de almacenamiento (calor sensible).
2. El cambio de fase del medio de almacenamiento (calor latente).
3. Reacciones termo-químicas en el medio de almacenamiento que sean asociadas con un efecto de calor (calor de reacción).

La clasificación de tecnologías de almacenamiento para temperaturas mayores a 100°C corresponde a la mostrada en la **Tabla 1**.

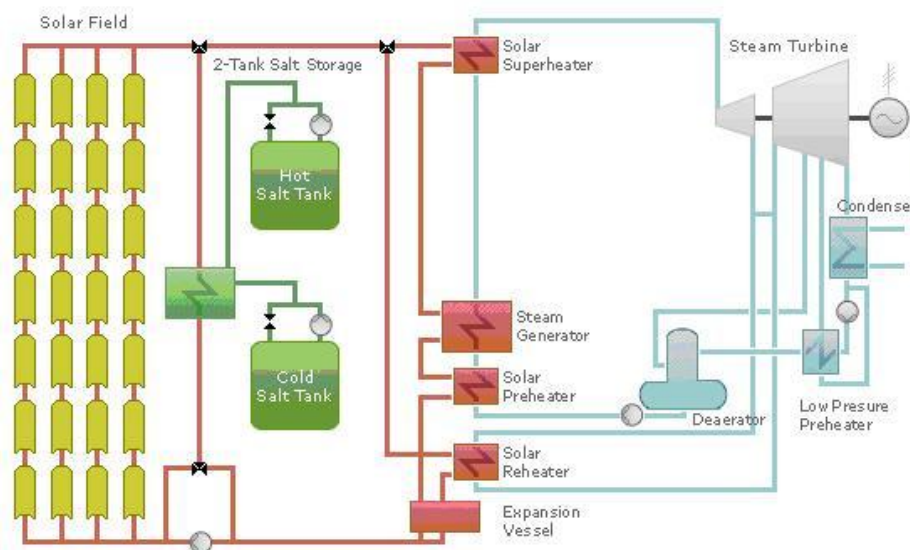
Concepto	Principio	Medios típicos	Disponibilidad
Líquido	Almacenamiento de calor sensible en un medio líquido	Aceite térmico Agua a presión Sales fundidas	Extensas experiencia en plantas convencionales y plantas de energía termosolar de concentración.
Sólido	Medio sólido con intercambiador de calor integrado	Hormigón	Prueba práctica con captadores solares.
Vapor	Almacenamiento de calor sensible en agua a presión. Cambio de fase durante la carga/descarga.	Agua a presión	Extensas experiencia en plantas convencionales.

*Tabla 1. Tecnologías para el almacenamiento de energía térmica.  
Fuente: Extraído de [9]*

Las dos tecnologías que están probados a escala comercial son los acumuladores de fluidos como aceite térmico y sales fundidas [9]. Los **acumuladores líquidos** para altas temperaturas utilizan fluidos que son estables en el rango de temperatura del proceso, es decir, que tienen un punto de fusión bajo y un punto de evaporación y descomposición alto. Fluidos con semejantes características son sales fundidas, aceites minerales o sintéticos y metales fundidos como el sodio. Para este tipo de acumuladores líquidos, existen dos sistemas ampliamente aplicados, los cuales corresponden a los siguientes [9]:

1. **Sistema Thermocline:** Utiliza un solo depósito que contiene el medio de almacenamiento con un gradiente térmico vertical, con las temperaturas altas en la parte superior del depósito y las temperaturas bajas en la parte inferior. Esta estratificación térmica que se debe a que la densidad más alta del fluido menos caliente separa los dos potenciales de temperatura. Aparte del fluido, el depósito contiene también un relleno de un material de bajo coste, que conlleva la gran parte de la capacidad térmica del sistema y además evita la mezcla y reduce el volumen del fluido costoso. Para cargar el sistema se aspira fluido de la parte inferior del depósito (frio), se calienta mediante un intercambiador por el HTF (Heat transfer fluid) del receptor y se retorna a la parte superior (caliente) del depósito. Para la descarga se invierte el flujo, aspirando arriba y retornando abajo, y se cede el calor al circuito de vapor de la turbina. Un sistema activo como el descrito anteriormente se aplicaba en la planta Solar One en California, EE.UU., que estuvo operativo de 1982 a 1988; las características eran: Medio de almacenamiento: 906 m<sup>3</sup> de aceite térmico, 182 MWt de capacidad térmica y el rango de temperatura de operación de 218 a 302 °C. Las limitaciones de los aceites térmicos respecto a su estabilidad térmica, la inflamabilidad, la toxicidad y su coste se han superado en los sistemas actuales con la aplicación de sales fundidas como medio de almacenamiento [9].
2. **Sistema de dos depósitos:** En este sistema, los potenciales de temperaturas son representados por un depósito de baja temperatura y otro de alta temperatura. Para cargar el sistema, el fluido de almacenamiento se bombea del depósito de baja temperatura al depósito de alta temperatura calentándolo mediante un intercambiador con el calor solar. El fluido de almacenamiento en sistemas actuales suele ser una mezcla de sales fundidas que requiere temperaturas elevadas para evitar su cristalización en el sistema. Por eso, el circuito de sal o bien los depósitos están equipados con calentadores que mantienen el medio líquido en caso de falta de calor solar. En plantas solares de tipo cilindro parabólico con almacenamiento por sales fundidas, el intercambio de calor actualmente es indirecto, calentando el intercambiador de calor con el HTF del receptor por medio de vapor o aceite térmico (**Figura 12**). Un sistema activo de 2 depósitos se encuentra en la planta solar Andasol-I en Granda, España. Esta planta presenta una potencia de 50 MWe, tiene 2

depósitos para sales fundidas con capacidad de 28 mil toneladas cada uno y el rango de temperaturas de operación es 291°C (depósito frío) y 384°C (depósito caliente) [9].



**Figura 12.** Planta PT-CSP con sistema de almacenamiento térmico de 2 depósitos.  
Fuente: Extraído de [14].

## 1.4.- Casos de estudio de aplicaciones exitosas del almacenamiento térmico solar

En esta sección se abordan dos casos de estudio de aplicación exitosa de tecnologías de almacenamiento térmico solar, uno de ellos corresponde a una planta de receptor de torre central (CT-CSP) en España y el otro a una planta con tecnología de canal parabólico (PT-CSP) en Estados Unidos.

### 1.4.1.- Gemasolar

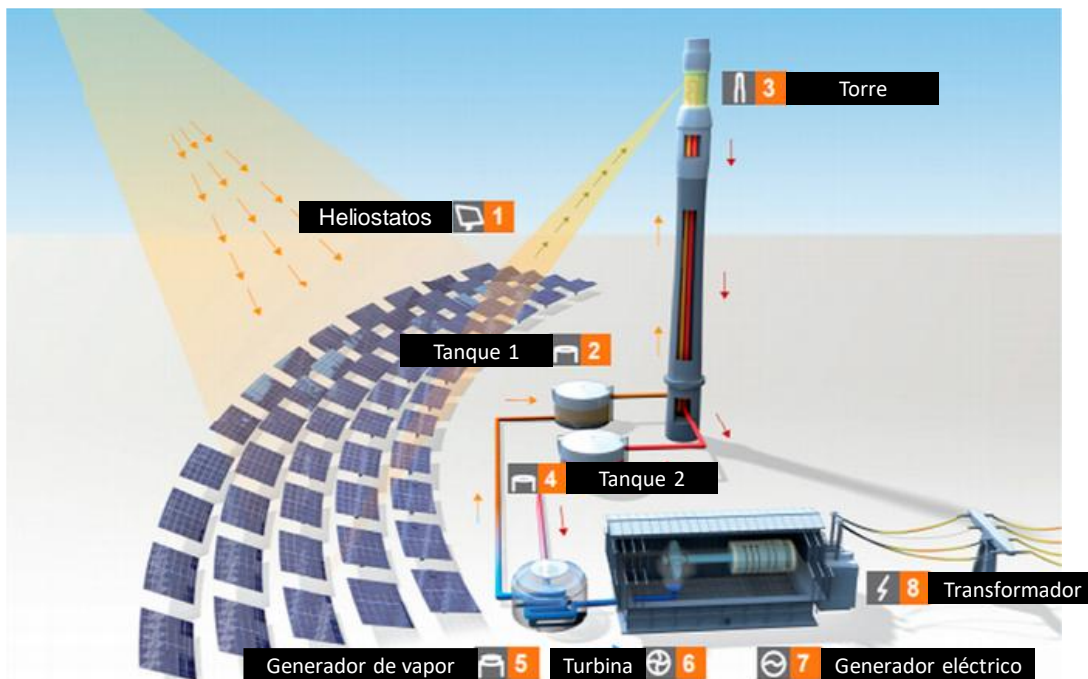
Gemasolar, ubicada en Fuentes de Andalucía (Sevilla, España), es la primera planta a escala comercial en el mundo en aplicar la tecnología de receptor de torre central y almacenamiento térmico con un único fluido térmico (sales fundidas) [20].

La relevancia de esta planta reside en su singularidad tecnológica, ya que abrió el camino a una nueva tecnología de generación eléctrica térmica solar de mayor eficiencia y, por tanto, con mejores perspectivas de abaratamiento futuro, además de aportar importantes ventajas ambientales al usar un único fluido térmico, de base inorgánica inofensiva para el entorno, y cuya manipulación se restringe a una fracción mínima del área ocupada por la planta [20].

La prolongación del tiempo de funcionamiento de la planta en ausencia de radiación solar y la mejora de la eficiencia en el uso del calor del sol consiguen que la producción de Gemasolar sea muy superior a la alcanzable con otras tecnologías en una instalación de igual potencia [20].

El aumento notable de la eficiencia energética de la planta asegura la producción eléctrica durante unas 4.565 horas al año. De este modo, suministrará energía limpia y segura a 27,500 hogares y reducirá en más de 28,000 toneladas al año las emisiones de CO<sub>2</sub> [20].

La energía generada por Gemasolar se envía mediante una línea de alta tensión a la subestación de Villanueva del Rey (Andalucía, España), donde se inyecta a la red eléctrica para su distribución a consumidores [20]. En la central térmica solar Gemasolar el calor es recogido por las sales en un receptor situado en una torre (capaz de alcanzar temperaturas superiores a los 500° C) sirve para generar vapor y, con él, producir energía eléctrica [20]. El excedente de calor acumulado durante las horas de insolación se almacena en el tanque de sales fundidas. De este modo, Gemasolar tiene la capacidad de producir energía eléctrica 24 horas al día durante muchos meses del año. Su récord de operación continua es de 36 días seguidos sin parar la producción eléctrica [20]. El campo solar de esta planta tiene una superficie de 185 ha que alberga el receptor en una torre de 140 m de altura, la isla de potencia y 2650 heliostatos (cada uno de ellos de 120 m<sup>2</sup>) distribuidos en anillos concéntricos alrededor de la torre. El modo en que Gemasolar opera puede ser resumido a través de los componentes mostrados en la **Figura 13**.



*Figura 13. Componentes principales de la central Gemasolar.  
Fuente: Extraído de [20]*

Las características de los componentes del diagrama de la planta Gemasolar son [20]:

1. **Heliostatos:** La luz solar incide sobre los heliostatos reflejándola hacia el receptor, situado en lo alto de la torre.
2. **Tanque 1:** Las sales, a 290°C, son bombeadas desde el tanque frío hasta el receptor.
3. **Torre:** Dentro del receptor de la torre, las sales son calentadas hasta 565°C antes de ser almacenadas en el tanque de sales calientes.
4. **Tanque 2:** En el tanque de sales calientes se almacenan las sales fundidas a muy alta temperatura.
5. **Generador de vapor:** Desde el tanque caliente las sales son conducidas al sistema de generación de vapor donde ceden calor y se enfrían.
6. **Turbina:** Las sales al enfriarse generan vapor de agua a alta presión para mover la turbina.
7. **Generador eléctrico:** La turbina mueve un generador eléctrico produciendo energía eléctrica.



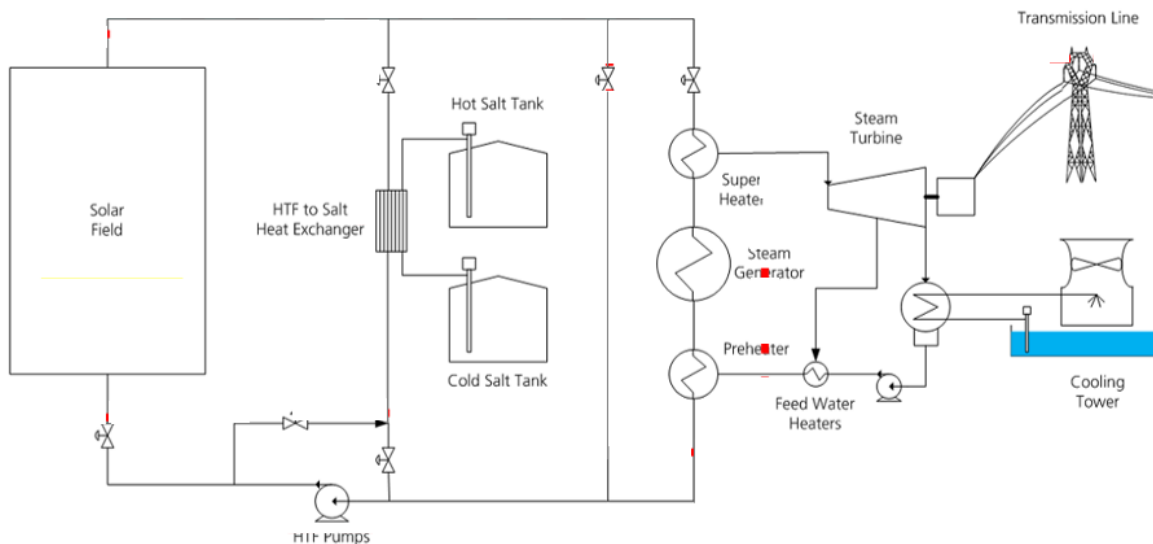
8. **Transformador:** La energía producida en el generador es conducida a un transformador eléctrico para ser suministrada a la red.

Gemasolar, de 19.9 MW de potencia, es capaz de suministrar 110 GWh al año. Esta planta está operativa desde mayo de 2011. La inauguración oficial se celebró en octubre de 2011 [20].

#### 1.4.2.- Solana

Solana es una planta térmica solar que está ubicada a 100 kilómetros al suroeste de Phoenix, cerca de Gila Bend, Arizona. Comenzó su construcción a finales de 2010 y entró en operación en 2013 [21]. Solana corresponde a la mayor planta con tecnología cilindro-parabólica del mundo, tiene una potencia bruta de 280 MW y un sistema de almacenamiento térmico que permite operar la planta a la máxima potencia durante seis horas cuando no hay condiciones meteorológicas adecuadas, esto permite satisfacer los picos de demanda que se presentan durante las tardes de verano y en horarios nocturnos [21]. El campo solar de Solana cubre una superficie de 3 millas cuadradas con 3200 colectores solares de tipo cilindro parabólico [22]. El proceso para la generación eléctrica en la planta Solana (**Figura 14**) puede ser descrito de acuerdo a la siguiente secuencia [23]:

1. Los espejos cilindro parabólicos, que siguen al sol para enfocar su calor en una tubería que contiene un fluido de transferencia de calor. Este fluido, un aceite sintético, puede alcanzar una temperatura de 735 °F.
2. El fluido de transferencia de calor fluye a las calderas de vapor, donde calienta el agua para crear vapor.
3. El vapor impulsa dos turbinas de 140 MW para producir electricidad (igual que una planta termoeléctrica tradicional).
4. Además de crear vapor, el fluido de transferencia de calor se usa para calentar sal fundida en tanques adyacentes a las calderas de vapor.



**Figura 14.** Proceso de generación en la planta CSP Solana.  
Fuente: Extraído de [24]

El sistema de almacenamiento de energía térmica incluye seis pares de tanques calientes y fríos con una capacidad de 125,000 toneladas métricas de sal, y la sal fundida se mantiene a una temperatura mínima de 530 grados Fahrenheit [23]. Cuando el sol se pone, el fluido de

transferencia de calor puede ser calentado por la sal fundida para crear vapor al pasarlo a través de los tanques en lugar del campo de espejos parabólicos [23].

La inversión total de la planta es de aproximadamente 2 mil millones de USD y durante el financiamiento, Solana recibió una garantía de préstamo federal por 1,45 mil millones de USD del Programa Federal de Garantía de Préstamos del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Este apoyo, junto con la contratación de APS para comprar energía, hizo posible la construcción de Solana, creando más de 2,000 empleos y una cadena de suministro nacional que abarca 165 compañías en 29 estados [23].

## 1.6.- Leyes, normas y códigos en México

Las disposiciones en materia de regulación consultadas para llevar a cabo las propuestas de plantas térmicas solares con almacenamiento energético están basadas en las siguientes normativas:

### **Ley de la Industria Eléctrica**

Se consulta esta ley para conocer las disposiciones operativas del Mercado Eléctrico Mayorista, la clasificación de las fuentes energéticas limpias y las tecnologías necesarias para su aprovechamiento. Además, define las funciones de las entidades participantes en el Mercado Eléctrico Mayorista y los puntos regulatorios para la comercialización de la energía y la potencia en el SEN [25].

### **Resolución 119/2012 de la SENER**

En esta resolución, la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables. Dentro de los criterios técnicos para la interconexión de plantas generadoras al SEN se hace hincapié en los relacionados con la capacidad de generación de la planta y cómo la energía debe ser entregada a la red [26].

### **Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga**

Este manual tiene como propósito establecer los requisitos, describir los procesos y procedimientos, definir las obligaciones y derechos que deben observarse en la atención de solicitud de interconexión de centrales eléctricas [27].

### **Resolución 2910/2017 de la CRE**

En esta norma se establecen las definiciones y criterios para el otorgamiento de CEL, así como los mecanismos y esquemas de operación de los CEL a que se refiere la LIE a fin de cumplir el objetivo de contribuir a lograr las metas de la política en materia de participación de las Energías Limpias en la generación de energía eléctrica [28].

## Conclusión

En este capítulo se describió la filosofía de operación de las plantas PT-CSP y CT-CSP y de los diversos sistemas de almacenamiento de energía aplicados a ellas. Esta descripción es necesaria para lograr los objetivos de esta tesis, ya que toda la información obtenida en este capítulo representa la base teórica para el desarrollo de los capítulos posteriores. Asimismo, se profundizó en el estudio de la disposición de componentes y los parámetros operativos de dos plantas CSP reales con las tecnologías de interés.

## CAPÍTULO 2. Caracterización del potencial energético solar y alternativas tecnológicas de su uso en México

### Introducción

Para alcanzar los objetivos establecidos en esta tesis, en este capítulo se lleva a cabo la revisión de la situación actual y futura del potencial solar en México; asimismo, se realiza una descripción del SEN y de los elementos que lo integran, esto con el propósito de establecer las bases para cumplir con los parámetros operativos adecuados cuando se realice la propuesta y modelado de plantas térmicas solares en los capítulos posteriores de esta tesis.

Aunado a lo anterior, es importante caracterizar a fondo los sistemas de almacenamiento de energía térmica en plantas térmicas solares, esto con el objetivo de conceptualizar y definir su posible aplicación en México.

En función de lo anteriormente expuesto, en la parte final de este capítulo se realiza un análisis de factibilidad de aplicación de plantas térmicas solares con tecnologías de almacenamiento de energía en regiones con condiciones favorables en el norte de México.

### 2.1.- Potencial de energía solar y generación eléctrica térmica solar en México

La manera de medir el potencial de energía solar que un territorio tiene, es a través de la radiación solar. De acuerdo a la International Renewable Energy Agency (IRENA) en 2015, México se encuentra entre 15° y 35° de latitud, región considerada la más favorecida en recursos solares, donde se recibe diariamente, en promedio, 5.5 kWh/m<sup>2</sup>. El noroeste del país es la zona con mayor potencial, donde la radiación excede los 8 kWh/m<sup>2</sup> en primavera y verano. Sin embargo, los puntos de demanda más altos son en el centro del país (**Figura 15**), lo que implica un reto para la infraestructura de generación y transmisión de la CFE [29].



**Figura 15.** Potencial de energía solar en México.  
Fuente: Extraído de [6]



Para formular una idea de la magnitud en que México aprovecha la energía solar se realiza una comparación entre dos países con importantes aprovechamientos de energía solar (**Tabla 2**).

<b>Pais</b>	<b>Extensión territorial (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Radiación solar promedio (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>Generacion de energía solar (GWh)</b>
Alemania	357,376	1.1	5,047
China	9,597,000	4.5	116,500
Mexico	1,964,000	5.5	114

*Tabla 2. Comparación entre México, Alemania y China con respecto al aprovechamiento de la energía solar. Fuente: Extraído de [29]*

Esta comparación demuestra que en México existe un potencial importante en energía solar, sin embargo, éste no es aprovechado como en Alemania.

De acuerdo al PRODESEN, la proyección 2018-2032 de la capacidad instalada por tipo de tecnología, el aprovechamiento de la energía solar está dominado por la fotovoltaica, ya que esta muestra un crecimiento de 1971 MW a 11617MW en dicho horizonte de tiempo, mientras que la energía térmica solar contempla una capacidad instalada de 14 MW en 2018 y ninguna incorporación adicional en todo el horizonte [30].

## 2.2.- Redes eléctricas del Sistema Eléctrico Nacional

El SEN (Sistema Eléctrico Nacional) está integrado por: 1.- La RNT (Red Nacional de Transmisión), que corresponde a todos los elementos eléctricos operando en tensiones mayores o iguales a 69 kV; 2.- las RGD (Redes Generales de Distribución), correspondientes a todos los elementos operando en tensiones menores a 69 kV; 3.- Centrales eléctricas que entregan energía a la RNT o a las RGD; por los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el control operativo del SEN y por los demás elementos que determine la SENER [31].

Desde un enfoque eléctrico, el SEN está conformado por 4 sistemas interconectados: el SIN, el Sistema de Baja California (SBC), el Sistema de Baja California Sur (SBCS) y el Sistema de Mulegé (SMulegé) [31].

El SBC se encuentra eléctricamente aislado del SIN, sin embargo, opera interconectado de manera síncrona a la red de la región oeste de Estados Unidos de América, por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV en corriente alterna con una capacidad total de exportación de 800 MW y de 408 MW de importación. El SBCS y SMulegé están eléctricamente aislados tanto del SIN como del SBC [31].

Para su control operativo, el SEN se encuentra dividido en 9 regiones de control y un pequeño sistema eléctrico. La operación de estas regiones de control se encuentra bajo la responsabilidad de los 10 centros de control regional ubicados en las siguientes ciudades: Ciudad de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mexicali, La Paz, y Santa Rosalía para el sistema de Mulegé. En este contexto, el centro nacional de la Ciudad de México coordina el despacho económico y la operación segura y confiable del SEN, con un centro nacional de respaldo en la ciudad de Puebla. En la **Figura 16** se observan los sistemas interconectados y las regiones de control [31].



**Figura 16.** Sistemas interconectados y regiones de control del SEN.  
Fuente: Extraído de [31]

La RNT comprende elementos que operan en niveles de tensión de 69 kV a 400 kV en corriente alterna, corriente directa, así como enlaces internacionales síncronos y asíncronos conectados a los niveles de tensión mencionados (**Figura 17**) [31].

El SEN se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas aéreas del país, los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, incluyendo proyectos que se justifican técnica y económicamente.

El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión [32]:

1. La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en muy alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones de 400 kV y 230 kV de algunos usuarios industriales
2. Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía a las redes de distribución en media tensión y a las cargas conectadas en esos voltajes
3. Las redes de distribución en media tensión (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje
4. Las redes de distribución en baja tensión (240 V o 220 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo.

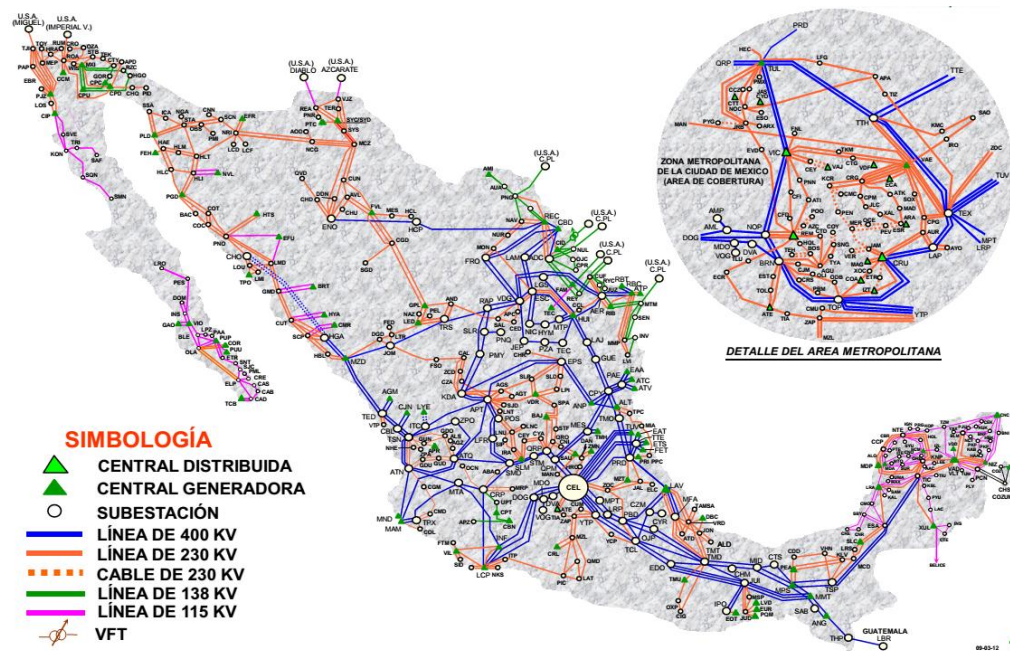


Figura 17. Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional.  
Fuente: Extraído de [32]

### 2.3.- Opciones tecnológicas con potencial de uso en México para generación y almacenamiento de energía térmica y eléctrica.

De acuerdo a la investigación realizada, de todas las tecnologías existentes para el almacenamiento de energía, se han delimitado 2 que pueden ser utilizadas en plantas térmicas solares en México, dichas tecnologías corresponden a baterías lón-Litio y tanques de sales fundidas.

De acuerdo al reporte Technology Roadmap Energy Storage de la Agencia Internacional de Energía, dichas tecnologías se encuentran en un nivel de madurez de crecimiento y despliegue (Figura 18).

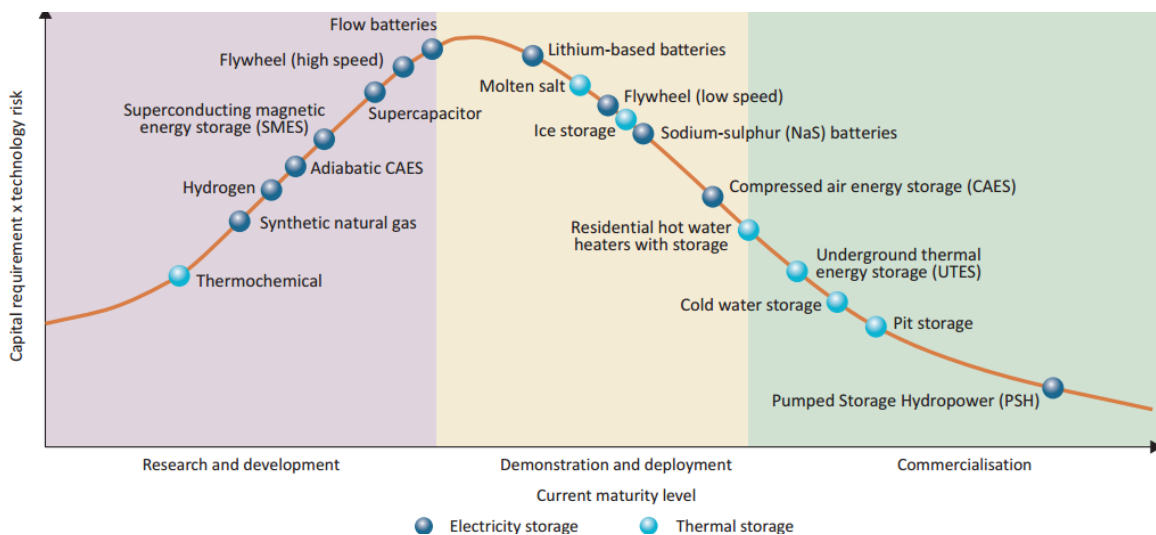


Figura 18. Nivel de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía.  
Fuente: Extraído de [33]

La delimitación anterior se fundamenta en parte en el estudio de los casos de la aplicación exitosa del almacenamiento térmico en sales fundidas (planta Gemasolar y planta Solana). Asimismo, otra parte es fundamentada en el estudio un proyecto (aún en desarrollo) y una planta ya en operación, que cuentan con sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de ion-litio:

1. La compañía Lyon Group inició en junio de 2017 un proyecto para la construcción de una planta fotovoltaica en Riverland, Australia. Se proyecta que esta planta cuente con 3.4 millones de paneles solares fotovoltaicos y una capacidad instalada de 330 MW. Asimismo, se estima que el sistema de almacenamiento esté integrado por 1.1 millones de baterías ion-litio con capacidad neta de 100 MW [34].
2. La empresa energética NextEra comenzó el desarrollo de un proyecto en Florida, Estados Unidos, con el fin de construir una planta solar fotovoltaica con capacidad instalada de 74.5 MW y almacenamiento energético en baterías Ion-litio de 40 MWh [35].

## Conclusión

En función de los resultados de la investigación realizada en este capítulo se concluye que existe un área de oportunidad importante en el aprovechamiento de la energía solar a través de centrales térmicas solares con almacenamiento energético, sin embargo, cabe señalar que en dichas plantas sólo se han encontrado aplicaciones comerciales con el uso de sales fundidas y no con baterías ion-litio, por lo tanto, la tecnología de almacenamiento en sales fundidas será la seleccionadas para satisfacer las metas fijadas en el siguiente capítulo.

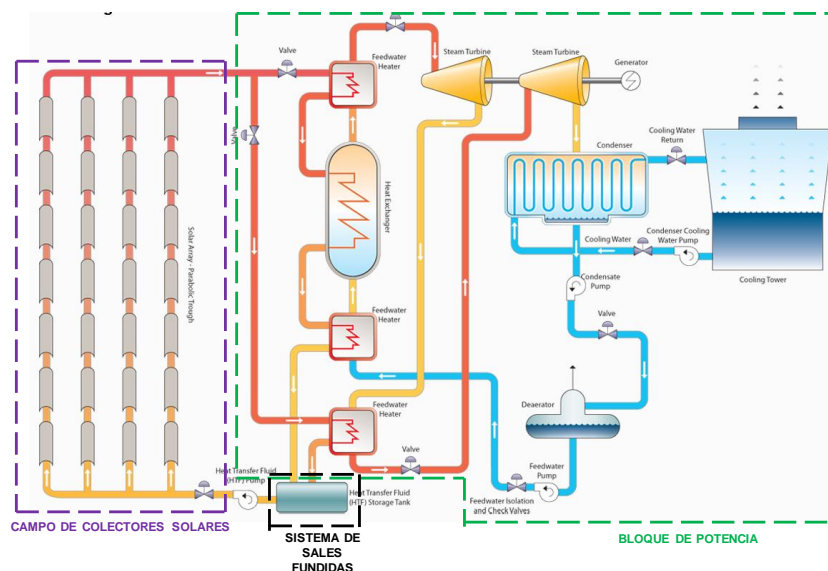
# CAPÍTULO 3. Propuesta de plantas solares con y sin almacenamiento de energía y análisis de su desempeño energético

## Introducción

Hasta este punto de la investigación de tesis, se han seleccionado dos tipos de plantas térmicas solares de generación eléctrica (PT-CSP y CT-CSP), esta selección tiene el objetivo de realizar una serie de diseños con posibilidad de ser aplicados en regiones del norte de México. Es importante resaltar que los diseños que se elaboran en este capítulo contemplan el uso de equipos de almacenamiento energético (en tanques de sales fundidas) y distintas configuraciones de planta.

### 3.1.- Esquemas de plantas y ecuaciones de modelado

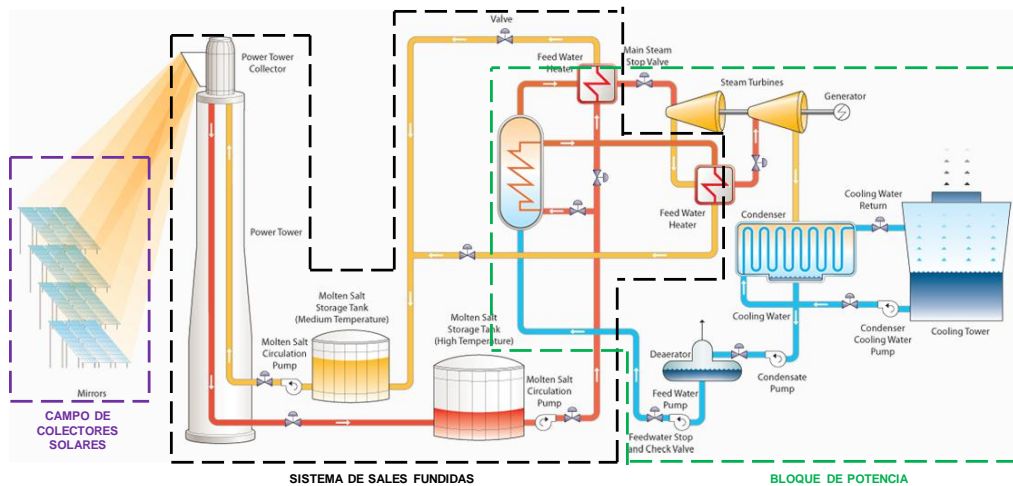
Las configuraciones de las plantas térmicas solares con almacenamiento de energía en sales fundidas están integradas por 3 sistemas fundamentales: 1.- Campo de colectores solares, 2.- Sistema de sales fundidas y 3.- Bloque de potencia [36]. En la **Figura 19** y **Figura 20** se muestran las interconexiones entre estos sistemas. En la planta tipo PT-CSP, el proceso comienza con la captación de la radiación solar en el campo de colectores, a través del cual se bombea un fluido de transferencia de calor que corresponde a aceite sintético; posteriormente, este aceite a alta temperatura es conducido fuera del campo y se deriva una corriente hacia el bloque de generación eléctrica y otra hacia el sistema de almacenamiento de sales fundidas; la primera corriente permite transferir sistemáticamente el calor del aceite sintético a al fluido de trabajo (agua) mediante intercambiadores de calor (pre calentadores, evaporadores, sobre calentadores y recalentadores), esto con el objetivo de generar el vapor necesario para accionar la turbinas de alta y media presión; la segunda corriente puede ser utilizada para recalentar el vapor exhausto o directamente puede conducirse hacia el sistema de tanques de almacenamiento, en el cual, se encuentra instalado un intercambiador de calor que permite transferir energía a las sales fundidas, dichas sales fundidas son calentadas durante el transcurso del día y son almacenadas en contenedores con recubrimientos aislantes, esto con el objetivo de que cuando llegue la noche, dichas sales sean bombeadas hacia el intercambiador de calor antes mencionado y transfieran energía al aceite sintético, dicho aceite es derivado hacia el bloque de potencia y con esto el ciclo de generación continua.



**Figura 19.** Interconexión de sistemas en una central tipo PT-CSP.  
Fuente: Extraído de [36].



En la planta tipo CT-CSP, el proceso comienza con la captación de la radiación solar en el campo de helióstatos, los cuales dirigen dicha radiación hacia una torre central que tiene en su parte superior un receptor que realiza la función de intercambiador de calor y cede energía a un flujo de sales fundidas que son bombeadas desde la base de la torre; el flujo de sales a alta temperatura es conducido a un tanque de almacenamiento de sales fundidas a alta temperatura, una parte de este flujo es almacenada y otra parte es bombeada hacia el bloque de potencia donde dichas sales ceden calor (a través de pre calentadores, evaporadores, sobre calentadores y recalentadores) al fluido de trabajo (agua) para que éste accione las turbinas del ciclo Rankine; posteriormente, el flujo de sales fundidas que sale del bloque de potencia es conducido hacia otro tanque de almacenamiento que se encuentra a temperatura media; finalmente, las sales fundidas de este tanque son bombeadas a la torre central y de esta manera se cierra el ciclo. Cabe resaltar que cuando las condiciones climatológicas son desfavorables o ya es de noche, las sales fundidas almacenadas en el tanque a alta temperatura son bombeadas hacia el bloque de potencia para permitir la continuidad del ciclo, de tal manera que, dicho tanque se drene y el tanque a temperatura media se llena.



**Figura 20.** Interconexión de sistemas en una planta tipo CT-CSP.

Fuente: Extraído de [36].

Los diagramas mostrados anteriormente se usarán para construir, modelar y simular el desempeño y capacidad de las centrales CSP con posible aplicación en México. Dado las características energéticas solares disponibles y la complejidad para el modelado, se utiliza el simulador denominado Thermoflex (versión 28).

Thermoflex es un software especializado que cuenta con una paquetería robusta que le permite efectuar diseños de ingeniería aplicada a plantas de potencia. Este programa opera mediante una interfaz gráfica que, a través de la adición de iconos, permite armar esquemáticamente una planta de potencia con todos los equipos y líneas que la componen en la realidad.

Para reproducir las condiciones operativas, Thermoflex solicita ingresar los valores operativos medidos en uno o varios equipos o líneas. Posteriormente, se calculan los balances másicos y energéticos de todos los componentes de la planta mediante un algoritmo iterativo. Una vez terminado el cálculo, Thermoflex despliega el valor de los parámetros de operación y desempeño de la planta. Este programa tiene la ventaja de mostrar individualmente los balances de masa y energía de cada componente, lo cual posibilita la oportunidad de efectuar los ajustes necesarios para que la simulación se apegue lo más posible a la realidad.

Las ecuaciones que Thermoflex utiliza para la simulación de los procesos que ocurren al interior de las plantas CSP están basadas en dos principios fundamentales: la conservación de la masa y la conservación de la energía; dichas ecuaciones están integradas en 3 grupos, esto con el objetivo de modelar cada subsistema que compone la planta CSP [37]:

1. Modelo de irradiación solar y colector
2. Modelo de bloque de potencia
3. Modelo de sistema de tanques de almacenamiento

El grupo 1, el modelo de irradiación solar y colector, está compuesto de 2 conjuntos de ecuaciones. El colector suministra el calor requerido en el generador de vapor de acuerdo a:

$$Q = Area * \eta * I_{avg} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$I_{avg} = \int I_b dt \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

$Q$ = Calor a suministrar al sistema generador de vapor (kW)

$Area$ = área del colector solar ( $m^2$ )

$\eta$  = Eficiencia total del colector (%)

$I_{avg}$ = Intensidad media de radiación solar durante un día ( $W/m^2$ )

$I_b$ =Intensidad solar del modelo Bird ( $W/m^2$ )

$dt$ =diferencial de tiempo (horas)

La eficiencia total del colector depende de la reflectividad, limpieza y absorción. La intensidad de la irradiación se encuentra en función de 7 parámetros ambientales:

$$I_b = 0.9662 * I_0 * \cos(\theta_z) * T_R * T_o * T_{UM} * T_w * T_A \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

$T_R$ = Índice de difracción (adimensional)

$T_o$ = Índice de absorción de ozono (adimensional)

$T_{UM}$ = Índice de absorción de mezcla de gases (adimensional)

$T_w$  = Índice de absorción de agua (adimensional)

$T_A$ = Índice de difracción por partículas finas (adimensional)

$I_0$ = Radiación recibida fuera de la atmósfera terrestre ( $W/m^2$ )

$\theta_z$ = Ángulo cenital ( $^\circ$ )

El parámetro  $I_0$  depende de la localización geográfica, hora del día y fecha de acuerdo a la siguiente función:

$$I_0 = I_{sc} * \left[ 1 + 0.034 * \cos\left(360 * N * \frac{r}{365.25}\right) \right] \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

$I_{sc}$ = Constante solar ( $1367 W/m^2$ )

$N$ = Número del día

$r$ = Coeficiente de localización geográfica y hora de sol.

Este coeficiente es aproximado implícitamente a través de la función:

$$\cos(z * r) = \sin(\delta * r) * \sin(\varphi * r) + \cos(\delta * r) * \cos(\omega * r) * \cos(\varphi * r) \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

$\varphi$  = azimut (°)

$\delta$  = fecha

$\omega$  = hora

Los valores de  $\delta$  y  $\omega$  son ajustados de acuerdo a:

$$\delta = 23.45 * \sin(0.0172 * (284 + N))$$

*Ecuación 6*

$$\omega = 15 * (t_s - 12)$$

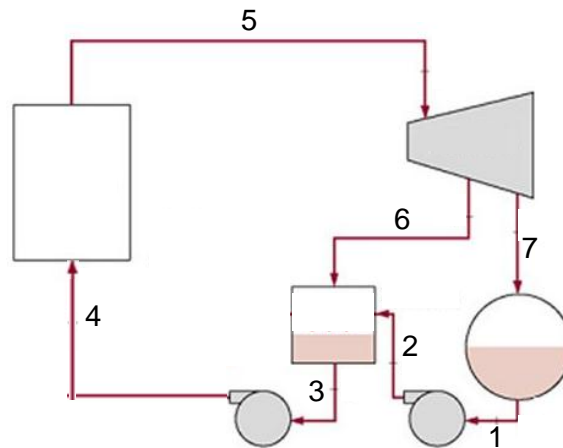
*Ecuación 7*

donde:

$t_s$  = tiempo de irradiación solar (horas)

$N$  = Número del día

Para el grupo 2, el modelo de bloque de potencia corresponde a un ciclo Rankine compuesto por generador de vapor, turbina de vapor, condensador, bomba de condensado, bomba de alimentación y pre calentador (**Figura 21**).



**Figura 21.** Corrientes del modelo del bloque de potencia.  
Fuente: Adaptado de [37]

El balance energético del sistema se lleva a cabo a través del análisis de cada uno de sus componentes. Para determinar el trabajo desarrollado por la bomba tenemos:

$$w_{s-pump1} = v_1(P_2 - P_1)$$

*Ecuación 8*

$$\eta_{s-pump1} = w_{s-pump1} / w_{pump1}$$

*Ecuación 9*

$$h_2 = h_1 + w_{pump1}$$

*Ecuación 10*

Donde:

$v_1$  = volumen específico del agua (m<sup>3</sup>/kg)

$w_{s-pump1}$  = Trabajo isentrópico de la bomba (kW)



$w_{pump1}$  = Trabajo real de la bomba (kW)

$h_1$  y  $h_2$  = Entalpías a la entrada y salida de la bomba (kJ/kg)

$P_1$  y  $P_2$  = Presiones a la entrada y salida de la bomba (bar)

De manera similar, para determinar el trabajo desarrollado por la segunda bomba se definen las siguientes ecuaciones:

$$w_{s-pump2} = v_1(P_4 - P_3) \quad \text{Ecuación 11}$$

$$w_{pump2} = w_{s-pump2} / \eta_{s-pump2} \quad \text{Ecuación 12}$$

$$h_4 = h_3 + w_{pump2} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$P_4 = P_5 \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

$v_1$  = volumen específico del agua (m<sup>3</sup>/kg)

$w_{s-pump2}$  = Trabajo isentrópico de la bomba (kW)

$w_{pump2}$  = Trabajo real de la bomba (kW)

$h_3$  y  $h_4$  = Entalpías a la entrada y salida de la bomba (kJ/kg)

$P_4$  y  $P_5$  = Presiones a la salida de la bomba y en el generador de vapor (bar)

El balance energético en el generador de vapor y en el condensador son determinados de la siguiente manera:

$$Q_{boiler} = \dot{m}(h_5 - h_4) \quad \text{Ecuación 15}$$

$$Q_{condensador} = \dot{m}(h_7 - h_1) \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

$\dot{m}$  = flujo másico de agua (kg/hora)

$h_5$  y  $h_4$  = entalpías a la salida y entrada del generador de vapor (kJ/kg)

$h_1$  y  $h_7$  = entalpías a la salida y entrada del condensador (kJ/kg)

Para determinar la eficiencia isentrópica de la turbina se emplean las siguientes ecuaciones:

$$\eta_{s-turbine} = \frac{w_{turbine}}{w_{s-turbine}} = \frac{h_5 - h_6}{h_5 - h_{6s}} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\eta_{s-turbine} = \frac{w_{turbine}}{w_{s-turbine}} = \frac{h_5 - h_7}{h_5 - h_{7s}} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

$w_{turbine}$  = trabajo de la turbina (kW)

$w_{s-turbine}$  = trabajo isentrópico de la turbina (kW)

Para determinar el balance energético en el pre calentador se establece que:

$$P_2 = P_3 = P_6 \quad \text{Ecuación 19}$$

$$y * h_6 + (1 + y) * h_2 = h_3 \quad \text{Ecuación 20}$$

$$P_7 = P_1 \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

$y$  = Fracción de vapor procedente de la turbina y que entra en el precalentador.

El trabajo total de la turbina y las bombas son:

$$W_{pump1} = (1 - y) * \dot{m} * w_{pump1} \quad \text{Ecuación 22}$$

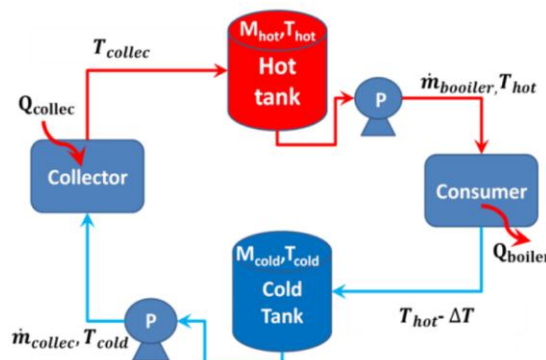
$$W_{pump2} = \dot{m} * w_{pump2} \quad \text{Ecuación 23}$$

$$W_{turbine} = \dot{m}[h_5 - y * h_6 - (1 - y) * h_7] \quad \text{Ecuación 24}$$

Finalmente, la eficiencia térmica del ciclo se determina a través de:

$$\eta_{thermal} = (W_{turbine} - W_{pump1} - W_{pump2})/Q_{boiler} \quad \text{Ecuación 25}$$

Para efectuar el balance energético en el sistema de almacenamiento térmico se considera que éste es un sistema cerrado y está compuesto por un depósito frío, un depósito caliente un consumidor (generador de vapor) y un receptor (campo solar). En este sistema la sal fundida almacenada en el tanque frío es bombeada hacia el receptor donde se calienta y es posteriormente almacenada en el tanque caliente; subsiguiente, la sal fundida almacenada en el depósito caliente es bombeada hacia el tanque frío, pasando por un intercambiador de calor que transfiere el calor de esta sal para generar vapor (**Figura 22**).



