



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
(Sistemas Energéticos) – (CAMPO DISCIPLINARIO)

**EVALUACIÓN DE ESQUEMAS HÍBRIDOS TERMOSOLARES Y
COGENERACIÓN CON CAPTURA DE CO₂ PARA RECUPERACIÓN
MEJORADA DE PETRÓLEO EN MÉXICO**

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:
M.I. AGUSTÍN MOISÉS ALCARAZ CALDERÓN

TUTORES PRINCIPALES
DR. OSCAR ALFREDO JARAMILLO SALGADO, IER, UNAM.
DRA. ABIGAIL GONZALEZ DIAZ, INEEL.

COMITÉ TUTOR
DR. NICOLAS VELAZQUEZ LIMON, INSTITUTO DE INGENIERÍA, UABC.
DR. MIGUEL ROBLES PEREZ, IER, UNAM.
DR. JORGE OVIDIO AGUILAR AGUILAR, DIVISIÓN DE CIENCIAS E
INGENIERÍA, UQROO.

CD. MX. ABRIL 2023



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. Robles Pérez Miguel
Secretario: Dr. Velázquez Limón Nicolás
1 er. Vocal: Dr. Jaramillo Salgado Oscar Alfredo
2 do. Vocal: Dr. Aguilar Aguilar Jorge Ovidio
3 er. Vocal: Dra. González Díaz Abigail

Lugar donde se realizó la tesis: Temixco, Morelos.

TUTORES DE TESIS:

Dr. Oscar Alfredo Jaramillo
Salgado

Dra. Abigail González Díaz

FIRMA

FIRMA

Agradecimientos:

A la vida por permitirme conseguir el grado de Dr. en ingeniería.

A mi hijo, esposa y hermana por ser el motor para lograr este objetivo.

A mis padres que, aunque ya no están conmigo, estarían muy felices por este logro.

A mis asesores la Dra. Abigail González Díaz y el Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado por su asesoría, apoyo y amistad en mis estudios de doctorado.

A los miembros del comité tutor: Dr. Nicolás Velázquez Limón; Dr. Miguel Robles Pérez, y Dr. Jorge Ovidio Aguilar Aguilar por sus comentarios en el desarrollo de esta tesis.

Al Instituto de Energía Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México, por abrirme sus puertas de tiempo parcial y permitir seguirme preparando.

Al Instituto Nacional de Electricidad y Energía Limpias por darme la oportunidad de laborar en esta gran institución desde hace más de 20 años y que, a través de la participación y liderazgo en diversos proyectos, logré obtener una buena parte del conocimiento que llevaron a buen fin el desarrollo de esta tesis, así como también apoyarme en el estudio del doctorado en tiempo parcial y facilitar el uso de algunas herramientas computacionales que apoyaron el desarrollo de esta tesis.

Resumen

Esta tesis tiene como objetivo evaluar diversos diseños de configuraciones de plantas de cogeneración (CHP por sus siglas en inglés (Combined Heat and Power) con base en turbinas de gas y generadores de vapor por recuperación de calor (HRSG por sus siglas en inglés (Heat Recovery Steam Generator)) con captura de CO₂ por post-combustión. Así como conocer el impacto de la incorporación de una planta solar térmica de colectores cilindro-parabólicos (PTC por sus siglas en inglés de *Parabolic Trough Collector*).

Para la determinación de los estudios de caso de esta investigación se llevó a cabo una evaluación donde se seleccionó como sitio Cadereyta, Nuevo León, México, debido a que en este lugar se encuentra la refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa, así como también campos petroleros cercanos (100 km aproximadamente) susceptibles de utilizar y almacenar las cantidades de CO₂ capturado. De tal manera que este gas capturado es aprovechado en la recuperación mejorada de petróleo, además de contar con un recurso solar suficiente para operar satisfactoriamente una planta solar térmica PTC.

Se evaluaron tres estudios de caso; el caso 1 consta de tres trenes de generación, cada tren tiene la configuración de una turbina de gas con su respectivo HRSG, el caso 2 consta de tres trenes con su respectivo HRSG, e incorporando una turbina de vapor, y el caso 3 consta de sólo dos trenes con sus HRSG. El tercer caso presentó la eficiencia CHP más alta de 72.86% con una generación de energía neta de 511.8 MW.

Después de seleccionar la configuración óptima, se incorporó una planta solar térmica de colectores cilindroparabólicos (PTC) para generar vapor saturado adicional a 3.5 bar para la planta de captura de CO₂, aportando mayor flexibilidad a la central de cogeneración al disponer de más vapor. Además, la eficiencia del ciclo aumentó de 72.86% a 80.18%. Aunque el caso 2 presentó menor eficiencia que el caso 3, tiene una turbina de vapor lo que trae la posibilidad de aumentar la cantidad de producción de electricidad en lugar de vapor. Al incorporar el PTC en el caso 2, la potencia generada en la turbina de vapor aumentó de 23.22 MW a 52.6 MW, y la eficiencia neta del ciclo de 65.4% a 68.21%.

Abstract

This thesis aims to evaluate different designs configuration for combined heat and power plant (CHP) based on gas turbines and heat recovery steam generators (HRSG), with post-combustion CO₂ capture, as well as knowing the impact of incorporating a parabolic trough collector (PTC) solar thermal plant.

For the determination of the case studies of this investigation, an evaluation was carried out where Cadereyta, Nuevo León, Mexico was selected as the site, due to the fact that the Ing. Héctor R. Lara Sosa refinery is located in this place, as well as nearby oil fields (approximately 100 km) capable of using and storing the amounts of CO₂ captured. In such a way that this captured gas is used in the improved recovery of oil, in addition to having a sufficient solar resource to satisfactorily operate a PTC solar thermal plant.

Three case studies were involved in this thesis: Case 1 consists of three trains, each train has the configuration of a gas turbine with its respective HRSG, Case 2 consists of three trains with its respective HRSG, and incorporating a steam turbine, and Case 3 consists of only two trains with their HRSG. The third case presented the highest CHP efficiency of 72.86% with 511.8 MW net power generation.

After selecting the optimum configuration, a parabolic trough collector (PTC) solar thermal plant was incorporated to generate additional saturated steam at 3.5 bar for the capture plant, providing greater flexibility to the cogeneration plant by having more steam available. In addition, the efficiency of the cycle increased from 72.86% to 80.18%. Although case 2 presented lower efficiency than case 3, it has a steam turbine which brings the possibility of increasing the amount of electricity instead of steam production. By incorporating the PTC in case 2, the power generated in the steam turbine increased from 23.22 MW to 52.6 MW, and the net efficiency of the cycle from 65.4% to 68.21%.

Tabla de Contenido

Agradecimientos:.....	i
Resumen.....	ii
Abstract.....	iii
Tabla de Contenido.....	iv
Lista de figuras.....	vi
Lista de tablas.....	vii
Acrónimos y Siglas.....	viii
Producción científica.....	1
1 Capítulo 1: Introducción.....	2
1.1 Planteamiento del problema.....	2
1.2 Situación Nacional.....	3
1.3 Hipótesis y objetivos.....	7
1.3.1 Objetivo.....	7
1.3.2 Objetivos específicos.....	8
1.3.3 Hipótesis.....	8
1.4 Contribución de la tesis.....	8
2 Capítulo 2: Estado del arte.....	9
2.1 Plantas de Ciclo Rankine con Carbón (CPP) acopladas a una Planta de Captura de CO ₂ (CCP) y Energía Termosolar por Concentración (STE).....	9
2.2 Plantas de Ciclo Combinado con base en Gas Natural (NGCC) acopladas a Planta de Captura de CO ₂ (CCP) y Energía Termosolar por Concentración (STE).....	13
2.2.1 Estudios de NGCC integrados con CCP.....	14
2.2.2 Estudios de NGCC integrados con STC.....	18
2.3 Estudios de Plantas de Cogeneración acopladas a Captura de CO ₂ y Energía Termosolar.....	24
3 Capítulo 3: Metodología aplicada para identificar las configuraciones óptimas de cogeneración.....	40
3.1 Determinación del Centro de Trabajo a implementar los esquemas.....	40
3.2 Establecimiento del estudio de caso base.....	41
3.2.1 Obtención de Premisas para los modelos y simulaciones.....	42
3.2.2 Desarrollo de los modelos de la planta de Cogeneración.....	44

3.2.3	Resultados de los modelos de las Plantas de Cogeneración.	49
4	Capítulo 4: Captura de CO ₂ por post-combustión y tren de compresión integrados a la planta de cogeneración.....	53
4.1	Modelado de la Planta de Captura de CO ₂	53
4.1.1	Descripción del Proceso de Captura de CO ₂ por Postcombustión. ...	53
4.1.2	Simulación de la Planta de Captura de CO ₂ por Postcombustión.	57
4.1.3	Resultados de la simulación.	59
4.2	Desarrollo del modelo del tren de compresión de CO ₂	66
4.2.1	Análisis de Información para el desarrollo del modelo.....	66
4.2.2	Desarrollo del modelo.....	71
4.2.3	Resultados de la simulación	72
5	Capítulo 5: Planta termosolar cilindro parabólica, y su integración a la unidad de cogeneración con captura de CO ₂ por postcombustión.	74
5.1	Generalidades.....	74
5.2	Sistemas Cilindro Parabólicos.....	75
5.3	Simulador utilizado	77
5.4	Datos de entrada principales.....	78
5.5	Resultados.	81
5.5.1	Desempeño del sistema	84
5.5.2	Integración de la planta termosolar cilindro parabólica a la unidad de cogeneración con captura de CO ₂ postcombustión	86
6	Conclusiones	90
7	Bibliografía y referencias	92
8	Anexos.....	104

Lista de figuras

Figura 1.1. Concepto de integración de tecnologías CHP-CCS-PTC.	6
Figura 1.2. Proyectos de cogeneración anunciados por la CFE (González, 2019).....	6
Figura 1.3. Proyectos de Cogeneración Anunciados por la CFE incorporados al mapa de zonas de inclusión.	7
Figura 2.1. Artículos revisados ordenados por integración de tecnologías y sobre una línea del tiempo.	39
Figura 3.1. Diagrama de Flujo para la modelación de las Plantas de Cogeneración.	44
Figura 3.2. Diagrama de bloques del balance energético ideal.	46
Figura 3.3. Diagrama TQ de un balance ideal.	46
Figura 3.4 Diagrama TQ de balance real.	48
Figura 3.5. Casos analizados para la refinería de Cadereyta.	50
Figura 4.1. Planta de Cogeneración acoplada a la Planta de Captura de CO ₂	55
Figura 4.2. Energía mínima por tonelada de CO ₂ capturada como función de la concentración de CO ₂ , en el flujo de gases de combustión (Merkel, y otros, 2013).	56
Figura 4.3. Pantalla Principal de la Simulación de la Planta de Captura de CO ₂	59
Figura 4.4. Gráficas de optimización para los 3 casos evaluados.	64
Figura 4.5. Ilustración de diferentes posibles rutas de compresión para el proceso de captura de CO ₂ (Ogink, 2015).	67
Figura 4.6. Ubicación de la refinería de Cadereyta cerca de pozos de petróleo para EOR a menos de 100 km de distancia.	68
Figura 4.7. Diagrama log P-H de CO ₂	69
Figura 4.8. Esquema de dos trenes de compresores de CO ₂ con 7 etapas y su interenfriamiento.	71
Figura 5.1. Rangos de temperatura alcanzables con las diferentes tecnologías solares. .	76
Figura 5.2. Campos de colectores solares parabólicos.	77
Figura 5.3. Producción de energía anual en función del tiempo (kW).	82
Figura 5.4. Promedio mensual de DNI para cada mes de un mes disponible en Cadereyta Nuevo León, México.	82
Figura 5.5. Mapa de calor de irradiancia directa anual en W/m ² durante 24 horas de un día.	83
Figura 5.6. Datos horarios para la Potencia Térmica Generada del Sistema y la Potencia Térmica Incidente en el Campo	85
Figura 5.7. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO ₂ para el caso 3.	86
Figura 5.8. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO ₂ y la PTC para el caso 3.	87
Figura 5.9. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO ₂ para el caso 2.	89
Figura 5.10. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO ₂ y PTC para el caso 2.	89

Lista de tablas

Tabla 2.1. Resumen de artículos que integran las tecnologías CPP-CCS-STE.	28
Tabla 2.2. Resumen de artículos que integran las tecnologías NGCC-CCS.	30
Tabla 2.3. Resumen de artículos que integran las tecnologías NGCC-CTE.....	33
Tabla 2.4. Resumen de artículos que integran las tecnologías CHP-CCS y CHP-STE.	36
Tabla 3.1. Matriz de decisión	41
Tabla 3.2. Características principales del centro de trabajo seleccionado.....	41
Tabla 3.3. Premisas para modelos y simulaciones.	43
Tabla 3.4. Premisas para modelos y simulaciones (Composición gas natural).	43
Tabla 3.5. Resultados de la Planta de Cogeneración de la Refinería de Cadereyta	51
Tabla 4.1. Información básica de la simulación de la Planta de Captura.....	58
Tabla 4.2. Información de entrada de la simulación de la Planta de Captura de Cadereyta.	61
Tabla 4.3. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO ₂ de Aspen Plus, para el Caso base 1.....	64
Tabla 4.4. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO ₂ de Aspen Plus, para el Caso base 2.....	65
Tabla 4.5. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO ₂ de Aspen Plus, para el Caso base 3.....	65
Tabla 4.6. Dimensiones principales de la Planta de Captura de CO ₂	65
Tabla 4.7. Condiciones de frontera para el modelo de compresión (Liebenthal & Kather, 2011).	71
Tabla 4.8. Emisiones de CO ₂ y capturadas para los 3 casos evaluados.	72
Tabla 4.9. Potencia consumida en los trenes de compresión.....	73
Tabla 4.10. Mapa de presiones y temperaturas del tren de compresión, así como flujos volumétricos.	73
Tabla 5.1. Datos de entrada Principales de los modelos de las Plantas Termosolares.	80
Tabla 5.2. Métricas de desempeño.	83
Tabla 5.3. Caso 3 con y sin sistema de concentración solar.	87

Acrónimos y Siglas

Acrónimo	Descripción
ASU	Unidad de Separación de Aire.
ATR	Reactor Auto Térmico.
BC	Ciclo Brayton.
BIT	Tecnología Mejor Integrada.
CC	Captura de CO ₂ de Postcombustión.
CCP	Planta de Captura de CO ₂ de Postcombustión.
CCR	Listo para la captura de CO ₂ .
CCS	Captura y Almacenamiento de CO ₂ .
CHP	Cogeneración.
COA	Costo de CO ₂ Evitado.
COE	Costo de Electricidad.
CPP	Planta de Potencia por Carbón.
CPTC	Colectores Cilindro Parabólicos Compuestos.
CSP	Plantas de Potencia de Concentración Solar.
DNI	Irradiancia Normal Directa
EGR	Recirculación de Gases de Escape.
EOR	Recuperación Mejorada de Petróleo.
ETC	Colectores de Tubos Evacuados.
FEPP	Planta de Potencia por Energía Fósil
FPC	Colectores de Placa Plana.
GHG's	Gases de Efecto Invernadero.
GT	Turbina de Gas.
HRSG	Generador de Vapor por Recuperación de Calor.
ISCCS	Sistema de Ciclo Combinado Integrado con Energía Solar
kW_{inst}	kW neto instalado
LCOE	Costo Nivelado de Electricidad.
LFC	Colectores Lineales Fresnel.
LVR	Recompresión de Vapor Pobre
MEA	Mono Etil Amina.
MWe	Mega Watt Eléctrico
NGCC	Ciclo Combinado con base en Gas Natural.
NPV	Valor Presente Neto
PFHH	Sistemas de Generación Paralelos.
PTC	Colectores Cilindro Parabólicos
PTCSP	Planta Solar con Colectores Cilindro parabólicos
RC	Ciclo Rankine.
PP	Planta de Potencia.

RET's	Tecnologías de Energías Renovables.
R&D	Investigación y desarrollo.
RSH	Sistemas Redundantes de Generación de Potencia.
SPCC	Planta de Captura de CO ₂ asistida por energía solar.
SDC	Discos Parabólicos / Stirling Dish Collector.
SF	Fuego Suplementario.
STC	Colectores Termosolares.
STE	Energía Térmica Solar por Concentración.
TSP	Torre de Potencia Solar.
TSS	Sistema de Almacenamiento Térmico.

Producción científica

Artículos arbitrados.

- Agustín Moisés Alcaraz Calderón, Oscar Alfredo Jaramillo Salgado, Nicolas Velazquez Limón, Miguel Robles Pérez, Jorge Ovidio Aguilar Aguilar, María Ortencia González Díaz and Abigail González Díaz. Optimisation of an Integrated System: Combined Heat and Power Plant with CO2 Capture and Solar Thermal Energy. Processes 2023, 11,155 <https://doi.org/10.3390/pr11010155>

Conferencia dictada

- Agustín Moisés Alcaraz Calderón, Abigail González Díaz. Evaluación Técnica Económica para arreglos de cogeneración en una planta de mediano consumo, RVP-AI/RO&C'2022, IEEE Sección México.

Cursos Impartidos

- Temas selectos de sistemas energéticos”, con el tema “Principios de Captura de CO₂”, Enero-Junio 2020, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Sistemas de cogeneración, energía limpia y su certificación, 5-16 de abril del 2021. Centro de Posgrado del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

1 Capítulo 1: Introducción.

A continuación, se presenta la introducción de esta tesis, organizada de la siguiente manera: primeramente, se plantea el problema en forma general en el ámbito mundial y se enfoca después a nivel nacional. Posteriormente se presenta la hipótesis, objetivos y por último contribuciones de la tesis

1.1 Planteamiento del problema

Las evidencias científicas indican indiscutiblemente que la Tierra ha mantenido un incremento de la temperatura media en las últimas décadas. Existen también múltiples evidencias que el cambio climático es ocasionado por la actividad antropogénica, principalmente por la quema de combustibles fósiles y otros gases de efecto invernadero (GEI) que son enviados a la atmósfera. Las proyecciones del cambio climático en el futuro indican que la Tierra seguirá calentándose, a menos que se tomen acciones significativas y sostenida para limitar la emisión de GEI. ([National Research Council., 2010](#)).

De acuerdo con el [Global CCS Institute \(2021\)](#), actualmente el mundo está muy lejos de cumplir con los objetivos climáticos del Acuerdo de París y no se podrá llegar a los objetivos sin la Captura y Almacenamiento de CO₂ (CCS). Los CCS son una de las pocas tecnologías capaces de desplazar adecuadamente el CO₂ de las centrales eléctricas de carbón y de gas, y además, la única tecnología capaz de reducir las emisiones a gran escala de innumerables fuentes industriales. La CCS también tiene la capacidad de ser adaptado a muchos complejos existentes para permitirles funcionar limpiamente durante el período de su vida natural. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático ([IPCC, 2022](#)) y la Agencia Internacional de Energía (IEA) han demostrado el papel fundamental que debe desempeñar la CCS para alcanzar los objetivos globales de reducción de emisiones ([IEA, 2021](#)).

La captura de carbón con poscombustión basada en solventes es una de las tecnologías más prometedoras para reducir las emisiones de CO₂ de las plantas de potencia existentes que utilizan combustibles fósiles debido a su grado de madurez y su facilidad de adaptación ([Huang, y otros, 2010](#)), ([Hetland, y otros, 2009](#)). El principal obstáculo en la implementación de esta tecnología es el consumo energético intensivo, el cual penaliza la generación de potencia neta en alrededor de 11 a 40% ([Davidson, 2007](#)) ([Vasudevan, y otros, 2016](#))

Para superar o minimizar esta penalización se han propuesto la asistencia o aplicación de diversas tecnologías o adaptaciones de procesos tales como:

- 1 Energía renovable en plantas de generación por ejemplo Carboeléctrica y Ciclo Combinado con base en Gas Natural (NGCC) con CCS ([Cohen, Webber, & Rochelle, 2011](#)).
- 2 Recirculación de gases de combustión (EGR) en NGCC. ([United States Patente nº US 9.249,689 B2, 2016](#))

- 3 Recirculación selectiva en NGCC. ([Voleno, y otros, 2014](#))
- 4 Combustión secuencial en la turbina de gas. ([United States Patente nº US 2008/0060346A1, 2008](#))
- 5 Combustible suplementario en NGCC. ([Biliyok & Yeung, 2013](#))
- 6 Integración de Energía Térmica Solar (STE) ([Parvareh, y otros, 2014](#)).

Por otra parte, la CCS a través de la recuperación mejorada de petróleo (EOR), está demostrando su valor comercial mediante la mejora de la recuperación de petróleo de los campos existentes, utilizando estos mismos campos para almacenar permanentemente el CO₂ inyectado ([Lacy, Serralde, Climent, & Vaca, 2013](#)). La CCS se encuentra ahora en una sólida trayectoria de crecimiento después de soportar algunos años muy difíciles. Durante la última década, CCS ha pasado pasar de ser falsamente identificado solo como una tecnología de generación de energía a base de carbón, a ser aceptado cada vez más como un elemento vital para enfrentar el desafío climático debido a su versatilidad de aplicación, efectividad demostrada y capacidad para manejar volúmenes enormes de emisiones. Recientemente, su papel en la eliminación de CO₂ de la atmósfera ha agregado otra cuerda a su proa ([Global CCS Institute, 2021](#)).

1.2 Situación Nacional.

Bajo esta situación, se han desarrollado varias investigaciones en México, ([Dávila, y otros, 2010](#)) definieron siete zonas posibles para el almacenamiento de carbono geológico. Lo más importante de este estudio es que se definieron las zonas de exclusión donde no se recomienda el almacenamiento geológico. Bajo este mismo tópico, pero adicionando el tema de recuperación mejorada, [R. Lacy, y otros \(2013\)](#) describe las condiciones positivas existentes en la Región del Golfo de México (GMR) para futuros proyectos de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) y Captura y Almacenamiento de CO₂ que se podrían implementar en México. Algunos de estos hechos positivos son la proximidad entre las centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) (fuente CO₂) y los campos petrolíferos PEMEX (receptor de grandes cantidades de CO₂). La demanda de CO₂ para los planes EOR, las grandes cantidades de CO₂ emitidas por las centrales eléctricas de la CFE, las importantes fuentes de emisiones de GEI ubicadas en el GMR y la necesidad de reducir las tasas nacionales de emisión de GEI en el país.

En 2017 González Díaz et al ([González-Díaz, 2017](#)), presentaron una descripción general de las oportunidades para desplegar CCS en las nuevas centrales eléctricas (NGCC) en México que se programaron para comenzar a operar durante todo el período de 2016 a 2030. Se estima que estas nuevas plantas emitirán alrededor de 29.64 millones de toneladas por año de CO₂, de esta cantidad, 14.83 millones de toneladas por año podrían ser capturados con la tecnología CCS, debido a que se encuentran cercanas a los campos petroleros que son candidatos para mejor recuperación de petróleo (EOR) y ubicado en una zona de inclusión adecuada para el almacenamiento. Adicionalmente, se analiza qué plantas existentes podrían modernizarse y qué nuevas plantas de energía podrían diseñarse para que estén

listas para incorporar captura de carbono. Además, se estiman la distancia y los volúmenes de CO₂.

La incorporación de una planta de captura por postcombustión en un ciclo combinado o planta de cogeneración enfrenta tres principales retos comparadas con una planta de carbón debido a las condiciones en los gases de escape que van a la planta de captura: Alto contenido de O₂ que degrada la amina, baja concentración de CO₂ debido a que en la turbina de gas se usan alrededor de 300-500 % de exceso de aire, y finalmente alto volumen de gases que resulta en alto costo de inversión por la planta de captura (Li, Ditaranto, & Berstad, *Technologies for increasing CO₂ concentration in exhaust gas from natural gas-fired power production with post-combustion, amine based CO₂ capture*, 2011) (Li, Ditaranto, & Yan, 2012). Existen alternativas para optimizar la incorporación de una planta de captura de CO₂ en un ciclo combinado o planta de cogeneración. (González Díaz, Sánchez Fernández, Gibbins, & Lucquiaud, 2016), proponen centrales de ciclo combinado con fuego suplementario secuencial en el Recuperador de Calor (HRSG), la cual podría ser una alternativa atractiva para los mercados con acceso a precios competitivos del gas natural, con énfasis en la reducción de costos de capital y donde el suministro de dióxido de carbono para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) es importante. La combustión secuencial hace uso del exceso de oxígeno en los gases de escape de la turbina de gas para generar CO₂ adicional, pero, a diferencia de los fuegos suplementarios convencionales, permite mantener las temperaturas del gas en el generador de vapor de recuperación de calor por debajo de 820 °C, evitando un cambio gradual en los costos de capital, esta propuesta disminuye marginalmente los requisitos de energía relativa para la regeneración de solventes y la degradación de aminas.

Recirculación de gases es otra alternativa evaluada por (Alcaraz Calderón, González Díaz, Méndez, González Santaló, & González Díaz, 2019), los autores evaluaron el funcionamiento a carga parcial de una central eléctrica de ciclo combinado de gas natural (NGCC) con recirculación de gases de escape (EGR) y una central de captura de CO₂. Varios estudios han demostrado la viabilidad y las ventajas de la EGR a plena carga, pero el funcionamiento con carga parcial también es importante porque es una condición común cuando las centrales eléctricas NGCC se utilizan como respaldo para las energías renovables. Los resultados de este estudio muestran que el número de trenes de absorción se reduce de 4 a 3 con EGR. La eficiencia de la planta de NGCC con EGR fue 0.5% más alta que una NGCC convencional a plena carga como resultado de una mayor concentración de CO₂ en el gas de combustión.

Para casos específicos en México, Jordan Pérez y otros (2019), presentaron tres artículos. En la primera investigación se evalúa la integración de la captura de carbono utilizando la tecnología de postcombustión asistida por energía solar en un sistema experimental de cogeneración con una micro turbina (Pérez Sánchez J. , y otros, 2019). En la segunda publicación se evalúa el efecto sobre el Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) al implementar la captura de CO₂ en una micro turbina de 200 kW (Pérez Sánchez J. , Aguillón Martínez, Mazur Czerwicz, & Zavala Guzmán, 2019). En la tercera publicación se evalúan las tecnologías actuales más avanzadas

y probadas de la Turbina de Gas (GT) en un esquema 1:1 (400 MW en promedio) para su aplicación en esquemas de captura de CO₂. (Pérez Sánchez J. , Aguillón Martínez, Mazur Czerwiec, & Zavala Guzmán, 2019).

Por lo anterior, intuitivamente para tratar de minimizar la penalización por la implementación de proyectos CCS en NGCC, es necesario incorporar al NGCC tecnologías de alta eficiencia o libres de emisiones. Es por esto que nace la idea de incorporar la tecnología de Cogeneración (CHP) y una planta termosolar de concentración cilindro parabólica (PTC). La tecnología CHP es una variante del NGCC, en donde se elimina parcial o totalmente el ciclo Rankine del NGCC. La tecnología CHP presenta eficiencias de entre 80-90%, mientras que un NGCC presenta eficiencias de entre 55-60%, la única condicionante para poder aplicar la tecnología CHP es que exista un consumidor de vapor. Como se mencionó anteriormente la otra tecnología que se incorpora es PTC, la cual está libre de emisión de CO₂, aunque presenta factores de planta bajos de alrededor del 30%.

En la **Figura 1.1** se muestra de modo conceptual lo explicado en el párrafo anterior, es importante resaltar que solamente es conceptual ya que pueden existir muchas variantes. Por ejemplo, en esta Figura, se muestran solamente dos trenes de Turbinas de gas con Recuperador de Calor (GT-HRSG), en realidad podrían ser tres o más, en esta misma figura no aparecen turbinas de vapor, las cuales también podrían utilizarse en sus diferentes vertientes como son: turbinas a contrapresión y turbinas extracción condensación. Respecto al PTC se muestra que la energía térmica que genera se incorpora al Reboiler de la CCS, en realidad se podría incorporar también al recuperador de calor o incluso a las líneas de envío a Proceso. Otra variante que se puede presentar y no se muestra en la imagen es la utilización de almacenamiento térmico. El almacenamiento térmico podría ser en el PTC o con almacenamiento de aminas en el CCS.

Las incorporaciones de las tecnologías antes mencionadas intuitivamente mejorarán el desempeño de los proyectos CCS, solamente que lo harán desde el punto de vista técnico, para mejoramiento en el desempeño económico se propone la incorporación de la EOR, la cual proporcionaría ingresos adicionales al proyecto, la única condicionante para poder aplicar esta tecnología, es estar cerca de pozos petroleros. Por lo anterior se hizo una búsqueda de opciones donde se pudieran aplicar las condicionantes anteriores. Esta información se muestra en la **Figura 1.2**, en donde se muestra proyectos anunciados a desarrollarse por la CFE en el 2019 (González, 2019).

En la **Figura 1.3** se muestra la incorporación de la información de la **Figura 1.2** en un mapa de inclusión y exclusión que inscribe campos petroleros de la GMR donde se podría aplicar la EOR, este mapa fue desarrollado por R. Lacy et al (2013).

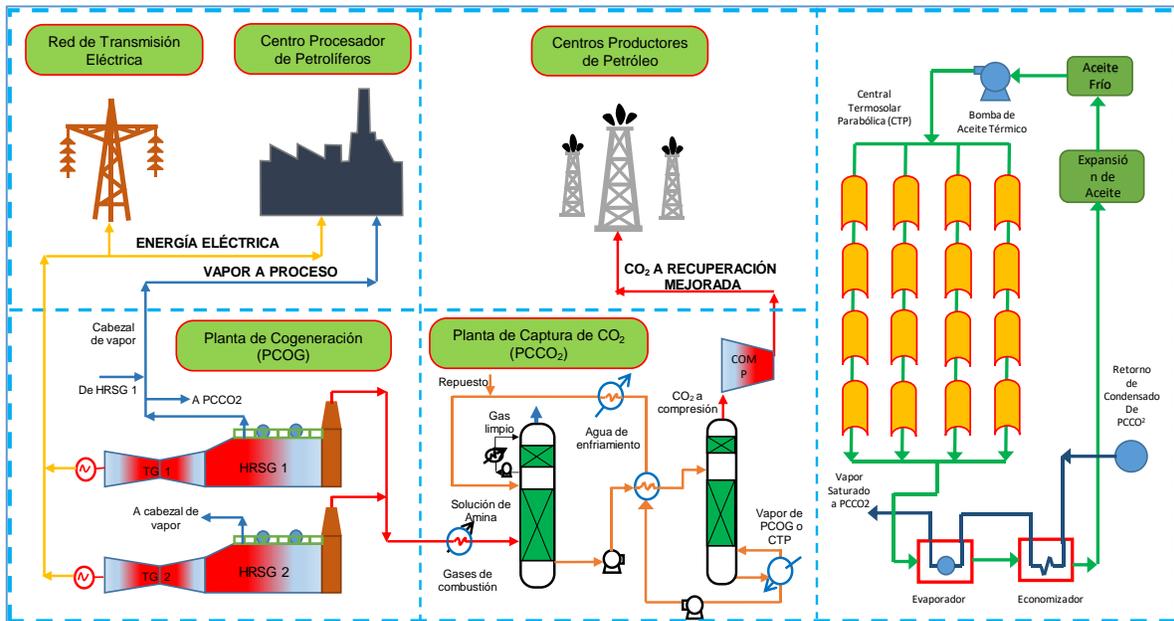


Figura 1.1. Concepto de integración de tecnologías CHP-CCS-PTC.



Figura 1.2. Proyectos de cogeneración anunciados por la CFE (González, 2019)

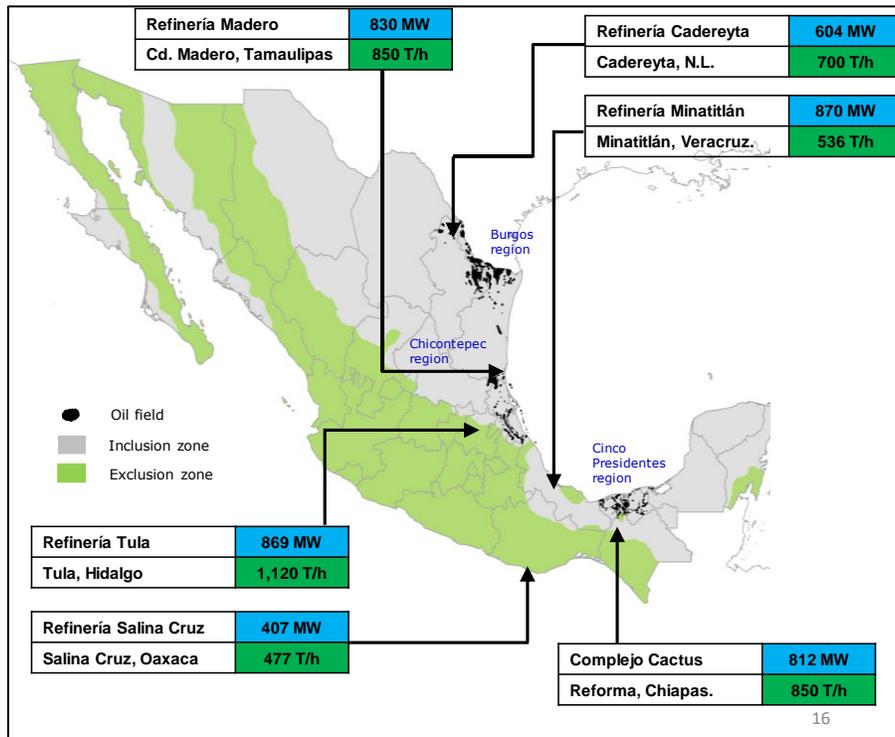


Figura 1.3. Proyectos de Cogeneración Anunciados por la CFE incorporados al mapa de zonas de inclusión.

Con base en lo anterior se propone el tema de esta tesis “Evaluación de esquemas híbridos termosolares y cogeneración con captura de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo en México”.

1.3 Hipótesis y objetivos

Después del análisis bibliográfico, el cual se muestra en el siguiente capítulo, se plantean los siguientes objetivos, hipótesis y contribuciones.

1.3.1 Objetivo

Evaluar diferentes esquemas híbridos termosolares y de cogeneración acoplados a sistemas de captura de CO₂ utilizando la tecnología de postcombustión, para utilizar el CO₂ en recuperación mejorada de petróleo. La evaluación será técnica y determinará la configuración óptima. La evaluación se realizará en la zona cercana a la refinería Ing. Héctor R. Lara Sosa, en Cadereyta N.L., ya que es la que representa la mejor opción en varios aspectos tales como:

- Consumidor de vapor de energía eléctrica y vapor (Refinería y Red eléctrica)
- Recurso solar suficiente para la instalación de una planta Termosolar.
- Consumidores cercanos en grandes cantidades de CO₂ (Recuperación mejorada de petróleo), lo que haría factible la viabilidad económica de este tipo de proyectos (Aunque en esta tesis no se evalúa este aspecto)

para recuperación mejorada.

1.3.2 Objetivos específicos.

1. Evaluar una Central Termosolar Parabólica (PTC) para alimentar energía térmica a una Planta de Cogeneración con Captura de CO₂ (CHP-CCS) con la finalidad de aumentar la eficiencia del sistema.
2. Definir configuraciones optimas en la Planta de Cogeneración (CHP) para aumentar la flexibilidad y eficiencia del sistema PC-captura y solar
3. Reducir costos totales a través de la incorporación de la PTC a una CHP-CCS y uso en recuperación mejorada del CO₂ producido.

1.3.3 Hipótesis

La investigación realizada se inicia y se fundamenta con la siguiente hipótesis:

El acoplamiento de sistemas híbridos termosolares con plantas de cogeneración y con sistemas de captura de CO₂ utilizando la tecnología de postcombustión, proporcionará los siguientes beneficios:

- Aumenta la eficiencia de la planta de potencia.
- La adición de equipos adicionales como turbinas de vapor y combustible suplementario aumenta la flexibilidad operativa de la planta de cogeneración con captura de CO₂ y el suministro de vapor-electricidad.

1.4 Contribución de la tesis

Basado en una búsqueda exhaustiva de la literatura (que se muestra en el siguiente capítulo), se definieron las contribuciones de este trabajo, ya que no han sido investigadas y son las siguientes:

1. Análisis técnico de una planta de cogeneración con planta de captura de CO₂ asistida por energía termosolar.
2. Optimización de la integración de una planta de captura de CO₂ asistida con energía termosolar
3. Configuraciones flexibles operativamente de sistemas de cogeneración acopladas con planta de captura de CO₂ asistida con energía termosolar:
 1. Cogeneración (Turbinas de gas y Recuperadores de calor (HRSG))
 2. Cogeneración + Turbina de vapor.

2 Capítulo 2: Estado del arte

Para el análisis del estado del arte se desarrolló la búsqueda bibliográfica. Al inicio se pensó en buscar artículos a través de los cuatro grandes temas que componen esta tesis: Cogeneración (CHP), CCS, Energía Termosolar por Concentración (STE) y EOR. Se empezó con el tema de CHP, pero se encontró con la dificultad que se están abordando muchos temas con CHP, como son: Cogeneración de frío y calor, micro cogeneración en viviendas, cogeneración con gas natural licuado, cogeneración con biogás, cogeneración con biomasa, cogeneración con geotermia, y un gran etcétera.

Se hizo también lo mismo con el tema de CCS y pasó algo similar encontrándose que existen muchos temas secundarios alrededor de la CCS, tales como: CCS con oxidación, CCS con gasificación, CCS con hidrógeno, etc. Fue la misma situación con la Energía Termosolar por Concentración y el EOR, abarcando también diversos temas. Por lo que se decidió acotar la búsqueda a Energía Termosolar por Concentración aplicada a la captura por postcombustión utilizándose en plantas de potencia de energía fósil, las plantas de potencia por energía fósil se definieron como: Plantas de Ciclo Rankine con Carbón (CPP), Ciclo Combinado con base en Gas Natural (NGCC) y Cogeneración (CHP), se excluyeron Las Plantas de Ciclo Rankine a Combustóleo por estar prácticamente en desuso y las de Motores de Combustión por tener un uso muy limitado.

2.1 Plantas de Ciclo Rankine con Carbón (CPP) acopladas a una Planta de Captura de CO₂ (CCP) y Energía Termosolar por Concentración (STE).

Respecto a las tecnologías CPP, CCS y STE. En 2010, Wibberley ([United States Patente n° US 2010/0005966 A1, 2010](#)) a través de una patente en Estados Unidos de América (USA) propuso el primer sistema de absorción química asistida por energía solar. Este sistema combina la energía solar con el método convencional de extracción de vapor para suministrar la demanda energética de la regeneración de solventes. Este sistema patentado no contaba con almacenamiento de energía incluido, por lo que la energía solar solo podía proporcionar una pequeña parte del requerimiento total de energía térmica de acuerdo con su baja disponibilidad.

En el 2011 Cohen et al ([Cohen, 2011](#)) desarrollaron una revisión técnica de tecnologías termosolares para suministro de energía a la Planta de Captura de CO₂ (CCP), acoplada a plantas de carbón, enfocándose a PTC, discos parabólicos (SDC) y Torre de Potencia Solar (TSP). La revisión concluyó que PTC y los TSP son técnicamente capaces de proporcionar energía para la captura de CO₂ utilizándose esta en forma de calor en el reboiler. Sin embargo, los costos de capital del sistema solar serían aproximadamente la mitad de los de la Planta de Carbón

con captura de CO₂ (CC), y se requieren altos precios de la electricidad para compensar los costos de operación del sistema solar térmico. Otra conclusión, es que para los sistemas termosolares de alta temperatura, la generación directa de electricidad o el impulso del sistema de compresión a través de turbinas de vapor, es una forma más eficiente de utilizar la energía solar para reemplazar la pérdida de energía de captura de CO₂. Sin embargo, los sistemas termosolares de baja temperatura podrían integrarse mejor con el equipo de recuperación de la MEA.

Otro estudio de factibilidad técnica y económica para una Planta de Captura de CO₂ asistida por energía termosolar con la tecnología Fresnel (LFC) fue desarrollado por Mokhtar et al ([Mokhtar, 2012](#)), para una carboeléctrica de 300 MW, se consideró almacenamiento térmico con sólidos sensibles y Mono-Etil-Amina (MEA) como solvente en el CCP. La planta se consideró ubicada en Nueva Gales del Sur, Australia. Este estudio muestra que la LFC puede ser económicamente viable para los costos del colector solar de US \$ 100/m² a los precios minoristas del 2012 y una Fracción de carga solar óptima del 22%.

En el 2012 Li et al ([Li, 2012](#)) desarrollaron un estudio de factibilidad de integración de energía solar en una CCP basada en aminas. La contribución de este estudio se basa en la incorporación de tecnologías parabólicas y de tubos evacuados y su comportamiento ante la variación de las condiciones ambientales. El rendimiento de una planta de energía integrada con CCP de postcombustión asistida por energía solar (SPCC) se ve afectada en gran medida por las condiciones climáticas locales, como la irradiación solar, las horas de sol, la temperatura ambiente, el tipo de colector solar térmico y la tasa de recuperación de CO₂. Los resultados de la evaluación de viabilidad sobre una central eléctrica de este tipo muestran que el costo de la electricidad y el costo de evitar el CO₂ están determinados principalmente por las condiciones climáticas locales. Para las ubicaciones que tienen mayor irradiación solar, más horas de Sol y mayor temperatura ambiente, la central eléctrica con SPCC tiene un Costo de Electricidad (COE) y Costo de CO₂ Evitado (COA) más bajos. COE y COA son sensibles a los precios de los Colectores Termosolares (STC).

En 2013 Qadir et al ([Qadir, 2013](#)), desarrollaron un análisis tecnoeconómico para una planta de carbón de 660 MW modernizada con CCP y parcialmente asistida de STE con los siguientes tipos de colectores: Colectores de Placa Plana (FPC), Colectores Parabólicos Compuestos (CPTC), Colectores Lineales de Fresnel (LFC), Colectores de Tubos Evacuados (ETC) y colectores cilindroparabólicos (PTC). Los resultados se compararon con una planta convencional de captura de CO₂ donde toda la energía térmica es proporcionada por el vapor extraído del ciclo de vapor para suministrar energía térmica para la planta de PCC. La planta se simuló para tres ubicaciones diferentes en Australia: Sydney, Townsville y Melbourne. Los

resultados mostraron que en un sistema integrado los ETC mostraron los mejores resultados y en el sistema no integrado los mejores resultados los tuvo los PTC's.

Con respecto a la integración de la energía solar en una planta de generación con CCS, Parvareh et al ([Parvareh, 2014](#)), desarrollaron otra revisión acerca de la integración de energía solar en plantas de potencia de carbón modernizadas con captura de CO₂, se revisaron los principales enfoques de integración de procesos propuestos a este respecto; Se discutieron sus ventajas y desventajas considerando factores técnicos y climáticos. El documento también analiza los beneficios de esta hibridación de la captura de energía y las plantas solares como una solución de transición para la futura generación de energía baja en emisión de CO₂. Este estudio concluye que los estudios revisados recomiendan que los sistemas termosolares de baja temperaturas son adecuados para utilizarse el calor en el reboiler del sistema de recuperación de amina, los sistemas de media temperatura como los sistemas parabólicos pueden ser utilizados para el reboiler y para requerimientos de auxiliares de la Planta de Captura de CO₂ y los sistemas de alta temperatura se recomiendan para generación de energía eléctrica directamente para recuperar la energía perdida por la incorporación de la Planta de Captura de CO₂.

