



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE  
ESCUELA DE INGENIERIA

# **APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN CENTRALES ELÉCTRICAS A CARBÓN EN CHILE**

**RODRIGO JAVIER CORTES PIZARRO**

Tesis para optar al grado de

Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:

**JULIO VERGARA AIMONE**

Santiago de Chile, Enero, 2013



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE

ESCUELA DE INGENIERIA

# **APLICACIÓN DE TECNOLOGÍA DE CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub> EN CENTRALES ELÉCTRICAS A CARBÓN EN CHILE**

**RODRIGO JAVIER CORTES PIZARRO**

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

**JULIO VERGARA AIMONE**

**JUAN DE DIOS RIVERA AGÜERO**

**MARCO ARRÓSPIDE RIVERA**

**HECTOR JORQUERA GONZÁLEZ**

Para completar las exigencias del grado de

Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Enero, 2013

*Se lo dedico a mis padres, Rossana y Rubén, por el apoyo incondicional durante mi etapa universitaria, a mis hermanos, Paulina y Sebastián, por su compañía. Especialmente a mis abuelos, María y Oscar, por su preocupación constante. A mi esposa Bárbara y a mi hija Emilia, por su amor y comprensión.*

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor desea agradecer a las personas que colaboraron en el desarrollo de esta investigación.

Al profesor Julio Vergara A. por ser el originador de la idea, supervisando la tesis con paciencia y apoyo durante todo el proceso.

Al profesor Juan de Dios Rivera A. del Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalúrgica, al profesor Héctor Jorquera G. del Departamento de Ingeniería Química y Bioprocesos, y al Sr. Marco Arróspide R., Gerente General de Empresa Eléctrica Guacolda S.A. por sus observaciones.

A la Dirección de Investigación, Innovación y Postgrado de Ingeniería UC por la coordinación y apoyo al estudiante.

Finalmente, a mi familia y amigos, por su preocupación.

## INDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS .....	iii
INDICE DE TABLAS .....	viii
INDICE DE FIGURAS.....	ix
RESUMEN.....	xv
ABSTRACT.....	xvi
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Generalidades .....	1
1.2 Oportunidades de la Generación Eléctrica a Carbón en Chile .....	5
1.3 Objetivos de la tesis .....	6
1.4 Organización de la tesis .....	7
2. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DE CHILE 1970-2011 .....	8
2.1 Matriz Eléctrica: 1970 – 1992.....	9
2.2 Sistemas Interconectados: 1993-2011.....	12
2.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) .....	12
2.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC) .....	13
2.2.3 Estadísticas Generales: 1970-2011 .....	15
3. INVENTARIO DE EMISIONES DE CO <sub>2</sub> POR LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE CARBÓN: 1970-2011.....	18
3.1 Periodo 1970-1992 .....	19
3.1.1 Sistema Eléctrico Chileno (SEC).....	19
3.2 Periodo 1993-2011 .....	21
3.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) .....	21
3.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC) .....	22
3.3 Resultados Generales: 1970-2011 .....	24
4. TENDENCIAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE.....	28
4.1 Evaluación en parque de centrales a carbón proyectado.....	28

4.2	Proyección de Emisiones de CO <sub>2</sub> .....	33
5.	ESTADO DEL ARTE DE CAC.....	35
5.1	Sistemas de captura de CO <sub>2</sub> .....	36
5.1.1	Opción Post-combustión.....	37
5.1.2	Opción <i>Oxy-fuel</i> .....	38
5.1.3	Opción Precombustión.....	39
5.2	Transporte de CO <sub>2</sub> .....	40
5.2.1	Transporte de CO <sub>2</sub> vía Ductos .....	40
5.2.2	Transporte marítimo de CO <sub>2</sub> .....	42
5.3	Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	43
5.3.1	Almacenamiento Geológico .....	43
5.3.2	Almacenamiento Oceánico.....	46
6.	PLATAFORMA PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE.....	53
6.1	Criterios para centrales adaptables a tecnología CAC .....	53
6.2	Áreas de Desarrollo Termoeléctrico a Carbón.....	59
6.2.1	Division Norte .....	59
6.2.2	Division Sur .....	62
6.3	Ubicación del centroide georreferencial por ADTC .....	63
7.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CAC ZONIFICADAS.....	65
7.1	Almacenamiento Geológico: Sitios de Centrales de Carbón actuales y proyectadas.....	65
7.2	Almacenamiento Oceánico: Sitios de Centrales de Carbón existentes y proyectadas.....	77
7.3	Costos de Transporte e Inyección de CO <sub>2</sub> para las alternativas de Almacenamiento .....	84
7.3.1	Costos del Almacenamiento Geológico.....	85
7.3.2	Costos del Almacenamiento Oceánico .....	89
7.4	Costos de Captura .....	95
7.4.1	Políticas para reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	97
7.4.2	Escenarios .....	99

7.4.3	Metodología de Evaluación Económica .....	100
7.4.4	Resultados .....	100
7.4.5	Emisiones Acumuladas .....	113
7.4.6	Costo Variable con CAC .....	115
8.	EVALUACIÓN DE SOLUCIONES DE CAC EN CHILE .....	117
8.1	Selección de Escenario: Impuesto a las emisiones .....	117
8.2	Selección de Tecnología CAC .....	118
8.2.1	Captura .....	118
8.2.2	Almacenamiento .....	121
9.	CONCLUSIONES .....	122
	BIBLIOGRAFÍA .....	127
	ANEXO 1. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN 1970-2011 .....	130
	ANEXO 2. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE INVENTARIO DE GEI ..	137
	ANEXO 3. DETALLES RESPECTO A LOS COSTOS DEL CAC .....	144
	ANEXO 4. COMPRESIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	146
	ANEXO 5. CLASIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO ...	147
	ANEXO 6. INFORMACIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO .....	150
	ANEXO 7. Propiedades y factores usados en el análisis de los almacenamientos..	158
	ANEXO 8. CENTROIDE PONDERADO POR POTENCIA POR CENTRAL.....	166
	ANEXO 9. POSIBLES SITIOS DE ALMACENAMIENTO EN OTRAS ZONAS DEL PAÍS. ....	168
	ANEXO 10. DIAMETRO: ECUACIÓN DE <i>DARCY-WEISBACH</i> Y PÉRDIDA DE PRESIÓN .....	173
	ANEXO 11. COSTO TRANSPORTE OCEÁNICO: PLATAFORMA .....	174

ANEXO 12. DEFINICIONES DE POLÍTICAS DE EMISIONES.....	175
ANEXO 13. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ECONÓMICA .....	177
ANEXO 14. COSTOS CAPTURA RESPECTO A ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.....	179

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Proyectos de centrales eléctrica a carbón en el SING. ....	29
Tabla 2.- Proyectos de centrales eléctrica a carbón en el SIC. ....	30
Tabla 3.- Muestra de sistemas de ductos para transporte de CO <sub>2</sub> .....	41
Tabla 4.- Centrales actuales no adaptables con CAC. ....	57
Tabla 5.- Centroides Georreferencial para cada ADTC. ....	64
Tabla 6.- Resumen de las secuencias geológicas identificadas para cada ADTC. ....	76
Tabla 7.- Diámetros para tuberías de transporte de CO <sub>2</sub> hasta el sitio geológico para cada ADTC. ....	86
Tabla 8.- Estimación de costos de capital y O&M de elementos propios del almacenamiento geológico por ADTC. ....	88
Tabla 9.- Diámetros para ductos de transporte de CO <sub>2</sub> hasta el sitio oceánico para cada ADTC. ....	90
Tabla 10.- Costos de Inversión y Variables por la construcción y O&M del sistema de tuberías y componentes por ADTC. ....	91
Tabla 11.- Proporción de los costos de capital entre la opción vía Buques y vía ductos.....	94
Tabla 12.- Incrementos porcentuales en la eficiencia de la central y en los costos de inversión por la aplicación de captura. ....	95
Tabla 13.- Aumento en el costo de operación por tipo de Captura.....	96
Tabla 14.- Ventajas y Desventajas de las Políticas Tax y Cap and Trade de CO <sub>2</sub> .....	98
Tabla 15.- Centrales pueden implementar CAC con tecnología de Post-Combustión. .	119
Tabla 16.- Centrales que pueden implementar CAC con tecnología de <i>Oxy-Fuel</i> . ....	120
Tabla 17.- Ventajas y desventajas entre las opciones de almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....	121

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Matriz de Generación Eléctrica desde el año 1971 al 2009 por fuente.....	1
Figura 2.- Resultados de Emisiones a largo plazo según escenarios SRES.....	3
Figura 3.- Variación de temperatura dependiendo de la evolución de cada escenario SRES.....	4
Figura 4.- Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SEC: 1970 - 1992.....	10
Figura 5.- Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SEC: 1970-1992. ....	10
Figura 6.- Comparación de la capacidad eléctrica instalada base a carbón (MW) entre centrales para servicio público y las centrales de CODELCO (autogenerador): 1970 – 1992.....	11
Figura 7.-Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SING: 1993 - 2011.....	12
Figura 8.-Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SING: 1993-2011 .....	13
Figura 9.- Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SIC: 1993 - 2011.....	14
Figura 10.- Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SIC: 1993-2011. ....	15
Figura 11.- Razón de generación eléctrica de la matriz chilena, entre la opción térmica respecto a la hidroeléctrica más otras opciones como eólico y biomasa, para el periodo de 1970 al 2011. ....	16
Figura 12.- Razón de generación eléctrica de la matriz chilena, entre el carbón y las otras alternativas térmicas como gas y diesel, para el periodo de 1970 al 2011. ....	16
Figura 13.- Emisiones de CO <sub>2</sub> por año en el SEC desde 1970 al 1992.....	19
Figura 14.- Emisiones acumuladas anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en el SEC para el periodo 1970 - 1992, debido a la generación eléctrica a base de carbón.....	20
Figura 15.- Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.....	21

Figura 16.- Emisiones acumuladas anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón. ....	22
Figura 17.- Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado Central (SIC) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.....	23
Figura 18.- Emisiones acumuladas anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado Central (SIC) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón. ....	23
Figura 19.- Emisiones anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en periodo 1970-2011 según cada sistema eléctrico, debido a la generación eléctrica a base de carbón. ....	24
Figura 20.- Emisiones acumuladas anuales de CO <sub>2</sub> (Mt) en periodo 1970-2011 según cada sistema interconectado, debido a la generación eléctrica a base de carbón .....	24
Figura 21.- Factor de emisiones (tCO <sub>2</sub> /MWh) para el periodo 1970 – 2011, de todo el sistema por la generación eléctrica a carbón. ....	25
Figura 22.- Emisiones de CO <sub>2</sub> por energía eléctrica que tiene como fuente el carbón, para Brasil, Chile, EE.UU y Finlandia, desde el año 2003 al 2010.....	26
Figura 23.- Emisiones de CO <sub>2</sub> per cápita para EE.UU., Finlandia, Brasil y Chile. ....	26
Figura 24.- Proyección de la capacidad instalada en el SING y SIC, desde el año 2012 al 2025. ....	31
Figura 25.- Proyección de la capacidad instalada eléctrica a carbón total en Chile, desde 2013 al 2025. ....	32
Figura 26.- Información de centrales a carbón de EE.UU. y China. ....	32
Figura 27.- Estimación de emisiones acumuladas de CO <sub>2</sub> desde año 1970 al 2012; y la proyección de generación eléctrica a Carbón, entre el año 2013 y 2082. ....	33
Figura 28.- Esquema general de tecnología CAC.....	36
Figura 29.- Métodos para almacenar CO <sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas profundas .....	44
Figura 30.- Escenarios de concentración de CO <sub>2</sub> atmosférico respecto al tiempo, tomando en cuenta almacenamiento oceánico.....	47

Figura 31.- Para 3 tipos de profundidades de inyección, se modela la fracción remanente de CO2 inyectado en el océano respecto al tiempo. ....	50
Figura 32.- Potencia Instalada de Centrales a Carbón por rango de edad.....	54
Figura 33.- Definición de potencial de <i>retrofitting</i> de centrales eléctricas para aplicar CAC.....	55
Figura 34.- Capacidad instalada de centrales a carbón, para 3 criterios según el año de decisión de <i>Retrofitting</i> de las centrales. ....	56
Figura 35.- Número de Centrales a carbón en proyecto, respecto a segmentos de capacidad instalada. ....	58
Figura 36.- Capacidad instalada de centrales a carbón proyectadas, para 3 criterios según el año de decisión de <i>Retrofitting</i> de las centrales. ....	58
Figura 37.- Áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón (ADTC): División Norte.....	60
Figura 38.- Áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón (ADTC): División Sur .....	62
Figura 39.- ADTC ubicada según los centroides. ....	64
Figura 40.- ADTC A: Patache (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003) .....	67
Figura 41.- ADTC B: Tocopilla (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003). ....	68
Figura 42.- ADTC C: Mejillones (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).....	69
Figura 43.- ADTC D: Castilla (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003) .....	70
Figura 44.- ADTC E: Huasco (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).....	71
Figura 45.- ADTC F: Cruz Grande (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003)...	72
Figura 46.- ADTC G: Ventanas (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).....	73
Figura 47.- ADTC H: Los Robles (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003). ...	74
Figura 48.- ADTC I: Lota (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).....	75
Figura 49.- Perfil batimétrico general de ADTC A. ....	79
Figura 50.- Perfil batimétrico general de ADTC B.....	79
Figura 51.- Perfil batimétrico general de ADTC C.....	80
Figura 52.- Perfil batimétrico general de ADTC D. ....	81
Figura 53.- Perfil batimétrico general de ADTC E.....	81
Figura 54.- Perfil batimétrico general de ADTC F. ....	82
Figura 55.- Perfil batimétrico general de ADTC G. ....	83

Figura 56.- Perfil batimétrico general de ADTC H. ....	83
Figura 57.- Perfil batimétrico general de ADTC I. ....	84
Figura 58.- Emisiones Máximas de CO <sub>2</sub> por ADTC alcanzadas durante un año en el periodo 2013-2050, según las centrales existen y proyectos de centrales a carbón. ....	85
Figura 59.- Costos de capital para construcción del sistema de tuberías para almacenamiento geológico para cada ADTC. ....	87
Figura 60.- Costos de Capital y O&M totales para la aplicación de almacenamiento geológico por ADTC. ....	89
Figura 61.- Costo de inversión: transporte e inyección en MUS\$ para cada ADTC. ....	91
Figura 62.- Tasa Inversión Tuberías por Emisiones de CO <sub>2</sub> para cada ADTC.....	92
Figura 63.- Costos de capital para el tipo de transporte vía buques tanqueros para cada ADTC. ....	93
Figura 64.- Costos O&M para el tipo de transporte vía buques tanqueros para cada ADTC. ....	94
Figura 65.- Comparación entre el costo de Inversión por unidad de potencia instalada, actual y los costos de las opciones de captura. ....	96
Figura 66.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2023 respecto a impuestos por emisión y tecnología captura: Escenario Corto Plazo-Oceánico.....	102
Figura 67.- Porcentaje de reducción de emisiones de co <sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Corto Plazo-Oceánico.....	103
Figura 68.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2023 respecto a impuestos por emisión y tecnología captura: Escenario Corto Plazo-Geológico. ....	104
Figura 69.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Corto Plazo-Geológico. ....	105
Figura 70.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2033 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Mediano Plazo-Oceánico.....	106

Figura 71.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Mediano Plazo-Oceánico.....	106
Figura 72.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2043 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Largo Plazo-Geológico.....	108
Figura 73.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Largo Plazo-Geológico.....	108
Figura 74.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2043 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Largo Plazo-Oceánico. ....	109
Figura 75.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Largo Plazo-Oceánico. ....	109
Figura 76.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 55 US\$/tonCO <sub>2</sub> (tax-55) evaluando almacenamiento oceánico.....	111
Figura 77.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 55 US\$/tonCO <sub>2</sub> (tax-55) evaluando almacenamiento geológico .....	111
Figura 78.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 60 US\$/tonCO <sub>2</sub> (Tax-60) evaluando almacenamiento oceánico .....	112
Figura 79.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 65 US\$/tonCO <sub>2</sub> (Tax-65) evaluando almacenamiento oceánico .....	112
Figura 80.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 70 US\$/tonCO <sub>2</sub> (tax-70) evaluando almacenamiento oceánico .....	113
Figura 81.- Emisiones acumuladas en el tiempo (2013-2082) por escenario e impuesto CP: Corto Plazo; MP: Mediano Plazo; LP: Largo Plazo. ....	114

Figura 82.- Emisiones acumuladas por operación de centrales a carbón en Chile, desde el año 1970 hasta el 2082 respecto a escenarios.....	115
Figura 83.- Costo variable de Central Punta Alcalde desde el año 2023 hasta 2062: Escenario BAU y TAX 60 US\$/tCO <sub>2</sub> (con y sin CAC). .....	116
Figura 84.- Emisiones Acumuladas por operación de centrales a carbón en Chile, desde el año 1970 hasta el 2082 (escenario a Corto Plazo con impuesto de 65US\$/tCO <sub>2</sub> ).....	125

## RESUMEN

Las emisiones de efecto invernadero (GEI) son causantes del calentamiento global, con emisiones de anhídrido carbónico (CO<sub>2</sub>) del orden de las 10 Giga toneladas de carbono al año, lo que acerca la concentración de ese gas en la atmósfera a las 400 ppm, y sigue creciendo a una tasa de 3 ppm por año, descontando la captura natural de la biosfera.

El objetivo de este documento es generar una evaluación técnica y económica para implementar la tecnología de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las centrales a carbón para que estas puedan seguir operando pero con una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, de modo de convertirla en una tecnología sustentable.

Primero, se cuantifican las emisiones producto de este tipo de centrales eléctricas en Chile desde 1970, dando como resultado un valor de emisiones acumuladas durante ese periodo de 283 MtCO<sub>2</sub>. Lo anterior justificaría la aplicación de la tecnología CAC para reducir emisiones de CO<sub>2</sub>. Se identifican nueve áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón, lugares donde se focaliza el análisis de implementación CAC, caracterizando cada sector, evaluando económicamente las opciones de almacenamiento y captura.

La evaluación económica indica que la aplicación de tecnología CAC no es posible en las condiciones actuales sin políticas que incentiven tecnologías de bajas emisiones de CO<sub>2</sub>. Debido a esto, se analiza una de las políticas usadas a nivel global para reducciones de emisiones: impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, en escenarios de aplicación de corto (año 2023), mediano (año 2033) y largo plazo (2043) para cada una de las centrales.

El impuesto que permite el ingreso masivo de la tecnología de CAC en las centrales a carbón de Chile es 65 US\$/tCO<sub>2</sub>, aplicado desde el año 2023. Este valor considera la selección, entre otras, de la tecnología de captura de post-combustión para las centrales más recientes y la tecnología *Oxy-Fuel* para las proyectadas, cerrando paulatinamente las unidades más antiguas; y a la alternativa oceánica, como almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

*Palabras Claves: Captura y Secuestro de Carbono, CO<sub>2</sub>, Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, GEI*

## ABSTRACT

Greenhouse Gas (GHG) emissions are causing climate change with carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emission in the order of 10 Giga tons of carbon per year, that is contributing the atmosphere to reach a CO<sub>2</sub> concentration of 400 ppm soon, increasing at a rate of about 3 ppm per year after natural Land and Ocean CO<sub>2</sub> sequestration.

The objective of this thesis is to generate a technical and economical assessment to implement Carbon Capture and Storage (CCS) technology in coal plants so that these can continue to operate, keeping the benefits of energy security while reducing CO<sub>2</sub> emissions, to transform an economic but polluting technology into a sustainable one. First, early Chilean coal-power plants' emissions were quantified, considering a 41-year period (1970 through 2011), resulting in a cumulative emissions value of 283 MtCO<sub>2</sub>. This justifies the application of CCS technology to reduce CO<sub>2</sub> emissions.

Nine thermoelectric coal development areas (TCDA) were identified. The work focused in the analysis of CCS (Post-Combustion, Oxy-Fuel, Pre-Combustion) implementation, storage characterization (oceanic or geological) and economic evaluation for each area.

The economic evaluation indicates that the application of CCS is not possible under current conditions (Business As Usual scenario), i.e. without policies that encourage low carbon emissions. Because of this, the thesis analyzes the impact of a global emissions reduction policy: CO<sub>2</sub> emissions tax application in the short (2023), medium (2033) and long (2043) term scenarios, for each of the plants.

The analysis indicates that the income tax that would allow a comprehensive application of CCS in coal plants is 65 US\$/tCO<sub>2</sub>, to be implemented starting in 2023, with a 77% reduction of cumulative CO<sub>2</sub> emissions compared to the BAU scenario. The selected systems were based in Post-Combustion capture technology for existing plants and *Oxy-Fuel* for proposed plants. The ocean CO<sub>2</sub> sequestration and storage option was chosen.

*Keywords: Carbon Capture and Storage, CO<sub>2</sub>, Geologic & Oceanic Storage, GHG.*

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Generalidades

El carbón es un recurso energético ampliamente usado en la actualidad en todo el Mundo, cuyo consumo sigue creciendo en términos absolutos y relativos (ver Figura 1).

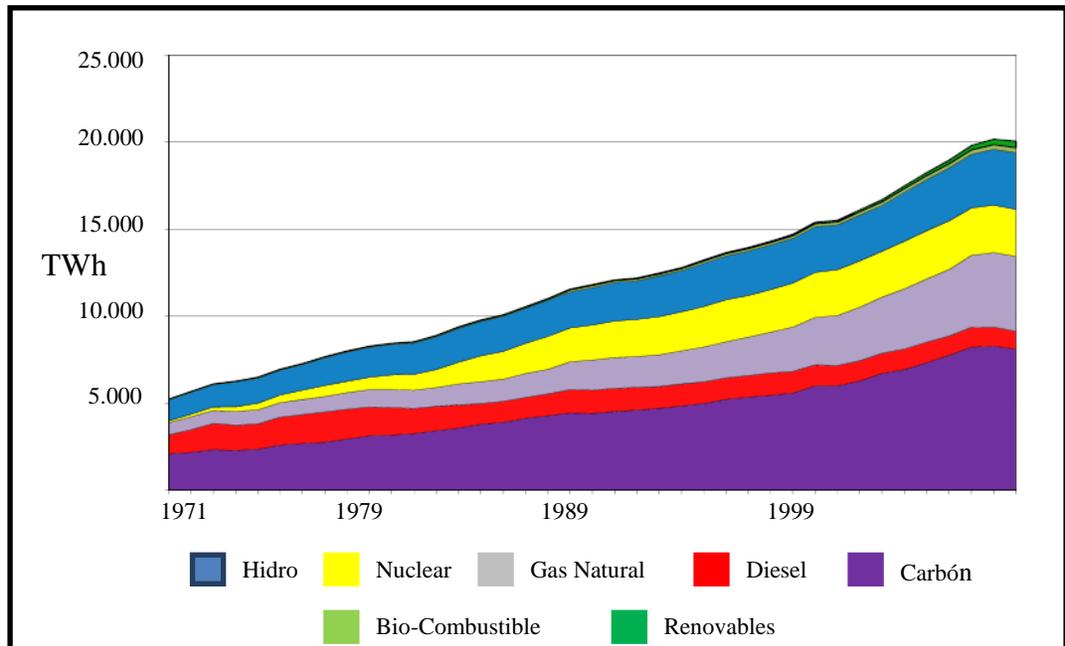


Figura 1.- Matriz de Generación Eléctrica desde el año 1971 al 2009 por fuente (International Energy Agency, 2009).

La combustión de este recurso emite a la atmósfera contaminantes locales como  $\text{SO}_x$ ,  $\text{NO}_x$  y material particulado (National Research Council, 2002) productos que pueden ser abatidos con la aplicación de tecnología, con mayores costos de inversión y operación. Sin embargo, el mayor problema es la emisión de  $\text{CO}_2$  - principal gas de efecto invernadero (GEI)- por el impacto esperado en el clima global, el cual concita la atención internacional (Miller, 2005) (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005) (IEA Coal Industry Advisory Board, 2008). El carbón es el combustible fósil que emite mayor

cantidad de CO<sub>2</sub> por unidad de energía producida (MIT Coal Energy Study Advisory Committee Members, 2007).

En el presente las emisiones de CO<sub>2</sub> se ubica en el orden de las 10 Gt de carbono al año lo que está acercando la concentración de ese gas en la atmósfera a las 400 partes por millón, más de un tercio más de lo que ha sido su estado en el Holoceno, creciendo entre 2 a 3 ppm por año descontando la captura natural que provee la biosfera.

El IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) ha generado escenarios, llamados SRES (Special Report on Emissions Scenarios), respecto a estimaciones de emisiones de efecto invernadero a largo plazo, tomando en cuenta fuerzas determinantes como los factores demográficos, económicos y tecnológicos (IPCC, IPCC, 2012). Existen 4 familias de escenarios:

A1: Acelerado crecimiento económico, demografía mundial alcanza su máximo hacia mediados del siglo y luego disminuye; aplicación de tecnologías nuevas enfocadas en la eficiencia. Aumento de interrelaciones entre las regiones, homogenizando aspectos culturales, sociales y económicos. La familia A1 se desarrolla bajo 3 opciones dependiendo de la forma de uso de la energía:

- A1FI: Uso intensivo de combustible fósil.
- A1T: Utilización de energía de origen no fósil.
- A1B: Utilización Equilibrada de todo tipo de fuentes de energía.

A2: Describe un mundo heterogéneo, dado que no existe las facilidades de interrelación entre las regiones, las cuales son autosuficientes y mantienen sus culturas propias. El crecimiento económico y tecnológico crece lentamente, en comparación a otras líneas evolutivas.

B1: Mundo convergente, donde la población mundial alcanza su máximo a mitad del siglo. Similar al A1, con la diferencia que este escenario se oriente a economía

de servicios y de información. Introducción acelerada de las tecnologías limpias con enfoque a la eficiencia, con bajo uso de materiales. Se busca la sustentabilidad económica, social y medioambiental

B2: Al igual que el escenario B1, se busca la sustentabilidad pero de forma regional, con soluciones locales. Desarrollo económico intermedio y aplicación de tecnologías nuevas a menos rapidez pero más diverso que la línea evolutiva B1 y A1. Crecimiento de la población progresivo pero menor al escenario A2.

Los resultados de estimación de gases efecto invernadero obtenidos por el IPCC para los escenarios SRES, se muestran en la Figura 2:

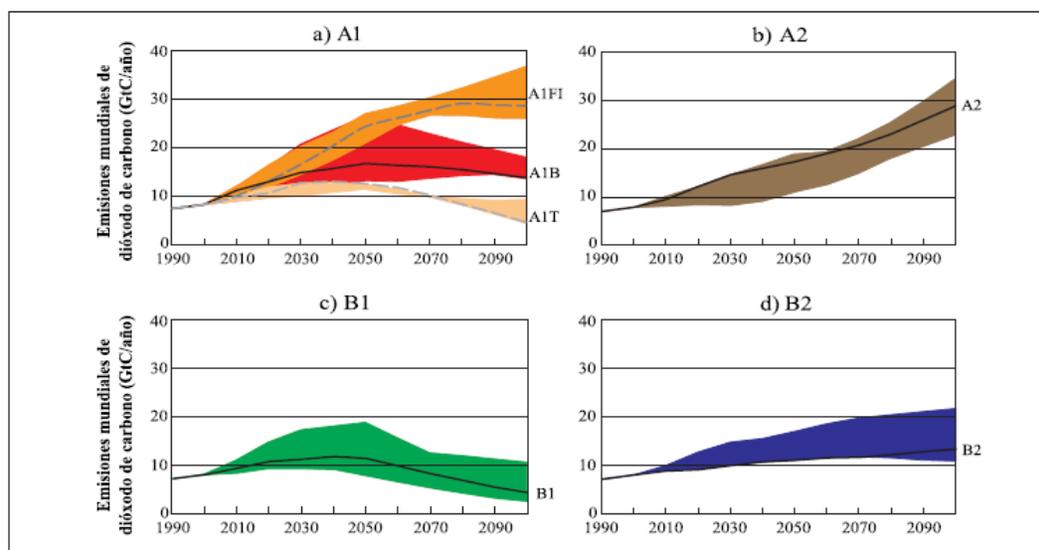


Figura 2.- Resultados de Emisiones a largo plazo según escenarios SRES (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Las proyecciones de emisiones entregadas por cada escenario SRES, tiene una estimación de la consecuencia climática global, midiéndolo respecto al aumento de temperatura, como se observa en la Figura 3.

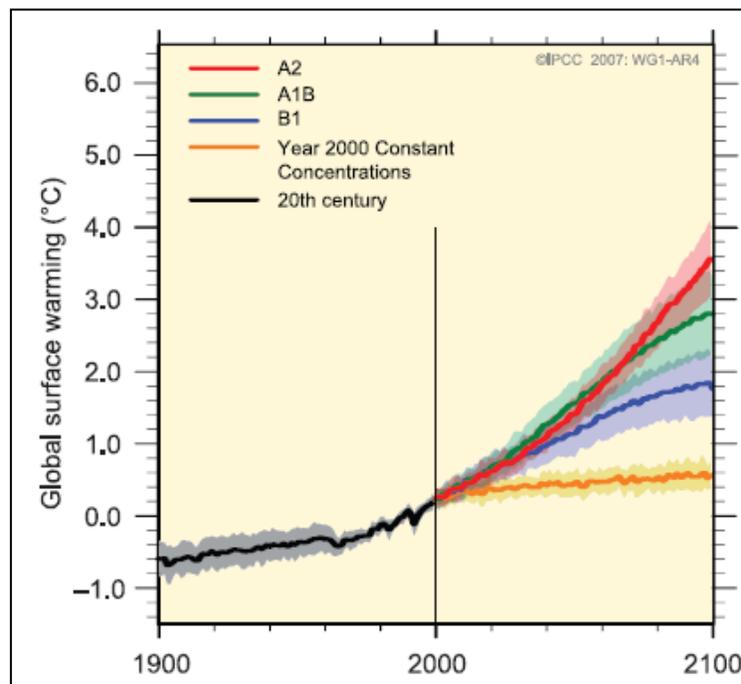


Figura 3.-Variación de temperatura dependiendo de la evolución de cada escenario SRES (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Los diferentes escenarios, en menor o mayor medida, darán probablemente las siguientes consecuencias:

- Alta probabilidad que los recursos hídricos disminuyan entre el 10% y 30%, en regiones de latitudes medias y trópicos húmedos. Además de la reducción de reservas de agua dulce por descongelamiento de glaciares y nieve.
- Respecto a los ecosistemas, se observará que habrá pérdidas de especies, y específicamente entre el 20% y 30% para especies en peligro de extinción.
- Con un aumento global en la temperatura de menos de 3°C, puede que la productividad agrícola aumente en latitudes altas., en cambio para latitudes bajas, incluso con menos de 3°C, esta actividad podría reducirse. Por otro lado, si la temperatura esta sobre los 3°C, es probable que la actividad agrícola disminuya en la mayoría de las regiones del planeta.

- Debido al descongelamiento de los glaciares, el nivel del mar aumentará, con alto riesgos de pérdida de suelo costero e incremento de inundaciones hacia fin de siglo.

## 1.2 Oportunidades de la Generación Eléctrica a Carbón en Chile

La matriz eléctrica de Chile ha evolucionado desde un predominio hidroeléctrico hacia un dominio fósil. En el periodo 1970 a 1985 el aporte hidroeléctrico promedio fue de 67% de la generación eléctrica durante esos años. Contrariamente, en los últimos años eso se ha revertido, debido a la crisis del gas argentino a principios de la década. El periodo 2011 y 2012, se generaba electricidad con un predominio de carbón y gas natural, con 34,7% y 22,9%, respectivamente, mientras la fuente de generación hidráulica entregaba un 33,2% (Comision Nacional de Energía, 2012). El carbón se ha mantenido durante los últimos años como la opción de generación dominante del país, y según los estudios vigentes (Servicio de Evaluación Ambiental, 2011), esta alternativa continuará desarrollándose.

Se estima que la generación fósil disminuirá, pero lentamente, mientras la sustitución por otras fuentes menos contaminantes se espera costosa e insuficiente. Por ende, para mantener los niveles de producción y desarrollo económico, junto con elevados niveles de recursos carboníferos, se prevé que el carbón seguirá siendo un actor dominante por mucho tiempo. Una forma de reducir el impacto es aumentando la temperatura de operación de las centrales, mejorando por ende su eficiencia, sin embargo los efectos son limitados. Debido a lo anterior, una de las formas de poder seguir utilizando masivamente el carbón como combustible para la generación eléctrica reduciendo su actual impacto ambiental a nivel global, es mediante el posible uso de las tecnologías de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC) para centrales a carbón (Emsperger & Termuehlen, 2003). Esta se basa en implementar tecnologías avanzadas de combustión que permiten en alguna parte del proceso capturar y almacenar el CO<sub>2</sub> antes de ser emitidos al ambiente. Para

ello, se ha postulado la captura del CO<sub>2</sub> a través de algunos de los siguientes métodos: Post-combustión, Pre-combustión y *Oxy-fuel*. Luego de este proceso, el CO<sub>2</sub> se almacena en sitios naturales aptos: geológico terrestre y oceánico (Herzog, 2004) (IEA Coal Industry Advisory Board, 2008) (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). Se han propuesto otras formas de reducir la concentración de gases de invernadero mediante la captura desde el aire, usando removedores de CO<sub>2</sub> energizados con tecnologías libres de gases de invernadero (energía nuclear y renovable), lo cual escapa a este trabajo.

Se estima que dado el nivel de desarrollo de Chile que logrará a mediano plazo, no escapará de las medidas que se exigirán a los países desarrollados, incluyendo a EEUU, China e India. Su utilización contempla dos grandes requisitos: tecnologías y sumideros de CO<sub>2</sub>. Su aplicación en Chile requiere similares exigencias: la identificación de y tecnologías apropiadas en el ámbito de las tecnologías de captura a aplicar sobre las centrales a carbón actuales y futuras y la determinación de potenciales sumideros de CO<sub>2</sub>. Lo anterior, así como la localización efectiva de centrales y sumideros requiere de investigación científica y tecnológica. De esta manera, las tecnologías subyacentes podrían sustentar el uso del carbón en el consumo eléctrico de Chile, con bajo impacto ambiental, tanto global como local, dado que se espera que las tecnologías de abatimiento clásicas deben profundizarse para una adecuada aplicación de la CAC.

### 1.3 Objetivos de la tesis

#### *Objetivo Principal*

Identificar los sitios propicios para aplicar almacenamiento geológico y oceánico de CO<sub>2</sub> en las áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón en Chile, mediante una evaluación técnica y económica de las centrales que se concentran en estas áreas, entregando arreglos de captura y alternativas de almacenamiento factibles para cada una de las centrales.

Los objetivos secundarios son:

- Estimar las emisiones acumuladas producto de la generación eléctrica a carbón en Chile, desde 1970 hasta el presente, y también, las proyecciones de acumulación de emisiones bajo distintos escenarios.
- Revisar el estado del arte de las tecnologías de captura y secuestro de carbono así como los diseños dominantes.
- Identificar preliminarmente la ubicación de los posibles sumideros de carbono así como las formas de secuestro plausibles.
- Aplicar lo anterior en el parque termoeléctrico chileno

#### 1.4 Organización de la tesis

Después de esta introducción, en el Capítulo 2 se evalúa la matriz eléctrica de Chile desde 1970, dando énfasis en la generación mediante el combustible carbón, observando su desarrollo en Chile. Conocido lo anterior, en el Capítulo 3 se estiman las emisiones generadas por esta fuente durante ese periodo debido a esa matriz, entregando la línea base de emisiones acumuladas por este combustible, para justificar la importancia del análisis de esta tesis, respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> en Chile. Luego, el Capítulo 4 describe las tendencias de la generación eléctrica a carbón en Chile, tanto la capacidad instalada como las emisiones de CO<sub>2</sub> proyectadas. En el Capítulo 5 se procede a realizar una revisión del estado del arte de la tecnología de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, que será útil para los siguientes capítulos. En el Capítulo 6, se identifican las áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón (ADTC) en Chile, considerando las centrales actuales y proyectadas. Después en el Capítulo 7, se realiza la evaluación de la tecnología CAC a aplicar en estas centrales según su ADTC, considerando la aplicación de alguna política con enfoque en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Finalmente, en el Capítulo 8, se analizan los resultados obtenidos en el capítulo anterior, entregando las soluciones propuestas por esta tesis, realizando las conclusiones finales en el Capítulo 9.

## 2. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA DE CHILE 1970-2011

La generación eléctrica en Chile se ha basado en dos tipos de energía: hidroeléctrica y termoeléctrica con distribuciones anuales que dependen del régimen hidrológico. En el año 2011, la primera aportó 33,2% del total, y 64,7% lo produjo la opción térmica, además de un aporte mínimo de biomasa de 1,5%, mientras 0,5% fue generado por fuente eólica (Comisión de Energía, 2012).

El año 2011, la generación térmica ocupó como combustible principal el carbón con un 34,7% del total de la generación eléctrica del país, luego el gas natural con 22,9%, seguido por el diesel con 6,6%. Salvo cambios importantes en los sistemas de extracción de gas natural y la posible masificación de gas de esquisto en ciertos países, se puede inferir que el carbón seguirá siendo una alternativa energética importante que utilizará Chile para suplir la creciente demanda energética debido principalmente a su bajo costo y confiabilidad (a pesar de la concreción de los grandes proyectos hidroeléctricos en planes). No obstante, el carbón es el combustible fósil que produce la mayor contaminación local y también es el mayor generador de gases de efecto invernadero por unidad de energía producida.

La matriz eléctrica de Chile, se ha compuesto básicamente por fuentes a base hídrica y térmica, donde en esta última tiene, en forma general, tres tipos de combustibles; carbón, diesel y gas natural, los cuales se han turnado la preponderancia a lo largo del periodo (1970-2011) acorde a coyunturas climáticas y contractuales.

La organización geográfica-económica del sistema eléctrico chileno es particular. Comienza con un proceso de interconexión de unidades en diferentes zonas del centro del país, configurando el Sistema Interconectado Central (SIC) el cual se consolida con la instauración del Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC) en 1985. Similarmente, las unidades del Norte del País, destinadas principalmente a abastecer al sector minero, interconectan centrales y usuarios, con solidando en 1987 el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), cuya constitución formal se estableció

en 1993, con la creación de Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING).

Para el análisis de la evolución del sector, este documento se divide en dos periodos: 1970-1992 y 1993-2011. Distinguiendo en el primer periodo un sistema eléctrico único, aunque disperso, denominado Sistema Eléctrico Chileno (SEC). Luego, desde 1993 hasta el 2011, con el establecimiento formal del segundo mayor sistema eléctrico de Chile, el SING, con la creación de su CDEC, la información recopilada y explicitada discrimina específicamente entre ambos sistemas interconectados, separando estadísticas para ambos sistemas: SING y SIC. Las centrales se muestran en el Anexo 1. Se debe aclarar que existen dos sistemas interconectados e integrados verticalmente en Aysén y Magallanes. Estos son el Sistema Eléctrico de Aysén (SA) y el Sistema Eléctrico de Magallanes (SM), que no son considerados en este documento porque sus tamaños son pequeños por su poca capacidad instalada y emisiones de efecto invernadero relacionadas.

## 2.1 Matriz Eléctrica: 1970 – 1992

En esta sección, se muestra información referente a la generación de energía eléctrica para consumo público, considerando en el análisis de la electricidad generada por las centrales de CODELCO, las cuales eran consideradas como unidades autogeneradoras, no obstante, después de 1993, se consideraron parte del SING.

Se enfatiza en la componente carbón de las fuentes térmicas, para conocer su real aporte en la matriz durante el periodo, dado que es el combustible más contaminante tanto para emisiones locales como globales, característica que será considerada a lo largo de este documento. El aporte del gas natural se ha considerado secundario debido a que sus emisiones son menores que las de las centrales a carbón y a que su presencia en Chile fue un negocio privado desarrollado bajo condiciones contractuales deficientes.

En las Figuras 4 y 5 se muestra el desarrollo de la generación eléctrica bruta y capacidad eléctrica instalada en el SEC. Ambos consideran solo aportes al sistema público, sin contribuciones de CODELCO (ENDESA, 1970-1992), cuyos detalles se especifican en el Anexo 1.

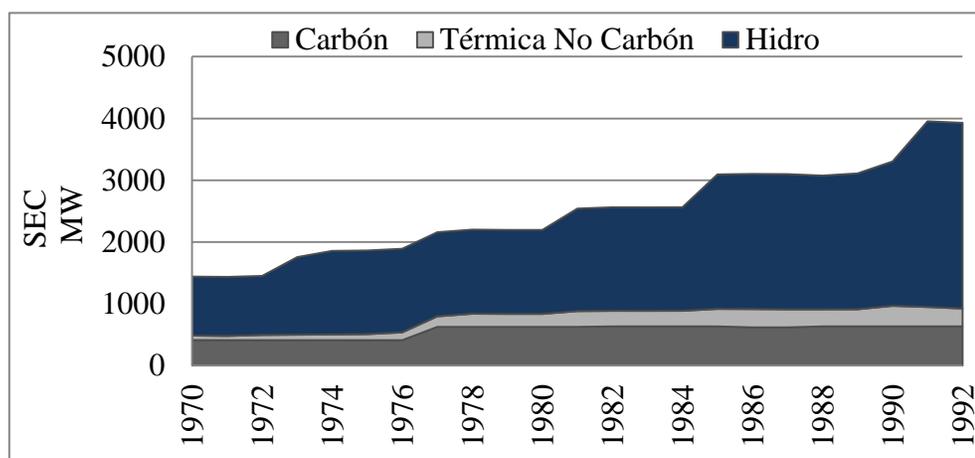


Figura 4.- Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SEC: 1970-1992.

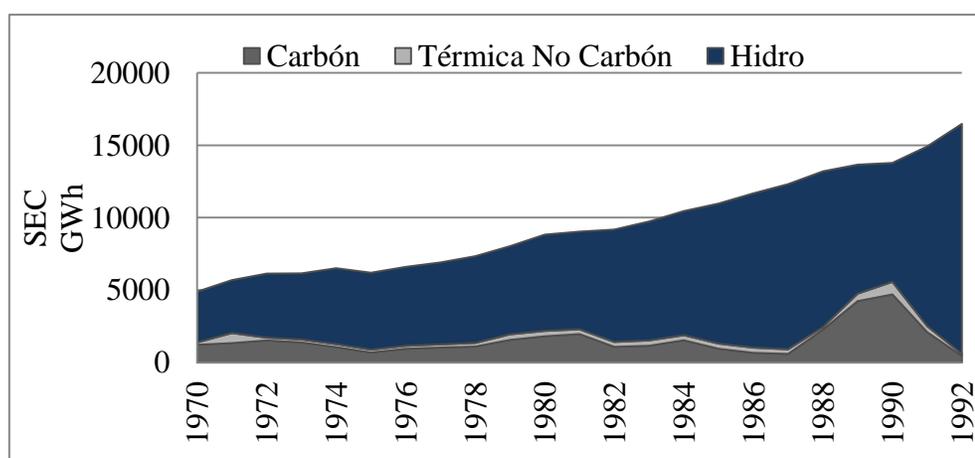


Figura 5.- Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SEC: 1970-1992.

Tanto en potencia como en energía, el mayor de aporte lo tuvo la componente hídrica, la cual tiene el costo más bajo dentro del conjunto de alternativas de

generación del país, porque no tiene costo de combustible considerable. Se debe indicar que la hidrología cambia año a año, provocando variaciones en su aporte impactando en el costo de energía eléctrica de los clientes, esencialmente del SIC. Por otra parte, el carbón es el combustible más usado en las alternativas térmicas del SEC, llegando el año 1990 a 4704 GWh, generando el 34% del total de la matriz energética.

CODELCO tenía centrales térmicas, las cuales no se consideraron en los gráficos anteriores dado que eran para su autoabastecimiento. En este documento se incluyen las centrales termoeléctricas a carbón de CODELCO, para compararla con las centrales del mismo tipo para el servicio eléctrico público, como se muestra en la Figura 6.

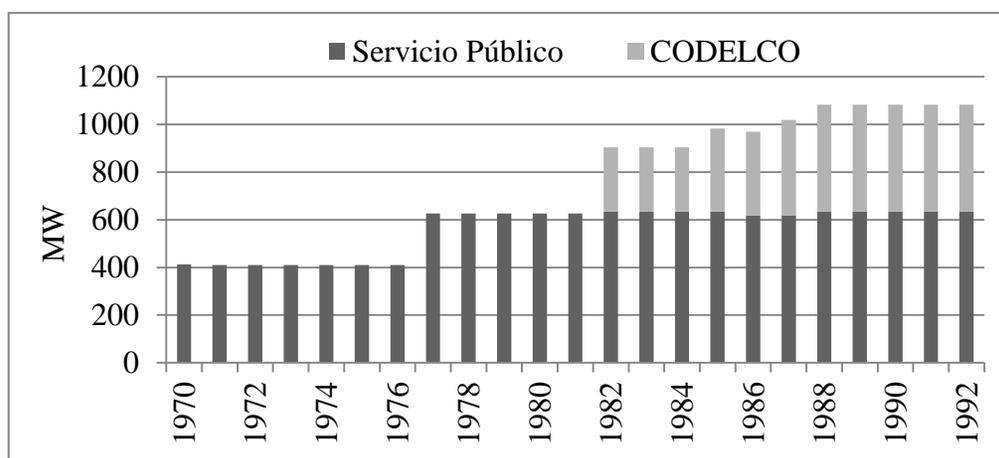


Figura 6.- Comparación de la capacidad eléctrica instalada base a carbón (MW) entre centrales para servicio público y las centrales de CODELCO (autogenerador): 1970 – 1992.

Se observa que CODELCO, hacia el año 1992 poseía una capacidad instalada de casi la mitad de las centrales a carbón del país.

## 2.2 Sistemas Interconectados: 1993-2011

Los sistemas interconectados, SING y SIC, se constituyen como se les conoce hasta ahora desde 1992. Mediante la regulación del Centro de Despacho de Carga SING y Centro de Despacho de Carga (SIC), entidades que regulan los sistemas hasta hoy.

### 2.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

Debido a que el SING se ubica físicamente en el Norte de Chile, el cuál es de clima desértico con potencial eléctrico de energía hidráulica es bajo, con sólo 10 MW de potencia instalada desde 1967 (ENDESA, 1970-1992), que sumó 2,6 MW el 1995 (CDEC SING, 1992-2011). Por lo tanto, el SING es un sistema térmico. Las Figuras 7 y 8 representan la potencia y energía eléctrica bruta de las centrales térmicas, respectivamente. Más información se encuentra en el Anexo 1.

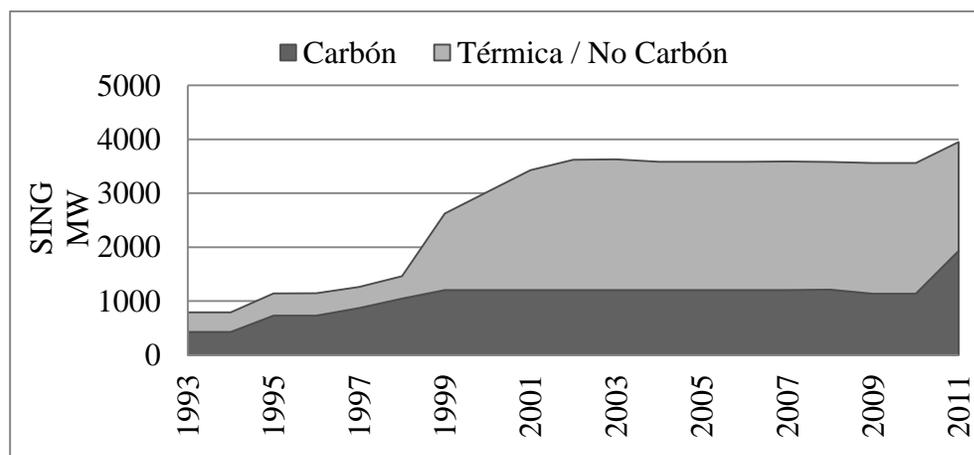


Figura 7.-Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SING: 1993-2011.