**Figura 22.** Sistema de almacenamiento térmico utilizado en la modelación.  
Fuente: Extraído de [37]

Las ecuaciones de modelado (grupo 3) para este sistema corresponden a las siguientes:

$$\dot{m}_{boiler} - \dot{m}_{colector} = \frac{dM_{cold}}{dt} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$\dot{m}_{colector} - \dot{m}_{boiler} = \frac{dM_{hot}}{dt} \quad \text{Ecuación 27}$$

$$\frac{d(M_{hot} * T_{hot})}{dt} = \dot{m}_{colector} * T_{out\_colector} - \dot{m}_{boiler} * T_{hot} \quad \text{Ecuación 28}$$

$$\frac{d(M_{cold} * T_{cold})}{dt} = \dot{m}_{boiler} * T_{boiler} - \dot{m}_{colector} * T_{cold} \quad \text{Ecuación 29}$$

$$\dot{m}_{colector} * cp * (T_{colector} - T_{cold}) = I_b * \eta * Area \quad \text{Ecuación 30}$$

$\dot{m}_{boiler}$ = flujo másico a través del generador de vapor (kg/hora)

$\dot{m}_{colector}$ = flujo másico a través del campo solar (kg/hora)

$M_{cold}$ = masa en el tanque de almacenamiento frío (kg)

$M_{hot}$ = masa en el tanque de almacenamiento caliente (kg)

$T_{hot}$ = temperatura en el tanque de almacenamiento caliente (K)

$T_{cold}$ = temperatura en el tanque de almacenamiento frío (K)

$T_{out\_colector}$ = temperatura a la salida del campo solar (K).

$cp$ = capacidad térmica específica (J/kg K)

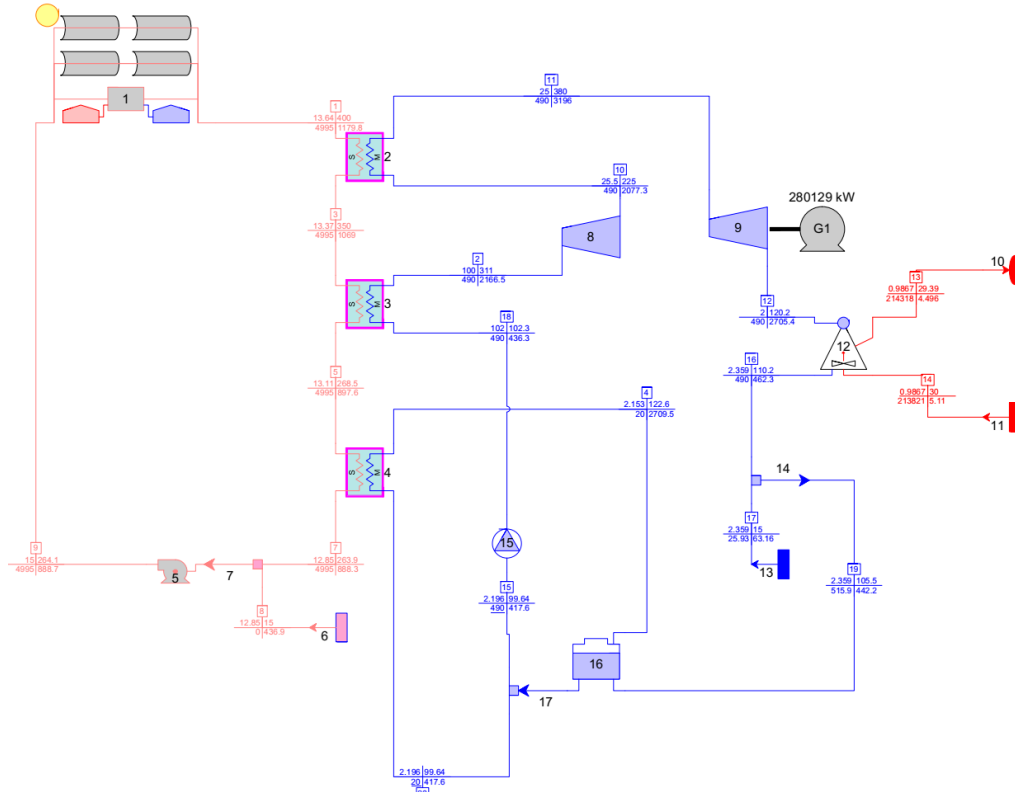
$Area$ = área del colector solar (m<sup>2</sup>)

$\eta$  = Eficiencia total del colector (%)

$I_b$ =Intensidad solar del modelo Bird (W/m<sup>2</sup>)

### 3.2.- Modelado y simulación

Para llevar a cabo una propuesta de modelado de los procesos en una planta térmica solar, es necesario incluir condiciones de operación de plantas reales o comerciales y poder validar los resultados de la simulación con los datos reportados por estas plantas. Para este caso se llevó a cabo la construcción del modelo y el ajuste de los parámetros operativos (en Thermoflex) de las plantas térmicas solares estudiadas en el capítulo 1: Gemasolar y Solana. En la **Figura 23** y en la **Figura 24** se muestran los modelos de dichas plantas elaborados en el software especializado antes mencionado.



**Figura 23.** Modelo de la planta Solana.

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex versión 28.

El modelado de la planta térmica solar Solana se efectuó con base en información sobre la temperatura del aceite térmico (en el campo solar) y la potencia bruta de la planta; las condiciones operativas simuladas corresponden a las siguientes:

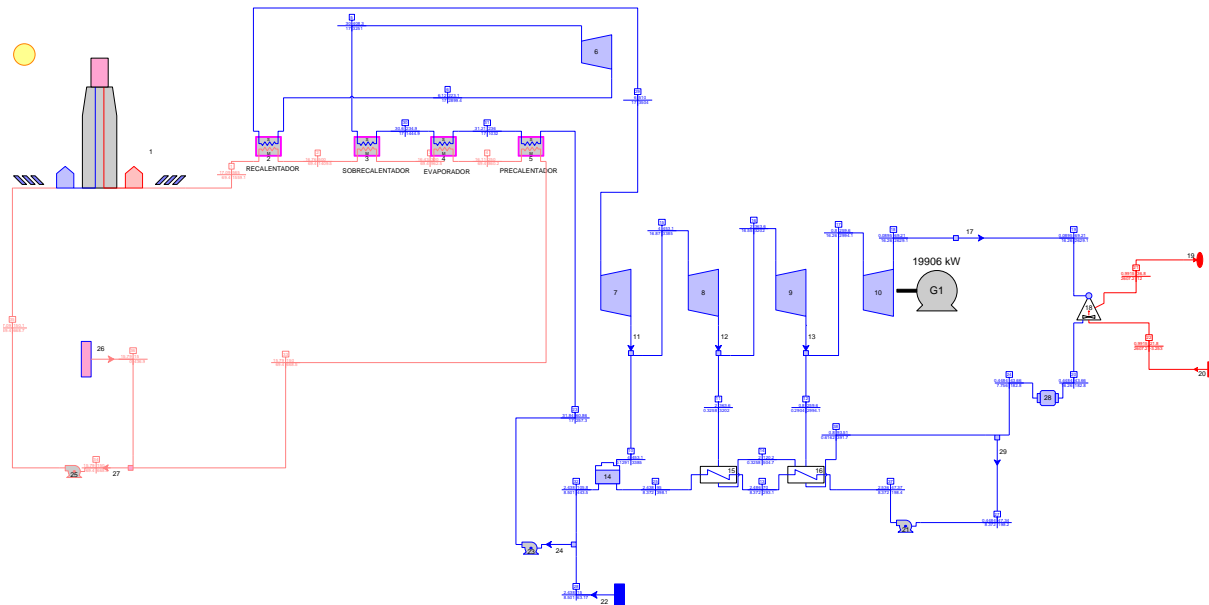
1. El aceite térmico es Syltherm 800 Liquid, cuyas propiedades (viscosidad = 9.1 cP a 77 °F, punto de ebullición = 320 °F, densidad = 7.8 lb/gal a 77 °F,  $T_c = 692$  °F,  $P_c = 10.8$  atm,  $V_c = 0.0515$  ft<sup>3</sup>/lb, conductividad térmica a 400 K = 0.1148 W/m K y  $C_p = 1791.4$  J/kg K a 400 K) hacen que sea un producto altamente estable y duradero que se recomienda para un rango de temperaturas de operación de -40 °C a 400 °C (rango más extenso de todos los fluidos de transferencia de calor) [38].
2. La temperatura, flujo másico y la entalpía del aceite térmico a la salida del campo solar es de 400 °C, 4995 kg/s y 1179 kJ/kg, respectivamente (punto 1).
3. La presión, temperatura y entalpía del aceite térmico a la salida del tren de intercambiadores de calor es 12.8 bar, 263.9 °C y 888 kJ/kg (punto 7).
4. El flujo de vapor del ciclo Rankine es de 490 kg/s y las presiones y entalpías de entrada a la turbina de alta presión son 100 bar y 2166 kJ/kg. Asimismo, estas propiedades a la salida de dicha turbina ascienden a 25.5 bar y 2077 kJ/kg (puntos 2 y 10).
5. Las presiones de entrada y salida de la turbina de media presión son 25.5 bar y 2.3 bar respectivamente. Asimismo, los valores de entalpía a la entrada y salida de dicha turbina corresponden a 3196 kJ/kg y 2705 kJ/kg, respectivamente (puntos 11 y 12).
6. El sistema de enfriamiento de fluido de trabajo permite retirar 2243 kJ/kg de entalpía, obteniendo a la salida del aerocondensador una entalpía de 462 kJ/kg (punto 16).
7. La presión al interior del deaerador es de 2 bar (punto 4).

Los parámetros de desempeño arrojados por la simulación corresponden a los siguientes:

1. Potencia bruta de la planta: 280127 kW.
2. Consumo de sistemas auxiliares: 46161 kW
3. Potencia neta de la planta: 233967 kW.
4. Eficiencia de la planta: 15.42%
5. Régimen térmico bruto: 19493 kJ/kWh
6. Régimen térmico neto: 23339 kJ/kWh
7. Eficiencia eléctrica neta: 15.35%
8. Calor neto absorbido en el campo solar: 1453933 kW.
9. Extensión del campo solar: 1258 hectáreas.
10. Volumen del sistema de almacenamiento térmico: 100317 m<sup>3</sup> por lado.
11. Capacidad del sistema de almacenamiento térmico: 9563 MWht.

El modelado de la planta Gemasolar (**Figura 24**) se basó en la información relacionada a la potencia bruta de la planta (19.9 MWe) y la temperatura alcanzada por el fluido de transferencia de calor (en este caso sales fundidas (565 °C) en el receptor de la torre central. Esta planta está compuesta por un campo de helióstatos con una torre central y un sistema de almacenamiento en tanques de sales fundidas; además, existe un tren de intercambiadores de calor que constituyen al generador de vapor. El vapor generado funge como fluido de trabajo y es conducido a través de la turbina en sus 3 etapas de presión.

El modelado de las plantas propuestas en la tesis incluyó sistemas de enfriamiento por aseo condensación, por torre seca y por torre húmeda, en virtud de que, en las zonas el agua es o podría ser escasa en el norte de México.



**Figura 24.** Modelo de la planta Gemasolar.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex versión 28.

El modelado de la planta Gemasolar permitió calcular los parámetros operativos de la misma, los cuales corresponden a los siguientes:

1. La temperatura de las sales fundidas (60% NaNO<sub>3</sub> y 40% KNO<sub>3</sub>) alcanzada en la torre central es de 565 °C y el flujo másico al que dichas sales son bombeadas es 69.4 kg/s.

2. La temperatura de las sales fundidas al final del tren de intercambiadores de calor es 250°C, esto se ve reflejado en una reducción significativa de la entalpía, la cual pasa de 1559 kJ/kg a 668 kJ/kg.
3. La presión del vapor a la entrada de la turbina de alta presión es de 30 bar y la presión a la salida de la turbina de baja es 0.8 bar y la caída neta de entalpía que presenta el fluido de trabajo en toda la turbina es 622 kJ/kg.
4. El flujo másico de vapor en el ciclo Rankine es 17 kg/s.
5. La presión en el deareador es 2 bar y la entalpía neta extraída en el aerocondensador es 2447 kJ/kg.

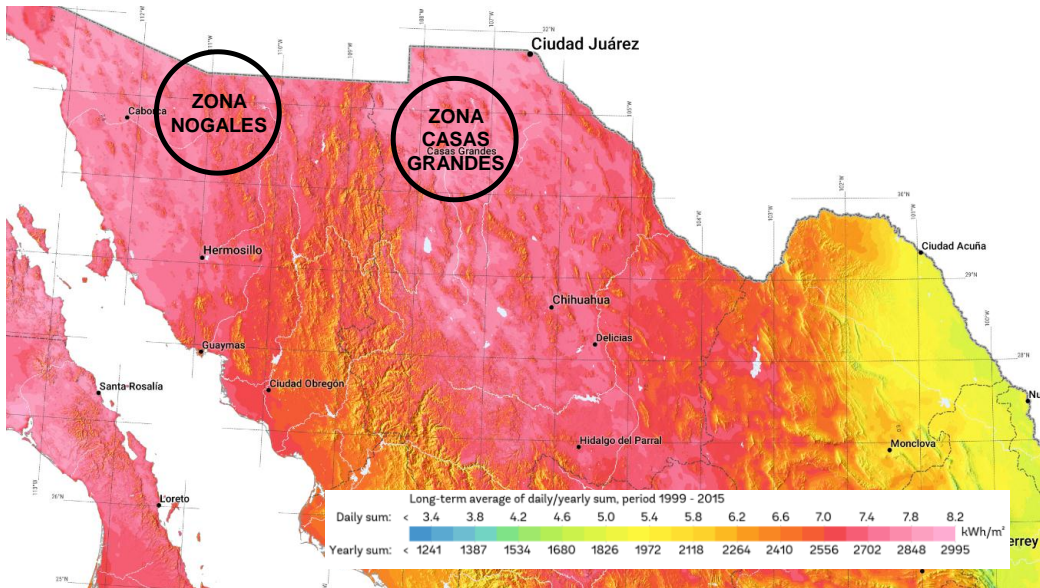
Los parámetros de desempeño arrojados por la simulación corresponden a los siguientes:

1. Potencia bruta de la planta: 19906 kW.
2. Consumo de sistemas auxiliares: 732.7 kW
3. Potencia neta de la planta: 19173 kW.
4. Eficiencia de la planta: 15.26%
5. Régimen térmico bruto: 22726 kJ/kWh
6. Régimen térmico neto: 23596 kJ/kWh
7. Eficiencia eléctrica neta: 13.75%
8. Calor neto absorbido en el campo solar: 61795 kW.
9. Extensión del campo solar: 95.77 hectáreas.
10. Volumen del sistema de almacenamiento térmico: 2942 m<sup>3</sup> por lado.
11. Capacidad del sistema de almacenamiento térmico: 370.8 MWht.

Con base en estos modelos ajustados será posible realizar una propuesta de plantas térmicas solares en el norte de México, sin embargo, es importante definir la potencia y los parámetros requeridos por la red eléctrica a la cual se visualiza será entregada la energía.

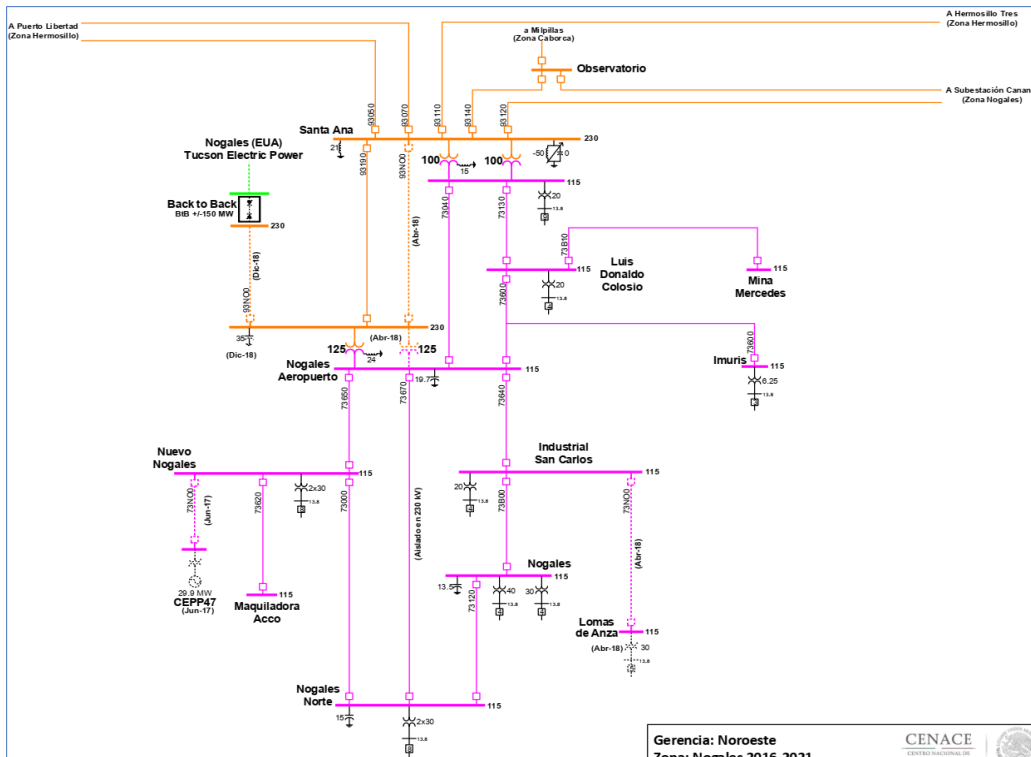
Las regiones del SEN para las cuales se realiza la propuesta de plantas térmicas solares corresponden a la Norte y la Noroeste. Dentro de estas regiones se seleccionaron las zonas **Nogales y Casas Grandes**, con base en el criterio de que en promedio reciben 7.1 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación solar por día (**Figura 25**). Y pudieran en el futuro incrementar la participación de centrales limpias en estas redes eléctricas, que entre otros efectos pudieran atraer a las características de operación y confiabilidad de las redes el efecto no deseado de la intermitencia y por ende de la necesidad futura de incorporar sistemas de almacenamiento de energía adicionales a los térmicos, de bancos de baterías, para la regulación de la frecuencia y voltaje. Tema que se estudia y desarrolla en otra tesis de maestría del proyecto PAPIIT IT101418 “Almacenamiento de energía y tecnologías de generación híbridas de demanda instantánea para reducir el efecto intermitente de las renovables y balance de potencia en la red de distribución y micro red”.



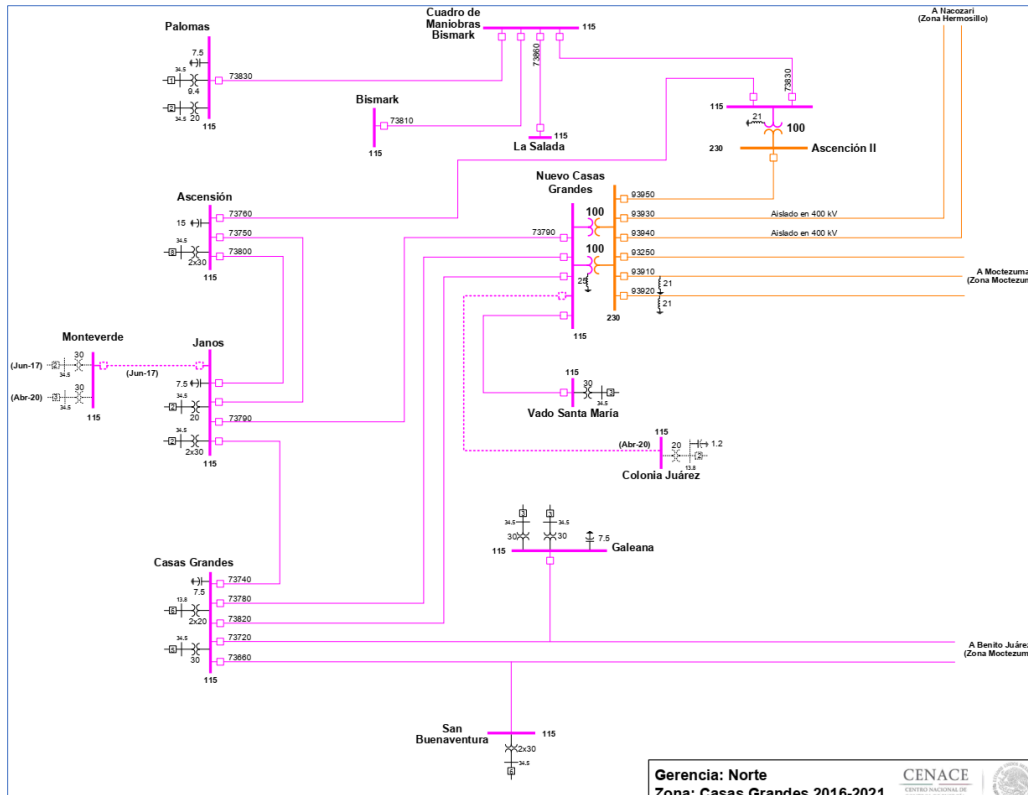


**Figura 25.** Zonas seleccionadas para la propuesta de instalación de plantas térmicas solares.  
Fuente: Elaboración propia con información de [6].

Las configuraciones de las líneas de transmisión y distribución eléctrica de las zonas seleccionadas son visualizadas a través de sus diagramas unifilares; en la **Figura 26** se muestra el diagrama unifilar de la zona Nogales y en la **Figura 27** el de la zona Casas Grandes. En estos diagramas se pueden apreciar el parque de generación instalado y en operación, destacando la ausencia de tecnologías térmicas solares, con excepción de Agua Prieta II.



**Figura 26.** Diagrama unifilar de la Zona Nogales.  
Fuente: Extraído de [39]



**Figura 27.** Diagrama unifilar de la Zona Casas Grandes.  
Fuente: Extraído de [39]

Las propuestas para el diseño de las plantas térmicas solares se basan en tres etapas de desarrollo:

1. Visualización de las plantas térmicas solares en función de su tecnología y su capacidad de generación.
2. Generación de escenarios (basados en los modelos Gemasolar y Solana) con distintas configuraciones de planta.
3. Selección de los escenarios con parámetros de operación y desempeño más convenientes.

Para la primera etapa, en la zona Nogales se visualiza la propuesta de una planta tipo PT-CSP de 200 MWe para entregar esta potencia al bus Santa Ana de 230 kV y la propuesta de una planta tipo CT-CSP de 30 MWe con conexión al bus Nuevo Nogales de 115 kV. Asimismo, en la zona Casas Grandes se visualiza la propuesta de una planta tipo PT-CSP de 200 MWe para conexión al bus Ascención II de 230 kV y la propuesta de una planta tipo CT-CSP de 30 MWe para entregar potencia al bus Galeana de 115 kV.

Para la segunda etapa se elaboran modelos de simulación con ayuda de Thermoflex para las configuraciones mostrados en la **Tabla 3**.

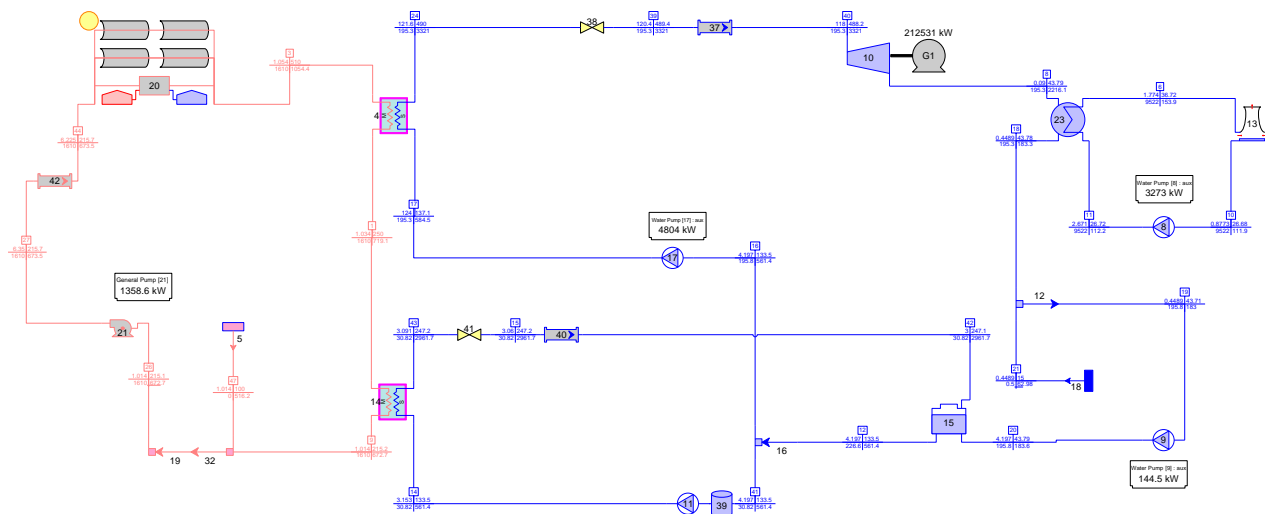
	Configuración 1	Configuración 2	Configuración 3	Configuración 4	Configuración 5
<b>Zona Nogales</b>	Planta tipo PT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural para condensación de fluido de trabajo	Planta tipo PT-CSP adicionada con campo solar adyacente y torre de enfriamiento de tiro natural	Planta tipo PT-CSP con campo solar adyacente y aerocondensador	Planta tipo CT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural	Planta tipo CT-CSP con aerocondensador
	Configuración 6	Configuración 7	Configuración 8	Configuración 9	Configuración 10
<b>Zona Casas Grandes</b>	Planta tipo PT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural para condensación de fluido de trabajo	Planta tipo PT-CSP adicionada con campo solar adyacente y torre de enfriamiento de tiro natural	Planta tipo PT-CSP con campo solar adyacente y aerocondensador	Planta tipo CT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural	Planta tipo CT-CSP con aerocondensador

**Tabla 3.** Configuraciones visualizadas por zona y tipo de tecnología.  
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.1.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de canal parabólico para la Zona Nogales

La configuración 1 (**Figura 28**) consiste en un campo de colectores de canal parabólico con un sistema de almacenamiento energético (en tanques de sales fundidas) de 6 horas. Esta configuración permite obtener 212 MWe de potencia bruta en la turbina. El campo solar de colectores parabólicos absorbe una potencia de 572 MWt. El calor absorbido en el campo solar es transferido a un aceite térmico, el cual es calentado hasta alcanzar una temperatura de 510 °C a la salida de dicho campo.

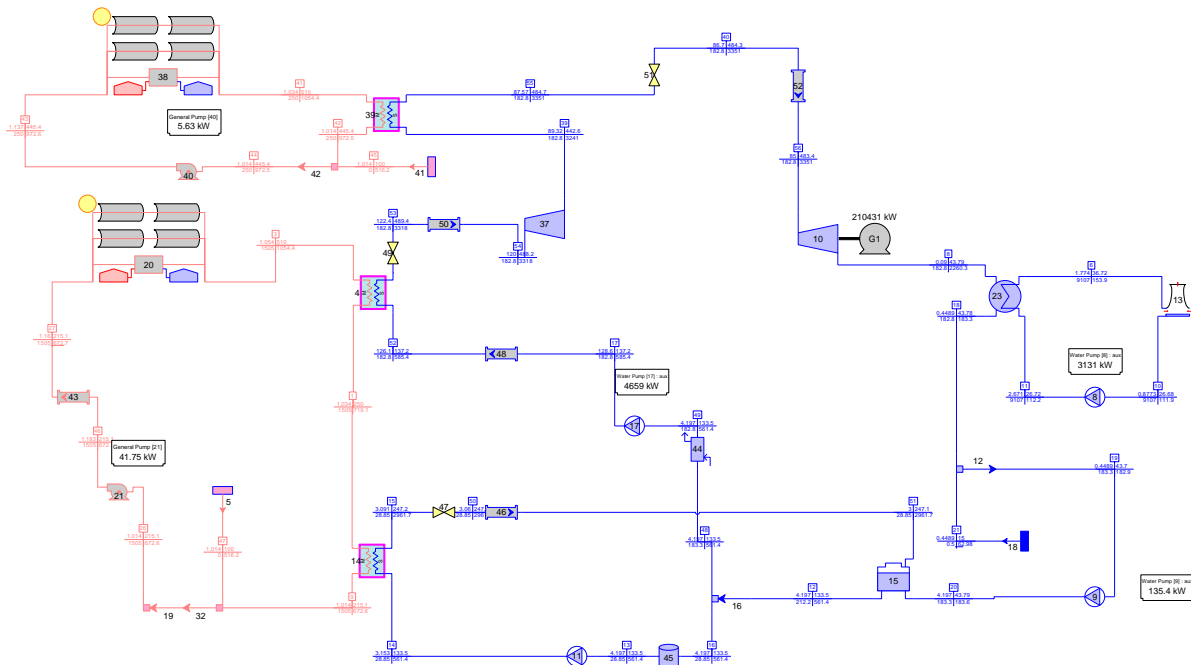
El flujo másico neto del aceite térmico es 1610 kg/s y la diferencia de entalpías del aceite térmico entre la entrada y la salida del campo solar es 381 kJ/kg. La transferencia de calor del aceite térmico hacia el fluido de trabajo (agua) se realiza en a través de una serie de intercambiadores de calor que permiten incrementar la temperatura de 43.7 °C a 490°C, esto se traduce como un incremento neto de entalpía de 2138 kJ/kg; el flujo másico de fluido de trabajo corresponde a 193.5 kg/s. El sistema de condensación con torre de enfriamiento de tiro natural permite reducir la entalpía del vapor exhausto de 2216 kJ/kg a 183 kJ/kg.



**Figura 28.** Configuración 1 propuesta para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

La configuración 2 (**Figura 29**) consta de la instalación adicional de un campo de colectores cilindro-parabólicos, el objetivo de esta configuración consisten en incrementar el área de captación de irradiación solar, con este incremento de área, la potencia absorbida por los campos solares asciende a 592 MWt (20 MWt más que en la configuración 1).

El fluido de transferencia de calor corresponde a aceite térmico y el flujo másico de éste equivale a 1505 kg/s (campo solar para transferir calor al evaporador y al sobrecalentador) y 250 kg/s (campo solar para transferir calor hacia el recalentador). En el bloque de generación se maneja un flujo másico neto de fluido de trabajo equivalente a 1828 kg/s. El sistema de condensación permite reducir la entalpía del fluido de trabajo en 2077 kJ/kg. En conjunto, esta configuración permite el almacenamiento térmico (en tanques de sales fundidas) necesario para 6 horas de operación a potencia nominal (210 MWe).

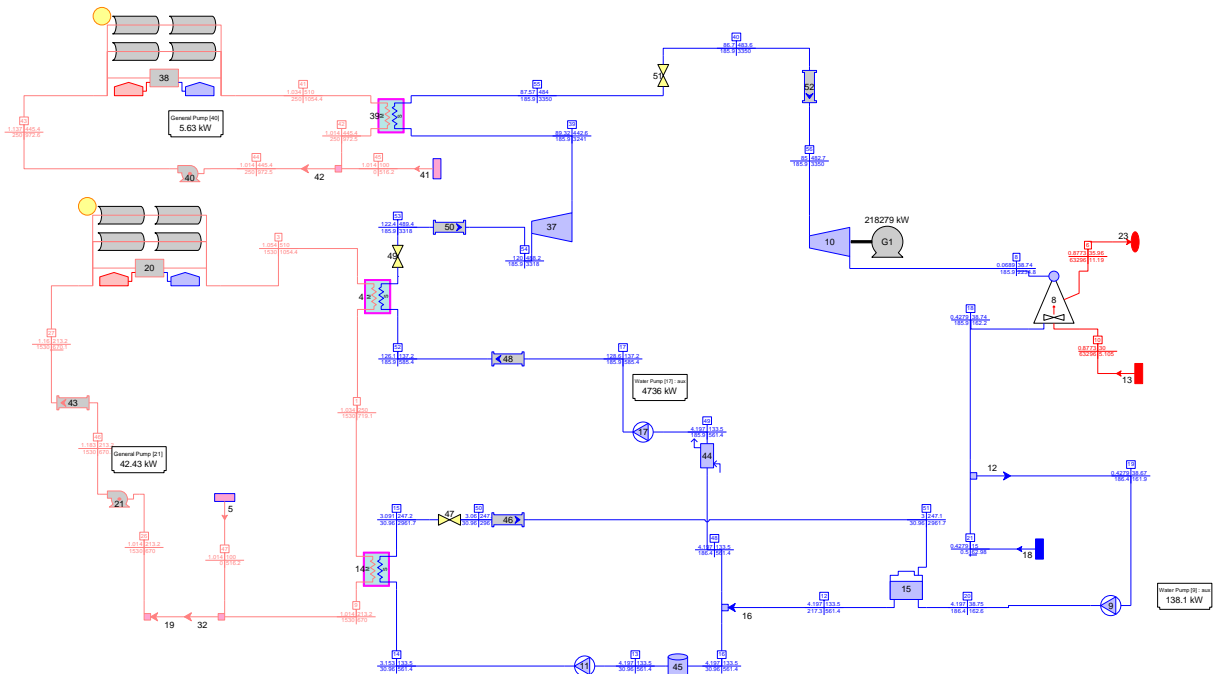


**Figura 29.** Configuración 2 propuesta para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

La configuración 3 (**Figura 30**) es similar a la anterior, con la única diferencia que se sustituye el condensador con torre de enfriamiento de tiro natural por un aerocondensador. El objetivo de utilizar el aerocondensador es reducir los requerimientos de agua para el enfriamiento del vapor exhausto.

El flujo másico del fluido de transferencia de calor es 1780 kg/s (a través del campo solar) y del fluido de trabajo (agua) es 185 kg/s. El tren de intercambiadores de calor (evaporador, sobrecalentador y recalentador) permite incrementar la temperatura del fluido de trabajo de 38.9 °C a 484 °C, esto equivale a un incremento total de 3188 kJ/kg en su entalpía.

Esta configuración proporciona una capacidad de generación de 218 MWe y un almacenamiento térmico de 6 horas a través de un conjunto de tanques de sales fundidas. Asimismo, la configuración de los campos solares permite la misma captación de potencia que la configuración anterior (592 MWt).



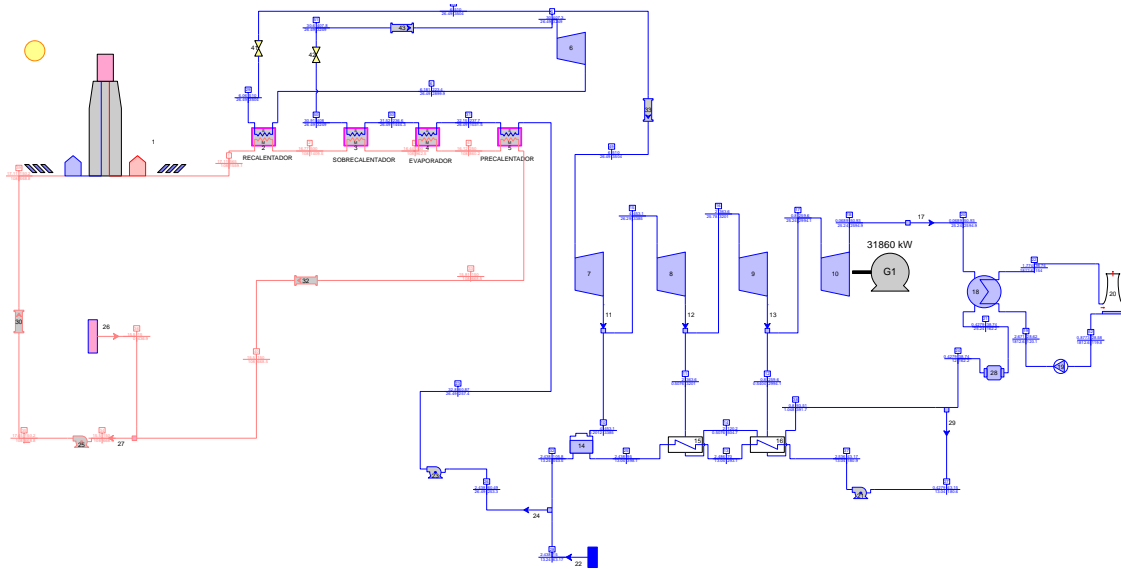
**Figura 30.** Configuración 3 propuesta para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

### 3.2.2.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de torre central para la Zona Nogales

La configuración 4 (**Figura 31**) corresponde a una planta térmica solar con tecnología de torre central donde el fluido de transferencia de calor corresponde a una mezcla de sales fundidas (60%  $\text{NaNO}_3$  y 40%  $\text{KNO}_3$ ). El campo de heliostatos permite la captación de 125 MWt, parte de este calor es transferido al fluido de transferencia de calor a través de un intercambiador de calor localizado en la parte superior de la torre de concentración, el flujo másico de este fluido en ese punto es 108 kg/s y el incremento de entalpía entre la entrada y la salida de dicho intercambiador de calor asciende a 851 kJ/kg.

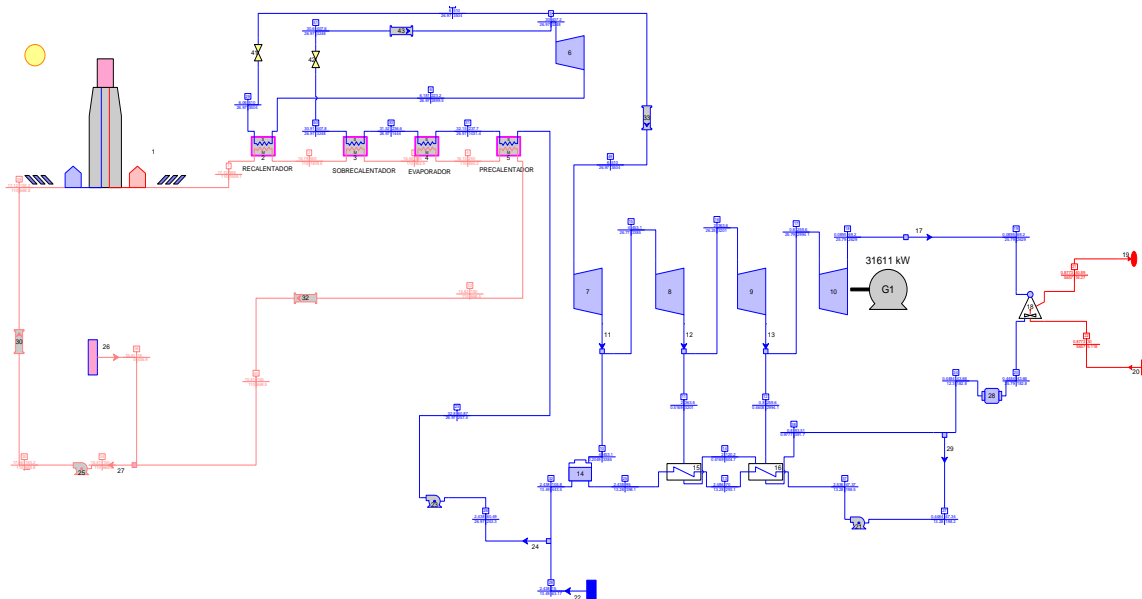
A través de un tren de intercambiadores de calor (pre calentador, evaporador, sobre calentador y recalentador) el fluido de transferencia de calor incrementa la entalpía del fluido de trabajo (agua) de 257 kJ/kg a 3504 kJ/kg.

Esta configuración está integrada con un condensador con torre de enfriamiento de tiro natural que permite extraer del fluido de trabajo 2207 kJ/kg. Asimismo, esta planta permite obtener 31.8 MWe y 6 horas de almacenamiento térmico en tanques de sales fundidas.



**Figura 31.** Configuración 4 propuesta para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

La configuración 5 (**Figura 32**) es similar a la anterior, sin embargo, se diferencia al emplear un aerocondensador para la reducción del consumo de agua. El campo de heliostatos permite la captación de 125 MWt. El calor captado es concentrado en la parte superior de la torre donde se transmite al fluido de transferencia de calor, el cual es bombeado a 110 kg/s. El fluido de trabajo del ciclo Rankine corresponde a agua, la cual es calentada, evaporada, sobrecalentada y recalentada en un tren de intercambiadores de calor que permiten elevar la entalpía del agua de 105 kJ/kg a 3504 kJ/kg. Por su parte, el aerogenerador permite extraer 2440 kJ/kg al fluido de trabajo. Esta configuración está diseñada para almacenar energía térmica en forma de sales fundidas para que la planta opere durante 6 horas a su potencia nominal (31.6 MWe).



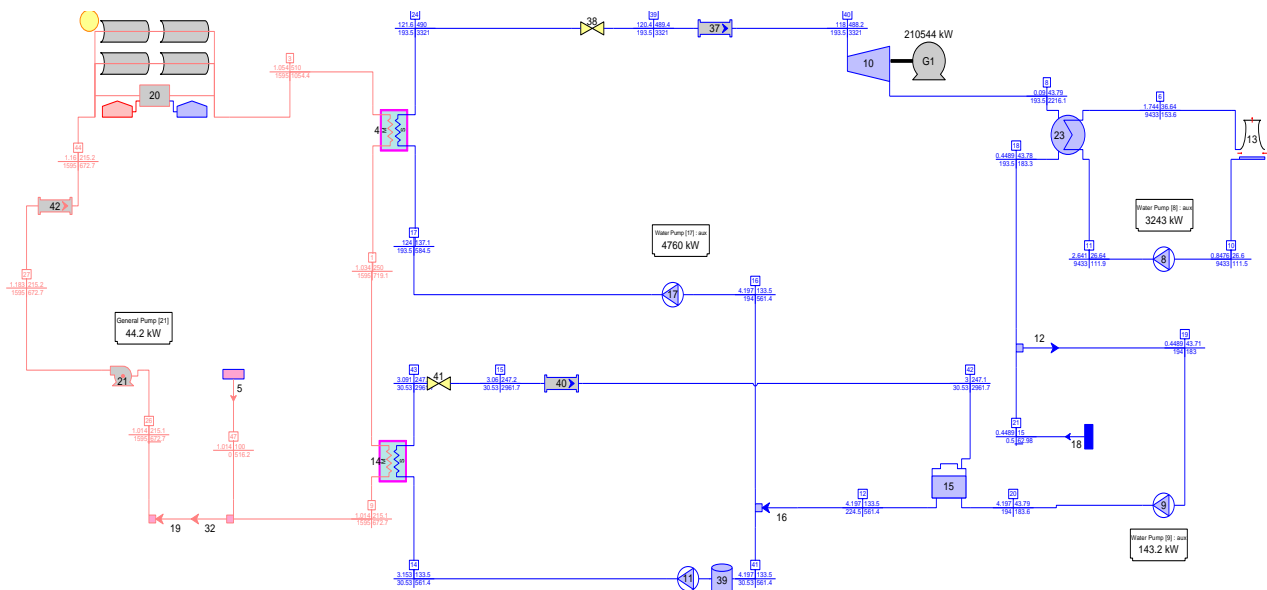
**Figura 32.** Configuración 5 propuesta para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.



### 3.2.3.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de canal parabólico para la Zona Casas Grandes

La configuración 6 (**Figura 33**) consta de un campo solar de colectores de canal parabólico (que absorbe 601 MWt) y un sistema de almacenamiento de sales fundidas que permite el almacenamiento energético en forma de calor para mantener operando la planta por 6 horas a potencia nominal (210 MWe). El fluido de transferencia de calor corresponde a aceite térmico que es bombeado a 1595 kg/s e incrementa su temperatura (al atravesar el campo solar) de 215°C a 510 °C, lo cual representa un aumento en su entalpía de 382 kJ/kg.

El aceite térmico transfiere calor al fluido de trabajo a través de un conjunto de intercambiadores de calor que ayudan a incrementar la temperatura de este fluido de 43 °C a 490 °C, esto equivale a un incremento de entalpía de 3138 kJ/kg. El fluido de trabajo es bombeado a una tasa de 193 kg/s y el sistema para su condensación consta de un condensador con torre de enfriamiento de tiro natural que permite reducir su entalpía en 2033 kJ/kg.

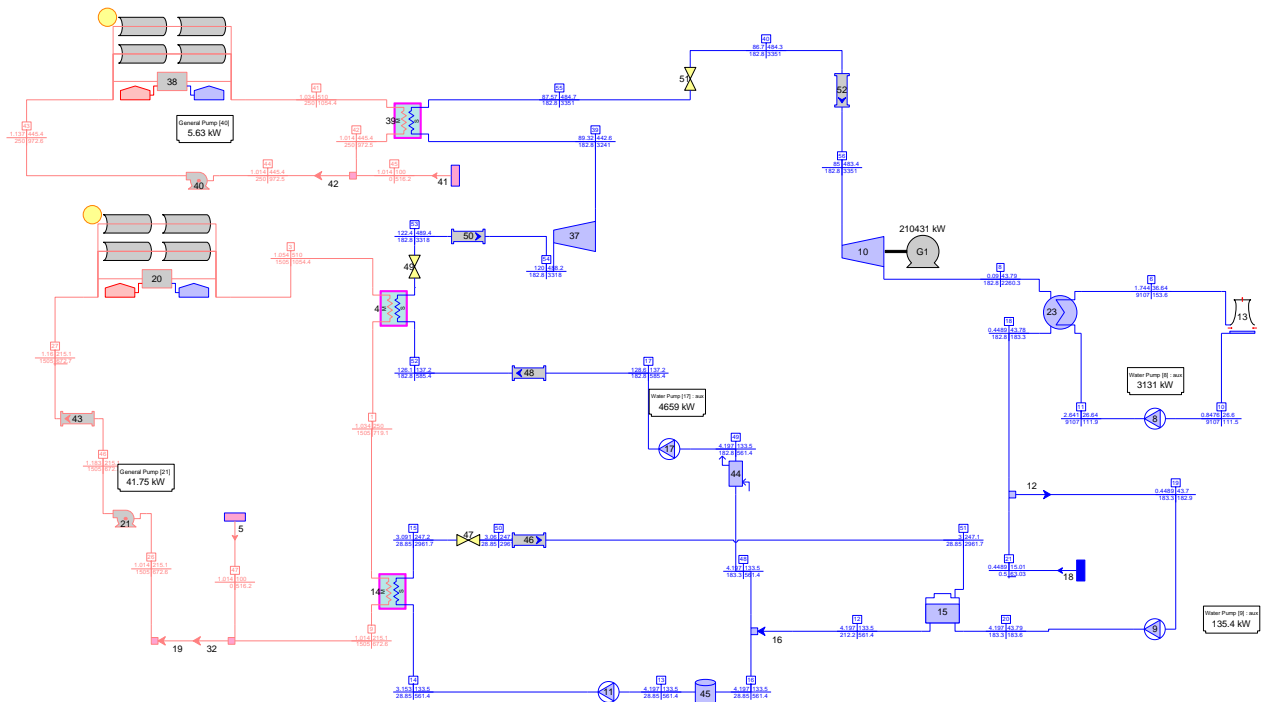


**Figura 33.** Configuración 6 propuesta para la zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

La configuración 7 (**Figura 34**) varía con respecto a la configuración anterior en la adición de un campo solar, el cual permite incrementar el área de captación y consecuentemente aumentar (en comparación con la configuración) de 601 MWt a 623 MWt la energía total absorbida. Dentro de los campos solares el fluido de transferencia de calor (aceite térmico) es bombeado a distintas tasas, 1505 kg/s para el campo solar conectado al evaporador y al sobre calentador y 250 kg/s para el campo solar conectado al recalentador.