Otros autores han propuesto sistemas híbridos con energías renovables, e.g. biomasa y termosolar. Caparellucci et al ([Carapellucci, 2015](#)) investigaron: a) La utilización de la biomasa en una caldera auxiliar para proporcionar una capacidad de potencia adicional, así como también satisfacer los requerimientos de calor para la captura de CO₂, b) Utilización de un sistema de LFC para cumplir con parte del servicio de calor de regeneración, en lugar de la extracción de vapor de la central eléctrica principal o la producción de vapor por una caldera de biomasa. El estudio evaluó el efecto de la disponibilidad de fuentes renovables y la eficiencia de conversión de energía en el diseño de la unidad de energía auxiliar, así como en el rendimiento energético de la central eléctrica de carbón modernizada con captura de CO₂. La Planta de potencia de carbón evaluada fue de una capacidad de 100 MW utilizando MEA y sin Sistema de Almacenamiento Térmico (TSS). Los resultados mostraron un incremento del 14% de potencia neta para el caso 1 y una mínima reducción de la eficiencia neta, el caso 2 mostro resultados pobres principalmente por la discontinuidad de la disponibilidad del recurso solar.

En 2016 Parvareh et al ([Parvareh, 2016](#)), propusieron y evaluaron tres configuraciones: 1) Generación paralela de potencia con energía solar, 2) Integración de la energía solar en modo térmico con la central eléctrica en los calentadores de agua de alimentación de alta presión y 3) Integración de la energía solar en los modos térmico y de potencia con PCC y los subsistemas de la central eléctrica. Cada opción posible se evaluó en relación con los requisitos de tamaño de la instalación solar, los desafíos de ingeniería y operación y su potencial para mantener y/o mejorar la producción original de la planta de energía cuando PCC

está en funcionamiento. Se utilizó un escenario base que consiste en una planta de energía PCC de 660 MWe que funciona con una capacidad del 100% y una tasa de captura del 90% en Australia. Los resultados mostraron que la opción 1 es la que presenta el menor nivel de disturbios y proporciona el 100% de la penalización por la CCP, aunque presenta el segundo costo de inversión más altos. La opción 2 presenta disturbios moderados, con el menor costo de inversión, aunque no suministra el total de la penalización por la CCP. La opción 3 presenta disturbios moderados, proporciona el 100% de la penalización por la CCP, pero presenta el costo de inversión más alto.

En 2016 Wang et al ([Wang, 2016](#)), propusieron seis configuraciones con respecto a la integración de Energía Térmica Solar (STE). Se seleccionó una planta de carbón subcrítica de 300 MWe como referencia, se empleó como solvente MEA para la CCP, y se usaron PTC y ETC para la recolección de STE. Se realizaron análisis técnicos y evaluaciones económicas. Los resultados muestran que la integración de la STE con la CC puede aumentar efectivamente la generación de energía y reducir la penalización de eficiencia eléctrica causada por la CC. Entre las diferentes configuraciones que describen, la Configuración 2 y 6 las cuales utilizan STE a temperatura media para reemplazar el agua de alimentación a alta presión sin y con CC, muestran la mayor eficiencia solar incremental neta. Respecto a nuevas plantas, la integración de la energía solar puede reducir efectivamente el costo nivelado de la electricidad (LCOE). El LCOE de la Configuración 6 es de 99.28 USD/MWh el cual es el más bajo, utilizando un precio del colector cilindroparabólico de 185 USD/m². Por otra parte, al modernizar las plantas de energía existentes, la Configuración 6 también muestra el valor presente neto (NPV) más alto, mientras que la Configuración 2 tiene el menor tiempo de amortización con un impuesto de 50 USD/tonelada de CO₂. Además, tanto el LCOE como el NPV/tiempo de recuperación están claramente afectados por la fracción relativa de carga solar, el precio de los colectores solares térmicos y el impuesto al carbono. Comparativamente, el impuesto al carbón puede afectar las configuraciones con captura de CO₂ más claramente que aquellas sin captura de CO₂.

En 2017 Wang et al ([Wang, 2017](#)) construyeron y analizaron un sistema piloto de absorción química asistida por energía solar térmica para investigar el rendimiento del sistema. Se evaluaron dos tipos de colectores de energía solar térmica: PTC y LFC. Se determinó que los valores de los parámetros de operación pueden cumplir con los requisitos de los parámetros de diseño de la configuración y los colectores solares pueden proporcionar la energía térmica requerida por el reboiler, mientras que su contribución fue determinada principalmente por la irradiación solar. La regeneración del solvente se investigó variando la entrada de calor. Los resultados muestran que el tiempo de respuesta del trabajo térmico del reboiler es mayor que el de la temperatura y la presión de desorción. Este trabajo proporciona una mejor comprensión sobre el funcionamiento general y el control del sistema.

En 2017 Khalilpour et al ([Khalilpour, 2017](#)), propusieron un enfoque novedoso al eliminar el costoso sistema de desorción y usar tubería colectora solar (es decir, tubería de cilindro parabólico) para calentar directamente el solvente rico y disociar los enlaces del solvente CO₂. Esta tecnología reduciría el gasto de capital del proceso y también reduce la energía de regeneración del solvente acercándola a sus valores teóricos. La eliminación de la columna de desorción también aumenta la flexibilidad de la operación de Planta de Potencia (PP) en respuesta a la dinámica del mercado. Un caso de estudio para Sydney, Australia muestra que, en comparación con la metodología SPCC, este enfoque podría mejorar notablemente la economía del proceso y reducir el tamaño del campo de STC.

Entre las publicaciones más recientes, en 2021 Wang et al ([Wang, 2021](#)) publicaron un estudio en donde se explora la viabilidad de una CCP asistida por energía solar con una operación flexible en términos de ganancias netas y emisiones de CO₂, utilizando un modelo de optimización basado en los mercados comerciales de electricidad y carbono de China. Este sistema está acoplado a una CPP de 300 MW. Esta evaluación se realizó bajo la operación dinámica de la central. El estado operativo del sistema de captura de carbono y del sistema solar térmico fue variado. Los resultados mostraron que, en comparación con la planta de captura de carbono convencional, la ganancia acumulada de la planta de captura de carbono asistida por energía solar flexible aumentó en casi un 50 % en un mes típico seleccionado, mientras que exhibió alrededor de un 25 % de reducción en las emisiones acumuladas de CO₂. Es importante destacar que el rendimiento económico de una planta de energía de captura de carbono asistida por energía solar es bastante sensible a las tarifas eléctricas de la red, los subsidios para la electricidad derivada de la energía solar y la asignación de emisiones de carbono del mercado de carbono.

2.2 Plantas de Ciclo Combinado con base en Gas Natural (NGCC) acopladas a Planta de Captura de CO₂ (CCP) y Energía Termosolar por Concentración (STE)

Para los ciclos combinados impulsados por gas natural no se encontraron publicaciones que integre las tres tecnologías: Plantas de potencia fósiles, Energía Termosolar y Captura de CO₂. Existen una gran cantidad de publicaciones, pero enfocadas solamente a Ciclos Combinados integrados con Captura de CO₂ y Ciclos Combinados integrados con Energía Termosolar, esta sección se enfocará a la revisión de estos dos últimos casos. A continuación, se muestran Ciclos Combinados Integrados con captura y almacenamiento de CO₂, después se muestran los Ciclos Combinados acoplados con Energía Termosolar.

2.2.1 Estudios de NGCC integrados con CCP

En 1998 Bolland et al ([Bolland & Mathieu, 1998](#)), compararon el desempeño de dos conceptos de captura de CO₂. El primer concepto se ha propuesto en el marco del programa europeo Joule II y se basa en un ciclo de turbina de gas semicerrado que utiliza CO₂ como fluido de trabajo y una combustión con oxígeno puro generado en una Unidad de Separación de Aire (ASU). Este es un sistema de cero emisiones, ya que el exceso de CO₂ producido en el proceso de combustión se captura totalmente sin la necesidad de dispositivos costosos y que consumen energía. El segundo concepto requiere una recirculación parcial del gas de combustión a la salida del HRSG de un NGCC. El flujo restante se envía a una CCP. El noventa por ciento del CO₂ se elimina en un dispositivo absorbente/separador. Los dos sistemas se comparan con un NGCC de última generación cuando se utiliza la tecnología más avanzada (turbina de gas tipo 9FA) y un HRSG de tres niveles de presión. Los resultados muestran también que los rendimientos del ciclo NGCC semicerrado de CO₂ no dependen mucho de la configuración del HRSG y que los rendimientos NGCC con recirculación son ligeramente sensibles a la tasa de recirculación. Una tasa alta de recirculación proporciona una reducción significativa del tamaño y, por lo tanto, costo de la CCP. Desde el punto de vista del rendimiento, los resultados muestran que la eficiencia del sistema con EGR y CC siempre es mayor en $2 \pm 3\%$ puntos que la eficiencia de NGCC con CCP sin EGR.

En el 2000 Undrum et al ([Undrum, 2000](#)), realizaron una evaluación técnica económica de la captura y almacenamiento de CO₂ en Noruega, esta investigación fue patrocinada por Statoil y compañías contratistas. El concepto principal presentado en este estudio se basa en la captura de CO₂ de los gases de escape de una NGCC, utilizando la absorción por soluciones de aminas. El CO₂ se comprime, se transporta por tubería y se almacena en un acuífero salino profundo en alta mar. Los resultados se comparan con un proceso alternativo para capturar CO₂ basado en un ciclo combinado de hidrógeno. El costo de la captura de CO₂ de una NGCC se compara con otras medidas de reducción de gases de efecto invernadero. El resultado principal indica que es mejor la captura de CO₂ por postcombustión (NGCC de 1400 MW) ya que presenta una eficiencia de 49% y el ciclo utilizando hidrógeno 46.5%. En la parte económica la captura por postcombustión presenta un costo de 1235 USD/kW_{inst} y el ciclo por hidrógeno 1291 USD/kW_{ints}.

En el 2003 Bolland et al ([Bolland, 2003](#)) desarrollaron un estudio donde evaluaron y compararon tres conceptos para la captura de CO₂ en NGCC: a) Captura de CO₂ de los gases de escape provenientes del NGCC utilizando absorción química por soluciones de amina. b) NGCC utilizando una turbina de gas semicerrada con una combustión casi estequiométrica con oxígeno de una Unidad de Separación de Aire (ASU) como agente oxidante, produciendo CO₂ y agua como productos de la

combustión. c) Reformado de gas natural con un Reactor Auto Térmico (ATR) con oxidación parcial catalítica, el gas combustible reformado rico en hidrógeno se quema en el ciclo combinado. Los cálculos para los conceptos con eliminación de CO₂, incluyendo la compresión de CO₂, dieron: a) 49,6%, b) 47,2% y c) 45,3%. El estudio no es concluyente porque no se realiza la evaluación económica.

En el 2005 Alie et al ([Alie, 2005](#)), presentaron un análisis del proceso de CC, con el objetivo de minimizar el costo de su implementación. Debido a que las operaciones de CC a gran escala son costosas, la simulación y el modelado de procesos tienen un papel importante en la evaluación de las alternativas del proceso. Para el caso de la CCP por aminas, la convergencia del diagrama de flujo del proceso es un ejercicio no trivial debido a la naturaleza altamente no lineal del proceso y la gran cantidad de recirculaciones involucradas. En este estudio se presentó un método de descomposición del diagrama de flujo que ayuda a converger el diagrama de flujo del proceso y a optimizar las variables clave de operación del proceso, en particular las cargas de amina y la temperatura de la MEA que ingresa al desorbedor. Este método se aplicó a tres concentraciones diferentes de CO₂ (fracción molar, base húmeda): 3% (para simular gases de combustión de una turbina de gas), 14% (gases de combustión de una planta de carbón) y 25% (gases de combustión de una planta de cemento). Los resultados de los diagramas de flujo desacoplados e integrados fueron similares. Se encontró la carga mínima en el reboiler con una carga de MEA pobre de 0.25 para todas las concentraciones de CO₂ estudiadas.

En el 2009 Botero et al ([Botero, 2019](#)), evaluaron el concepto Best Integrated Technology (BIT) para un ciclo combinado de 400 MW, propuesto por CO₂ Capture Project Consortium formado por British Petroleum, Texaco y Petrobras. Este concepto incluye la CCP utilizando Recirculación de Gases en un 40%, así como una caldera para la regeneración de amina integrada en el HRSG. Se considera una CC de 90% y una solución de MEA al 30% en peso. El BIT fue comparado contra las soluciones del estado del arte en 2009 con captura de CO₂ convencional y ofreció desempeños técnicos muy similares al esquema convencional con la ventaja de que se requieren equipos más pequeños en la isla de la captura de CO₂, por lo que es más competitiva que los esquemas con captura convencional.

En el 2011 ([Sander, 2011](#)), evaluaron el efecto del EGR tanto en la turbina de gas (GT) como en la NGCC, y la CCP. La fracción de gas de combustión que se recircula de vuelta al GT, necesita más enfriamiento, antes de que se mezcle con el aire ambiente. En este artículo se tuvieron los siguientes hallazgos: a) La temperatura de salida de la fracción de gas que se recircula es el parámetro de mayor importancia que afecta el desempeño del NGCC y CCP, b) El EGR reduce los requerimientos de vapor de regeneración en la CCP, c) Para el ciclo de referencia (NGCC con CCP) incrementa la potencia neta y eficiencia del ciclo en 3.6% y 2.1%

respectivamente, d) Para el ciclo de referencia (NGCC con CCP) reduce el COE en 5% y también reduce el precio mínimo requerido para hacer la CC viable.

En el 2011 Ordorica García et al ([Ordorica García, 2011](#)), presentaron una propuesta que combina la tecnología de concentración térmica solar con los sistemas de energía de combustibles fósiles. Esta propuesta tiene la finalidad de solucionar los inconvenientes que presentan cada una de las tecnologías antes mencionadas, así como aprovechar las ventajas de ellas. La tecnología solar térmica presenta la inconveniencia de su intermitencia, bajo factor de planta y hasta cierto punto no predecible, mientras que las tecnologías fósiles presentan altas emisiones de CO₂. Respecto a las ventajas, la energía termosolar presenta emisiones cero de CO₂ y las energías fósiles, altos factores de planta. Este sistema híbrido solar-fósil garantizaría la disponibilidad de energía en ausencia de luz solar o energía solar almacenada. Otra línea que se investiga en este documento es la adición de la CC a estos sistemas lo cual podría reducir su intensidad de carbono a casi cero. Este documento presenta tres importantes sistemas de energía híbrida solar-fósil: 1) Ciclo combinado solar integrado (ISCC), 2) Captura post-combustión asistida por energía solar (SAPCAP) y 3) Gasificación solar con captura de CO₂.

En el 2011 Sipöcz et al ([Sipöcz, 2011](#)), desarrollaron una evaluación termodinámica y económica de una NGCC de 440 MWe con una CCP, utilizando MEA, en este estudio la CCP se optimiza mediante la refrigeración interna del absorbedor y la Recompresión de Vapor Pobre (LVR), además de utilizar EGR a la turbina de gas. El primer caso se consideró utilizando EGR cerca del 40% y al segundo caso se le agregó la refrigeración interna del absorbedor y el LVR. El primer caso mostró una eficiencia neta del 50.73%, un costo total de instalación de 352.34 MM€, un LCOE de 58.56 €/MWh y un COA de 62.20 €/Ton, mientras que el segundo caso mostró una eficiencia neta del 51.04%, un costo total de instalación de 371.43 MM€, un LCOE de 59.40 €/MWh y un COA de 64.81 62.20 €/Ton, con lo que se concluiría que la mejor opción es la 1.

En el 2013 Biliyok et al ([Biliyok, 2013](#)), desarrollaron una evaluación de un NGCC de capacidad de 440 MW y se le integró Captura y Compresión de CO₂ con un nivel del 90%, se observó una caída del 15% en la generación eléctrica y el requerimiento de agua de enfriamiento aumento un 33%. Se analizó también un escenario con EGR en 40% con lo cual se logró una recuperación de Potencia de 10 MW, aunque la demanda de agua se incrementó. A este último escenario se le adicionó Fuego Suplementario (SF), lo cual mejoró el desempeño de la sección de CC. El análisis económico, revela que el costo "overnight" de la planta integrada es un 58% más alto que el costo de la planta de energía, lo que desalienta el despliegue de la CC. El impacto de EGR es marginal, mientras que la implementación de SF casi duplica el costo "overnight". El costo de la electricidad aumenta en un 30% para la planta integrada, pero solo en un 26% con EGR y 24% con SF.

En el 2013 Canepa et al ([Canepa, 2013](#)), llevaron a cabo un análisis termodinámico de una NGCC con CC mediante simulación. La NGCC y la CCP se simularon en Aspen Plus y el modelo de CCP se validó con datos experimentales de la planta piloto de la Universidad de Texas en Austin. La CCP se escaló de planta piloto a escala comercial para procesar gas de combustión de una NGCC de 250 MWe. En este estudio se propuso EGR para aumentar la concentración de CO₂ en los gases de combustión y reducir la velocidad de flujo de los gases de combustión. Se investigó su efecto sobre el rendimiento de NGCC y el dimensionamiento de la CCP. El análisis indicó que la recirculación de gases de escape reduce la penalización en 1.8 MW sin ninguna modificación importante a la PP original.

En el 2013 Li et al presentaron la patente ([United States Patente nº US 8,365,537 B2](#)) denominada "Power Plant with CO₂ Capture", en esta patente se propone un método para operar un NGCC con una CCP, este método incluye EGR de un primer flujo parcial proveniente del HRSG, este método también incluye la CC de un segundo flujo parcial proveniente del HRSG y operando con fuego suplementario para incrementar la potencia neta de la planta y compensar parcialmente el consumo de la CCP.

En el 2016 Akram et al ([Akram, 2016](#)), desarrollaron un Estudio Experimental en el Centro de Investigación de Captura y Almacenamiento de Carbono del Reino Unido (UKCCSRC). En este se integró una turbina Turbec T100 PH de 100 kWe con una PCC que tiene una capacidad de captura de carbón de 1 Ton/día. El estudio tuvo el objetivo de evaluar EGR. Se evaluó experimentalmente el impacto utilizando diferentes proporciones de EGR, utilizando una concentración de 30% de la MEA. Se observó que la carga térmica específica del reboiler se redujo un 7.1% por cada unidad de aumento en la concentración de CO₂. En general, se observó que cuanto mayor es la concentración de CO₂, menor es la carga térmica específica del reboiler a una tasa de captura fija. Las cargas de solventes ricos y pobres aumentaron con el aumento de la concentración de CO₂ de los gases de combustión. El balance de energía en el desorbedor ha demostrado que la tasa de generación de vapor y el trabajo del condensador aumenta con el aumento de la concentración de CO₂.

En el 2019 Spitz et al ([Spitz, 2019](#)) desarrollaron una evaluación técnica detallada de la operación de la CCP acoplado a un NGCC, con la finalidad de comprender mejor la operación en sistemas de bajas emisiones de carbón en un entorno que requiere alta flexibilidad operativa. En este estudio se examina las estrategias operativas del by-pass de la CCP y el almacenamiento provisional de solventes. Se muestra que el almacenamiento de solventes permite expandir el entorno operativo de las CCS-NGCC en +/- 10%. Además, se muestra que la generación de electricidad y CO₂ se puede desacoplar hasta 3 h con aproximadamente 6000 m³ de inventario adicional de solventes con el fin de reducir la variabilidad del flujo de CO₂ en los sistemas de transporte y almacenamiento aguas abajo, mitigando los

efectos potencialmente nocivos de los pozos de inyección. 1 h de operación de almacenamiento de solvente a plena carga se puede regenerar en tan solo 2.1 h durante la operación continua de la planta de energía CCS eligiendo una estrategia de extracción de vapor controlada del ciclo combinado y, por lo tanto, estrangulando la turbina de baja presión. La penalización de producción de electricidad asociada con la regeneración retrasada del solvente oscila entre 420 y 450 kWh/tCO₂ con esta estrategia, que se compara con los 380 kWh/tCO₂ para la regeneración inmediata en condiciones de diseño de carga completa.

En el 2020 Gulen presentó la patente ([United States Patente nº US 10,641,173 B2, 2020](#)) denominada “Gas Turbine Combined Cycle Optimized for Postcombustion CO₂ Capture”. Esta patente propone optimizar un NGCC con CCP integrada de la siguiente manera: Se desvía una fracción de los gases de combustión del HRSG hacia una segunda GT previamente enfriados, los gases de escape de la segunda turbina se mezclan con los gases de la primer GT, en el HRSG también se utiliza SF para aumentar la concentración de CO, este ocasiona que se optimice todo el sistema NGCC-GT-CCP.

Entre las publicaciones más recientes Lingjie et al ([Lingjie, 2022](#)) evaluaron la integración de la CCP en un NGCC de 884 MW de potencia, compuesto de 2 turbinas de gas con su respectivo HRSG y una turbina de vapor. Con base en el principio de la utilización de la energía en cascada, propusieron cuatro esquemas de integración diferentes de la unidad NGCC con la CCP: a) Extracción de vapor del Cross Over IP/LP y retornando el condensado al deareador, b) Extracción de vapor del Cross Over IP/LP y el condensado después del intercambio de calor se devuelve al deareador, c) Extracción de vapor del Cross Over IP/LP y el condensado se devuelve al condensador, d) Extracción de vapor del Cross Over IP/LP se incluye una nueva turbina, y el condensado después del intercambio de calor se devuelve al deareador. La penalización energética, para cada uno de los casos analizados es de 6.67%, 6.59%, 6.81% y 5.46%, respectivamente, el esquema propuesto 4 es el que reduce mayormente la penalización energética.

2.2.2 Estudios de NGCC integrados con STC

En el 1995 Moore presentó la patente ([United State Patente nº 5,444,972](#)), denominada “Solar-Gas Combined Cycle Electrical Generating System” en la cual se propone el diseño de una central eléctrica que utiliza combustibles fósiles junto con la energía solar para producir electricidad. La planta de energía consiste en una TSP. La energía térmica colectada se utiliza para generar vapor que mueve una turbina de vapor. El vapor para mover la turbina de vapor se puede obtener de forma alternativa a partir del gas de escape de una Turbina de gas y como opción puede ser complementada con combustible agregado en un horno. La energía solar

reunida puede almacenarse como fluido caliente en un tanque de almacenamiento térmico o utilizarse inmediatamente en la central eléctrica. Se puede emplear un escudo térmico sobre el receptor central solar para aislar el receptor central solar, proporcionando protección contra fugas y protegiendo el TSP.

En 1995 Pak et al ([Pak, 1995](#)), propusieron un sistema de generación de potencia con captura de CO₂ utilizando STE. En el sistema, se produce vapor saturado a una temperatura alrededor de 200 °C mediante STE y se utiliza como el fluido de trabajo de una turbina de gas en el que se recupera el CO₂ generado utilizando oxidación. La eficiencia de la utilización de la energía solar térmica se vuelve considerablemente alta en comparación con la de las plantas de energía solar térmica convencionales en las que se debe producir vapor de alta temperatura cerca de 400 ° C para turbinas de vapor, y el requerimiento de radiación solar puede ser significativamente menor. El sistema propuesto es un sistema de tipo híbrido que utiliza tanto el combustible fósil como la energía solar térmica y, por lo tanto, su factor de planta se vuelve muy alto. El combustible se utiliza de forma excelente en el sistema, es decir, se utiliza para elevar la temperatura del vapor a más de 1000 ° C. El CO₂ generado se recupera mediante oxidación, de modo que se puede lograr una captura cercana al 100% de CO₂, así como cero emisiones de NO_x. A través simulación, se demostró que el sistema propuesto tiene una eficiencia de generación de energía neta de 64.5% sobre la base de la energía de combustible consumida mediante el uso de vapor saturado con una temperatura de 230 ° C, siendo superior en 48.3% comparado con el que presenta la planta convencional que es de 43.5%.

En 1995 Williams et al ([Williams, 1995](#)) propusieron la hibridación de esquemas de energía fósil, se propusieron cinco esquemas: a) Sistemas redundantes de generación de potencia (RSH), b) Sistemas de generación paralelos con la misma temperatura en el STE y Máquina Fósil (PFHH), c) Sistemas de generación paralelos con la temperatura en el STE menor que en la Máquina Fósil, d) Sistema de Ciclo Combinado Integrado con Energía Solar (ISCCS) y e) Precalentamiento con Energía Solar (SPH). El sistema SRH está compuesto de dos subsistemas redundantes uno movido por energía termosolar y el otro por energía fósil. El sistema PFHH está compuesto por dos sistemas paralelos de energía termosolar y energía fósil, en este sistema la temperatura de salida del STE y el de la máquina fósil es la misma. El siguiente sistema propuesto es igual al antes mencionado con la variante de que la temperatura de salida del STE es menor que la de la salida de la máquina fósil. El cuarto sistema propuesto es un ciclo combinado integrado con energía termosolar, la energía termosolar se integra al ciclo combinado en la parte de la turbina de vapor en forma de vapor. El quinto sistema utiliza la energía del STE para utilizarla en precalentamiento del sistema de energía fósil.

En 1995 Bohn et al (Bohn, 1995) evaluaron un nuevo concepto de TSP que ofrece beneficios significativos para la comercialización de la tecnología TSP. El concepto utiliza una planta receptora central de sal de nitrato fundido para suministrar calor, en forma de precalentamiento del aire de combustión, a una planta de energía convencional de ciclo combinado. La evaluación se centró en las primeras plantas comerciales, examinó tres capacidades de la planta (31, 100 y 300 MWe), y comparó estas plantas con una planta solar de 100 MWe y con plantas de ciclo combinado de solo gas en las mismas tres capacidades. Los resultados del análisis apuntan a varios beneficios en relación con la planta solo solar, incluido el bajo costo de energía para las primeras plantas, el bajo costo de capital para las primeras plantas, la reducción del riesgo con respecto a las incertidumbres comerciales y el potencial para nuevos mercados. Además, el concepto parece tener requisitos mínimos de desarrollo tecnológico. Significativamente, los resultados muestran que es posible construir una primera planta con este concepto que pueda competir con las plantas existentes de ciclo combinado de solo gas.

En 1997 Pak et al (Pak, 1997), propusieron la utilización de vapor saturado a una temperatura relativamente baja utilizándose como fluido de trabajo para una turbina de gas quemando metano. La eficiencia de utilización de la energía solar térmica es considerablemente mayor que la de las plantas de energía solar térmica convencionales en las que se utiliza vapor sobrecalentado cerca de 670 K. El sistema híbrido recupera el CO₂ generado con oxidación. El sistema de recolección tiene un área de 10,000 m², esto se estimó con base en un modelo de simulación. La potencia neta generada fue de 1,55 MW, el factor de capacidad del 21,5% y la eficiencia total de ejercicio del 20,9% cuando la temperatura del vapor saturado es de 496 K. Con base en el combustible consumido, la eficiencia neta del sistema térmico es del 63,7%.

En 1998 Kribus et al (Kribus, 1998), presentaron un estudio de viabilidad de una NGCC, impulsada por energía solar de alta concentración y tecnología de receptor central. Los nuevos desarrollos en óptica de torres solares, receptores de aire de alto rendimiento e interfaz de turbina solar a gas, concretamente the Porcupine volumetric absorber (PVA) y the Frustum-Like High-Pressure (FLHiP) window technologies. se incorporaron en un nuevo concepto de planta de energía solar. El nuevo diseño presenta una operación 100% solar en el punto de diseño y una operación híbrida (solar y de combustible) para una despachabilidad. Los resultados muestran que el nuevo diseño del sistema tiene ventajas de costo y rendimiento sobre otros conceptos de energía solar térmica, y puede ser competitivo frente a las plantas de energía de combustible convencionales en ciertos mercados, incluso sin subsidios gubernamentales.

En el 2001 Kelly et al (Kelly, 2001), desarrollaron un estudio de optimización para NGCC integrado a STE. Una planta de este tipo consta de una planta de ciclo

combinado convencional, un campo colector solar y un generador de vapor solar. Durante los períodos soleados, el agua de alimentación se extrae del Generador de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG) del NGCC y se convierte en vapor saturado en el generador de vapor solar. El vapor saturado se devuelve al HRSG, y los flujos combinados de vapor fósil y solar se sobrecalientan en el HRSG. El aumento del caudal de vapor proporciona el aumento en la potencia de salida del ciclo Rankine. Durante los períodos nublados y de noche, la planta integrada funciona como una instalación de ciclo combinado convencional. Los autores llevaron a cabo dos estudios sobre diseños de plantas integradas que utilizan una turbina de gas General Electric Frame 7 (FA) y un HRSG de tres presiones. Los resultados son los siguientes: 1) el uso más eficiente de la STE es la producción de vapor saturado a alta presión para agregarlo al HRSG; 2) la cantidad de trabajo de generación de vapor a alta presión que puede transferirse desde HRSG al generador de vapor solar es limitada; así, la contribución solar práctica máxima también está razonablemente bien definida; 3) las pequeñas contribuciones térmicas solares anuales a una planta integrada pueden convertirse en energía eléctrica con una mayor eficiencia que con una planta de cilindro parabólico únicamente, y también pueden aumentar la eficiencia general de conversión térmica a eléctrica en el ciclo de Rankine; y 4) las contribuciones solares anuales de hasta el 12 por ciento en una planta integrada deberían ofrecer ventajas económicas en comparación con una planta parabólica convencional únicamente solar.

En el 2014 Gunasekaran et al ([Gunasekaran, 2014](#)) propusieron y analizaron cuatro esquemas de integración diferentes para el ciclo Advanced Zero Emissions Power (AZEP) con un canal parabólico: vaporización de la corriente de alta presión, precalentamiento de la corriente de alta presión, calentamiento de la corriente de entrada de la turbina de presión intermedia y calentamiento de la corriente de entrada a la turbina de baja presión. Las salidas de potencia de estos esquemas de integración se comparan entre sí y con la salida de potencia del ciclo AZEP autónomo acoplándola al CSP. El esquema de vaporización de la corriente de alta presión tiene la mayor potencia de salida entre los esquemas de integración propuestos. Tanto la vaporización como el calentamiento de los esquemas de integración de la corriente de entrada de la turbina de presión intermedia tienen una potencia de salida mayor que el ciclo AZEP autónomo correspondiente y su CSP. Una comparación del esquema de vaporización propuesto con las tecnologías híbridas existentes sin captura y almacenamiento de carbono (CCS) muestra que tiene una eficiencia solar incremental anual más alta que la mayoría de las tecnologías híbridas. Además, tiene una mayor participación solar en comparación con las tecnologías híbridas con mayor eficiencia incremental. Por lo tanto, los ciclos AZEP son una opción prometedora a considerar para la hibridación solar térmica.

En el 2014 [Behar et al \(Behar, 2014\)](#) desarrollaron una revisión de publicaciones de Sistemas de Ciclo Combinado Integrados con Energía Solar utilizándose la

tecnología cilindro parabólica (ISCCS). Se revisó el estado de las centrales eléctricas operativas, en construcción y planificadas. A partir del presente estudio de revisión, se encontró que: a) Cuanto mayor sea el rendimiento del campo solar, mayor será la temperatura de funcionamiento y, por tanto, mayor será la eficiencia; b) Cuanto menor es el campo solar, mayor es la eficiencia exergética; c) Cuanto mayor sea el nivel de presión de vapor y más calentadores de agua de alimentación, mayor será el rendimiento del ciclo de vapor; d) Cuanto mayor sea la central eléctrica, menor será el costo de la electricidad producida; e) Cuanto más altos sean los precios de los combustibles fósiles, mayor será la competitividad del ISCCS. Otra conclusión de trabajo es que los rápidos avances en las actividades de Investigación y Desarrollo R&D en ISCCS han permitido el desarrollo de configuraciones muy eficientes y rentables. Teniendo en cuenta este hecho y con la caída continua de las reservas de recursos de combustibles fósiles y el aumento de sus precios, ISCCS se está volviendo más competitivo que las centrales eléctricas de ciclo combinado convencionales. Entonces podría ser la tecnología elegida en un futuro próximo.

En el 2015 Baharon et al (Baharoon, 2015) realizaron una revisión del desarrollo histórico de las tecnologías de concentración solar para generar energía eléctrica. En este documento, se revisó la evolución histórica de las plantas de las tecnologías CSP para generar electricidad limpia y se presentaron los proyectos actuales a nivel mundial de tecnologías CSP para demostrar que las tecnologías CSP están probadas técnica y comercialmente y tienen la posibilidad de hibridación con combustibles fósiles o integración con sistemas de almacenamiento para mantener una operación continua similar a las plantas convencionales. Entre todas las tecnologías térmicas solares, el cilindro parabólico es la más probada técnica y comercialmente. También tiene la posibilidad de hibridación, ya que está probado al operar en varios proyectos comerciales durante más de 28 años. Tiene un alto nivel de madurez y es capaz de proporcionar la energía térmica operativa requerida, ya sea de forma independiente o en sistemas híbridos al menor costo y menores riesgos económicos. Por esta razón, esta tecnología es dominante en los proyectos operativos y en construcción. Sin embargo, actualmente existe una tendencia hacia el empleo de otras tecnologías de CSP en los proyectos futuros como resultado de la mejora en su rendimiento. El uso de la tecnología PTC en los proyectos operativos de CSP es del 95,7% y ha disminuido al 73,4% para los proyectos en construcción. Mientras tanto, los usos de las tecnologías LFC, TSP y SDC en los proyectos operativos son 2.07%, 2.24% y 0% respectivamente y han aumentado a 5.74%, 20.82% y 0.052% respectivamente para los proyectos en construcción. Para los proyectos de desarrollo, el uso de la tecnología TSP ha alcanzado el 71,43%, en comparación con el 28,57% para PTC.

En el 2016 Okoroigwe (Okoroigwe, 2016), desarrollaron una revisión de artículos con sistemas TSP integrados a Ciclos Combinados. En esta publicación se investigó

el progreso en el desarrollo de la integración de TSP-NGCC. Se encontró que se ha prestado mucha atención a la investigación de la tecnología TSP con algunas plantas de energía comerciales que operan en diferentes partes del mundo. Esta tecnología tiene un enorme potencial para la integración con el NGCC desde las perspectivas termodinámicas y económicas. Sin embargo, el nivel de madurez de la tecnología TSP es más bajo que el del concentrador cilindroparabólico (PTC). Se ha dirigido una investigación muy limitada hacia el desarrollo del TSP-NGCC. Además, la mayoría de las plantas de energía de NGCC en operación hoy en día emplean la tecnología PTC sin que exista una planta de energía comercial TSP-NGCC existente actualmente (2015). En vista de esto, se interpreta que existen algunas barreras para el desarrollo de la tecnología TSP-NGCC que se dividen en tres categorías: (a) madurez tecnológica, (b) financiera y política, y (c) factores técnicos. Se concluye que el ST-ISCCS es inmaduro, por lo que se necesita más trabajo para mejorar su preparación tecnológica.

En el 2017 Pramanik et al (Pramanik, 2017), desarrollaron una revisión de tecnologías de generación de potencia híbridas, utilizando energía de concentración solar. Este artículo revisa las tecnologías híbridas de generación de energía de la energía solar concentrada (CSP) y otros recursos renovables y no renovables tales como la biomasa, el viento, la energía geotérmica, el carbón y el gas natural. Las tecnologías se han categorizado en híbridos renovables altos, medios y bajos basados en su componente de energía renovable. Los híbridos altamente renovables reportan las emisiones de CO₂ menos específicas (<100 kg / MW h), seguidos por los híbridos medios (<200 kg / MW h) y los híbridos poco renovables (> 200 kg / MW h). Los híbridos se han comparado en función de las características de sus plantas y las métricas de rendimiento utilizando datos de la literatura y de las plantas de energía híbridas reales. Los híbridos de baja renovabilidad como ISCC, Brayton solar y los sistemas de energía Rankine de carbón con ayuda solar son tecnológicamente maduros y ofrecen un rendimiento superior sobre los híbridos de alta y media renovación. Los híbridos renovables medianos, como las plantas solares con respaldo de gas natural, ofrecen una alta participación solar, pero sufren principalmente de baja eficiencia y alto costo que dificulta su penetración en el mercado. Los híbridos altamente renovables como el viento CSP, la biomasa CSP y la energía geotérmica CSP tienen un impacto negativo mínimo en el medio ambiente. Sin embargo, varios parámetros como la eficiencia energética, la eficiencia de energía solar a electricidad, el factor de capacidad y la rentabilidad deben mejorar para que estos sistemas sean competitivos.

En el 2018 Islam et al (Islam, 2018) desarrollaron una exhaustiva revisión del estado del arte de tecnologías CSP. El PTC y la TSP son los dos sistemas de CSP dominantes que están operativos o en etapa de construcción. Estados Unidos y España son líderes mundiales en la generación de electricidad CSP, mientras que los países en desarrollo como China e India están emergiendo con una inversión

agresiva. La tecnología de generación directa de vapor (DSG) del colector PTC es un tema de investigación en evolución comparativa que tiene la oportunidad de hibridarse con otras tecnologías de CSP para la producción de electricidad y calor térmico. Otros temas de investigación potenciales sobre CSP son la optimización de campos solares, la estimación del costo nivelado de la electricidad, la aplicación del modelo SAM en el desarrollo de plantas CSP, la implementación de motores de ciclo de rangos orgánicos para la producción de calor y energía, investigación sobre el ciclo de energía del CO₂ supercrítico en plantas de CSP, análisis de rendimiento del almacenamiento de energía termoquímica y de bucle de calcio en los sistemas de CSP. La desalación, la evaluación del ciclo de vida, la producción de hidrógeno y el material de cambio de fase (PCM) deberían revisarse en los estudios posteriores.

En un estudio más reciente, Amani et al ([Amani, 2022](#)) llevaron a cabo un estudio comparativo entre dos técnicas de integración de energía solar con un NGCC, en donde se evaluó el desempeño térmico y económico. La primera planta de energía del sistema se basa en la tecnología de PTC en donde el calor solar se incorpora en el bloque de vapor como calor latente y el segundo sistema funciona con una TSP. En este último se integra la energía solar térmica como calor sensible para calentar los gases de escape de la turbina de gas antes de entrar en el HRSG. Los resultados termodinámicos muestran un alto rendimiento térmico para ambas plantas de energía térmica, pero la planta del sistema TSP exhibe el mejor valor de eficiencia de rendimiento anual de alrededor del 57.2%. Por otra parte, en términos de conversión solar a electricidad, la planta basada TSP presenta mejoras notables; se registraron valores casi constantes durante el año del orden del 20.8%. En términos de análisis económico, ambas plantas de energía muestran aproximadamente el mismo LCOE de 0.0395 \$/kWh y 0.0355 \$/kWh para la TSP y el sistema basado en PTC, respectivamente.

2.3 Estudios de Plantas de Cogeneración acopladas a Captura de CO₂ y Energía Termosolar.

Respecto a los artículos de estudios que integran las tecnologías de CHP, CCS y STE, se encontró la misma situación que para la integración de los sistemas integrados NGCC-CCS-STE, es decir en las bases consultadas no se encontraron artículos que integren las tecnologías CHP-CCS-STE, solamente se encontró uno que si las integraba ([Pérez Sánchez J. , y otros, 2019](#)) aunque hay que aclarar que fue un estudio de una planta piloto. A continuación, se mencionan las principales publicaciones en donde se integran sistemas CHP-CCS.

En 1995 Gelowitz et al ([Gelowitz, 1995](#)), desarrollaron un estudio técnico económico en donde se evaluaron cinco sistemas de cogeneración con turbinas de gas y turbinas de vapor, las turbinas de gas evaluadas fueron las siguientes: a) Typhoon con una capacidad de 4.56 MWe, b) Mars T14000 con capacidad de 10 MWe, c) MF111B con 14.57 MWe de capacidad, d) FT8 con 25.42 MWe de capacidad eléctrica y e) 251b12 con 49.1 MWe de capacidad. Estos sistemas fueron evaluados

para captura y almacenamiento de CO₂ para recuperación mejorada de petróleo (EOR). Este documento demuestra cómo los conceptos de cogeneración junto con las estrategias de diseño de optimización ayudarían a reducir el costo de producción de CO₂ mediante la utilización de vapores de baja presión y calor residual de varias secciones de los procesos de generación de energía para extraer CO₂. Se describen las posibilidades económicas y técnicas de estos conceptos y se discuten las implicaciones prácticas dados los recursos de Canadá Occidental para las aplicaciones de EOR.

En el 2011 Leduc et al ([Leduc, 2011](#)), desarrollaron una evaluación técnica y económica, en donde evaluaron Plantas de Cogeneración listas para la captura de CO₂ "Carbon Capture Ready" (CCR). Una planta diseñada y/o construida con el concepto "Carbon Capture Ready", es aquella donde se hacen las provisiones para incorporar en un futuro la PCC. En este estudio se consideró tanto la oxidación como la postcombustión como tecnologías prometedoras. El objetivo del estudio fue evaluar el potencial de cada tecnología para abordar la captura de carbono en los dos tipos principales de convertidores termomecánicos presentes en una planta de cogeneración: turbinas y calderas, así como evaluar las limitaciones. Se consideraron conceptos alternativos de plantas de cogeneración, con o sin ciclo combinado. La evaluación muestra una pelea muy cerrada entre las tecnologías de captura por oxidación y postcombustión. Otro dato interesante que se encontró en este estudio que la emisión óptima de CO₂ a la atmósfera para estas tecnologías está entre un 40 y 60% de las emisiones originales, lo cual da un costo de CO₂ evitado de 100 a 150 USD/ton.

En el 2017 [Dabwan et al \(Dabwan, 2017\)](#) presentaron una investigación de la viabilidad técnica y económica de integrar tecnologías de concentración de energía solar (CSP) con sistemas de cogeneración de turbinas de gas que se están instalando progresivamente en Arabia Saudita. Se propusieron diferentes diseños de sistemas híbridos de cogeneración de turbina de gas combustible solar / fósil. Estos diseños consideran la posible integración de los sistemas Solar Tower (ST), Parabolic Trough Collector (PTC) y Linear Fresnel Reflector (LFR) con los sistemas convencionales de cogeneración de turbina de gas. Estas tres tecnologías CSP se evaluaron para una posible integración con un sistema de cogeneración de turbina de gas que genera vapor a un caudal constante de 81.44 kg/s y $P = 45,88$ (bar) y temperatura de $T = 394$ ° C durante todo el año, además de Generación de electricidad. El software de simulación fue THERMOFLEX con PEACE que se utilizó para evaluar el rendimiento de la planta integrada de cogeneración de turbinas de gas solar (ISGCP) para diferentes tamaños de turbinas de gas en condiciones climáticas de Dhahran. Se realizaron análisis comparativos termoeconómicos para alcanzar el costo óptimo de electricidad nivelada (LCOE) y la combinación de emisiones de CO₂ para cada configuración ISGCP. Los resultados de la simulación revelaron que la configuración óptima es la integración de LFR con el lado de vapor

de una planta de cogeneración de turbina de gas de 50 MWe, lo que da un LCOE de 5.1 US/kWh con una reducción de 119 k toneladas de la emisión anual de CO₂.

