



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE GEOLOGÍA

**SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO  
DENTRO DE FORMACIONES GEOLÓGICAS EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE GEÓLOGO

CRISTIAN ALFREDO SILVA RIOS

**PROFESOR GUÍA**

SOFÍA REBOLLEDO LEMUS

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN**

MARISOL LARA CASTILLO

RODRIGO RAULD PLOTT

SANTIAGO DE CHILE

2016

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE:** Geólogo  
**POR:** Cristian Alfredo Silva Rios  
**FECHA:** 08/09/2016  
**PROFESOR GUÍA:** Sofía Rebolledo Lemus

## **SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MEDIANTE AIRE COMPRIMIDO DENTRO DE FORMACIONES GEOLÓGICAS EN CHILE**

Las fuentes de energía renovable como el sol y el viento, presentan variabilidad e intermitencia en la intensidad y disponibilidad del recurso, por lo que para poder integrarlas a los sistemas eléctricos de potencia, es necesario recurrir a tecnologías o sistemas de almacenamiento que permitan gestionar y aprovechar la energía (solar y eólica) en conformidad con la demanda energética. Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) corresponden a una tecnología probada, comercialmente viable y medioambientalmente amigable. El proceso consiste en comprimir aire que se encuentra a presión atmosférica, utilizando energía (renovable) en los periodos de baja demanda energética, y almacenarlo dentro de reservorios subterráneos (cavernas de sal, acuíferos confinados, minas abandonadas). Luego, en los periodos de mayor demanda, el aire comprimido se libera y se expande a través de turbinas que generan energía eléctrica. Actualmente existen dos plantas CAES en funcionamiento (Alemania y Estados Unidos), en ambas el aire es almacenado en cavernas construidas dentro de formaciones salinas profundas (halita) y han operado de forma exitosa durante más de dos décadas.

El objetivo de esta investigación es evaluar el escenario geológico para la implementación de sistemas CAES en Chile, país en el cual dado la existencia de un enorme potencial de energías renovables intermitentes, distribuido en diferentes zonas a lo largo de su territorio, presenta el escenario propicio para el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético.

Para llevar a cabo el estudio en primer lugar se realizó una extensa revisión de la literatura especializada en esta materia, con el fin de presentar el estado del arte de la tecnología CAES, analizar las ventajas técnico-económicas y detallar los criterios geológicos requeridos por cada una de las litologías que han sido reconocidas como útiles para almacenamiento de aire comprimido. En una segunda etapa se recopilaron los antecedentes geológicos de salares, acuíferos, reservorios de hidrocarburos y minas abandonadas, identificando las formaciones o sitios que cumplen con los requisitos estratigráficos y litológicos esenciales para el desarrollo de la tecnología, y en base a estos, se elaboró un catastro de los potenciales sitios para CAES a nivel país. Finalmente se propuso una metodología para la evaluación y caracterización geológica de formaciones salinas, y se realizó, a modo de ejemplo, la modelación conceptual de una caverna de almacenamiento de aire comprimido dentro de una formación salina (Salar de Atacama).

A partir de los resultados obtenidos se identificó que en Chile existen formaciones geológicas con características adecuadas para el desarrollo de la tecnología CAES, siendo algunas más favorables que otras, ya sea por ventajas geológicas o por el potencial de energía renovable de la zona, donde destaca el sector del Salar de Atacama, que particularmente reúne ambas condiciones. Este trabajo, pretende contribuir a las futuras y exhaustivas investigaciones que se deben realizar tanto para la evaluación como para la caracterización geológica de sitio, lo que permitirá determinar la real factibilidad de implementar sistemas de aire comprimido en el territorio nacional.

## **Agradecimientos**

En primer lugar, y por sobre todo, expresarles el infinito y más sincero agradecimiento a mis viejos, Alfredo y Fabiola, por el apoyo incondicional que me brindaron durante todos estos años de formación académica, ya que fueron un pilar constante y fundamental para lograr mi desarrollo como estudiante.

Del mismo modo, agradecer a mis hermanos, familiares y amigos, por apoyarme y acompañarme durante este largo proceso, y de forma particular agradecerle a LC y LCH por los buenos momentos que compartimos dentro y sobre todo fuera de la universidad, y a mondaca, chillout y el shiki, por apañar a esas largas jornadas de producción.

También me gustaría agradecerles a mi profesora guía Sofía Rebolledo, a Marisol Lara y a Rodrigo Rauld, por aceptar la invitación y querer formar parte de la comisión evaluadora de este trabajo. Además, agradecer a la Universidad de Chile, y a todos los profesores y funcionarios del departamento de geología, por entregarme los conocimientos y facilitarme las herramientas para mi formación como geólogo, y de forma especial a Blanca Baccola por su paciencia y excelente disposición durante todos estos años.

De igual forma, quiero agradecer a los que colaboraron y fueron parte de la realización de este trabajo, en primer lugar a Sebastián Rios por proponerme este novedoso tema, a Benoit Brouard por el tiempo dedicado y por prestarme la licencia del software para la modelación, y por ultimo a ENAP y al Ministerio de Energía por las gestiones y la información facilitada.

Además, quisiera darle de forma especial las gracias a la Emi, por su constante apoyo y motivación durante esta etapa final de mi carrera, ya que su compañía, consejos y energía, me brindó la tranquilidad para concluir de forma adecuada este proceso.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b> .....	1
1.1. Antecedentes Generales.....	1
1.2. Objetivos.....	3
1.2.1. Objetivo General.....	3
1.2.2. Objetivos específicos .....	3
1.3. Metodología de Trabajo.....	4
1.4. Estructura de Trabajo.....	5
<b>2. Revisión Bibliográfica</b> .....	6
2.1. ERNC en Chile .....	6
2.1.1. Energía Eólica en Chile .....	9
2.1.2. Energía Solar en Chile .....	11
2.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	12
2.3. Tecnología CAES .....	15
2.3.1. CAES Diabático .....	17
2.3.2. CAES Adiabático .....	18
2.3.3. Instalaciones CAES .....	18
2.3.4. Características Técnicas, Energéticas y Económicas .....	25
2.3.5. Ventajas y Desventajas.....	28
<b>3. Formaciones Geológicas para CAES</b> .....	30
3.1. Rocas Salinas .....	31
3.2. Rocas Porosas .....	36
3.3. Rocas Cristalinas .....	43
3.4. Riesgos Geológicos .....	48
<b>4. CAES en Chile</b> .....	50
4.1. Salares.....	56
4.1.1. Salar Grande .....	59
4.1.2. Salar de Lllamará.....	60
4.1.3. Salar de Atacama .....	62
4.1.4. Salar de Punta Negra .....	63
4.1.5. Salar de Pedernales.....	65

4.2. Acuíferos .....	67
4.2.1. Acuífero del Salar de Llamará.....	70
4.2.2. Acuífero del Salar de Atacama.....	70
4.2.3. Acuífero de Agua Verde.....	71
4.2.4. Acuífero de la Cuenca del Río Maule .....	72
4.2.5. Acuífero de Caleta Tubul .....	72
4.2.6. Acuífero de la Cuenca del Río Bueno .....	73
4.2.7. Acuífero de la Cuenca del Lago Llanquihue - Río Maullín .....	74
4.2.8. Acuífero de la Cuenca de Laguna Blanca .....	74
4.2.9. Acuífero de Tierra del Fuego.....	75
4.3. Reservorio de Hidrocarburos Agotados .....	76
4.4. Minas Abandonadas .....	80
4.5. Catastro de Formaciones Geológicas para CAES .....	83
<b>5. Caracterización de Formaciones Salinas.....</b>	<b>86</b>
5.1. Metodología.....	86
5.1.1. Pruebas y Ensayos de Laboratorio.....	89
5.1.2. Consideraciones en la Modelación.....	91
5.2. Ejemplo: Formación San Pedro.....	93
5.2.1. Geología Cordillera de la Sal .....	94
5.2.2. Estratigrafía Formación San Pedro.....	98
5.2.3. Geología Estructural.....	100
5.2.4. Domos de Sal.....	101
5.2.5. Modelación Preliminar .....	104
<b>6. Discusión.....</b>	<b>109</b>
6.1. Tecnología CAES .....	109
6.2. CAES en Chile .....	112
6.3. Metodología en Formaciones Salinas.....	117
<b>7. Conclusiones y Recomendaciones .....</b>	<b>118</b>
<b>8. Bibliografía.....</b>	<b>121</b>

<b>9. Anexos</b> .....	139
9.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	139
9.1.1. Almacenamiento de Energía Electromagnética.....	139
9.1.2. Almacenamiento de Energía Electro-Química.....	140
9.1.3. Almacenamiento de Energía Mecánica.....	141
9.1.4. Almacenamiento de Energía Térmica (TES).....	143
9.2. Equipamiento CAES.....	144
9.2.1. Compresores.....	144
9.2.2. Reservorio de Almacenamiento.....	145
9.2.3. Turbinas.....	147
9.2.4. Motor-Generador.....	147
9.2.5. Equipamiento Auxiliar.....	147
9.3. Cavernas Salinas.....	148
9.3.1. Construcción.....	148
9.3.2. Abandono.....	150
9.4. Propiedades Rocas Salinas.....	151
9.4.1. <i>Creep</i> .....	151
9.4.2. Permeabilidad.....	154
9.4.3. Fatiga.....	155
9.5. Leyes Constitutivas de Rocas Salinas.....	157
9.5.1. Modelos Reológicos.....	157
9.5.2. Modelos Empíricos.....	161
9.5.3. Modelos Físicos.....	162
9.6. Parámetros Geotécnicos de Rocas Cristalinas.....	167
9.6.1. Frecuencia de Fractura (FF).....	167
9.6.2. <i>Rock Quality Designation</i> (RQD).....	167
9.6.3. <i>Uniaxial Compressive Strength</i> (UCS).....	168
9.6.4. <i>Rock Mass Rating</i> (RMR).....	168
9.6.5. <i>Geological Strength Index</i> (GSI).....	169
9.6.6. <i>Tunneling Quality Index</i> (Q).....	170

# Índice de Figuras

Figura 1: Sistemas Eléctricos chilenos. ....	7
Figura 2: Mapa de viento global. ....	9
Figura 3: Comparación de tecnologías de almacenamiento .....	13
Figura 4: Producción CAES diaria. ....	15
Figura 5: Esquema planta CAES. ....	16
Figura 6: Diagrama esquemático de planta CAES convencional. ....	17
Figura 7: Fotografía aérea planta Huntorf. ....	20
Figura 8: Modelo Regional Domos de Sal en la Costa del Golfo .....	21
Figura 9: Esquema ilustrativo Planta ADELE. ....	24
Figura 10: Costos de inversión de sistemas. ....	29
Figura 11: Profundidad y perfiles de cavernas existentes en formaciones salinas .....	31
Figura 12: Esquema fenómeno “bowl de subsidencia”.. ....	33
Figura 13: Esquema ilustrativo de CAES en rocas porosas.. ....	37
Figura 14: Esquema de Configuración CAES a presión constante. ....	44
Figura 15: Esquema ilustrativo de caverna revestida en roca cristalina. ....	46
Figura 16: Esquema configuración geológica chilena. ....	51
Figura 17: Potenciales sitios para CAES en Chile. ....	55
Figura 18: Esquema de dominios morfoestructurales del norte de Chile. ....	56
Figura 19: Unidades morfoestructurales y ubicación de los potenciales salares. ....	57
Figura 20: Configuración geológica del Salar Grande. ....	59
Figura 21: Sección estratigráfica Lomas de La Sal. ....	61
Figura 22: Columna estratigráfica y perfil del Salar de Atacama .....	62
Figura 23: Estratigrafía Superficial Salar de Punta negra .....	64
Figura 24: Esquema sección estructural Salar de Punta negra. ....	64
Figura 25: Perfil geológico NW-SE en Salar de Pedernales. ....	66
Figura 26: Ubicación potenciales acuíferos y provincias hidrogeológicas. ....	68
Figura 27: Sección transversal del acuífero de la zona SE del Salar de Lllamará. ....	70
Figura 28: Ubicación acuífero Caleta Tubul .....	73
Figura 29: Zona de exploración de hidrocarburos en la Región de Magallanes. ....	76
Figura 30: Figura con pozos en desuso del Yacimiento Victoria. ....	77
Figura 31: Perfil Regional 8 .....	78
Figura 32: Registro de resistividad, permeabilidad y porosidad de pozo Victoria Este. ....	79
Figura 33: Corte general Mina Transito .....	80
Figura 34: Ubicación minas abandonadas de la Región de Coquimbo. ....	82
Figura 35: Diagrama de la metodología para la caracterización y evaluación. ....	88
Figura 36: Ubicación zona propuesta, rutas de acceso y gaseoductos del área. ....	93
Figura 37: Zonas favorables para energía fotovoltaica. ....	94
Figura 38: Perfil esquemático de la zona norte de la Cordillera de la Sal. ....	95
Figura 39: Columna estratigráfica Fm. San Pedro. ....	97
Figura 40: Mapa zona norte Cordillera de la Sal. ....	100
Figura 41: Esquema de la historia tectónica del Salar de Atacama .....	103
Figura 42: Bloques favorables dentro de la zona propuesta. ....	104
Figura 43: Perfil AA` tomado del cuadrángulo de Tular .....	105
Figura 44: Ubicación caverna dentro de uno de los domos salino en la Cordillera de la Sal. ....	106
Figura 45: Estratigrafía y Mallado de la modelación .....	106