Dentro del bloque de generación el flujo másico del fluido de trabajo es 182.8 kg/s que al pasar por las dos etapas de la turbina permite una capacidad de generación de 210.4 MW. Para esta configuración se contempla un sistema de condensación con torre de enfriamiento de tiro natural. En este proceso de condensación se reduce la entalpía del fluido de trabajo de 2260 kJ/kg a 183 kJ/kg.

En conjunto, esta configuración permite el almacenamiento energético en forma de calor a través de un sistema de tanques de sales fundidas, lo cual hace posible que la planta opere con autonomía durante 6 horas a la potencia nominal.



**Figura 34.** Configuración 7 propuesta para la zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

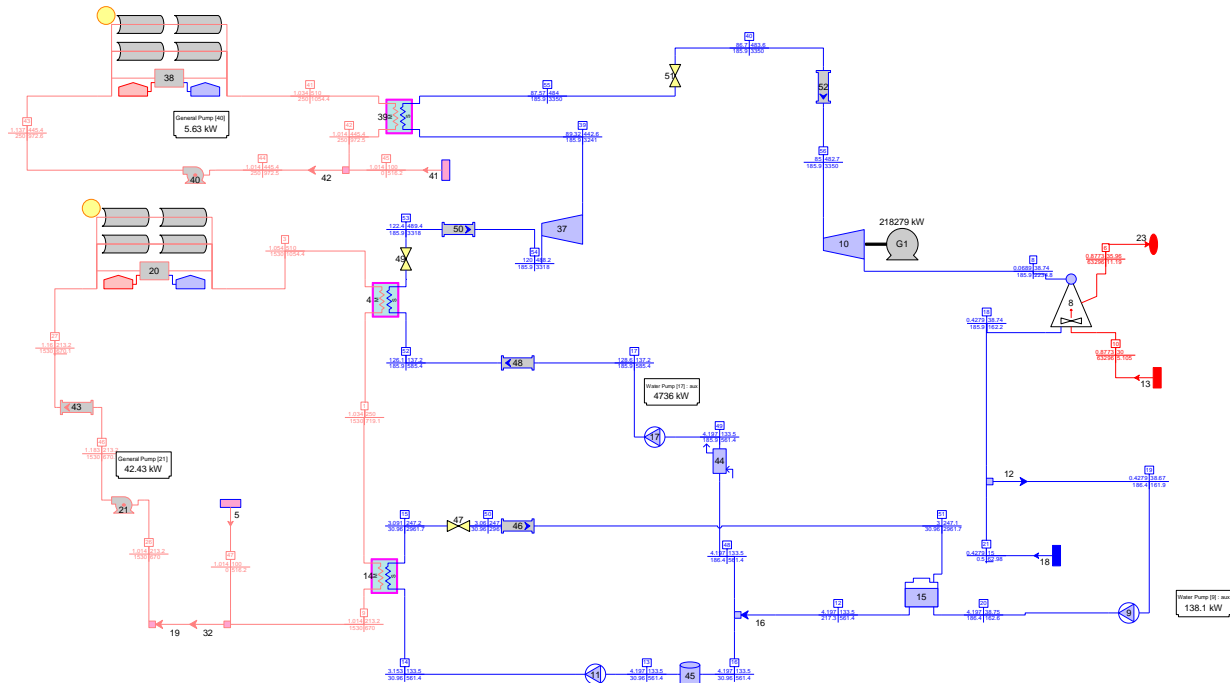
Los componentes de la configuración 8 (**Figura 35**) son los mismos que la anterior a excepción del sistema de condensación, el cual es sustituido por un aerocondensador.

El fluido de transferencia de calor sale de los dos campos solares a  $510\text{ }^{\circ}\text{C}$  y transfiere calor al fluido de trabajo para que éste incremente su temperatura de  $38.7\text{ }^{\circ}\text{C}$  (a la salida del aerocondensador) a  $484\text{ }^{\circ}\text{C}$  (a la salida del sobre calentador), dando un aumento neto en la entalpía del fluido de trabajo de  $3188\text{ kJ/kg}$ .

El fluido de transferencia de calor presenta una reducción de entalpía del orden de  $384\text{ kJ/kg}$  al pasar por el tren de intercambiadores de calor compuesto por el evaporador y el sobre calentador. Por su parte, el fluido de transferencia de calor que se bombea a través del recalentador presenta una reducción de entalpía de  $80\text{ kJ/kg}$ .

Cabe mencionar que, al igual que la configuración anterior, las tasas de bombeo del fluido de transferencia de calor es diferente en cada campo, para el campo solar conectado al evaporador y al sobre calentador el flujo másico es  $1530\text{ kg/s}$  y para el otro campo solar es  $250\text{ kg/s}$ .

A través de las 2 etapas en la turbina se obtiene una capacidad de generación de  $218.2\text{ MWe}$  y con el sistema de almacenamiento es posible operar la planta con autonomía durante 6 horas.



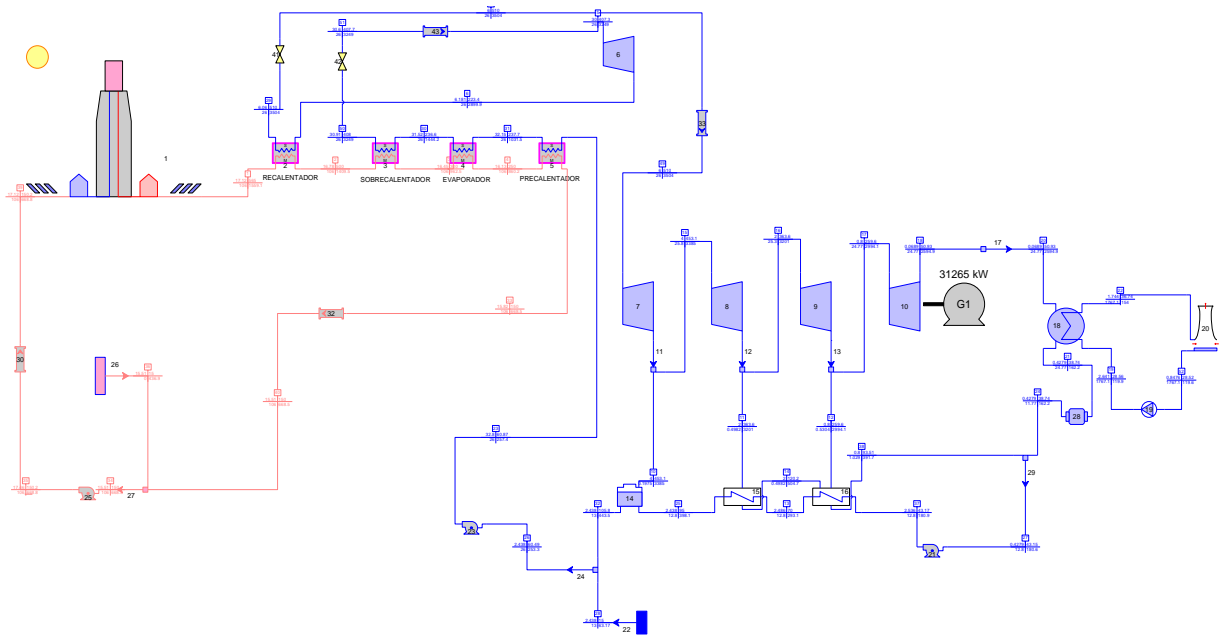
**Figura 35.** Configuración 8 propuesta para la zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

### 3.2.4.- Configuraciones de plantas térmicas solares con tecnología de torre central para la Zona Nogales

La configuración 9 (**Figura 36**) corresponde a una planta térmica solar con torre central de concentración y campo de heliostatos. El campo de heliostatos permite la captación de 125.8 MWt. El fluido de transferencia de calor y el de almacenamiento energético es el mismo, el cual corresponde a una mezcla de sales fundidas. Las sales son bombeadas desde el tanque frío hacia la torre de concentración, donde incrementan su entalpía en 896 kJ/kg, alcanzando 556 °C y un gasto másico de 106 kg/s a la salida de la torre.

Posteriormente, a través de una serie de intercambiadores de calor, el fluido de transferencia de calor transfiere energía al agua para la generación de vapor sobrecalentado. La entalpía total suministrada al agua al final del tren de intercambiadores de calor es 3106 kJ/kg. Por su parte, el aerocondensador de tiro natural reduce la entalpía del vapor en 2429 kJ/kg. La tasa de bombeo del fluido de trabajo en el ciclo es 26 kg/s.

En conjunto, esta configuración tiene una capacidad de generación de 31.2 MWe y el sistema de almacenamiento posibilita la operación de la planta durante 6 horas a potencia nominal.

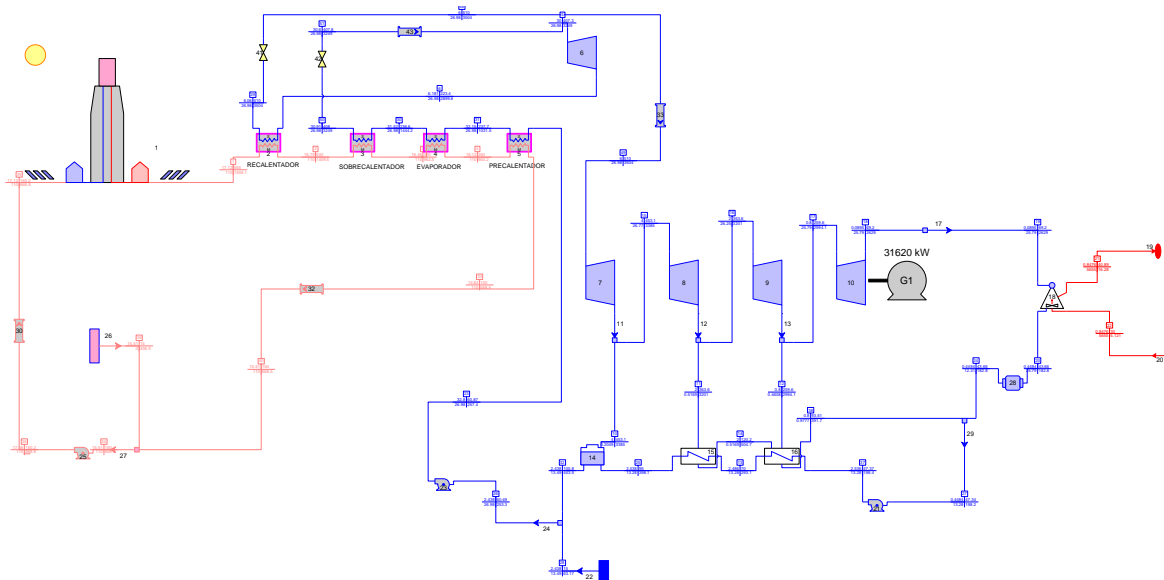


**Figura 36.** Configuración 9 propuesta para la zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

Finalmente, la configuración 10 (**Figura 37**) es similar a la configuración 9, pero difiere en el equipo de condensación, ya que ahora se está empleando un aerocondensador, esto con el objetivo de reducir el volumen de agua para enfriamiento.

En esta configuración, el campo de heliostatos permite absorber una potencia de 139.6 MWt, parte de esta potencia es transferida por el fluido de transferencia de calor (sales fundidas a un gasto de 110 kg/s) hacia el fluido de trabajo (agua a un gasto de 25.7 kg/s) a través de un tren de intercambiadores de calor (pre calentador, evaporador, sobre calentador y recalentador). La entalpía neta suministrada al fluido de trabajo es 3106 kJ/kg, esto se ve reflejado en el incremento de temperatura que va de 90 °C a 510 °C (valores de temperatura antes de entrar y a la salida del tren de intercambiadores de calor, respectivamente). Por su parte, el aerocondensador reduce la entalpía del fluido de trabajo en 2447 kJ/kg.

Esta configuración hace posible que la turbina desarrolle una capacidad de generación de 31.6 MWe y que el sistema de almacenamiento térmico pueda hacer operar a la planta de manera autónoma durante 6 horas a potencia nominal.



**Figura 37.** Configuración 10 propuesta para la zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

### 3.3.- Resumen de parámetros de desempeño

Con base en los modelos de plantas CSP simulados en Thermoflex versión 28, es posible llevar a cabo una selección de las configuraciones de plantas térmicas solares más favorables desde un punto de vista técnico que compara los parámetros de desempeño de cada una de las configuraciones simuladas. La comparación de dichos parámetros se muestra en la **Tabla 4** y **Tabla 5**.

Zona Nogales	1199 msnm	T. media 29°C			
Parámetro	Configuración 1	Configuración 2	Configuración 3	Configuración 4	Configuración 5
Potencia bruta (kW)	212,531	210,431	218,279	31,860	31,611
Potencia neta (kW)	200,826	200,355	200,993	30,618	30,077
Potencia absorbida por el campo solar (kW)	572,356	592,975	592,975	125,818	125,665
Régimen Térmico neto (kJ/kWh)	10,260	10,655	10,621	14,794	15,041
Pérdidas por auxiliares y transformaciones (kW)	11,706	10,077	17,285	1,243	1,534
Eficiencia de la planta (%)	35.09%	33.79%	33.90%	24.34%	23.93%
Consumo Auxiliares (%)	5.51%	4.79%	7.92%	3.90%	4.85%

**Tabla 4.** Parámetros de desempeño de plantas simuladas para la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.

Zona Casas Grandes	1480 msnm		T. media 30°C		
Parámetro	Configuración 6	Configuración 7	Configuración 8	Configuración 9	Configuración 10
Potencia bruta (kW)	210,544	210,431	218,279	31,265	31,620
Potencia neta (kW)	200,249	200,355	200,993	30,046	30,055
Potencia absorbida por el campo solar (kW)	601,726	623,315	643,891	125,864	139,661
Régimen Térmico neto (kJ/kWh)	10,288	10,662	10,621	15,081	15,076
Pérdidas por auxiliares y transformaciones (kW)	10,295	10,077	17,285	1,219	1,564
Eficiencia de la planta (%)	34.99%	33.76%	33.90%	24.84%	22.64%
Consumo Auxiliares (%)	4.89%	4.79%	7.92%	3.90%	4.95%

*Tabla 5. Parámetros de desempeño de las configuraciones para la Zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con resultados Thermoflex 28.*

### 3.3.1.- Selección de configuraciones para la Zona Nogales

Con base en la premisa de que la potencia neta de las 3 configuraciones simuladas para la Zona nogales con tecnología de canal parabólico es la misma (200 MWe), se selecciona la configuración 1 debido a:

1. Para la producción de la potencia neta, el calor absorbido por el campo solar es un 4.2% menor al correspondiente a las configuraciones 2 y 3, lo cual se traduce en una reducción significativa en costos de inversión para el campo solar.
2. La eficiencia de la planta es superior a las eficiencias de las configuraciones 2 y 3, lo cual se ve reflejado en que la configuración 1 en promedio su régimen térmico es 3.7% menor en comparación con las configuraciones 2 y 3.
3. A pesar que la configuración 2 muestra un porcentaje en consumo de auxiliares menor en 0.72% que la configuración 1, ésta última resulta ser más conveniente debido a que a pesar de que la potencia absorbida por el campo solar es inferior, el arreglo de componentes de la planta permite que la capacidad de generación bruta sea superior en 2.1 MW en comparación con la configuración 2.
4. La configuración 3 queda totalmente descartada debido a que el porcentaje de consumo de auxiliares se dispara a causa del uso del aerocondensador.

Con respecto a la tecnología de torre central, la configuración seleccionada es la 4, ya que al compararla con la configuración 5 y partiendo de que la potencia neta es la misma en los dos casos (30 MWe) se determina que:

1. La diferencia en dimensiones para el campo de heliostatos entre las 2 configuraciones no impacta significativamente, ya que la potencia absorbida por el campo de heliostatos de la configuración 4 es 0.1% mayor pero su arreglo de componentes permite superar la capacidad de generación de la configuración 5 en 200 kW.



2. La eficiencia de la configuración 4 es superior en comparación con la relativa a la configuración 5, y esto se refleja claramente en que el régimen térmico de la configuración 4 es 2% menor al de la configuración 5.
3. Al emplear aerocondensador en la configuración 5, el porcentaje de pérdidas por consumo de auxiliares y transformaciones asciende a 4.85%, porcentaje muy superior en comparación con el 3.9% correspondiente a la configuración 4.

### 3.3.2.- Selección de configuraciones para la Zona Casas Grandes

Al igual que en las selecciones anteriores, la elección de la configuración de planta térmica solar con tecnología de canal parabólico se basa en que el parámetro de referencia para las configuraciones 6, 7 y 8 es la potencia neta (200 MWe). La configuración más conveniente resulta ser la 6 debido a:

1. Para la potencia de referencia, el calor absorbido por el campo solar es un 3.6 % y un 7% menor a los correspondientes a las configuraciones 7 y 8 (respectivamente), lo cual se traduce en una reducción significativa en costos de inversión para el campo solar.
2. La eficiencia de la planta es superior a las eficiencias de las configuraciones 7 y 8, lo cual se ve reflejado en que el régimen térmico de la configuración 6 es 3.3% menor en comparación con las configuraciones 7 y 8.
3. Contrariamente a que la configuración 7 muestra un porcentaje en consumo de auxiliares menor en 0.1% que la configuración 6, ésta última resulta ser más conveniente debido a que el arreglo de componentes de la planta permite que la capacidad de generación bruta sea superior en 113 kW en comparación con la configuración 7.
4. A pesar de que la potencia bruta de la configuración 8 es superior en 8 MW a las potencias de las configuraciones 6 y 7, queda totalmente descartada debido a que el porcentaje de consumo de auxiliares se dispara (en 3.12%) a causa del uso del aerocondensador.

Con respecto a la planta térmica solar con tecnología de torre central, la configuración seleccionada es la 9, ya que al compararla con la configuración 10 y partiendo de que la potencia de referencia es la misma en los dos casos (30 MWe) se determina que:

1. La diferencia en dimensiones para el campo solar entre las dos configuraciones es de alto impacto, ya que la potencia absorbida por el campo de heliostatos de la configuración 9 es 13.8 MWt menor al de la configuración 10. Esto se traduce como una reducción significativa en el área del campo de heliostatos y por ende en los costos de inversión relacionados con dicho campo.
2. A pesar de que el arreglo de componentes de la configuración 9 posibilita obtener una potencia bruta de 31.2 MWe, esta resulta ser 1.1% menor a la potencia de la configuración 10, sin embargo, la configuración 9 resulta ser más eficiente que la configuración 10 debido a que el consumo de auxiliares en la configuración 10 es 4.95% (derivado del uso del aerocondensador), el cual es muy superior al 3.9% correspondiente al de la configuración 9.

Con base en los resultados de las simulaciones y las deducciones anteriores, se definen las tecnologías y configuraciones de plantas más convenientes para cada uno de los bus visualizados anteriormente, dicha distribución corresponde a:

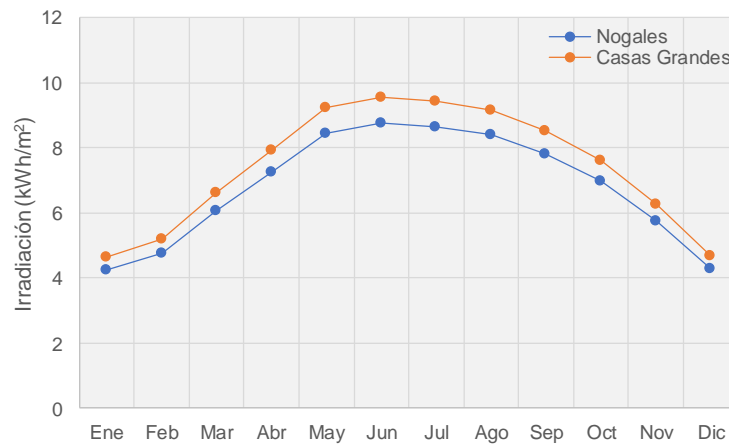
- **Zona Nogales, bus 230 kV:** Planta tipo PT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural (configuración 1).

- **Zona Nogales, bus 115 kV:** Planta tipo CT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural (configuración 4).
- **Zona Casas Grandes, bus 230 kV:** Planta tipo PT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural (configuración 6).
- **Zona Casas Grandes, bus 115 kV:** Planta tipo CT-CSP con torre de enfriamiento de tiro natural (configuración 9).

Una vez definidas las tecnologías y las configuraciones de plantas, en el capítulo 4 se efectuarán las evaluaciones económico-financieras para definir los esquemas en los cuales es viable la operación de dichas plantas.

### 3.4.- Energía térmica y eléctrica producida y efecto en la red

El cálculo para la determinación de la energía eléctrica y térmica de las plantas térmicas solares diseñadas, modeladas y seleccionadas en las secciones anteriores parte de una serie de premisas relacionadas con las condiciones del sitio de instalación. La potencia de las plantas varía en función de la disponibilidad e intensidad del recurso solar, es decir, la operación de las plantas depende de la variación de la irradiación solar a lo largo del año. Para las zonas seleccionadas, los valores de irradiación solar anual presentan una variación importante (**Figura 38**) para ser considerada en el cálculo de potencia.



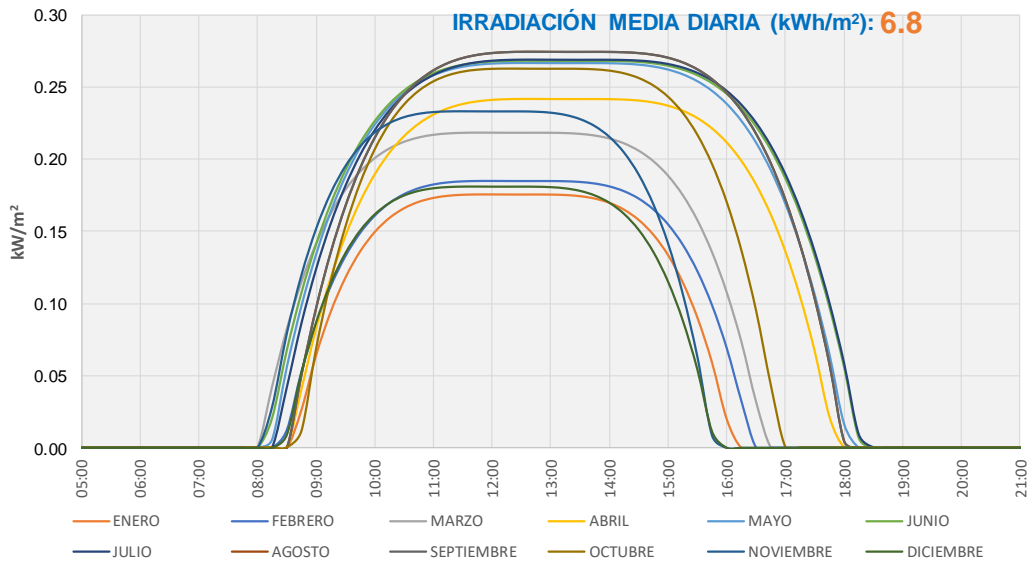
**Figura 38.** Irradiación anual en zonas de interés.  
Fuente: Elaboración propia con información de [40]

La irradiación solar está en función de la cantidad de horas de sol y de los horarios de salida, cenit y puesta del sol (**Tabla 6**).

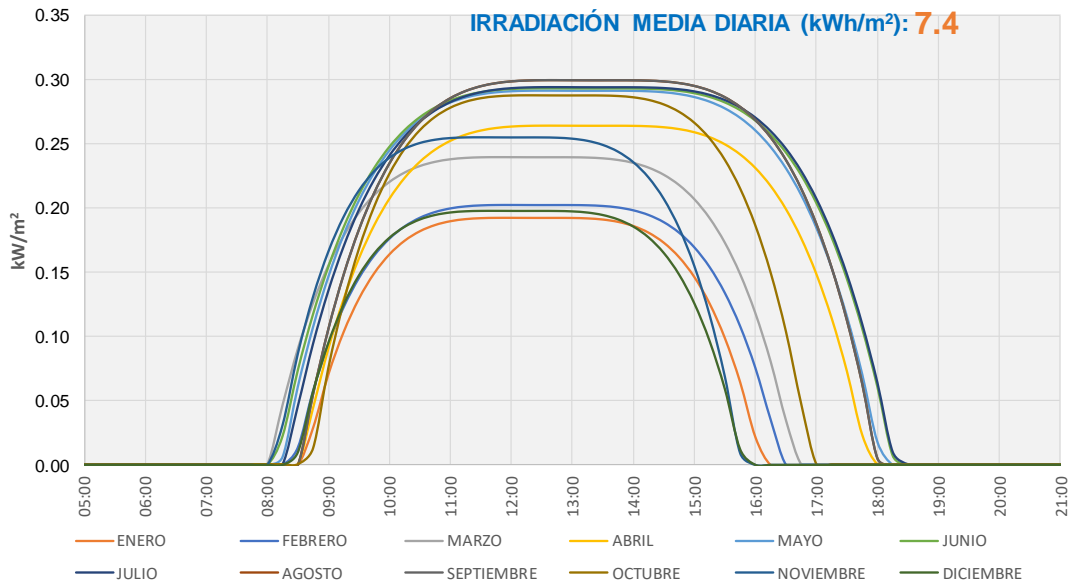
mes	Salida	Cenit	Puesta	Horas netas de sol
enero	07:08	12:21	17:34	10:25
febrero	06:52	12:26	17:59	11:06
marzo	06:20	12:20	18:20	11:59
abril	06:44	13:12	19:40	12:55
mayo	06:18	13:09	19:59	13:40
junio	06:10	13:13	20:15	14:04
julio	06:21	13:18	20:14	13:52
agosto	06:40	13:16	19:52	13:11
septiembre	06:57	13:07	19:17	12:19
octubre	07:06	12:49	18:31	11:25
noviembre	06:38	11:57	17:16	10:37
diciembre	07:01	12:08	17:14	10:12

**Tabla 6.** Variación de las horas de sol para las zonas de interés.  
Fuente: Elaboración propia con información de [41]

Con base en la información mensual de la irradiación solar media y la distribución de la posición del sol es posible calcular la distribución y la intensidad del recurso solar para un día de cada mes del año; para la zona Nogales la irradiación solar media es 6.8 kWh/m<sup>2</sup> (**Figura 39**) y para la zona Casas Grandes es de 7.4 kWh/m<sup>2</sup> (**Figura 40**).



**Figura 39.** Variación de la disponibilidad diaria del recurso solar en la Zona Nogales.  
Fuente: Elaboración propia con información de [40] y [41].



**Figura 40.** Variación de la disponibilidad diaria del recurso solar en la Zona Casas Grandes.  
Fuente: Elaboración propia con información de [40] y [41].

El cálculo de potencia de las plantas seleccionadas se basa en que, el comportamiento de ésta es el mismo que presenta la irradiación, por lo tanto, durante el transcurso del día existe una variación de potencia. El cálculo de la potencia bruta se realizó para cada día de cada mes en intervalos de tiempo de 15 minutos con la ecuación siguiente:

$$P = \frac{I_m}{I_a} * P_N * \frac{I_i}{I_{max}}$$

Ecuación 31

Donde:

$P$  = Potencia de la planta en un intervalo de 15 minutos (MW)

$I_m$  = Irradiación neta recibida en 1 día del mes calculado (kWh/m<sup>2</sup>)

$I_a$  = Irradiación neta recibida de un día del mes con más altos índices de captación de energía solar (kWh/m<sup>2</sup>)

$P_N$  = Potencia nominal de la planta (MW)

$I_i$  = Irradiación puntual de cada intervalo de 15 min de un día del mes calculado (kWh/m<sup>2</sup>)

$I_{max}$  = Irradiación máxima puntual recibida en 1 día del mes calculado (kWh/m<sup>2</sup>)

$\frac{I_m}{I_a}$  = Coeficiente de ajuste mensual

$\frac{I_i}{I_{max}}$  = Coeficiente de ajuste diario

El cálculo de la energía generada también se determinó mensualmente y considerando que las potencias calculadas con la ecuación anterior corresponden a intervalos de tiempo de 15 minutos, la energía neta es determinada con la siguiente función:

$$E = P * FC * N$$

Ecuación 32

Donde:

$E$ =Energía Generada en el intervalo de tiempo de 15 min (MWh)

$FC$ =Factor de conversión de 15 min a hora (0.25 h)

$P$ =Potencia puntual de la planta (MW)

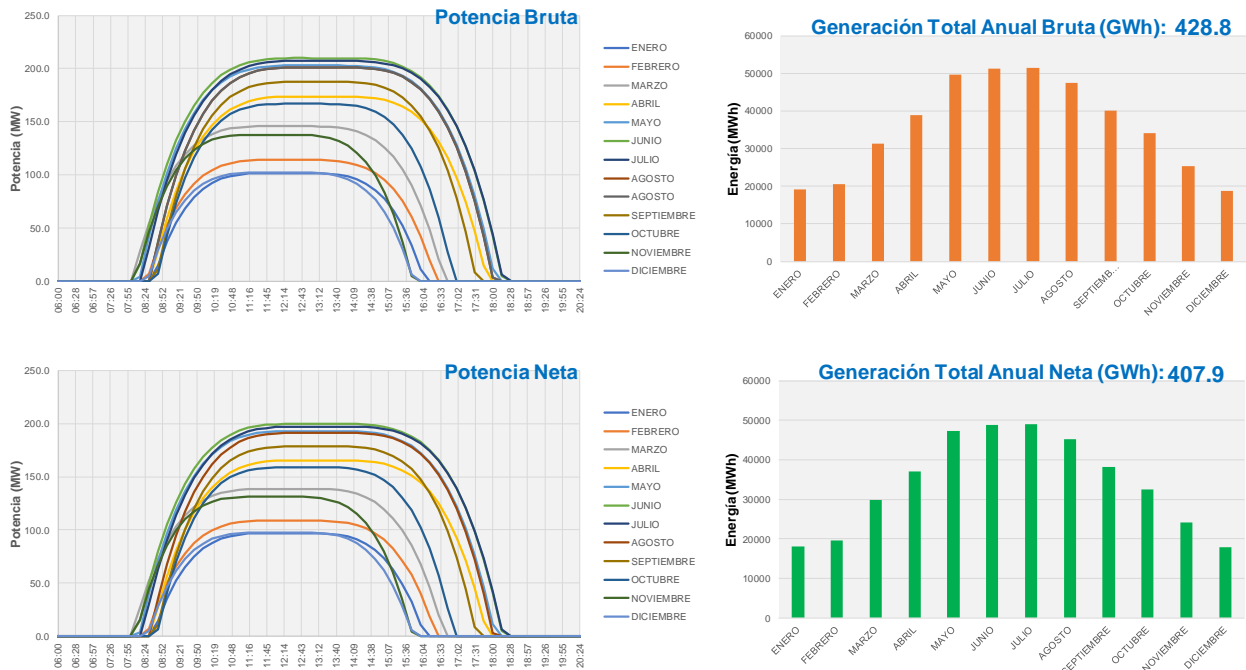
$N$ =Número de días del mes calculado

Debido a que el intervalo los cálculos de potencia y energía resultan muy extensos, se hizo uso del lenguaje de programación visual basic (VBA) a través del desarrollo de una herramienta basada en macros de Excel para automatizar el procesamiento de datos en las 4 configuraciones de plantas térmicas solares seleccionadas con anterioridad (**Figura 41**).

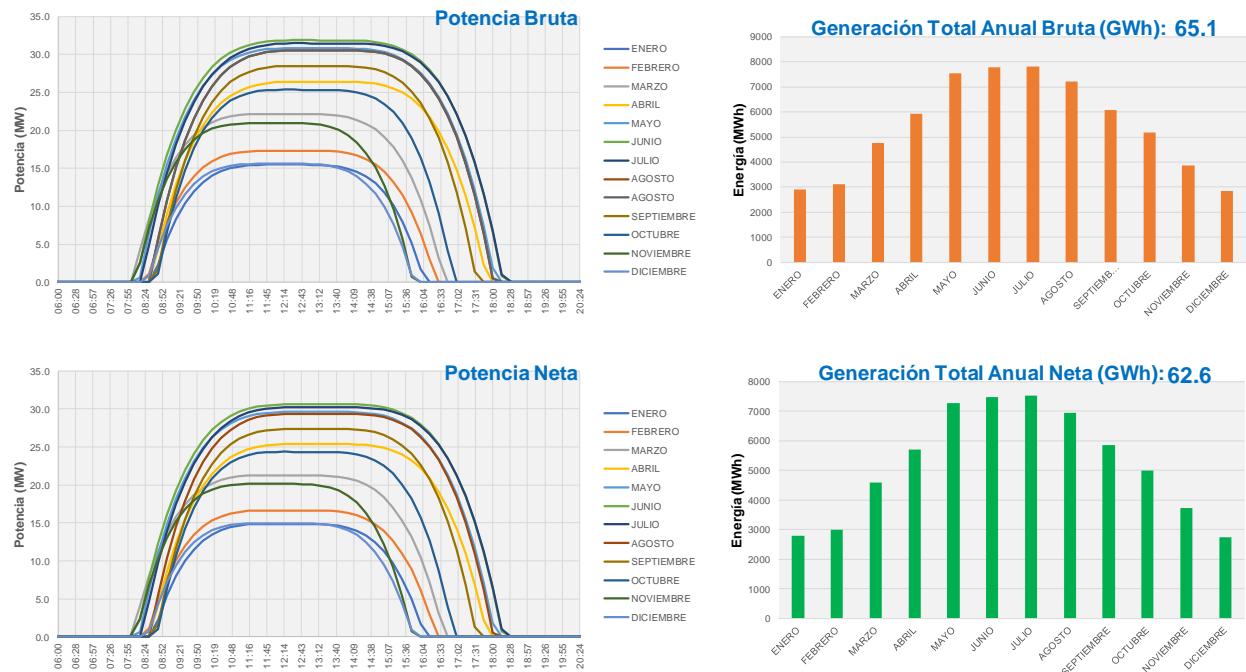


**Figura 41.** Interfaz de usuario de macro para evaluación técnico-económica de las plantas propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con herramienta de programación en VBA.

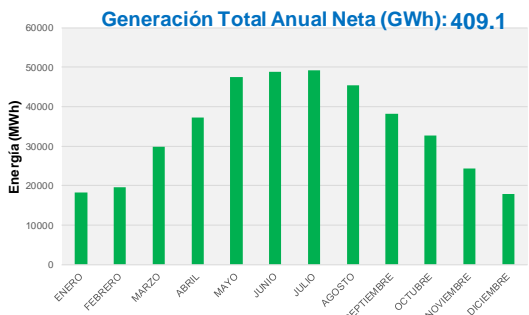
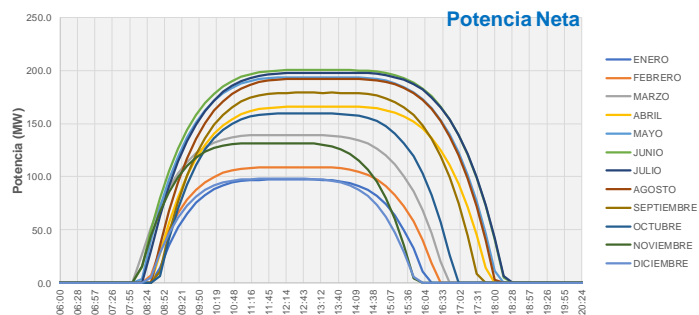
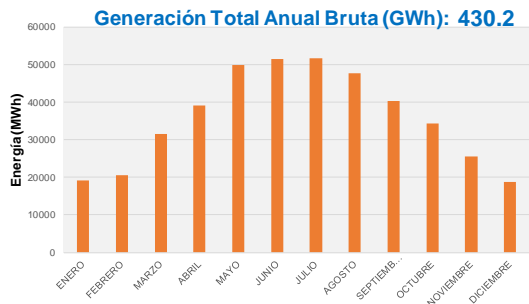
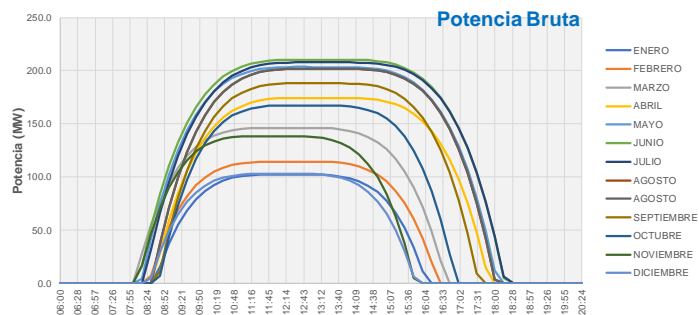
La variación de potencia y el cálculo de la energía eléctrica generada fueron calculadas para cada una de las configuraciones seleccionadas (**Figura 42, Figura 43, Figura 44 y Figura 45**).



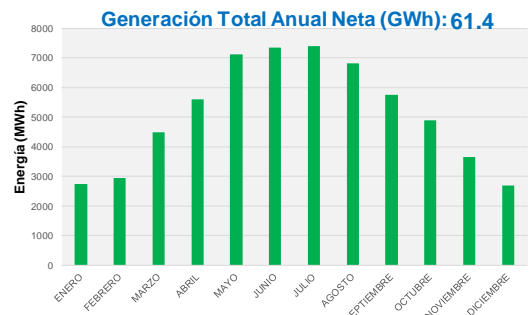
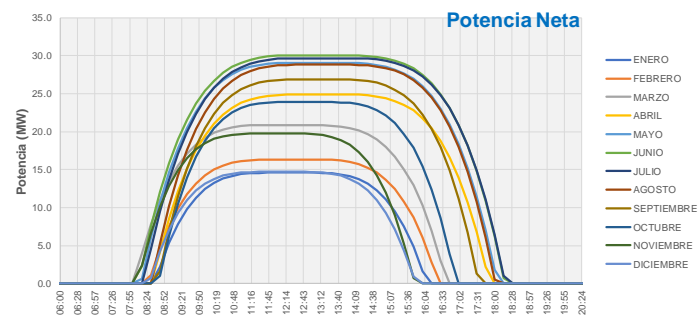
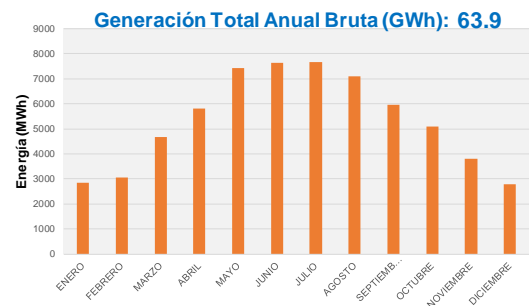
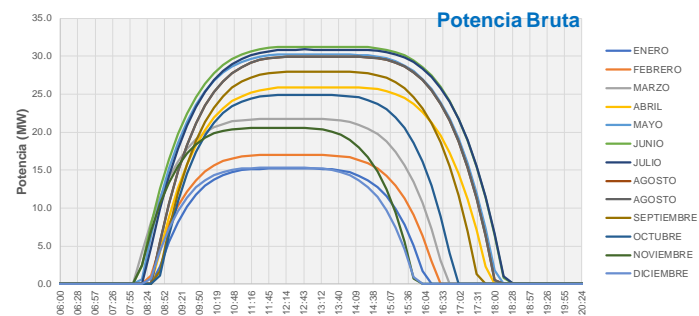
**Figura 42.** Potencia y energía calculadas para la configuración 1.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta de desarrollada en VBA.



**Figura 43.** Potencia y energía calculadas para la configuración 4.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.



**Figura 44.** Potencia y energía calculadas para la configuración 6.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

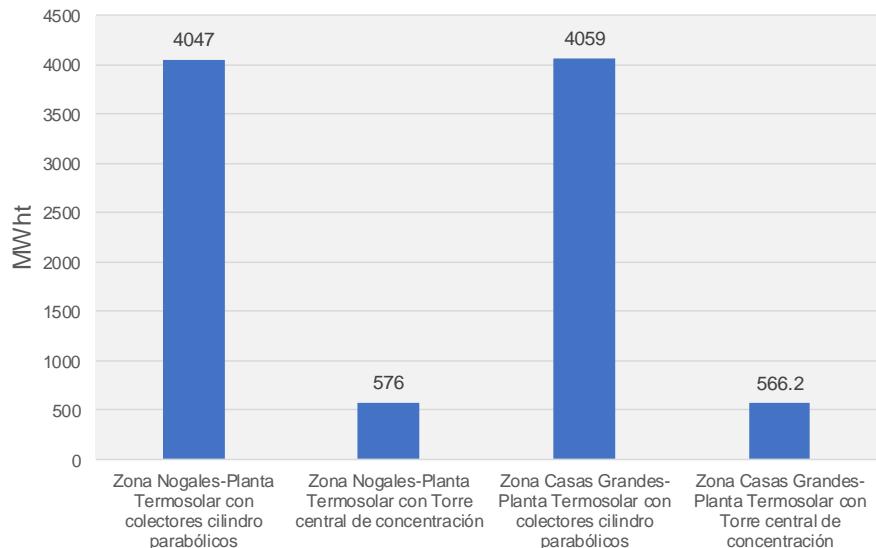


**Figura 45.** Potencia y energía calculadas para la configuración 9.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

En los diseños de plantas térmicas solares se estableció como una de las premisas principales contar con equipos para el almacenamiento térmico que posibiliten hacer operar a la planta de manera autónoma durante 6 horas a potencia nominal. De acuerdo a los resultados obtenidos por los modelos de simulación, la energía térmica almacenada necesaria para cumplir con la premisa anterior depende principalmente de la eficiencia y de la potencia nominal, los valores



correspondientes a la cantidad de energía que se necesita almacenar son los mostrados en la **Figura 46**.

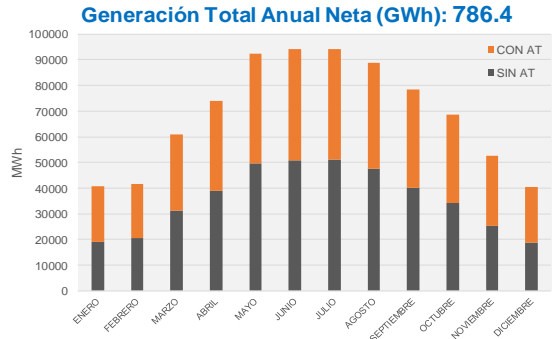
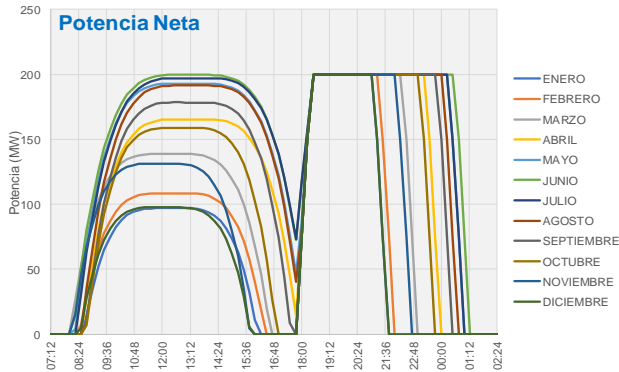
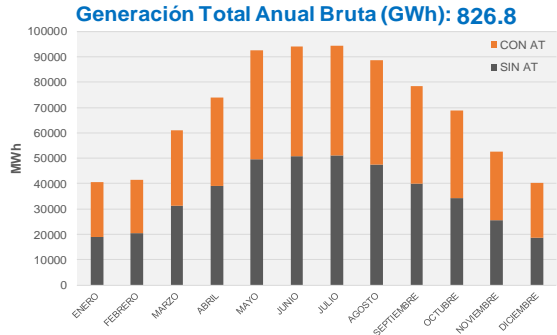
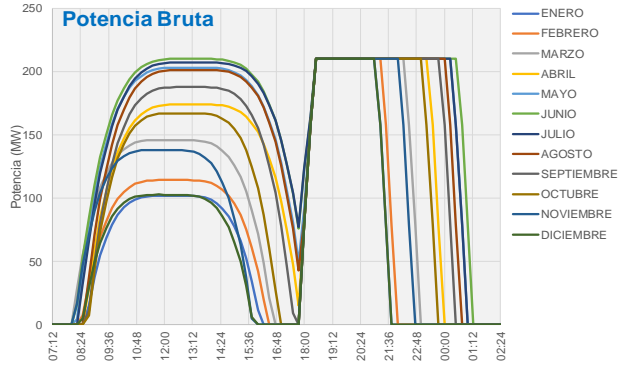


**Figura 46.** Energía térmica almacenada para las plantas seleccionadas.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex versión 28.