Se verifica que la potencia instalada del SING se ha mantenido desde el año 2002 hasta el 2010 en un poco más de 3.500 MW (CDEC SING, 1992-2011), del cual el aporte de centrales a carbón es 1200 MW aproximadamente. La matriz creció en capacidad el año 2002, agregando central a gas natural, que al año 2010 eran 989

MW. El año 2011, existe una nueva alza debido a la instalación de centrales a carbón con casi 400 MW.

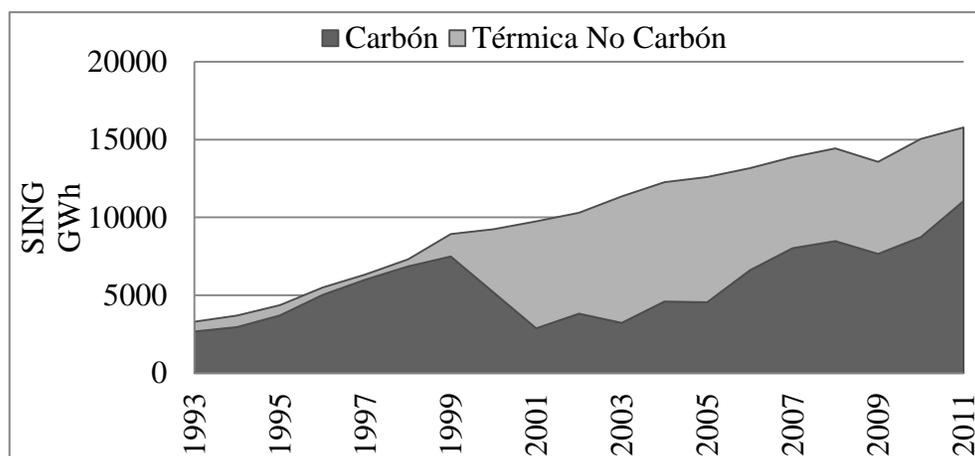


Figura 8.-Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SING: 1993-2011.

No obstante, se observa que la generación mediante centrales a carbón varió negativamente entre los años 2000 y 2005, debido a la oferta argentina de gas natural disponible desde 1997, pero al año 2006, con la crisis del gas argentino (Huneus, 2007), el carbón comenzó a recuperar su aporte mientras se incorporaba cierta infraestructura de regasificación de gas natural licuado, alcanzando su mayor valor en año 2011 con 11.054 GWh, proyectándose similar comportamiento a corto plazo (Comisión Nacional de Energía, 2012).

### 2.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC)

Las hidroeléctricas tuvieron preponderancia a principios de este periodo, sin embargo, desde 1997 en adelante (CDEC-SIC, 1992-2011), el aporte fósil (térmico) creció por la instalación de unidades de ciclo combinado, quemando gas natural, además del desarrollo de generadores diesel y nuevas unidades a carbón. El suministro de gas natural se volvió errático desde el 2004 hasta el 2011, debido a la crisis del gas argentino y se interrumpe definitivamente, lo que potenció soluciones rápidas mediante el uso de combustible diesel en centrales a gas cuyos

quemadores y protocolos se convierten para funcionar con diesel), durante los años 2007 y 2008, para luego dar paso al crecimiento sostenido de centrales a carbón desde el 2009 (CDEC-SIC, 1992-2011) como se observa en la Figura 9, a pesar de la existencia de una capacidad finita de recursos hídricos remanentes en la zona central y Sur. La información más detallada se encuentra en el Anexo 1.

La generación eléctrica se muestra en la Figura 10. Desde 1998 las centrales a gas natural contribuyeron con porcentajes entre el 15 y 25 % de la generación total del SIC, hasta el 2005. Durante dos años (2007 y 2008) el diesel fue el combustible que más aportó en la matriz con más del 20%, la generación eléctrica por carbón crecía sostenidamente, generando casi 10.500 GWh el año 2011.

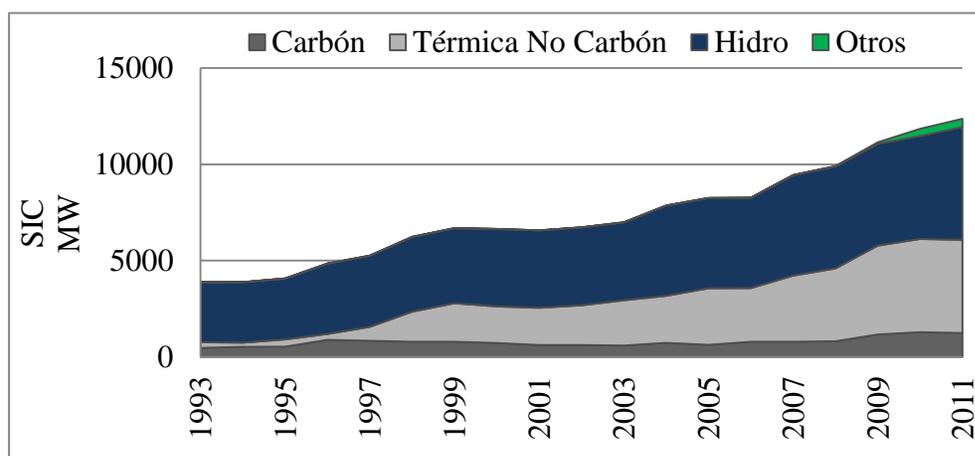


Figura 9.- Capacidad Eléctrica Instalada (MW) por tipo de fuente en el SIC: 1993-2011.

Por otra parte, el uso del gas natural licuado produjo desde 2009, la recuperación de ese tipo de centrales, aportando 9.935 GWh el año 2011. También cabe mencionar la instalación de centrales de otro tipo como la eólica y biomasa, que generaron 1.252 GWh en el año 2011.

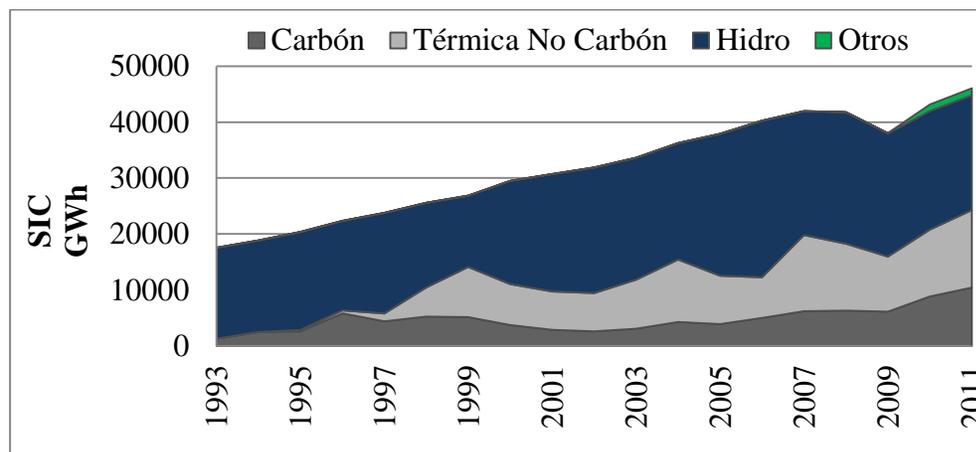


Figura 10.- Generación Eléctrica (GWh) por tipo de fuente en el SIC: 1993-2011.

### 2.2.3 Estadísticas Generales: 1970-2011

Para comprender de mejor manera el comportamiento histórico de la matriz eléctrica chilena, se agrupa la generación de todos los sistemas eléctricos para entregar una visión respecto a las razones entre los elementos de la matriz.

En la Figura 11 se observa la razón entre la generación eléctrica aportada por las opciones térmicas (carbón, gas o diesel) respecto al aporte de la generación hidroeléctrica y la renovable, principalmente eólica y biomasa.

Al analizar el gráfico, se visualiza que desde 1970 hasta 1997, la generación hidroeléctrica predominaba en la matriz eléctrica, sin embargo desde 1998 en adelante, la matriz tendió a adoptar la fuente térmica, principalmente por el aumento del uso del carbón y gas natural en el SIC.

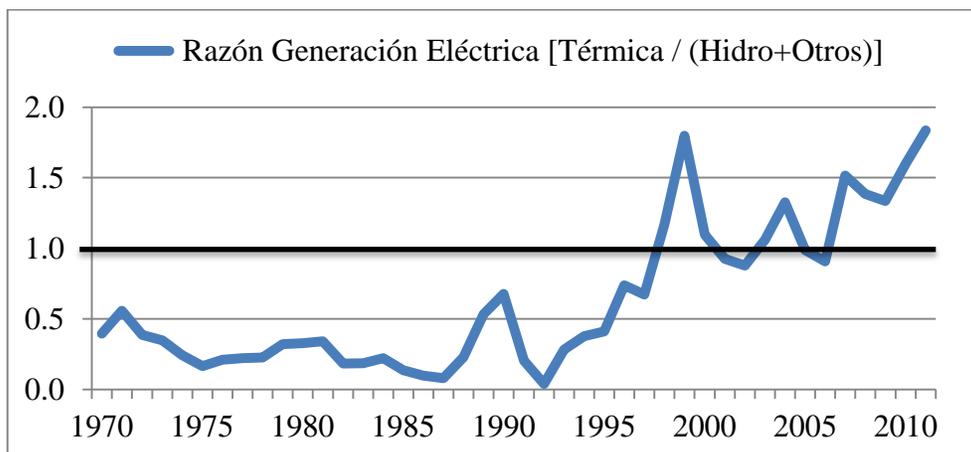


Figura 11.- Razón de generación eléctrica de la matriz chilena, entre la opción térmica respecto a la hidroeléctrica más otras opciones como eólico y biomasa, para el periodo de 1970 al 2011.

Lo anterior muestra la importancia en Chile de las centrales que usan recursos fósiles para la generación eléctrica. La Figura 12, detalla la razón de aporte del carbón respecto a las otras alternativas térmicas, como gas y diesel.

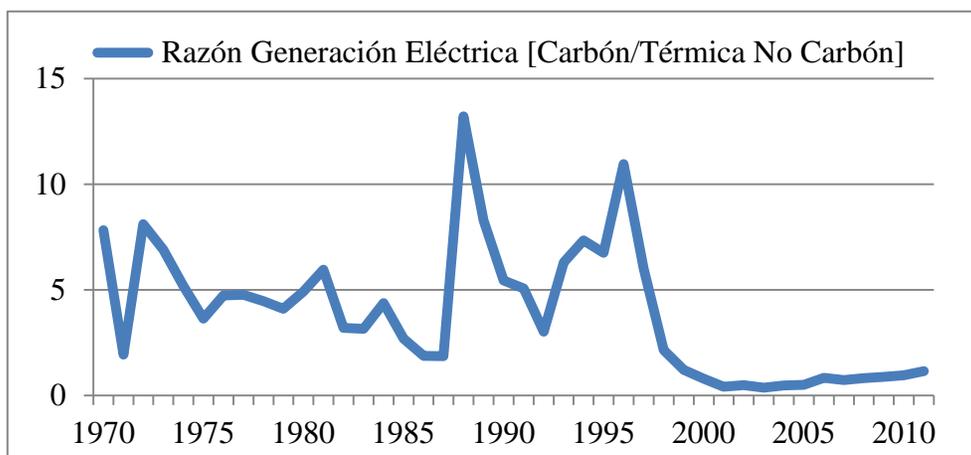


Figura 12.- Razón de generación eléctrica de la matriz chilena, entre el carbón y las otras alternativas térmicas como gas y diesel, para el periodo de 1970 al 2011.

En el gráfico se observa el uso intensivo del carbón para la generación térmica, respecto a las otras alternativas fósiles, para el periodo 1970-1998. Desde el año

1999 en adelante, el uso del gas por sobre el carbón se marca hasta el 2006, año en el gas natural para generación procedente de Argentina se interrumpe definitivamente y nuevamente empieza a aumentar el uso de carbón. Las variaciones de las fuentes de suministro eléctrico dependen del precio del combustible y la suficiencia en su abastecimiento. El carbón es una fuente de energía que entrega seguridad en el abastecimiento, con una plataforma probada en Chile, quedando más de 120 años según reservas probadas (Energy Information Administrator , 2013); a diferencia del gas natural el cual tiene problemas en su suficiencia dada las particularidades técnicas de gasificación y desgasificación, las cuales tienen que considerar los medios de transporte a usar.

### **3. INVENTARIO DE EMISIONES DE CO<sub>2</sub> POR LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A BASE DE CARBÓN: 1970-2011**

Los gases de efecto invernadero (GEI) se han generado naturalmente a lo largo de la historia de la Tierra. En el Holoceno, la concentración del GEI dominante –CO<sub>2</sub>– se mantuvo relativamente constante bajo las 300 ppm no obstante su concentración comenzó a aumentar con la llegada de la industrialización y el aumento explosivo de la población que se observó, aproximándose al umbral de los 400 ppm, motivo que lleva a la comunidad científica a señalar este efecto como uno de los causantes del calentamiento global del planeta. Los GEI se derivan en parte de la generación termoeléctrica y térmica en especial del uso del carbón, del transporte en el cual domina el uso del petróleo, así de otras actividades industriales (i.e. producción de cemento y acero) y también de actividades industriales no energéticas (i.e. agricultura, deforestación, producción de desechos) y procesos naturales.

El proceso de industrialización se relaciona también con la generación eléctrica y térmica que representa el 25% de las emisiones a nivel global. Chile no está ajeno a ello y a pesar de contar con recursos hídricos y renovables ha consolidado una industria termoeléctrica. Por esta razón, en este capítulo, se levanta el inventario de emisiones de CO<sub>2</sub> del país, enfocándose en la generación termoeléctrica de combustión a carbón, para cuantificar las emisiones de efecto invernadero acumuladas hasta la actualidad por la fuente mencionada, considerando los últimos 42 años (1970-2011), y así medir y evaluar, con información concreta, las decisiones a futuro que impactarían a este sector de la industria del país y a sus sustentabilidad ambiental.

Para lograr lo anterior, el análisis se divide en dos periodos de evaluación: 1970-1992 y 1993-2011. Para el primero se considera el SEC, mencionado en el Capítulo 2. Para el segundo intervalo, se evalúan dos sistemas por separado, el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Interconectado Central (SIC), debidos a las razones también mencionadas en el capítulo anterior.

Se estima el inventario de CO<sub>2</sub> en los periodos antes descritos para los sistemas interconectados establecidos, aplicando la metodología estimativa descrita en el Anexo 2.

### 3.1 Periodo 1970-1992

Se obtendrán las emisiones CO<sub>2</sub> del periodo antes que se conformarán los sistemas interconectados controlados por los CDEC respectivo al SING y SIC. Luego, desde 1993 hasta el 2011, se estiman las emisiones de CO<sub>2</sub> por sistema interconectado.

#### 3.1.1 Sistema Eléctrico Chileno (SEC)

Se utiliza la generación eléctrica bruta por cada central en el periodo a evaluar, considerando el consumo específico de combustible y un tipo de carbón equivalente para cada central. Más información revisar Anexo 2. En la Figura 13, se observan el resultado de emisiones anuales de CO<sub>2</sub> en el periodo.

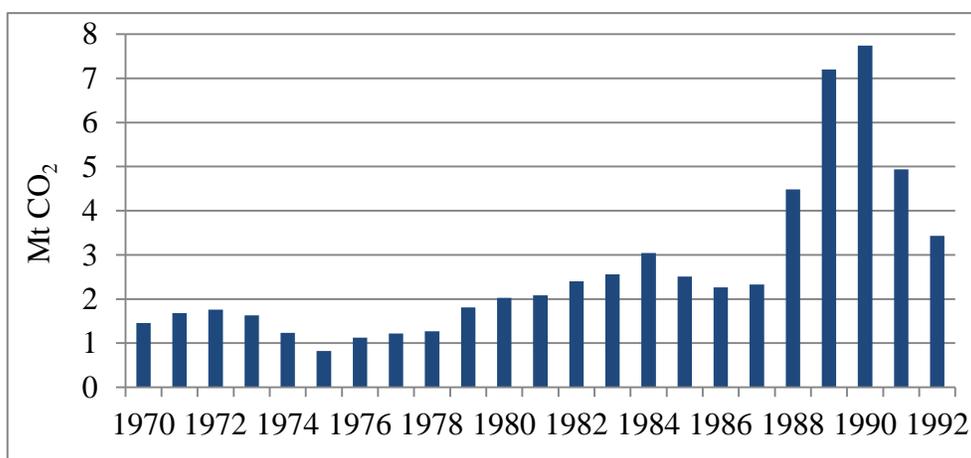


Figura 13.- Emisiones de CO<sub>2</sub> por año en el SEC desde 1970 al 1992.

Las emisiones de anuales en el periodo, refleja el que desde el 1970 a 1987, se mantiene dentro de 0,8 y 3 MtCO<sub>2</sub> al año, no obstante, entre los años 1988 y 1991, los valores oscilan entre 4,9 y 7,7 MtCO<sub>2</sub>, donde el valor máximo se alcanza en

1990, año donde las todas unidades carboneras del sistema tuvieron un factor de planta promedio alto.

También, en la Figura 14, se muestra la acumulación de emisiones de CO<sub>2</sub> a medida que transcurren los años, para entregar información para futuros documentos respecto a las posibles consecuencias de las emisiones acumuladas aportadas por el país. A estas cantidades de emisiones acumuladas se le debe aplicar un factor de absorción por parte de los distintos procesos naturales, y así obtener la concentración de CO<sub>2</sub>, estudio que no tiene el alcance de este documento.

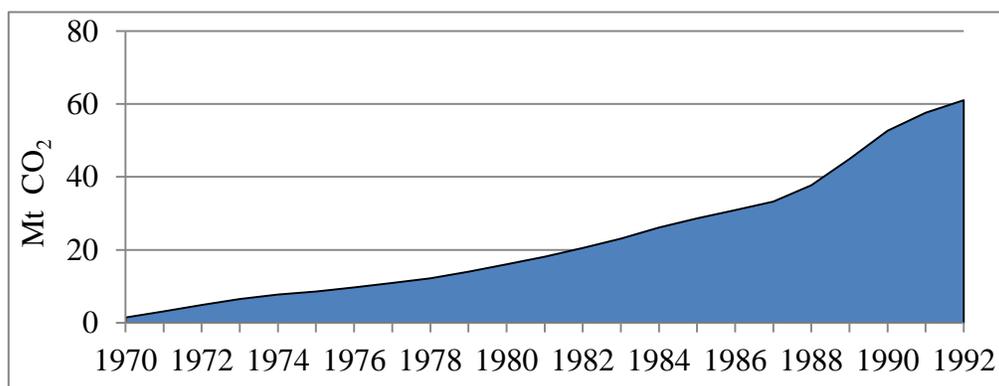


Figura 14.- Emisiones acumuladas anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en el SEC para el periodo 1970-1992, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

Las emisiones acumuladas durante el periodo entregan un valor final al año 1992, de 61 MtCO<sub>2</sub>. Este valor se sumará en los resultados al final de este capítulo, cuando ya se expliciten las emisiones del SING y SIC, para el resto del periodo en análisis.

### 3.2 Periodo 1993-2011

#### 3.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

A continuación se estiman las emisiones anuales y acumuladas de CO<sub>2</sub> para el Sistema Interconectado del Norte Grande en el periodo, en base a la información sobre la generación eléctrica bruta de cada central para cada año del periodo (ver Anexo 1),

En la Figura 15, se muestra las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> y en la Figura 16, las emisiones acumuladas por el sistema en el periodo.

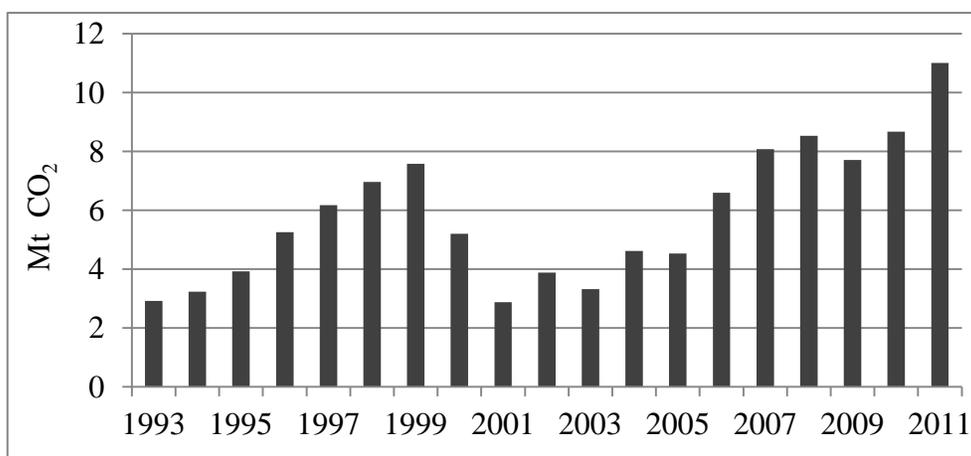


Figura 15.- Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

Las emisiones anuales desde 1993 al 2011 en el SING, reflejan un crecimiento desde 1993 a 1999. Luego, el gas argentino entró fuerte en la generación del SING, reduciendo las emisiones dado la baja operación de las centrales a carbón, reemplazadas en el despacho por las centrales a gas desde el año 2000 al 2005. Desde el año 2006 al 2011, las emisiones aumentaron debido a la operación desde el 2010 de Central Andina y desde el año 2011 de las centrales Angamos y Hornitos.

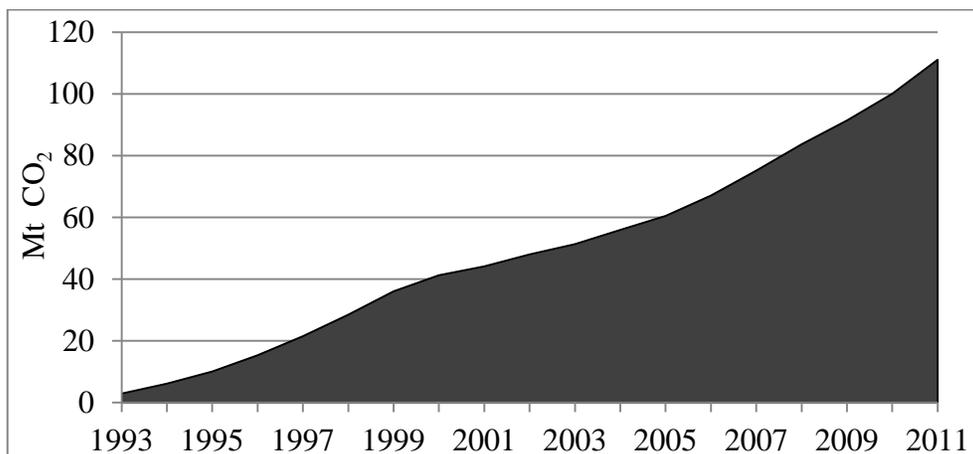


Figura 16.- Emisiones acumuladas anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

Al considerar las emisiones acumuladas en este sistema durante el periodo, estas aumentan acumulando 110 MtCO<sub>2</sub> al año 2011. Lo acumulado por las centrales antes del año 1993, se considerarán para en los resultados totales al final de este capítulo.

### 3.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC)

Del mismo modo, se estiman las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del Sistema Interconectado Central en el periodo.

En la Figura 17 se observa las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> y en la Figura 18, las emisiones acumuladas en este sistema.

El comportamiento del SIC respecto a las emisiones, se acopla a la generación eléctrica del sistema observado en el Capítulo 2. Comportamiento similar al SING, por el ingreso y crisis del gas argentino.

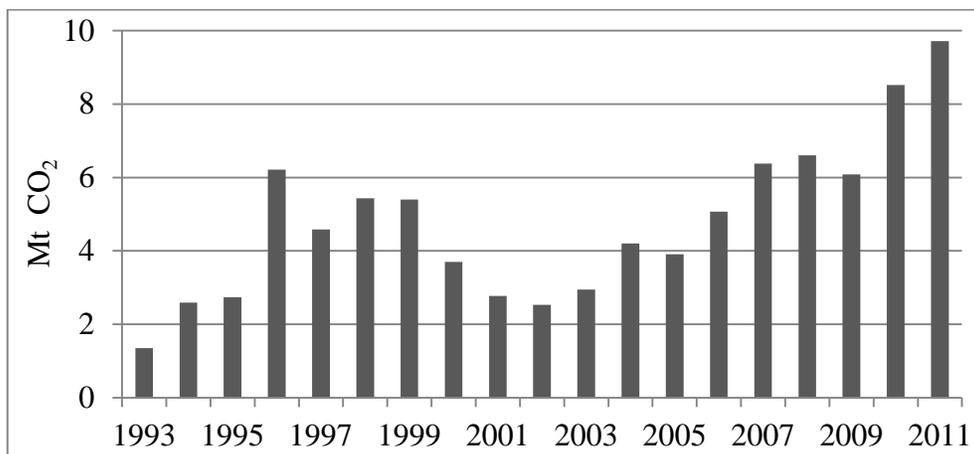


Figura 17.- Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado Central (SIC) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

Las emisiones acumuladas entregan al año 2011 se estima en 90,8 MtCO<sub>2</sub> para este sistema, valor 20 MtCO<sub>2</sub> más bajo que lo observado en el SING.

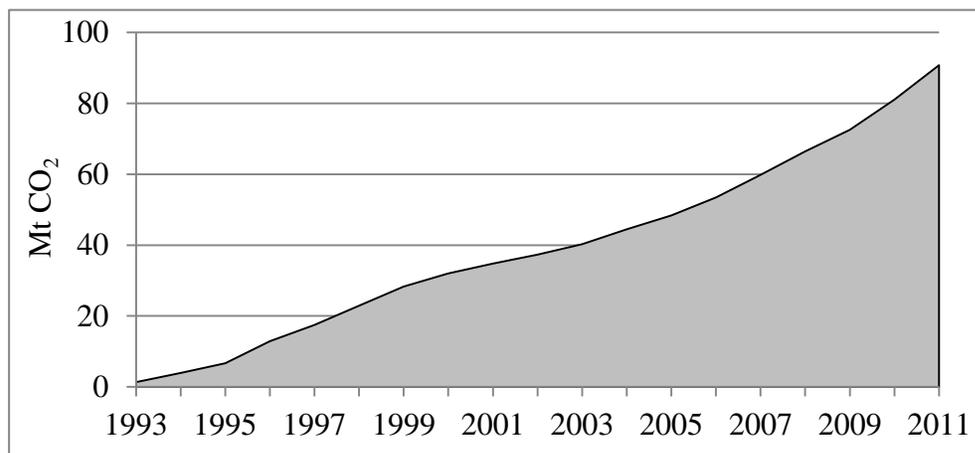


Figura 18.- Emisiones acumuladas anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en Sistema Interconectado Central (SIC) en periodo 1993-2011, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

### 3.3 Resultados Generales: 1970-2011

Para tener un visión amplia de los resultados, en la Figura 19 se muestran las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> y en la Figura 20, las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> de todo el periodo respecto a cada sistema interconectado.

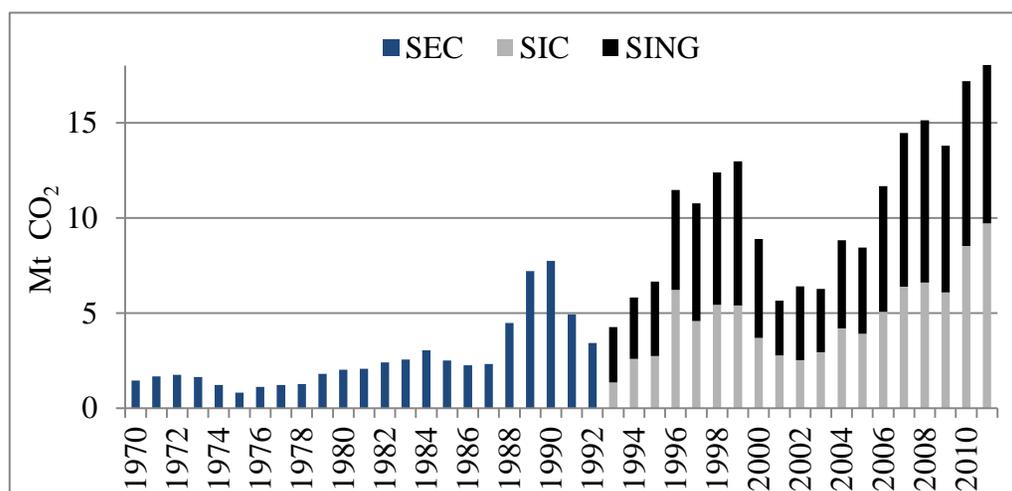


Figura 19.- Emisiones anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en periodo 1970-2011 según cada sistema eléctrico, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

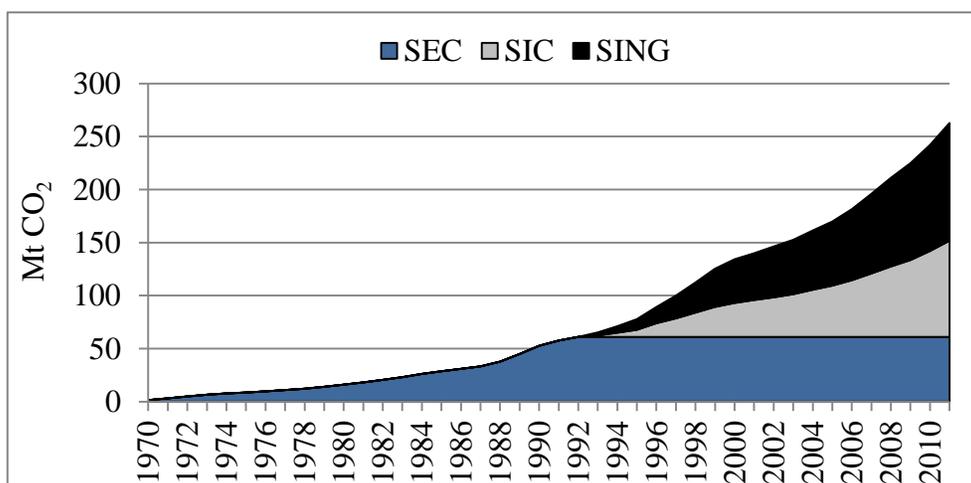


Figura 20.- Emisiones acumuladas anuales de CO<sub>2</sub> (Mt) en periodo 1970-2011 según cada sistema interconectado, debido a la generación eléctrica a base de carbón.

Además, se estimó la eficiencia del sistema respecto a las emisiones con el factor de emisiones, el cual es el parámetro que mide cuanto CO<sub>2</sub> son emitidas al ambiente por unidad de energía eléctrica generada. En la Figura 21, se observa la evolución de este factor para todo el sistema sobre el periodo en evaluación, que tiene un patrón descendente a pesar del aumento de centrales termoeléctricas debido a que las centrales nuevas son más eficientes que las antiguas.

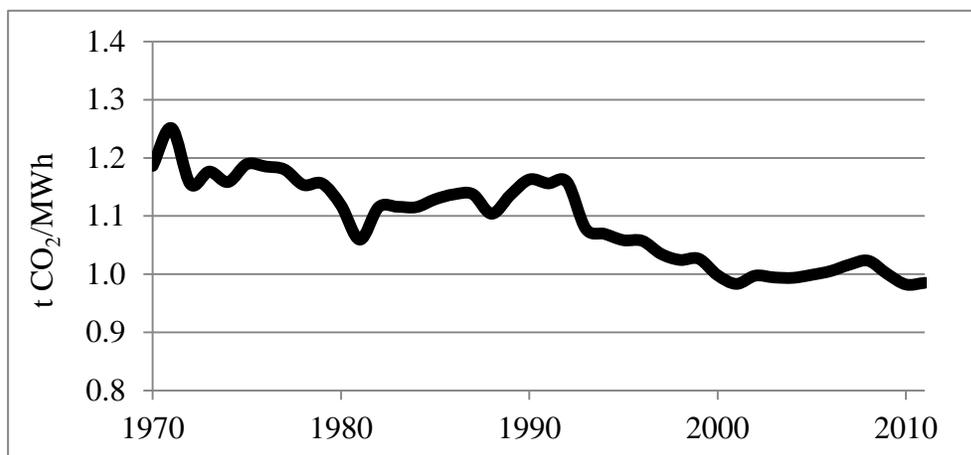


Figura 21.- Factor de emisiones (tCO<sub>2</sub>/MWh) para el periodo 1970 – 2011, de todo el sistema por la generación eléctrica a carbón.

Los resultado de observados se contrastan respecto a valores de otros países en la Figura 22, donde se concluye que Brasil tiene parque de centrales a carbón ineficiente, dada su alta tasa de emisiones respecto a la energía generada por estas plantas. Chile posee un parque que tiende a ser equivalente al de EE.UU. en eficiencia. No obstante, Finlandia posee grados de eficiencia mayor a los otros países de este análisis. Los mismos países, se comparan respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita en la Figura 23. Estas emisiones de CO<sub>2</sub> provienen de la generación eléctrica a carbón.

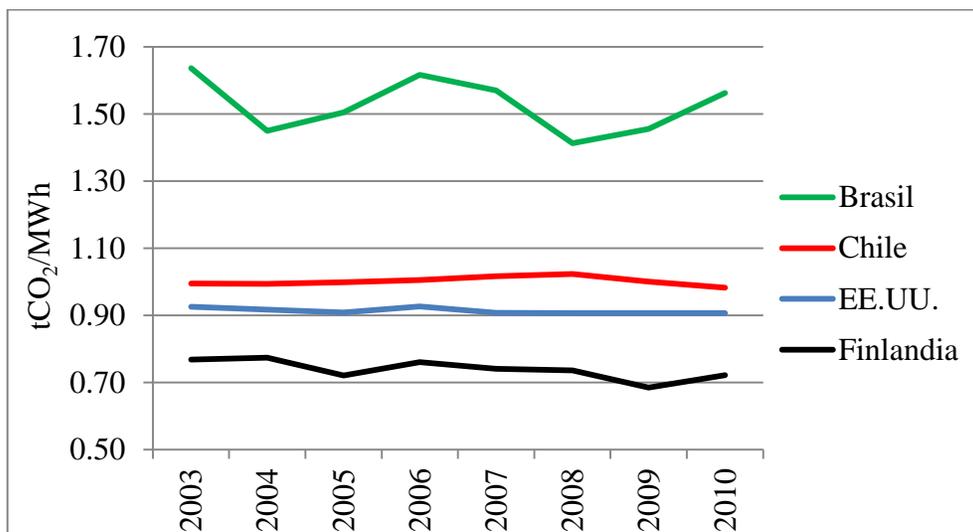


Figura 22.- Emisiones de CO<sub>2</sub> por energía eléctrica que tiene como fuente el carbón, para Brasil, Chile, EE.UU y Finlandia, desde el año 2003 al 2010 (International Energy Agency, 2012).

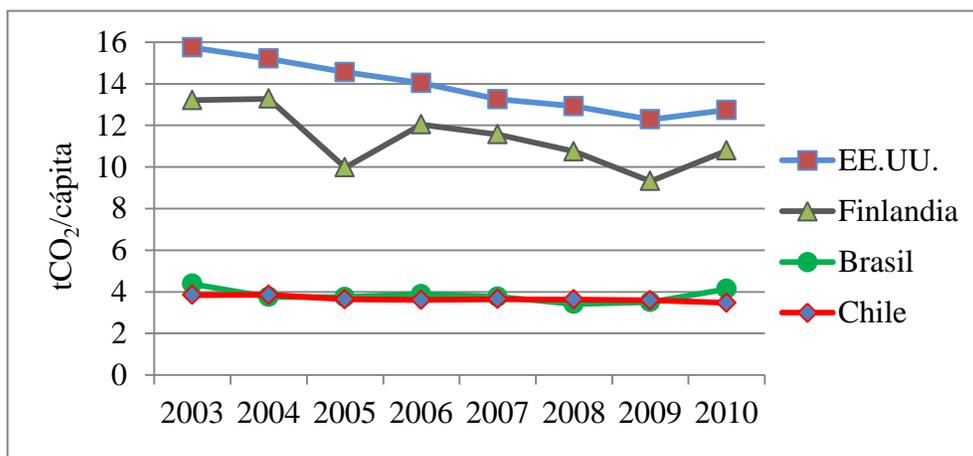


Figura 23.- Emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita para EE.UU., Finlandia, Brasil y Chile. (International Energy Agency, 2012)

Las emisiones per cápita indican que EE.UU. posee la mayor tasa, lo que indica que la generación a carbón es alta incluso para un país con una población de 210 millones de habitantes al año 2010. Finlandia tiene la menor población respecto a los otros países, pero su desarrollo conlleva uso intensivo de energía eléctrica,

donde el parque de plantas a carbón aunque es más eficiente, de todas formas posee una tasa de emisiones per cápita alto, pero con tendencias a la baja, al igual que EE.UU. Chile y Brasil, tienen tasa similares cercanas a los 4 tCO<sub>2</sub>/cápita, lo que puede dar indicios de que son países con desarrollos similares, aunque se deben analizar otros factores para dar una aseveración final.

#### **4. TENDENCIAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE**

Se ha demostrado que a pesar de ser un país con recursos renovables, la demanda de energía eléctrica en Chile ha sido suministrada, en gran parte y en forma creciente, por centrales termoeléctricas, y especialmente por las plantas eléctricas basadas en la combustión de carbón. Lo anterior es al margen del período de suministro de gas argentino (1997-2004), recurso que llegó a Chile en condiciones de oportunidad, sin una lógica de mercado (inusualmente a bajo costo), que sobre-gasificó los sectores industriales y domiciliarios de algunas regiones del país.

En las próximas secciones se muestra la proyección de la capacidad instalada de centrales a carbón en Chile y sus emisiones de CO<sub>2</sub>.

##### 4.1 Evaluación en parque de centrales a carbón proyectado

Las termoeléctricas a carbón proyectadas, no tienen una puesta en marcha definitiva y se estimarán según la información obtenida en el sitio web Servicio de Evaluación Ambiental de Chile el 31 de Agosto del 2012 (Servicio de Evaluación Ambiental, 2011), y de estimaciones propias de este estudio.

*Centrales en construcción, tendrán una puesta en marcha según los siguientes parámetros:*

- Independiente de la potencia instalada: año 2013.

*Centrales con estado “Aprobado”, tendrán una puesta en marcha en años según los siguientes parámetros:*

- Potencia Instalada desde 0 a 499 MW: 4 años
- Potencia Instalada desde 500 a 999 MW: 5 años
- Potencia Instalada desde 1000 y más: 6 años

*Centrales con estado “No presentado”:*

- Independiente de la potencia instalada: 8 años

*Centrales con estado “Desistido” o “Rechazado”:*

- Independiente de la potencia instalada: 10 años
- Excepción para Central Castilla: 10 años

Según lo anterior, la puesta en marcha de las centrales proyectadas es como se muestra en la Tabla 1 y 2, para el SING y SIC, respectivamente.

Tabla 1.- Proyectos de centrales eléctrica a carbón en el SING.

Proyecto	Empresa	Estado	Potencia MW	Puesta en Servicio
Pacífico	Río Seco	SEIA Aprobado	350	2016
Patache	Central Patache	SEIA Aprobado	110	2016
Celta 2	Endesa	SEIA no presentado	250	2020
Cochrane	Norgener	SEIA Aprobado	560	2017
Infraestructura Energética Mejillones	E-CL	SEIA Aprobado	750	2017
Kelar	Newcoal Generación	SEIA Aprobado	500	2017

En la Tabla 2, los asteriscos (\*) en la columna “Estado” de cada central, indica que esa central está clasificada como aprobada, no obstante, la misma empresa se ha desistido internamente. Por este motivo, se incluyen estas centrales dado que objetivamente están aprobadas pero el plazo de su construcción es difícil de estimar, asumiendo 10 años para su construcción.

Tabla 2.- Proyectos de centrales eléctrica a carbón en el SIC.

Proyecto	Empresa	Estado	Potencia MW	Puesta en Servicio
Castilla	MPX Energía De Chile	SEIA Aprobado*	2354	2022
Guacolda V	Guacolda	SEIA Aprobado	152	2015
Punta Alcalde	Endesa	SEIA en calificación	740	2022
Nuevas Centrales Termoeléctricas	Santa Fe Xining	SEIA no presentado	1400	2020
Barrancones	Central Térmica Barrancones	SEIA Aprobado*	566	2022
Cruz Grande	Cía. Minera Del Pacífico (CMP)	SEIA desistido	300	2022
Farellones	Termoeléctrica Farellones (CODELCO)	SEIA desistido	800	2022
Campiche	AES Genera	En Construcción	270	2013
Energía Minera	Energía Minera (CODELCO)	SEIA Aprobado	1050	2018
RC Generación	Río Corriente	SEIA rechazado	700	2022
Los Robles	AES Genera	SEIA Aprobado	750	2017
Bocamina II	Endesa	Puesta en Servicio	370	2012
Santa María II (Ex Coronel)	Colbún	SEIA Aprobado	350	2016
Pirquenes	S.W. Business	SEIA Aprobado	50	2016

Las Tabla 1 y 2, muestran los proyectos por sistema: SING y SIC. Estas centrales junto a las actuales no incluyen sistemas de abatimiento de CO<sub>2</sub>, por lo que la

futura operación de estas plantas, producirá emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel normales de las centrales de generación eléctrica a carbón.

En las Figuras 24 y 25, se puede observar una proyección de capacidad instalada de plantas termoeléctricas a carbón hacia el año 2025. Se estima un crecimiento de la opción termoeléctrica de 4.160 MW a 16.600 MW aproximadamente, desde el año 2013 al 2025, basándose en los proyectos declarados (Servicio de Evaluación Ambiental, 2011) e información de medios y especialistas.

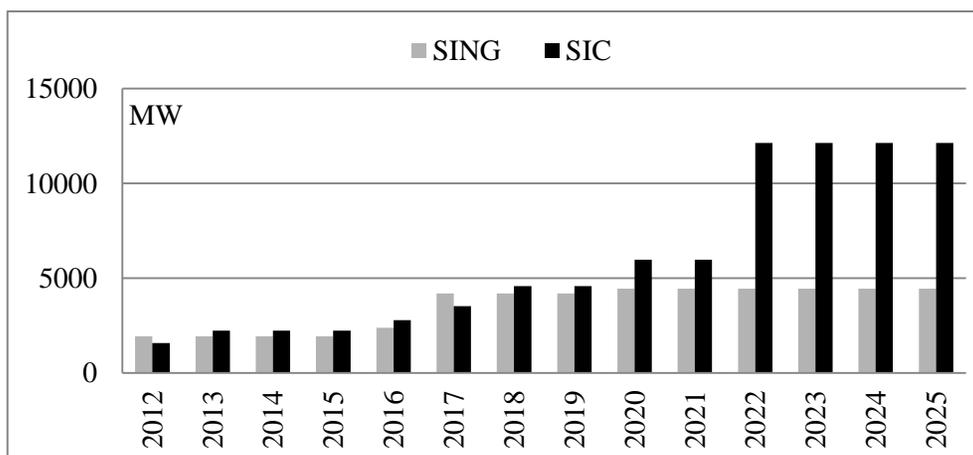


Figura 24.- Proyección de la capacidad instalada en el SING y SIC, desde el año 2012 al 2025.

Lo anterior, indica que la capacidad instalada de este tipo de centrales al año 2025, crece casi 5 veces la cantidad del año 2012, y convierte a la matriz eléctrica de Chile en una basada en uso intensivo de carbón. Por otra parte, las hidroeléctricas, lideradas por los proyectos de Aysén, tendrían entre 8.000 y 10.000 MW como capacidad instalada al año 2025 (Servicio de Evaluación Ambiental, 2011). Si observamos países de uso intensivo de termoeléctricas con uso de carbón, como EE.UU. y China, se verifica que el primero tiende a la reducción de centrales debido a la regulación ambiental, todo lo contrario a China que cada vez instalan más centrales de este tipo (ver Figura 26). Este último se asimila a Chile, a otras proporciones, debido a que están en etapas de desarrollo, no obstante, tanto Chile

como China, deberían enfrentarse a políticas ambientales que están impactando a las centrales a carbón EE.UU.

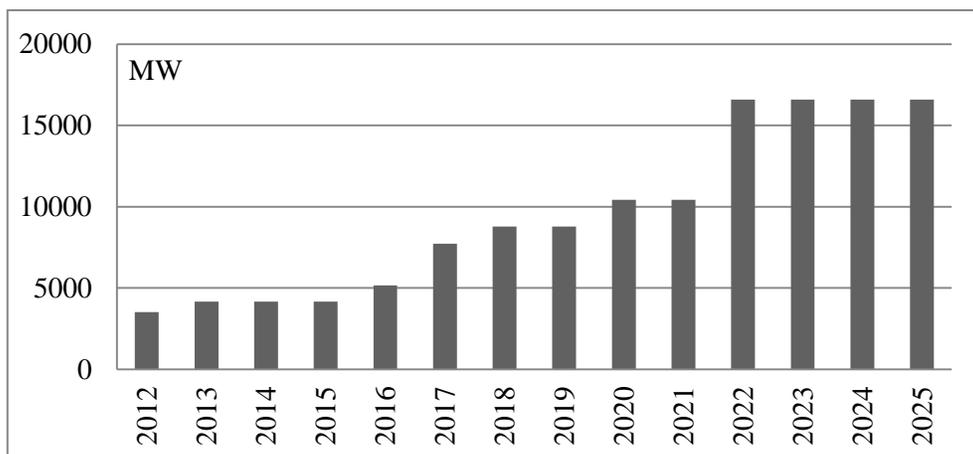


Figura 25.- Proyección de la capacidad instalada eléctrica a carbón total en Chile, desde 2013 al 2025.

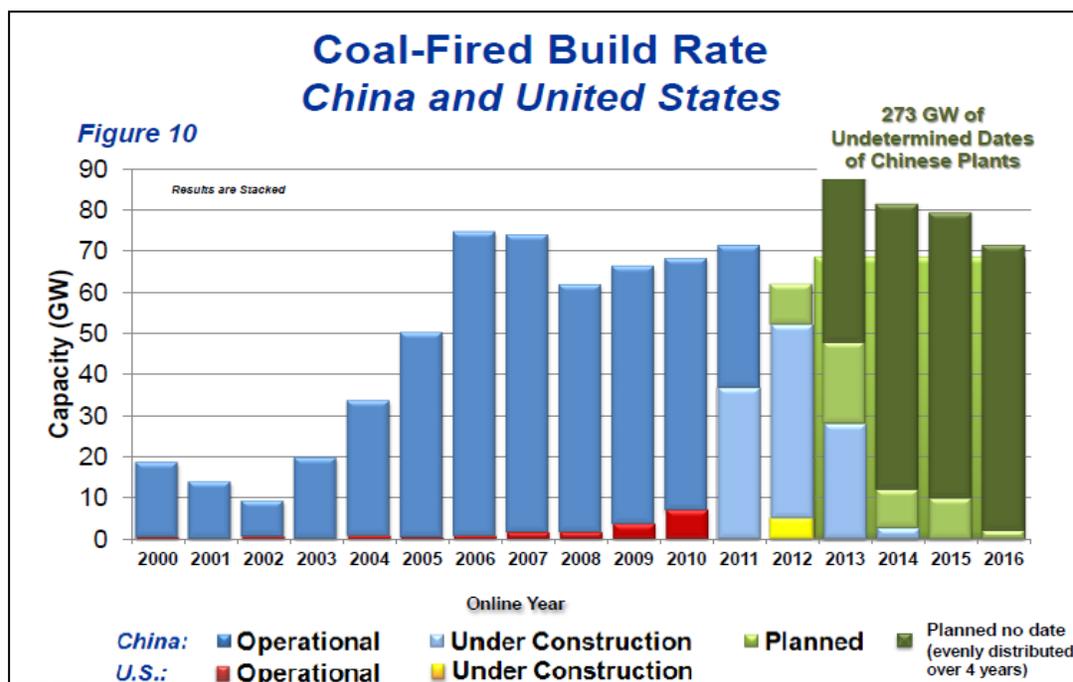


Figura 26.- Información de centrales a carbón de EE.UU. y China (National Energy Technology Laboratory, 2012).