En el 2019 Pérez Sánchez et al (Pérez Sánchez, 2019) desarrollaron una investigación donde se evalúa la integración de la captura de carbono por postcombustión asistida por energía solar en un sistema de cogeneración experimental. En el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) se instaló un sistema de cogeneración modelado en Thermoflex 25® que incluye una microturbina Capstone de 200 kW, junto con un sistema de recuperación de aceite térmico. Se consideraron tres sistemas optimizados para el análisis económico, a saber: un sistema de cogeneración de microturbina (COGEN), un sistema de cogeneración de microturbina con planta de captura de carbono poscombustión (COGEN-CCS) y un sistema de cogeneración de microturbina con captura de carbono de poscombustión asistida por energía solar. (COGEN-CCS-SOLAR). El sistema de cogeneración fue modelado usando Gas Natural (GN) como combustible, aplicando características típicas de México, para obtener la composición del gas de escape (EG), y así simular el sistema de captura de CO₂ en Aspen Hysys usando monoetanolamina (MEA) como solvente. Los resultados muestran que la implementación de CCS resulta en un aumento considerable en el costo nivelado de electricidad (LCOE) (aproximadamente 86%) con emisiones cercanas a cero y sin la posibilidad de suministrar energía al proceso. Además, COGEN-CCS- SOLAR mejora el rendimiento general del sistema. Las emisiones de CO₂ por kWo aumentaron un 0.2% con respecto a COGEN-CCS, mientras que el LCOE aumentó un 230% en comparación con el caso de COGEN, con emisiones casi nulas. El uso de energía solar ayudaría a aumentar la eficiencia de cogeneración cuando se combina con la captura de CO₂.

En las **Tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4**, se muestra el resumen de todos los artículos, estas Tablas muestran información tal como: Título del artículo, país, capacidad, año de publicación, Tecnología de generación, tecnología termosolar utilizada, amina utilizada, tipo de almacenamiento y autores. La **Tabla 2.1**, muestra los artículos que integran las tecnologías CPP-CCS-STE. La **Tabla 2.2**, muestra los artículos que integran las tecnologías NGCC-CCS. La **Tabla 2.3**, muestra los artículos que integran las tecnologías NGCC-STE y la Tabla 2.4, muestra las tecnologías que integran las tecnologías CHP-CCS y CHP-STE.

En la **Figura 2.1**, se muestran todos los artículos revisados en forma gráfica. La gráfica es una línea de tiempo que empieza en la década de los 90's, hasta la década de los 2020's, en esta se muestra la integración de las tecnologías CPP, NGCC, STE, CCS. La tecnología STE tiene dos vertientes adicionales que son STE con almacenamiento térmico y con almacenamiento térmico por aminas, las variantes anteriores se simbolizan con un achurado café y morado respetivamente.

Esta gráfica es muy ilustrativa, ya que se muestran claramente, a través de los colores, los temas que ya se han estudiado bastante y los que no se han estudiado o estudiado poco. Entre el tema que se aprecia muy estudiado es la integración Captura y Almacenamiento CO₂ en plantas de carbón asistidas por energía termosolar, a grandes rasgos sería los temas que faltan por investigar o profundizar serían los siguientes:

- Estudios de incorporación de almacenamiento térmico por aminas en sistemas de potencia de carbón con captura de CO₂ asistida por energía termosolar.
- Estudios de incorporación de captura de CO₂ en ciclos combinados con asistencia de energía termosolar.
- Estudios de incorporación de captura de CO₂ en plantas de cogeneración con asistencia de energía termosolar.

Es importante indicar que en los temas antes mencionados existen diversos subtemas a considerar tales como: Uso de diferentes configuraciones, diferentes tipos de almacenamiento térmico, flexibilidad operativa, mejora de eficiencias, costos nivelados de generación, etc.

Por otra parte, este análisis indica que la investigación que se propone en esta tesis no ha sido llevada a cabo.

Tabla 2.1. Resumen de artículos que integran las tecnologías de Ciclo Rankine a Carbón con Captura de CO₂ y Energía Termosolar (CPP-CCS-STE).

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
1	Patente US 2010/0005966 A1: Captura de CO ₂ utilizando energía solar térmica	Estados Unidos	No indica	2010	Varios	No indica	MEA	Amina	Louis Wibberley
2	Utilización de energía solar térmica para captura de CO ₂ por Postcombustión	Estados Unidos	500 MW	2011	Rankine a Carbón	Discos parabólicos, Cilindroparabólicos y Torres de Potencia.	MEA	Sales fundidas de nitrato para operar 6 horas 6,000 MWth	Stuart M. Cohen, Michael E. Webber and Gary T. Rochelle
3	Estudio de factibilidad de captura de carbón con postcombustión asistida por energía solar	Australia, Emiratos Árabes y Reino Unido	300 MW	2012	Rankine a Carbón	Fresnel	MEA	Sólidos sensibles 15 FLH	Marwan Mokhtar, Muhammad Tauha Ali, Rajab Khalilpour, Ali Abbas, Nilay Shah, Ahmed Al Hajaj, Peter Armstrong, Matteo Chiesa, Sgouris Sgouridis
4	Factibilidad de integración de energía solar dentro de una planta con captura de CO ₂ por absorción química.	Suecia, China y Estados Unidos.	420 MW	2012	Rankine a Carbón	Cilindroparabólico y Tubos evacuados	MEA	Almacenamiento con Erythritol	Hailong Li., Jinyue Yana, Pietro E. Campanaa
5	Potencial para captura de carbón postcombustión asistida con energía solar en Australia.	Australia: Sydney, Townsville y Melbourne.	660	2013	Rankine a Carbón	Placa Plana, Parabólicos Compuestos, Fresnel, Tubos evacuados y Cilindro parabólicos	MEA	12 horas pero no indica que tipo	Abdul Qadir, Marwan Mokhtar, Rajab Khalilpour, Dia Milani, Anthony Vassallo, Matteo Chiesa, Ali Abbas

Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores	
6	Integración de energía solar en plantas de potencia de carbón modernizadas con captura de CO ₂ : Una revisión	Australia y de Emiratos Árabes	Varias	2014	Rankine a Carbón	Placa Plana, Tubos evacuados, parabólicos compuestos, Cilindroparabólico, Fresnel, disco parabólico y Torre de Potencia.	MEA	Sales fundidas con dos tanques y sistema thermocline.	Forough Parvareh, Manish Sharma, Abdul Qadir, Dia Milani, Rajab Khalilpour, Matteo Chiesa, Ali Abbas
7	Análisis de captura de CO ₂ con postcombustión en plantas de carbón con energías renovables integradas.	Italia y Francia	100 MW	2015	Rankine a Carbón	Fresnel	MEA	Sin almacenamiento	Roberto Carapellucci, Lorena Giordano, Maura Vaccarelli
8	Integración de energías renovables en plantas de captura de CO ₂ de postcombustión utilizando líquidos absorbentes	Australia	660 MW	2016	Rankine a Carbón	Cilindroparabólico	MEA	Si, utiliza sales de nitrato y Hitec-xl	Forough Parvareh, Manish Sharma, Ali Abbas
9	Análisis técnico y económico de la integración de energía solar de temperatura media baja en una planta de potencia	China y Suecia	300 MW	2016	Rankine a Carbón	Cilindroparabólicos y tubos evacuados.	MEA	Sin almacenamiento	Fu Wang, Hailong Li, Jun Zhao, Shuai Deng, Jinyue Yan
10	Estudio preliminar experimental de captura de carbón de postcombustión integrado con colectores térmicos solares.	China y Suecia	Escala Piloto	2016	Mezcla de gases	Cilindroparabólico y Fresnel	MEA	No utiliza	Fu Wang, Jun Zhao , Hailong Li, Shuai Deng, Jinyue Yan
11	Un proceso nuevo para regeneración directa de solvente	Australia y emiratos árabes.	660 MW	2017	Rankine a Carbón	Cilindroparabólico	MEA	No aplica	Rajab Khalilpour, Dia Milani, Abdul Qadir,

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
	para captura de carbón con energía térmica solar.								Matteo Chiesa, Ali Abbas,
12	Factibilidad de una planta de energía de captura de CO ₂ asistida por energía solar con operación flexible: un estudio de caso en China	China	No indica	2021	Rankine a carbón	Cilindroparabólico	MEA	Aceite térmico	Junyao Wang, Taiwei Sun, Xuelan Zeng, Jianxin Fu b, Jun Zhao b, Shuai Deng b, Kaixiang Li c

Tabla 2.2. Resumen de artículos que integran las tecnologías de Ciclo Combinado con Gas Natural, Captura de CO₂ y Energía Termosolar (Ciclo Combinado con Gas Natural y Captura de CO₂ (NGCC-CCS)).

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
1	Comparación de dos opciones de remoción de CO ₂ en plantas de potencia de ciclo combinado	Noruega y Bélgica	350 MW	1998	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Olan Bolland and Philippe Mathieu
2	Remoción de CO ₂ de ciclos combinados de gas natural	Noruega	250-300 MW	1999	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Olav Bolland and Henriette Undrum
3	Evaluación económica de ciclos combinados de gas natural con captura y secuestro de CO ₂	Noruega	400-1400 MW	2000	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Henriette Undrum, Olav Bolland and Eivind Aarebrot

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
4	Simulación de captura de CO ₂ utilizando rociado de MEA: Método de descomposición de hoja de flujo	Canadá	500 MW	2004	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	C. Alie, L. Backham, E. Croiset, P.L. Douglas
5	Rediseño, Optimización y Evaluación económica de un ciclo combinado con gas natural utilizando la tecnología mejor integrada para captura de CO ₂	Alemania y Estados Unidos	400 MW	2009	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Cristina Botero, Matthias Finkenrath, Michael Bartlett, Robert Chu, Gerald Choi, Daniel Chinn
6	Recirculación de gases en una turbina de gas: Impacto sobre el desempeño y conducta operacional.	Suiza	350 MW	2011	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Frank Sander, Richard Carroni, Stefan Rofka, Eribert Benz
7	Integración novedosa de tecnologías de concentración térmica solar con tecnologías fósiles y procesos de captura de CO ₂ .	Canadá y España	No indica	2011	Ciclo Combinado con GN y Rankine a Carbón	Cilindro parabólico, Fresnel, torre de potencia y disco parabólico	No indica	No indica	Guillermo Ordorica-Garcia,* , Alfonso Vidal Delgado, Aranzaz Fernandez Garcia
8	Simulación y modelación integrada de un ciclo combinado de 400 MW con captura de CO ₂	Noruega	440 MW	2011	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Nikolett Sipöcz, Andrew Tobiesen, Mohsen Assadia

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
9	Evaluación de un ciclo combinado con gas natural para integración de captura con postcombustión.	Inglaterra	440 MW	2013	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No indica	Chechet Biliyok, Hoi Yeung
10	Análisis Termodinámico de un ciclo combinado de turbina de gas con captura de CO ₂ y recirculación de gases.	Italia	250	2013	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No aplica	Roberto Canepa, Meihong Wang, Chechet Biliyok and Antonio Satta
11	Evaluación del desempeño de un Planta piloto para captura de CO ₂ de turbinas de gas con recirculación de gases	Reino Unido	100 kW	2016	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No aplica	M. Akram,*, U. Ali, T. Best, S. Blakey, K.N. Finney, M. Pourkashanian
12	Flexibilidad en la operación de ciclos combinados con gas natural integradas a una planta de captura con postcombustión.	Escocia y México	900 MW	2019	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	Almacenamiento de amina	Thomas Spitz,, Abigail González Díaz, Hannah Chalmers, Mathieu Lucquiaud
13	Ciclo Combinado con turbina de gas optimizado para captura de CO ₂ por postcombustión	Estados Unidos	No se indica	2020	Ciclo Combinado con GN	No	No indica	No	Seyfettin Can Gulen

Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores	
14	Estudio de Rendimiento Integral de Ciclo Combinado de Gas Natural Integrado con Sistema de Captura de Carbono	China	884 MW	2022	Ciclo Combinado con GN	No	MEA	No	FENG Lingjie, ZHAI Rongrong, GUO Yicun, MANing, FU Jiaxin

Tabla 2.3. Resumen de artículos que integran las tecnologías de Ciclo Combinado con Gas Natural, Captura de CO₂ y Energía Termosolar (Ciclo Combinado con Gas Natural y Energía Termosolar) (NGCC-STE)).

Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores	
1	Número de Patente: 5,444,972: Sistema de generación eléctrica de ciclo combinado utilizando energía solar	Estados Unidos	No indica	1995	Ciclo Combinado con GN	Torre de Potencia	NA	Sales	George A. Montanye; Harry B. Field; Steven E. Kahm
2	Un sistema de generación de potencia híbrido utilizando energía termosolar con recuperación de CO ₂ basado en el método de combustión con oxígeno	Japón	No indica	1995	Ciclo Combinado con GN	Cilindro parabólico	NA	NA	Pyong Sik Pak, Takeshi Hatikawa, Yutaka Suzuki

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
3	Electricidad Termosolar, cuestiones de hibridación.	Estados Unidos	Varias	1995	Ciclo Combinado con GN	Torre de potencia, cilindroparabólica, discos parabólicos y Fresnel.	NA	NA	Tom A. Williams MarkS. Bohn Henry W. Price
4	Torre de Potencia solar con Ciclo Combinado	Estados Unidos	31 MW, 100 MW y 300 MW	1995	Ciclo Combinado con GN	Torre de Potencia	NA	Sales fundidas	MarkS. Bohn Thomas A. Williams Henry W. Price
5	Un sistema de generación de potencia híbrido capturando CO ₂ con un uso altamente eficiente de energía térmica solar	Japón	No indica	1997	Ciclo Combinado con GN	Cilindro parabólico	0	NA	Pyong Sik Pak, Takeshi Hatikawa, Yutaka Suzuki
6	Una Planta de Ciclo Combinado impulsada por energía solar	Israel y Estados Unidos	30 MW y 0.6 MW	1998	Ciclo Combinado con GN	Torre de Potencia	NA	Sales fundidas	A. Kribus, R. Zaibel, D. Carey, A. Segal and J. Karni
7	Estudios de optimización para ciclos combinados integrados con energía termosolar	Estados Unidos y Alemania	244 MW	2001	Ciclo Combinado con GN	Cilindroparabólica	NA	NA	Bruce Kelly, Ulf Herrmann, Mary Jane Hale
8	Hibridación de un sistema termosolar de ciclos de potencia avanzado con	Estados Unidos y Alemania	100 MW	2013	Gas Natural y Carbón	Cilindro parabólico	NA	No	S. Gunasekaran, N.D. Mancini, R. El-Khaja, E.J. Sheu, A. Mitsos

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
	cero emisiones								
9	Una revisión de ciclos combinados integrados con energía solar utilizando tecnología cilindroparabólica	Algeria	Varias	2014	Ciclo Combinado con GN	Cilindroparabólica	NA	Si pero no indica que tipo.	Omar Behar, AbdallahKhellaf, KamalMohammedi, SabrinaAit-Kaci
10	Desarrollo histórico de tecnologías de potencia con concentración solar para generar energía limpia eficientemente	Malasia y Yemen	Varias	2015	Ciclo Combinado con GN	Torre de potencia, cilindro parabólica, discos parabólicos y Fresnel.	NA	Almacenamiento de energía térmica	Dhyia Aidroos Baharoon, Hasimah Abdul Rahman, Wan Zaidi Wan Omar, Saeed ObaidFadhil b
11	Un sistema de ciclo combinado integrado movido por torre solar: Una revisión.	Sudáfrica	Varias	2016	Ciclo Combinado con GN	Torre de Potencia	NA	Almacenamiento de energía térmica	Edmund Okoroigwe, Amos Madhlopa
12	Una revisión de tecnologías híbridas de potencia solar concentrada	India	Varias	2017	Ciclo Combinado con gas, Rankine con carbón, geotérmica y viento	Torre de potencia, cilindro parabólica, discos parabólicos.	NA	NA	Santanu Pramanik, R.V. Ravikrishna

Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores	
13	Una revisión exhaustiva de la energía solar concentradora (CSP) de última generación: tecnologías: estado actual y tendencias de investigación	Australia, Malasia y Emiratos árabes	Varias	2018	Ciclo Combinado con gas, Rankine con carbón y combustóleo.	Torre de Potencia y Cilindro parabólica	No indica	Almacenamiento de energía térmica	Md Tasbirul Islam, Nazmul Huda., A.B. Abdullah, R. Saidur
14	Un estudio comparativo entre dos diferentes de sistemas integrados solares	Algeria	85 MW máximo	2022	Ciclo Combinado con GN	Torre de Potencia y Cilindro parabólica	No aplica	No utiliza	Madjid Amani, Arezki Smaili, Adel Ghenaiet

Tabla 2.4. Resumen de artículos que integran las tecnologías Cogeneración con Turbinas de Gas con Gas Natural, Captura de CO₂ y Energía Termosolar (CHP-CCS-STE).

Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores	
1	Conceptos de Cogeneración para separación de CO ₂ de plantas de potencia para recuperación mejorada de petróleo.	Canadá	4.6 MW, 10 MW, 14.6 MW, 25.4 MW y 49.1 MW	1995	Cogeneración de turbina de gas con GN	NA	MEA	No utiliza	Don Gelowitz, Weerapong Kritpiphat, and Paitoon Tontiwachwuthikul

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
2	Producción de dióxido de carbono de una planta de cogeneración para recuperación mejorada de petróleo: Una evaluación económica	Canadá	4.6 MW, 10 MW, 14.6 MW, 25.4 MW y 49.1 MW	1995	Cogeneración de turbina de gas con GN	NA	MEA	No utiliza	P. Tontiwachwuthikul, Weerapong Kritpiphat, Don Gelowitz.
3	Integración de una planta de cogeneración "Carbon Capture Ready": Requerimientos para diseño, optimización de instalaciones, y oportunidades de eficiencia energética.	Francia	No indica	2011	Cogeneración de turbina de gas con GN	NA	MEA	No utiliza	J. Leduc, M. Mothagui, D. Moran González, E. Sigler, H. Mahé, J. Castel
4	Análisis comparativo de desempeño de tres diferentes tecnologías de potencia de concentración solar con sistemas de cogeneración	Arabia Saudita	150 MW	2015	Cogeneración de turbina de gas con GN	Torre de potencia, cilindro parabólico y Fresnel.	No indica	No utiliza	Esmail M. A. Mokheimer, Yousef N. Dabwan, Mohamed A. Habib

	Título	País	Capacidad	Año	Tec. de generación	Tec. Termosolar	Amina utilizada	Almacenamiento	Autores
	basadas en turbinas de gas en Arabia Saudita.								
5	Análisis técnico económico de una planta piloto de cogeneración y captura de CO ₂ por postcombustión asistida por energía solar en México.	México	200 kW	2019	Cogeneración de turbina de gas con GN	Cilindro Parabólico	MEA	No utiliza	Perez Sanchez Jordan, Aguillón Martínez Javier Eduardo, Mazur Czerwiec Zdzislaw, Zavala Guzman Alan Martín, Huante Perez Liborio, Flores Zamudio Jesús Antonio, Díaz Guillén Mario Roman

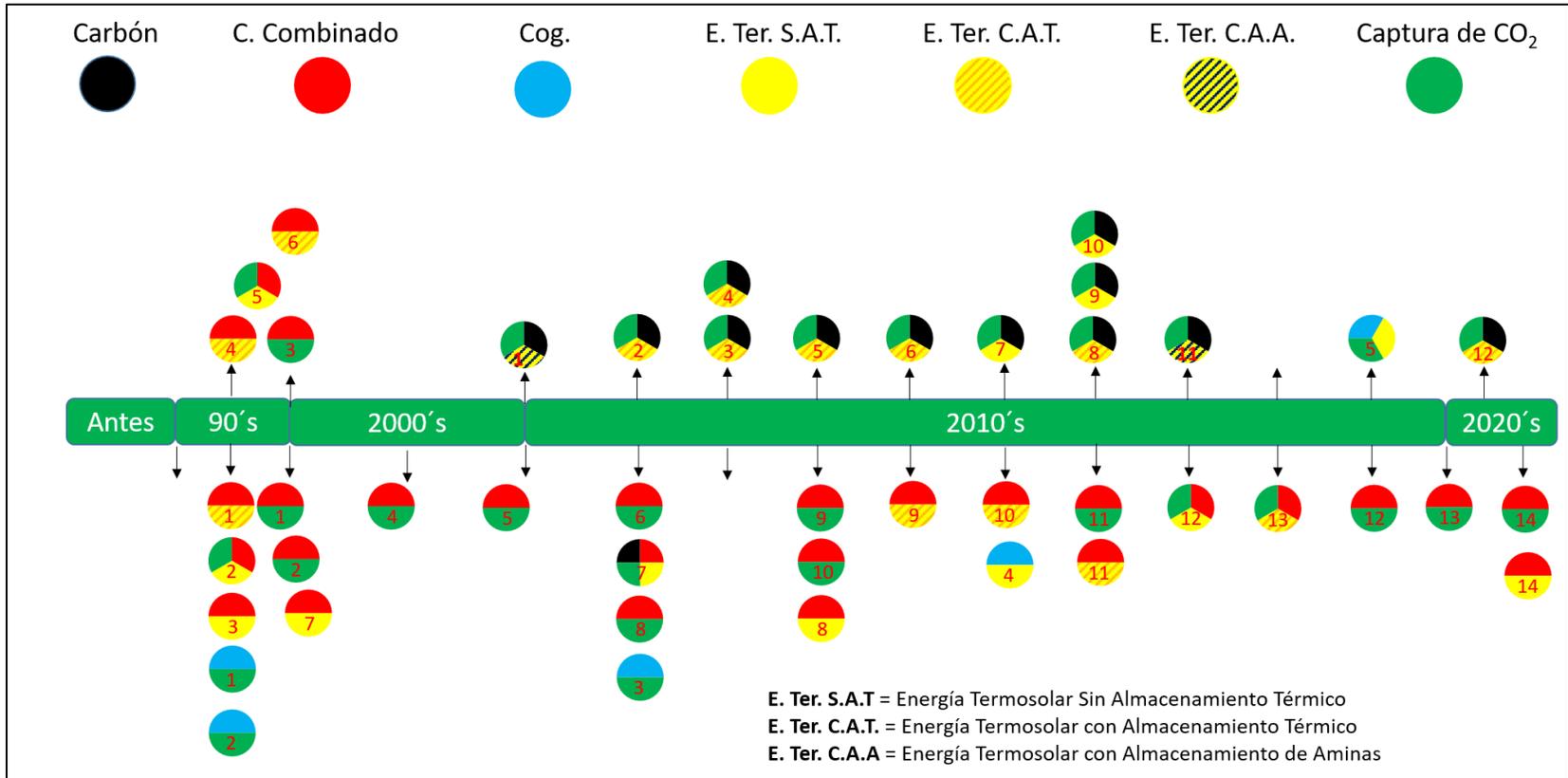


Figura 2.1. Artículos revisados ordenados por integración de tecnologías y sobre una línea del tiempo.

3 Capítulo 3: Metodología aplicada para identificar las configuraciones óptimas de cogeneración

En este capítulo se describe el desarrollo de los modelos requeridos para simular la planta de cogeneración. Posteriormente, se analizan las Plantas de Captura de CO₂ siguiendo la siguiente metodología:

1. Determinación de Centros de Trabajo a implementar los esquemas
2. Establecimiento del caso base
 1. Obtención de Premisas para los modelos y simulaciones.
 2. Desarrollo de los modelos de la planta de Cogeneración
 1. Desarrollo de corridas de las Turbinas de Gas en el GTP Software de General Electric
 2. Modelo de Cogeneración Simple
 3. Modelo de Cogeneración en Ciclo Combinado
 4. Obtención de parámetros de la Planta de Cogeneración para alimentar Planta de Captura de CO₂.
 - a) Eficiencia
 - b) Generación de Potencia
 - c) Vapor suministrado
 - d) Flujo de gases de combustión
 - e) Composición de los gases de combustión

A continuación, se muestra el desarrollo de la metodología.

3.1 Determinación del Centro de Trabajo a implementar los esquemas

En esta sección se muestra la matriz de decisión en la **Tabla 3.1**, a través de la cual se seleccionó un sitio. Los criterios para la selección fueron:

- a) Pertenencia a la zona de inclusión (Zonas capaces de almacenar CO₂)
- b) Pozos cercanos para poder ser utilizado el CO₂ en recuperación mejorada de petróleo.
- c) Espacios disponibles para toda la instalación (Planta de Cogeneración, Planta de Captura de CO₂, Planta Termosolar Cilindro Parabólica).

Como se muestra en la **Tabla 3.1** las refinerías de Tula y Salina Cruz, quedaron fuera de la selección por no pertenecer a la Zona de Inclusión, respecto a la refinería de Minatitlán esta pertenecía a la zona de inclusión y tenía pozos cercanos, pero no

tenía espacios disponibles. De los 3 centros de trabajo posibles (Ref. Cadereyta, Ref. Madero y CPG Cactus), con la finalidad de acotar el trabajo se optó por seleccionar únicamente la Refinería de Cadereyta, debido que es la que presenta la mayor irradiación directa, cabe mencionar que esta refinería se conoce también con el nombre de Ing. Héctor R. Lara Sosa, por lo que en ocasiones la referiremos de esa manera.

Tabla 3.1. Matriz de decisión

Centro de Trabajo	Zona de Inclusión	Pozos cercanos	Espacio Disponible	Recurso Solar		
				Irradiación horizontal solar global [kWh/(m ² -día)]	Irradiación solar directa [kWh/(m ² -día)]	Irradiación solar difusa [kWh/(m ² -día)]
Ref. Cadereyta.	Si	Si	Si	5.133	4.86	1.881
Ref. Madero.	Si	Si	Si	5.184	4.251	2.161
Ref. Minatitlán.	Si	Si	No			
Ref. Tula.	No					
Ref. Salina Cruz.	No					
CPG Cactus.	Si	Si	Si	5.135	4.06	2.27

Después de evaluar los criterios antes mencionados en la **Tabla 3.1** se muestra el centro de trabajo seleccionado, sus características de vapor y energía eléctrica, así como su recurso solar.

Tabla 3.2. Características principales del centro de trabajo seleccionado.

Centro de Trabajo	Vapor (T/h)	Energía Eléctrica (MW)	Recurso Solar		
			Irradiación horizontal solar global [kWh/(m ² -día)]	Irradiación solar directa [kWh/(m ² -día)]	Irradiación solar difusa [kWh/(m ² -día)]
Ref. Cadereyta.	700	604	5.133	4.86	1.881

3.2 Establecimiento del estudio de caso base

El siguiente objetivo de esta tesis fue establecer los casos de estudio base sobre los cuales se comparará técnicamente la incorporación de la Planta de Captura de CO₂, la Planta Termosolar, el almacenamiento de energía y recuperación mejorada de petróleo. Para lo anterior se procede al desarrollo de modelos para la realización de simulaciones de la Plantas de Cogeneración utilizando Software de General Electric y modelos propios, los cuales determinan información tal como:

- a) Generación neta de energía eléctrica total.
- b) Generación neta de la turbina de gas.
- c) Generación neta de la turbina de vapor en los casos que aplica.
- d) Consumo de combustible.
- e) Eficiencia de cogeneración o de calor y potencia CHP.
- f) Composición de gases de escape.
- g) Flujo de gases de combustión.
- h) Energía de postcombustión en los casos que aplica.
- i) Requerimiento de vapor en planta de captura de CO₂ (Vapor de 3.5 bar saturado).
- j) Eficiencia de cogeneración o de calor y potencia CHP con la planta de captura de CO₂ incorporada.

3.2.1 Obtención de Premisas para los modelos y simulaciones.

Para el establecimiento del caso base el primer paso es determinar las premisas para alimentar a los modelos y simulaciones, las cuales básicamente son:

- a) Temperatura ambiente (Promedio de Verano)
- b) Altura Media Sobre el Nivel Medio del Mar.
- c) Presión Atmosférica.
- d) Humedad relativa.
- e) Flujo de Vapor.
- f) Presión de vapor a enviar a la refinería.
- g) Temperatura del vapor.
- h) Composición de gas natural como combustible.

Estas premisas se muestran en las **Tabla 3.3 y Tabla 3.4.**

Las principales variables de las antes mencionadas son la temperatura ambiente, altura SNMM y flujo de vapor. La temperatura ambiente tiene un impacto directo sobre la generación de energía eléctrica, generación de vapor y eficiencia. Por ejemplo, a temperaturas mayores, la generación de energía eléctrica disminuye, así como también la eficiencia, pero por otra parte se tiene una mayor energía en los gases de combustión lo que permite una mayor generación de vapor. Otro factor que impacta es la altura SNMM, aunque esta solamente impacta en el diseño, a mayor altura menor generación de energía eléctrica. Esto como se comentaba solo afecta en el diseño, ya que, durante la operación de la planta, esta permanece constante. La última variable que impacta es el flujo de vapor, básicamente en la

cantidad de generación eléctrica y por lo tanto en el número de turbinas de gas (González Díaz, y otros, 2017) (Alcaraz Calderón, y otros, 2014).

Tabla 3.3. Premisas para modelos y simulaciones.

Parámetro	Cadereyta
Temp. (Promedio de Verano) (°C) ¹	33
Altura SNMM (m)¹	330
Presión Atmosférica (bara)²	0.98
Humedad Relativa (%) ³	40%
Flujo de Vapor (T/h)	700
Presión (kg/cm² man)	20
Temperatura (°C)	350

Notas:

1. Información obtenida del sistema meteorológico nacional. (SMN,2021)
2. Dato calculado a partir de la altura SNMM.
3. Dato supuesto a falta de una fuente confiable.

Tabla 3.4. Premisas para modelos y simulaciones (Composición gas natural).

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Metano	CH ₄	94.59	%
Etano	C ₂ H ₆	3.89	%
Propano	C ₃ H ₈	0.205	%
n-butano	C ₄ H ₁₀	0.026	%
n-pentano	C ₅ H ₁₂	0.016	
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	0.051	
Hidrógeno	H ₂	0	%
Oxígeno	O ₂	0	%
Vapor de agua	H ₂ O	0	%
Nitrógeno	N ₂	0.148	%
Monóxido de carbono	CO	0	%
Dióxido de carbono	CO ₂	1.074	%
Poder calorífico inferior	NA	48,318	kJ/kg

Propiedad	Símbolo	Valor	Unidad
Poder calorífico superior	NA	53,552	kJ/kg
Peso molecular	NA	17.01	

3.2.2 Desarrollo de los modelos de la planta de Cogeneración.

Para el desarrollo de los modelos y simulaciones de la planta de cogeneración se utilizaron dos herramientas: a) Software Gas Turbine Performance (GTP) (General Electric, 2021) y b) Modelos propios (Modelos basados en la referencia (Elmasri, 2007) En la **Figura 3.1** se muestra el diagrama de flujo del modelo, en la parte izquierda el cuadro muestra el software GTP, al cual se le tienen que introducir como datos: Alturas sobre el nivel medio del mar, temperatura ambiente, composición de gas natural, y humedad relativa. Este software entrega como resultados: Potencia Neta de la Turbina de gas, temperatura de gases de combustión, presión de gases de combustión, flujo de gases de combustión, composición de gases de combustión y peso molecular de los gases. Estos datos son introducidos al modelo propio, al cual adicional a los datos anteriores, también se le puede incorporar fuego suplementario, también conocido como postcombustión, este modelo propio entrega: Potencia neta total de la planta, flujo de vapor total, flujo de vapor a la planta de captura de CO₂, Eficiencias, composición de gases de combustión, consumo de combustible total y carga térmica de la central termosolar.

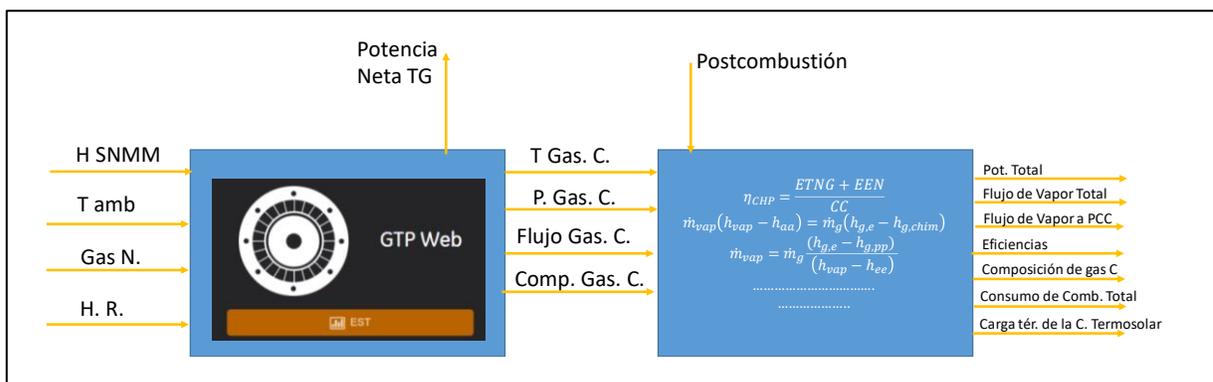


Figura 3.1. Diagrama de Flujo para la modelación de las Plantas de Cogeneración.

A continuación se muestra las ecuaciones que gobiernan el modelo propio:

Las **ecuaciones E. 3.1, 3.2 y 3.3** que a continuación se muestran, proporcionan la eficiencia de cogeneración de la planta.

$$\eta_{CHP} = \frac{ETNG+EEN}{CC}, \quad \text{E. 3.1}$$

donde: η_{CHP} es la eficiencia de Cogeneración, también conocida como eficiencia de calor y Potencia (%), $ETNG$ es la Energía Térmica Neta Generada (MW), EEN es la Energía Eléctrica Neta Generada (MW) y CC es el Consumo de combustible (MW).

La Energía Térmica Neta Generada se define como:

$$ETNG = \dot{m}_{vap}(h_{vap} - h_{aa}), \quad \text{E. 3.2}$$

donde: \dot{m}_{vap} es el Flujo másico de vapor (kg/s), h_{vap} es la Entalpía del vapor a proceso (kJ/kg) y h_{aa} es la Entalpía del agua de agua de alimentación (kJ/kg)

$$CC = \dot{m}_{com}(PCB), \quad \text{E. 3.3}$$

donde: \dot{m}_{com} es el flujo másico del combustible (kg/s) y PCB es el Poder Calorífico Bajo (kJ/kg).

A continuación, se muestra el modelo de balance energético del Recuperador de Calor (HRSG por sus siglas en inglés), **las ecuaciones E. 3.4 y 3.5** muestran el balance Ideal en este equipo. Este balance muestra en forma gráfica en la Figura 3.2, es importante aclarar que este modelo es un modelo ideal, el cual es necesario adecuar, ya que si se considera de esta forma existiría un cruce de temperaturas como se muestra en la **Figura 3.3**. Este cruce se debe a que es un balance energético ideal y no considera que físicamente, para que pueda existir transferencia de calor, debe de existir siempre un diferencial de temperatura.

$$\dot{m}_{vap}(h_{vap} - h_{aa}) = \dot{m}_g(h_{g,e} - h_{g,chim}), \quad \text{E. 3.4}$$

$$\dot{m}_{vap} = \dot{m}_g \frac{(h_{g,e} - h_{g,chim})}{(h_{vap} - h_{aa})}, \quad \text{E. 3.5}$$

donde: \dot{m}_{vap} es el Flujo másico de vapor (kg/s), \dot{m}_g es el Flujo másico de gases de combustión de la TG (kg/s), h_{vap} es la Entalpía del vapor a proceso (kJ/kg), $h_{g,e}$ es la Entalpía de gases a la entrada del HRSG (kJ/kg) y $h_{g,chim}$ es la Entalpía de gases a la descarga del HRSG (kJ/kg)



Figura 3.2. Diagrama de bloques del balance energético ideal.

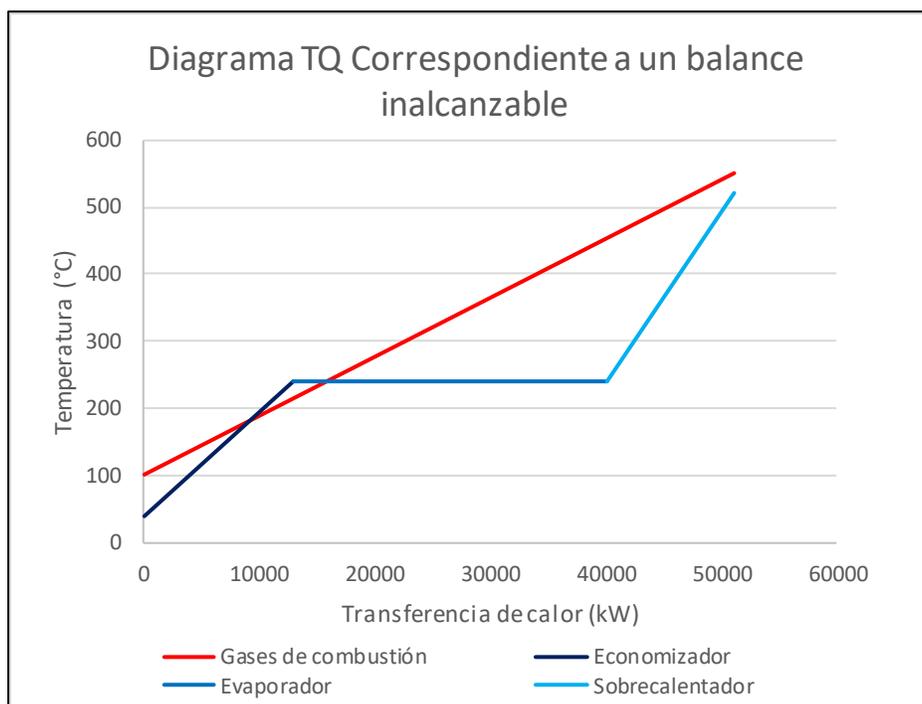


Figura 3.3. Diagrama TQ (Temperatura-Transferencia de calor) de un balance ideal.

A continuación, se muestra el modelo de balance energético del Recuperador de Calor (HRSG por sus siglas en inglés), las **ecuaciones 3.6 y 3.7** muestran el balance real de este equipo. La ecuación de balance global sigue siendo válida, excepto que la temperatura de la chimenea no se conoce a priori, por tanto, lo que se tiene que hacer es calcular el flujo de vapor \dot{m}_{vap} utilizando la diferencia de energías entre los gases de combustión a la entrada del HRSG y los que salen del evaporador, ya que esta entalpía se conoce a través de las condiciones de saturación del vapor más la suma de la temperatura Pinch (15° o 10 °C) de acuerdo a la literatura. Una vez que el flujo de vapor es calculado, entonces las entalpías de los gases de la chimenea pueden ser encontrados con el despeje adecuado de la ecuación 3.7. En la **Figura 3.4** se muestra el diagrama TQ con las modificaciones correspondientes para evitar el cruce de temperaturas.

$$\dot{m}_{vap} = \dot{m}_g \frac{(h_{g,e} - h_{g,pp})}{(h_{vap} - h_{ee})}, \quad \text{E. 3.6}$$

$$\dot{m}_{vap}(h_{ee} - h_{aa}) = \dot{m}_g (h_{g,pp} - h_{g,chim}), \quad \text{E. 3.7}$$

donde: \dot{m}_{vap} es el Flujo másico de vapor (kg/s), \dot{m}_g es el Flujo másico de gases de combustión de la TG (kg/s), h_{vap} es la Entalpía del vapor a proceso (kJ/kg), $h_{g,e}$ es la Entalpía de gases a la entrada del HRSG (kJ/kg), $h_{g,pp}$ es la Entalpía de gases en el pinch (kJ/kg) y h_{ee} es la Entalpía del agua a la entrada del evaporador (kJ/kg).

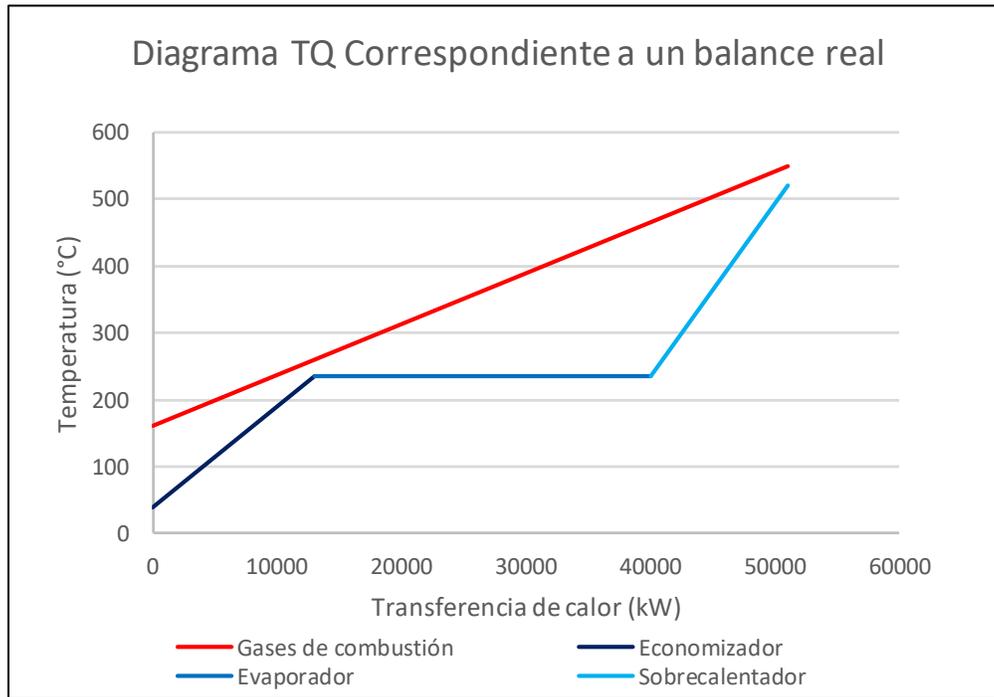


Figura 3.4 Diagrama TQ de balance real.

Continuando con información complementaria para el modelo de la planta de cogeneración, la ecuación 3.8 permite calcular el flujo de vapor que requiere la Planta de Captura de CO₂, a través de la energía térmica requerida en la Planta de Captura de CO₂ y las entalpías del vapor y agua saturada. La **ecuación 3.9** permite determinar la eficiencia de la planta de cogeneración cuando ya se ha incorporado la Planta de Captura de CO₂. Las **ecuaciones 3.10 y 3.11** permite calcular las Carga Térmica que requiere la Planta de Captura de CO₂ utilizando otras relaciones

$$\dot{m}_{vapCO_2} = \frac{ET_{CCO_2}}{(h_{vapCO_2} - h_{ar})} \quad \text{E. 3.8}$$

$$\eta_{CHP} = \frac{ET_{NG} + EEN - ET_{CCO_2}}{CC}, \quad \text{E. 3.9}$$

$$ET_{CCO_2} = \dot{m}_{gPC} 3.56 \frac{MJ}{kgCO_2} * TC * CCO_2, \quad \text{E. 3.10}$$

$$ETCCO_2 = \dot{m}_{vapCO_2} * (h_{vapCO_2} - h_{ar}),$$

E. 3.11

donde: m_{vapCO_2} es el Flujo másico de vapor a la Planta de Captura de CO₂ (Vapor saturado de 3.5 bara) (kg/s), h_{vapCO_2} es la Entalpía de vapor saturado a 100% de calidad a 3.5 bara, h_{ar} es la Entalpía de agua de retorno saturado a 0% de calidad a 3.5 bara, \dot{m}_{gPC} =Flujo de gases de la Planta de Cogeneración (kg/s), 3.56 MJ/kgCO₂ = Carga Térmica en el Reboiler, TC = Tasa de Captura de CO₂ (%), CCO₂ = Concentración de CO₂ en el flujo de gas (% masa), EEN = Energía Eléctrica Neta (MW), ETCCO₂ = Energía térmica a la Planta de Captura de CO₂ (kJ), CC = Consumo de combustible (MW).

3.2.3 Resultados de los modelos de las Plantas de Cogeneración.

Para la obtención de los resultados utilizando los modelos antes mencionados se desarrollaron los simuladores en hojas de cálculo. En la **Figura 3.5** se muestran los casos seleccionados, los esquemas son de Cogeneración Simple y Cogeneración con Turbina de vapor.