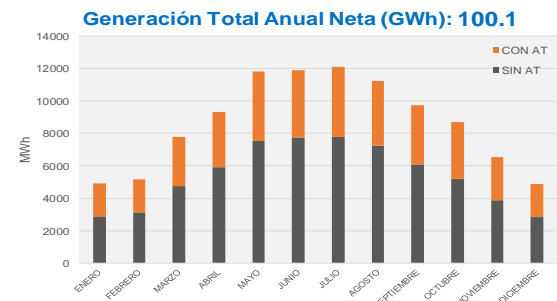
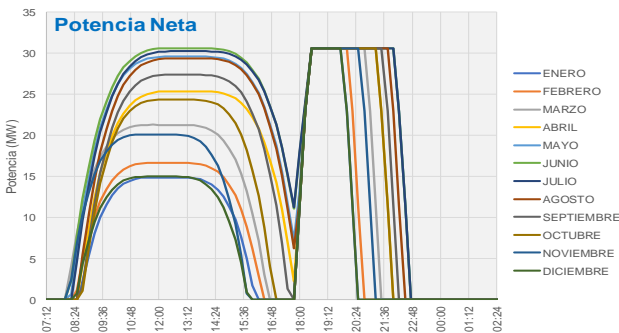
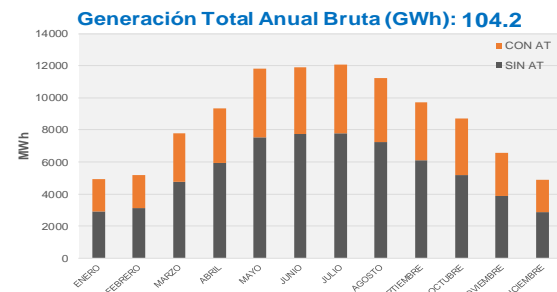
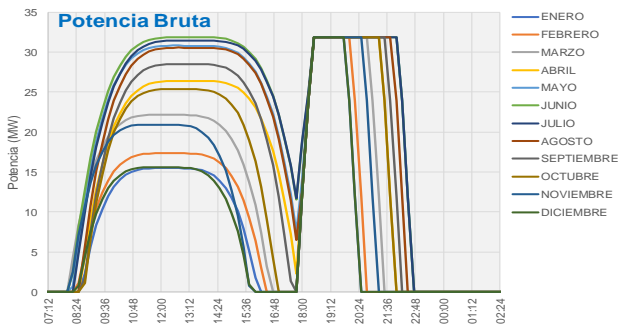
El diseño de las plantas térmicas solares también está basado en otra premisa importante: *entregar a la red de transmisión la energía eléctrica procedente de la energía térmica almacenada durante el horario punta de las zonas elegidas, por así convenir al ingreso económico de las plantas*. De acuerdo a información de la CFE, para las regiones Norte y Noroeste del SEN, el horario punta depende de la temporada del año.

La temporada 1 abarca de mediados de abril a mediados de octubre y su horario punta se considera de 20:00 a 22:00 horas; por su parte, el horario punta de la temporada 2 comienza a mediados de octubre y concluye a mediados de abril, dicho horario abarca de 18:00 a 22:00 horas [42].

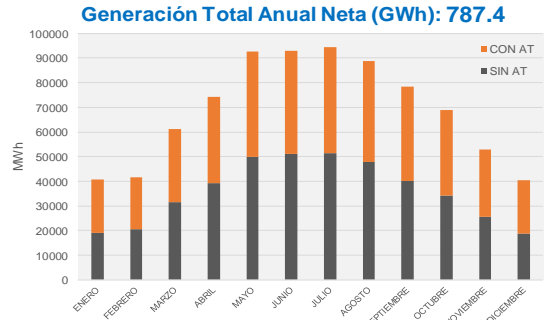
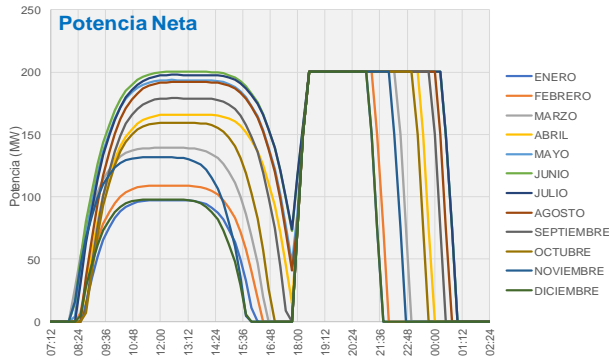
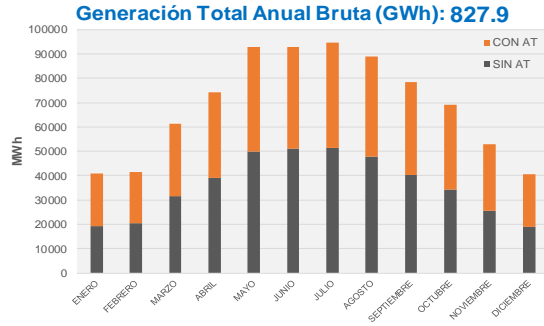
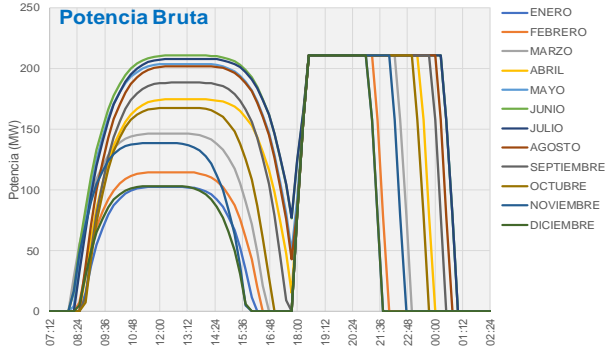
Con base en lo anterior, se realizó el cálculo de potencia de cada planta seleccionada para que la energía térmica almacenada se entregue en forma de energía eléctrica durante las horas punta de cada temporada. Para este cálculo se determinó la tasa de entrega de potencia a la red eléctrica en función de las especificaciones del Código de Red, las cuales establecen que (durante trabajos de operación normal) la rampa de entrega a la red no debe exceder el 2.5% de la potencia nominal de la planta por cada minuto de incorporación de potencia [43]. Se utilizó la herramienta desarrollada en VBA y los resultados para cada configuración seleccionada son los mostrados en la **Figura 47**, **Figura 48**, **Figura 49** y **Figura 50**.



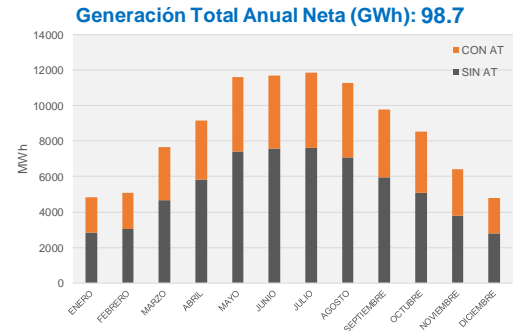
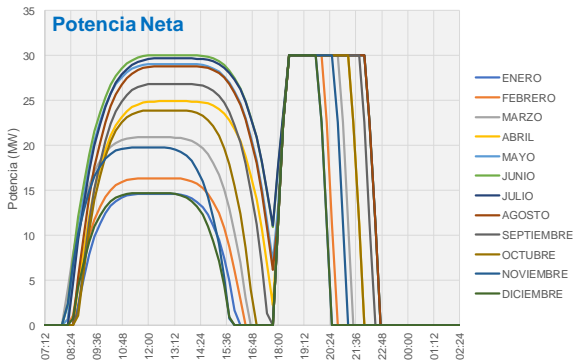
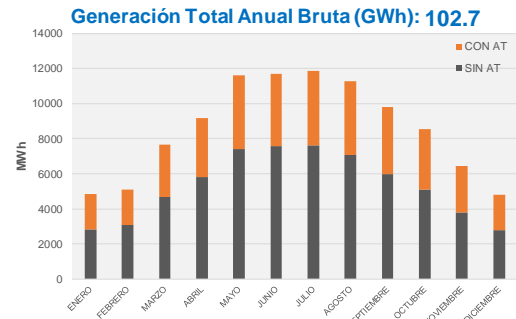
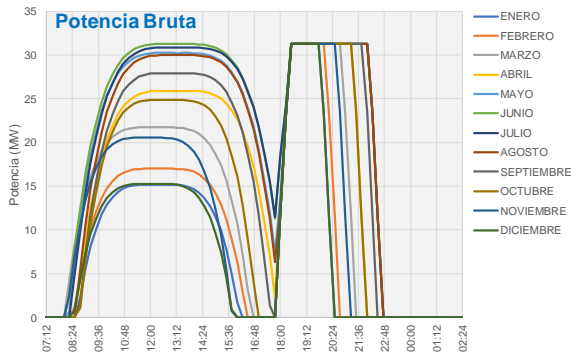
**Figura 47.** Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 1.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.



**Figura 48.** Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 4.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.



**Figura 49.** Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 6.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.



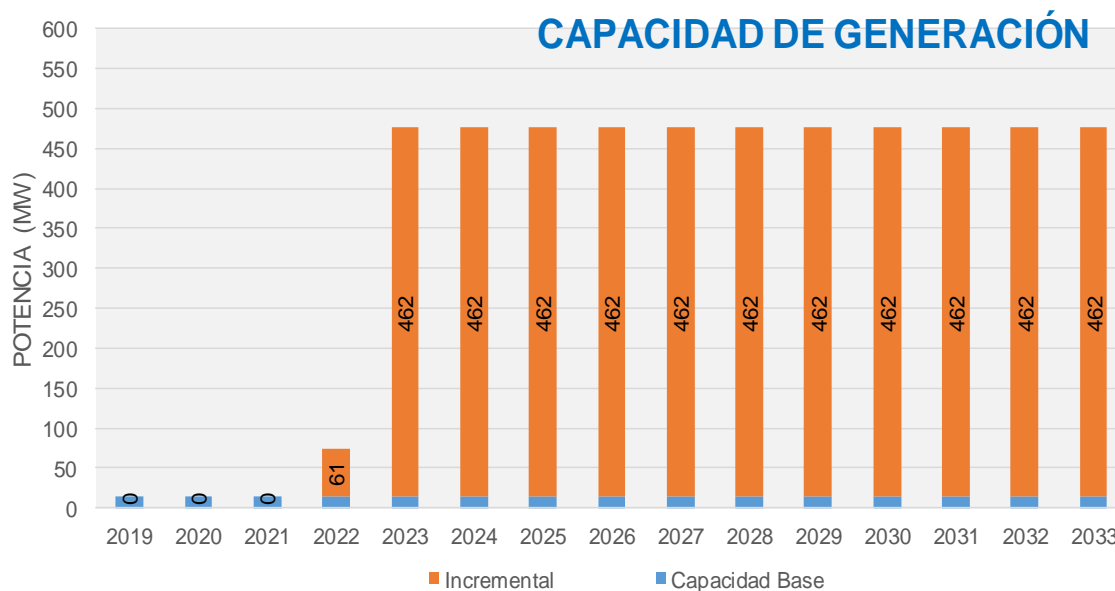
**Figura 50.** Potencia y energía con AT calculadas para la configuración 9.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

El sistema de almacenamiento refleja su utilidad en el incremento del factor de planta, el cual es debido al considerable aumento de las horas de operación de cada una de las configuraciones seleccionadas (**Tabla 7**).

	Zona Nogales				Zona Casas Grandes			
	PT-CSP Configuración 1		CT-CSP Configuración 4		PT-CSP Configuración 6		CT-CSP Configuración 9	
	SIN AT	CON AT	SIN AT	CON AT	SIN AT	CON AT	SIN AT	CON AT
Horas totales de operación al año	3,210	5,220	3,210	4,550	3,210	5,213	3,210	4,566
Energía Anual Generada (MWh)	428,831	826,833	65,090	104,157	430,183	827,861	63,860	102,665
Factor de planta	0.233	0.450	0.233	0.373	0.233	0.449	0.233	0.375

**Tabla 7.** Impacto en el factor de planta derivado del almacenamiento térmico en las configuraciones propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con apoyo de resultados de herramienta desarrollada en VBA.

El efecto que la instalación de las plantas propuestas tendrá en la red eléctrica corresponde a un incremento en la capacidad de generación contemplada en el PRODESEN 2018-2032 (14 MWe sólo en el primer año del horizonte [30]). De acuerdo a los casos de estudio analizados, la construcción de una planta PT-CSP dura aproximadamente 44 meses y una planta CT-CSP 30 meses; por lo tanto, el incremento en capacidad sería el mostrado en la **Figura 51**.



**Figura 51.** Capacidad de generación incremental por incorporación de plantas térmicas solares propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con apoyo de resultados de herramienta desarrollada en VBA.

## Conclusión

Con base en los resultados obtenidos en este capítulo, se concluye que, el uso de software especializado en el diseño de plantas de potencia fue la herramienta crucial para determinar los balances másicos y energéticos y los parámetros de desempeño de las plantas térmicas solares propuestas. Asimismo, se llega a la conclusión de que (derivado del cálculo de energía generada para cada configuración seleccionada) el almacenamiento energético permite mejorar significativamente el factor de planta. Finalmente, el decremento en factor de planta permitirá efectuar proyecciones futuras de generación eléctrica, ya que dichas proyecciones representan la base para la evaluación económica.

## CAPÍTULO 4. Evaluación económica

### Introducción

En el capítulo anterior se elaboró una serie de propuestas de configuraciones de plantas térmicas solares para regiones específicas del norte de México; consecuentemente, en este capítulo corresponde realizar la evaluación económica de las plantas seleccionadas, la cual está basada en el estudio de factores operativos y económicos de plantas similares CSP que han sido comercialmente exitosas.

#### 4.1.- Inversiones y costos de la instalación solar y sus sistemas de almacenamiento

Las dos tecnologías de plantas térmicas solares abordadas en esta tesis corresponden a las denominadas plantas de concentración solar (CSP) que se caracterizan por costos de inversión alto, pero tienen costos de combustible virtualmente inexistentes.

De acuerdo a la International Renewable Energy Agency, las plantas con tecnología de canal parabólico sin almacenamiento de energía térmica tienen costos de capital tan bajos como 4600 USD por kW, pero bajos factores de planta que oscilan entre 0.2 y 0.25; añadiendo 6 horas de almacenamiento de energía térmica incrementan los costos de capital entre 7100 USD/kW y 9800 USD/kW, pero permite duplicar el factor de planta. Asimismo, los costos de capital de las plantas térmicas solares con tecnología de torre central de concentración oscilan entre 6300 USD/kW y 10500 USD/kW, cuando se aplica almacenamiento térmico de entre 6 y 15 horas, estas plantas pueden alcanzar factores de planta de entre 0.4 y 0.8 [44].

La International Renewable Energy Agency ha generado una tabla de costos de las plantas de generación térmica solar donde se muestra que el costo nivelado de electricidad de dichas plantas es relativamente alto (**Tabla 8**), sin embargo, señala que en regiones con alto potencial de recursos solares dicho costo puede ser reducido hasta valores de entre 0.14 y 0.18 USD/kWh. El costo nivelado depende principalmente de los costos de capital y los recursos solares locales, en otras palabras, el costo nivelado de electricidad de una planta térmica solar podría ser de un cuarto más bajo para un sitio con una irradiación directa de 2700 kWh/m<sup>2</sup>/año que para un sitio con una irradiación directa de 2100 kWh/m<sup>2</sup>/año [44].

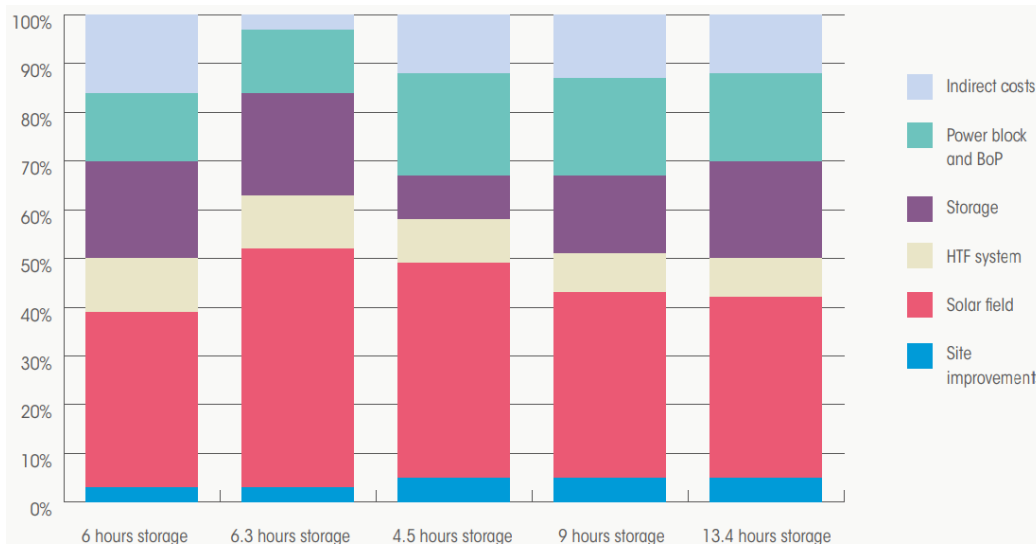
	Installed cost (2010 USD/kW)	Capacity factor (%)	O&M (2010 USD/kWh)	LCOE (2010 USD/kWh)
<b>Parabolic trough</b>				
No storage	4 600	20 to 25	0.02 to 0.035	0.14 to 0.36
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53		
<b>Solar tower</b>				
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45	0.02 to 0.035	0.17 to 0.29
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80		

**Tabla 8.** Costos de inversión, operación y mantenimiento de plantas térmicas solares.  
Fuente: Información extraída de [44].

##### 4.1.1.- Costos de inversión de plantas tipo PT-CSP

Los costos desglosados de estas plantas dependen en gran medida si dicha planta tiene o no almacenamiento térmico, ya que la parte del almacenamiento varía desde un 9% para una planta con 4.5 horas de almacenamiento, hasta 20% para una planta con 13.4 horas de almacenamiento (**Figura 52**). El fluido de transferencia de calor también representa un costo importante, ya que

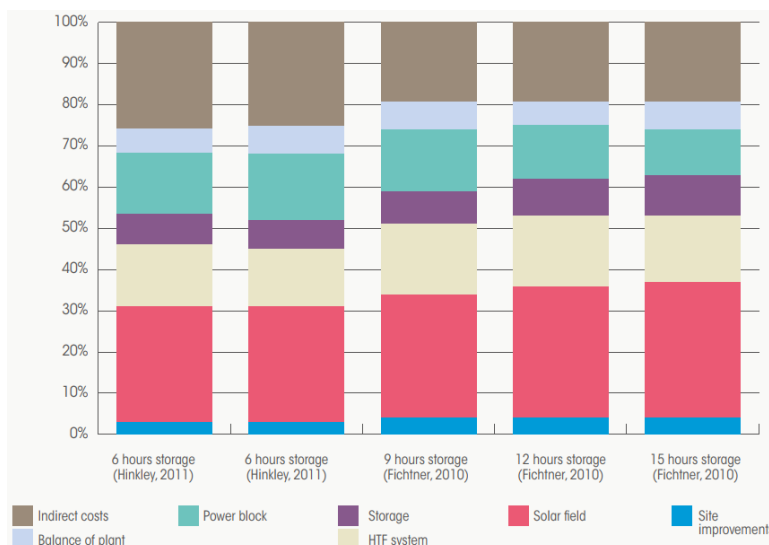
representa entre el 8% y el 11% del costo de inversión. El costo de los colectores solares es determinado principalmente por el costo de la estructura de soporte metálica (10.7% del costo total de inversión), el receptor 7.1%, los espejos 6.4%, el sistema de transferencia de calor 5.4% y el fluido de transferencia de calor 2.1%. Asimismo, el sistema de almacenamiento de energía térmica representa el 10% de los costos totales de inversión (incluye la sal fundida y los tanques de almacenamiento). La mano de obra representa el 17% del costo del proyecto [44].



**Figura 52.** Costos desglosados en función de la capacidad del almacenamiento térmico.  
Fuente: Extraído de [44].

#### 4.1.2.- Costos de inversión de plantas tipo CT-CSP

Los costos de inversión relacionados con los proyectos de plantas térmicas solares con tecnología de torre central de concentración difiere de manera significativa en comparación con las plantas de canal parabólico, esto se debe a que el costo de la energía almacenada en forma de calor se reduce significativamente gracias a la alta temperatura de operación y la temperatura diferencial posible entre los tanques de almacenamiento de sales fundidas [44]. El rubro que más impacta en los costos totales de inversión corresponde al campo de heliostatos (**Figura 53**).



**Figura 53.** Costos desglosados en función de la capacidad de almacenamiento térmico.  
Fuente: Extraído de [44].

Las plantas visualizadas para ser instaladas en el norte de México cuentan con diferentes especificaciones de potencia generada y horas de almacenamiento energético (**Tabla 9**), por lo cual, para determinar los costos totales de inversión se procede a realizar un escalamiento de costos.

	Zona Nogales		Zona Casas Grandes	
	PT-CSP	CT-CSP	PT-CSP	CT-CSP
Configuración seleccionada	1	4	6	9
Potencia Bruta (MW)	212.531	31.860	210.544	31.265
Potencia Neta (MW)	200.826	30.618	200.249	30.046
Horas de almacenamiento	6	6	6	6

**Tabla 9.** Parámetros necesarios para realizar el escalamiento de las plantas térmicas solares seleccionadas.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex 28.

#### 4.1.3.- Escalamiento de costos de inversión

El escalamiento de costos se realiza a través de una función matemática perteneciente al método denominado ‘Costos a Capacidad’, el cual indica que el costo de una planta varía dependiendo de su capacidad de generación, la función correspondiente es:

$$\frac{C_2}{C_1} = \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^\alpha \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

$C_2$  = Costos buscado de la planta propuesta (Millones USD)

$C_1$  = Costo conocido de planta de referencia (Millones USD)

$Q_2$  = Capacidad calculada de planta propuesta (MW)

$Q_1$  = Capacidad generada en planta de referencia (MW)

$\alpha$  = Exponente de escalamiento. Para plantas con tecnología de canal parabólico es 0.7892 [45] y para plantas con torre central de concentración es 0.8523 [46]

Para determinar los costos de inversión desglosados de las plantas propuestas con tecnología de canal parabólico se hace referencia a los costos de inversión de una planta con capacidad de almacenamiento térmico de 7.5 horas y 50 MW de capacidad de generación [44]. El costo total de dicha planta fue de 364 millones de dólares, sin embargo, este monto corresponde a una evaluación económica efectuada en 2010, por lo que es necesario proyectar dicho costo total al 2020; para llevar esto a cabo se hace uso de la tasa de inflación anual media del dólar estadounidense desde 2010 a 2019 y se proyecta para 2020. El resultado final corresponde a un costo total de inversión de 433.1 millones de dólares (**Tabla 10**).

	Inflación media norteamericana	Costo de inversión (Million USD)
Proyección para 2020	1.75%	433.1
IPC Estados Unidos 2019	1.54%	425.6
IPC Estados Unidos 2018	2.44%	419.2
IPC Estados Unidos 2017	2.13%	409.2
IPC Estados Unidos 2016	1.26%	400.7
IPC Estados Unidos 2015	0.12%	395.7
IPC Estados Unidos 2014	1.62%	395.2
IPC Estados Unidos 2013	1.47%	388.9
IPC Estados Unidos 2012	2.07%	383.3
IPC Estados Unidos 2011	3.16%	375.5
IPC Estados Unidos 2010	1.64%	364.0

**Tabla 10.** Actualización de costos de inversión con histórico y proyección de inflación del dólar.  
Fuente: Elaboración propia con información de [47]



Efectuando el escalamiento, es posible determinar los costos desglosados de inversión para las plantas térmicas solares con tecnología de canal parabólico propuestas (**Tabla 11**).

Coefficiente escalamiento: **0.7892**

	Andasol (MW): 50			Plantas tipo PT-CSP			
	Inversión original de 2010		Inversión Actualizada a 2020	Nogales (MW): 212.531		Casas Grandes (MW): 210.544	
	Monto (USD million)	Participación (%)	Monto (USD million)	Monto (USD million)	Participación (%)	Monto (USD million)	Participación (%)
<b>Labour cost: Site and solar field</b>	<b>62.4</b>	<b>17.1</b>	<b>74.2</b>	<b>232.6</b>	<b>17.1</b>	<b>230.9</b>	<b>17.1</b>
Solar field	11.3	3.10	13.4	42.1	3.1	41.8	3.1
Site preparation and Infrastructure	21.2	5.82	25.2	79.0	5.8	78.4	5.8
Steel construction	9.1	2.50	10.8	33.9	2.5	33.7	2.5
Piping	6.4	1.76	7.6	23.9	1.8	23.7	1.8
Electric installations and others	14.4	3.96	17.1	53.7	4.0	53.3	4.0
<b>Equipment: Solar field and HTF and system</b>	<b>140.3</b>	<b>38.5</b>	<b>166.9</b>	<b>523.0</b>	<b>38.5</b>	<b>519.1</b>	<b>38.5</b>
Mirrors	23.1	6.35	27.5	86.1	6.3	85.5	6.3
Receivers	25.9	7.12	30.8	96.5	7.1	95.8	7.1
Steel construction	39.0	10.71	46.4	145.4	10.7	144.3	10.7
Pylons	3.9	1.07	4.6	14.5	1.1	14.4	1.1
Foundations	7.8	2.14	9.3	29.1	2.1	28.9	2.1
Trackers (hydraulics and electrical motors)	1.6	0.44	1.9	6.0	0.4	5.9	0.4
Swivel joints	2.6	0.71	3.1	9.7	0.7	9.6	0.7
HTF System (piping, insulation, heat exchanges, pumps)	19.5	5.36	23.2	72.7	5.4	72.2	5.4
Heat transfer fluid	7.8	2.14	9.3	29.1	2.1	28.9	2.1
Electronics, controls, electrical and solar equipment	9.1	2.50	10.8	33.9	2.5	33.7	2.5
<b>Thermal storage system</b>	<b>38.4</b>	<b>10.5</b>	<b>45.7</b>	<b>143.1</b>	<b>10.5</b>	<b>142.1</b>	<b>10.5</b>
Salt	18.6	5.11	22.1	69.3	5.1	68.8	5.1
Storage tanks	6.6	1.81	7.9	24.6	1.8	24.4	1.8
Insulation materials	0.7	0.19	0.8	2.6	0.2	2.6	0.2
Foundations	2.3	0.63	2.7	8.6	0.6	8.5	0.6
Heat exchanges	5.1	1.40	6.1	19.0	1.4	18.9	1.4
Pumps	1.6	0.44	1.9	6.0	0.4	5.9	0.4
Balance of system	3.5	0.96	4.2	13.0	1.0	13.0	1.0
<b>Conventional plant components and plant system</b>	<b>52.0</b>	<b>14.3</b>	<b>61.9</b>	<b>193.8</b>	<b>14.3</b>	<b>192.4</b>	<b>14.3</b>
Power block	20.8	5.71	24.7	77.5	5.7	77.0	5.7
Balance of plant	20.7	5.69	24.6	77.2	5.7	76.6	5.7
Grid connection	10.5	2.88	12.5	39.1	2.9	38.9	2.9
<b>Others</b>	<b>70.9</b>	<b>19.5</b>	<b>84.4</b>	<b>264.3</b>	<b>19.5</b>	<b>262.3</b>	<b>19.5</b>
Project development	10.5	2.88	12.5	39.1	2.9	38.9	2.9
Project management (EPC)	28.1	7.72	33.4	104.7	7.7	104.0	7.7
Financing	21.8	5.99	25.9	81.3	6.0	80.7	6.0
Other costs (allowances)	10.5	2.88	12.5	39.1	2.9	38.9	2.9
<b>Total cost</b>	<b>364.0</b>	<b>100.0</b>	<b>433.1</b>	<b>1356.9</b>	<b>100.0</b>	<b>1346.8</b>	<b>100.0</b>

**Tabla 11.** Cálculos de costos de inversión para las plantas tipo PT-CSP propuestas.

Fuente: Elaboración propia con información de [44]

Para determinar los costos de inversión desglosados de las plantas propuestas con tecnología de torre central de concentración se hace referencia a los costos de inversión de una planta con capacidad de almacenamiento térmico de 6 horas y 100 MW de capacidad [44]. El costo total de dicha planta fue de 630 millones de dólares, sin embargo, este monto corresponde a una

evaluación económica efectuada en 2010, por lo que, al igual que en el escalamiento anterior, es necesario proyectar al año 2020. El resultado final corresponde a un costo total de inversión de 749.5 millones de dólares. Efectuando el escalamiento, es posible determinar los costos desglosados de inversión para las plantas térmicas solares con tecnología de torre central propuesta (Tabla 12).

Coefficiente escalamiento: **0.8523**

Turchi, 2010a  
Capacidad de generación (MWe): 100  
6 horas de almacenamiento

	Costo en 2010 (USD million)	Participación (%)	Costo actualizados a 2020 (USD million)	Plantas tipo CT-CSP			
				Nogales (MW): 31.86		Casas Grandes (MW): 31.265	
				Monto (USD million)	Participación (%)	Monto (USD million)	Participación (%)
Site improvements	18.9	3	22	8.5	3.0	8.3	3.0
Solar Field	177.7	28.2	211	79.7	28.2	78.5	28.2
HTF System	94.5	15	112	42.4	15.0	41.7	15.0
Storage	45.4	7.2	54	20.4	7.2	20.0	7.2
Power block	94.5	15	112	42.4	15.0	41.7	15.0
Balance of plant	37.8	6	45	17.0	6.0	16.7	6.0
Indirect costs	161.3	25.6	192	72.4	25.6	71.2	25.6
	<b>630.0</b>	<b>100</b>	<b>749.5</b>	<b>282.8</b>	<b>100</b>	<b>278.3</b>	<b>100</b>

**Tabla 12.** Cálculo de costos de inversión con escalamiento de plantas tipo CT-CSP propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con información de [44].

#### 4.1.4.- Costos de operación y mantenimiento de plantas CSP

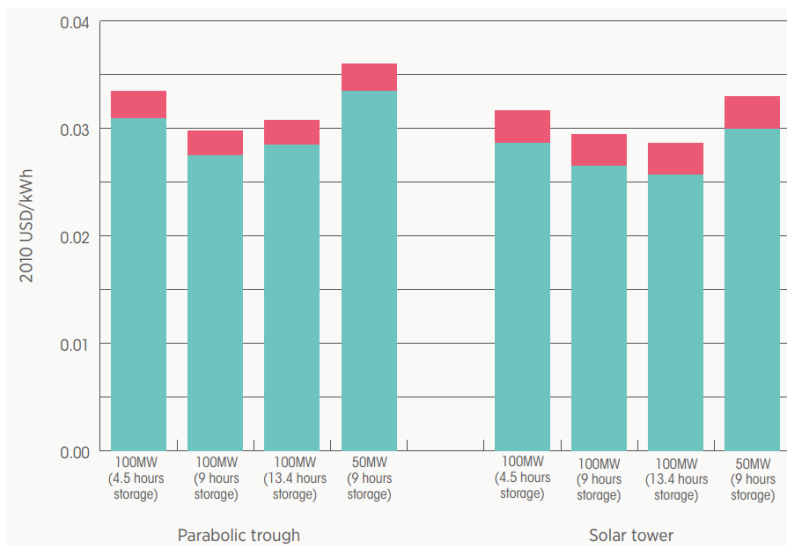
Los costos de operación de las plantas térmicas solares son virtualmente inexistentes en comparación con las centrales de generación que utilizan combustibles fósiles [44]. Los costos de operación y mantenimiento de las plantas térmicas solares no son de dominio público, sin embargo, existe una estimación de costos de operación y mantenimiento de las plantas SEGS de California; los costos para estas plantas son aproximadamente de 0.04 USD/kWh [44]. Los costos significativos de operación y mantenimiento en las plantas térmicas solares corresponden al lavado de los espejos (incluyendo el costo de agua), la sustitución de receptores y espejos debido a roturas del vidrio y el seguro de la planta (el cual oscila entre un 0.5% y 1% el costo total de inversión) [44].

Con base en un análisis de plantas térmicas solares efectuado en 1999 por la International Renewable Energy Agency, se estima que una planta térmica solar con tecnología de canal parabólico tiene un costo de operación y mantenimiento de 0.015 USD/kWh, compuesto por un costo anual fijo de generación de 70 USD/kW/año y alrededor de 0.003 USD/kWh en costos variables. Sin embargo, esto no incluye el costo del seguro, por lo que se debe tomar en cuenta que el seguro por si solo agrega de 0.5% a 1% en los costos de generación, es decir, agrega de 0.02 USD/kWh a 0.03 USD/kWh a los costos de generación [44].

Por su parte, los costos fijos de operación y mantenimiento de plantas térmicas solares con tecnología de torre central de concentración se estiman en 65 USD/kW/año. En un proyecto de torre central en Sudáfrica se estima que los costos de operación y mantenimiento (incluyendo el seguro) oscilen entre 0.029 y 0.036 USD/kWh [44]. Es importante señalar que, las plantas térmicas solares experimentan importantes economías de escala en costos de operación y mantenimiento relacionados con el nivel de almacenamiento térmico, ya que al pasar de 4.5 a 9 horas de almacenamiento no produce reducciones significativas. Para una planta térmica solar de canal parabólico de 100 MW con nueve horas de almacenamiento térmico, los costos fijos de operación y mantenimiento representan el 92% del costo total de operación y mantenimiento (14.6 millones de USD al año), donde se destinan para el mantenimiento del campo solar y el sistema de almacenamiento 4.7 millones de USD, para el seguro se destinan 3.8 millones de USD, para

el personal de servicio 3.5 millones de USD y para el bloque de potencia 2.5 millones. Los costos variables, 1.2 millones USD por año, corresponden a consumibles diversos [44]. En los países desarrollados, los costos de personal serán más altos, por ejemplo, los costos del personal para una planta de 100 MW en EUA representan el 45% de los costos totales de operación y mantenimiento, mientras que para una planta similar propuesta en Sudáfrica estos costos representan el 23% [44].

Con base en esta información, para las plantas propuestas se realiza una interpolación y un escalamiento de costos basados en los costos de operación y mantenimiento (fijos y variables) de dos plantas tipo PT-CSP (La primera de 100 MW y 4.5 horas de AT y la segunda de 100 MW y 9 horas de AT) y dos plantas tipo CT-CSP (una de 100 MW y 4.5 horas de AT y otra de 100 MW y 9 horas de AT), la estadística correspondiente a dichas plantas está contenida en la **Figura 54**.



**Figura 54.** Estadística de costos de operación y mantenimiento para plantas térmicas solares.  
Fuente: Extraído de [44].

Efectuando los cálculos correspondientes obtenemos que los costos de operación y mantenimiento para las plantas propuestas corresponden a los mostrados en la **Tabla 13**.

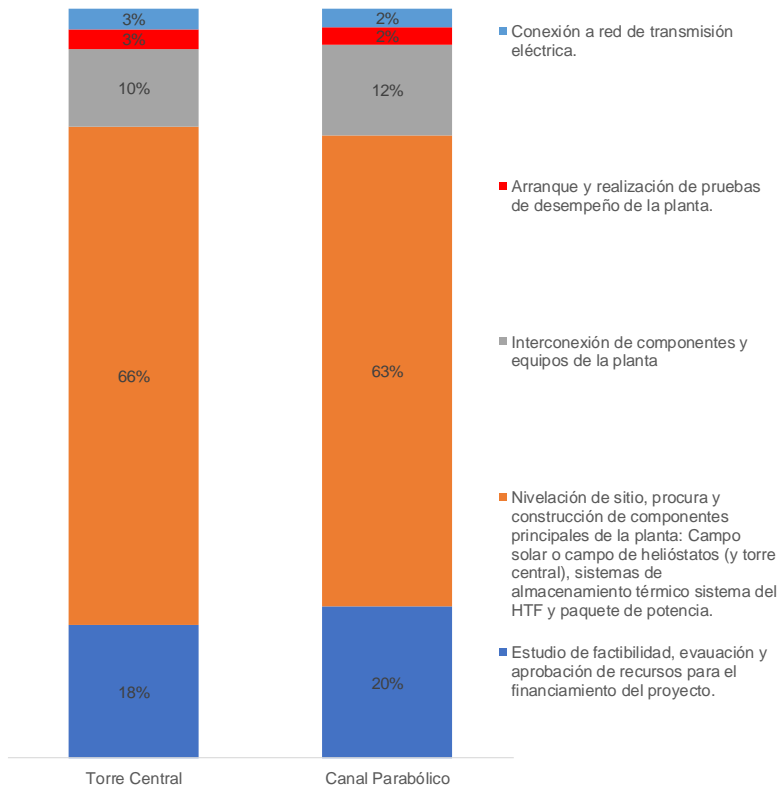
		Coeficientes de escalamiento ( $\alpha$ )		
		-0.388	-0.0796	
PT-CSP		Potencia (MW)	Costos Fijos (USD/MW)	Costos Variables (USD/MWh)
Planta de referencia		100	160,423	2.895
Planta Nogales (Configuración 1)		212.531	119,737	2.726
Planta Casas Grandes (Configuración 6)		210.544	120,174	2.728
		Coeficientes de escalamiento ( $\alpha$ )		
		-0.3006	-0.0325	
CT-CSP		Potencia (MW)	Costos Fijos (USD/MW)	Costos Variables (USD/MWh)
Planta de referencia		100	150,696	3.530
Planta Nogales (Configuración 4)		31.860	212,533	3.663
Planta Casas Grandes (Configuración 9)		31.265	213,741	3.666

**Tabla 13.** Escalamiento de costos de operación y mantenimiento para las plantas propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con información de [44].

## 4.2.- Programa de ejecución

El programa de ejecución corresponde a la distribución de las actividades desarrolladas durante la construcción de las plantas térmicas solares, este programa comienza con el diseño conceptual del proyecto y culmina con la conexión de la planta a la red eléctrica de transmisión. De acuerdo con información de una serie de plantas térmicas solares estudiadas para esta sección, es posible agrupar las actividades correspondientes a la construcción de dichas plantas en 5 etapas, asimismo, estadísticamente es posible estimar el porcentaje de tiempo (del total de la construcción) que le corresponde a cada una (**Figura 55**). Las plantas térmicas solares analizadas corresponden a las siguientes:

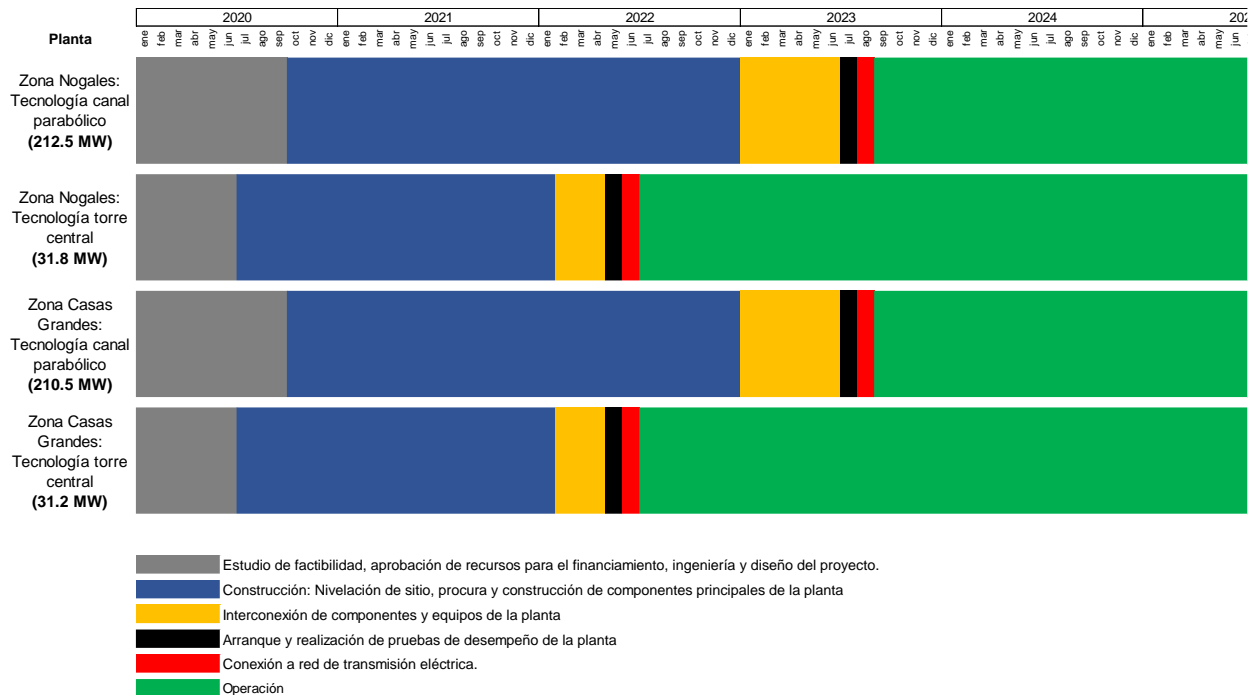
- Plantas CT-CSP [48] [49] [50] [51].
  - Shouhang Dunhuang (100 MW y 11 horas AT)
  - Milestones (50 MW y 7 horas de AT)
- Plantas PT-CSP [52] [53].
  - Royal Tech Urat (100 MW y 10 horas de AT)
  - Delingha (50 MW y 9 horas de AT)



**Figura 55.** Porcentajes de participación de cada etapa en la construcción de las plantas térmicas solares.

Fuente: Elaboración propia con información de [48] [49] [50] [51] [52] [53].

Con base en el análisis estadístico anterior y la información de los casos de estudio abordados en el capítulo 1, es posible formular el programa de ejecución de las plantas térmicas solares propuestas para las zonas Nogales y Casas Grandes. Dichos programas son representados en la **Figura 56** y muestran el desglose de las etapas que comprenden toda la construcción de la planta iniciando en enero de 2020.



**Figura 56.** Cronograma de ejecución de construcción de las plantas propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con información de [48] [49] [50] [51] [52] [53].

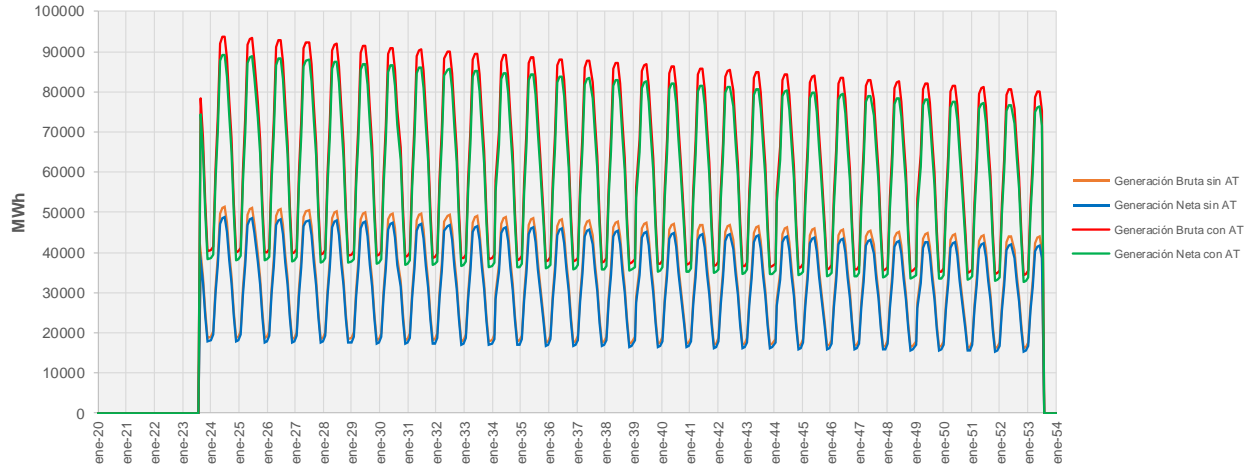
### 4.3.- Producción y valoración económica de los servicios de almacenamiento

El tiempo de vida de operación de las plantas propuestas en este capítulo corresponde a 30 años; por lo tanto, es necesario determinar la producción energética durante dicho tiempo de operación para calcular los ingresos y costos de operación y mantenimiento.

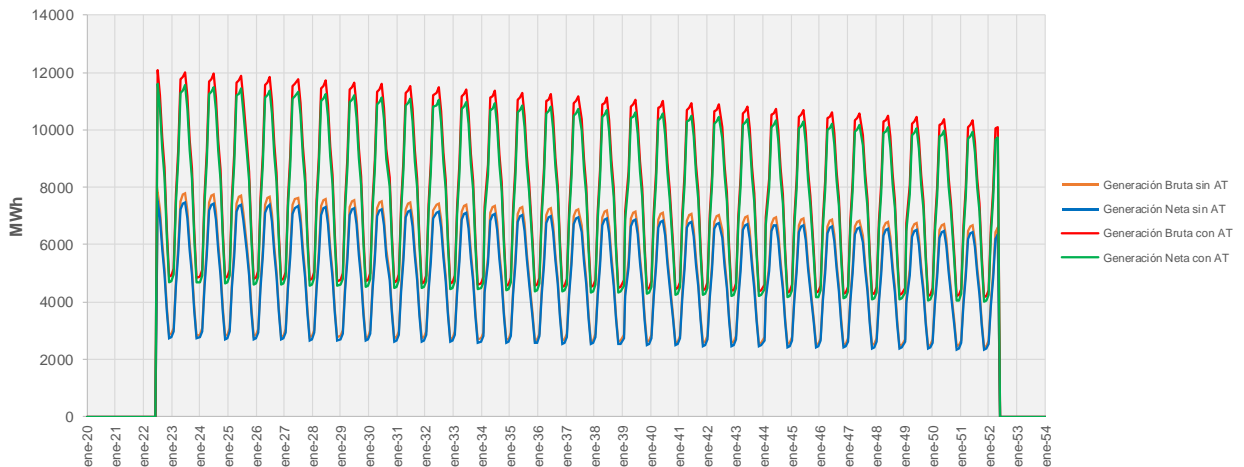
Por su naturaleza, las plantas de potencia presentan una degradación (por desgaste de componentes) en los procesos que ocurren al interior de ellas. Esto trae como resultado un decremento en el factor de planta que impacta negativamente en la producción de la planta.

Para determinar el decremento anual del factor de planta se requiere que las plantas propuestas estén operando y se lleve registro de los factores de planta de cada año en operación; con esto se pueden estimar los factores de planta futuros. Sin embargo, como las plantas propuestas corresponden a proyectos nuevos, para estimar el factor de planta futuro se recurre a datos estadísticos de plantas térmicas. En consecuencia, el decremento anual del factor de planta empleado para las centrales propuestas corresponde a 0.05% [54].