#### 4.2 Proyección de Emisiones de CO<sub>2</sub>

Como la matriz eléctrica chilena tendrá un aumento considerable en el uso del carbón, esto implicará que las emisiones de GEI aumentarán de la misma forma. En la Figura 27, se estiman las emisiones de CO<sub>2</sub>, debido a la proyección en la generación eléctrica de las termoeléctricas a carbón, desde el año 2013 hasta el 2082.

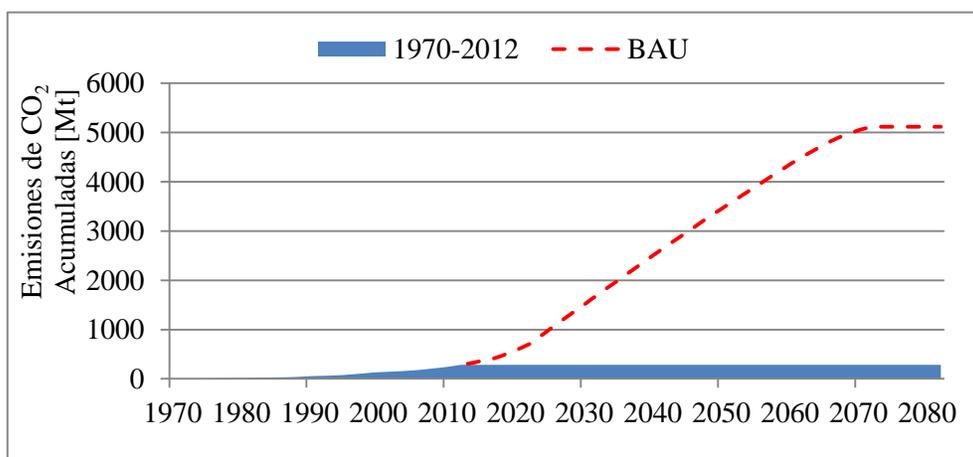


Figura 27.- Estimación de emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> desde año 1970 al 2012; y la proyección de generación eléctrica a Carbón, entre el año 2013 y 2082.

Se observa en la Figura 27, la estimación de emisiones acumuladas actuales producto de la generación eléctrica a carbón desde 1970 al 2012, la cual es 283 MtCO<sub>2</sub>.

El escenario BAU (*Business As Usual*), proyecta las emisiones de CO<sub>2</sub> como si las centrales descritas en la sección anterior operarán en el año propuesto como puesta en marcha.

Es importante mencionar que la tendencia definitiva depende de factores políticos, económicos, regulatorios y ambientales donde la proyección escapa del alcance del presente documento. La suma entre las emisiones acumuladas actuales y las proyectadas es de 5120 MtCO<sub>2</sub>. Este valor es 17 veces las emisiones acumuladas

actuales, lo que indica que la generación eléctrica basada en la combustión a carbón crecerá aceleradamente, y así también, las emisiones de CO<sub>2</sub>, provocando un escenario insostenible si se proyecta que existe posibilidad de aplicación de políticas de reducción de emisiones a nivel país.

## 5. ESTADO DEL ARTE DE CAC

La tecnología de Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC) tiene como objetivo general, resolver los problemas ambientales relacionados al cambio climático, consecuencia de la generación eléctrica con carbón como combustible.

Estos problemas tienen diferentes magnitudes dependiendo del tipo de contaminante, y se pueden clasificar en dos tipos: locales y globales. Los locales tienen efecto dañino alrededor de la fuente de emisión, afectando el bienestar inmediato de las poblaciones cercanas. Con respecto a los contaminantes globales, específicamente el CO<sub>2</sub>, inducen a consecuencias globales, debido a que luego de su emisión, partes de ellos se acumulan en la atmósfera terrestre, distribuyéndose de forma casi uniforme en cada hemisferio, con un efecto independiente de la ubicación de la fuente emisora. Otras partes se depositan en la superficie oceánica y terrestre.

Los GEI se concentran con la dinámica de cada cual y provocan desbalances de energía que involucran la transmisión y radiación proveniente del Sol y la captación y disipación de calor de la Tierra y. Este suceso, resulta en un caso de efecto invernadero a escalas globales, debido a que en términos simples, la proporción de energía que antes la Tierra emitía hacia el espacio ha disminuido, debido a que parte de la radiación a irradiar está siendo absorbida y reflejada nuevamente hacia la superficie de la Tierra, desencadenando un paulatino proceso de calentamiento del planeta.

Los sistemas CAC constan de tres subsistemas: Captura, Transporte y Almacenamiento, que se describen a continuación y que se resumen en la Figura 28.

En primera instancia, se debe capturar el CO<sub>2</sub> antes o después de la combustión, o también, se facilita su extracción mediante una separación del aire y reacción de combustión sólo con oxígeno. Luego de extraer y comprimir el CO<sub>2</sub>, se debe transportar mediante ductos o buques, hacia el sitio de almacenamiento seleccionado que puede ser geológico, oceánico o terrestre, siendo guardado y aislado por un largo periodo.

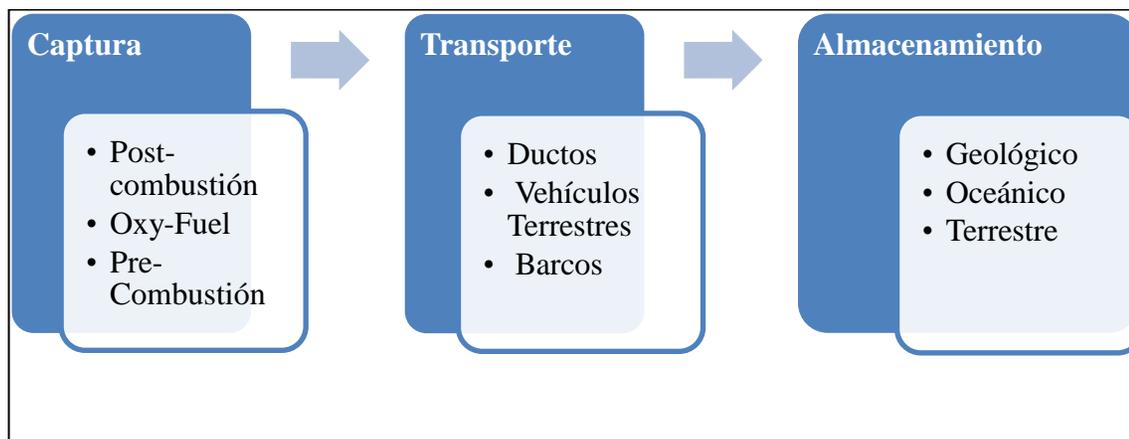


Figura 28.- Esquema general de tecnología CAC.

En las siguientes secciones, se describirá específicamente cada subsistema de la tecnología CAC.

### 5.1 Sistemas de captura de CO<sub>2</sub>

En primer lugar, se señala que el estudio se enfoca en la captura de las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de fuentes relacionadas a la generación eléctrica, que son aproximadamente el 41% del total de emisiones de CO<sub>2</sub> (International Energy Agency, 2012).

Las tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> aplicadas a la generación eléctrica agregan al sistema un nuevo componente que consume potencia eléctrica, por lo que disminuye la eficiencia total del sistema, lo que dependerá del tipo de captura elegida, adicionando carbón y nuevas emisiones de CO<sub>2</sub> que deben ser consideradas.

La selección de un sistema de captura tiene 3 tipos de opciones: post-combustión, pre-combustión y *oxy-fuel* (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). En el sistema post-combustión se captura el CO<sub>2</sub> después de la combustión del combustible mediante sistemas de separación adecuados. En el sistema pre-combustión se basa en procesar el combustible primario (carbón) en un reactor para producir dos flujos: CO<sub>2</sub> que se captura y un

gas sintético (*syngas*) rico en  $H_2$ , que se ocupa como combustible para la generación eléctrica. El sistema *oxy-fuel* funciona cambiando el aire por oxígeno en la fase de combustión, separando el nitrógeno, lo que facilita la remoción del  $CO_2$  después de la combustión. Luego de capturar el  $CO_2$  se debe comprimir y deshidratar para transportarlo a los sitios de almacenamiento. Es en esta unidad donde se consume esa energía adicional antes mencionada, aumentando los costos. La información sobre costos del CAC se encuentra en el Anexo 3.

#### 5.1.1 Opción Post-combustión

Este es el método de captura aplicable a las plantas de generación actuales dado que la tecnología de combustión es la misma usada en el presente, y solo se debería instalar el sistema de captura como componente adicional en la zona del escape y chimenea, con cambios mínimos en la estructura general de la planta.

Debido al gran volumen de los gases de escape de la combustión convencional, se debe considerar una tecnología que pueda absorber el  $CO_2$  contenido (15% del volumen total en el caso de combustión de carbón). Además se deben eliminar otros contaminantes de efecto local que son producidos en la combustión, los cuales también deben ser tratados, aumentando los costos de este tipo de tecnología, más aun si se ocupa una variedad de carbón de baja calidad.

Para hacer posible la separación y obtención del  $CO_2$  se deben ocupar procesos de tratamiento adecuados, algunos de los cuales son (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005):

- *Absorción acuosa*
- *Absorción sólida*
- *Separación por membranas*
- *Absorción en membranas*

### 5.1.2 Opción *Oxy-fuel*

La tecnología *oxy-fuel* para la captura de CO<sub>2</sub>, tiene como característica principal que la reacción de combustión se hace solo con oxígeno, en lugar de aire (oxígeno más nitrógeno básicamente), lo que facilita la extracción de CO<sub>2</sub> desde los gases de combustión, dado que su proporción dentro del volumen total será mayor. La combustión ocupando esta técnica produce gases cerca de los 3500°C, lo que es más que las temperaturas permitidas por los materiales tradicionales de las plantas, controlándolas pasando una proporción de los gases o agua reciclada para refrigerar pasar de nuevo por la cámara de combustión.

En general, los productos de combustión poseen grandes cantidades de CO<sub>2</sub> y vapor de agua, además de exceso de oxígeno, para que el combustible se quemara eficientemente. Luego de condensar el vapor de agua, se puede obtener entre 80% y 98% de CO<sub>2</sub>, que se comprimirá y secará, antes de ser transportado al almacenamiento correspondiente. Pero antes deben ser removidos desde el gas elementos inertes y ácidos, como SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>, Hg y HCl.

Los elementos que se usan en la tecnología *oxy-fuel*, están siendo utilizados en la actualidad en ciertas áreas industriales como fundiciones de acero y hierro, aluminio y vidrio, pero para una eventual aplicación de captura de CO<sub>2</sub>, estos procesos deben madurar para hacer efectiva la producción comercial.

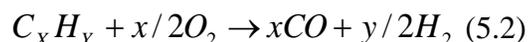
Para hacer efectiva esta tecnología, se necesita una cantidad importante de oxígeno. Para esto es necesario separar el oxígeno de todo el resto de componentes del aire, como nitrógeno, vapor de agua, y GEI, entre otros. Para remover los otros componentes del aire, este se debe comprimir a 0,5-0,6 MPa. Para absorber estos elementos (menos el nitrógeno) se utiliza un flujo de nitrógeno a baja presión. El aire puede ser enfriado mediante una contracorriente de los productos separados (oxígeno y nitrógeno) en intercambiadores de calor de placas de aluminio delgadas, donde en estas condiciones se puede separar el oxígeno y el nitrógeno

mediante columnas de doble destilación. (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005)

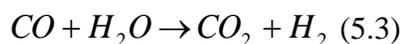
El oxígeno puede ser bombeado a como líquido o como gas a alta presión (10 MPa). Las plantas de oxígeno pueden producir cerca de 3500 tO<sub>2</sub>/día, consumiendo una potencia de 240 kWh/tO<sub>2</sub> (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

### 5.1.3 Opción Precombustión

La técnica de Precombustión procesa el carbón, capturando el CO<sub>2</sub> y generando un gas sintético (syngas) rico en H<sub>2</sub>, el cual se utiliza como combustible para la generación. La mezcla se puede generar mediante dos reacciones. Una es llamada (5.1) reformación con vapor, la cual se obtiene mediante una reacción endotérmica entre el combustible y vapor. La otra es mediante una (5.2) oxidación parcial exotérmica del combustible, como se muestra a continuación:



Luego se necesita convertir el CO en CO<sub>2</sub> agregando vapor mediante la siguiente reacción exotérmica (5.3):



Después de lograr esta mezcla entre CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>, se debe realizar su separación. En ésta, el CO<sub>2</sub> se encuentra en el rango 15-60% de la mezcla, con una presión total entre 2 y 7 MPa. Finalmente, el CO<sub>2</sub> separado es transportado y almacenado. El uso final de esta técnica permite la producción de hidrógeno, tanto para la producción eléctrica mediante su quemado en calderas y como en turbinas de gas reducida en emisiones de CO<sub>2</sub>, o también utilizado en celdas de combustible para el transporte y otras aplicaciones, reduciendo el carbono que está presente en los

combustibles dominantes. Esto se hace mediante el proceso Fisher-Tropsch, convirtiendo el carbón sólido en gas y luego en un combustible líquido con una alta razón H/C.

## 5.2 Transporte de CO<sub>2</sub>

El transporte de CO<sub>2</sub> es uno de los subsistemas contenidos en la tecnología CAC y el costo efectividad de este entregará mayor competencia a la CAC. El uso de alguna opción de transporte dependerá del tipo de almacenamiento seleccionado, es decir, si el almacenamiento es geológico, se podría optar por ductos o camiones especiales. Si el almacenamiento es oceánico, se podría elegir alguna de las opciones usadas para almacenamiento geológico, más ductos submarinos o algún transporte marítimo, como buques. En este contexto, las dos opciones de mayor costo-efectividad para realizar el transporte son los ductos y transporte marítimo.

### 5.2.1 Transporte de CO<sub>2</sub> vía Ductos

En este documento, este tipo de transporte será evaluado tanto para la opción de almacenamiento geológico y oceánico. La alternativa geológica evaluará solo el transporte por ductos, y para la alternativa oceánica, se evaluará el transporte vía ductos y buques (transporte marítimo).

Para utilizar esta opción se deberá calcular el flujo de diseño del ducto, agrupando los flujos de las centrales más cercanas, además de la distancia y profundidad hasta el tipo de almacenamiento utilizado.

#### *Información técnica general*

Luego de capturar el CO<sub>2</sub>, el fluido se comprime (ver Anexo 4) y entra al sistema de ductos, el cual termina en la opción de almacenamiento seleccionada.

La opción de transportar vía ductos el CO<sub>2</sub> es la más atractiva cuando el almacenamiento es geológico, y también para el almacenamiento oceánico si el sumidero está cercano a la costa, es decir, menor de 500 km.

Es posible transportar CO<sub>2</sub> por ductos, en forma análoga a combustibles y otros fluidos. Hoy se usan ductos para transportar CO<sub>2</sub> en su uso para la recuperación de petróleo el cual se explicará más adelante en este capítulo.

Este método de transporte cuenta con la experiencia mostrada en la Tabla 3.

Tabla 3.- Muestra de sistemas de ductos para transporte de CO<sub>2</sub> (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Ducto	Locación	Operador	Capacidad (MtCO <sub>2</sub> /año)	Longitud km	Finalizado el año	Origen del CO <sub>2</sub>
Cortez	USA	Kinder Morgan	19,3	808	1984	McElmoeDome
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	9,5	660	-	Sheep Mountain
Bravo	USA	BP Amoco	7,3	350	1984	Bravo Dome
Canyon Reef Carriers	USA	Kinder Morgan	5,2	225	1972	Gasification plants
Val Verde	USA	Petrosource	2,5	130	1998	Val Verde Gas Plants
Bati Raman	Turquía	Turkish Petroleum	1,1	90	1983	Dodan Field
Weyburn	USA & Canada	North Dakota Gasification Co.	5	328	2000	Gasification plant

La tabla anterior, demuestra que ya existe infraestructura probada para el transporte de CO<sub>2</sub> mediante ductos, sin embargo, aun quedan desafíos técnicos y regulatorios para expandir económicamente esta opción.

Los factores a considerar para la aplicación de ductos en el transporte de CO<sub>2</sub> son:

- El diseño de los sistemas basados en ductos varía debido al tipo de fluido, además se deben considerar factores ambientales y sociales asociados.
- Se tienen que dimensionar los ductos para el tipo de fluido acorde a sus atributos i.e. presión de trabajo, en este caso el CO<sub>2</sub> debe estar en estado súper-crítico (mayor a 31°C y 74 bar). Además del dimensionamiento de los demás componentes como válvulas, bombas, compresores, sellos, etc.
- La topografía puede incluir montañas, desiertos, ríos y eventualmente fosas submarinas. Los desafíos se relacionan con la información acerca de las profundidades oceánicas, y los desniveles del fondo marino, siendo también importante los aspectos geotécnicos.

- Se debe considerar la información de factores ambientales locales, así como la variación de la temperatura durante la operación y durante la construcción.
- Largas distancias o terrenos difíciles que los ductos deben cruzar para conectar fuente y sumidero.
- El equilibrio y la coordinación de la red de captura, transporte y sumideros.
- Red de diseño optimizado para satisfacer los objetivos a corto y largo plazo, incluido el financiamiento.
- Considerar el aumento de la capacidad de transporte en el tiempo.

### 5.2.2 Transporte marítimo de CO<sub>2</sub>

Esta opción se evaluará para la opción de almacenamiento oceánico. Depende de la distancia hasta el punto de inyección en el océano (si es más de 500 km se recomienda usar esta opción). El transporte marítimo, usa buques que llegan hasta una plataforma la cual inyecta el CO<sub>2</sub> hasta lo requerido. El buque es usado desde la costa hasta el punto de inyección, por lo que los ductos son usados para transportar el CO<sub>2</sub> desde la central hasta el puerto.

#### *Información técnica general*

La operación del transporte marítimo se basa en 3 etapas; el proceso de cargamento, donde mediante sistemas de bombas fluye el CO<sub>2</sub>; luego la etapa de navegación; y finalmente la descarga del CO<sub>2</sub> en la plataforma.

Dado que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el océano se hace continuamente, existen dificultades cuando el transporte es discreto, como lo es la opción de transporte marítimo. Para solucionar lo anterior se debe trabajar en la planificación logística del proceso.

Los factores a considerar para la aplicación de transporte marítimo de CO<sub>2</sub> son:

- Instalación almacenamientos temporales para no perder la continuidad y absorber tiempos perdidos.
- Capacidad del buque, velocidad del servicio, número de naves.
- Instalación de una plataforma tipo petrolera.
- Tipo de estanques de almacenamiento en el buque.
- Entre los aspectos críticos del transporte están la pérdida de calor entre el fluido y el medio ambiente durante el transporte, y las posibles fugas de CO<sub>2</sub>

### 5.3 Almacenamiento de CO<sub>2</sub>

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> son lugares donde se puede almacenar el CO<sub>2</sub> de forma permanente por millones de años. Su objetivo es asegurar que el CO<sub>2</sub> almacenamiento se encuentra aislado de la atmosfera terrestre, favoreciendo a la reducción del calentamiento global.

Luego de transportar el CO<sub>2</sub> desde su fuente, la cual en este documento son las centrales eléctricas a carbón, se debe inyectar en algún almacenamiento. Existen 3 opciones de almacenamiento: Geológico, Oceánico y Terrestre. Esta última alternativa no se analizará en este documento debido a su alto costo e impacto ambiental, de todas formas se describirá en el Anexo 7.

#### 5.3.1 Almacenamiento Geológico

El CO<sub>2</sub> capturado de fuentes estacionarias, como las plantas termoeléctricas, se transporta, generalmente por ductos, inyectándose en formaciones rocosas a gran profundidad.

Los tipos de almacenamiento geológicos se agrupan en 4 tipos (Figura 29): yacimientos agotados de gas y petróleo, recuperación de gas (EGR) y petróleo (EOR), formaciones salinas y vetas de carbón. Mayor detalle de los tipos de almacenamiento en los Anexos A5 y A6.

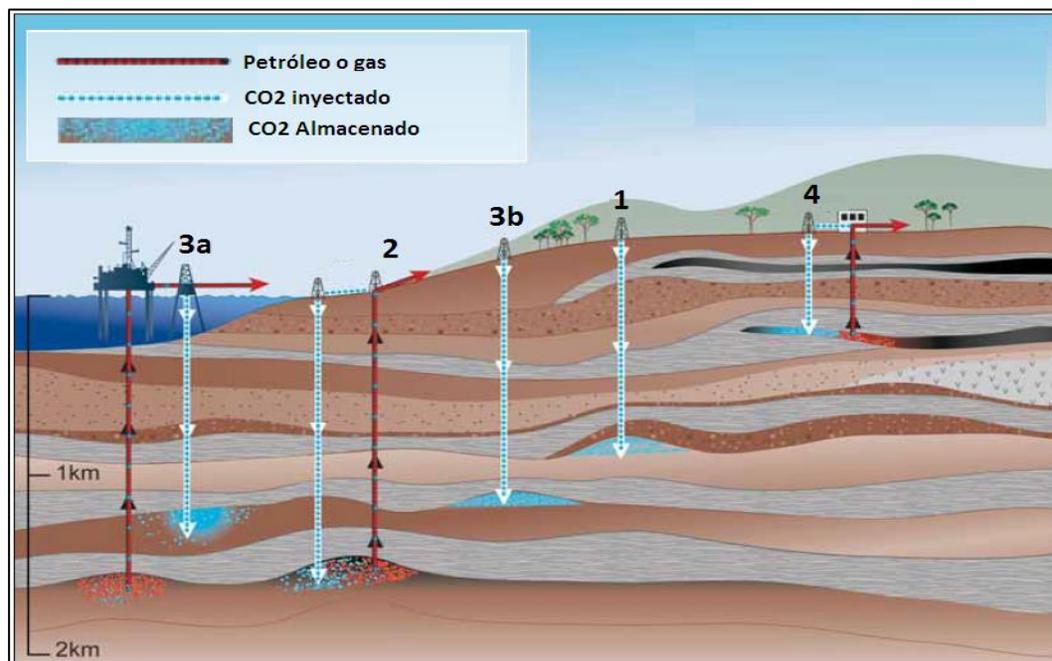


Figura 29.- Métodos para almacenar CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas subterráneas profundas: (1) Yacimientos agotados de petróleo y gas; (2) Utilización de CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de petróleo y gas; (3) Formaciones salinas profundas – a) marítimas b) terrestres; (4) Utilización de CO<sub>2</sub> para la recuperación mejorada de metano en capas de carbón (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

#### *Antecedentes relevantes*

La corteza inferior de la superficie de la Tierra, es el depósito más grande de carbono (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005) donde se mantiene la mayoría de carbono del Mundo en forma de carbón, petróleo, gas natural y rocas orgánicas ricas en este elemento. El almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> ha sido un proceso natural en la corteza superior de la tierra por centenas de millones de años (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). El dióxido de carbono derivado de actividades biológicas, ígneas y reacciones químicas entre las rocas y los líquidos se acumula en la sub-superficie como carbonato, en solución o en una forma gaseosa o supercrítica, como mezcla de gases o como CO<sub>2</sub> puro.

La inyección dirigida del CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas fue usada por primera vez en los años 70 en Texas, E.E.U.U., como parte de proyectos relacionados con la recuperación de petróleo (*Enhanced Oil Recovery*, EOR). La primera planta a gran escala fue aplicada por la compañía Statoil para la recuperación de gas (*Enhanced Gas Recovery*, EGR) en el yacimiento de gas de Sleipner.

Desde que este tipo de alternativa de mitigación tomara importancia, la investigación se aceleró tanto en lo teórico como en demostraciones prácticas, y además se tomó conciencia en ampliar el portafolio de opciones de mitigación, al punto que se ha considerado que este tipo de almacenamiento puede tener gran peso en el cese de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

El primer paso para el correcto funcionamiento de este tipo de almacenamiento es que el flujo de CO<sub>2</sub> sea comprimido para tenerlo en un estado de densidad supercrítica. Dependiendo del gradiente de temperatura a medida que aumenta la profundidad de inyección, la densidad incrementará con respecto a la profundidad, así se puede estimar que una inyección de CO<sub>2</sub> a una profundidad mayor a 800 m, puede asegurar un estado supercrítico del fluido (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

Los almacenamientos geológicos son cuencas sedimentarias, donde se pueden distinguir variadas opciones o aplicaciones EOR, EGR, yacimientos agotados de petróleo y gas, formaciones salinas y vetas de carbón.

Hay proyectos destacados en el almacenamiento geológico. El primero es el Proyecto Sleipner Oeste que es un almacenamiento a 250 km costas afuera, en formaciones salinas en el subsuelo marino, abastecido de CO<sub>2</sub> por una planta termoeléctrica a gas de Noruega.

Otro proyecto destacado es el realizado en In Salah en Algeria. El CO<sub>2</sub> proviene de una planta de reproceso de gas natural. El gas contiene 10% de CO<sub>2</sub>. Luego de

separarlo, se inyecta a la formación sedimentaria. Se estima que durante 20 años, almacenará 17 MtCO<sub>2</sub> (In Salah Gas Stockage de CO<sub>2</sub>).

El proyecto de Weyburn, Canadá, se basa en EOR. La fuente de CO<sub>2</sub> es una planta de producción de combustibles sintéticos que opera en base a carbón en North Dakota, Estados Unidos. El yacimiento de Weyburn cubre un área de 180 km<sup>2</sup>, y se espera almacenar cerca de 20 MtCO<sub>2</sub> en su vida (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

### 5.3.2 Almacenamiento Oceánico

El almacenamiento en las profundidades oceánicas es una alternativa a estudiar para la aplicación de CAC. Se han hecho investigaciones al respecto, y aún no existe plantas pilotos para pruebas. Se han estimado alternativas para poder hacer factible esta técnica. Una de ellas es transportar el CO<sub>2</sub> en buques e vaciar directamente flujos de CO<sub>2</sub> al océano o depositarlo cerca del suelo marino (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). Esto se puede hacer mediante un ducto incluido en la nave o traspasando el flujo de CO<sub>2</sub> a una plataforma que hace el trabajo de inyección, para generar un lago de CO<sub>2</sub> en el suelo marino. Para esto, se necesita llevar el gas a más de 3000 m de profundidad donde el CO<sub>2</sub> sea más denso que el agua (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005) .

Los modelos aplicados a esta opción de almacenamiento, han estimado cuánto tiempo permanecerá el CO<sub>2</sub> inyectado en el océano. Estos indican que colocar el CO<sub>2</sub> en las profundidades del océano aislaría la mayor parte del CO<sub>2</sub> de la atmósfera por varios siglos, pero durante periodos más largos el océano y la atmósfera se equilibrarían. Ahora, la inyección directa del CO<sub>2</sub> en el océano podría reducir grandes cantidades de CO<sub>2</sub>, pero la concentración de CO<sub>2</sub> atmosférico aumentaría en próximos siglos. Es por esto que la inyección directa de CO<sub>2</sub> en el océano no reduciría el contenido atmosférico de CO<sub>2</sub> al largo plazo (milenios) pero posterga el problema hasta que exista suficiente tecnología libre de emisiones de

GEI de bajo costo. En la Figura 30, se observan diferentes escenarios respecto a la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera a lo largo del tiempo, tomando en cuenta el almacenamiento oceánico.

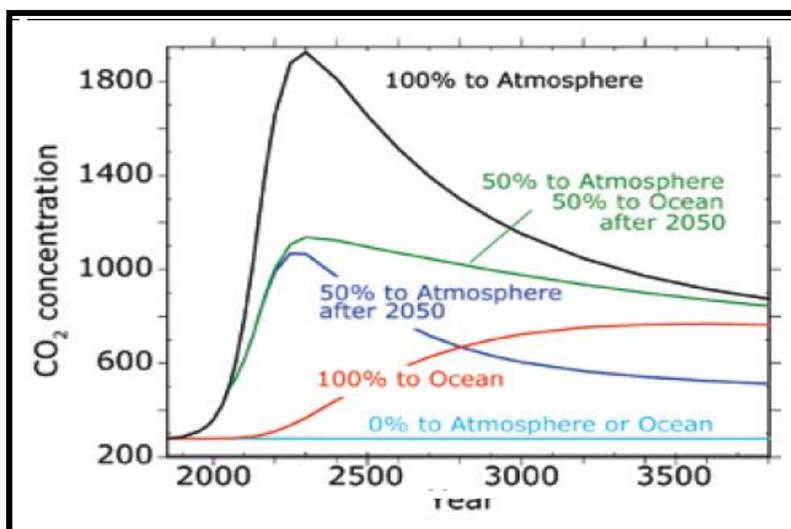


Figura 30.- Escenarios de concentración de CO<sub>2</sub> atmosférico respecto al tiempo, tomando en cuenta almacenamiento oceánico. (Herzog, 2004)

Se observa que inyectando el 100% del flujo de CO<sub>2</sub> al océano, se llegaría a una concentración de 800 ppm de CO<sub>2</sub> en la atmósfera lo que es bastante, lo que justifica la diversificación de acciones de mitigación de CO<sub>2</sub> (Herzog, 2004).

Aunque el desarrollo tecnológico de esta tecnología está recién avanzando para su aplicación a escalas industriales, las estimaciones de los costos para esta técnica de almacenaje de CO<sub>2</sub>, deberían ser relativamente bajos, comparados a los costos de los procesos de captura y transporte de CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, hay considerar los efectos ambientales debido a la alteración de la concentración de CO<sub>2</sub> en el océano, y es por esto que se debe conocer cómo funciona el ambiente marino en relación con los cambios químicos del medio. Dentro de este contexto, hay que considerar que el océano es un sumidero de CO<sub>2</sub>, conteniendo 50 veces más la cantidad de CO<sub>2</sub> que la atmósfera, y 20 veces más

que lo que retienen las plantas y los suelos. Específicamente, la absorción de  $\text{CO}_2$  por parte del océano ocurre debido a una reacción química, creando especies iónicas en sus productos:



Para que la alcalinidad en el océano sea constante debe haber un equilibrio entre las concentraciones de  $\text{HCO}_3^-$  y  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . Así, al agregar  $\text{CO}_2$  antropogénico en este medio, ocurren reacciones como las que siguen en la ecuación 5.4:



Esto provoca un desequilibrio dado que aumenta la concentración de  $\text{HCO}_3^-$ , y el océano es más ácido que lo normal, teniendo consecuencias ambientales que están en investigación.

#### *Comportamiento de la inyección de $\text{CO}_2$ en diversas formas*

Las dinámicas del flujo de  $\text{CO}_2$  dependen de la manera en la cual es inyectado en la columna de agua oceánica. El  $\text{CO}_2$  puede estar inicialmente en forma de gas, líquido, sólido o hidratos sólidos. Todas estas formas de  $\text{CO}_2$  se disolverían en el agua marina a largo plazo. El índice de disolución de  $\text{CO}_2$  en el océano es variable y depende de la forma (gas, líquido, sólido, o hidrato), la profundidad y la temperatura del sitio, además de la velocidad local de masas de agua. Flujos más altos aumentan la razón de disolución.

Cuando es inyectado en forma de gas, el  $\text{CO}_2$  se podría inyecta hasta los 500 m de profundidad. A mayores profundidades, las presiones serán demasiado grandes para que el  $\text{CO}_2$  exista como gas.

Para el caso de depositar el  $\text{CO}_2$  en forma líquida, la profundidad mínima es 500 m, para que el  $\text{CO}_2$  pueda existir en el océano como un líquido. La profundidad máxima es de 2500 m, dado que pasada esta profundidad el  $\text{CO}_2$

es menos denso que el agua de mar, por lo que el CO<sub>2</sub> tendería a subir hacia la superficie.

Si se inyecta el CO<sub>2</sub> en forma sólida, tiene más densidad que el agua de mar, y así se debe hundir hasta el fondo marino. Debido a que las superficies sólidas del CO<sub>2</sub> se empezarán a disolver durante el descenso (velocidad de disolución de cerca de 0.2 cm/hr), así las pequeñas cantidades de CO<sub>2</sub> sólido se disolverían totalmente antes de alcanzar suelo marino, y solo las masas grandes podrían potencialmente alcanzar el fondo en su estado sólido.

Finalmente, para una forma de hidrato del CO<sub>2</sub>, en de la cual un grupo de moléculas de agua rodean a cada molécula del CO<sub>2</sub>, funciona para una profundidad oceánica bajo los 400 m. Un hidrato cristalino de CO<sub>2</sub> es más denso que el agua de mar y se hundiría. La superficie de esta masa disolvería a una velocidad similar a la del CO<sub>2</sub> sólido. Para hacer aplicable esta opción se debe utilizar una pasta de hidratos (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005) .

#### *Comportamiento del lago de CO<sub>2</sub> en el fondo marino*

Para que sea factible la estabilización de un lago de CO<sub>2</sub> en el suelo marino, es necesario que el CO<sub>2</sub> este en forma de líquido o hidrato, a una profundidad máxima de 3000-4000 m (Herzog, 2004) para que el CO<sub>2</sub> sea más denso que el agua marina (ver Figura 31). La investigación o prueba de esta forma de almacenamiento esta solo probado en laboratorios a baja escala, dado que para un implementación a larga escala todavía se necesita el desarrollo tecnológico pertinente.

Las estimaciones para la implementación de lagos CO<sub>2</sub> a gran escala, se basan en simulaciones numéricas dado que no se han realizado experimentos para este tipo de escala aún. Para un lago de CO<sub>2</sub> con una profundidad inicial de 50

m, el tiempo de disolución total varía entre 30 y 400 años, dependiendo de las condiciones locales del suelo marino.

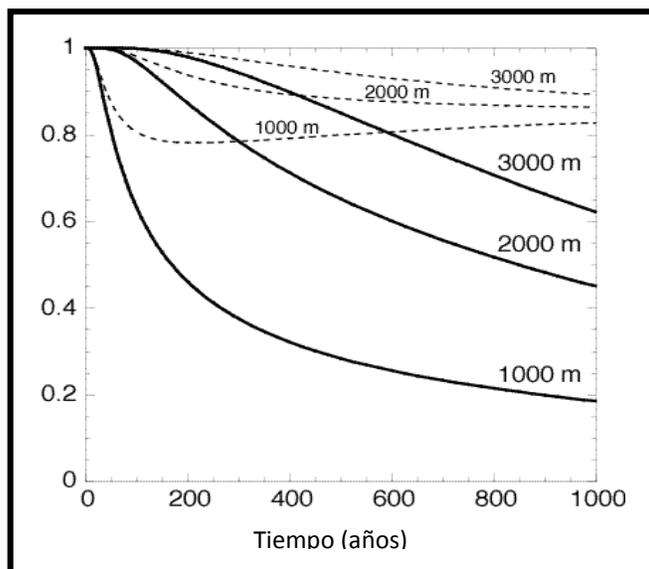


Figura 31.- Para 3 tipos de profundidades de inyección, se modela la fracción remanente de CO<sub>2</sub> inyectado en el océano respecto al tiempo. Las líneas sólidas representan la cantidad adecuada de carbono atribuible a secuestro de carbono (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005) .

#### *Almacenamiento de CO<sub>2</sub> mediante la disolución de minerales de carbonato*

Durante millones de años, la creciente acidez del agua marina ha resultado en la adición del CO<sub>2</sub> la cual a su vez es neutralizada, en gran parte, por la lenta disolución natural de los minerales de carbonato tanto en sedimentos del lecho marino como en la tierra. Esta neutralización permite que el océano absorba más CO<sub>2</sub> de la atmósfera con pequeños cambios en el pH del océano y en la concentración de iones de carbonato. Se ha tratado de acelerar el proceso de neutralización del carbonato, y de tal modo almacenar mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en los océanos, aumentando la disolución de los minerales de carbonato. Sin embargo, aún no se han realizado pruebas prácticas en el mar, por lo que las inferencias sobre la aplicación de esta forma de almacenaje de CO<sub>2</sub> en el océano, y los efectos sobre el pH el océano se basan en experimentos en laboratorios.

La reacción química, ecuación 5.5, que permitiría el uso de minerales carbonatos para la mitigación de CO<sub>2</sub> en el océano es:



Si se logra acelerar este proceso, se puede mitigar un mayor flujo de CO<sub>2</sub>, logrando almacenajes que podrían durar miles de años. Esta duración de almacenaje de carbono mediante el océano sería limitada por la sedimentación eventual del CaCO<sub>3</sub>, o la reducción de la disolución del sedimento del CaCO<sub>3</sub>, que para ciertas condiciones podría ser de un período de 6.000 años.

#### *Capacidad y fracciones retenidas*

El almacenamiento para el CO<sub>2</sub> en el océano se puede definir dependiendo de la concentración de estabilización requerida de CO<sub>2</sub>. Por ejemplo, desde 2.300 a 10.700 GtCO<sub>2</sub> serían agregados al océano, en equilibrio con un rango de concentraciones atmosféricas de estabilización, las cuales pueden ir desde 350 ppmv hasta 1000 ppmv, sin considerar si el CO<sub>2</sub> está siendo depositado inicialmente al océano o a la atmósfera. La capacidad del océano para el almacenaje del CO<sub>2</sub> se podría aumentar agregando minerales de carbonato como se menciona en la sección anterior. Si se considera una atmósfera con una concentración 280 ppmv de CO<sub>2</sub>, el 85% de cualquier emisión de CO<sub>2</sub> es capturado por el océano. Si se alcanzara una concentración de 1000 ppmv, el océano retendrá cerca del 66% de las emisiones, en equilibrio con la atmósfera.

Para estimar la fracción retenida por el océano, se han realizado simulaciones. Una de ellas toma siete escenarios a analizar, tomando en cuenta que el CO<sub>2</sub> fue inyectado por 100 años en siete lugares y a tres profundidades distintas. Los resultados del modelo indican que mientras más profunda la inyección, mejor será el aislamiento del CO<sub>2</sub> de la atmósfera con duraciones más largas. La variedad de resultados del modelo demuestran cierta incertidumbre en la estimación acerca del aislamiento del CO<sub>2</sub> cuando es depositado en las profundidades (cerca de 3000 m)

del océano, sin embargo para todos los escenarios el aislamiento es completo durante 100 años.

### *Tecnología de inyección y operación*

La tecnología a usar aún debe ser desarrollada, debido a que no hay experiencia aplicada a esta técnica. Hay estudios de ingeniería, limitados, donde se analiza teóricamente su implementación al almacenamiento oceánico, aunque se estima que no debería haber barreras técnicas tan complejas.

El primer desafío es inyectar el flujo de CO<sub>2</sub> bajo la columna de agua necesaria. La dispersión del CO<sub>2</sub> líquido a una profundidad de 1000 m o más es tecnológicamente factible. El CO<sub>2</sub> líquido se transporta fácilmente hacia las profundidades, siendo en fase líquida o densa la forma preferida. Los ductos que llevarían el CO<sub>2</sub> a la profundidad seleccionada, serían similares a los ductos que se han utilizado comercialmente para transportar el CO<sub>2</sub> en los proyectos relacionados con la recuperación de petróleo.

Otro problema a resolver es el transporte de CO<sub>2</sub> desde las costas al fondo marino mediante ductos. Esto no presentaría un problema importante en el diseño, debido a que la industria de petróleo ha estado desarrollando avances respecto a esta tecnología, considerando el transporte costa afuera de forma submarina, con proyectos que trabajen a profundidades mayores a 1000 m. La industria petrolera coloca en el presente, ductos a profundidades que alcanzan los 1600 m, y los estudios señalan que profundidades cercanas a los 3000 m pueden ser técnicamente factibles (International Energy Agency, 2010). Un ducto de 1m de diámetro tendría la capacidad de transportar 70.000 tCO<sub>2</sub> por día, lo que basta para almacenar el CO<sub>2</sub> capturado de 3 GWe de generación eléctrica a carbón. El desarrollo de la ingeniería debe asegurar que después de los 500 m de profundidad, los hidratos no se formen dentro del ducto y de los inyectores de descarga.

## 6. PLATAFORMA PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA A CARBÓN EN CHILE

En el presente capítulo, se evaluarán las centrales a actuales y proyectadas mediante criterios de edad y capacidad instalada, realizando un filtro de las centrales no aptas para aplicación de CAC. Se continúa identificando las áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón en Chile, y luego se estima un sitio referencial para cada área.

### 6.1 Criterios para centrales adaptables a tecnología CAC

Las termoeléctricas a carbón actuales en Chile acumulan una capacidad instalada de 3523 MW. Este parque de centrales, ante un escenario de exigencias de restricción de emisiones, podría no ser económicamente operables, debido a que los costos agregados por las emisiones aumentarían el costo evaluado para el despacho de la central. Centrales eléctricas más económicas que no produzcan emisiones, como las centrales nucleares y renovables serían más atractivas, incluso las centrales a gas debido a que tienen una relación emisión por energía menor a las plantas a carbón (International Energy Agency, 2012).

Para que lo anterior no suceda, las centrales podrían readaptar sus instalaciones aplicando la captura de CO<sub>2</sub> en una modalidad de “*retrofitting*” que implique la mínima intervención al diseño original o bien cambiar el arreglo de calderas por unidades con captura incorporada.

Del total, un porcentaje podrá ser técnica y económicamente adaptable, considerando las características del lugar, edad y tamaño de la planta, entre otros. Una parte de lo anterior, será realmente posible, enfocándose en factores como la sociedad, el mercado y el marco regulatorio del país.

Para visualizar de mejor forma, como está compuesto el parque de termoeléctricas a carbón, se explicita la potencia instalada por rango de edad, como se observa en la Figura 32.

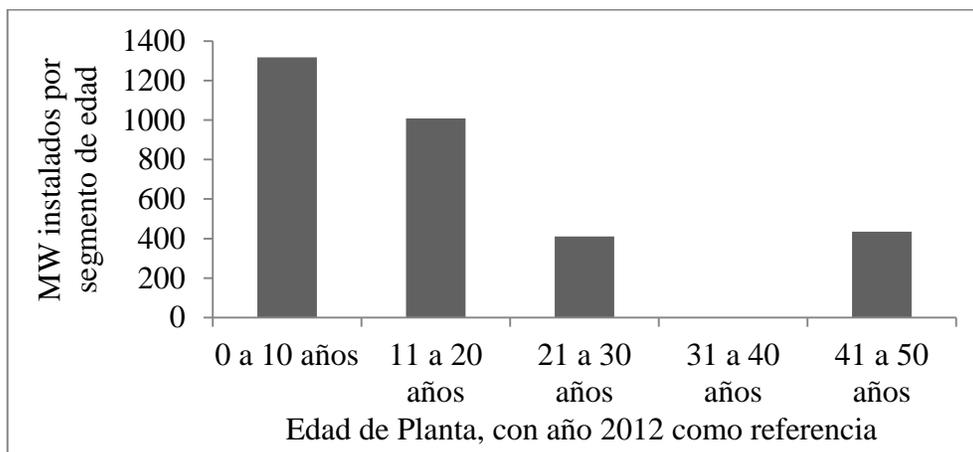


Figura 32.- Potencia Instalada de Centrales a Carbón por rango de edad.

Se verifica que 1318 MW están en el primer rango más joven, y luego la cantidad decae a más edad.

Como indica la Figura 33, todas las centrales son potencialmente adaptables. Los problemas son cómo hacerlo y cuánto costaría.

Del total, un porcentaje podrá ser técnica y económicamente adaptable, considerando las características del lugar, edad y tamaño de la planta, entre otros. Una parte de lo anterior, será realmente posible, enfocándose en factores como la sociedad, el mercado y el marco regulatorio del país.

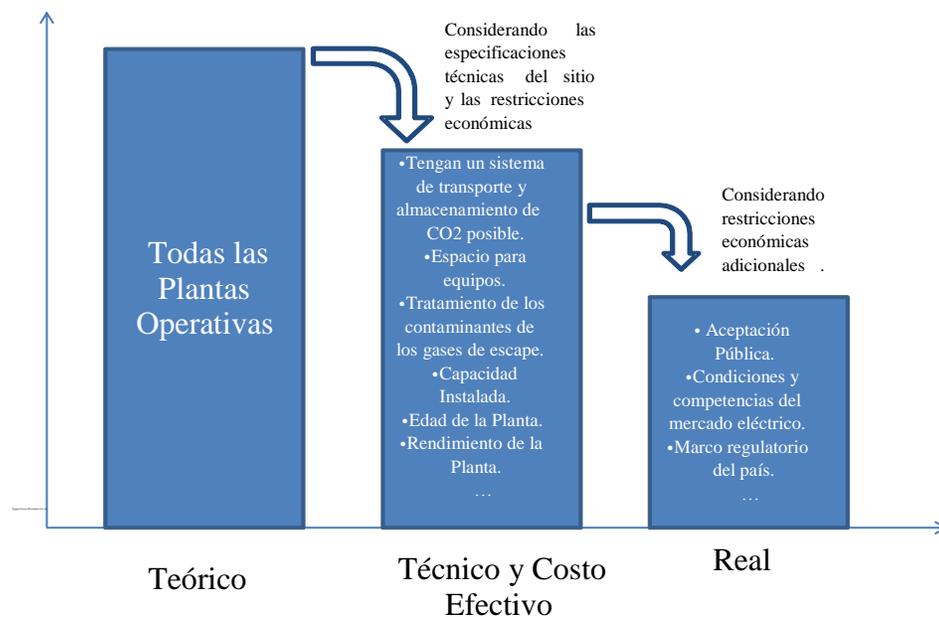


Figura 33.- Definición de potencial de *retrofitting* de centrales eléctricas para aplicar CAC.

Se entregará una evaluación básica del estado del parque de centrales a carbón en la actualidad, respecto a la potencia instalada y edad operativa, en base a tres criterios (Finkernrath, Smith, & Volk, 2012), los cuales van desde menor a mayor exigencia:

- Criterio 1: Centrales con edad menor a los 30 años y con potencia instalada mayor a 100 MW.
- Criterio 2: Centrales con edad menor a los 20 años y con potencia instalada mayor a 300 MW.
- 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 de las termoeléctricas a carbón, según restricciones de edad y potencia instalada, con un grado de atracción para la

aplicación de esta tecnología. En resumen, aplicar CAC se justificará en centrales con mayor capacidad instalada y con mayor vida útil restante.

Existen consecuencias respecto debido a la fecha en que se tomaría una decisión de implementar captura de CO<sub>2</sub> a las centrales actuales en el país y como esta impacta en los criterios antes mencionados. Los resultados, para tres alternativas arbitrarias, se muestran en la Figura 34.

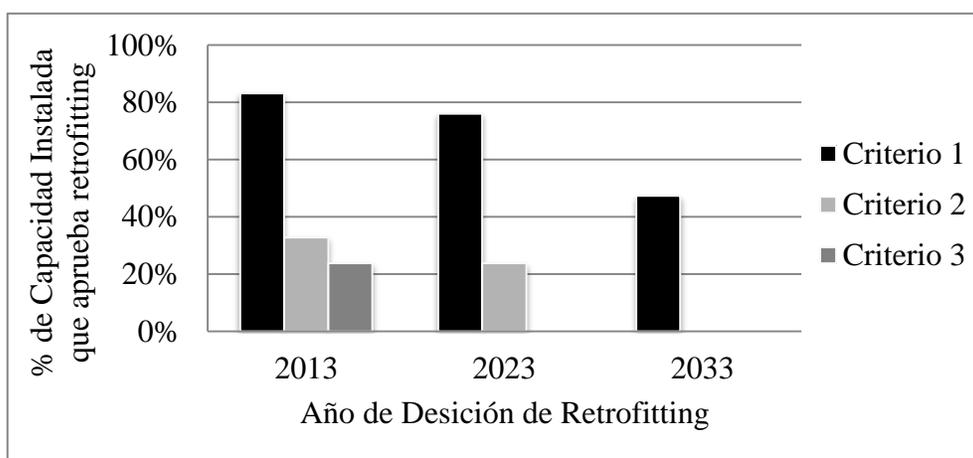


Figura 34.- Capacidad instalada de centrales a carbón, para 3 criterios según el año de decisión de *Retrofitting* de las centrales.