Los casos de cogeneración simple son los que solamente tienen Turbina de gas y Recuperador de Calor, los casos que cuentan con turbina de vapor, se le integra una turbina de vapor con la finalidad de aprovechar los excedentes del vapor.

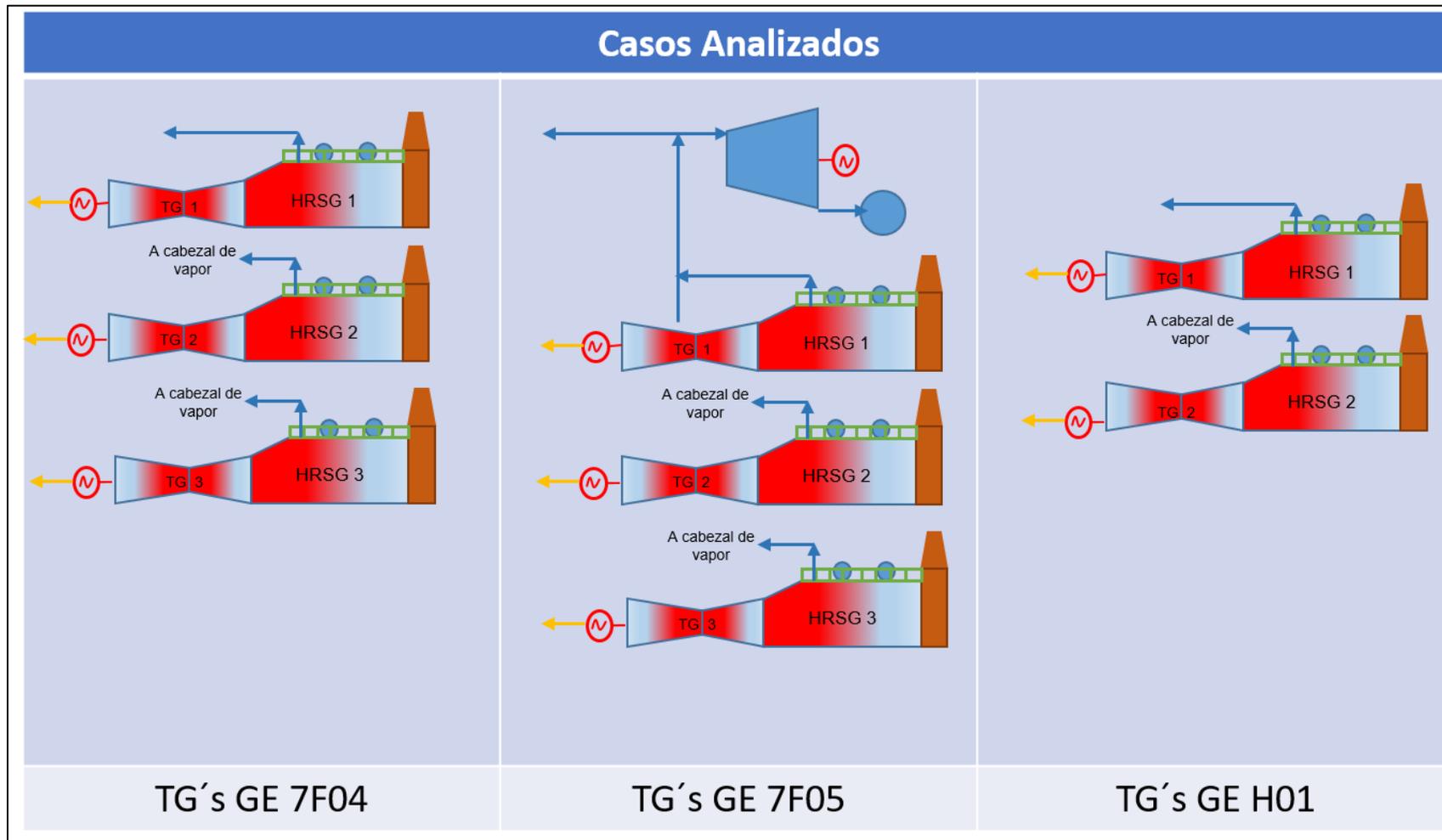


Figura 3.5. Casos analizados para la refinería de Cadereyta.

En la **Tabla 3.5** se muestran los resultados de los modelos de las Plantas de Cogeneración de la refinería de Cadereyta. En esta tabla se muestran los casos evaluados, así como también parámetros indicativos de cada uno de estos tales como: Generación de Energía Eléctrica Neta, Generación de Energía Eléctrica Neta de la Turbina de Gas, Generación de Energía Eléctrica Neta de la Turbina de Vapor, Consumo de Combustible, Flujo de Vapor a Proceso, Eficiencia CHP, Composición de gases de escape, flujo de gases de combustión y energía consumida en la postcombustión.

Respecto a los resultados, se muestra que se evaluaron 3 casos. Para el caso 1 se utilizaron 3 turbinas de Gas de la marca General Electric del modelo 7F.04 con sus respectivos recuperadores de calor, este caso no alcanza a dar las 700 T/h requeridas por la refinería de Cadereyta, por lo que se tuvo que agregar postcombustión para poder suministrar las 700 T/h de vapor requeridas. Para el caso 2 se utilizaron Turbinas de Gas General Electric del modelo 7F.05 con sus respectivos recuperadores de calor y también se le incorpora una turbina de vapor para poder utilizar el vapor excedente de los recuperadores de calor y generar energía eléctrica adicional. Para el caso 3 se utilizaron 2 Turbinas de Gas de la marca General Electric del modelo 7HA.01 con su respectivo recuperador de calor y utilizando Postcombustión para poder suministrar todo el vapor requerido por la refinería. De forma cualitativa se recomienda el Caso 2, por las siguientes razones:

- a) Mayor flexibilidad en la operación al contar con 3 trenes de operación, así como también contar con una turbina de vapor, la cual podría aprovechar excedentes de vapor en caso de requerirse.
- b) La segunda mejor eficiencia CHP de los 3 casos presentados.

El Caso 3, tiene algunas ventajas sobre el 2, debido a que tiene menor flujo de gases de combustión con mayor concentración de CO₂ lo que daría una Planta de Captura de CO₂ de menor tamaño que el caso 2. La concentración de CO₂ en los gases de combustión, representa menor requerimiento de energía térmica para regenerar el solvente, basado en ,(González Díaz, 2016).

Tabla 3.5. Resultados de la Planta de Cogeneración de la Refinería de Cadereyta

Refinería de Cadereyta	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Generación Eléctrica Neta (MW)	493.7	635.85	511.8
Generación Neta TG (MW)	493.7	612.6	511.8

Refinería de Cadereyta	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Generación Neta TV (MW)	0	23.22	0
Consumo de Combustible (MW)	1,362.6	1,849.3	1,344.4
Vapor a Proceso (T/h)	700	700	700
Eficiencia CHP (%)	89.75%	90.71%	92.08%
Composición de gases de escape (% volumen)	Ar = 0.87, N = 73.51, O ₂ = 11.85, CO ₂ = 4.05, H ₂ O = 9.72	Ar = 0.87, N = 73.55, O ₂ = 11.96, CO ₂ = 4.0, H ₂ O = 9.62	Ar = 0.87, N = 73.27, O ₂ = 11.16, CO ₂ = 4.37, H ₂ O = 10.33
Flujo de gases (T/h)	4,381.9	5,391.9	4,000.7
Postcombustión (MW)	9.78	0	77.3

4 Capítulo 4: Captura de CO₂ por post-combustión y tren de compresión integrados a la planta de cogeneración.

En este capítulo se describe el desarrollo de los modelos de la Planta de Captura de CO₂ por postcombustión con monoetanolamina, unidad de compresión de CO₂, y la integración con la planta de cogeneración. Así mismo, se analizan los resultados de los casos de estudio evaluados.

4.1 Modelado de la Planta de Captura de CO₂.

En esta sección se presenta la información relacionada con el diseño y operación de la planta de captura de CO₂, y los resultados de la optimización de la planta de captura.

4.1.1 Descripción del Proceso de Captura de CO₂ por Postcombustión.

En la **Figura 4.1** se describe una Planta de Cogeneración Típica integrada con una Planta de Captura de carbón por postcombustión. Los gases de escape que salen del HRSG ingresan a la Planta de Captura, la cual, utiliza Mono Etanol Amina (MEA) e incluye un absorbedor y un stripper o desorbedor como equipos principales. Los gases de combustión se enfrían antes de ingresar al absorbedor en un enfriador de contacto directo (DCC) a una temperatura de entre 40-45 °C. El proceso de absorción química es un proceso exotérmico y por lo tanto le favorece una temperatura de los gases de combustión lo más baja posible en la entrada del absorbedor (IEAGHG, 2012). El solvente MEA, que se evapora en el absorbedor y es arrastrado con los gases de combustión limpios, es capturado por la sección de lavado con agua ubicada en la parte superior del absorbedor y se envía de regreso a la sección inferior del absorbedor. El CO₂ es absorbido por la solución acuosa de MEA. El gas limpio pasa a través de la sección de lavado con agua y luego se emite a la atmósfera a través de la chimenea. En el mismo absorbedor, el solvente enriquecido con CO₂ se bombea a un intercambiador de calor donde es precalentado por la solución pobre caliente que ha salido del fondo del desorbedor. El solvente rico precalentado se envía posteriormente al desorbedor

donde el CO₂ y la solución de MEA se separan usando energía térmica agregada por la condensación (energía latente) del vapor. El vapor se extrae típicamente de la tubería de cruce entre las turbinas de presión intermedia (IP) y de baja presión (LP) del ciclo de vapor para casos de ciclos combinados, en el caso de Plantas de Cogeneración, se puede extraer de algún punto del HRSG y acondicionarlo a condiciones de saturación. El CO₂ saturado sale por la parte superior del separador y entra al condensador. Luego, el agua condensada se devuelve al separador y el CO₂ se envía al sistema de compresión. Se ha verificado que el aporte de energía térmica requerido en el Reboiler para regenerar el solvente es sensible a la concentración de CO₂ de los gases de escape como se muestra en la **Figura 4.2** (United States Patente nº US 9.249,689 B2, 2016); (NETL, 2013); (Li, Ditaranto, & Yan, 2012); (IEAGHG, 2012).

Para la optimización del diseño del proceso de captura de postcombustión convencional, primeramente, es necesario determinar las condiciones óptimas de diseño de la Planta de Captura. Hay algunos parámetros que deben evaluarse y definirse, como el tamaño del absorbedor, la carga pobre y rica, la temperatura y la presión en el desorbedor. A continuación, se describen estas interrelaciones.

Efecto de diferentes cargas de solvente pobre. La energía total necesaria para regenerar un solvente cargado con CO₂ se puede expresar de la siguiente manera (Chakma, 1997) y (Abu Zahra, 2009):

Energía total = Calor de reacción + Calor sensible para calentar la amina rica a la temperatura de operación del reboiler + Calor latente de vaporización del agua que se evapora.

Las contribuciones de cada una de estas partes varían mientras se cambia la carga pobre. La carga pobre está definida como la relación de moles de CO₂ entre los moles de amina en la solución regenerada que sale del desorbedor en parte del fondo.

A eficiencia constante de remoción de CO₂:

1. En diferentes cargas de amina pobre el calor de la reacción permanece casi constante.
2. En cargas pobres de amina más bajas, el calor latente de la evaporación del agua para lograr la misma eliminación de CO₂ se vuelve dominante.
3. En cargas pobres más altas, se necesita un mayor flujo de solvente para lograr la misma eliminación de CO₂, lo que significa que se requiere un mayor calor más sensible para elevar la temperatura del disolvente a la temperatura del separador.

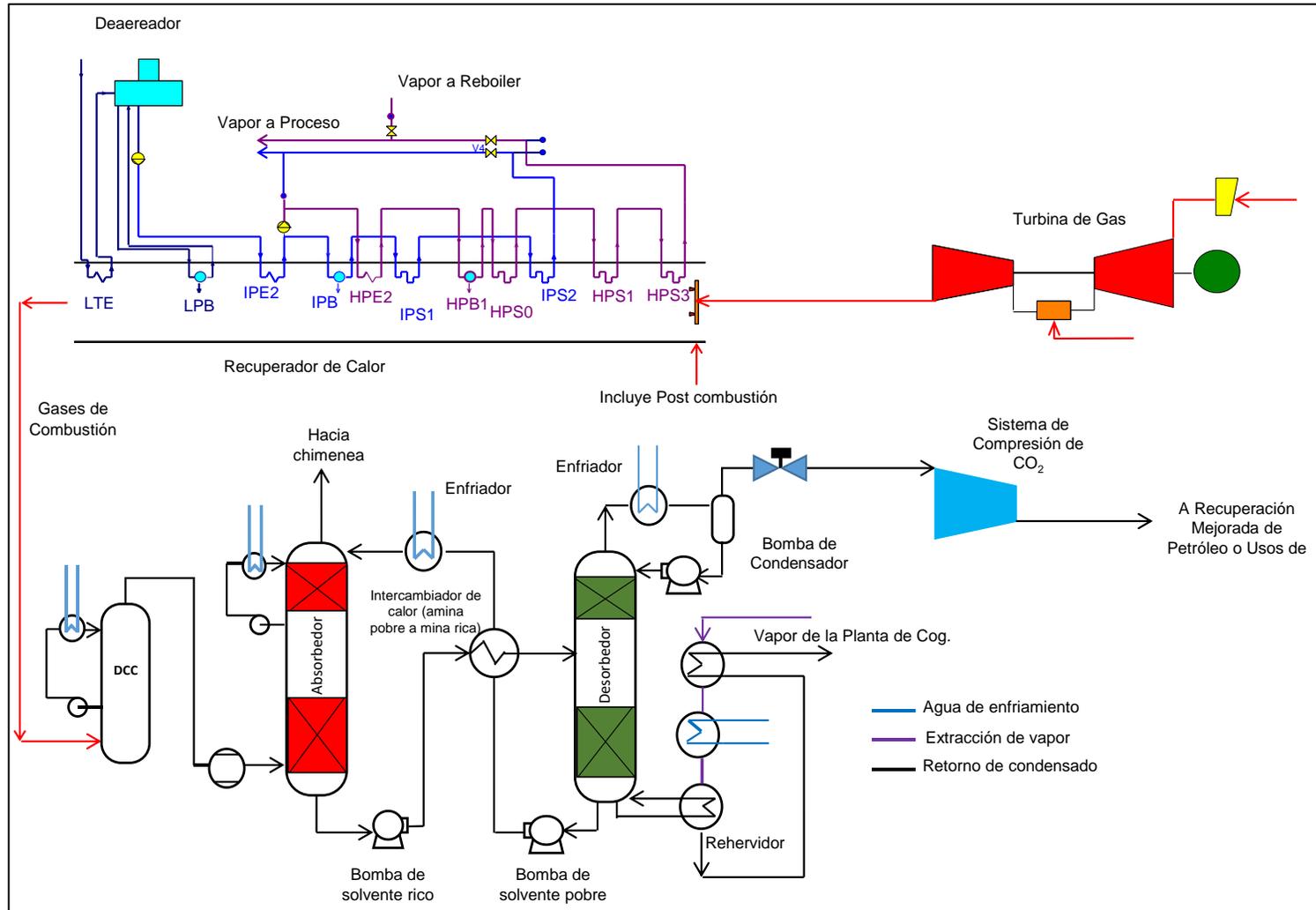


Figura 4.1. Planta de Cogeneración acoplada a la Planta de Captura de CO₂.

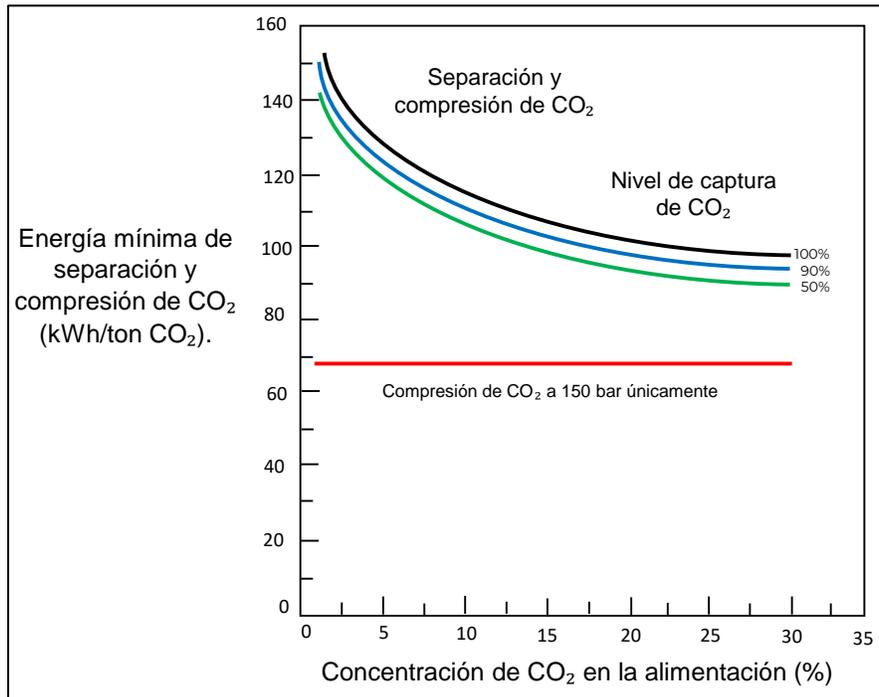


Figura 4.2. Energía mínima por tonelada de CO₂ capturada como función de la concentración de CO₂, en el flujo de gases de ccombustión (Merkel, y otros, 2013).

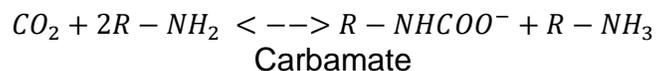
Efecto de la presión y temperatura del desorbedor. A una alta presión y temperatura, la tasa de transferencia de masa de CO₂ aumenta a través de la columna del desorbedor debido a la alta fuerza impulsora que mejora el equilibrio líquido-vapor para la desorción. Sin embargo, se producen mayores tasas de degradación de la amina, así como también, problemas de corrosión (Abu Zahra, 2009). La temperatura recomendada del reboiler para la MEA es de 120 ° C (Kohl & Nielsen, 1997) y (IEAGHG, 2010). Esto fue verificado con resultados experimentales de (Knudsen, Andersen, Jensen, & Biede, 2011) en una planta piloto con capacidad para capturar 1 T/h de CO₂ de los gases de combustión en la central de carbón operada por Dong en Esbjerg, Dinamarca.

Diámetro del absorbedor. El diámetro de la columna es una función de los flujos de líquido y gas, así como también sus densidades (Abu-Zahra, Schneiders, Niederer, Feron, & Versteeg, 2007); (Rezazadeh, Gale, Hughes, & Pourkashanian, 2015). Esto está basado en la limitación de inundación y la caída de presión (dependiendo del tipo de empaque). Aunque es necesario contar con un diámetro lo suficientemente grande para evitar la inundación a través de la columna, no se recomiendan la utilización de diámetros muy grandes. Hay un flujo volumétrico máximo de 300.000 m³ / h (292,5 ton / h aproximadamente) que se puede tratar en una columna absorbente debido a límites económicos por el tamaño del absorbedor

basados las restricciones de caída de presión para asegurar una condición de operación estable con distribuciones adecuadas de líquido y gas (Desideri & Paolucci, 1999); (Rezazadeh y otros, 2015) así como también, en términos de proveedores de columnas disponibles. Para los sistemas que requieren el procesamiento de un flujo mayor, se adopta un diseño modular con varios trenes operando en paralelo. Rezazadeh y otros (2015) y (Reddy, Scherffius, Freguia, & Roberts, 2003) informaron que el diámetro máximo de una columna absorbente en funcionamiento es de 18.2 metros.

Inundación. Cuando la tasa de flujo de gas de entrada es tan alta que interfiere con el flujo descendente del líquido solvente, puede causar un flujo ascendente del líquido a través de la torre, el líquido ya no puede fluir hacia abajo y llena toda la columna debido a una alta velocidad de gas y flujo de líquido. Este fenómeno se conoce como “Flooding”.

La Carga Rica. La carga rica es la carga de solvente con CO₂ en la salida del absorbedor y es una buena indicación del nivel de saturación del solvente (Abu Zahra, 2009). Debido a que la MEA es una amina primaria, el carbamato es el producto predominante de equilibrio (Sánchez Fernández, y otros, 2013)



De esta forma la máxima carga rica con MEA es cercana a 0.5 mol/CO₂ (Abu Zahra, 2009) (Kohl & Nielsen, 1997). Esto depende principalmente de la temperatura de operación del absorbedor (40-45 °C) y de la presión parcial la cual depende fuertemente de la concentración de CO como se muestra en la **ecuación 4.1**.

$$P_{CO_2} = X_{CO_2} P_T$$

E. 4.1

donde: P_{CO_2} es la Presión parcial de CO₂, X_{CO_2} es la Concentración de CO₂ en la corriente de gases y P_T es la Presión Total del Sistema la cual es cercana a la atmosférica.

4.1.2 Simulación de la Planta de Captura de CO₂ por Postcombustión.

Para ilustrar el efecto de la concentración de CO₂ sobre la carga rica y la altura del absorbedor, así como también el efecto de la presión en el desorbedor y la carga pobre sobre el consumo de energía térmica, se simuló en Aspen Plus (Aspen Tech, 2021) una planta de captura de CO₂ estándar la cual utiliza una mezcla de Agua-MEA con una concentración de 30% de MEA. La imagen de la planta se muestra en la **Figura 4.3**, se utilizó un enfoque basado en tasas. La planta de captura fue validada por varios autores con base en varios grupos de datos de diferentes plantas piloto (Razi, Svendsen, & Bolland, 2013), (Sánchez Fernández, 2014)

El modelo basado en tasas proporciona excelentes resultados para el desempeño global del sistema de captura de CO₂, incluyendo el porcentaje de eliminación de CO₂, la carga de CO₂, la carga térmica del reboiler, etc, mientras que el modelo de equilibrio de las etapas no puede predecir estas variables clave de rendimiento de manera confiable. El modelo basado en tasas es una herramienta de simulación y optimización muy útil para estudiar la sensibilidad de varias variables del proceso de captura de CO₂, incluida la relación líquido/gas, la concentración CO₂ en la corriente de alimentación, carga de CO₂ y concentración de MEA en la corriente de amina pobre, presión de operación, altura y tipo de empaque, etc. (Zhang & Chen, 2013).

La información básica para un tren de la planta de captura, como las características de empaquetamiento de caída de presión del absorbedor, se proporciona en la **Tabla 4.1** Esta información se obtiene a partir de la literatura basada en la experiencia experimental: las condiciones de los gases a la entrada del absorbedor es de 44 y 1.13 bar, 40 °C la temperatura del condensador del desorbedor, un pinch de 10 °C en el reboiler para asegurar la operación confiable y evitar degradación térmica del solvente (Rezazadeh, Gale, Hughes, & Pourkashanian, 2015) y un pinch de 10 °C en el intercambiador de calor de la corriente pobre/rica (Sánchez Fernández, y otros, 2013), se selecciona un 70% de velocidad máxima es usada en este trabajo. Las reglas de dedo basada en la experiencia para el diseño de los absorbedores indica que no se debe de operar a más del 70% de la velocidad máxima de gas debido a que podría ocasionarse inundación (Aguilar Rodríguez, 2010).

Tabla 4.1. Información básica de la simulación de la Planta de Captura

Parámetro	Unidad	Absorbedor	Stripper
Caída de Presión de la Columna	bar	0.015	0.03
Número de etapas		20	8

Parámetro	Unidad	Absorbedor	Stripper
Simulación		Basado en tasas	Equilibrio
Características del empacado		Sulzer estándar 250Y	Tray steve
Temperatura de entrada de la carga rica	°C		115
Temperatura en el Reboiler	°C		120
Temperatura en el condensador	°C		40
Presión de los gases de combustión	bar	1.13	
Temperatura de los gases de combustión	°C	44	
Pinch en el intercambiador de calor Pobre/Rico	°C	10	

(Sánchez Fernández, y otros, 2013) (Rezazadeh, Gale, Hughes, & Pourkashanian, 2015)

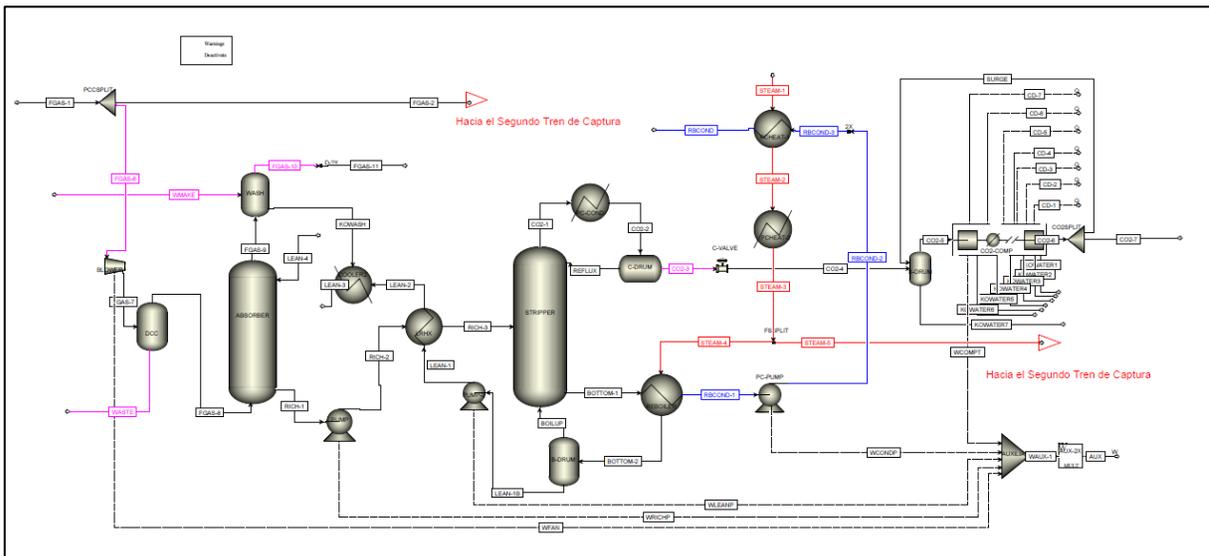


Figura 4.3. Pantalla Principal de la Simulación de la Planta de Captura de CO₂

4.1.3 Resultados de la simulación.

Para la simulación de la Planta de Captura de CO₂ se utilizó el modelo comentado en la sección anterior. Se desarrollaron los 3 casos mencionados en el capítulo 3. A continuación, en la **Tabla 4.2** se muestran los datos de entrada utilizados para la Planta de Captura de CO₂ de la refinería de Cadereyta. Los casos son llamados Caso base 1, Caso base 2 y Caso base 3, el **Caso base 1** consiste de 3 turbinas de

gas GE 7 F.04 con su respectivo HRSG y Postcombustión para satisfacer la totalidad del vapor, el **Caso base 2** consiste de 3 turbinas de gas GE 7 F.05 con su respectivo HRSG y una turbina de vapor para generar energía eléctrica adicional con el excedente de vapor, el **Caso base 3** consiste de 2 turbinas de gas GE 7 H.01 con su respectivo HRSG y Postcombustión para satisfacer la totalidad del vapor.

En la Tabla 4.2 se muestra que las Turbinas de Gas de mayor tamaño son la del Caso base 3, la cual corresponde a una TG GE 7H01 con una capacidad neta de generación de 255.9 MW por turbina, seguida de la TG del Caso base 2 correspondiente a una TG GE 7F05 con una capacidad neta de 204.2 MW por turbina y por último la del Caso base 1 correspondiente a una TG GE 7F04 con una capacidad neta de 164.5 MW por turbina. Esos datos son totalmente dependientes de los modelos de turbina de gas utilizados.

Respecto al consumo de combustible, el Caso Base 2 es el que tiene el mayor consumo de combustible con 1849.3 MW, seguido del Caso base 1 con 1362.6 MW y por último el Caso base 3 con 1344.4 MW. Esto concuerda con el tamaño de cada una de las centrales ya que el Caso base 2 es la que presenta la mayor generación neta eléctrica con 635.8 MW seguidos de los Casos base 1 y 3, que presentan una generación de alrededor de los 500 MW.

Respecto a la Eficiencia CHP, el Caso Base 3, presenta la mayor eficiencia con 92.08%, seguida del Caso base 2 con una eficiencia de 90.71% y por último el Caso base 1 con una eficiencia de 89.75%, esta tendencia concuerda con la información publicada por (Pequot Publishing Inc, 2018), en donde se indica que la Turbina GE 7H01 (Caso base 3) tiene una eficiencia de máquina de 42%, la Turbina GE 7F05 una eficiencia de 39.8% y la Turbina GE 7F04 una eficiencia de 38.6%.

Respecto a la composición de los gases de combustión, el dato importante es la concentración de CO₂, el caso base 3 es el que muestra la mayor concentración de CO₂ con 4.37%, seguido del Caso base 1 con una concentración de CO₂ de 4.05% y por último el Caso base 2 con 4.0% de concentración de CO₂. Como se muestra en esta Tabla 4.2, lo anterior está íntimamente ligado al uso de la postcombustión, ya que el Caso base 3 que es el que presenta la mayor concentración de CO₂ con 4.37%, al mismo tiempo presenta el mayor uso de postcombustión con 77.3 MW, después sigue el Caso base 1, que como se había mencionado presenta una concentración de CO₂ de 4.05% y utiliza una postcombustión mínima de 9.78MW, y por último el Case base 2, con 4% de concentración de CO₂, sin utilizar postcombustión.

Respecto al flujo de gases esto está relacionado básicamente con dos aspectos: a) el tamaño de la planta y b) Las características de las TG's. Esto quiere decir que el Caso base 2, que es el que presenta la mayor generación con 635.8 MW es el que presenta el mayor flujo de gases con 5,391.9 T/h. Respecto a los casos base 1 y 3, presentan flujos de gases de alrededor de 4,000 T/h y generaciones netas de alrededor de 500 MW, es interesante mostrar que el Caso base 1 muestra una generación neta de 493.7 MW y un flujo de gases de 4,381.9 T/h, mientras que el Caso base 3 una generación de 511.8 MW y un flujo de gases de 4,000.7 T/h, esto se debe a las características de las turbinas utilizadas, ya que como se mencionó anteriormente la turbina 7H01 (Caso base 3) tiene una eficiencia de máquina de 42%, y la Turbina GE 7F04 una eficiencia de 38.6%, la turbina GE 7H01 al tener una mayor eficiencia, puede soportar mayores temperaturas en la cámara de combustión requiriéndose menos aire del compresor, conduciendo a menores flujos de gases que la turbina GE 7F04 que posee una menor eficiencia.

Respecto al requerimiento de vapor en la Planta de Captura de CO₂, este está relacionado con dos factores: a) El flujo de gases de escape y b) Concentración de CO₂. El Caso base 2 es el que tiene el mayor flujo de gases de escape (5,391 T/h), así como también el mayor requerimiento de vapor en la planta de captura de CO₂ con 500.87 T/h, el caso que sigue es el Caso base 1 con un flujo de gases de escape de 4,381.9 T/h y un requerimiento de vapor de 412 T/h, por último, el caso que requiere menor vapor es el Caso base 3 al presentar el menor flujo de gases de combustión, así como mayor concentración de CO₂.

Respecto a la eficiencia CHP, con la planta de captura de CO₂ incorporada, el que presenta la mayor eficiencia en el Caso base 3, debido a que es el Caso base más eficiente, además de presentar el menor requerimiento de vapor hacia la Planta de Captura de CO₂. El caso que sigue es el Caso base 1 con 70.53% de eficiencia y por último con 65.04%, debido a que una parte de la generación de vapor se envía a generar energía eléctrica.

Tabla 4.2. Información de entrada de la simulación de la Planta de Captura de Cadereyta.

Refinería de Cadereyta	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Generación Eléctrica Neta (MW)	493.7	635.8	511.8
Generación Neta TGs (MW)	493.7	612.6	511.8
Generación Neta por TG (MW)	164.6	204.2	255.9
Generación Neta TV (MW)	0	23.22	0
Consumo de Combustible (MW)	1,362.6	1,849.3	1,344.4
Vapor a Proceso (T/h)	700	700	700
Eficiencia CHP (%)	89.75%	90.71%	92.08%

Refinería de Cadereyta	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Composición de gases de escape (% volumen)	Ar=0.87,N=73.51, O ₂ = 11.85, CO ₂ = 4.05 H ₂ O = 9.72	Ar = 0.87, N = 73.55 O ₂ = 11.96, CO ₂ = 4.0 H ₂ O = 9.62	Ar = 0.87, N =73.27, O ₂ = 11.16, CO ₂ = 4.37, H ₂ O= 10.33
Flujo de gases (T/h)	4,381.9	5,391.9	4,000.7
Postcombustión (MW)	9.78	0	77.3
Req. de Vap. en PCC (T/h) (Vap. de 3.5 bar saturado)	412	500.87	406.7
Eficiencia CHP con Planta Incorporada (%)	70.53%	65.04%	72.86%

En las gráficas de la **Figura 4.4** se muestra que, para los tres casos, la presión óptima de funcionamiento del reboiler es de 1.84 bara, así como también la carga de amina pobre en 0.24547 kmol CO₂/kmol MEA. Respecto a la carga térmica del reboiler el Caso base 3 es el que muestra la menor con 3.75 MJ/kgCO₂, siguiendo el Caso base 1 con 3.78 MJ/kgCO₂ y el Caso base 2 es el que muestra la mayor carga térmica con 3.79 MJ/kgCO₂, este comportamiento se explica debido a que el Caso base 3 es el que tiene la mayor concentración de CO₂ disminuyéndose el consumo térmico en el reboiler como se había mencionado anteriormente, y así sucesivamente.

Respecto a la carga térmica total el caso que presenta la menor carga, es el Caso base 3 con 252.2 MW, después sigue el Caso base 1 con 258.08 MW y el de mayor carga térmica es el Caso base 2 con 314.1 MW, esto se explica ya que el caso 2, es el caso de generación eléctrica con 635.85 MW.

En la **Tabla 4.3, Tabla 4.4 y Tabla 4.5**, se muestran las corridas desarrolladas en el modelo de Aspen para obtener las gráficas de la **Figura 4.4**. En estas Tablas se muestra diversa información tal como: Presión en el reboiler, composición de agua en la carga pobre, composición CO₂ en carga pobre, composición MEA en carga pobre, carga de MEA pobre (kmol CO₂/kmol MEA), flujo de carga pobre (kg/s), flujo de gases de combustión (kg/s), flujo de CO₂ a la entrada de absorbedor (kg/s), flujo de CO₂ a la salida del absorbedor (kg/sec), flujo de CO₂ a la salida de la Planta de Captura de CO₂ (kg\s), carga térmica en reboiler (MW), carga térmica en reboiler (MJ/kg CO₂) y tasa de captura de CO₂ (%). Es importante aclarar que estos datos son para un solo tren.

Tanto en las Tablas 4.3, Tabla 4.4 y Tabla 4.5 en el primer renglón se muestra, la carga de amina pobre la cual se va cambiando de acuerdo con cada una de las presiones, variando desde 0.1915 kmol CO₂/kmol MEA para una presión de 1.75 y 0.2975 kmol CO₂/kmol MEA. En estas mismas Tablas en las siguientes dos líneas, se muestra el flujo de carga pobre y flujo de gases de combustión, en donde se ve claramente que existe una relación directa entre el flujo de gases de combustión y el flujo de carga pobre, la cual va disminuyendo conforme se incrementa la presión

en el stripper o desorbedor. Así mismo se muestra que esta relación es menor para la Caso base 3, debido a su mayor concentración de CO₂ que los Casos base 1 y 2.

Los siguientes renglones de las Tablas antes mencionados, que son flujo de CO₂ a la entrada de la Planta de CO₂, flujo de CO₂ a la entrada de absorbedor, flujo de CO₂ a la salida del absorbedor, y flujo de CO₂ a la salida de la Planta de Captura de CO₂, muestran la relación que existe entre el flujo másico de CO₂ que entra a la planta de Captura de CO₂ (la misma que entra al absorbedor), el flujo másico de CO₂ que se envía a la atmosfera y el flujo másico de CO₂ que es enviado a almacenamiento o usos, esto confirma la tasa de captura que se muestra en el último renglón de las Tablas que es del 90% para todos los casos.

El antepenúltimo y último renglón de estas Tablas muestran la Carga Térmica total (MW) y la Carga Térmica unitaria (MJ/kg CO₂), la cual va variando en función de la presión, la carga de MEA pobre, y es diferente para cada Caso base, en función de la concentración del CO₂.

Por último, en la **Tabla 4.6** se muestran los principales datos de la Planta de Captura de CO₂ como lo es: Número de trenes, número de absorbedores, número de desorbedores y dimensiones de estos equipos, para cada uno de los 3 casos evaluados. De esta Tabla se puede concluir que el Caso base 3 es el que presenta menores dimensiones, tanto de absorbedor como desorbedor, por contar con el menor flujo de gases de los casos y la mayor concentración de CO₂ de los tres casos base.

Graficas de optimización	Datos
<p style="text-align: center;">Gráfica de Optimización del Consumo Energético</p>	<p>Caso base 1</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión óptima: 1.84 bar • Carga de amina pobre óptima: 0.24547 kmol CO₂/kmol MEA • Carga térmica del reboiler: 3.78 MJ/kg CO₂ • Carga térmica total: 258.08 MW

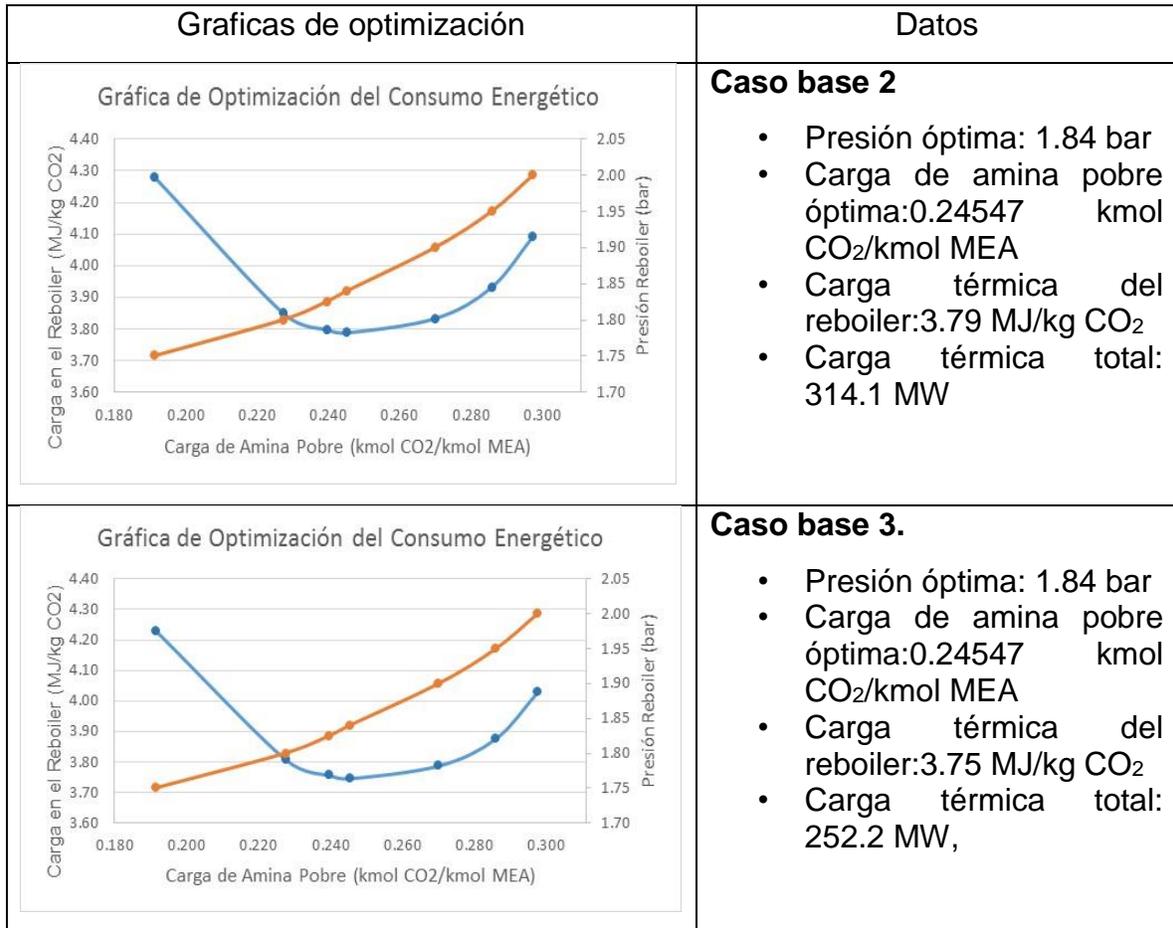


Figura 4.4. Gráficas de optimización para los 3 casos evaluados.

Tabla 4.3. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO₂ de Aspen Plus, para el Caso base 1.

Presión en el Reboiler (bar)	1.75	1.80	1.825	1.84	1.9	1.95	2.0
Carga de MEA pobre (kmol CO ₂ /kmol MEA)	0.1915	0.2276	0.2397	0.2454	0.2701	0.2859	0.2975
Flujo de Carga Pobre (kg/s)	568.00	676.95	722.85	746.80	872.20	993.30	1135.30
Flujo de gases de combustión (kg/s)	608.59	608.59	608.59	608.59	608.59	608.59	608.59
Flujo de CO ₂ a la entrada de la Planta de CO ₂ (kg/sec)	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34
Flujo de CO ₂ a la entrada de absorbedor (kg/s)	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34	38.34
Flujo de CO ₂ a la salida del absorbedor (kg/sec)	3.83	3.83	3.83	3.83	3.83	3.83	3.83
Flujo de CO ₂ a la salida de la Planta de Captura de CO ₂ (kg/s)	34.01	34.53	34.36	34.13	34.55	34.58	34.38
Carga Térmica en Reboiler (MW)	145.15	132.65	130.26	129.05	132.13	135.63	140.22
Carga Térmica en Reboiler (MJ/kg CO ₂)	4.27	3.84	3.79	3.78	3.82	3.92	4.08
Tasa de Captura de CO ₂ (%)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Tabla 4.4. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO₂ de Aspen Plus, para el Caso base 2.

Presión en el Reboiler (bar)	1.75	1.80	1.825	1.84	1.9	1.95	2.0
Carga de MEA pobre (kmol CO ₂ /kmol MEA)	0.1915	0.2275	0.2397	0.2454	0.2701	0.2859	0.2975
Flujo de Carga Pobre (kg/s)	701.5	824.1	880.2	909.5	1062.8	1211.2	1387.0
Flujo de gases de combustión (kg/s)	748.87	748.87	748.87	748.87	748.87	748.87	748.87
Flujo de CO ₂ a la entrada de la Planta de CO ₂ (kg/sec)	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58
Flujo de CO ₂ a la entrada de absorbedor (kg/s)	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58	46.58
Flujo de CO ₂ a la salida del absorbedor (kg/sec)	4.66	4.66	4.66	4.65	4.66	4.66	4.65
Flujo de CO ₂ a la salida de la Planta de Captura de CO ₂ (kg/s)	41.32	41.96	41.76	41.48	41.98	42.03	41.78
Carga Térmica en Reboiler (MW)	176.73	161.45	158.55	157.08	160.85	165.17	170.92
Carga Térmica en Reboiler (MJ/kg CO ₂)	4.28	3.85	3.80	3.79	3.83	3.93	4.09
Tasa de Captura de CO ₂ (%)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Tabla 4.5. Resultados de las corridas en el modelo de captura de CO₂ de Aspen Plus, para el Caso base 3.