Figura 46: Evolución de temperatura dentro de la caverna.....	107
Figura 47: <i>Stress</i> desviatóricos (30 ciclos).....	108
Figura 48: Criterio de dilatación DeVries <i>et al.</i> , 2005 (30 ciclos). ....	108
Figura 49: Potencial solar y eólico de Chile.....	109
Figura 50: Demanda energética proyectada para el año 2030.....	110
Figura 51: Deterioro de las cavernas en Huntorf tras 20 años de operación.....	111
Figura 52: Radiación global horizontal periodo completo en Chile.....	112
Figura 53: Velocidad del viento en las zonas Agua Verde y Caleta Tubul.....	114
Figura 54: Ubicación parques eólicos y minas abandonadas.. ....	115
Figura 55: Esquema SMES. ....	139
Figura 56: Esquema PHS. ....	142
Figura 57: Tipos de revestimiento.....	148
Figura 58: Esquemas de lixiviación por disolución.....	149
Figura 59: Deformación <i>creep</i> en función del tiempo.....	152
Figura 60: Límite de dilatancia y de resistencia de corto plazo de rocas salinas. ....	153
Figura 61: Prueba de carga cíclica.....	156
Figura 62: Modelo reológico Maxwell.....	159
Figura 63: Modelo reológico Kelvin.....	160
Figura 64: Modelo reológico Brugers. ....	160
Figura 65: Diagrama de mecanismos de deformación de la sal.....	163
Figura 66: Esquemas de los mecanismos de difusión.....	164
Figura 67: Mecanismo de dislocación ascendente. ....	165
Figura 68: Mecanismo de dislocación por deslizamiento.....	165
Figura 69: Calculo GSI basado en descripciones geológicas.....	169

## Índice de Tablas

Tabla 1: Matriz energética actual y proyectada del SIC.....	8
Tabla 2: Potencial eólico en Chile.....	10
Tabla 3: Características técnicas de sistemas de almacenamiento de energía.....	13
Tabla 4: Proyectos CAES en el mundo.....	19
Tabla 5: Propiedades geológicas Calizas Formación Columbus.....	23
Tabla 6: Parámetros técnicos de plantas operativas. ....	25
Tabla 7: Características energéticas CAES.....	26
Tabla 8: Comparación de costos de inversión de las distintas tecnologías. ....	27
Tabla 9: Propiedades de cavidades dentro de domos salinos.....	33
Tabla 10: Valores estimados de porosidad de distintas litologías.....	39
Tabla 11: Principales características de los acuíferos para CAES.....	40
Tabla 12: Valores estimados de conductividad hidráulica de distintas litologías.....	43
Tabla 13: Salares revisados.....	58
Tabla 14: Acuíferos revisados.....	69
Tabla 15: Minas en desuso de la zona litoral de la Región de Coquimbo.....	81
Tabla 16: Propiedades de las capas estratigráficas modeladas.....	107
Tabla 17: Valores RQD y calidad de la roca.....	167
Tabla 18: Clasificación de macizo según GSI.....	169



# 1. Introducción

## 1.1. Antecedentes Generales

En los últimos años, debido a las graves consecuencias que está sufriendo el planeta Tierra producto de la explotación indiscriminada de combustibles fósiles, a nivel global se está promoviendo el desarrollo sustentable, lo cual ha impulsado que tanto en Chile como en el resto del mundo se esté fomentando el uso de energías renovables. Sin embargo, el suministro energético en los sistemas eléctricos debe ser continuo y estable, ya que se debe mantener un balance entre la generación y demanda de electricidad (Anderson y Leach, 2004), y la disponibilidad e intensidad de algunos recursos renovables presentan tanto variabilidad como intermitencia, lo cual provoca que exista un límite en la generación de energía que cambia en el tiempo y el cual no puede ser pronosticado con precisión (Ela y O'Malley, 2012).

Debido a dichos fenómenos, hoy en día existe el gran desafío a nivel mundial de lograr la integración masiva de energías renovables no convencionales (intermitentes) a los sistemas eléctricos, ya que lamentablemente no se ha podido aprovechar de forma eficiente estas fuentes inagotables de energía (Chen *et al.*, 2009; Rutqvist, 2012; Luo *et al.*, 2015)

Una alternativa que permite administrar y gestionar la energía eléctrica generada por dichas fuentes renovables intermitentes, como el sol y el viento, corresponde a la implementación de sistemas de almacenamiento energético (Cavallo, 2007; San Martín *et al.*, 2011). En estos, se transforma la energía inicial en una energía adecuada para ser almacenada, y luego cuando es requerida, se convierte nuevamente en energía eléctrica (Chen *et al.*, 2009; Zhou *et al.*, 2013).

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) es una tecnología desarrollada, madura y probada (Crotogino, 2001; Ibrahim *et al.*, 2008; Kim *et al.*, 2012). Esta consiste en almacenar grandes volúmenes de aire comprimido subterráneamente, usando la energía renovable excedente o en los horarios de baja demanda, y luego expandir el aire a través de una turbina, para generar energía cuando la demanda energética lo requiera (Rutqvist, 2012).

Actualmente solo existen dos plantas CAES comerciales de gran escala funcionando en el mundo, una de ellas se ubica en Huntorf (Alemania, 1978) y la otra en McIntosh (Estados Unidos, 1991), y ambas han funcionado exitosamente durante décadas de operación (Crotogino *et al.*, 2001). En dichas instalaciones, el aire es comprimido y almacenado en cavernas (450-650 m) que fueron construidas dentro de profundas formaciones salinas mediante técnicas de lixiviación por disolución.

Tanto el ciclo de operación diario utilizado en la planta Huntorf, como el ciclo semanal con que funciona la planta de McIntosh, comienzan con la compresión y almacenamiento de aire dentro de la caverna de sal (halita), y concluye cuando el aire es extraído e impulsa una turbina que es capaz de generar varias horas continuas (3-26 horas) de energía eléctrica (Crotogino *et al.*, 2001; Rutqvist, 2012).

Producto de la creciente inserción de energías renovables en la matriz energética a nivel global, se ha retomado el interés científico por la tecnología CAES (Evans *et al.*, 2012; King *et al.*, 2015), debido a que permite gestionar la energía producida por fuentes intermitentes para utilizarla de forma eficiente. Sin embargo, como las formaciones salinas son escasas y no siempre se encuentran próximas a la fuente de energía renovable, se han realizado una gran cantidad de trabajos y estudios para identificar otros reservorios geológicos en los que se pueda implementar la tecnología CAES.

Dichos estudios, junto con décadas de experiencia en almacenamiento de gas natural dentro de distintas formaciones geológicas, que en muchos aspectos es similar al de aire comprimido (Lux, 2009), indican que el aire además de poder almacenarse dentro de las ya mencionadas cavernas de sal, puede ser almacenado en cavidades excavadas en roca cristalina (minas subterráneas en desuso) y en rocas sedimentarias porosas como acuíferos o reservorios de hidrocarburos agotados (Allen *et al.*, 1982; Mehta, 1992; Cotrogino *et al.*, 2001; Succar y Williams, 2008; Pei *et al.*, 2015).

Chile, además de poseer un enorme potencial de energías renovables no convencionales (ERNC), dentro de las que destacan la energía eólica y solar (Muñoz, 2013; Palma *et al.*, 2009), dispone de una gran cantidad de sitios que presentan las características que han sido reconocidas como favorables para la implementación de sistemas CAES. Dentro de los potenciales sitios, se encuentran los salares del norte Chile (Stoertz y Ericksen, 1974; Chong, 1984; Risacher *et al.*, 2003), los acuíferos y minas abandonadas que se distribuyen a lo largo de todo el territorio nacional (Catastro Faenas Mineras 2007-2010, SERNAGEOMIN), y los reservorios de hidrocarburos agotados en la región de Magallanes (ENAP).

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo General**

- Plantear un marco para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) en Chile.
- Evaluar la información y antecedentes geológicos disponibles para la implementación de la tecnología CAES.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Presentar el estado del arte de los sistemas de almacenamiento de energía CAES
- Evaluar las formaciones geológicas en Chile que cumplen las características litológicas/estratigráficas necesarias para la implementación de CAES y que se encuentren cercanas a zonas con alto potencial de energías renovables no convencionales.
- Realizar un inventario a nivel país de las formaciones geológicas favorables para el almacenamiento de aire comprimido.
- Definir una metodología para la evaluación y caracterización de sitios en formaciones salinas para sistemas CAES.
- Ejemplificar de forma conceptual la posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento de aire comprimido dentro formaciones salinas en el norte de Chile (Salar de Atacama).

## 1.3. Metodología de Trabajo

Para lograr los objetivos de esta memoria se realizaron las siguientes actividades:

- La primera etapa de la investigación consistió en la recopilación bibliográfica y revisión de literatura especializada en el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético mediante aire comprimido.
- Luego, en base a dichos antecedentes se realizó la descripción de los componentes, tipos de sistemas y requerimientos geológicos involucrados en la implementación de CAES.
- A partir de esto, y en base a los criterios litológicos y estratigráficos requeridos para el desarrollo de la tecnología, se identificaron y caracterizaron los potenciales sitios geológicos para la implementación de CAES en Chile.
- Luego, se analizaron las propiedades y el comportamiento de las rocas salinas, para proponer una metodología para la caracterización de sitio, en donde se incluyen las pruebas y parámetros requeridos para la modelación, construcción y operación del reservorio.
- A modo de ejemplo se realizó la simulación de una caverna de almacenamiento de aire comprimido dentro de un domo salino de la Formación San Pedro.
- En base a los resultados obtenidos en la investigación, se discutió sobre la posibilidad de implementar la tecnología en Chile.

## 1.4. Estructura del Trabajo

El presente trabajo consta de 9 capítulos, cuya estructura es la siguiente:

- El primer capítulo es introductorio, en donde se detallan los objetivos y las metodologías utilizadas en la presente investigación.
- En el segundo capítulo se presenta una extensa revisión bibliográfica, en donde se detalla la situación actual de las energías renovables no convencionales en Chile, el funcionamiento y características de los sistemas de almacenamiento, y el estado del arte de la tecnología CAES.
- En el tercer capítulo se revisan las principales formaciones y características geológicas involucradas en el almacenamiento subterráneo de aire comprimido.
- En el cuarto capítulo se presentan los antecedentes geológicos de las potenciales formaciones para implementar la tecnología CAES en Chile.
- En el quinto capítulo se define una metodología para la caracterización de sitio y el posterior análisis de la zona de estudio.
- En el sexto capítulo se discute sobre el potencial geológico que posee Chile para la implementación de la tecnología.
- En el séptimo capítulo se presentan las principales conclusiones y recomendaciones para futuras investigaciones.
- En el octavo capítulo se enumeran las referencias bibliográficas utilizadas para la elaboración de esta memoria.
- Finalmente, en anexos se adjuntan los apéndices, en donde se detallan los distintos sistemas de almacenamiento, el equipamiento de los sistemas CAES, los procedimientos para la construcción de las cavernas en formaciones salinas, y se describen las características y propiedades que poseen las cavernas construidas en formaciones salinas, junto con los modelos constitutivos involucrados en la mecánica de estas litologías.

## 2. Revisión Bibliográfica

### 2.1. ERNC en Chile

Tanto en Chile como en el resto del mundo, se está promoviendo el desarrollo sustentable, lo cual significa lograr un crecimiento económico mediante el uso racional de los recursos naturales, y de forma medioambientalmente amigable. El desarrollo de fuentes de energía renovables permite reducir el consumo de combustibles fósiles, cuyas reservas son evidentemente decrecientes, y en donde su dependencia como fuente de energía además ha generado un daño medioambiental irremediable (Pica y Sauma, 2015).

Las energías renovables corresponden a aquellas provenientes de fuentes naturales, son virtualmente inagotables a escala de tiempo humana y generan un impacto ambiental significativamente menor en comparación a las energías convencionales (carbón, gas, diésel e hidroeléctricas). Estas energías renovables es posible clasificarlas en convencionales y no convencionales, según el grado de desarrollo de la tecnología en relación a su aprovechamiento y penetración en el mercado energético (Jara, 2006). En Chile, se incluye dentro de energías renovables no convencionales (ERNC) a las energías eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, mini hidráulica y biomasa (Jara, 2006; Pica y Sauma, 2015).

A modo de contextualizar, desde el punto de vista energético y de forma conceptual, la potencia de un sistema eléctrico corresponde a la cantidad de energía que puede ser entregada o distribuida a un sistema en una unidad de tiempo. La unidad de energía kWh (o MWh) es aceptada por el Sistema Internacional de Unidades, aunque no pertenece a éste, y equivale a la energía intercambiada o transformada a 1 kW(o MW) de potencia durante una hora.

El mercado eléctrico chileno consiste en dos sistemas principales independientes y dos sistemas pequeños ubicados en la zona sur del país. En la zona Norte de Chile, se encuentra el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que actualmente posee una capacidad instalada total de 4.162 MW, principalmente en base a combustibles fósiles (94%) y una pequeña cantidad es aportada por hidroeléctricas y plantas de energías renovables. En el SING se producen más de 15.000 GWh/año con un precio medio actual de 82 US\$/MWh (CDEC, Marzo 2016) y cuyos principales clientes son las grandes mineras de cobre, dentro de las que destaca Chuquicamata, Escondida y Doña Inés de Collahuasi.