Si la decisión de readaptación se tomara el año 2013, poco más del 81% pasa el primer criterio, pero solo un 25% el segundo y 15% el tercero; indicando que la gran mayoría de la capacidad instalada podría aplicar esta tecnología pero no tendría las condiciones ideales lo que tiene consecuencias económicas mayores a las que aprobaron el criterio 2 y 3.

Si la decisión de *retrofitting* se aplicará en el 2023, ninguna reúne los requerimientos del criterio 3, es decir, ninguna reuniría las condiciones ideales. Para el año 2033, el resultado indica que solo el criterio 1 será aprobado con 41%, y los demás criterios no serán cumplidos por ninguna central. En resumen, una decisión de *retrofitting* del parque actual de termoeléctricas a carbón, tiene que ser

tomado tempranamente, pues las decisiones más avanzadas en el tiempo incluirán las opciones en sus diseños.

Contrarrestando estos resultados con los obtenidos según los criterios, se deduce, que el parque de centrales a carbón es relativamente joven, sin embargo, existen unidades que tienen capacidad inferior a 300 MW, que no aprueban los criterios 2 y 3.

*Unidades generadoras actuales no adaptables con CAC*

Para evaluar que unidades no serán adaptables a CAC, se seleccionarán a las que no aprueben el criterio 1, es decir, a las centrales con vida útil restante mayor a 30 años y potencia instalada menor a 100 MW, considerando la aplicación de CAC el año 2023. Las centrales no adaptables con CAC se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4.- Centrales actuales no adaptables con CAC.

Nombre Central	Unidad	Potencia Neta MW
Termoeléctrica Tocopilla	U12-13-14-15	411
Termoeléctrica Ventanas	Ventanas 1-2	316
Termoeléctrica Bocamina	Bocamina 1	119

Estas centrales no serán consideradas en las siguientes evaluaciones.

*Análisis de restricción a proyectos de centrales a carbón*

Los proyectos de termoeléctricas a carbón, estos son las centrales que están en construcción o planeadas pero no instaladas, difieren en su capacidad instalada y en la fecha de posible puesta en marcha.

En la Figura 35, se contabilizan el número de centrales a carbón proyectadas respecto a segmentos de capacidad instalada.

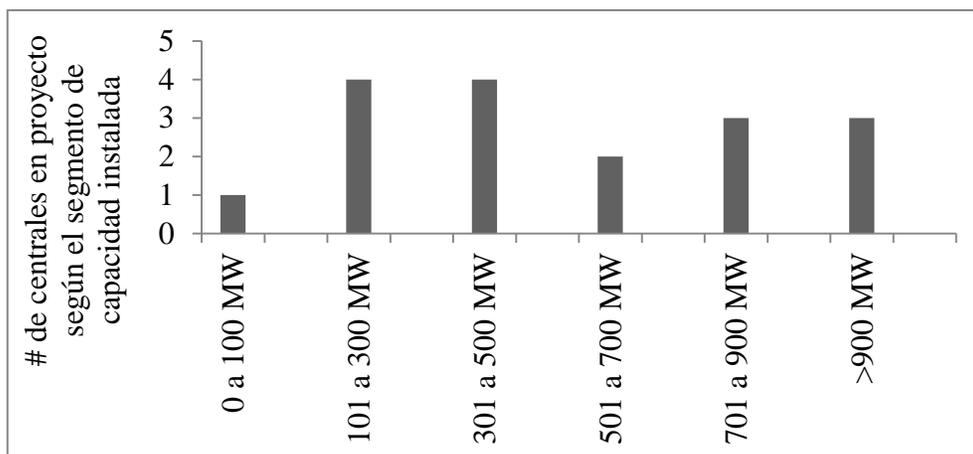


Figura 35.- Número de Centrales a carbón en proyecto, respecto a segmentos de capacidad instalada.

En la Figura 36 se visualiza la aplicación de criterios de *retrofitting* a los proyectos según el año de inicio de operación de nuevas centrales (2023, 2033 y 2044).

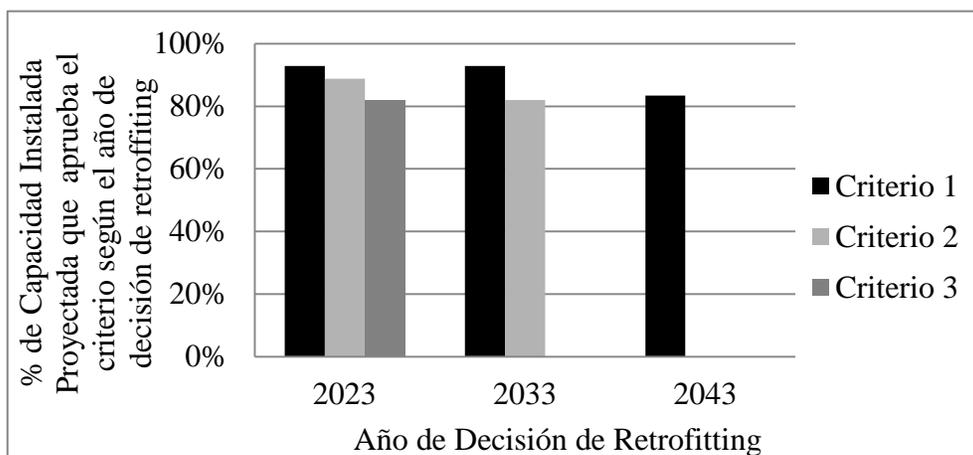


Figura 36.- Capacidad instalada de centrales a carbón proyectadas, para 3 criterios según el año de decisión de *Retrofitting* de las centrales.

Los resultados muestran de las consecuencias que trae la elección del año de aplicación de *retrofitting*, verificando que las unidades generadoras en su mayoría

tienen una capacidad sobre los 300 MWe, dado que para el año 2023, un 82% de la capacidad instalada de los proyectos aprueba el criterio más exigente. De la misma forma, observando los resultados para los otros años de decisión, 2033 y 2043, se el 93% y 83% respectivamente, aprueban el criterio 1. Las futuras centrales serán más adaptables a la tecnología de captura que las actuales, principalmente porque las centrales a construir tienen mayor capacidad instalada.

La única central que no aprueba los criterios es la central Pirquenes por no aprobar el criterio 1, dado que tiene una capacidad instalada de 50 MW. Esta central no será considerada para los próximos análisis.

## 6.2 Áreas de Desarrollo Termoeléctrico a Carbón

Chile es un país largo y angosto (Chile continental tiene una longitud de 4.400 km, logrando su ancho máximo en la XII Región con 468 km y su ancho mínimo en IV Región con 90 km). La distribución de centrales es a lo largo de la geografía de Chile, lo que este documento aprovecha para dividir el territorio en dos grandes regiones (División Norte y División Sur), para efectos de identificar las Áreas de Desarrollo Termoeléctrico a Carbón (ADTC) de estas las centrales existentes, y también, las proyectadas a corto y mediano plazo, logrando seleccionar áreas donde podría ser efectiva la aplicación de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>.

A continuación, se describe cada División y las ADTC que la componen.

### 6.2.1 División Norte

La división norte contiene las zonas territoriales de Norte Grande y Norte Chico del país, las cuales contienen a las regiones de Arica y Parinacota (XV), Tarapacá (I), Antofagasta (II), Atacama (III) y Coquimbo (IV).

En esta división se identifican seis ADTC, respecto a centrales actuales y proyectadas, como muestra la Figura 37:



Figura 37.- Áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón (ADTC): División Norte

- A: Patache

- Esta zona costera se sitúa al sur de la ciudad de Iquique (capital de la Región de Tarapacá).
- En el área se ubica la central a carbón Celta (150 MW), además del Terminal Marítimo Patache.
- Se estima que el año 2013 se comenzará a construir la central Pacífico (350 MW) y también existe el proyecto central Patache, donde ambas centrales usarán carbón en el proceso de combustión. La central Celta 2, no está ingresada al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) pero existe información que está en evaluación por la empresa ENDESA la central Celta 2 (Diario Financiero, 2012).

- B: Tocopilla

- Zona costera ubicada en la ciudad de Tocopilla, la cual se encuentra al norte de Antofagasta (capital de la Región de Antofagasta).

- Se ubican 2 centrales a carbón: Central Tocopilla (670 MW) y Norgener (260 MW). No obstante, la primera no se evaluará dado que no calificó para ser adaptada con CAC.
- Hasta el momento, no se conocen futuros proyectos de generación eléctrica a carbón en la zona.

- C: Mejillones

- Zona costera en el área del pueblo de Mejillones, al norte de Antofagasta.
- Existen varias centrales, destacando las centrales de Andina, Angamos, Mejillones y Hornitos.
- Zona de floreciente desarrollo termoeléctrico, tanto de carbón como de gas, con las centrales Cochrane, Infraestructura Energética Mejillones y Kelar.

- D: Castilla

- El Proyecto denominado “Central Termoeléctrica Castilla”, se ubicará cercano a la ciudad de Copiapó, capital de la Región de Atacama. Específicamente, en la costa entre la ciudad de Huasco y Caldera.
- La central tiene proyectada una capacidad instalada de 2354 MW. Está evaluado por el SEA como *rechazado*, no obstante, se considerará en las próximas evaluaciones dada las posibilidades de cambio del estado del proyecto en un futuro.
- No existen más centrales proyectadas en esta área.

- E: Huasco

- Zona a ubicada en las cercanías de la ciudad de Huasco, al sur de Copiapó (capital de la Región de Atacama).
- Agrupa a las 4 centrales a carbón de Guacolda (563 MW total).
- Existen diversos proyectos tanto al sur como al norte de Huasco. Al sur la central Guacolda V y Punta Alcalde, además se proyectan centrales a carbón por parte de Santa Fe Mining (SOFOFA, 2008).

- F: Cruz Grande

- Zona ubicada en el puerto Cruz Grande al norte de la ciudad de Coquimbo (capital de la Región de Coquimbo).
- Esta zona se seleccionó debido a la cantidad de proyectos existentes y potencial para otros nuevos. Las centrales proyectadas son Barrancones, Cruz Grande y Farellones, no obstante los dos últimos están desistidos según la evaluación ambiental regional pero para efectos de este documento se evaluarán.

### 6.2.2 División Sur

Esta división contiene a las regiones territoriales Centro-Sur del país, pero se identifican 3 ADTC: Región de Valparaíso, Del Maule y Del Bío-Bío, como se observa en la Figura 38:



Figura 38.- Áreas de desarrollo termoeléctrico a carbón (ADTC): División Sur

- G: Ventanas

- Al norte de la ciudad de Valparaíso (Capital de la Región de Valparaíso).
- Se ubica la central Nueva Ventanas. Además se encuentran las centrales de Ventanas, las cuales no pueden ser adaptadas a la tecnología CAC y

no serán evaluadas. Zona caracterizada por su puerto e industria relacionada con el gas natural licuado (GNL).

- Los proyectos en la zona son Campiche (operación desde el 2013) y “Energía Minera” de CODELCO.

- H: Los Robles

- Se ubica al sur de Constitución, VII Región.
- Zona donde se proyecta la Central eléctrica Los Robles (750 MW).
- No se proyectan más centrales de este tipo en el área.

- I: Lota

- Se ubica al norte de Lota, VIII Región, siendo su centroide las coordenadas geográficas.
- Existen las centrales de Bocamina I y II, 120 MW y 270 MW respectivamente.
- La central Santa María (350 MW) está en operación desde el año 2012 y se proyecta la construcción de la central Pirquenes (50 MW), la cual no será adaptable para CAC por tener una potencia menor a 100 MW.

### 6.3 Ubicación del centroide georreferencial por ADTC

Para identificar la ubicación de las ADTC, se estima el centroide georreferencial, el cual pondera la potencia instalada y el consumo específico de combustible, con las coordenadas de latitud y longitud de cada central perteneciente a la ADTC (GOOGLE , 2012), encontrado un punto referencial para ella. En el Anexo 8 aparecen los detalles respecto al centroide georreferencial por ADTC. Este centroide es relevante dado que se en análisis económico de los próximos capítulos, se basaran tomando como referencia tal punto.

Como se mencionó, el centroide pondera por la potencia y sus consumo específico de combustible (eficiencia):

$$\text{Centroide } (x;y)_j = \left( \frac{\sum \text{lat}_i \cdot \text{CEC}_i \cdot P_i}{\sum \text{CEC}_i \cdot P_i}, \frac{\sum \text{long}_i \cdot \text{CEC}_i \cdot P_i}{\sum \text{CEC}_i \cdot P_i} \right) \quad (6.1)$$

Donde  $\text{lat}_i$  y  $\text{long}_i$  son latitud y longitud de la central  $i$  (Anexo 8), que compone el ADTC  $j$ .  $\text{CEC}_i$  y  $P_i$ , son el consumo específico de combustible y la potencia instalada de la central  $i$ , respectivamente.

El centroide georreferencial para cada ADTC (GOOGLE, 2012), se resumen en la Tabla 5.

Tabla 5.- Centroides Georreferencial para cada ADTC.

ADTC	Centroides Georreferencial	
	Latitud	Longitud
A	20°47'0.77"S	70°11'6.33"O
B	22° 5'45.54"S	70°12'39.61"O
C	23° 4'22.26"S	70°23'20.82"O
D	27°41'21.58"S	71° 2'11.30"O
E	28°30'7.50"S	71°16'22.82"O
F	29°27'27.05"S	71°18'35.00"O
G	32°45'29.75"S	71°28'36.80"O
H	35°32'16.02"S	72°33'58.84"O
I	37° 1'52.81"S	73° 8'46.38"O

De esta forma, las ADTC se ubican finalmente, como se muestra en la Figura 39.

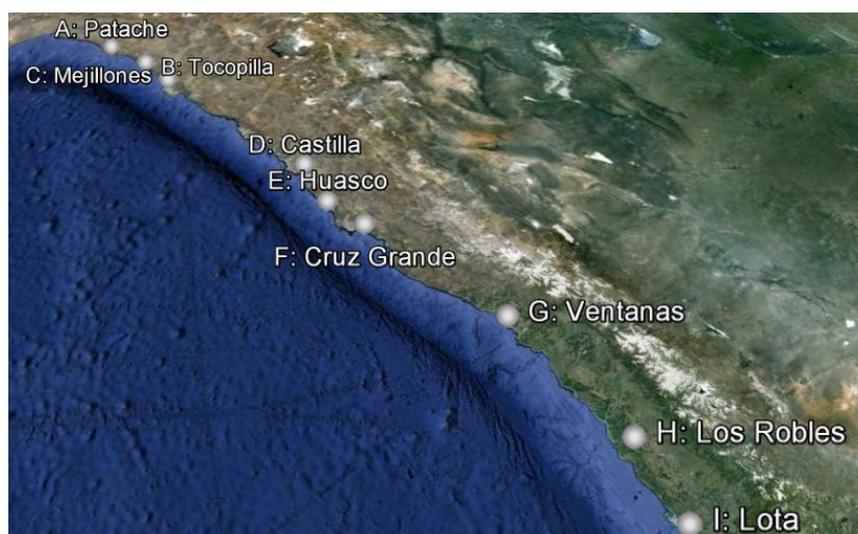


Figura 39.- ADTC ubicada según los centroides.

## **7. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE ALTERNATIVAS DE CAC ZONIFICADAS**

El parque de centrales eléctricas a carbón en Chile actualmente posee 3520 MW, y crecerá en los próximos años. Las posibilidades de aplicar captura de CO<sub>2</sub> en estas centrales, están directamente relacionadas con la viabilidad de capturar y almacenar este gas, así como del transporte entre un proceso y otro; por lo tanto la evaluación de esta tecnología implica analizar la factibilidad técnica y económica de todo el proceso.

Se identifican, en forma general, los sectores de almacenamiento geológico y oceánico alrededor de las ADTC estudiadas en el Capítulo 5 y en otros sectores del país que fuesen favorables, dejando la evaluación precisa a futuros estudios más específicos. Se evalúan los costos que involucra aplicar las diferentes tecnologías de captura, como también los costos del transporte de CO<sub>2</sub>, dando una visión general de los costos de inversión, y finalmente, se evalúa económicamente cada central (actuales y proyectadas) como si estas operaran con CAC, incentivadas con un impuesto a las emisiones, para ser comparadas con el caso base, sin CAC.

Como se conoce, existen dos formas de almacenamiento de CO<sub>2</sub>: Geológica y Oceánica. A continuación se expone la investigación realizada para identificar los sectores territoriales que cumplen los aspectos básicos para un posible uso como almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### **7.1 Almacenamiento Geológico: Sitios de Centrales de Carbón actuales y proyectadas**

Esta sección entrega una pre-evaluación de sitios apropiados para almacenamiento geológico, dado que las conclusiones obtenidas, resultan del análisis de las superficies de las ADTC, que tienen mayor probabilidad de ser útiles como almacenamiento geológico. Para entregar resultados con mayor precisión, se requieren exploración a una profundidad de 1000 m, dado que actualmente no existe información.

Dependiendo de las ADTC identificadas anteriormente (Capítulo 5), se evalúa la opción de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

Utilizando el Mapa Geológico de Chile (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003), se identificó los tipos de secuencias geológicas que se encontraban en cada ADTC, dependiendo de la magnitud de su área y cercanía a la central(es) identificada(s). Las secuencias geológicas se definen con un tipo de leyenda geológica estandarizada para Chile, y básicamente, se clasifican según 5 tipos: Sedimentaria, Volcano-Sedimentaria, Volcánicas, Rocas Intrusivas y Metamórficas. En cada una de ellas se diferencian los tipos de depósitos según su formación y tiempo geológico. Algunos tipos de formaciones geológicas son factibles para su uso en el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En forma general, las secuencias sedimentarias, volcano-sedimentarias y volcánicas son las que efectivamente podrían ser usadas para el almacenamiento ( National Energy Technology Laboratory, 2010).

Más detalles respecto a las secuencias geológicas y su aplicación en CAC, en Anexo 7-1.

A continuación, se identificarán los sectores territoriales exponiendo una figura por ADTC en el caso de las centrales actuales y proyectadas, además en el Anexo 9 se proponen otras que podrían ser favorables para almacenamiento, pero están a corta distancia fuera de las ADTC.

Se identifican las secuencias geológicas en los sectores territoriales alrededor de ADTC.

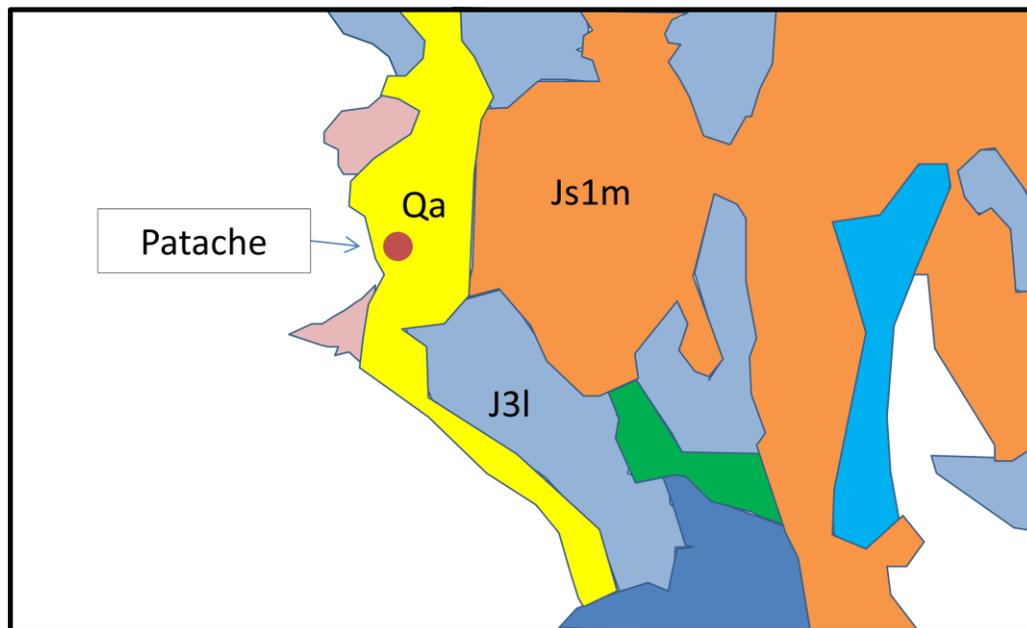
ADTC A: Patache

Figura 40.- ADTC A: Patache (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003) .

La secuencia geológica Qa, tiene relación a depósitos y abanicos aluviales (gravas, arenas y limos), los cuales favorecen el almacenamiento de CO<sub>2</sub>; al igual que la secuencia volcánica J3i (ver Figura 40).

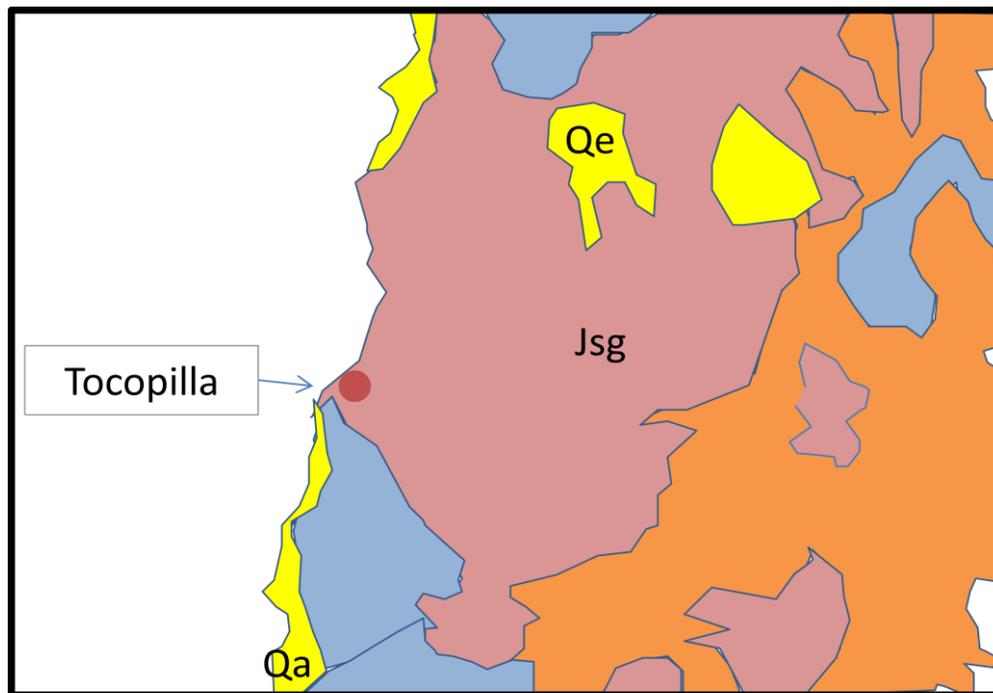
ADTC B: Tocopilla

Figura 41.- ADTC B: Tocopilla (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

En esta área, la secuencia geológica Jsg no tiene las características para almacenamiento, ya que es del tipo intrusiva. En la costa sur de Tocopilla, se extiende la secuencia Qa la cual es sedimentaria y puede ser funcional para almacenar CO<sub>2</sub> (ver Figura 41).

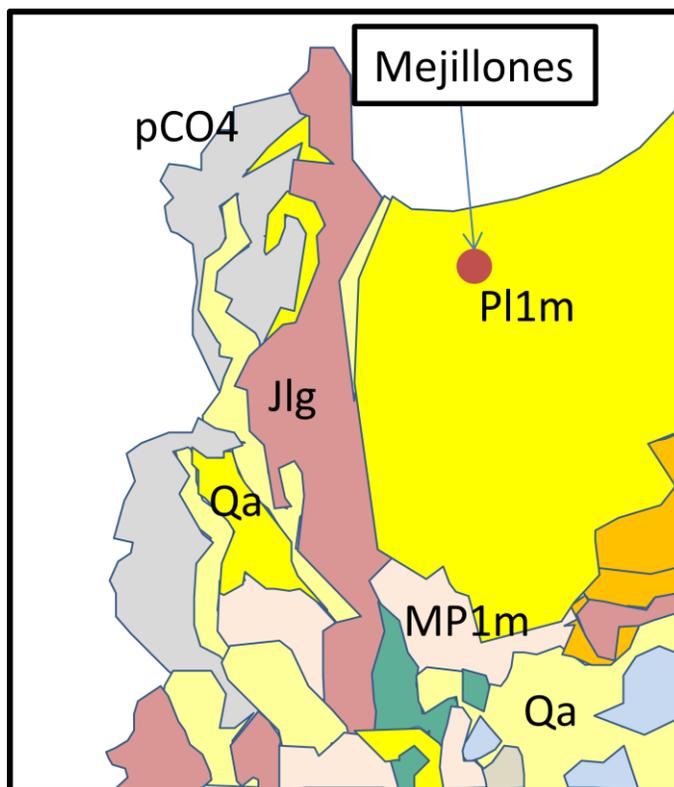
ADTC C: Mejillones

Figura 42.- ADTC C: Mejillones (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

La secuencia geológica Pl1m se encuentra en plena ciudad de Mejillones donde se encuentran las centrales eléctricas, la cual es una secuencia sedimentaria litoral que permite almacenamiento. Alrededor existen diversas secuencias, como la MP1c y Qa, ambas sedimentarias, que sirven para almacenar CO<sub>2</sub>; por otro lado, están la Jlg y Jsg ambas son del tipo intrusivo que no permiten almacenamiento (ver Figura 42).

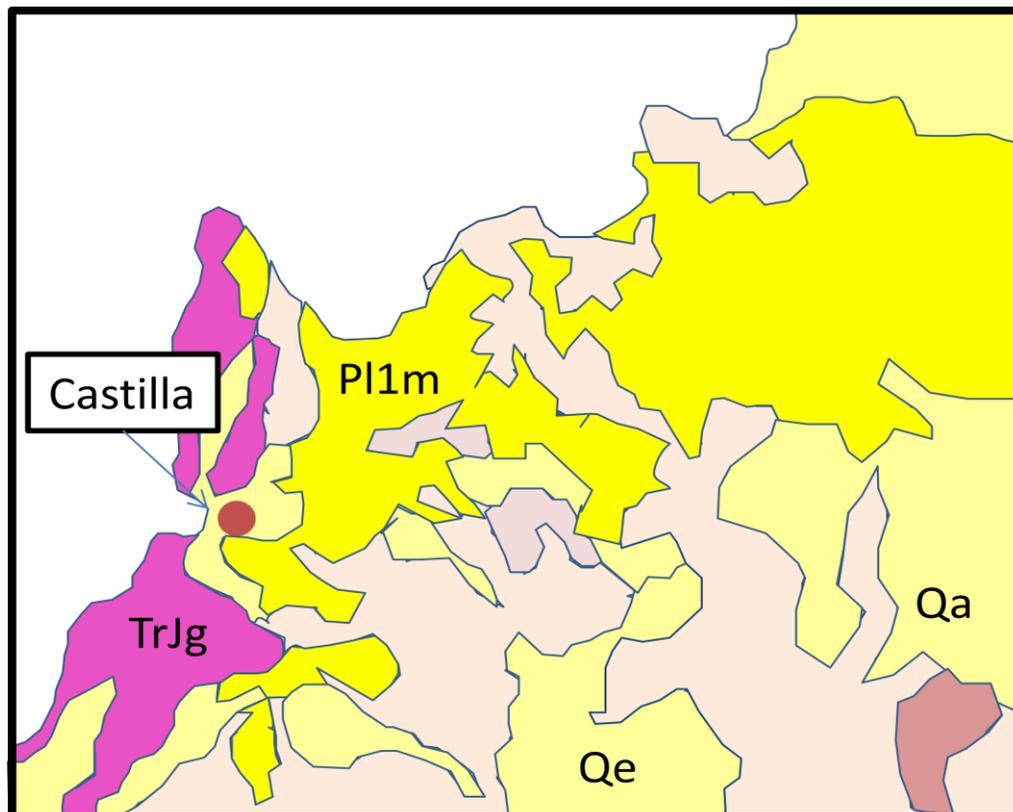
ADTC D: Castilla

Figura 43.- ADTC D: Castilla (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003)

Cercana de donde se espera la construcción de la Central Castilla, existe una secuencia sedimentaria litoral Pl1m, que permite almacenamiento. Existen diversas secuencias, como la Qe, cuya geología es sedimentaria aunque también dispersa. Por otra parte, se aprecian secuencias intrusivas como la TrJg, no aptas para almacenamiento (ver Figura 43).

ADTC E: Huasco

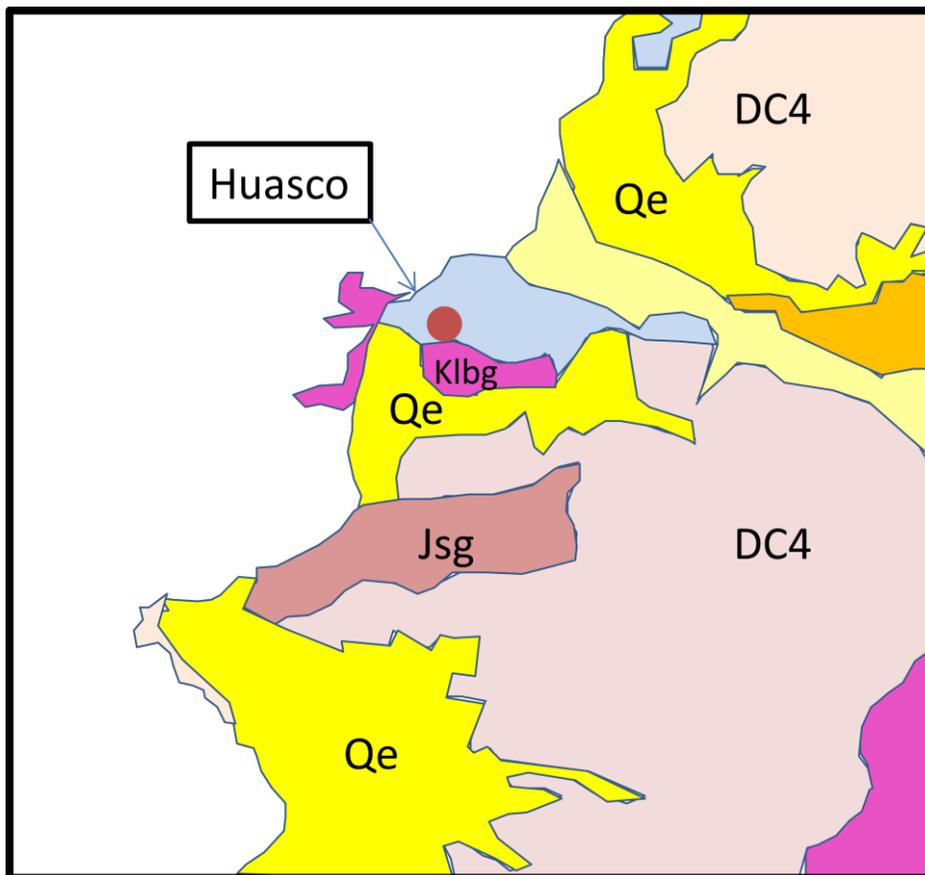


Figura 44.- ADTC E: Huasco (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

Las secuencias sedimentarias más próximas a Huasco y sus centrales son las Qe, tanto al Norte como al Sur. También puede ser utilizada la secuencia MP1c para el almacenamiento, pero queda más alejada hacia el interior. No obstante, las secuencias intrusivas DC4 y Jsg que rodean el sector no son aptas (ver Figura 44).

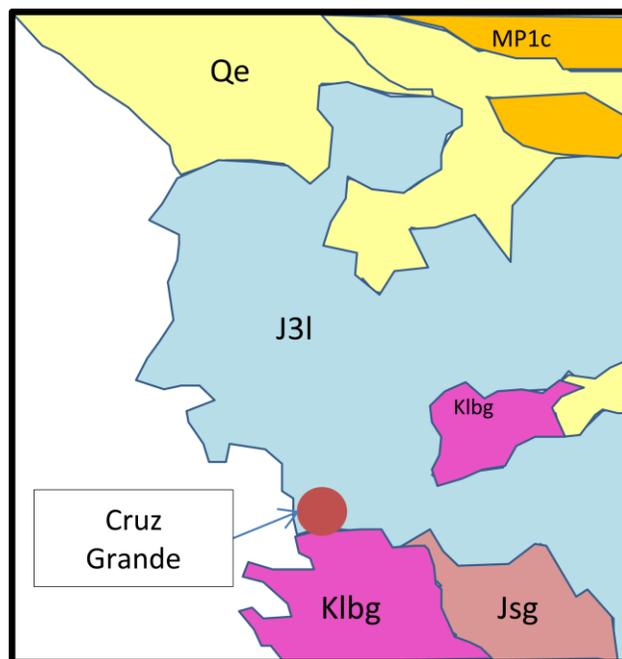
ADTC F: Cruz Grande

Figura 45.- ADTC F: Cruz Grande (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

En esta área de posibles proyectos termoeléctricos, existen secuencias sedimentarias que favorecen el almacenamiento, como la J3l y Qe en la costa norte del sector. La secuencia intrusiva K1bg no permite almacenamiento situándose en la costa sur del sector (ver Figura 35).

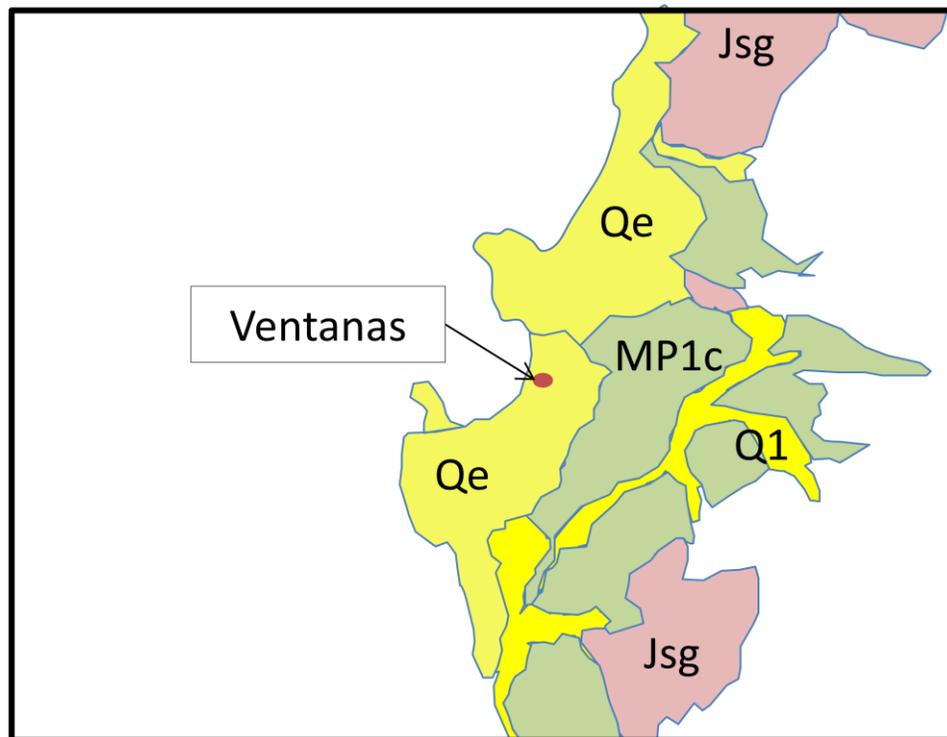
ADTC G: Ventanas

Figura 46.- ADTC G: Ventanas (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

Este es el Sitio preferencial dado que toda la costa de Quinteros (al sur de las centrales) posee una secuencia sedimentaria Qe y Q1, que permitiría el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Al interior existe la secuencia MP1c que también es sedimentaria y apta (ver Figura 46).

### ADTC H: Los Robles

Esta área ubicada a 58 km al sur de Constitución posee sectores atractivos para almacenamiento, al tener en su costa secuencias sedimentarias Q1 y Qm. El territorio alrededor, en cambio, no permite almacenamiento dado que son secuencias intrusivas (Figura 47).

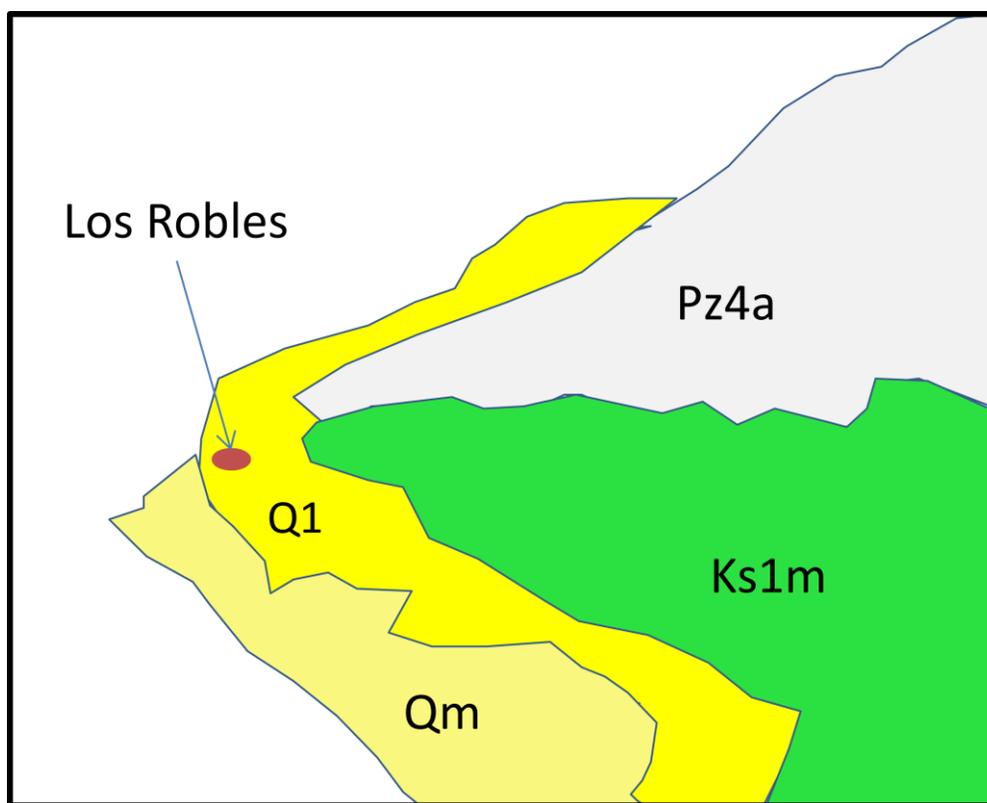


Figura 47.- ADTC H: Los Robles (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003).

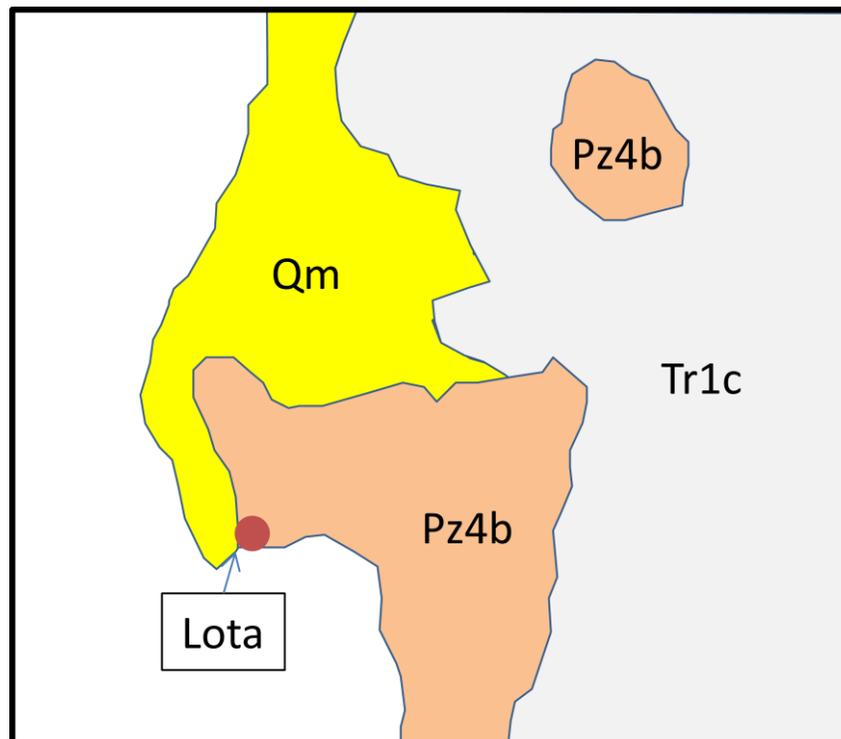
ADTC I: Lota

Figura 48.- ADTC I: Lota (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003)

Este sector se ubica a 20 km al sur de la ciudad de Lota. Posee secuencias sedimentarias Qm en su costa norte, además, en la costa sur tiene este tipo de secuencias de nombre PE1 (ver Figura 48).

La Tabla 6 resume las formaciones geológicas circundantes a cada ADTC y su evaluación como almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (National Energy Technology Laboratory, 2010):

Tabla 6.- Resumen de las secuencias geológicas identificadas para cada ADTC (Servicio Nacional de Geología y Minería, 2003). Ambas costas, indica costa Sur y Norte.

ADTC	Sec. 1	Sec. 2	Sec. 3	Comentarios: Sedimentario=sed./Intrusiva=int./Volcánico=volc./ Metamórfico=metam./funcional almacenamiento=func./no funcional almacenamiento=no func.	Categoría de Posibilidad de Almacenamiento Relativa
A	Qa	J3I	JKg	"JKg" (int.): roca no funcional; "Qa" (Sed.): funcional, abanicos aluviales; "J3i" (Volc.): funcional, Aglomerados Basálticos; "OM1c" (Sed.): funcional, aluvial	3 : Posibilidad en ambas costas e interior.
B	Jsg	J3I	Qa	"Jsg" (Int.): no funcional; Costa Sur, Aglomerados Basálticos "J3i" (Volc.): funcional; Costa Sur "Qe" (sed.): funcional, depósitos eólicos.	1 : Posibilidad solo en costa sur.
C	PI1m	MP1c	Jig	PI1m (sed.): funcional, depósito litoral o fluvial estuariana. MP1c (sed.): funcional, clástica. Jig, Jsg (int.): no funcional. Qa (sed.): func., aluvial.	3 : Posibilidad en ambas costas e interior.
D	PI1m	Qe	TrJg	PI1m (sed.): funcional, depósito litoral o fluvial estuariana. Qe (sed.): func., eólicos. TrJg (Int.): no func.	2: Posibilidad en costa norte e interior.
E	Qe	Jsg	DC4	Qe (sed.): func., eólicos. Jsg y Kibg (intr.) y DC4 (metam.): no funcional. MP1c (sed.): funcional, clástica.	1 : Posibilidad en ambas costas pero área reducida.
F	Kibg	J3i	Jsg	Jsg y Kibg (intr.) : no funcional. J3i (volc.): func., basálticos. Qe y Qa (sed.): func., eólico y aluvial resp.	2 : Posibilidad en costa sur e interior.
G	Q1	Qe	MP1c	Q1 (sed.): func., puede ser litoral. Qe (sed.): func., eólico. MP1c (sed.): func., clástica. J2m (volc-sed.): funcional, basáltico y arenisco.	3 : Posibilidad en ambas costas (sur y norte) e interior.
H	Pz4a	Q1	Ks1m	Pz4a (metam.): no func. Q1 (sed.): func., puede ser litoral. Ks1m (sed.): func., variedad. Qm sed.) : func., litoral.	1 : Posibilidad solo en costa sur.
I	PE1	Qm	Pz4b	PE1 y Qm (sed.): func., capas de carbón y litoral resp. Pz4b (metam.) : no func. Tr1c (sed.): func., aluviales, fluviales y lacustres. Q1 (sed.): func., variedad.	2 : Posibilidad en ambas costas

La categoría de posibilidad de almacenamiento relativa, es un factor que indica el estado o la factibilidad de la ADTC respecto a las otras, por la cantidad y distribución de las secuencias geológicas.

## 7.2 Almacenamiento Oceánico: Sitios de Centrales de Carbón existentes y proyectadas

Chile posee todas las centrales a carbón en su zona costera dado los requerimientos técnicos (refrigeración) y logísticos (carga de carbón),. Por eso, a primera vista, el secuestro oceánico de CO<sub>2</sub> aparece como una alternativa económicamente favorable.

El relieve submarino del país tiene ventajas atractivas para la aplicación de almacenamiento, porque alcanza profundidades apropiadas a poca distancia de la costa, además posee la Fosa de Atacama que recorre Chile a lo largo de su costa, de la ciudad de Arica a Chiloé, que alcanza su máxima profundidad entre Antofagasta y Caldera, con más de 8.000 m, a una distancia de la costa entre 100 y 150 km.

Cabe recordar lo expuesto el Capítulo 4 , que este tipo de almacenamiento permite frenar la acumulación de CO<sub>2</sub> en la atmosfera, almacenando el CO<sub>2</sub> por un tiempo largo (>500 años) y así disminuir el calentamiento global (Herzog, 2004).

La forma de inyección directa de CO<sub>2</sub> más efectiva según los estudios (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005), es el CO<sub>2</sub> en estado líquido, inyectándolo desde 1000m hasta más de 3000m de profundidad oceánico, ya visto en la sección 5.3.2. Inyectar a 3000m de profundidad es más efectivo técnicamente que a 1000m, dado que el océano retiene mayor fracción. Es por esto que para identificar los sitios de almacenamiento oceánico, se analizan los perfiles batimétricos cercanos a la ADTC, considerando una profundidad alrededor de los 3000m.

Los perfiles batimétricos de las costas de las ADTC, llegan a más de 7000 m de profundidad, y más en la Fosa de Atacama. Estos reflejan gráficamente la viabilidad de los sitios submarinos en los alrededores de las ADTC; y permiten verificar las profundidades y distancias desde la costa para evaluar técnica y económicamente una eventual instalación de una plataforma o tuberías. La distancia través de la superficie submarina se puede aproximar por la distancia horizontal, dado que las inclinaciones promedio son de menos de entre 5 y 10%. En el Anexo 12 se explicitan sitios que no se encuentran en las ADTC para un eventual almacenamiento.

Los perfiles fueron obtenidos gracias al programa computacional *GOOGLE EARTH* (GOOGLE , 2012). Las figuras que se mostrarán a continuación son perfiles batimétricos, los cuales informan acerca de la superficie sub-marina. Los valores del eje de la Y, muestran la profundidad oceánica (valores negativos indican que está por debajo de la cota 0); y el eje de las X, indica distancia horizontal.

#### *ADTC A: Patache, I Región*

La distancia más directa desde la costa hasta la profundidad máxima (PFM), en la dimensión horizontal es (DH) de 106 km aproximadamente (ver Figura 49). La distancia horizontal hasta los 3000 m de profundidad es 68,9 km. La PFM es 7410 m. El perfil mostrado en la Figura 49, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica  $20^{\circ}48'1,12''S/71^{\circ}29'16,96''O$ , la cual se ubica en el océano Pacífico.

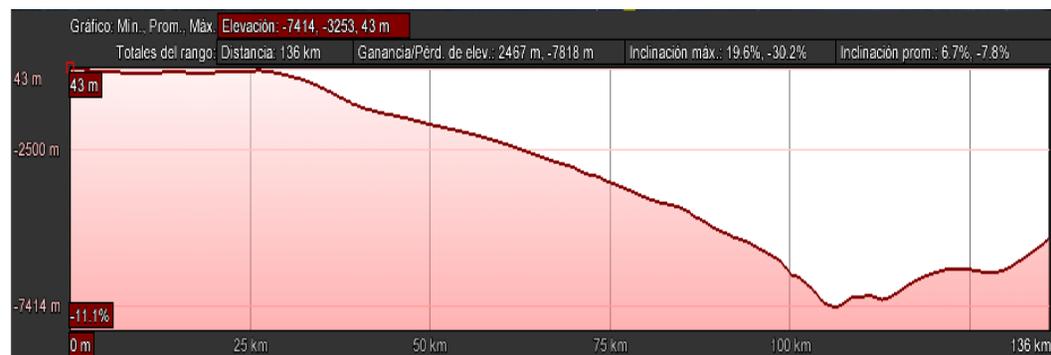


Figura 49.- Perfil batimétrico general de ADTC A.