Presión en el Reboiler (bar)	1.75	1.80	1.825	1.84	1.9	1.95	2.0
Carga de MEA pobre (kmol CO ₂ /kmol MEA)	0.1915	0.2275	0.2397	0.2454	0.2701	0.2859	0.2975
Flujo de Carga Pobre (kg/s)	555.57	660.63	704.70	727.60	847.80	961.60	1090.30
Flujo de gases de combustión (kg/s)	555.65	555.65	555.65	555.65	555.65	555.65	555.65
Flujo de CO ₂ a la entrada de la Planta de CO ₂ (kg/sec)	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82
Flujo de CO ₂ a la entrada de absorbedor (kg/s)	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82	37.82
Flujo de CO ₂ a la salida del absorbedor (kg/sec)	3.78	3.78	3.78	3.78	3.79	3.78	3.78
Flujo de CO ₂ a la salida de la Planta de Captura de CO ₂ (kg/s)	33.52	34.04	33.88	33.66	34.06	34.11	33.36
Carga Térmica en Reboiler (MW)	141.77	129.61	127.28	126.10	129.03	132.23	134.42
Carga Térmica en Reboiler (MJ/kg CO ₂)	4.23	3.81	3.76	3.75	3.79	3.88	4.03
Tasa de Captura de CO ₂ (%)	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%

Tabla 4.6. Dimensiones principales de la Planta de Captura de CO₂.

Parámetro	Unidad	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Número de trenes		2	2	3
Altura del absorbedor	m	24	24	24
Diámetro del absorbedor	m	15.83	17.54	15.27
Altura del desorbedor	m	13	13	13
Diámetro del desorbedor	m	7.15	7.16	7.12

4.2 Desarrollo del modelo del tren de compresión de CO₂

Para poder desarrollar el modelo primero es necesario explorar en la literatura que tipo de sistema es el más adecuado, para este tipo de aplicaciones. A continuación, se muestra el análisis desarrollado para seleccionar el sistema de compresión a utilizar, así como sus principales características.

4.2.1 Análisis de Información para el desarrollo del modelo

Los sistemas de compresión y transporte de CO₂ tienen una larga historia en los procesos industriales modernos, actualmente estos se están volviendo muy importantes, ante el actual entorno de cambio climático, debido al incremento de emisiones de CO₂ antropogénicos (Witkowski, Rusin, Majkut, Rulik, & Stolecka, 2013). El CO₂ puede transportarse por ducto en diferentes fases: gas, líquido o supercrítico. En USA se han instalado y utilizado miles de kilómetros de ductos de CO₂ de alta presión a través de más de 40 años, para alimentar campos petroleros. Las tuberías existentes para el transporte de CO₂ han sido operadas en fase supercrítica a temperatura ambiente y con presiones de hasta varios cientos de bares debido a las grandes distancias entre las fuentes de CO₂ y los sumideros. Las altas presiones y las altas densidades dan como resultado tuberías más pequeñas y menor recompresión requerida en ciertos intervalos en la tubería, así como también menores costos (Vermeulen, 2011).

(Siemens, 2009) ha presentado tres escenarios óptimos para comprimir el CO₂ que se muestra en la **Figura 4.4**

1. En el escenario A: Compresión a condiciones subcríticas, licuefacción y bombeo. El CO₂ se comprime hasta 45 bar aproximadamente, posteriormente este se condensa aproximadamente a 0° C, y luego se usa una bomba para obtener la presión deseada (Vermeulen, 2011)
2. En el escenario B: Compresión a condiciones supercríticas y bombeo. El CO₂ se comprime hasta 100 bares aproximadamente, posteriormente el CO₂ se enfría a aproximadamente 20 ° C (Vermeulen, 2011). Al igual, que en la opción A, se utiliza una bomba para obtener la presión deseada.
3. En el escenario C: Compresión a condiciones supercríticas. El CO₂ no se condensa y se usa un compresor para obtener la presión deseada.

Aunque la opción A se caracteriza por tener la menor potencia de compresión de CO₂, la condensación de CO₂ requerida a 0 °C, requiere de refrigeración en la mayor parte del año en países cálidos como México. Por lo tanto, se requeriría un incremento en el costo de capital y de operación.

La selección entre el escenario B y C depende principalmente de la presión final requerida. Para presiones de descarga elevadas, las etapas finales de compresión

se pueden reemplazar por una bomba para reducir el consumo de energía, por ejemplo, para tuberías cuesta afuera. Se requiere una presión de descarga muy alta cuando se utilizan tuberías largas porque esto reduce el requerimiento de estaciones de recompresión intermedias. En esta tesis, la red de recolección requiere menos de 100 kilómetros como se muestra en la **Figura 4.6**, esto consiste en tuberías relativamente cortas sin recompresión. Por esa razón, en esta tesis se selecciona la ruta C. El diagrama log P-H de CO₂ puro se presenta en la **Figura 4.7.**, con una superposición de las diferentes fases. La distinción entre fase líquida, supercrítica y vapor viene determinada por la presión y la temperatura críticas del CO₂ (Vermeulen, 2011)

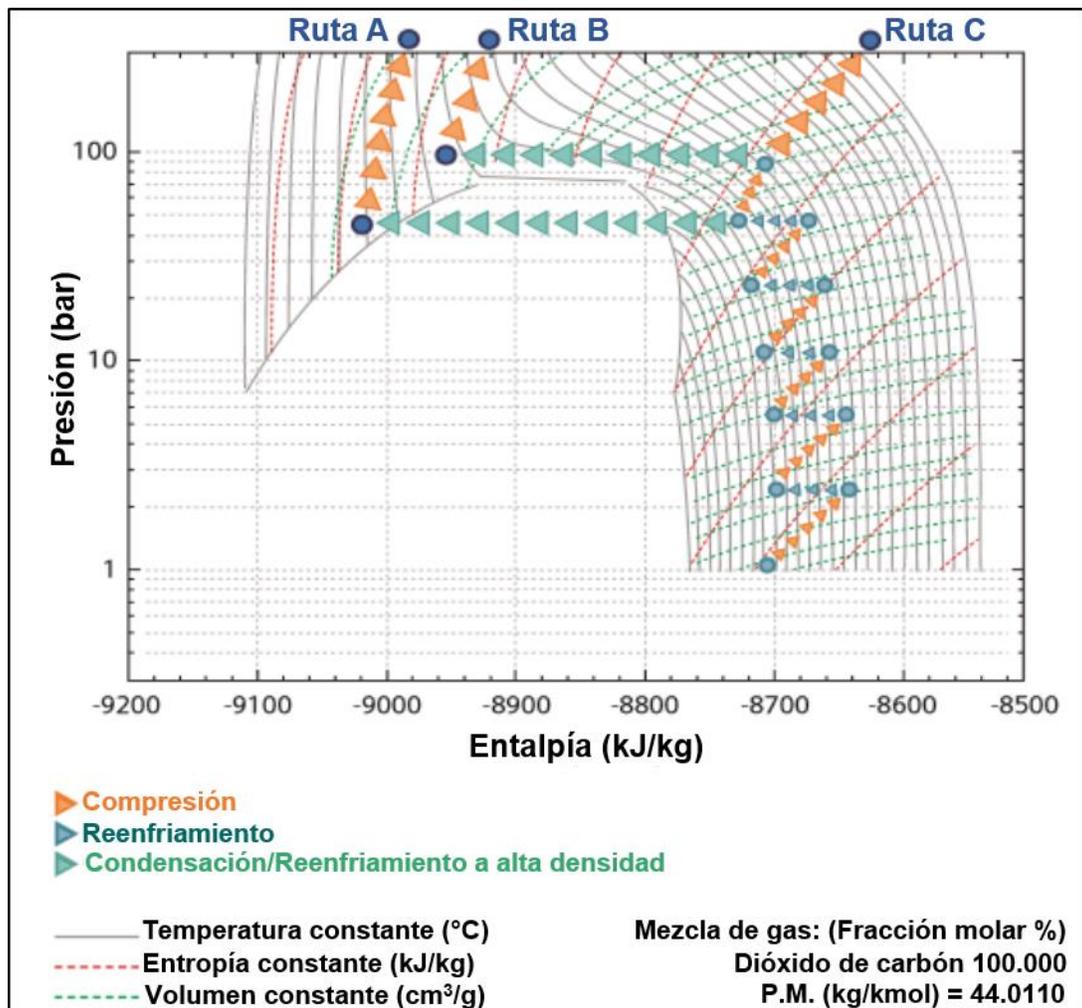


Figura 4.5. Ilustración de diferentes posibles rutas de compresión para el proceso de captura de CO₂ (Ogink, 2015).

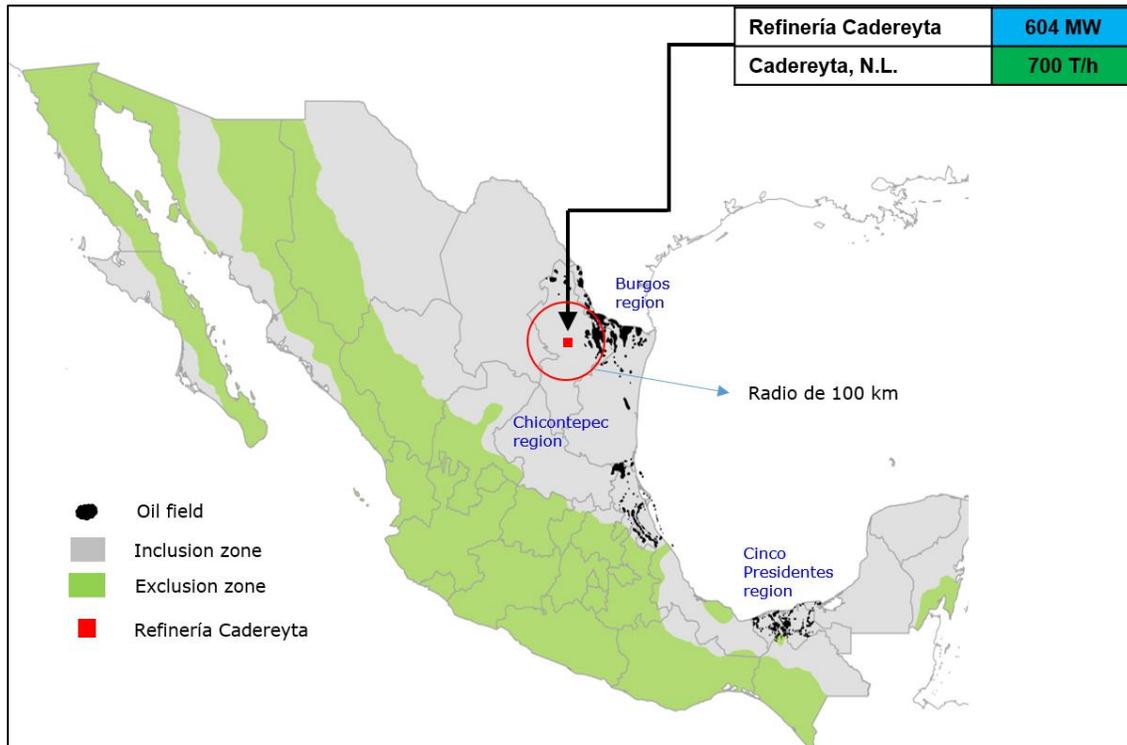


Figura 4.6. Ubicación de la refinería de Cadereyta cerca de pozos de petróleo para EOR a menos de 100 km de distancia.

El escenario C consiste en un compresor centrífugo de engranes integral compuesto de varias etapas para comprimir la corriente de CO₂ como sugieren (Jockenhövel, Schneider, Sandell, & Schlüter, 2009) y (Siemens, 2009). Este equipo puede tener entre 4 y 8 etapas, como máximo. El número de etapas depende de la relación de presiones. Para comprimir CO₂ de 2 bar a 110 bar, lo que es equivalente a una relación de presión es 55, se necesitan seis etapas (Liebenthal & Kather, 2011). Para relaciones de presión superiores a 55, pueden ser necesarias más etapas de compresor. Los interenfriadores se utilizan para enfriar el gas a 40 ° C después de cada etapa de compresión para condensar el agua y reducir el volumen en la siguiente etapa del compresor. La razón para enfriar a 40 ° C es mantener la condición supercrítica (la condición supercrítica del CO₂ es 31,10 ° C y 73,9 bar). Reducir el volumen beneficia en la reducción del consumo de energía y el tamaño de la etapa del compresor (Liebenthal & Kather, 2011). Volver a enfriar el fluido después de cada etapa es factible y nos proporciona la potencia específica y carga de enfriamiento más bajas (Jockenhövel, Schneider, Sandell, & Schlüter, 2009). Este sistema utiliza tambores extractores y deshidratadores para eliminar las impurezas de la corriente.

Para flujos grandes y relaciones de presión, los compresores centrífugos son los más atractivos, tales como los compresores de eje único y de engranajes integrales (Vermeulen, 2011). Presentan un menor costo operativo y de capital, debido a un

menor número de impulsores, menor tamaño de impulsores y altas eficiencias de impulsores. Los compresores con engranajes integrales se pueden ajustar fácilmente para modos de operación específicos y actividades entre etapas, como el control de flujo y presión, así como también la deshidratación entre etapas se implementa fácilmente (Vermeulen, 2011).

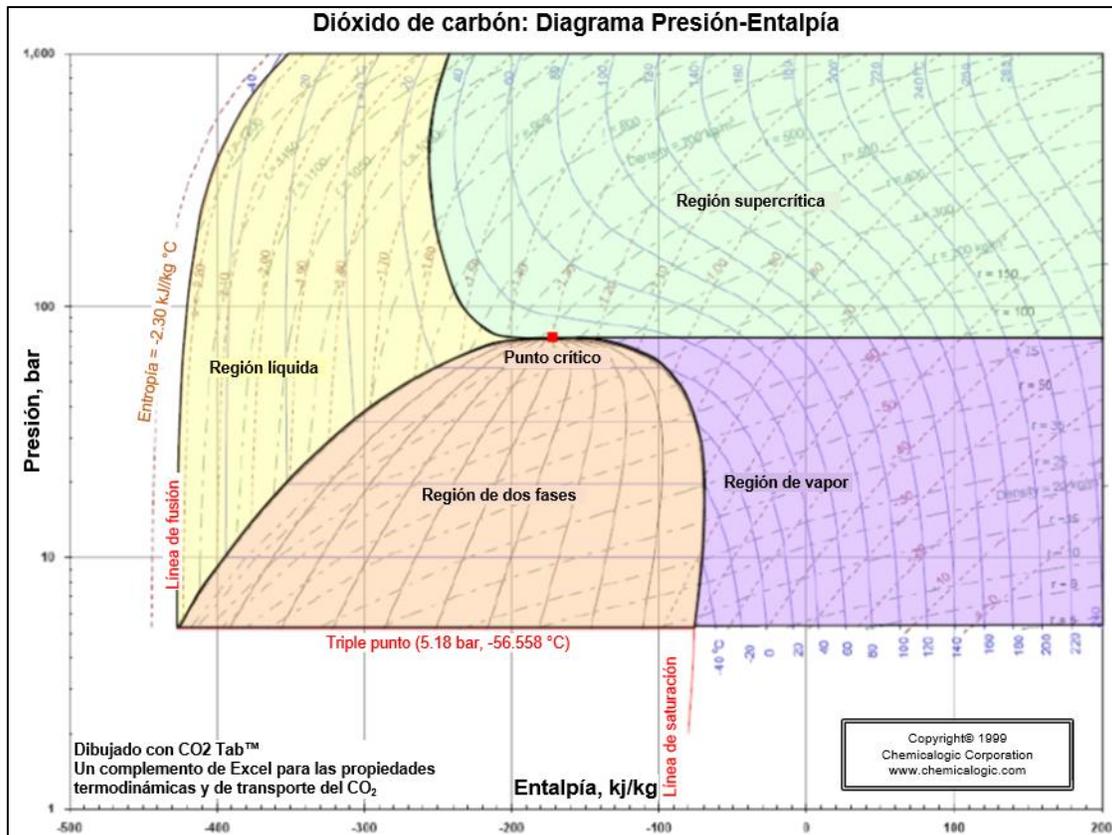


Figura 4.7. Diagrama log P-H de CO₂

Después de seleccionar la configuración del compresor de CO₂ y las condiciones de operación, el control del compresor es el siguiente aspecto a considerarse. El control del compresor es muy importante para mantener un compresor en un rango de funcionamiento estable fuera de la línea de "Surge" y el límite de capacidad cuando está funcionando fuera de diseño. Los fenómenos de "surge" provocan vibraciones que provocan grandes esfuerzos en los componentes del compresor que dañan el equipo (Kiameh, 2013). Existen varios métodos de control para prevenir el "surge" (Liebenthal & Kather, 2011) fuera de diseño que se describen a continuación:

Velocidad variable. La velocidad del eje varía linealmente con el cambio del flujo volumétrico de entrada. Representa el método más eficiente en condiciones fuera

de diseño (Liebenthal & Kather, 2011). Sin embargo, desde la perspectiva mecánica, los compresores de transmisión de velocidad variable pueden tener problemas con las vibraciones (Sánchez Fernández, Chalmers, Race, Aghajani, & Wetenhall, 2015).

Estrangulamiento de succión. Se utiliza una válvula de estrangulación en la línea de succión como parte integral del compresor. En la operación de carga parcial, este estrangulamiento se activa para disminuir la presión de succión (la relación de presión aumenta porque la presión del CO₂ aguas abajo del compresor no cae lo suficientemente rápido) y, por lo tanto, aumenta el flujo volumétrico de entrada. Esta alternativa representa la menor eficiencia como resultado del uso de la válvula de mariposa.

Válvula de recirculación. Esta alternativa de control consiste en utilizar una válvula de recirculación en la succión del compresor. Cuando el flujo másico se reduce en carga parcial, parte del gas comprimido de la descarga se recicla en la entrada del compresor para trabajar al mismo flujo volumétrico y su correspondiente presión fuera de la línea de “surge”. Como resultado, la eficiencia disminuye. Aunque esto causa una penalización alta en la eficiencia, proporciona un rango de funcionamiento de trabajo más alto (Liebenthal & Kather, 2011) (Ogink, 2015).

Vanos Guía en la Entrada Ajustables. El control de vano guía de entrada (IGV) se basa en la posibilidad de cambiar la orientación de los vanos guía para controlar el ángulo en el que el flujo ingresa al compresor. IGV se utiliza para reducir el caudal másico y la relación de presión en el compresor. Aunque a carga parcial la eficiencia cae al cerrar el IGV, esta alternativa es más eficiente que usar válvulas de recirculación y estrangulamiento (Sánchez Fernández et al, 2016). Por lo tanto, esta alternativa es seleccionada en esta tesis.

El número de etapas de un compresor centrífugo de engranajes se selecciona de acuerdo con Liebenthal y Kather, (2011). Sugieren que para comprimir CO₂ de 2 bar a 110 bar, que corresponde a una relación de presión de 55, se necesitan 6 etapas. Para una relación de presión superior a 55, es posible que se necesiten más etapas. En esta tesis, el CO₂ se comprime de alrededor de 2 bar a 150 bar para el propósito de EOR (DOE/NETL (a), 2013). La relación de presión es de 75, por lo que se requiere agregar una etapa más.

Liebenthal y Kather (2011) presentaron los datos de las condiciones de frontera para un modelo del compresor de CO₂, el cual se presentan en la **Tabla 4.7**. Las caídas de presión para las unidades de secado se consideraron en 0.5 bar. Además, la relación de presiones de cada etapa se decremento en 2% por etapa, causada por la dinámica de los compresores de engranes integrales. El pinch en los

interenfriadores son asumidos en 5 K. La corriente de CO₂ en la primera etapa tiene una temperatura de 40 °C y 1.5% de fracción de agua. En el resto de las etapas se trata de mantener en ese mismo rango.

Tabla 4.7. Condiciones de frontera para el modelo de compresión (Liebenthal & Kather, 2011).

Característica	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Etapas 5	Etapas 6	Eficiencia del Actuador
Eficiencia Politrópica (%)	85	84	83	82	81	80	97
Perdida de presión entre entrada y salida (mbar)	20	40	60	80	100	120	-
Eficiencia Mecánica (%)	99	99	99	99	99	99	99.8

4.2.2 Desarrollo del modelo

Con base en el estado del arte mostrado en el apartado anterior, para el desarrollo del modelo, la configuración de el compresor que se seleccionó fue la de dos trenes de compresor centrífugo de engranes con 7 etapas e inter enfriamiento después de cada etapa como se muestra en la **Figura 4.8**. El sistema de compresión es dividido en dos trenes paralelos con la intención de evitar recirculación de CO₂. El sistema fue simulado en Aspen Plus que utiliza el modelo de gases reales para la simulación.

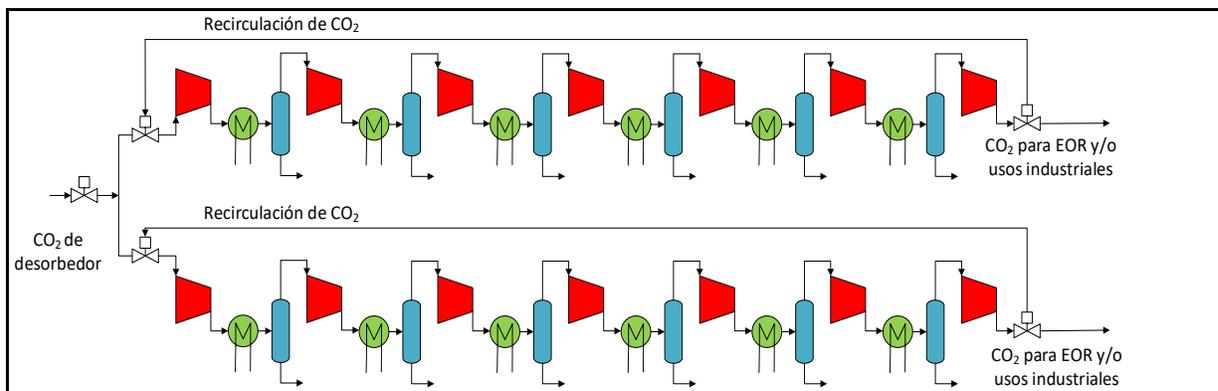


Figura 4.8. Esquema de dos trenes de compresores de CO₂ con 7 etapas y su interenfriamiento.

4.2.3 Resultados de la simulación

Para el desarrollo de las simulaciones se utilizaron las emisiones capturadas indicadas en la **Tabla 4.8**. En los primeros dos renglones de esta Tabla se muestran el Flujo de gases de combustión en kg/s y T/h, los cuales son datos que vienen de los modelos de la planta de cogeneración, en los siguientes dos renglones se muestran las emisiones de CO₂ a la atmósfera en kg/s y T/año, sin implementar la captura de CO₂. En los siguientes tres renglones se muestran las emisiones capturadas de CO₂ en kg/s, T/h y T/año, el Caso base 2 es el que tiene la mayor cantidad de CO₂ capturado en el año con 1.32 MMT/año, por ser la planta más grande y los Casos base 1 y 2 son muy similares con una captura de alrededor de 1.1 MMT/año.

Después de aplicarse el modelo mencionado anteriormente, así como las condiciones ya mencionadas de la **Tabla 4.8**, en la **Tabla 4.9** se muestran los resultados, en esta Tabla en el primer renglón se muestra la potencia consumida por el sistema de compresión de CO₂, de cada uno de los tres Casos base, el caso que consume la mayor potencia en el Caso base 2 con 12.43 MW, debido a que maneja el mayor flujo de CO₂ para EOR, los Casos base 1 y 3, manejan flujos de CO₂ capturados y por lo tanto las potencias son muy similares de alrededor de 10 MW. La pérdida de energía eléctrica por la utilización del tren de compresión sería de alrededor de 2%. En la **Tabla 4.10** se muestra el mapa de presiones y temperaturas a través de todas las 7 etapas, así como el flujo volumétrico en cada una de ellas, para los 3 casos evaluados.

Tabla 4.8. Emisiones de CO₂ y capturadas para los 3 casos evaluados.

Parámetro	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Flujo de Gases Combustión (kg/s)	1,217.2	1,497.8	1,111.3
Flujo de Gases Combustión (T/h)	4,381.9	5,391.9	4,000.7
Emisiones de CO₂ a la atmosfera (kg/s)	38.3	46.6	37.81
Emisiones de CO₂ a la atmosfera (T/año)	1,207,828	1,469,577	1,192,376
Emisiones de CO₂ Capturadas (kg/s)	34.5	42.0	34.0
Emisiones de CO₂ Capturadas (T/h)	124.2	151.1	122.5
Emisiones de CO₂ Capturadas (T/año)	1,087,897	1,323,471	1,073,139
Tasa de Captura (%)	90%	90%	90%

Tabla 4.9. Potencia consumida en los trenes de compresión.

Parámetro	Caso base 1	Caso base 2	Caso base 3
Potencia del sistema (MW)	10.21	12.43	10.07
CO₂ enviado a EOR (T/h)	124.2	151.1	122.5
Potencia Neta Generada	493.7	635.85	511.8
Porcentaje de pérdida de energía eléctrica	2%	1.95%	1.96%

Tabla 4.10. Mapa de presiones y temperaturas del tren de compresión, así como flujos volumétricos.

Etapa	Pres. entrada [bar]	Temp. Entrada [°C]	Pres. salida [bar]	Temp. salida [°C]	Flujo Vol. Sal. Caso 1 [m ³ /s]	Flujo Vol. Sal. Caso 2 [m ³ /s]	Flujo Vol. Sal. Caso 3 [m ³ /s]
1	1.62	40.75	4	106.15	6.30	7.66	6.21
2	4	37.79	8	96.66	2.92	3.55	2.88
3	8	37.79	15	91.58	1.49	1.81	1.47
4	15	37.79	30	98.61	0.72	0.88	0.71
5	30	37.79	60	100.69	0.33	0.40	0.33
6	60	37.79	110	91.34	0.14	0.17	0.14
7	110	67.79	150	92.06	0.095	0.11	0.094

5 Capítulo 5: Planta termosolar cilindro parabólica, y su integración a la unidad de cogeneración con captura de CO₂ por postcombustión.

En esta sección se describe el modelo desarrollado de la planta termosolar cilindro parabólica, los conceptos básicos de la energía termosolar, los sistemas termosolares cilindro parabólicos, el simulador utilizado, datos de entrada y el análisis de resultados. Finalmente, su integración a la unidad de cogeneración con captura de CO₂ postcombustión.

5.1 Generalidades

El Sol es la única estrella de nuestro sistema solar y se encuentra ubicada en el centro de éste. La Tierra y otros planetas giran alrededor del sol. La energía del Sol en forma de radiación solar sostiene casi toda la vida en la Tierra.

Alrededor del 74 % de la masa del Sol es hidrógeno, el 25 % es helio y el resto se compone de trazas de elementos más pesados. El Sol tiene una temperatura superficial de aproximadamente 5,500 K, lo que le da un color blanco que, debido a la dispersión atmosférica de la Tierra, parece amarillo. El Sol genera su energía por fusión nuclear de núcleos de hidrógeno a helio. La luz del Sol es la principal fuente de energía para la superficie de la Tierra que se puede aprovechar a través de una variedad de procesos naturales y sintéticos.

La más importante es la fotosíntesis, utilizada por las plantas para capturar la energía de la radiación solar y convertirla en forma química. En general, la fotosíntesis es la síntesis de glucosa a partir de la luz solar, dióxido de carbono y agua, con oxígeno como producto de desecho. Podría decirse que es la ruta bioquímica conocida más importante, y casi toda la vida en la Tierra depende de ella. (Kalogirou S. A., 2014).

La energía solar es la fuente de energía más abundante del mundo, se ha demostrado que tiene un potencial importante para satisfacer una parte considerable de la demanda energética mundial. Con 1.7×10^{14} kW de la potencia solar recibida por la superficie terrestre, se estima que solo 84 minutos de radiación solar dan 900 EJ, lo que equivalía a un año de la demanda mundial de energía para 2009 (Kalogirou S. , 2009). Sin embargo, todavía se requieren esfuerzos significativos de investigación y desarrollo para superar los desafíos asociados con el aprovechamiento de este recurso. Estos incluyen el desarrollo de tecnologías eficientes para la recolección, opciones de almacenamiento de energía rentables y

eficientes, optimización de sistemas de energía híbridos que funcionan con energía solar térmica y fotovoltaica, aislamientos y materiales de cambio de fase (Evangelisti et al., 2019).

La potencia solar por concentración (CSP) ha recibido una atención significativa entre los investigadores, las empresas productoras de energía y los legisladores por su capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, superando la variabilidad del recurso solar. El colector cilindroparabólico (PTC) y la torre de potencia solar (SPT) son los dos sistemas CSP dominantes que están operando o en etapa de construcción. EE. UU. y España son líderes mundiales en generación de electricidad con CSP, mientras que países en desarrollo como China e India están emergiendo gracias a inversiones agresivas. Cada año, se han publicado cientos de artículos sobre CSP. Sin embargo, es necesario mencionar que en general, aún falta investigación en este campo. (Islam, Huda, Abdullah, & Saidur, 2018)

De acuerdo con (Thoing & Lilliestam, 2022) al mes de julio del 2022, existen un total de 144 plantas de potencia termosolar, operativas, en construcción, no operativas o fuera de servicio. De estas tecnologías, la que destaca es la Cilindro Parabólica con 93 plantas ya sea como única tecnología o en forma híbrida con Ciclos Combinados, biomasa, fotovoltaica, etc. Posteriormente sigue la tecnología de Torre de Potencia con 32 plantas, después la tecnología, Lineal Fresnel con 15 Plantas incluyendo la forma híbrida, 2 plantas del tipo “Beam-Down Tower” y 2 plantas de tecnología parabólica.

5.2 Sistemas Cilindro Parabólicos.

Como se mencionó en la sección anterior, el sistema de concentración solar más utilizado es el cilindro parabólico. Este maneja temperaturas medias entre 300 y 400 °C, como se muestra en la **Figura 5.1**

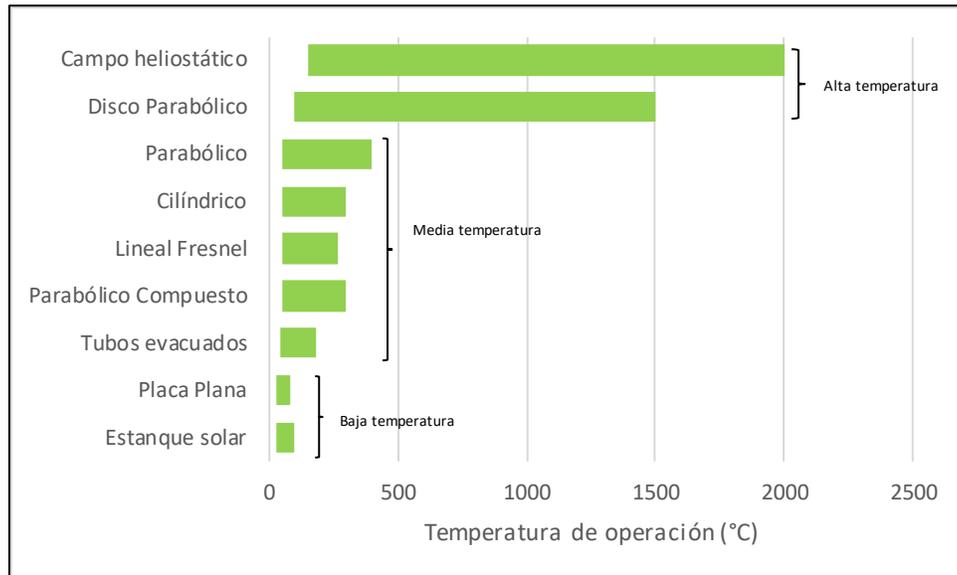


Figura 5.1. Rangos de temperatura alcanzables con las diferentes tecnologías solares (Halil Yilmaz & Aggrey, 2018).

En un sistema cilíndrico parabólico, la energía del Sol se concentra mediante reflectores curvados parabólicamente en un tubo receptor, el tubo que absorbe el calor, se extiende a lo largo, aproximadamente un metro por encima de la superficie curva de los espejos. La temperatura del fluido que fluye a través de la tubería, generalmente aceite térmico, se incrementa a valores entre de 300°C y 400°C, y la energía térmica se usa para generar electricidad utilizando típicamente un generador de vapor (**Ver Figura 5.2**).

Un campo de colectores solares parabólico comprende múltiples espejos, en forma de canal en filas paralelas alineadas para permitir que estos espejos de eje único sigan al Sol de este a oeste durante el día para garantizar que el Sol esté continuamente enfocado en las tuberías receptoras. En el 2018 las Plantas de Concentración Solar comerciales en operación fueron 90% cilíndrico parabólicas.

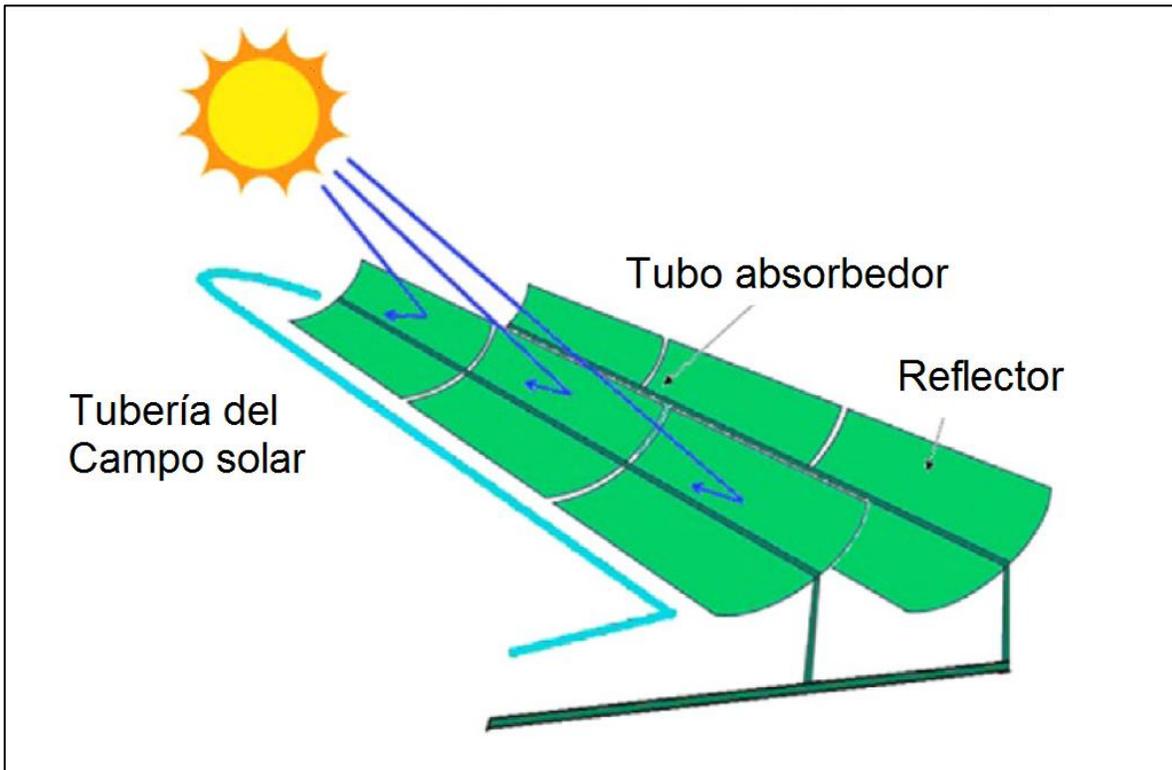


Figura 5.2. Campos de colectores solares parabólicos. (Islam, Huda, Abdullah, & Saidur, 2018)

5.3 Simulador utilizado

El simulador que se utilizó fue el System Advisor Model (SAM). El SAM ha sido desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), en colaboración con Sandia National Laboratories, y en colaboración con U.S. Department of Energy (DOE) Energía Solar Technologies Program (SETP). Esta herramienta ha sido desarrollada para una gama de tecnologías de energía renovable y es utilizada en todo el mundo para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costos del proyecto y las estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica. (Blair, y otros, 2018)

SAM realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación, a continuación, se muestra en más detalle los sistemas que se pueden simular:

- Sistemas de Potencia Fotovoltaicos.
- Sistemas de Almacenamiento a través de baterías.

- Sistema de Potencia de Concentración Solar: Cilindro Parabólico, Torre, y Fresnel.
- Sistemas de Potencia marinos: De olas y de marea.
- Energía eólica
- Celdas de Combustible
- Energía Geotérmica
- Calentamiento solar de agua
- Sistemas de combustión de biomasa

5.4 Datos de entrada principales.

Respecto al modelo de la planta Termosolar, se tomó solamente el caso 3 de la Planta de Cogeneración y de captura de CO₂ para determinar el impacto de la incorporación de esta en todo el sistema. Se seleccionó este caso debido a que es el que presentó la mayor eficiencia.

Para evaluar el rendimiento de la planta (por ejemplo, energía térmica total, eficiencia, factor de capacidad y energía térmica total tomada por la planta de energía solar concentrada), los parámetros de diseño considerados como entradas en la simulación del software SAM se basan en [\(Bishoyi & Sudhakar, 2017\)](#) [\(Encabo Cáceres, 2018\)](#) y [\(Groesbeck & Pearce, 2018\)](#) y se presentan en la **Tabla 5.1.** , a continuación se describen con un mayor detalle estos parámetros seleccionados.

Los datos que se muestran en esta tabla respecto a la localización y recurso son: Latitud y longitud, altura SNMM, irradiación global horizontal, irradiación normal directa e Irradiación difusa horizontal, temperatura promedio, velocidad del viento promedio los cuales son obtenidos a partir del SAM de la National Solar Radiation Data Base (NSRDB), la cual consiste de una base de datos de radiación solar e información meteorológica de Estados Unidos y los países que están alrededor de él, esta es una publicación abierta y fue creada y difundida desde hace más de 25 años.

Los datos que se muestran respecto al diseño del sistema son: Irradiancia normal directa en el punto de diseño, objetivo múltiple solar, potencia térmica objetivo del receptor, temperatura de entrada al loop del aceite térmico de transferencia, temperatura de salida al loop del aceite térmico de transferencia, potencia del sumidero de calor, potencia de bombeo para el fluido de transferencia hacia el sumidero de calor, horas de almacenamiento en el punto de diseño. La mayoría de los datos que se utilizaron en este apartado fueron los sugeridos por SAM, excepto la potencia térmica objetivo del receptor la cual es calculada a partir del objetivo

múltiple solar y potencia del sumidero de calor. La potencia del sumidero de calor es calculada a partir de la carga térmica total requerida por la planta de captura de CO₂ para el Caso base 3 que es de 252.2 MW y considerando una eficiencia de caldera de vapor de 85% para generar el vapor requerido en la planta de Captura de Captura de CO₂. Respecto a la temperatura de entrada al loop del aceite térmico de transferencia y temperatura de salida al loop del aceite térmico de transferencia. Se asumieron en 150 °C y 350 °C con la finalidad de lograr un vapor saturado a 3.5 bar, el cual tiene una temperatura aproximada de 148 °C.

Los datos que se muestran respecto al campo solar son: Espaciamiento de columnas, rugosidad de la tubería del cabezal, eficiencia de la bomba del fluido de transferencia de calor, coeficiente de pérdidas térmicas de la tubería, velocidad de resguardo por viento, tiempo de retardo de arranque del receptor, fracción de energía de retardo del arranque del receptor, energía de arranque del colector, potencia del seguidor por ensamble del colector solar, fluido de transferencia de calor del Campo, temperatura de protección de congelamiento, tasa mínima de flujo del loop, tasa máxima de flujo del loop, velocidad mínima de diseño del cabezal, velocidad máxima de diseño del cabezal, ángulo de Inclinación del colector, ángulo azimutal del colector, ángulo de almacenamiento, ángulo de despliegue, uso de agua por lavada, lavada por año, inercia térmica de la tubería caliente, inercia térmica de la tubería fría, inercia térmica de las tuberías de los loops del campo, multiplicador de área de Tierra del campo no solar. Todos estos datos fueron los que sugiere el SAM, a excepción del fluido de transferencia de calor del campo, del cual se seleccionó Therminol VP-1 por las condiciones del vapor antes mencionadas.

Respecto al resto de parámetros que son: Selección de tipo de colector, selección de receptor, almacenamiento térmico, altura del tanque, altura mínima del tanque del fluido, cantidad de pares de tanques paralelos, coeficiente de pérdidas de agua, porcentaje inicial de fluido de transferencia, punto de control de temperatura del calentador del tanque frío, capacidad del calentador del tanque frío, punto de control de temperatura del calentador del tanque frío, capacidad del calentador de tanque caliente. eficiencia del calentador del tanque, fracción de potencia bruta nominal consumida en todo momento y balance de planta de pérdidas parásitas, se utilizaron las sugeridas por SAM a excepción del tipo de colector que se seleccionó un FLABEG Ultimate Trough RP6 de 89 mm de diámetro externo y el receptor que se seleccionó un Schott PTR70 con base en la referencia ([Bishoyi & Sudhakar, 2017](#))

Tabla 5.1. Datos de entrada Principales de los modelos de las Plantas Termosolares.

