



# **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA EN ENERGÍA - SISTEMAS ENERGÉTICOS

## **EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE *RETROFIT* EN CENTRALES DE CICLO COMBINADO PARA LA INCORPORACIÓN DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> POST-COMBUSTIÓN EN MÉXICO**

### **TESIS**

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

PRESENTA:

**GUSTAVO RAMÍREZ ARIAS**

TUTOR PRINCIPAL:

**DRA. ABIGAIL GONZÁLEZ DÍAZ**

Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)

Ciudad Universitaria, CD. MX. – enero de 2019



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**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: **Dra. Martín del Campo Márquez Cecilia**

Secretario: **Dr. Quezada García Sergio**

1er. Vocal: **Dra. González Díaz Abigail**

2do. Vocal: **Dr. Dávila Serrano Moisés**

3er. Vocal: **Dr. Álvarez Watkins Pablo**

Lugar donde se realizó la tesis: Ciudad Universitaria, CD. MX.

TUTOR DE TESIS:

**DRA. ABIGAIL GONZÁLEZ DÍAZ**

-----

FIRMA

# *Agradecimientos*

*Agradezco a la vida por los desafíos constantes a los que me expone, pues me ha enseñado a valorar las bondades que nos brinda, me ha provisto de las fuerzas y me ha transmitido las ganas de continuar, de seguir intentándolo, de cada mañana luchar por mis sueños.*

*Así mismo agradezco a mi tutora, la Dra. Abigail González Díaz, por transmitirme sus conocimientos y mostrarse siempre dispuesta a colaborar, pero sobre todo, de la manera más sincera le agradezco su apoyo y paciencia en la producción de esta tesis.*

*De igual forma agradezco a mis sinodales: Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez, Dr. Sergio Quezada García, Dr. Moisés Dávila Serrano y Dr. Pablo Álvarez Watkins, por tomarse el tiempo para revisar el presente trabajo, y con sus comentarios enriquecerlo.*

*Agradezco a la UNAM y a sus profesores, por el valioso conocimiento y experiencias permeadas, pero también por crear conciencia y valores en nosotros, por hacer una necesidad y obligación el poner a la ciencia y a la tecnología al servicio de nuestro país y su gente, y motivarnos a hacer de México y el mundo un mejor lugar. Siempre fue un placer y una bendición caminar por Ciudad Universitaria y tomar clases en sus aulas.*

*Finalmente, agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) el otorgamiento de la beca académica que me permitió materializar mis estudios de Maestría.*

# CONTENIDO

Lista de Figuras.....	7
Lista de Tablas.....	10
Resumen .....	12
Abstract.....	13
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>14</b>
REFERENCIAS.....	17
<b>1. CICLOS COMBINADOS</b>	
<b>Fundamentos y Características.....</b>	<b>19</b>
1.1    GENERALIDADES .....	19
1.1.1    Descripción del proceso .....	20
1.1.2    Ventajas de las centrales de ciclo combinado .....	23
1.1.3    Desventajas y limitaciones de las centrales de ciclo combinado.....	23
1.2    TURBINA DE GAS .....	24
1.2.1    El ciclo de <i>Brayton</i> .....	25
1.3    CICLO DE VAPOR .....	27
1.3.1    El ciclo de <i>Rankine</i> simple .....	27
1.3.2    El ciclo <i>Rankine</i> con recalentamiento .....	29
1.4    CALDERA DE RECUPERACIÓN.....	30
1.5    GENERADOR.....	32
REFERENCIAS.....	33
<b>2. CAPTURA DE BIÓXIDO DE CARBONO</b>	
<b>en centrales de generación eléctrica.....</b>	<b>35</b>
2.1    INTRODUCCIÓN.....	35
2.1.1    Captura de CO <sub>2</sub> en procesos oxicomustión (oxyfuel).....	38
2.1.2    Captura de CO <sub>2</sub> previa a la combustión .....	38
2.2    CAPTURA DE CO <sub>2</sub> POSTERIOR A LA COMBUSTIÓN.....	40
2.2.1    Tecnologías existentes: Procesos de absorción .....	41
2.2.2    Descripción general.....	41
2.2.3    Pretratamiento necesario de los gases .....	44
2.2.4    Penalización en la eficiencia de generación con captura de CO <sub>2</sub> .....	45

2.2.5	Tecnologías emergentes .....	46
2.3	COMPRESOR DE CO <sub>2</sub> .....	49
2.4	IMPACTOS DE LOS SISTEMAS DE CAPTURA DE CO <sub>2</sub> EN LAS EMISIONES Y EN EL USO DE RECURSOS .....	51
2.4.1	Visión general de las emisiones de los sistemas de captura .....	51
2.4.2	Marco para la evaluación del impacto de los sistemas de captura .....	51
	REFERENCIAS.....	53
<b>3. RETROFIT</b>		
<b>Particularidades .....</b>		<b>56</b>
3.1	PRINCIPIOS TÉCNICOS Y ANTECEDENTES PARA LA RECONVERSIÓN A CAPTURA DE CO <sub>2</sub> EN PLANTAS EXISTENTES .....	56
3.2	RANGO DE PERMUTACIONES TÉCNICAS PARA LA RECONVERSIÓN DE UNA PLANTA EXISTENTE DE CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL (CCGN) .....	61
3.3	REGLAS ACTUALIZADAS PARA UNA INTEGRACIÓN TERMODINÁMICA EFECTIVA DE LA CAPTURA POST-COMBUSTIÓN.....	67
	REFERENCIAS.....	70
<b>4. OPORTUNIDADES PARA INCORPORAR TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.....</b>		
		<b>72</b>
4.1	INTRODUCCIÓN .....	72
4.2	ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.....	74
4.3	SELECCIÓN DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO CANDIDATAS A INCORPORARLES CAPTURA DE CO <sub>2</sub> .....	78
4.3.1	Selección de centrales de ciclo combinado candidatas a incorporarles captura de CO <sub>2</sub> de acuerdo a la edad operativa y la potencia instalada.....	78
4.4	OPORTUNIDADES EN MÉXICO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO <sub>2</sub> CAPTURADO .....	81
4.5	OPORTUNIDADES EN MÉXICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) INYECTANDO EL CO <sub>2</sub> CAPTURADO .....	89
	REFERENCIAS.....	91
<b>5. CICLOS COMBINADOS CON COMBUSTIBLE SUPLEMENTARIO SECUENCIAL COMO ALTERNATIVA PARA RETROFIT Y REPOTENCIACIÓN .....</b>		
		<b>94</b>
5.1	INTRODUCCIÓN .....	94
5.2	DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO A EVALUAR.....	96
5.2.1	Ciclo combinado con captura de CO <sub>2</sub> .....	96
5.2.2	Ciclo combinado con combustible suplementario.....	97

5.2.3	Ciclo combinado con un ciclo combinado adicional para igualar la potencia pérdida por la incorporación de la planta de captura de CO <sub>2</sub> .....	100
5.3	SIMULACIÓN DE LAS CONFIGURACIONES DE LA PLANTA DE GENERACIÓN INTEGRADA CON CAPTURA DE CO <sub>2</sub> Y COMPRESIÓN.....	101
5.3.1	Ciclo combinado sin captura de CO <sub>2</sub> .....	101
5.3.2	Simulación de la planta de captura de CO <sub>2</sub> .....	102
5.3.3	Simulación del compresor de CO <sub>2</sub> .....	104
5.4	RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	105
5.4.1	Planta de ciclo combinado con captura de CO <sub>2</sub> post-combustión.....	105
5.4.2	Planta de ciclo combinado con captura de CO <sub>2</sub> post-combustión y combustible suplementario secuencial para suplir la potencia perdida por la planta de captura....	106
5.4.3	Planta de ciclo combinado con captura de CO <sub>2</sub> post-combustión, integrada a una planta de cogeneración para suplir la potencia perdida por la planta de captura.	109
	REFERENCIAS.....	112
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>113</b>
	<i>APÉNDICE A</i> .....	115
	<i>APÉNDICE B</i> .....	116

# Lista de Figuras

Figura 1. Mapa de Ruta Tecnológica CCUS, etapa Políticas Públicas. ....	16
Figura 2. Central de ciclo combinado de eje simple.....	21
Figura 3. Central de ciclo combinado de eje múltiple .....	22
Figura 4. Central de ciclo combinado de eje múltiple 2x1, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor.....	22
Figura 5. Dibujo esquemático de una turbina de gas.....	24
Figura 6. Disposiciones de sistemas con turbina de gas: ciclo abierto (derecha) y ciclo cerrado (izquierda).....	25
Figura 7. Diagrama T-s para ciclo de <i>Brayton</i> .....	26
Figura 8. Proceso de un ciclo <i>Rankine</i> (a) y diagrama T-s de un ciclo <i>Rankine</i> con sobrecalentamiento (b).....	28
Figura 9. Proceso (a) y diagrama T-s (b) de un ciclo <i>Rankine</i> ideal con recalentamiento.....	29
Figura 10. Funcionamiento general de una caldera de recuperación .....	31
Figura 11. Generador eléctrico .....	32
Figura 12. Representación esquemática de los tipos de sistemas de captura de CO <sub>2</sub> .....	37
Figura 13. Esquema de una planta de carbón pulverizado con captura de CO <sub>2</sub> .....	40
Figura 14. Diagrama de flujo de un proceso de recuperación de CO <sub>2</sub> de los gases de combustión mediante absorción química (aminas).....	41
Figura 15. Diagrama entropía vs. temperatura del CO <sub>2</sub> , así como regiones de cambio de fase. Proceso de compresión politrópico de 6 etapas con enfriamiento intermedio.....	50
Figura 16. Proceso de captura de CO <sub>2</sub> post-combustión integrado a un ciclo combinado.....	59
Figura 17. Variación en la eficiencia de un ciclo combinado a diferentes temperaturas ambientales para un ciclo combinado convencional (gris), un ciclo combinado diseñado con un condensador considerando incorporar captura de CO <sub>2</sub> en un futuro (sin planta de captura) (azul), y un ciclo combinado integrado a una planta de captura (anaranjado).....	60
Figura 18. Variación en la potencia eléctrica de un ciclo combinado a diferentes temperaturas ambientales para un ciclo combinado convencional (gris), un ciclo combinado diseñado con un	

condensador considerando incorporarle captura de CO<sub>2</sub> en un futuro (sin planta de captura) (azul), y un ciclo combinado integrado a una planta de captura (anaranjado) .....60

Figura 19. Reconversión totalmente integrada. La potencia de generación es menor a la potencia del ciclo combinado original sin captura..... 61

Figura 20. Ciclo combinado adaptado al calor de una caldera adicional. La potencia de generación es menor a la potencia del ciclo combinado original sin captura, pero mayor a la alternativa ciclo combinado con captura (opción 1). ..... 62

Figura 21. Ciclo combinado adaptado a un sistema de calor y potencia generada a través de una caldera y turbina a contrapresión. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura.....63

Figura 22. Ciclo combinado acoplado a un sistema de cogeneración de menor capacidad, con o sin turbina de vapor de contrapresión. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura. ....64

Figura 23. Ciclo combinado adaptado a una planta de cogeneración para brindar energía térmica a la planta de captura. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura. ....65

Figura 24. Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el año 2017 .....76

Figura 25. Densidad y volumen relativo del CO<sub>2</sub> a diferentes profundidades .....81

Figura 26. Procesos que tienen lugar en las diferentes etapas de retención ..... 82

Figura 27. Opciones para almacenar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas profundas.....83

Figura 28. Inyección de CO<sub>2</sub> para recuperación mejorada con almacenamiento parcial. El CO<sub>2</sub> producido con el aceite se separa y se reinyecta en la formación, por lo que la necesidad de “nuevo” CO<sub>2</sub> disminuye..... 86

Figura 29. Zonas de inclusión y exclusión con potencial o no de almacenar geológicamente CO<sub>2</sub> antropogénico en la República Mexicana.....87

Figura 30. Campos petroleros susceptibles a la implementación de recuperación mejorada de petróleo (EOR) como estrategia de incremento de la producción. ....89

Figura 31. Diagrama de un ciclo combinado convencional.....96

Figura 32. Diagrama de un ciclo combinado con combustible suplementario .....97

Figura 33. Recuperador de calor con dos etapas de combustible suplementario ..... 98

Figura 34. Recuperador de calor con tres etapas de combustible suplementario .....99

Figura 35. Diagrama utilizado del ciclo combinado con combustible suplementario secuencial utilizado. ....	99
Figura 36. Ciclo combinado convencional integrado a un sistema de cogeneración para brindar al ciclo combinado original energía térmica o eléctrica, pérdida debido a la incorporación de la planta de captura de CO <sub>2</sub> . ....	100
Figura 37. Variación de rich loading y alturas del absorbedor MEA a diferentes concentraciones de CO <sub>2</sub> . Lean loading de 0.27 mol CO <sub>2</sub> /mol MEA, concentración de MEA del 30%, 90% de captura, temperatura y presión en el <i>reboiler</i> de 120 °C y 1.9 bar respectivamente.....	103
Figura 38. Optimización de la energía en el <i>reboiler</i> para un ciclo combinado como función del lean loading del solvente, a una temperatura y presión de 120 °C y 1.9 bar respectivamente. La concentración de CO <sub>2</sub> en el flujo de gases es de 4.2 mol% .....	103
Figura 39. Esquema de compresión de CO <sub>2</sub> con enfriamiento después de cada etapa, simulado en Aspen Plus®. ....	104
Figura B.40. Ciclo combinado convencional existente sin extracción de vapor simulado en Aspen plus®. ....	116
Figura B.41. Planta de captura de CO <sub>2</sub> simulada en Aspen plus®.....	116
Figura B.42. Compresor de CO <sub>2</sub> simulado en Aspen plus®. ....	116
Figura B.43. Ciclo combinado con combustible suplementario secuencial simulado en Aspen plus®. ....	117
Figura B.44. Planta de cogeneración para compensar la potencia perdida en el ciclo combinado al incorporar la planta de captura de CO <sub>2</sub> , simulado en Aspen plus®. ....	117

# Lista de Tablas

Tabla 1. Primeras plantas de captura comercial de CO <sub>2</sub> .....	36
Tabla 2. Características de los procesos de absorción con aminas empleados comercialmente .....	44
Tabla 3. Consumos energéticos de una instalación de absorción con aminas para una central de carbón y una de gas natural .....	45
Tabla 4. Principales características de los diferentes métodos de separación de CO <sub>2</sub> de gases, para la obtención de una corriente concentrada de CO <sub>2</sub> .....	48
Tabla 5. Concentración de impurezas en CO <sub>2</sub> seco en % en volumen .....	51
Tabla 6. Penalización energética según el tipo de central que se esté considerando .....	52
Tabla 7. Comparación de la penalización en la producción eléctrica de estudios de la industria .....	68
Tabla 8. Características de las plantas de captura post-combustión con integración termodinámica en estudios anteriores, lo que lleva a "penalizaciones en la producción de electricidad" por tonelada de CO <sub>2</sub> capturado .....	69
Tabla 9. Generación de energía eléctrica a partir de tecnologías limpias .....	74
Tabla 10. Generación de energía eléctrica a partir de tecnologías convencionales .....	75
Tabla 11. Centrales de ciclo combinado programados a operar durante el periodo 2018-2032 .....	77
Tabla 12. Centrales de ciclo combinado candidatas a <i>retrofit</i> con captura de CO <sub>2</sub> o <i>capture ready</i> , considerando una edad operativa menor a 10 años y una potencia instalada mayor a 300 MW .....	79
Tabla 13. Centrales de ciclo combinado que además de ser candidatas a incorporación de captura de CO <sub>2</sub> , se localizan dentro (o muy cerca) de alguna de las zonas de inclusión .....	88
Tabla 14. Centrales de ciclo combinado ideales para la ejecución de la estrategia CCUS-EOR .....	90
Tabla 15. Condiciones ambientales .....	102
Tabla 16. Planta de ciclo combinado sin captura de CO <sub>2</sub> .....	102
Tabla 17. Resultados de la simulación del ciclo combinado integrado a la planta de captura de CO <sub>2</sub> post-combustión .....	106
Tabla 18. Resultados de la simulación del ciclo combinado con combustible suplementario secuencial y captura de CO <sub>2</sub> .....	107

Tabla 19. Consumo de combustible en cada quemador suplementario..... 108

Tabla 20. Datos y parámetros de entrada requeridos en la simulación de la planta de cogeneración.  
..... 110

Tabla 21. Resultados de la planta de cogeneración requerida para compensar la potencia del ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub>. ..... 110

Tabla 22. Resultados de la potencia, eficiencia, y CO<sub>2</sub> generado totales de los dos ciclos: ciclo combinado existente y planta de cogeneración nueva utilizada para compensar la potencia perdida del ciclo combinado debido a la adición de captura de CO<sub>2</sub>..... 111

Tabla A.23. Temperatura y presión del vapor a la salida y entrada de cada sección de banco de tubos del recuperador de calor (HRSG) y caídas de presión..... 115

Tabla A.24. Presión de compresión en cada etapa del compresor..... 115

# Resumen

La presente tesis está conformada fundamentalmente por introducción, cinco capítulos, conclusiones y complementos que facilitan la comprensión del tema estudiado.

El primer capítulo nos introduce al mundo de las centrales eléctricas de ciclo combinado, describiéndonos el proceso para la generación de energía eléctrica a través de estas plantas; nos expone las ventajas, pero también las limitaciones que presentan, y nos describe sus principales componentes y el principio físico de cómo estas operan.

El capítulo siguiente trata sobre la captura de bióxido de carbono en centrales de generación eléctrica y sus tecnologías, profundizando en lo referente a la captura post-combustión, por ser una de las más desarrolladas hasta el momento, pero principalmente por ser la tecnología que se consideró en las simulaciones realizadas, de las cuales se ahonda en el último capítulo.

El capítulo tercero aborda la estrategia que busca conjuntar lo visto en los primeros dos capítulos, la captura de CO<sub>2</sub> a partir de procesos post-combustión pero en ciclos combinados específicamente. Nos ilustra sobre las 2 opciones que existen hoy en el mercado: *capture ready* y *retrofit*, esto al hablarnos de sus características e implicaciones, así como de alternativas que buscan suplir la energía penalizada producto de la incorporación de la captura de CO<sub>2</sub>.

En el capítulo cuarto, partiendo de la información publicada en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032, se determinan cuantas y cuáles son las próximas plantas de ciclo combinado en iniciar operaciones en el corto-mediano plazo, de éstas se seleccionan las candidatas a *capture ready* o *retrofit* y repotenciación. Es en este capítulo que se habla también del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> como medida que busca mitigar dichas emisiones. En línea con esta medida, se seleccionan las plantas que pudiesen formar parte de dicha estrategia.

Finalmente, el último capítulo inicia describiendo casos de estudio, posteriormente se detalla la metodología de simulación aplicada, enseguida se comparan los resultados obtenidos, y finalmente se discute y concluye el análisis.

# Abstract

This research examines alternatives for retrofit and repowering in a natural gas combined cycle power when post-combustion CO<sub>2</sub> capture technology is incorporated. The framework of this thesis contains five chapters that is organised as follows.

Chapter one describes with details of combined cycle power plants such as their main components, thermodynamic aspect, the advantages and disadvantages compared with other alternatives of power plant.

Chapter two presents the main three alternatives of carbon capture and storage: post-combustion, pre-combustion, and oxy-combustion, focusing more in detail on post-combustion because currently, it is the first commercialised technology for CO<sub>2</sub> capture from a power plant e.g. *Boundary Dam* project. This alternative is the one that is used in this thesis.

Chapter three described in details the alternatives for capture ready, retrofit, and repowering in natural gas combined cycle power plant.

Chapter four gives an overview of the status of the electricity sector in Mexico. A simplified methodology to determinate the how to select the power plant candidates for capture ready and retrofit and repowering is presented. The main contribution of this chapter is the identification of the future power plants expected to star their operation from 2018-2032 and that are the candidates for capture ready, retrofit and repowering. In addition, the CO<sub>2</sub> emissions for new power plants are estimated.

Chapter five introduces the novel alternative for retrofit and repowering: subcritical sequential supplementary firing combined cycle (SSFCC), this is the second contribution of this thesis. SSFCC has been proposed for new power plant with CO<sub>2</sub> capture but not for existing one. SSFCC is then compared with other alternative that has been proposed for retrofit: retrofit with separate cogeneration heat and power cycle for power matched retrofit. The comparison is the third contribution of this thesis.

Finally, conclusions are reached and recommendation for future work are suggested.

# INTRODUCCIÓN

El cambio climático derivado de las actividades humanas ha generado efectos ambientales negativos, como cambios en los patrones climáticos que alteran a los sistemas naturales, al ser humano y a su desarrollo. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (2015), la generación de electricidad es la principal fuente emisora de CO<sub>2</sub> y en segundo lugar se encuentra la industria del cemento y del acero.

Para el cumplimiento de los objetivos marcados por la Ley General de Cambio Climático, México se comprometió a reducir en un 30% sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 y en un 50% para el 2050, esto con respecto a las emisiones del año 2000, por lo que resulta muy recomendable considerar la implementación de la tecnología de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) en plantas de generación eléctrica. De acuerdo con el PRODESEN 2018-2032, los ciclos combinados son los que representan y representarán la mayor participación en el mercado eléctrico mexicano.

Existen principalmente tres tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> (IPCC, 2005): post-combustión, pre-combustión y oxi-combustión. La captura post-combustión es una tecnología que se puede implantar en plantas nuevas, así como en plantas existentes, debido a que la central de generación requiere mínimas modificaciones. Sumado a esto, es la tecnología que presenta mayores avances, un ejemplo de esto son los 2 proyectos precomerciales que se desarrollan actualmente: *Boundary Dam* en Canadá (Herzog, Meldon, & Hatton, 2009) y *Petranova* en Texas, Estados Unidos (Global CCUS Institute, 2016).

La tecnología de captura post-combustión consiste en capturar el CO<sub>2</sub> que se encuentra contenido en los gases de escape de las plantas de generación eléctrica o de otra industria, por ejemplo una planta de cemento o de acero. Este proceso se lleva a cabo en una columna de absorción que ocupa una solución de amina. Posteriormente, la solución de amina con el CO<sub>2</sub> que se absorbió se regenera en una columna de desorción, donde se inyecta energía térmica en el *reboiler* del desorbedor. La forma común de abastecer esta energía es con vapor de baja presión extraído del *crossover* del ciclo combinado o de la termoeléctrica.

En marzo de 2014, el gobierno de México publicó el “Mapa de Ruta Tecnológica CCUS” (SENER, 2014), donde se describe una serie de acciones que ya se implementaron y/o se implementarán a nivel nacional para el despliegue de las tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS) en centrales de generación eléctrica e industrias emisoras de gases de efecto invernadero.

Una de las principales acciones incluidas en el mapa de ruta es la “Política Nacional de CCUS Ready”, como se observa en la Figura 1. Esta acción daría inicio en el año 2016. Sin embargo, hasta la fecha aún no se ha llevado a cabo.

Dicha política consiste en que, de manera oportuna, se genere una política pública que regule el que las nuevas instalaciones se construyan desde origen listas para adaptarse a un esquema de captura de CO<sub>2</sub>. Este concepto se conoce como “CCS Ready”, y aunque implica una inversión adicional importante que se verá reflejada en los costos de producción, conlleva costos mucho menores a aquellos que se presentarían si las plantas no se planean así desde su origen.



Figura 1. Mapa de Ruta Tecnológica CCUS, etapa Políticas Públicas.

Es importante mencionar que el concepto de *capture ready* aplica únicamente a plantas que se encuentran en proceso de diseño, ya que es durante esa etapa que se deben considerar las adecuaciones necesarias para la incorporación de una planta de captura (IEAGHG, 2007).

Una planta existente o en construcción se considera candidata a *retrofit* y repotenciación, debido a que no se diseñó para incorporarle captura de CO<sub>2</sub>. Durante la incorporación del proceso de captura post-combustión, la planta de generación sufre una penalización debido a la extracción de vapor requerido por la planta de captura; por este motivo es necesario compensar esa potencia, con la finalidad de suplir la demanda de energía eléctrica especificada.

Con el desarrollo de esta tesis se busca evaluar alternativas de *retrofit* y repotenciación, en ciclos combinados con captura de CO<sub>2</sub>, que reduzcan la penalización en la eficiencia de la planta de generación. La tecnología de captura de CO<sub>2</sub> seleccionada es post-combustión, esto debido a que, como se mencionó anteriormente, es la tecnología que conlleva menores modificaciones a la planta de generación cuando a ésta se le incorpora el proceso de captura. La tesis está enfocada en los ciclos combinados, ya que es y será la tecnología con mayor participación en el mercado eléctrico mexicano, al menos hasta el 2032.

## REFERENCIAS

-  Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. (2012). *Ley General de Cambio Climático*. México: Diario Oficial de la Federación.
-  Dirección general de generación y transmisión de energía eléctrica. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN)*. México: Secretaria de Energía.
-  González, A., Sánchez, 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 (2016) 330–345.
-  Global CCS Institute. (2016). *The Global Status of CCS: 2016*. Summary Report, Australia. Recuperado de <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/201158/global-status-ccs-2016-summary-report.pdf>
-  Herzog, H., Meldon, J., y Hatton, A. (2009). *Advanced Post-Combustion CO2 Capture*. Clean Air Task Force.
-  International Energy Agency Greenhouse Gas [IEAGHG]. (2007). *CO2 capture ready power plants*. IEAGHG. Report number: 2007/4.
-  International Energy Agency Greenhouse Gas [IEAGHG]. (2012). *CO2 capture at gas fired power plants*. IEAGHG. Report number: 2012/8.
-  International Energy Agency [IEA]. (2015). *World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change*. Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
-  IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Elaborado por Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Metz, B., O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos, y L. A. Meyer (ed.)). Universidad de Cambridge, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EUA.
-  Secretaria de Energía [SENER]. (2014). *Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México*. México: SENER.

Central de ciclo combinado  
de Dulces Nombres II  
/ México

© Iberdrola, S.A.





# **CICLOS COMBINADOS**

## **Fundamentos y Características**

### **1.1 GENERALIDADES**

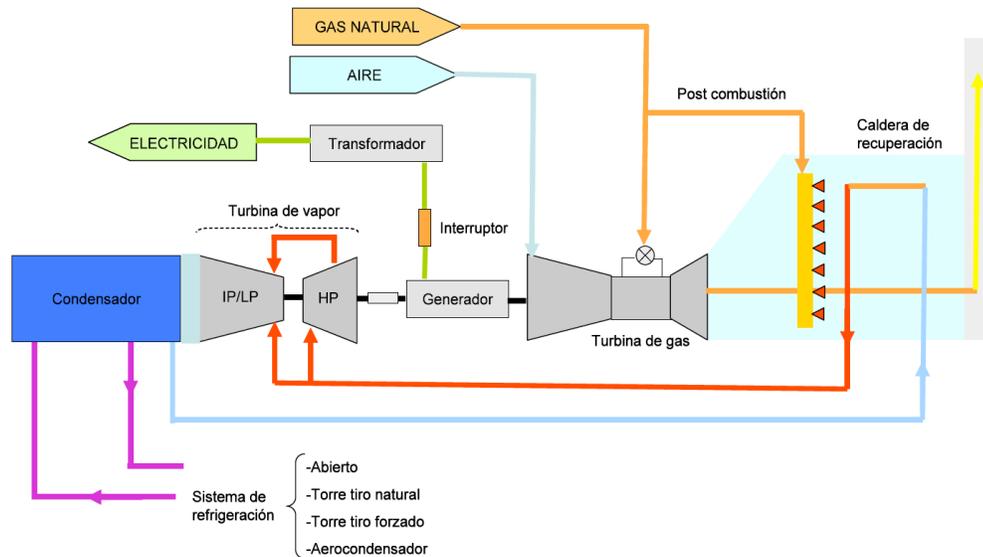
Un ciclo combinado es la integración de dos o más ciclos termodinámicos de producción de potencia, de modo que interactúen para obtener un mejor rendimiento (Horlock, 1995). Básicamente, la integración de los dos ciclos consiste en un intercambio de calor, de forma que el ciclo de mayor temperatura cede el calor no convertido en trabajo al de baja, es decir, se aprovecha parte del calor que se liberaría al ambiente, esto para producir trabajo en el segundo ciclo (Rovira, 2004).

### 1.1.1 Descripción del proceso

Como ya se mencionó, un ciclo combinado se compone de dos ciclos termodinámicos: un ciclo de gas (*Brayton*) y otro ciclo de vapor (*Rankine* respectivamente). En el primero, el fluido de trabajo es el aire, que es aspirado del medio ambiente, por lo que se encuentra a una temperatura, presión y humedad relativa determinada, posteriormente dicho aire ingresa a la turbina de gas. Al ingresar, el aire pasa por un compresor, en donde experimenta un aumento de presión, temperatura y densidad. El compresor es accionado por la turbina por medio de una flecha mecánica conectada entre ellas. Al salir del compresor, el aire ingresa a una cámara de combustión, en donde se mezcla con el combustible, este reacciona con el oxígeno contenido en el aire previamente comprimido para producir una reacción de combustión a presión constante, y de esta manera generar los gases de combustión a altas temperaturas. Los gases de combustión se suministran en la turbina, en donde ocurre un proceso de expansión desde la presión de los gases en la cámara de combustión hasta la presión ambiental, durante la expansión los gases de combustión hacen girar los álabes unidos al rotor de la turbina, generando el trabajo mecánico necesario para mover al compresor y al mismo tiempo al generador eléctrico asociado al ciclo de gas (Kiameh, 2003).

Los gases calientes de escape que se liberan de la turbina de gas a temperaturas mayores a los 500 - 600 °C se envían a la caldera de recuperación de calor, en ésta se produce el intercambio de calor entre los gases calientes de escape y el agua del ciclo de vapor a alta presión. Los gases enfriados son liberados a la atmósfera a través de una chimenea, mientras que el agua del ciclo de vapor alcanza la temperatura de vapor vivo necesario para producir potencia. Se procura que la temperatura de los gases de escape disminuya sin llegar a la temperatura del punto de rocío ácido, esto para evitar corrosión y daño en los materiales del equipo. Respecto al ciclo de vapor, el agua proveniente del condensador se acumula en un tanque de alimentación, de éste se distribuye a través de bombas a los distintos circuitos de tubería que componen el ciclo de vapor (González, 2016).

El esquema general de una planta de ciclo combinado de eje simple (turbina de gas y turbina de vapor accionan el mismo generador) se ilustra en la Figura 2:



**Figura 2. Central de ciclo combinado de eje simple (Fernández & Robles, (s.f.)).**

El agua pasa por la caldera de recuperación de calor, en el cual circula por tres dispositivos:

- ☞ *Economizador.* En este equipo la temperatura del agua se eleva hasta casi la temperatura de saturación.
- ☞ *Evaporador.* Éste se encuentra en la zona central de la caldera, donde se produce el cambio de fase líquido-vapor (en este proceso la mezcla líquido-vapor se mantiene a temperatura constante).
- ☞ *Sobrecalentador de vapor.* En este intercambiador de calor el vapor adquiere un mayor nivel energético, por lo que aumenta su temperatura y su entalpía. Está colocado en la zona más próxima al escape de la turbina gas, donde la temperatura es mayor.

El vapor generado en la caldera de recuperación de calor se expande en una turbina de vapor, donde genera potencia eléctrica y es enviada al condensador y así repetir el ciclo de vapor.

La unión de los dos ciclos térmicos (turbina de gas y turbina de vapor) permite generar más energía que un ciclo abierto (sólo turbina de gas). La combinación de ambos ciclos aprovecha el calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas, que de otro modo se consideraría como un flujo de desperdicio, enviado con regularidad directamente a la atmósfera a través de la chimenea. De esta forma, la eficiencia térmica es mayor al 55-60%, cuando la eficiencia térmica de una turbina de gas rara vez está por encima del 40% (Kehlhofer et al., 2009).