### ADTC B: Tocopilla, II Región

La PFM en este perfil es 7772 m aproximadamente. Además de una DH de 103 km (ver Figura 50). Respecto a la distancia hasta los 3000m de profundidad el valor es 49,8 km. Este sitio tiene la cuarta distancia más cercana a 3000m de profundidad.

El perfil mostrado en la Figura 50, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica  $22^{\circ}00'41,98''S/71^{\circ}32'38,66''O$ , la cual se ubica en el océano Pacífico.

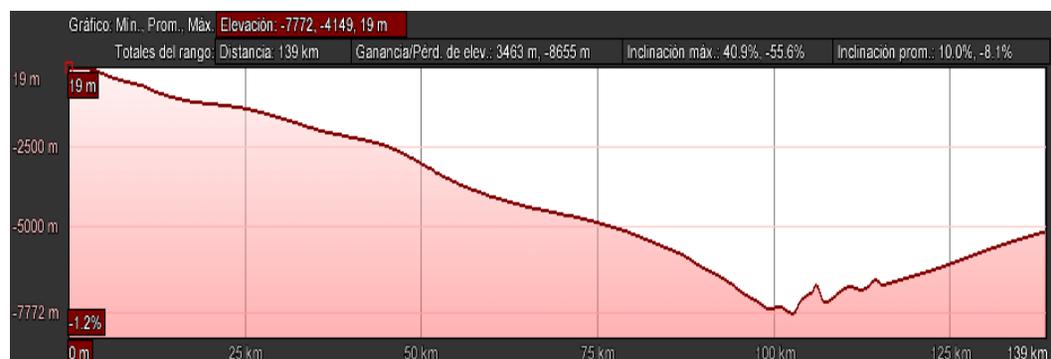


Figura 50.- Perfil batimétrico general de ADTC B.

### ADTC C: Mejillones, II Región

Este sitio posee una DH de 105 km (ver Figura 51), y una distancia hasta los 3000m de profundidad de 48,3 km, la tercera más cercana a la costa. Por lo tanto es una opción que al compararla con los perfiles de otras ADTC, resulta más atractiva. El PFM es el más alto respecto a las otras ADTC, de 7782 m.

El perfil mostrado en la Figura 51, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica  $22^{\circ}23'21,94''S$  /  $71^{\circ}33'04,94''O$ , la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 51.- Perfil batimétrico general de ADTC C.

### ADTC D: Castilla, III Región

Para esta área, la distancia horizontal (DH) desde la costa hasta el lugar de profundidad máxima (PFM), es de 83,3 km aproximadamente (ver Figura 52). Esta misma distancia hasta los 3000 m de profundidad es 33,3 km, siendo ésta profundidad la más cercana a la costa. El PFM es de 6645 m.

El perfil mostrado en la Figura 52, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica  $27^{\circ}35'07,27''S$  /  $72^{\circ}14'29,8''O$ , la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 52.- Perfil batimétrico general de ADTC D.

#### ADTC E: Huasco, III Región

En esta área, la DH es de 83 km (ver Figura 53), y a los 3000m de profundidad la distancia desde la costa es de 40,5 km, la segunda más cercana a la costa. La PFM de esta área es 6466 m.

El perfil observado en la Figura 53, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica 28°24'04,26"S/72°27'56.01"O, la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 53.- Perfil batimétrico general de ADTC E.

#### ADTC F: Cruz Grande, IV Región

En esta área, la DHM es de 99,3 km (ver Figura 54) y su PFM es 6458 m. La distancia desde la costa hasta los 3000 m de profundidad, es de 54 km.

El perfil observado en la Figura 54, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica 29°24'44,83"S/72°03'53,93"O, la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 54.- Perfil batimétrico general de ADTC F.

#### ADTC G: Ventanas, V Región

Sitio que se caracteriza en tener una larga meseta de aproximadamente 50 km de largo a una profundidad de 2500m (ver Figura 55), lo que produce que la distancia hasta los 3000m de profundidad sea amplia con una magnitud de 97,7 km, muy cercana a la DHM de 117 km con un PFM de 5970m.

El perfil observado en la Figura 55, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica 32°31'12,9"S/73°06'06,54"O, la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 55.- Perfil batimétrico general de ADTC G.

#### ADTC H: Los Robles, VII Región

Esta área tiene un DHM de 121 km y un PFM de 5205m (ver Figura 56). La distancia a los 3000m de profundidad desde la costa es 88 km.

El perfil observado en la Figura 56, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica  $34^{\circ}48'23,28''S$  /  $74^{\circ}09'20,54''O$ , la cual se ubica en el océano Pacífico.



Figura 56.- Perfil batimétrico general de ADTC H.

#### ADTC I: Lota, VIII Región

Esta área no posee las características adecuadas al tener un DHM y una distancia a los 3000m de profundidad, de 143 km y 105 km, respectivamente, las más altas respecto a los otros perfiles (ver Figura 57). Tiene una PFM de 4914m.

El perfil observado en la Figura 57, es un corte recto desde el centroide de la ADTC hasta la coordenada geográfica 36°08'11,46"S / 74°54'04,44"O, la cual se ubica en el océano Pacífico.

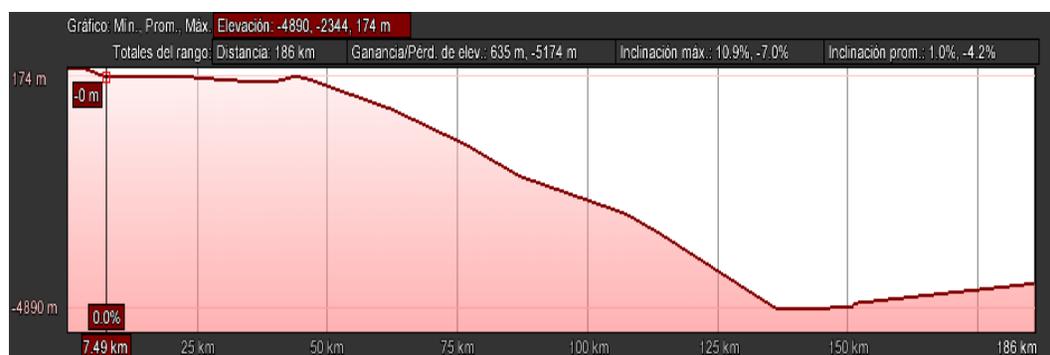


Figura 57.- Perfil batimétrico general de ADTC I.

### 7.3 Costos de Transporte e Inyección de CO<sub>2</sub> para las alternativas de Almacenamiento

Para conocer los costos de transporte de CO<sub>2</sub> se debe estimar el flujo de CO<sub>2</sub> que se tendría a corto y mediano plazo en las ADTC antes descritas. Cabe aclarar que para que los costos de la aplicación de esta tecnología disminuyan, los generadores deben agruparse según su ADTC, para aplicar economías de escala. Por lo tanto, las emisiones de CO<sub>2</sub> de las centrales aptas se suman en cada ADTC.

En la Figura 58, se observa que la ADTC C, en el sector de la ciudad de Mejillones, poseerá las mayores emisiones, llegando a 19 Mt CO<sub>2</sub> anuales desde el año 2017. Le siguen, en orden descendente, la ADTC E y D con alrededor de 17,5 y 14,4 MtCO<sub>2</sub> desde los años 2022 y 2020 respectivamente, según las proyecciones.

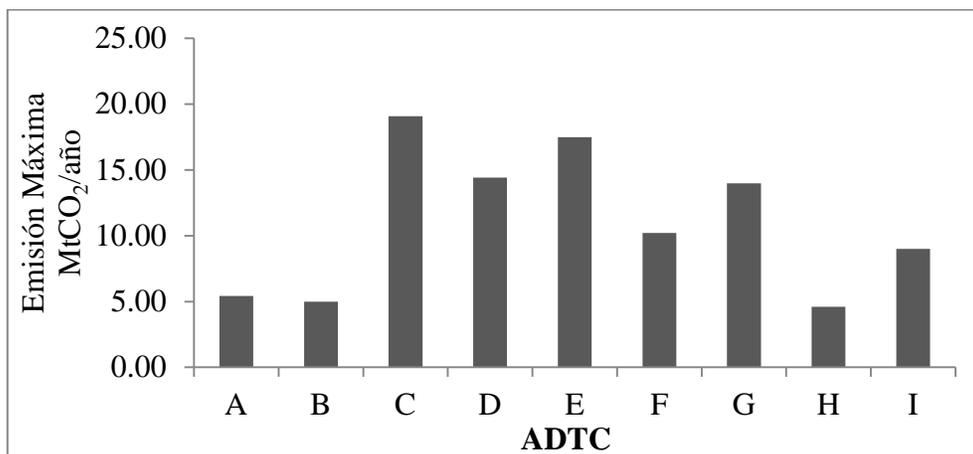


Figura 58.- Emisiones Máximas de CO<sub>2</sub> por ADTC alcanzadas durante un año en el periodo 2013-2050, según las centrales existen y proyectos de centrales a carbón.

### 7.3.1 Costos del Almacenamiento Geológico

Como se observó en la sección anterior, se han preseleccionado sectores territoriales en cada una de las ADTC, señalando la secuencia compatible con la tecnología de almacenamiento geológico. No obstante, la estimación de las capacidades en volumen de almacenamiento, no son parte de este documento; por lo tanto, las estimaciones de esta sección son referentes generales de los costos de la aplicación de estas tecnologías en termoeléctricas a carbón en Chile.

Se analizaron los sitios específicos, verificando que en un radio de 20 km, para todas las ADTC existiría un sector posiblemente apto para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, tomando como referencia el centroide georreferencial; por lo tanto, se evaluará la aplicación de esta tecnología diseñando un sistema único, aplicable a todas las ADTC.

Para evaluar el almacenamiento, se necesita estimar y seleccionar el diámetro de diseño respecto al flujo másico anual de CO<sub>2</sub> que se almacenará, para luego estimar los costos.

Para solucionar el requerimiento anterior, se utiliza la ecuación de *Darcy-Weisbach*, la cual estima las pérdidas de carga de un flujo en el interior de una tubería llena, reescribiéndola en función de la pérdida de presión, y para luego encontrar la función del diámetro (ver Anexo 10), de acuerdo a la siguiente fórmula 7.1 (Heddle, Herzog, & Klett, 2003):

$$D = \left[ \frac{32f\dot{m}^2}{\Delta \frac{P}{L} \pi^2 \rho} \right]^{0,2} \quad (7.1)$$

Donde  $f$  es el factor de fricción de Fanning;  $\dot{m}$  es el flujo másico en kg/s;  $\Delta \frac{P}{L}$  es la caída de presión por unidad de longitud;  $\rho$  es la densidad del CO<sub>2</sub> de 1050 kg/m<sup>3</sup> a 3000 m de profundidad.

Para lograr encontrar el diámetro, se debe iterar con la siguiente ecuación 7.2 (Rubin, Berkenpas, & McCoy, 2008):

$$f = \left( -4 * \log \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} - \frac{5,02}{Re} \log \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} + \frac{13}{Re} \right) \right) \right)^{-2} \quad (7.2)$$

Usando  $Re = \frac{4\dot{m}}{\mu\pi D}$ , con  $\mu = 0,0001 Pa \cdot s$  y  $\dot{m}$  el flujo másico de CO<sub>2</sub> en  $\frac{kg}{s}$ . El  $Re$  es mayor a 2.000 en todos los casos, debido a que son flujos turbulentos, se obtienen los resultados en la Tabla 7.

Tabla 7.- Diámetros para tuberías de transporte de CO<sub>2</sub> hasta el sitio geológico para cada ADTC.

ADTC	Emisiones CO <sub>2</sub> kg/s	Diámetro (in)
A	172,11	11
B	57,38	10
C	604,81	19
D	457,15	17
E	554,44	18
F	323,54	15
G	443,31	17
H	145,65	11
I	343,74	14

Para estimar los costo de inversión del sistema de ductos, se aplica un factor de capital de 839.560 US\$/m/km (Heddle, Herzog, & Klett, 2003) para cada ADTC (ver Figura 59). La distancia desde la fuente hasta el depósito varía dado que existen diversas posibilidad de almacenamiento geológico para cada ADTC, no obstante, se utilizará una distancia promedio de 20 km para todas las ADTC, la cual fue verificando mediante el programa computacional *GOOGLE EARTH* (GOOGLE , 2012).

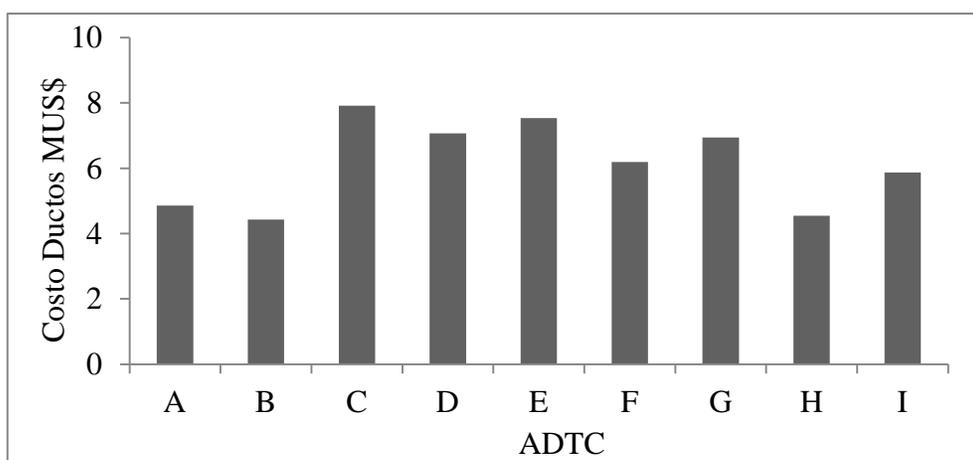


Figura 59.- Costos de capital para construcción del sistema de tuberías para almacenamiento geológico para cada ADTC.

Además, es importante el costo anual relativo a la operación y mantenimiento del sistema (O&M). También, se calculan los costos de O&M anual, con un factor de O&M de 3.100 US\$/km (Heddle, Herzog, & Klett, 2003), y ya que para todas las ADTC se usa una distancia equivalente de 20 km, estos costos son iguales a US\$62.000 al año para cada ADTC. Ya obtenido el costo del transporte del CO<sub>2</sub>, con un sistema de tuberías, se evalúan los costos propios del almacenamiento geológico, que parten desde la inversión para la búsqueda y evaluación de sitios propicios, y luego, se debe considerar el número de inyectores y capacidad del equipo de inyección.

Luego de transportar del CO<sub>2</sub> hasta el sitio geológico seleccionado, se debe inyectar el flujo a la profundidad del depósito. La inyección requiere una cantidad de inyectores que depende de la magnitud del flujo. Además, se requieren características físico-químicas de los depósitos, pero como se declaró en la sección 7.1 no se tiene la información acerca de las características específicas de los sectores seleccionados, por este motivo se suponen tales propiedades, basando el análisis en la información entregados en el documento de Gemma Heddle (Heddle, Herzog, & Klett, 2003). Más detalles de las propiedades y factores usados en el Anexo 7.2. Ya seleccionado el sitio, se debe estimar el número de inyectores a requerir, para lograrlo se debe tener las propiedades físico-químicas del lugar como la permeabilidad y espesor, y también características de diseño como presión y profundidad de la inyección. En la Tabla 8, se muestran los resultados, donde se tabula para cada ADTC el número de inyectores los costos de capital y de O&M con estimaciones a partir de ecuaciones y relaciones según documentos referenciales (Heddle, Herzog, & Klett, 2003).

Tabla 8.- Estimación de costos de capital y O&M de elementos propios del almacenamiento geológico por ADTC.

ADTC	Número de Inyectores	Costos Capital Extra				Costos O&M
		Equipo de Inyección MUS\$	Inyectores MSU\$	Búsqueda y evaluación de sitios MUS\$	Subtotal MUS\$	Subtotal MUS\$/año
A	2	0,301	0,433	1,685	2,42	0,15
B	1	0,174	0,144	1,685	2,00	0,07
C	6	0,565	1,520	1,685	3,77	0,37
D	5	0,491	1,149	2,685	4,33	0,30
E	6	0,541	1,393	1,685	3,62	0,35
F	3	0,413	0,813	1,685	2,91	0,23
G	5	0,484	1,114	1,685	3,28	0,30
H	2	0,277	0,366	1,685	2,33	0,13
I	4	0,426	0,864	1,685	2,97	0,24

Los resultados de los costos de inversión totales (ductos + inyección) para el almacenamiento geológico (Figura 60), son inferiores a los 12 MUS\$, lo que hace atractiva esta alternativa de almacenamiento. Sin embargo, se debe insistir que falta investigación respecto a las propiedades físico-químicas y técnicas por sitios, para obtener una evaluación más cercana a la realidad. También falta considerar variables como la confiabilidad del sitio, relacionada a las magnitudes y a las frecuencias de sísmicas, y así, para cuantificar el nivel de fuga de los depósitos.

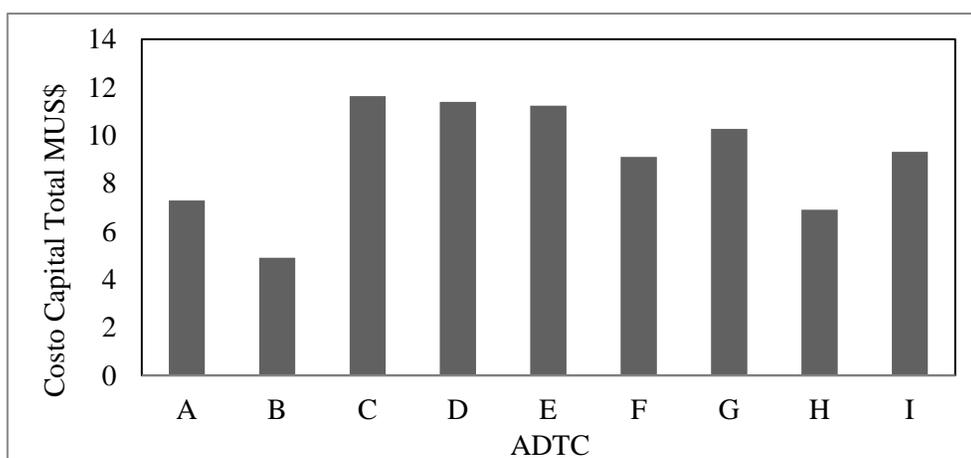


Figura 60.- Costos de Capital y O&M totales para la aplicación de almacenamiento geológico por ADTC.

### 7.3.2 Costos del Almacenamiento Oceánico

Esta opción de almacenamiento tiene un atractivo mayor al anterior, debido principalmente a la distribución de las centrales a carbón a lo largo de la costa del país. Además, para este tipo de almacenamiento, se posee mayor información geográfica que para la opción geológica, por lo que se evaluará detalladamente.

Para estimar los costos de la aplicación de esta tecnología respecto al almacenamiento, se obtuvo la cantidad de CO<sub>2</sub> a almacenar para poder hacer un diseño idóneo para las necesidades de cada ADTC.

Existen dos formas de hacer efectivo el almacenamiento oceánico: Sistema de Tuberías o vía buque hasta una plataforma flotante mar adentro.

#### *Sistema de Ductos*

Se estima que la inyección oceánica para almacenar CO<sub>2</sub> es más efectiva en su retención, si es más profunda que los 3000m. En este capítulo se evaluará la inyección hasta esa profundidad, aprovechando las distancias favorables debido al relieve submarino chileno.

Usando las ecuaciones descritas en la sección anterior, se calcula el diámetro (Heddle, Herzog, & Klett, 2003). Más detalles en Anexo 7.3.

Se calcularon los diámetros de tuberías requeridos para cada ADTC, que se muestran en la Tabla 9. Tomando los valores de los diámetros obtenidos, para cada ADTC se estiman los costos fijos de inversión y los variables (ver Tabla 10). Se considera un factor de costo de capital de 1.429.960 US\$/m/km (US\$ por metro de diámetro y por km de longitud) y un factor de O&M de 25.079 US\$/año/km (Heddle, Herzog, & Klett, 2003).

Tabla 9.- Diámetros para ductos de transporte de CO<sub>2</sub> hasta el sitio oceánico para cada ADTC.

ADTC	Emisiones CO <sub>2</sub> kg/s	Distancia (km) a los 3000m profundidad	Diámetro (in)
A	172,11	68,90	12
B	57,38	49,80	11
C	604,81	48,30	18
D	457,15	30,30	15
E	554,44	40,50	17
F	323,54	54,00	15
G	443,31	97,70	20
H	145,65	88,00	12
I	343,74	105,00	16

Tabla 10.- Costos de Inversión y Variables por la construcción y O&M del sistema de tuberías y componentes por ADTC.

ADTC	Capital Construcción Ductos MUS\$	Costo Inversión Transporte e Inyección MUS\$ (1)	O&M MUS\$/año	Costo Variable Transporte e Inyección MUS\$/año (2)
A	30,19	54,05	1,73	4,34
B	13,52	37,38	1,25	3,86
C	31,92	55,78	1,21	3,82
D	16,48	40,34	0,76	3,37
E	24,78	48,63	1,02	3,63
F	28,76	52,62	1,35	3,96
G	65,69	89,55	2,45	5,06
H	37,94	61,80	2,21	4,82
I	65,17	89,02	2,63	5,24

Se debe considerar que la tabla anterior también considera: (1) Se suma costo de las unidades de inyección de 14,5 MUS\$ y las unidades de compresión de 9,355 MUS\$; y (2) se suma costo de O&M Compresor de 0,43 MUS\$/año y costo de energía consumida compresores y otros de 2,18 MUS\$/año.

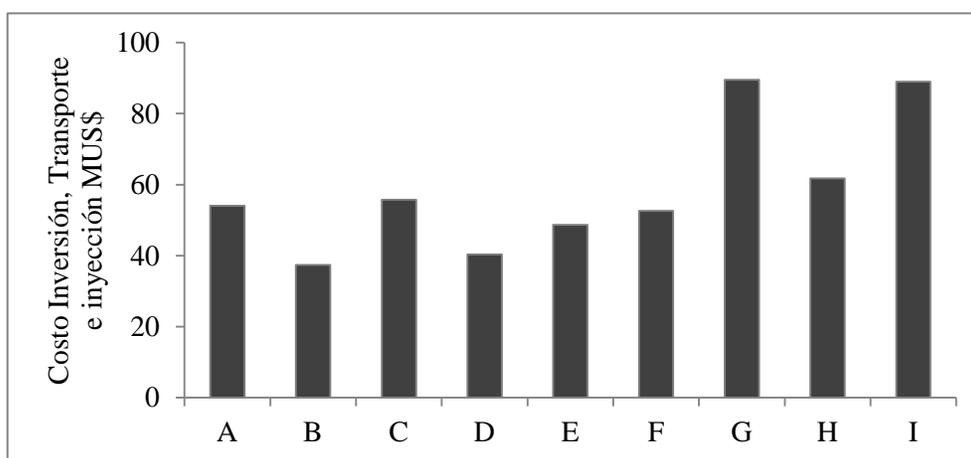


Figura 61.- Costo de inversión: transporte e inyección en MUS\$ para cada ADTC.

Como se puede verificar de los resultados de la Figura 61, tanto el costo de la unidad de inyección como el compresor adicional, son costos fijos para todas las áreas, al igual que los costos por O&M y la energía consumida por el compresor.

El costo de capital de la construcción del sistema de tuberías es la componente de mayor valor de los diferentes elementos de costo. Sin embargo, para flujos de CO<sub>2</sub> mayores se tienen costos más bajos en comparación a otras ADTC, según se verifica en la Figura 62.

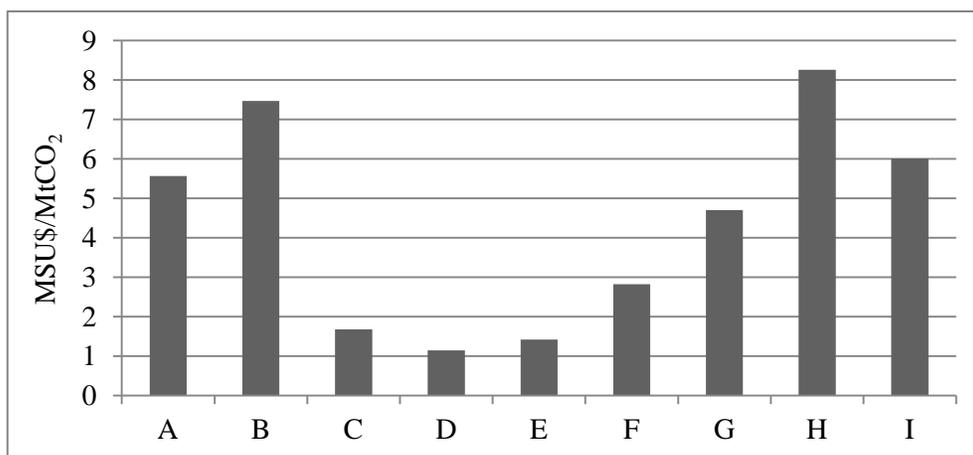


Figura 62.- Tasa Inversión Tuberías por Emisiones de CO<sub>2</sub> para cada ADTC (MUS\$/MtCO<sub>2</sub>).

Respecto a los resultados de la Figura 62, se observa que las ADTC C, D y E son eficientes en la relación Inversión y flujo de emisiones, donde por ejemplo, la ADTC D tiene un costo de 1,14 MUS\$ por cada MtCO<sub>2</sub>. Con bajo costo, se puede transportar una mayor cantidad de CO<sub>2</sub> en comparación a las otras ADTC, como la G e I, las cuales tienen costos mayores por unidad de CO<sub>2</sub> almacenada. La eficiencia mencionada depende exclusivamente de la distancia desde la costa hasta el nivel de 3000 m de profundidad, por lo tanto, depende de las características geográficas del lugar.

### *Sistema en Buque y Plataforma Oceánica*

El almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el océano, a través de un sistema de transporte de barcos, consiste en llevar el CO<sub>2</sub> en tanques refrigerados desde instalaciones portuarias en la costa a una plataforma flotante en el océano, donde el CO<sub>2</sub> será inyectado por una tubería vertical hasta la profundidad requerida.

Para esta opción no existe una aplicación comercial o un piloto a escala, solo se tiene la experiencia del transporte de gas natural licuado, que ocupa procedimientos y tiene costos similares. En teoría, esta opción debiera ser competitiva a distancias mayores a 100 km, por lo tanto, se realizará una estimación general de los costos para esta opción. En la Figura 63 y 64, se observan tanto las estimaciones de costos de capital como los de operación y mantenimiento (O&M) respectivamente, para cada ADTC. Más detalles se muestran en Anexo 11.

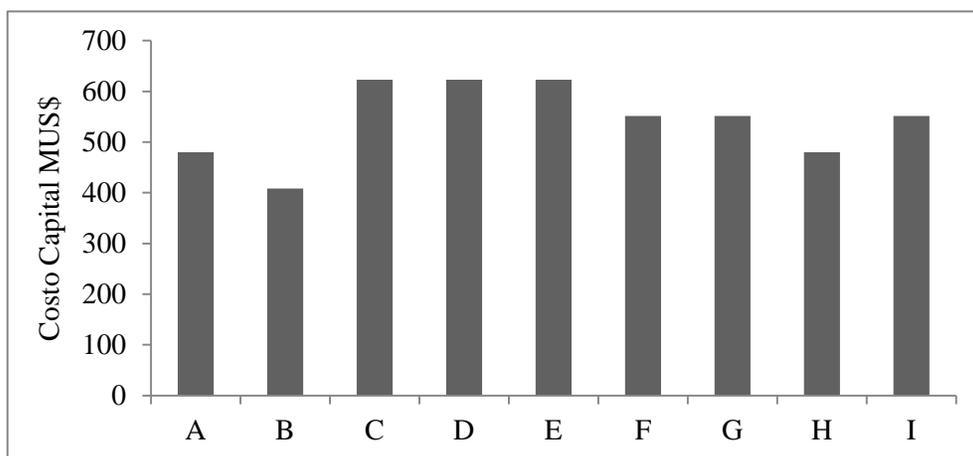


Figura 63.- Costos de capital para el tipo de transporte vía buques tanqueros para cada ADTC.

El costo de transportar vía buques tanqueros el CO<sub>2</sub> hacia la plataforma flotante está por sobre los 400 MUS\$, llegando sobre los 620 MUS\$, las ADTC con mayor flujo. En la Figura 64, se observa un comportamiento similar de los costos de O&M a los costos de capital, variando entre 7,7 y 15,4 MUS\$/año.

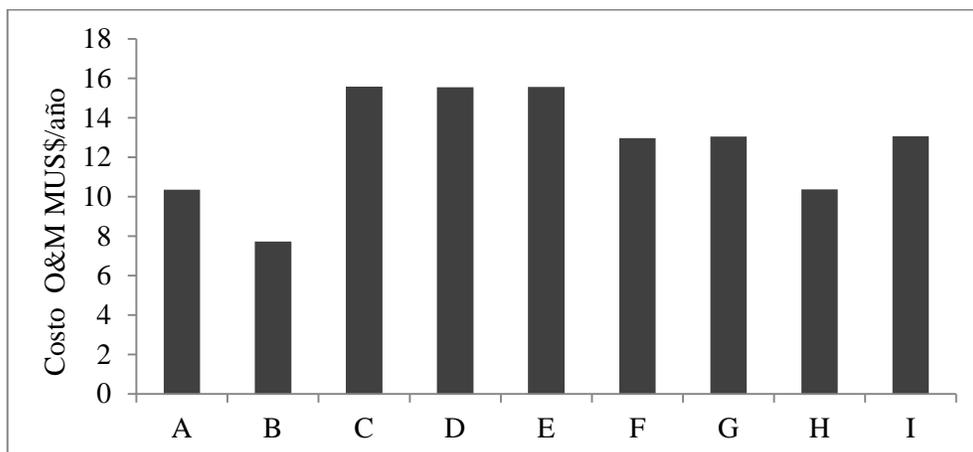


Figura 64.- Costos O&M para el tipo de transporte vía buques tanqueros para cada ADTC.

#### *Selección de almacenamiento oceánico*

Después de mostrar los resultados económicos de las opciones de almacenamiento oceánico, es decir, vía ductos y vía buques tanqueros, se selecciona la alternativa a utilizar en los siguientes análisis.

Tabla 11.- Proporción de los costos de capital entre la opción vía Buques y vía ductos.

ADTC	Proporción de costos: $\frac{\text{costos buques}}{\text{costo ductos}}$
A	8,9
B	10,9
C	11,2
D	15,5
E	12,8
F	10,5
G	6,2
H	7,8
I	6,2

Comparando los costos de las dos opciones (ver Tabla 11) mediante una proporción (dividiendo los costos de capital de la opción vía buques por los costos de capital de la opción vía ductos), se observa que el costos vía buques está entre 6,2 y 15,5 veces el costo de los ductos

Con resultados anteriores, se concluye que los análisis en las siguientes se realizarán usando como almacenamiento oceánico la opción vía ductos.

#### 7.4 Costos de Captura

Existen tres opciones para el proceso de captura: Post-Combustión, *Oxy-Fuel* y Pre-Combustión. El primero de los procesos se aplicaría mejor a las centrales existentes, dependiendo de sus costos y obligaciones ambientales. Para las centrales proyectadas y futuras, se deberían comparar los costos de los tres procesos mencionados, considerando parámetros del informe de la IEA (International Energy Agency, 2011) respecto a la eficiencia de las centrales y los incrementos de costos de inversión y M&O debido a la aplicación de captura, como se indica en la Tabla 12.

Tabla 12.- Incrementos porcentuales en la eficiencia de la central y en los costos de inversión por la aplicación de captura.

Parámetro	Post-Combustión	<i>Oxy-Fuel</i>	Pre-Combustión
Descuentos de Eficiencia Relativos	25%	20%	23%
Incremento Relativo de Costo de Inversión (%)	75%	71%	74%

Respecto al incremento en el ítem de inversión por la captura, se puede observar en la Figura 65, que respecto a la actual fijada en 2.350 US\$/kW (Comisión

Nacional de Energía, 2012), existe una diferencia considerable, donde el costo de inversión por unidad de potencia instalada, tiene un aumento entre 1.668 y 1.762 US\$/kW (*overnight cost*), según la técnica de captura, por sobre el actual (International Energy Agency, 2011).

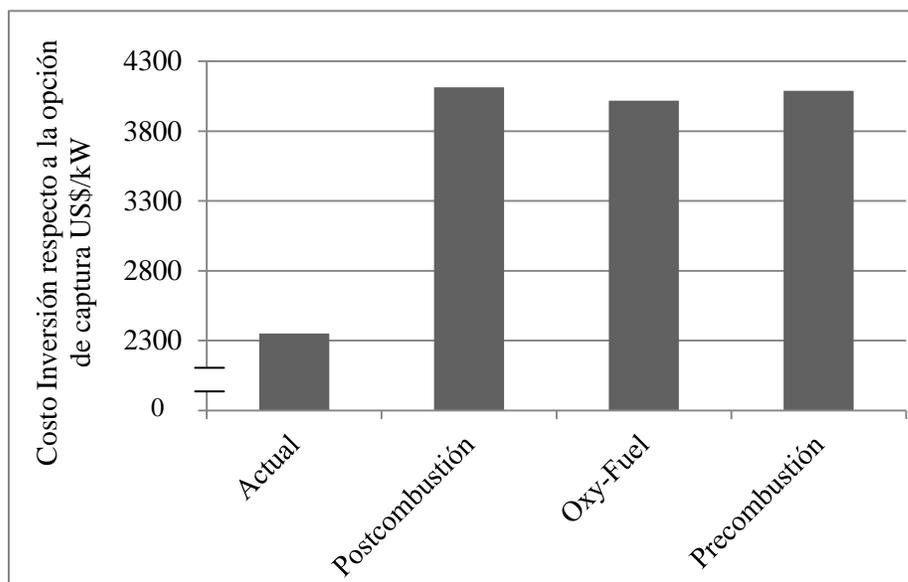


Figura 65.- Comparación entre el costo de Inversión por unidad de potencia instalada, actual y los costos de las opciones de captura.

La Tabla 13, muestra el incremento porcentual del costo de operación de una central con captura, considerando la disminución de la eficiencia total, y operación y mantenimiento (O&M) adicional por los sistemas de captura y almacenamiento.

Tabla 13.- Aumento en el costo de operación por tipo de Captura (Combustible + O&M)

Post-Combustión	<i>Oxy-Fuel</i>	Pre-Combustión
41%	32%	37%

#### 7.4.1 Políticas para reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>

El objetivo de las tecnologías de abatimiento de CO<sub>2</sub>, como el CAC, es la reducción a largo plazo de las emisiones acumuladas de este tipo de gases. No obstante, hoy las tecnologías maduras y económicamente viables son las que más emisiones generan (descartando las hidroeléctricas). Las centrales a carbón y gas emiten CO<sub>2</sub>, pero son plantas confiables para la generación de electricidad y sus consumidores.

Bajo los términos anterior, las tecnologías de baja emisión de CO<sub>2</sub> no son competitivas para producir un reemplazo de este tipo de centrales, a excepción de la núcleo-electricidad. Una de las formas de generar un equilibrio en la competitividad es aplicando políticas relacionadas con las emisiones de CO<sub>2</sub>, en la industria, no obstante, para efectos de esta tesis se aplica sólo al sector eléctrico, específicamente a las centrales a carbón.

Existen diversas políticas de emisiones de CO<sub>2</sub>, pero dos opciones han sido las más usadas: Impuestos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> (del inglés, Carbon Tax); y Límite y comercio de los derechos de emisión (del inglés, Cap & Trade CO<sub>2</sub>).

La política de impuestos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> busca que los emisores paguen por cada emisión que generan. Dependiendo de la magnitud del impuesto, se traducirá en las consecuencias deseadas: a menor impuesto la entidad reguladora busca recaudar para distribuir en otras políticas de mitigación u otros efectos, mientras con un impuesto mayor, se obtiene el reemplazo de tecnologías emisoras dado que dejan de ser rentables (National Renewable Energy Laboratory, 2009). La política *Cap & Trade* de CO<sub>2</sub> proyecta reducciones globales, a través de un límite de emisión a nivel país, el cual disminuye año a año. El primer año se establecen los derechos de emisión y se transan en un mercado, donde las tecnologías que posean más facilidades de reducción venderán sus derechos a los que tengan mayores dificultades (International Economic Development Council, 2009). En el Anexo 12 se muestran mayores detalles de cada uno.

Las ventajas y desventajas de cada una de las políticas se resumen en la Tabla 14. La ventaja más relevante de la política *Tax* es que se conoce el precio del CO<sub>2</sub>, en cambio, en la política *Cap and Trade* se destaca el conocimiento de la cantidad de CO<sub>2</sub> emitidos.

En el contexto de este documento, dado que se trabaja sólo con una parte del sector eléctrico, la política *Cap and Trade* debe ser analizada en otro estudio, de forma específica debido a que debe incluir todas las industrias emisoras. Por otra parte, la política *Tax* puede ser aplicada a cada una de los emisores de forma particular, en este caso, a cada central de carbón de la matriz actual y proyectada, siendo el motivo por el cual en este documento se analizará cómo se comporta el parque de centrales al implementar un impuesto a las emisiones.

Tabla 14.- Ventajas y Desventajas de las Políticas Tax y Cap and Trade de CO<sub>2</sub>

	Tax	Cap and Trade
Ventajas	Precios de CO <sub>2</sub> predecibles	Emisiones de CO <sub>2</sub> predecibles
	Facilidad en su entendimiento	Menos obstáculos políticos que el Tax
	Ingresos puede ser devueltos bajando otro impuestos y/o en bienes públicos	Ingresos pueden ser devueltos a través de descuentos y/o bienes públicos.
Desventajas	No existe un límite en la cantidad de CO <sub>2</sub> que puede ser emitido. El precio en dólar es conocido, pero la cantidad de emisiones puede no alcanzar el valor deseado, no logrando el objetivo.	Las emisiones totales están limitadas, pero es el precio en dólar un valor desconocido y depende de muchas variables de mercado. Deficiencias en el método de asignación. Demasiados permisos podrían ser emitidos, además de otras imperfecciones de mercado.

El impuesto a las emisiones, impacta directamente en los costos de operación de la central según la tasa de emisiones que esta posea.

Dado que su selección tendrá diferentes consecuencias respecto a los resultados de las siguientes secciones, se analizan 4 valores de impuestos a las emisiones:

- Tax-55: 55 US\$/tCO<sub>2</sub>
- Tax-60: 60 US\$/tCO<sub>2</sub>
- Tax-65: 65 US\$/tCO<sub>2</sub>
- Tax-70: 70 US\$/tCO<sub>2</sub>

#### 7.4.2 Escenarios

Actualmente el país no tiene compromisos internacionales que obliguen a aplicar políticas de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico. Existen posibilidades de que esto no cambie, no obstante, dado el desarrollo del país y su inclusión en futuros tratados internacionales, Chile podrían encontrarse en una situación de obligaciones de reducción de gases efecto invernadero, CO<sub>2</sub>, provocando la utilización de políticas que impacten a los diferentes sectores, en especial, al de suministro eléctrico. Se evalúan 4 escenarios donde se aplica la política de *Tax* (impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>) los cuales se resumen en:

- Escenario BAU (“Business As Usual”): Continúa tal como se encuentra hoy, sin obligaciones de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel nacional.
- Escenario Corto Plazo (CP): Existen obligaciones de reducción de emisiones CO<sub>2</sub> a corto plazo (10 años más), equivalente al año 2023.
- Escenario Mediano Plazo (MP): Existen obligaciones de reducción de emisiones CO<sub>2</sub> a mediano plazo (20 años más), equivalente al año 2033.
- Escenario Largo Plazo (LP): Existen obligaciones de reducción de emisiones CO<sub>2</sub> a largo plazo (30 años más), equivalente al año 2043.

La evaluación de estos escenarios, solo considera el parque de centrales a carbón actual y el proyectado, indicado en el capítulo 4, dando como un hecho su

construcción y analizando su condición operativa con o sin CAC. En esta evaluación no se consideran posibles cambios en la estructura de la matriz eléctrica nacional, que podría agregar nuevas tecnologías con uso de otros combustibles como el gas natural o *shale gas* en un mediano o largo plazo, no existiendo aún señales convincentes de que el último sea exportable a buen precio.

#### 7.4.3 Metodología de Evaluación Económica

Se estiman los costos por año hasta cumplir la vida útil de una termoeléctrica a carbón (considerando 50 años). Luego, se obtiene el valor presente neto, VAN, considerando los costos desde el año de decisión de aplicar CAC hasta el último año de vida útil de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_i^V r \frac{C_{Sin\ CAC,i}}{(1+r)^i} - \sum_i^V r \frac{C_{Con\ CAC,i}}{(1+r)^i} \quad (7.1)$$

Con  $r=10\%$  (tasa de descuento), y donde,  $C_{Sin\ CAC,i}$  es el costo total de una planta sin CAC en el año  $i$ , (ver Anexo 13).

Existen 3 resultados de la evaluación económica:

$$VAN = \begin{cases} > 0; \text{Aplicar CAC} \\ = 0; \text{Indiferente a CAC} \\ < 0; \text{No aplicar CAC} \end{cases}$$

#### 7.4.4 Resultados

Los resultados se dividen en dos partes. La primera hace una evaluación específica de cada una de las tecnologías y sus combinaciones, es decir, se evalúa 1 de las 3 opciones de captura, con 1 de las 2 alternativas de almacenamiento, y así con todas las combinaciones restantes, para cada escenario propuesto, como si fuese la única tecnología disponible en el sistema. Luego de obtener los resultados específicos de cada tecnología, se procede a evaluar la competencia entre las tecnologías CAC, es decir, ya no existe una única tecnología sino que compiten económicamente por su aplicación en cada una de las centrales del parque propuesto anteriormente.

Los resultados se basan en la capacidad instalada con CAC que tendría el parque de centrales termoeléctricas a carbón actuales y proyectadas, cuantificando la reducción de emisiones como consecuencia de la aplicación de la tecnología en cuestión en cada resultado expuesto.

#### *Capacidad Instalada con tecnología CAC y Reducciones de Emisiones de CO<sub>2</sub> por tecnología*

Los siguientes resultados evalúan una tecnología específica de CAC en todo el parque de centrales eléctrica a carbón tanto actual como proyectado para los escenarios descritos. En resumen, se evalúa cada combinación de tecnología (captura y almacenamiento) como si fuera la única posibilidad de implementación del sistema, y se verifica cuánta capacidad sería posible con esa opción y qué reducción de emisiones impondría.

El objetivo de la aplicación de políticas es incentivar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, obligando a las centrales a pagar un impuesto (del inglés, *Tax*), lo que tendrá como consecuencia que la inversión en CAC para centrales a carbón sea atractiva respecto a una central sin esta tecnología. Esto dependerá de la edad respecto al año de inicio del impuesto y a la eficiencia total de la central. El parque carbonífero en su totalidad será evaluado para cada una de las tecnologías, verificando qué porcentaje de éste es económicamente factible de aplicar CAC y cuanta reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> se produce por cada escenario, respecto al escenario BAU. Para todos los escenarios, el año de referencia es el 2012.

#### *Escenario BAU*

El escenario BAU opera con el contexto energético actual, sin obligaciones de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> para el parque supuesto de centrales. Al evaluarlo, según la metodología antes descrita, se concluye que a ninguna central le beneficiaría implementar CAC, en cualquiera de sus opciones.

Es importante mencionar que este escenario entrega la referencia numérica con la cual se medirá la capacidad instalada CAC y la consecuente reducción de emisiones. Se considera el año que termina la vida útil de las últimas centrales que entraron en operación en esta evaluación, para estimar las emisiones acumuladas por la operación de todo el parque de centrales a carbón. El año 2073, es cuando cumplen su último año de vida útil las centrales más nuevas. Desde el año 2013 al 2073 se cuentan y acumulan las emisiones del parque de centrales, sumando bajo el escenario BAU, un valor de 4.837 MtCO<sub>2</sub>, valor máximo de emisiones acumuladas para las características de evaluación de este documento.

#### *Escenario Corto Plazo*

Considerando como año de aplicación de impuesto el 2023, la capacidad instalada de centrales a carbón este año se proyecta en 15.800 MW (Bocamina I, acaba vida útil el año 2020 y no se considera Termoeléctrica Ventanas porque sólo le quedan 4 años de vida útil), sobre estas centrales se realizará el análisis económico, observándose los resultados en la Figura 66, con almacenamiento oceánico.

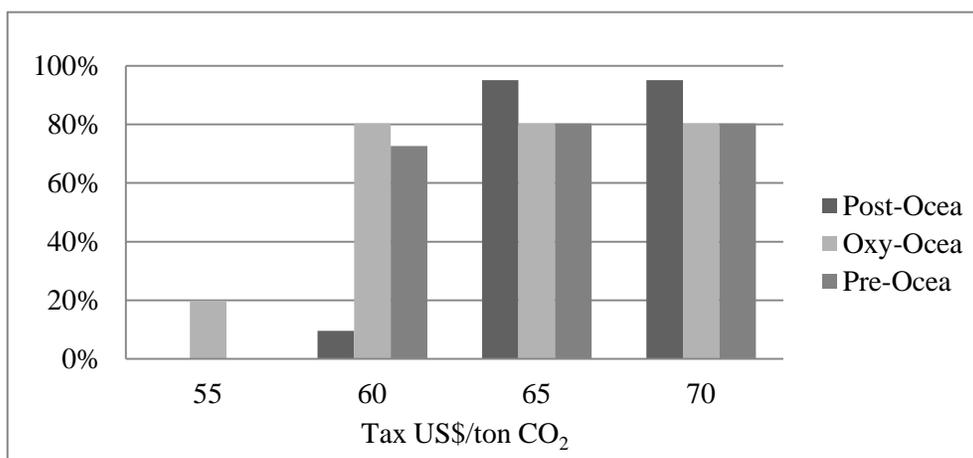


Figura 66.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2023 respecto a impuestos por emisión y tecnología captura: Escenario Corto Plazo-Oceánico.

Lo anterior, tiene como consecuencia una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, de acuerdo al escenario propuesto, donde sus valores se observan en el Gráfico 67.

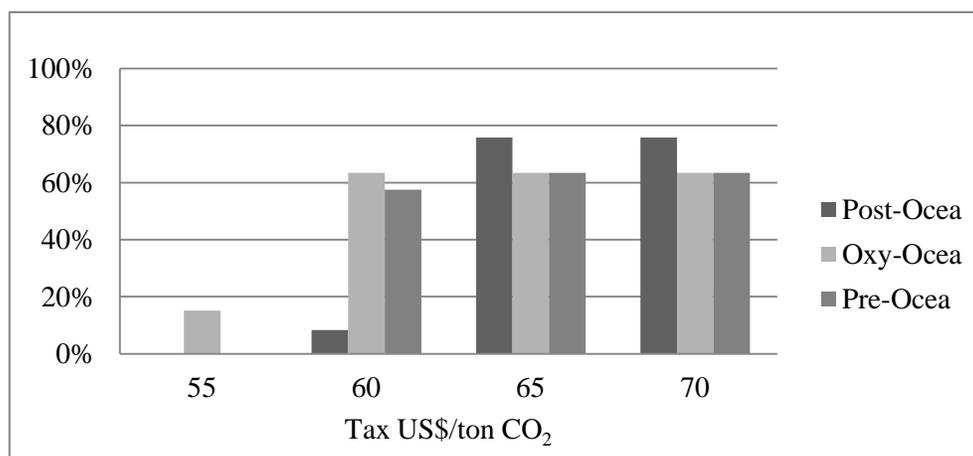


Figura 67.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Corto Plazo-Oceánico.