El otro gran sistema corresponde al Sistema Interconectado Central (SIC) que cuenta con una capacidad instalada total de 16.112,6 MW, la cual se genera principalmente en base a combustibles fósiles (48%) e hidroeléctricas (42%), y con una pequeña cantidad aportada por energías renovables (Tabla 1). En el SIC se generan más de 45.000 GWh/año con un precio medio

de electricidad actual de 92,3 US\$/MWh (CDEC, Marzo 2016) y en donde su principal consumo es por parte de la población.

Los sistemas de la zona sur corresponden al Sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes, presentan una capacidad total instalada de 52,4 y 101,2 MW, respectivamente, y en los cuales la energía es generada principalmente por combustibles fósiles, con un pequeño aporte de origen eólico (Comisión Nacional de Energía (CNE), 2015).

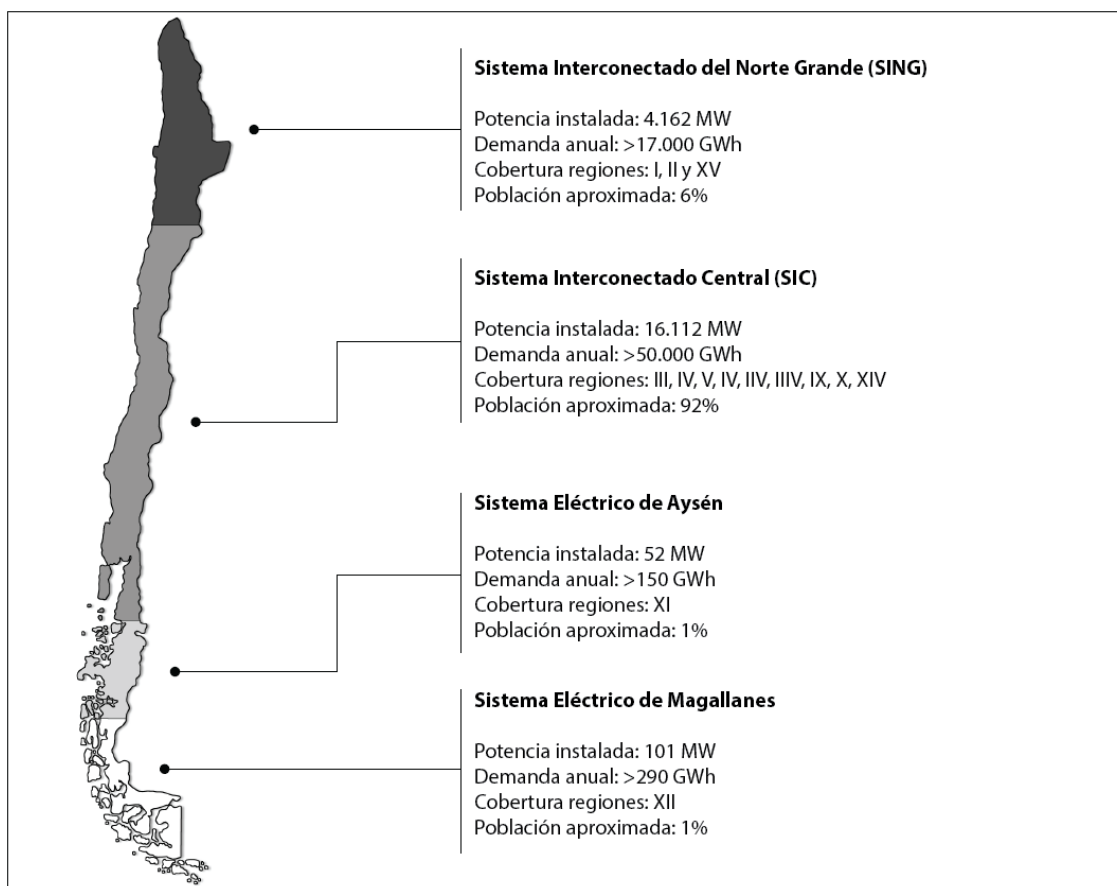


Figura 1: Sistemas Eléctricos chilenos. Fuente: CNE 2015.

Chile posee un gran potencial de ERNC (Wittelsbürger y Sterner, 2005; Negroni, 2005), gracias a las favorables condiciones climáticas, geológicas y geográficas presentes en el territorio nacional. Se ha estimado que el potencial de energía solar aprovechable del Norte de Chile es mayor a 100 GW (Explorador Solar, DGF), concentrado principalmente en el Desierto de Atacama, en donde debido a las condiciones climatológicas presentes en la zona, se produce la mejor radiación solar del mundo (Bishop *et al.*, 1997). Por otro lado, se estima que el potencial eólico podría ser cercano a los 40 GW (Explorador Eólico, DGF; Santana *et al.*, 2014), por lo que aprovechando exclusivamente dichos recursos de Energías Renovables No Convencionales Intermitentes (ERNCI), se podría abastecer toda la demanda energética del país (Figura 1) e incluso convertir a Chile en un país exportador de energía.

Lamentablemente, la generación de energía eléctrica a partir de ERNCI, se caracteriza por ser variable y fuertemente dependiente de las condiciones climáticas diarias, por lo que no pueden proveer electricidad de manera continua y requieren del complemento de otras tecnologías (Pica y Sauma, 2015). Pese a esto, en los últimos años en Chile se ha incrementado considerablemente la cantidad de proyectos de ERNCI, tanto en construcción como aprobados o en calificación, lo cual en gran medida se debe a la disminución en los costos de las tecnologías y a que en el año 2013 se promulgó la Ley N° 20.698, conocida como “Ley 20/25”, cuyo objetivo es que para el año 2025 la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales ocupe al menos un 20% del mercado nacional.

Actualmente en Chile se encuentran en operación más de 2.800 MW de potencia provenientes de fuentes renovables no convencionales, que corresponde al 14% de la capacidad instalada a nivel nacional. Este aporte, se encuentra liderado por la energía eólica y con la energía solar en segundo lugar (Tabla 1), las cuales han evidenciado un notable aumento durante los últimos 4 años (Pica y Sauma, 2015). Además, se proyecta que en los próximos años la contribución de dichas energías siga aumentando de forma gradual, gracias a la meta impuesta en la “Ley 20/25” y a la ley de fomento a las ERNC (Ley N° 20.257), en donde esta última consiste en obligar a las empresas generadoras, en sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, producir un porcentaje del total generado por medio de ERNC (6% para el 2016).

**Tabla 1: Matriz energética actual y proyectada del SIC.**

<b>Tecnología</b>	<b>Cierre a Diciembre 2015 [MW]</b>	<b>Proyección a Diciembre 2016 [MW]</b>
Térmica	8.177,0	8.288,0
Embalse	3.402,0	3.402,0
Pasada	3.068,5	3.200,9
Eólica	819,9	936,4
Solar	443,6	1.087,9
<b>Total</b>	<b>15.911,1</b>	<b>16.915,2</b>
ERNC	1.983,6	2.822,8

Fuente: CDEC, 2016.

Por otra parte, la minería genera el mayor consumo energético del país, y según estadísticas de la Comisión Chilena del Cobre, el consumo de esta industria aumentaría en un 80% para el año 2025. Debido a esto, y a la actual dependencia con los mercados energéticos internacionales, evidenciado en el alto porcentaje de energía primaria importada, es la razón por la que las grandes mineras están considerando e implementando la alternativa de un mayor aprovechamiento de ERNC para su abastecimiento de energía, para de esta forma contribuir con el desarrollo de una minería sustentable.

Sin embargo, y pese al prometedor escenario para el aprovechamiento de energías renovables que presenta Chile, siguen existiendo ciertas barreras que impiden su crecimiento y masificación. Estas limitaciones son agrupadas en cuatro categorías (Nasirov *et al.*, 2015): 1) económicas y financieras, 2) regulatorias, 3) técnicas y tecnológicas, 4) institucionales y sociales.



Dentro de las barreras tecnológicas, se incluye la dificultad para gestionar y predecir la generación de ciertas ERNC, en donde se incluyen específicamente la energía eólica y solar, debido a la gran variabilidad que presentan sus fuentes. Esto, trae como consecuencia incertidumbre e intermitencia en la producción de energía eléctrica, y en muchas ocasiones impide cubrir la demanda de forma directa, lo cual podría resolverse con la implementación de sistemas de almacenamiento energético.

### 2.1.1. Energía Eólica en Chile

La energía eólica corresponde a la energía cinética contenida en el viento, y es considerada una forma secundaria de la energía solar, debido a que esta se genera por diferencias de temperatura y presión ocasionadas por el calentamiento de la superficie terrestre (Manwell *et al.*, 2010). Esta energía se logra aprovechar mediante generadores eléctricos conectados a hélices que son impulsadas por el viento, el cual es inagotable pero posee gran variabilidad tanto en intensidad como en dirección, además de presentar fluctuaciones durante el transcurso del día y a lo largo de cada mes. Los equipos pueden ser instalados en tierra firme o en plataformas oceánicas, pero por lo general cerca de la costa o donde el viento no se encuentre afectado por la topografía, relieve u objetos presentes.

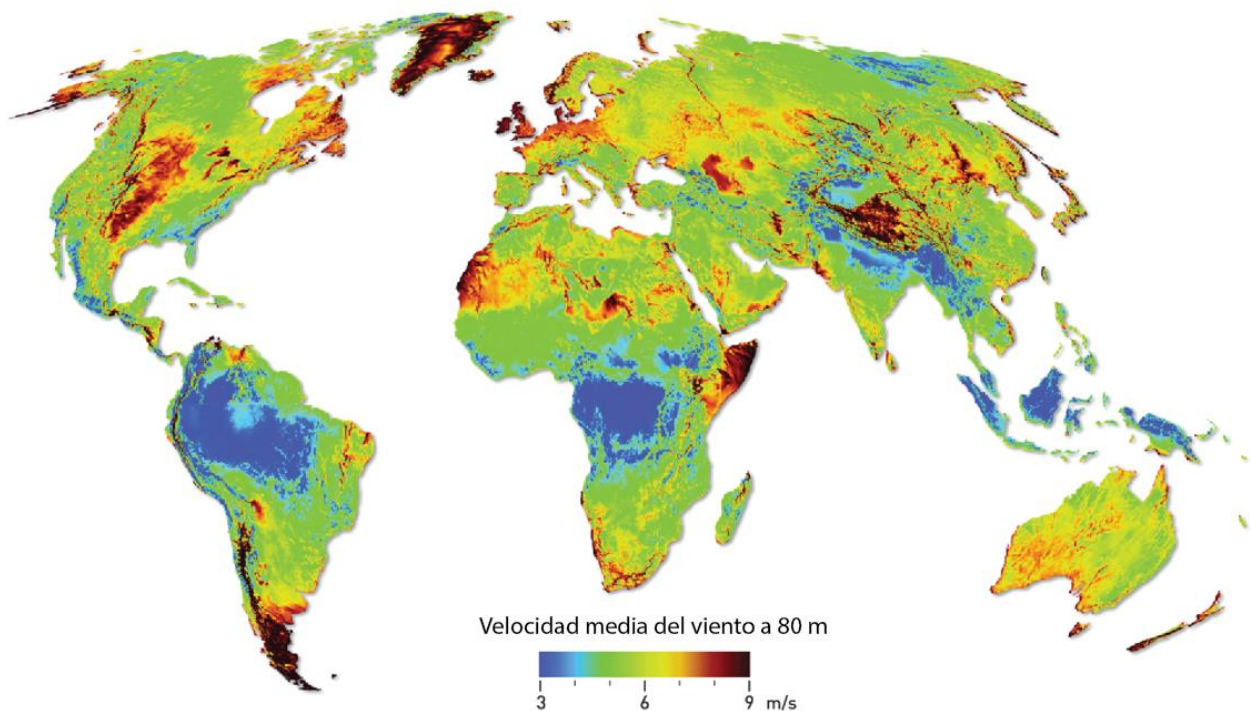


Figura 2: Mapa de viento global. Fuente 3TIER, 2011.

Un parque eólico corresponde a un conjunto de generadores eólicos conectados en paralelo entre sí para inyectar energía eléctrica a un sistema eléctrico; este debe mantener un nivel de tensión dentro de los márgenes requeridos por el sistema además de mantener el balance de potencia entre los generadores y los consumidores (Manwell *et al.*, 2010). Esto, ha sido un desafío para la ingeniería eléctrica debido a que al conectar los generadores eólicos al sistema, se aumenta la variabilidad de la potencia de generación disponible (por la variabilidad del viento), lo cual ha significado una dificultad para concretar contratos con clientes debido a que no pueden asegurar energía ni potencia por un determinado tiempo.

Además, en algunas zonas los *peaks* de generación de energía eólica no calzan con la demanda, y para lograr el balance de generación de energía a partir del viento con la demanda del sistema eléctrico, es posible gestionar la energía a través de sistemas de almacenamiento, que se cargan en las horas de baja demanda y se descarga durante las horas punta, generando una notable mejoría en el desempeño y eficiencia del parque eólico (Muñoz, 2013).