Adicionalmente, también se construyen plantas de eje múltiple, en las que la turbina de gas y la turbina de vapor no están unidas por el mismo eje, y cada una acciona un generador distinto (Figura 3).

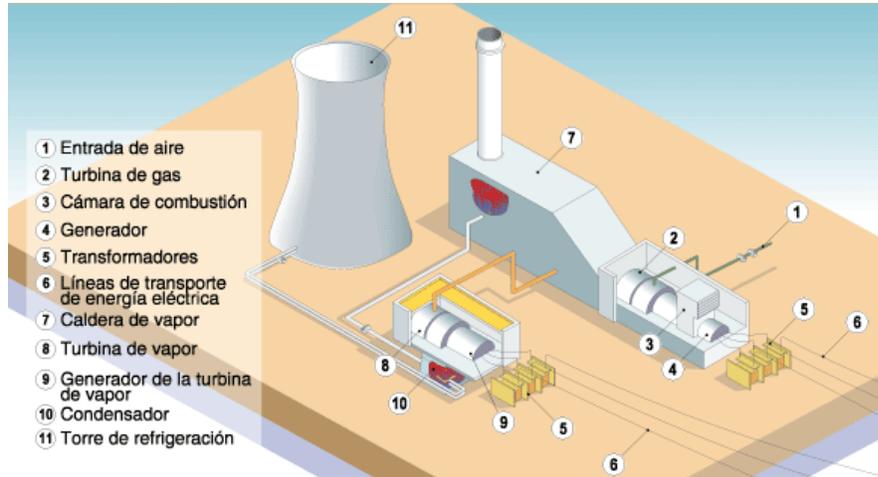


Figura 3. Central de ciclo combinado de eje múltiple

[Fuente: <http://www.unesa.net/investigar/sabereinvestigar/esquemas/esquemas.htm>].

Así también es habitual la combinación 2 x 1, cuya configuración consiste en dos turbinas de gas, cada una de ellas con su respectiva caldera de recuperación, y una sola turbina de vapor, que recibe el vapor de ambas calderas (Figura 4). En este caso cada turbina tiene su propio generador (tres en total).

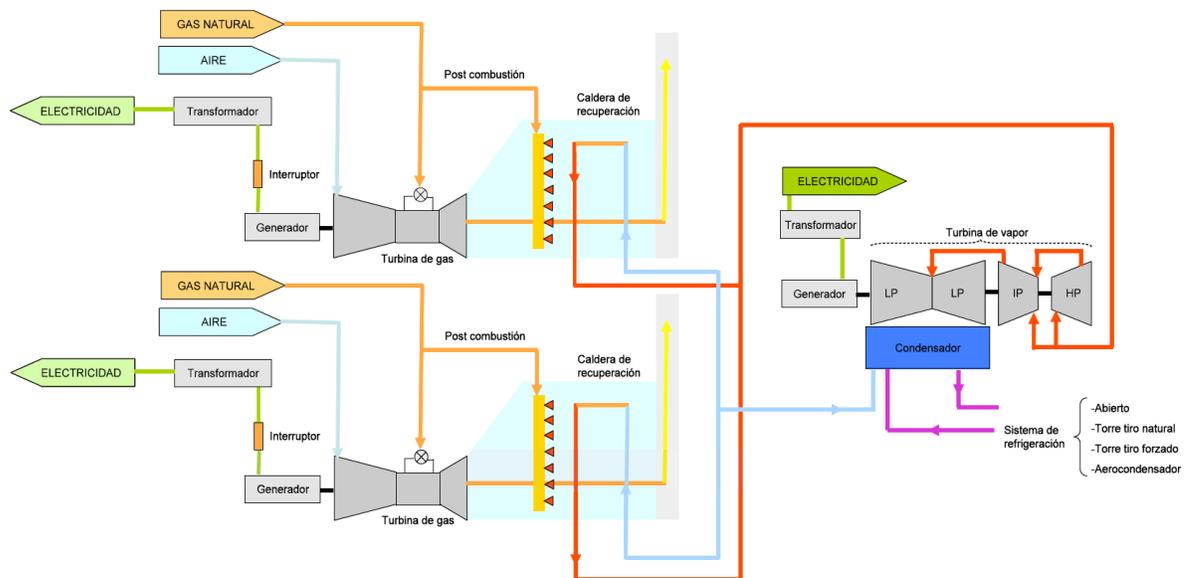


Figura 4. Central de ciclo combinado de eje múltiple 2x1, con dos turbinas de gas y una turbina de vapor (Fernández & Robles, (s.f.)).

### 1.1.2 Ventajas de las centrales de ciclo combinado

Adicional a la flexibilidad de uso, ya sea para la generación de energía eléctrica o para generar vapor, este tipo de configuración permite la conversión o repotenciación (*repowering*) de instalaciones térmicas convencionales, implementando turbinas de gas y calderas de recuperación de calor para obtener una mayor potencia y el incremento de la eficiencia total de la planta.

Las razones para justificar un mayor uso de turbinas de gas en sistemas de ciclo combinado son las siguientes (González, 2016):

- ☞ **Disponibilidad de grandes volúmenes de gas natural.** La disponibilidad de este combustible, cuyo agotamiento no será en el corto plazo.
- ☞ **Elevadas eficiencias térmicas.** La eficiencia térmica de los ciclos combinados que operan en la actualidad es del orden del 60%.
- ☞ **Bajas emisiones de NOx,** comparado con las emisiones de este mismo gas en centrales de carbón (IEAGHG, 2012).
- ☞ **Inversión.** Bajo costo de inversión (IEAGHG, 2012).

### 1.1.3 Desventajas y limitaciones de las centrales de ciclo combinado

Una de las limitaciones que imponen los materiales y las temperaturas de trabajo asociadas a los equipos y del circuito de gases de combustión, son los esfuerzos térmicos que ocurren cuando estos ciclos operan de manera intermitente o cíclica. Cuando se trabaja en un régimen de arranque-parada frecuente, el estrés térmico producido en los materiales es mucho mayor que en operación continua, produciendo fatiga termomecánica en los metales base (García, 2005).

Los combustores de bajas emisiones de NOx fueron un importante logro, no obstante, implican tener mayor inestabilidad de flama por la necesidad de usar una pobre relación aire-combustible. La oscilación de la llama puede producir vibraciones y ruido inaceptable, repercutiendo en la vida útil y la fiabilidad operativa de la turbina de gas.

Otra limitación de los ciclos combinados es la variación de la potencia de generación con las condiciones ambientales (Kehlhofer et al., 2009). Así en días calurosos, la turbina de gas genera una menor potencia y con menor eficiencia que en los días fríos.

## 1.2 TURBINA DE GAS

En la turbina de gas se efectúa la combustión del gas en presencia de aire. Los gases procedentes de la combustión a altas temperaturas (por encima de los 1,200 °C) pasan a gran velocidad a través de la turbina, haciendo girar a ésta y generando energía mecánica de rotación en el eje de la turbina. Estos gases calientes son aprovechados en la caldera recuperadora de calor (Menoyo, 2017). En la Figura 5 se ilustra los componentes de una turbina de gas.

Frente a las turbinas de vapor, las turbinas de gas apenas tienen necesidades de refrigeración, lo que facilita enormemente su instalación. Comparadas con las turbinas de vapor, cuyo tiempo de puesta en marcha operativa es notable, las turbinas de gas alcanzan su plena carga en tiempos cortos debido a su baja inercia térmica. Este hecho las hace ideales en aplicaciones en las que se requieren variaciones de carga rápidas, como en abastecimientos cuando se presentan picos de demanda (Kehlhofer et al., 2009).

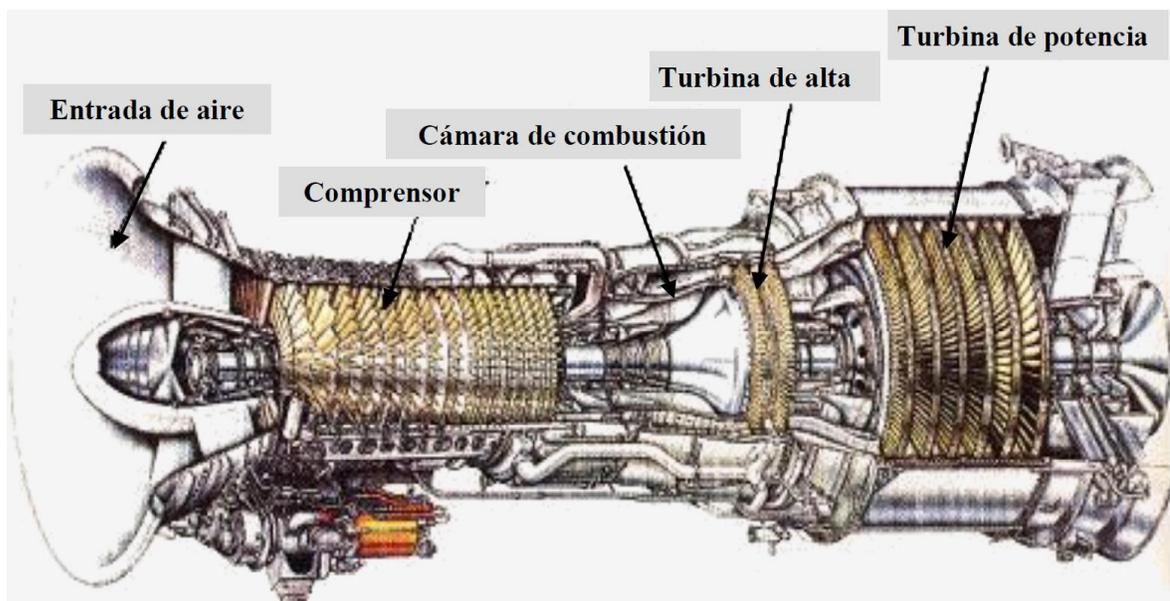


Figura 5. Dibujo esquemático de una turbina de gas (Menoyo, 2017).

### 1.2.1 El ciclo de *Brayton*

El ciclo de *Brayton*, como cualquier ciclo termodinámico, pretende adaptar el ciclo de *Carnot* por ser éste el más eficiente.

Entre las principales características del ciclo de *Brayton* destacan (Menoyo, 2017):

- ☞ *Es un ciclo de combustión interna.* Es decir, el aporte de calor al ciclo se realiza en el seno del propio fluido de potencia. Esto tiene como consecuencia que máquinas relativamente pequeñas sean capaces de realizar el ciclo.
- ☞ *Es un ciclo abierto (Figura 6).* El fluido de potencia proveniente del ambiente se somete a los procesos asociados al ciclo y posteriormente se devuelve al ambiente.
- ☞ *El fluido de potencia no es condensable en el rango de temperaturas de uso,* por tanto, no aparecen fenómenos de evaporación/condensación a lo largo del ciclo.

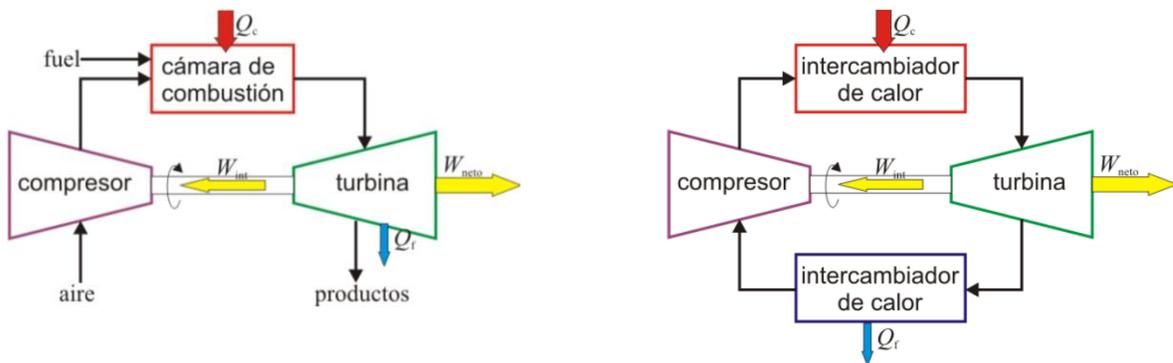


Figura 6. Disposiciones de sistemas con turbina de gas: ciclo abierto (derecha) y ciclo cerrado (izquierda) (Menoyo, 2017).

Las etapas del ciclo respecto al diagrama T-s se representan en la Figura 7 y son (García et al., 2008):

- ☞ **Proceso 1-2.** El aire es comprimido, pasando de la presión 1 (presión atmosférica) a la presión 2 (presión de salida del compresor). La compresión, en un ciclo ideal se realiza sin variación en la entropía. En un ciclo real, la compresión no es isoentrópica, lo que provoca irreversibilidades (el proceso no es reversible desde un punto de vista termodinámico), esto hace que el rendimiento real sea inferior al ideal. La compresión requiere energía que es suministrada por la turbina de gas.

☞ **Proceso 2-3.** Adición de calor a presión constante. Se añade combustible y se produce la combustión. La presión se mantiene constante, y la temperatura que se alcanza en el punto 3.

☞ **Proceso 3-4.** Expansión isentrópica. Los gases de combustión se expanden en las etapas de álabes de la turbina, provocando su movimiento. En un ciclo ideal, esta expansión se realiza sin cambios en la entropía, aunque en el ciclo real hay un aumento.

☞ **Proceso 4-1.** Cesión de calor a presión constante. Por último, los gases de combustión salen de la turbina hacia la atmósfera, cerrando el ciclo.

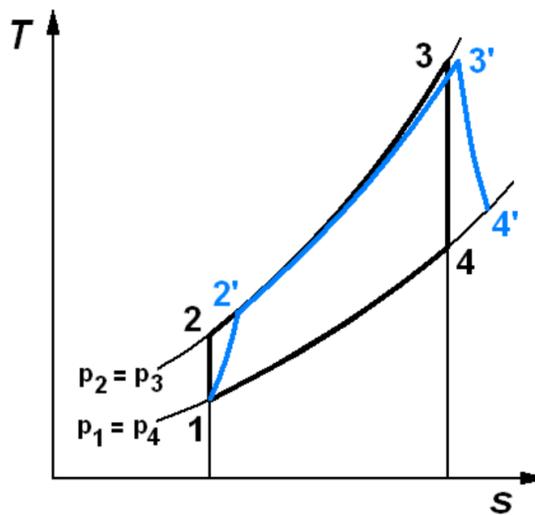


Figura 7. Diagrama T-s para ciclo de *Brayton* (Menoyo, 2017).

## 1.3 CICLO DE VAPOR

El ciclo de vapor consiste en: generador de vapor, turbina de vapor y condensador. En el generador de vapor, el vapor-agua intercambia calor con los gases de escape de la turbina de gas, se pueden generar vapor a diferentes presiones: vapor de alta, de intermedia y baja presión. El generador de vapor está compuesto por varios intercambiadores de calor: el economizador donde el agua de alimentación se calienta hasta condiciones de agua saturada, el evaporador donde el agua pasa de líquido saturada a vapor saturada, y finalmente el sobrecalentador donde el vapor saturada eleva su temperatura hasta vapor sobrecalentado. El vapor generado se envía a una turbina de vapor donde genera energía eléctrica. El vapor exhausto se condensa en un condensador o aerocondensador (Kehlhofer et al., 2009).

### 1.3.1 El ciclo de *Rankine* simple

El ciclo de *Rankine* es el ciclo ideal que sirve de base al funcionamiento de las centrales térmicas, las cuales actualmente producen la mayor parte de la energía eléctrica que se consume en el mundo.

El ciclo de *Rankine* es un ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia. Como cualquier otro ciclo de potencia, su eficiencia está acotada por la eficiencia termodinámica de un ciclo de *Carnot* que opere entre los mismos focos térmicos (límite máximo que impone el Segundo Principio de la Termodinámica). Debe su nombre a su desarrollador, el ingeniero y físico escocés William John Macquorn Rankine.

Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa típicamente agua. Mediante la quema de un combustible, el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje (este eje, solidariamente unido al de un generador eléctrico, es el que generará la electricidad en la central térmica). El vapor de baja presión que sale de la turbina se introduce en un condensador, equipo donde el vapor se condensa y cambia al estado líquido (habitualmente el calor es evacuado mediante una corriente de refrigeración procedente del mar, de un río o de un lago). Posteriormente, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida, para después introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta manera el ciclo.

El diagrama T-s de un ciclo *Rankine* ideal (Figura 8) está formado por cuatro procesos: dos isentrópicos y dos isobáricos. La bomba y la turbina son los equipos que operan según procesos isentrópicos (adiabáticos e internamente reversibles). A continuación se describe la trayectoria de un ciclo *Rankine*:

**Proceso 1-2:** Compresión isotrópica en una bomba. El fluido de trabajo en fase líquida mediante una bomba, lo cual implica un consumo de potencia. Se aumenta la presión del fluido de trabajo hasta el valor de presión en caldera.

**Proceso 2-3:** Adición de calor a presión constante en una caldera. En un primer tramo del proceso el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación, luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor y finalmente se obtiene vapor sobrecalentado. Este vapor sobrecalentado de alta presión es el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo (la potencia neta del ciclo se obtiene realmente descontando la consumida por la bomba, pero ésta suele ser muy pequeña en comparación y suele despreciarse).

**Proceso 3-4:** Expansión isotrópica en una turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. Se realiza en una turbina de vapor y se genera potencia en el eje de la misma.

**Proceso 4-1:** Rechazo de calor a presión constante en un condensador, de forma que el fluido de trabajo alcanza el estado de líquido saturado. Se realiza en un condensador (intercambiador de calor), idealmente sin pérdidas de carga.

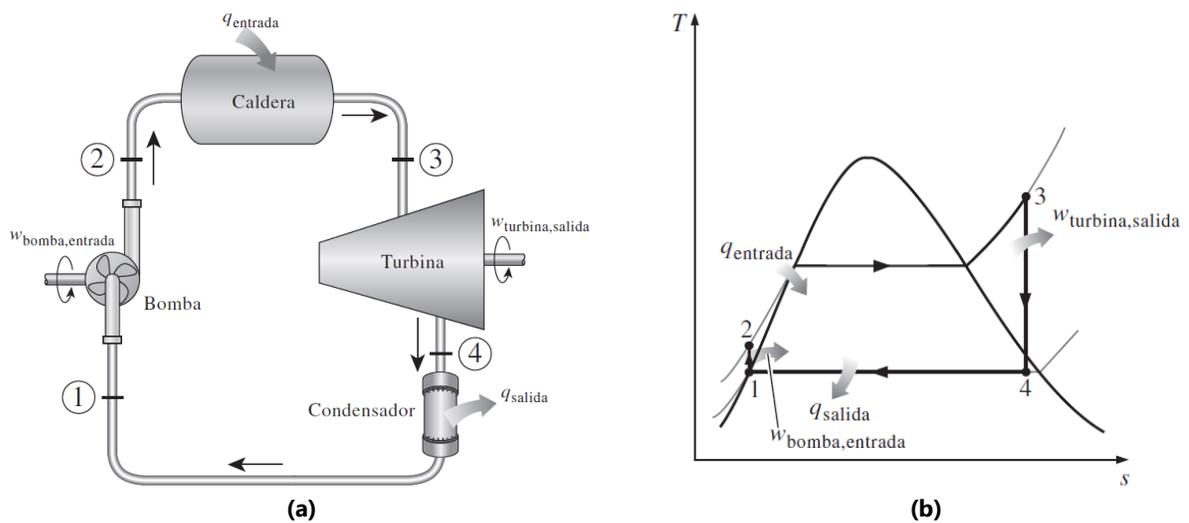


Figura 8. Proceso de un ciclo *Rankine* (a) y diagrama T-s de un ciclo *Rankine* con sobrecalentamiento (b)

### 1.3.2 El ciclo *Rankine* con recalentamiento

La eficiencia del ciclo *Rankine* puede incrementarse aumentando la presión de operación en la caldera; sin embargo, dicho aumento origina un mayor grado de humedad en los últimos pasos de la turbina.

Este problema puede solucionarse haciendo uso del recalentamiento, en donde el vapor a alta presión procedente de la caldera se expande solo parcialmente en una parte de la turbina, para volver a ser recalentado en la caldera. Posteriormente, el vapor retorna a la turbina, en donde se expande hasta la presión del condensador (Figura 9).

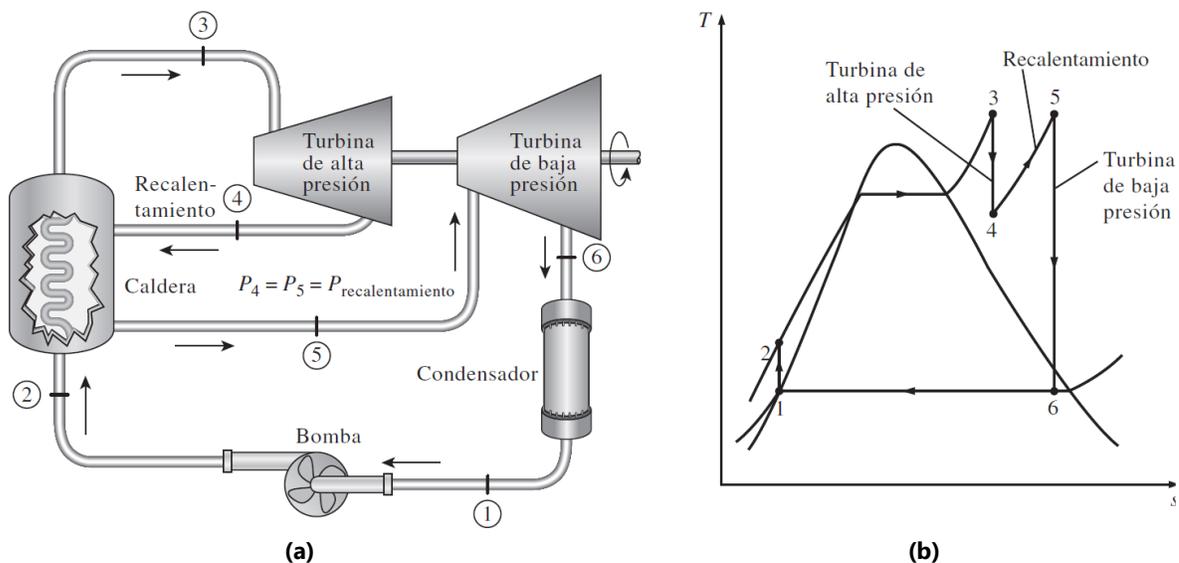


Figura 9. Proceso (a) y diagrama T-s (b) de un ciclo *Rankine* ideal con recalentamiento.

El ciclo *Rankine* con recalentamiento puede ayudar a elevar mínimamente la eficiencia del ciclo, pero se usa para alargar el tiempo de vida de la turbina. Idealmente podríamos usar una cantidad infinita de recalentamientos para continuar elevando la eficiencia, pero en la práctica solo se usan dos o tres, ya que la ganancia de trabajos es muy pequeña.

El ciclo *Rankine* ideal con recalentamiento difiere del ciclo *Rankine* ideal simple en que el proceso de expansión sucede en dos etapas. En la primera (la turbina de alta presión) el vapor se expande isentrópicamente hasta una presión intermedia y regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante, por lo general hasta la temperatura de entrada de la turbina de la primera etapa. Posteriormente, el vapor se expande isentrópicamente en la segunda etapa (turbina de baja presión) hasta la presión del condensador.

## 1.4 CALDERA DE RECUPERACIÓN

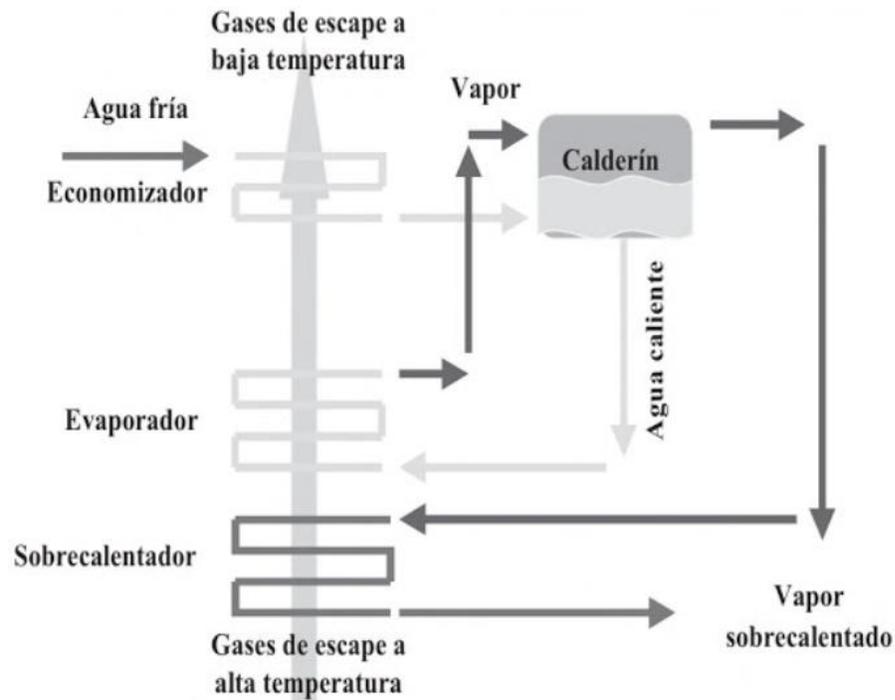
Las calderas que se utilizan en las plantas de ciclo combinado son calderas que recuperan el calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas. En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover la turbina de vapor. Este sistema conecta a los dos ciclos térmicos de la planta.

Normalmente existen diferentes niveles de presión en la caldera, los cuales se clasifican de acuerdo con su presión en (García et al., 2008):

- ☞ **Vapor de alta.** Con una presión de unos 120 bares y una temperatura que puede oscilar entre los 320 y 570 °C.
- ☞ **Vapor de media.** Con una presión alrededor de los 25 bares y con una temperatura entre los 230 y 570 °C.
- ☞ **Vapor de baja.** Con una presión de unos 4 bares y con temperaturas de unos 150 °C.

El funcionamiento del generador de vapor o recuperador de calor convencional opera de la siguiente: el agua de alimentación es bombeada a los economizadores donde ésta eleva su temperatura aproximadamente hasta condiciones de líquido saturado. El líquido saturado es enviado al evaporador, donde se le adiciona calor hasta conseguir la evaporación de éste (vapor saturado) (Kehlhofer et al., 2009).

La fase vapor sale por la parte más alta del calderín y se dirige hacia el sobrecalentador, donde se eleva notablemente la temperatura del vapor para alejarla de la de saturación, en ésta sección la temperatura se eleva hasta las condiciones requeridas por la turbina de vapor (Figura 10).



**Figura 10. Funcionamiento general de una caldera de recuperación (García et al., 2008).**

De acuerdo con García et al. (2008), los elementos más importantes que componen el ciclo agua-vapor son los siguientes:

- ☞ Tanque de alimentación.
- ☞ Bombas de alimentación.
- ☞ Desgasificador.
- ☞ Condensador.
- ☞ Bombas de condensado.
- ☞ Otros equipos (equipos de limpieza del condensador, eyectores para producir vacío en el condensador, depósitos recolectores de condensados, etc.).

## 1.5 GENERADOR

El generador (Figura 11) es un equipo acoplado a la turbina, y es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación transmitida al eje por las turbinas en energía eléctrica. La transmisión de energía mecánica, procedente de las turbinas de gas y vapor, se puede realizar a través de uno o varios ejes de potencia, es decir, pueden estar unidas por el mismo eje a un solo generador, o cada turbina puede tener su propio generador (García et al., 2008).



**Figura 11. Generador eléctrico**  
(Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/generador.html>).

## REFERENCIAS

- 🌐 Cicloscombinados.com. (2019). *RENOVETEC: GENERADOR*. [online] Recuperado de: <http://www.cicloscombinados.com/generador.html>
- 🌐 Fernández, I., y Robles, A. R. (s.f.). *Centrales de Generación de Energía Eléctrica*. Cantabria, España: Universidad de Cantabria.
- 🌐 García, S. (2005). *Centrales de ciclo combinado*. Renovetec. España.
- 🌐 García, S., Ratia, P., y Perea, J. (2008). *Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado*. Ediciones Díaz de Santos.
- 🌐 González, J. A. (2016). *Análisis energético de la central de ciclo combinado "Norte III"* (Tesis de pregrado). Universidad Autónoma Metropolitana, Ciudad de México, México.
- 🌐 Horlock, J. H. (1995). Combined Power Plants-Past, Present, and Future. *J. Eng. Gas Turbines Power* 117(4), 608-616.
- 🌐 International Energy Agency Greenhouse Gas. (2012). *CO<sub>2</sub> capture at gas fired power plants*. IEAGHG. Reporte número: 2012/8.
- 🌐 Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F., y Rukes, B. (2009). *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*, 3ra. Edición. PennWell corporation.
- 🌐 Kiameh, P. (2003). *Power generation handbook: selection, applications, operation, and maintenance*. McGRAW-HILL.
- 🌐 Mendoza, J. (2002). *Análisis del diseño termodinámico de centrales eléctricas de ciclo combinado* (Tesis de pregrado). Universidad de Piura, Perú.
- 🌐 Menoyo, G. (2017). *Simulador de turbinas de gas de doble eje* (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Madrid, España.
- 🌐 Rovira, A. J. (2004). *Caracterización termoeconómica de ciclos combinados de turbinas de gas y de vapor en condiciones de carga variable* (Tesis doctoral). Universidad Politécnica de Madrid, España.
- 🌐 Unesa.net. (2019). *Mapas de la electricidad*. [online] Recuperado de: <http://www.unesa.net/investigador/sabereinvestigar/esquemas/esquemas.htm>





# **CAPTURA DE BIÓXIDO DE CARBONO en centrales de generación eléctrica**

## **2.1 INTRODUCCIÓN**

La captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) (CAC) consiste en separar el CO<sub>2</sub> emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento o para darle cualquier uso como la recuperación mejorada de petróleo (Metz, Davidson, Coninck, Loos, & Meyer, 2005).

La idea de capturar el CO<sub>2</sub> de los efluentes de plantas energéticas surgió como una posible fuente de CO<sub>2</sub> para ser utilizado en las operaciones de "recuperación mejorada de petróleo" (EOR), cuya intención es mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento.

Las primeras plantas de captura de CO<sub>2</sub> se construyeron a finales de la década de los 70's y principios de los 80's en Estados Unidos (Tabla 1).