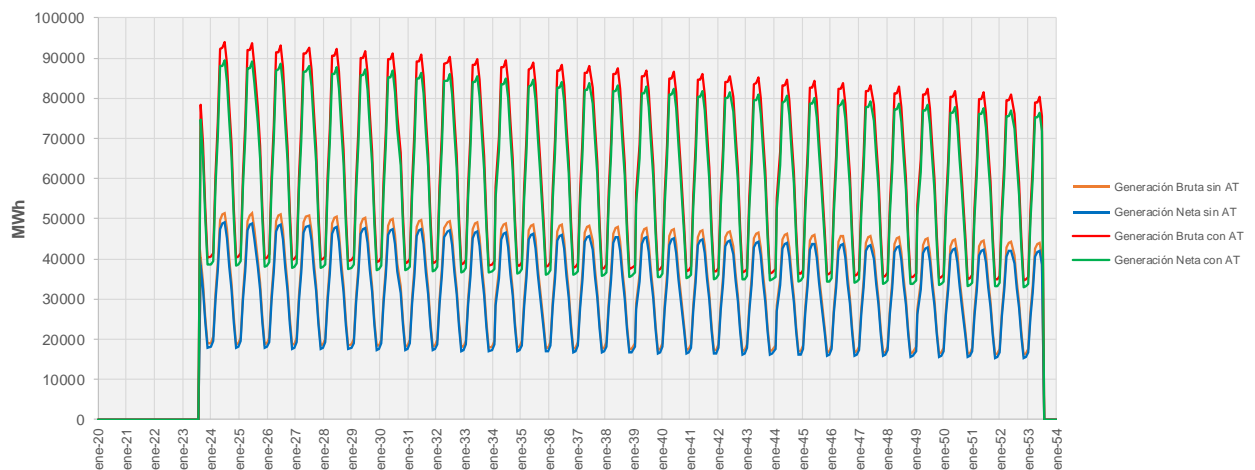
Empleando este factor de planta es posible calcular la producción energética en el tiempo de vida del proyecto. El comportamiento de la producción energética futura muestra (para todas las configuraciones) fluctuaciones muy severas, la razón de esto radica en la disponibilidad del recurso solar a lo largo del año. El comportamiento de producción para cada una de las configuraciones propuestas es el mostrado en la **Figura 57**, **Figura 58**, **Figura 59** y **Figura 60**.



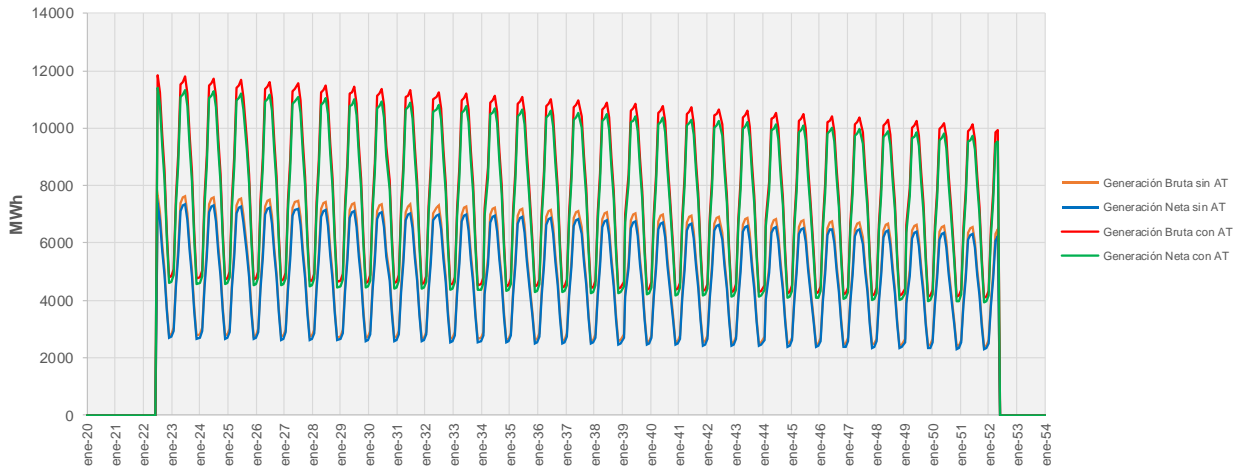
**Figura 57.** Producción energética futura de la configuración 1.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 58.** Producción energética futura de la configuración 4.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 59.** Producción energética futura de la configuración 6.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 60.** Producción energética futura de la configuración 9.

Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic

Al realizar los cálculos, es evidente que, en el tiempo de vida del proyecto la energía generada por las plantas térmicas solares con almacenamiento térmico casi duplica a las plantas que no cuenta con dicho almacenamiento.

#### 4.4.- Ingresos del proyecto

Derivado de la aplicación de la Reforma Energético en 2013, el sector eléctrico mexicano presentó importantes modificaciones en su estructura y en las responsabilidades de sus principales actores: la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Dentro de estas modificaciones destaca la creación de un nuevo Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el cual se posibilita la participación de nuevos entes generadores de electricidad, empresas de transmisión y distribución, centros de carga, etc.

En el ámbito de los entes generadores, existen diversos mecanismos de participación en el MEM para la obtención de ingresos, los cuales corresponden a:

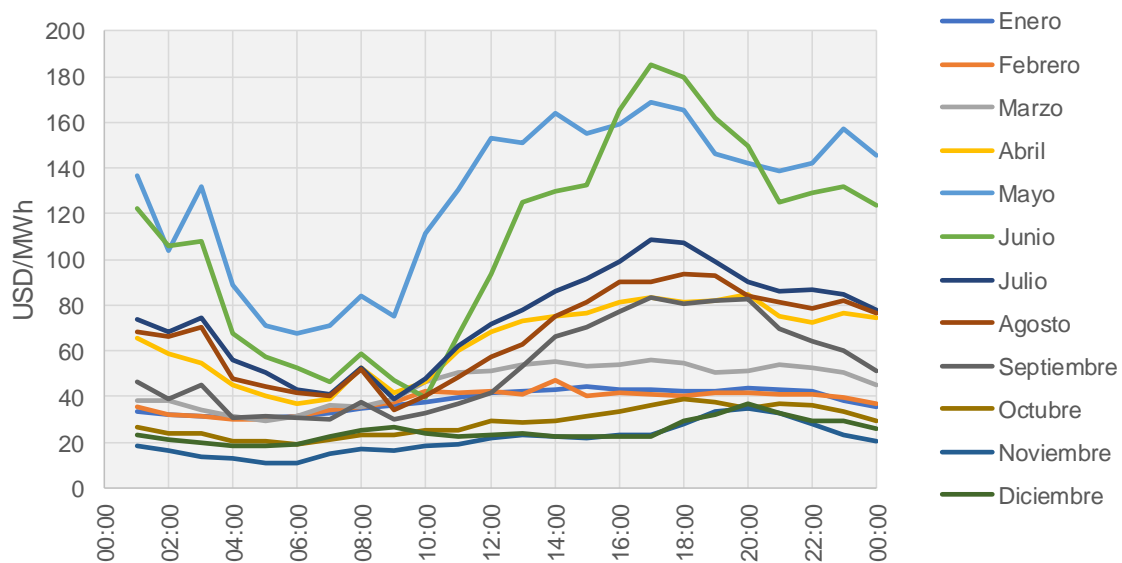
1. **Mercado de Energía a Corto Plazo (MECP):** En este esquema, los entes generadores envían sus ofertas de venta de energía al CENACE, el cual las compara con las ofertas de compra que reciba de otros participantes del MEM para realizar un despacho óptimo basado en los costos variables de generación de las unidades de central eléctrica que representan esos generadores. El MECP implica la utilización de Precios Marginales Locales (PML) y el precio de los servicios conexos en cada uno de los nodos eléctricos que se utilizan para modelar el SEN. Los PML representan el costo marginal del servicio de suministrar energía eléctrica, ya que está integrado por los costos marginales de energía, congestión y pérdidas. A través de los PML y los precios de los servicios conexos se liquidan las ofertas aceptadas de los generadores del MEM [55].
2. **Subastas a Largo Plazo (SLP):** A través de este esquema, los entes generadores tienen la oportunidad de participar en subastas a largo plazo organizadas por el CENACE y la CRE, dichas subastas están diseñadas para que los suministradores puedan adquirir tres productos: potencia, energía y CELs. Los entes generadores que efectúen las mejores ofertas en términos técnicos y económicos, tienen la oportunidad de celebrar contratos a largo plazo (10 o 15 años) con los suministradores que participen en el MEM. Las subastas a largo plazo se realizan anualmente y la entrega de los productos ofertados se realiza en los siguientes tres años contados a partir de la firma de los contratos [55].



3. **Mercado de Balance de potencia (MBP):** El objetivo de este esquema es incentivar la disponibilidad de capacidad de generación para suministrar los niveles de demanda que ocurran en las 100 horas críticas de los tres subsistemas que integran el SEN. Este mercado opera en forma anual, evaluando los faltantes de potencia para el año inmediato anterior, esto con el objetivo de efectuar transacciones de compraventa de potencia no cubierta o comprometida a través de contratos de cobertura eléctrica. En el MBP, las entidades responsables de carga (cuyos contratos no cubrieron los requisitos reales de potencia establecidos por la CRE), podrán celebrar contratos con generadores o entidades responsables de carga que tengan excedentes relativos a sus compromisos de potencia [55].
4. **Contratos Bilaterales de Cobertura Eléctrica (CBCE):** En este esquema, los generadores tienen la posibilidad de celebrar contratos particulares directamente con los centros de carga que ellos deseen. En estos contratos se puede pactar directamente un precio de la energía que convenga a ambas partes (dentro de los términos de la LIE y las bases del MEM), descontando el costo de transmisión. De esta forma, se puede crear un contrato donde se establezca la vigencia conveniente para el generador y el centro de carga con flexibilidad de revisión de precio de la energía por año y renovación de contrato hasta la conclusión de la vida útil de la planta generadora. La ventaja de este esquema para el usuario calificado, consiste en la reducción del costo de la energía con relación a la tarifa eléctrica contratada a la que se encuentre sujeto [55].

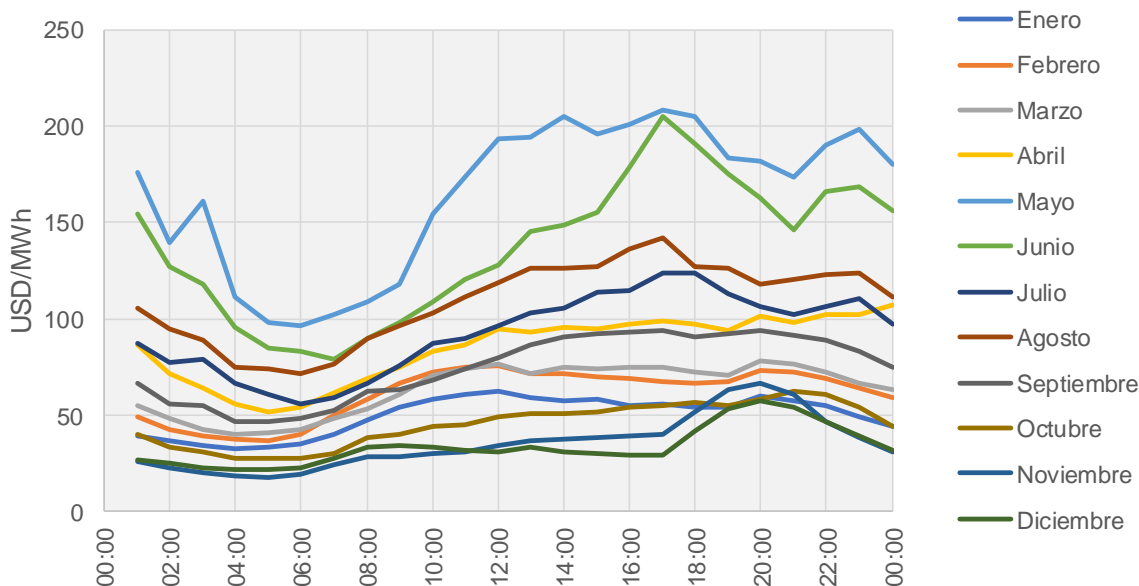
Para el cálculo de los ingresos de las plantas propuestas en esta tesis, se plantearán dos escenarios de comercialización de sus productos: 1) esquemas de Subasta a Largo Plazo y 2) Contratos Bilaterales de Cobertura Eléctrica.

Con relación al cálculo de ingresos por Subastas a Largo Plazo, se considera que el costo de cada CEL es 20.57 USD [56] y el PML depende de tres factores: zona de conexión (ubicación del nodo), mes y horario de entrega. En este caso, los PML se obtienen del comportamiento histórico<sup>2</sup> de los mismo en las zonas de interés [57]: Zona Nogales (**Figura 61**) y Zona Casas Grandes (**Figura 62**).



**Figura 61.** Comportamiento Histórico de los PML en la Zona Nogales (2018).  
Fuente: Elaboración propia con información de [57] y [58]

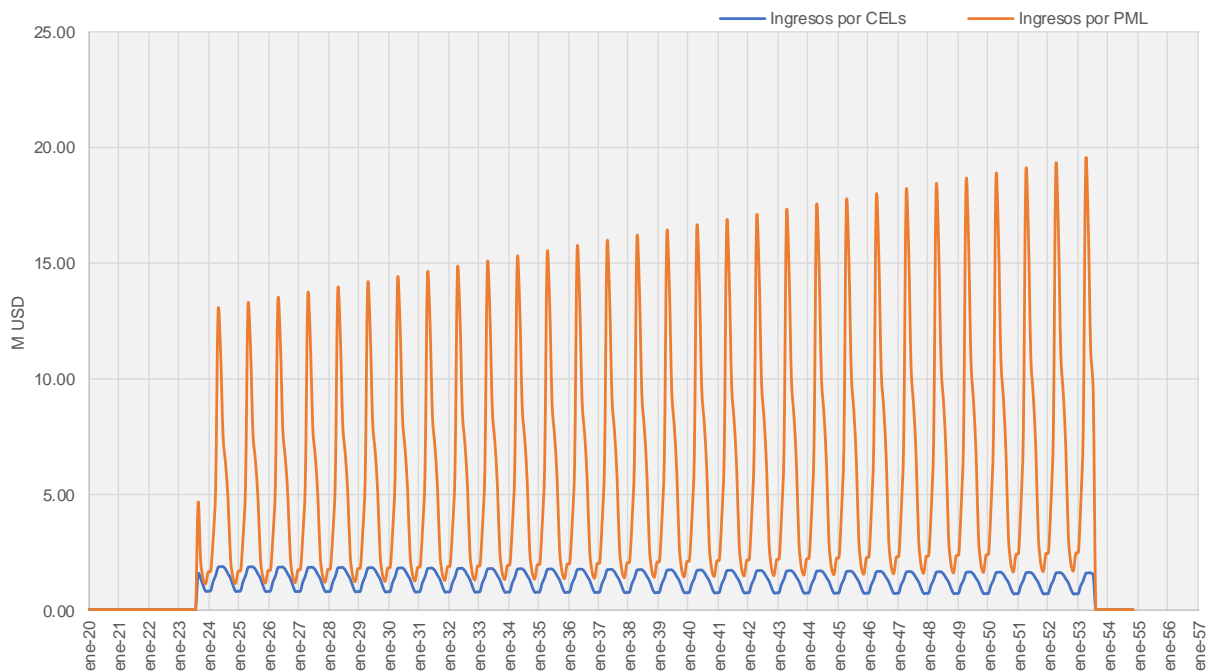
<sup>2</sup> La paridad peso/dólar para 2018 en promedio se fue de 19.11 pesos/USD [59].



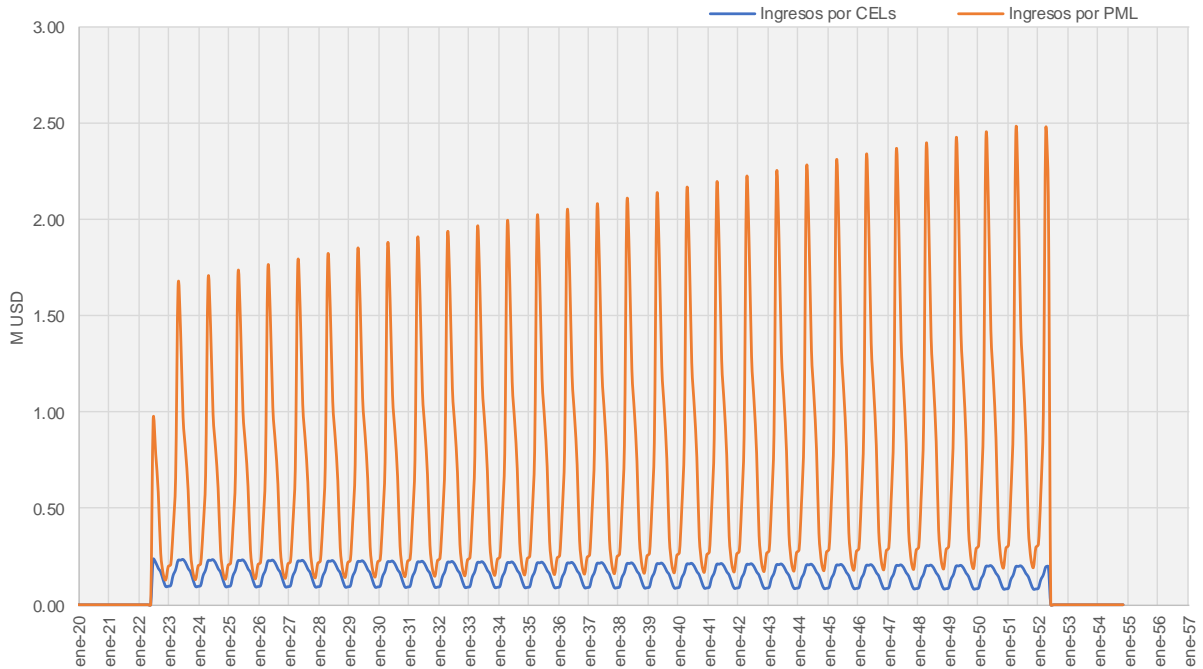
**Figura 62.** Comportamiento Histórico de los PML en la Zona Casas Grandes (2018).  
 Fuente: Elaboración propia con información de [57] y [58]

### 4.3.1.- Ingresos por Subastas a Largo Plazo

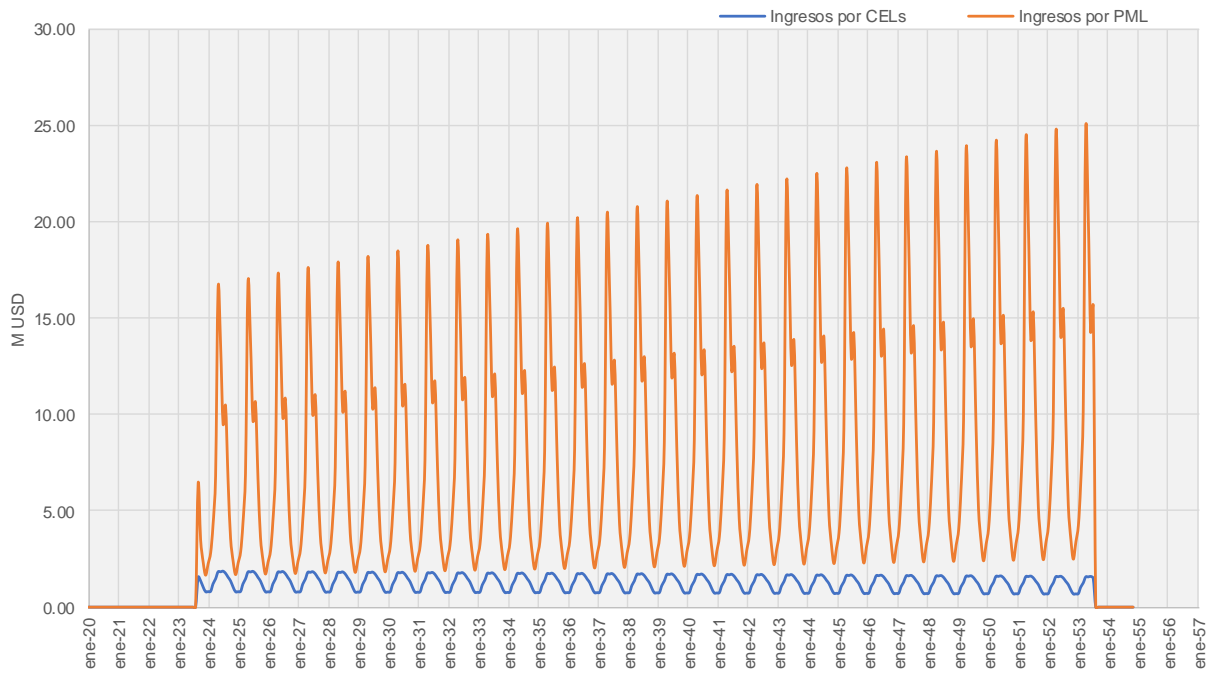
Efectuando los cálculos relacionados a la obtención de ingresos por el esquema de Subastas a Largo Plazo, es evidente que, en todo el horizonte de tiempo de producción eléctrica, los ingresos por PML son mucho mayores que los obtenidos por CELs. Las proyecciones de ingresos para las 4 plantas propuestas a precios promedio son las mostradas en la **Figura 63**, **Figura 64**, **Figura 65** y **Figura 66**.



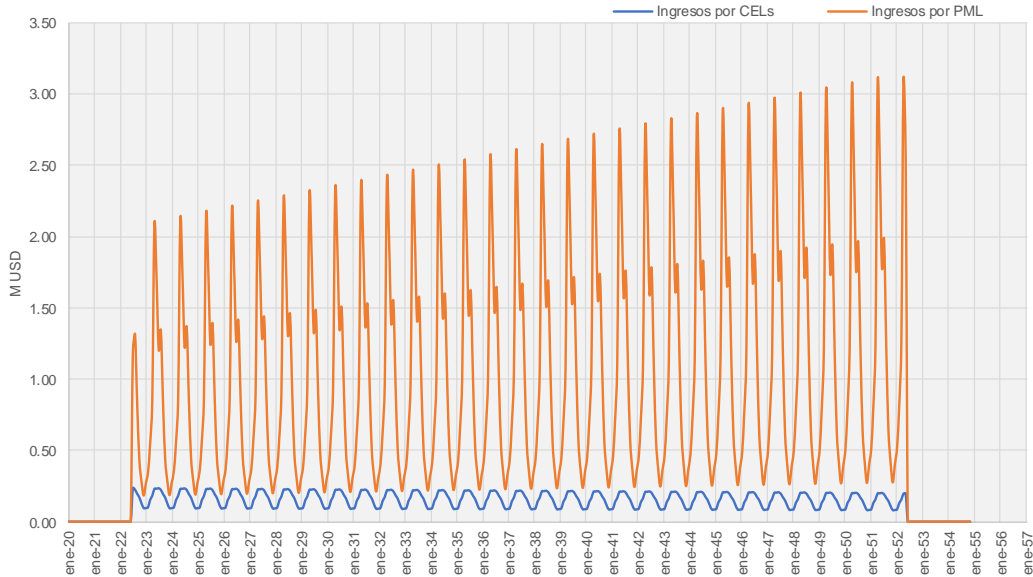
**Figura 63.** Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 1.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic.



**Figura 64.** Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 4.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic.



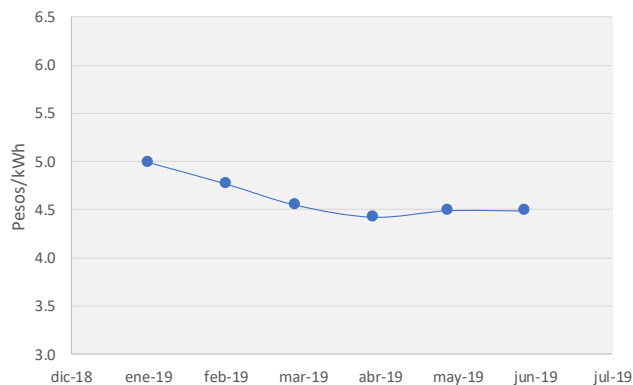
**Figura 65.** Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 6.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic.



**Figura 66.** Ingresos por PML y CELs calculados para la configuración 9.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic.

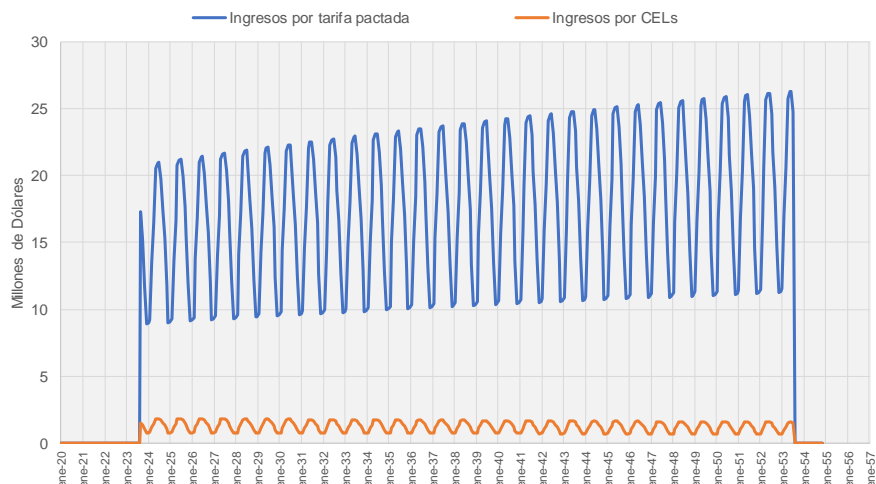
#### 4.3.2.- Ingresos por CBCE

Con relación al cálculo de ingresos a través del esquema de contratos bilaterales, se considera que la energía se comercializa a través de un contrato de venta celebrado con un usuario calificado que despacha energía a centros de carga de gran demanda. Para este caso, se hace referencia a la tarifa DAC T1 para consumidores que exceden 250 kWh por mes, tal como PYMES y empresas grandes [59] [60]. El contrato antes mencionado, consiste en que la energía procedente de las plantas térmicas solares se venda a usuarios calificados con un descuento de 10% sobre la tarifa, esto con el fin de que sea atractivo y se garantice la venta de la energía. De acuerdo a la base de datos de la CFE sobre las tarifas DAC T1 para usuarios calificados, los valores de venta para los horarios intermedios y punta son los idénticos tanto para la región Norte como para la Noroeste; los valores correspondientes para este tipo de tarifa en lo que va del 2019 presentan un promedio de 4.62 pesos/kWh (**Figura 67**) [59].

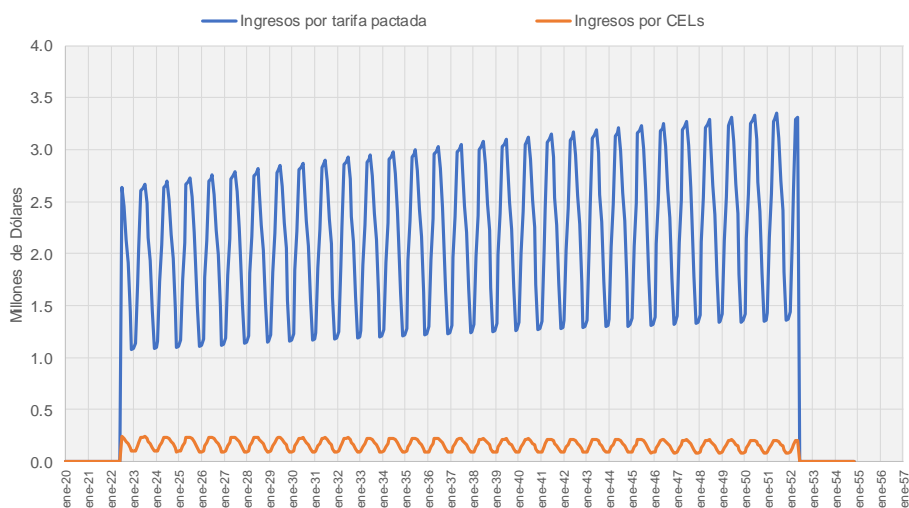


**Figura 67.** Tarifas de energía para consumidores de alta demanda.  
Fuente: Elaboración propia con información de [59].

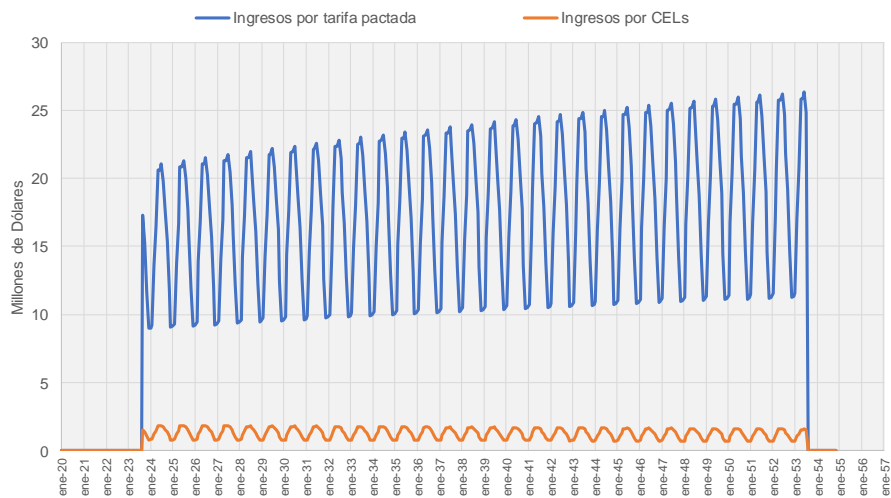
Con base en esta información tarifaria, es posible calcular los ingresos a través de este esquema de venta durante el tiempo de vida de cada configuración propuesta (**Figura 68**, **Figura 69**, **Figura 70** y **Figura 71**).



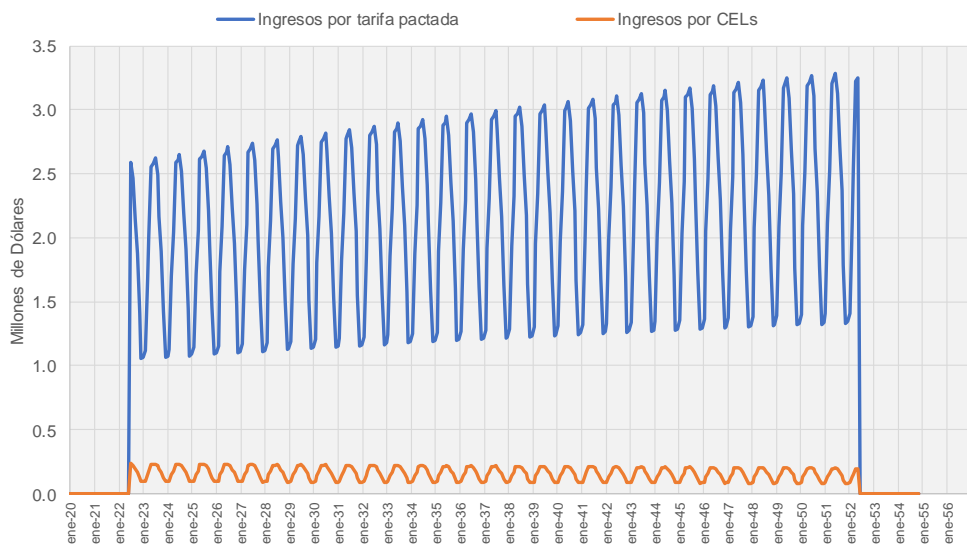
**Figura 68.** Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 1.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 69.** Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 4.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 70.** Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 6.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic



**Figura 71.** Ingresos por contratos bilaterales para la configuración 9.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de herramienta desarrollada en visual basic

#### 4.5.- Cálculo de indicadores de rentabilidad

Al igual que en las secciones anteriores de esta tesis, para determinar los cálculos del análisis económico y financiero de las configuraciones de plantas CSP seleccionadas se hace uso de la herramienta desarrollada en VBA. En esta sección, los indicadores de rentabilidad se calculan de dos maneras diferentes:

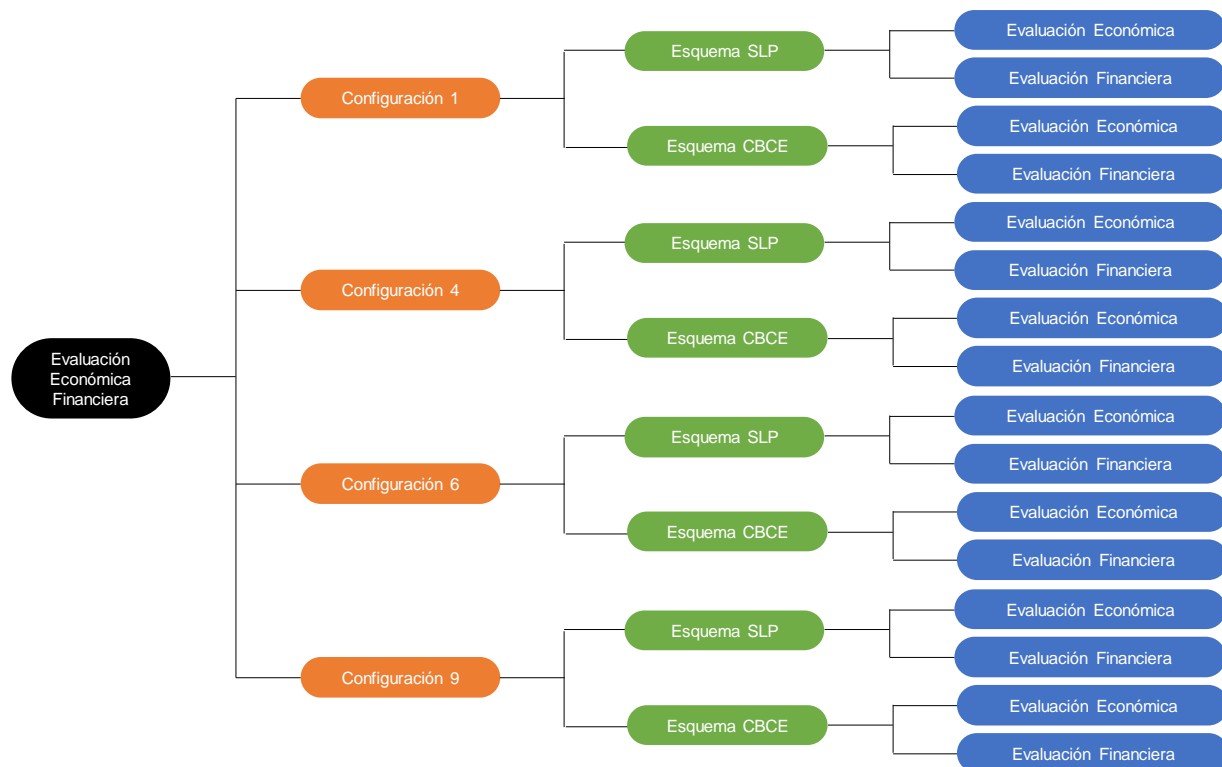
1. Los costos de inversión se solventan con capital propio.
2. Los costos de inversión son financiados a través de un porcentaje de apalancamiento.

Con respecto a la parte del financiamiento, se considera que, durante el tiempo de construcción y puesta en marcha de la planta, no existen ingresos y se debe pagar los cargos que se generen. Para los proyectos expuestos en esta tesis se considera que existe un periodo de gracia, el cual consiste en pactar el pago de los cargos generados en una fecha determinada (la cual corresponde a una fecha en que la planta se encuentra ya en operación). Estos cargos corresponden a intereses por construcción, comisión y compromiso (los cuales tienen que ser solventados cuando la planta ya se encuentra en operación). Las tasas de interés corresponden a [61]:

Construcción: 3.6%, Comisión: 1% y Compromiso: 0.5%.

Es importante indicar que la tasa de interés aplicada sobre el monto apalancado se basa en la LIBOR (tasa esperada para el primer semestre de 2020 = 2.7% [62]). El porcentaje de apalancamiento considerado es de 80%. La entidad que se considera para el financiamiento corresponde al Banco Interamericano para el Desarrollo (BID). Se recurre a esta entidad debido a que representa una de las principales instituciones de crédito en la región de Latinoamérica y además tiende a apoyar proyectos relacionados a energía renovables [63].

Para cada configuración de planta de potencia CSP seleccionada se realiza una evaluación económica y una evaluación financiera, sin embargo, se debe tomar en cuenta que dichas evaluaciones deben de realizarse tanto para un esquema de SLP como para uno de CBCE, esto da como resultado 16 evaluaciones (**Figura 72**).



**Figura 72.** Ramificación de las evaluaciones económicas-financieras para las plantas CSP de esta tesis.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 4.5.1.- Evaluación económica y financiera de la configuración 1

Con base en el cálculo de generación, ingresos y costos futuros es posible generar una tabla de flujos de efectivo en el horizonte de tiempo que se tiene contemplado para la configuración 1. Esta configuración muestra una inversión de 1356.9 millones de USD con fecha programada para iniciar el proyecto en enero de 2020 y con puesta en operación en septiembre de 2023.

##### **Evaluación bajo el esquema de SLP**

Para la el cálculo de los flujos de efectivo que existirán durante los 30 años de operación de esta planta, se consideró que el factor de planta decrece 0.5% anualmente, que el valor de los PML, los costos de operación y mantenimiento fijos y variables incrementan anualmente en la misma proporción que la inflación. Por su parte, el precio base de los CEL corresponde al último conocido (20.57 USD/MWh) y para la proyección de su valor en el tiempo también se le aplicó el mismo incremento en función de la inflación esperada (**Tabla 14**).

Los indicadores económicos para esta configuración son calculados tanto para un escenario con financiamiento como sin él. Con respecto al escenario con financiamiento, se considera un porcentaje de apalancamiento de 80% del total requerido por la inversión inicial (con tasa de interés de 2.7% anual), cuyo monto será cubierto en 15 pagos anuales uniformes<sup>3</sup> (**Tabla 15**).

<sup>3</sup> Se consideraron 15 pagos debido a que representa la mitad de la vida operativa de los proyectos CSP evaluados.



Precio Medio Horario Intermedio (USD/MWh): **56.3**      Costos de O&M Variables (USD/MW): **119,737**  
 Precio Medio Horario Punta (USD/MWh): **71.6**      Costos de O&M Fijos (USD/MWh): **2.73**  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): **1.75%**  
 Precio CEL: **20.57**  
 Incremento Anual CELs (%): **2%**

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Precio Promedio Horario Intermedio (USD/MWh)	Precio Promedio Horario Punta (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2023	209.882	199.619	0.44	239,786	11,725	228,061	228,061	177,381	50,680	59.3	75.5	21.8	19,317,891	5,829,187	655,873	6,485,059	12,832,832
2024	209.882	199.619	0.44	823,190	40,253	782,937	782,937	608,951	173,986	60.3	76.8	22.3	67,521,906	18,723,447	2,278,782	21,002,229	46,519,677
2025	209.882	199.619	0.44	819,065	40,051	779,014	779,014	605,900	173,114	61.4	78.1	22.7	68,402,653	18,948,193	2,306,133	21,254,327	47,148,326
2026	209.882	199.619	0.44	814,941	39,850	775,091	775,091	602,848	172,242	62.4	79.5	23.2	69,293,211	19,169,731	2,333,095	21,502,826	47,790,386
2027	209.882	199.619	0.43	810,816	39,648	771,168	771,168	599,797	171,371	63.5	80.9	23.6	70,193,647	19,388,060	2,359,665	21,747,726	48,445,921
2028	209.882	199.619	0.43	806,691	39,446	767,245	767,245	596,746	170,499	64.6	82.3	24.1	71,104,025	19,603,181	2,385,846	21,989,027	49,114,998
2029	209.882	199.619	0.43	802,566	39,245	763,322	763,322	593,695	169,627	65.8	83.7	24.6	72,024,411	19,815,093	2,411,635	22,226,729	49,797,682
2030	209.882	199.619	0.43	798,442	39,043	759,399	759,399	590,643	168,755	66.9	85.2	25.1	72,954,868	20,023,797	2,437,035	22,460,832	50,494,036
2031	209.882	199.619	0.43	794,317	38,841	755,476	755,476	587,592	167,883	68.1	86.7	25.6	73,895,459	20,229,292	2,462,043	22,691,336	51,204,123
2032	209.882	199.619	0.42	790,192	38,640	751,553	751,553	584,541	167,012	69.3	88.2	26.1	74,846,246	20,431,579	2,486,662	22,918,241	51,928,004
2033	209.882	199.619	0.42	786,068	38,438	747,630	747,630	581,490	166,140	70.5	89.8	26.6	75,807,288	20,630,658	2,510,890	23,141,547	52,665,741
2034	209.882	199.619	0.42	781,943	38,236	743,707	743,707	578,439	165,268	71.7	91.3	27.1	76,778,646	20,826,528	2,534,727	23,361,255	53,417,392
2035	209.882	199.619	0.42	777,818	38,034	739,784	739,784	575,387	164,396	73.0	92.9	27.7	77,760,378	21,019,189	2,558,174	23,577,363	54,183,015
2036	209.882	199.619	0.42	773,693	37,833	735,861	735,861	572,336	163,525	74.3	94.6	28.2	78,752,540	21,208,643	2,581,230	23,789,873	54,962,668
2037	209.882	199.619	0.41	769,569	37,631	731,938	731,938	569,285	162,653	75.6	96.2	28.8	79,755,188	21,394,887	2,603,896	23,998,783	55,756,405
2038	209.882	199.619	0.41	765,444	37,429	728,015	728,015	566,234	161,781	76.9	97.9	29.4	80,768,375	21,577,923	2,626,171	24,204,095	56,564,280
2039	209.882	199.619	0.41	761,319	37,228	724,092	724,092	563,182	160,909	78.2	99.6	30.0	81,792,154	21,757,751	2,648,056	24,405,808	57,386,347
2040	209.882	199.619	0.41	757,194	37,026	720,169	720,169	560,131	160,037	79.6	101.4	30.6	82,826,576	21,934,371	2,669,551	24,603,921	58,222,655
2041	209.882	199.619	0.40	753,070	36,824	716,245	716,245	557,080	159,166	81.0	103.1	31.2	83,871,690	22,107,781	2,690,655	24,798,436	59,073,254
2042	209.882	199.619	0.40	748,945	36,623	712,322	712,322	554,029	158,294	82.4	104.9	31.8	84,927,544	22,277,984	2,711,368	24,989,352	59,938,192
2043	209.882	199.619	0.40	744,820	36,421	708,399	708,399	550,977	157,422	83.9	106.8	32.4	85,994,182	22,444,978	2,731,691	25,176,669	60,817,513
2044	209.882	199.619	0.40	740,696	36,219	704,476	704,476	547,926	156,550	85.3	108.6	33.1	87,071,649	22,608,763	2,751,624	25,360,387	61,711,262
2045	209.882	199.619	0.40	736,571	36,018	700,553	700,553	544,875	155,679	86.8	110.5	33.7	88,159,987	22,769,340	2,771,166	25,540,506	62,619,480
2046	209.882	199.619	0.39	732,446	35,816	696,630	696,630	541,824	154,807	88.3	112.5	34.4	89,259,234	22,926,709	2,790,317	25,717,026	63,542,207
2047	209.882	199.619	0.39	728,321	35,614	692,707	692,707	538,772	153,935	89.9	114.4	35.1	90,369,428	23,080,869	2,809,078	25,889,947	64,479,481
2048	209.882	199.619	0.39	724,197	35,412	688,784	688,784	535,721	153,063	91.5	116.4	35.8	91,490,605	23,231,821	2,827,449	26,059,270	65,431,335
2049	209.882	199.619	0.39	720,072	35,211	684,861	684,861	532,670	152,191	93.1	118.5	36.5	92,622,796	23,379,564	2,845,429	26,224,993	66,397,803
2050	209.882	199.619	0.39	715,947	35,009	680,938	680,938	529,619	151,320	94.7	120.6	37.3	93,766,034	23,524,099	2,863,019	26,387,118	67,378,916
2051	209.882	199.619	0.38	711,823	34,807	677,015	677,015	526,567	150,448	96.4	122.7	38.0	94,920,344	23,665,425	2,880,218	26,545,643	68,374,701
2052	209.882	199.619	0.38	707,698	34,606	673,092	673,092	523,516	149,576	98.0	124.8	38.8	96,085,752	23,803,543	2,897,027	26,700,570	69,385,182
2053	209.882	199.619	0.38	499,706	24,435	475,271	475,271	369,655	105,616	99.8	127.0	39.5	69,079,575	16,410,004	2,066,322	18,476,325	50,603,250
2054	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0

**Tabla 14.** Flujos de efectivo calculados para la configuración 1 bajo el esquema SLP.  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA	10%	Durante la Construcción	Monto (USD)
Apalancamiento	80%	Tasa de interés	3.63%
Monto Apalancado (USD)	\$ 1,085,520,000	Comisión	1%
Capital Propio (USD)	\$ 271,380,000	Compromiso	0.5%
Tasa de interés del Financiamiento	2.70%		
Pagos anuales	15		
Monto de pagos anuales (USD)	\$88,968,624	Capital propio + Intereses de construcción (USD)	\$ 327,067,176.00

n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-2	2020	0	364,433,187	-364,433,187	0	0	0	0	0	0
-1	2021	0	399,350,747	-763,783,933	0	0	0	0	0	0
0	2022	0	399,350,747	-1,163,134,680	0	0	0	0	0	0
1	2023	12,832,832	193,765,320	-1,344,067,168	29,309,040	59,659,584	88,968,624	1,025,860,416	101,801,456	-403,202,967
2	2024	46,519,677	0	-1,297,547,491	27,698,231	61,270,392	88,968,624	964,590,024	135,488,301	-445,651,914
3	2025	47,148,326	0	-1,250,399,164	26,043,931	62,924,693	88,968,624	901,665,331	136,116,950	-487,472,211
4	2026	47,790,386	0	-1,202,608,779	24,344,964	64,623,660	88,968,624	837,041,671	136,759,009	-528,650,449
5	2027	48,445,921	0	-1,154,162,858	22,600,125	66,368,498	88,968,624	770,673,173	137,414,545	-569,173,152
6	2028	49,114,998	0	-1,105,047,859	20,808,176	68,160,448	88,968,624	702,512,725	138,083,622	-609,026,777
7	2029	49,797,682	0	-1,055,250,177	18,967,844	70,000,780	88,968,624	632,511,945	138,766,306	-648,197,718
8	2030	50,494,036	0	-1,004,756,141	17,077,823	71,890,801	88,968,624	560,621,144	139,462,660	-686,672,306
9	2031	51,204,123	0	-953,552,018	15,136,771	73,831,853	88,968,624	486,789,291	140,172,747	-724,436,807
10	2032	51,928,004	0	-901,624,014	13,143,311	75,825,313	88,968,624	410,963,978	140,896,628	-761,477,426
11	2033	52,665,741	0	-848,958,273	11,096,027	77,872,596	88,968,624	333,091,382	141,634,365	-797,780,308
12	2034	53,417,392	0	-795,540,881	8,993,467	79,975,156	88,968,624	253,116,226	142,386,015	-833,331,540
13	2035	54,183,015	0	-741,357,866	6,834,138	82,134,486	88,968,624	170,981,740	143,151,639	-868,117,149
14	2036	54,962,668	0	-686,395,198	4,616,507	84,352,117	88,968,624	86,629,624	143,931,291	-902,123,105
15	2037	55,756,405	0	-630,638,794	2,339,000	86,629,624	88,968,624	0	144,725,028	-935,335,324
16	2038	56,564,280	0	-574,074,513	0	0	0	0	56,564,280	-878,771,044
17	2039	57,386,347	0	-516,688,167	0	0	0	0	57,386,347	-821,384,697
18	2040	58,222,655	0	-458,465,512	0	0	0	0	58,222,655	-763,162,042
19	2041	59,073,254	0	-399,392,257	0	0	0	0	59,073,254	-704,088,788
20	2042	59,938,192	0	-339,454,066	0	0	0	0	59,938,192	-644,150,596
21	2043	60,817,513	0	-278,636,552	0	0	0	0	60,817,513	-583,333,082
22	2044	61,711,262	0	-216,925,290	0	0	0	0	61,711,262	-521,621,820
23	2045	62,619,480	0	-154,305,809	0	0	0	0	62,619,480	-459,002,340
24	2046	63,542,207	0	-90,763,602	0	0	0	0	63,542,207	-395,460,132
25	2047	64,479,481	0	-26,284,121	0	0	0	0	64,479,481	-330,980,652
26	2048	65,431,335	0	39,147,213	0	0	0	0	65,431,335	-265,549,317
27	2049	66,397,803	0	105,545,017	0	0	0	0	66,397,803	-199,151,513
28	2050	67,378,916	0	172,923,933	0	0	0	0	67,378,916	-131,772,597
29	2051	68,374,701	0	241,298,633	0	0	0	0	68,374,701	-63,397,897
30	2052	69,385,182	0	310,683,816	0	0	0	0	69,385,182	5,987,286
31	2053	50,603,250	0	361,287,066	0	0	0	0	50,603,250	56,590,536
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Evaluación Económica		Evaluación Financiera	
VPN (USD)	-\$897,027,740	VPN (USD)	\$809,507,509
VAE (USD)	-\$94,633,030	VAE (USD)	\$85,399,977
RCB	0.34	RCB	3.48
TIR	1.42%	TIR	38.73%
TIRM	6.55%	TIRM	14.10%
PR (años)	25.4	PR (años)	29.8

**Tabla 15.** Evaluación económica y financiera para la configuración 1 bajo el esquema SLP.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

## Evaluación bajo el esquema de CBCE

Para efectuar el cálculo de los flujos de efectivo bajo este esquema, se considera que, las premisas correspondientes a tiempo de inicio y finalización de la instalación de la planta, tiempo de vida operativa, DAFP, costos fijos y variables de O&M y proyección de costos en función de la inflación, son las mismas que se emplearon en la evaluación económica-financiera bajo el esquema de SLP; por lo tanto, la diferencia fundamental que ofrece el esquema de CBCE radica en que los ingresos por concepto de venta de energía son calculados con base en un acuerdo entre el generador (planta CSP) y el usuario calificado. Dicho acuerdo consiste en vender la energía directamente al usuario calificado a un valor inferior a la tarifa a la cual éste último la compra a la red, para este caso, el precio de venta de la energía es igual a la aplicación de 10% sobre dicha tarifa. Los resultados de los flujos de efectivo son mostrados en la **Tabla 16**. Al igual que el esquema SLP, bajo el esquema CBCE se realiza el cálculo de los indicadores de rentabilidad considerando dos casos: sin financiamiento y con financiamiento. En el caso de financiamiento, se considera que el apalancamiento sobre la inversión total es del 80%, la tasa de interés sobre este monto es de 2.7% anual y la amortización para saldar el pago del apalancamiento consta de 15 pagos anuales iguales<sup>4</sup> (**Tabla 17**).