Parámetro	Valores	Referencia	Parámetro	Valores	Referencia
Localización y recurso	Valores	Referencia	Campo Solar – Continuación-	Valores	Referencias
Latitud y longitud.	25.61 Grados decimales y -99.98 Grados decimales	NREL, NSRDB	Velocidad máxima de diseño del cabezal	3 m/s	NREL, SAM
Altura SNMM	324 m,	NREL, NSRDB	Ángulo de Inclinación del colector	0°	NREL, SAM
Irradiación Global horizontal, Irradiación normal directa e Irradiación difusa horizontal	5.36 kWh/m ² /day, 5.61 kWh/m ² /day and 1.74 kWh/m ² /day	NREL, NSRDB	Ángulo Azimutal del colector	0°	NREL, SAM
Temperatura promedio:	22.1 °C	NREL, NSRDB	Ángulo de almacenamiento	170°	NREL, SAM
Velocidad del viento promedio	2.5 m/s	NREL, NSRDB	Ángulo de despliegue	10°	NREL, SAM
Diseño del sistema			Uso de agua por lavada	0.7 l/m2 aperture	NREL, SAM
Irradiancia Normal Directa en el punto de diseño	950 W/m2	NREL, SAM	Lavada por año	12	NREL, SAM
Objetivo múltiple solar	2.5	NREL, SAM	Inercia Térmica de la tubería caliente	0.2 kWh/K-MW-t	NREL, SAM
Potencia Térmica objetivo del recibidor	743.05 MWth	Asumida	Inercia Térmica de la tubería fría	0.2 kWh/K-MW-t	NREL, SAM
Temperatura de entrada al Loop del Aceite Térmico de transferencia	150	Asumida	Inercia térmica de las tuberías de los loops del campo	4.5 Wht/K-m	NREL, SAM
Temperatura de salida al Loop del Aceite Térmico de transferencia	350	Asumida	Multiplicador de área de Tierra del campo no solar	1.1	NREL, SAM
Potencia del sumidero de calor	296.7 MWt	Asumida	Ensamble de colectores solares	Valores	Referencia
Potencia de bombeo para el fluido de transferencia hacia el sumidero de calor	0.55 kW/kg/s	NREL, SAM	Selección de tipo de colector	FLABEG Ultimate Trough RP6(89 mm DE recibidor del aceite térmico)	Asumida
Horas de almacenamiento en el punto de diseño.	6	NREL, SAM	Selección del recibidor o elemento de colección de calor		
Campo solar			Selección de recibidor	Schott PTR70	Asumida
Espaciamiento de columnas	15 m	NREL, SAM	Almacenamiento térmico		
Rugosidad de la tubería del cabezal	4.57e-05 m	NREL, SAM	Altura del tanque	15 m	NREL, SAM
Eficiencia de la bomba del Fluido de Transferencia de Calor.	85%	NREL, SAM	Altura mínima del tanque del fluido	0.5 m	NREL, SAM
Coefficiente de pérdidas térmicas de la tubería	0.45 W/m ² K	NREL, SAM	Cantidad de pares de tanques paralelos	1	NREL, SAM
Velocidad de resguardo por viento	25 m/s	NREL, SAM	Coefficiente de pérdidas de agua	0.3 Wt/m2-K	NREL, SAM
Tiempo de retardo de arranque del recibidor	0.2 h	NREL, SAM	Porcentaje inicial de fluido de transferencia	30%	NREL, SAM
Fración de energía de retardo del arranque del recibidor.	25%	NREL, SAM	Punto de control de temperatura del calentador del tanque frío	60 °C	NREL, SAM
Energía de arranque del colector	0.021 kWhe/SCA	NREL, SAM	Capacidad del calentador del tanque frío	0.5 MWe	NREL, SAM
Potencia del seguidor por ensamble del colector solar	125 W/SCA	NREL, SAM	Punto de control de temperatura del calentador del tanque frío	110 °C	NREL, SAM
Fluido de Transferencia de calor del Campo	Therminol VP-1	Asumida	Capacidad del calentador de tanque caliente	1 MWe	NREL, SAM
Temperatura de protección de congelamiento	12 °C	NREL, SAM	Eficiencia del calentador del tanque	0.99	NREL, SAM
Tasa mínima de flujo del loop	1 kg/s	NREL, SAM	Sistema de control		
Tasa máxima de flujo del loop	12 kg/s	NREL, SAM	Fración de potencia bruta nominal consumida en todo momento	0.0055 MWe/MWt _{cap}	NREL, SAM
Velocidad mínima de diseño del cabezal	2 m/s	NREL, SAM	Balance de planta de pérdidas parásitas	0 MWe/MWt _{cap}	NREL, SAM

5.5 Resultados.

La planta se simuló desde las 0 h hasta las 8760 h, lo cual es un año completo. Para la simulación de la planta de energía solar por concentración, en un sitio de alta irradiancia normal directa (DNI) y un año metrológico típico (TMY), se utilizó información de la base de datos NREL para analizar el desempeño de la Planta Solar con Colectores Cilindro Parabólicos (PTCSP).

Los datos climáticos incluyen DNI por hora, velocidad del viento, presión atmosférica, temperatura ambiente, ángulo azimutal solar, etc, para todo el año. México recibe un rango de DNI solar medio, que varía de 5.66 kW h/m²/día a 6.16 kW h/m²/día (Sengupta, y otros, 2018).

La producción anual de potencia térmica en kW en función del tiempo se presenta en la **Figura 5.3**. Como se puede observar, la mayor generación de energía térmica se genera entre las 9 am y las 6 pm, considerando la incorporación de 6 h de almacenamiento de energía.

La tecnología PTCSP es económicamente viable si el DNI es superior a 5.5 kWh/m²/día. Como ya se había mencionado anteriormente, Cadereyta, en el Estado de Nuevo León, México, fue seleccionada como la ubicación de la planta de cogeneración con captura de carbono debido a sus favorables condiciones solares de DNI promedio anual, con un máximo en agosto de 6.6 kW h/m²/día y un mínimo en diciembre de 3.7 kW h/m²/día, como se presenta en la **Figura 5.4**, además de existir una refinería ubicada en la ciudad y tener pozos petroleros a 100 km aproximadamente, susceptibles de utilizar el CO₂ de la Planta de Captura. El mapa de calor de irradiancia directa (W/m²) para todo el año se muestra en la **Figura 5.5**. La **Tabla 5.2** presenta los resultados de los sistemas, como la energía anual, la protección contra congelamiento térmico anual, el factor de capacidad, la carga eléctrica anual y el área total del campo. (Ha).

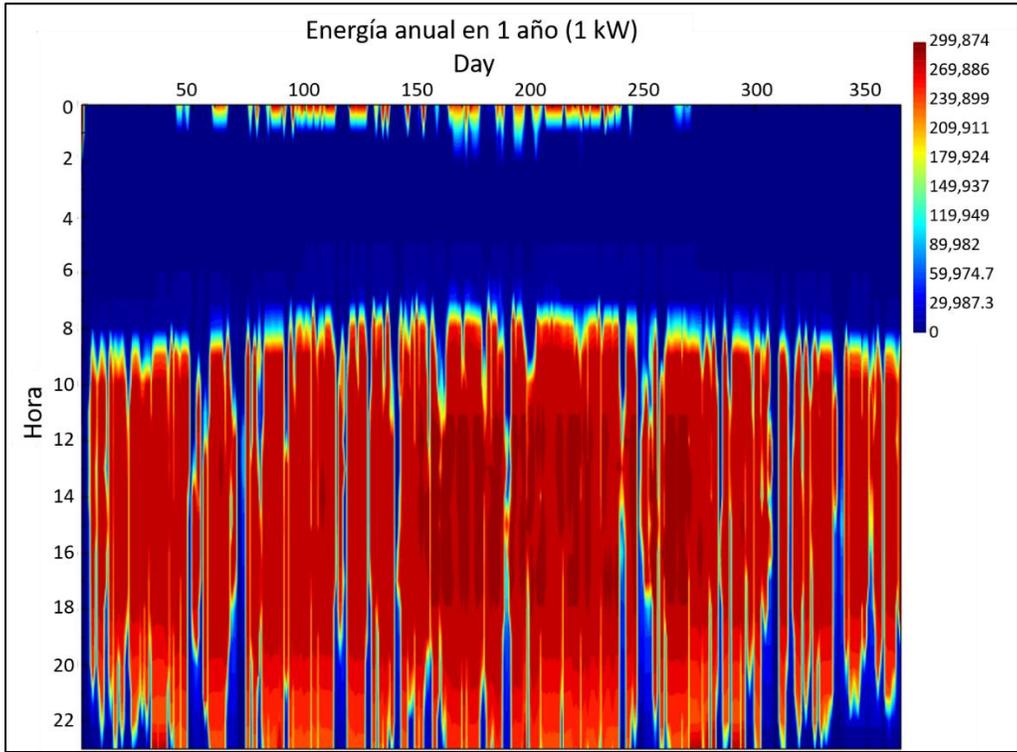


Figura 5.3. Producción de energía anual en función del tiempo (kW).

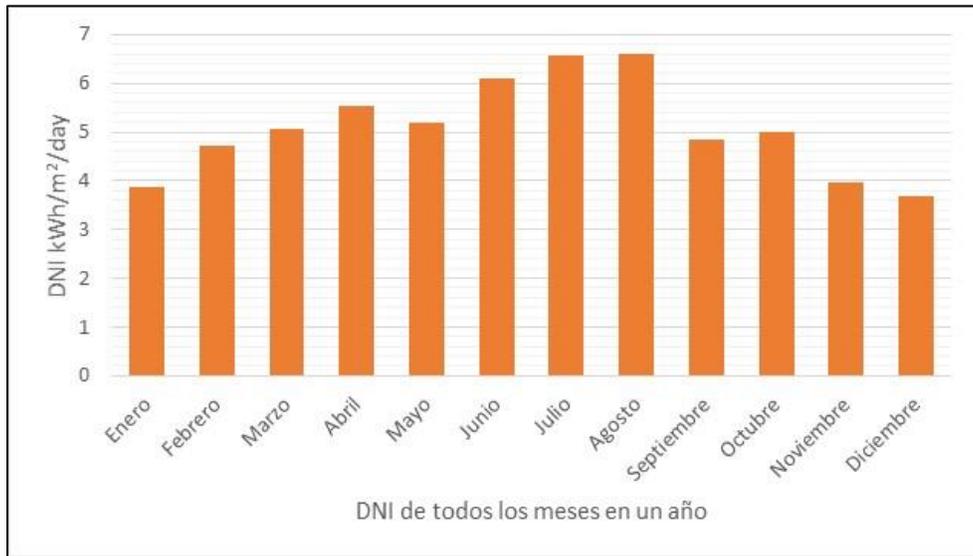


Figura 5.4. Promedio mensual de DNI para cada mes de un mes disponible en Cadereyta Nuevo León, México.

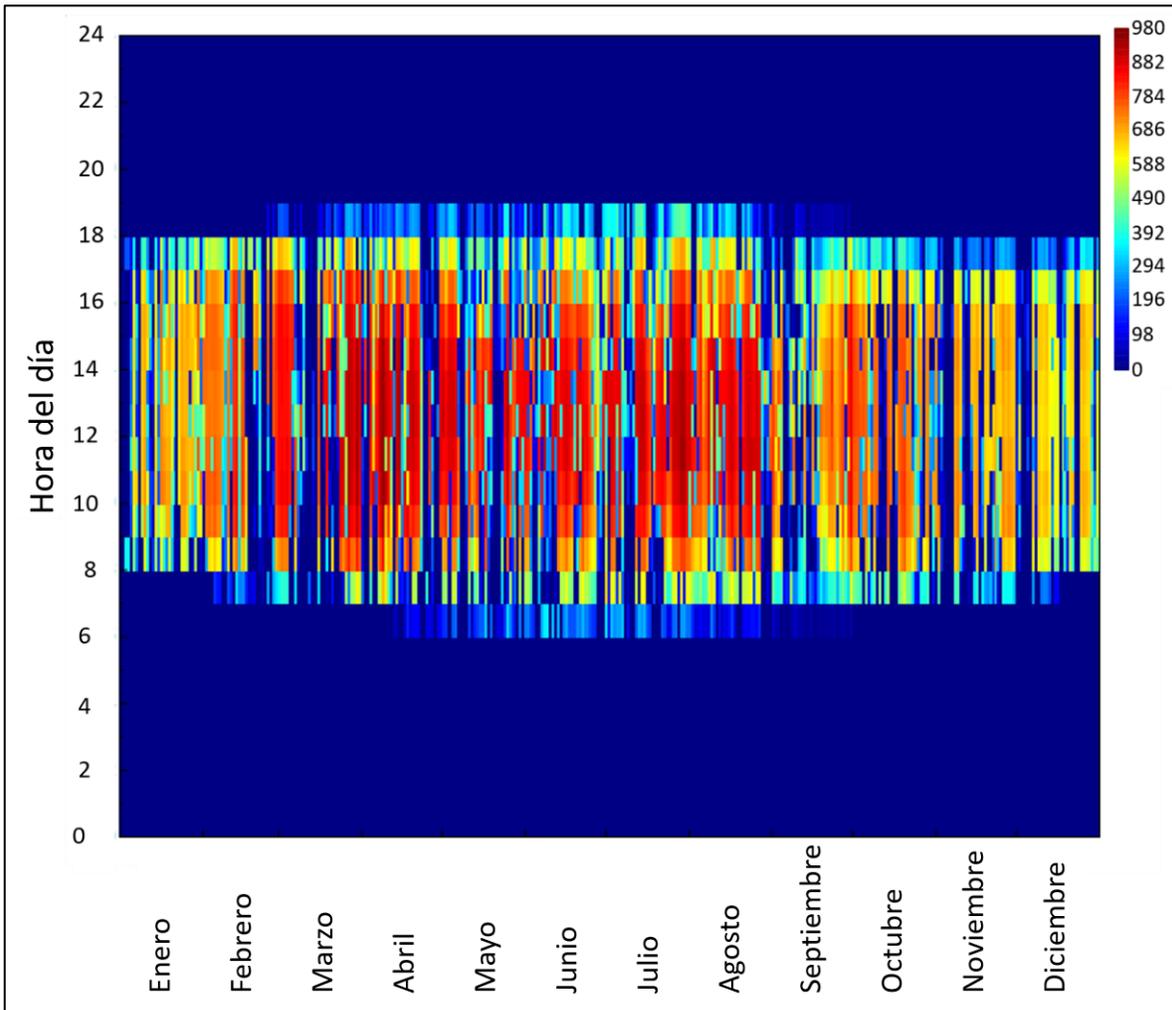


Figura 5.5. Mapa de calor de irradiancia directa anual en W/m² durante 24 horas de un día.

Tabla 5.2. Métricas de desempeño.

Métrica	Valor
Energía anual (1 año)	910,011.53 MWh-t
Protección térmica de congelamiento anual (1 año)	0 kWh-t
Factor de capacidad	41.1%
Carga eléctrica anual (1 año)	5,930,754 kWh-e
Área total del campo (ha)	224.6

5.5.1 Desempeño del sistema

La energía térmica mensual incidente del PTC se presenta en la **Figura 5.6** Como se puede observar, la máxima energía térmica incidente fue en agosto con 212,614 MWh y la mínima en noviembre con 156,505 MWh. En la misma Figura se presenta el calor térmico del sistema, con el máximo en agosto, con 119,140 MWh, y el mínimo en diciembre, con 62,872 MWh. Cuando el calor térmico circula del tanque frío al tanque caliente, la temperatura mínima de entrada del cabezal frío alcanzó un valor de 149.0 °C. Asimismo, la temperatura máxima obtenida a la salida del cabezal caliente fue de 249,87 °C.

En México, la radiación solar máxima es de alrededor de 6.16 kWh/m² durante 10-12 h/día durante todo el año. La máxima eficiencia de ciclo obtenida de la planta fue del 85%.

La pérdida de temperatura del fluido Therminol VP-1, es de 1 °C/h aproximadamente, la cual se va reduciendo con el tiempo. La entrada máxima de energía térmica del ciclo se registró en 119.140 MWt durante el mes de agosto. Asimismo, la máxima energía térmica de campo incidente se registró en 212.614 MWt. La generación de energía térmica depende de la energía térmica incidente del campo, como se muestra en la **Figura 13**. Para generar energía térmica después de la puesta del sol, el fluido HTF debe almacenarse en el tanque con una capacidad de almacenamiento de 6 h. El volumen total máximo considerado relacionado con el tanque TES HTF es de 8783 m³, siendo 8039.5 m³ para el tanque caliente TES HTF y 8039.5 m³ para el tanque frío TES HTF.

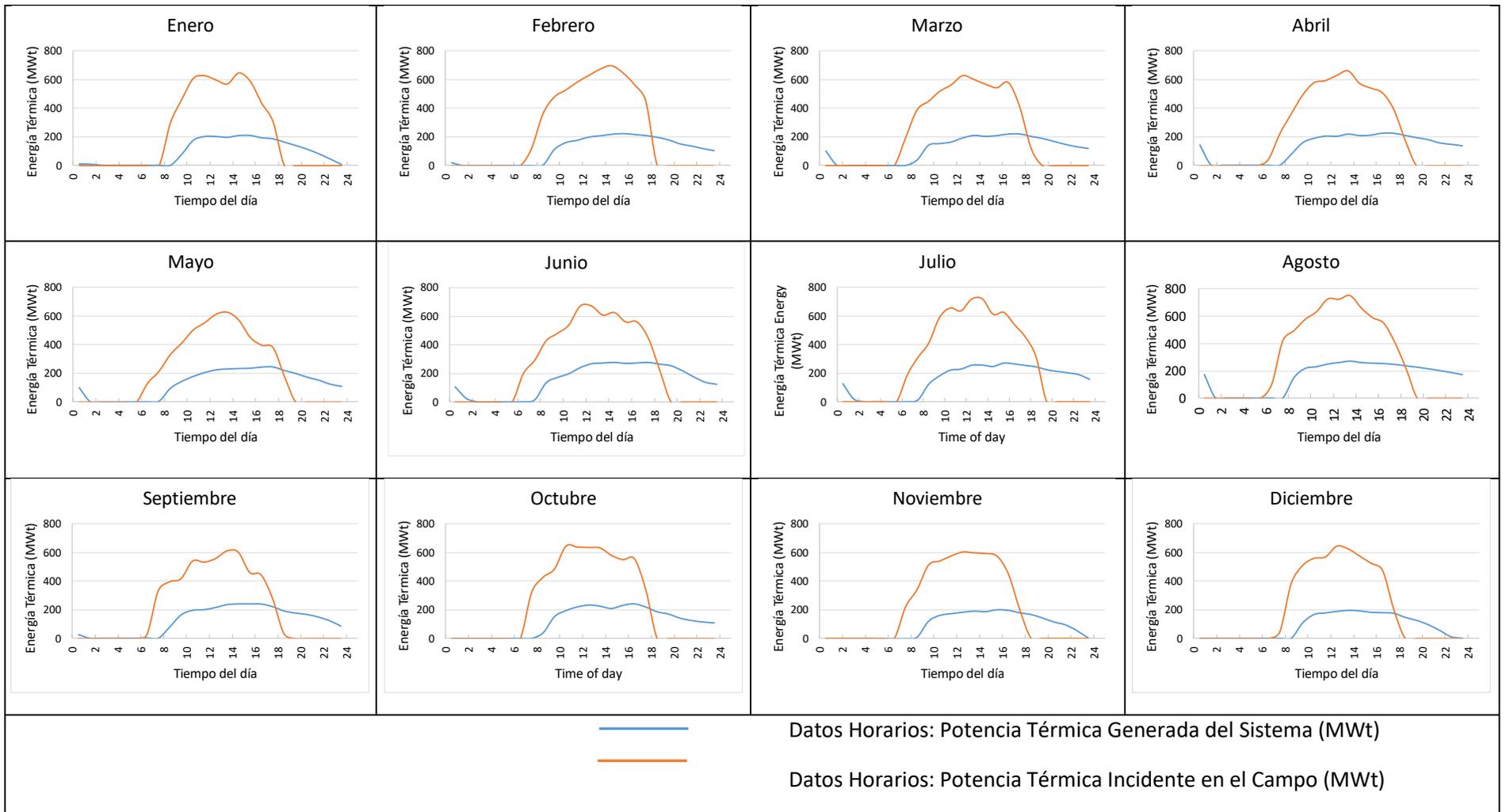


Figura 5.6. Datos horarios para la Potencia Térmica Generada del Sistema y la Potencia Térmica Incidente en el Campo

5.5.2 Integración de la planta termosolar cilindro parabólica a la unidad de cogeneración con captura de CO₂ postcombustión

Sin la PTC, como se muestra en la **Figura 5.7**, el vapor total generado por la planta CHP fue de 1,052 T/h de vapor a 350 °C y 20 bar. De estos, 700 T/h fueron enviados a proceso y las otras 352 T/h fueron enviadas a la planta de captura, pero primero antes de entrar a la Planta de Captura pasa por una válvula para reducir su presión a 3.5 bara. Las 352 T/h se atemperaron con 54.7 T/h de agua saturada para disminuir la temperatura y obtener finalmente 406.7 T/h de vapor saturado.

Cuando se incorporó el PTC (caso 3), como se presenta en la **Figura 5.8**, en lugar de enviar 352 T/h a CCP desde la planta CHP, este se redujo a 201.3 T/h, debido al aporte de 174.13 T/h de vapor que aporta la PTC. De tal forma que se enviaron 850.7 T/h a proceso. Por esta razón, la eficiencia de CHP con PTC aumentó de 72.86% a 80.18%, como se presenta en la **Tabla 5.3**. En relación con las emisiones de CO₂, es importante mencionar que en una planta de CHP convencional (sin CCP), la intensidad de carbono es de 220 kgCO₂/MWh. Al incorporar el PCC se redujo a 27.8 kgCO₂/MWh, y al incorporar el PTC se redujo aún más de 27.84 kgCO₂/MW a 25.29 kgCO₂/MWh.

El contar con vapor adicional para el proceso es muy importante para mantener la seguridad del vapor que demanda el proceso. Teniendo en cuenta que el proceso es una refinería, la planta de cogeneración aporta un determinado porcentaje del vapor al proceso, mientras que el resto lo aporta generadores de vapor convencional. La incorporación del PTC permitiría reducir la producción de vapor y las emisiones de CO₂ de los generadores de vapor.

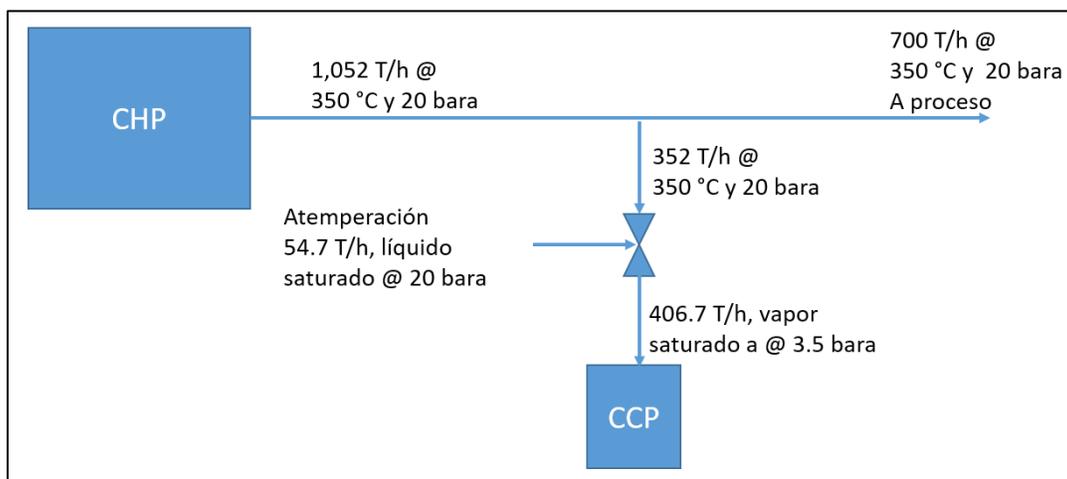


Figura 5.7. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO₂ para el caso 3.

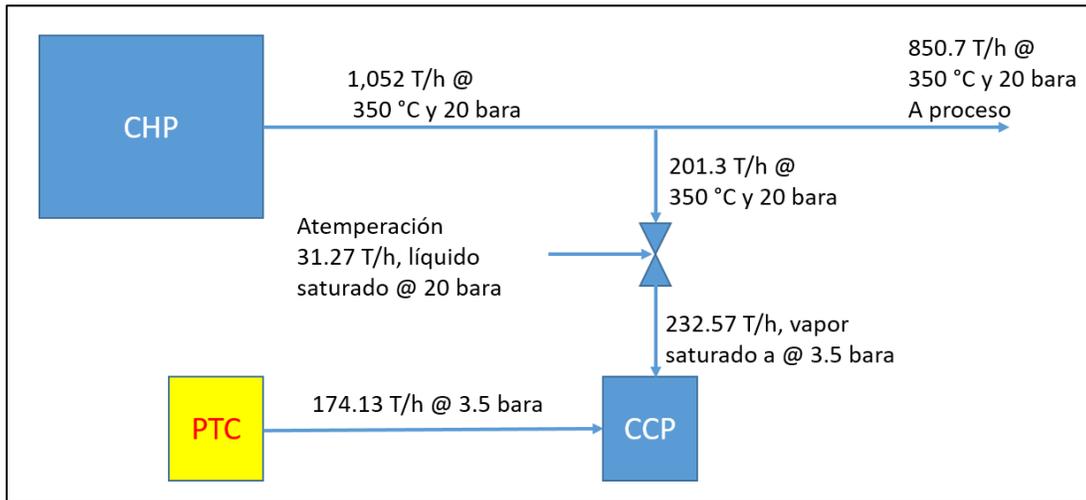


Figura 5.8. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO₂ y la PTC para el caso 3.

Tabla 5.3. Caso 3 con y sin sistema de concentración solar.

Concepto	CHP con CCP	CHP con CCP y PTC
Potencia neta a la red (MW)	511.8	511.8
Potencia de la turbina de gas (MW)	511.8	511.8
Potencia de la turbina de vapor (MW)	0	0
Consumo eléctrico del sistema de compresión (MW)	20.1	20.1
Potencia neta de salida a la red después del sistema de compresión (MW)	491.7	491.7
Consumo de gas natural (MW)	1344	1344
Flujo másico de vapor al proceso (T/h) (20 bara y 350 °C)	700	850.7
Flujo másico de vapor de proceso adicional generado en la PTC (T/h)		
Composición de los gases de escape (% vol.)		
Ar	0.87	0.87
N ₂	73.27	73.27

Concepto	CHP con CCP	CHP con CCP y PTC
O ₂	11.16	11.16
CO ₂	4.37	4.37
H ₂ O	10.33	10.33
Flujo de gases de combustión (T/h)	4000.7	4000.7
Post-combustion (MW)	77.3	77.3
Vapor para la planta de captura de CO ₂ (T/h) (Saturado en 3.5 bara)	406.7	406.7
Eficiencia CHP + CCP + Compresión de CO ₂ (%)	72.86%	80.18%
Intensidad de carbón de la CHP (kg CO ₂ /MWh) sin CCP	220	220
Emisiones de CO ₂ CHP + CCP + Compresión de CO ₂ (kg CO ₂ /MWh)	27.84	25.29

Si aumentar la electricidad es más importante que el vapor saturado adicional, entonces el caso 2 es una alternativa debido a la turbina de vapor.

Sin el PTC, como se muestra en la **Figura 5.10**, el vapor total generado por la planta CHP fue de 1252.8 T/h de vapor a 350 °C y 20 bar, de los cuales 700 T/h fueron enviados hacia el proceso, 119.1 T/h hacia la turbina de vapor para generar 23.22 MW, y se enviaban a la planta de captura de CO₂ 433.6 t/h, pasando primero por una válvula para reducir su presión a 3.5 bar. Las 433.6 ton/h se atemperaron con 67,2 ton/h de agua saturada para disminuir la temperatura.

Cuando se incorpora la PTC en el caso 2, como se presenta en la **Figura 5.10**, en lugar de enviar 433.6 T/h a la CCP desde la planta CHP, esta se reduce a 282.9 T/h. Así, el vapor a la turbina de vapor aumenta de 119.1 T/h a 269.88 T/h, la potencia generada en la turbina de vapor aumenta de 23.22 MW a 52.6 MW, y la eficiencia neta de la planta CHP con CCS aumenta de 65.4 % al 68.21%.

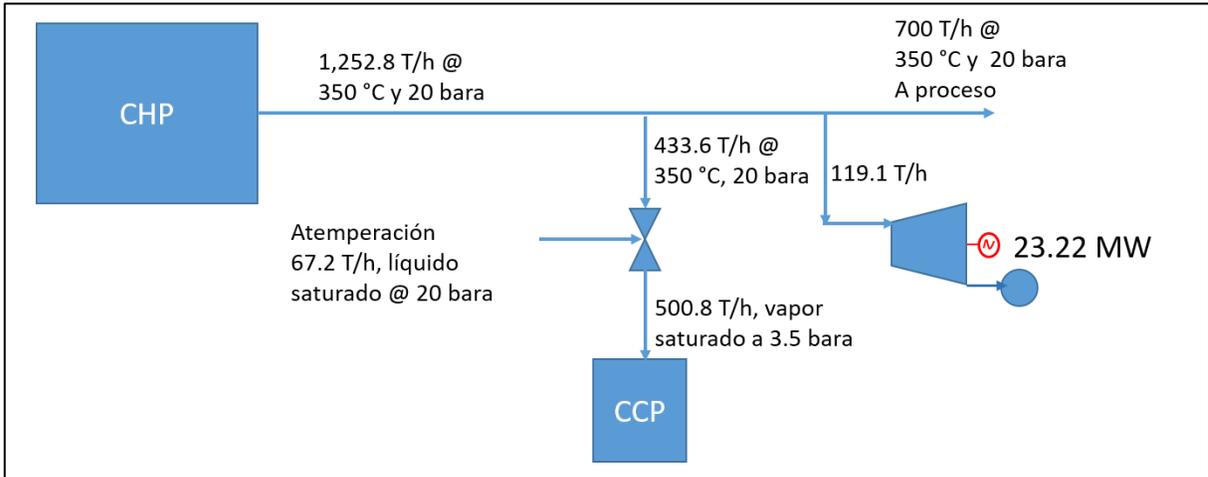


Figura 5.9. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO₂ para el caso 2.

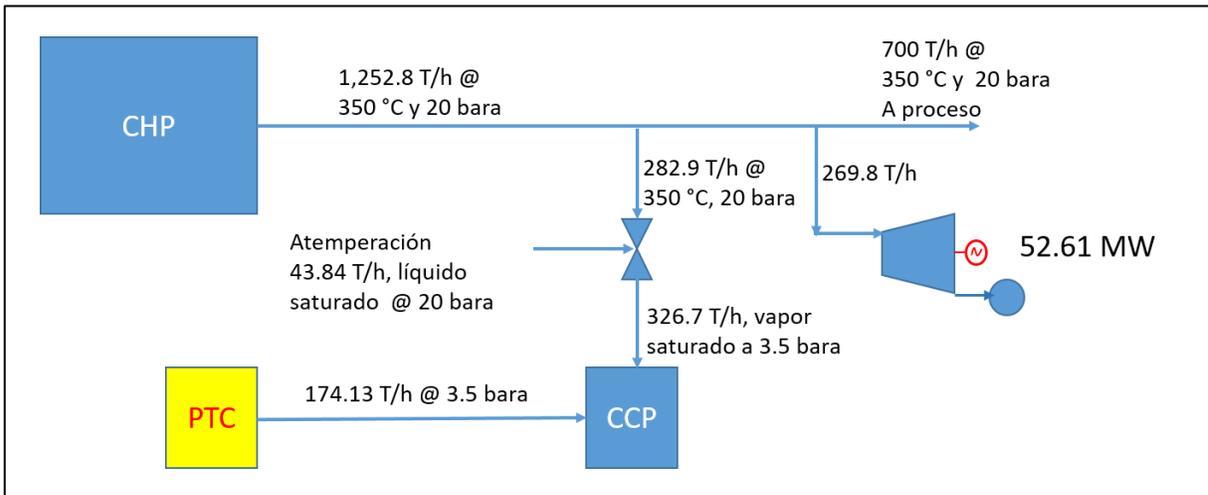


Figura 5.10. Balance de masa de vapor de la planta CHP con la Planta de Captura de CO₂ y PTC para el caso 2.

6 Conclusiones

En esta tesis se desarrolló un análisis del estado del arte de sistemas de captura de CO₂ por postcombustión aplicadas a plantas de generación eléctrica con combustibles fósiles, acotada a: Plantas de Ciclo Rankine con Carbón, Plantas de Ciclo Combinado y Plantas de Cogeneración y a su vez utilizando asistencia por energía termosolar. Esto se hizo con la finalidad de verificar lo novedoso de la investigación, comprobándose que era un tema no publicado. Esta novedad de la investigación se comprueba con la publicación del artículo arbitrado “Optimisation of an Integrated System: Combined Heat and Power Plant with CO₂ Capture and Solar Thermal Energy”, del cual se proporciona más información en el anexo de esta tesis

Adicionalmente se encontraron otros temas que se deben abordar o profundizar tales como: a) Estudios de incorporación de almacenamiento térmico por aminas en sistemas de potencia de carbón con captura de CO₂ asistida por energía termosolar, b) Estudios de incorporación de captura de CO₂ en ciclos combinados con asistencia de energía termosolar, c) Estudios de incorporación de captura de CO₂ en plantas de cogeneración con asistencia de energía termosolar, así como subtemas como: Uso de diferentes configuraciones, diferentes tipos de almacenamiento térmico, flexibilidad operativa, mejora de eficiencias, costos nivelados de generación, etc.

Se hizo una investigación de sitios posibles de aplicar la propuesta de investigación, con la finalidad de generar conocimiento útil y práctico en proyectos de cogeneración que se habían planeado por parte de la CFE en el 2019. La selección del sitio fue desarrollada con base a parámetros cualitativos como: a) Pertenencia a la zona de inclusión (Zonas capaces de almacenar CO₂), b) Pozos cercanos para poder ser utilizado el CO₂ en recuperación mejorada de petróleo y c) Espacios disponibles para toda la instalación (Planta de Cogeneración, Planta de Captura de CO₂, Planta Termosolar Cilindro Parabólica). Se decantó por la refinería de Cadereyta por cumplir con los requisitos antes mencionados y además de contar con el mejor recurso solar de los sitios evaluados.

Para el desarrollo de esta tesis se tuvieron que utilizar y capacitarse en softwares comerciales y de proveedores, así como también desarrollar modelos propios. Respecto al software comercial se utilizó el SAM para la parte termosolar, el GTP de General Electric para las turbinas de gas y los modelos propios fueron desarrollados para la parte de generación de vapor y energía eléctrica en la parte del ciclo Rankine utilizando la formulación de Thermoflow.

En esta investigación se evaluaron tres configuraciones de cogeneración con captura de CO₂ para identificar el caso con la mayor eficiencia. La planta CHP proporcionó 700 ton/h de vapor a 20 bar y 350 °C a una refinería ubicada en Cadereyta, Nuevo León México, dejando libre la generación de energía.

El Caso 3 fue el que presentó la mayor eficiencia CHP con 72.86% y generó 511.8 MW. El Caso 3 consiste de dos trenes de CHP, cada tren se compone de una turbina de gas con su respectivo recuperador de calor.

A este caso se le incorporó una PTC para proporcionar parcialmente saturado a 3,5 bar requerido para regenerar el disolvente MEA de la CCP. Como resultado, la eficiencia CHP del ciclo aumentó de 72.86% a 80.18%. Además, este vapor saturado adicional aumentó la flexibilidad de la planta CHP.

Aunque el caso 2 presenta menor eficiencia que el caso 3, debido a la turbina de vapor, tiene la posibilidad de aumentar la cantidad de energía eléctrica en lugar de producir vapor.

Con la incorporación de la PTC al caso 2, la potencia de la turbina de vapor aumentó de 23.22 MW a 52.6 MW, y la eficiencia neta de 65.4% a 68.21%.

La combinación de cogeneración con captura de CO₂ y energía solar térmica tiene un alto potencial de ser una alternativa para la reducción de emisiones de CO₂ en México. De 2025 a 2036, las perspectivas de desarrollo para la cogeneración y la tecnología fotovoltaica son se espera que sea alrededor de 9161 MW y 1043 MW, respectivamente; cuál podría ser incorporada al mercado eléctrico mexicano. Además, México tiene alta energía solar radiación en torno a 5,7 kWh/m²día.

Como trabajo futuro, es importante desarrollar la evaluación económica lo que permitirá determinar también su viabilidad económica implementando desde el punto de vista económico, usos como la recuperación mejorada, producción de urea, fertilizantes entre otros. También con el estado del arte desarrollado en esta tesis se determinaron otros temas que podrían abordar tales como: el almacenamiento térmico de aminas, la flexibilidad operativa, impacto en la red de la incorporación de estos sistemas, etc.

7 Bibliografía y referencias

- Islam, M. T., Huda, N., Abdullah, A., & Saidur, R. (2018). A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 91*, 987-1018.
- AACE. (2021). *Cost estimate classification system - As applied in engineering, procurement, and construction for process industries*. Recuperado el Abril de 2021, de https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf?sfvrsn=4
- Abu Zahra, M. (2009). Carbon Dioxide Capture from Flue Gas. Development and Evaluation of Existing and Novel Process Concepts. Obtenido de <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:6d1689f3-7b1a-4355-81b0-af3d19fae469/datastream/OBJ/download>
- Abu-Zahra, M. R., Schneiders, L. H., Niederer, J. P., Feron, P. H., & Versteeg, G. F. (2007). CO₂ capture from power plants Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine. *International journal of greenhouse gas control, 37-46*.
- Aguilar Rodríguez, E. (2010). *Diseño de procesos en ingeniería química*. Instituto Politecnico Nacional.
- Akram, M., Ali, U., Best, T., Blakey, S., Finney, K., & Pourkashanian, M. (2016). Performance evaluation of PACT Pilot-plant for CO₂ capture from gas turbines with Exhaust Gas Recycle. *International Journal of Greenhouse Gas Control, 47*, 137-150.
- Alcaraz Calderón, A. M., González Díaz, M. O., Méndez, A., González Santaló, J. M., & González Díaz, A. (2019). Natural gas combined cycle with exhaust gas recirculation and CO₂ capture at part-load operation. *Journal of the Energy Institute, 370-381*.
- Alcaraz Calderón, A. M., González Santaló, J. M., Morales Olivas, D. A., Jesus García, H., García Valenzuela, E., & Salguero Neri, E. Y. (2014). Evaluación de arreglos de cogeneración. *Boletín IIE, 38*, 16-26.
- Alibaba. (Diciembre de 2021). *Precio de la MEA obtenido de Alibaba \$4 USD/kg*. . Obtenido de <https://www.alibaba.com/countrysearch/CN/mea.html>

- Alie, C., Backham, L., Croiset, E., & Douglas, P. (2005). Simulation of CO₂ capture using MEA scrubbing: a flowsheet decomposition method. *Energy Conversion and Management*, 46, 475-487.
- Amani, M., Smaili, A., & Ghenaiet, A. (2022). A comparative study between two different techniques of solar integrated systems. *Applied Thermal Engineering*, 211, 118478. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2022.118478>
- Asen, K. I., & Eimer, D. A. (2008). *United States Patente n° US 2008/0060346A1*.
- Aspen Tech. (2021). <https://www.aspentech.com/en/resources/brochure/aspentech-plus-simulacion-de-proceso-industria-quimia#:~:text=Aspen%20Plus%20fomenta%20el%20desempe%C3%B1o,qu%C3%ADmicos%20de%20especialidad%20y%20farmac%C3%A9utica>.
- Baharoon, D. A., Rahman, H. A., Omar, W. W., & Fadhl, S. O. (2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 996-1027.
- Behar, O., Khellaf, A., Mohammedi, K., & Ait-Kaci, S. (2014). A review of integrated solar combined cycle system (ISCCS) with a parabolic trough technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 223-250.
- Biliyok, C., & Yeung, H. (2013). Evaluation of natural gas combined cycle power plant for post-combustion CO₂ capture integration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 396–405.
- Bishoyi, D., & Sudhakar, K. (2017). Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. *Case Studies in Thermal Engineering*(10), 2016-226. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.csite.2017.05.005>
- Blair, N., Nicholas, D., Freeman, J., Gilm, P., Janzou, S., Neises, T., & Wagner, M. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)*. (C. N.-6.-7. Golden, Ed.) Recuperado el 2019, de <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- Bohn, M., Williams, T., & Price, H. (1995). Combined-Cycle Power. *International Solar Energy Conference*. Maui, Hi.

- Bolland, O., & Mathieu, P. (1998). Comparison of two CO₂ removal options in Combined Cycle Power Plants. *Energy Conversion and Management*, 39(16-18), 1653-1663.
- Bolland, O., & Undrum, H. (2003). A novel methodology for comparing CO capture options for natural gas-fired combined cycle plants. *Advances in Environmental Research*, 7, 901-911.
- Bolland, O., & Undrum, H. (1999). . Removal of CO₂ From Natural Gas Fired Combined Cycle Plants. In proceedings of the Power-Gen (Vol. 99). *Proceedings of the Power-Generation*, 99.
- Botero, C., Finkenrath, M., Bartlet, M., Chu, R., Choi, G., & Chinn, D. (2009). Redesign, Optimization, and Economic Evaluation of a Natural Gas Combined Cycle with the Best Integrated Technology CO₂ Capture. *Energy Procedia*, 1, 3835-3842.
- Canepa, R., Wang, M., Biliyok, C., & Satta, A. (2013). Thermodynamic analysis of combined cycle gas turbine power plant with post-combustion CO₂ capture and exhaust gas recirculation. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, 2, 89-105.
- Carapellucci, R., Giordano, L., & Vaccarelli, M. (2015). Analysis of CO₂ post-combustion capture in coal-fired power plants integrated with renewable energies. *Energy Procedia*, 350-357.
- CFE. (2015). *COPAR. Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico.*
- Chakma, A. (1997). CO₂ capture processes — Opportunities for improved energy efficiencies. *Energy Conversion and Management*(38), S51-S56.
- Cohen, S., Webber, M., & Rochelle, G. (2011). Utilizing Solar Thermal Energy for Post-Combustion CO₂ Capture. *Journal of Energy and Power Engineering*, 195-208.
- Dabwan, Y., & Mokheimer, E. (2017). Optimal integration of linear Fresnel reflector with gas turbine cogeneration power plant. *Energy Conversion and Management*, 148, 830-843.
- Davidson, R. M. (2007). *Post-combustion carbon capture from coal fired plants - solvent scrubbing.* U.S. Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information.

- Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo, V., Stanley, J., & Meraz Cabrera, L. (2010). A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage. *International Journal of Physical Sciences.*, 408-414.
- Desideri, U., & Paolucci, A. (1999). Performance modelling of a carbon dioxide removal system. *Energy Conversion Management*, 1899-1915.
- Diego, M. E., Michel Bellas, J., & Pourkashanian, M. (2018). Techno-economic analysis of a hybrid CO₂ capture system for natural gas combined cycles with selective exhaust gas recirculation. *Applied Energy* 215, 778-791.
- DOE/NETL (a). (2013). *Carbon dioxide transport and storage cost in NETL studies*. US Dept of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- DOE/NETL (b). (2013). *Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity*. US Dept of Energy, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1: Bituminous Coal and Natural Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants VoluNational Energy Technology Lab.
- EIA. (2020). *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*. US Department of Energy.
- Elmasri, M. (2007). *Design of Gas Turbine Combined Cycle and Cogeneration systems*. Natick.
- Encabo Cáceres, I., Montañés, R., & Nord, L. (2018). Flexible operation of combined cycle gas turbine power plants with supplementary firing. *Journal of Power Technologies*, 9(98), 188-197.
- Evangelisti, L., Vollaro, R., & Asdrubali, F. (2019). Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109318.
- Gelowitz, D., Kritpiphat, W., & Tontiwachwuthikul, P. (1995). Cogeneration concepts for CO₂ separation from power plants for enhanced oil recovery applications. *Energy Conversion and Management*, 36, 563-566.
- General Electric. (2021). Gas Turbine Performance Versión 5.69.1.

- Global CCS Institute. (2021). *Global Status of CCS*. Obtenido de <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/11/Global-Status-of-CCS-2021-Global-CCS-Institute-1121.pdf>
- González Díaz, A. (2016). *Sequential supplementary firing in Natural Gas Combined Cycle Plants with Carbon Capture for enhanced oil recovery*. The University of Edimburg, School of Engineering. Tesis para obtener el grado de doctor.
- González Díaz, A., Alcaraz Calderón, A. M., González Díaz, M. O., Méndez Aranda, A., Lucquiaud, M., & González Santaló, J. M. (2017). Effect of the ambient conditions on gas turbine combined cycle power plants with post-combustion CO₂ capture. *Energy*, *134*, 221-233.
- González Díaz, A., Sánchez Fernández, E., Gibbins, J., & Lucquiaud, M. (2016). Sequential supplementary firing in natural gas combined cycle with carbon capture: A technology option for Mexico for low-carbon electricity generation and CO₂ enhanced oil recovery. *International Journal of Greenhouse Gas Control*(51), 330-345.
- González, N. (30 de Diciembre de 2019). CFE y Pemex instalarán 6 centrales de cogeneración. *Dinero en Imagen. Excelsior*. Recuperado el Abril de 2022, de <https://www.dineroenimagen.com/empresas/cfe-y-pemex-instalaran-6-centrales-de-cogeneracion/117825>
- González-Díaz, A., González-Díaz, M. H., Alcaraz Calderón, A. M., Gibbins, J., & Lucquiaud, M. (2017). Priority projects for the implementation of CCS power generation with enhanced oil recovery in Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *64*, 119-125.
- Gorset, O., Knudsen, J. N., Bade, O. M., & Askestad, I. (2014). Results from testing of Aker Solutions advanced amine solvents at CO₂ Technology Centre Mongstad. *Energy Procedia*.
- Groesbeck, J., & Pearce, J. (2018). Coal with Carbon Capture and Sequestration is not as Land Use Efficient as Solar Photovoltaic Technology for Climate Neutral Electricity Production. *Scientific Reports*(8), 13476. doi:DOI:10.1038/s41598-018-31505-3
- Gulen, S. C. (2020). *United States Patente nº US 10,641,173 B2*.