En un estudio realizado por Jara (2006), se identificaron distintas zonas a lo largo de Chile con gran potencial eólico explotable con fines de generación eléctrica, el cual podría alcanzar los 40 GW (Santana *et al.*, 2014). Dentro de dichas zonas, destacan las zonas altiplánicas de la II<sup>a</sup> Región, el sector costero de la cuarta región y las costas abiertas al océano y pampas patagónicas de la zona austral del país (Figura 2). Pese a ello, en la Tabla 2 es posible observar la baja cantidad de MW en cartera, en relación a la enorme capacidad para generar energía eólica que posee el territorio nacional.

**Tabla 2: Potencial eólico en Chile**

<i>Región o zona</i>	<i>Cartera de proyectos</i>		<i>Potencial disponible</i>		<i>Potencial total</i>	
	<i>Capacidad [MW]</i>	<i>Factor de planta*</i>	<i>Capacidad [MW]</i>	<i>Factor de planta</i>	<i>Capacidad [MW]</i>	<i>Factor de planta</i>
<b>Antofagasta</b>	240	0,37	2.622	0,32	2.862	0,32
<b>Taltal</b>	99	0,41	11.479	0,36	11.578	0,36
<b>Atacama</b>	533	0,34	86	0,34	619	0,34
<b>Coquimbo</b>	777	0,35	389	0,36	1166	0,36
<b>Valparaíso</b>	21	0,4	-	-	21	0,4
<b>L. B. O'Higgins</b>	-	-	75	0,34	75	0,34
<b>Biobío</b>	419	0,32	4.581	0,33	5.000	0,33
<b>La Araucanía</b>	407	0,38	1.933	0,33	2.341	0,34
<b>Los Ríos</b>	51	0,39	2.863	0,35	2.914	0,35
<b>Los Lagos</b>	-	-	3.770	0,36	3.770	0,36
<b>Chiloé</b>	428	0,39	9.678	0,34	10.106	0,34
<b>Total</b>	<b>2.975</b>	<b>0,36</b>	<b>37.477</b>	<b>0,34</b>	<b>40.452</b>	<b>0,35</b>

\*Factor de planta (*Fp*): indicador que relaciona la cantidad de energía producida por una central dividida su máxima capacidad de producción.  $Fp = \text{Energía generada} / \text{Máxima capacidad de generación}$ . Fuente: Santana *et al.*, 2014

Por otro lado, los sistemas de transmisión que transportan la energía desde los parques eólicos, en algunos casos se encuentran diseñados por razones económicas con límites de

transmisión menores a la potencia máxima del parque. Esto provoca que exista una determinada cantidad de potencia que no se logra transmitir cuando se activa la restricción de transmisión, por lo que se generan pérdidas importantes para el propietario del parque eólico. Dicho fenómeno es conocido como “vertimiento eólico”, y con la integración de un sistema de almacenamiento, en donde se carga el sistema con la energía que no es posible inyectar a la red eléctrica (cuando el límite de transmisión se encuentre activo), se lograría mejorar considerablemente el factor planta del parque eólico (Muñoz, 2013).

## 2.1.2. Energía Solar en Chile

La energía solar corresponde a la radiación que recibe la superficie de la tierra proveniente del sol, y la cual se encuentra compuesta por luz y calor. La potencia de radiación recibida por la superficie terrestre se conoce como irradiancia, y varía según la hora del día, la inclinación de los rayos solares y las condiciones meteorológicas (Foster *et al.*, 2009). Dentro de las tecnologías que permiten convertir la energía solar en eléctrica se encuentran los paneles fotovoltaicos, en donde la radiación solar es convertida directamente en electricidad, y los concentradores solares de potencia, en donde el calor es convertido en vapor, y este impulsa una turbina la cual acciona un generador eléctrico.

Sin embargo, esta energía inagotable posee la desventaja de la intermitencia, ya que en la noche no se encuentra disponible y además en ciertas regiones se producen variaciones estacionales, o bien variaciones diarias debido a nubosidad (Foster *et al.*, 2009).

Chile posee gran parte del Desierto de Atacama, el cual abarca una superficie de aproximadamente 105.000 km<sup>2</sup> de extensión, y presenta una de las radiaciones más intensas y mejor distribuidas del planeta, y en donde gran parte del año se presenta cielo despejado, recibiendo en promedio más de 2000 kW/m<sup>2</sup> por año (Jara, 2006).

La energía solar en Chile, es la ERNC que posee mayor potencial para generación de electricidad, se ha estimado que podría alcanzar hasta 100 GW (Santana *et al.*, 2014) y el cual se encuentra distribuido principalmente en la zona norte del país. Pese al inmejorable escenario que presenta el territorio nacional para el aprovechamiento del recurso solar, sólo presenta 516 MW instalados en parques fotovoltaicos.

No obstante, con la entrada en vigencia de las leyes relacionadas a las ERNC y la progresiva disminución en los costos de producción de energía solar, se espera en los próximos años la capacidad instalada en base a energía solar continúe incrementando de forma acelerada, lo cual además se sustenta en la gran cantidad de proyectos que se encuentran con resolución de calificación ambiental aprobada.

## 2.2. Sistemas de Almacenamiento de Energía

El almacenamiento de energía se refiere al proceso de almacenar energía en alguna forma adecuada para dicha tarea, y posteriormente utilizarla cuando se presente la necesidad. Como la estabilidad de la red energética se basa en el equilibrio entre oferta y demanda, y los recursos renovables tienen el inconveniente de presentar fluctuaciones independientes de cual sea la demanda, se ha promovido el desarrollo de métodos de almacenamiento energético para reducir este problema.

Para el funcionamiento de las tecnologías de almacenamiento es necesario transformar la energía en una que pueda ser almacenada cuando los recursos energéticos se encuentren disponibles, y luego cuando la energía sea requerida, el sistema se descarga transformando la energía almacenada en energía eléctrica (Wang y Yu, 2012). No obstante, en cada conversión de energía se producen pérdidas que afectan la eficiencia del almacenamiento; sin embargo, durante las últimas décadas estas tecnologías han evolucionado y logrado incrementar sus eficiencias, gracias a las diversas investigaciones y estudios realizados con el fin de conseguir mejores rendimientos de almacenamiento (CAES (1978): 42%; CAES (2018):70%).

Los sistemas de almacenamiento de energía, corresponden a una interesante alternativa tecnológica que permite maximizar la contribución de energías renovables, mediante el uso eficiente de las mismas, almacenando la energía en periodos valle de demanda y luego utilizándola en los horarios de demanda punta, generando una serie de beneficios económicos al distribuidor de energía y permitiendo disminuir las congestiones en líneas de transmisión (Rastler, 2010). Además, durante el último tiempo, estos sistemas han adquirido gran relevancia a nivel mundial dentro del mercado energético, debido al interés de manejar la demanda punta producto de las restricciones de transmisión y confiabilidad.

Existen muchas posibles técnicas para almacenar energía y en prácticamente todos los tipos de energía. Por un lado se tiene el almacenamiento de energía mecánica en donde se encuentran los sistemas de bombeo hidráulico (PHS), los volantes de inercia (Flywheels) y los sistemas CAES. Además, la energía puede ser almacenada de forma electroquímica en baterías, o bien como energía electromagnética en superconductores magnéticos (SMES) o en súpercondensadores (SCESS), y como energía termal (TES).

En la siguiente tabla (Tabla 3) se presenta un resumen de las principales características de los sistemas de almacenamiento, y en el Anexo 9.1 se presentan los detalles de cada tecnología, las cuales responden tanto a una técnica específica como a criterios económicos, que varían considerablemente según la aplicación de almacenamiento que se requiera. Además, estas tecnologías de almacenamiento presentan diferencias en términos de cantidad de energía almacenable, potencia y tiempo de descarga del sistema.

Tabla 3: Características técnicas de sistemas de almacenamiento de energía.

Características	PHS	Flywheels	CAES	Baterías	SMES	TES
Potencia [MW]	100-5000	0-0,25	5-300	0-40	0,1-10	5-60
Duración de la energía	Horas-días	Milisegundos-minutos	Horas-días	Segundos-horas	Milisegundos-segundos	horas
Tiempo de respuesta	Segundos-minutos	Segundos	5 – 15 minutos	Milisegundos - segundos	Milisegundos-minutos	-
Densidad de energía [Wh/kg]	0,5-1,5	10-30	30-60	30-240	0,5-5	80-200
Auto-descarga (%/día)	0	100	0	0,1 – 0,6	10 - 15	0,5 - 1
Rendimiento (%)	65-70	90-95	45-70	75-95	90-95	40-90
Vida media (años)	40-60	10-30	20-40	5-20	20	10-20

Fuente: Kaldellis y Safirakis, 2007; Chen et al., 2009; Van de Hoven et al., 2014.

Por un lado se tienen las aplicaciones de almacenamiento de grandes cantidades de energía, en donde el sistema es capaz de mantener una entrega continua de potencia por largos periodos de tiempo (minutos-horas), y por otro lado, se tienen las aplicaciones de menor cantidad energética en donde se absorbe o inyecta buena calidad de potencia por cortos periodos de tiempo (segundos-minutos).

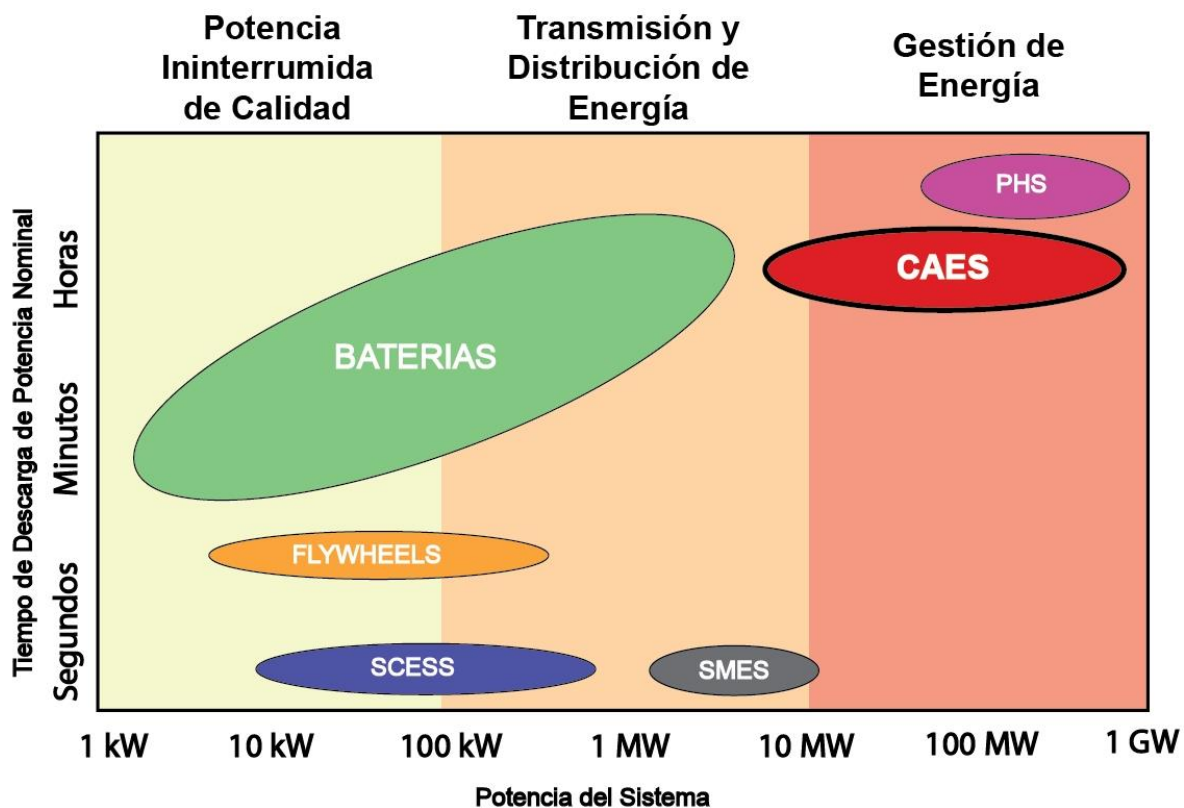


Figura 3: Comparación de tecnologías de almacenamiento según su potencia y tiempo de descarga. Fuente: Rastler, 2010.

Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, que son utilizados en gestión energética, se encuentran los PHS y CAES. Estos son capaces de almacenar grandes porciones de energía y por largos periodos de tiempo (Figura 3), y los cuales además, gracias a su gran tamaño y cantidad de ciclos permiten realizar arbitraje de energía, el cual consiste en gestionar la compra y venta de energía eléctrica, comprando energía cuando los precios son bajos (se carga el sistema) y vendiéndola cuando los precios son más elevados en las horas punta (descarga del sistema). En comparación con las centrales de generación eléctrica, la potencia de los sistemas de almacenamiento de gran escala, es del mismo orden de magnitud que la de una central hidroeléctrica o la de una termoeléctrica, las cuales son del orden de decenas a centenares de MW.