**Tabla 1. Primeras plantas de captura comercial de CO<sub>2</sub>  
(Herzog, 1999).**

Operator	Location	Capacity (tons/day CO <sub>2</sub> )	Fuel Source	CO <sub>2</sub> Use	Technology	Status
Carbon Dioxide Technology	Lubbock, TX	1200	gas boiler	EOR	Dow MEA	Shut
North American Chemical Co.	Trona, CA	800	coal boiler	Carbonation of brine (soda ash)	Kerr-McGee MEA	Operational since 1978
Mitchell Energy	Bridgeport, TX	493	gas heaters, engines, turbine	EOR	Inhibited MEA	Shut
Northeast Energy Associates	Bellingham, MA	320	gas turbines	PURPA (food-grade)	Fluor Daniel	Operational since 1991
Soda Ash Botswana	Sua Pan,	300	coal boiler	Carbonation of brine (soda ash)	Kerr-McGee MEA	Operational since 1991
Applied Energy Systems	Poteau, OK	200	coil boiler (fluidized bed)	PURPA (food-grade)	Kerr-McGee MEA	Operational since 1991
Sumitomo Chemicals	Chiba, Japan	165	gas boilers plus oil/coal boiler	food-grade	Fluor Daniel	Operational since 1994
Luzhou Natural Gas	China	160	NH <sub>3</sub> plant reformer exhaust	Urea	Dow MEA	No Information
Indo Gulf Fertilizer Co.	India	150	NH <sub>3</sub> plant reformer exhaust	Urea	Dow MEA	Operational since ~1988
N-ReN Southwest	Carlsbad, NM	104	gas boiler plus NH <sub>3</sub> reformer exhaust	EOR	Retrofit to Dow MEA	Shut
ProSint	Rio de Janeiro, Brazil	90	gas boiler	food-grade	Fluor Daniel	Operational since 1997
Liquid Air Australia	Australia	2 x 60	gas boiler	food-grade	Dow MEA	Operational since ~1985

Debido a las cantidades de CO<sub>2</sub> que se liberan actualmente a la atmósfera, más de 35,000 millones de toneladas al año (Olivier, Janssens-Maenhout, Muntean, & Peters, 2013), para que la aplicación de las tecnologías CCUS (Carbon Capture, Use and Storage) signifique una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero debe almacenarse.

Las grandes centrales térmicas, cementeras, refinerías, acerías, cerámicas, etc., son grandes fuentes estacionarias de CO<sub>2</sub> porque hacen un uso masivo de combustibles fósiles para alimentarse de la energía y las materias primas necesarias para el proceso. Por tanto, una alternativa para reducir sus emisiones es la captura, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

La necesidad de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> para satisfacer las exigencias de sostenibilidad que la sociedad actual demanda, está obligando no solo a la industria mexicana sino a toda la industria mundial a buscar desarrollos tecnológicos que permitan una reducción drástica de las emisiones sin que la producción se vea afectada. La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> se encuadra dentro de este esfuerzo y es una de las líneas donde mayores avances se están produciendo (Bartolomé, Mora, & Recalde, 2011).

Actualmente existen tecnologías de CCUS disponibles a escala comercial para llevar a cabo la separación del CO<sub>2</sub> de gases de combustión, aunque los costos asociados a su aplicación representan aproximadamente 0.03 €/kWh sobre el precio de la electricidad. La etapa de separación o captura de CO<sub>2</sub> es clave en todo el sistema CCUS debido a que representa alrededor del 75-80% del costo total (IPCC, 2005; Davison, 2007), motivo por el cual a nivel mundial se está estudiando el desarrollo de diversas tecnologías avanzadas de captura de CO<sub>2</sub>, cuyo principal objetivo es reducir el costo y mejorar el rendimiento energético de dicha etapa.

Por definición, todos los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> incluyen siempre un proceso de separación de gases a gran escala, más o menos integrado en el proceso necesario para seguir generando el mismo producto que el sistema de referencia. Esta separación de gases no es necesariamente sólo una separación de CO<sub>2</sub>. De hecho, las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> se dividen en tres grandes grupos en función del método de captura y del punto del proceso donde se realice (Bartolomé, Mora, & Recalde, 2011).

La Figura 12 esquematiza los sistemas de captura, acorde al criterio anteriormente mencionado, para el caso de grandes centrales térmicas o plantas que utilizan combustibles fósiles para generar energía en una u otra forma.

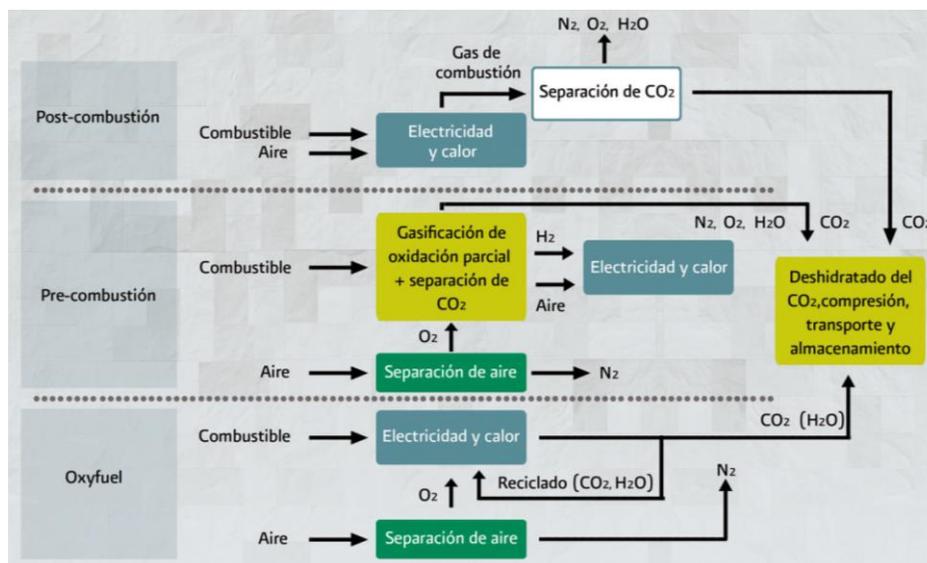


Figura 12. Representación esquemática de los tipos de sistemas de captura de CO<sub>2</sub> (SENER & CFE, 2012).

A continuación, se describen cada uno de los procesos, detallándose en la sección posterior lo concerniente a la captura post-combustión, por tratarse del proceso involucrado en los análisis subsecuentes.

### 2.1.1 Captura de CO<sub>2</sub> en procesos oxicomcombustión (oxyfuel)

Las técnicas de oxicomcombustión consisten en que la combustión se realiza bien con oxígeno puro o bien con una mezcla entre oxígeno puro y CO<sub>2</sub> recirculado, eliminando previamente el nitrógeno del aire.

La combustión con oxígeno puro tiene como consecuencia que se alcancen temperaturas de hasta 3,500 °C, no soportables por los materiales habitualmente usados en las centrales. La temperatura de combustión está limitada a 1,900 °C en una caldera de oxicomcombustión de carbón. La temperatura de combustión se controla mediante la recirculación de los humos de combustión o la inyección de agua líquida a la cámara de combustión (Prieto, s.f).

Los gases de combustión están fundamentalmente compuestos por CO<sub>2</sub>, vapor de agua y el exceso de oxígeno necesario para garantizar la combustión completa. Tras el enfriamiento para condensar el vapor, los humos de combustión contienen entre 80 y 98% de CO<sub>2</sub>, dependiendo del combustible utilizado y del proceso de oxicomcombustión empleado. Esta corriente de gas se comprime, seca y purifica antes de introducirla en la tubería por donde se conducirá al emplazamiento escogido para su almacenamiento.

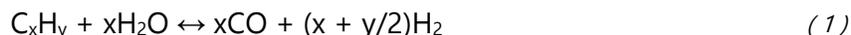
Durante su transporte el CO<sub>2</sub> está en fase supercrítica. Los gases inertes deben ser reducidos previamente a una proporción muy pequeña para evitar el flujo bifásico. Hay que señalar que los sistemas de oxicomcombustión tienen una eficiencia de captura muy cercana al 100%.

### 2.1.2 Captura de CO<sub>2</sub> previa a la combustión

El proceso de captura de CO<sub>2</sub> mediante pre-combustión consta de dos fases (Prieto, s.f):

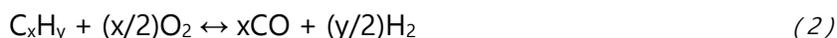
☞ En la primera reacción se transforma el combustible primario en una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono (gas de síntesis). Para ello hay dos caminos:

🌱 *Reforming* con vapor (añadir vapor)



🌱 Adición de oxígeno

- Combustibles líquidos y gaseosos: Oxidación parcial
- Combustibles sólidos: Gasificación



- ☞ La segunda reacción es la conocida en la literatura anglosajona como *shift reaction*, consistente en la transformación de CO en CO<sub>2</sub>



Posterior a estas reacciones, el CO<sub>2</sub> se separa de la mezcla CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>, donde su concentración oscilará entre el 15 y el 60% (base seca), y donde la presión total estará entre 20 y 70 bar.

En consecuencia, cabe imaginar dos aplicaciones de la captura por pre-combustión:

- ☞ Producción de un combustible (H<sub>2</sub>) en principio libre de carbono.
- ☞ Reducción del contenido de carbono de combustibles.

En cualquiera de los dos casos el carbono extraído queda disponible para el almacenamiento en forma de CO<sub>2</sub>.

## 2.2 CAPTURA DE CO<sub>2</sub> POSTERIOR A LA COMBUSTIÓN

Los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> incluidos en la tecnología post-combustión se basan en la separación del CO<sub>2</sub> de los humos generados en los procesos de combustión de combustibles fósiles (como las centrales térmicas clásicas). En principio, este sistema de captura puede aplicarse a humos procedentes de la combustión de cualquier combustible fósil, pero en la práctica las impurezas que contengan afectaran al diseño y al costo de la instalación, por lo cual se hace necesaria la colocación, aguas arriba del sistema de captura, de unidades que eliminen otros contaminantes, como pueden ser SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas, ácidos, mercurio, etc.

En la Figura 13 se observa un esquema del proceso que siguen los humos de combustión después de salir de la caldera, atravesando diversos equipos donde se van eliminando sucesivamente los agentes contaminantes.

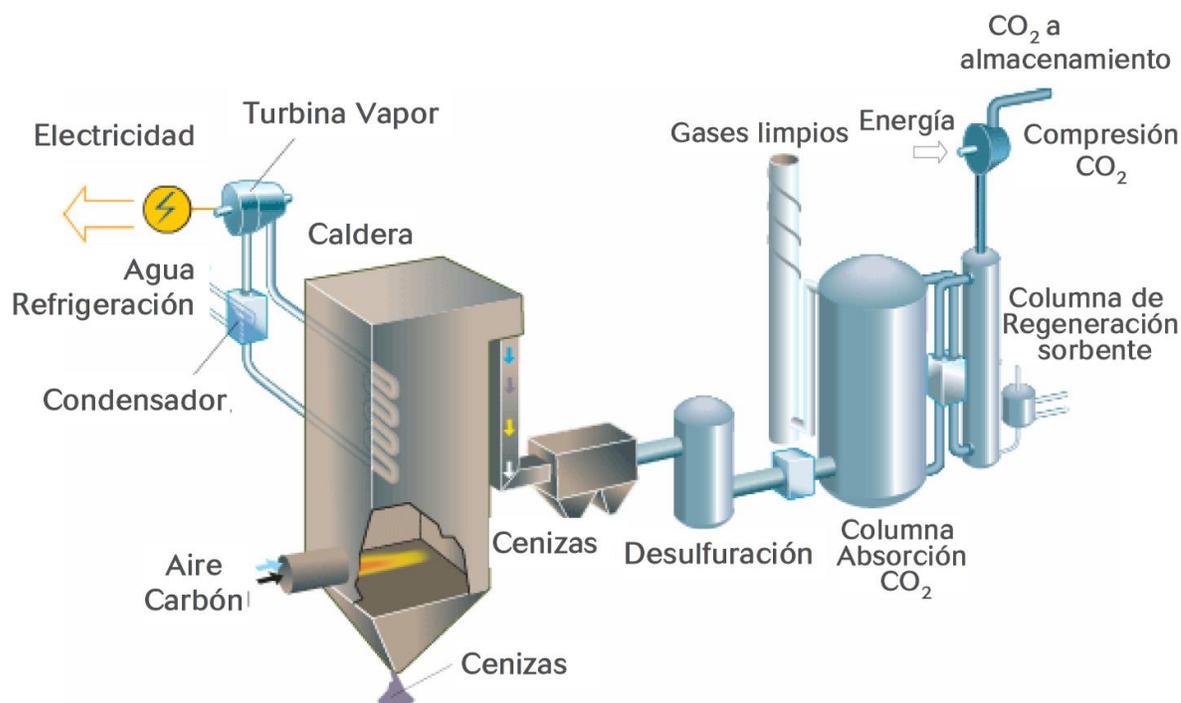


Figura 13. Esquema de una planta de carbón pulverizado con captura de CO<sub>2</sub>.

Los sistemas de captura post-combustión se pueden agrupar, según el Informe del IPCC sobre captura de CO<sub>2</sub> (2005) en tecnologías existentes y tecnologías emergentes.

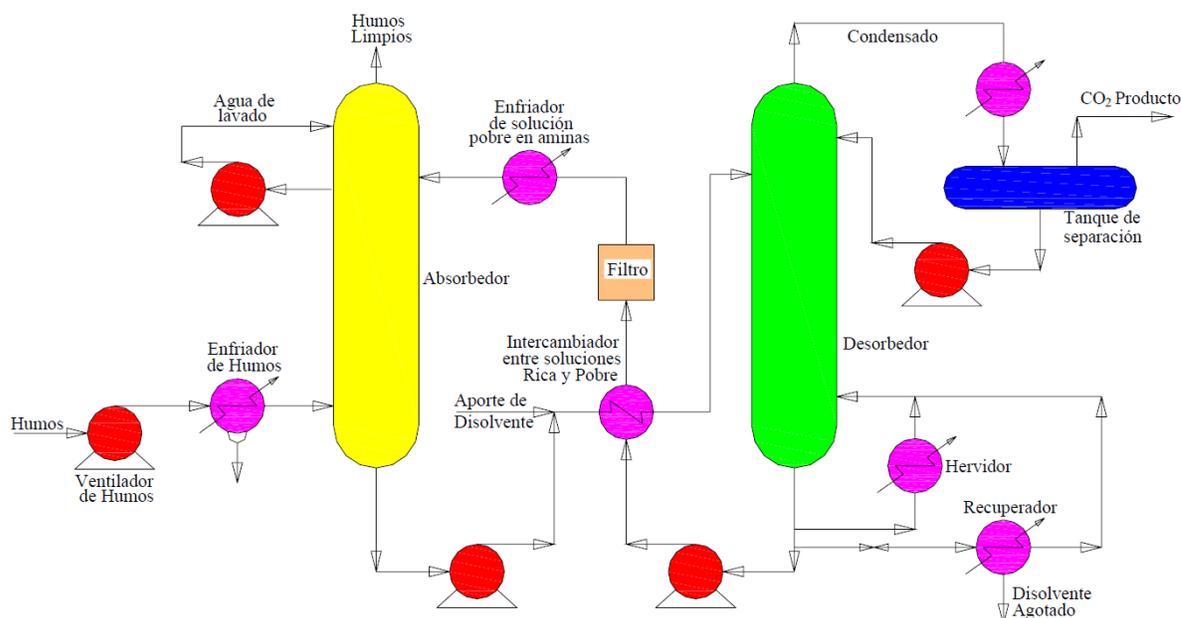
## 2.2.1 Tecnologías existentes: Procesos de absorción

Hay que resaltar que, en general, de todos los sistemas conocidos para la captura del CO<sub>2</sub>, los basados en la post-combustión son los más desarrollados hasta el momento, y acumulan una cierta experiencia comercial a una escala suficientemente grande.

Dentro de los varios procesos que se pueden aplicar para capturar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión, diferentes estudios comparativos (Hendriks, 1994; Riemer & Ormerod, 1995; IEA GHG, 2000) han demostrado que la mejor opción son los procesos de absorción basados en solventes químicos. Estos procesos ofrecen una altísima eficiencia de captura y selectividad, requieren una menor energía y tienen un menor costo que el resto de procesos post-combustión; además, esta tecnología está disponible comercialmente.

## 2.2.2 Descripción general

Los procesos de absorción usados en la post-combustión se sirven del carácter reversible de la reacción química de un solvente acuoso alcalino con un gas ácido. En la Figura 14 se presenta un esquema del proceso de absorción utilizado en post-combustión.

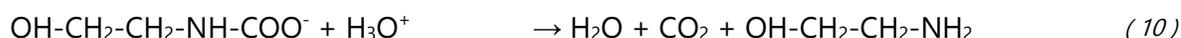
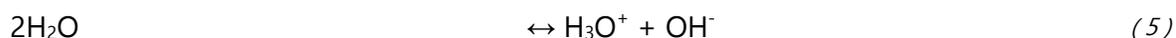
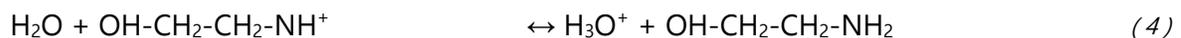


**Figura 14. Diagrama de flujo de un proceso de recuperación de CO<sub>2</sub> de los gases de combustión mediante absorción química (aminas) (Prieto, s.f).**

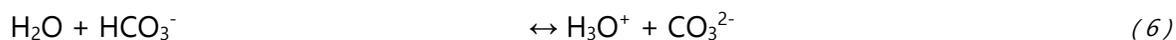
Los humos procedentes de la caldera se enfrían antes de entrar en contacto con el solvente en el absorbedor. En dicho equipo, a una temperatura entre los 40 y 60 °C, el CO<sub>2</sub> es absorbido por el solvente. Los gases restantes pasan por una sección de lavado con agua, que además de evitar el escape de reactivo con los humos, ya sin CO<sub>2</sub>, sirve como aportación de agua al sistema.

Los humos libres de CO<sub>2</sub> abandonan el absorbedor por su parte superior. El solvente que ha absorbido el CO<sub>2</sub> se bombea hacia la parte superior de un desorbedor (*stripper* en la literatura anglosajona) a través de un intercambiador de calor. En dicho equipo se produce la regeneración del solvente a una temperatura más alta (100-140 °C) y a presiones no mucho más altas que la atmosférica. Para mantener las condiciones de regeneración es necesario suministrar energía térmica, lo que se traduce en una penalización energética. Dicha energía se consume principalmente en el calentamiento del solvente para la desorción del CO<sub>2</sub> (Prieto, s.f).

Las reacciones que ocurren en el absorbedor son las siguientes:



Las reacciones de (4) a (6) son equilibrios y las de (7) a (10) son cinéticas. Las reacciones que suceden en el desorbedor son:



Las cinco ecuaciones son equilibrios, que corresponden a reacciones instantáneas en el desorbedor. Las reacciones de (4) a (6) son comunes tanto en el absorbedor como en el desorbedor.

Los parámetros clave a la hora de determinar la operación técnica y económica de un sistema de absorción son (Prieto, s.f):

- ☞ Caudal de humos, el cual determina el tamaño del absorbedor.
- ☞ Contenido de CO<sub>2</sub> en los humos. La presión parcial en el gas condiciona la elección del solvente.
- ☞ Eliminación de CO<sub>2</sub> entre el 80 y 95%. Se adopta un compromiso entre eficiencia de captura y costo.
- ☞ Caudal de solvente. Depende de los parámetros anteriores y determina el tamaño del resto de equipos (aparte del absorbedor).
- ☞ Energía requerida. Es la suma de la energía térmica necesaria para la regeneración del solvente y la eléctrica utilizada para la operación de las bombas de líquido, del ventilador de humos, y para la compresión del CO<sub>2</sub> hasta la presión de transporte y almacenamiento.
- ☞ Necesidad de enfriar los gases de combustión y el solvente en aras de trabajar a temperaturas a las que la captura de CO<sub>2</sub> sea eficiente.

En general, el CO<sub>2</sub> capturado en un proceso de absorción con aminas es de una pureza del 99.9% en volumen, en condiciones de vapor saturado y a una presión de 50 kPa. Puesto que la presión parcial del CO<sub>2</sub> en los gases de combustión es muy baja, la elección del solvente adecuado es esencial. El solvente escogido debe tener una gran capacidad de absorción de CO<sub>2</sub>, calor de desorción bajo, baja formación de subproductos y una tasa de descomposición baja.

Existen varios procesos de absorción disponibles comercialmente, que se usan en diferentes aplicaciones y que podrían ser utilizados en sistemas de captura; sin embargo, aún no han sido demostrados para este fin en centrales térmicas. Varios suministradores de estos procesos han anunciado su capacidad de ejecutar proyectos "llave en mano" (Tabla 2).

**Tabla 2. Características de los procesos de absorción con aminas empleados comercialmente (Prieto, s.f).**

<b>Proceso</b>	The Kerr-McGee/ABB Lummus Crest Process	The Fluor Daniel ECONAMINE Process	The Kansai Electric Power Co., Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., KEPCO/MHI Process
<b>Autores, año</b>	Barchas y Davis, 1992	Sander y Mariz, 1992 Chapel et al., 1999	Mimura et al., 1999 y 2003
<b>Combustible de la caldera</b>	Coque y carbón		
<b>Solvente</b>	Disolución acuosa de MEA (monoetanolamina) del 15-20% en peso	Disolución acuosa de MEA (monoetanolamina) del 30% en peso	Aminas <i>Sterically-hindered</i> KS-1, KS-2, KS-3
<b>Máxima capacidad de captura (tCO<sub>2</sub>/día)</b>	800	320	200
<b>Consumo de solvente</b>	El consumo de solvente principal oscila entre 0.2-1.6 kg/tCO <sub>2</sub> . KS-1 es el que menos consume y ECONAMINE el que más		

### 2.2.3 Pretratamiento necesario de los gases

Los humos de combustión de una central térmica están generalmente a una temperatura por encima de los 100 °C por lo que es necesario enfriarlos hasta los niveles requeridos por los procesos de absorción. Este enfriamiento puede realizarse mediante un enfriador donde el gas se ponga en contacto con agua, sirviendo también para la eliminación de pequeñas partículas. Además, los gases de combustión de carbones contendrán otros gases ácidos como SO<sub>x</sub> o NO<sub>x</sub> (en el caso del gas natural normalmente sólo NO<sub>x</sub>) que reaccionarían con el solvente, lo que no es deseable, por lo que su eliminación previa hasta valores muy bajos resulta esencial. La proporción en la que se deben reducir esos componentes es el resultado de un compromiso entre el costo del consumo de solvente de CO<sub>2</sub> y los costos de eliminación de tales compuestos (Prieto, s.f).

En definitiva, para el caso de la captura del CO<sub>2</sub> de una caldera de carbón, la central deberá estar equipada generalmente con una unidad de eliminación de óxidos de nitrógeno, un precipitador electrostático o un filtro de mangas para eliminar las cenizas, y una unidad de desulfuración.

## 2.2.4 Penalización en la eficiencia de generación con captura de CO<sub>2</sub>

Una característica fundamental de los sistemas post-combustión para captura de dióxido de carbono basados en absorción, es el alto consumo energético y la penalización que esto supone en la eficiencia de la central. Esto se debe fundamentalmente al calor que es necesario aportar para la regeneración del solvente y la desorción del CO<sub>2</sub>, y en menor medida a la electricidad requerida para el accionamiento de máquinas. Los valores de los distintos consumos de energía que conlleva la captura de CO<sub>2</sub> se presentan en la Tabla siguiente:

**Tabla 3. Consumos energéticos de una instalación de absorción con aminas para una central de carbón y una de gas natural (Prieto, s.f).**

	Central de carbón (GJ/tCO <sub>2</sub> )	Central de gas natural (GJ/tCO <sub>2</sub> )
<b>Calor de absorción</b>	2.7 - 3.3	
<b>Electricidad para bombeo</b>	0.06 - 0.11	0.21 - 0.33
<b>Compresión del CO<sub>2</sub> a 110 bar</b>	0.4	

En principio, la energía térmica necesaria para la regeneración (que como se observa en la Tabla anterior es el consumo energético más importante ya que representa aproximadamente el 80% del total) puede ser aportada por una caldera auxiliar si el sistema de captura se está adaptando a una central existente. Sin embargo, la mayoría de los estudios se centran en un proceso global en el que el sistema de absorción está integrado en la central eléctrica (a través de extracciones del ciclo). Dicha integración requiere la modificación de la parte de baja presión del ciclo, y extracciones de vapor que tendrán menos disponibilidad para la producción de energía. También es posible utilizar parte del calor evacuado en el condensador, aunque con limitaciones importantes derivadas de su bajo nivel térmico.

En todo caso la penalización está estrechamente ligada al solvente elegido. Estudios llevados a cabo por el Programa Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de Energía han concluido que el proceso comercial que presenta una menor penalización es el KEPCO/MHI, que utiliza como solvente una amina "hindered" (Prieto, s.f).

Como resultado de la descomposición de las aminas se generan efluentes como el amoniaco y sales estables. Existen procesos en los que dichas sales estables se eliminan de la disolución en un recuperador o "reclaimer", creándose un residuo efluente que se trata según las pertinentes normas de seguridad, salud y medio ambiente.

## 2.2.5 Tecnologías emergentes

### 2.2.5.1 Otros procesos de absorción

Actualmente se están investigando nuevos solventes con el objetivo de conseguir un menor consumo de energía en su regeneración. Además, están apareciendo nuevos diseños de procesos, se está tratando de aumentar la concentración de la solución de MEA (puesto que eso tiende a reducir el tamaño de los equipos), se intenta prevenir la degradación oxidativa del MEA, y también se ha propuesto la eliminación del oxígeno de los humos, de cara a poder operar con solventes sensibles a dicho compuesto.

### 2.2.5.2 Procesos de adsorción

Para capturar CO<sub>2</sub> a través de procesos de adsorción se usan carbones activados o tamices moleculares. La desorción se realiza por oscilación de presión o de temperatura (PSA o TSA), especialmente con el primero de esos métodos. Los procesos de adsorción se han usado además en procesos de pre-combustión para separar CO<sub>2</sub> de gas de síntesis para la producción de hidrógeno, pero sin haberse alcanzado todavía un desarrollo comercial.

Puede concluirse que basándose en modelos matemáticos y en datos de plantas piloto, el diseño de una instalación industrial de captura de CO<sub>2</sub> a gran escala es factible, pero un serio inconveniente de todos los métodos de adsorción es la necesidad de tratar el gas, antes de la separación del CO<sub>2</sub> en un adsorbedor.

### 2.2.5.3 Membranas

Los procesos con membranas se usan comercialmente para la eliminación del CO<sub>2</sub> del gas natural a alta presión y con una alta concentración de CO<sub>2</sub>. En humos de combustión, la baja presión parcial del CO<sub>2</sub> le confiere una baja "fuerza" para la separación del gas. El resultado es que la separación con las membranas poliméricas comercialmente disponibles redunde en mayores consumos energéticos que los requeridos para los procesos de absorción química. Además, el máximo porcentaje de CO<sub>2</sub> capturado es menor.

La opción con membrana que está recibiendo más atención en los estudios es la de un sistema híbrido membrana-absorbente. Sus ventajas consisten en evitar problemas de operación que ocurren en los sistemas convencionales de absorción, donde los caudales de líquido y gas entran en contacto directo. La solución de estos problemas lleva a que no son necesarios equipos tan grandes (con la consiguiente reducción en la inversión).

También se han realizado esfuerzos de investigación y desarrollo en membranas de transporte fácil. En este caso la fuerza para la separación proviene del diferencial de presión parcial entre los componentes.

#### 2.2.5.4 Solventes sólidos

Existen sistemas post-combustión que hacen uso de solventes sólidos regenerables para eliminar el CO<sub>2</sub> a temperaturas relativamente altas. El uso de dichas temperaturas en el proceso de separación facilita la posibilidad de reducir la penalización en la eficiencia de estos sistemas con respecto a los métodos de absorción.

En principio estos métodos siguen el esquema ya explicado, en el que los humos de combustión se ponen en contacto con el solvente en un reactor para permitir la reacción del CO<sub>2</sub> con el solvente (generalmente la carbonatación de un óxido metálico). El sólido puede separarse fácilmente de la corriente de gases y enviarse, para su regeneración, a otro reactor diferente. En vez de desplazar los sólidos, el reactor puede prepararse para funcionar bien en modo absorción o regeneración. El inconveniente de este método es que el mayor costo de estos solventes sólidos les exige demostrar unas mejores condiciones de operación para que resulten mejores, desde el punto de vista económico, que los tradicionales usados en procesos de absorción.

Los solventes sólidos que han sido estudiados para la captura de CO<sub>2</sub> a gran escala son óxidos de sodio y potasio y carbonatos, además de óxidos de litio y calcio de alta temperatura. En particular el uso de CaO como solvente para separar CO<sub>2</sub> ha sido propuesto en numerosas ocasiones, sin embargo, un punto débil que presenta es que los solventes naturales se desactivan rápidamente, exigiendo un gran aporte constante de solvente para mantener la actividad del bucle de captura-regeneración. Aunque el subproducto puede utilizarse en la industria del cemento y el costo del solvente no es excesivo, se han propuesto métodos para incrementar la actividad de los solventes basados en CaO.

En la siguiente Tabla se describe de forma general en qué consiste cada método, sus ventajas e inconvenientes, así como su estado actual o investigación que se está llevando a cabo, donde las secciones más sombreadas indican los procesos más desarrollados y comerciales de separación de CO<sub>2</sub> aplicables a gases de combustión (post-combustión). Estos métodos pueden ser comunes en las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en post- y pre-combustión, aunque en cada caso cada uno de los métodos se encuentra en distinto nivel de desarrollo tecnológico (Martínez, 2014).

**Tabla 4. Principales características de los diferentes métodos de separación de CO<sub>2</sub> de gases, para la obtención de una corriente concentrada de CO<sub>2</sub> (Martínez, 2014).**

	Descripción	Ventajas	Inconvenientes	Estado del arte
<b>ABSORCIÓN QUÍMICA</b> solventes orgánicos: MEA, DEA, MDEA, DGA, mezclas	*El gas frío (40-60 °C) se pone en contacto con el solvente orgánico en una torre de absorción (presión en el rango de 1-65 bar) *La regeneración del solvente tiene lugar en una torre de desorción a 100-140 °C gracias al aporte externo de energía	*Experiencia a gran escala en el ámbito de purificación gas natural *Adecuado para presiones parciales CO <sub>2</sub> bajas (en torno a 10 kPa) *Eficacias de captura muy altas (80-95%) *Obtención de una corriente de CO <sub>2</sub> de alta pureza (>99.9% vol.)	*Necesidad de enfriar y eliminar las impurezas en el gas (O <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , hollín y cenizas) para evitar degradación del solvente *Penalización energética elevada debido al consumo energético en la regeneración *Tamaño absorbedor considerable para eficacias de captura altas *Corrosión materiales *Difícil recuperación de calor	*Búsqueda de solventes con menor energía de regeneración, mejor cinética e inhibidores más eficaces, baratos, más resistentes y menor impacto ambiental *Estudio del uso de solventes inorgánicos (K <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , NH <sub>3</sub> ) con menor consumo energía en la regeneración, más resistentes y mayor capacidad de absorción CO <sub>2</sub>
<b>ABSORCIÓN FÍSICA</b> Rectisol (metanol), Selexol (DMPEG), Coastal AGR (DMPEG)	*El gas se pone en contacto con el solvente a baja temperatura y alta presión para disolver el CO <sub>2</sub> *La regeneración tiene lugar reduciendo la presión o aumentando la temperatura	*Baja corrosividad de los solventes *Menor consumo de energía en la regeneración *Escasa degradación del solvente (no existe reacción química)	*Retención de otros gases *Necesidad de alta presión (>20 bar) y/o alta concentración de CO <sub>2</sub> (>15 %vol.) *Necesidad de lavado del gas producto para evitar pérdidas de solvente	*Investigación de solventes con mayor solubilidad de CO <sub>2</sub> que se regeneren con cambio de presión (sin aporte de calor) *Estudio de procesos en múltiples etapas para separar más compuestos
<b>MEMBRANAS</b> Poliméricas	El gas se pone en contacto con una membrana, a través de la cual el gas difunde y se separa del resto de compuestos	*Tecnología sencilla con experiencia comercial *Fácil y rápido arranque	*Necesidad de elevada concentración del gas a separar *Consumo energético para crear diferencia de presión a ambos lados *Necesidad de limpieza del gas para evitar degradación química	*Investigación de formas de aumento de selectividad, flexibilidad del proceso y mejora de pureza del producto *Búsqueda de materiales más resistentes térmica y químicamente
<b>ADSORCIÓN</b> zeolitas, geles de sílice, carbón activo, alúmina	*El gas se hace pasar a través de un lecho de material adsorbente quedando retenido el CO <sub>2</sub> mediante fuerzas superficiales *La desorción del CO <sub>2</sub> tiene lugar disminuyendo la presión o aumentando la temperatura	*Purezas del CO <sub>2</sub> recuperado de hasta 99% vol. según las etapas de desorción *Alta estabilidad de las propiedades del adsorbente con los ciclos	*Inapropiado para concentraciones de CO <sub>2</sub> altas debido al elevado consumo de energía en la regeneración *Adsorción del CO <sub>2</sub> en competencia con el resto de gases *Necesidad de enfriar y eliminar la humedad del gas a tratar	*Investigación de adsorbentes para CO <sub>2</sub> a alta temperatura, mayor selectividad a CO <sub>2</sub> y bajo coste *Estudio de formas de mejora de velocidad y capacidad de absorción *Búsqueda de la configuración óptima reactores
<b>SORBENTES SÓLIDOS</b> Óxidos metálicos (Mg, Li, Na, K), silicatos, zirconatos	*El gas se pone en contacto con el sorbente a temperatura moderadamente alta y reacciona con el CO <sub>2</sub> *La regeneración del sorbente y liberación del CO <sub>2</sub> ocurre aumentando la temperatura	*Adecuados para gases a alta temperatura (en algún caso) *Posibilidad de recuperación de energía a alta temperatura (en algún caso)	*Escasa estabilidad química y/o física en algún caso *Cinética lenta y capacidad de absorción baja en algún caso (dopado)	Estudio de mecanismos de mejora de capacidad absorción y estabilidad
<b>CARBONATACIÓN CALCINACIÓN</b>	El CO <sub>2</sub> reacciona con el CaO a 600-700 °C y se libera al aumentar la temperatura hasta 900-950 °C	Operación a temperatura elevada que permite una recuperación eficiente de energía	Escasa estabilidad química del CaO proveniente de sorbentes naturales	*Preparación de materiales de CaO *Análisis de configuraciones que reduzcan el consumo de energía

## 2.3 COMPRESOR DE CO<sub>2</sub>

El CO<sub>2</sub> es comprimido con la finalidad de reducir su volumen y facilitar su transporte. La trayectoria de este se muestra en la Figura 15, donde se observa la relación que existe entre la entropía, la temperatura y la presión, así como también las regiones de las diferentes fases: sólido, líquido y gas. El punto crítico del CO<sub>2</sub> ocurre a 73.8 bar y 31 °C, por arriba de esta presión únicamente existe la condición supercrítica.