De los gráficos anteriores, se observa que con un impuesto de 55 US\$/tonCO<sub>2</sub> se puede aplicar un CAC económicamente factible, con la tecnología más eficiente de sus opciones, la captura *Oxy-Fuel*, alcanzando un 19% y una reducción de emisiones de 15%. Con un Tax-60, el porcentaje del parque a ese año que podría aplicar CAC, es mayor a 80% en su opción *Oxy-Fuel* y 73% si se aplicara tecnología Precombustión; además las reducciones para cada caso es 63% y 58%, respectivamente. La alternativa de captura Postcombustión, aplica a un poco más del 10%, solo a la centrales del parque actual, provocando una reducciones de emisiones del 8%. Para los impuestos Tax-65 y Tax-70, los resultados son equivalentes, llegando al 95% de la capacidad instalada en la opción Postcombustión y 80% para *Oxy-Fuel* y Precombustión, lo que tiene como consecuencia una reducción de emisiones de 63% para *Oxy-Fuel* y Precombustión, y 76% para el caso de la Postcombustión, siendo este valor el más alto de la evaluación.

Los resultados de la Figura 66 consideran almacenamiento oceánico, el cual tiene un costo levemente más alto que su alternativa geológica, como muestra la Figura 69, con los mismos parámetros de la Figura 66, cambiando la opción de almacenamiento.

La diferencia que entre el almacenamiento oceánico y geológico, se traduce en que los resultados aplicando este último, son más favorables para los *tax* 55 y 60 US\$/tonCO<sub>2</sub>, pero no registra cambios en Tax-65 y Tax-70. Esto mismo se refleja en la Figura 69, donde se visualizan las reducciones de emisiones por los efectos del aumento de la capacidad instalada para el impuesto más bajo. Para un *tax* de 55 US\$/tonCO<sub>2</sub>, existe un reducción considerable de 43%, para los otros valores se mantienen respecto a los resultados obtenidos con la alternativa oceánica.

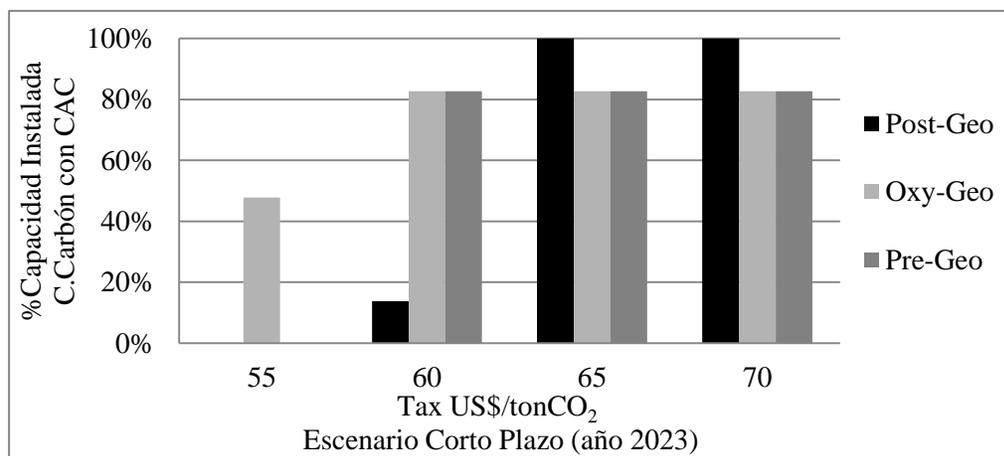


Figura 68.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2023 respecto a impuestos por emisión y tecnología captura: Escenario Corto Plazo-Geológico.

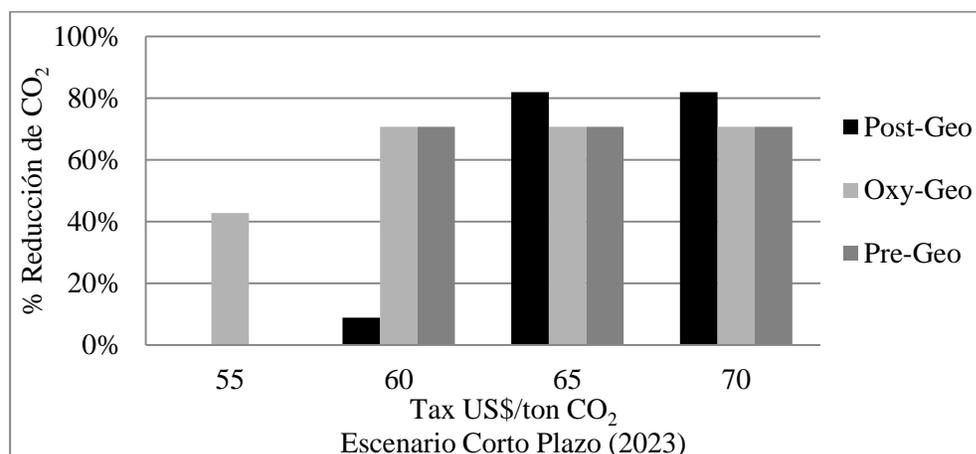


Figura 69.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Corto Plazo-Geológico.

#### *Escenario Mediano Plazo*

Al evaluar el 2033 como año de inicio de impuesto, se considera que la capacidad instalada en ese año es de 15.400 MW (Termoeléctrica Tocopilla, no se considera porque solo le quedan 8 años de vida útil). Los resultados obtenidos son iguales entre la opción de almacenamiento oceánico y la geológica, por lo que solo se mostrarán los resultados de almacenamiento oceánico en la Figura 70 y la Figura 71 (los resultados geológicos se observan en el Anexo 14).

En los gráficos se observa que con 55 US\$/tCO<sub>2</sub>, no existe factibilidad económica para que las centrales apliquen CAC, no obstante, con 60 US\$/tCO<sub>2</sub> el 86% del parque al año 2033, podría aplicar tecnología de *Oxy-Fuel* con una reducción de CO<sub>2</sub> del 41%. Para Tax-65 y Tax-70 US\$/tCO<sub>2</sub>, los valores no varían notoriamente, incluso se mantiene el 86% de *Oxy-Fuel*, subiendo al mismo valor en la alternativa Precombustión, sin embargo, subiendo a 97% en Postcombustión para 65 US\$/tCO<sub>2</sub>, equivalente para 70 US\$/tCO<sub>2</sub>, para la misma alternativa de captura. Lo último, provoca una reducción de emisiones de 46% usando Postcombustión con Tax-65 y Tax-70, respectivamente.

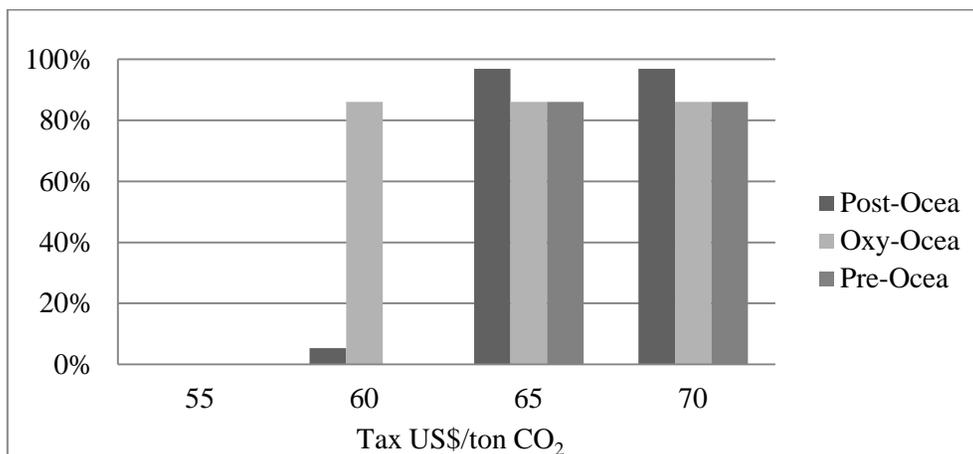


Figura 70.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2033 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Mediano Plazo-Oceánico.

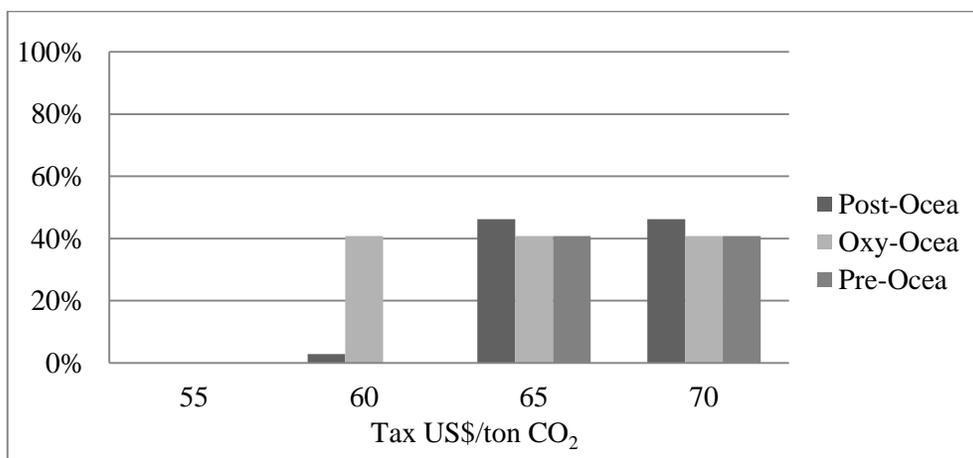


Figura 71.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Mediano Plazo-Oceánico.

Considerando solo una diferencia de 400 MW entre el escenario a corto y mediano plazo respecto a la capacidad instalada, las reducciones consecuentes a mediano plazo son menores debido al periodo, dado que se permite emitir CO<sub>2</sub> (no existe impuesto hasta el 2033) por 10 años más que en el caso de corto plazo.

### *Escenario Largo Plazo*

Para el 2043, considerando una capacidad instalada a carbón de 14.670 MW (Celta, Termoeléctrica Norgener y Termoeléctrica Mejillones, no se consideran porque solo le quedan 4, 6 y 5 años de vida útil, respectivamente), la aplicación de un impuesto a las emisiones al parque de centrales a carbón de ese año, produce los resultados distintos para todas sus opciones. Con almacenamiento geológico, resulta lo resumido en la Figura 72 y en la Figura 73.

Dado los gráficos expuestos anteriormente, se observa que en 55 US\$/tonCO<sub>2</sub>, no existe centrales aplicando CAC. En Tax-60, solo la opción *Oxy-Fuel* tiene la posibilidad de ingresar a un 71% del parque del año, pero realmente tiene efecto en una reducción de sólo 34% de las emisiones. A un impuesto de 65 US\$/tonCO<sub>2</sub>, el porcentaje es menor a los otros años evaluados anteriormente, logrando fracciones de aplicación de 47, 89 y 82% para las opciones Post-combustión, *Oxy-Fuel* y Pre-combustión, respectivamente. Aplicando 70 US\$/tonCO<sub>2</sub>, resultan valores por sobre los resultados de los escenarios anteriores en el caso del *Oxy-Fuel* y Pre-combustión (89%, ambos), y menor en el caso de Postcombustión, con 96%.

Lo anterior, realmente no tiene consecuencias estimables en la reducción de emisiones, promediando 40% de reducción, con Tax-65 y Tax-70. Esto es debido a que la evaluación se realiza en el 2043, por lo que existe diferencias de 1 y 2 decenas de años respecto a los dos escenarios anteriores, donde ya se emitió una gran cantidad de CO<sub>2</sub>, y así lo único mitigable es la mitad de la vida útil de las centrales más nuevas ya que las centrales más antiguas ya no operarían.

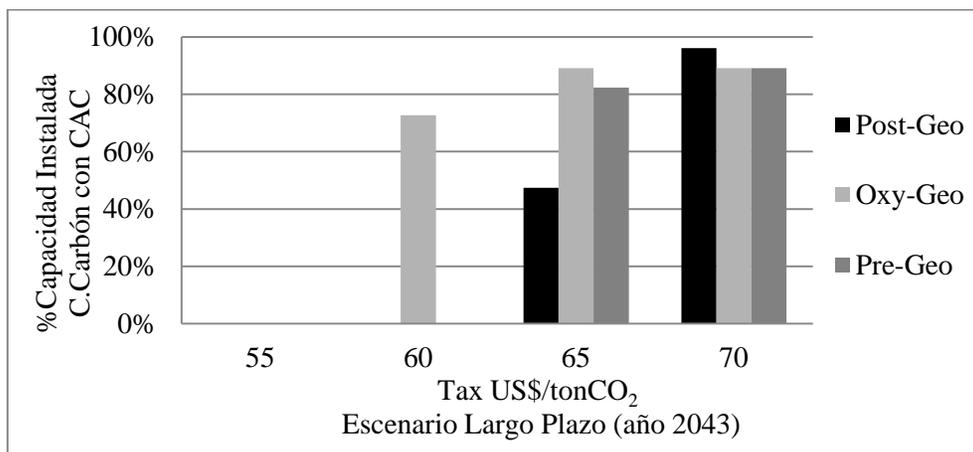


Figura 72.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2043 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Largo Plazo-Geológico.

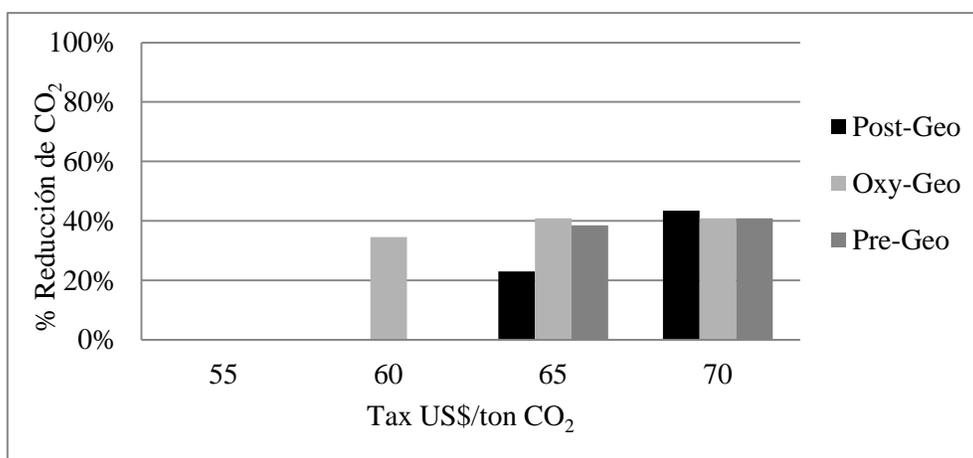


Figura 73.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Largo Plazo-Geológico.

Lo mismo ocurre para la alternativa de almacenamiento oceánica bajo la alternativa de lago de CO<sub>2</sub>, siendo los resultados para el año 2043 los explicitados en la Figura 74 y en la Figura 75.

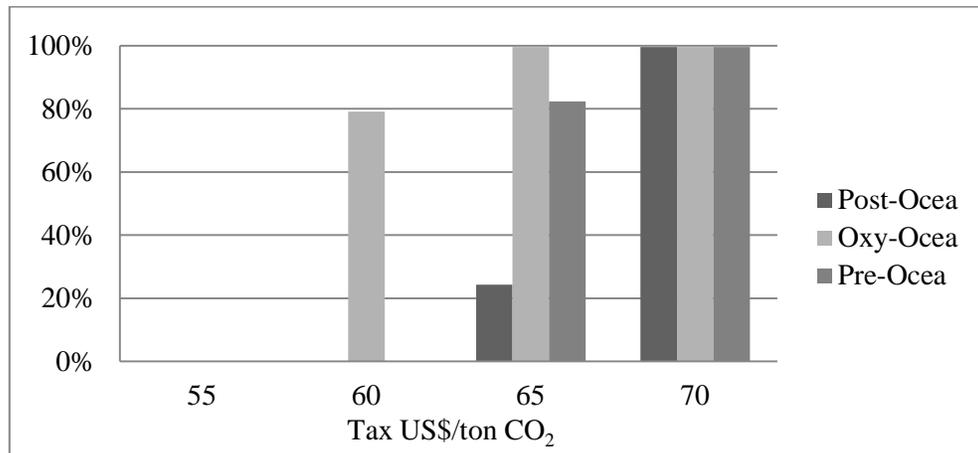


Figura 74.- Porcentaje de capacidad instalada de centrales a carbón con CAC al año 2043 respecto a impuestos por emisión y tecnología Captura: Escenario Largo Plazo-Oceánico.

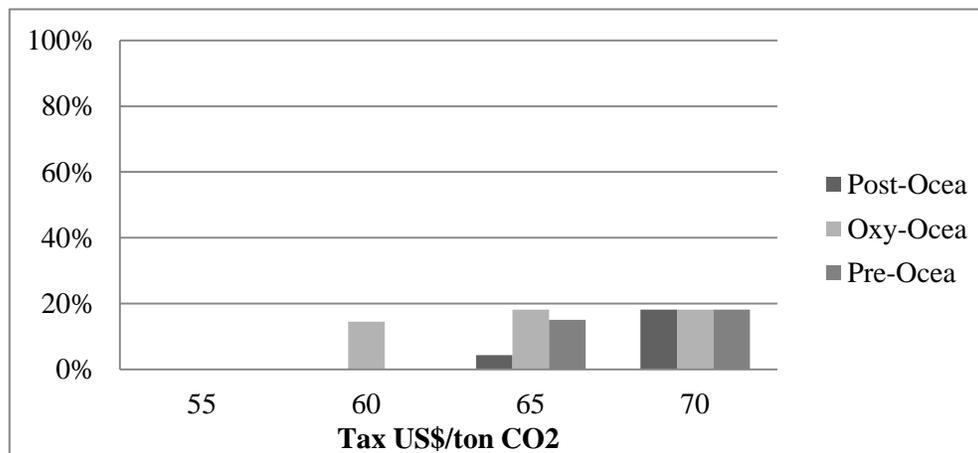


Figura 75.- Porcentaje de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por centrales a carbón con CAC: Escenario Largo Plazo-Oceánico.

Para Tax-65, los valores para las opciones Post y Precombustión, son 24 y 82% en capacidad, respectivamente; equivalentes a reducciones de emisiones de 4 y 15%. Para la alternativa de *Oxy-Fuel* la capacidad fue de 99%.

### *Competencia entre tecnologías CAC: Capacidad Instalada y Reducción de Emisiones Acumulada*

La sección anterior expone los resultados de la aplicación de tecnología CAC en el parque de centrales a carbón, evaluando como si solo una de las tecnologías CAC estuviera disponible, analizando su penetración individual en el parque. En la presente sección se utiliza la información de la observada en la sección anterior, para realizar un análisis de la competencia entre las mismas tecnologías como si estuviese todas disponibles en el sistema.

En resumen, para cada uno de los escenarios propuestos, se evalúa como estaría compuesta la matriz eléctrica a carbón con CAC, cuantificando su capacidad instalada y la consecuente reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, producto de la matriz generada.

### *Matriz Eléctrica a Carbón con CAC*

Los resultados se obtienen analizando la competencia entre las tecnologías CAC y también la convencional sin CAC, evaluando cada escenario respecto a cada impuesto. Los resultados para los *Tax-55*, *Tax, 60* y *Tax-65* con la opción de almacenamiento geológica se visualizan en el Anexo 14, dado que son iguales a los obtenidos con la alternativa oceánica.

*Tax 1: 55 US\$/tonCO<sub>2</sub>*

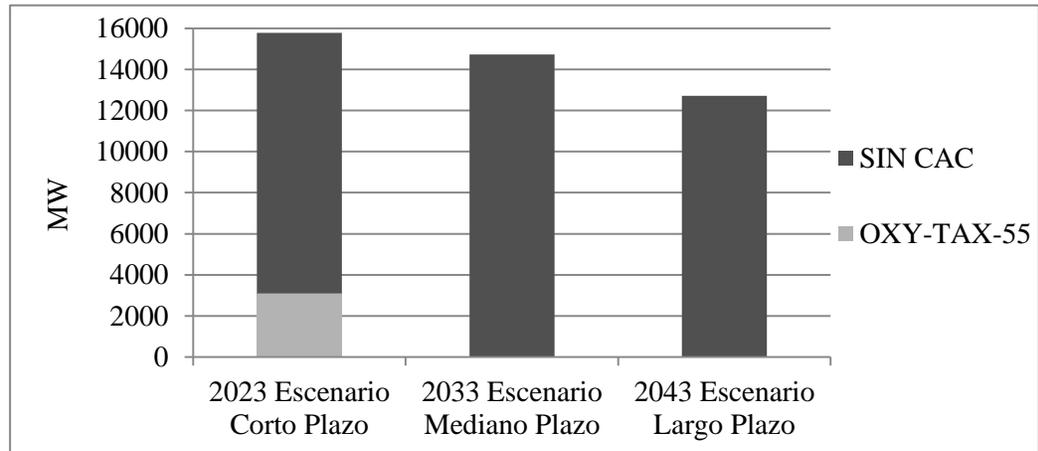


Figura 76.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 55 US\$/tonCO<sub>2</sub> (tax-55) evaluando almacenamiento oceánico.

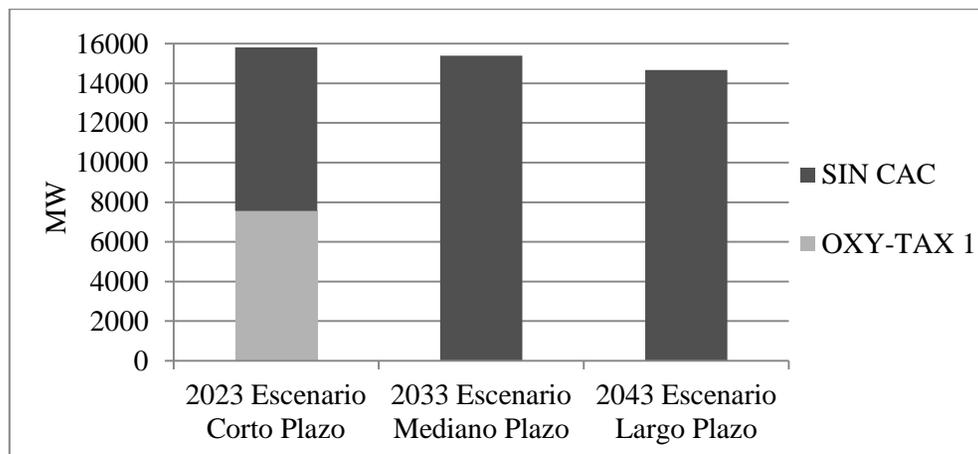


Figura 77.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 55 US\$/tonCO<sub>2</sub> (tax-55) evaluando almacenamiento geológico.

*Tax 2: 60 US\$/tonCO<sub>2</sub>*

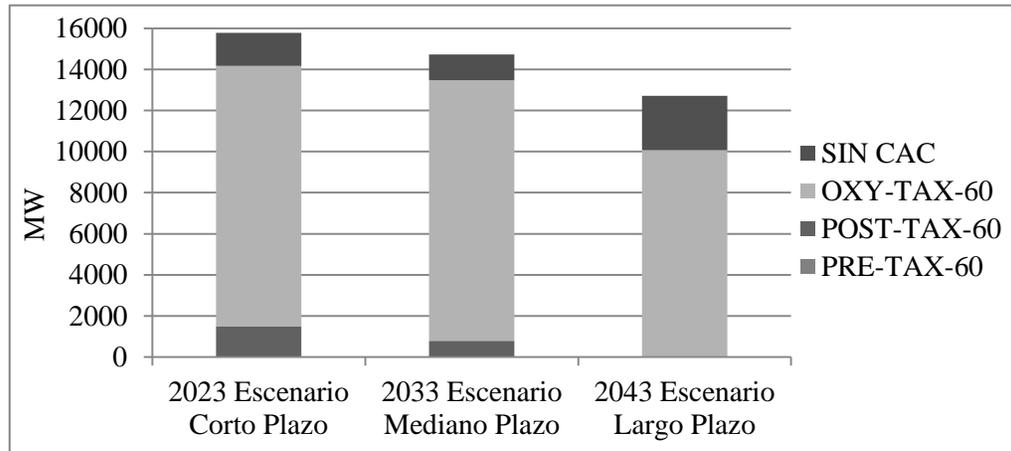


Figura 78.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 60 US\$/tonCO<sub>2</sub> (Tax-60) evaluando almacenamiento oceánico.

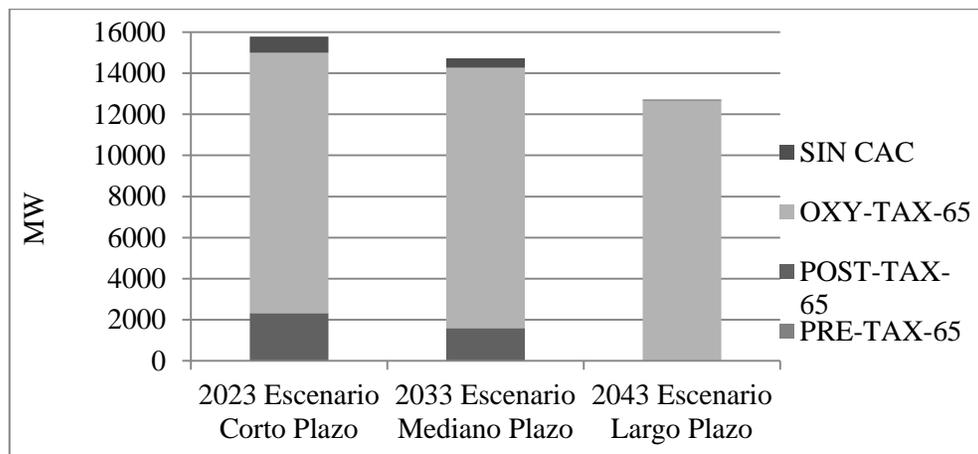


Figura 79.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 65 US\$/tonCO<sub>2</sub> (Tax-65) evaluando almacenamiento oceánico.

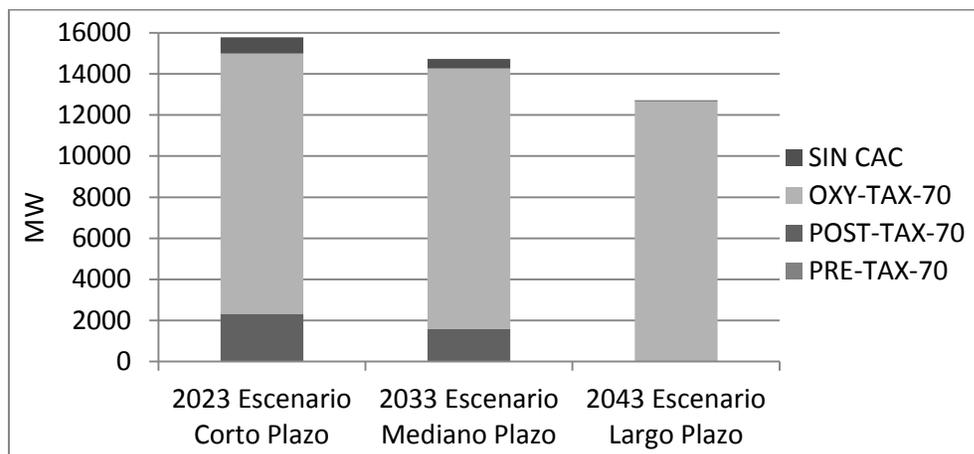


Figura 80.- Matriz eléctrica a carbón por escenario aplicando un impuesto a emisiones de 70 US\$/tonCO<sub>2</sub> (tax-70) evaluando almacenamiento oceánico.

#### 7.4.5 Emisiones Acumuladas

Con los resultados anteriores, se cuantifican las emisiones acumuladas por cada escenario en el tiempo, específicamente, desde el año 2013 hasta el 2082. Es importante recordar que los resultados provienen del análisis del parque de centrales a carbón propuesto en este documento, no considerando las emisiones que generarían otras centrales de diferente tecnología.

En el Anexo 14, se observan los resultados gráficos para todos los escenarios, no obstante en la Figura 81, se explicita una muestra de escenarios, con el objetivo de recopilar la información relevante para el análisis, seleccionando el almacenamiento oceánico como opción representativa. Solo se selecciona el Tax-55 a corto plazo y vía *Oxy-fuel*, dado que las otras opciones para este escenario son equivalentes al escenario BAU. También se opta por mostrar el Tax-70 a largo plazo, para demostrar que si aplica un impuesto alto, pero en 30 años más, la emisiones acumuladas serán altas, además, en la curva de los Tax-60 y 65 a mediano plazo, demuestran que no existe diferencia notable. Finalmente, las curvas de los Tax-60 y 65, indican que tampoco hay gran diferencias entre ellas, siendo las que provocan mayor reducción de emisiones.

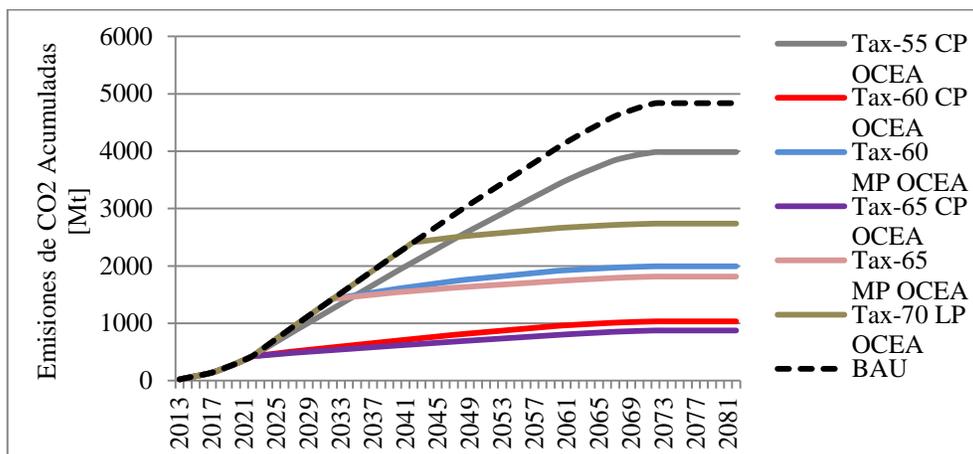


Figura 81.- Emisiones acumuladas en el tiempo (2013-2082) por escenario e impuesto. CP: Corto Plazo; MP: Mediano Plazo; LP: Largo Plazo.

Para el *Tax-55* (55 US\$/ton), solo se expresa el resultado a corto plazo dado que tanto el mediano como el largo plazo, tienen resultados iguales al escenario *BAU*. En los casos del *Tax-60* (60 US\$/ton) y *Tax-65* (65 US\$/ton), los resultados de largo plazo son equivalentes al mismo caso del *Tax-70* (70 US\$/ton). En este último escenario, los resultados a corto y mediano plazo son similares a los obtenidos en los mismos casos con el *Tax-65*.

Como se observa en la Figura 82, se consideran 112 años desde 1970, el escenario *BAU* entrega la base de emisiones por acumular, estimadas en 4.837 MtCO<sub>2</sub> adicionales a las acumuladas hasta el 2012, sumando 5.120 MtCO<sub>2</sub>. Implementando un impuesto de 55 US\$/tCO<sub>2</sub> (*Tax-55*) desde el año 2023 (Corto Plazo) no aparecen diferencias significativas respecto al escenario *BAU*, variando 852 MtCO<sub>2</sub> menos. Para un impuesto de 60 US\$/tCO<sub>2</sub>, se obtiene resultados atractivos en el corto plazo, con emisiones acumuladas de 1.032 MtCO<sub>2</sub>, solo 158 MtCO<sub>2</sub> menor que los resultados obtenidos para los escenarios del *Tax-65* y 70 en el mismo caso. Si se aplica el impuesto desde el año 2043 (largo plazo), el valor de emisiones acumuladas más bajo se obtiene con un impuesto de 70 US\$/tCO<sub>2</sub>, proyectado en 2.737 MtCO<sub>2</sub>, magnitud alejada de los escenarios óptimos, pero comparado con el escenario *BAU* es casi la mitad de sus emisiones.

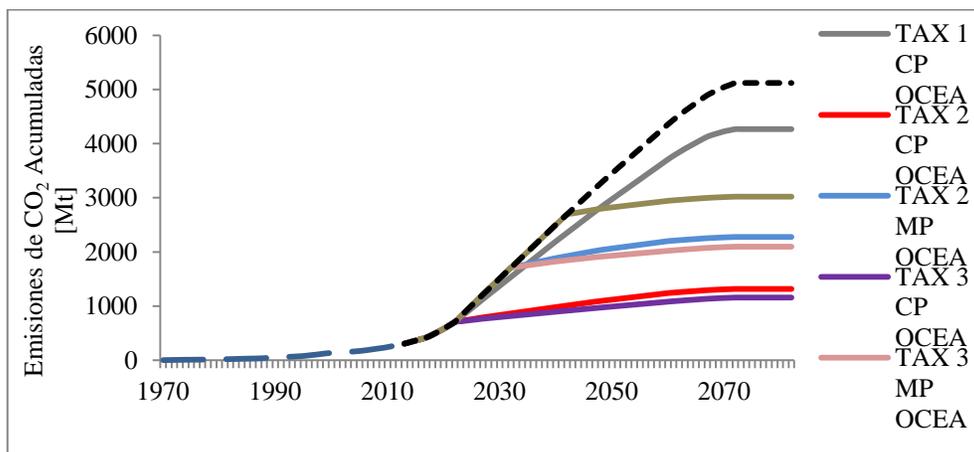


Figura 82.- Emisiones acumuladas por operación de centrales a carbón en Chile, desde el año 1970 hasta el 2082 respecto a escenarios.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> acumuladas desde el año 1970 hasta el 2012, son aproximadamente, 280 MtCO<sub>2</sub>, que son las emisiones base para las proyecciones a corto, mediano y largo plazo. El escenario BAU, entrega un valor de 5120 MtCO<sub>2</sub>, casi 5 veces mayor al escenario a corto plazo con un impuesto de 65 US\$/tCO<sub>2</sub>.

#### 7.4.6 Costo Variable con CAC

Las centrales aumentarán su costo variable al utilizar CAC, valor con el cual se toma la decisión del despacho de la central en el sistema interconectado correspondiente, respecto a las otras centrales de generación, no obstante, la competencia entre centrales a carbón y otras, no será analizada, dado que el documento busca comparar económicamente a las centrales a carbón con y sin CAC. El costo variable determinará el ingreso económico por la operación de la central respecto al costo marginal del sistema. En la Figura 83, se observa los costos variables de la Central Punta Alcalde desde el año 2023 al 2062, ante un escenario de impuesto a emisiones de Tax-60 (con y sin CAC usando *Oxy-fuel*) comparadas con el comportamiento de la misma central en escenario BAU, ejemplificando las diferencias entre la aplicación de un impuesto a emisiones y su

consecuencia en las posibilidades de despacho e ingreso, considerando precios de carbón según el Anexo 13.

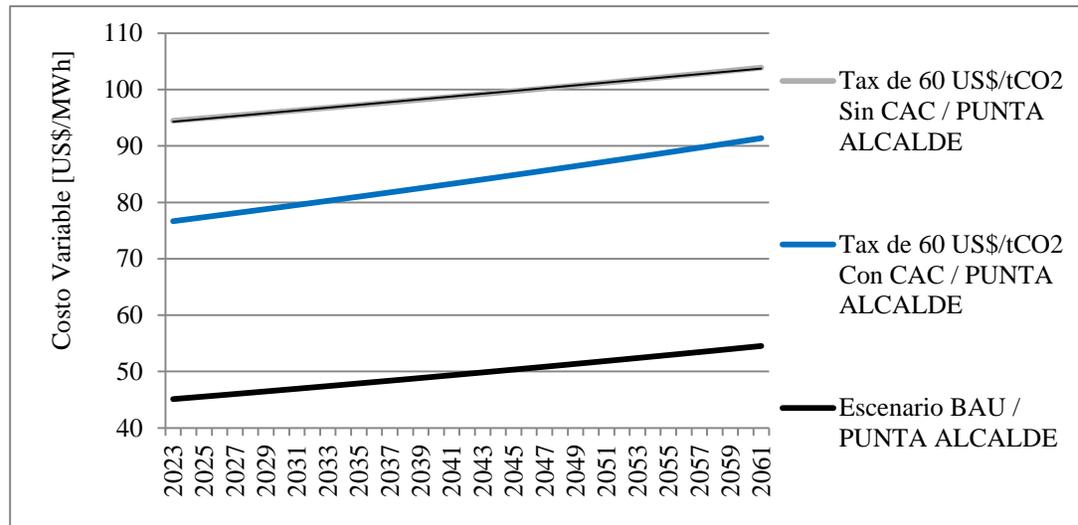


Figura 83.- Costo variable de Central Punta Alcalde desde el año 2023 hasta 2062: Escenario BAU y TAX 60 US\$/tCO<sub>2</sub> (con y sin CAC).

La diferencia entre el costo variable BAU es menor aproximadamente en 30 US\$/MWh al escenario con CAC e impuesto y casi 50 US\$/MWh del caso sin CAC. Estas diferencias tienen menor o mayor consecuencias dependiendo del costo marginal para esos años.

## **8. EVALUACIÓN DE SOLUCIONES DE CAC EN CHILE**

Considerando el contexto y el objetivo, se identifican dos tareas principales respecto a las soluciones para implementar CAC: la elección de la tecnología CAC para el parque de centrales a carbón; y el otro foco, es la recomendación de la política a implementar respecto al impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, propuestas en el capítulo anterior.

Primero, se seleccionará el escenario indicado que cumpla el objetivo, fijando el impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> y el año a implementarlo. Luego, bajo ese contexto, se indicará cual es la tecnología seleccionada para cada central actual y proyectada.

### 8.1 Selección de Escenario: Impuesto a las emisiones

Los resultados obtenidos en el capítulo anterior verifican que con un impuesto de 55 US\$/tCO<sub>2</sub>, no se obtienen los resultados buscados, dado que este valor no justifica la instalación de CAC y como consecuencia, las centrales seguirían emitiendo lo mismo.

Con Tax-60, existe un equilibrio entre los beneficios económicos y ambientales al implementarlo a corto plazo (año 2023). Alcanza reducciones de 63%, en las emisiones acumuladas (periodo 2013-2082). Sin embargo, existe un porcentaje de centrales actuales que no podrían instalar captura post-combustión porque no produce un beneficio económico.

Observando los resultados con un impuesto de 65 y 70 US\$/tCO<sub>2</sub>, se obtiene una aplicación de CAC en la centrales, porque ante cualquier elección sobre el año de aplicación, las reducciones de emisiones son altas respecto a los otros impuesto, no obstante, con 65 US\$/tCO<sub>2</sub>, se observan resultados similares al impuesto más alto, a un costo más bajo. A corto plazo, usando un impuesto de 65 US\$/tCO<sub>2</sub> las reducciones alcanzan los 75%, equivalentes a 2.375 MtCO<sub>2</sub> acumulados durante el periodo 2013-2082. El impacto de la aplicación de Tax-65 en el costo variable de

la central es levemente más alto, diferenciándose del Tax-60, solo por 1 US\$/MWh más.

En resumen, el impuesto a las emisiones de CO<sub>2</sub> seleccionado está entre los 60 y 65 US\$/tCO<sub>2</sub>, donde el primero tiene mayor beneficio económico y el segundo, mayor beneficio ambiental, no obstante, este último no se aleja económicamente del primero y considera una aplicación a toda la matriz carbonífera. Finalmente, el impuesto recomendado es de 65 US\$/tCO<sub>2</sub> implementándolo desde el año 2023.

## 8.2 Selección de Tecnología CAC

A continuación se evaluará la tecnología CAC en sus dos áreas: Almacenamiento y Captura.

### 8.2.1 Captura

Existen tres opciones de captura: Post-Combustión, Oxy.Fuel y Pre-Combustión. La de más fácil instalación es la Post-Combustión, principalmente porque la central y la tecnología CAC, se puede instalar sin depender una de la otra. La tecnología *Oxy-Fuel* es más eficiente en el consumo energético, no obstante, requiere que la central tenga incorporada esta tecnología al momento de la construcción, al igual que la tecnología Pre-Combustión.

Dentro de las opciones, la Post-Combustión es la única a ser utilizada en las centrales actuales (instaladas antes del 2013), para aquellas donde el análisis económico resulto favorable para la implementación de CAC según el impuesto seleccionado, 65 US\$/tCO<sub>2</sub>. El resultado por central se muestra en la Tabla 15, como se muestra a continuación.

Tabla 15.- Centrales pueden implementar CAC con tecnología de Post-Combustión.

Central	Potencia [MW]
Celta	148
Termoeléctrica Norgener	259
Termoeléctrica Andina	152
Termoeléctrica Angamos	488
Termoeléctrica Mejillones	319
Termoeléctrica Hornitos	154
Termoeléctrica Guacolada	563
Nueva Ventanas	242
Santa María I (Ex Coronel)	350

Para las centrales proyectadas, se realiza la evaluación considerando las 3 tecnologías de captura. Los resultados obtenidos demuestran que la tecnología *Oxy-Fuel* es la preferida desde el punto de vista económico. El listado de centrales a las que aplica se muestra a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16.- Centrales que pueden implementar CAC con tecnología de *Oxy-Fuel*.

Central	Potencia [MW]
Pacífico	350
Patache	110
Celta 2	250
Cochrane	560
Infraestructura Energética Mejillones	750
Kelar	500
Atacama-D	2354
Guacolda V	152
Punta Alcalde	740
Nuevas Centrales Termoeléctricas	1400
Barrancones	566
Coquimbo-A	300
Coquimbo-B	800
Coquimbo-C	270
Energía Minera	1050
RC Generación	700
Los Robles	750
Bocamina II	370
Santa María II (Ex Coronel)	350

No es factible instalar tecnología CAC a la central Pirquenes, dado su baja capacidad instalada (50MW).

### 8.2.2 Almacenamiento

Las dos opciones de almacenamiento, Geológico y Oceánico, tienen posibilidades de ser implementadas. Los resultados indican que la alternativa geológica tendría menor costo respecto a la otra, sin embargo, se deben realizar estudios específicos sobre el tema para analizar la factibilidad, en especial, la evaluación sísmica del país y las condiciones del sitio preseleccionado, dado que sólo existen datos superficiales

Por otra parte, el almacenamiento oceánico tiene como ventaja la geografía del país y la instalación física de las centrales, las cuales se sitúan en el borde costero. Además, la batimetría de Chile facilita la implementación de esta alternativa dado que el relieve submarino es profundo a poca distancia de la costa. Por estos motivos, es la opción más beneficiosa la alternativa Oceánico.

Las ventajas y desventajas se agrupan en la Tabla 17 para los dos tipos de almacenamiento.

Tabla 17.- Ventajas y desventajas entre las opciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub>

	Ventajas	Desventajas
Geológico	Relativamente más económico	En Chile no existe información para poder caracterizar los sitios
	Tecnología con mayor madurez a nivel mundial: recuperación de petróleo mediante CO <sub>2</sub>	Dependencia de la actividad sísmica, dado el control de fuga
	Existen planta pilotos	Incertidumbre en la capacidad de almacenamiento del sitio
Oceánica	Existe información para poder caracterizar un sitio	Relativamente menos económica
	El relieve submarino posee características favorables	No existen plantas pilotos: etapa de desarrollo
	Las centrales se agrupan en la costa de Chile	Incertidumbre respecto al impacto ambiental a largo plazo

## 9. CONCLUSIONES

En este documento se ha evaluado la implementación de tecnologías CAC a las centrales termoeléctricas a carbón en Chile.

Se cuantificaron las emisiones de CO<sub>2</sub> producto de este tipo de centrales eléctricas desde el año 1970 hasta el 2011, resultando un valor de emisiones acumuladas durante ese periodo de 283 MtCO<sub>2</sub> como consecuencia de un ingreso paulatino del carbón a la matriz eléctrica chilena, estimándose que este valor se quintuplicará hacia el 2020-2025.

Las emisiones de GEI seguirán aumentando en la medida que se construyan centrales a carbón. Aunque existe oposición a la instalación de nuevas centrales de este tipo, no se aprecia que éstas puedan ser eliminadas a corto plazo, y al igual que otros países en vías de desarrollo y desarrollados, estas plantas seguirán vigentes por su simplicidad de operación y la autonomía del recurso carbonífero. Cabe señalar que el WRI (World Resources Institute, 2012) ha identificado 1200 centrales (1400 GW) en construcción y en diferentes grados de planeación en el Mundo en los próximos años, dominados por China e India, pero también en países desarrollados, como Alemania, que planea instalar 23 GW a carbón. Si no se aprecia un freno al carbón a nivel internacional es posible que tampoco exista tal reacción en Chile.

Las centrales a carbón emiten GEI y la adición de 1400 GW agregaría un 25% de emisiones a las actuales agravando el proceso de calentamiento global que se evidencia en el presente.

La tecnología CAC justifica su aplicación en las termoeléctricas que emitan CO<sub>2</sub>, y más aún en las centrales a carbón (tienen mayor tasa de emisión por unidad de energía eléctrica generada). Esto se basa en que las centrales a carbón operan de forma continua a bajo costo, entregando confiabilidad y economía al sistema eléctrico correspondiente, ahora si sumamos la característica “limpia”, las centrales a carbón podrían tener todas las cualidades que se necesitan en una central de generación eléctrica. Para cumplir lo anterior, la tecnología CAC entrega la oportunidad de satisfacer esa necesidad,

reduciendo el 25% de emisiones de CO<sub>2</sub> proyectadas por los 1400 GW a carbón, a una proporción cercana a los 2,5%, esto a cambio de un costo en la inversión (71-75% más), además el costo de operación aumentará entre un 32% y 41%. Su aplicación en Chile es posible debido a la generación a carbón que se proyecta a un plazo de 10 años crecería hasta llegar a los 16 GW de capacidad instalada en el sistema.

A continuación se resumen las conclusiones respecto a los componentes principales.

#### *Inventario de emisiones de CO<sub>2</sub> y tendencias a futuro*

Chile tiene 3.522 MW, con un crecimiento de 10% anual hasta el año 2025.

Las emisiones acumuladas de CO<sub>2</sub> proyectadas 70 años hacia adelante serán 17 veces más altas que lo acumulado desde el año 1970 hasta el 2012.

Se definieron nueve Areas de Desarrollo Termoeléctrico a Carbón (ADTC) a lo largo de país con proyectos de generación eléctrica a carbón que redundarán en nuevas emisiones.

Este estudio descarta el ADTC B (Tocopilla), ya que posee centrales antiguas y no existen proyectos a futuro en esa zona. Además, los ADTC D (Castilla) y F (Cruz Grande), no poseen proyectos formales, dado que los evaluados están desistidos o rechazados desde el punto de vista del proceso de evaluación ambiental.

Los ADTC A (Patache) C (Mejillones), E (Huasco) e I (Lota), son áreas en que la generación termoeléctrica a carbón y otros fósiles, probablemente perdurará en el tiempo con centrales actuales con una vida útil moderada, y con proyectos de considerable capacidad (sobre los 300 MW).

#### *Captura*

Las centrales actuales *Tocopilla*, *Ventanas* y *Bocamina*, no son aptas para captura por su antigüedad (>30 años). La central *Pirquenes* aún no ha sido construida, no obstante, su

potencia es de sólo 50 MW, por lo que tampoco se aprecia conveniente aplicar CAC en ella. Todas las otras centrales actuales, podrían aplicar tecnología post-combustión.

Todas las centrales proyectadas tienen la posibilidad de aplicar captura, con preferencia a la tecnología *Oxy-Fuel*.

La evaluación económica realizada indica que la tecnología *Oxy-Fuel* es la recomendada para captura, debido a que su eficiencia es mayor, sin embargo, solo será aplicada a centrales proyectadas dado que deben considerar el sistema CAC en el diseño antes de ser construidas. Debido a lo anterior, para aplicar tecnología CAC a las centrales actuales se deberá usar captura Post-combustión.

### *Transporte*

Las opciones de transporte de CO<sub>2</sub> analizadas fueron los ductos en el caso de almacenamiento geológico y el marítimo (buques) y ductos en el caso de almacenamiento oceánico. Luego del análisis, se concluyó que el transporte vía ductos tenía mayor rentabilidad debido a que opera continuamente, y sus costos son altos en la inversión y bajos en la operación, para usar en ambas alternativas de almacenamiento.