Por otra parte, un avance reciente y relevante para Chile en esta materia, corresponde a la mención particular y explícita que se realiza a los sistemas de almacenamiento de energía en el Proyecto de Ley que establece nuevos sistemas de transmisión de energía eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional. Dicho Proyecto de Ley contempla, en lo principal y en el nuevo artículo 72-2, que:

*“Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema, en adelante “los coordinados”, estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo a la normativa vigente.”,*

En donde se entiende como Sistema de Almacenamiento de Energía el concepto que se incorpora a través del proyecto de ley en el artículo 225 letra ad) de la LGSE, definiéndolo como:

*“equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.”.*

## 2.3. Tecnología CAES

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido corresponden a una tecnología probada, de rápida respuesta, comercialmente viable y medioambientalmente amigable (Mehta y Spencer, 1988). El concepto CAES fue patentado hace más de medio siglo, durante la década de 1940, y su funcionamiento consiste básicamente en capturar aire a presión atmosférica y mediante un compresor, comprimirlo y almacenarlo a altas presiones (4 – 8 MPa) dentro de reservorios o estructuras geológicas adecuadas, cuando hay exceso del recurso renovable o en las horas valle de la demanda energética (Luo *et al.*, 2015). Luego de ser almacenado durante horas o días, el aire almacenado es extraído y expandido, haciéndolo pasar por una turbina, lo cual permite generar energía cuando es requerida o bien en las horas punta de demanda energética (Figura 4).

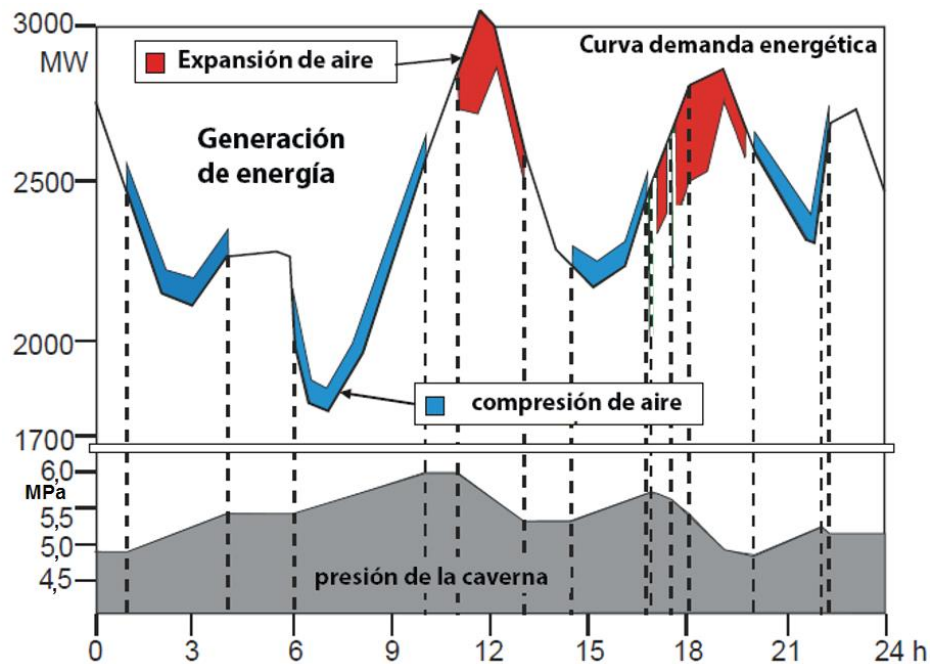


Figura 4: Producción CAES diaria. Modificado de Crotagino, 2001.

En la actualidad, solo existen dos plantas CAES de gran escala funcionando en el mundo. Sin embargo, producto a la creciente inserción de energías renovables, se ha retomado el interés científico por esta tecnología, lo cual se ve reflejado en la gran cantidad de proyectos y plantas demostrativas que se están realizando en todo el mundo. La primera planta CAES se construyó en Huntorf, Alemania, posee una potencia nominal de 321 MW y lleva más de 30 años operando exitosamente (Crotagino *et al.*, 2001). La segunda instalación en funcionamiento se encuentra ubicada en McIntosh (Alabama), Estados Unidos, fue construida en 1991, y posee una potencia nominal de 110 MW (Kushnir *et al.*, 2012). Ambas plantas, cuyas características técnicas y operacionales serán detalladas más adelante, funcionan con cavernas que fueron construidas dentro de formaciones salinas profundas (~500 m) mediante técnicas de lixiviación por disolución.

El principal requerimiento para situar una planta CAES es que existan las características geológicas adecuadas para mantener el aire a presión. Dentro de los sitios geológicos que podrían cumplir esta condición y que se han identificado como favorables para almacenar el aire comprimido, se encuentran formaciones de roca salina, formaciones de rocas porosas y permeables como acuíferos o reservorios de hidrocarburos agotados, y formaciones de rocas cristalinas, en donde se puedan construir o bien aprovechar espacios subterráneos existentes para almacenar el aire (Mehta, 1992).

Debido a la estabilidad y gran hermeticidad que debe presentar la formación geológica para la operación de almacenamiento, es indispensable realizar una profunda exploración geológica del sitio, con el fin de estudiar las características óptimas para una operación eficiente y segura en el largo plazo, y en donde debido a las características operacionales de las plantas CAES, se ven involucrados diversos factores como las variaciones cíclicas de presión, temperatura y humedad, las cuales influyen en las propiedades mecánicas de la formación geológica (los cuales serán revisados con mayor detalle en el Capítulo 3 de este trabajo).

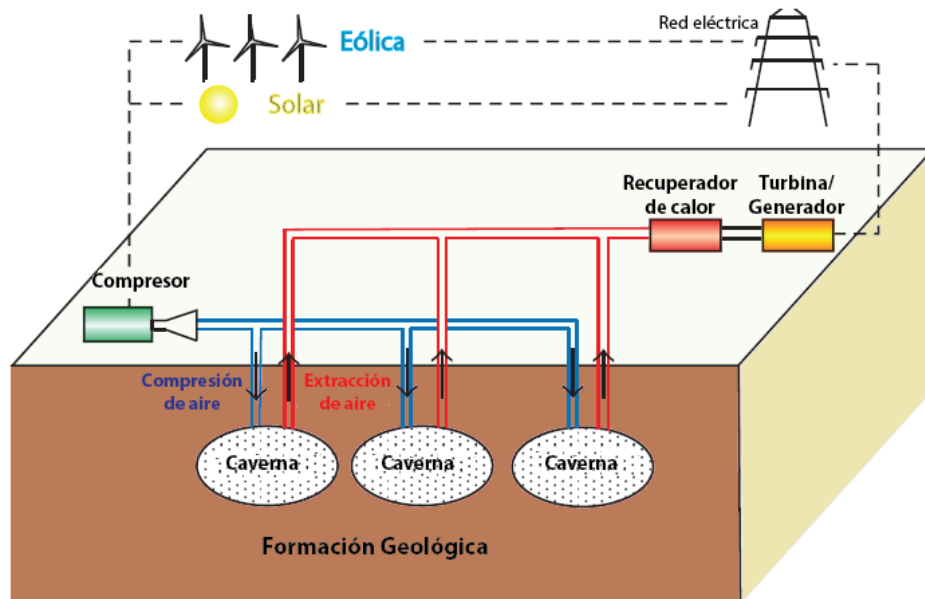


Figura 5: Esquema planta CAES. Modificado de Zhuang et al., 2014.

Por otro lado, para la implementación de la tecnología CAES también se debe tener en cuenta el equipamiento, dispositivos y sistemas involucrados en la conversión de energía (Figura 5) debido a que dichos elementos determinan el tamaño de la caverna o el reservorio que será requerido, y en donde para el ajuste óptimo de los parámetros del reservorio y la maquinaria superficial, se debe hacer un balance entre los costos de la creación del reservorio y los costos de consumo energético (Mehta y Spencer, 1988). Además, es beneficioso que el sitio elegido se encuentre próximo a la línea de transmisión, lo cual ahorrará los costos de conexión a la red eléctrica que genera un fuerte impacto en los factores económicos del proyecto, y en el caso de una planta CAES convencional, es conveniente que la planta esté ubicada cerca de algún suministro de gas natural.



### 2.3.1. CAES Diabático

Los sistemas CAES poseen tres procesos de operación básicos, que corresponden a carga, almacenamiento y descarga. Para su funcionamiento, las plantas diabáticas o convencionales, cuentan con un motor/generador, compresores, un reservorio de almacenamiento, un recuperador de calor y turbinas. Estos, pueden operar con ciclos diarios o semanales, dependiendo de los requerimientos energéticos, y su principal falencia, corresponde al desaprovechamiento del calor que se genera durante la compresión de aire.

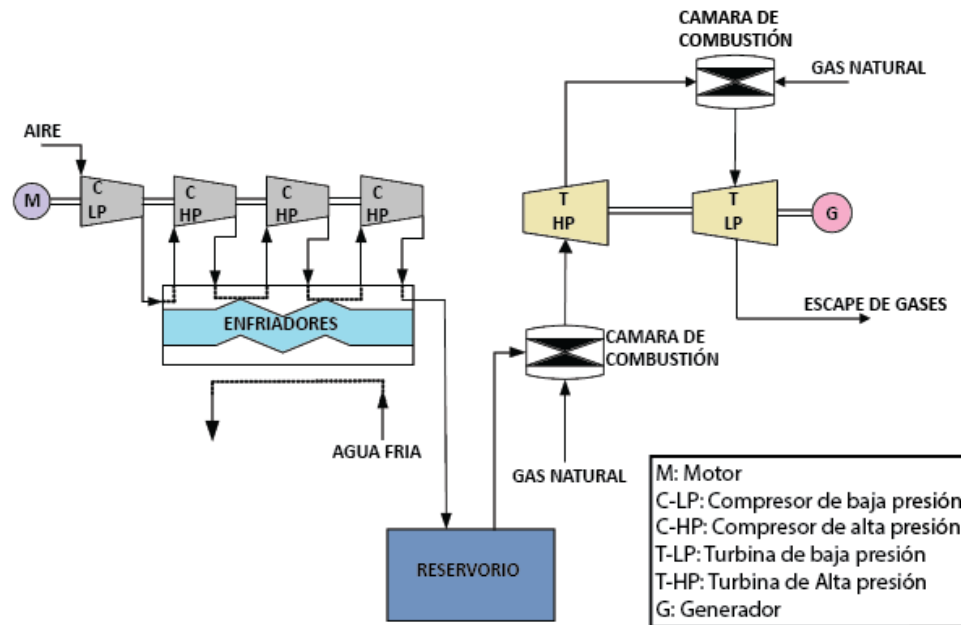


Figura 6: Diagrama esquemático de planta CAES convencional. Modificado de Liu et al., 2014.

Durante el régimen de carga, el motor acciona el compresor, el cual comprime el aire que se encontraba a presión atmosférica dentro de un reservorio subterráneo a presiones entre 4 – 8 MPa. El sistema de compresión consta de enfriadores, que permiten reducir el trabajo de compresión y la temperatura del aire inyectado (Figura 6). Luego el sistema entra en el modo de almacenamiento, en donde toma lugar tanto el intercambio de calor como el de masa dentro del reservorio, por lo que es fundamental considerar detalladamente las condiciones y propiedades geológicas de la roca caja en donde se construirá la cavidad. Después de ser almacenado, el aire comprimido es descargado a través de una cámara de combustión de gas natural (expansores), en donde el aire es acelerado y luego impulsado a circular a través de una turbina (típicamente 2 etapas: alta presión y baja presión), lo cual acciona un generador para producir electricidad.

En la operación de una planta CAES es necesario que el aire comprimido, el cual puede calentarse sobre los 500°C, sea enfriado previo al ingreso a la cavidad, para reducir su temperatura hasta aproximadamente 50°C, y lograr así mantener la estabilidad mecánica de la caverna (Kushnir et al., 2012). A modo de ejemplo, en la planta Hunrtorf, el aire es enfriado mediante intercambio de calor con el ambiente, sin almacenar y por el contrario desperdiciando dicho calor. Luego,

durante la etapa de expansión, el calor es recuperado mediante la combustión de gas natural, lo cual es una de las principales desventajas que poseen las plantas CAES convencionales, ya que desaprovechan el calor generado por la compresión de aire y luego utilizan fuentes de energías externas para el funcionamiento de la turbina. No obstante, la planta McIntosh posee un sistema de recuperación de calor, con lo cual logra disminuir en un 25% el consumo de combustibles fósiles.

### **2.3.2. CAES Adiabático**

El concepto de CAES adiabático, se basa en almacenar el calor que se genera en la compresión de aire dentro de un almacenador de energía termal, de modo tal, que cuando el sistema se descargue, el aire fluya a través del almacenador de calor, y pueda ingresar a la turbina sin la necesidad de utilizar combustibles fósiles (Zunft *et al.*, 2006).

El sistema de almacenamiento térmico se puede realizar mediante aceite caliente, soluciones de sales fundidas o bien en una capa de rocas con alta capacidad térmica (Schainker y Rao, 2008). Sin embargo, la incorporación de este almacenamiento térmico eleva los costos de instalación entre un 20-30 % en comparación con una planta CAES convencional (Chen *et al.*, 2013).

Pese a que no existe ninguna planta CAES adiabática en operación, la eficiencia de este tipo de plantas de almacenamiento podría llegar a un 75% (Zunft, 2006). La planta ADELE, la cual se detallará en la siguiente sección, es un proyecto demostrativo de CAES adiabático que se está realizando en Alemania, en donde se pretende almacenar un total de 360 MWh con una potencia de salida de 90 MW, dentro de cavernas construidas en formaciones salinas. Este proyecto corresponde a un gran avance para la tecnología, ya que será la primera planta CAES libre de emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo (RWE, 2012).

### **2.3.3. Instalaciones CAES**

Actualmente solo existen dos plantas CAES comerciales de gran escala funcionando en el mundo, una de ellas se encuentra ubicada en Alemania y la otra Estados Unidos, y ambas han operado de forma exitosa durante más de 20 años. En estas instalaciones, el aire es comprimido y almacenado en profundas cavernas dentro de formaciones salinas.