Los compresores centrífugos de múltiples etapas tienen como características un alto rendimiento y eficiencia, así como un tamaño compacto, por lo que resultan una buena opción para comprimir el CO<sub>2</sub> (Liebenthal & Kather, 2011).

Por otra parte, tenemos a los enfriadores, cuyo principal objetivo es condensar el agua, y de esa manera reducir el volumen y la potencia en cada una de las etapas del compresor. Se considera un límite de enfriamiento de hasta 40 °C con la finalidad de mantener las condiciones supercríticas (Jockenhövel et al., 2009; Liebenthal & Kather, 2011).

Las condiciones de diseño de la unidad de compresión están dadas por la presión a la salida del desorbedor (de la planta de captura), y la presión requerida para mantener el CO<sub>2</sub> a las condiciones deseadas a lo largo de la tubería de transporte.

Liebenthal y Kather (2011) nos dicen que para una presión de admisión de 2 bar y de entrega de 110 bar, la relación de presión es de 55, para lo cual se recomienda usar 6 etapas de compresión con enfriamiento y purga del condensado después de cada etapa (Figura 15), en caso de que la relación sea mayor, se deberán adicionar más etapas de compresión.

Otra opción es llevar al CO<sub>2</sub> a una condición por encima de la supercrítica y complementar el aumento de presión, enfriar y utilizar una bomba para incrementar la presión en lugar de recurrir a más etapas de compresión con la finalidad de ampliar el rango de trabajo de la unidad de compresión (Liebenthal & Kather, 2011).

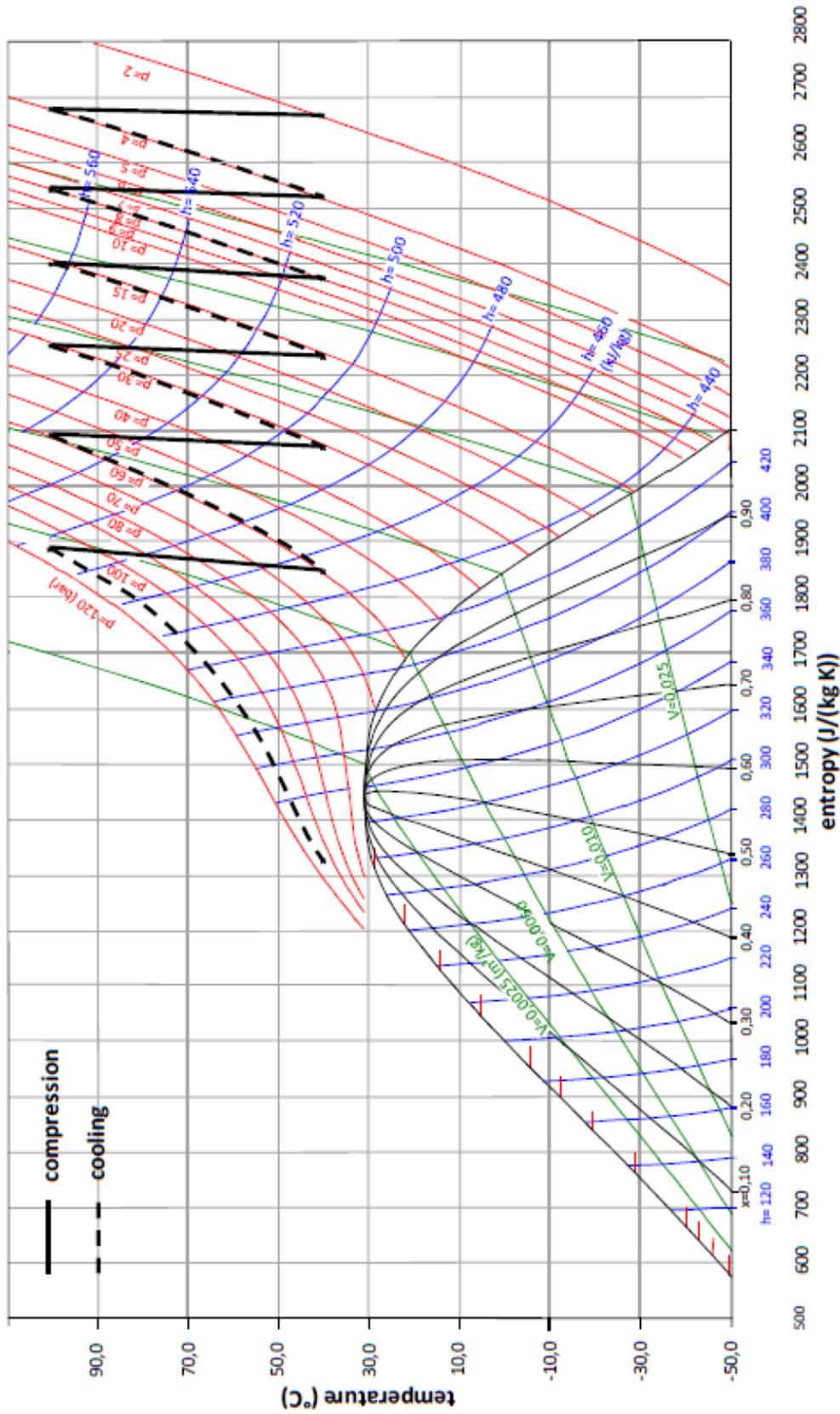


Figura 15. Diagrama entropía vs. temperatura del CO<sub>2</sub>, así como regiones de cambio de fase. Proceso de compresión politrópico de 6 etapas con enfriamiento intermedio (Liebenthal & Kather, 2011).

## 2.4 IMPACTOS DE LOS SISTEMAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN LAS EMISIONES Y EN EL USO DE RECURSOS

### 2.4.1 Visión general de las emisiones de los sistemas de captura

Las plantas con captura de CO<sub>2</sub> producirían una corriente de dióxido de carbono concentrado para su almacenamiento más, en muchos casos, una serie de gases emitidos a la atmósfera y residuos líquidos. En algunos casos concretos se producen también residuos sólidos. Esas impurezas dependen del tipo de planta y del sistema de captura utilizado, como se muestra en la Tabla 5.

**Tabla 5. Concentración de impurezas en CO<sub>2</sub> seco en % en volumen (IEA GHG 2003, 2004, 2005).**

	SO <sub>2</sub>	NO	H <sub>2</sub> S	H <sub>2</sub>	CO	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> /Ar/O <sub>2</sub>	Total
<b>PLANTAS DE CARBÓN</b>								
Captura post-combustión	<0,01	<0,01	0	0	0	0	0,01	0,01
Captura pre-combustión	0	0	0,01–0,6	0,8-2,0	0,03-0,4	0,01	0,03-0,6	2,1-2,7
Oxígeno-Combustible	0,5	0,01	0	0	0	0	3,7	4,2
<b>PLANTAS DE GAS</b>								
Captura post-combustión	<0,01	<0,01	0	0	0	0	0,01	0,01
Captura pre-combustión	0	0	<0,01	1,0	0,04	2,0	1,3	4,4
Oxígeno-Combustible	<0,01	<0,01	0	0	0	0	4,1	4,1
a. La concentración de SO <sub>2</sub> para Oxígeno-combustible y la máxima concentración de H <sub>2</sub> S en captura pre-combustión, corresponden a los casos donde las impurezas se dejan deliberadamente en el CO <sub>2</sub> con objeto de reducir los costes. La concentración mostrada se basa en la utilización de un carbón con un contenido en azufre del 0,86 %. La concentración es directamente proporcional al contenido en azufre del combustible								
b. El caso de Oxígeno-combustible incluye la purificación criogénica del CO <sub>2</sub> para separar parte de N <sub>2</sub> , Ar, O <sub>2</sub> y NO <sub>x</sub> . La eliminación de esta unidad aumenta las impurezas pero reduce los costes.								
c. Para todas las tecnologías, la concentración de impurezas mostrada en la tabla puede ser reducida aumentando los costes de captura								

El CO<sub>2</sub> capturado contiene una humedad que debe ser eliminada para evitar problemas de corrosión o de formación de hidratos.

### 2.4.2 Marco para la evaluación del impacto de los sistemas de captura

El principal inconveniente de los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> es la fuerte penalización energética que conllevan, dicha penalización suele medirse como la energía adicional necesaria para producir 1 kWh en una central donde se haya instalado un sistema de captura, frente a la misma sin dicho sistema.

Esa energía adicional es mucho mayor que la requerida para el funcionamiento de los sistemas de reducción de otras emisiones de las centrales. Hay que tener en cuenta que el incremento energético no sólo supone un mayor consumo de combustible, agua y productos químicos, sino también un aumento de los residuos sólidos, líquidos y contaminantes del aire que no son capturados por el sistema de captura del CO<sub>2</sub>. En la Tabla 6 se muestran los valores de este incremento energético para centrales eléctricas que se construyesen con la tecnología disponible.

**Tabla 6. Penalización energética según el tipo de central que se esté considerando (Prieto, s.f).**

Tipo de planta	$\Delta E$ , %
Carbón pulverizado	24 - 40
Ciclo combinado de gas natural	11 - 22
Ciclo combinado con gasificación de carbón	14 - 25

## REFERENCIAS

- 🌐 Bartolomé, C., Mora P., y Recalde J. D. (2011). *Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>*. Madrid, España: Agrupación de fabricantes de cemento de España.
- 🌐 Davison, J. (2007). *Performance and costs of power plants with capture and storage of CO<sub>2</sub>*. Energy 32, 1163-1176.
- 🌐 Hendriks, C. (1994). *Carbon Dioxide Removal from Coal-fired Power Plants*. Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers.
- 🌐 Herzog, H. (1999). *An introduction to CO<sub>2</sub> separation and capture technologies*. Energy Laboratory Working Paper.
- 🌐 International Energy Agency (2004). *World Energy Outlook*.
- 🌐 IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. Elaborado por Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change (Metz, B., O. Davidson, H.C. de Coninck, M. Loos, y L. A. Meyer (ed.)). Universidad de Cambridge, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EUA, p. 442.
- 🌐 Liebenthal, U., y Kather, A. (2011). *Design and off-design behaviour of a CO<sub>2</sub> compressor for a post-combustion CO<sub>2</sub> capture process*. 5th International Conference on Clean Coal Technologies, Zaragoza, España, 8-12 de Mayo de 2011.
- 🌐 Martínez, I. (2014). *Simulación del proceso de captura de CO<sub>2</sub> mediante los ciclos de carbonatación-calcinación de CaO integrado en plantas de producción de energía*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.
- 🌐 Metz, B., Davidson, O., Coninck, H., Loos, M., y Meyer, L. (ed.). (2005). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).
- 🌐 Olivier, J. G. J., Janssens-Maenhout, G., Muntean, M., y Peters J. A. H. W. (2013). *Trends in global CO<sub>2</sub> emissions, 2013 Report*. The Hague: PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Ispra: Joint Research Centre.
- 🌐 Prieto, I. (s.f). *Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> procedente de instalaciones de combustión para la generación de energía eléctrica*. España: Grupo de investigación de ingeniería térmica.

- ❁ Riemer, P. W. F. y Ormerod, W. G. *International perspectives and the results of carbon dioxide capture disposal and utilisation studies*. Energy Convers Manage. 1995, 36, 6-9, 813-818.
- ❁ Secretaria de Energía [SENER] y Comisión Federal de Electricidad [CFE]. (2012). *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>, México*. México: Gobierno Federal.

Control de Cloro Combinado Dulce Proveedor  
Mitsubishi / Mitsui  
© Proceso Sany





## ***RETROFIT*** **Particularidades**

### **3.1 PRINCIPIOS TÉCNICOS Y ANTECEDENTES PARA LA RECONVERSIÓN A CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN PLANTAS EXISTENTES**

Actualmente no existen regulaciones para que las plantas de generación que se están construyendo estén consideradas como plantas preparadas para incorporarles captura de CO<sub>2</sub> a mediano o largo plazo, lo que se nombra como "*capture ready*". Al incorporar la planta de captura de CO<sub>2</sub> a una planta de generación existente se deberán considerar una serie de modificaciones a la planta para adaptarla y repotenciarla.

La reconversión consiste en realizar los cambios necesarios en el ciclo combinado, por ejemplo la extracción de vapor del *cross-over* para la planta de captura (Gibbins et al., 2011). Por otro lado, la repotenciación consiste en compensar la potencia perdida por la incorporación de la planta de captura.

En la mayoría de los proyectos de reconversión las soluciones para muchos de ellos dependerán en gran medida de los detalles específicos del sitio y de las características de la planta y del proceso de captura que se esté instalando. El alcance del trabajo realizado en esta tesis se limita, por lo tanto, a una evaluación de las opciones potencialmente disponibles para la reconversión y repotenciación de las centrales de ciclo combinado existentes cuando se les incorpore el proceso de captura post-combustión, que reduzcan la penalización a la eficiencia del ciclo de potencia y los costos de reconversión.

La captura post-combustión se utiliza como ejemplo en todos los casos de este trabajo, sin embargo, el mismo enfoque se puede aplicar a oxi-combustión y otras tecnologías de captura adaptables, especificando los requisitos de calor y/o potencia adecuados y los costos de capital.

Las áreas en las que deben tenerse en cuenta consideraciones técnicas para la reconversión con captura de CO<sub>2</sub> en una planta existente incluyen:

- ☞ Sitios aptos para el almacenamiento o uso del CO<sub>2</sub>, como recuperación mejorada de petróleo.
- ☞ Espacio cerca de la planta de generación para equipo adicional asociado con la captura.
- ☞ Equipos para limpieza de gases adicionales, para cumplir con las especificaciones requeridas por la planta de captura (desulfuración de gases de combustión, principalmente para el carbón).
- ☞ Los requisitos de refrigeración incluyen en algunos casos la identificación del espacio en el sitio para la refrigeración, y el consumo de agua.
- ☞ Satisfacer las necesidades adicionales de electricidad y calor para el equipo relacionado con la captura, es decir, la integración con la planta de generación eléctrica.
- ☞ Identificar configuraciones para compensar la potencia perdida por la extracción de vapor para la planta de captura considerando la eficiencia.
- ☞ Identificar y abordar cualquier requisito para el funcionamiento flexible de la central eléctrica con CCUS.

Existen pautas o directrices de "CO<sub>2</sub> capture ready" (CCR) y "CO<sub>2</sub> capture and storage ready" (CCSR) para centrales eléctricas, las cuales han sido desarrolladas por una serie de organizaciones, incluyendo el Departamento de Energía y Cambio Climático del Gobierno del Reino Unido (DECC, 2009), el Programa de investigación y desarrollo de gases de efecto invernadero de la Agencia Internacional de Energía (IEAGHG, 2007), y la Agencia Internacional de Energía y el Instituto Global de Captura y Almacenamiento de Carbono (IEA, 2010).

Estas pautas brindan una serie de sugerencias para gestionar los permisos y el diseño de la planta CCR. Algunas de estas sugerencias son también relevantes para las plantas que no son CCR, pero que han de ser adaptados con captura de CO<sub>2</sub> en el futuro.

Las consideraciones señaladas se refieren en gran medida a barreras que deben superarse ya que podrían tener consecuencias económicas o ser impedimentos para la incorporación del proceso de captura de CO<sub>2</sub>.

Para una planta existente sin CCR algunos factores podrían mejorarse mediante extensas modificaciones a la planta existente y/o el reemplazo parcial o completo de varias secciones de las unidades. Las consideraciones también se refieren a factores que afectan la función principal de todas las centrales eléctricas, la entrega de energía eléctrica a la red eléctrica.

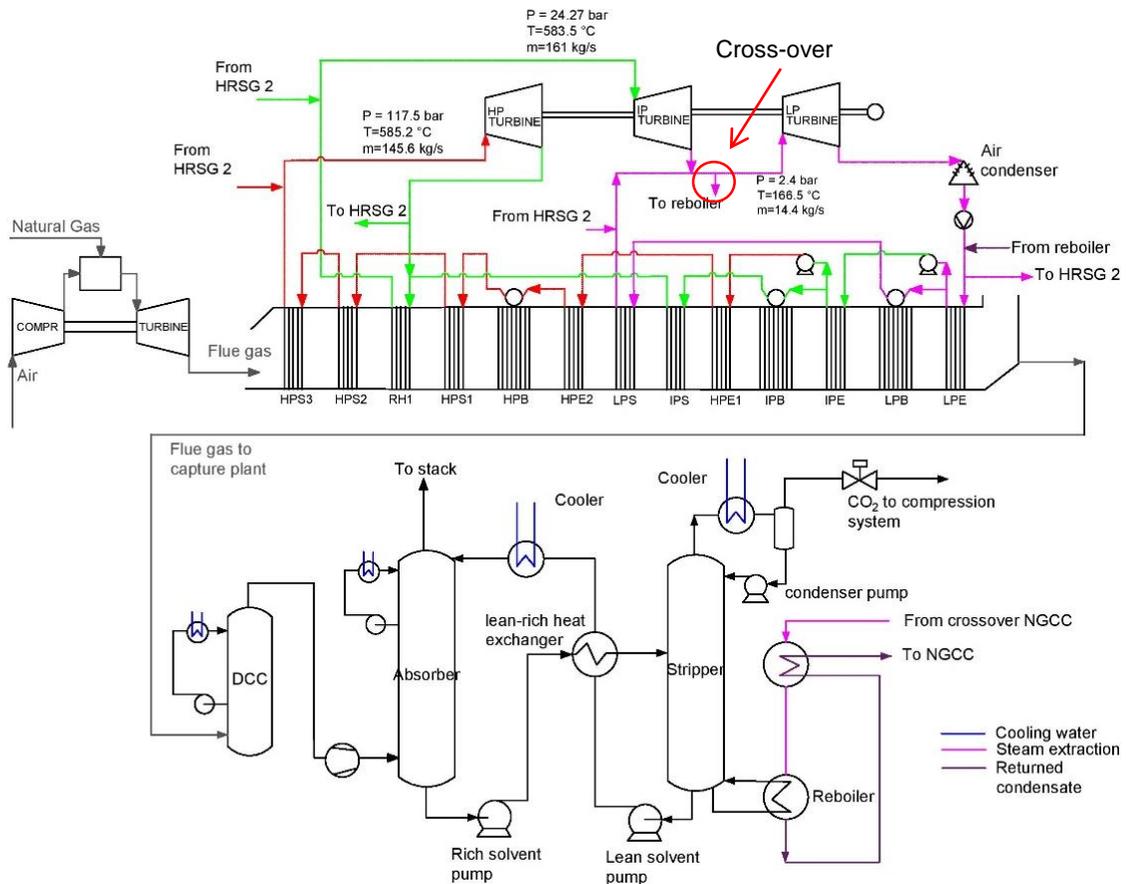
Las principales ventajas técnicas de considerar una planta "capture ready" o listas para incorporarles el proceso de captura, con respecto a una reconversión y repotenciación son:

- ☞ Menor penalización de la eficiencia del ciclo, debido a una mayor eficiencia de la turbina de vapor y/o mejora de la eficiencia de la turbina de gas.
- ☞ Un diseño de ciclo de vapor optimizado para integración con captura.

González, Alcaráz, González, Méndez, Lucquiaud y González (2017) presenta una alternativa de *capture ready* en un ciclo combinado. Cuando a un ciclo combinado se le incorpora captura, los principales equipos afectados serían la turbina de baja presión y el condensador de vapor, esto debido a que el vapor se extrae del *cross-over*.

Cuando a un ciclo combinado no diseñado para incorporársele captura de CO<sub>2</sub> en el futuro, al extraerle vapor del *cross-over* (Figura 16) para regenerar el solvente, el vapor que entra a la turbina de baja presión se reduce. Por lo que la turbina de vapor, así como el

condensador operarían a condiciones fuera de diseño (baja carga), y el resto de los equipos como la turbina de gas, recuperador de calor, y la turbina de alta y baja presión estarían operando al 100% de carga. Por tanto, se tendría una turbina de baja presión y un condensador sobredimensionadas cuando se integre a una planta de captura.



**Figura 16. Proceso de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión integrado a un ciclo combinado (González et al., 2017).**

González et al. (2017) propone que una opción de *capture ready* sería diseñar el condensador de vapor considerando únicamente el tamaño que se requerirá cuando el ciclo combinado opere con un sistema de captura integrado. Sin embargo, la turbina de vapor de baja presión se debe diseñar considerando un sistema sin captura, es decir sin extracción de vapor, esto con la finalidad de brindar flexibilidad al ciclo combinado cuando exista una emergencia con la planta de captura o una mayor demanda de electricidad y la planta de captura se tenga que sacar de operación.

Como se muestra en la Figura 17, esto implicaría una mínima penalización en la eficiencia del ciclo combinado durante el tiempo que la planta de generación opere sin captura de CO<sub>2</sub>; sin embargo, se tendría un ahorro en el costo de inversión del condensador de vapor.

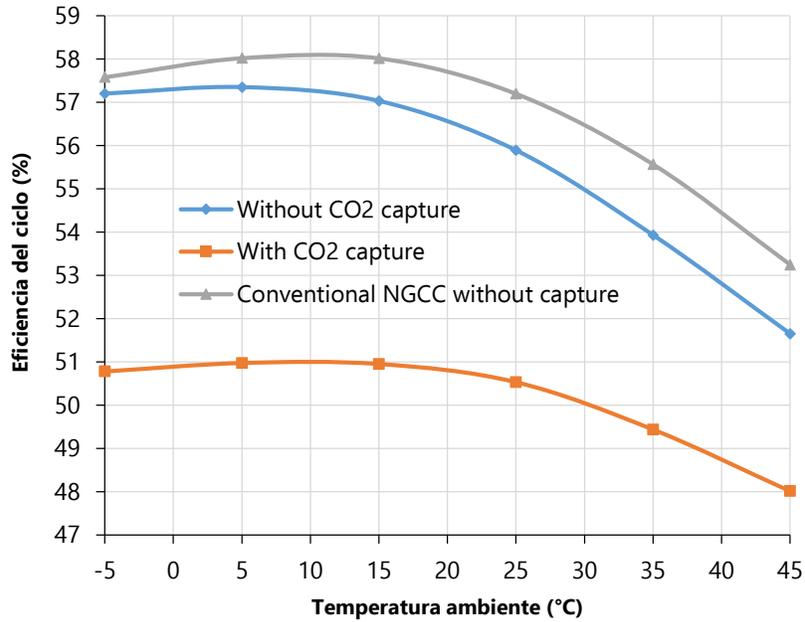


Figura 17. Variación en la eficiencia de un ciclo combinado a diferentes temperaturas ambientales para un ciclo combinado convencional (gris), un ciclo combinado diseñado con un condensador considerando incorporar captura de CO<sub>2</sub> en un futuro (sin planta de captura) (azul), y un ciclo combinado integrado a una planta de captura (anaranjado) (González et al., 2017).

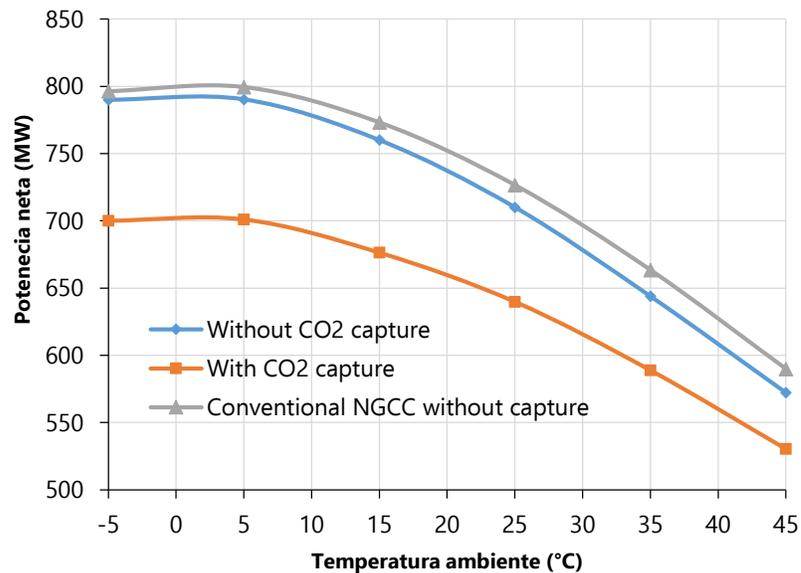


Figura 18. Variación en la potencia eléctrica de un ciclo combinado a diferentes temperaturas ambientales para un ciclo combinado convencional (gris), un ciclo combinado diseñado con un condensador considerando incorporar captura de CO<sub>2</sub> en un futuro (sin planta de captura) (azul), y un ciclo combinado integrado a una planta de captura (anaranjado) (González et al., 2017).

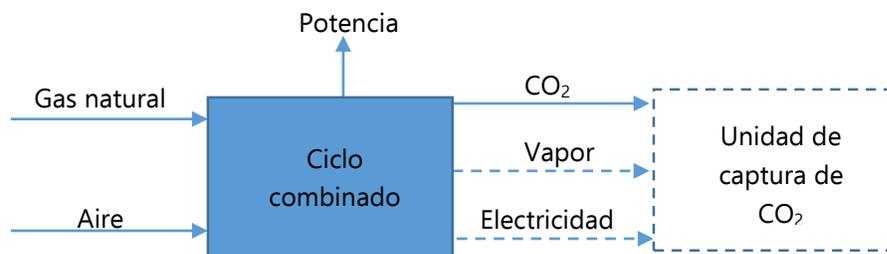
### 3.2 RANGO DE PERMUTACIONES TÉCNICAS PARA LA RECONVERSIÓN DE UNA PLANTA EXISTENTE DE CICLO COMBINADO DE GAS NATURAL (CCGN)

La variedad de modificaciones técnicas para la reconversión de una planta de ciclo combinado sin captura a una planta de generación con captura de CO<sub>2</sub> surgen debido a la necesidad de suplir ciertos requerimientos de la planta de generación eléctrica. En el caso de la incorporación de la tecnología de captura post-combustión, los requerimientos de calor para regenerar el solvente, energía eléctrica para comprimir el CO<sub>2</sub> y bombas esencialmente, son suministrados por la planta de generación eléctrica, penalizando la eficiencia y la potencia como se observa en las Figura 17 y Figura 18.

La potencia penalizada debe ser compensada, la cual puede ser suministrada por una planta de generación adicional. El uso de una planta adicional puede brindar varias ventajas; en primer lugar, se puede diseñar para integrarse estrechamente con el proceso de captura y la planta existente. Adicionalmente, esta alternativa brinda mayor flexibilidad de operación a la planta de generación con captura.

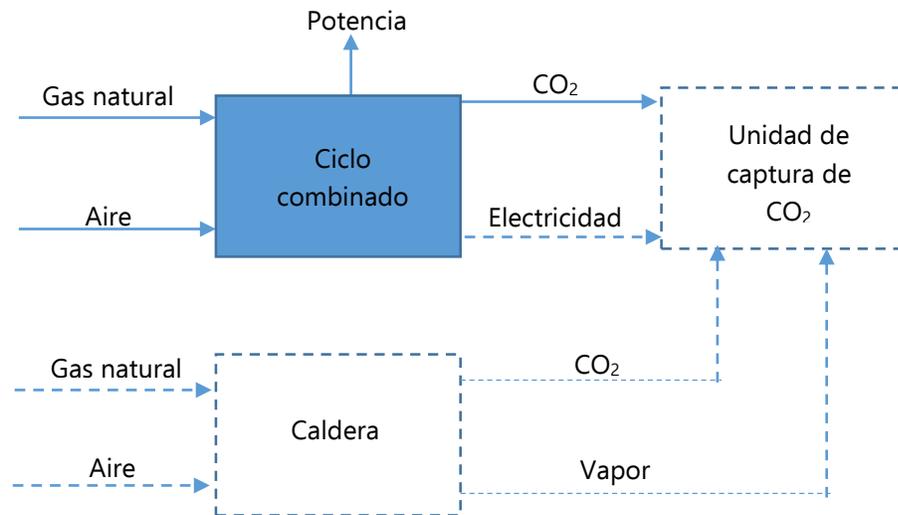
Algunas alternativas para suplir esta energía penalizada son las siguientes (Lucquiaud, 2010):

- 1) Reconversión totalmente integrada.** Todo el calor y la potencia requerida para el proceso de captura se suministran desde la planta existente sin que se utilice ninguna planta adicional. Esta alternativa se muestra en la Figura siguiente:



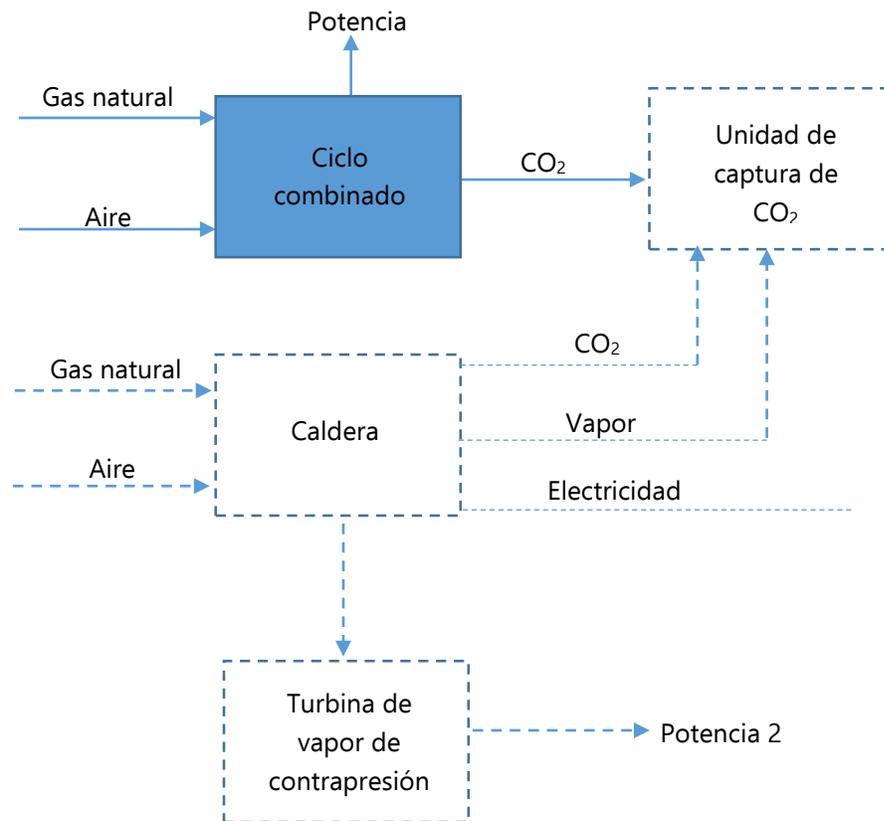
**Figura 19. Reconversión totalmente integrada. La potencia de generación es menor a la potencia del ciclo combinado original sin captura.**

- 2) **Ciclo combinado adaptado al calor de una caldera adicional.** Todo el calor para el proceso de captura es suministrado por el vapor de una caldera externa, como se muestra en la Figura 20. Esta alternativa se ha propuesto en recientes discusiones sobre "*CO<sub>2</sub> capture ready*" (CCR) en Reino Unido, en plantas de gas natural CCTG como una solución de reconversión muy simple, ya que no requiere modificaciones al diseño del ciclo de vapor convencional. En esta opción, la energía eléctrica se satisface de la planta existente.