### *Almacenamiento*

Los resultados de este documento entregan una recomendación respecto a cuál tipo de almacenamiento es el más apropiado para cada ADTC. Se analizó en forma detallada la factibilidad del almacenamiento oceánico, pero no se pudo realizar lo mismo con la opción geológica, debido a que solo existe información básica respecto a las características analizadas para evaluar su factibilidad en Chile. Sin embargo, el almacenamiento oceánico en Chile tiene ventajas considerables respecto a otros países debido a:

Posee en su geografía favorable y características que validarían la tecnología de almacenamiento oceánico: la batimetría tiene las propiedades idóneas dado que a poca distancia de la costa, el relieve submarino está a una profundidad propicia (>3.000m).

Las ADTC C, D y E son las áreas más adecuadas respecto a la inversión en tuberías submarinas y a las emisiones a generar por ellas. Esto se concluye de las características geográficas de estas zonas.

Todas las centrales a carbón proyectadas se encuentran en el borde costero a lo largo del país.

### *Recomendaciones*

Para que sea factible económicamente la instalación de CAC, se debe implementar una política basada en impuestos por emisión a las centrales en cuestión.

Esto incentivará a las generadoras a buscar la sustentabilidad en la operación, a través de inversión en la instalación de sistemas CAC para abatir las emisiones en un 90% aproximadamente.

Se recomienda aplicar un impuesto de 65 US\$/tCO<sub>2</sub> desde el año 2023. Las consecuencias de esta política, es un parque donde casi todas las centrales implementan CAC y el beneficio que tiene es una reducción de emisiones alta, con 75% (Figura 84). Además, el costo variable se ve levemente afectado comparado con el impuesto inferior (60 US\$/tCO<sub>2</sub>).

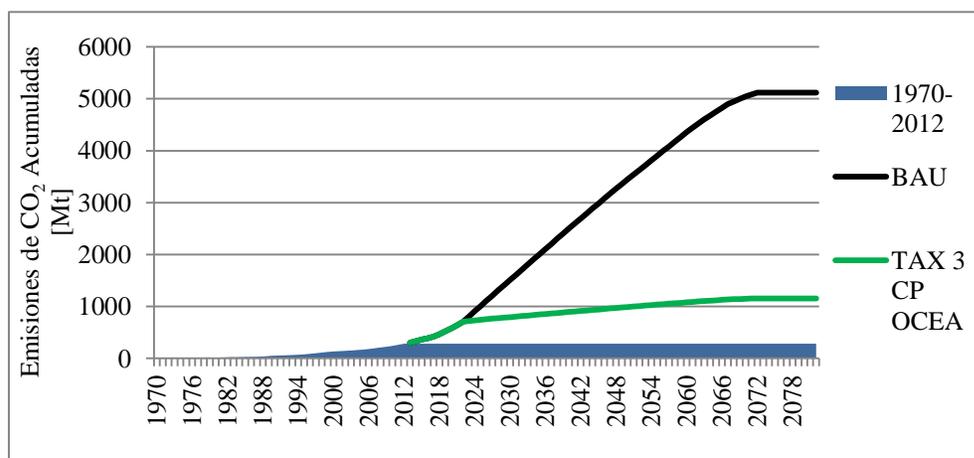


Figura 84.- Emisiones Acumuladas por operación de centrales a carbón en Chile, desde el año 1970 hasta el 2082 (escenario a Corto Plazo con impuesto de 65US\$/tCO<sub>2</sub>)

La tecnología CAC, usando captura *Oxy-Fuel* en las centrales proyectadas y Post-Combustión en las centrales actuales, usando almacenamiento oceánico, podría reducir en 70 años más, que se emitan solo 4 veces más de lo acumulado hasta hoy.

Finalmente, se concluye que las instituciones de desarrollo e inversión de Chile, necesita realizar investigación respecto a las tecnologías de abatimiento como el uso de CAC en las centrales eléctricas a carbón, anticipándose a los futuros desafíos nacionales y mundiales en relación al problema del calentamiento global. Chile emite una pequeña porción del total mundial de emisiones de CO<sub>2</sub>, no obstante, debe existir conciencia por parte de las entidades gubernamentales para prever las soluciones de mitigación de emisiones de gases efecto invernadero, no solo en el sector eléctrico, sino en toda la industria, dado que se estima que las próximas alianzas o tratados internacionales comprometerán a los países integrantes a reducir sus emisiones.

Las emisiones se siguen acumulando y lo harán hasta que se tomen medidas importantes desde el punto de vista de regulación mediante políticas enfocadas a este ítem, donde entre más tiempo transcurre, mayor será el costo de mitigación y reparación.

## BIBLIOGRAFÍA

CDEC SING. (1992-2011). Estadísticas Operacionales SING 1992-2011. In CDEC-SING, *Estadísticas Operacionales SING 1992-2011*. Santiago, Chile.

CDEC-SIC. (1992-2011). 1992-2011, Estadísticas Operacionales SIC. In CDEC-SIC, *1992-2011, Estadísticas Operacionales SIC*. Santiago, Chile.

Comisión de Energía. (2012). *CNE*. Retrieved 2012 йил ABRIL from [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

Comision Nacional de Energia. (2012). *Fijación de Precio Nudo Abril 2012 SING y SIC*.

Comisión Nacional de Energía. (2012). *Fijación de Precio Nudo Abril 2012 SING y SIC*.

Comision Nacional de Energía. (2012). *Generación Bruta SIC-SING*. From CNE: [www.cne.cl](http://www.cne.cl)

Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies . (s.f.). *CO2CRC*. Recuperado el 14 de 01 de 2012, de <http://www.co2crc.com.au/about/>

Diario Financiero. (16 de 04 de 2012). Endesa Chile alista plan maestro para duplicar su capacidad por hasta US\$ 11.000 millones a 2020. *Dirio Financiero* .

E.On. (2012). *Pipeline Material Selection, Corrosion Protection and Monitoring Philosophy*. Recuperado el 10 de 01 de 2012, de <http://www.decc.gov.uk>

Emsperger, W., & Termuehlen, H. (2003). *Clean and Efficient Coal-Fired Power Plants*. New York, EE.UU.: ASME Press.

ENDESA. (1970-1992). Estadísticas Operacionales . In ENDESA, *Estadísticas Operacionales* . Santiago.

Energy Information Administrator . (14 de 02 de 2013). *Energy Information Administrator* . Recuperado el 11 de 03 de 2013, de [http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal\\_reserves](http://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=coal_reserves)

Finkernrath, M., Smith, J., & Volk, D. (2012). *Analisy of the Globally Installed Coal Fired Power Plant Fleet*. EIA.

GOOGLE . (2012). *GOOGLE EARTH*. Retrieved 2012 from [earth.google.com](http://earth.google.com)

Heddle, G., Herzog, H., & Klett, M. (2003). *The Economics of Storage*. Massachusetts: Laboratory for Energy and the Environment.

Herzog, H. y. (2004). *Carbon Capture and Storage from fossil Fuel Use*. Massachusetts Institute of Technology.

Huneus, C. (2007). *Argentina y Chile: El conflicto del gas, factores de política interna Argentina*. Santiago, Chile.

IEA Coal Industry Advisory Board. (2008). Retrieved 2009 from <http://www.iea.org>

In Salah Gas Stockage de CO<sub>2</sub>. (s.f.). *In Salah Gas Stockage de CO<sub>2</sub>*. Recuperado el 13 de 01 de 2012, de <http://www.insalahco2.com/index.php/en/low-co2-gas-production/overview-.html>

International Economic Development Council. (2009). *What is Carbon Cap and Trade? A Primer for a Economic Developers*.

International Energy Agency. (2011). *Costos Capital Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation O&M Costos O&M Costos O&M Costos O&M Costos*.

International Energy Agency. (2012). *CCS Retrofit: Analysis of the Globally Installed*.

International Energy Agency. (2012). *CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion*. IEA Statistics.

International Energy Agency. (2010). *CO<sub>2</sub> pipeline Infrastructure: An Analysis of Global Challenges and Opportunities*.

International Energy Agency. (2009). *IEA Energy Statistics*. Obtenido de <http://www.iea.org/stats/index.asp>

IPCC. (2012). *IPCC*. Retrieved 2012 from [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)

IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*.

Miller, B. (2005). *Coal Energy Systems*. California: Elsevier Academic Press.

MIT Coal Energy Study Advisory Committee Members. (2007). *The Future of Coal*.

National Energy Technology Laboratory. (2010). *Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada*.

National Energy Technology Laboratory. (2010). *Geologic Storage Formation Classifications: Understanding Its Importance and Impacts on CCS; Opportunities in the United States*. Recuperado el 12 de 08 de 2011, de <http://www.netl.doe.gov/>

- National Energy Technology Laboratory. (2012). *Tracking New Coal-Fired Power Plants*.
- National Renewable Energy Laboratory. (2009). *Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations*.
- National Research Council. (2002). *Coal Waste Impoundments: Risk, Response and Alternatives*. Washington, D.C.: National Academy Press.
- Rubin, E. S., Berkenpas, M. B., & McCoy, S. (2008). *Development and Application of Optimal Design Capability for Coal Gasification Systems*. Pittsburgh: Carnegie Mellon University.
- Servicio de Evaluación Ambiental. (2011). *SEA*. Retrieved 2012 from [www.sea.gob.cl](http://www.sea.gob.cl)
- Servicio Nacional de Geología y Minería. (2003). *Mapa Geológico de Chile Versión Digital*. Santiago, Chile.
- SOFOFA. (2008). *Catastro de Proyectos de Inversión*. Santiago, Chile.
- World Resources Institute. (20 de 11 de 2012). Over a thousand new coal plants at planning stage worldwide.

## ANEXO 1. CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN 1970-2011

Capacidad Intalada SEC:

Año	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón		
	MW				%			Servicio Público	%	CODELCO
1970	484,1	955,8	0,0	1439,9	33,6%	66,4%	0,0%	412,475	0,29	
1971	478,2	956,8	0,0	1435,0	33,3%	66,7%	0,0%	410,7	0,29	
1972	493,9	957,0	0,0	1450,9	34,0%	66,0%	0,0%	410,7	0,28	
1973	498,3	1257,0	0,0	1755,3	28,4%	71,6%	0,0%	410,7	0,23	
1974	501,7	1354,6	0,0	1856,3	27,0%	73,0%	0,0%	410,7	0,22	
1975	507,9	1354,5	0,0	1862,4	27,3%	72,7%	0,0%	410,7	0,22	
1976	535,9	1354,5	0,0	1890,4	28,3%	71,7%	0,0%	410,7	0,22	
1977	795,3	1362,6	0,0	2157,9	36,9%	63,1%	0,0%	625,7	0,29	
1978	837,8	1362,6	0,0	2200,4	38,1%	61,9%	0,0%	625,7	0,28	
1979	834,9	1360,2	0,0	2195,1	38,0%	62,0%	0,0%	625,7	0,29	
1980	834,9	1360,2	0,0	2195,1	38,0%	62,0%	0,0%	625,7	0,29	
1981	880,4	1660,2	0,0	2540,6	34,7%	65,3%	0,0%	625,7	0,25	
1982	884,8	1677,2	0,0	2562,0	34,5%	65,5%	0,0%	633,7	0,25	270,50
1983	884,2	1677,2	0,0	2561,4	34,5%	65,5%	0,0%	633,7	0,25	270,50
1984	885,0	1677,1	0,0	2562,1	34,5%	65,5%	0,0%	633,7	0,25	270,50
1985	916,0	2178,3	0,0	3094,3	29,6%	70,4%	0,0%	633,7	0,20	348,50
1986	913,4	2188,9	0,0	3102,3	29,4%	70,6%	0,0%	617,7	0,20	351,50
1987	908,8	2189,8	0,0	3098,6	29,3%	70,7%	0,0%	617,7	0,20	401,00
1988	909,0	2166,2	0,0	3075,2	29,6%	70,4%	0,0%	633,7	0,21	448,50
1989	910,0	2200,4	0,0	3110,4	29,3%	70,7%	0,0%	633,7	0,20	448,50
1990	965,5	2338,5	0,0	3304,0	29,2%	70,8%	0,0%	633,7	0,19	448,50
1991	946,9	3007,1	0,0	3954,0	23,9%	76,1%	0,0%	633,7	0,16	448,50
1992	922,2	3006,8	0,0	3929,0	23,5%	76,5%	0,0%	633,7	0,16	448,50

## Generación Eléctrica SEC:

SEC	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón		Térmica
Año	GWh				%			Serv. Public. GWh	%	CODELCO GWh
1970	1384,0	3512,1	0,0	4896,1	28,3%	71,7%	0,0%	1.227,11	0,25	
1971	2035,7	3655,6	0,0	5691,3	35,8%	64,2%	0,0%	1.343,16	0,24	
1972	1713,6	4430,1	0,0	6143,7	27,9%	72,1%	0,0%	1.525,53	0,25	
1973	1588,8	4569,5	0,0	6158,3	25,8%	74,2%	0,0%	1.387,94	0,23	
1974	1266,4	5246,6	0,0	6513,0	19,4%	80,6%	0,0%	1.062,00	0,16	
1975	882,7	5320,2	0,0	6202,9	14,2%	85,8%	0,0%	692,04	0,11	
1976	1150,8	5453,5	0,0	6604,3	17,4%	82,6%	0,0%	950,45	0,14	
1977	1251,8	5660,1	0,0	6911,9	18,1%	81,9%	0,0%	1.035,01	0,15	
1978	1349,9	5993,3	0,0	7343,2	18,4%	81,6%	0,0%	1.103,00	0,15	
1979	1947,0	6088,4	0,0	8035,4	24,2%	75,8%	0,0%	1.564,99	0,19	
1980	2181,2	6651,5	0,0	8832,7	24,7%	75,3%	0,0%	1.812,73	0,21	
1981	2295,7	6744,4	0,0	9040,1	25,4%	74,6%	0,0%	1.965,45	0,22	
1982	1421,8	7760,1	0,0	9181,9	15,5%	84,5%	0,0%	1.083,06	0,12	1070,754
1983	1526,0	8213,1	0,0	9739,1	15,7%	84,3%	0,0%	1.158,28	0,12	1134,457
1984	1887,5	8571,1	0,0	10458,6	18,0%	82,0%	0,0%	1.536,35	0,15	1192,576
1985	1306,8	9671,0	0,0	10977,8	11,9%	88,1%	0,0%	951,87	0,09	1273,214
1986	1027,9	10653,6	0,0	11681,5	8,8%	91,2%	0,0%	670,39	0,06	1319,285
1987	912,5	11404,7	0,0	12317,2	7,4%	92,6%	0,0%	594,18	0,05	1453,466
1988	2441,6	10760,1	0,0	13201,7	18,5%	81,5%	0,0%	2.269,82	0,17	1792,454
1989	4753,2	8911,1	0,0	13664,3	34,8%	65,2%	0,0%	4.241,94	0,31	2097,552
1990	5567,9	8215,1	0,0	13783,0	40,4%	59,6%	0,0%	4.704,40	0,34	1955,282383
1991	2515,2	12405,8	0,0	14921,0	16,9%	83,1%	0,0%	2.100,20	0,14	2172,664914
1992	596,2	15883,8	0,0	16480,0	3,6%	96,4%	0,0%	447,70	0,03	2511,789016

(ENDESA, 1970-1992) (CDEC-SIC, 1992-2011) (CDEC SING, 1992-2011)

## Capacidad Instalada SIC:

Año	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón	
	MW				%			MW	%
1993	764,2	3119,2	0,0	3883,4	19,7%	80,3%	0,0%	469,65	12,1%
1994	740,5	3146,4	0,0	3886,9	19,1%	80,9%	0,0%	526,05	13,5%
1995	907,9	3169,2	0,0	4077,1	22,3%	77,7%	0,0%	534,05	13,1%
1996	1191,9	3660,1	0,0	4852,0	24,6%	75,4%	0,0%	888,05	18,3%
1997	1562,2	3698,1	0,0	5260,3	29,7%	70,3%	0,0%	838,05	15,9%
1998	2350,8	3885,1	0,0	6235,9	37,7%	62,3%	0,0%	788,05	12,6%
1999	2788,8	3899,8	0,0	6688,6	41,7%	58,3%	0,0%	788,05	11,8%
2000	2622,5	4023,8	0,0	6646,3	39,5%	60,5%	0,0%	723,65	10,9%
2001	2548,9	4023,8	0,0	6572,7	38,8%	61,2%	0,0%	619,7	9,4%
2002	2681,9	4048,8	0,0	6730,7	39,8%	60,2%	0,0%	619,7	9,2%
2003	2940,9	4048,8	0,0	6989,7	42,1%	57,9%	0,0%	592,35	8,5%
2004	3172,1	4688,8	0,0	7860,9	40,4%	59,6%	0,0%	731,65	9,3%
2005	3565,0	4688,3	0,0	8253,3	43,2%	56,8%	0,0%	627,7	7,6%
2006	3575,0	4692,1	0,0	8267,1	43,2%	56,8%	0,0%	788,05	9,5%
2007	4221,4	5210,7	18,2	9450,3	44,7%	55,1%	0,2%	788,05	8,3%
2008	4596,3	5296,2	18,2	9910,7	46,4%	53,4%	0,2%	815,4	8,2%
2009	5780,8	5284,4	81,0	11146,2	51,9%	47,4%	0,7%	1167,05	10,5%

## Generación Eléctrica SIC:

SIC	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón	
Año	GWh				%			GWh	%
1993	1290,0	16268,6	0,0	17558,6	7,3%	92,7%	0,00%	1288,9	7,3%
1994	2484,0	16379,7	0,0	18863,7	13,2%	86,8%	0,00%	2482,4	13,2%
1995	2860,8	17524,0	0,0	20384,8	14,0%	86,0%	0,00%	2587,8	12,7%
1996	6345,9	16013,3	0,0	22359,2	28,4%	71,6%	0,00%	5827,872	26,1%
1997	5794,8	17992,5	0,0	23787,3	24,4%	75,6%	0,00%	4393,61562	18,5%
1998	10452,3	15138,2	0,0	25590,5	40,8%	59,2%	0,00%	5244,493	20,5%
1999	14108,7	12757,3	0,0	26866,0	52,5%	47,5%	0,00%	5146,459	19,2%
2000	11049,0	18450,2	0,0	29499,2	37,5%	62,5%	0,00%	3730,566	12,6%
2001	9728,1	20994,4	0,0	30722,5	31,7%	68,3%	0,00%	2871,389	9,3%
2002	9443,6	22457,0	0,0	31900,5	29,6%	70,4%	0,00%	2601,587	8,2%
2003	11839,9	21798,6	0,0	33638,5	35,2%	64,8%	0,00%	3072,799	9,1%
2004	15435,9	20822,8	0,0	36258,6	42,6%	57,4%	0,00%	4277,932	11,8%
2005	12539,8	25375,3	0,0	37915,1	33,1%	66,9%	0,00%	3900,244	10,3%
2006	12268,0	27997,5	0,0	40265,5	30,5%	69,5%	0,00%	5001,226	12,4%
2007	19813,2	22158,6	2,8	41974,7	47,2%	52,8%	0,01%	6205,438	14,8%
2008	18271,8	23501,9	30,6	41804,3	43,7%	56,2%	0,07%	6310,863	15,1%
2009	15965,1	22034,3	42,8	38042,2	42,0%	57,9%	0,11%	6124,86	16,1%

## Capacidad Instalada SING:

Año	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón	
	MW				%			MW	%
1993	792,0	10,0	0,0	802,0	98,8%	1,2%	0,0%	429,4	53,5%
1994	792,0	10,0	0,0	802,0	98,8%	1,2%	0,0%	429,4	53,5%
1995	1143,0	13,0	0,0	1156,0	98,9%	1,1%	0,0%	731,6	63,3%
1996	1146,0	13,0	0,0	1159,0	98,9%	1,1%	0,0%	731,6	63,1%
1997	1263,0	13,0	0,0	1276,0	99,0%	1,0%	0,0%	872,64	68,4%
1998	1462,0	13,0	0,0	1475,0	99,1%	0,9%	0,0%	1047,64	71,0%
1999	2624,0	13,0	0,0	2637,0	99,5%	0,5%	0,0%	1205,64	45,7%
2000	3027,0	13,0	0,0	3040,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	39,7%
2001	3427,0	13,0	0,0	3440,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	35,0%
2002	3620,0	13,0	0,0	3633,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,2%
2003	3628,0	13,0	0,0	3641,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,1%
2004	3583,0	13,0	0,0	3596,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,5%
2005	3583,0	13,0	0,0	3596,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,5%
2006	3583,0	13,0	0,0	3596,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,5%
2007	3589,0	13,0	0,0	3602,0	99,6%	0,4%	0,0%	1205,64	33,5%
2008	3580,0	13,0	0,0	3593,0	99,6%	0,4%	0,0%	1213,74	33,8%
2009	3560,0	13,0	0,0	3573,0	99,6%	0,4%	0,0%	1137,81	31,8%

## Generación Eléctrica SING:

SING	Térmica	Hidro	Otros	Total	Térmica	Hidro	Otros	Carbón	
Año	GWh				%			GWh	%
1993	3302	47,8	0,0	3350,0	98,6%	1,4%	0,0%	2675,0	79,9%
1994	3699,5	45,7	0,0	3745,3	98,8%	1,2%	0,0%	2960,0	79,0%
1995	4365,9	37,7	0,0	4403,6	99,1%	0,9%	0,0%	3708,0	84,2%
1996	5498,1	46,5	0,0	5544,6	99,2%	0,8%	0,0%	5026,0	90,6%
1997	6335,9	56,5	0,0	6392,4	99,1%	0,9%	0,0%	6005,4	93,9%
1998	7308,1	49,4	0,0	7357,5	99,3%	0,7%	0,0%	6857,6	93,2%
1999	8932,1	60,0	0,0	8992,1	99,3%	0,7%	0,0%	7494,4	83,3%
2000	9242,7	56,1	0,0	9298,8	99,4%	0,6%	0,0%	5186,0	55,8%
2001	9750,6	63,9	0,0	9814,6	99,3%	0,7%	0,0%	2876,7	29,3%
2002	10300,4	67,0	0,0	10367,3	99,4%	0,6%	0,0%	3822,4	36,9%
2003	11351,1	65,7	0,0	11416,9	99,4%	0,6%	0,0%	3227,1	28,3%
2004	12264,1	66,0	0,0	12330,0	99,5%	0,5%	0,0%	4599,5	37,3%
2005	12597,3	60,0	0,0	12657,3	99,5%	0,5%	0,0%	4550,2	35,9%
2006	13166,3	69,7	0,0	13236,0	99,5%	0,5%	0,0%	6608,6	49,9%
2007	13877,6	68,2	0,0	13945,8	99,5%	0,5%	0,0%	8026,4	57,6%
2008	14434,5	67,8	0,0	14502,3	99,5%	0,5%	0,0%	8480,8	58,5%
2009	13572,7	56,3	0,0	13629,0	99,6%	0,4%	0,0%	7660,1	56,2%

Centrales a Carbón de los sistemas interconectados:

Sistema Interconectado	Empresa	Central	Potencia (MW)	Puesta en Servicio (año)
SING	ENDESA	CELTA (C.T. TARAPACA)	148,5	1999
	E-CL	TERMOELÉCTRICA TOCOPILLA	411,2	1990
	NORGENER	TERMOELÉCTRICA NORGENER	259,3	1997
	E-CL	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	318,9	1998
	E-CL	TERMOELÉCTRICA ANDINA	152,6	2011
	E.E. ANGAMOS	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	488	2011
	E-CL	TERMOELÉCTRICA HORNITOS	153,9	2011
SIC	AES GENER	TERMOELÉCTRICA GUACOLADA	563	2010
	AES GENER	TERMOELÉCTRICA VENTANAS	315,8	1977
	AES GENER	NUEVA VENTANAS	242	2010
	ENDESA	TERMOELÉCTRICA BOCAMINA	119,38	1970

## ANEXO 2. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE INVENTARIO DE GEI

Se define la metodología para estimar las emisiones de GEI a considerar en el inventario, considerando la Generación eléctrica bruta (MWh) como información esencial, además de de la composición del carbón supuesto para los periodos. Se ha definido dividir en dos periodos la evaluación, uno desde 1970 hasta 1992, y otro desde 1993 hasta el 2010, además para este último intervalo se separa en los dos sistemas interconectados, SING y SIC.

### i) Estimación de GEI mediante la Generación Eléctrica Bruta anual

Para estimar la cantidad másica de emisiones de CO<sub>2</sub> total ( $E$ ) con esta metodología, se ocupa la información acerca de la generación bruta anua, como muestra la siguiente relación:

- $E = E_{SI}$  para el periodo 1970-1992.
- $E = E_{SING} + E_{SIC}$  para el periodo 1993-2009.

Los componentes de esta relación que dependen de cada sistema interconectado se obtienen:

$$E_{SI/SING/SIC} = \left[ \sum_i^n \sum_j^m [e_{i,j} \cdot f_i] \right]_{SI/SING/SIC}$$

Donde,  $e_{i,j}$  es la energía bruta generada por la central  $i$  en el año  $j$ , en MWh; y  $f_i$  es factor de emisión de CO<sub>2</sub> de la central  $i$  que representa las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas por MWh generado de la central  $i$ .

$$f_i = CC_i \cdot G_i = CC_i \cdot r \cdot g_i = CC_i \cdot r \cdot \frac{\%C}{100} \cdot \frac{PM_{CO_2}}{PM_c}$$

Este factor, se estima a través de

las siguientes relaciones:

Donde el parámetro  $CC_i$  es el consumo de carbón [ton] por energía eléctrica generada [MWh] de la central  $i$ , el cual se considera fijo para todos los años, tomando en cuenta el documento de fijación de precio nudo de Octubre de 2009 para los 3 sistemas interconectados considerados en los respectivos periodos. Además, se debe considerar el factor de combustión corregido  $G_i$ , el cual representa la corrección por oxidación ( $r$ ) no completa del carbono en la combustión. El factor a corregir es el de combustión  $g_i$  para cada central  $i$ , el cual representa los kilogramos de  $CO_2$  generados por la combustión de un kilogramo de Carbón. Esto dependerá del porcentaje-masa de carbono en el carbón a combustionar ( $\%C$ ) que usa cada sistema interconectado, el cual es constante para todas las centrales y todos los años, la cual será explicada en el punto ii). Además el factor corregido considera el peso molecular del  $CO_2$  (44) y el peso molecular del carbono (12). Se debe asumir que en el proceso de combustión se oxida  $r\%$  del carbono produciendo solo  $CO_2$ , y la fracción  $(1-r)$  es carbón fijo no oxidado en los productos.

- ii) Estimación de  $\%C$ , para estandarizar el tipo de carbón usado por las plantas, según datos reales de ENDESA.

Dado que no se pudo encontrar información acerca del tipo de carbón preciso que usa cada central en cada uno de los años para los sistemas interconectados, se procede a estimar el porcentaje de carbono en el carbón ( $\%C$ ) mediante los datos reales entregados por ENDESA acerca de sus dos centrales a carbón, Tarapacá (SING) y Bocamina (SIC), los cuales se encuentran en el Anexo C.

La información entregada es el factor de emisión de  $CO_2$  ( $f_{ct}$ ) de estas centrales para el año 2002 y durante el periodo 2004-2008 (Anexo C).

Para estimar el  $\%C$  que se usará para todas las centrales de cada sistema interconectado se calcula el promedio este parámetro con respecto al tiempo ( $t = 1..u$ ) para la central de

Tarapacá ( $c = 1$ ), en el caso del SING, y para la central de Bocamina ( $c = 2$ ), en el caso del SIC, usando la siguiente relación:

$$\%C_c = \frac{1}{u} \sum_t^u \frac{f_{ct} \cdot 100 \cdot PM_c}{CC_{ct} \cdot r \cdot PM_{co_2}}$$

Donde  $CC_{ct} = \frac{C_{s_{ct}} \cdot 1000}{e_{ct}}$ , datos que se encuentran en el Anexo C.

Luego,  $\%C_1$  se ocupa en las estimaciones anteriores de emisiones de  $CO_2$  del SING, y  $\%C_2$  en el SIC.

Anexo B: Datos ENDESA para Centrales Tarapacá y Bocamina I.

Anexo B1: Factor de emisión de  $CO_2$  de la central  $c$  de ENDESA en el año  $t$

$$\left[ \frac{tonCO_2}{MWh} \right]$$

Parámetro:  $f_{ct}$

$f_{ct}$	CENTRAL	C.T. TARAPACÁ	BOCAMINA
$t$	Prod.kgCO2/kWh		
1	2002	0,89	1,21
2	2004	0,87	0,82
3	2005	0,90	0,92
4	2006	0,94	1,13
5	2007	0,93	0,94
6	2008	0,96	1,06

Anexo C2: Consumo de carbón por energía eléctrica generada según la central

$c$  de ENDESA en el año  $t$   $\left[ \frac{tonCarbón}{MWh} \right]$

Parámetro:  $CC_{ct}$

	c =	1	2
$CC_{ct}$	Central	C.T. TARAPACÁ	BOCAMINA
t	ton/MWh		
1	2002	0,38	0,38
2	2004	0,39	0,38
3	2005	0,39	0,38
4	2006	0,38	0,39
5	2007	0,40	0,39
6	2008	0,39	0,42

Anexo B3: Consumo de carbón de cada central  $c$  de ENDESA en el año  $t$   
 $[ton]$

Parámetro:  $Cs_{ct}$

	c =	1	2
$Cs_{ct}$	Central	C.T. TARAPACÁ	BOCAMINA
t	milestoneladas		
1	2002	245,61	89,66
2	2004	171,38	112,93
3	2005	165,49	159,44
4	2006	314,48	260,13
5	2007	408,36	393,24
6	2008	377,49	399,25

Anexo B4: Energía Bruta generada por la central  $c$  de ENDESA en el año  $t$   
 $[MWh]$

Parámetro:  $e_{ct}$

	c =	1	2
$e_{ct}$	Central	C.T. TARAPACÁ	BOCAMINA
t	MWh		
1	2002	641147,00	238844,00
2	2004	434916,00	300121,00
3	2005	422247,00	423701,00
4	2006	830080,00	661168,00
5	2007	1011831,00	1008696,00
6	2008	975481,85	958128,00

Anexo B5: Fracción peso de carbono en el carbón de la central  $c$  de ENDESA

$$\left[ \frac{tonC}{tonCarbón} \right]$$

Parámetro:  $\%C_c$

$\%C_c$	SING	SIC
	C.T. TARAPACA	BOCAMINA
c =	1	2
<b>Promedio</b>	<b>67,52</b>	<b>74,99</b>
2002	66,48	92,49
2004	63,72	62,56
2005	66,16	70,33
2006	71,41	82,26
2007	66,12	69,29
2008	71,22	73,03

Anexo C1: SING

	$g_i$	$r$	$G_i$	$f_i$
	factor de combustión	factor de oxidación	factor de combustión corregido	factor de emisión de CO2
	kg CO2 / kg Carbón		kg CO2 / kg Carbón	tonCO2/MWh
<b>CENTRAL</b>				
C.T. TARAPACÁ	2,48	0,95	2,35	1,05
C.T.M.1 _CARBON	2,48	0,95	2,35	1,02
C.T.M.1	2,48	0,95	2,35	1,02
C.T.M.2 _CARBON	2,48	0,95	2,35	0,98
C.T.M.2	2,48	0,95	2,35	0,98
N. TOCOP. N°1	2,48	0,95	2,35	0,94
N. TOCOP. N°1 _CARBON-PETCOKE	2,48	0,95	2,35	0,94
N. TOCOP. N°2	2,48	0,95	2,35	0,93
N. TOCOP. N°2 _CARBON-PETCOKE	2,48	0,95	2,35	0,93
U-12 _CARBON	2,48	0,95	2,35	1,20
U-12	2,48	0,95	2,35	1,20
U-13 _CARBON	2,48	0,95	2,35	1,15
U-13	2,48	0,95	2,35	1,15
U-14 _CARBON	2,48	0,95	2,35	1,06
U-14	2,48	0,95	2,35	1,06
U-15 _CARBON	2,48	0,95	2,35	1,02
U-15	2,48	0,95	2,35	1,02

Anexo D2: SIC

	$g_i$	$r$	$G_i$	$f_i$
	factor de combustión	factor de oxidación	factor de combustión corregido	factor de emisión de CO2
<b>CENTRAL</b>	kg CO2 / kg Carbón		kg CO2 / kg Carbón	tonCO2/MWh
Bocamina	2,74973682	0,95	2,61	0,99
Huasco TV	2,74973682	0,95	2,61	2,45
Laguna Verde	2,74973682	0,95	2,61	2,22
Renca	2,74973682	0,95	2,61	1,13
Ventanas 1	2,74973682	0,95	2,61	1,08
Ventanas 2	2,74973682	0,95	2,61	1,04
Guacolda 1	2,74973682	0,95	2,61	0,94
Guacolda 2	2,74973682	0,95	2,61	0,94
Guacolda 3	2,74973682	0,95	2,61	0,91
Nuevas Ventanas	2,74973682	0,95	2,61	0,98

*Resultados de Estimación de Emisiones:*

CARBON									
	Emisiones de CO2 Mton				Emisiones Acumuladas de CO2 Mton				Factor de Emisiones
Año	SEC	SIC	SING	Total	SEC	SIC	SING	Total	Mton CO2/MWh
1970	1,5			1,5	1,5			1,5	1,19
1971	1,7			1,7	3,1			3,1	1,25
1972	1,8			1,8	4,9			4,9	1,15
1973	1,6			1,6	6,5			6,5	1,18
1974	1,2			1,2	7,8			7,8	1,16
1975	0,8			0,8	8,6			8,6	1,19
1976	1,1			1,1	9,7			9,7	1,19
1977	1,2			1,2	10,9			10,9	1,18
1978	1,3			1,3	12,2			12,2	1,15
1979	1,8			1,8	14,0			14,0	1,16
1980	2,0			2,0	16,0			16,0	1,12
1981	2,1			2,1	18,1			18,1	1,06
1982	2,4			2,4	20,5			20,5	1,12
1983	2,6			2,6	23,1			23,1	1,12
1984	3,0			3,0	26,1			26,1	1,12
1985	2,5			2,5	28,6			28,6	1,13
1986	2,3			2,3	30,9			30,9	1,14
1987	2,3			2,3	33,2			33,2	1,14
1988	4,5			4,5	37,7			37,7	1,10
1989	7,2			7,2	44,9			44,9	1,14
1990	7,7			7,7	52,7			52,7	1,16
1991	4,9			4,9	57,6			57,6	1,16
1992	3,4			3,4	61,0			61,0	1,16

CARBON									
	Emisiones de CO2 Mton				Emisiones Acumuladas de CO2 Mton				Factor de Emisiones
Año	SEC	SIC	SING	Total	SEC	SIC	SING	Total	Mton CO2/MWh
1993		1,4	2,9	4,3	61,0	1,4	2,9	65,3	1,08
1994		2,6	3,2	5,8	61,0	3,9	6,2	71,1	1,07
1995		2,7	3,9	6,7	61,0	6,7	10,1	77,8	1,06
1996		6,2	5,3	11,5	61,0	12,9	15,3	89,3	1,06
1997		4,6	6,2	10,8	61,0	17,5	21,5	100,0	1,03
1998		5,4	7,0	12,4	61,0	22,9	28,5	112,4	1,02
1999		5,4	7,6	13,0	61,0	28,3	36,1	125,4	1,03
2000		3,7	5,2	8,9	61,0	32,0	41,3	134,3	1,00
2001		2,8	2,9	5,7	61,0	34,8	44,1	139,9	0,98
2002		2,5	3,9	6,4	61,0	37,3	48,0	146,4	1,00
2003		2,9	3,3	6,3	61,0	40,3	51,3	152,6	0,99
2004		4,2	4,6	8,8	61,0	44,5	55,9	161,4	0,99
2005		3,9	4,5	8,4	61,0	48,4	60,5	169,9	1,00
2006		5,1	6,6	11,7	61,0	53,4	67,1	181,6	1,01
2007		6,4	8,1	14,5	61,0	59,8	75,2	196,0	1,02
2008		6,6	8,5	15,1	61,0	66,4	83,7	211,1	1,02
2009		6,1	7,7	13,8	61,0	72,5	91,4	224,9	1,00
2010		8,5	8,7	17,2	61,0	81,0	100,1	242,1	0,98
2011		9,7	11,0	20,7	61,0	90,8	111,1	262,9	0,99
2012		9,7	11,0	20,7	61,0	100,5	122,1	283,6	0,99

### **ANEXO 3. DETALLES RESPECTO A LOS COSTOS DEL CAC**

Para analizar la factibilidad del ingreso de cualquier tecnología, se debe evaluar como primer parámetro, el costo que tendrá, y si es competitivo respecto a alternativas ya establecidas o con que tengan un nivel de madurez equivalente.

El factor a analizar en este tipo de tecnologías es cuanto costo agrega la aplicación de captura, al costo de generación eléctrica tradicional con combustibles fósiles, como el carbón. Además el costo de tomar alguna opción, no solo depende del valor de la misma, sino del diseño de la planta en su totalidad.

#### *Postcombustión*

Para el caso de la instalación de termoeléctricas basadas en la quema de carbón con captura a través de la técnica de postcombustión, se consideran plantas que generen en un rango de potencia de 300MWe y 700MWe. Además, se asume que el sistema de captura es mediante absorción acuosa, es decir, ocupando el compuesto amina. La eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> se considera en un rango entre 85% y 90%, donde el costo por capturar varía entre 23-35 US\$/tonCO<sub>2</sub>. Otros valores de parámetros a considerar son el factor de planta entre 65-85%, eficiencia total entre 41-45%, consumo de energía adicional por la captura entre 24-40%, entre otras variables.

Para calcular el costo de generación aplicando captura se considera una tasa de descuento entre el 11-15%, lo que resulta en un costo de generación total entre 62-86 US\$/MWh (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). Este valor se debe principalmente al aumento del capital entre 44-74%, lo que se refleja debido a que el costo de captura agrega entre 18-34US\$/MWh.

#### *Oxy-fuel*

Para la instalación en plantas de generación eléctrica basadas en la quema de carbón bituminoso con captura y utilizando tecnología de *oxy-fuel*, considerando plantas con generación entre 193-677 MWe, el costo por capturar esta cerca de 29 US\$/tonCO<sub>2</sub>,

suponiendo una eficiencia total de la planta entre 37-44% y un consumo de energía adicional por la captura entre 15-45%, entre otros parámetros (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

El costo de generación con captura de CO<sub>2</sub> asume una tasa de descuento entre el 9,4-11%, que produce un costo de generación total entre 58,4-97,5 US\$/MWh. Esto debido fundamentalmente al aumento del costo de capital entre 28-90%, dado un costo de captura que agrega entre 13,1-53US\$/MWh.

#### *Precombustión*

Usando la tecnología de Precombustión, aplicada en un sistema IGCC, considerando un rango de generación entre 401MWe y 827MWe, donde la eficiencia de captura de CO<sub>2</sub> se está entre 85% y 91%, con un costo por captura entre 11-32 US\$/tonCO<sub>2</sub> (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005). Además se considera otros parámetros como el factor de planta entre 65-85%, eficiencia total entre 38-47%, consumo de energía adicional por la captura entre 14-25%, entre otros factores.

El costo de generación con captura es calculado con una tasa de descuento entre el 11-17%, resultando un costo de generación total variando entre 62-86 US\$/MWh. Estos datos se deben principalmente a que el costo de captura agrega entre 9-22US\$/MWh aumentando el costo de capital entre 19-66%.

#### **ANEXO 4. COMPRESIÓN DE CO<sub>2</sub>**

La compresión se utiliza para mantener la presión a lo largo de las tuberías que transporta el CO<sub>2</sub>, ya que es más económico, eficiente y fiable, y tiene mejor flexibilidad de operación (International Energy Agency, 2010). Dado que las bombas se utilizan, para mantener el CO<sub>2</sub> en una sola fase (es decir, la fase supercrítica o densa). En general, los compresores se utilizan en la entrada de la tubería para comprimir el CO<sub>2</sub>, aunque en las primeras fases de sistemas de CAC esto podría ser en la central misma. Normalmente los compresores recíprocos son más rentables para los pequeños volúmenes y compresores centrífugos para los volúmenes mayores aunque hay una amplia gama de puntos de conmutación recomendadas. Es también importante indicar que los requisitos de energía del compresor dependerán del tipo, la cantidad y la combinación de impurezas. La eficiencia de la planta se verían directamente afectados por esto y es por lo tanto una gran preocupación en cuanto al costo de la captura de CO<sub>2</sub> antropogénico. La experiencia de campo ha demostrado que las normas de gas natural utilizadas para compresores y bombas de dimensionamiento no son directamente aplicables a los servicios de CO<sub>2</sub>. Los recipientes destinados servicio CO<sub>2</sub> debe ser de un tamaño 10-20% mayor que la utilizada para el gas natural debido a la alta densidad de CO<sub>2</sub>. El control de temperatura también es muy importante ya que la densidad de CO<sub>2</sub> es muy sensible a la temperatura y por lo tanto puede afectar a la capacidad del compresor y de la bomba que a su vez afectan al rendimiento de canalización.

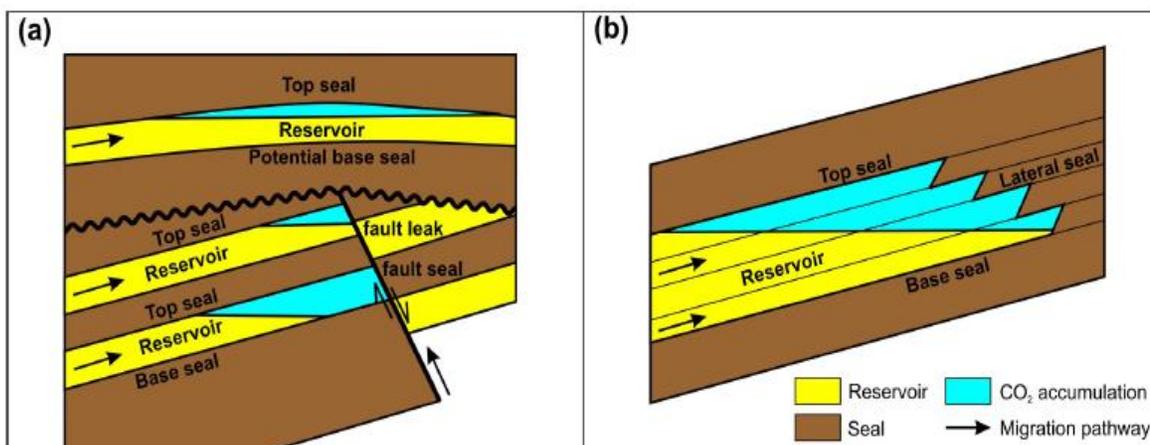
## ANEXO 5. CLASIFICACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

Es importante definir claramente los tipos de clasificación de almacenamiento, según su nivel de descubrimiento, desarrollo y alcance. A continuación se entrega las definiciones de una forma de clasificar un almacenamiento geológico:

- Volumen total de Poros: se define como el volumen entero que se estima que existen dentro de las cuencas sedimentarias, sistemas naturales del almacenaje o sitios de almacenaje potenciales, más ese volumen que puede ya estar funcionando como almacenamiento de CO<sub>2</sub>, más el volumen estimado que se encontrarán en el futuro. El volumen total del poro se puede subdividir en volumen descubierto de poros y volumen sin descubrir de poros.
- Volumen de poros descubierto: se define aquí como ese volumen que es estimado a partir de una fecha dada, para considerar sitios de almacenaje conocidos, más ese volumen que ya es usado para el almacenaje. El volumen descubierto se puede subdividir en las categorías comerciales y sub-comerciales, clasificadas como capacidad del almacenamiento operacional y contingente respectivamente.
- Capacidad de almacenamiento operacional: se define aquí como estimación de ese volumen que estará técnica y comercialmente disponible, para ser posible la inyección del CO<sub>2</sub> en sitios de almacenaje conocidos a partir de una fecha dada. El almacenamiento se separa en probado (1P), probado más probable (2P) y probado más probable más posibles (3P) basados en los estándares industriales de petróleo. Para el (1P), el almacenaje operacional probado será limitada a condiciones tecno-económicas actuales, mientras que el la capacidad de almacenamiento operacional probable (2P) y posible (3P), pueden ser de acuerdo con condiciones tecno-económicas futuras. El volumen a utilizar no se debe clasificar generalmente como almacenamiento operacional a menos que haya

expectativa de que el sitio de almacenaje será desarrollado y utilizado para almacenar el CO<sub>2</sub> a corto plazo.

- Capacidad de almacenamiento Contingente: se define similar al operacional, pero no son comercialmente viables.
- Volumen de poro no descubierto: almacenamiento que aún no ha sido descubierto.
- Capacidad de almacenamiento Prospectivo: se define aquí como esa cantidad de espacio, donde en una fecha determinada, el CO<sub>2</sub> será técnico y económicamente potencialmente inyectable en sitios de almacenaje hasta ahora sin descubrir.



Ejemplos de mecanismos de atrapado físico (a) estructural y (b) estratigráfico de CO<sub>2</sub> (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

#### *Atrapado Físico: Hidrodinámico*

El atrapado de CO<sub>2</sub> hidrodinámico puede ocurrir en las formaciones salinas que no tienen una trampa cerrada, pero donde los líquidos emigran muy lentamente a distancias largas. Cuando el CO<sub>2</sub> se inyecta, desplaza al agua de la formación salina y después emigra lentamente hacia arriba, porque el CO<sub>2</sub> es menos denso que el agua, y cuando llega al techo de la formación, continúa emigrando como fase separada hasta que sea

atrapado como CO<sub>2</sub> residual, o en trampas estructurales o estratigráficas locales mediante un sello geológico. A largo plazo, cantidades significativas de CO<sub>2</sub> se disuelven en el agua de la formación salina y después emigran a través de aguas subterráneas (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

#### *Atrapado Geoquímico*

El dióxido de carbono en la sub-superficie puede experimentar una secuencia de interacciones geoquímicas con la roca y el agua de la formación, que podría aumentar la capacidad y eficacia del almacenamiento. Primero, cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en agua, el mecanismo de atrapado, llamado solubilidad, se acciona. La ventaja principal de este tipo de mecanismo es que una vez que se disuelve el CO<sub>2</sub>, no existe la fase separada de CO<sub>2</sub>, de tal modo se eliminan las fuerzas de flotabilidad que conducen el CO<sub>2</sub> hacia la zona superior de la formación. Finalmente, una fracción se convierte en mineral de carbonato estable (atrapado mineral), la forma más permanente de almacenaje geológico. El mecanismo de atrapado mineral ocurre comparativamente de forma lenta, potencialmente tardando mil años; sin embargo, esta característica temporal, es deseable para almacenar el CO<sub>2</sub> durante largo tiempo (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

## **ANEXO 6. INFORMACIÓN DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO**

### Tipos de Almacenamiento Geológico:

Yacimientos de gas y petróleo:

#### *Yacimientos explotados (abandonados) de gas y petróleo*

Esta opción de almacenamiento es el principal candidato para ser el sitio seleccionado, debido a que estos ya han almacenado y atrapado (estratigráfico y estructural) gas y petróleo por largo tiempo, demostrando su seguridad y confiabilidad. Además, la caracterización de las propiedades físicas y geológicas de estos sitios, ya ha sido profundamente estudiada, agregando que ya existen modelos computacionales que sirven para el control y predicción de la dinámica de los sitios. También, la tecnología usada en la extracción de los hidrocarburos ya está a disposición para ser implementada para la inyección y control del CO<sub>2</sub>.