### 4.5.2.- Evaluación económica y financiera de la configuración 4

La planta CSP con configuración 4 presenta un monto total de instalación de 282.8 millones de USD y su periodo de instalación consta de 30 meses (comenzando en enero de 2020). Se tiene visualizado que la producción energética de esta planta iniciará en julio de 2022 y el horizonte de generación será de 30 años. El cálculo de los flujos de efectivo y los indicadores de rentabilidad se calculan de manera similar a la configuración 1, es decir, se lleva a cabo una evaluación económica y una evaluación financiera tanto para un esquema de SLP como para un esquema de CBCE. Los resultados de estas evaluaciones son mostrados en el **Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4**.

### 4.5.3.- Evaluación económica y financiera de la configuración 6

La planta CSP correspondiente a la configuración 6 tiene un costo total de inversión estimado en 1346 millones de USD y al igual que la configuración anterior, su fecha de inicio de instalación está visualizada para enero de 2020, sin embargo, su fecha de inicio de operación se estima para septiembre de 2023. Asimismo, esta planta tiene contemplada una vida productiva de 30 años. El cálculo de los flujos de efectivo y de los indicadores de rentabilidad bajo los esquemas de SLP y CBCE se realizó con base en las mismas premisas utilizadas en la evaluación de la configuración 1, los resultados asociados son mostrados en el **Anexo 5, Anexo 6, Anexo 7 y Anexo 8**.

### 4.5.4.- Evaluación económica y financiera de la configuración 9

La configuración 9 corresponde a una planta CT-CSP la inversión estimada para esta planta es 278.3 millones de USD, con inicio de instalación en enero de 2020 y puesta en operación en julio de 2022. Esta planta es evaluada bajo las mismas premisas utilizadas en la configuración 4 y sus correspondientes resultados económico-financieros son los mostrados en el **Anexo 9, Anexo 10, Anexo 11 y Anexo 12**.

---

<sup>4</sup> Se consideraron 15 pagos debido a que representa la mitad de la vida operativa de los proyectos CSP evaluados.

Tarifa alto consumo (USD/MWh): 241.9 Descuento a usuario 10%  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): 1.8%  
 Precio CEL: 20.6  
 Incremento Anual CELs (%): 2.0%

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Tarifa (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2021	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2022	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2023	209.9	199.6	0.44	239,786	11,725	228,061	228,061	177,381	50,680	258.8	21.83	58,098,875	5,829,187	655,873	6,485,059	51,613,815
2024	209.9	199.6	0.44	823,190	40,253	782,937	782,937	608,951	173,986	263.0	22.27	202,778,682	18,723,447	2,278,782	21,002,229	181,776,453
2025	209.9	199.6	0.44	819,065	40,051	779,014	779,014	605,900	173,114	267.3	22.71	205,077,170	18,948,193	2,306,133	21,254,327	183,822,843
2026	209.9	199.6	0.44	814,941	39,850	775,091	775,091	602,848	172,242	271.5	23.17	207,349,177	19,169,731	2,333,095	21,502,826	185,846,351
2027	209.9	199.6	0.43	810,816	39,648	771,168	771,168	599,797	171,371	275.7	23.63	209,594,737	19,388,060	2,359,665	21,747,726	187,847,011
2028	209.9	199.6	0.43	806,691	39,446	767,245	767,245	596,746	170,499	280.0	24.10	211,813,881	19,603,181	2,385,846	21,989,027	189,824,855
2029	209.9	199.6	0.43	802,566	39,245	763,322	763,322	593,695	169,627	284.2	24.58	214,006,643	19,815,093	2,411,635	22,226,729	191,779,915
2030	209.9	199.6	0.43	798,442	39,043	759,399	759,399	590,643	168,755	288.4	25.07	216,173,055	20,023,797	2,437,035	22,460,832	193,712,223
2031	209.9	199.6	0.43	794,317	38,841	755,476	755,476	587,592	167,883	292.7	25.58	218,313,148	20,229,292	2,462,043	22,691,336	195,621,812
2032	209.9	199.6	0.42	790,192	38,640	751,553	751,553	584,541	167,012	296.9	26.09	220,426,955	20,431,579	2,486,662	22,918,241	197,508,714
2033	209.9	199.6	0.42	786,068	38,438	747,630	747,630	581,490	166,140	301.1	26.61	222,514,508	20,630,658	2,510,890	23,141,547	199,372,961
2034	209.9	199.6	0.42	781,943	38,236	743,707	743,707	578,439	165,268	305.4	27.14	224,575,839	20,826,528	2,534,727	23,361,255	201,214,584
2035	209.9	199.6	0.42	777,818	38,034	739,784	739,784	575,387	164,396	309.6	27.68	226,610,979	21,019,189	2,558,174	23,577,363	203,033,616
2036	209.9	199.6	0.42	773,693	37,833	735,861	735,861	572,336	163,525	313.8	28.24	228,619,959	21,208,643	2,581,230	23,789,873	204,830,087
2037	209.9	199.6	0.41	769,569	37,631	731,938	731,938	569,285	162,653	318.1	28.80	230,602,811	21,394,887	2,603,896	23,998,783	206,604,028
2038	209.9	199.6	0.41	765,444	37,429	728,015	728,015	566,234	161,781	322.3	29.38	232,559,566	21,577,923	2,626,171	24,204,095	208,355,471
2039	209.9	199.6	0.41	761,319	37,228	724,092	724,092	563,182	160,909	326.5	29.97	234,490,254	21,757,751	2,648,056	24,405,808	210,084,446
2040	209.9	199.6	0.41	757,194	37,026	720,169	720,169	560,131	160,037	330.8	30.57	236,394,905	21,934,371	2,669,551	24,603,921	211,790,984
2041	209.9	199.6	0.40	753,070	36,824	716,245	716,245	557,080	159,166	335.0	31.18	238,273,550	22,107,781	2,690,655	24,798,436	213,475,114
2042	209.9	199.6	0.40	748,945	36,623	712,322	712,322	554,029	158,294	339.2	31.80	240,126,219	22,277,984	2,711,368	24,989,352	215,136,867
2043	209.9	199.6	0.40	744,820	36,421	708,399	708,399	550,977	157,422	343.5	32.44	241,952,940	22,444,978	2,731,691	25,176,669	216,776,271
2044	209.9	199.6	0.40	740,696	36,219	704,476	704,476	547,926	156,550	347.7	33.09	243,753,743	22,608,763	2,751,624	25,360,387	218,393,356
2045	209.9	199.6	0.40	736,571	36,018	700,553	700,553	544,875	155,679	351.9	33.75	245,528,656	22,769,340	2,771,166	25,540,506	219,988,149
2046	209.9	199.6	0.39	732,446	35,816	696,630	696,630	541,824	154,807	356.2	34.42	247,277,707	22,926,709	2,790,317	25,717,026	221,560,680
2047	209.9	199.6	0.39	728,321	35,614	692,707	692,707	538,772	153,935	360.4	35.11	249,000,923	23,080,869	2,809,078	25,889,947	223,110,976
2048	209.9	199.6	0.39	724,197	35,412	688,784	688,784	535,721	153,063	364.6	35.81	250,698,333	23,231,821	2,827,449	26,059,270	224,639,063
2049	209.9	199.6	0.39	720,072	35,211	684,861	684,861	532,670	152,191	368.9	36.53	252,369,962	23,379,564	2,845,429	26,224,993	226,144,969
2050	209.9	199.6	0.39	715,947	35,009	680,938	680,938	529,619	151,320	373.1	37.26	254,015,837	23,524,099	2,863,019	26,387,118	227,628,719
2051	209.9	199.6	0.38	711,823	34,807	677,015	677,015	526,567	150,448	377.3	38.00	255,635,982	23,665,425	2,880,218	26,545,643	229,090,339
2052	209.9	199.6	0.38	707,698	34,606	673,092	673,092	523,516	149,576	381.6	38.76	257,230,423	23,803,543	2,897,027	26,700,570	230,529,853
2053	209.9	199.6	0.38	499,706	24,435	475,271	475,271	369,655	105,616	385.8	39.54	183,809,567	16,410,004	2,066,322	18,476,325	165,333,242
2054	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2055	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2056	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0

**Tabla 16. Flujos de efectivo calculados para la configuración 1 bajo el esquema CBCE.**  
 Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%  
 Apalancamiento 80%  
 Monto Apalancado (USD) \$ 1,085,520,000  
 Capital Propio (USD) \$ 271,380,000  
 Tasa de interés del Financiamiento 2.70%  
 Pagos anuales 15  
 Monto de pagos anuales (USD) \$88,968,624

Durante la Construcción  
 Tasa de interés 3.63%  
 Comisión 1%  
 Compromiso 0.5%  
 Monto (USD)  
 \$ 39,404,376.00  
 \$ 10,855,200  
 \$ 5,427,600.0  
 \$ 55,687,176.00

Capital propio + Intereses de construcción (USD) \$ 327,067,176.00

n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-2	2020	0	364,433,187	-364,433,187	0	0	0	0	0	0
-1	2021	0	399,350,747	-763,783,933	0	0	0	0	0	0
0	2022	0	399,350,747	-1,163,134,680	0	0	0	0	0	0
1	2023	51,613,815	193,765,320	-1,305,286,185	29,309,040	59,659,584	88,968,624	1,025,860,416	140,582,439	-364,421,984
2	2024	181,776,453	0	-1,123,509,732	27,698,231	61,270,392	88,968,624	964,590,024	270,745,077	-271,614,155
3	2025	183,822,843	0	-939,686,889	26,043,931	62,924,693	88,968,624	901,665,331	272,791,467	-176,759,935
4	2026	185,846,351	0	-753,840,537	24,344,964	64,623,660	88,968,624	837,041,671	274,814,975	-79,882,208
5	2027	187,847,011	0	-565,993,526	22,600,125	66,368,498	88,968,624	770,673,173	276,815,635	18,996,180
6	2028	189,824,855	0	-376,168,671	20,808,176	68,160,448	88,968,624	702,512,725	278,793,479	119,852,411
7	2029	191,779,915	0	-184,388,756	18,967,844	70,000,780	88,968,624	632,511,945	280,748,538	222,663,702
8	2030	193,712,223	0	9,323,467	17,077,823	71,890,801	88,968,624	560,621,144	282,680,847	327,407,302
9	2031	195,621,812	0	204,945,279	15,136,771	73,831,853	88,968,624	486,789,291	284,590,436	434,060,491
10	2032	197,508,714	0	402,453,994	13,143,311	75,825,313	88,968,624	410,963,978	286,477,338	542,600,582
11	2033	199,372,961	0	601,826,955	11,096,027	77,872,596	88,968,624	333,091,382	288,341,585	653,004,919
12	2034	201,214,584	0	803,041,539	8,993,467	79,975,156	88,968,624	253,116,226	290,183,208	765,250,880
13	2035	203,033,616	0	1,006,075,155	6,834,138	82,134,486	88,968,624	170,981,740	292,002,239	879,315,872
14	2036	204,830,087	0	1,210,905,241	4,616,507	84,352,117	88,968,624	86,629,624	293,798,710	995,177,335
15	2037	206,604,028	0	1,417,509,269	2,339,000	86,629,624	88,968,624	0	295,572,652	1,112,812,739
16	2038	208,355,471	0	1,625,864,740	0	0	0	0	208,355,471	1,321,168,210
17	2039	210,084,446	0	1,835,949,186	0	0	0	0	210,084,446	1,531,252,656
18	2040	211,790,984	0	2,047,740,170	0	0	0	0	211,790,984	1,743,043,640
19	2041	213,475,114	0	2,261,215,285	0	0	0	0	213,475,114	1,956,518,755
20	2042	215,136,867	0	2,476,352,151	0	0	0	0	215,136,867	2,171,655,621
21	2043	216,776,271	0	2,693,128,422	0	0	0	0	216,776,271	2,388,431,892
22	2044	218,393,356	0	2,911,521,778	0	0	0	0	218,393,356	2,606,825,248
23	2045	219,988,149	0	3,131,509,928	0	0	0	0	219,988,149	2,826,813,397
24	2046	221,560,680	0	3,353,070,608	0	0	0	0	221,560,680	3,048,374,078
25	2047	223,110,976	0	3,576,181,584	0	0	0	0	223,110,976	3,271,485,054
26	2048	224,639,063	0	3,800,820,647	0	0	0	0	224,639,063	3,496,124,117
27	2049	226,144,969	0	4,026,965,616	0	0	0	0	226,144,969	3,722,269,086
28	2050	227,628,719	0	4,254,594,335	0	0	0	0	227,628,719	3,949,897,805
29	2051	229,090,339	0	4,483,684,674	0	0	0	0	229,090,339	4,178,988,144
30	2052	230,529,853	0	4,714,214,528	0	0	0	0	230,529,853	4,409,517,998
31	2053	165,333,242	0	4,879,547,769	0	0	0	0	165,333,242	4,574,851,239
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Evaluación Económica					Evaluación Financiera					
VPN (USD)		\$376,987,643			VPN (USD)	\$	2,083,522,892			
VAE (USD)		\$39,770,769			VAE (USD)		\$219,803,777			
RCB		1.28			RCB		7.37			
TIR		12.82%			TIR		67%			
TIRM		10.80%			TIRM		17%			
PR (años)		7.9			PR (años)		5.1			

**Tabla 17. Evaluación económica y financiera para la configuración 1 bajo el esquema CBCE.**

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

#### 4.5.5.- Revisión de indicadores de rentabilidad

Con base en la revisión de los resultados de las evaluaciones económico-financieras, es evidente que los indicadores de rentabilidad más atractivos se obtienen cuando se considera un porcentaje de apalancamiento en el monto de la inversión, sin embargo, resulta conveniente analizar las diferencias entre los esquemas SLP y CBCE (**Tabla 18**).

Analizando el esquema SLP, se deduce que tanto las dos plantas PT-CSP como las dos plantas de tipo CT-CSP resultan no viables si son evaluadas sin apalancamiento, esto es debido a que los flujos de caja son pequeños en comparación con el monto de inversión y en consecuencia el VPN, VAE, RCB, TIR, TIRM son desfavorables y el periodo de recuperación se encuentra próximo al final de la vida productiva de la planta (para las plantas PT-CSP) e inclusive rebasa dicha vida productiva (en el caso de las plantas CT-CSP). En los casos donde se utiliza apalancamiento del 80% de la inversión los indicadores VPN, VAE, RCB, TIR, TIRM son buenos, pero no lo suficiente para compensar que los periodos de recuperación igualmente son próximos al horizonte de generación e inclusive lo rebasan.

Por su parte el esquema CBCE muestra que, en las evaluaciones económicas, para las dos plantas PT-CSP los indicadores VPN, VAE, RCB, TIR, TIRM y PR son buenos, sin embargo, resultan mucho más atractivos cuando son calculados bajo una modalidad de financiamiento. Esta diferencia se ve muy marcada, por ejemplo, comparando la configuración 1 en VPN, 376.9 millones de USD (en evaluación económica) contra 2,083.5 millones de USD (en evaluación financiera), esto mismo sucede al comparar el resto de los indicadores económicos y no solo de esta configuración, sino también los de la configuración 6. Para las dos plantas CT-CSP la evaluación económica bajo el esquema CBCE muestra indicadores negativos y desfavorables, esto debido a que los flujos de efectivo son muy pequeños en comparación con el monto de inversión, por lo tanto, la única forma de hacer rentable estas plantas es con la aplicación de apalancamiento, en este caso los indicadores VPN, VAE, RCB, TIR, TIRM y PR ya resultan convenientes.

Configuración	Indicador	SLP		CBCE	
		Evaluación económica	Evaluación financiera	Evaluación económica	Evaluación financiera
1	VPN (USD)	<b>-\$897,027,740</b>	\$809,507,509	\$376,987,643	\$2,083,522,892
	VAE (USD)	<b>-\$94,633,030</b>	\$85,399,977	\$39,770,769	\$219,803,777
	RCB	0.3	3.5	1.3	7.4
	TIR	1.4%	38.7%	12.8%	67.3%
	TIRM	6.6%	14.1%	10.8%	16.7%
	PR (años)	25.4	29.8	7.9	5.1
6	VPN (USD)	<b>-\$692,662,021</b>	\$1,001,170,739	\$388,358,808	\$2,082,191,569
	VAE (USD)	<b>-\$73,073,221</b>	\$105,619,723	\$40,970,384	\$219,663,327
	RCB	0.5	4.1	1.3	7.4
	TIR	3.8%	43.5%	12.9%	67.6%
	TIRM	7.7%	14.6%	10.8%	16.7%
	PR (años)	19.0	22.2	7.8	5.0
4	VPN (USD)	<b>-\$247,571,765</b>	\$103,658,972	<b>-\$76,781,105</b>	\$274,449,632
	VAE (USD)	<b>-\$26,117,884</b>	\$10,935,629	<b>-\$8,100,116</b>	\$28,953,397
	RCB	0.1	2.5	0.7	5.0
	TIR	-4.4%	31.6%	6.7%	57.3%
	TIRM	3.5%	13.0%	9.0%	15.3%
	PR (años)	56.1	35.4	13.7	16.3
9	VPN (USD)	<b>-\$213,550,049</b>	\$126,502,906	<b>-\$70,782,306</b>	\$269,270,649
	VAE (USD)	<b>-\$22,528,722</b>	\$13,345,578	<b>-\$7,467,265</b>	\$28,407,034
	RCB	0.2	2.9	0.7	5.1
	TIR	-1.6%	35.7%	6.9%	57.9%
	TIRM	5.2%	13.5%	9.0%	15.4%
	PR (años)	37.6	34.3	13.4	16.0

**Tabla 18.** Resumen de indicadores de rentabilidad de las plantas CSP propuestas.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

## 4.6.- Análisis de sensibilidad

En esta sección se utiliza la herramienta desarrollada en VBA para determinar, de una serie de variables que intervienen en la evaluación económica-financiera, cual impacta de manera significativa en los indicadores de rentabilidad. En la evaluación económica, las variables que se van a modificar corresponden al valor de los CEL (+20%, +10% y -10%) y la inversión del proyecto (-10%). Con respecto a la evaluación financiera se modifican, además de las variables antes citadas, la tasa de interés del financiamiento (+10% y -10%) y el porcentaje de apalancamiento de la inversión (+10% y -10%).

### Configuración 1

Para la configuración 1, se efectúa un análisis de sensibilidad bajo el esquema SLP y otro análisis de sensibilidad bajo el esquema CBCE. En el caso del esquema SLP la evaluación económica no muestra indicadores de rentabilidad favorables a pesar de incrementar en un 20% el valor de los CEL y reducir en un 10% el monto de la inversión; por su parte, en la evaluación financiera, a pesar de que los indicadores de rentabilidad VPN, VAE, RCB y TIR resultan atractivos, la TIRM es mucho menor a la TIR y el PR es próximo al tiempo de finalización del proyecto (en todos los casos del análisis de sensibilidad). Asimismo, en el caso del esquema CBCE, los resultados que arroja este análisis muestran que tanto para la evaluación económica como para la financiera los VPN son favorables, sin embargo, es claro que bajo el esquema de financiamiento los indicadores de rentabilidad son más atractivos y el factor que más favorece dichos indicadores es el incremento en el porcentaje de apalancamiento (ver **Anexo 13**).

### Configuración 4

Con respecto a la configuración 4, los análisis de sensibilidad efectuados bajo el esquema de SLP y el esquema de CBCE muestran que los mejores indicadores de rentabilidad se obtienen bajo un escenario de apalancamiento. En el caso de la evaluación económica y financiera bajo el esquema de SLP, los indicadores de rentabilidad para esta primera evaluación son demasiado desfavorables, ya que a pesar de la variación del valor de los CEL y de la inversión, los VPN y VAE son negativos y los valores de RCB, TIR y TIRM no resultan atractivos. Adicionalmente, el periodo de recuperación excede notablemente el horizonte de operación de la planta. Con respecto a la evaluación económica y financiera a través del esquema CBCE, los resultados del análisis de sensibilidad muestran que los VPN, VAE, RCB y la TIR son atractivos únicamente en la segunda evaluación, siendo el incremento del apalancamiento en 10% la variación que más beneficia al proyecto (ver **Anexo 14**).

### Configuración 6

Al igual que las configuraciones anteriores, para la configuración 6 se realizó un análisis de sensibilidad bajo los esquemas de comercialización SLP y CBCE. Con respecto al esquema SLP, el análisis de sensibilidad de la evaluación económica arroja valores de VPN y VAE negativos (en todas las variaciones efectuadas), además las RCB no son convenientes y las TIR y TIRM son inferiores a la TREMA. Por el contrario, el análisis de sensibilidad de la evaluación financiera muestra en todos los casos valores de VPN y VAE positivos y además las RCB y las TIR son atractivas, sin embargo, las TIR y el PR hacen que esta evaluación no sea totalmente atractiva. Por otro lado, los resultados del análisis de sensibilidad sobre el esquema de CBCE muestran una ventaja significativa de los valores de VPN y VAE de la evaluación financiera sobre la económica, estos VPN y VAE son respaldados por valores altos de RCB y TIR y además los



periodos de recuperación se reducen significativamente, a tal grado que la variación más conveniente (incremento en 10% el porcentaje de apalancamiento) reduce el PR a un mínimo de 4.4 años (ver **Anexo 13**).

### **Configuración 9**

Para la configuración 9, los resultados del análisis de sensibilidad realizados a los esquemas de comercialización SLP y CBCE muestran que los indicadores de rentabilidad más convenientes se dan con base en la consideración de un porcentaje de apalancamiento. Los indicadores de rentabilidad obtenidos con el análisis de sensibilidad efectuado en la evaluación económica para el esquema SLP son desfavorables, ya que todos los VPN y VAE son negativos y además el resto de los indicadores también son poco atractivos. En el caso de la evaluación financiera, aparentemente resulta atractiva ya que los indicadores VPN, VAE, RCB y TIR son convenientes, pero el periodo de recuperación excede la vida operativa del proyecto. Por su parte, los resultados del análisis de sensibilidad para la evaluación económica y financiera bajo el esquema CBCE muestran una clara ventaja del escenario donde se hace uso del apalancamiento, es decir, mientras que en la evaluación económica los valores de VPN, VAE, RCB y TIR son desfavorables, en la evaluación financiera ocurre todo lo contrario, a tal grado que al variar +10% el apalancamiento el VPN alcanza su valor más alto: 303.2 millones de USD (ver **Anexo 14**)

## Conclusión

Con base en la aplicación de distintas técnicas para el procesamiento (escalamiento de costos, proyección de generación de energía, proyección de ingresos, etc.) de la información económica y operativa obtenida por distintos reportes técnicos y por la simulación de las plantas propuestas, fue posible evaluar la viabilidad económica y financiera de las 2 tecnologías de plantas solares abordadas en esta tesis bajo 2 esquemas de comercialización de venta de energía eléctrica.

Con respecto a las plantas PT-CSP, el esquema que resulta totalmente viable es el de venta de energía por CBCE, ya que el esquema de SLP únicamente es viable cuando se evalúa con apalancamiento al 80%; además, en el esquema de CBCE el VPN es en promedio 1.3 veces mayor en comparación con el correspondiente al esquema SLP (la comparación se hace para las condiciones más favorables en ambos esquemas).

De acuerdo a los resultados de las evaluaciones económica-financieras, las plantas CSP con tecnología de torre central no son viables cuando se evalúan considerando el 100% de capital propio, ya que, en todos los esquemas y variaciones de parámetros, los indicadores de rentabilidad son desfavorables. Por otro lado, las condiciones más convenientes para la implementación de estas plantas son las que involucran el mayor grado de apalancamiento de la inversión total.

## CAPÍTULO 5. Discusión, análisis y conclusiones generales

### 5.1.- Cálculo del costo nivelado de generación de las plantas CSP

Para dar cumplimiento a uno de los objetivos más importantes de esta tesis, en esta sección se efectúa el cálculo de los costos nivelados de generación de energía eléctrica para las configuraciones 1 y 4, esto debido a que los parámetros requeridos para determinar el Costo Nivelado de Generación (LCOE<sup>5</sup>) son similares a los de las configuraciones 6 y 9, respectivamente. Los parámetros que se utilizan corresponden a los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, costos de combustible, energía generada, tasa de descuento anual y horizonte de vida de producción energética.

De acuerdo al informe Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series de la IRENA, el método correspondiente al cálculo del costo nivelado de generación de electricidad (también conocido como costo normalizado o costo equivalente) representa la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto y resulta ser una herramienta útil para la comparación de los costos unitarios de generación de diferentes tecnologías [44]. La fórmula utilizada para obtener los LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 34}$$

Donde:

$LCOE$  = Costos nivelados de generación eléctrica (USD/MWh)

$I_t$  = Costos de inversión en el año  $t$  (USD)

$M_t$  = Costos de operación y mantenimiento en el año  $t$  (USD)

$F_t$  = Costos de combustible en el año  $t$  (USD)

$E_t$  = Energía generada en el año  $t$  (MWh)

$r$  = Tasa de descuento aplicada en el tiempo de vida de la planta (%).

$n$  = Tiempo de vida de generación de la planta (años).

El LCOE para la configuración 1 es 216.4 USD/MWh (0.216 USD/kWh), por su parte el LCOE de la configuración 4 asciende a 356.7 USD/MWh (0.357 USD/kWh), los cálculos desglosados correspondientes son mostrados en el **Anexo 15**.

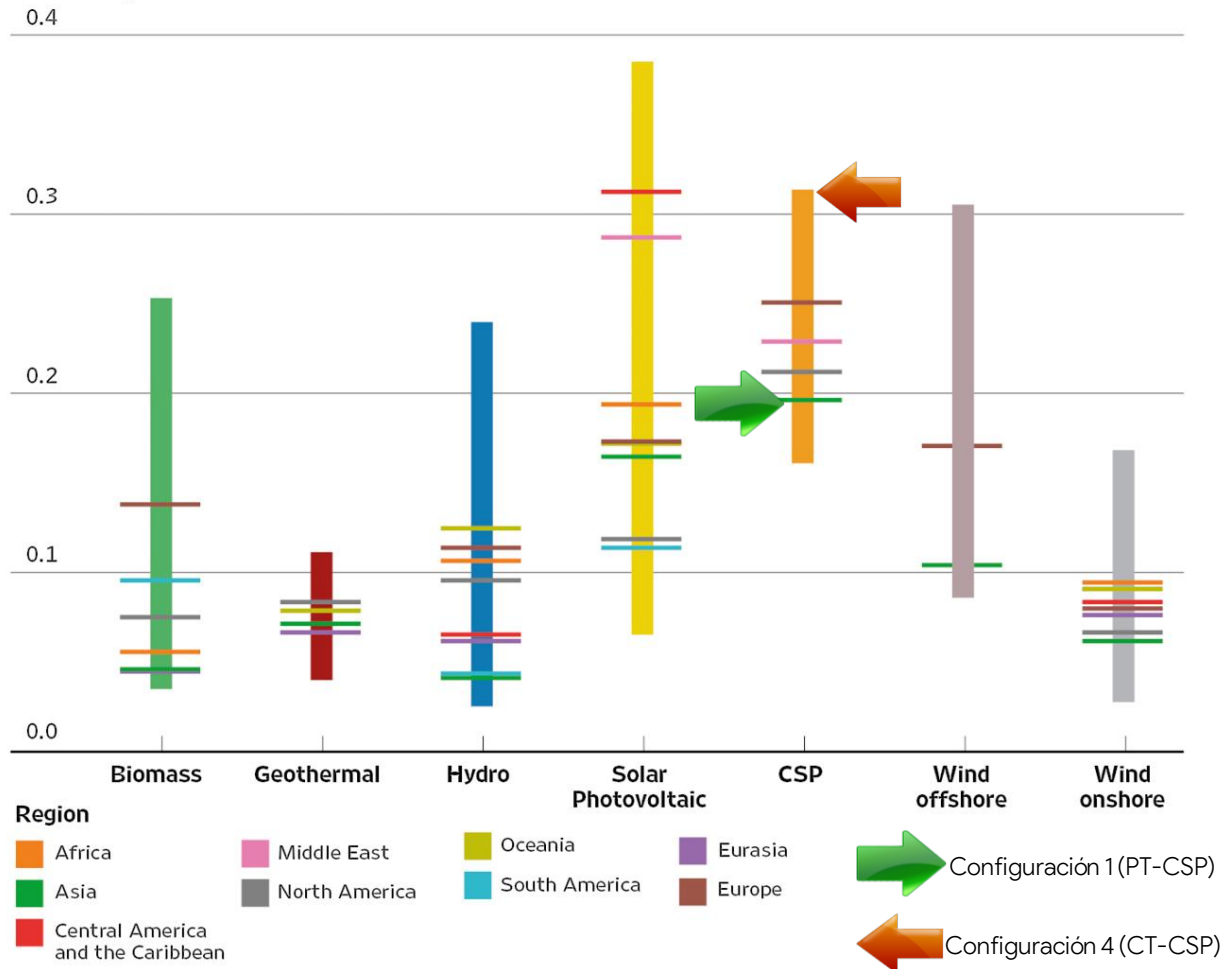
### 5.2.- Competitividad de las plantas CSP propuestas

Derivado del cálculo de los LCOE y de su respectiva proyección a 2014 (para efectos de comparación: 0.197 USD/kWh para la configuración 1 y 0.325 USD/kWh para la configuración 4) es posible fundamentar que las plantas CSP propuestas en esta tesis se encuentran dentro del rango estadístico de costos nivelados de las plantas térmicas solares (**Figura 73**).

---

<sup>5</sup> LCOE = Levelized Cost of Energy

2014 USD/kWh



**Figura 73.** Comparación de los LCOE de las configuraciones propuestas con la estadística global.  
Fuente: Modificado de [64].

Resulta importante hacer hincapié en que los costos nivelados de generación, de la planta CSP con configuración 1 propuesta, se encuentran por debajo de la media de LCOE global, esto significa que esta planta y la correspondiente a la configuración 6 son absolutamente competitivas. Por el otro lado, la planta tipo CT-CSP con configuración 4 y la correspondiente a la configuración 9 no son tan competitivas, esto debido a que prácticamente los LCOE calculados están fuera del rango estadístico.

### 5.3.- Conclusiones generales

Para la definición de los elementos necesarios en la ejecución de los proyectos de plantas CSP propuestas en esta tesis, se realizó una extensa investigación de distintas plantas CSP instaladas por todo el mundo, esto trajo como consecuencia la generación (para esta tesis) de estadística sobre costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, tiempos para planeación, construcción, interconexión, etc.

Resulta notable el incremento del factor de planta debido a la consideración del almacenamiento energético en las plantas CSP modeladas. En promedio, el incremento del factor de planta para

las centrales PT-CSP es de 93% (al pasar de 0.23 a 0.45) y para las centrales CT-CSP es de 60% (al pasar de 0.23 a 0.37).

Las plantas PT-CSP propuestas muestran los mejores parámetros de desempeño (eficiencia media de 35%, régimen térmico y pérdidas por consumo de auxiliares promedios de 10,288 kJ/kWh y 5.2%, respectivamente); esta ventaja operativa se corroboró cuando se llevó a cabo el cálculo de los LCOE, los cuales se encuentran muy por debajo de la media mundial (al ubicarse en 0.197 USD/kWh). Estos resultados satisfacen ampliamente la mayoría de los objetivos planteados, ya que se concluye que las plantas PT-CSP son competitivas porque gracias a la capacidad de almacenamiento se duplica su generación energética (al pasar de 407 GWh/año a 826 GWh/año) y gracias a los recursos solares disponibles (al ser éstos muy abundantes) se mejoran significativamente los parámetros de desempeño.

Derivado de la revisión normativa sobre la generación y comercialización de energía eléctrica, se enriqueció la evaluación técnica y económica de las plantas CSP propuestas en esta tesis, ya que, de dicha revisión se consideraron aspectos como: variación de los horarios base, medio y punta, tasa de entrega de potencia a la red, incentivos por energía eléctrica generada de fuentes renovables, PML en los nodos donde se entrega la energía, etc.

Al inicio de esta investigación se suponía que almacenar energía térmica durante el día y transformarla en energía eléctrica para venderla a precio del PML en el horario punta sería la opción que más ganancias generaría, sin embargo, esto resultó erróneo debido a que los costos de inversión de las plantas CSP son elevados y los ingresos por PML son relativamente bajos.

Finalmente, se concluye que las plantas PT-CSP de 200 MWe son técnica y económicamente viables, sin embargo, el esquema que más conveniente resulta ser el de CBCE con apalancamiento, ya que éste arroja valores de VPN de alrededor de 2,083 millones de USD y TR de alrededor de 5 años. Por lo tanto, estas plantas representan una opción concreta para aumentar la oferta de capacidad de energías limpias en el PRODESEN.

#### 5.4.- Recomendaciones

Resulta obligatorio recomendar que en algún futuro se realice la evaluación técnica-económica-financiera, de las plantas térmicas solares expuestas y modeladas en este trabajo de investigación, pero bajo otros esquemas de comercialización, esto con el objetivo de averiguar bajo qué otras condiciones las plantas CSP son viables.

Es evidente que, al efectuar los cálculos de los LCOE de las plantas CSP propuestas en esta tesis y al compararlos con los LCOE de la estadística global, las plantas tipo PT-CSP son por mucho superiores a las plantas CT-CSP, sin embargo, esto radica en que éstas últimas son de baja capacidad, de tal manera que, podría mejorar su competitividad si se realiza en un futuro una propuesta de planta CT-CSP de más capacidad.

Al comparar los resultados económicos de dos plantas con la misma tecnología, pero instaladas en dos sitios distintos (con diferentes índices de irradiación solar) resulta interesante ver que en indicadores como el VPN no hay una diferencia significativa entre ellas, esto se debe a que para cada sitio seleccionado se optimizó el arreglo de componentes de la planta. Entonces, para que sea posible ver el impacto que tiene la irradiación solar sobre la producción energética y los indicadores de rentabilidad, se recomienda proponer la misma planta (sin optimización) para los dos diferentes sitios.

## REFERENCIAS

- [1] TIPOSDEENERGIA, «Fuentes De Energía,» TIPOSDEENERGIA.INFO, 2012. [En línea]. Available: <https://tiposdeenergia.info/>. [Último acceso: 10 octubre 2018].
- [2] SENER, «Prospectivas del Sector Energético,» 23 11 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>. [Último acceso: 05 02 2019].
- [3] THESHIFTDATA, «Datasets on Primary energy statistics,» The Shift Project, 2014. [En línea]. Available: [www.tsp-data-portal.org/](http://www.tsp-data-portal.org/). [Último acceso: 05 06 2018].
- [4] PROMEXICO, «La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.promexico.mx/documentos/biblioteca/industria-solar.pdf>. [Último acceso: 20 12 2018].
- [5] F. G. Pérez, «El empleo de la energía solar térmica en México,» Centro de Capacitación Eléctrica y Energías Alternas, 2017. [En línea]. Available: <https://ccee.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/el-empleo-de-la-energia-solar-termica-en-mexico>. [Último acceso: 20 12 2018].
- [6] T. W. B. Group, «Global Solar Atlas,» The World Bank Group, 13 02 2017. [En línea]. Available: The World Bank Group. [Último acceso: 30 12 2018].
- [7] J. A. Roca, «Las 10 plantas termosolares más grandes del mundo: EEUU y España se reparten el 90% del pastel,» El Periódico de la Energía, 13 06 2016. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/#respond>. [Último acceso: 20 11 2018].
- [8] C. Villasante, «Tecnologías Solares Termoeléctricas,» IK4 Tekniker Research Alliance, 2010. [En línea]. Available: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/energias-renovables/temas/termoelectrica/revision/revision.html#conclusiones>. [Último acceso: 20 12 2018].
- [9] S. G. Garrido, Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica, Madrid: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid [www.fenercom.com](http://www.fenercom.com), 2012.
- [10] A. Martinez, «Tecnología Térmica Solar: Cilindro parabólica,» desenchufados.net, 2008. [En línea]. Available: <https://desenchufados.net/tecnologia-termica-solar-cilindro-parabolica/>. [Último acceso: 05 01 2019].
- [11] H. Rudnick, «Estado del arte y perspectivas de la tecnología CSP y de sistemas de almacenamiento en baterías,» Pontificia Universidad Católica de Chile, 2015. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/index.html>. [Último acceso: 5 10 2018].
- [12] RENOVETEC, «Centrales de Disco Parabólico + Motor Stirling,» Instituto RENOVETEC de Ingeniería del Mantenimiento, 2015. [En línea]. Available:

- <http://www.centrales termosolares.com/centrales-de-d-parabolico-stirling>. [Último acceso: 15 10 2018].
- [13] LACYQS, «Discos Parabólicos,» IER UNAM, 2015. [En línea]. Available: <http://www.concentrationsolar.org.mx/concentracion-solar/disco-parabolico>. [Último acceso: 22 10 2018].
- [14] OPEXENERGY, «Tipos de Centrales Termosolares,» Servicios OPEXenergy en Centrales Termosolares, 2041. [En línea]. Available: [http://opex-energy.com/termosolares/centrales\\_termosolares.html](http://opex-energy.com/termosolares/centrales_termosolares.html). [Último acceso: 15 10 2018].
- [15] TECNOBOHIO, «Centrales termosolares,» 3Bohíotecno, 2010. [En línea]. Available: <https://sites.google.com/site/bohíotecnologia/secador-de-manos/centrales-termosolares>. [Último acceso: 20 05 2018].
- [16] ESA, ENERGY STORAGE ASSOCIATION, 2018. [En línea]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. [Último acceso: 02 10 2018].
- [17] S. FERNANDEZ, «La energía solar con almacenamiento en baterías a 45 €/MWh ya es posible en Hawái,» DIARIO RENOVABLES, 27 05 2017. [En línea]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2017/05/la-energia-solar-con-almacenamiento-45-euros-megavatio.html>. [Último acceso: 11 10 2018].
- [18] E. Sánchez, «Sistema de almacenamiento de energía termosolar en silicio fundido,» CCEEA, 2017. [En línea]. Available: <https://ccea.mx/blog/energia-solar-termica/sistema-de-almacenamiento-de-energia-termosolar-en-silicio-fundido>. [Último acceso: 05 11 2018].
- [19] A. Hernández, «Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico,» 2016. [En línea]. Available: <https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/49572>. [Último acceso: 10 11 2018].
- [20] TORRESOL, «Gemasolar Tecnología de torre central,» 2011. [En línea]. Available: <http://torresolenergy.com/gemasolar/>. [Último acceso: 05 10 2018].
- [21] AbengoaSolar, «Plantas Solares,» Solar Power for a sustainable world, 2014. [En línea]. Available: [www.abengoasolar.com/web/es/plantas\\_solares/plantas\\_para.../estados\\_unidos/](http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_para.../estados_unidos/). [Último acceso: 13 10 2018].
- [22] AbengoaSolar, «Innovative technology solutions for sustainability,» Solar Power for a sustainable world, 2013. [En línea]. Available: [www.abengoa.com/export/sites/abengoa\\_corp/.../2013/.../2013\\_Volume2\\_AR\\_4.pdf](http://www.abengoa.com/export/sites/abengoa_corp/.../2013/.../2013_Volume2_AR_4.pdf). [Último acceso: 22 10 2018].
- [23] J. Shaver, «Solana Begins Serving Customers; Providing Solar Power at Night,» Bussiness Wire, 2013. [En línea]. Available:

- <https://www.businesswire.com/news/home/20131009005886/en/Solana-Begins-Serving-Customers-Providing-Solar-Power>. [Último acceso: 24 10 2018].
- [24] H. PRICE, «Dispatchable Solar Power, Solana,» ABENGOA, 2014. [En línea]. Available: <https://www.slideshare.net/AbengoIntl/dispatchable-solar-power-solana-abengoa>. [Último acceso: 20 12 2018].
- [25] SEGOB, « DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales.,» 11 agosto 2014. [En línea]. Available: [http://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014](http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014). [Último acceso: 15 03 2019].
- [26] SENER, «RESOLUCION Núm. RES/119/2012,» 22 mayo 2012. [En línea]. Available: <http://www.cre.gob.mx/documento/2195.pdf>. [Último acceso: 15 mayo 2019].
- [27] SEGOB, « ACUERDO por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga,» 09 febrero 2018. [En línea]. Available: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018). [Último acceso: 15 mayo 2019].
- [28] C. R. d. Energía, «RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece los términos para acreditar a las unidades que certificarán a las centrales eléctricas limpias y que certificarán la medición de variables requeridas para determinar el porcentaje de energía,» 24 enero 2018. [En línea]. Available: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5511262&fecha=24/01/2018](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511262&fecha=24/01/2018). [Último acceso: 15 mayo 2019].
- [29] A. Limón, «Energía solar en México: su potencial y aprovechamiento,» Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, 02 jun 2017. [En línea]. Available: <https://ciep.mx/energia-solar-en-mexico-su-potencial-y-aprovechamiento/>. [Último acceso: 20 ene 2018].
- [30] SENER, «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,» 31 may 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. [Último acceso: 15 dic 2018].
- [31] CRE, «Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional,» 19 abr 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/cre/documentos/reporte-de-confiabilidad-del-sistema-electrico-nacional-2016-2017>. [Último acceso: 20 ene 2018].
- [32] W. Loera, «SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL MEXICANO,» 08 nov 2018. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/document/182468992/SISTEMA-ELECTRICO-NACIONAL-MEXICANO-docx>. [Último acceso: 10 dic 2018].
- [33] IEA-OECD, «Technology Roadmap: Energy Storage,» 2014. [En línea]. Available: <http://xurl.es/dw9q0>. [Último acceso: 20 dic 2018].



- [34] PVMagazine, «World's biggest solar + battery storage plant ready to build in South Australia,» PV MAGAZINE, 31 mar 2017. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2017/03/31/worlds-biggest-solar-battery-storage-plant-ready-to-build-in-south-australia/>. [Último acceso: 30 dic 2018].
- [35] J. Roca, «NextEra conecta la mayor planta solar con almacenamiento de EEUU,» El Periódico de la Energía, 18 mar 2018. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/nextera-conecta-la-mayor-planta-solar-con-almacenamiento-de-eeuu/>. [Último acceso: 10 dic 2018].
- [36] OWOE, «How can a solar power plant generate electricity at night?,» Amazing Energy, 2017. [En línea]. Available: <https://www.ourworldofenergy.com/vignettes.php?type=solar-power&id=10>. [Último acceso: 25 12 2018].
- [37] B. Mostajeran, «Advanced Modeling of CSP Plants with Sensible Heat Storage: Instantaneous Effects of Solar Irradiance,» *INTERNATIONAL JOURNAL of RENEWABLE ENERGY RESEARCH*, vol. 7, nº 3, pp. 1419-1425, 2017.
- [38] DOW, «Fluidos de transferencia de calor,» enero 2000. [En línea]. Available: [http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh\\_097a/0901b8038097ad4b.pdf?filepath=/heattrans/pdfs/noreg/176-01509.pdf&fromPage=GetDoc](http://msdssearch.dow.com/PublishedLiteratureDOWCOM/dh_097a/0901b8038097ad4b.pdf?filepath=/heattrans/pdfs/noreg/176-01509.pdf&fromPage=GetDoc). [Último acceso: 31 mayo 2019].
- [39] CENACE, «DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2018-2023,» Centro Nacional de Control de Energía, Ciudad de México. Noviembre 2018, 2018.
- [40] PYRANOMETERS, «Clear Sky Calculator,» Apogee Instruments, 2019. [En línea]. Available: <http://clearskycalculator.com/pyranometer.htm>. [Último acceso: 15 mayo 2019].
- [41] Manatechs, «Salida del sol Chihuahua (Mexico),» Salida del sol Chihuahua (Mexico), 2019. [En línea]. Available: [https://salidaypuestadelsol.com/mexico/chihuahua\\_14499.html](https://salidaypuestadelsol.com/mexico/chihuahua_14499.html). [Último acceso: 15 enero 2019].
- [42] CFE, «Tarifas - CFE,» Infomex, enero 2019. [En línea]. Available: [https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas\\_negocio.asp?Tarifa=HM&Anio=2013&mes=8](https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_negocio.asp?Tarifa=HM&Anio=2013&mes=8). [Último acceso: 2019 mayo 05].
- [43] SENER, «ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado,» Diario Oficial de la Federación, Ciudad de México, 2016.
- [44] IRENA, «RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES: Concentrating Solar Power,» IRENA Innovation and Technology Centre, USA, 2012.
- [45] P. Viveros, «Ley de escalamiento de costo-capacidad para plantas CSP de colectores parabólicos con sistema de almacenamiento térmico.,» Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2017.