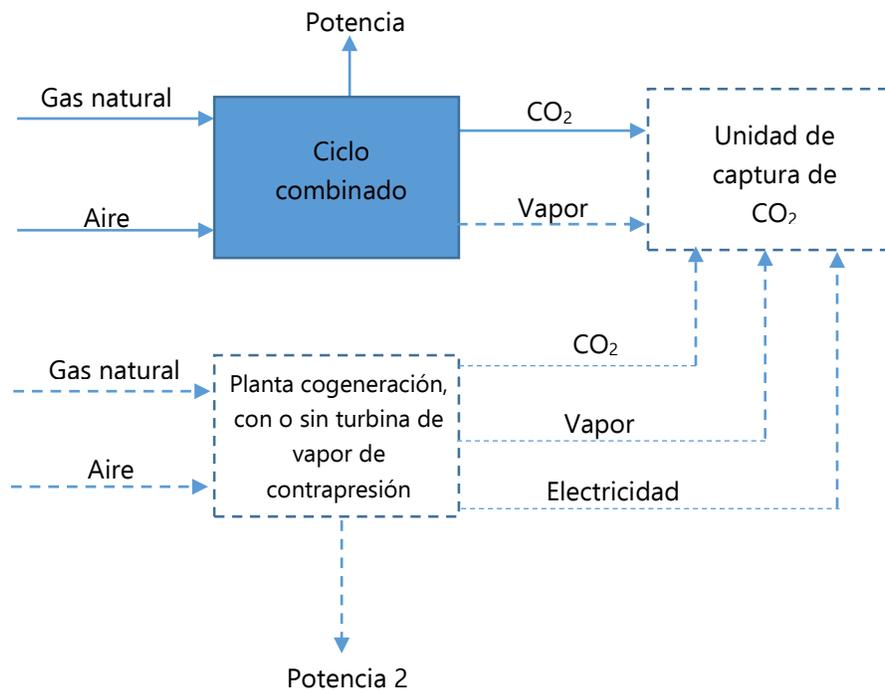
**Figura 20. Ciclo combinado adaptado al calor de una caldera adicional. La potencia de generación es menor a la potencia del ciclo combinado original sin captura, pero mayor a la alternativa ciclo combinado con captura (opción 1).**

- 3) **Ciclo combinado adaptado a un sistema de calor y potencia generada a través de una caldera y turbina a contrapresión.** Todo el calor para el proceso de captura es suministrado por el vapor de una caldera externa. Esta caldera también alimenta a una turbina de contrapresión para generar energía eléctrica para el proceso de captura. Es decir, la energía es suministrada a través de una planta de cogeneración (generación de calor y energía eléctrica) adaptadas para generar tanto el calor como la potencia requerida. La salida de energía eléctrica del sitio sigue siendo la misma o podría aumentar si la capacidad de conexión a la red lo permitiera. La razón por la que podría aumentar es debido a que existen tamaños estándares de turbinas de vapor y calderas, por lo que podría resultar una potencia mayor.



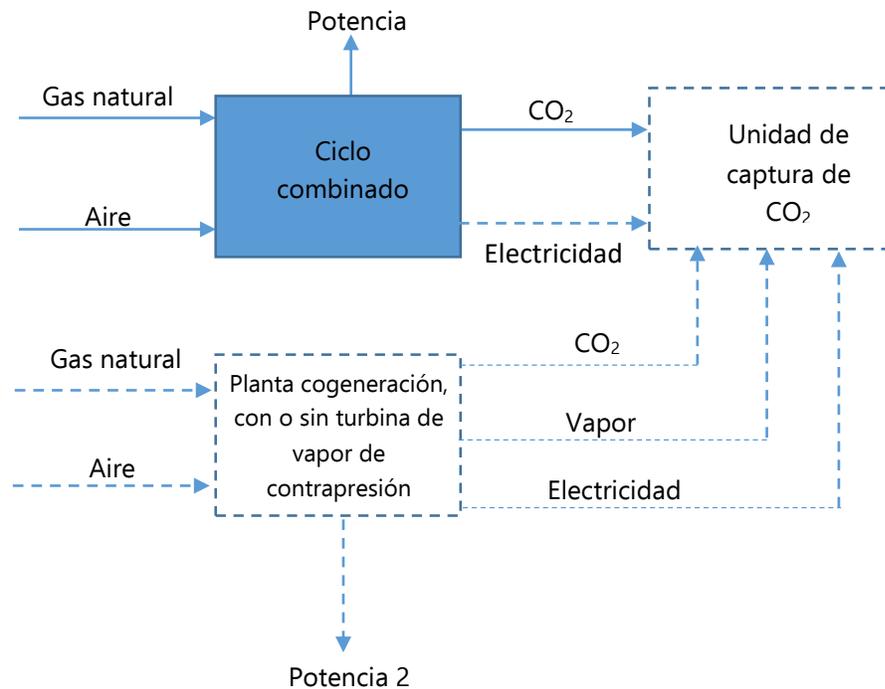
**Figura 21. Ciclo combinado adaptado a un sistema de calor y potencia generada a través de una caldera y turbina a contrapresión. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura.**

- 4) **Ciclo combinado acoplado a un sistema de cogeneración de menor capacidad, con o sin turbina de vapor de contrapresión para compensar la energía eléctrica perdida.** La energía eléctrica adicional para el proceso de captura y para cubrir cualquier pérdida en la potencia de salida de la planta existente debido a la extracción de vapor, se suministra desde una planta de cogeneración con la mayor relación potencia/calor posible para el combustible y las temperaturas involucradas, ajustadas para generar principalmente la potencia requerida. La salida eléctrica neta del sitio sigue siendo la misma después de la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>. Se recupera algo de calor para el proceso de captura de esta planta, el resto se suministra desde la planta existente. Un ejemplo de esto sería el uso de una unidad de ciclo combinado turbina de gas (CCTG) relativamente pequeña con una turbina de contrapresión en una planta de gas natural o de carbón.



**Figura 22. Ciclo combinado acoplado a un sistema de cogeneración de menor capacidad, con o sin turbina de vapor de contrapresión. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura.**

- 5) **Ciclo combinado adaptado a una planta de cogeneración para brindar energía térmica a la planta de captura.** Todo el calor para el proceso de captura proviene de una planta de cogeneración de gas natural con la mayor relación potencia/calor posible para el combustible y las temperaturas involucradas - coincidencia de calor. El exceso de potencia se exportaría desde el sitio con esta configuración. Esto podría aplicarse a las reconversiones de plantas de gas o de carbón.



**Figura 23. Ciclo combinado adaptado a una planta de cogeneración para brindar energía térmica a la planta de captura. La potencia de generación total es mayor o igual a la potencia del ciclo combinado original sin captura.**

Con la integración adecuada, se mostrará más adelante que todas las opciones (1) - (5) pueden resultar en buenos niveles de eficiencia. Las opciones 2 y 3 no producen tanta potencia con el combustible adicional utilizado, por lo que las eficiencias generales de la planta son menores, y por tanto la penalización en la eficiencia del ciclo con captura es más alta.

Sin embargo, para la selección de la alternativa, de acuerdo con Lucquiaud (2010), es importante tener en cuenta otros factores además de la eficiencia, algunos de los cuales se mencionan a continuación:

- CO<sub>2</sub> Costo de capital. Este puede ser importante para determinar la viabilidad económica del proyecto de reconversión.
- CO<sub>2</sub> Espacio limitado.
- CO<sub>2</sub> Velocidad de respuesta de las centrales de generación eléctrica con CCS, especialmente cuando se opera a bajos factores de carga (carga parcial).

Una planta con una unidad adicional de suministro de calor y energía no necesariamente tiene que operar todo el tiempo; por ejemplo, podría ser más favorable que opere únicamente en horas pico, en condiciones climáticas más extremas como se explica en las Figura 17 y Figura 18, o en condiciones de carga parcial o transitoria. También es probable que los enfoques operativos óptimos se alteren a medida que cambian los precios del combustible.

### 3.3 REGLAS ACTUALIZADAS PARA UNA INTEGRACIÓN TERMODINÁMICA EFECTIVA DE LA CAPTURA POST- COMBUSTIÓN

Basándose en las sugerencias iniciales de Gibbins, Crane, Lambropoulos, Booth, Roberts y Lord (2004), en Lucquiaud (2010) se establecen seis reglas para la integración termodinámica efectiva de la captura post-combustión y el sistema de compresión con el ciclo de potencia:

1. Para proyectos en construcción, agregar calor al ciclo de vapor a la temperatura más alta posible (es decir, prepararse para utilizar las mejores condiciones de vapor disponibles si está justificado comercialmente), por ejemplo en el caso de una planta de carbón, las supercríticas serían la mejor alternativa sobre las subcríticas. Sin embargo, para las reconversiones de las plantas existentes, la penalización por tonelada de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas es independiente de las condiciones de vapor a la entrada de la turbina.
2. La temperatura del vapor extraído para la planta de captura para regenerar el solvente debería ser lo más cercana posible a la temperatura de regeneración del solvente. Por lo que es necesario optimizar la temperatura de regeneración del solvente para minimizar la suma de la producción eléctrica general del sistema de captura y el sistema de compresión de CO<sub>2</sub>.
3. Producir tanta electricidad como sea razonablemente posible a partir del ciclo de potencia (es decir, estar preparado para utilizar turbinas adicionales para proyectos de reconversión si se justifica comercialmente) y de cualquier combustible adicional que se utilice, consistente con rechazar el calor a la temperatura requerida para la regeneración del solvente.
4. Hacer uso del calor residual de la captura y compresión del CO<sub>2</sub> en el ciclo de vapor.

5. Anticipar el uso de los últimos desarrollos de solventes a lo largo de toda la vida operativa de la planta. Los solventes tienen diferentes velocidades de reacción, diferentes condiciones de operación, esto básicamente está ligada con el ciclo combinado a través de la extracción de vapor. El solvente de amina monoetanolamina opera a una temperatura de 120 °C y una presión de 3 bar (Apan, Sánchez & González, 2018).
6. Aprovechar la flexibilidad inherente de la captura post-combustión. Por ejemplo, poder apagar y encender, y bajar el nivel de captura de la planta de captura, dependiendo de la demanda y precio de la electricidad. Esto con la finalidad manipular el aspecto financiero de acuerdo con la operación: ganancia operativa alta a baja y / o para acelerar la velocidad de rampa durante la operación transitoria, si es necesario).

De acuerdo a el IEAGHG (2011), para solventes de última generación la penalización en la producción de electricidad con captura post-combustión integrada es del orden de 250-300 kWh/tCO<sub>2</sub> para plantas de carbón pulverizado (Tabla 7 y Tabla 8), y del orden de 350-450 kWh/tCO<sub>2</sub> (dependiendo del solvente utilizado) para plantas de ciclo combinado de gas natural.

**Tabla 7. Comparación de la penalización en la producción eléctrica de estudios de la industria (IEAGHG, 2011).**

Fuente	Caso MHI IEAGHG [2004b]	Caso fluor IEAGHG [2004b]	Fluor Panesar et al. [2009]	Caso MEA Ramezan et al. [2007]	Futuro caso solvente Ramezan et al. [2007]
Solvente calor de regeneración (GJth/tCO <sub>2</sub> )	2.8	3.24		3.6	2.8
Presión del recalentador de suministro de vapor (bara)	3.24	3.24		4.5	4.5
Penalización en la producción eléctrica (kWh/tCO <sub>2</sub> )	286.5	320.7	319.5	368.9	323.7
Penalización en la producción eléctrica de potencia auxiliar (kWh/tCO <sub>2</sub> )	146	136		155.3	155.3
Penalización en la producción eléctrica del ciclo de vapor (kWh/tCO <sub>2</sub> )	150.5	174.7		213.5	168.4

**Tabla 8. Características de las plantas de captura post-combustión con integración termodinámica en estudios anteriores, lo que lleva a “penalizaciones en la producción de electricidad” por tonelada de CO<sub>2</sub> capturado (IEAGHG, 2011).**

	Owens et al. [2000]	Owens et al. [2000]	Bozutto et al [2001] <sup>1</sup>	Parsons et al. [2002]	IEAGHG [2004]	IEAGHG [2004]	Ramezan et al. [2007] <sup>1</sup>	Xu et al. [2007]	Xu et al. [2007]	Panesar et al. [2009]
<b>Condiciones de vapor</b>	Supercrítico	Ultra-supercrítico	Subcrítico	Subcrítico	Ultra-supercrítico	Ultra-supercrítico	Subcrítico	Supercrítico	Supercrítico	Ultra-supercrítico
<b>¿Nueva construcción o reconversión?</b>	Nueva construcción	Nueva construcción	Reconversión	Nueva construcción	Nueva construcción	Nueva construcción	Reconversión	Nueva construcción	Reconversión	Reconversión <sup>2</sup>
<b>Solvente</b>	MEA	MEA	MEA	MEA	MEA	KS1	MEA	KS1	KS1	
<b>Calor térmico de regeneración [GJth/tCO<sub>2</sub>] (estimado)</b>	3.8	3.8	5.4	4	3.24	2.8	3.6	2.6	2.6	
<b>"Penalización en la producción de electricidad" del ciclo de vapor [kWh/tCO<sub>2</sub>]</b>	345.8	345.8	348.4	227.3	174.7	150.5	213.5	171.5	161.6	
<b>Presión de extracción de vapor [bara]</b>	5.2	5.2	4.5	2.4	3.6	3.6	4.5	4	4	
<b>Reboiler de condensado de retorno al condensador</b>	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO
<b>Recuperación de calor en ciclo de energía</b>	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI
<b>"Penalización en la producción de electricidad" de la potencia auxiliar [kWh/tCO<sub>2</sub>]</b>	66.5	69.2	122.1	134.8	146	136	155.3	141.1	143.5	
<b>Presión de entrega de CO<sub>2</sub> [bar]</b>	83	83	139	103	110	110	139	140	140	
<b>"Penalización en la producción de electricidad" general [kWh/tCO<sub>2</sub>]</b>	412.3	415	470.6	362.1	320.7	286.5	368.9	312.6	305	319.5

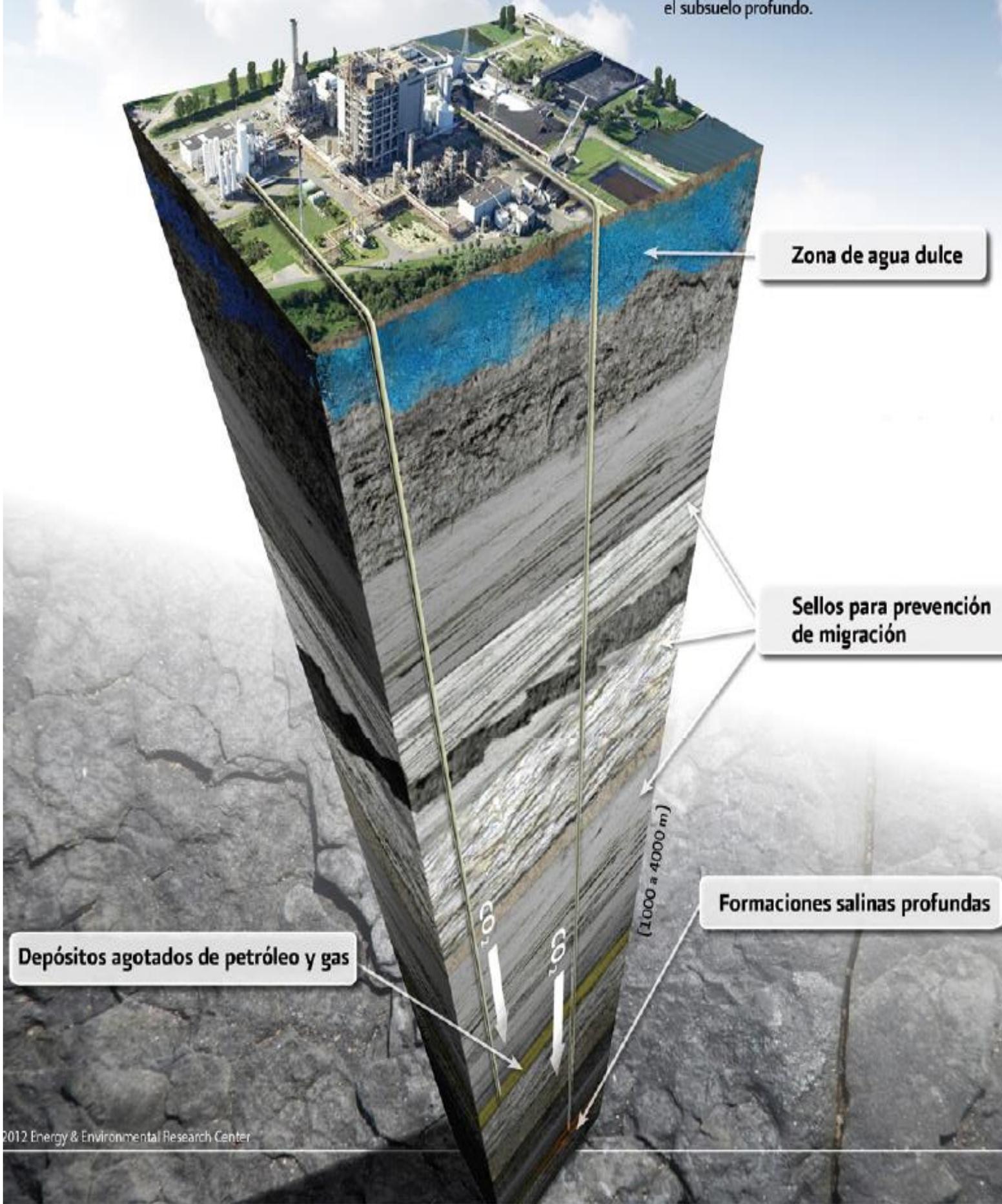
<sup>1</sup>Tenga en cuenta que Bozutto et al. (2001) y Ramezan et al. (2007) se aplican a la misma planta en Conesville Unit 5, Ohio, EE. UU.

<sup>2</sup>Reconversión avanzada de turbina de caldera y reconversión a captura de CO<sub>2</sub>

## REFERENCIAS

- 🌐 Apan, J., Sanchez, E., y González, A. (2018). *Use of steam jet booster as an integration strategy to operate a natural gas combined cycle with post-combustion CO<sub>2</sub> capture at part-load*. Volumen 165, Parte B, 15 de diciembre de 2018, p. 126-139.
- 🌐 DECC. (2009). *Carbon capture readiness (CCR): A guidance note for Section 36 Electricity Act 1989 consent applications*. URN 09D/810, November 2009.
- 🌐 Gibbins, J., Chalmers, H., Lucquiaud, M., Li, J., McGlashan, N., Liang, X., y Davison, J. (2011). *Techno-economic assessment of CO<sub>2</sub> capture retrofit to existing power plants*. Energy Procedia 4, p. 1835–1842.
- 🌐 Gibbins, J., Crane, R., Lambropoulos, D., Booth, C., Roberts, C., y Lord, M. (2004). Maximising the effectiveness of post-combustion CO<sub>2</sub> capture systems, En: *Proceeding of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*, 5-9 de septiembre de 2004, Vancouver, Canadá, Elsevier.
- 🌐 González, A., Alcaráz, A., González, M., Méndez, A., Lucquiaud, M., y González, A. (2017). *Effect of the ambient conditions on gas turbine combined cycle power plants with post-combustion CO<sub>2</sub> capture*. Energy 134, p. 221-233.
- 🌐 IEA. (2010). *Carbon Capture and Storage: Progress and Next Steps*, IEA/CSLF Report to the Muskoka 2010 G8 Summit prepared with the co-operation of the Global CCS Institute.
- 🌐 IEA. (2010). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency, Paris, ed. 2010.
- 🌐 IEAGHG. (2007). *CO<sub>2</sub> capture ready power plants*. Report 2007/4.
- 🌐 IEAGHG. (2011). *Retrofitting CO<sub>2</sub> Capture to Existing Power Plants*, 2011/02, mayo, 2011.
- 🌐 Lucquiaud, M. (2010). *Steam cycle options for capture-ready power plants, retrofits and flexible operation with post-combustion CO<sub>2</sub> capture*. (Tesis doctoral). Imperial College London, Londres, Reino Unido.

El almacenamiento geológico es el proceso de captura antropogénica de CO<sub>2</sub> antes de que sea liberado a la atmósfera para ser almacenado en el subsuelo profundo.



Zona de agua dulce

Sellos para prevención de migración

Formaciones salinas profundas

Depósitos agotados de petróleo y gas

(1000 a 4000 m)



# OPORTUNIDADES PARA INCORPORAR TECNOLOGÍAS DE CAPTURA DE CO<sub>2</sub> EN EL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

## 4.1 INTRODUCCIÓN

Este capítulo tiene como objetivo identificar las plantas prioritarias para incorporar captura de CO<sub>2</sub> en el sistema eléctrico nacional mexicano, y evaluar el número de plantas candidatas a "*capture ready*", y cuantas a "*retrofit*" y repotenciación.

En el reciente Acuerdo de Paris sobre cambio climático, el nuevo reto es limitar el incremento de temperatura a 2 °C (IEA, 2015). En las pasadas décadas, cerca de 2 trillones de toneladas de CO<sub>2</sub> causaron un incremento del 1 °C de la temperatura global (Hone, 2012; IEA, 2015).

México ha emprendido diversas acciones buscando mitigar y prevenir los efectos del cambio climático. Para el cumplimiento de los objetivos marcados por la Ley de Cambio Climático, el país se compromete a reducir el 50% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050 (Veysey et al., 2015).

A pesar del incremento esperado de las energías renovables durante el periodo comprendido entre el 2014-2028, los combustibles fósiles continuaran siendo las fuentes primarias de energía, al menos hasta el año 2028 (CFE-POISE, 2014).

Una de las estrategias de México para mitigar el cambio climático es la captura de CO<sub>2</sub> en centrales de generación eléctrica. En 2014 la Secretaria de Energía (SENER) oficializó su Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS para México. En dicha ruta se describen las acciones a realizarse hasta el año 2024, siendo una de éstas el desarrollo de la política nacional de CCUS *ready* durante el periodo comprendido entre el 2016-2017.

Con lo que respecta a la política nacional, ésta considera la construcción de una planta pre-comercial, en donde una de las acciones es el estudio de factibilidad y diseño, así también abarca la identificación de plantas prioritarias para la incorporación de captura de CO<sub>2</sub>. Las acciones del Mapa de Ruta mexicano están proyectadas para que se adquiera experiencia, y en un futuro incorporar captura de CO<sub>2</sub> a las centrales de generación eléctrica existentes y futuras.

Se requiere un plan estratégico anticipado para incorporar captura de CO<sub>2</sub> para el cumplimiento de los objetivos marcados por la Ley de Cambio Climático. El plan estratégico debe indicar a cuantas plantas se le incorporara captura de CO<sub>2</sub>, es decir, un cronograma de las centrales prioritarias para captura y su posible fecha, como se menciona en el Mapa de Ruta de México.

Se deben identificar las tecnológicas viables para *retrofit*, repotenciación y *capture ready* que se aplicarían en las centrales de generación existentes y futuras de acuerdo a las condiciones específicas de México, como son el precio del combustible y el espacio disponible, y finalmente cuanto emitirán las nuevas centrales de generación eléctrica.

Las centrales de generación eléctrica existentes y futuras, candidatas a incorporarles captura de CO<sub>2</sub>, deben estar localizadas en la zona de inclusión, y mejor aún si se encuentran cercanas a yacimientos de petróleo, pues el CO<sub>2</sub> capturado pudiera utilizarse como mecanismo de recuperación mejorada de hidrocarburos.

## 4.2 ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

De acuerdo con Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032 las tecnologías para la generación de electricidad se agrupan en 2 grandes líneas: tecnologías limpias y tecnologías convencionales.

Las primeras corresponden a centrales cuya fuente de energía y procesos de generación de electricidad producen emisiones o residuos en cantidades menores que los umbrales establecidos en las diversas disposiciones aplicables (Artículo Tercero fracción XXII de la Ley de la Industria Eléctrica).

Para que una fuente de energía o proceso de generación eléctrica pueda ser considerado como energía limpia, sus emisiones de CO<sub>2</sub> deberán ser menores a los 100 kg/MWh generado, en tanto no se expidan las disposiciones que determinen los umbrales máximos de emisiones o residuos aplicables a energías limpias (Artículo Décimo Sexto Transitorio de la Ley de Transición Energética).

En la siguiente Tabla se enlistan las tecnologías consideradas como limpias, así como sus respectivos valores de generación para los años 2016 y 2017.

**Tabla 9. Generación de energía eléctrica a partir de tecnologías limpias (PRODESEN 2018-2032).**

Tecnología	Generación 2016	Generación 2017	TCA (%)
<i>Renovable</i>	49,244	51,578	4.7
Hidroeléctrica	30,909	31,848	3.0
Eólica	10,463	10,620	1.5
Geotérmica	6,148	6,041	-1.7
Solar	160	344	114.8
Bioenergía*	1,471	1,884	28.0
Generación Distribuida (GD)**	56	760	1,246.7
FIRCO***	36	82	127.3
<i>Otras</i>	15,624	17,818	14.0
Nucleoeléctrica	10,567	10,883	3.0
Cogeneración eficiente	5,053	6,932	37.2
Frenos regenerativos	4	4	0.0
<b>Total</b>	<b>64,868</b>	<b>69,397</b>	<b>7.0</b>
*Incluye biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. **Varias tecnologías incluidas. ***Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO).			

El grupo de tecnologías convencionales se integra por las unidades y centrales que generan energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles como energético primario. Estas centrales suelen satisfacer la demanda base, como es el caso de los ciclos combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de turbogás.

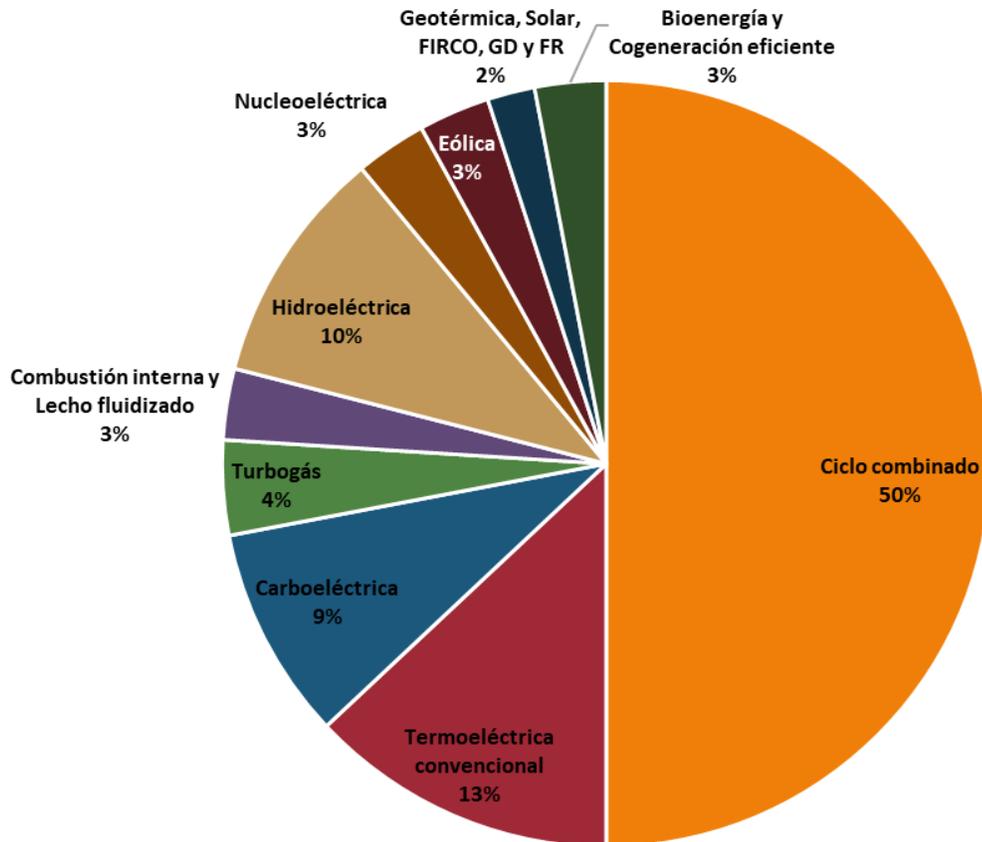
A continuación, se mencionan las tecnologías consideradas como convencionales, así como sus respectivos valores de generación para los años 2016 y 2017.

**Tabla 10. Generación de energía eléctrica a partir de tecnologías convencionales (PRODESEN 2018-2032).**

Tecnología	Generación 2016	Generación 2017	TCA (%)
Ciclo combinado	160,378	165,245	3.0
Termoeléctrica convencional	40,343	42,780	6.0
Carboeléctrica	34,208	30,557	-10.7
Turbogás*	12,600	12,849	2.0
Combustión interna	3,140	4,006	27.6
Lecho fluidizado	3,826	4,329	13.1
<b>Total</b>	<b>254,496</b>	<b>259,766</b>	<b>2.1</b>
*Incluye plantas móviles.			

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), las tecnologías convencionales para la generación eléctrica contribuyen con el 19% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero a nivel nacional (es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después de las fuentes móviles), con un volumen anual equivalente a 127 mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.