Debido a la creciente inserción de energías renovables en la matriz energética a nivel global, se ha retomado el interés científico por esta tecnología, ya que permite gestionar la intermitencia y variabilidad que presenta la generación energética de ciertas fuentes. Es por esto,

que alrededor del mundo se están realizando una gran cantidad de proyectos en distintas litologías (Tabla 4), para comprobar el funcionamiento e integridad de los reservorios. A continuación, se describirán las principales características geológicas de las plantas comerciales operativas y en construcción.

**Tabla 4: Proyectos CAES en el mundo**

Nombre Proyecto	Capacidad [MW]	Estado del proyecto	Geología	Tipo de CAES	País
Huntorf	321	Operativo	Roca salina	Diabático	Alemania
McIntosh	110	Operativo	Roca salina	Diabático	EE.UU.
Norton	2700	Construcción	Mina de caliza	Diabático	EE.UU.
ADELE	90	Construcción	Roca Salina	Adiabático	Alemania
Iowa	270	Cancelado	Acuífero	Diabático	EE.UU.
PGyE	300	Evaluación	Acuífero	Diabático	EE.UU.
SustainX	1,5	Evaluación	(Sub-acuático)	Diabático	EE.UU.
Seneca	150	Evaluación	Roca salina	Diabático	EE.UU.
Hiagari Hill	-	Evaluación	Conglomerado	-	Japón
Datang	300	Evaluación	Arenisca	Diabático	China
Osaka	-	Evaluación	Roca granítica	-	Japón
Larne	330	Evaluación	Roca salina	Diabático	Irlanda del norte
Cañon Yakima	150	Evaluación	Acuífero	Adiabático	EE.UU.
Columbia Hills	231	Evaluación	Acuífero	Diabático	EE.UU.
Bethel Energy	317	Evaluación	Roca salina	Diabático	EE.UU.

Fuente: Shidahara et al., 2000; Zhuang et al., 2014; McGrail et al., 2015.

## Planta Huntorf

La planta en Huntorf (Figura 7) fue la primera planta CAES en el mundo, y se ubica a pocos kilómetros de la ciudad de Bremen en Alemania. Fue diseñada en 1973 y construida entre 1974 y 1977 por las compañías BBC y KBB, y en donde el aire se ha comprimido y almacenado en profundas cavernas construidas dentro de un domo salino que se encuentra ubicado a 600 m de profundidad.

La planta fue inicialmente diseñada para funcionar con ciclos diarios, con un volumen de almacenamiento capaz de proporcionar 290 MW durante 2 horas a potencia nominal, la cual posteriormente fue modificada para proporcionar 321 MW de potencia nominal por más de 2 horas. En esta planta, el compresor se encuentra ajustado para comprimir la cuarta parte del caudal de aire que es liberado a través de la turbina, por lo que se requiere de 8 horas de compresión para reponer la presión de aire de la caverna.

Tanto los dispositivos de compresión como los de expansión operan con un flujo de masa de aire constante de 108 y 417 kg/s, respectivamente. El compresor comprime el aire hasta 7 MPa y durante la descarga el aire extraído se descomprime para suministrar una presión constante de

entrada a la turbina de 4.3 MPa. La instalación no posee recuperador de calor lo cual disminuye su eficiencia. El volumen subterráneo donde se almacena el aire, corresponde a 2 cavernas de sal (310.000 m<sup>3</sup> en total) diseñadas para operar entre las presión generada por el compresor y la requerida por la turbina. La profundidad de las cavernas fue elegida para asegurar la estabilidad estructural durante los meses de mantención, en donde la presión interna será igual a la atmosférica, y para soportar una presión máxima de 10 MPa.



Figura 7: Fotografía aérea planta Huntorf. Tomada de KBB©.

Las cavernas de la planta Huntorf se encuentran hospedadas dentro de los depósitos salinos Paleozoicos del Grupo Zechstein, los cuales fueron afectados por procesos de *rifting* e inversión durante el Mesozoico y el Cenozoico, respectivamente. Estos procesos tectónicos influenciaron la génesis de estructuras diapíricas (tectónica salina) con orientación NW-SE. Los domos salinos se encuentran compuestos principalmente por halita, con entre 5-10% de anhidrita y arcillas, y con intercalaciones de pequeñas capas de cloruro de potasio en los flancos de los domos (Quast y Lorenz, 1979). El área en donde se encuentran estas estructuras presenta una larga historia estructural, en donde se han identificado fallas normales del *rift* Mesozoico que influenciaron el ascenso diapírico de la sal a través de la corteza, y en donde debido al ascenso de la masa salina se generaron fracturas en los bordes de las estructuras diapíricas (Vendeville y Jackson, 1992).

## Planta McIntosh

La planta de 110-MW fue construida por Alabama Electric Cooperative (AEC) en un domo de sal en McIntosh, al suroeste de Alabama (Figura 8) y ha estado en operación desde 1991. La

instalación fue diseñada para proveer 26 horas de generación continua de 110 MW de potencia, con un máximo de 41 horas de compresión de aire dentro de la caverna. El ciclo semanal con que opera la caverna es 10 horas de compresión y 10 horas de generación por día con una potencia de 110 MW por 5 días consecutivos. La carga de las 30 horas restantes se lleva a cabo durante el fin de semana.

El proyecto fue desarrollado por Dresser-Rand y tuvo un costo de 65 millones de dólares, y en donde muchos de los aspectos operacionales de la planta McIntosh, entre ellos la temperatura y presión son similares a los del diseño de BBC en la planta de Huntorf. Las instalaciones incluyen un recuperador de calor, el cual disminuye el consumo de combustibles fósiles en aproximadamente un 22%. Además, la relación entre el flujo de masa de aire entre la turbina y el compresor es cercano a 1.6 veces, a diferencia de las 4 veces que posee la planta Huntorf.

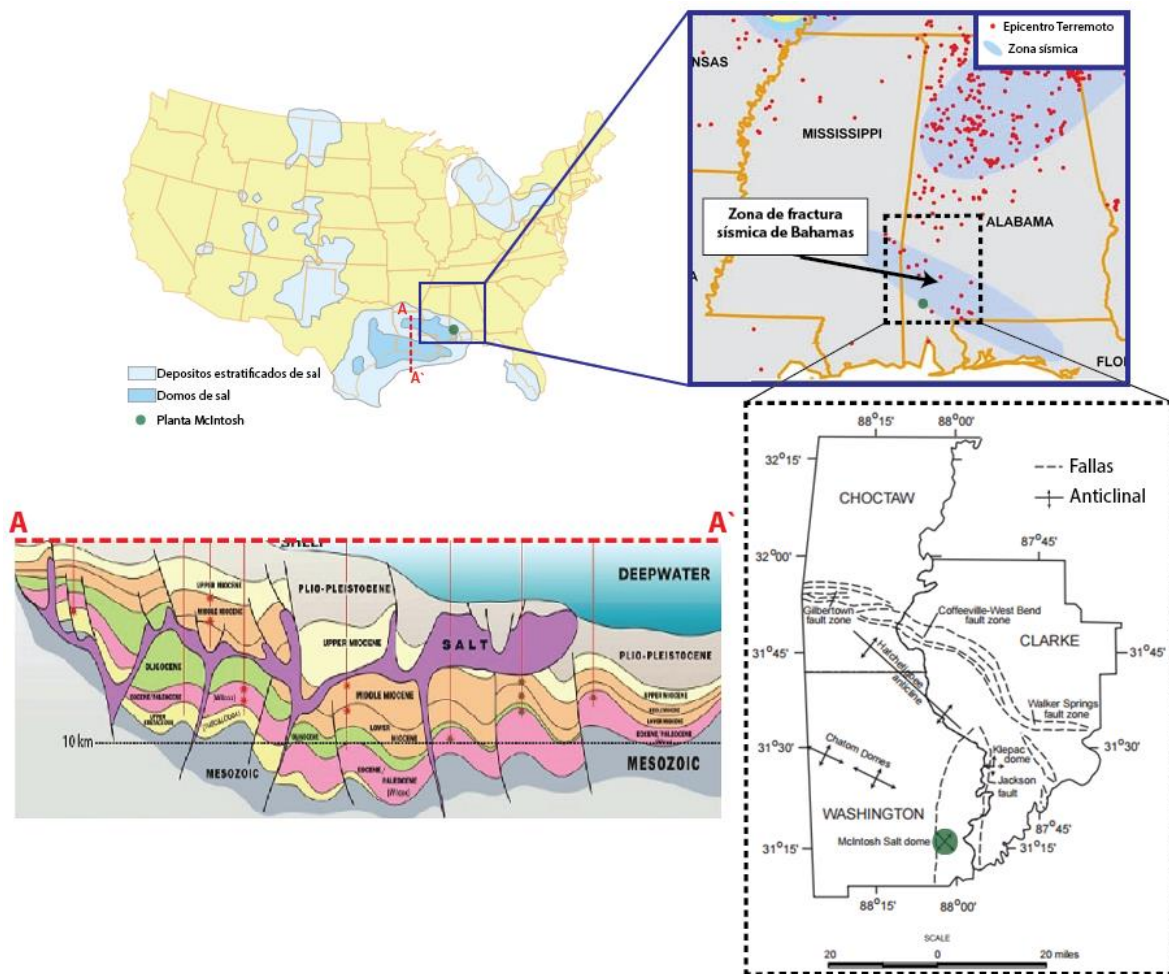


Figura 8: Modelo Regional Domas de Sal en la Costa del Golfo y características estructurales de la zona suroeste de Alabama. Modificado de Moore, 1971

El reservorio subterráneo consiste en una caverna de sal (540.000 m<sup>3</sup> en total) diseñada para operar entre 4.5 y 7.4 MPa, la cual posee forma de copa alargada con un largo de aproximadamente

300 metros, y un diámetro que varía de 60 metros en la base, 55 metros en el centro y 28 metros cerca del techo, y en donde la parte superior de la caverna se ubica a unos 460 metros de profundidad. La experiencia operacional de la planta ha sido sumamente exitosa con una confiabilidad de 98% en la generación desde el 2010, y en donde se han generado más de 600.000 MWh hasta la fecha.

La planta se encuentra al sur de la zona de fractura sísmica de Bahamas, dentro de uno de los grandes domos que se formaron a partir de depósitos salinos Jurásicos en la Costa del Golfo al sur de Estados Unidos (Figura 8). El suroeste de Alabama representa la extensión oriental de la cuenca Mississippi (Joiner y Moore, 1966), en donde la mayoría de las estructuras observables en los depósitos más jóvenes corresponden al resultado de los movimientos de profundas capas salinas (Formación Louann). Con respecto a la geología estructural, la planta se encuentra ubicada sobre un domo salino próximo a la Falla Jackson, y cercana a varios domos y anticlinales que se formaron producto de los movimientos diapíricos (Figura 8).

## **Planta Norton**

El 2001 comenzaron los estudios para el proyecto que será la mayor planta CAES en el mundo, con una producción de 2700 MW. En esta, el aire comprimido se almacenará en una mina de caliza abandonada de 9.600.000 m<sup>3</sup> situada a 670 m de profundidad, en la localidad de Norton, Ohio, Estados Unidos. La instalación subterránea operará en un rango de presiones entre 5,5 y 11,4 MPa, y constará con 9 turbinas de 300 MW cada una, y para el funcionamiento de estas, se utilizará combustión de gas natural para precalentar el aire previo al ingreso a las turbinas. Se espera que una vez concluida la construcción de la planta, esta pueda proporcionar 2700 MW por un periodo de 16 horas.

La litología de la mina corresponde a caliza masiva y homogénea, perteneciente a la Formación Columbus, que abarca a un amplio horizonte estratigráfico, y que casi no presenta discontinuidades que pudiesen afectar el almacenamiento. La caliza se encuentra bajo una capa de lutita, la cual debido a su baja permeabilidad evita la migración del aire, el cual fue modelado y corresponde aproximadamente a un 4% del volumen inicial inyectado. La caliza es de color gris-azulado, y presenta cristalización en capas de distintos espesores, separadas por capas de lutitas. Sobreyaciendo esta formación se encuentra una capa de lutitas devónicas de 600 m de espesor, con intercalación de areniscas.

Pese a que el proyecto estuvo detenido por casi una década, ya se realizaron las investigaciones pertinentes para caracterizar y analizar el comportamiento de la mina como medio de almacenamiento. Dichos estudios, involucraron una gran cantidad de pruebas *in-situ* y ensayos de muestras, para determinar las propiedades mecánicas (Tabla 5) e hidráulicas, las cuales han permitido probar la factibilidad de utilizar la mina como un recipiente de almacenamiento de aire a presión.

Además, la mina posee una serie de factores geológicos favorables dentro de los que se encuentran la historia deposicional, la composición litológica, la geología estructural, los esfuerzos tectónicos y las condiciones hidrogeológicas de la zona.