- Gunasekaran, S., Mancini, N., El-Khaja, R., Sheu, E., & Mitsos, A. (2014). Solar-thermal hybridization of advanced zero emissions power cycle. *Energy*, 65, 152-165.
- Halil Yilmaz, İ., & Aggrey, M. (2018). Modeling, simulation and performance analysis of parabolic trough solar collectors: A comprehensive review. *Applied Energy*(225), 135-174.
- Hellat, J., & Hoffmann, J. (2016). *United States Patente n° US 9.249,689 B2*.
- Hetland, J., Kvamsdal, H. M., Haugen, G., Major, F., Kårstad, V., & Tjellander, G. (2009). Integrating a full carbon capture scheme onto a 450 MWe NGCC electric power generation hub for offshore operations: Presenting the Sevan GTW concept. *Applied Energy*, 2298-2307.
- Huang, B., Xu, S., Gao, S., Liu, L., Tao, J., Niu, H., . . . Cheng, J. (2010). Industrial test and techno-economic analysis of CO₂ capture in Huaneng Beijing coal-fired power station. *Applied Energy*, 3347-3354.
- IEA. (2021). *About CCUS*, IEA, Paris. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- IEAGHG. (2010). *Corrosion and materials selection in CCS system. Report 2010/03*. Obtenido de https://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2010-03.pdf
- IEAGHG. (2012). *CO₂ Capture at gas fired power plants. International Energy Agency Greenhouse Gas. Report number: 2012/8*.
- IHS. (2021). IHS Markit. Obtenido de https://ihsmarkit.com/Info/0122/cleanenergytechtrends2022.html?utm_campaign=PC021488&utm_medium=ppc&utm_source=googleGCET&utm_term=ihs%20energy&utm_network=g&device=c&matchtype=b&gclid=EA1a1QobChMliOPu0s6t-AIVwB-tBh03rg_XEAYASAAEgLgSfD_BwE
- IPCC. (2022). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Working Group II Contribution to the IPCC Sixth Assessment Report*.
- Jockenhövel, T., Schneider, R., Sandell, M., & Schlüter, L. (2009). *Optimal Power Plant Integration of Post-Combustion CO₂ Capture*. Siemens AG, Energy Sector, Germany.
- Kalogirou, S. (2009). *Solar energy engineering: processes and systems*. Book Aid International.

- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar energy engineering: processes and systems*. (Second ed.).
- Kelly, B., Ulf, H., & Hale, M. J. (2001). Optimization studies for integrated solar combined cycle systems. *Proceedings of Solar Forum*.
- Khalilpour, R., Milani, D., Qadir, A., & Chiesa, M. (2017). A novel process for direct solvent regeneration via solar thermal energy for carbon capture. *Renewable Energy*, 104, 60-75.
- Kiameh, P. (2013). *Power generation handbook: selection, applications, operation, and maintenance*. Mc Graw-hill. Handbooks.
- Knudsen, J., Andersen, J., Jensen, J. N., & Biede, O. (2011). Results from test campaigns at the 1 t/h CO₂ post-combustion capture pilot-plant in Esbjerg under the EU FP7 CESAR project. *1st Post Combustion Capture Conference*. Abu Dhabi.
- Kohl, A., & Nielsen, R. (1997). *Gas Purification* (5ta ed.). Elsevier.
- Kribus, A., Zaibel, R., Carey, D., Segal, A., & Karni, J. (1998). A Solar-driven combined cycle power plant. *Solar Energy*, 62(2), 121-129.
- Lacy, R., Serralde, C., Climent, M., & Vaca, M. (2013). Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO₂ captured from fossil fuel industrial plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 212-219.
- Leduc, J., Mottagui, M., & Morán González, D. (2011). Integration of a carbon capture-ready cogeneration plant: from requirements to design, facilities optimization and energy efficiency opportunities. *Energy Procedia*, 4, 2432-2439.
- Li, H., Yan, J., & Campana, P. (2012). Feasibility of integrating solar energy into a power plant with amine-based chemical absorption for CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9, 272-280.
- Li, H., Ditaranto, M., & Berstad, D. (2011). Technologies for increasing CO₂ concentration in exhaust gas from natural gas-fired power production with post-combustion, amine based CO₂ capture. *Energy*, 36, 1124-1133.

- Li, H., Ditaranto, M., & Yan, J. (2012). Carbon capture with low energy penalty: supplementary fired natural gas combined cycles. *Applied energy*, 97, 164-169.
- Li, H., Nagel, H., Nugroho, T., & Mahieux, C. (5 de Febrero de 2013). *United States Patente n° US 8,365,537 B2*.
- Liebenthal, U., & Kather, A. (2011). Design and Off-Design Behaviour of a CO₂ Compressor for a Post-Combustion CO₂ Capture Process. *5th International Conference on Clean Coal Technologies, Saragoza, Spain, 8 - 12 May*.
- Lingjie, F., Rongrong, Z., Yicun, G., Ning, M., & Jiabin, F. (2022). Study on the Comprehensive Performance of Natural Gas Combined Cycle Plant Integrated With Carbon Capture System. *Power Generation Technology*, 43(4), 584-592.
- Merkel, T., Wei, X., He, Z., White, L., Wijmans, J., & Baker, R. (2013). Selective Exhaust Gas Recycle with Membranes for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Ind. Eng. Chem. Res.*, 1150-1159.
- Mokhtar, M., Tauha Ali, M., Khalilpour, R., Abbas, A., Shah, N., Hajaj, A., . . . Sgouridis, S. (2012). Solar-assisted Post-combustion Carbon Capture feasibility study. *Applied Energy*(92), 668-676.
- Moore, R. (29 de Agosto de 1995). *United State Patente n° 5,444,972*.
- National Research Council. (2010). *Advancing the Science of Climate Change*. The National Academies Press., Washington, DC. doi:<https://doi.org/10.17226/12782>.
- NETL. (2013). *Current and Future Technologies for Natural Gas Combined Cycle (NGCC) Power Plants*. DOE/NETL-341/061013. U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy.
- Ogink, M. (2015). Analyses and dynamic modelling of the compressor section in a PCC-process for coal-fired power plants with offshore storage. *Master of Science Thesis. Delf University of Technology*.
- Okoroigwe, E., & Madhlopa, A. (2016). An integrated combined cycle system driven by a solar tower: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 57, 337-350.

- Ordorica García, G., Vidal Delgado, A., & Fernandez Garcia, A. (2011). Novel integration options of concentrating solar thermal technology with fossil-fuelled and CO₂ capture processes. *Energy Procedia*, 4, 809-816.
- Pak, P. S., Hatikawa, T., & Suzuki, Y. (1995). A hybrid Power Generation System utilizing solar thermal energy with CO₂ Recovery based on oxygen combustion method. *Energy Conversion Management*, 823-826.
- Pak, P. S., Suzuki, Y., & Kosugi, T. (1997). A CO₂-capturing hybrid power-generation system with highly efficient use of solar thermal energy. *Energy*, 22(2/3), 295-299.
- Parvareh, F., Sharma, M., & Abbas, A. (2016). Renewable energy integration in liquid absorbent-based post-combustion CO₂ capture plants. *Absorption-Based Post-combustion Capture of Carbon Dioxide*, 623-648.
- Parvareh, F., Sharma, M., Qadir, A., Milani, D., Khalilpour, R., Chiesa, M., & Abbas, A. (2014). Integration of solar energy in coal-fired power plants retrofitted with carbon capture: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, 1029-1044.
- Pequot Publishing Inc. (2018). *Gas Turbine World Handbook* (Vol. 33).
- Pérez Sánchez, J., Aguillón Martínez, J. E., Mazur Czerwiec, Z., & Zavala Guzmán, A. (2019). Levelized cost analysis of microturbine with exhaust gas recirculation and CO₂ capture system in Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 105-116.
- Pérez Sánchez, J., Aguillón Martínez, J. E., Mazur Czerwiec, Z., & Zavala Guzmán, A. (2019). Theoretical assessment of integration of CCS in the Mexican electrical sector. *Energy*, 828-840.
- Pérez Sánchez, J., Aguillón Martínez, J., Mazur, Z., Zavala Guzmán, A., Huante Pérez, L., Flores Zamudio, J. A., & Díaz Guillén, M. R. (2019). Techno-economic Analysis of Solar-assisted Post-combustion Carbon Capture to a Pilot Cogeneration System in Mexico. *Energy*, 1107-1119.
- Pramanik, S., & Ravikrishna, R. (2017). A review of concentrated solar power hybrid technologies. *Applied Thermal Engineering*, 127, 602-637.
- Qadir, A., Mokhtar, M., Khalilpour, R., Milani, D., Vassallo, A., Chiesa, M., & Abbas, A. (2013). Potential for solar-assisted post-combustion carbon capture in Australia. *Applied Energy*, 111, 175-185.

- Razi, N., Svendsen, H., & Bolland, O. (2013). Validation of mass transfer correlations for CO₂ absorption with MEA using pilot data. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 478-491.
- Reddy, S., Scherffius, J., Freguia, S., & Roberts, C. (2003). Fluor's Econamine FG PlusSM Technology An Enhanced Amine-Based CO₂ Capture Process. *Second National Conference on Carbon Sequestration*. Alexandria VA.
- Rezazadeh, F., Gale, W. F., Hughes, K. J., & Pourkashanian, M. (2015). Performance viability of a natural gas fired combined cycle power plant integrated with post-combustion CO₂ capture at part-load and temporary non-capture operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 397-406.
- Sánchez Fernández, E., Chalmers, H., Race, J., Aghajani, H., & Wetenhall, B. (2015). Developing CO₂ networks: Scenarios building on the first Flexible CCS Network Development (FleCCSnet) project workshop. *UK CCS Research Centre. Flexible CCS Network Development*.
- Sánchez Fernández, E., Goetheer, E., Manzoloni, G., Macchi, E., Rezvani, S., & Vlugt, T. (2014). Thermodynamic assessment of amine based CO₂ capture technologies in power plants based on European Benchmarking Task Force methodology. *Fuel*, 318-329.
- Sánchez Fernández, E., Heffernan, K., Van de Ham, L., Linders, M., Eggink, E., Schrama, F., . . . Vlugt, T. (2013). Conceptual Design of a Novel CO₂ Capture Process Based on Precipitating Amino Acid Solvents. *Industrial & Engineering Chemical Research*(52), 12223–12235.
- Sander, F., Carroni, R., Rofka, S., & Benz, E. (2011). Flue gas recirculation in a gas turbine: Impact on performance and operational behavior. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2011*. Vancouver, British Columbia, Canada.
- Sengupta, M., Xie, Y., Anthony, L., Habte, A., Maclaurin, G., & Shelby, J. (2018). The National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(89), 51-60. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.003>
- Siemens. (2009). *CO₂ Capture Taking the bull by the horns*. Obtenido de <http://www.energy.siemens.com/co/pool/hq/energytopics/venture/downloads/Compression%20solution%20for%20carbon%20capture%20and%20storage.pdf>

- Sipöcz, N., Tobiesen, A., & Assadi, M. (2011). Integrated modelling and simulation of a 400 MW NGCC power plant. *Energy Procedia*, 4, 1941-1948.
- Spitz, T., González Díaz, A., Chalmers, H., & Lucquiaud, M. (2019). Operating flexibility of natural gas combined cycle power plant integrated with post-combustion capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*(88), 92-108. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.04.023>
- Thoing, R., & Lilliestam, J. (2022). *CSP.guru 2022-07-01 (2022-07-01.02) [Data et]*. Obtenido de Zenodo. <https://doi.org/10.5281/zenodo.7112761>.
- Undrum, H., Bolland, O., & Eivind, A. (2000). Economical Assessment of natural gas fired combined cycle power plant with CO₂ gas fired combined cycle power plant with CO₂ capture and sequestration. *Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Cairns, Australia.
- Vasudevan, S., Farooq, S., Karimi, I., Saeys, M., Quah, M., & Agrawal, R. (2016). Energy penalty estimates for CO₂ capture: Comparison between fuel types and capture-combustion modes. *Energy*, 709-714.
- Vermeulen, T. (2011). *KNOWLEDGE SHARING REPORT – CO₂ Liquid Logistics Shipping Concept (LLSC) Overall Supply Chain Optimization*. Vopak, Anthony Veder, Global CCS Institute.
- Voleno, A., Romano, M., Turi, D., Chiesa, P., Ho, M., & Wiley, D. (2014). Post-combustion CO₂ capture from natural gas combined cycles by solvent supported membranes. *Energy Procedia*, 63, 7389 – 7397.
- Wang, F., Li, H., Zhao, J., Deng, S., & Yan, J. (2016). Technical and economic analysis of integrating low-medium temperature solar energy into power plant. *Energy Conversion and Management*, 112, 459-469.
- Wang, F., Zhao, J., Li, H., Deng, S., & Yan, J. (2017). Preliminary experimental study of post-combustion carbon capture integrated with solar thermal collectors. *Applied Energy*, 185, 1471–1480.
- Wang, J., Sun, T., Zeng, X., Fu, J., Zhao, J., Deng, S., & Li, K. (2021). Feasibility of solar-assisted CO₂ capture power plant with flexible operation: A case study in China. *Applied Thermal Engineering*, 182, 116096. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116096>
- Wibberley, L. (14 de Jan. de 2010). *United States Patente nº US 2010/0005966 A1*.

Williams , T., Bohn, M., & Price , H. (s.f.). Solar Thermal Electric. Hibridation Issues. *International Solar Energy Conference*. Maui HI.

Witkowski, A., Rusin, A., Majkut, M., Rulik, S., & Stolecka, K. (2013). Comprehensive analysis of pipeline transportation systems for CO₂ sequestration. Thermodynamics and safety problems. *Energy Conversion and Management*, 665-673.

Zhang, Y., & Chen, C.-C. (2013). Modeling CO₂ absorption and desorption by aqueous monoethanolamine solution with Aspen rate-based model. *Energy Procedia*(37), 1584 – 1596.

8 Anexos

Artículos arbitrados.

- Agustín Moisés Alcaraz Calderón, Oscar Alfredo Jaramillo Salgado, Nicolas Velazquez Limón, Miguel Robles Pérez, Jorge Ovidio Aguilar Aguilar, María Ortencia González Díaz and Abigail González Díaz. Optimisation of an Integrated System: Combined Heat and Power Plant with CO2 Capture and Solar Thermal Energy. *Processes* 2023, 11,155
<https://doi.org/10.3390/pr11010155>

Article

Optimisation of an Integrated System: Combined Heat and Power Plant with CO₂ Capture and Solar Thermal Energy

Agustín Moisés Alcaraz Calderón ^{1,2}, Oscar Alfredo Jaramillo Salgado ², Nicolas Velazquez Limón ³, Miguel Robles Perez ², Jorge Ovidio Aguilar Aguilar ⁴, María Ortencia González Díaz ⁵ and Abigail González Díaz ^{1,4}*

¹ Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), Cuernavaca 62490, Morelos, Mexico

² Instituto de Energías Renovables, Universidad Nacional Autónoma de México, Temixco 62580, Morelos, Mexico

³ Universidad Autónoma de Baja California, Mexicali 21280, Baja California, Mexico

⁴ Universidad Autónoma del Estado de Quintana Roo, Chetumal 77039, Quintana Roo, Mexico

⁵ CONACYT-Centro de Investigación Científica de Yucatán, A.C., Mérida 97200, Yucatán, Mexico

* Correspondence: abigail.gonzalez@ineel.mx

Abstract: This paper aims to evaluate different design configurations of a combined heat and power (CHP) plant with post-combustion CO₂ capture. Three cases are involved in this study: case 1 consists of three trains and each train has a configuration of one gas turbine with a heat recovery steam generator (HRSG); case 2 consists of three trains and one steam turbine; and case 3 consists of only two trains. The third case presented the highest CHP efficiency of 72.86% with 511.8 MW net power generation. After selecting the optimum configuration, a parabolic-trough collector (PTC) was incorporated to generate additional saturated steam at 3.5 bar for the capture plant, adding greater flexibility to the CHP because more steam was available. In addition, the efficiency of the cycle increased from 72.86% to 80.18%. Although case 2 presented lower efficiency than case 3, it has a steam turbine which brings the possibility of increasing the amount of electricity instead of steam production. When the PTC was incorporated in case 2, the power generated in the steam turbine increased from 23.22 MW to 52.6 MW, and the net efficiency of the cycle from 65.4% to 68.21%.

Keywords: combined heat and power; CO₂ capture; solar energy; parabolic-trough collector



Citation: Alcaraz Calderón, A.M.; Jaramillo Salgado, O.A.; Velazquez Limón, N.; Robles Perez, M.; Aguilar, J.O.A.; González Díaz, M.O.; González Díaz, A. Optimisation of an Integrated System: Combined Heat and Power Plant with CO₂ Capture and Solar Thermal Energy. *Processes* **2023**, *11*, 155. <https://doi.org/10.3390/pr11010155>

Academic Editors: Le Quynh Hoa, Ralph Bätzler and Arne Dugstad

Received: 24 November 2022

Revised: 24 December 2022

Accepted: 27 December 2022

Published: 4 January 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

CO₂ emissions have been increasing greatly, with a high potential to produce catastrophic climate change. A new goal was established in the Paris Agreement related to limiting the temperature increase to 2 °C [1] Mexico has committed to mitigating its greenhouse gas emissions, e.g., those contained in the Kyoto Protocol and the United Nations Framework Convention on Climate Change. To fulfil the goal set by the Climate Change Act, Mexico has promised to mitigate “its greenhouse emissions by 50% below 2000 levels by 2050” [2].

The Mexican Ministry of Energy launched the new 2015–2029 Electricity Sector Foresight which included combined heat and power (CHP) for the first time, with an expected share of electricity generation of 6.8% by 2029 [3]. In 2019, the Mexican Federal Commission of Electricity (CFE) announced a plan to implement six cogeneration plants, the total capacity of which was 4392 MW and 4797 tonne/h of steam, with no progress to date [4]. In 2021, the expected generation with CHP in the Mexican plan accounted for 2.6% (2309 MW) [5]. Finally, in 2022, the share of CHP technology is expected to be around 3.39% from 2026–2036 [6].

Although CHP systems consist of a technology with low CO₂ emissions, in most cases they use natural gas combined with biomass. Using natural gas, the carbon emissions of CHP are around 250 kgCO₂/MW. Post-combustion carbon capture and storage (CCS) is an

alternative for decarbonising the electricity sector [7]. This technology would enable fossil fuel power plants to generate clean electricity from fossil fuels with low emissions [8]. A recent study showed that the Swedish CHP plants with CCS alone have the potential of reaching the goal of 11 Mton negative emissions [9]. This is because of the high thermal efficiency of the CHP.

In a CHP plant, because the demand for electricity and thermal energy are important, the plant must be flexible enough and ready to supply both when they are demanded. If a CO₂ capture unit is incorporated, CO₂ emissions are reduced but steam production becomes even more crucial because the post-combustion capture plant requires steam to regenerate the solvent. One option for CHP with CCS is supplementary firing, which makes it more flexible and gives greater control over the electricity and thermal energy separately [10]. Additionally, supplementary firing is a technology which is widely used to compensate for electrical demand, when it is reduced due to the intermittency of renewable energy [11,12]. Small-scale carbon capture incorporated into micro-combined heat and power co-generation systems has the potential to reduce carbon emissions [13]. However, both sequential supplementary firing and the microturbine CCS system are penalised by the extraction of steam to regenerate the solvent.

Several hybrid systems have been proposed by several authors. Bioenergy with CCS (BECCS) is recognised as a negative emissions technology which could be applied in a CHP. However, the energy penalty incurred in power plants makes BECCS unattractive [14]. A case study for Stockholm was evaluated by [15], to analyse the insights into barriers and policy implications in relation to successful BECCS implementation.

Ref. [16], analysed a CHP with carbon capture and utilization. The CO₂ is used to generate methane via the methanation process, which used green hydrogen produced through electrolysis and electricity obtained from solar energy. Another work by the same author [17], was a CHP fuelled with blends of natural gas and hydrogen. However, large investment is needed in the first alternative; in the second, the percentage of hydrogen is limited by the combustor, which is a barrier for existing plants.

A recent study published by [18], proposed a CHP with CCS and compressed CO₂ energy storage. According to the results, this system improved power generation and efficiency, but thermal energy is obtained from the power plant. Another alternative that can be incorporated in a CHP is geothermal-energy-assisted CCS. Geothermal energy has the advantage of non-intermittence compared with solar and wind energy [19]. However, geothermal energy is available only in specific regions.

A hybrid system, in which solar thermal technology is incorporated into a CHP with CCS, is an alternative for generating steam for the capture plant without compromising the entire steam generation for the process and the efficiency of the system [20]. This integrated system could play an important role in the transition to a sustainable energy economy and for abating CO₂ emissions from existing conventional power, as well as for industrial sectors [21,22]. It is clear that additional investment will be required, but the cost of solar energy technology has been reduced significantly [23]. A solar thermal plant collects sunlight with the help of concentrators. The sunlight can directly heat water and turn it into steam to regenerate the amine solvent. One disadvantage is the fact that solar energy depends on bright sunshine, can be solved with thermal energy storage. [24], evaluated the applicability of solar and wind energy sources in a CHP system for small and distributed communities. One of their conclusions was that the integrated system is a sustainable, and socio-economically and environmentally feasible energy management solution.

The annual average direct solar irradiance in Mexico is shown in Figure 1. In Baja California and part of the central area of the country, it is between 5.66 and 6.16 kWh/m² day. Given the high solar radiation in Mexico, this technology would be a good option for incorporating into a CHP.

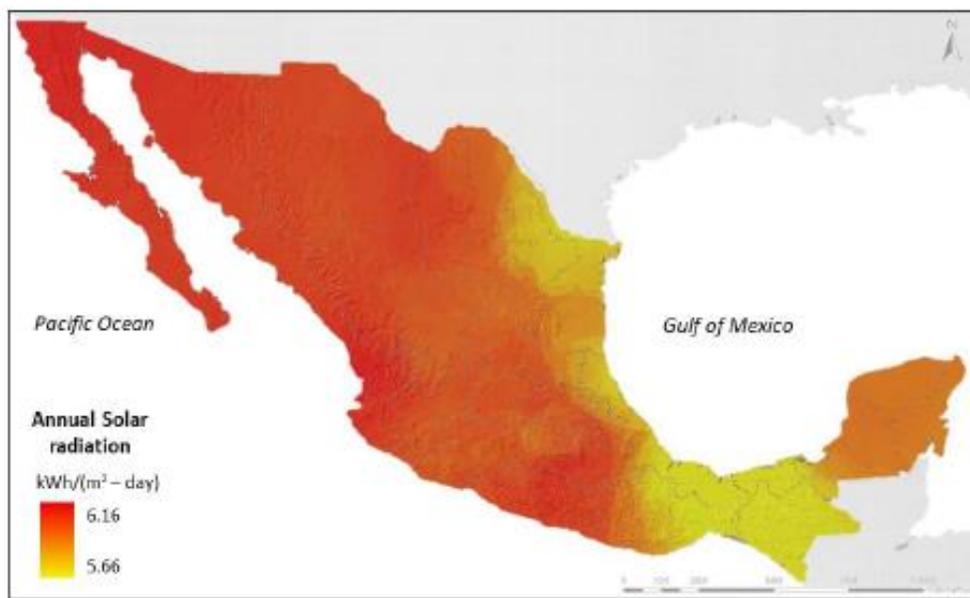


Figure 1. Annual average direct normal irradiance in Mexico.

Some work related to hybrid systems has been developed. [25], proposed a combined system: solar energy and post-combustion capture technology without energy storage. The solar energy was provided to the system only as a small proportion of the energy required for solvent regeneration, and particularly only during the day. [26], developed a techno-economic study of an integrated system: post-combustion CO₂ capture integrated with a coal power plant. The thermal energy for regenerating the solvent was generated using three alternatives: PTC, a Stirling dish collector (SDC), and a solar power tower (SPT) to generate steam for PCC. It was concluded that the PTC and SPT are technically viable for providing thermal energy for the PCC. In addition, low-temperature solar thermal systems could be better integrated with solvent extraction equipment. A techno-economic feasibility study of a CO₂ capture plant assisted by solar thermal energy with Fresnel technology was developed by [27], for a 300 MW coal power plant which would be located in New South Wales, Australia. However, this study considered thermal storage with sensitive solids and monoethanolamine (MEA). Other studies related to CCS and solar energy integrated with a coal power plant were published by [28].

Ref. [29], demonstrated that optimising design strategies in cogeneration reduces the cost of CO₂ [30], optimised a CHP by utilising low pressure steam and the waste heat of the plant. [31], continued with the previous work to demonstrate how CHP configurations can be utilised to reduce the cost of production not only by using electricity and steam, but also CO₂ for enhanced oil recovery (EOR). [32], assessed the potential and constraints of incorporating PCC into a cogeneration plant.

Ref. [33], evaluated the integration of solar and CCS into a micro cogeneration plant, the main equipment of which was the Capstone microturbine with a capacity of 200 kW and the oil heat recovery. [34], published a comparative techno-economic analysis of: 1. a CHP assisted with steam production using solar energy; and 2. a conventional CHP with PCC. The results showed that option 2, cogeneration with PCC, had a lower levelised cost of steam (LCS) than the one produced from solar technology. None of these works considered optimising the configuration of the cogeneration process to generate steam before incorporating CCS and solar energy, which is the intention of this work.

Refs. [35–37], published studies of a natural gas combined cycle power plants (NGCC); CCS, solar thermal, hydrogen, and hot water in a dual-pressure organic ranking cycle were integrated to optimise the heat and improve the efficiency.

Novelty

This paper evaluates the potential of incorporating MEA-based CO₂ capture in a CHP, assisted by a parabolic-trough collector (PTC) with thermal energy storage (TES) using a thermal fluid.

Firstly, the article includes a quantitative analysis of the impact of the configurations of the CHP with PCC. Three case studies are evaluated to define the one with the highest efficiency, at a constant steam demand of 700 tonne/h and leaving electricity generation free.

Secondly, after selecting the case with the highest efficiency, this work proposes the incorporation of a PTC to increase the power output, efficiency, and operating flexibility to supply steam and electricity. The PTC generates steam for regenerating the amine solvent of the PCC plant, as presented in Figure 2. Thus, the efficiency of the CHP plant is mostly penalised as a result of compressing the CO₂.

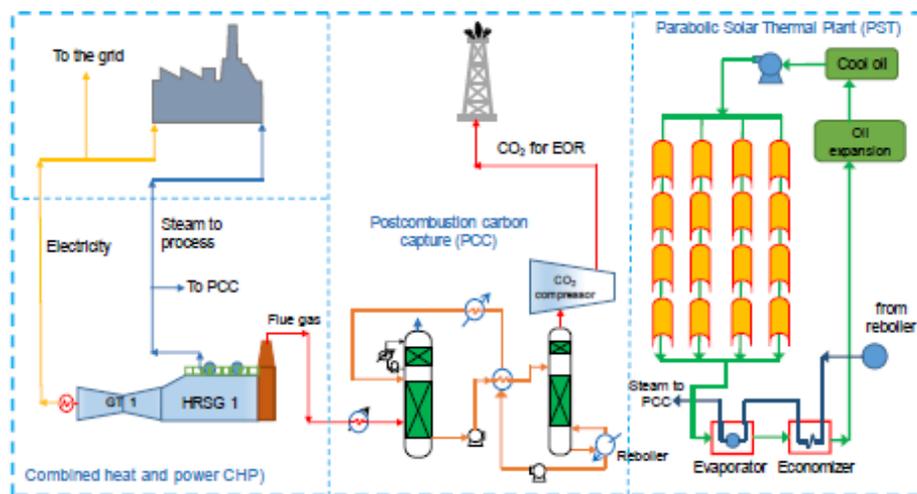


Figure 2. Schematic process of a natural gas combined heat and power plant configuration with a gas turbine, double pressure HRSG, a post-combustion MEA-based CO₂ capture, assisted by solar energy and thermal energy storage using a thermal fluid.

Although an economic assessment is identified as of great importance and should be investigated in future research, a detailed cost analysis of the integrated system goes beyond the scope of the current study.

2. Combined Heat and Power with CCUS

2.1. Combined Heat and Power Plant

To evaluate and define the optimum configuration of CHP with MEA-based CO₂ capture that represents the highest efficiency, three configurations were evaluated, keeping the production of steam for the process at 700 tonne/h and leaving electricity generation free. Considering that, excess electricity could be sold to the grid. The three alternatives are:

1. Three trains of CHP, with the configuration of each train consisting of a GE 7F04 gas turbine (GT) connected to a heat recovery steam generator (HRSG), as shown in Figure 3. The flue gas exiting the gas turbine enters the HRSG, where intermediate pressure steam is generated for the petrochemical process and for the PCC. Addi-

- tional steam at low pressure is produced in the HRSG to increase the CHP plant's power generation.
- Three trains of CHP, with the configuration of each train consisting of a GE 7F05 gas turbine with a HRSG as shown in Figure 4. The flue gas leaving the gas turbine enters the HRSG, where intermediate pressure steam is generated, but in this case, a portion of the steam feeds into a steam turbine and the remainder goes to the petrochemical process and the capture plant. Additional low pressure steam is produced in the HRSG to increase the CHP plant's power generation.
 - Two trains of CHP, with each train consisting of a GE H01 gas turbine with a HRSG, as shown in Figure 5. The GTs have higher capacity than cases 1 and 2. The flue gas leaving the GT enters the HRSG, where intermediate pressure steam is produced for the petrochemical process and for the PCC. In addition, steam at low pressure is produced in the HRSG to increase the CHP plant's power generation.

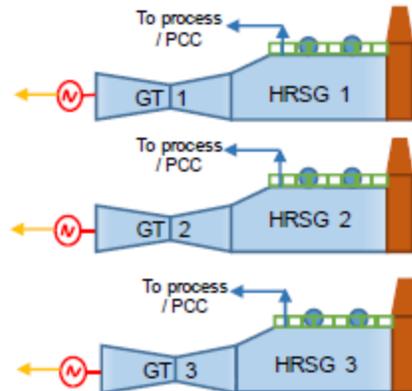


Figure 3. Case 1. Three trains of combined heat and power, with the configuration of each train consisting of one gas turbine, GE 7F04, with a HRSG.

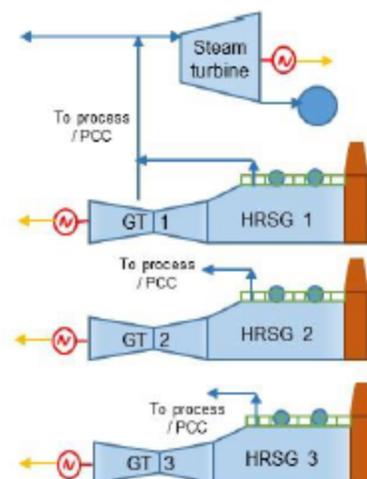


Figure 4. Case 2. Three trains of combined heat and power, with the configuration of two trains consisting of one gas turbine GT with a HRSG; and one train consisting of one gas turbine, GT 7F05, with a HRSG and one steam turbine.

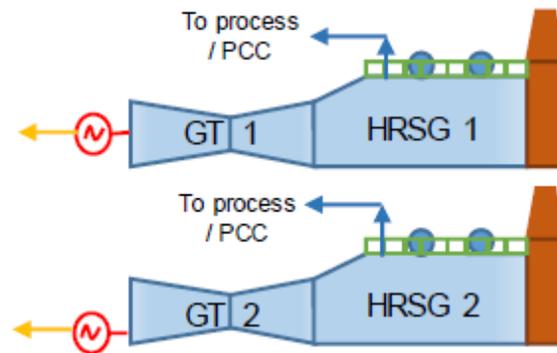


Figure 5. Case 3. Two trains of combined heat and power, with the configuration of each train consisting of one gas turbine, GE 7H.01, with a HRSG.

The gas price reduction, higher efficiency, lower capital costs, and minimal SO_x emissions, has led to a significant increase in the number of NGCC and CHP plants in Mexico, in the last years [4]. For that reason, GT integrated in a HRSG is selected in this study.

The mass and energy balances with CCS were estimated as follows:

1. The gas turbines were simulated using GE GTP software from General Electric.
2. The amount of steam generated was estimated based on the heat and mass balances modelled in Excel using the free steam tables based on IAPWS-IF97 (Industrial Formulation).

The first equation is the energy balance between the gas (hot) and steam (cold) streams. Both heat loss by radiation and convection were considered in each section of the HRSG, which is presented by the simplified Equations (1) and (2).

$$Q_{in} = \dot{m}_s(h_{sout} - h_{sin}) \quad (1)$$

$$Q_{in} = \dot{m}_g(h_{gout} - h_{gin}) \quad (2)$$

where Q_{in} is the heat absorbed by the steam in kW, h_s and h_g are the steam and gas side enthalpies, respectively, in (kJ /kg), and \dot{m}_s and \dot{m}_g are the steam and gas mass flow in (kg/s).

The cogeneration efficiency η_{CHP} in (%) was estimated using Equation (3).

$$\eta_{CHP} = \frac{Qt + W}{\dot{m}_g LHV} \quad (3)$$

where Qt is the total heat (steam), W is the net electric power in (MW), \dot{m}_g is the mass flow rate of the natural gas in (kg/s), and LHV is the natural gas low heat value (MJ/kg).

Ambient conditions, the natural gas composition, the LHV , as well as the pressure, temperature, and the amount of the steam required in the process considered in this work are given in Table 1.

Table 1. Ambient conditions and fuel composition.

Ambient Condition		
Pressure	bar	0.98
Temperature	°C	33
Relative humidity	%	40
Steam required in the process	tonne/h	700
Steam temperature	bar	350
Steam pressure	°C	19.6
Natural gas composition		
Methane	% mol	94.59
Ethane	% mol	3.89
Propane	% mol	0.205
n-butane	% mol	0.026
n-pentane	% mol	0.016
n-hexane	% mol	0.051
Nitrogen	% mol	0.148
Carbon dioxide	% mol	1.074
HLV	kJ/kg	48,318
Molar weight	kmol/kg	17.01

2.2. Post-Combustion MEA-Based CO₂ Capture Plant

The three case studies were integrated with a post-combustion MEA-based CO₂ capture at 30 wt%, as shown in Figure 1.

The CO₂ capture plant was simulated using Aspen Plus® V11 from AspenTech company, the rate-based approach was used. The rate-based model provides excellent predictions for the overall performance of the capture plant, e.g. the lean loading, energy consumption in the reboiler, that cannot be predicted using the equilibrium-stage model. In addition, the rate-based model is a very useful optimization tool to study sensitivities of various CO₂ capture process variables, as described in [4].

The optimum values were obtained for the most important parameters, e.g., solvent lean loading, solvent rich loading, and thermal energy to reach 90% CO₂ capture rate using a height of the absorber packing of 21 m [4]. A summary of the steps to optimise the design of the PCC system based on [38,39], is as follows:

- Variation of the MEA lean solvent loading solution to define the minimum energy required in the reboiler for a specific CO₂ concentration of the flue gas.
- While studying the impact of different lean loading on the capture system, the pressure in the reboiler is varied in order to adjust the lean loading. The temperature is maintained constant at 120 °C.
- The solvent circulation rate in the absorber is changed to obtain 90% CO₂ capture. Flue gas at the inlet of the absorber is 44 °C and the pressure is 1.13 bar; and CO₂ leaves the stripper condenser at 40 °C.

2.3. Performance of the Three Case Studies

The performance of the CHP plant with the CO₂ capture plant is presented in Table 2. The configurations and operating parameters for the three cases were taken from [4]. The integration of the CHP and the PCC consisted of the steam which was extracted from the pipe between the HSRG and the process at 20 bar, which was reduced to 3 bar to regenerate the MEA solvent.

Table 2. Summary of key parameters of the three cases of CHP with post-combustion carbon capture (90% capture).

Concept	Case 1	Case 2	Case 3
Net power output (MW)	493.7	635.85	511.8
Gas turbine power (MW)	493.7	612.6	511.8
Steam turbine power (MW)	0	23.22	0
Natural gas consumption (MW)	1362.6	1849.3	1344.4
Steam mass flow to the process (tonne/h) (20 bar and 350 °C)	700	700	700
Flue gas composition (% vol.)			
Ar	0.87	0.87	0.87
N ₂	73.51	73.55	73.27
O ₂	11.85	11.96	11.16
CO ₂	4.05	4.00	4.37
H ₂ O	9.72	9.62	10.33
Flue gas flow rate (tonne/h)	4381.9	5391.9	4000.7
Post-combustion (MW)	9.78	0	77.3
Steam required for the capture plant (tonne/h) (Saturated at 3.5 bar)	412	500.87	406.7
CHP efficiency + PCC + CO ₂ compression (%)	70.53%	65.04%	72.86%

Intermedia pressure steam (20 bar and 350 °C) was generated for the process as well as for the PCC. The pressure of the intermedia pressure steam was reduced from 20 bar to 3.5 bar and was tempered to obtain saturated steam. Case 3 presented the highest CHP efficiency of 72.86%, generating 511.8 MW of net power output. This was followed by case 2, with a 65.04% efficiency and 635.85 MW, and by case 1, at 70.53% generating 493.7 MW. The efficiency increased because of the flue gas flow rate as well as its CO₂ concentration. As a result, less CO₂ is captured and then less steam is required to regenerate the solvent; 406.7 tonne/h, 500.87 tonne/h, and 412 tonne/h for case 3, case 2, and case 1, respectively. Although efficiency is important, it is very important to consider the availability for selling power to grid. Case 3 was selected to incorporate a solar thermal plant to generate steam for the capture plant and then to improve the efficiency of the CHP. In addition, leaving the steam generated in the CHP only for the petrochemical plant will bring more flexibility to the whole system.

The capture plant optimisation of the three case studies is presented in Figures 6–8. As mentioned in [4], the higher the CO₂ concentration in the flue gas, the lower the energy in the reboiler. This is because the higher rich loading attained with higher CO₂ concentration conducts to an increment in solvent capacity, and the reboiler duty reduces. As presented in Figure 6, the optimum energy in the reboiler for case 1 is 3.78 MJ/kgCO₂, heat is 258 MW, and the optimum pressure in the stripper is 1.84 bar at 120 °C. The flue gas CO₂ concentration is 4.05 mol%, at a 90% CO₂ removal rate.

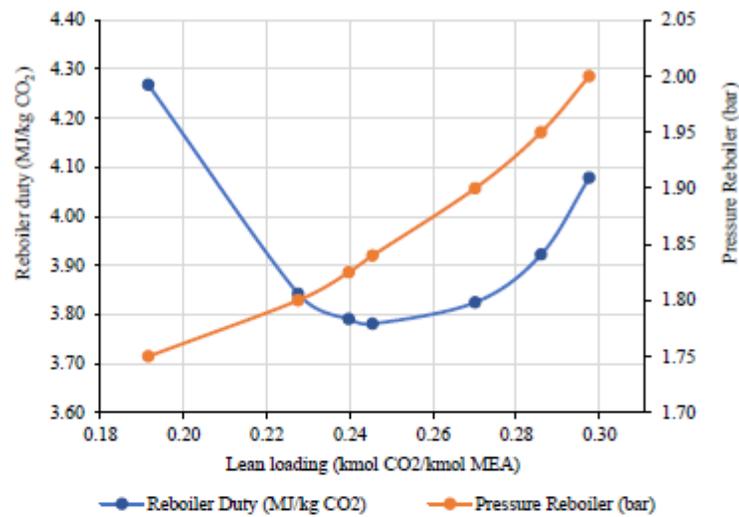


Figure 6. Optimisation of the energy in the reboiler of the capture plant as a function of solvent lean loading for case 1. Stripper temperature is 120 °C and the flue gas CO₂ concentration is 4.05 mol%, at 90% CO₂ removal rate.

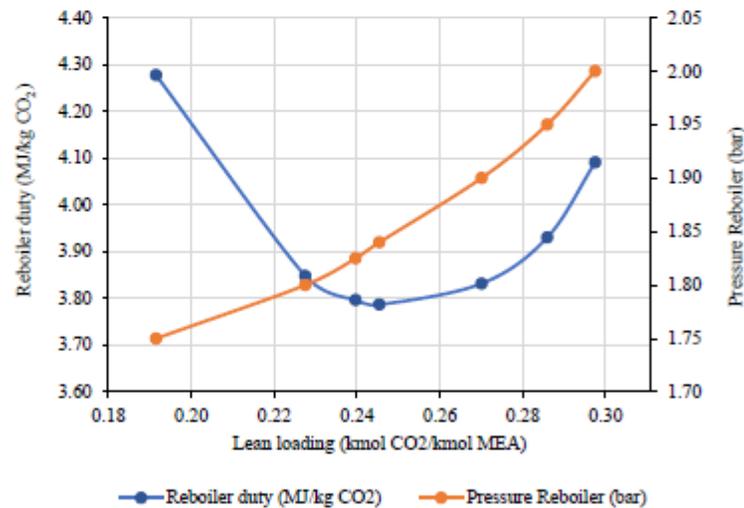


Figure 7. Optimisation of the energy in the reboiler of the capture plant as a function of solvent lean loading for case 2. Stripper temperature is 120 °C and the flue gas CO₂ concentration is 4.0 mol%, at 90% CO₂ removal rate.

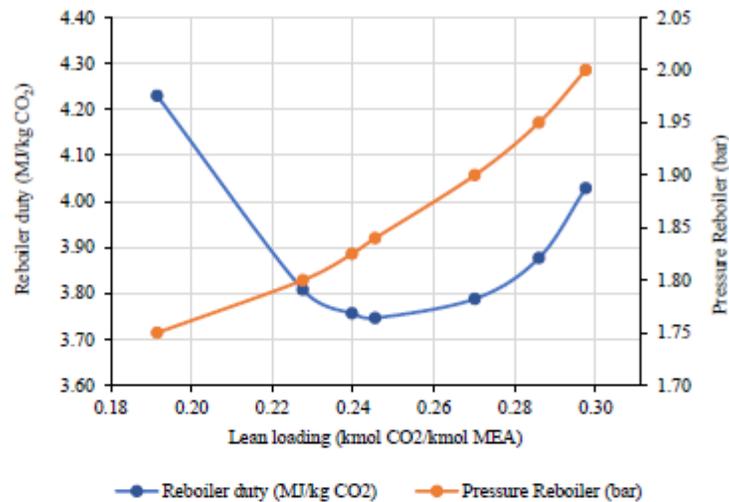


Figure 8. Optimisation of the energy in the reboiler of the capture plant as a function of solvent lean loading for case 3. Stripper temperature is 120 °C and the flue gas CO₂ concentration is 4.37 mol%, at 90% CO₂ removal rate.