De las Tablas anteriores se tiene que para el año 2017 las tecnologías convencionales representaron el 78.9% de la generación total de energía eléctrica a nivel nacional, siendo los ciclos combinados, seguidos de las termoeléctricas convencionales, los de mayor importancia en la matriz energética de generación (Figura 24). Esto a su vez nos dice que la mayor parte de la energía eléctrica generada en nuestro país aún proviene de fuentes fósiles, que como ya sabemos, emiten grandes volúmenes de gases de efecto invernadero a la atmosfera.



**Figura 24. Generación de energía eléctrica por tipo de tecnología en el año 2017 (PRODESEN 2018-2032).**

La capacidad de generación de electricidad a disposición de los Sistemas Eléctricos de Potencia se diversifica principalmente en diez tipos de tecnologías, incluidas todas las convencionales.

En lo consiguiente en este capítulo, se realizará un análisis y selección exhaustiva de las centrales de generación eléctrica candidatas a incorporar la captura de CO<sub>2</sub> en su proceso, no considerándose los tipos de centrales que operan en carga “punta”, debido a que solo son operadas en circunstancias específicas.

De acuerdo con el último Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032, los ciclos combinados son y serán la tecnología con mayor crecimiento en el país (Figura 24). Con base en lo anterior, las centrales de generación eléctrica a evaluar son precisamente éstas, para ello se considerarán las plantas de reciente creación o próximas a operar. La Tabla 11 enlista todos los ciclos combinados programados para el periodo 2018-2032.

**Tabla 11. Centrales de ciclo combinado programados a operar durante el periodo 2018-2032 (Elaboración propia con información del PRODESEN 2018-2032).**

#	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año	Capacidad Bruta (MW)	#	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año	Capacidad Bruta (MW)
1	SONORA	03-Obregón	2018	770	25	BAJA CALIFORNIA	48-Mexicali	2026	130
2	SONORA	03-Obregón	2018	791	26	QUERÉTARO	30-Querétaro	2027	5
3	MÉXICO	31-Central	2018	615	27	COAHUILA	11-Laguna	2027	30
4	SONORA	01-Hermosillo	2018	27	28	GUANAJUATO	26-Salamanca	2027	4
5	HIDALGO	31-Central	2018	64	29	SONORA	01-Hermosillo	2027	30
6	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	857	30	CHIHUAHUA	09-Chihuahua	2027	450
7	SINALOA	04-Los Mochis	2019	887	31	SINALOA	06-Mazatlán	2027	550
8	CHIHUAHUA	08-Moctezuma	2019	907	32	SONORA	49-San Luis Río Colorado	2028	290
9	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	950	33	TABASCO	38-Tabasco	2028	696
10	SINALOA	04-Los Mochis	2020	766	34	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2028	240
11	JALISCO	23-Guadalajara	2021	874	35	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2028	498
12	GUANAJUATO	26-Salamanca	2022	1,359	36	SAN LUIS POTOSÍ	20-Tamazunchale	2028	532
13	SINALOA	04-Los Mochis	2022	18	37	MORELOS	31-Central	2029	648
14	BAJA CALIFORNIA	47-Ensenada	2022	565	38	YUCATÁN	42-Mérida	2029	532
15	SINALOA	06-Mazatlán	2023	917	39	SONORA	02-Cananea	2029	608
16	VERACRUZ	32-Poza Rica	2023	1,000	40	SONORA	03-Obregón	2029	100
17	BAJA CALIFORNIA	48-Mexicali	2023	337	41	SONORA	02-Cananea	2029	368
18	BAJA CALIFORNIA	49-San Luis Río Colorado	2023	1,186	42	GUANAJUATO	26-Salamanca	2030	752
19	BAJA CALIFORNIA	48-Mexicali	2023	516	43	TAMAULIPAS	15-Matamoros	2030	60
20	MÉXICO	31-Central	2024	889	44	JALISCO	23-Guadalajara	2031	901
21	DURANGO	11-Laguna	2025	983	45	JALISCO	23-Guadalajara	2031	900
22	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2025	343	46	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2032	857
23	SINALOA	06-Mazatlán	2026	909	47	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2032	143
24	VERACRUZ	32-Poza Rica	2026	1,100	48	HIDALGO	31-Central	2032	1,155

### 4.3 SELECCIÓN DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO CANDIDATAS A INCORPORARLES CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

La metodología propuesta en este trabajo para la selección de plantas de ciclo combinado prospectos a incorporárseles captura de CO<sub>2</sub>, es la siguiente:

1. Se clasifican los ciclos combinados de acuerdo a su edad operativa y potencia instalada
2. Los ciclos combinados seleccionados como candidatos a incorporarles captura de CO<sub>2</sub> se separan en plantas candidatas a *capture ready* y plantas candidatas a *retrofit*, esto con base en el año de inicio de operaciones.
3. Finalmente, se catalogan a los ciclos combinados con captura de CO<sub>2</sub> ideales para almacenamiento geológico y para recuperación mejorada de petróleo.

#### 4.3.1 Selección de centrales de ciclo combinado candidatas a incorporarles captura de CO<sub>2</sub> de acuerdo a la edad operativa y la potencia instalada

Finkenrath, Smith y Volk (2012) proponen una evaluación básica del estado del parque de centrales de generación, respecto a la potencia instalada y la edad operativa, esto con base en tres criterios, los cuales van de menor a mayor exigencia:

- CO<sub>2</sub> Criterio 1: Centrales con edad menor a los 30 años y con potencia instalada mayor a 100 MW.
- CO<sub>2</sub> Criterio 2: Centrales con edad menor a los 20 años y con potencia instalada mayor a 300 MW.
- CO<sub>2</sub> Criterio 3: Centrales con edad menor a los 10 años y con potencia instalada mayor a 300 MW.

Los criterios sirven para discriminar las centrales potencialmente adaptables y agrupar la capacidad instalada actual, según restricciones de edad y potencia instalada, con un grado de atracción para la aplicación de esta tecnología. En resumen, aplicar "CCS *Retrofit*" se justificará en centrales con mayor capacidad instalada y con mayor vida útil restante.

Dado que las centrales de generación a considerar son nuevas o próximas a construir, todas se encuentran dentro del rango de edad menor a los 10 años, por lo que, para realizar una discretización más exigente, únicamente se consideraran las plantas con una capacidad bruta mayor a los 300 MW, cumpliéndose ambos requerimientos del criterio 3,

el de mayor impacto. De lo anterior se obtienen las centrales de generación que se muestran en la Tabla 12.

**Tabla 12. Centrales de ciclo combinado candidatas a *retrofit* con captura de CO<sub>2</sub> o *capture ready*, considerando una edad operativa menor a 10 años y una potencia instalada mayor a 300 MW (elaboración propia).**

#	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año	Capacidad Bruta (MW)	CO <sub>2</sub> emitido Mton/año	Candidatas a:
1	SONORA	03-Obregón	2018	770	1.90	Retrofit y Repotenciación
2	SONORA	03-Obregón	2018	791	1.95	Retrofit y Repotenciación
3	MÉXICO	31-Central	2018	615	1.52	Retrofit y Repotenciación
4	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	857	2.11	Retrofit y Repotenciación
5	SINALOA	04-Los Mochis	2019	887	2.19	Retrofit y Repotenciación
6	CHIHUAHUA	08-Moctezuma	2019	907	2.23	Retrofit y Repotenciación
7	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	950	2.34	Retrofit y Repotenciación
8	SINALOA	04-Los Mochis	2020	766	1.89	Retrofit y Repotenciación
9	JALISCO	23-Guadalajara	2021	874	2.15	Retrofit y Repotenciación
10	GUANAJUATO	26-Salamanca	2022	1,359	3.35	Retrofit y Repotenciación
11	BAJA CALIFORNIA	47-Ensenada	2022	565	1.39	Retrofit y Repotenciación
12	SINALOA	06-Mazatlán	2023	917	2.26	Retrofit y Repotenciación
13	VERACRUZ	32-Poza Rica	2023	1,000	2.46	Retrofit y Repotenciación
14	BAJA CALIFORNIA	48-Mexicali	2023	337	0.83	Retrofit y Repotenciación
15	BAJA CALIFORNIA	49-San Luis Río Colorado	2023	1,186	2.92	Retrofit y Repotenciación
16	BAJA CALIFORNIA	48-Mexicali	2023	516	1.27	Retrofit y Repotenciación
17	MÉXICO	31-Central	2024	889	2.19	Retrofit y Repotenciación
18	DURANGO	11-Laguna	2025	983	2.42	Retrofit y Repotenciación
19	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2025	343	0.85	Retrofit y Repotenciación
20	SINALOA	06-Mazatlán	2026	909	2.24	Retrofit y Repotenciación
21	VERACRUZ	32-Poza Rica	2026	1,100	2.71	Retrofit y Repotenciación
22	CHIHUAHUA	09-Chihuahua	2027	450	1.11	Capture Ready
23	SINALOA	06-Mazatlán	2027	550	1.36	Capture Ready
24	TABASCO	38-Tabasco	2028	696	1.72	Capture Ready
25	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2028	498	1.23	Capture Ready
26	SAN LUIS POTOSÍ	20-Tamazunchale	2028	532	1.31	Capture Ready
27	MORELOS	31-Central	2029	648	1.60	Capture Ready
28	YUCATÁN	42-Mérida	2029	532	1.31	Capture Ready
29	SONORA	02-Cananea	2029	608	1.50	Capture Ready
30	SONORA	02-Cananea	2029	368	0.91	Capture Ready
31	GUANAJUATO	26-Salamanca	2030	752	1.85	Capture Ready
32	JALISCO	23-Guadalajara	2031	901	2.22	Capture Ready
33	JALISCO	23-Guadalajara	2031	900	2.22	Capture Ready
34	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2032	857	2.11	Capture Ready
35	HIDALGO	31-Central	2032	1,155	2.85	Capture Ready

Estos ciclos combinados, identificados como prioritarios para incorporarles captura de CO<sub>2</sub>, se dividen en dos clases: los considerados para *capture ready*, y los previstos para *retrofit* y repotenciación. Esta clasificación parte del año programado para su puesta en operación.

Plantas que entraran en operación entre los años 2018 y 2026 se consideran candidatas a *retrofit* y repotenciación, esto debido a que la mayoría ya están en licitación, en proceso de iniciar los trámites de construcción o en operación. Es importante mencionar que se considera un periodo de 3 años de anticipación desde los trámites, construcción hasta su operación. Los ciclos combinados programados a operar a partir del 2027 se consideran excelentes candidatos a *capture ready*.

Se estima que estas 35 plantas emitirán unos 66.47 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub>. Las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> de los ciclos combinados reportados en la Tabla 12 se calcularon con base en el informe IEAGHG (2012), y considerando un factor de carga por planta nueva del 80%. Un ciclo combinado gas natural (CCGN) con potencia neta de 910 MW produce 320 toneladas de CO<sub>2</sub> por hora, esta relación se utilizó para extrapolar la producción de CO<sub>2</sub> a diferentes capacidades de potencia.

A pesar de que las 35 centrales de generación eléctrica anteriores son excelentes candidatas, desde el punto de vista técnico, para la incorporación de la captura del CO<sub>2</sub> que pudiesen emitir debido a la combustión de sus combustibles, la reconversión no resulta del todo redituable para todas, pues recordemos que no solo se trata de capturar el CO<sub>2</sub> potencial, sino también disponer de los volúmenes capturados.

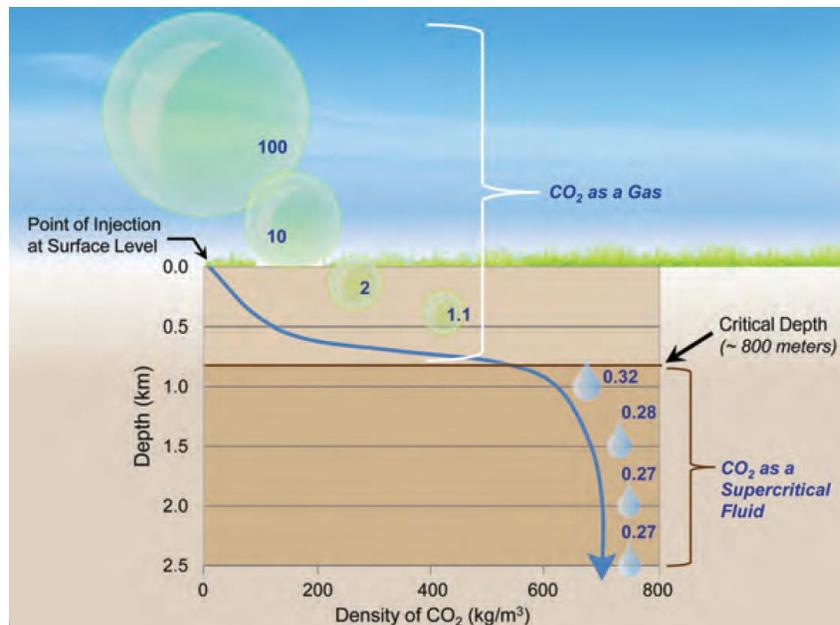
Lo ideal sería que lo capturado se almacenara en el subsuelo, para así reducir las emisiones de gases de efecto invernadero; sin embargo, debido a que esta tecnología requiere grandes inversiones, el uso del CO<sub>2</sub> para recuperación mejorada de petróleo es una alternativa más viable comparada con la de solo almacenarlo geológicamente (Lacy, Serralde, & Climent, 2013), dado los beneficios económicos obtenidos, producto de las ventas generadas gracias al incremento en la producción de los hidrocarburos.

En la siguiente sección de este capítulo se analizarán las oportunidades que existen en México para almacenar geológicamente el CO<sub>2</sub> y para utilizarlo en proyectos de recuperación mejorada de petróleo.

## 4.4 OPORTUNIDADES EN MÉXICO DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DEL CO<sub>2</sub> CAPTURADO

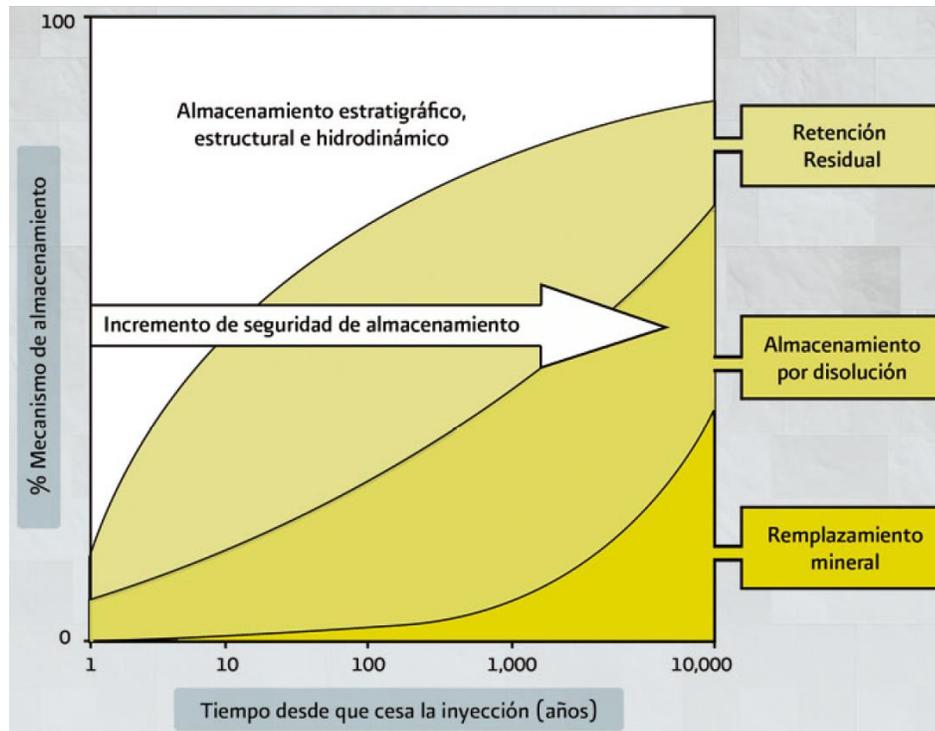
El Gobierno Federal, en un esfuerzo conjunto entre la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE), publicó en el año 2012 el "Atlas de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>, México", como una de las opciones a la disposición final del CO<sub>2</sub> capturado.

Los yacimientos para almacenar CO<sub>2</sub> deben tener una porosidad, permeabilidad y una profundidad adecuadas para retener al compuesto permanentemente. Generalmente se buscan formaciones asociadas con una capa impermeable en la parte superior que impida la fuga de CO<sub>2</sub>. El comportamiento del CO<sub>2</sub> varía con respecto a la profundidad, a partir de los 800 metros en adelante se comporta como un líquido, manteniendo su volumen y densidad constantes, lo que facilita su almacenamiento (Figura 25).



**Figura 25. Densidad y volumen relativo del CO<sub>2</sub> a diferentes profundidades (North American Carbon Storage Atlas, 2015).**

Una vez inyectado el bióxido de carbono es retenido por diferentes procesos. El primero depende de la trampa geológica, el segundo de la retención residual que consiste en la asimilación de burbujas de CO<sub>2</sub> en el fluido pre-existente, en el tercero se lleva a cabo una disolución formándose una mezcla homogénea, y en el último se produce una reacción química donde el CO<sub>2</sub> se combina y forma un mineral. En la Figura 26 se representan estos fenómenos y la escala del tiempo en que teóricamente ocurrirían.



**Figura 26. Procesos que tienen lugar en las diferentes etapas de retención (SENER y CFE, 2012).**

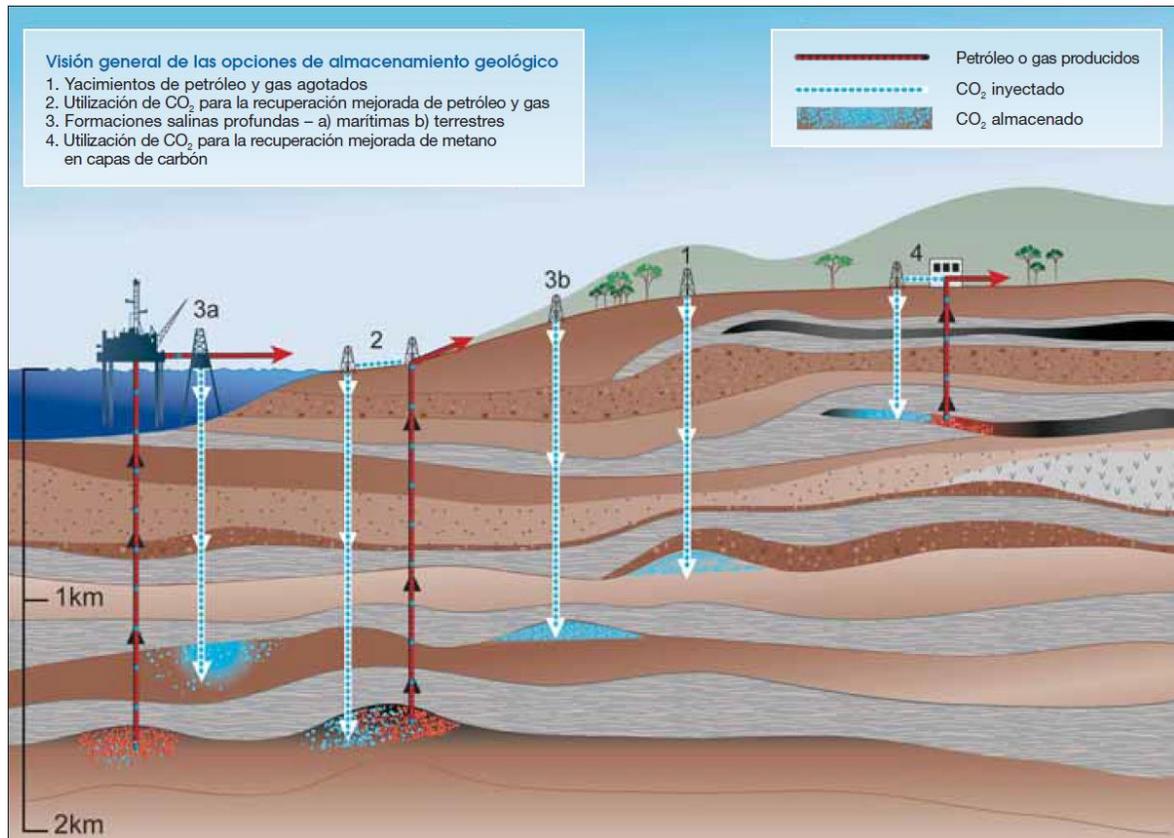
Almacenar fluidos en el subsuelo no es una tecnología nueva, se ha utilizado por muchos años principalmente en la industria petrolera. En la actualidad, se aprovecha este conocimiento con el fin de mitigar el efecto del CO<sub>2</sub> en el ambiente. Para estos fines se han empleado hasta ahora cuatro variantes de almacenamientos (Figura 27).

El primer tipo corresponde a los yacimientos de petróleo y gas agotados, y se realiza llenando con bióxido de carbono los espacios que ha dejado el gas o aceite extraído.

El segundo es la denominada recuperación mejorada de hidrocarburos o EOR por sus siglas en inglés (*Enhanced Oil Recovery*), el cual en términos generales consiste en inyectar CO<sub>2</sub> aumentando la presión del yacimiento, con lo cual se obtienen volúmenes de gas o aceite adicionales. Por el producto obtenido de este proceso, que tiene un valor económico importante, esta opción es la más utilizada en la actualidad.

El tercer tipo se refiere a almacenar el gas en acuíferos que por su salinidad no tengan posibilidades de utilizarse para consumo humano. Almacenar el CO<sub>2</sub> en esta modalidad, si bien no ofrece un subproducto con valor económico como en el caso anterior, es el que más potencial tiene por su importante capacidad de almacenamiento en la corteza terrestre.

El cuarto tipo de depósito es el que tiene lugar en los mantos de carbón económicamente inexplorables. En estos sitios se suele inyectar el CO<sub>2</sub> reemplazando al metano, siempre presente en este tipo de yacimientos, permitiendo que el carbón lo atrape aislándolo de la atmósfera.



**Figura 27. Opciones para almacenar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas profundas (IPCC, 2005).**

Resulta evidente que de las opciones presentadas anteriormente la más rentable es la segunda: recuperación mejorada de hidrocarburos o EOR, pues al implementar esta técnica no solo se entrapa al CO<sub>2</sub> como en los tres tipos de depósitos restantes, sino que también se convierte en un fluido presurizante, el cual posibilita obtener remanentes de crudo con valor económico que hacen rentables los procesos de captura, compresión, transporte e inyección del CO<sub>2</sub>, que de otra forma incrementarían el costo de producción del kWh.

La opción de almacenar CO<sub>2</sub> en yacimientos de aceite y/o gas es la que históricamente y a nivel mundial se plantea como primera opción, y donde se tiene mayor experiencia. Desde principios de la década de los setenta ya se venía utilizando el CO<sub>2</sub> como fluido para la recuperación mejorada de hidrocarburos, esto en la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas (Marston & Moore, 2008). El CO<sub>2</sub> utilizado era de origen natural y provenía principalmente de la producción de gas natural, y no de las emisiones generadas por la combustión antropogénica de combustibles fósiles, como sucede hoy en día.

El éxito de estos proyectos ha sido prolongar el periodo de producción de los yacimientos de petróleo mediante el incremento del factor de recuperación. Dependiendo de, entre otros factores, la existencia o no de miscibilidad del CO<sub>2</sub> con el crudo, el barrido eficiente del CO<sub>2</sub> en el yacimiento y la alta reacción en rocas carbonáticas. Se ha incrementado la recuperación de crudo entre un valor inicial de 4-12% del OOIP (*Original Oil In Place*), llegando a rangos superiores de hasta el 18% del OOIP como en el Mar del Norte (ECL Report 2, 2001; Tzimas, Georgakaki, Garcia, & Peteves, 2005).

En estos proyectos, entre el 50 y el 70% del CO<sub>2</sub> es reinyectado en el yacimiento para reducir costos, pero el resto queda almacenado mediante diversos mecanismos (Bondor, 1992). La combinación de proyectos EOR con CCUS pretende conseguir una mejora en la relación costo/beneficio del proyecto, debido al incremento de producción de crudo gracias al CO<sub>2</sub> inyectado, objetivo que se cumple en la mayor parte de los casos descritos, aunado con una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Si se realiza una evaluación de cuáles son las ventajas de estos tipos de almacenamientos geológicos, desde el punto de vista técnico destaca (pteco2, 2012):

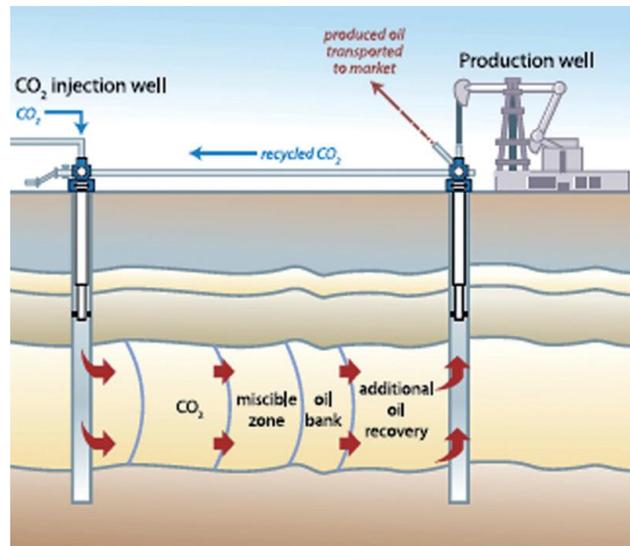
- CO<sub>2</sub> La existencia de una trampa geológica (estructural o estratigráfica) que, por almacenar hidrocarburos a lo largo de millones de años, ha demostrado su eficacia y seguridad. Ésta es una razón de peso muy importante para reforzar la idea de que almacenar en estos yacimientos es seguro, de cara a una aceptación pública.
- CO<sub>2</sub> Se tiene un mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas, geomecánicas y físicas del yacimiento y la cuenca, que en otros casos de almacenamiento geológico son desconocidos o se cuenta con poca información. De forma excepcional, donde se tiene la mejor información es en los yacimientos bajo EOR con CCUS, incluso de reacciones geoquímicas entre el CO<sub>2</sub> con la roca y los fluidos existentes en el yacimiento.

- CO<sub>2</sub> Se conoce el comportamiento de los fluidos, sus características, movimiento y presiones dentro del yacimiento a lo largo de toda su historia de producción, lo que ayuda a predecir su comportamiento al ser sometido a inyección de CO<sub>2</sub>, garantizando su inyectabilidad y seguridad, lo que no ocurre con otros casos de almacenamiento geológico, donde la inyectabilidad puede resultar un problema o resultar negativa (Economides y Economides, 2009).
- CO<sub>2</sub> La existencia de modelos ya probados y calibrados para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos naturales (hidrocarburos, agua de formación) presentes en el yacimiento, que se emplean como elementos de partida para analizar el comportamiento del CO<sub>2</sub> en estos.

Hasta el año 2012 el mayor proyecto piloto de EOR y CCUS es el desarrollado en Canadá, iniciado en el año 2000 en el yacimiento de *Weyburn*. El CO<sub>2</sub> es capturado en una planta de gasificación de carbón, en Dakota del Norte, transportado por una tubería de 325 km, con una pureza del 95%, y posteriormente es inyectado en el yacimiento a razón de 5,000 t/día. El proyecto estima obtener una recuperación adicional del 10% del OOIP, es decir, 130 millones de barriles y almacenar unas 20 Mt de CO<sub>2</sub>, que corresponde a la mitad de lo que las simulaciones han arrojado como capacidad total (45.15 Mt de CO<sub>2</sub>) (pteco2, 2012).

Actualmente existen dos grandes proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos con inyección de CO<sub>2</sub>: el proyecto *Boundary Dam* en Canadá y el proyecto *Petranova* en Texas, Estados Unidos (Global CCUS Institute, 2016).

En Europa, en el proyecto *offshore K12B* (Gaz de France, Holanda) se está reinyectando, desde 2004, el CO<sub>2</sub> asociado al gas producido, el cual se estima, según el área del yacimiento, en el 10% de la producción, por lo que se prevé almacenar 8 Mt de CO<sub>2</sub> (pteco2, 2012).



**Figura 28. Inyección de CO<sub>2</sub> para recuperación mejorada con almacenamiento parcial. El CO<sub>2</sub> producido con el aceite se separa y se reinyecta en la formación, por lo que la necesidad de “nuevo” CO<sub>2</sub> disminuye (pteco2, 2012).**

Cabe mencionar que la capacidad de almacenamiento de los yacimientos de petróleo es considerablemente menor que la que puede ofrecer la variante de acuíferos salinos. Considerando que los acuíferos salinos profundos son una de las mejores opciones para almacenar CO<sub>2</sub> en el subsuelo, se han realizado diferentes análisis de la información geológica disponible públicamente para delimitar extensiones del territorio mexicano que cuenten con la capacidad de almacenar geológicamente CO<sub>2</sub> de origen antropogénico.

Los análisis de información han adaptado la metodología propuesta por Bachu et al. (2007) en la cual varían tanto la escala como el detalle de los estudios, de tal manera que el objetivo final es determinar un sitio en particular o varios de ellos, donde exista un yacimiento al interior al cual sea posible inyectarle CO<sub>2</sub>.

En México se han iniciado estudios cuya escala considera todo el territorio nacional, además del análisis de provincias geológicas o cuencas sedimentarias donde el nivel de resolución requerido es bajo. En dichas provincias geológicas se han realizado cálculos teóricos que indican de forma general su capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos.

Sobre la base de análisis geológicos de las actividades geotérmica, sísmica, tectónica y volcánica recientes, ligados a la presencia de rasgos mayores geológicos estructurales y tipos de rocas que afloran en el país, se delimitaron zonas de inclusión y zonas de exclusión (Figura 29).



**Figura 29. Zonas de inclusión y exclusión con potencial o no de almacenar geológicamente CO<sub>2</sub> antropogénico en la República Mexicana (SENER y CFE, 2012).**

En las zonas de inclusión es factible encontrar acuíferos salinos profundos con potencial de recibir grandes cantidades de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, en las zonas de exclusión no se considera conveniente, por el momento, localizar yacimientos de agua salada para almacenar CO<sub>2</sub>, hasta que no se realicen estudios de tipo geológico, geofísico y geoquímico, que tomen en cuenta principalmente el punto de vista del riesgo geológico, lo anterior debido a que actualmente no se garantiza la permanencia del CO<sub>2</sub> en el subsuelo durante largos periodos de tiempo.

Con base en la región de transmisión, se localizaron geográficamente en el territorio nacional cada una de las centrales de ciclo combinado candidatas a incorporar captura de CO<sub>2</sub>, con lo que se pudo identificar cuáles de éstas se sitúan o situarán en alguna de las zonas de inclusión, resultando la siguiente Tabla:

**Tabla 13. Centrales de ciclo combinado que además de ser candidatas a incorporación de captura de CO<sub>2</sub>, se localizan dentro (o muy cerca) de alguna de las zonas de inclusión (elaboración propia).**

#	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año	Capacidad Bruta (MW)	CO <sub>2</sub> emitido Mton/año	Candidatas a:
1	SONORA	03-Obregón	2018	770	1.90	Retrofit y Repotenciación
2	SONORA	03-Obregón	2018	791	1.95	Retrofit y Repotenciación
3	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	857	2.11	Retrofit y Repotenciación
4	SINALOA	04-Los Mochis	2019	887	2.19	Retrofit y Repotenciación
5	CHIHUAHUA	08-Moctezuma	2019	907	2.23	Retrofit y Repotenciación
6	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	950	2.34	Retrofit y Repotenciación
7	SINALOA	04-Los Mochis	2020	766	1.89	Retrofit y Repotenciación
8	VERACRUZ	32-Poza Rica	2023	1,000	2.46	Retrofit y Repotenciación
9	DURANGO	11-Laguna	2025	983	2.42	Retrofit y Repotenciación
10	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2025	343	0.85	Retrofit y Repotenciación
11	VERACRUZ	32-Poza Rica	2026	1,100	2.71	Retrofit y Repotenciación
12	CHIHUAHUA	09-Chihuahua	2027	450	1.11	Capture Ready
13	TABASCO	38-Tabasco	2028	696	1.72	Capture Ready
14	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2028	498	1.23	Capture Ready
15	SAN LUIS POTOSÍ	20-Tamazunchale	2028	532	1.31	Capture Ready
16	YUCATÁN	42-Mérida	2029	532	1.31	Capture Ready
17	SAN LUIS POTOSÍ	25-San Luis Potosí	2032	857	2.11	Capture Ready

## 4.5 OPORTUNIDADES EN MÉXICO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO (EOR) INYECTANDO EL CO<sub>2</sub> CAPTURADO

De acuerdo con Lacy, Serralde y Climent (2013) las regiones en México donde se encuentran los principales yacimientos de petróleo candidatos a recuperación mejorada son: Burgos, Chicontepec y Cinco Presidentes.