**Tabla 5: Propiedades geológicas Calizas Formación Columbus**

Propiedad	Valor
Resistencia compresión simple (UCS)	186 MPa
Resistencia a la tracción	11 MPa
Módulo de Young	58.000 MPa
Razón de Poisson	0,25
Densidad global	2,7 g/cm <sup>3</sup>
Porosidad	0,75 %
RQD	80 - 90 %
Permeabilidad	10 <sup>-19</sup> m <sup>2</sup>
Stress vertical	20,9 MPa
Stress horizontal (anisotrópicos)	25 - 42 MPa
Temperatura (670 m de profundidad)	32 °C
Temperatura operacional	32 °C
Presión de aire máxima	11,4 MPa
Presión de aire mínima	5,5 MPa

*Fuente: Lee y Bauer, 2004.*

Por otra parte, el aire a presión disminuirá en algo las presiones sobre las paredes y el techo de las galerías, sin embargo dicha disminución de esfuerzos se encuentra dentro de los márgenes estructurales aceptados, y en donde a partir de las propiedades elásticas de las calizas y modelos de estabilidad realizados bajo presiones dinámicas, se comprobó que las galerías se mantendrán mecánicamente estables.

## Planta ADELE

ADELE es el primer proyecto comercial de CAES adiabático (Figura 9), que se está desarrollando en Stassfurt, Alemania. La ubicación para las instalaciones subterráneas corresponde a un domo salino que anteriormente fue utilizado para almacenamiento de gas natural. Esta formación salina, pertenece al Grupo Zechstein, específicamente a las evaporitas de la Formación Stassfurt, cuya base corresponde a una secuencia de carbonatos seguido de anhidritas y las cuales subyacen una espesa capa de halita, en donde se forman las estructuras diapiricas con una potencia aproximada de 400 m.

Durante el desarrollo del proyecto se han realizado diversas investigaciones en relación a los sistemas de compresión y las turbinas, debido a que deberán funcionar a presiones y temperaturas sustancialmente mayores que los sistemas CAES convencionales. Junto con esto, se han desarrollado y optimizado las unidades que se utilizaran para el almacenamiento térmico.

Gracias a que el sistema almacenara el calor generado por la compresión de aire, se proyecta que la planta ADELE pueda alcanzar una eficiencia de alrededor del 70%, lo cual es similar a la eficiencia que poseen las centrales de bombeo hidráulico (Anexo 9.1.3). El proyecto ADELE tiene considerado tener funcionando para el año 2019 una planta demostrativa con una capacidad de almacenamiento de 360 MWh, capaz de generar 90 MW de potencia eléctrica durante 4 horas.



Figura 9: Esquema ilustrativo Planta ADELE, modificado de RWE, 2012

## Planta Iowa

El proyecto de almacenamiento energético Iowa prometía ser uno de los desarrollos más innovadores de almacenamiento de energía. Este consistiría en la instalación de un parque eólico de 110 MW conectado a una unidad CAES de 268 MW. En la planta CAES el aire sería comprimido a 3,6 MPa, mediante la utilización de la energía eólica durante los horarios valle del sistema eléctrico.

El reservorio corresponde a un acuífero, con forma de anticlinal, ubicado 370 m bajo la superficie, y el cual anteriormente fue utilizado para almacenamiento de gas natural. La roca en donde se almacenaría el aire, corresponde a una capa arenosa Paleozoica perteneciente a la Formación Mt. Simon, ubicada cerca de Fort Dodge, Iowa, Estados Unidos.



Este proyecto se comenzó el año 2006, y se había estimado una inversión inicial de 200 millones de dólares, sin embargo, el proyecto fue abandonado durante la etapa de exploración, debido a que el acuífero no poseía la permeabilidad ni la porosidad adecuadas para la operación de una planta CAES de la magnitud diseñada (Schulte *et al.*, 2012).

## 2.3.4. Características Técnicas, Energéticas y Económicas

### Factores técnicos

Para el funcionamiento de una planta CAES es necesario definir tanto las presiones de operación, los intervalos de compresión y descompresión, los flujos involucrados, ente otros. Estos factores generalmente dependen de las condiciones geológicas, del tamaño y de la profundidad en donde se ubique el reservorio.

Tabla 6: Parámetros técnicos de plantas operativas.

	Huntorf	McIntosh
<b>Turbina</b>	290 MW (< 3 horas)*	110 MW (26 horas)
<b>Compresor</b>	60 MW (<12 horas)	53 MW (41 horas)
<b>Compresión/generación</b>	4	1,6
<b>Flujo de aire de la turbina</b>	417 kg/s	143 kg/s
<b>Flujo de aire del compresor</b>	108 kg/s	91 kg/s
<b>Combustible</b>	gas natural	gas natural/petróleo
<b>Eficiencia de calor (promedio)**</b>	6050 Btu/kWh	4510 Btu/kWh
<b>Recuperador de calor</b>	no	si
<b>Geología</b>	formación salina	formación salina
<b>Numero de cavernas</b>	2	1
<b>Geometría cavernas</b>	cilíndrica	cilíndrica
<b>Volumen total</b>	310.000 m <sup>3</sup>	540.000 m <sup>3</sup>
<b>Profundidad</b>	650-800 m	460 - 760 m
<b>Diámetro (máximo)</b>	60 m	60 m
<b>Espaciamento entre cavernas</b>	220 m	-
<b>Presión mínima admisible</b>	0.1 MPa	0,1 MPa
<b>Presión mínima operacional</b>	4.3 MPa	4.5 MPa
<b>Presión máxima operacional</b>	7.0 MPa	7.4 MPa
<b>Presión de ingreso turbina HP</b>	4.6 MPa	4.3 MPa
<b>Temperatura ingreso turbina HP</b>	550 °C	538 °C
<b>Presión de ingreso turbina LP</b>	1.1 MPa	1.5 MPa
<b>Temperatura ingreso turbina LP</b>	825°C	871°C
<b>Tiempo de respuesta</b>	10 minutos	14 minutos
<b>Eficiencia total</b>	42%	54%

\*2006 ampliado a 321 MW, \*\*medida utilizada en la industria energética para calcular cuan eficiente un generador utiliza la energía térmica. Fuente: Cotrogino *et al.*, 2001; Succar y Williams, 2008; Kushmir *et al.*, 2012

En la Tabla 6, se detallan las características técnicas de las plantas que se encuentran en funcionamiento. Esta, permite visualizar las diferencias en cuanto a la generación de energía que poseen ambos sistemas, lo cual ratifica que el acondicionamiento se puede realizar en base a las necesidades energéticas del lugar en donde se construirá la planta, y que las presiones de operación se encuentran limitadas por la geología y profundidad en las que se ubiquen las cavernas.

## Factores energéticos

Para la evaluación y el diseño de sistemas de almacenamiento, se deben tener en consideración una serie de factores energéticos. Dentro de estos, las características energéticas más relevantes para la tecnología CAES, corresponden en primer lugar, a la relativamente baja densidad de energía que poseen los sistemas CAES ( $<10$  Wh/L), en comparación con otras tecnologías de almacenamiento, lo cual implica que se requiere de grandes volúmenes para su funcionamiento. Por otro lado, tanto la potencia como la capacidad nominal que tienen estos sistemas son del orden de cientos de MW y MWh (Tabla 7), respectivamente, permitiendo almacenar grandes porciones de energía, por lo que son propicios para realizar la tarea de gestión de energía eléctrica.

Tabla 7: Características energéticas CAES

Características	Descripción	Medida
Densidad de energía	Cantidad de energía almacenada por unidad de volumen	2-6 Wh/L
Densidad de potencia	Potencia obtenida del sistema por unidad de volumen	0.5–2 W/L
Energía específica	Cantidad de energía que es posible almacenar por kilogramo	30-60 Wh/Kg
Potencia nominal	Máxima tasa a la que el sistema de almacenamiento puede descargar energía	110-290 MW
Capacidad nominal	Cantidad de energía disponible en el sistema cuando este se encuentra completamente cargado	580–2860 MWh
Auto-descarga	Tiempo que tarda el sistema en descargarse cuando se encuentra inutilizado	no se observa
Tiempo de vida	Tiempo de servicio del sistema	20-40 años
Ciclos de vida	Cantidad de veces que el sistema puede cargarse y descargarse completamente	8000-12000
Eficiencia de descarga	Eficiencia del balance carga-descarga en cada ciclo	70-79%
Eficiencia global del sistema	Eficiencia del proceso de almacenamiento	42-70%
Tiempo de descarga	Cantidad de tiempo capaz de descargar la energía a potencia nominal	1-24+ horas

Fuente: Chen et al., 2009; Rastler, 2010

Sin embargo, y pese que la eficiencia de descarga es cercano al 80%, lo cual significa que el dispositivo es capaz de descargar 80 MW cuando carga 100 MW, la eficiencia global del sistema

(*round-trip*) en los sistemas CAES actualmente operativos solo alcanzan un 54%, logrando aun así, conseguir beneficios económicos y medioambientales. No obstante, los proyectos de sistemas adiabáticos que se encuentran en desarrollo, se espera puedan alcanzar hasta un 75% (Zunft, 2006), y sin generar emisiones.

## Factores económicos

Por otra parte, los costos involucrados en la implementación de los sistemas CAES, dependen de la cantidad y el tamaño de almacenamiento, y se dividen en costos de inversión y costos de operación (y mantenimiento). Los primeros mencionados incluyen los gastos en exploración, diseño, especificación, equipos e infraestructura (subterránea y superficial), además de los gastos relacionados con la conversión de energía. Por otra parte, en los costos de operación y mantenimiento se ven involucradas actividades como inspección, abastecimiento de combustible, mantenimiento, remplazo de piezas mecánicas y de componentes eléctricos, re-calibración y limpieza.

Estos costos se expresan en costos por unidad de energía (\$US/kWh) o potencia (\$US/kW), y en donde para los sistemas CAES, los costos de potencia, que incluye los costos de inversión del equipamiento mas los costos de instalación, ascienden a la suma de entre 600-800 \$US/kW, mientras los costos de energía se encuentran entre 2-30 \$US/kWh, los cuales son valores relativamente bajos en comparación con la implementación de otros sistemas de almacenamiento de gran escala (Tabla 8).

**Tabla 8: Comparación de costos de inversión de las distintas tecnologías.**

Tecnología	Costo de Potencia [\$US/kW]	Costo de Energía [\$US/kWh]	Tiempo de Almacenamiento [horas]	Inversión Total [\$US/kW]
SMES	200-250	650.000 – 850.000	0,003 (1 segundo)	350-490
SCESS	250-350	20.000-30.000	0,03 (10 segundos)	300- 450
Baterías	420-1300	280-480	4	1.300-2.580
Flywheels	3.360-3.920	1.340-1.770	0,25	3.695-4.313
PHS	1.500-2.000	100-200	10	2.500-4.000
CAES	590-730	2- 30	10	600-1000

Fuente: Rastler, 2010.

Cabe destacar que gran parte de esos gastos van destinados a la construcción del reservorio de almacenamiento, por lo que la geología es un factor determinante en los costos de inversión. Desde el punto de vista económico, los reservorios más convenientes corresponden a los implementados dentro de formaciones porosas, debido a que en estos no se requiere de la construcción de cavernas (0,10 US\$/kWh), luego lo siguen las cavernas construidas dentro de formaciones salinas mediante técnicas de lixiviación por disolución (10 US\$/kWh), y por último se tiene las cavernas dentro de rocas cristalinas (30 US\$/kWh), que son las más costosas, debido a que son construidas mediante técnicas de minería convencional (Eckroad y Gyuk, 2003).

## 2.3.5. Ventajas y Desventajas

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido presentan una gran cantidad de ventajas energéticas, económicas y medioambientales. En primer lugar, la tecnología se encuentra técnicamente desarrollada hace varias décadas, tiene larga vida útil y una relativamente alta eficiencia (Chen *et al.*, 2009). Además, se caracteriza por permitir la integración de energías renovables, específicamente equilibrando la producción de energías que presenten variabilidad en su generación y así manteniendo la energía disponible para cuando sea requerida, y en donde dicho equilibrio supone una potencial reducción en los costos de energía (Valdés, 2014).

Junto con esto, los sistemas CAES son de rápida respuesta y pueden ofrecer su capacidad de potencia total en un corto periodo de tiempo (aproximadamente 10 minutos), por lo que pueden actuar ante una baja en los servicios complementarios (herramientas utilizadas para ayudar a mantener un balance continuo entre electricidad producida y demandada), los que con la penetración de energías renovables también han comenzado a variar su generación. Lo anterior, soluciona el desequilibrio entre la demanda y la oferta de la red eléctrica en las horas punta, garantizando rapidez y permitiendo a los consumidores recibir un suministro ininterrumpido de energía eléctrica.

Por otra parte, dentro de las tecnologías de almacenamiento de gran escala, los sistemas CAES corresponden a la alternativa actualmente disponible, capaz de proveer una gran capacidad y largo periodo de almacenamiento, con menor impacto ambiental (Luo *et al.*, 2015). Esto, principalmente se debe a que mientras los sistemas PHS requieren un reservorio superficial de aproximadamente 7.000.000 m<sup>3</sup> de agua, para almacenar 300 MW, la tecnología CAES requiere de un reservorio subterráneo de aproximadamente 280.000 m<sup>3</sup>, para almacenar la misma cantidad de energía (Arsie *et al.*, 2005).

Además, los sistemas de aire comprimido poseen menores costos de inversión en comparación con los PHS (Figura 10), que corresponde al otro sistema de almacenamiento de energía adecuado para realizar la gestión de energías renovables.