As presented in Figure 7, the optimum energy in the reboiler for case 2 is 3.79 MJ/kgCO₂, heat is 314 MW, and the optimum pressure in the stripper is 1.84 bar at 120 °C. The flue gas CO₂ concentration is 4.0 mol%, at a 90% CO₂ removal rate.

As presented in Figure 8, the optimum energy in the reboiler for case 3 is 3.75 MJ/kgCO₂, heat is 252 MW, and the optimum pressure in the stripper is 1.84 bar at 120 °C. The flue gas CO₂ concentration is 4.37 mol%, at a 90% CO₂ removal rate.

In case 3, the flue gas had the highest CO₂ concentration and represented the lowest energy requirement in the reboiler of 3.75 MJ/kgCO₂ and thermal heat of 252 MW, as shown in Figure 8. In comparison, these figures were 3.78 MJ/kgCO₂ and 258 MW in case 1, and 3.79 MJ/kgCO₂ and 314 MW in case 2, with CO₂ concentrations of 4.05 vol% and 4 vol%, respectively. The absorber column packing height considered in all three cases was 21 m.

The stripper packing dimensions and the resulting absorber and stripper diameters for all cases are presented in Table 3.

Table 3. Absorber and stripper packing dimensions.

Parameter	Unit	Case 1	Case 2	Case 3
Number of trains		2	2	2
Absorber packing height	meter	21	21	21
Absorber diameter	m	15.83	17.54	15.27
Stripper packing height	m	13	13	13
Stripper diameter	m	7.15	7.16	7.12

3. Combined Heat and Power with CO₂ Capture and Solar Energy for Solvent Regeneration

Case 3, a CHP plant with CO₂ capture, shown in Figure 5, was integrated with solar thermal power, which generates saturated steam at 3 bar for solvent regeneration. Two options were considered for solvent regeneration using solar thermal power:

Hybrid alternative: Solar panels are used to produce steam for solvent regeneration during the day and steam extracted from the power plant during the night.

Solvent storage at 100% during the night and regeneration during the day: In this alternative, solar panels with double the capacity are required, as well as a stripper with double capacity in order to regenerate the storage solvent plus the solvent used during the day.

The System Advisor Model (SAM) software was selected to simulate the parabolic-trough solar plant. It is used to develop a techno-economic analysis of photovoltaic, battery storage, concentrating solar, parabolic trough, power tower, and other systems [40].

The information required to simulate the solar concentrator for steam generation is presented in Table 4.

Table 4. Design parameters for the simulation.

Location and Resource	Values	Reference	Solar Field—Continue	Values	Reference
Latitude and longitude.	25.61 DD and −99.98 DD	NREL, NSRDB	Header design maximum flow velocity	3 m/s	NREL, SAM
Elevation	324 m	NREL, NSRDB	Collector tilt	0°	Assume
Global horizontal irradiation, direct normal (beam) irradiation and diffuse horizontal Irradiation:	5.36 kWh/m ² /day, 5.61 kWh/m ² /day and 1.74 kWh/m ² /day	NREL, NSRDB	Collector azimuth	0°	NREL, SAM
Average temperature:	22.1 °C	NREL, NSRDB	Stow angle	170°	NREL, SAM
Average wind speed:	2.5 m/s	NREL, NSRDB	Deploy angle	10°	NREL, SAM
System Design			Water usage per wash	0.7 L/m ² aperture	NREL, SAM
Design point direct normal irradiance	950 W/m ²	NREL, SAM	Washes per year	12	NREL, SAM
Target solar multiple	2.5	NREL, SAM	Hot piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MW-t	NREL, SAM
Target receiver thermal power	743.05 MW _{th}	Assume	Cold piping thermal inertia	0.2 kWh/K-MW-t	NREL, SAM
Loop inlet heat transfer fluid temperature	150	Assume	Field loop piping thermal inertia	4.5 Wh/K-m	NREL, SAM
Loop outlet heat transfer fluid temperature	350	Assume	Non solar field land area multiplier	1.1	NREL, SAM
Heat sink power	296.7 MW _t	Assume	Solar collectors assembly	Values	Reference
Pumping power for Heat Transfer Fluid through heat sink	0.55 kW/kg/s	NREL, SAM	Collector type selection	FLABEG Ultimate Trough RP6 (with 89-mm OD receiver for oil HTF)	Assume
Hours of storage at design point	6	NREL, SAM	Receiver selection or heat collection element		
Solar field			Receiver selection	Schott PTR70	Assume
Row spacing	15 m	NREL, SAM	Thermal storage		
Header Pipe roughness	4.57 × 10 ^{−5} m	NREL, SAM	Tank height	15 m	NREL, SAM
HTP pump efficiency	85%	NREL, SAM	Tank fluid minimum height	0.5 m	NREL, SAM
Piping thermal loss coefficient	0.45 W/m ² K	NREL, SAM	Parallel tank pairs	1	NREL, SAM
Wind stock speed	25 m/s	NREL, SAM	Water loss coefficient	0.3 Wt/m ² -K	NREL, SAM
Receiver startup delay time	0.2 h	NREL, SAM	Initial hot Heat Transfer Fluid percent	30%	NREL, SAM

Table 4. Cont.

Location and Resource	Values	Reference	Solar Field—Continue	Values	Reference
Receiver startup delay energy fraction	25%	NREL, SAM	Cold tank heater temperature set point	60 °C	NREL, SAM
Collector startup energy	0.021 kWh/SCA	NREL, SAM	Cold tank heater capacity	0.5 MWe	NREL, SAM
Tracking power per Solar Collector Assembly	125 W/SCA	NREL, SAM	Hot tank heater temperature set point	110 °C	NREL, SAM
Field heat transfer fluid	Therminol VP-1	Assume	Hot tank heater capacity	1 MWe	NREL, SAM
Freeze protection temperature	12 °C	NREL, SAM	Tank heater efficiency	0.99	NREL, SAM
Minimum single loop flow rate	1 kg/s	NREL, SAM	System control		
Maximum single loop flow rate	12 kg/s	NREL, SAM	Fraction of rated gross power consumed all times	0.0055 MWe / MW _{tcap}	NREL, SAM
Header design minimum flow velocity	2 m/s	NREL, SAM	Balance of plant parasitic	0 MWe / MW _{tcap}	NREL, SAM

4. Plant Configuration/Specification

To evaluate plant performance (e.g., total thermal energy, efficiency, capacity factor, and total thermal energy taken by the concentrated solar power plant), the design parameters considered as inputs in the SAM software simulation are based on [41] and are presented in Table 4.

The plant was simulated from 0 h to 8760 h, which represents a whole year. For the simulation of the concentrated solar energy (CSE) plant, at the site with high direct normal irradiance (DNI) and the typical metrological year (TMY), information from the NREL database was used to analyse the performance of the parabolic-trough collector solar plant (PTCSP).

Climate data includes hourly DNI, wind speed, atmospheric pressure, ambient temperature, solar azimuth angle, and sun angle for the whole year. Mexico receives a medium solar DNI range, which varies from 5.66 kW h/m²/day to 6.16 kW h/m²/day [42].

The annual thermal energy production in kW as a function of time is presented in Figure 9. As can be noted, the highest thermal energy generation is generated between 9 am and 6 pm, considering the incorporation of 6 h of energy storage.

PTCSP technology is economically feasible if the DNI is greater than 5.5 kW h/m²/day. Cadereyta, in the state of Nuevo León, Mexico, was selected as the location of the CHP plant with carbon capture due to its favourable annual average DNI solar conditions, with a maximum in August of 6.6 kW h/m²/day and a minimum in December of 3.7 kW h/m²/day, as presented Figure 10. In addition, there is a refinery located in the city. Refineries are used to incorporate a CHP plant. The direct irradiance heat map (W/m²) for the whole year is shown in Figure 11. Table 5 presents the results of the systems, such as the annual energy, annual thermal freeze protection, capacity factor, annual electricity load and total field area (ha).

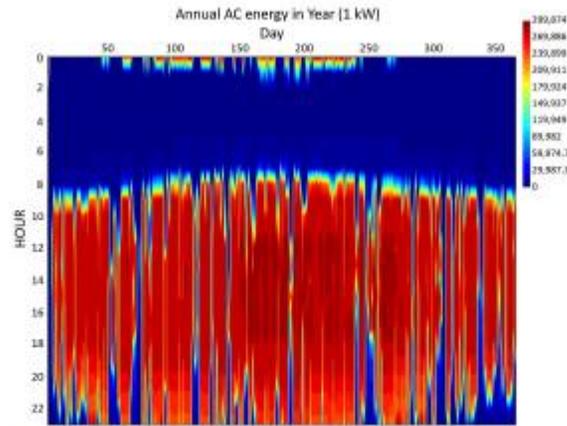


Figure 9. Annual energy production as function of time (kW).

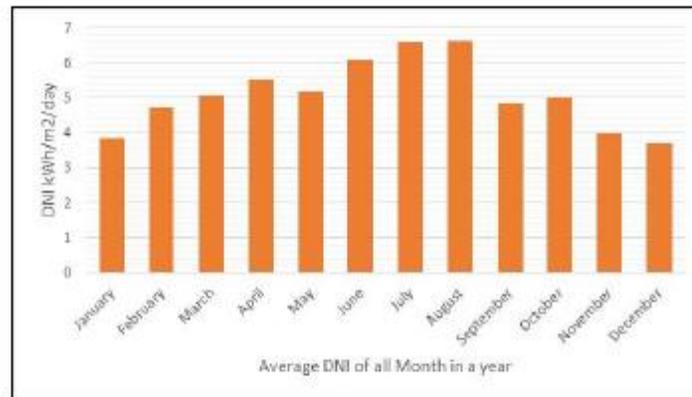


Figure 10. Monthly average DNI for each month of the year available at Cadereyta, Nuevo León, Mexico.

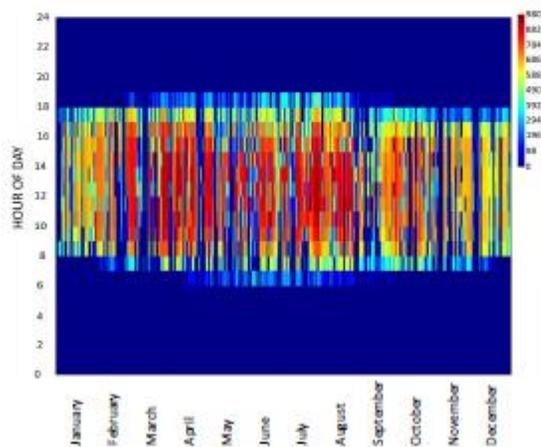


Figure 11. Heat map of annual direct irradiance in W/m^2 during 24 h of a day.

Table 5. Performance metrics.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	910,011.53 MWh-t
Annual thermal freeze protection (year 1)	0 kWh-t
Capacity factor	41.1%
Annual electricity load (year 1)	5,930,754 kWh-e
Total field area (ha)	224.6

System Performance

The monthly thermal power incident of the PTC is presented in Figure 12. As can be seen, the maximum thermal power incident was in August, with 212,614 MWh, and the minimum was in November, with 156,505 MWh. In the same figure, system thermal heat is presented, with the maximum in August, with 119,140 MWh, and the minimum in December, with 62,872 MWh. When the thermal heat circulates from the cold tank to the hot tank, the minimum temperature of the cold header inlet reached a value of 149.0 °C. Similarly, the maximum temperature obtained at the hot header outlet was 249.87 °C.

In Mexico, the maximum solar radiation is around 6.16 kWh/m² for 10–12 h/day throughout the year. The maximum cycle efficiency obtained from the plant was 85%.

The temperature loss from the HTF fluid, Therminol VP-1, is 1 °C/h approximately, which is reduced over time. The maximum cycle thermal energy input was recorded as 119,140 MWt during the month of August. Similarly, the maximum field thermal energy incident was recorded as 212,614 MWt. Thermal energy generation depends on the field thermal energy incident, as shown in Figure 13. To generate thermal energy after sundown, the HTF fluid must be stored in the tank with a storage capacity of 6 h. The maximum total volume considered related to the TES HTF tank is 8783 m³, while it is 8039.5 m³ for the TES HTF hot tank, and 8039.5 m³ for the TES HTF cold tank.

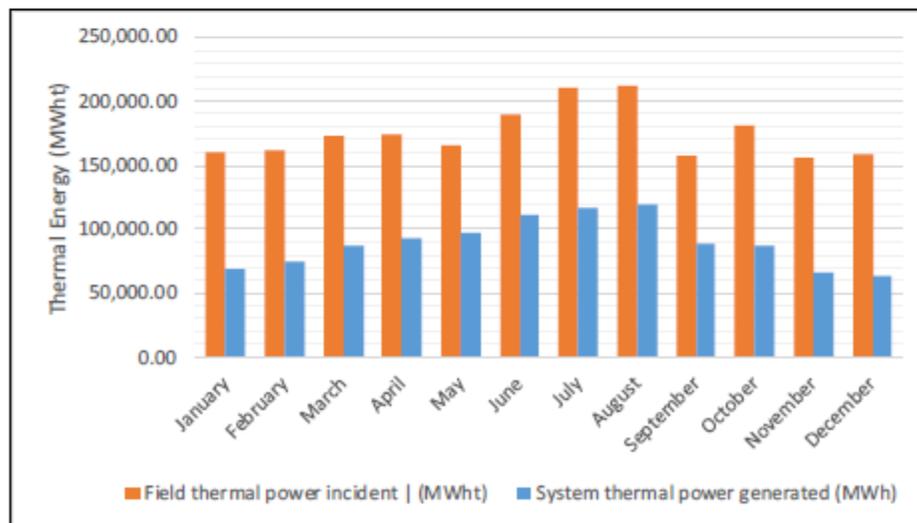


Figure 12. Monthly thermal power incident and power thermal generated from the parabolic trough concentrating solar thermal power plant (PTCSTPP).

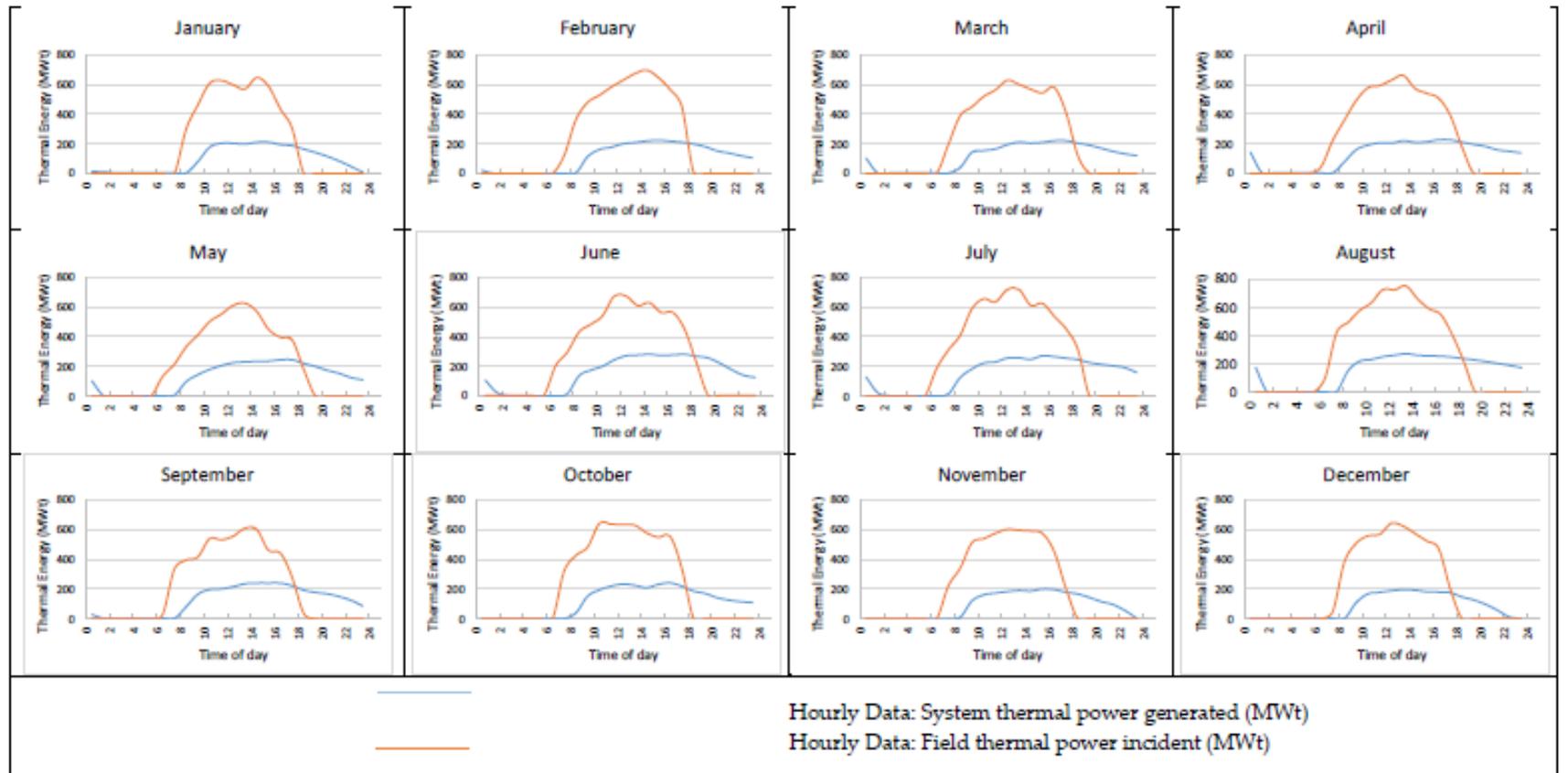


Figure 13. Hourly data for System Thermal Energy Generated and Field Thermal Energy Incident

Without the PTC, as shown in Figure 14, the total steam generated from the CHP plant was 1052 tonne/h of steam at 350 °C and 20 bar. Of this, 700 tonne/h was for the process and the other 352 tonne/h was sent to the capture plant, but it first passes through a valve to reduce its pressure to 3.5 bar. The 352 tonne/h was attemperated with 54.7 tonne/h of water in order to decrease the temperature.

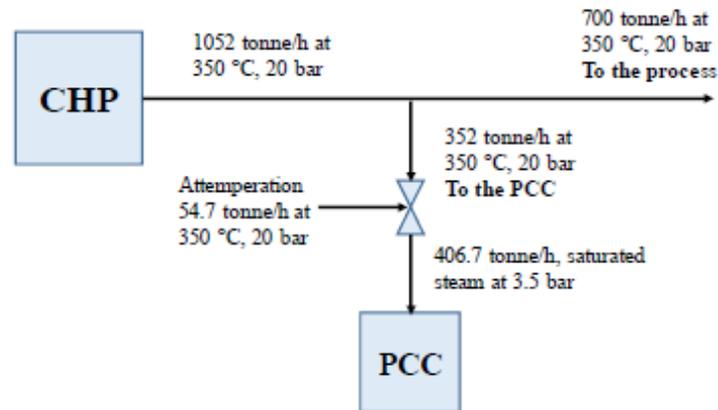


Figure 14. Steam mass balance of the CHP plant with CO₂ capture of case 3.

When the PTC was incorporated (case 3), as presented in Figure 15, instead of sending 352 tonne/h to PCC from the CHP plant, this was reduced to 201.3 tonne/h. Thus, 850 tonne/h was sent to the process. For this reason, the CHP efficiency with PPC increased from 72.86% to 80.18%, as presented in Table 6. In relation to CO₂ emissions, it is important to mention that in a conventional CHP plant (without PCC), the carbon intensity was 220 kgCO₂/MW. When PCC was incorporated, it was reduced to 27.84 kgCO₂/MW, and when the PTC is incorporated, it was further reduced from 27.84 kgCO₂/MW to 25.29 kgCO₂/MW.

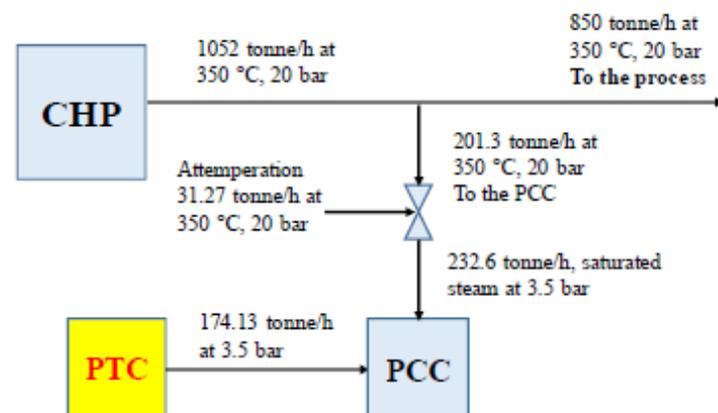


Figure 15. Steam mass balance of the CHP plant with CO₂ capture and the PTC of case 3.

Table 6. Case three with solar energy concentrator.

Concept	CHP with PCC	CHP with PCC and PTC
Net power output to grid (MW)	511.8	511.8
Gas turbine power (MW)	511.8	511.8
Steam turbine power (MW)	0	0
Electric consumption compression (MW)	20.1	20.1
Net Power output to grid after compression (MW)	491.7	491.7
Natural gas consumption (MW)	1344	1344
Steam mass flow to the process (tonne/h) (20 bar and 350 °C)	700	826
Additional steam mass flow generated in the PTC (tonne/h)		
Flue gas composition (% vol.)		
Ar	0.87	0.87
N ₂	73.27	73.27
O ₂	11.16	11.16
CO ₂	4.37	4.37
H ₂ O	10.33	10.33
Flue gas flow rate (tonne/h)	4000.7	4000.7
Post-combustion (MW)	77.3	77.3
Steam for the capture plant (tonne/h) (Saturated at 3.5 bar)	406.7	406.7
CHP efficiency + PCC + CO ₂ compression (%)	72.86%	80.18%
Carbon intensity of the CHP (kg CO ₂ /MW) without PCC	220	220
CHP CO ₂ + PCC + CO ₂ compression emissions (kg CO ₂ /MW)	27.84	25.29

Having additional steam for the process is very important to maintain the safety of the steam demanded by the process. Considering that the process is a refinery, the CHP plant provides a certain percentage of the steam to the process, while the remainder is provided by a conventional steam generator. The incorporation of the PTC would allow for a reduction in steam production and CO₂ emissions by the steam generator.

If increasing the electricity is more important than the additional saturated steam, then case 2 is an alternative because of the steam turbine.

Without the PTC, as shown in Figure 16, the total steam generated from the CHP plant was 1252.8 tonne/h of steam at 350 °C and 20 bar, of which 700 tonne/h was for the process, 119.1 tonne/h for the steam turbine to generate 23.22 MW, and 433.6 tonne/h was sent to the capture plant, first passing through a valve to reduce its pressure to 3.5 bar. The 433.6 tonne/h was tempered with 67.2 tonne/h of water in order to decrease the temperature.

When the PTC was incorporated in case 2, as presented in Figure 17, instead of sending 433.6 tonne/h to PCC from the CHP plant, this was reduced to 282.9 tonne/h. Thus, the steam to the steam turbine rose from 119.1 tonne/h to 269.8 tonne/h, the power generated in the steam turbine increased from 23.22 MW to 52.6 MW, and the net efficiency of the CHP plant with CCS increased from 65.4% to 68.21%.

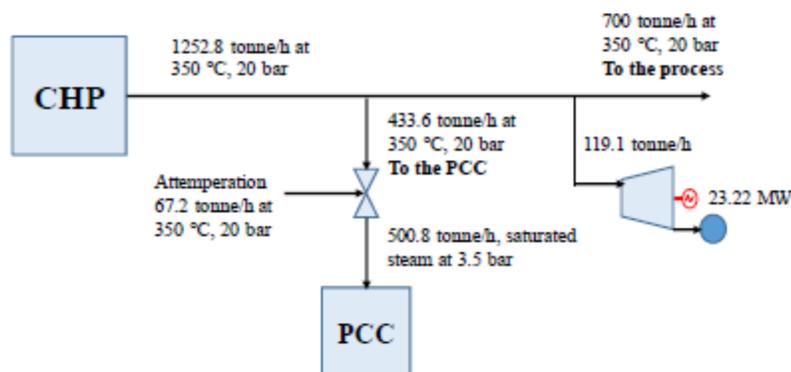


Figure 16. Steam mass balance of the CHP plant with CO₂ capture of case 2.

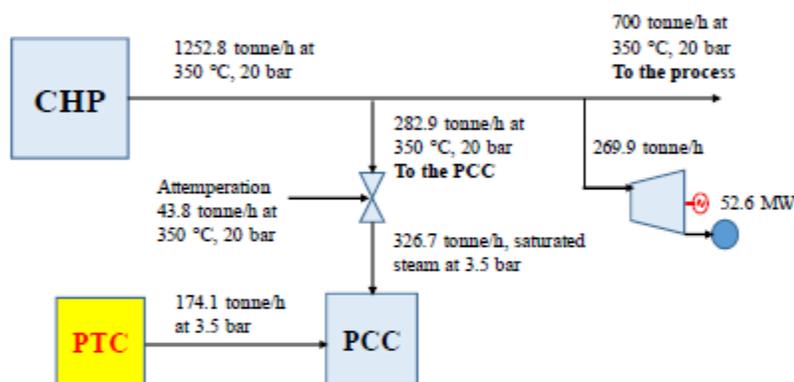


Figure 17. Steam mass balance of the CHP plant with CO₂ capture and PTC of case 2.

5. Conclusions

Three configurations of CHP with CO₂ capture were evaluated to identify the case with the highest efficiency. The CHP plant provided 700 tonne/h of steam at 20 bar and 350 °C to a petrochemical plant, leaving power generation free.

Case 3, which consists of two trains, each train has the configuration of one gas turbine with a heat recovery steam generator, presented the highest efficiency of 72.86% and generated 511.8 MW.

A PTC was incorporated in order to bring partially saturated steam at 3.5 bar to regenerate the MEA solvent. As a result, the efficiency of the CHP cycle increased from 72.86% to 80.18%. In addition, this additional saturated steam increased the flexibility of the CHP.

Although case 2 presents lower efficiency than case 3, because of the steam turbine, it brings the possibility to increase the amount of electricity instead of steam production. With the incorporation of the PTC, the power of the steam turbine increased from 23.22 MW to 52.6 MW, and the net efficiency from 65.4% to 68.21%.

The combination of CHP with CO₂ capture and solar thermal energy has a high potential for being an alternative for reducing CO₂ emissions in Mexico. From 2025 to 2036, the development perspectives for the CHP and the photovoltaic technology is expected to be around 9161 MW and 1043 MW, respectively; which would be incorporated into the Mexican electricity market. In addition, Mexico has high solar radiation around 5.7 kWh/m²day.

The economic assessment is of great importance and will be investigated in future work.

Author Contributions: Conceptualization, A.M.A.C., O.A.J.S., N.V.L., M.R.P., J.O.A.A. and A.G.D.; methodology, A.G.D. and A.M.A.C.; software, A.M.A.C.; validation, A.G.D., A.M.A.C. and M.O.G.D.; formal analysis, A.M.A.C., O.A.J.S., N.V.L., M.R.P., J.O.A.A. and A.G.D.; investigation, A.M.A.C.; resources, A.G.D., A.M.A.C. and M.O.G.D.; writing—original draft preparation, A.M.A.C. and A.G.D.; writing—review and editing, A.M.A.C., A.G.D. and M.O.G.D.; supervision, O.A.J.S., N.V.L., M.R.P., J.O.A.A. and A.G.D. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research received no external funding.

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: No new data were created or analyzed in this study. Data sharing is not applicable to this article.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

Nomenclature

CHP	combined heat and power plant
CCS	carbon capture and storage
EOR	enhanced oil recovery
CSE	concentrate solar energy
CFE	Federal Commission of Electricity
DNI	direct normal irradiance
GT	gas turbine
HTF	heat transfer fluid
HRSG	heat recovery steam generator
IP	intermedia pressure
LCS	levelised cost of steam
LHV	low heat value
LP	low pressure
MEA	monoethanolamine
MW	megawatts
NGCC	natural gas combined cycle power plant
PTC	parabolic-trough collector
PTCSP	parabolic-trough collector solar plant
PTCSTPP	parabolic-trough-concentrating solar thermal power plant
PCC	post-combustion carbon capture
Qt	total thermal heat
SDC	Stirling dish collector
SPT	solar power tower
SAM	system advisor model
TES	thermal energy storage

References

1. WEO. *World Energy Outlook Special Report: Energy Climate and Change*; WEO: Miami, FL, USA, 2015.
2. Veysey, J.; Octaviano, C.; Calvin, K.; Herrera, S.; Kitous, A.; McFarland, J.; Van der Zwaan, B. Pathways to Mexico's climate change mitigation targets: A multi-model analysis. *Energy Econ.* **2016**, *56*, 587–599. [CrossRef]
3. Mexican Ministry of Energy. Mexican Electric Sector Prospective 2015–2029. In *Annually Revision of the Mexican Electricity Sector* (Version in Spanish). 2015. Available online: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf (accessed on 23 November 2022).
4. Gonzalez-Diaz, A. Sequential Supplementary Firing in Natural Gas Combined Cycle Plants with Carbon Capture for Enhanced Oil Recovery. Ph.D. Thesis, The University of Edinburgh, Edinburgh, UK, 2016.
5. Mexican Ministry of Energy. Mexican Electric Sector Prospective 2021–2035. 2021. Available online: <https://www.gob.mx/cenace/documentos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-276178> (accessed on 23 November 2022).

6. Mexican Ministry of Energy. Mexican Electric Sector Prospective 2022–2036. 2022. Available online: <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Capitulo7.pdf> (accessed on 23 November 2022).
7. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, UK. Combined Heat and Power: Pathway to Decarbonisation: Call for Evidence. 2021. Available online: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1020816/chp-pathway-to-decarbonisation-call-for-evidence.pdf (accessed on 23 November 2022).
8. IPCC CCS. Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. 2004. Available online: <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/> (accessed on 23 November 2022).
9. Ahlmén, M.; Hellsberg, J. Combined Heat and Power Plants Integrated with Carbon Capture Process and System Level Potential Master's Thesis, Chalmers University of Technology Gothenburg, Göteborg, Sweden, 2020.
10. Kehlhofer, P.; Hannemann, E.; Stirnimann, F.; Rukes, B. *Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plant*, 3rd ed.; PennWell Corporation: Tulsa, OK, USA, 2009.
11. Encabo Cáceres, I.; Montañés, R.; Nord, L. Flexible operation of combined cycle gas turbine power plants with supplementary firing. *J. Power Technol.* **2018**, *98*, 188–197.
12. Beiron, J.; Montañés, R.; Normann, F.; Johnsson, F. Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant—A techno-economic assessment. *Appl. Energy* **2020**, *278*, 1–18. [CrossRef]
13. Yaici, W.; Entchev, E.; Longo, M. Recent Advances in Small-Scale Carbon Capture Systems for Micro-Combined Heat and Power Applications. *Energies* **2022**, *15*, 2938. [CrossRef]
14. Gustafsson, K.; Sadegh-Vaziri, R.; Grönkvist, S.; Levihn, E.; Sundberg, C. BECCS with combined heat and power: Assessing the energy penalty. *Int. J. Greenh. Gas Control.* **2021**, *108*, 103248. [CrossRef]
15. Levihn, E.; Linde, L.; Gustafsson, K.; Dahlen, E. Introducing BECCS through HPC to the research agenda: The case of combined heat and power in Stockholm. *Energy Rep.* **2019**, *5*, 1381–1389. [CrossRef]
16. Adinolfi, A.; Costa, M.; Palombo, A.; Piazzullo, D. Dynamic optimization of a cogeneration plant for an industrial application with two different hydrogen embedding solutions. *Int. J. Hydrogen Energy* **2022**, *47*, 12204–12218. [CrossRef]
17. Adinolfi, D.; Costa, M.; Maka, R.; Prati, M. Carbon capture and Power-to-Gas: A dynamic analysis of the use of hydrogen in a cogeneration plant Conference. In Proceedings of the 44th Meeting of the Italian Section of the Combustion Institute—Combustion for Sustainability, Naples, Italy, 5–8 June 2022.
18. Xu, W.; Zhao, P.; Gou, F.; Wu, W.; Liu, A.; Wang, J. A combined heating and power system based on compressed carbon dioxide energy storage with carbon capture: Exploring the technical potential. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *260*, 115610. [CrossRef]
19. Ragul-hari, S.; Prem-Balaji, C.; Karunamurthy, K. Carbon Capture and Storage Using Renewable Energy Sources: A Review. *IOP Conf. Ser. Earth Environ. Sci.* **2020**, *573*, 012004. [CrossRef]
20. Wang, J.; Zhao, J.; Deng, S.; Sun, T.; Du, Y.; Li, K.; Xu, Y. Integrated assessment for solar-assisted carbon capture and storage power plant by adopting resilience thinking on energy system. *J. Clean. Prod.* **2019**, *208*, 1009–1021. [CrossRef]
21. Plaza, M.; Ribeiro, R. Special Issue “CO₂ Capture and Renewable Energy”. *Energies* **2022**, *15*, 5187. [CrossRef]
22. Ma, Y.; Wang, H.; Hong, F.; Yang, J.; Chen, Z.; Cui, H.; Feng, J. Modeling and optimization of combined heat and power with power-to-gas and carbon capture system in integrated energy system. *Energy* **2021**, *236*, 121392. [CrossRef]
23. Groesbeck, J.; Pearce, J. Coal with Carbon Capture and Sequestration is not as Land Use Efficient as Solar Photovoltaic Technology for Climate Neutral Electricity Production. *Sci. Rep.* **2018**, *8*, 13476. [CrossRef]
24. Gul, F.; Baldinelli, G.; Bartocci, P. Energy Transition: Renewable Energy-Based Combined Heat and Power Optimization Model for Distributed Communities. *Energies* **2022**, *15*, 6740. [CrossRef]
25. Wibberley. CO₂ Capture Using Solar Thermal. U.S. Patent 2010/0005966 A1, 14 January 2010.
26. Cohen, S.; Webber, M.; Rochelle, G. Utilizing Solar Thermal Energy for Post-Combustion CO₂ Capture, Utilizing Solar Thermal Energy for Post-Combustion CO₂ Capture. In Proceedings of the ASME 2010 4th International Conference on Energy Sustainability, Phoenix, AZ, USA, 17–22 May 2010; pp. 663–672. [CrossRef]
27. Mokhtar, M.; Ali, M.; Khalilpour, R.; Abbas, A.; Shah, N.; Hajaj, A.; Armstrong, P.; Chiesa, M.; Sgouridis, S. Solar-assisted Post-combustion Carbon Capture feasibility study. *Appl. Energy* **2012**, *92*, 668–676. [CrossRef]
28. Carapellucci, R.; Giordano, L.; Vaccarelli, M. Analysis of CO₂ Post-combustion Capture in Coal-fired Power Plants Integrated with Renewable Energies. *Energy Procedia* **2015**, *82*, 350–357. [CrossRef]
29. Alsagri, A.; Alrobaian, A. Optimization of Combined Heat and Power Systems by Meta-Heuristic Algorithms: An Overview. *Energies* **2022**, *15*, 5977. [CrossRef]
30. Gelowitz, D.; Kritiphat, W.; Tontiwachwuthikul, P. Cogeneration concepts for CO₂ separation from power plants for enhanced oil recovery applications. *Energy Convers. Manag.* **1995**, *36*, 563–566. [CrossRef]
31. Montigny, D.; Kritiphat, W.; Gelowitz, D.; Tontiwachwuthikul, P. Simultaneous production of electricity, steam, and CO₂ from small gas-fired cogeneration plants for enhanced oil recovery. *Energy Convers. Manag.* **1997**, *38*, S223–S228. [CrossRef]
32. Leduc, J.; Mottaghi, M.; Moran-Gonzalez, D.; Sigler, E.; Mahé, H.; Castel, J. Integration of a carbon capture-ready cogeneration plant From requirements to design, facilities optimization and energy efficiency opportunities. *Energy Procedia* **2011**, *4*, 2432–2439. [CrossRef]
33. Pérez-Sánchez, J.; Aguillón-Martínez, J.; Mazur Czerwiec, Z.; Zavala Guzmán, A.; Huante Pérez, L.; Flores Zamudio, J.; Díaz Guillén, M. Techno-economic analysis of solar-assisted post-combustion carbon capture to a pilot cogeneration system in Mexico. *Energy* **2019**, *167*, 1107–1119. [CrossRef]

34. Mokheimer, E.; Shakeel, M.; Sanusi, Y.; Mahmoud, M. Thermoeconomic comparative analysis of solar-assisted and carbon capture integrated conventional cogeneration plant of power and process steam. *Int. J. Energy Res.* **2020**, *44*, 8455–8479. [[CrossRef](#)]
35. Razi, F.; Dincer, I. A new solar combined cycle integrated with heat pump system. *Appl. Therm. Eng.* **2020**, *173*, 114784. [[CrossRef](#)]
36. Bao, J.; Zhang, L.; Song, C.; Zhang, N.; Guo, M.; Zhang, X. Reduction of efficiency penalty for a natural gas combined cycle power plant with post-combustion CO₂ capture: Integration of liquid natural gas cold energy. *Energy Convers. Manag.* **2019**, *198*, 111852. [[CrossRef](#)]
37. Calise, F.; Dentice d'Accadia, M.; Libertini, L.; Vicidomini, M. Thermoeconomic analysis of an integrated solar combined cycle power plant. *Energy Convers. Manag.* **2018**, *171*, 1038–1051. [[CrossRef](#)]
38. González-Díaz, A.; Sánchez-Fernández, E.; Gibbins, J.; Lucquiaud, M. Sequential supplementary firing in natural gas combined cycle with carbon capture: A technology option for Mexico for low-carbon electricity generation and CO₂ enhanced oil recovery. *Int. J. Greenh. Gas Control.* **2016**, *51*, 330–345. [[CrossRef](#)]
39. Gonzalez-Díaz, A.; Alcaraz-Calderon, M.; Gonzalez-Díaz, M.; Mendez-Aranda, A.; Lucquiaud, M.; Gonzalez-Santalo, J. Effect of the ambient conditions on gas turbine combined cycle power plants with post-combustion CO₂ capture. *Energy* **2017**, *134*, 221–233. [[CrossRef](#)]
40. Blair, N.; Nicholas, D.; Freeman, J.; Galm, P.; Janzou, S.; Neises, T.; Wagner, M. System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5). (C. N.-6.-7. Golden, Ed.). 2018. Available online: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf> (accessed on 1 June 2022).
41. Deepak, B.; Sudhakara, K. Modeling and performance simulation of 100 MW PTC based solar thermal power plant in Udaipur India. *Case. Stud. Therm. Eng.* **2017**, *10*, 216–226. [[CrossRef](#)]
42. VYNMSA. Construction and Development. What Is the Potential of Solar Energy in Mexico? 2022. Available online: <https://www.vynmsa.com/blog/en/economy/solar-energy-in-mexico/> (accessed on 23 November 2022).

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

Conferencia dictada

- Agustín Moisés Alcaraz Calderón, Abigail González Díaz. Evaluación Técnica Económica para arreglos de cogeneración en una planta de mediano consumo, RVP-AI/RO&C'2022, IEEE Sección México.



Evaluación técnica-económica para arreglos de cogeneración en una planta de mediano consumo

Moises Agustín Alcaraz Calderón
*Gerencia de Turbomaquinaria
Instituto Nacional de
Electricidad y Energías Limpias*
Cuernavaca, México
aer@ineel.mx

Abigail González Díaz
*Dirección de Sistemas Mecánicos
Instituto Nacional de
Electricidad y Energías Limpias*
Cuernavaca, México
abigail.gonzalez@ineel.mx

Resumen—En este artículo se presenta una “Evaluación técnica y de costos para arreglos de cogeneración en una planta de mediano consumo”. El objetivo de esta evaluación es determinar qué arreglo o arreglos presentan los mejores resultados técnicos y de costos para implementarse en un centro de mediana escala. Este artículo se limita solamente a la evaluación de plantas de cogeneración del siguiente tipo: 1. Turbina de gas con recuperador de vapor, 2. Turbina de gas con recuperador de calor y turbina de vapor a contrapresión y 3. Turbina de gas con recuperador de calor y turbina de vapor a extracción condensación. Los 3 arreglos anteriores se evaluaron para 1 y 2 trenes respectivamente.

Palabras clave— *Cogeneración, Evaluación técnica-económica.*

I. INTRODUCCIÓN

Existen diversos centros de trabajo de grande, mediana y pequeña escala que consumen vapor y energía eléctrica simultáneamente (viables para cogeneración). Los centros de gran escala son los que tienen un consumo mayor a 100 MW eléctricos, los centros de mediana escala tienen un consumo de 5 a 100 MW y los de pequeña escala tienen consumos menores a 5 MW eléctricos. Entre los centros de gran escala se encuentran centros petroquímicos, refinerías, centros procesadores de gas y sistemas de calefacción municipales. Entre los centros de mediana escala se encuentran la industria azucarera, papelera, de alimentos, de fertilizantes, química, cementera entre otras. Entre los centros de pequeña escala se

encuentran los comercios, los edificios públicos y la pequeña industria.

De acuerdo con la CONUEE el potencial máximo, y que es económicamente factible de explotar considerando excedentes al Sistema eléctrico Nacional, es de 10,164 MW. La generación de estos insumos se puede realizar a través de diversos tipos de sistemas, ya sea de manera independiente o simultánea. Muchos centros de trabajo utilizan sistemas de generación de vapor y energía eléctrica basados en generadores de vapor y turbinas de vapor que utilizan gas natural como combustible.

La cogeneración es la generación de vapor y energía eléctrica en forma simultánea. Ésta forma de generar potencia ofrece mayores eficiencias que en los sistemas de generación independiente y por lo tanto menores costos de producción. En este artículo se presenta una “Evaluación técnica y de costos para arreglos de cogeneración en una planta de mediano consumo”. El objetivo de esta evaluación es determinar qué arreglo o arreglos presentan los mejores resultados técnicos y de costos para implementarse en un centro de mediana escala. Este artículo se limita solamente a la evaluación de plantas de cogeneración del siguiente tipo: 1. Turbina de gas con recuperador de vapor, 2. Turbina de gas con recuperador de calor y turbina de vapor a contrapresión y 3. Turbina de gas con recuperador de calor y turbina de vapor a extracción condensación. Los 3 arreglos anteriores se evaluaron para 1 y 2 trenes respectivamente.

Cursos Impartidos

- Temas selectos de sistemas energéticos”, con el tema “Principios de Captura de CO₂”, Enero-Junio 2020, Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Sistemas de cogeneración, energía limpia y su certificación, 5-16 de abril del 2021. Centro de Posgrado del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.

Estimado Mtro. Agustín Moisés Alcaraz Calderón:

Por este conducto me dirijo a usted con el fin de agradecer y reconocer su participación como docente en la asignatura "TEMAS SELECTOS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS", con el tema "PRINCIPIOS DE CAPTURA DE CO₂", el cual se impartió de enero a junio del 2020 para estudiantes de programa de maestría en Ingeniería del campo de conocimiento Energía.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, Cd. Mx. a 8 de julio de 2020
El Coordinador



Dr. Juan Luis François Lacouture



El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
otorga la presente

RECONOCIMIENTO

al:

**M.I. Agustín Moisés
Alcaraz Calderón**

por su participación como instructor en el curso
**Sistemas de cogeneración, energía
limpia y su certificación**

con una duración de 40 horas, realizado del 5 al 16 de abril de 2021

Mtra. Alicia Juárez Roldán
Responsable del Centro de
Posgrado

Reg. STPS: IIE7511250013

Reg. SEEM: 201721