**Figura 30. Campos petroleros susceptibles a la implementación de recuperación mejorada de petróleo (EOR) como estrategia de incremento de la producción.**

Remontándonos a la Tabla anterior, donde se enlistan las centrales de ciclo combinado candidatas a incorporarles captura de CO<sub>2</sub>, esto con base en su corta edad operativa, alta potencia instalada, y que acorde a su región de transmisión se encuentren en algunas de las zonas de inclusión, ahora se incorpora un nuevo criterio, el que dichas plantas se encuentren en o muy cerca de yacimientos petroleros susceptibles de aplicárseles recuperación mejorada de hidrocarburos, resultando finalmente en siete centrales ideales para el desarrollo de CCUS-EOR. De éstas, cuatro son candidatas a *retrofit* y repotenciación, y tres a *capture ready*.

**Tabla 14. Centrales de ciclo combinado ideales para la ejecución de la estrategia CCUS-EOR (elaboración propia).**

#	Entidad Federativa	Región de Transmisión	Año	Capacidad Bruta (MW)	CO <sub>2</sub> emitido Mton/año	Candidatas a:
1	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	857	2.11	Retrofit y Repotenciación
2	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2019	950	2.34	Retrofit y Repotenciación
3	VERACRUZ	32-Poza Rica	2023	1,000	2.46	Retrofit y Repotenciación
4	VERACRUZ	32-Poza Rica	2026	1,100	2.71	Retrofit y Repotenciación
5	TABASCO	38-Tabasco	2028	696	1.72	Capture Ready
6	NUEVO LEÓN	16-Monterrey	2028	498	1.23	Capture Ready
7	SAN LUIS POTOSÍ	20-Tamazunchale	2028	532	1.31	Capture Ready
<b>TOTAL</b>				<b>5,633</b>	<b>13.88</b>	

De los 13.88 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> emitidas por las siete plantas anteriores, si se captura el 90%, 12.492 Mton/año de CO<sub>2</sub> podrían ser utilizadas en el mejoramiento e incremento de la producción de hidrocarburos. Con base en las estimaciones hechas por Lacy et al. (2013), de implantarse la recuperación mejorada de petróleo a partir de la inyección de CO<sub>2</sub>, las regiones de Burgos, Chicontepec y Cinco Presidentes requerirían 50 millones de toneladas anuales de CO<sub>2</sub> aproximadamente. Las siete plantas seleccionadas tan solo aportarían el 25% de lo requerido.

## REFERENCIAS

-  Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., y Mathiassen, O. M. (2007). *CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps*. Greenhouse Gas Control.
-  Bondor, P. L. (1992). Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery. *Energy conversion and management*, 33(5-8).
-  Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. (2014). *Ley de la Industria Eléctrica*. México: Diario Oficial de la Federación.
-  Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. (2015). *Ley de Transición Energética*. México: Diario Oficial de la Federación.
-  Dirección General- Subdirección de Programación - CFE. (2014). *Programa de Obras e Inversiones del Sector Electrico – POISE 2014-2028*. México: Comisión Federal de Electricidad.
-  Dirección general de generación y transmisión de energía eléctrica. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN)*. México: Secretaria de Energía.
-  ECL Technology Report 2. (2001). CO<sub>2</sub> EOR Issues: Phase 1: Literature Review. *UK DTI SHARP Programme, CO<sub>2</sub> dissemination area of DTI SHARP website*.
-  Economides, M. J., y Economides, C. (2009). *Sequestering Carbon Dioxide in a Closed Underground Volume*. Society of Petroleum Engineers, SPE-124430-MS.
-  Finkenrath, M., Smith, J., y Volk, D. (2012). *Analysis of the Globally Installed Coal-Fired Power Plant Fleet*. IEA, OECD Publishing.
-  Global CCS Institute. (2016). *The Global Status of CCS: 2016*. Summary Report, Australia. Recuperado de <http://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/201158/global-status-ccs-2016-summary-report.pdf>
-  Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en ingles). (2005). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono*. ONU.
-  Hone, D. (2012). Shell Climate Change [Mensaje en un blog]. Recuperado de <https://blogs.shell.com/2012/06/15/ccs/>

- ☁ Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático [INECC]. (2015). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero*. México: INECC.
- ☁ International Energy Agency [IEA]. (2015). *World Energy Outlook Special Report: Energy and Climate Change*. Recuperado de <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>
- ☁ International Energy Agency Greenhouse Gas [IEAGHG]. (2012). *CO<sub>2</sub> capture at gas fired power plants*. IEAGHG. Report number: 2012/8.
- ☁ Lacy, R., Serralde, A., Climent, M. V. M. (2013). Initial assessment of the potential for future CCUS with EOR projects in Mexico using CO<sub>2</sub> captured from fossil fuel industrial plants. *Int. J. Greenh. Gas Control* 19, 212–219.
- ☁ Marston, P. M., y Moore, P. A. (2008). *From EOR to CCS: The evolving legal and regulatory framework for carbon capture and storage*. EUA: Energy Law Journal.
- ☁ North American Carbon Storage Atlas, Quinta Edición. (2015). Natl. Energy Technol. Lab., U.S. Dep. of Energy, Morgantown, W. Va. Recuperado de <https://www.netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/ATLAS-V-2015.pdf>
- ☁ Plataforma Tecnológica Española del CO<sub>2</sub> [pteco2]. (2012). *Almacenamiento de CO<sub>2</sub>: tecnologías, oportunidades y expectativas*. España: pteco2.
- ☁ Secretaria de Energía [SENER]. (2014). *Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México*. México: SENER.
- ☁ Secretaria de Energía (SENER) y Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2012). Atlas de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>, México. México: Gobierno Federal.
- ☁ Subsecretaría de Hidrocarburos. (2017). Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019 - Evaluación 2017. México: SENER.
- ☁ Tzimas, E., Georgakaki, A., Garcia, C., y Peteves, S. D. (2005). *Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System*. Petten, The Netherlands: European Commission (Report EUR 21895 EN).
- ☁ Veysey, J., Octaviano, C., Calvin, K., Herrera, S., Kitous, A., McFarland, J., y Van der Zwaan, B. (2015). Pathways to Mexico's climate change mitigation targets: A multi-model analysis. *Energy Economics*, 56, 587-599.



Cortesía de CFE: Central Termoeléctrica Poza Rica



# **CICLOS COMBINADOS CON COMBUSTIBLE SUPLEMENTARIO SECUENCIAL COMO ALTERNATIVA PARA *RETROFIT* Y REPOTENCIACIÓN**

## **5.1 INTRODUCCIÓN**

Con base en el análisis realizado en el Capítulo 4, la mayoría de los ciclos combinados a los que se les podría integrar captura de CO<sub>2</sub> en México son candidatos a *retrofit*, esto debido a que son plantas que ya existen, están en construcción o en proceso de iniciar operaciones.

Por lo anterior, la presente tesis se enfoca en *retrofit* en lugar de *capture ready*. En este capítulo se describen los casos de *retrofit* y repotenciación, así como la metodología implementada para la simulación, presentándose los resultados de todas las configuraciones. Los principales resultados que se comparan son la eficiencia y los nuevos equipos que se requerirían.

La contribución substancial de la tesis, que se describe en este capítulo, es proponer estrategias de *retrofit* y repotenciación óptimas buscando minimizar la penalización en la eficiencia, causada por la integración de unidades de captura de CO<sub>2</sub> a la planta de energía. Aunque una de las alternativas que se describe en el Capítulo 3 ya ha sido reportada por Lucquiaud (2010), la comparación de su eficiencia con otras alternativas no se encuentra publicada en la literatura.

La segunda contribución de este trabajo es evaluar la opción combustible suplementario secuencial como alternativa para *retrofit* y repotenciación. Aunque la eficiencia es uno de los más importantes parámetros para evaluar una alternativa de *retrofit*, es necesario considerar la flexibilidad que se brinda al sistema de generación con captura de CO<sub>2</sub>.

El contenido de esta sección inicia describiendo los casos de estudio, posteriormente se detalla la metodología de simulación aplicada, enseguida se comparan los resultados obtenidos, y finalmente se discute y concluye el análisis.

## 5.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO A EVALUAR

Las alternativas de *retrofit* y repotenciación a evaluar son:

- 1) Ciclo combinado convencional con captura de CO<sub>2</sub>.
- 2) Ciclo combinado con combustible suplementario.
- 3) Ciclo combinado con un ciclo combinado adicional para igualar la potencia perdida por la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>.

### 5.2.1 Ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub>

El primer caso de estudio es un ciclo combinado convencional incorporado a una planta de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión, como se muestra en la Figura 31. La planta de potencia utiliza una turbina GE 9FB de 277 MW, cuyos flujos de gases de escape se envían a un recuperador de calor. El recuperador de calor genera vapor de tres niveles de presión: baja presión (LP) a 4 bar, presión intermedia (IP) a 30 bar, y alta presión (HP) a 128 bar. El ciclo combinado está diseñado para entregar una presión en el *crossover* de 4 bar, a 100% de carga, independientemente de la estrategia de operación a carga parcial.

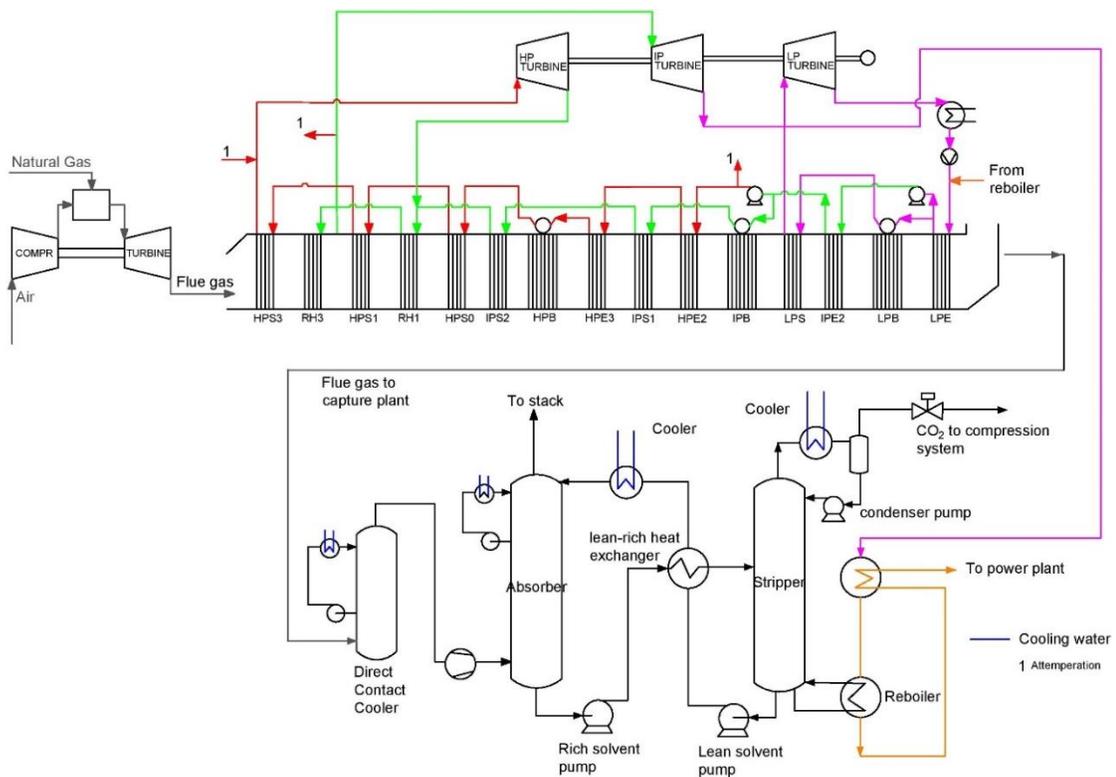


Figura 31. Diagrama de un ciclo combinado convencional  
 (González, 2016).

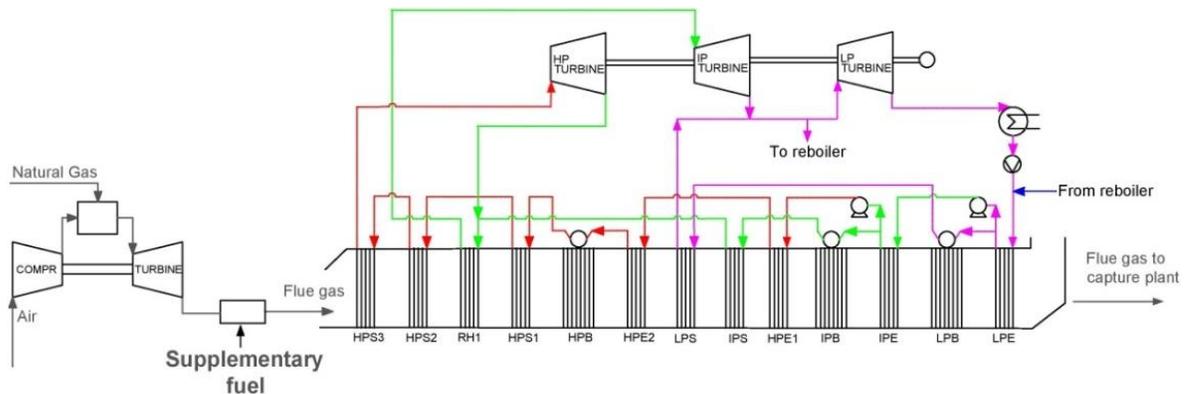
## 5.2.2 Ciclo combinado con combustible suplementario

Un ciclo combinado con combustible suplementario, representado en la Figura 32, consiste en quemar combustible adicional en un quemador situado a la entrada del recuperador de calor, utilizando únicamente el exceso de O<sub>2</sub> contenido en el flujo de gases.

Los ciclos combinados con combustible suplementario son diseñados para incrementar a un 30% la potencia del ciclo durante las horas pico de demanda de electricidad (Kiameh, 2003), esto a expensas de una penalización a la eficiencia.

La cantidad de combustible suplementario que se quema en el recuperador de calor está limitada principalmente por la temperatura de los gases de escape resultantes, de alrededor de 820 °C (Thermoflow, 2013).

El concepto de combustible suplementario secuencial se emplea en este trabajo para incrementar y compensar la potencia cuando se le incorpore captura de CO<sub>2</sub> al ciclo combinado. Este concepto ha sido analizado por González (2016) en ciclos combinados nuevos, pero no para *retrofit* y repotenciación de ciclos combinados existentes cuando se le incorpore un sistema de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión.



**Figura 32. Diagrama de un ciclo combinado con combustible suplementario (González, 2016).**

Un ciclo combinado con combustible suplementario secuencial consiste en quemar combustible suplementario en varias etapas del recuperador de calor, teniendo como límite la temperatura de los gases que resulte posterior a la combustión.

Esta configuración está basada en patentes existentes, propuesta por Kehlhofer, Hannemann, Stirninmann, y Rukes (2009) y Wylie (2004), las cuales se muestran en las Figura 33 y Figura 34 respectivamente, con la excepción de que no están integrados a un sistema de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión.

Wylie (2004) propuso quemar combustible suplementario en tres etapas a través del recuperador de calor, y un sistema de ciclo de vapor que opera a condiciones supercríticas, con la finalidad de mejorar la eficiencia del ciclo. La temperatura máxima en cada etapa es de 760 °C.

Por otra parte, Ganapathy (1996) sugiere que la temperatura permitida se podría aumentar a 927 °C siempre y cuando se utilicen cubiertas aislantes en el recuperador de calor; y temperaturas mayores a 1,316 °C si se utilizan en el recuperador de calor paredes refrigeradas por agua, similares a las de un generador de calor convencional. Sin embargo, esto resultaría en un incremento en los costos de inversión. Por lo anterior, en este estudio se considerará una temperatura máxima de 820 °C en cada etapa, basada en información publicada por Thermoflow (2013).

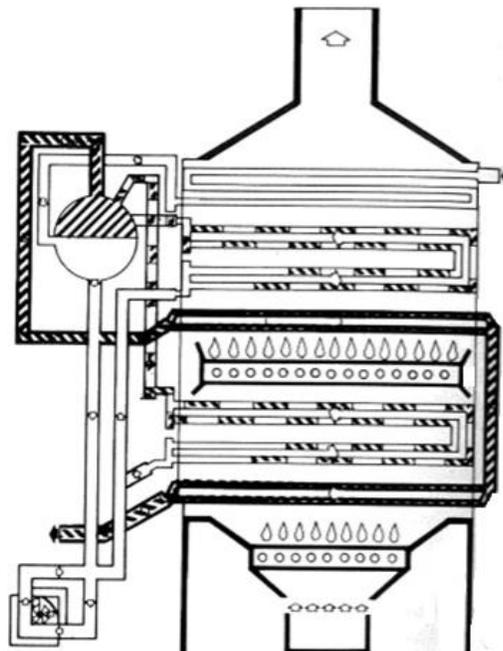
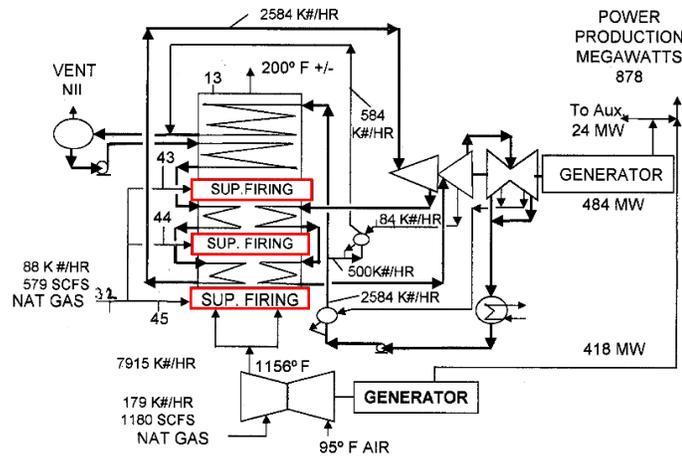
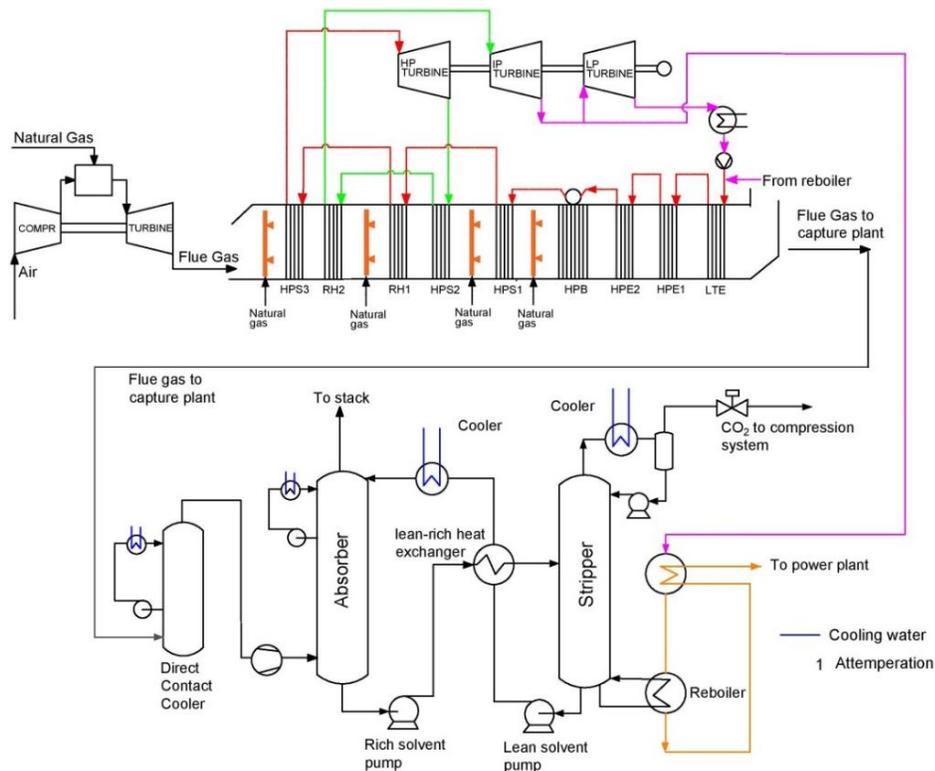


Figura 33. Recuperador de calor con dos etapas de combustible suplementario (Kehlhofer, Hannemann, Stirninmann, & Rukes, 2009).



**Figura 34. Recuperador de calor con tres etapas de combustible suplementario (Wylie, 2004).**

El ciclo combinado con combustible suplementario secuencial utilizado para la realización de este trabajo se representa en la Figura 35. Cuatro quemadores suplementarios fueron necesarios para compensar la potencia perdida debido a la incorporación de captura de CO<sub>2</sub> al ciclo combinado, para de esta manera igualarla a la potencia generada originalmente en el caso base (sin captura). En la sección 5.4.2 se presentan los detalles de la metodología de cálculo de esta alternativa.



**Figura 35. Diagrama utilizado del ciclo combinado con combustible suplementario secuencial utilizado.**

### 5.2.3 Ciclo combinado con un ciclo combinado adicional para igualar la potencia pérdida por la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>

Esta configuración se explicó en el Capítulo 3. En esta alternativa un nuevo ciclo combinado es incorporado al sistema "ciclo combinado convencional con captura", esto para compensar la potencia perdida por el vapor y servicios requeridos por la planta de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión, como se muestra en la Figura 36.

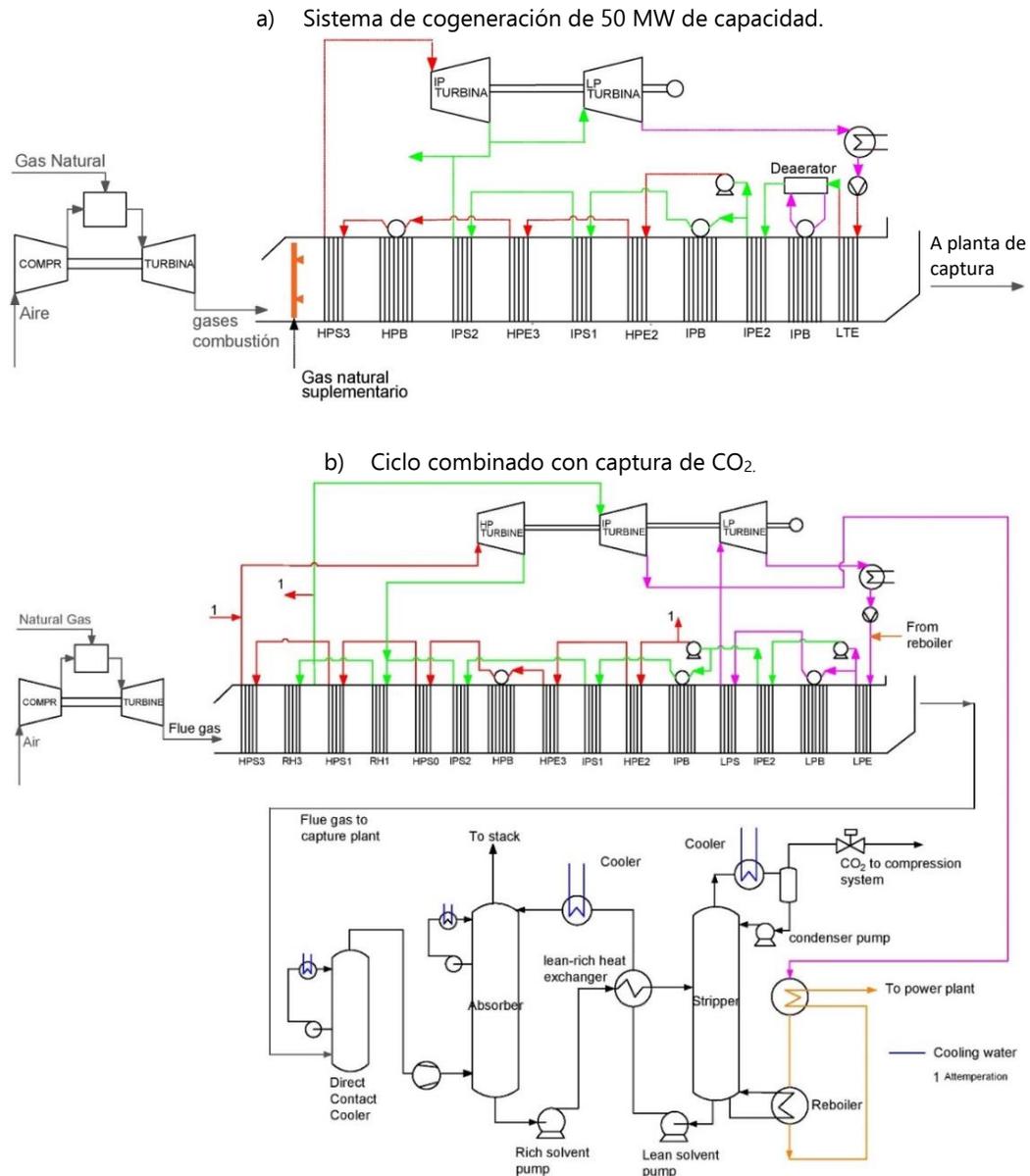


Figura 36. Ciclo combinado convencional integrado a un sistema de cogeneración para brindar al ciclo combinado original energía térmica o eléctrica, pérdida debido a la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>.

## 5.3 SIMULACIÓN DE LAS CONFIGURACIONES DE LA PLANTA DE GENERACIÓN INTEGRADA CON CAPTURA DE CO<sub>2</sub> Y COMPRESIÓN

### 5.3.1 Ciclo combinado sin captura de CO<sub>2</sub>

Se diseñó la planta de ciclo combinado y la planta de captura de CO<sub>2</sub> en Aspen Plus®, previamente desarrollada por González (2016). Se realizaron simulaciones de desempeño de la central de ciclo combinado convencional (sin captura de CO<sub>2</sub>), los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 16.

Partiendo de dicho modelo se realizaron los cambios requeridos para incorporar la planta de captura de CO<sub>2</sub> (caso 1), la incorporación de los quemadores de combustible suplementario (caso 2), así como el ciclo combinado adicional para compensar la potencia perdida por la extracción de vapor (caso 3). La potencia neta generada por el ciclo combinado con captura es de 410 MW, de los cuales 268.4 MW son generados por la turbina de gas y 141.6 MW por el ciclo de vapor.

La información y datos requeridos para llevar a cabo la simulación del caso base están fundamentados en González (2016), donde entre los requerimientos se encuentran la entrada de aire y combustible a la turbina de gas, así como las eficiencias y presión de salida del compresor y de la turbina. La información necesaria respecto al recuperador de calor es la temperatura a la entrada y salida de cada intercambiador de calor, las cuales se reportan en el Apéndice A, Tabla A.23. Para la turbina de vapor se requiere la presión de salida. El método termodinámico que se utilizó fue Peng-Robinson para el aire y los gases, y las tablas de vapor para el agua y vapor.

Las condiciones ambientales se presentan en la Tabla 15, los resultados de la simulación del ciclo combinado sin captura de CO<sub>2</sub> se reportan en la Tabla 16. Cuando se le incorpora captura de CO<sub>2</sub> al ciclo combinado los principales cambios ocurren en la turbina de vapor de baja presión y el condensador. La capacidad de la turbina de vapor de alta e intermedia presión son 75 kg/s y 91 kg/s respectivamente. La turbina de vapor del caso base tiene una capacidad máxima de 105 kg/s de vapor, los cuales son condensados en el condensador. La eficiencia del ciclo combinado es de 58.6%.

**Tabla 15. Condiciones ambientales.**

Temperatura	°C	<b>15</b>
Presión	Bar	<b>1.013</b>
Composición del combustible		<b>CH<sub>4</sub></b>

**Tabla 16. Planta de ciclo combinado sin captura de CO<sub>2</sub>.**

Potencia neta del ciclo	MW	<b>410</b>
Potencia neta turbina de gas	MW	<b>268.4</b>
Eficiencia del ciclo sin captura	%	<b>58.6</b>
Eficiencia del ciclo con captura	%	
Flujo de gas natural en el combustor	kg/s	<b>14</b>
Presión en crossover	bar	<b>4</b>
Flujo de vapor de alta presión	kg/s	<b>75</b>
Flujo de vapor de intermedia presión	kg/s	<b>91</b>
Flujo de vapor de baja presión	kg/s	<b>105</b>
Temperatura en crossover	°C	<b>276.7</b>
Potencia requerida por compresor de turbina de gas	MW	<b>271.7</b>
Composición de los gases		
H <sub>2</sub> O		<b>0.0841</b>
N <sub>2</sub>	%	<b>0.753</b>
O <sub>2</sub>		<b>0.1257</b>
CO <sub>2</sub>		<b>0.0372</b>
Flujo de gases	kg/s	<b>662.3</b>
Temperatura flujo de gases	°C	<b>135.8</b>

### 5.3.2 Simulación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>

Entre la información requerida para simular la planta de captura de CO<sub>2</sub> se encuentra el *lean loading* (relación mol CO<sub>2</sub>/ mol MEA a la entrada del absorbedor) así como la altura del absorbedor, los cuales se basan en lo reportado por González (2016).

Con el solvente MEA, a determinada altura no hay variaciones significativas del *rich loading*, (relación mol CO<sub>2</sub>/ mol MEA a la salida del absorbedor) independientemente de la concentración de CO<sub>2</sub> de los gases, por lo que la altura considerada en este estudio es de 21 metros, como se observa en la Figura 37.

El *lean loading* seleccionado en la simulación es de 0.27 aproximadamente, como se puede apreciar en la Figura 38, es el óptimo que corresponde a una presión de 1.9 bar.