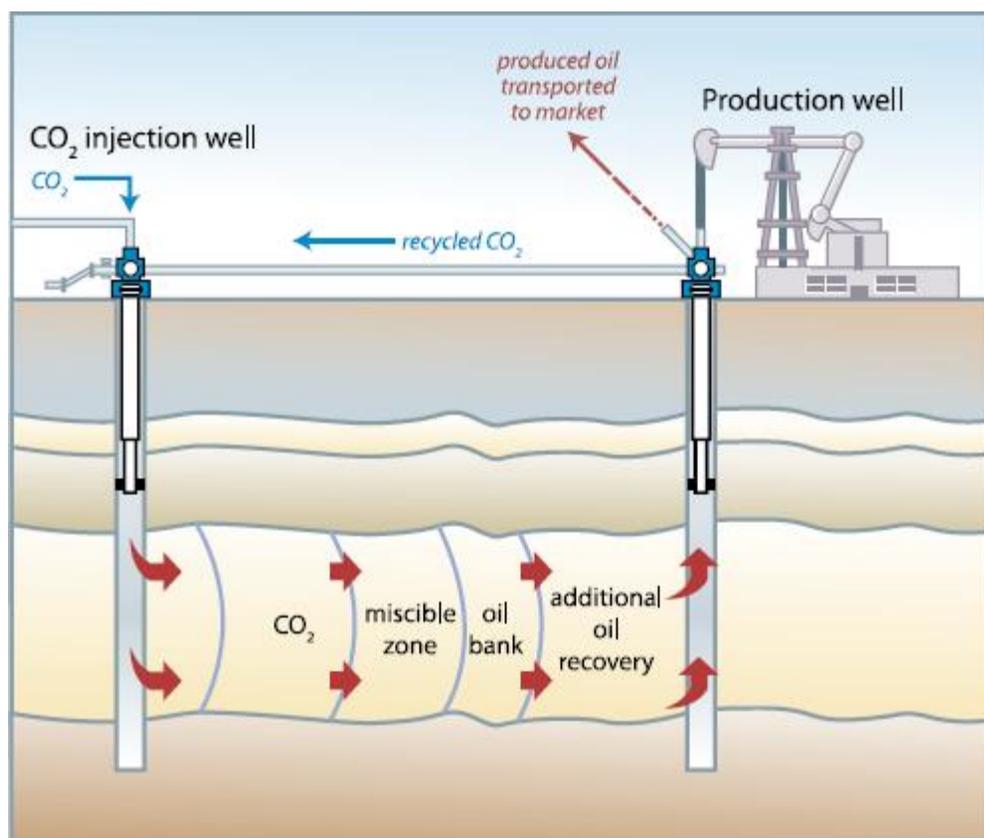
#### *Recuperación de petróleo y gas (EOR y EGR)*

En primer lugar, la recuperación de petróleo vía CO<sub>2</sub> se justifica dado que solo se obtiene entre 5-40% tras el primer proceso de extracción del petróleo, luego con la recuperación mediante agua se obtiene entre un 10-20%, así mediante EOR con CO<sub>2</sub> se logra recuperar entre el 7-23% del petróleo total.

Tras la inyección de CO<sub>2</sub> para la recuperación de petróleo, más de 50% y hasta 67% del CO<sub>2</sub> inyectado, vuelve con el petróleo producido, luego generalmente es separado y reinyectado en el depósito para reducir los costos de explotación. El resto es atrapado en el depósito de petróleo por varios medios, tales como saturación y disolución en petróleo remanente del depósito y en las rocas porosas del yacimiento (Figura 80). Además, para hacer efectivo esta opción de almacenamiento, se debe inyectar el CO<sub>2</sub> a más de 600m de profundidad.

Para el caso de la recuperación de gas, es menos conveniente dado que el gas extraído en un principio es el 95%, por lo que queda poco gas para ser recuperado por el CO<sub>2</sub>, siendo probado solo en plantas pilotos.

Recuperación de petróleo con inyección de CO<sub>2</sub>:



*Formaciones salinas:*

Las formaciones salinas son profundas rocas sedimentarias saturadas con agua o con salmueras, que contienen altas concentraciones de sales disueltas. Estas formaciones son extensas y contienen enormes cantidades de agua, pero son inadecuadas para la agricultura o consumo humano. Las salmueras son utilizadas por la industria química y el agua de la formación se utiliza en el área de la salud, siendo también utilizada para producir energía geotérmica de baja entalpía. Debido a que el uso de la energía

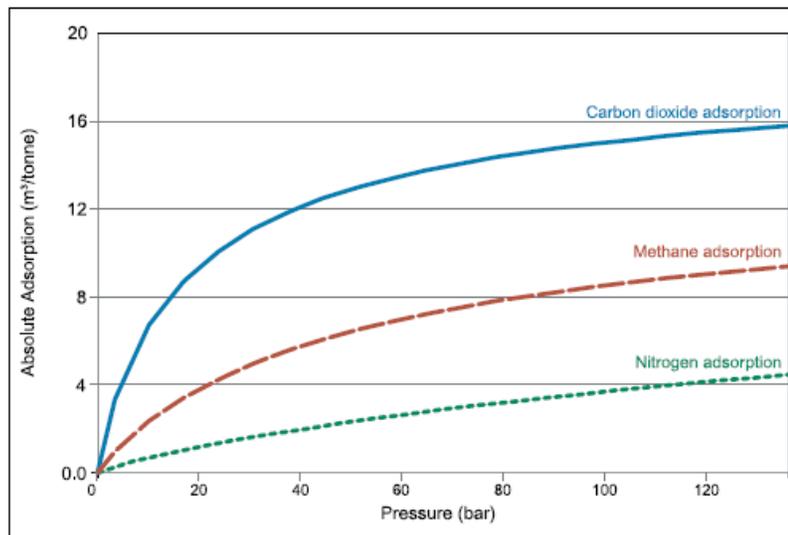
geotérmica es posible, las potenciales áreas geotérmicas pueden no ser convenientes para el almacenaje del CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> se inyecta en arenas pobremente cementadas, a una profundidad cerca de 800-1000 m debajo del suelo marino. La piedra arenisca contiene capas secundarias de rocas metamórficas o de estratos de arcilla, que afectan el movimiento interno del CO<sub>2</sub> inyectado. El primer sello es una capa gruesa extensa de los mismos componentes de la secundaria. La formación salina en la cual se inyecta el CO<sub>2</sub>, tiene una capacidad de almacenamiento extenso.

#### *Vetas de Carbón:*

El carbón contiene fracturas (hendiduras) que entregan una cierta permeabilidad al sistema. Entre las hendiduras, el carbón sólido tiene un gran número de microporos en los cuales las moléculas del gas (i.e., CO<sub>2</sub>) se pueden difundir y ser fijadas por adsorción de forma firme. El carbón puede fijar físicamente muchos gases por adsorción y puede contener hasta 25 m<sup>3</sup> (m<sup>3</sup> a 1 atmósfera y 0°C) de metano por tonelada de carbón. En el caso del CO<sub>2</sub>, las vetas de carbón tienen mayor capacidad de adsorción comparado con la del metano, como se observa en la Figura 81. El CO<sub>2</sub> gaseoso inyectado, atravesará el sistema de hendiduras del carbón, se difundirá en la matriz del carbón y será fijado por adsorción en las superficies micro porosas del carbón, liberando gases con menos afinidad al carbón (i.e., metano).

Comparación de adsorción de diferentes gases por vetas de carbón:



El proceso de atrapado de CO<sub>2</sub> en vetas de carbón, para rangos de temperaturas y presiones sobre el punto crítico no está caracterizado completamente. Al parecer, el proceso de adsorción es substituido gradualmente por la absorción. Además, la dilatación del carbón, producto de la fijación por adsorción y/o absorción del CO<sub>2</sub>, reduce permeabilidad y capacidad de inyección en varios órdenes de la magnitud, pero este comportamiento puede ser contrarrestado, aumentando la presión de inyección.

Otra aplicación de la inyección de CO<sub>2</sub> en este tipo de almacenamiento, es la recuperación de hidratos de metano desde las vetas de carbón. Esta alternativa tiene la capacidad de recuperar el 90% de este gas, lo que es superior al 50% obtenido con tecnología tradicional.

### Características de un sitio geológico para almacenamiento de CO<sub>2</sub>

#### *Propiedades del depósito*

Microscópicamente las rocas tienen vacíos, es decir, tienen espacios entre los poros que la forman, esta característica se llama porosidad. La permeabilidad es la capacidad de conectar como un sistema consistente a todos los poros de la roca. Esta propiedad depende del tamaño y forma de los poros, especialmente de las gargantas de los poros

(canales estrechos entre poros) que controlan las interconexiones y el grado de ellas (National Energy Technology Laboratory, 2010).

Existe información y metodología fiable para conocer el comportamiento de la porosidad y permeabilidad de las rocas según su tipo de depósito. El proceso de diagénesis tiende a cambiar las características de los depósitos, pero se tiene conocimiento suficiente para suponer confiablemente como cambiaría el depósito en el tiempo, y así saber cómo se comportará el fluido inyectado. Los depósitos no son bloques con propiedades y características perfectamente uniformes pero se conoce sus límites y barreras que son definidos por el tipo de depósito inicial.

La porosidad y permeabilidad (generación, magnitud y distribución) difiere considerablemente entre los tipos de depósitos de las rocas antes mencionadas. La diagénesis puede crear o destruir el estado original de la porosidad y permeabilidad, o también, puede crear barreras en el flujo del fluido.

#### Mecanismos de atrapado y sello

Debido a que la densidad del  $\text{CO}_2$  es menor que la salmuera que se encuentra entre los poros de las rocas de los depósitos, es necesario tener un sello superior, llamados rocas de cobertura (en inglés, *caprock*), para que el fluido inyectado no tienda a emigrar hacia la superficie, y así ser emitido nuevamente a la atmósfera. Por esta razón se necesita realizar una evaluación acerca de los sellos geológicos, respecto a su grosor, su extensión lateral, permeabilidad y propiedades geomecánica, para poder cuantificar su efectividad real como almacenamiento de  $\text{CO}_2$ .

Factores que influyen en la integridad del sello son la litología del depósito (tipo de sedimento), grosor, profundidad, ductilidad (capacidad de fluir sin fracturarse), permeabilidad y continuidad lateral. Arcillas, rocas arcillosas, pizarras arcillosas, calizas y evaporitas formadas por la evaporación de aguas salinas como son el yeso, anhidrita y halita, son litologías favorables para el sellado.

Los mecanismos de atrapado son en un principio, estratigráfico o estructural, dependiendo de los procesos físicos que afectan la formación geológica. Las trampas estratigráficas son producto de los cambios en la litología, y normalmente son pizarras arcillosas o evaporitas, las cuales funcionan como un sello hidráulico resistente.

Las trampas estructurales se pueden dividir en tres: trampas anticlinales, trampas por falla y trampas por domos salinos. Las anticlinales son conocidas en la industria petrolera y dado que se tiene información, la técnica se puede utilizar fácilmente para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Las trampas por falla son formadas por fallas geológicas paralelas a la sección de la roca, de modo que rocas impermeables retengan la migración y mantengan el fluido (CO<sub>2</sub>) dentro del depósito. Las trampas a través de los domos salinos, funcionan atrapando el fluido mediante el contorno del domo el cual sella estructuralmente el depósito.

#### *Mecanismos de almacenamiento en formaciones geológicas*

Una vez inyectado el flujo de CO<sub>2</sub> en el sitio de almacenamiento geológico, el mecanismo de transporte primario que controla la propagación del CO<sub>2</sub> incluye (National Energy Technology Laboratory, 2010):

- El flujo (migración) responde a los gradientes de presión creados por el proceso de inyección.
- El flujo responde a gradientes hidráulicos naturales.
- La flotabilidad causada por las diferencias de la densidad entre el CO<sub>2</sub> y los líquidos de la formación.
- Difusión.
- La dispersión causada por la heterogeneidad y la movilidad en la formación afectan al CO<sub>2</sub> y al líquido de la formación.
- Disolución del CO<sub>2</sub> en el líquido de la formación.

- Mineralización.
- La capacidad de atrapar CO<sub>2</sub> en el espacio de poro (permeabilidad relativa).
- Adsorción del CO<sub>2</sub> sobre el material orgánico.

La presencia de diversas fases en los flujos involucrados puede disminuir la permeabilidad y retardar el nivel de migración. Si el CO<sub>2</sub> se inyecta en un yacimiento de gas, existe una sola fase de mezcla entre gas natural y el CO<sub>2</sub>. Cuando el CO<sub>2</sub> se inyecta en una profunda formación salina en fase líquida o líquido supercrítica, no es mezclable con el agua. El dióxido de carbono inyectado en un depósito de petróleo puede ser miscible o inmiscible, dependiendo de la composición del petróleo, además de la presión y temperatura del sistema. Si el CO<sub>2</sub> se inyecta en vetas de carbón, además de ocurrir algunos procesos similares a los ya nombrados, también participa la adsorción y desorción de los gases (particularmente metano) fijados por adsorción previamente en el carbón, así como la expansión o contracción del carbón.

La eficacia del almacenaje geológico depende de la combinación de mecanismos físicos y geoquímicos los cuales funcionan según su capacidad de atrapar el CO<sub>2</sub>. Los sitios de almacenaje con mayor efectividad son aquellos donde el CO<sub>2</sub> permanece inmóvil, dado que se atrapa permanentemente debajo de una sello geológico grueso de baja permeabilidad o se convierte a un mineral tipo sólido, o en el caso de vetas de carbón, el CO<sub>2</sub> se fija por adsorción en las superficies de micro poros del carbón, o también, el CO<sub>2</sub> puede ser atrapado mediante una combinación de mecanismos físicos y químicos.

#### *Atrapado Físico: Estratigráfico y Estructural*

El atrapado físico estructural/estratigráfico se relaciona con un CO<sub>2</sub> (inmiscible) de fase libre, que no se disuelve en el agua de la formación geológica. Cuando el CO<sub>2</sub> se encuentra en estado supercrítico, este sube por flotabilidad y puede ser atrapado físicamente de forma estructural o estratigráfica, de la misma forma como se acumula los hidrocarburos. La naturaleza de la trampa física depende del arreglo geométrico de la

composición del depósito y del sello geológico. Las trampas estructurales comunes incluyen pliegues inclinados o bloques inclinados con fallas; y las trampas estratigráficas típicas se basan en un sistema de atrapado debido a un cambio lateral de rocas de mismas características geológicas con inclinación hacia arriba o una deposición de una formación permeable.

## **ANEXO 7. PROPIEDADES Y FACTORES USADOS EN EL ANÁLISIS DE LOS ALMACENAMIENTOS**

### 7.1 Clasificación de Formaciones Geológicas para almacenamiento de CO<sub>2</sub>

#### Conceptos Geológicos Generales

Existen tres tipos de rocas apropiadas para utilizarlas como futuros almacenamientos de CO<sub>2</sub>: Sedimentarias, Ígneas y Metamórficas ( National Energy Technology Laboratory, 2010). Cada tipo tiene diferentes potenciales dependiendo de los criterios necesitados para un almacenamiento efectivo, los cuales son:

- Capacidad, la cual depende de la porosidad o aberturas de la roca, es decir, de los espacios entre poros.
- Inyectabilidad, depende de la permeabilidad, es decir, de la facilidad relativa con la cual un gas o líquido puede moverse entre los poros de la roca.
- Integridad, se explica por la capacidad de poder retener el líquido o gas inyectado, de forma que el fluido no pueda moverse libremente hacia lugares de menos presión, pudiendo ser la superficie misma.

Para poder decidir que sitio es apropiado para ser utilizado como almacenamiento geológico se debe tener información detallada de las características del lugar que puedan asegurar un comportamiento bajo los 3 criterios antes mencionados. También se deben tomar como factores críticos la factibilidad económica de la ubicación del sitio considerando la distancia hacia la fuente de CO<sub>2</sub>, la profundidad que se debe alcanzar para hacer efectiva la inyección del CO<sub>2</sub>, el volumen que puede almacenar tal sitio, los mecanismos de atrapado y la capacidad del sello, y finalmente, el mismo proceso de almacenar el CO<sub>2</sub>.

Las rocas sedimentarias son categorizadas las más apropiadas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, debido a su capacidad de espacio entre poros. Las formaciones

ígneas son más abundantes que las sedimentarias, siendo atractivas para almacenaje por tener mayor volumen pero no han sido probadas suficientemente. Las capas de carbón son consideradas rocas sedimentarias-metamórficas y que tiene la propiedad de adsorber el CO<sub>2</sub> directamente en su superficie, a diferencia de las dos opciones anteriores, que ocupaban el espacio entre poros.

### *Rocas Sedimentarias*

Estas formaciones se obtienen mediante fragmentos de rocas que ya existían, y que son transportadas manteniéndose juntas debido a agentes naturales, como también por precipitaciones químicas o secreciones por organismos. El proceso de sedimentación ocurre a través del tiempo debido a eventos climáticos o erosión de la roca, donde los fragmentos producidos son transportados mediante el agua, viento, hielo y la gravedad para ser depositadas como arenas y limos mezclados con materiales orgánicos en lo que finalmente se llaman formaciones sedimentarias. Dos clases de rocas sedimentarias son apropiadas: Clásticas y Carbonatadas, y cada una de ellas tiene diferentes tipos de sistemas de sedimentación (National Energy Technology Laboratory, 2010):

- Clásticas, como las rocas areniscas, son depositadas como arenas, limos y gravas en playas (planos de marea, rincones y barreras), canales de ríos (fluvial), en lagunas y pantanos, en dunas del desierto (eólicos), en lagos (lacustres) o en abanicos submarinos fuera de las costas (turbiditas). Estos depósitos forman abanicos, barras de arena, deltas, trenzados y corrientes serpenteadas, o dunas, cada una teniendo distintos patrones de deposición y una única arquitectura interna que controla el flujo del fluido en el cuerpo del depósito.
- Rocas Carbonatadas, son producto de la interacción entre sistemas biológicos y químicos (e.g. corales formados en arrecifes, bancos de conchas de ostras o como precipitaciones químicas). Depósitos carbonatados existen en el océano y dependen de la profundidad y luz solar, que deja crecer a los organismos crecer.

### *Rocas Ígneas*

Estas rocas se forman por la solidificación del magma enfriado. Tienen una composición única. Existen dos categorías para estas rocas:

- Intrusivas (plutónicas), formadas por el enfriamiento y solidificación del magma al interior de la Tierra. Estas rocas pueden ser fracturadas y tienen baja permeabilidad y porosidad, haciéndola inapropiada para ser usada como almacenamiento geológico.
- Extrusivas (volcánicas), se forman cuando el magma se enfría rápidamente, más cerca o en la misma superficie de la Tierra. Poseen alta porosidad, en particular las formaciones basálticas ofrecen oportunidades para ser usadas en el almacenaje de CO<sub>2</sub>.

### *Rocas Metamórficas*

Las formaciones metamórficas se forman con rocas pre-existentes (ígneas, sedimentarias u otras metamórficas). Estas rocas no son recomendables para ser usadas como almacenamiento geológico debido a su baja permeabilidad y baja porosidad.

7.2 Propiedades y factores para análisis del sitio a usar para almacenamiento geológico

$$k_a = (0,3k_h)^{0,5} \rightarrow CO_{2,movilidad} = \frac{k_a}{\mu_{CO_2}} \rightarrow CO_{2,inyectividad} = 0,0208 \cdot CO_{2,movilidad}$$

$$Q_{CO_2/injector} = CO_{2,inyectividad} \cdot h \cdot (P_{iny} - P_{dep}) \rightarrow n = \frac{\dot{m}}{Q_{CO_2/injector}}$$

Donde  $k_a$  es la permeabilidad absoluta,  $k_h$  permeabilidad horizontal,  $CO_{2,movilidad}$  es el coeficiente de movilidad del CO<sub>2</sub>,  $\mu_{CO_2}$  la viscosidad dinámica del CO<sub>2</sub>,  $CO_{2,inyectividad}$  es el coeficiente de inyectividad del CO<sub>2</sub>,  $Q_{CO_2/injector}$  el flujo de CO<sub>2</sub> por inyector  $h$  es el espesor del depósito,  $(P_{iny} - P_{dep})$  la diferencia de presión entre la inyección y el

depósito,  $\dot{m}$  es el flujo de CO<sub>2</sub> a inyectar y  $n$  es el número de inyectores requerido (Heddle, Herzog, & Klett, 2003).

Número de inyectores respecto a la propiedades físico-químicas fijas (Heddle, Herzog, & Klett, 2003):

ADTC	CO2 INY	Q MOB	ka	Uc	h (m)	delta P (Mpa)	QCO2/inj (ton/día)	n° Inyectores
A	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	2
B	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	1
C	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	6
D	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	5
E	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	6
F	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	3
G	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	5
H	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	2
I	5,72	275	22	0,08	171	8,4	8216,208	4

7.3. Propiedades y factores para dimensionar sistema de ductos para almacenamiento oceánico.

Se asume un flujo turbulento como caso más conservador., y donde  $e$  es la rugosidad del material igual a 0,000457 (acero-carbono). Por simplicidad, se asume un  $\Delta P$  constante de 12,6 MPa (Heddle, Herzog, & Klett, 2003).

Según el documento “*Pipeline Material Selection, Corrosion Protection and Monitoring Philosophy*” (E.On, 2012), los ductos pueden ser de material acero-carbono siendo la opción más económica para el transporte de CO<sub>2</sub>. No obstante, existen requisitos adicionales como la mitigación de la corrosión interna. Usando un grado de resistencia alto, el gasoducto podría ser construido en tierra y en las profundidades del océano.

7.4 Almacenamiento Terrestre

Esta forma de almacenamiento se basa en dos tipos, la carbonización mineral y usos industriales (IPCC, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005).

### *Carbonatación mineral*

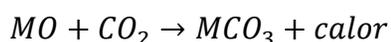
En términos generales, esta técnica se basa en la fijación del CO<sub>2</sub> en carbonatos inorgánicos. La carbonatación mineral se basa en la reacción del CO<sub>2</sub> con materiales portantes de óxidos metálicos para formar carbonatos insolubles, siendo el calcio y el magnesio los metales más atractivos. En naturaleza tal reacción se llama erosión de silicato y ocurre a una escala temporal tipo geológica.

Los materiales convenientes pueden ser rocas abundantes en silicato y minerales ricos en magnesio y fierro (serpentina y olivine), o residuos alcalinos industriales a pequeña escala, tales como escoria de producción de acero o cenizas volátiles. En el caso de las rocas con silicatos, la carbonatación puede ser tanto *ex-situ*, realizándose en una planta de tratamiento química después de la explotación minera correspondiente y de pre-tratamiento de los silicatos, o también *in-situ*, inyectando el CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas ricas en silicato o en acuíferos alcalinos. Los residuos industriales pueden ser carbonatados en la misma planta en donde se producen. El proceso de carbonatación *in situ* es equivalente a la técnica de almacenamiento geológico mediante el mecanismo atrapado mineral.

En términos de balance de masa y energía, la carbonatación mineral se puede esquematizar como se observa en la Figura 82, donde el esquema explica la implementación de carbonatación mineral como almacenamiento de CO<sub>2</sub> a una central eléctrica con combustible fósil. Con respecto al mismo esquema para una central eléctrica con captura y el almacenamiento geológico u oceánico, hay diferencias pueden ser observadas, donde se destaca el flujo de masa adicional que corresponde a los materiales portantes de óxido metálico; este flujo está presente tanto en la entrada como en la salida, bajo la forma de carbonatos, sílices, minerales que reaccionaron y un poco de agua en la entrada, que es parte de la reacción. La carbonatación *in-situ* es una

operación similar al realizado en el almacenamiento geológico, mientras que la carbonatación *ex-situ* implica las fases de tratamiento que requieren a la entrada energía adicional que son difíciles de compensar con la energía exotérmica producida por la reacción de carbonatación. Dado las semejanzas de la carbonatación *in-situ* con almacenaje geológico, en adelante se centrará en la carbonatación mineral *ex-situ*. Con la actual tecnología se debe suministrar una considerable cantidad de energía para que ocurra el proceso de carbonatación mineral, la cual se distribuye en: (i) la preparación de los reactivos sólidos, incluyendo la explotación minera, el transporte, el pulido y la activación cuando sea necesario; (ii) el proceso, incluyendo la energía equivalente asociada al uso, al reciclaje y a las pérdidas posibles de de los materiales agregados y de componentes catalizadores; (iii) la disposición de carbonatos y de los subproductos.

La reacción química relacionada con esta técnica se muestra a continuación:



Donde M es el óxido metálico, que puede ser calcio, magnesio o hierro, entre otros. Así el carbonato se forma ( $MCO_3$ ) y dado que es una reacción exotérmica, libera energía cercana a los 100Kj por mol de  $CO_2$ , que dependerá del tipo de óxido metálico que se use.

Como se había mencionado anteriormente, es importante considerar el proceso relacionado con la carbonatación mineral:

- *Explotación minera y recuperación del mineral*
- *Pre-tratamiento del mineral*
- *Pre-procesamiento de  $CO_2$*
- *Ingeniería de la reacción de carbonatación*

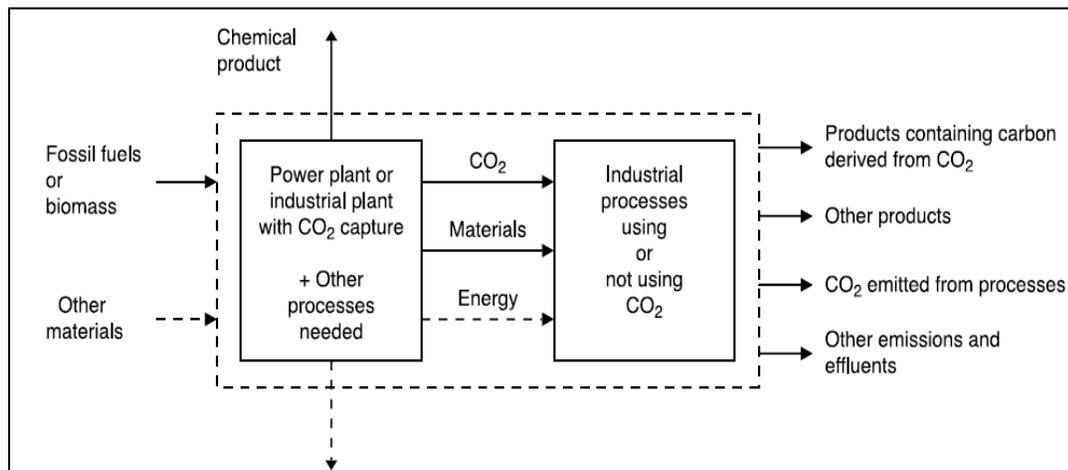
Aplicaciones industriales del  $CO_2$  y potencial mitigación

Además de todos los tipos de almacenamientos de CO<sub>2</sub>, es también posible utilizar el CO<sub>2</sub> en procesos industriales, siendo parte de cadenas de procesos o ciclos de vida. Dependiendo del tipo de uso, variara el periodo y cantidad de CO<sub>2</sub> a utilizar. Para que sea factible esta aplicación como método de mitigación de CO<sub>2</sub> se deben cumplir requerimientos:

- El uso del CO<sub>2</sub> capturado no debe substituir la fuente de CO<sub>2</sub>, es decir no debe ser un proceso intermedio que finalmente emita el CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Por ejemplo, reemplazar el CO<sub>2</sub> utilizándolo en un horno de cal o en un proceso de fermentación no produce una reducción neta de las emisiones de CO<sub>2</sub>, mientras que por otra parte el CO<sub>2</sub> almacenado en depósitos geológicos naturales, llevaría a una reducción neta de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Los compuestos producidos usando el CO<sub>2</sub> capturado deben tener un periodo de vida extenso, antes de ser expulsado al ambiente por degradación u otro proceso.
- Cuando se quiere usar del CO<sub>2</sub> capturado, en un proceso industrial, se debe tener en cuenta todo el proceso de ciclo de vida para poder estimar si se está reduciendo realmente las emisiones de CO<sub>2</sub>, y cuanto se está mitigando.

El esquema, explica los flujos de usos industriales del CO<sub>2</sub> proveniente de la generación eléctrica a base de combustibles fósiles y otros procesos.

Esquema de flujos del uso de CO<sub>2</sub> en procesos industriales:



El dióxido de carbono es un gas industrial valioso, con una gran cantidad de aplicaciones que incluyan la producción de productos químicos, por ejemplo la urea, sistemas de refrigeración, agentes inertes para el acondicionamiento de alimentos, bebidas, sistemas de soldadura, extintores, procesos del tratamiento de aguas, horticultura, precipitación de carbonato de calcio para la industria del papel y muchos otros usos a baja escala. Es por esto que como consecuencia, hay extensa literatura técnica que ocupa el CO<sub>2</sub> en sus procesos. Gran parte del dióxido de carbono se utiliza en las plantas sintéticas de fertilizante y de generación de hidrógeno, usando un sistema de limpieza, aplicando solventes químicos o físicos. Otra práctica industrial que aprovecha el CO<sub>2</sub> es la fermentación de azúcar (dextrosa) para producir alcohol etílico.

El CO<sub>2</sub> se puede utilizar en procesos que involucran hornos de cal, tales como la producción de carbonato de sodio y en el proceso Kraft que reduce la pulpa de madera. Como también es usado para la limpieza de elementos no requeridos que vienen en el gas natural.

## ANEXO 8. CENTROIDE PONDERADO POR POTENCIA POR CENTRAL

Ubicación por coordenadas geográficas de las centrales a carbón:

ZONA	CENTRAL	POTENCIA (MW)	CEC TON/MWH	LAT SUR °	LONG OESTE °
A	CELTA	148,5	0,4154	20,8	70,2
A	PACÍFICO	350	0,35	20,8	70,2
A	PATACHE	110	0,35	20,8	70,2
A	CELTA 2	250	0,35	-	-
B	TERMOELÉCTRICA NORGENER	259,3	0,39883	22,1	70,2
C	TERMOLÉCTRICA ANDINA	152,6	0,4	23,1	70,4
C	TERMOELÉCTRICA ANGAMOS	488	0,4	23,1	70,4
C	TERMOELÉCTRICA MEJILLONES	318,9	0,435	23,1	70,4
C	TERMOELÉCTRICA HORNITOS	153,9	0,4	23,1	70,4
C	COCHRANE	560	0,35	23,1	70,4
C	INFRAESTRUCTURA ENERGÉTICA MEJILLONES	750	0,35	23,1	70,4
C	KELAR	500	0,35	23,0	70,3
D	CASTILLA	2354	0,35	27,7	71,0
E	TERMOELÉCTRICA GUACOLADA	563	0,35	28,5	71,3
E	GUACOLDA V	152	0,35		
E	PUNTA ALCALDE	740	0,35	28,6	71,3
E	NUEVAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS	1400	0,35		
F	BARRANCONES	566	0,35	29,4	71,3
F	CRUZ GRANDE	300	0,35	29,5	71,3
F	FARELLONES	800	0,35	29,5	71,3

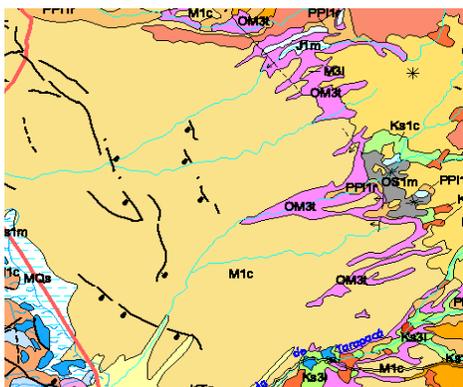
ZONA	CENTRAL	POTENCIA (MW)	CEC TON/MWH	LAT SUR °	LONG OESTE °
G	NUEVA VENTANAS	242	0,38	32,7	71,5
G	CAMPICHE	270	0,35	32,7	71,5
G	ENERGÍA MINERA	1050	0,35	32,8	71,5
G	RC GENERACIÓN	700	0,35	32,8	71,5
H	LOS ROBLES	750	0,35	35,5	72,6
I	BOCAMINA II	370	0,35	37,0	73,2
I	SANTA MARÍA I (EX CORONEL)	350	0,35	37,0	73,1
I	RG GENERACIÓN	700	0,35	37,0	73,2

## ANEXO 9. POSIBLES SITIOS DE ALMACENAMIENTO EN OTRAS ZONAS DEL PAÍS.

### Geológico:

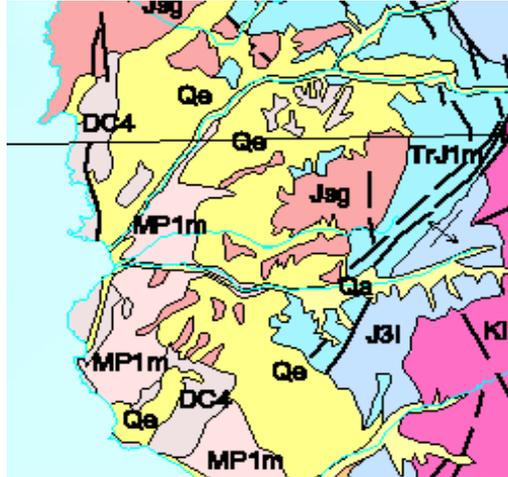
Además de las ADTC identificadas, existen otros lugares propicios con posibilidad de almacenamiento, que están fuera de las áreas mencionadas. Esto tiene como objetivo identificar áreas para posible emplazamiento de centrales termoeléctricas en el futuro, donde las políticas energéticas respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> favorezcan la aplicación de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Sitio A': 19-20° S / 69-70° O



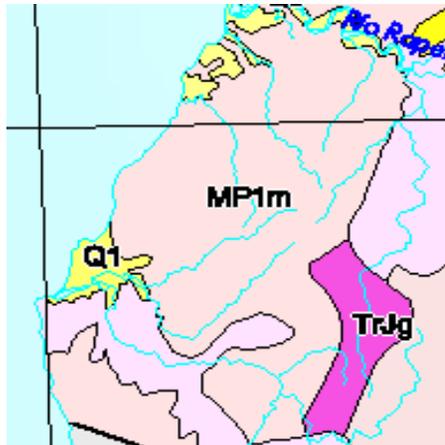
Área amplia al interior de la XV Región de Parinacota, donde existe la secuencia geológica M1c sedimentaria apta para el almacenamiento.

Sitio E': 29° S / 71° O - y la costa.



Sitio cercana a la Zona D (Cruz Grande), la cual posee secuencias sedimentarias MP1m y Qe, aptas para la posibilidad de almacenar CO<sub>2</sub>.

Sitio F': 34° S / 72° O



Terreno kilómetros al sur de Valparaíso, que contiene amplios sectores con secuencias sedimentarias del MP1m y Q1.

Sitio H': 39° S / 73° O



Costa cercana a la ciudad de Temuco, se encuentra un vasta secuencia sedimentaria marina litoral que permite la aplicación de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.

#### Oceánico:

Posibles sitios de almacenamiento en otras zonas del país.

Perfil D': (27°16'02,01" S / 70° 54'48,53"O; 26°57'45,84" S / 72°13'43,31"O)

En la costa, cercano al sector de desembocadura del Río Copiapó. Junto Al perfil F', son las que tienen la distancia menor al llegar a los 3000 m de profundidad, con 23 km hasta la costa. Luego, el PFM es 7296m y DHM es 79 km.



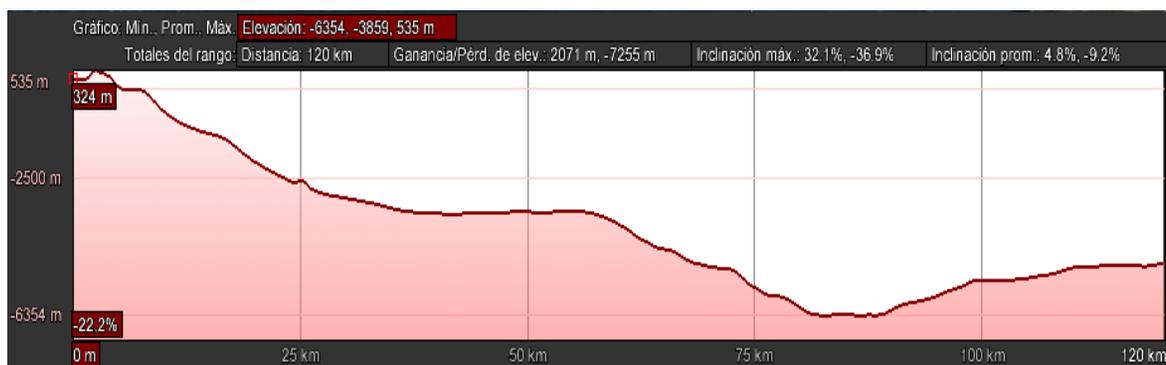
Perfil F': (29°09'59,63" S / 71°27'50,99"O; 29°05'04,24" S / 72°40'59,86"O)

En sector Punta de Choros. Se tiene una distancia a los 3000m de profundidad de 32km desde la costa, un DHM de 76 km y un PFM de 6470m.



*Perfil G': (30°21'46,88"S / 72°14'44"O; 30°18'29,35"S / 72°51'54,03"O)*

Cercano a la caleta de Tongoy. Distancia a los 3000 m de profundidad a 23 km desde la costa. Con un DHM de 80 km y PF de 6354 m.



*Perfil G'': (32°03'58,05"S / 71°30'13,9"O; 32°12'55,66"S / 73°28'38,24"O)*

Sector en la costa de la ciudad de Los Vilos. El DHM es de 105 km y un PFM de 6149 m, a una distancia a los 3000m de profundidad de 45 km desde la costa.



## ANEXO 10. DIAMETRO: ECUACIÓN DE *DARCY-WEISBACH* Y PÉRDIDA DE PRESIÓN

Eq. Darcy-Weisbach:

$$h_f = f_D \frac{L V^2}{D 2g};$$

Donde:

$f_D$ : factor de Darcy, es igual a 4 veces el factor de Fanning ( $f$ ).

L: Largo tubería en m.

D: Diámetro tubería en m.

V: velocidad del flujo en m/s

g: aceleración de gravedad en  $m/s^2$

Eq. Pérdida de Presión:

$$\Delta p = \rho g h_f$$

Donde:

$h_f$ : pérdida de carga en m.

$\rho$ : densidad del fluido en  $kg/m^3$ .

g: aceleración de gravedad en  $m/s^2$ .

Desarrollo

$$\frac{\Delta p}{\rho g} = f_D \frac{L V^2}{D 2g} \rightarrow V = \frac{\dot{Q}}{A} = \frac{\frac{\dot{m}}{\rho}}{\pi \frac{D^2}{4}}$$

$$\frac{\Delta p}{\rho g} = f_D \frac{8L}{\pi^2 D^5} \frac{\dot{m}^2}{g \rho^2}$$

$$D^5 = f_D \frac{8}{\pi^2} \frac{\dot{m}^2}{\frac{\Delta p}{L} \rho} \rightarrow f_D = 4 f$$

$$D = \left[ \frac{32 f \dot{m}^2}{\pi^2 \frac{\Delta p}{L} \rho} \right]^{1/5}$$

## ANEXO 11. COSTO TRANSPORTE OCEÁNICO: PLATAFORMA

Para cuantificar el costo de transporte se debe estimar la cantidad de barcos tanqueros que se necesitan por ADTC. Luego se estima el diámetro de la tubería vertical, plataforma oceánica, instalaciones portuarias, construcción tubería vertical, entre otros ítems, lo cuales se consideran con valor fijo.

ADTC	Dimensiones		O&M Costos	
	Número de Tanqueros	Diámetro Tubería Vertical (m)	No Combustible MUS\$/año	Uso de Combustible MUS\$/año
A	2	0,1625	10,31	0,06
B	1	0,1625	7,72	0,001
C	4	0,1625	15,48	0,12
D	4	0,1625	15,48	0,07
E	4	0,1625	15,48	0,1
F	3	0,1625	12,89	0,09
G	3	0,1625	12,89	0,16
H	2	0,1625	10,31	0,07
I	3	0,1625	12,89	0,17

Costos Capital								
ADTC	Barco Tanquero MUS\$	Plataforma Oceánica MUS\$	Instalaciones Portuarias costeras MUS\$	Construcción Tubería Vertical MUS\$	Remolque para estructura fuera de costa MUS\$	Fijación y Anclaje MUS\$	Instalaciones Generales MUS\$	Subtotal
A	110	200	50	6,85	0,3	3	110,06	480,21
B	55	200	50	6,85	0,3	3	93,56	408,71
C	220	200	50	6,85	0,3	3	143,06	623,21
D	220	200	50	6,85	0,3	3	143,06	623,21
E	220	200	50	6,85	0,3	3	143,06	623,21
F	165	200	50	6,85	0,3	3	126,56	551,71
G	165	200	50	6,85	0,3	3	126,56	551,71
H	110	200	50	6,85	0,3	3	110,06	480,21
I	165	200	50	6,85	0,3	3	126,56	551,71

## **ANEXO 12. DEFINICIONES DE POLÍTICAS DE EMISIONES**

### *Impuestos sobre las emisiones de CO<sub>2</sub> (del inglés, Carbon Tax)*

Una entidad reguladora debe generar el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> para fijar un precio y una proyección de este precio a través de una política nivel país. A través de este impuesto no se busca aumentar las arcas del estado, sino que encarecer las tecnologías que más emitan CO<sub>2</sub> y así tecnologías limpias puedan entrar a competir. De esta forma, las tecnologías contaminantes buscarán emitir menos CO<sub>2</sub>, dado que el mercado tendrá preferencias económicas respecto a las tecnologías limpias.

Los impuestos al CO<sub>2</sub> se colocan con mayor frecuencia a la gasolina, el carbón y el gas natural. Existen grandes diferencias entre las tasas de impuestos a través de varias jurisdicciones. Los índices más altos se pagan en Suecia (\$105 por tonelada métrica de CO<sub>2</sub>). Impuestos mayores pueden inducir cambios de comportamiento, mientras que los menores pueden ser más apropiados para generar fondos para otros programas de mitigación. Los ingresos por impuestos de carbono se pueden distribuir de varias maneras. Otras jurisdicciones (por ejemplo, Reino Unido) el ingresos gracias al impuesto al carbono retorna a los clientes. Suecia y Noruega utilizar los ingresos del impuesto al carbono para financiar los presupuestos de las administraciones públicas. En algunos casos, los ingresos fiscales de carbono han sido redirigidos a consumidores de bajos ingresos para reducir al mínimo los impactos.

Se podría considerar que este tipo de impuesto como el medio más económicamente eficientes para abordar el problema de las emisiones de carbono, no obstante, no pueden garantizar un determinado nivel de reducción de emisiones. Los impuestos al carbono pueden ser diseñados de manera que las tasas impositivas aumentan automáticamente si las reducciones de emisiones no se cumplen, aunque esta práctica no se ha aplicado hasta la fecha.

La reducción de emisiones debido a los impuestos al carbono puede ser difícil de medir. Algunas entidades han cuantificado la reducción de las emisiones globales, mientras que

otras jurisdicciones han examinado los efectos que se deben a los programas financiados por los ingresos fiscales debido al carbono (National Renewable Energy Laboratory, 2009).

*Límite y comercio de los derechos de emisión (del inglés, Cap & Trade CO<sub>2</sub>)*

La política de limitar y comercializar los derechos de emisión, tiene un enfoque basado en el mercado, limitando las emisiones de carbono. En lugar de simplemente regulando emisores de carbono, se indica un precio a las emisiones de carbono y creando un mercado basado en el comercio: que a ofrece emisores y a usuarios incentivos para reducir sus emisiones en un período de tiempo especificado. En general, el papel del gobierno sería la de establecer los parámetros y la gestión del programa. La idea es diseñar un programa que sea rentable y que posea incentivos para invertir en energía limpia y proporciona recursos como parte de la transición a hacerlo.

Esta política opera estableciendo un límite en la cantidad de carbono que puede ser liberada cada año por los grandes emisores industriales. Con el tiempo, el límite se vuelve más estricto con el fin de alcanzar la meta final de reducir las emisiones de carbono. Cada tipo de emisor tendría un límite específico de CO<sub>2</sub> a emitir fijado cada año en toneladas de CO<sub>2</sub>. Estos límites se conocen como derechos de emisión, que se gestionarían a través de permisos. Cada emisor tendría que tener un derecho de emisión (permiso) por cada tonelada de CO<sub>2</sub> que emiten. Los emisores que tengan la capacidad de reducir sus emisiones con mayor facilidad que otros, tendrían la opción de vender sus permisos sobrantes a los emisores que no tengan la facilidad de reducir sus emisiones al nivel de sus propios derechos (International Economic Development Council, 2009).

### ANEXO 13. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE ECONÓMICA

Como se mencionó, se estiman los costos por año hasta cumplir la vida útil de una termoeléctrica a carbón (considerando 50 años). Luego, se obtiene el valor presente neto, VAN, considerando los costos desde el año de decisión de aplicar CAC hasta el último año de vida útil de acuerdo a la siguiente ecuación

$$VAN = \sum_i^{Vr} \frac{C_{Sin\ CAC,i}}{(1+r)^i} - \sum_i^{Vr} \frac{C_{Con\ CAC,i}}{(1+r)^i}$$

Con  $r=10\%$  (tasa de descuento), y donde,  $C_{Sin\ CAC,i}$  es el costo total de una planta sin CAC en el año  $i$ , y se compone:

$$C_{Sin\ CAC,i} = C_{Inv0,i} + C_{O\&M0,i} + C_{comb0,i} + C_{emis0,i}$$

$C_{Inv0,i}$ : Costo anualizado de la inversión inicial del año  $i$ .

$C_{O\&M0,i}$ : Costo anual para termoeléctrica sin CAC de operación y mantenimiento del año  $i$ .

$C_{comb0,i}$ : Costo anual para termoeléctrica sin CAC de combustible del año  $i$ .

$C_{emis0,i}$ : Costo anual para termoeléctrica sin CAC por pago de impuesto a emisiones de  $CO_2$  del año  $i$ .

Y,  $C_{Con\ CAC,i}$  es el costo total de una planta con CAC en el año  $i$ , y se compone:

$$C_{Con\ CAC,i} = C_{Inv0,i} + C_{InvCAC,i} + C_{O\&MCAC,i} + C_{combCAC,i} + C_{emisCAC,i}$$

$C_{Inv0,i}$ : Costo anualizado de la inversión inicial del año  $i$ .

$C_{InvCAC,i}$ : Costo anualizado de la inversión de tecnología CAC del año  $i$ .

$C_{O\&MCAC,i}$ : Costo anual para termoeléctrica con CAC de operación y mantenimiento del año  $i$ .

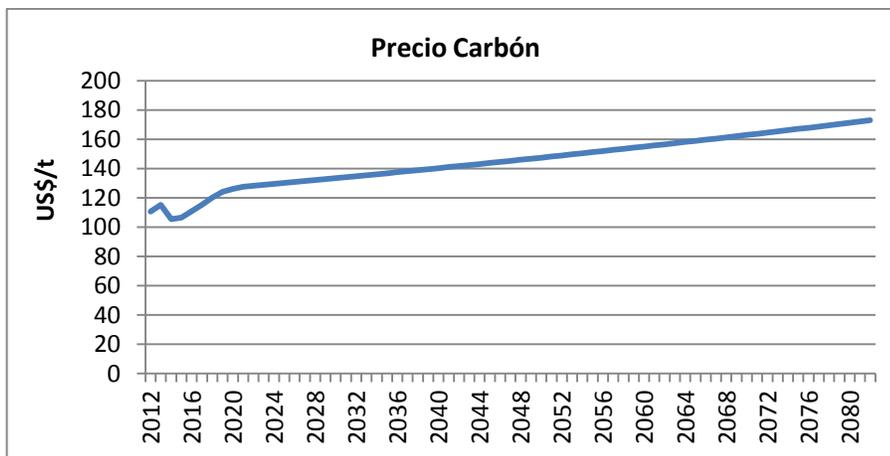
$C_{combCAC,i}$ : Costo anual para termoeléctrica con CAC de combustible del año  $i$ .

$C_{emis0,i}$ : Costo anual para termoeléctrica con CAC por pago de impuesto a emisiones de CO<sub>2</sub> del año  $i$ .

Existen 3 resultados de la evaluación respecto a la ecuación:

$$VAN = \begin{cases} > 0; \text{ Si aplicar CAC} \\ = 0; \text{ Indiferente ; sin o con CAC} \\ < 0; \text{ No aplicar CAC} \end{cases}$$

Precios de Carbón estimados:



**ANEXO 14. COSTOS CAPTURA RESPECTO A ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO.**