- [46] G. M. Muñoz, «Estudio de centrales de energía termosolar y comparación con las instalaciones tradicionales de generación de energía eléctrica en Chile.,» 2017. [En línea]. Available: <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/105641/Resumen.pdf>. [Último acceso: 10 mayo 2019].
- [47] HomeFinance, «Inflación histórica Estados Unidos - inflación IPC,» Worldwide Inflation Data, 2019. [En línea]. Available: <https://es.inflation.eu/tasas-de-inflacion/estados-unidos/inflacion-historica/ipc-inflacion-estados-unidos.aspx>. [Último acceso: 20 04 2019].
- [48] HELIOSCSP, «China Shouhang Dunhuang 100 MW molten salt Solar Tower Concentrated Solar Power Plant to be completed,» Solar Thermal Energy News, 2019. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/china-shouhang-dunhuang-100-mw-molten-salt-solar-tower-concentrated-solar-power-plant-to-be-completed/>. [Último acceso: 10 feb 2019].
- [49] HELIOSCSP, «Shouhang Dunhuang 100MW Molten Salt Tower Concentrated Solar Power Project,» Solar Thermal Energy News, 04 Nov 2017. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/shouhang-dunhuang-100mw-molten-salt-tower-concentrated-solar-power-project/>. [Último acceso: 02 abr 2019].
- [50] HELIOSCSP, «Solar field completed for Power China 50 MW molten salt tower Concentrated Solar Power project,» Solar Thermal Energy News, 2019. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/solar-field-completed-for-power-china-50-mw-molten-salt-tower-concentrated-solar-power-project/>. [Último acceso: 20 03 2019].
- [51] HELIOSCSP, «Luneng Haixi 50 MW molten salt tower Concentrated Solar Power project to operate this June,» Solar Thermal Energy News, 2019. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/luneng-haixi-50-mw-molten-salt-tower-concentrated-solar-power-project-to-operate-this-june/>. [Último acceso: 05 03 2019].
- [52] HELIOSCSP, «Groundbreaking of Royal Tech Urat 100 MW Trough Concentrated Solar Power project,» Solar Thermal Energy News, 13 may 2017. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/groundbreaking-of-royal-tech-urat-100-mw-trough-concentrated-solar-power-project/>. [Último acceso: 15 04 2019].
- [53] HELIOSCSP, «CGN Solar Delingha 50 MW parabolic trough Concentrated Solar Power plant,» Solar Thermal Energy News, 08 ago 2018. [En línea]. Available: <http://helioscsp.com/cgn-solar-delingha-50-mw-parabolic-trough-concentrated-solar-power-plant/>. [Último acceso: 22 04 2019].
- [54] G. León, Plantas y sistemas avanzados de potencia - Parámetros de Rendimiento de Plantas., Ciudad Universitaria: Universidad Nacional Autónoma de México, 2018.
- [55] G. Sánchez, Repotenciación de una central de ciclo combinado con tecnología IGCC, Ciudad de México: UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, 2017.
- [56] K. García, «Subastas tiran precios de energía renovable,» El Economista, 23 noviembre 2017. [En línea]. Available: <https://www.economista.com.mx/empresas/Subastas-tiran-precios-de-energia-renovable-20171123-0032.html>. [Último acceso: 20 may 2019].

- [57] CENACE, «Historia de Precios de Energía de Nodos Distribuidos,» gob.mx, 01 mayo 2019. [En línea]. Available: [https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H\\_RepPreEnergiaSisMEM.aspx?N=29&opc=divCssPreEnergia&site=Precios%20de%20la%20energ%C3%ADa/Precios%20de%20Nodos%20Distribuidos/MTR/Diarios&tipoArch=C&tipoUni=SIN&tipo=Diarios&nombr enodop=Precios%20de%20Nodos%20](https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H_RepPreEnergiaSisMEM.aspx?N=29&opc=divCssPreEnergia&site=Precios%20de%20la%20energ%C3%ADa/Precios%20de%20Nodos%20Distribuidos/MTR/Diarios&tipoArch=C&tipoUni=SIN&tipo=Diarios&nombr enodop=Precios%20de%20Nodos%20). [Último acceso: 15 may 2019].
- [58] Banxico, «Tipo de cambio del dólar americano 2018,» 2018. [En línea]. Available: [omawww.sat.gob.mx/informacion\\_fiscal/tablas\\_indicadores/Documents/tc\\_2018.xls](http://omawww.sat.gob.mx/informacion_fiscal/tablas_indicadores/Documents/tc_2018.xls). [Último acceso: 02 mayo 2019].
- [59] CFE, «TARIFAS,» Portal de la Comisión Nacional de Electricidad, 2018. [En línea]. Available: <https://www.cfe.mx/tarifas/Pages/Tarifas.aspx>. [Último acceso: 18 JUNIO 2019].
- [60] EDP, «Consumo anual previsto,» EDP Gas y Electricidad, 2019. [En línea]. Available: <https://www.edpenergia.es/es/negocios/gas-y-electricidad/precios/consumo-anual-previsto/>. [Último acceso: 19 junio 2019].
- [61] N. E. S. Soriano, «Análisis de Opciones de Repotenciación de la Central Eléctrica Acajutla, El Salvador,» Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, 2018.
- [62] M. C. Martínez, «Perspectivas económicas. Marco Macroeconómico: 2015-2020,» ScotiaBank, 11 septiembre 2019. [En línea]. Available: <http://scotiabankfiles.azureedge.net/scotia-bank-mexico/spanish/pdf/acerca-de/economia-y-finanzas/analisis-economico-y-politico/pronosticos/mm.pdf?t=1525300188719>. [Último acceso: 18 09 2019].
- [63] G. Fenés, «El BID ofrece planes de financiamiento para energías renovables,» Energía Estratégica, 26 febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.energiaestrategica.com/bid-ofrece-financiamiento-desarrollar-energias-renovables-argentina/>. [Último acceso: 18 09 2019].
- [64] IRENA, «Power Generation Summary Charts - Cost Data,» International Renewable Energy Agency, 2018. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/costs/Charts/Power-Generation-Summary>. [Último acceso: 2019 septiembre 20].
- [65] Y. Lee, «Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles,» oct 2012. [En línea]. Available: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/15319/las-redes-inteligentes-de-energia-y-su-implementacion-en-ciudades-sostenibles-rg>. [Último acceso: 20 dic 2018].
- [66] G. González, «Integración de energías renovables en redes eléctricas inteligentes,» 13 dic 2013. [En línea]. Available: <http://rua.ua.es/dspace/handle/10045/36695>. [Último acceso: 25 dic 12].
- [67] E. Estebanell, «Principio de funcionamiento tecnológico para una red eléctrica inteligente,» 03 12 2014. [En línea]. Available: <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/principio-funcionamiento>. [Último acceso: 10 12 2018].

- [68] C. d. Diputados y C. d. I. U. Cámara de Diputados, «Ley de la Industria Eléctrica,» 11 ago 2014. [En línea]. Available: [www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec\\_110814.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf). [Último acceso: 10 ene 2019].
- [69] SEGOB, «Diario Oficial de la Federación. RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016,» 08 abr 2016. [En línea]. Available: [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016). [Último acceso: 20 ene 2019].

# ANEXOS

## Anexo 1. Flujos de efectivo calculados para la configuración 4 bajo el esquema SLP

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Precio Medio Horario Intermedio (USD/MWh):	<b>56.3</b>	Costos de O&M Variables (USD/MW):	<b>212,533</b>
Precio Medio Horario Punta (USD/MWh):	<b>71.6</b>	Costos de O&M Fijos (USD/MWh):	<b>3.66</b>
Inflación Anual Media Norteamericana (%):	<b>1.75%</b>		
Precio CEL:	<b>20.57</b>		
Incremento Anual CELs (%):	<b>2%</b>		

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Precio Promedio Horario Intermedio (USD/MWh)	Precio Promedio Horario Punta (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2022	31.857	30.623	0.37	53,142	2,060	51,082	51,082	39,731	11,352	58.3	74.2	21.4	4,249,808	2,430,426	195,526	2,625,952	1,623,856
2023	31.857	30.623	0.37	103,612	4,017	99,595	99,595	77,463	22,132	59.3	75.5	21.8	8,436,183	4,806,744	386,471	5,193,215	3,242,968
2024	31.857	30.623	0.37	103,092	3,997	99,096	99,096	77,074	22,021	60.3	76.8	22.3	8,546,178	4,864,187	391,090	5,255,277	3,290,901
2025	31.857	30.623	0.36	102,572	3,976	98,596	98,596	76,686	21,910	61.4	78.1	22.7	8,657,397	4,920,809	395,642	5,316,451	3,340,945
2026	31.857	30.623	0.36	102,053	3,956	98,097	98,097	76,297	21,799	62.4	79.5	23.2	8,769,848	4,976,609	400,129	5,376,738	3,393,111
2027	31.857	30.623	0.36	101,533	3,936	97,597	97,597	75,909	21,688	63.5	80.9	23.6	8,883,540	5,031,587	404,549	5,436,136	3,447,405
2028	31.857	30.623	0.36	101,014	3,916	97,098	97,098	75,520	21,577	64.6	82.3	24.1	8,998,481	5,085,743	408,903	5,494,645	3,503,836
2029	31.857	30.623	0.36	100,494	3,896	96,598	96,598	75,132	21,466	65.8	83.7	24.6	9,114,678	5,139,076	413,191	5,552,267	3,562,411
2030	31.857	30.623	0.35	99,975	3,876	96,099	96,099	74,744	21,355	66.9	85.2	25.1	9,232,140	5,191,588	417,413	5,609,001	3,623,139
2031	31.857	30.623	0.35	99,455	3,856	95,599	95,599	74,355	21,244	68.1	86.7	25.6	9,350,874	5,243,278	421,569	5,664,846	3,686,027
2032	31.857	30.623	0.35	98,935	3,835	95,100	95,100	73,967	21,133	69.3	88.2	26.1	9,470,887	5,294,145	425,658	5,719,804	3,751,083
2033	31.857	30.623	0.35	98,416	3,815	94,600	94,600	73,578	21,022	70.5	89.8	26.6	9,592,187	5,344,191	429,682	5,773,873	3,818,314
2034	31.857	30.623	0.35	97,896	3,795	94,101	94,101	73,190	20,911	71.7	91.3	27.1	9,714,781	5,393,415	433,640	5,827,054	3,887,727
2035	31.857	30.623	0.35	97,377	3,775	93,602	93,602	72,801	20,800	73.0	92.9	27.7	9,838,676	5,441,816	437,531	5,879,347	3,959,329
2036	31.857	30.623	0.34	96,857	3,755	93,102	93,102	72,413	20,689	74.3	94.6	28.2	9,963,880	5,489,396	441,356	5,930,752	4,033,128
2037	31.857	30.623	0.34	96,337	3,735	92,603	92,603	72,024	20,578	75.6	96.2	28.8	10,090,398	5,536,153	445,116	5,981,269	4,109,129
2038	31.857	30.623	0.34	95,818	3,715	92,103	92,103	71,636	20,467	76.9	97.9	29.4	10,218,237	5,582,089	448,809	6,030,897	4,187,340
2039	31.857	30.623	0.34	95,298	3,694	91,604	91,604	71,247	20,356	78.2	99.6	30.0	10,347,404	5,627,202	452,436	6,079,638	4,267,766
2040	31.857	30.623	0.34	94,779	3,674	91,104	91,104	70,859	20,245	79.6	101.4	30.6	10,477,904	5,671,494	455,997	6,127,491	4,350,414
2041	31.857	30.623	0.34	94,259	3,654	90,605	90,605	70,470	20,134	81.0	103.1	31.2	10,609,744	5,714,963	459,492	6,174,455	4,435,289
2042	31.857	30.623	0.33	93,739	3,634	90,105	90,105	70,082	20,023	82.4	104.9	31.8	10,742,929	5,757,610	462,921	6,220,531	4,522,398
2043	31.857	30.623	0.33	93,220	3,614	89,606	89,606	69,694	19,912	83.9	106.8	32.4	10,877,464	5,799,436	466,283	6,265,719	4,611,745
2044	31.857	30.623	0.33	92,700	3,594	89,106	89,106	69,305	19,801	85.3	108.6	33.1	11,013,355	5,840,439	469,580	6,310,019	4,703,336
2045	31.857	30.623	0.33	92,181	3,574	88,607	88,607	68,917	19,690	86.8	110.5	33.7	11,150,606	5,880,621	472,811	6,353,431	4,797,175
2046	31.857	30.623	0.33	91,661	3,553	88,108	88,108	68,528	19,579	88.3	112.5	34.4	11,289,223	5,919,980	475,975	6,395,955	4,893,268
2047	31.857	30.623	0.33	91,141	3,533	87,608	87,608	68,140	19,468	89.9	114.4	35.1	11,429,209	5,958,517	479,073	6,437,590	4,991,618
2048	31.857	30.623	0.32	90,622	3,513	87,109	87,109	67,751	19,357	91.5	116.4	35.8	11,570,568	5,996,232	482,106	6,478,338	5,092,230
2049	31.857	30.623	0.32	90,102	3,493	86,609	86,609	67,363	19,246	93.1	118.5	36.5	11,713,305	6,033,126	485,072	6,518,197	5,195,107
2050	31.857	30.623	0.32	89,583	3,473	86,110	86,110	66,974	19,136	94.7	120.6	37.3	11,857,422	6,069,197	487,972	6,557,169	5,300,253
2051	31.857	30.623	0.32	89,063	3,453	85,610	85,610	66,586	19,025	96.4	122.7	38.0	12,002,923	6,104,446	490,806	6,595,252	5,407,671
2052	31.857	30.623	0.32	43,364	1,681	41,683	41,683	32,420	9,263	98.0	124.8	38.8	5,950,379	3,001,485	241,146	3,242,631	2,707,748
2053	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0

## Anexo 2. Evaluación económica y financiera para la configuración 4 bajo el esquema SLP

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%	Durante la Construcción	Monto (USD)
Apalancamiento 80%	Tasa de interés 3.63%	\$ 8,212,512.00
Monto Apalancado (USD) \$ 226,240,000	Comisión 1%	\$ 2,262,400
Capital Propio (USD) \$ 56,560,000	Compromiso 0.5%	\$ 1,131,200.0
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%		\$ 11,606,112.00
Pagos anuales 15		
Monto de pagos anuales (USD) \$18,542,506	Capital propio + Intereses de construcción (USD)	\$ 68,166,112.00

n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-1	2020	0	110,559,916	-110,559,916	0	0	0	0	0	0
0	2021	0	112,524,632	-223,084,547	0	0	0	0	0	0
1	2022	1,623,856	59,715,453	-281,176,144	6,108,480	12,434,026	18,542,506	213,805,974	20,166,363	-85,084,762
2	2023	3,242,968	0	-277,933,176	5,772,761	12,769,745	18,542,506	201,036,229	21,785,474	-100,384,300
3	2024	3,290,901	0	-274,642,275	5,427,978	13,114,528	18,542,506	187,921,701	21,833,407	-115,635,906
4	2025	3,340,945	0	-271,301,330	5,073,886	13,468,620	18,542,506	174,453,080	21,883,452	-130,837,467
5	2026	3,393,111	0	-267,908,219	4,710,233	13,832,273	18,542,506	160,620,807	21,935,617	-145,986,862
6	2027	3,447,405	0	-264,460,814	4,336,762	14,205,744	18,542,506	146,415,063	21,989,911	-161,081,964
7	2028	3,503,836	0	-260,956,979	3,953,207	14,589,300	18,542,506	131,825,763	22,046,342	-176,120,635
8	2029	3,562,411	0	-257,394,567	3,559,296	14,983,211	18,542,506	116,842,552	22,104,918	-191,100,730
9	2030	3,623,139	0	-253,771,428	3,154,749	15,387,757	18,542,506	101,454,795	22,165,646	-206,020,097
10	2031	3,686,027	0	-250,085,401	2,739,279	15,803,227	18,542,506	85,651,568	22,228,534	-220,876,575
11	2032	3,751,083	0	-246,334,317	2,312,592	16,229,914	18,542,506	69,421,654	22,293,590	-235,667,998
12	2033	3,818,314	0	-242,516,003	1,874,385	16,668,122	18,542,506	52,753,533	22,360,820	-250,392,191
13	2034	3,887,727	0	-238,628,276	1,424,345	17,118,161	18,542,506	35,635,372	22,430,233	-265,046,970
14	2035	3,959,329	0	-234,668,947	962,155	17,580,351	18,542,506	18,055,021	22,501,836	-279,630,147
15	2036	4,033,128	0	-230,635,819	487,486	18,055,021	18,542,506	0	22,575,634	-294,139,525
16	2037	4,109,129	0	-226,526,690	0	0	0	0	4,109,129	-290,030,396
17	2038	4,187,340	0	-222,339,350	0	0	0	0	4,187,340	-285,843,056
18	2039	4,267,766	0	-218,071,585	0	0	0	0	4,267,766	-281,575,291
19	2040	4,350,414	0	-213,721,171	0	0	0	0	4,350,414	-277,224,877
20	2041	4,435,289	0	-209,285,882	0	0	0	0	4,435,289	-272,789,588
21	2042	4,522,398	0	-204,763,485	0	0	0	0	4,522,398	-268,267,191
22	2043	4,611,745	0	-200,151,740	0	0	0	0	4,611,745	-263,655,446
23	2044	4,703,336	0	-195,448,404	0	0	0	0	4,703,336	-258,952,110
24	2045	4,797,175	0	-190,651,229	0	0	0	0	4,797,175	-254,154,935
25	2046	4,893,268	0	-185,757,961	0	0	0	0	4,893,268	-249,261,667
26	2047	4,991,618	0	-180,766,343	0	0	0	0	4,991,618	-244,270,049
27	2048	5,092,230	0	-175,674,112	0	0	0	0	5,092,230	-239,177,818
28	2049	5,195,107	0	-170,479,005	0	0	0	0	5,195,107	-233,982,711
29	2050	5,300,253	0	-165,178,752	0	0	0	0	5,300,253	-228,682,458
30	2051	5,407,671	0	-159,771,081	0	0	0	0	5,407,671	-223,274,787
31	2052	2,707,748	0	-157,063,333	0	0	0	0	2,707,748	-220,567,039
	2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### Evaluación Económica

VPN (USD)	-\$247,571,765
VAE (USD)	-\$26,117,884
RCB	0.12
TIR	-4.43%
TIRM	3.46%
PR (años)	56.1

### Evaluación Financiera

VPN (USD)	\$103,658,972
VAE (USD)	\$10,935,629
RCB	2.52
TIR	31.63%
TIRM	13.03%
PR (años)	35.4

### Anexo 3. Flujos de efectivo calculados para la configuración 4 bajo el esquema CBCE.

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Tarifa alto consumo (USD/MWh): 241.9      Descuento a usuario      10%  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): 1.8%  
 Precio CEL: 20.6  
 Incremento Anual CELs (%): 2.0%

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Tarifa (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2021	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2022	31.9	30.6	0.37	53,142	2,060	51,082	51,082	39,731	11,352	254.6	21.40	12,796,801	2,430,426	195,526	2,625,952	10,170,849
2023	31.9	30.6	0.37	103,612	4,017	99,595	99,595	77,463	22,132	258.8	21.83	25,371,959	4,806,744	386,471	5,193,215	20,178,744
2024	31.9	30.6	0.37	103,092	3,997	99,096	99,096	77,074	22,021	263.0	22.27	25,665,488	4,864,187	391,090	5,255,277	20,410,211
2025	31.9	30.6	0.36	102,572	3,976	98,596	98,596	76,686	21,910	267.3	22.71	25,955,637	4,920,809	395,642	5,316,451	20,639,185
2026	31.9	30.6	0.36	102,053	3,956	98,097	98,097	76,297	21,799	271.5	23.17	26,242,409	4,976,609	400,129	5,376,738	20,865,672
2027	31.9	30.6	0.36	101,533	3,936	97,597	97,597	75,909	21,688	275.7	23.63	26,525,810	5,031,587	404,549	5,436,136	21,089,674
2028	31.9	30.6	0.36	101,014	3,916	97,098	97,098	75,520	21,577	280.0	24.10	26,805,841	5,085,743	408,903	5,494,645	21,311,196
2029	31.9	30.6	0.36	100,494	3,896	96,598	96,598	75,132	21,466	284.2	24.58	27,082,509	5,139,076	413,191	5,552,267	21,530,242
2030	31.9	30.6	0.35	99,975	3,876	96,099	96,099	74,744	21,355	288.4	25.07	27,355,816	5,191,588	417,413	5,609,001	21,746,815
2031	31.9	30.6	0.35	99,455	3,856	95,599	95,599	74,355	21,244	292.7	25.58	27,625,766	5,243,278	421,569	5,664,846	21,960,920
2032	31.9	30.6	0.35	98,935	3,835	95,100	95,100	73,967	21,133	296.9	26.09	27,892,364	5,294,145	425,658	5,719,804	22,172,561
2033	31.9	30.6	0.35	98,416	3,815	94,600	94,600	73,578	21,022	301.1	26.61	28,155,614	5,344,191	429,682	5,773,873	22,381,741
2034	31.9	30.6	0.35	97,896	3,795	94,101	94,101	73,190	20,911	305.4	27.14	28,415,520	5,393,415	433,640	5,827,054	22,588,465
2035	31.9	30.6	0.35	97,377	3,775	93,602	93,602	72,801	20,800	309.6	27.68	28,672,084	5,441,816	437,531	5,879,347	22,792,737
2036	31.9	30.6	0.34	96,857	3,755	93,102	93,102	72,413	20,689	313.8	28.24	28,925,312	5,489,396	441,356	5,930,752	22,994,560
2037	31.9	30.6	0.34	96,337	3,735	92,603	92,603	72,024	20,578	318.1	28.80	29,175,207	5,536,153	445,116	5,981,269	23,193,938
2038	31.9	30.6	0.34	95,818	3,715	92,103	92,103	71,636	20,467	322.3	29.38	29,421,773	5,582,089	448,809	6,030,897	23,390,875
2039	31.9	30.6	0.34	95,298	3,694	91,604	91,604	71,247	20,356	326.5	29.97	29,665,013	5,627,202	452,436	6,079,638	23,585,375
2040	31.9	30.6	0.34	94,779	3,674	91,104	91,104	70,859	20,245	330.8	30.57	29,904,932	5,671,494	455,997	6,127,491	23,777,442
2041	31.9	30.6	0.34	94,259	3,654	90,605	90,605	70,470	20,134	335.0	31.18	30,141,533	5,714,963	459,492	6,174,455	23,967,078
2042	31.9	30.6	0.33	93,739	3,634	90,105	90,105	70,082	20,023	339.2	31.80	30,374,820	5,757,610	462,921	6,220,531	24,154,289
2043	31.9	30.6	0.33	93,220	3,614	89,606	89,606	69,694	19,912	343.5	32.44	30,604,796	5,799,436	466,283	6,265,719	24,339,077
2044	31.9	30.6	0.33	92,700	3,594	89,106	89,106	69,305	19,801	347.7	33.09	30,831,465	5,840,439	469,580	6,310,019	24,521,445
2045	31.9	30.6	0.33	92,181	3,574	88,607	88,607	68,917	19,690	351.9	33.75	31,054,830	5,880,621	472,811	6,353,431	24,701,399
2046	31.9	30.6	0.33	91,661	3,553	88,108	88,108	68,528	19,579	356.2	34.42	31,274,895	5,919,980	475,975	6,395,955	24,878,940
2047	31.9	30.6	0.33	91,141	3,533	87,608	87,608	68,140	19,468	360.4	35.11	31,491,663	5,958,517	479,073	6,437,590	25,054,072
2048	31.9	30.6	0.32	90,622	3,513	87,109	87,109	67,751	19,357	364.6	35.81	31,705,137	5,996,232	482,106	6,478,338	25,226,799
2049	31.9	30.6	0.32	90,102	3,493	86,609	86,609	67,363	19,246	368.9	36.53	31,915,321	6,033,126	485,072	6,518,197	25,397,124
2050	31.9	30.6	0.32	89,583	3,473	86,110	86,110	66,974	19,136	373.1	37.26	32,122,218	6,069,197	487,972	6,557,169	25,565,049
2051	31.9	30.6	0.32	89,063	3,453	85,610	85,610	66,586	19,025	377.3	38.00	32,325,831	6,104,446	490,806	6,595,252	25,730,579
2052	31.9	30.6	0.32	43,364	1,681	41,683	41,683	32,420	9,263	381.6	38.76	15,929,712	3,001,485	241,146	3,242,631	12,687,082
2053	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2054	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2055	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2056	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0



#### Anexo 4. Evaluación económica y financiera para la configuración 4 bajo el esquema CBCE

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%					Durante la Construcción		Monto (USD)			
Apalancamiento 80%					Tasa de interés 3.63%		\$ 8,212,512.00			
Monto Apalancado (USD) \$ 226,240,000					Comisión 1%		\$ 2,262,400			
Capital Propio (USD) \$ 56,560,000					Compromiso 0.5%		\$ 1,131,200.0			
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%							\$ 11,606,112.00			
Pagos anuales 15										
Monto de pagos anuales (USD) \$18,542,506					Capital propio + Intereses de construcción (USD) \$ 68,166,112.00					
n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-1	2020	0	110,559,916	-110,559,916	0	0	0	0	0	0
0	2021	0	112,524,632	-223,084,547	0	0	0	0	0	0
1	2022	10,170,849	59,715,453	-272,629,151	6,108,480	12,434,026	18,542,506	213,805,974	28,713,355	-76,537,769
2	2023	20,178,744	0	-252,450,407	5,772,761	12,769,745	18,542,506	201,036,229	38,721,250	-74,901,532
3	2024	20,410,211	0	-232,040,197	5,427,978	13,114,528	18,542,506	187,921,701	38,952,717	-73,033,828
4	2025	20,639,185	0	-211,401,011	5,073,886	13,468,620	18,542,506	174,453,080	39,181,692	-70,937,148
5	2026	20,865,672	0	-190,535,339	4,710,233	13,832,273	18,542,506	160,620,807	39,408,178	-68,613,983
6	2027	21,089,674	0	-169,445,665	4,336,762	14,205,744	18,542,506	146,415,063	39,632,180	-66,066,815
7	2028	21,311,196	0	-148,134,470	3,953,207	14,589,300	18,542,506	131,825,763	39,853,702	-63,298,125
8	2029	21,530,242	0	-126,604,228	3,559,296	14,983,211	18,542,506	116,842,552	40,072,748	-60,310,390
9	2030	21,746,815	0	-104,857,413	3,154,749	15,387,757	18,542,506	101,454,795	40,289,321	-57,106,082
10	2031	21,960,920	0	-82,896,493	2,739,279	15,803,227	18,542,506	85,651,568	40,503,426	-53,687,668
11	2032	22,172,561	0	-60,723,932	2,312,592	16,229,914	18,542,506	69,421,654	40,715,067	-50,057,613
12	2033	22,381,741	0	-38,342,191	1,874,385	16,668,122	18,542,506	52,753,533	40,924,248	-46,218,378
13	2034	22,588,465	0	-15,753,725	1,424,345	17,118,161	18,542,506	35,635,372	41,130,972	-42,172,419
14	2035	22,792,737	0	7,039,012	962,155	17,580,351	18,542,506	18,055,021	41,335,243	-37,922,188
15	2036	22,994,560	0	30,033,572	487,486	18,055,021	18,542,506	0	41,537,066	-33,470,134
16	2037	23,193,938	0	53,227,510	0	0	0	0	23,193,938	-10,276,196
17	2038	23,390,875	0	76,618,385	0	0	0	0	23,390,875	13,114,679
18	2039	23,585,375	0	100,203,760	0	0	0	0	23,585,375	36,700,054
19	2040	23,777,442	0	123,981,202	0	0	0	0	23,777,442	60,477,496
20	2041	23,967,078	0	147,948,280	0	0	0	0	23,967,078	84,444,574
21	2042	24,154,289	0	172,102,569	0	0	0	0	24,154,289	108,598,863
22	2043	24,339,077	0	196,441,645	0	0	0	0	24,339,077	132,937,939
23	2044	24,521,445	0	220,963,091	0	0	0	0	24,521,445	157,459,385
24	2045	24,701,399	0	245,664,490	0	0	0	0	24,701,399	182,160,784
25	2046	24,878,940	0	270,543,429	0	0	0	0	24,878,940	207,039,723
26	2047	25,054,072	0	295,597,502	0	0	0	0	25,054,072	232,093,796
27	2048	25,226,799	0	320,824,301	0	0	0	0	25,226,799	257,320,595
28	2049	25,397,124	0	346,221,424	0	0	0	0	25,397,124	282,717,718
29	2050	25,565,049	0	371,786,474	0	0	0	0	25,565,049	308,282,768
30	2051	25,730,579	0	397,517,052	0	0	0	0	25,730,579	334,013,346
31	2052	12,687,082	0	410,204,134	0	0	0	0	12,687,082	346,700,428
	2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Evaluación Económica					Evaluación Financiera					
VPN (USD)		-\$76,781,105			VPN (USD)	\$	274,449,632			
VAE (USD)		-\$8,100,116			VAE (USD)		\$28,953,397			
RCB		0.73			RCB		5.03			
TIR		6.71%			TIR		57%			
TIRM		8.98%			TIRM		15%			
PR (años)		13.7			PR (años)		16.3			

**Anexo 5. Flujos de efectivo calculados para la configuración 6 bajo el esquema SLP**

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Precio Medio Horario Intermedio (USD/MWh): **80.2**      Costos de O&M Variables (USD/MWh): **120,174**  
 Precio Medio Horario Punta (USD/MWh): **95.0**      Costos de O&M Fijos (USD/MWh): **2.73**  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): **1.75%**  
 Precio CEL: **20.57**  
 Incremento Anual CELs (%): **2%**

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Precio Promedio Horario Intermedio (USD/MWh)	Precio Promedio Horario Punta (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2023	210.544	200.249	0.44	240,543	11,762	228,781	228,781	177,941	50,840	84.5	100.0	21.8	25,110,541	5,868,923	658,434	6,527,357	18,583,184
2024	210.544	200.249	0.44	824,214	40,302	783,912	783,912	609,710	174,203	85.9	101.8	22.3	87,589,191	18,847,255	2,283,327	21,130,581	66,458,610
2025	210.544	200.249	0.44	820,084	40,100	779,984	779,984	606,654	173,330	87.5	103.6	22.7	88,718,859	19,073,487	2,310,733	21,384,219	67,334,640
2026	210.544	200.249	0.44	815,954	39,898	776,056	776,056	603,599	172,457	89.0	105.4	23.2	89,860,905	19,296,489	2,337,748	21,634,237	68,226,668
2027	210.544	200.249	0.43	811,824	39,696	772,128	772,128	600,544	171,584	90.5	107.2	23.6	91,015,408	19,516,262	2,364,371	21,880,633	69,134,774
2028	210.544	200.249	0.43	807,695	39,494	768,201	768,201	597,489	170,711	92.1	109.1	24.1	92,182,447	19,732,805	2,390,604	22,123,409	70,059,038
2029	210.544	200.249	0.43	803,565	39,292	764,273	764,273	594,434	169,838	93.7	111.0	24.6	93,362,099	19,946,119	2,416,445	22,362,563	70,999,536
2030	210.544	200.249	0.43	799,435	39,090	760,345	760,345	591,379	168,966	95.4	112.9	25.1	94,554,441	20,156,202	2,441,895	22,598,097	71,956,344
2031	210.544	200.249	0.42	795,305	38,888	756,417	756,417	588,324	168,093	97.0	114.9	25.6	95,759,548	20,363,057	2,466,953	22,830,010	72,929,539
2032	210.544	200.249	0.42	791,175	38,686	752,489	752,489	585,269	167,220	98.7	116.9	26.1	96,977,494	20,566,681	2,491,621	23,058,302	73,919,192
2033	210.544	200.249	0.42	787,045	38,484	748,561	748,561	582,214	166,347	100.5	119.0	26.6	98,208,350	20,767,076	2,515,897	23,282,973	74,925,377
2034	210.544	200.249	0.42	782,915	38,282	744,633	744,633	579,159	165,474	102.2	121.1	27.1	99,452,186	20,964,241	2,539,781	23,504,023	75,948,163
2035	210.544	200.249	0.42	778,786	38,080	740,705	740,705	576,104	164,601	104.0	123.2	27.7	100,709,072	21,158,177	2,563,275	23,721,452	76,987,620
2036	210.544	200.249	0.41	774,656	37,878	736,777	736,777	573,049	163,728	105.8	125.3	28.2	101,979,074	21,348,882	2,586,377	23,935,260	78,043,814
2037	210.544	200.249	0.41	770,526	37,677	732,849	732,849	569,994	162,855	107.7	127.5	28.8	103,262,258	21,536,358	2,609,088	24,145,447	79,116,811
2038	210.544	200.249	0.41	766,396	37,475	728,921	728,921	566,939	161,983	109.6	129.8	29.4	104,558,686	21,720,605	2,631,408	24,352,013	80,206,673
2039	210.544	200.249	0.41	762,266	37,273	724,994	724,994	563,884	161,110	111.5	132.0	30.0	105,868,420	21,901,622	2,653,337	24,554,958	81,313,462
2040	210.544	200.249	0.41	758,136	37,071	721,066	721,066	560,829	160,237	113.4	134.3	30.6	107,191,519	22,079,409	2,674,874	24,754,283	82,437,237
2041	210.544	200.249	0.40	754,006	36,869	717,138	717,138	557,774	159,364	115.4	136.7	31.2	108,528,040	22,253,966	2,696,020	24,949,986	83,578,054
2042	210.544	200.249	0.40	749,877	36,667	713,210	713,210	554,719	158,491	117.5	139.1	31.8	109,878,037	22,425,294	2,716,775	25,142,069	84,735,969
2043	210.544	200.249	0.40	745,747	36,465	709,282	709,282	551,664	157,618	119.5	141.5	32.4	111,241,563	22,593,392	2,737,138	25,330,530	85,911,033
2044	210.544	200.249	0.40	741,617	36,263	705,354	705,354	548,609	156,745	121.6	144.0	33.1	112,618,666	22,758,261	2,757,110	25,515,371	87,103,295
2045	210.544	200.249	0.40	737,487	36,061	701,426	701,426	545,554	155,872	123.7	146.5	33.7	114,009,395	22,919,900	2,776,691	25,696,591	88,312,804
2046	210.544	200.249	0.39	733,357	35,859	697,498	697,498	542,499	155,000	125.9	149.1	34.4	115,413,792	23,078,309	2,795,881	25,874,190	89,539,603
2047	210.544	200.249	0.39	729,227	35,657	693,570	693,570	539,444	154,127	128.1	151.7	35.1	116,831,900	23,233,488	2,814,679	26,048,168	90,783,733
2048	210.544	200.249	0.39	725,098	35,455	689,642	689,642	536,388	153,254	130.3	154.3	35.8	118,263,757	23,385,438	2,833,087	26,218,525	92,045,232
2049	210.544	200.249	0.39	720,968	35,253	685,714	685,714	533,333	152,381	132.6	157.0	36.5	119,709,398	23,534,158	2,851,102	26,385,261	93,324,137
2050	210.544	200.249	0.39	716,838	35,051	681,786	681,786	530,278	151,508	134.9	159.8	37.3	121,168,855	23,679,649	2,868,727	26,548,376	94,620,479
2051	210.544	200.249	0.38	712,708	34,849	677,859	677,859	527,223	150,635	137.3	162.6	38.0	122,642,156	23,821,909	2,885,961	26,707,870	95,934,286
2052	210.544	200.249	0.38	708,578	34,647	673,931	673,931	524,168	149,762	139.7	165.4	38.8	124,129,328	23,960,941	2,902,803	26,863,743	97,265,585
2053	210.544	200.249	0.38	499,938	24,446	475,492	475,492	369,827	105,665	142.1	168.3	39.5	89,158,291	16,516,973	2,068,823	18,585,795	70,572,495
2054	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0

## Anexo 6. Evaluación económica y financiera para la configuración 6 bajo el esquema SLP

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%				Durante la Construcción		Monto (USD)				
Apalancamiento 80%				Tasa de interés 3.63%		\$ 39,111,072.00				
Monto Apalancado (USD) \$ 1,077,440,000				Comisión 1%		\$ 10,774,400				
Capital Propio (USD) \$ 269,360,000				Compromiso 0.5%		\$ 5,387,200.0				
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%						\$ 55,272,672.00				
Pagos anuales 15										
Monto de pagos anuales (USD) \$88,306,391				Capital propio + Intereses de construcción (USD) \$ 324,632,672.00						
n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-2	2020	0	361,720,551	-361,720,551	0	0	0	0	0	0
-1	2021	0	396,378,204	-758,098,756	0	0	0	0	0	0
0	2022	0	396,378,204	-1,154,476,960	0	0	0	0	0	0
1	2023	18,583,184	192,323,040	-1,328,216,816	29,090,880	59,215,511	88,306,391	1,018,224,489	106,889,575	-394,355,879
2	2024	66,458,610	0	-1,261,758,206	27,492,061	60,814,330	88,306,391	957,410,159	154,765,001	-416,203,661
3	2025	67,334,640	0	-1,194,423,566	25,850,074	62,456,317	88,306,391	894,953,842	155,641,031	-437,175,412
4	2026	68,226,668	0	-1,126,196,898	24,163,754	64,142,638	88,306,391	830,811,204	156,533,059	-457,255,135
5	2027	69,134,774	0	-1,057,062,124	22,431,903	65,874,489	88,306,391	764,936,716	157,441,166	-476,426,752
6	2028	70,059,038	0	-987,003,086	20,653,291	67,653,100	88,306,391	697,283,616	158,365,429	-494,674,105
7	2029	70,999,536	0	-916,003,550	18,826,658	69,479,734	88,306,391	627,803,882	159,305,927	-511,980,961
8	2030	71,956,344	0	-844,047,206	16,950,705	71,355,686	88,306,391	556,448,196	160,262,736	-528,331,008
9	2031	72,929,539	0	-771,117,667	15,024,101	73,282,290	88,306,391	483,165,906	161,235,930	-543,707,860
10	2032	73,919,192	0	-697,198,475	13,045,479	75,260,912	88,306,391	407,904,994	162,225,583	-558,095,059
11	2033	74,925,377	0	-622,273,098	11,013,435	77,292,956	88,306,391	330,612,037	163,231,768	-571,476,074
12	2034	75,948,163	0	-546,324,935	8,926,525	79,379,866	88,306,391	251,232,171	164,254,555	-583,834,301
13	2035	76,987,620	0	-469,337,314	6,783,269	81,523,123	88,306,391	169,709,049	165,294,012	-595,153,072
14	2036	78,043,814	0	-391,293,500	4,582,144	83,724,247	88,306,391	85,984,802	166,350,206	-605,415,649
15	2037	79,116,811	0	-312,176,689	2,321,590	85,984,802	88,306,391	0	167,423,202	-614,605,230
16	2038	80,206,673	0	-231,970,016	0	0	0	0	80,206,673	-534,398,557
17	2039	81,313,462	0	-150,656,554	0	0	0	0	81,313,462	-453,085,095
18	2040	82,437,237	0	-68,219,318	0	0	0	0	82,437,237	-370,647,858
19	2041	83,578,054	0	15,358,736	0	0	0	0	83,578,054	-287,069,804
20	2042	84,735,969	0	100,094,705	0	0	0	0	84,735,969	-202,333,836
21	2043	85,911,033	0	186,005,737	0	0	0	0	85,911,033	-116,422,803
22	2044	87,103,295	0	273,109,033	0	0	0	0	87,103,295	-29,319,508
23	2045	88,312,804	0	361,421,837	0	0	0	0	88,312,804	58,993,296
24	2046	89,539,603	0	450,961,439	0	0	0	0	89,539,603	148,532,899
25	2047	90,783,733	0	541,745,172	0	0	0	0	90,783,733	239,316,631
26	2048	92,045,232	0	633,790,404	0	0	0	0	92,045,232	331,361,864
27	2049	93,324,137	0	727,114,542	0	0	0	0	93,324,137	424,686,001
28	2050	94,620,479	0	821,735,021	0	0	0	0	94,620,479	519,306,480
29	2051	95,934,286	0	917,669,307	0	0	0	0	95,934,286	615,240,766
30	2052	97,265,585	0	1,014,934,892	0	0	0	0	97,265,585	712,506,351
31	2053	70,572,495	0	1,085,507,387	0	0	0	0	70,572,495	783,078,846
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Evaluación Económica				Evaluación Financiera						
VPN (USD)					VPN (USD)				\$1,001,170,739	
VAE (USD)					VAE (USD)				\$105,619,723	
RCB		0.49			RCB				4.08	
TIR		3.80%			TIR				43.53%	
TIRM		7.69%			TIRM				14.65%	
PR (años)		19.0			PR (años)				22.2	

## Anexo 7. Flujos de efectivo calculados para la configuración 6 bajo el esquema CBCE.

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Tarifa alto consumo (USD/MWh): 241.9  
 Descuento a usuario 10%  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): 1.8%  
 Precio CEL: 20.6  
 Incremento Anual CELs (%): 2.0%

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Tarifa (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2021	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2022	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2023	210.5	200.2	0.44	240,543	11,762	228,781	228,781	177,941	50,840	258.8	21.83	58,282,235	5,868,923	658,434	6,527,357	51,754,878
2024	210.5	200.2	0.44	824,214	40,302	783,912	783,912	609,710	174,203	263.0	22.27	203,031,291	18,847,255	2,283,327	21,130,581	181,900,710
2025	210.5	200.2	0.44	820,084	40,100	779,984	779,984	606,654	173,330	267.3	22.71	205,332,642	19,073,487	2,310,733	21,384,219	183,948,422
2026	210.5	200.2	0.44	815,954	39,898	776,056	776,056	603,599	172,457	271.5	23.17	207,607,479	19,296,489	2,337,748	21,634,237	185,973,242
2027	210.5	200.2	0.43	811,824	39,696	772,128	772,128	600,544	171,584	275.7	23.63	209,855,835	19,516,262	2,364,371	21,880,633	187,975,202
2028	210.5	200.2	0.43	807,695	39,494	768,201	768,201	597,489	170,711	280.0	24.10	212,077,744	19,732,805	2,390,604	22,123,409	189,954,335
2029	210.5	200.2	0.43	803,565	39,292	764,273	764,273	594,434	169,838	284.2	24.58	214,273,237	19,946,119	2,416,445	22,362,563	191,910,674
2030	210.5	200.2	0.43	799,435	39,090	760,345	760,345	591,379	168,966	288.4	25.07	216,442,347	20,156,202	2,441,895	22,598,097	193,844,250
2031	210.5	200.2	0.42	795,305	38,888	756,417	756,417	588,324	168,093	292.7	25.58	218,585,105	20,363,057	2,466,953	22,830,010	195,755,096
2032	210.5	200.2	0.42	791,175	38,686	752,489	752,489	585,269	167,220	296.9	26.09	220,701,545	20,566,681	2,491,621	23,058,302	197,643,244
2033	210.5	200.2	0.42	787,045	38,484	748,561	748,561	582,214	166,347	301.1	26.61	222,791,698	20,767,076	2,515,897	23,282,973	199,508,726
2034	210.5	200.2	0.42	782,915	38,282	744,633	744,633	579,159	165,474	305.4	27.14	224,855,596	20,964,241	2,539,781	23,504,023	201,351,574
2035	210.5	200.2	0.42	778,786	38,080	740,705	740,705	576,104	164,601	309.6	27.68	226,893,270	21,158,177	2,563,275	23,721,452	203,171,819
2036	210.5	200.2	0.41	774,656	37,878	736,777	736,777	573,049	163,728	313.8	28.24	228,904,753	21,348,882	2,586,377	23,935,260	204,969,493
2037	210.5	200.2	0.41	770,526	37,677	732,849	732,849	569,994	162,855	318.1	28.80	230,890,074	21,536,358	2,609,088	24,145,447	206,744,627
2038	210.5	200.2	0.41	766,396	37,475	728,921	728,921	566,939	161,983	322.3	29.38	232,849,266	21,720,605	2,631,408	24,352,013	208,497,253
2039	210.5	200.2	0.41	762,266	37,273	724,994	724,994	563,884	161,110	326.5	29.97	234,782,358	21,901,622	2,653,337	24,554,958	210,227,400
2040	210.5	200.2	0.41	758,136	37,071	721,066	721,066	560,829	160,237	330.8	30.57	236,689,382	22,079,409	2,674,874	24,754,283	211,935,099
2041	210.5	200.2	0.40	754,006	36,869	717,138	717,138	557,774	159,364	335.0	31.18	238,570,366	22,253,966	2,696,020	24,949,986	213,620,380
2042	210.5	200.2	0.40	749,877	36,667	713,210	713,210	554,719	158,491	339.2	31.80	240,425,342	22,425,294	2,716,775	25,142,069	215,283,273
2043	210.5	200.2	0.40	745,747	36,465	709,282	709,282	551,664	157,618	343.5	32.44	242,254,338	22,593,392	2,737,138	25,330,530	216,923,807
2044	210.5	200.2	0.40	741,617	36,263	705,354	705,354	548,609	156,745	347.7	33.09	244,057,383	22,758,261	2,757,110	25,515,371	218,542,012
2045	210.5	200.2	0.40	737,487	36,061	701,426	701,426	545,554	155,872	351.9	33.75	245,834,506	22,919,900	2,776,691	25,696,591	220,137,915
2046	210.5	200.2	0.39	733,357	35,859	697,498	697,498	542,499	155,000	356.2	34.42	247,585,735	23,078,309	2,795,881	25,874,190	221,711,546
2047	210.5	200.2	0.39	729,227	35,657	693,570	693,570	539,444	154,127	360.4	35.11	249,311,098	23,233,488	2,814,679	26,048,168	223,262,930
2048	210.5	200.2	0.39	725,098	35,455	689,642	689,642	536,388	153,254	364.6	35.81	251,010,621	23,385,438	2,833,087	26,218,525	224,792,097
2049	210.5	200.2	0.39	720,968	35,253	685,714	685,714	533,333	152,381	368.9	36.53	252,684,332	23,534,158	2,851,102	26,385,261	226,299,071
2050	210.5	200.2	0.39	716,838	35,051	681,786	681,786	530,278	151,508	373.1	37.26	254,332,256	23,679,649	2,868,727	26,548,376	227,783,880
2051	210.5	200.2	0.38	712,708	34,849	677,859	677,859	527,223	150,635	377.3	38.00	255,954,419	23,821,909	2,885,961	26,707,870	229,246,549
2052	210.5	200.2	0.38	708,578	34,647	673,931	673,931	524,168	149,762	381.6	38.76	257,550,845	23,960,941	2,902,803	26,863,743	230,687,101
2053	210.5	200.2	0.38	499,938	24,446	475,492	475,492	369,827	105,665	385.8	39.54	183,895,274	16,516,973	2,068,823	18,585,795	165,309,478
2054	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2055	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2056	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0