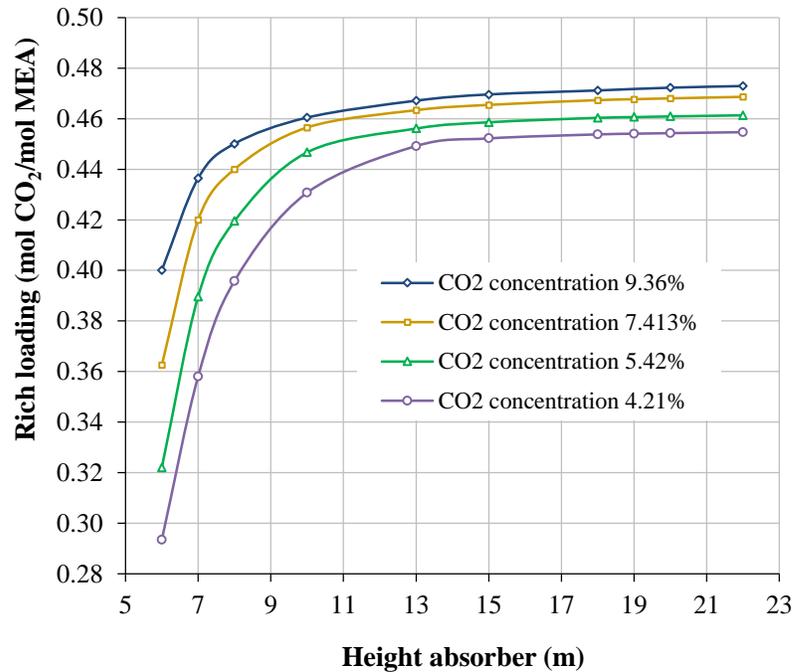


Figura 37. Variación de rich loading y alturas del absorbedor MEA a diferentes concentraciones de CO<sub>2</sub>. Lean loading de 0.27 mol CO<sub>2</sub>/mol MEA, concentración de MEA del 30%, 90% de captura, temperatura y presión en el *reboiler* de 120 °C y 1.9 bar respectivamente (González, 2016).

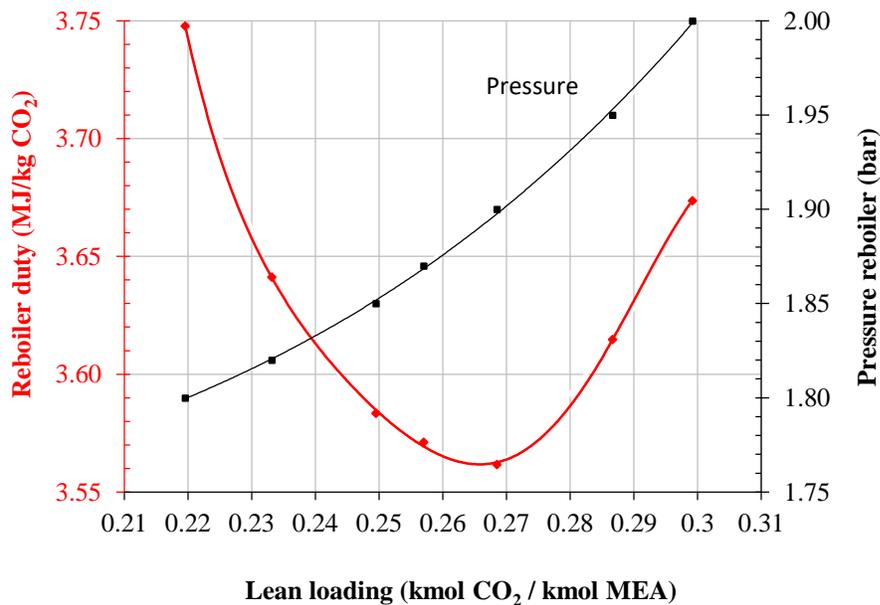
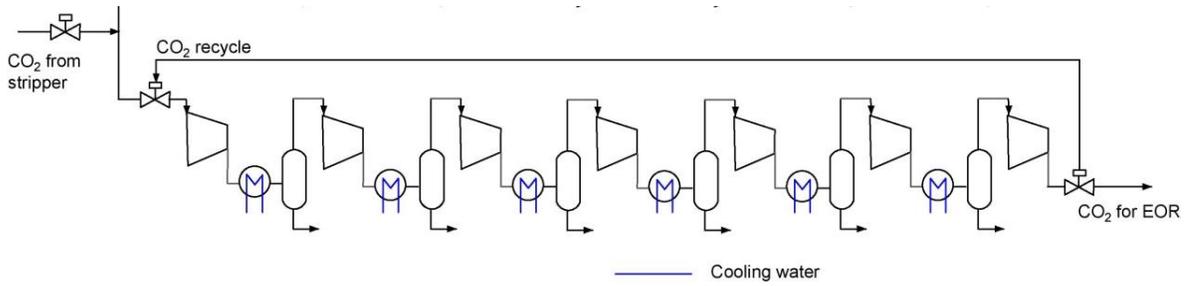


Figura 38. Optimización de la energía en el *reboiler* para un ciclo combinado como función del lean loading del solvente, a una temperatura y presión de 120 °C y 1.9 bar respectivamente. La concentración de CO<sub>2</sub> en el flujo de gases es de 4.2 mol% (González, 2016).

### 5.3.3 Simulación del compresor de CO<sub>2</sub>

El compresor consta de siete etapas, en cada etapa se incorporó un enfriador y condensador con la finalidad de eliminar el agua y reducir el volumen de flujo de CO<sub>2</sub>. Las condiciones de operación, como son la presión y la temperatura en cada etapa se reportan en el Apéndice A, Tabla A.24.



**Figura 39. Esquema de compresión de CO<sub>2</sub> con enfriamiento después de cada etapa, simulado en Aspen Plus®.**

## 5.4 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En esta sección se presentan los resultados de los casos de estudio evaluados en esta tesis, se analizan las eficiencias y los equipos adicionales requeridos para *retrofit* y repotenciación. Adicionalmente se describen los datos utilizados para llevar a cabo la simulación de los casos de estudio.

### 5.4.1 Planta de ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub> post-combustión

Posterior a la simulación del caso base, se le incorporó al ciclo combinado el proceso de captura de CO<sub>2</sub>, y se le extrajo vapor del *cross-over*, los resultados se presentan en la Tabla 17. La potencia se redujo de 410 MW a 372 MW.

Así mismo, la eficiencia del ciclo tuvo una penalización de 6.5 puntos porcentuales al reducirse de 58.6% a 52.1%, esta caída en la eficiencia se da principalmente por la extracción de vapor para regenerar el solvente, y de la potencia requerida para comprimir el CO<sub>2</sub>, que como se expone en la Tabla 17 es de 15.78 MW.

Los flujos de vapor de alta e intermedia presión se mantuvieron igual al caso base. Sin embargo, de los 105 kg/s de vapor de baja presión, se extrajeron 56.9 kg/s para la planta de captura de CO<sub>2</sub>, por lo que el flujo de vapor que entro a la turbina de baja presión fue únicamente de 48.1 kg/s, esto significa que la turbina de baja presión y el condensador estarían operando al 50%, cuando el ciclo combinado opera al 100% con captura de CO<sub>2</sub>. Con estos resultados se puede ver claramente que, si la demanda de energía eléctrica es de 410 MW, es necesario buscar alternativas para compensar los 38 MW en potencia perdida por capturar el CO<sub>2</sub>.

**Tabla 17. Resultados de la simulación del ciclo combinado integrado a la planta de captura de CO<sub>2</sub> post-combustión.**

Potencia neta del ciclo	MW	<b>372</b>
Potencia neta turbina de gas	MW	<b>268</b>
Eficiencia del ciclo sin captura	%	<b>58.6</b>
Eficiencia del ciclo con captura	%	<b>52.1</b>
Flujo de gas natural en el combustor	kg/s	<b>14</b>
Potencia compresión CO <sub>2</sub>	MW	<b>15.78</b>
Presión en crossover	bar	<b>4</b>
Flujo de vapor de alta presión	kg/s	<b>75</b>
Flujo de vapor de intermedia presión	kg/s	<b>91</b>
Flujo de vapor de baja presión	kg/s	<b>105</b>
Vapor extraído del crossover a planta de captura	kg/s	<b>56.9</b>
Composición de los gases		
H <sub>2</sub> O		<b>0.0841</b>
N <sub>2</sub>	%	<b>0.753</b>
O <sub>2</sub>		<b>0.1257</b>
CO <sub>2</sub>		<b>0.0372</b>
Flujo de gases	kg/s	<b>662</b>
Temperatura en el reboiler	°C	<b>120</b>
Presión en el reboiler	bar	<b>3</b>
Presión en condensador del desorbedor	bar	<b>1.86</b>
Flujo de solvente pobre	kg/s	
Lean loading	molCO <sub>2</sub> /molMEA	<b>0.27</b>
Rich loading	molCO <sub>2</sub> /molMEA	<b>0.4806</b>
Flujo de CO <sub>2</sub> capturado	kg/s	<b>34.56</b>
L/G	mol/mol	<b>4.027</b>
Consumo de energía térmica	GJ/tonCO <sub>2</sub>	<b>3.444</b>

#### **5.4.2 Planta de ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub> post-combustión y combustible suplementario secuencial para suplir la potencia perdida por la planta de captura**

Con la finalidad de compensar la potencia de generación perdida al incorporar la planta de captura de CO<sub>2</sub> que se describe en la sección anterior, se revisa la alternativa de combustible suplementario secuencial es quemado en el recuperador de calor, el cual se describe en la sección 5.2.2.

Al recuperador de calor del caso base se le incorporan quemadores. Primero se le añade un quemador a la salida de los gases de la turbina de gas y entrada del recuperador de calor. Como se mencionó en la sección 5.2.2, la temperatura máxima de 820 °C es una limitación a la cantidad de combustible que se quema en ese quemador. Debido a que con un solo quemador no es posible incrementar la potencia a 410 MW, se le incorpora un segundo quemador y así sucesivamente. Cuatro quemadores suplementarios fueron necesarios para compensar la potencia perdida por la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>. Los resultados se presentan en la Tabla 18.

**Tabla 18. Resultados de la simulación del ciclo combinado con combustible suplementario secuencial y captura de CO<sub>2</sub>.**

Potencia neta del ciclo	MW	<b>409.8</b>
Potencia neta turbina de gas	MW	<b>268.9</b>
Eficiencia del ciclo sin captura	%	<b>58.6</b>
Eficiencia del ciclo con captura	%	<b>45.5</b>
Flujo de gas natural en el combustor	kg/s	<b>14</b>
Potencia compresión CO <sub>2</sub>	MW	<b>16.3</b>
Presión en crossover	bar	<b>4</b>
Flujo de vapor de alta presión	kg/s	<b>129</b>
Flujo de vapor de intermedia presión	kg/s	<b>129</b>
Flujo de vapor de baja presión	kg/s	<b>129</b>
Vapor extraído del crossover a planta de captura	kg/s	<b>78</b>
Composición de los gases		
H <sub>2</sub> O		<b>0.1044</b>
N <sub>2</sub>	%	<b>0.745</b>
O <sub>2</sub>		<b>0.1031</b>
CO <sub>2</sub>		<b>0.0474</b>
Flujo de gases	kg/s	<b>666.4</b>
Temperatura flujo de gases	°C	<b>196.6</b>
Temperatura en el reboiler	°C	<b>120</b>
Presión en el reboiler	bar	<b>3</b>
Presión en condensador del desorbedor	bar	<b>1.9</b>
Flujo de solvente pobre	kg/s	<b>1001.7</b>
Lean loading	molCO <sub>2</sub> /molMEA	<b>0.3</b>
Rich loading	molCO <sub>2</sub> /molMEA	<b>0.5</b>
Flujo de CO <sub>2</sub> capturado	kg/s	<b>44.6</b>
L/G	mol/mol	<b>1.9</b>
Consumo de energía térmica	GJ/tonCO <sub>2</sub>	<b>3.5</b>
Consumo de auxiliares	MW	<b>9.4</b>

La turbina de gas se mantuvo sin ningún cambio. Se consumen 4.028 kg/s de gas natural adicional en los quemadores suplementarios, como se menciona en la Tabla 19.

**Tabla 19. Consumo de combustible en cada quemador suplementario.**

No. de quemador	[Kg/s]
Quemador 1	<b>1.806</b>
Quemador 2	<b>0.556</b>
Quemador 3	<b>0.278</b>
Quemador 4	<b>1.389</b>
<b>Total</b>	<b>4.028</b>

La eficiencia del ciclo se reduce de 58.6% sin captura de CO<sub>2</sub> (caso base) y 52.1% con captura a 45.5%. Sin embargo, es posible incrementar la potencia a los 410 MW. El incremento de potencia se da debido a la quema de combustible suplementario secuencial en el recuperador de calor, esto se lleva a cabo para incrementar el flujo de vapor a diferentes presiones, por lo que se requerirían turbinas de vapor adicionales para lidiar con el flujo de vapor adicional, como se explica a continuación:

- CO<sub>2</sub> El flujo de vapor de alta presión de la alternativa con combustible suplementario es de 129 kg/s comparado con 75 kg/s que requiere la turbina de vapor de alta presión del ciclo combinado existente. Por lo que se requeriría una turbina de alta presión con capacidad de utilizar 54 kg/s.
- CO<sub>2</sub> El flujo de vapor de intermedia presión de la alternativa con combustible suplementario es de 129 kg/s comparado con 91 kg/s que requiere la turbina de vapor de intermedia presión del ciclo combinado existente. Por lo que se requeriría una turbina de alta presión con capacidad de utilizar 38.16 kg/s.
- CO<sub>2</sub> El flujo total de vapor de baja presión que se genera con la alternativa con combustible suplementario es de 129 kg/s, de esta cantidad 78 kg/s se extraen para la planta de captura de CO<sub>2</sub>, por lo que el flujo de vapor que entra a la turbina de baja presión es de 51 kg/s. En este caso no se requiere una turbina de baja presión adicional como en el caso de la turbina de alta e intermedia presión, ya que la capacidad de la turbina de baja presión del ciclo combinado existente es de 105 kg/s; al contrario, la turbina de baja presión operaría al 50% de su capacidad.
- CO<sub>2</sub> El condensador del ciclo combinado existente estaría operando al 50% de su capacidad, por lo que no se requeriría un equipo adicional.

CO<sub>2</sub> Para el recuperador de calor, los flujos de gases de escape aumentarían de 662.3 kg/s, como se reportó en la Tabla 16 y Tabla 17, a 666.4 kg/s, como se muestra en la Tabla 18. Por lo que lado tubos no se requeriría ningún cambio adicional. Sin embargo, lado vapor se requerirían tubos adicionales debido al aumento de vapor, por ejemplo, del vapor de alta de 75 kg/s a 129 kg/s. Adicional a esto, se requeriría modificar la estructura del banco de tubos para incorporar los cuatro quemadores suplementarios.

Con base en estos resultados se concluye que en la configuración “combustible suplementario secuencial” como alternativa de *retrofit* y repotenciación, se requerían turbinas de alta e intermedia presión adicionales, así como importantes modificaciones en el recuperador de calor, que podrían llegar a resultar en un recuperador de calor nuevo.

Adicionalmente, la eficiencia se reduce hasta 45.5%. No obstante, esta alternativa podría brindar mejor flexibilidad al ciclo combinado debido a que con solo apagar quemadores se podría regular la potencia de generación.

#### **5.4.3 Planta de ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub> post-combustión, integrada a una planta de cogeneración para suplir la potencia perdida por la planta de captura**

La siguiente alternativa que se analiza en esta tesis es la incorporación de un ciclo combinado o planta de cogeneración que ayude a compensar la potencia perdida por la incorporación de la captura de CO<sub>2</sub>. Con esta alternativa, al ciclo combinado existente no se le realiza ninguna modificación, excepto la extracción de vapor para la planta de captura.

La pequeña planta de cogeneración sería completamente nueva. Los parámetros utilizados en la simulación de la planta de cogeneración se presentan en la Tabla 20 y los resultados se exponen en la Tabla 21.

Las capacidades de esta planta de cogeneración se basaron en resultados de una simulación en *ThermoFlow*®, cabe mencionar que este software se alimenta de información proporcionada por los fabricantes, por lo que los resultados se apoyan de equipos disponibles en el mercado.

Se eligió una turbina de gas pequeña de 43.4 MW, con la finalidad de compensar los 38 MW que el ciclo combinado perdió por la incorporación de la planta de captura que se abordó en la sección 5.2.1.

**Tabla 20. Datos y parámetros de entrada requeridos en la simulación de la planta de cogeneración.**

Inputs	Quantity
Temperatura ambiente	15 °C
Presión ambiente	1.013 bar
Eficiencia del compresor	86%
Eficiencia de la turbina gas	91%
Eficiencia de la turbina de HP	86.50%
Eficiencia de la turbina de LP	81.00%

**Tabla 21. Resultados de la planta de cogeneración requerida para compensar la potencia del ciclo combinado con captura de CO<sub>2</sub>.**

Potencia neta del ciclo	MW	52.6
Potencia turbina de gas	MW	43.4
Potencia turbina de vapor	MW	9.2
Gas natural	kg/s	2.72
Vapor generado	kg/s	12.28
Gases de escape	kg/s	132.03
CO <sub>2</sub> generado	kg/s	6.75
Presión del vapor generado	bar	12.7
Temperatura del vapor generado	°C	257

La potencia total de ciclo, posterior a la incorporación de la pequeña planta de cogeneración al ciclo combinado existente con captura de CO<sub>2</sub> se presenta en la Tabla 22. La potencia total es de 424 MW, esta potencia rebasa la potencia de generación del ciclo combinado existente antes de la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>, debido a que como se mencionó anteriormente, existen ya determinados tamaños de turbinas de gas, plantas de cogeneración, etc.

Para este estudio, con la finalidad de representar casos realistas, se seleccionó esta planta simulada en *ThermoFlow*®. La pequeña planta de cogeneración más cercano para suplir 38 MW es de 52.6 MW. La eficiencia total de los dos ciclos (Figura 36) es de 50.8%, esta eficiencia es mayor a los 45.5% que presenta la opción con combustible suplementario secuencial.

**Tabla 22. Resultados de la potencia, eficiencia, y CO<sub>2</sub> generado totales de los dos ciclos: ciclo combinado existente y planta de cogeneración nueva utilizada para compensar la potencia perdida del ciclo combinado debido a la adición de captura de CO<sub>2</sub>.**

Potencia total	MW	<b>424</b>
Eficiencia total	%	<b>50.8</b>
CO <sub>2</sub> generado total	Kg/s	<b>41.31</b>

En conclusión, esta alternativa requiere una pequeña planta nueva de cogeneración para compensar la potencia perdida por la incorporación de la planta de captura de CO<sub>2</sub>. No existen modificaciones al ciclo combinado existente. La turbina de baja presión y el condensador operan al 50% de su capacidad aproximadamente. El flujo de vapor generado en esta alternativa es de 41.31 kg/s, cantidad muy similar a la generada por la alternativa con combustible suplementario secuencial de 44.6 kg/s.

## REFERENCIAS

- ☁ Ganapathy, V., ABCO Industries. (1996). *Heat-Recovery Steam Generators: Understand the Basics*. Chemical Engineering Progress
- ☁ Gonzalez, A. (2016). Sequential supplementary firing in natural gas combined cycle plants with carbon capture for enhanced oil recovery (Tesis doctoral). Universidad de Edimburgo, Escocia, Reino Unido.
- ☁ Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F., y Rukes, B. (2009). *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*, 3ra. Edición. PennWell corporation.
- ☁ Kiameh, P. (2003). *Power generation handbook: selection, applications, operation, and maintenance*. McGRAW-HILL.
- ☁ Lucquiaud, M. (2010). *Steam cycle options for capture-ready power plants, retrofits and flexible operation with post-combustion CO<sub>2</sub> capture*. (Tesis doctoral). Imperial College London, Londres, Reino Unido.
- ☁ Thermoflow. (2013). I. D. 272, propiedad IIE. Inc, <http://www.thermoflow.com>
- ☁ Wylie, R. (2004). *Supercritical combined cycle for generating electric power*, U.S. Patent 20040148941 A1, 05 de agosto de 2004.

## CONCLUSIONES

De los nuevos ciclos combinados programados para iniciar operaciones durante el periodo 2018-2032, 35 plantas son ideales para incorporarles captura de CO<sub>2</sub>, de las cuales 21 son candidatas a *retrofit* y 14 a *capture ready*. Éstas emitirían alrededor de 66.47 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

En México existe la posibilidad de capturar el CO<sub>2</sub> para almacenarlo en acuíferos salinos, y así reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, también existe la oportunidad de usar el CO<sub>2</sub> como un mecanismo de recuperación mejorada de petróleo, principalmente en las regiones de Burgos, Chicontepec y Cinco Presidentes, que según cálculos documentados, requerirían alrededor de 50 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

Adicionalmente, 17 plantas de ciclo combinado se encuentran en la zona de inclusión, y 7 de ellas en alguna de las regiones petroleras antes mencionadas, donde se encuentran yacimientos, incluso campos de petróleo, susceptibles a la recuperación mejorada de las reservas a través de la inyección de CO<sub>2</sub>. Por lo que si se captura el 90% de los 13.88 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales que emitirían estas 7 plantas, se estaría mitigando alrededor de 12.492 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> anuales.

Respecto a las alternativas *retrofit* y repotenciación que han sido evaluadas en esta tesis, se concluye lo siguiente:

- CO<sub>2</sub> La potencia generada por el ciclo combinado existente es de 410 MW, cuando se le incorpora captura de CO<sub>2</sub> dicha potencia se reduce a 372 MW, lo que se traduce en una pérdida de 38 MW. La turbina de vapor de baja presión y el condensador operarían al 50% de su capacidad debido a la extracción de vapor para regenerar el solvente de la planta de captura. La eficiencia del ciclo se reduce de 58.6% a 52.1%.
- CO<sub>2</sub> La alternativa combustible suplementario con cuatro quemadores secuenciales puede compensar la potencia de 30 MW quemando 4.028 kg/s de gas natural adicionales. Sin embargo, la eficiencia del ciclo se reduce a 45.5%. Las modificaciones requeridas son en la sección de vapor, una turbina de alta y una turbina de intermedia presión son requeridas para lidiar con el vapor adicional que se genera en el ciclo de vapor por la quema de combustible suplementario. Grandes cambios se requieren en el recuperador de calor. Por lo anterior, es importante evaluar las implicaciones económicas, determinando si es mejor cambiar completamente el recuperador de calor o realizar los cambios requeridos. En términos de flexibilidad, esta alternativa presenta ventajas ya que la potencia se podría manipular variando la cantidad de combustible en los quemadores suplementarios sin perjudicar a la turbina de gas.
- CO<sub>2</sub> La alternativa de incorporar una planta de cogeneración para compensar la potencia perdida debido a la planta de captura de CO<sub>2</sub>, requiere una planta pequeña de cogeneración completamente nueva de 52.6 MW de capacidad. La eficiencia total de las dos plantas: ciclo combinado existente y planta de cogeneración es de 50.8%. Esta alternativa emite una menor cantidad de CO<sub>2</sub>, de 41.31 kg/s comparada con la alternativa de combustible suplementario de 44.6 kg/s. En términos de flexibilidad, esta alternativa presenta una opción flexible.
- CO<sub>2</sub> La opción de incorporar una planta de cogeneración de pequeña capacidad, basado en estos resultados técnicos, es la mejor alternativa. Sin embargo, un análisis económico es necesario con la finalidad de evaluar si es más barato llevar a cabo las modificaciones al ciclo combinado existente para incorporar los quemadores suplementarios, o es más barato comprar la planta de cogeneración. El estudio económico está fuera del alcance de esta tesis, por lo que se considera como trabajo futuro.

**APÉNDICE A****Tabla A.23. Temperatura y presión del vapor a la salida y entrada de cada sección de banco de tubos del recuperador de calor (HRSG) y caídas de presión.**

Intercambiador de calor	Temperatura entrada	Temperatura salida	Caída de presión
ID	°C	°C	bar
HPS3	528	566	3.7
RH3	479	566	3.2
HPS1	488	528	1
RH1	399	479	0.58
HPS0	331	488	2.2
IPS2	308	399	0.24
HPB1	331	331	0
HPE3	331	331	1.7
IPS1	236	308	0.38
HPE2	237	297	1.2
IPB	236	236	0
LPS	142	182	0.18
IPE2	140	233	0.94
LPE	105	140	0.12

**Tabla A.24. Presión de compresión en cada etapa del compresor.**

Etapa	Presión de compresión
Etapa 1	De 1.9 bar a 4 bar
Etapa 2	De 4 bar a 8 bar
Etapa 3	De 8 bar a 15 bar
Etapa 4	De 15 bar a 30 bar
Etapa 5	De 30 bar a 60 bar
Etapa 6	De 60 bar a 110 bar
Etapa 7	De 110 bar a 150 bar

## APÉNDICE B

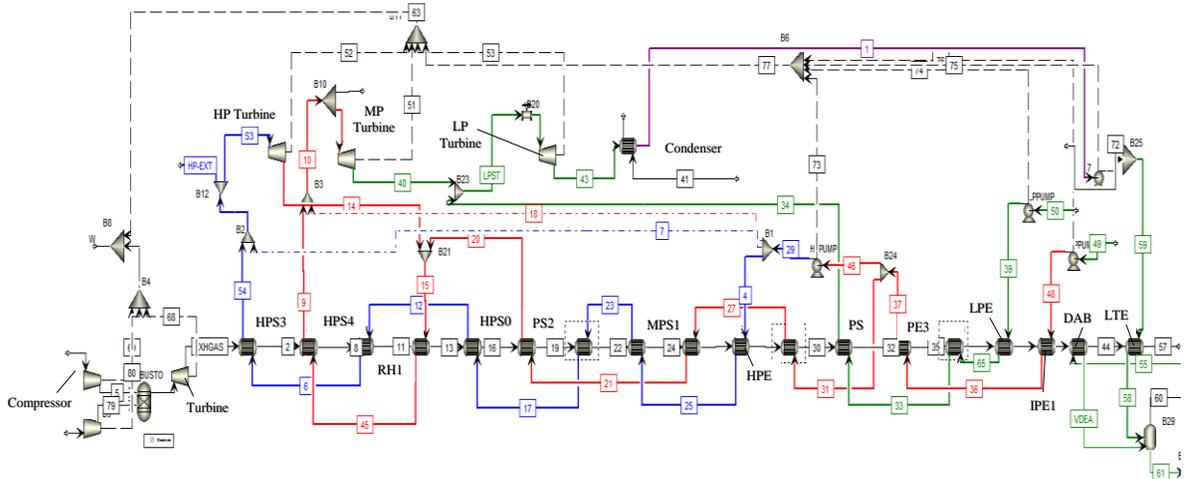


Figura B.40. Ciclo combinado convencional existente sin extracción de vapor simulado en Aspen plus®.

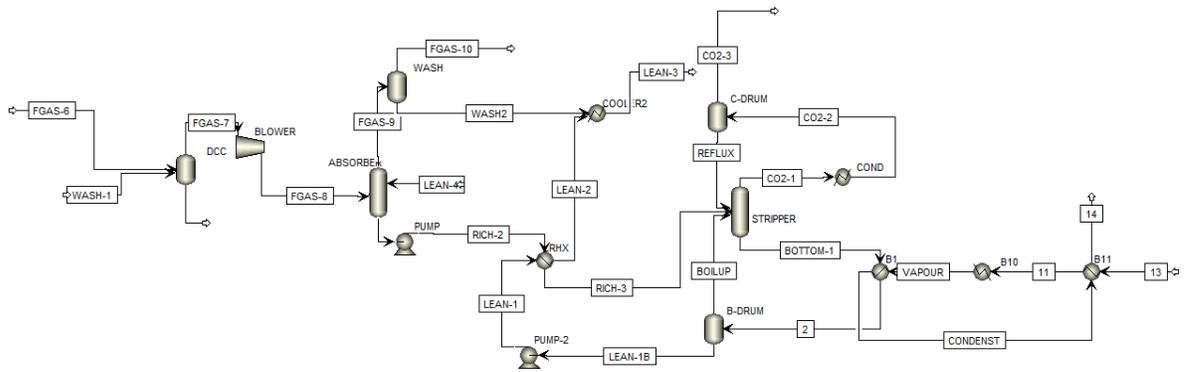


Figura B.41. Planta de captura de CO<sub>2</sub> simulada en Aspen plus®.

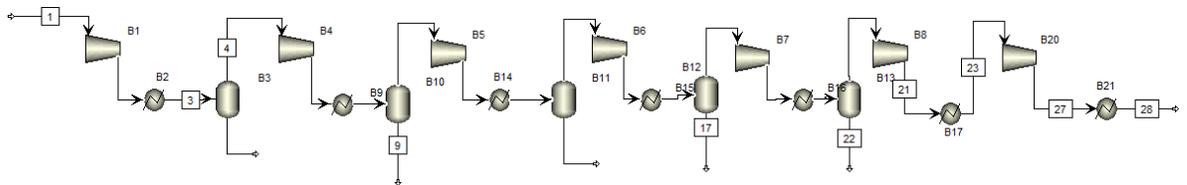


Figura B.42. Compresor de CO<sub>2</sub> simulado en Aspen plus®.

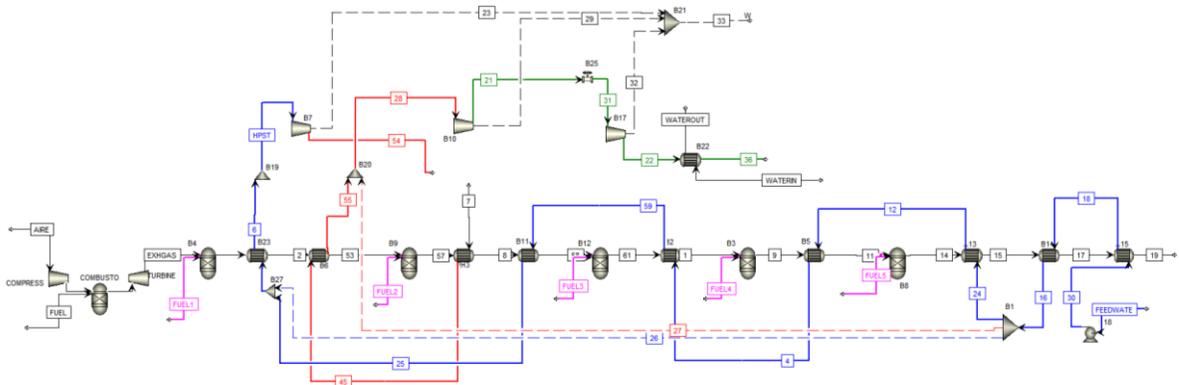


Figura B.43. Ciclo combinado con combustible suplementario secuencial simulado en Aspen plus®.

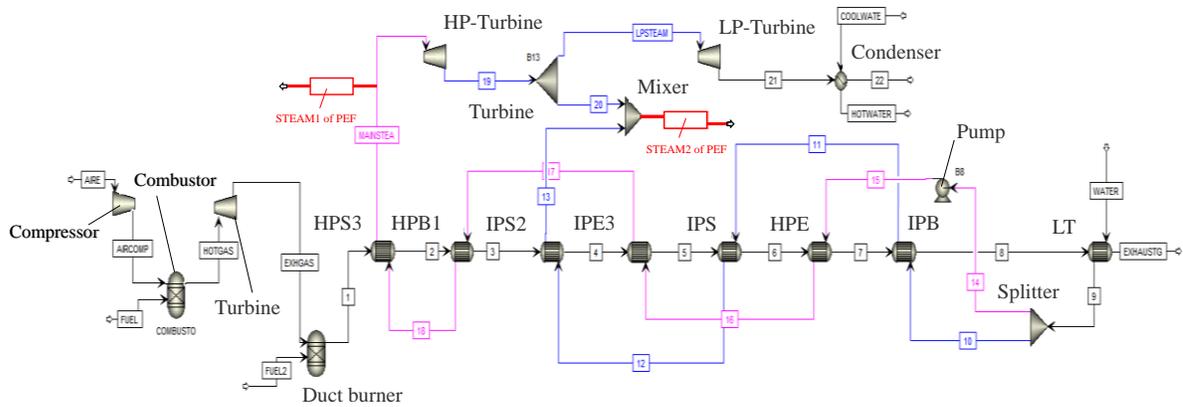


Figura B.44. Planta de cogeneración para compensar la potencia perdida en el ciclo combinado al incorporar la planta de captura de CO<sub>2</sub>, simulado en Aspen plus®.