## Anexo 8. Evaluación económica y financiera para la configuración 6 bajo el esquema CBCE.

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%					Durante la Construcción		Monto (USD)			
Apalancamiento 80%					Tasa de interés 3.63%		\$ 39,111,072.00			
Monto Apalancado (USD) \$ 1,077,440,000					Comisión 1%		\$ 10,774,400			
Capital Propio (USD) \$ 269,360,000					Compromiso 0.5%		\$ 5,387,200.0			
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%							\$ 55,272,672.00			
Pagos anuales 15										
Monto de pagos anuales (USD) \$88,306,391					Capital propio + Intereses de construcción (USD)		\$ 324,632,672.00			
n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-2	2020	0	361,720,551	-361,720,551	0	0	0	0	0	0
-1	2021	0	396,378,204	-758,098,756	0	0	0	0	0	0
0	2022	0	396,378,204	-1,154,476,960	0	0	0	0	0	0
1	2023	51,754,878	192,323,040	-1,295,045,122	29,090,880	59,215,511	88,306,391	1,018,224,489	140,061,269	-361,184,185
2	2024	181,900,710	0	-1,113,144,411	27,492,061	60,814,330	88,306,391	957,410,159	270,207,102	-267,589,866
3	2025	183,948,422	0	-929,195,989	25,850,074	62,456,317	88,306,391	894,953,842	272,254,814	-171,947,835
4	2026	185,973,242	0	-743,222,747	24,163,754	64,142,638	88,306,391	830,811,204	274,279,633	-74,280,984
5	2027	187,975,202	0	-555,247,545	22,431,903	65,874,489	88,306,391	764,936,716	276,281,593	25,387,827
6	2028	189,954,335	0	-365,293,210	20,653,291	67,653,100	88,306,391	697,283,616	278,260,726	127,035,771
7	2029	191,910,674	0	-173,382,536	18,826,658	69,479,734	88,306,391	627,803,882	280,217,065	230,640,053
8	2030	193,844,250	0	20,461,713	16,950,705	71,355,686	88,306,391	556,448,196	282,150,641	336,177,911
9	2031	195,755,096	0	216,216,809	15,024,101	73,282,290	88,306,391	483,165,906	284,061,487	443,626,616
10	2032	197,643,244	0	413,860,052	13,045,479	75,260,912	88,306,391	407,904,994	285,949,635	552,963,468
11	2033	199,508,726	0	613,368,778	11,013,435	77,292,956	88,306,391	330,612,037	287,815,117	664,165,803
12	2034	201,351,574	0	814,720,352	8,926,525	79,379,866	88,306,391	251,232,171	289,657,965	777,210,985
13	2035	203,171,819	0	1,017,892,171	6,783,269	81,523,123	88,306,391	169,709,049	291,478,210	892,076,413
14	2036	204,969,493	0	1,222,861,664	4,582,144	83,724,247	88,306,391	85,984,802	293,275,884	1,008,739,515
15	2037	206,744,627	0	1,429,606,291	2,321,590	85,984,802	88,306,391	0	295,051,019	1,127,177,751
16	2038	208,497,253	0	1,638,103,544	0	0	0	0	208,497,253	1,335,675,003
17	2039	210,227,400	0	1,848,330,944	0	0	0	0	210,227,400	1,545,902,403
18	2040	211,935,099	0	2,060,266,043	0	0	0	0	211,935,099	1,757,837,502
19	2041	213,620,380	0	2,273,886,423	0	0	0	0	213,620,380	1,971,457,882
20	2042	215,283,273	0	2,489,169,696	0	0	0	0	215,283,273	2,186,741,155
21	2043	216,923,807	0	2,706,093,503	0	0	0	0	216,923,807	2,403,664,962
22	2044	218,542,012	0	2,924,635,515	0	0	0	0	218,542,012	2,622,206,974
23	2045	220,137,915	0	3,144,773,430	0	0	0	0	220,137,915	2,842,344,890
24	2046	221,711,546	0	3,366,484,976	0	0	0	0	221,711,546	3,064,056,435
25	2047	223,262,930	0	3,589,747,906	0	0	0	0	223,262,930	3,287,319,366
26	2048	224,792,097	0	3,814,540,003	0	0	0	0	224,792,097	3,512,111,462
27	2049	226,299,071	0	4,040,839,074	0	0	0	0	226,299,071	3,738,410,534
28	2050	227,783,880	0	4,268,622,954	0	0	0	0	227,783,880	3,966,194,414
29	2051	229,246,549	0	4,497,869,503	0	0	0	0	229,246,549	4,195,440,962
30	2052	230,687,101	0	4,728,556,604	0	0	0	0	230,687,101	4,426,128,064
31	2053	165,309,478	0	4,893,866,082	0	0	0	0	165,309,478	4,591,437,542
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Evaluación Económica					Evaluación Financiera					
VPN (USD)		\$388,358,808			VPN (USD)	\$	2,082,191,569			
VAE (USD)		\$40,970,384			VAE (USD)		\$219,663,327			
RCB		1.29			RCB		7.41			
TIR		12.92%			TIR		68%			
TIRM		10.82%			TIRM		17%			
PR (años)		7.8			PR (años)		5.0			

## Anexo 9. Flujos de efectivo calculados para la configuración 9 bajo el esquema SLP

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Precio Medio Horario Intermedio (USD/MWh):	<b>80.2</b>	Costos de O&M Variables (USD/MWh):	<b>213,741</b>
Precio Medio Horario Punta (USD/MWh):	<b>95.0</b>	Costos de O&M Fijos (USD/MWh):	<b>3.67</b>
Inflación Anual Media Norteamericana (%):	<b>1.75%</b>		
Precio CEL:	<b>20.57</b>		
Incremento Anual CELs (%):	<b>2%</b>		

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Precio Promedio Horario Intermedio (USD/MWh)	Precio Promedio Horario Punta (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2022	31.255	30.049	0.37	52,614	2,030	50,584	50,584	39,343	11,241	83.0	98.3	21.4	5,453,866	2,402,160	193,701	2,595,861	2,858,006
2023	31.255	30.049	0.37	102,128	3,941	98,187	98,187	76,368	21,819	84.5	100.0	21.8	10,776,797	4,746,872	381,174	5,128,046	5,648,751
2024	31.255	30.049	0.37	101,615	3,921	97,694	97,694	75,985	21,710	85.9	101.8	22.3	10,915,733	4,803,600	385,729	5,189,329	5,726,404
2025	31.255	30.049	0.37	101,103	3,901	97,202	97,202	75,602	21,600	87.5	103.6	22.7	11,056,189	4,859,517	390,219	5,249,735	5,806,454
2026	31.255	30.049	0.36	100,591	3,881	96,710	96,710	75,219	21,491	89.0	105.4	23.2	11,198,177	4,914,621	394,643	5,309,265	5,888,912
2027	31.255	30.049	0.36	100,079	3,862	96,217	96,217	74,836	21,382	90.5	107.2	23.6	11,341,704	4,968,914	399,003	5,367,917	5,973,787
2028	31.255	30.049	0.36	99,567	3,842	95,725	95,725	74,453	21,272	92.1	109.1	24.1	11,486,782	5,022,395	403,297	5,425,692	6,061,090
2029	31.255	30.049	0.36	99,055	3,822	95,232	95,232	74,070	21,163	93.7	111.0	24.6	11,633,419	5,075,064	407,526	5,482,591	6,150,828
2030	31.255	30.049	0.36	98,542	3,802	94,740	94,740	73,687	21,053	95.4	112.9	25.1	11,781,624	5,126,922	411,690	5,538,612	6,243,012
2031	31.255	30.049	0.35	98,030	3,783	94,248	94,248	73,304	20,944	97.0	114.9	25.6	11,931,406	5,177,967	415,789	5,593,756	6,337,650
2032	31.255	30.049	0.35	97,518	3,763	93,755	93,755	72,921	20,835	98.7	116.9	26.1	12,082,775	5,228,201	419,823	5,648,024	6,434,751
2033	31.255	30.049	0.35	97,006	3,743	93,263	93,263	72,538	20,725	100.5	119.0	26.6	12,235,738	5,277,623	423,791	5,701,414	6,534,324
2034	31.255	30.049	0.35	96,494	3,723	92,771	92,771	72,155	20,616	102.2	121.1	27.1	12,390,305	5,326,234	427,694	5,753,928	6,636,377
2035	31.255	30.049	0.35	95,982	3,704	92,278	92,278	71,772	20,506	104.0	123.2	27.7	12,546,482	5,374,032	431,532	5,805,564	6,740,918
2036	31.255	30.049	0.35	95,470	3,684	91,786	91,786	71,389	20,397	105.8	125.3	28.2	12,704,279	5,421,019	435,305	5,856,324	6,847,955
2037	31.255	30.049	0.34	94,957	3,664	91,293	91,293	71,006	20,287	107.7	127.5	28.8	12,863,703	5,467,194	439,013	5,906,207	6,957,497
2038	31.255	30.049	0.34	94,445	3,644	90,801	90,801	70,623	20,178	109.6	129.8	29.4	13,024,762	5,512,557	442,655	5,955,212	7,069,550
2039	31.255	30.049	0.34	93,933	3,624	90,309	90,309	70,240	20,069	111.5	132.0	30.0	13,187,462	5,557,108	446,233	6,003,341	7,184,121
2040	31.255	30.049	0.34	93,421	3,605	89,816	89,816	69,857	19,959	113.4	134.3	30.6	13,351,811	5,600,848	449,745	6,050,593	7,301,218
2041	31.255	30.049	0.34	92,909	3,585	89,324	89,324	69,474	19,850	115.4	136.7	31.2	13,517,815	5,643,776	453,192	6,096,967	7,420,847
2042	31.255	30.049	0.34	92,397	3,565	88,831	88,831	69,091	19,740	117.5	139.1	31.8	13,685,480	5,685,892	456,573	6,142,465	7,543,015
2043	31.255	30.049	0.33	91,884	3,545	88,339	88,339	68,708	19,631	119.5	141.5	32.4	13,854,813	5,727,196	459,890	6,187,086	7,667,727
2044	31.255	30.049	0.33	91,372	3,526	87,847	87,847	68,325	19,521	121.6	144.0	33.1	14,025,819	5,767,688	463,141	6,230,830	7,794,990
2045	31.255	30.049	0.33	90,860	3,506	87,354	87,354	67,942	19,412	123.7	146.5	33.7	14,198,504	5,807,369	466,327	6,273,696	7,924,808
2046	31.255	30.049	0.33	90,348	3,486	86,862	86,862	67,559	19,303	125.9	149.1	34.4	14,372,873	5,846,238	469,448	6,315,686	8,057,186
2047	31.255	30.049	0.33	89,836	3,466	86,369	86,369	67,176	19,193	128.1	151.7	35.1	14,548,930	5,884,295	472,504	6,356,799	8,192,130
2048	31.255	30.049	0.33	89,324	3,447	85,877	85,877	66,793	19,084	130.3	154.3	35.8	14,726,679	5,921,540	475,495	6,397,035	8,329,644
2049	31.255	30.049	0.32	88,812	3,427	85,385	85,385	66,410	18,974	132.6	157.0	36.5	14,906,125	5,957,974	478,420	6,436,394	8,469,731
2050	31.255	30.049	0.32	88,299	3,407	84,892	84,892	66,027	18,865	134.9	159.8	37.3	15,087,270	5,993,596	481,281	6,474,876	8,612,394
2051	31.255	30.049	0.32	87,787	3,387	84,400	84,400	65,644	18,756	137.3	162.6	38.0	15,270,119	6,028,405	484,076	6,512,481	8,757,638
2052	31.255	30.049	0.32	42,545	1,642	40,903	40,903	31,814	9,090	139.7	165.4	38.8	7,533,830	2,961,501	236,734	3,198,235	4,335,595
2053	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2054	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2055	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0
2056	0	0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0

## Anexo 10. Evaluación económica y financiera para la configuración 9 bajo el esquema SLP

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%					Durante la Construcción		Monto (USD)			
Apalancamiento 80%					Tasa de interés 3.63%	\$	7,951,152.00			
Monto Apalancado (USD) \$ 219,040,000					Comisión 1%	\$	2,190,400			
Capital Propio (USD) \$ 54,760,000					Compromiso 0.5%	\$	1,095,200.0			
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%							\$	11,236,752.00		
Pagos anuales 15										
Monto de pagos anuales (USD) \$17,952,398					Capital propio + Intereses de construcción (USD)		\$	65,996,752.00		
n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-1	2020	0	107,041,389	-107,041,389	0	0	0	0	0	0
0	2021	0	108,943,579	-215,984,968	0	0	0	0	0	0
1	2022	2,858,006	57,815,032	-270,941,994	5,914,080	12,038,318	17,952,398	207,001,682	20,810,404	-81,091,145
2	2023	5,648,751	0	-265,293,243	5,589,045	12,363,353	17,952,398	194,638,329	23,601,149	-93,394,792
3	2024	5,726,404	0	-259,566,840	5,255,235	12,697,163	17,952,398	181,941,166	23,678,802	-105,620,786
4	2025	5,806,454	0	-253,760,386	4,912,411	13,039,987	17,952,398	168,901,179	23,758,852	-117,766,731
5	2026	5,888,912	0	-247,871,474	4,560,332	13,392,066	17,952,398	155,509,112	23,841,310	-129,830,217
6	2027	5,973,787	0	-241,897,686	4,198,746	13,753,652	17,952,398	141,755,460	23,926,186	-141,808,828
7	2028	6,061,090	0	-235,836,597	3,827,397	14,125,001	17,952,398	127,630,460	24,013,488	-153,700,136
8	2029	6,150,828	0	-229,685,769	3,446,022	14,506,376	17,952,398	113,124,084	24,103,226	-165,501,706
9	2030	6,243,012	0	-223,442,757	3,054,350	14,898,048	17,952,398	98,226,036	24,195,410	-177,211,093
10	2031	6,337,650	0	-217,105,107	2,652,103	15,300,295	17,952,398	82,925,740	24,290,048	-188,825,841
11	2032	6,434,751	0	-210,670,356	2,238,995	15,713,403	17,952,398	67,212,337	24,387,149	-200,343,489
12	2033	6,534,324	0	-204,136,032	1,814,733	16,137,665	17,952,398	51,074,672	24,486,722	-211,761,563
13	2034	6,636,377	0	-197,499,656	1,379,016	16,573,382	17,952,398	34,501,290	24,588,775	-223,077,585
14	2035	6,740,918	0	-190,758,738	931,535	17,020,863	17,952,398	17,480,427	24,693,316	-234,289,065
15	2036	6,847,955	0	-183,910,782	471,972	17,480,427	17,952,398	0	24,800,354	-245,393,508
16	2037	6,957,497	0	-176,953,286	0	0	0	0	6,957,497	-238,436,011
17	2038	7,069,550	0	-169,883,736	0	0	0	0	7,069,550	-231,366,461
18	2039	7,184,121	0	-162,699,615	0	0	0	0	7,184,121	-224,182,340
19	2040	7,301,218	0	-155,398,397	0	0	0	0	7,301,218	-216,881,122
20	2041	7,420,847	0	-147,977,549	0	0	0	0	7,420,847	-209,460,274
21	2042	7,543,015	0	-140,434,534	0	0	0	0	7,543,015	-201,917,259
22	2043	7,667,727	0	-132,766,807	0	0	0	0	7,667,727	-194,249,532
23	2044	7,794,990	0	-124,971,817	0	0	0	0	7,794,990	-186,454,543
24	2045	7,924,808	0	-117,047,010	0	0	0	0	7,924,808	-178,529,735
25	2046	8,057,186	0	-108,989,823	0	0	0	0	8,057,186	-170,472,548
26	2047	8,192,130	0	-100,797,693	0	0	0	0	8,192,130	-162,280,418
27	2048	8,329,644	0	-92,468,049	0	0	0	0	8,329,644	-153,950,774
28	2049	8,469,731	0	-83,998,318	0	0	0	0	8,469,731	-145,481,043
29	2050	8,612,394	0	-75,385,924	0	0	0	0	8,612,394	-136,868,649
30	2051	8,757,638	0	-66,628,286	0	0	0	0	8,757,638	-128,111,011
31	2052	4,335,595	0	-62,292,691	0	0	0	0	4,335,595	-123,775,416
	2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Evaluación Económica			Evaluación Financiera		
VPN (USD)	-\$213,550,049		VPN (USD)	\$126,502,906	
VAE (USD)	-\$22,528,722		VAE (USD)	\$13,345,578	
RCB	0.22		RCB	2.92	
TIR	-1.59%		TIR	35.74%	
TIRM	5.21%		TIRM	13.52%	
PR (años)	37.6		PR (años)	34.3	



## Anexo 11. Flujos de efectivo calculados para la configuración 9 bajo el esquema CBCE

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

Tarifa alto consumo (USD/MWh): 241.9  
 Descuento a usuario 10%  
 Inflación Anual Media Norteamericana (%): 1.8%  
 Precio CEL: 20.6  
 Incremento Anual CELs (%): 2.0%

Año	Potencia Bruta (MW)	Potencia Neta (MW)	Factor de Planta con AT	Generación Anual Bruta (MWh)	Autoconsumo (MWh)	Energía a la Venta (MWh)	CELs a la Venta	Energía en Horario Intermedio (MWh)	Energía en Horario Punta (MWh)	Tarifa (USD/MWh)	Precio Medio CELS (USD/MWh)	Ingresos Totales (USD)	Costos de O&M Fijos (USD)	Costos de O&M Variables (USD)	Costos Totales (USD)	Flujo de Caja (USD)
2020	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2021	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2022	31.3	30.0	0.37	52,614	2,030	50,584	50,584	39,343	11,241	254.6	21.40	12,672,025	2,402,160	193,701	2,595,861	10,076,165
2023	31.3	30.0	0.37	102,128	3,941	98,187	98,187	76,368	21,819	258.8	21.83	25,013,233	4,746,872	381,174	5,128,046	19,885,187
2024	31.3	30.0	0.37	101,615	3,921	97,694	97,694	75,985	21,710	263.0	22.27	25,302,612	4,803,600	385,729	5,189,329	20,113,283
2025	31.3	30.0	0.37	101,103	3,901	97,202	97,202	75,602	21,600	267.3	22.71	25,588,658	4,859,517	390,219	5,249,735	20,338,923
2026	31.3	30.0	0.36	100,591	3,881	96,710	96,710	75,219	21,491	271.5	23.17	25,871,376	4,914,621	394,643	5,309,265	20,562,111
2027	31.3	30.0	0.36	100,079	3,862	96,217	96,217	74,836	21,382	275.7	23.63	26,150,768	4,968,914	399,003	5,367,917	20,782,851
2028	31.3	30.0	0.36	99,567	3,842	95,725	95,725	74,453	21,272	280.0	24.10	26,426,840	5,022,395	403,297	5,425,692	21,001,148
2029	31.3	30.0	0.36	99,055	3,822	95,232	95,232	74,070	21,163	284.2	24.58	26,699,596	5,075,064	407,526	5,482,591	21,217,005
2030	31.3	30.0	0.36	98,542	3,802	94,740	94,740	73,687	21,053	288.4	25.07	26,969,038	5,126,922	411,690	5,538,612	21,430,426
2031	31.3	30.0	0.35	98,030	3,783	94,248	94,248	73,304	20,944	292.7	25.58	27,235,171	5,177,967	415,789	5,593,756	21,641,415
2032	31.3	30.0	0.35	97,518	3,763	93,755	93,755	72,921	20,835	296.9	26.09	27,497,999	5,228,201	419,823	5,648,024	21,849,975
2033	31.3	30.0	0.35	97,006	3,743	93,263	93,263	72,538	20,725	301.1	26.61	27,757,527	5,277,623	423,791	5,701,414	22,056,112
2034	31.3	30.0	0.35	96,494	3,723	92,771	92,771	72,155	20,616	305.4	27.14	28,013,756	5,326,234	427,694	5,753,928	22,259,829
2035	31.3	30.0	0.35	95,982	3,704	92,278	92,278	71,772	20,506	309.6	27.68	28,266,693	5,374,032	431,532	5,805,564	22,461,129
2036	31.3	30.0	0.35	95,470	3,684	91,786	91,786	71,389	20,397	313.8	28.24	28,516,340	5,421,019	435,305	5,856,324	22,660,016
2037	31.3	30.0	0.34	94,957	3,664	91,293	91,293	71,006	20,287	318.1	28.80	28,762,701	5,467,194	439,013	5,906,207	22,856,494
2038	31.3	30.0	0.34	94,445	3,644	90,801	90,801	70,623	20,178	322.3	29.38	29,005,780	5,512,557	442,655	5,955,212	23,050,568
2039	31.3	30.0	0.34	93,933	3,624	90,309	90,309	70,240	20,069	326.5	29.97	29,245,581	5,557,108	446,233	6,003,341	23,242,240
2040	31.3	30.0	0.34	93,421	3,605	89,816	89,816	69,857	19,959	330.8	30.57	29,482,107	5,600,848	449,745	6,050,593	23,431,514
2041	31.3	30.0	0.34	92,909	3,585	89,324	89,324	69,474	19,850	335.0	31.18	29,715,362	5,643,776	453,192	6,096,967	23,618,394
2042	31.3	30.0	0.34	92,397	3,565	88,831	88,831	69,091	19,740	339.2	31.80	29,945,349	5,685,892	456,573	6,142,465	23,802,884
2043	31.3	30.0	0.33	91,884	3,545	88,339	88,339	68,708	19,631	343.5	32.44	30,172,073	5,727,196	459,890	6,187,086	23,984,987
2044	31.3	30.0	0.33	91,372	3,526	87,847	87,847	68,325	19,521	347.7	33.09	30,395,536	5,767,688	463,141	6,230,830	24,164,707
2045	31.3	30.0	0.33	90,860	3,506	87,354	87,354	67,942	19,412	351.9	33.75	30,615,742	5,807,369	466,327	6,273,696	24,342,046
2046	31.3	30.0	0.33	90,348	3,486	86,862	86,862	67,559	19,303	356.2	34.42	30,832,695	5,846,238	469,448	6,315,686	24,517,009
2047	31.3	30.0	0.33	89,836	3,466	86,369	86,369	67,176	19,193	360.4	35.11	31,046,398	5,884,295	472,504	6,356,799	24,689,598
2048	31.3	30.0	0.33	89,324	3,447	85,877	85,877	66,793	19,084	364.6	35.81	31,256,853	5,921,540	475,495	6,397,035	24,859,818
2049	31.3	30.0	0.32	88,812	3,427	85,385	85,385	66,410	18,974	368.9	36.53	31,464,064	5,957,974	478,420	6,436,394	25,027,670
2050	31.3	30.0	0.32	88,299	3,407	84,892	84,892	66,027	18,865	373.1	37.26	31,668,035	5,993,596	481,281	6,474,876	25,193,159
2051	31.3	30.0	0.32	87,787	3,387	84,400	84,400	65,644	18,756	377.3	38.00	31,868,768	6,028,405	484,076	6,512,481	25,356,287
2052	31.3	30.0	0.32	42,545	1,642	40,903	40,903	31,814	9,090	381.6	38.76	15,631,635	2,961,501	236,734	3,198,235	12,433,400
2053	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2054	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2055	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0
2056	0.0	0.0	0.00	0	0	0	0	0	0	0.0	0.00	0	0	0	0	0

## Anexo 12. Evaluación económica y financiera para la configuración 9 bajo el esquema CBCE

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

TREMA 10%		Durante la Construcción	Monto (USD)
Apalancamiento 80%		Tasa de interés 3.63%	\$ 7,951,152.00
Monto Apalancado (USD) \$	219,040,000	Comisión 1%	\$ 2,190,400
Capital Propio (USD) \$	54,760,000	Compromiso 0.5%	\$ 1,095,200.0
Tasa de interés del Financiamiento 2.70%			\$ 11,236,752.00
Pagos anuales 15			
Monto de pagos anuales (USD) \$17,952,398		Capital propio + Intereses de construcción (USD) \$	65,996,752.00

n	Año	Flujo de caja (USD)	Inversión (USD)	Flujo neto sin pagos (USD)	Intereses (USD)	Amortización (USD)	Pago (USD)	Saldo (USD)	Resultado Neto con Pagos (USD)	Flujo Neto con Pagos (USD)
-1	2020	0	107,041,389	-107,041,389	0	0	0	0	0	0
0	2021	0	108,943,579	-215,984,968	0	0	0	0	0	0
1	2022	10,076,165	57,815,032	-263,723,835	5,914,080	12,038,318	17,952,398	207,001,682	28,028,563	-73,872,986
2	2023	19,885,187	0	-243,838,648	5,589,045	12,363,353	17,952,398	194,638,329	37,837,586	-71,940,197
3	2024	20,113,283	0	-223,725,365	5,255,235	12,697,163	17,952,398	181,941,166	38,065,681	-69,779,312
4	2025	20,338,923	0	-203,386,442	4,912,411	13,039,987	17,952,398	168,901,179	38,291,321	-67,392,787
5	2026	20,562,111	0	-182,824,331	4,560,332	13,392,066	17,952,398	155,509,112	38,514,509	-64,783,074
6	2027	20,782,851	0	-162,041,480	4,198,746	13,753,652	17,952,398	141,755,460	38,735,250	-61,952,621
7	2028	21,001,148	0	-141,040,331	3,827,397	14,125,001	17,952,398	127,630,460	38,953,546	-58,903,871
8	2029	21,217,005	0	-119,823,327	3,446,022	14,506,376	17,952,398	113,124,084	39,169,403	-55,639,264
9	2030	21,430,426	0	-98,392,901	3,054,350	14,898,048	17,952,398	98,226,036	39,382,824	-52,161,237
10	2031	21,641,415	0	-76,751,486	2,652,103	15,300,295	17,952,398	82,925,740	39,593,813	-48,472,220
11	2032	21,849,975	0	-54,901,511	2,238,995	15,713,403	17,952,398	67,212,337	39,802,374	-44,574,643
12	2033	22,056,112	0	-32,845,399	1,814,733	16,137,665	17,952,398	51,074,672	40,008,510	-40,470,929
13	2034	22,259,829	0	-10,585,570	1,379,016	16,573,382	17,952,398	34,501,290	40,212,227	-36,163,499
14	2035	22,461,129	0	11,875,559	931,535	17,020,863	17,952,398	17,480,427	40,413,527	-31,354,769
15	2036	22,660,016	0	34,535,574	471,972	17,480,427	17,952,398	0	40,612,414	-26,947,151
16	2037	22,856,494	0	57,392,069	0	0	0	0	22,856,494	-4,090,656
17	2038	23,050,568	0	80,442,637	0	0	0	0	23,050,568	18,959,911
18	2039	23,242,240	0	103,684,877	0	0	0	0	23,242,240	42,202,151
19	2040	23,431,514	0	127,116,391	0	0	0	0	23,431,514	65,633,665
20	2041	23,618,394	0	150,734,785	0	0	0	0	23,618,394	89,252,060
21	2042	23,802,884	0	174,537,669	0	0	0	0	23,802,884	113,054,944
22	2043	23,984,987	0	198,522,657	0	0	0	0	23,984,987	137,039,931
23	2044	24,164,707	0	222,687,363	0	0	0	0	24,164,707	161,204,638
24	2045	24,342,046	0	247,029,409	0	0	0	0	24,342,046	185,546,684
25	2046	24,517,009	0	271,546,418	0	0	0	0	24,517,009	210,063,693
26	2047	24,689,598	0	296,236,016	0	0	0	0	24,689,598	234,753,291
27	2048	24,859,818	0	321,095,834	0	0	0	0	24,859,818	259,613,109
28	2049	25,027,670	0	346,123,504	0	0	0	0	25,027,670	284,640,779
29	2050	25,193,159	0	371,316,663	0	0	0	0	25,193,159	309,833,938
30	2051	25,356,287	0	396,672,950	0	0	0	0	25,356,287	335,190,224
31	2052	12,433,400	0	409,106,350	0	0	0	0	12,433,400	347,623,625
	2053	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2054	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2055	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2056	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Evaluación Económica					Evaluación Financiera					
VPN (USD)		-70,782,306			VPN (USD)	\$	269,270,649			
VAE (USD)		-7,467,265			VAE (USD)		\$28,407,034			
RCB		0.74			RCB		5.08			
TIR		6.88%			TIR		58%			
TIRM		9.04%			TIRM		15%			
PR (años)		13.4			PR (años)		16.0			

## Anexo 13. Resultados de sensibilidades para las plantas tipo PT-CSP.

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

### Configuración 1 – Esquema SLP

Evaluación Económica					
	Valor de los CELS				Inversión Inicial
	Caso Base	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	-\$897,027,740	-\$862,345,875	-\$879,686,807	-\$914,368,672	-\$761,337,740
VAE (USD)	-\$94,633,030	-\$90,974,225	-\$92,803,628	-\$96,462,433	-\$80,318,249
RCB	0.3	0.36	0.35	0.33	0.38
TIR	1.4%	1.9%	1.7%	1.2%	2.1%
TIRM	6.6%	6.8%	6.7%	6.4%	6.9%
PR (años)	25.4	24.0	24.7	26.2	23.4

Evaluación Financiera									
	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial	
	Caso Base	+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$809,507,509	\$822,928,268	\$796,228,411	\$980,161,034	\$638,853,984	\$844,189,374	\$826,848,441	\$792,166,577	\$774,543,984
VAE (USD)	\$85,399,977	\$86,815,817	\$83,999,083	\$103,403,278	\$67,396,677	\$89,058,783	\$87,229,380	\$83,570,575	\$81,711,458
RCB	3.5	3.5	3.4	5.4	2.5	3.6	3.5	3.4	3.6
TIR	38.7%	39.2%	38.2%	59.1%	27.7%	39.6%	39.1%	38.3%	40.0%
TIRM	14.1%	14.1%	14.1%	15.6%	13.0%	14.2%	14.2%	14.1%	14.3%
PR (años)	29.8	30.0	29.6	30.0	29.5	28.6	29.3	30.2	27.9

### Configuración 1 – Esquema CBCE

Evaluación Económica					
	Valor de los CELS				Inversión Inicial
	Caso Base	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$376,987,643	\$411,669,508	\$394,328,575	\$359,646,710	\$512,677,643
VAE (USD)	\$39,770,769	\$43,429,574	\$41,600,172	\$37,941,366	\$54,085,550
RCB	1.3	1.30	1.29	1.27	1.42
TIR	12.8%	13.1%	12.9%	12.7%	14.2%
TIRM	10.8%	10.9%	10.8%	10.8%	11.1%
PR (años)	7.9	7.7	7.8	7.9	7.1

Evaluación Financiera									
	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial	
	Caso Base	+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$2,083,522,892	\$2,096,943,650	\$2,070,243,794	\$2,254,176,416	\$1,912,869,367	\$2,118,204,756	\$2,100,863,824	\$2,066,181,959	\$2,048,559,367
VAE (USD)	\$219,803,777	\$221,219,616	\$218,402,882	\$237,807,078	\$201,800,476	\$223,462,582	\$221,633,180	\$217,974,374	\$216,115,257
RCB	7.4	7.4	7.3	11.1	5.4	7.5	7.4	7.3	8.0
TIR	67.3%	67.8%	66.8%	96.7%	51.2%	68.0%	67.6%	67.0%	71.1%
TIRM	16.7%	16.7%	16.6%	18.1%	15.6%	16.7%	16.7%	16.6%	16.9%
PR (años)	5.1	5.1	5.0	4.4	5.6	4.9	5.0	5.1	4.4

### Configuración 6 – Esquema SLP

Evaluación Económica					
	Valor de los CELS				Inversión Inicial
	Caso Base	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	-\$692,662,021	-\$667,935,376	-\$675,298,699	-\$710,025,344	-\$557,982,021
VAE (USD)	-\$73,073,221	-\$69,409,691	-\$71,241,456	-\$74,904,986	-\$58,864,991
RCB	0.5	0.51	0.50	0.47	0.54
TIR	3.8%	4.2%	4.0%	3.6%	4.6%
TIRM	7.7%	7.9%	7.8%	7.6%	8.0%
PR (años)	19.0	18.1	18.5	19.4	17.3

Evaluación Financiera									
	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial	
	Caso Base	+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$1,001,170,739	\$1,014,491,601	\$987,990,484	\$1,170,554,015	\$831,787,463	\$1,035,897,384	\$1,018,534,062	\$983,807,417	\$966,467,463
VAE (USD)	\$105,619,723	\$107,025,023	\$104,229,255	\$123,489,017	\$87,750,428	\$109,283,252	\$107,451,487	\$103,787,958	\$101,958,658
RCB	4.1	4.1	4.0	6.3	2.9	4.2	4.1	4.0	4.3
TIR	43.5%	44.0%	43.0%	65.4%	31.7%	44.3%	43.9%	43.1%	45.2%
TIRM	14.6%	14.7%	14.6%	16.1%	13.6%	14.7%	14.7%	14.6%	14.8%
PR (años)	22.2	22.4	21.9	22.5	21.9	21.4	21.8	22.6	20.6

### Configuración 6 – Esquema CBCE

Evaluación Económica					
	Valor de los CELS				Inversión Inicial
	Caso Base	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$388,358,808	\$423,085,453	\$405,722,130	\$370,995,485	\$523,038,808
VAE (USD)	\$40,970,384	\$44,633,913	\$42,802,149	\$39,138,619	\$55,178,614
RCB	1.3	1.31	1.30	1.28	1.43
TIR	12.9%	13.2%	13.0%	12.8%	14.3%
TIRM	10.8%	10.9%	10.9%	10.8%	11.2%
PR (años)	7.8	7.7	7.7	7.9	7.1

Evaluación Financiera									
	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial	
	Caso Base	+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$2,082,191,569	\$2,095,512,431	\$2,069,011,313	\$2,251,574,845	\$1,912,808,293	\$2,116,918,214	\$2,099,554,891	\$2,064,828,246	\$2,047,488,293
VAE (USD)	\$219,663,327	\$221,068,628	\$218,272,860	\$237,532,622	\$201,794,033	\$223,326,857	\$221,495,092	\$217,831,563	\$216,002,263
RCB	7.4	7.5	7.4	11.1	5.5	7.5	7.4	7.4	8.0
TIR	67.6%	68.1%	67.1%	97.1%	51.4%	68.3%	67.9%	67.3%	71.5%
TIRM	16.7%	16.7%	16.7%	18.1%	15.6%	16.7%	16.7%	16.7%	16.9%
PR (años)	5.0	5.1	4.9	4.4	5.5	4.9	4.9	5.1	4.4

## Anexo 14. Resultados de sensibilidades para las plantas tipo CT-CSP.

Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

### Configuración 4 – Esquema SLP

Evaluación Económica									
	Caso Base	Valor de los CELS			Inversión Inicial				
		+20%	+10%	-10%	-10%	-10%			
VPN (USD)	-\$247,571,765	-\$242,946,669	-\$245,259,217	-\$249,884,312	-\$219,291,765				
VAE (USD)	-\$26,117,884	-\$25,629,954	-\$25,873,919	-\$26,361,849	-\$23,134,451				
RCB	0.1	0.14	0.13	0.12	0.14				
TIR	-4.4%	-3.8%	-4.1%	-4.7%	-3.9%				
TIRM	3.5%	3.8%	3.7%	3.3%	3.8%				
PR (años)	56.1	51.6	53.7	58.6	52.0				

Evaluación Financiera									
	Caso Base	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$103,658,972	\$106,368,041	\$100,978,498	\$138,782,045	\$68,535,898	\$108,284,067	\$105,971,520	\$101,346,424	\$96,815,898
VAE (USD)	\$10,935,629	\$11,221,426	\$10,652,849	\$14,640,980	\$7,230,278	\$11,423,559	\$11,179,594	\$10,691,664	\$10,213,711
RCB	2.5	2.6	2.5	4.0	1.8	2.6	2.6	2.5	2.6
TIR	31.6%	32.2%	31.1%	50.7%	21.3%	32.3%	32.0%	31.3%	32.2%
TIRM	13.0%	13.1%	13.0%	14.6%	11.9%	13.1%	13.1%	13.0%	13.1%
PR (años)	35.4	35.5	35.4	35.3	35.6	35.3	35.4	35.5	35.3

### Configuración 4 – Esquema CBCE

Evaluación Económica					
	Caso Base	Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	-\$76,781,105	-\$72,156,009	-\$74,468,557	-\$79,093,652	-\$48,501,105
VAE (USD)	-\$8,100,116	-\$7,612,186	-\$7,856,151	-\$8,344,081	-\$5,116,683
RCB	0.7	0.74	0.74	0.72	0.81
TIR	6.7%	6.9%	6.8%	6.6%	7.7%
TIRM	9.0%	9.1%	9.0%	8.9%	9.3%
PR (años)	13.7	13.4	13.5	13.8	12.4

Evaluación Financiera									
	Caso Base	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$274,449,632	\$277,158,700	\$271,769,158	\$309,572,705	\$239,326,558	\$279,074,727	\$276,762,180	\$272,137,084	\$267,606,558
VAE (USD)	\$28,953,397	\$29,239,194	\$28,670,617	\$32,658,748	\$25,248,046	\$29,441,327	\$29,197,362	\$28,709,432	\$28,231,479
RCB	5.0	5.1	5.0	7.6	3.7	5.1	5.1	5.0	5.4
TIR	57.3%	57.9%	56.8%	87.4%	41.6%	58.0%	57.7%	57.0%	60.7%
TIRM	15.3%	15.4%	15.3%	16.8%	14.3%	15.4%	15.4%	15.3%	15.6%
PR (años)	16.3	16.7	16.0	16.7	16.0	15.9	16.1	16.6	14.0

### Configuración 9 – Esquema SLP

Evaluación Económica					
	Caso Base	Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	-\$213,550,049	-\$208,990,431	-\$211,270,240	-\$215,829,858	-\$186,170,049
VAE (USD)	-\$22,528,722	-\$22,047,699	-\$22,288,210	-\$22,769,233	-\$19,640,235
RCB	0.2	0.24	0.23	0.21	0.24
TIR	-1.6%	-1.2%	-1.4%	-1.8%	-1.0%
TIRM	5.2%	5.4%	5.3%	5.1%	5.5%
PR (años)	37.6	35.6	36.6	38.8	34.7

Evaluación Financiera									
	Caso Base	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$126,502,906	\$129,125,759	\$123,907,737	\$160,508,201	\$92,497,610	\$131,062,523	\$128,782,715	\$124,223,097	\$119,877,610
VAE (USD)	\$13,345,578	\$13,622,279	\$13,071,797	\$16,933,008	\$9,758,148	\$13,826,600	\$13,586,089	\$13,105,066	\$12,646,634
RCB	2.9	3.0	2.9	4.5	2.1	3.0	3.0	2.9	3.0
TIR	35.7%	36.3%	35.2%	56.4%	24.7%	36.4%	36.1%	35.4%	36.8%
TIRM	13.5%	13.6%	13.5%	15.0%	12.4%	13.6%	13.6%	13.5%	13.6%
PR (años)	34.3	34.4	34.3	34.3	34.4	34.1	34.2	34.5	33.9

### Configuración 9 – Esquema CBCE

Evaluación Económica					
	Caso Base	Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	-\$70,782,306	-\$66,222,689	-\$68,502,497	-\$73,062,115	-\$43,402,306
VAE (USD)	-\$7,467,265	-\$6,986,243	-\$7,226,754	-\$7,707,777	-\$4,578,779
RCB	0.7	0.76	0.75	0.73	0.82
TIR	6.9%	7.1%	7.0%	6.8%	7.9%
TIRM	9.0%	9.1%	9.1%	9.0%	9.4%
PR (años)	13.4	13.2	13.3	13.6	12.2

Evaluación Financiera									
	Caso Base	Tasa de financiamiento		Apalancamiento		Valor de los CELS			Inversión Inicial
		+10%	-10%	+10%	-10%	+20%	+10%	-10%	-10%
VPN (USD)	\$269,270,649	\$271,893,502	\$266,675,480	\$303,275,944	\$235,265,353	\$273,830,266	\$271,550,457	\$266,990,840	\$262,645,353
VAE (USD)	\$28,407,034	\$28,683,735	\$28,133,254	\$31,994,464	\$24,819,604	\$28,888,056	\$28,647,545	\$28,166,523	\$27,708,090
RCB	5.1	5.1	5.0	7.7	3.7	5.1	5.1	5.0	5.4
TIR	57.9%	58.4%	57.3%	88.2%	42.0%	58.5%	58.2%	57.5%	61.3%
TIRM	15.4%	15.4%	15.4%	16.8%	14.3%	15.4%	15.4%	15.4%	15.6%
PR (años)	16.0	16.3	15.7	16.3	15.6	15.5	15.8	16.2	13.6

**Anexo 15.** Costos nivelados de generación para las configuraciones 1 y 4.  
Fuente: Elaboración propia con resultados de la herramienta desarrollada en VBA.

r= 10%		Planta PT-CSP (Configuración 1)					Planta CT-CSP (Configuración 4)								
n	It	Mt	Ft	Et	$(It+Mt+Ft)/(1+r)^t$	$Et/(1+r)^t$	n	It	Mt	Ft	Et	$(It+Mt+Ft)/(1+r)^t$	$Et/(1+r)^t$		
	USD	USD	USD	MWh	USD	MWh		USD	USD	USD	MWh	USD	MWh		
1	1,356,900,000	6,485,059	0	228,061	1,239,440,963	207328	1	282,800,000	2,625,952	0	51,082	259,478,138	46438		
2	0	21,002,229	0	782,937	17,357,214	647055	2	0	5,193,215	0	99,595	4,291,913	82310		
3	0	21,254,327	0	779,014	15,968,690	585285	3	0	5,255,277	0	99,096	3,948,368	74452		
4	0	21,502,826	0	775,091	14,686,719	529397	4	0	5,316,451	0	98,596	3,631,208	67342		
5	0	21,747,726	0	771,168	13,503,627	478835	5	0	5,376,738	0	98,097	3,338,531	60910		
6	0	21,989,027	0	767,245	12,412,232	433090	6	0	5,436,136	0	97,597	3,068,557	55091		
7	0	22,226,729	0	763,322	11,405,826	391705	7	0	5,494,645	0	97,098	2,819,622	49826		
8	0	22,460,832	0	759,399	10,478,144	354265	8	0	5,552,267	0	96,598	2,590,174	45064		
9	0	22,691,336	0	755,476	9,623,341	320395	9	0	5,609,001	0	96,099	2,378,764	40755		
10	0	22,918,241	0	751,553	8,835,974	289756	10	0	5,664,846	0	95,599	2,184,043	36858		
11	0	23,141,547	0	747,630	8,110,971	262040	11	0	5,719,804	0	95,100	2,004,756	33332		
12	0	23,361,255	0	743,707	7,443,616	236968	12	0	5,773,873	0	94,600	1,839,734	30143		
13	0	23,577,363	0	739,784	6,829,522	214289	13	0	5,827,054	0	94,101	1,687,890	27258		
14	0	23,789,873	0	735,861	6,264,617	193775	14	0	5,879,347	0	93,602	1,548,216	24648		
15	0	23,998,783	0	731,938	5,745,118	175220	15	0	5,930,752	0	93,102	1,419,775	22288		
16	0	24,204,095	0	728,015	5,267,516	158437	16	0	5,981,269	0	92,603	1,301,698	20153		
17	0	24,405,808	0	724,092	4,828,559	143258	17	0	6,030,897	0	92,103	1,193,181	18222		
18	0	24,603,921	0	720,169	4,425,232	129529	18	0	6,079,638	0	91,604	1,093,476	16476		
19	0	24,798,436	0	716,245	4,054,742	117112	19	0	6,127,491	0	91,104	1,001,894	14896		
20	0	24,989,352	0	712,322	3,714,508	105882	20	0	6,174,455	0	90,605	917,793	13468		
21	0	25,176,669	0	708,399	3,402,138	95726	21	0	6,220,531	0	90,105	840,584	12176		
22	0	25,360,387	0	704,476	3,115,421	86542	22	0	6,265,719	0	89,606	769,718	11008		
23	0	25,540,506	0	700,553	2,852,317	78237	23	0	6,310,019	0	89,106	704,691	9951		
24	0	25,717,026	0	696,630	2,610,936	70726	24	0	6,353,431	0	88,607	645,036	8996		
25	0	25,889,947	0	692,707	2,389,539	63934	25	0	6,395,955	0	88,108	590,321	8132		
26	0	26,059,270	0	688,784	2,186,515	57793	26	0	6,437,590	0	87,608	540,149	7351		
27	0	26,224,993	0	684,861	2,000,382	52240	27	0	6,478,338	0	87,109	494,153	6644		
28	0	26,387,118	0	680,938	1,829,771	47219	28	0	6,518,197	0	86,609	451,994	6006		
29	0	26,545,643	0	677,015	1,673,422	42679	29	0	6,557,169	0	86,110	413,360	5428		
30	0	26,700,570	0	673,092	1,530,171	38574	30	0	6,595,252	0	85,610	377,964	4906		
31	0	18,476,325	0	475,271	962,592	24761	31	0	3,242,631	0	41,683	168,937	2172		
32	0	0	0	0	0	0	32	0	0	0	0	0	0		
					<b>Total</b>	<b>1,434,950,335</b>	<b>6,632,050</b>						<b>Total</b>	<b>307,734,638</b>	<b>862,701</b>
					LCOE	<b>216.4</b>	USD/MWh						LCOE	<b>356.7</b>	USD/MWh
					LCOE	<b>0.216</b>	USD/kWh						LCOE	<b>0.357</b>	USD/kWh