En comparación con el almacenamiento geológico de otros materiales, la tecnología CAES posee la ventaja de que el aire es más seguro de almacenar y menos tóxico que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> o hidrocarburos (gas natural, petróleo) en donde este último es un método de probado y aceptado, y opera de forma muy similar al de aire comprimido. Esta mayor seguridad, se debe a que en las plantas CAES, las presiones de almacenamiento (<8 MPa) son inferiores a las presiones utilizadas en el almacenamiento de gas natural (>20 MPa), no se generan las potenciales explosiones e incendios de gas natural, ni tampoco posee los daños medioambientales que genera la fuga y esparcimiento del fluido (Allen, 1985).

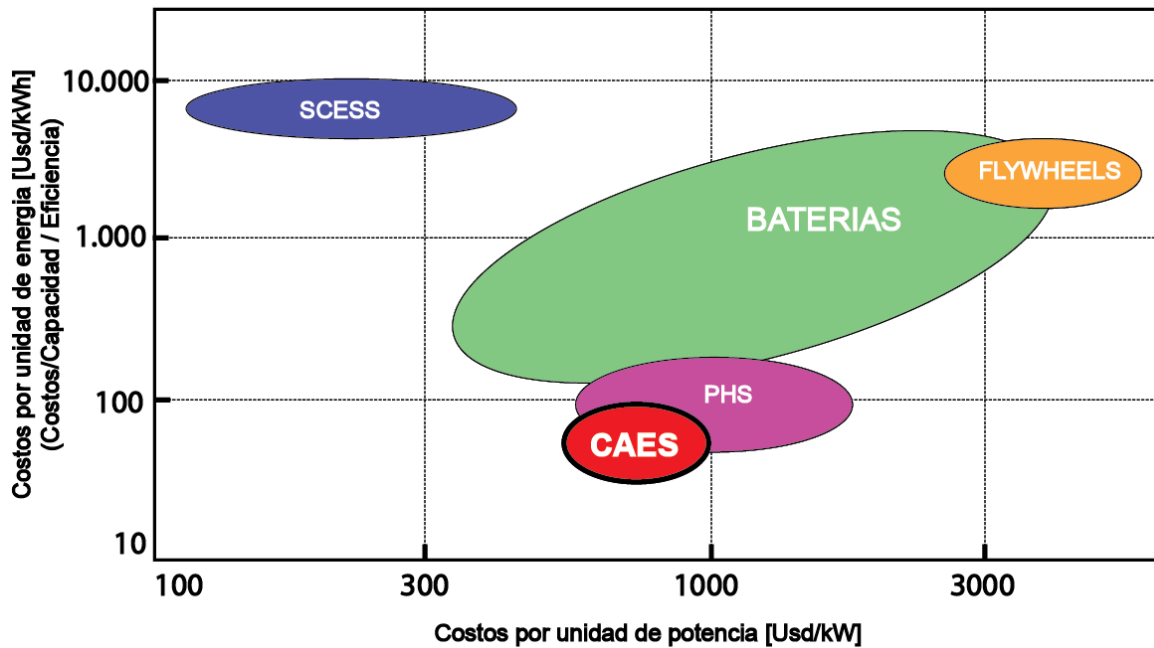


Figura 10: Costos de inversión de sistemas. Fuente: Electricity Storage Association.

Sin embargo, esta prometedora tecnología presenta ciertas desventajas, como por ejemplo la baja densidad energética que posee el almacenamiento (cantidad de energía almacenada por unidad de volumen), por lo que se requieren grandes reservorios ( $\sim 300.000 \text{ m}^3$ ) para aplicaciones de gran escala, y por ende grandes inversiones iniciales.

Además, las plantas diabáticas que se encuentran actualmente en operación, requieren de combustibles fósiles para el óptimo funcionamiento de la turbina, por lo que generan emisiones de  $\text{CO}_2$ , lo cual es uno de los aspectos desfavorables de la tecnología, pese a que en comparación con una planta de gas convencional, los sistemas CAES diabáticos consumen entre un 40-60 % menos gas natural para producir la misma cantidad de electricidad, con lo cual se evita la misma cantidad de emisiones de  $\text{CO}_2$  (Crotogino, 2006), lo cual genera que el impacto ambiental sea considerablemente menor, la producción eléctrica no se vea tan influenciada por el mercado del gas natural y permite reducir la huella de carbono de la generación de energía eléctrica.

### 3. Formaciones Geológicas para CAES

Existen diversas formaciones y estructuras geológicas capaces de almacenar fluidos, en donde los mejores ejemplos corresponden a los reservorios de hidrocarburos o bien los acuíferos que almacenan el agua subterránea. En estas formaciones naturales, los fluidos ejercen una gran presión en los espacios porosos, la cual se denomina presión de formación, y que comúnmente es conocida como presión de poros. Esta presión, se considera normal en el caso que sea igual a la presión hidrostática (que ejerce una columna de fluido propio de la formación) y anormal en el caso de ser diferente a esta.

Por otra parte, durante décadas distintas industrias han logrado almacenar grandes volúmenes de materiales líquidos y gaseosos dentro de cavidades construidas en formaciones salinas o de rocas cristalinas. En estas cavernas, los materiales como el gas natural, el aire o el petróleo, pueden ser almacenados tanto a presión como a volumen constante, dependiendo de las características del reservorio (Anexo 9.2.2).

Además, el almacenamiento de materiales como gas natural o dióxido de carbono también se ha efectuado de forma exitosa dentro de estructuras geológicas como acuíferos confinados y reservorios de hidrocarburos agotados. En este tipo de instalaciones, los fluidos son almacenados dentro del medio poroso, por lo que no se requiere de una caverna, pero si de una capa impermeable sobreyaciendo el reservorio, que actúe como roca sello para mantener la presión y evitar las fugas o esparcimiento del producto almacenado.

Sin embargo, las instalaciones de almacenamiento de aire comprimido que actualmente operan a escala comercial, se encuentran dentro de formaciones salinas. No obstante, existen una gran cantidad de plantas piloto, proyectos demostrativos e investigaciones en desarrollo que indican que el aire comprimido también puede ser almacenado dentro de rocas porosas subyaciendo una capa confinante o en formaciones de rocas cristalinas estructuralmente estables, de forma similar a como se efectúa el almacenamiento de gas natural (Succar y Williams, 2008).

Los principales criterios requeridos por un reservorio para efectuar el almacenamiento de fluidos, y el cual será sometido a frecuentes ciclos de presión, temperatura y humedad, son tanto la hermeticidad como la estabilidad estructural (Cotrogino *et al.*, 2001), ya que dichos factores permiten mantener la integridad del reservorio, y por ende contener el aire a presión (Mehta, 1992).

A continuación, se detallan las características y requerimientos de cada una de las formaciones que han sido identificadas apropiadas para efectuar el almacenamiento geológico de aire comprimido, dentro de las que se incluyen las formaciones de rocas salinas, formaciones de rocas cristalinas y los acuíferos o formaciones de rocas porosas.

### 3.1. Rocas Salinas

Las cavernas en formaciones salinas pueden ser construidas dentro de domos salinos o en capas salinas estratiformes (halita), y han sido utilizadas durante décadas por diversas industrias para almacenar materiales líquidos y gaseosos (Wei *et al.*, 2016), con una destacada y masiva aplicación en el almacenamiento de gas natural y petróleo.

Estas instalaciones subterráneas, son idóneas para el almacenamiento de fluidos debido al gran hermetismo y estabilidad estructural que presentan, lo cual se debe principalmente a las propiedades petrofísicas y geomecánicas que posee la halita, que se caracteriza por presentar muy baja permeabilidad y porosidad (Stormont y Daemen, 1992; Schulze *et al.*, 2001), además de poseer propiedades mecánicas auto-reparadoras que permiten conservar la resistencia de la roca tras los sucesivos ciclos de presurización.

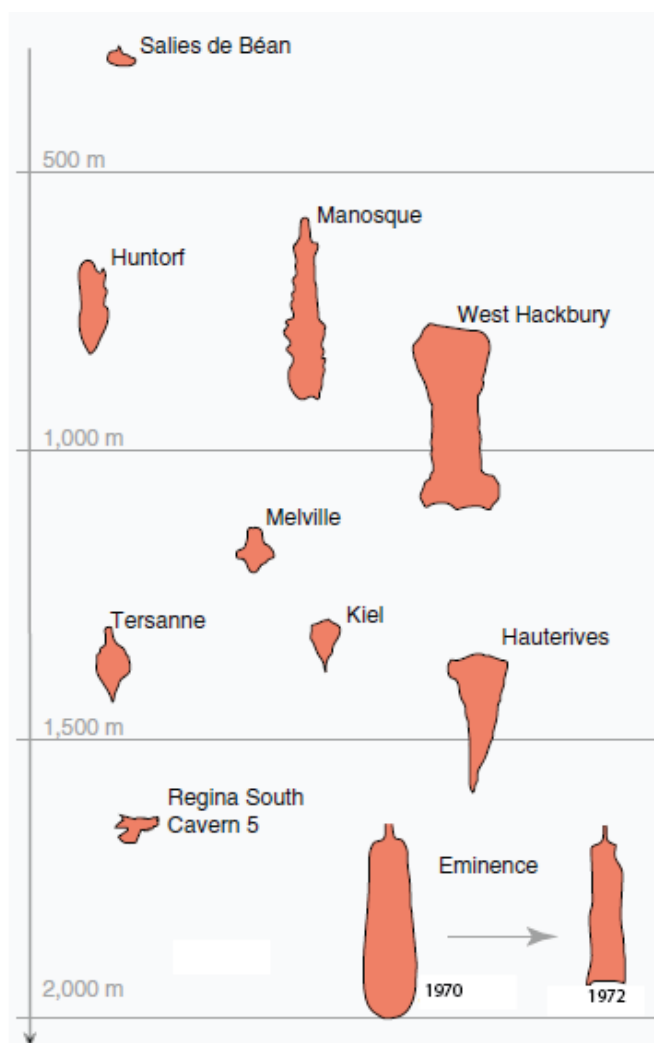


Figura 11: Profundidad y perfiles de cavernas existentes en formaciones salinas, las cavernas Regina South y Salies de Béan se encuentran en capas salinas, el resto en domos de sal. Modificado de Warren 2016.

En Europa y Estados Unidos existe una enorme cantidad de formaciones salinas naturales, y dentro de estas se han construido cientos de cavidades para el almacenamiento de hidrocarburos y desechos tóxicos. Estas cavernas, por lo general se han implementado dentro de domos salinos, debido a que por su homogeneidad composicional se facilita y abarata el proceso para su creación (Brown *et al.*, 2014; Dethlefsen *et al.*, 2014). No obstante, se han construido una gran cantidad de cavidades para almacenamiento dentro de profundas capas de halita (Figura 11), en las cuales para llevar a cabo el proceso de lixiviación fue necesario realizar detallados estudios estratigráficos y composicionales (Bruno *et al.*, 2002).

Por otro lado, a partir de la vasta experiencia de almacenamiento artificial de hidrocarburos dentro de cavernas en formaciones salinas, que en muchos aspectos es idéntico al almacenamiento de aire comprimido (Allen *et al.*, 1982), se ha obtenido información relevante para la implementación de la tecnología CAES. Sin embargo, debido a los frecuentes ciclos de inyección y extracción de aire, a diferencia de los ciclos estacionales requeridos para el almacenamiento de gas natural o petróleo, las cavernas sometidas a la operación CAES plantean más inquietudes con respecto a la estabilidad mecánica de la roca salina en comparación con las técnicas de almacenamiento relativamente estáticas (Thoms y Martinez, 1978).

No obstante, los estudios realizados por las distintas industrias y las décadas de funcionamiento de las plantas CAES operativas, demuestran que las cavernas en formaciones salinas logran mantenerse estructuralmente estables y con bajas tasas de fuga de aire, tras los sucesivos ciclos de presurización y altos regímenes de inyección y extracción de aire (Kushnir *et al.* 2012).

Las cavidades dentro de formaciones salinas se construyen mediante el método de lixiviación por disolución de la sal (Anexo 9.3.1), y en donde dicho proceso para la implementación de sistemas CAES tienen un costo de inversión inicial entre 2-10 US\$/kWh (Succar y Williams, 2008). Esta técnica de lixiviación por disolución, consiste en perforar la superficie para construir un pozo hasta la profundidad a la cual se instalará el reservorio, luego se inyecta agua fresca para disolver la sal y finalmente se bombea la salmuera que se genera (Anexo 9.3.1).

Debido a lo mencionado en el párrafo anterior, es imposible el acceso humano a la caverna, y para obtener la información geológica, se requieren técnicas indirectas como datos de pozos y testigos, o bien mediante métodos geofísicos. Antiguamente, la extracción de salmuera generaba subsidencia superficial del área, lo cual no ocurre con las nuevas técnicas de lixiviación y bombeo, en donde la disolución de la caverna es prediseñada, considerando los parámetros estructurales y permitiendo asegurar la estabilidad de las capas sobreyacentes (Warren, 2016).

Sin embargo, después de la creación de la caverna y posterior a la inyección de aire a presión, y debido a la deformación *creep* que presentan las rocas salinas (Anexo 9.4.1), la caverna tiende a reducir su tamaño, contrayéndose el volumen de esta (Bérest y Brouard, 2003), y adoptando una configuración algo más pequeña (Figura 12). Este proceso puede inducir el



hundimiento de las capas sobreyacientes, y la posible subsidencia superficial denominada *bowl* de subsidencia (Thoms y Gehle, 2000).

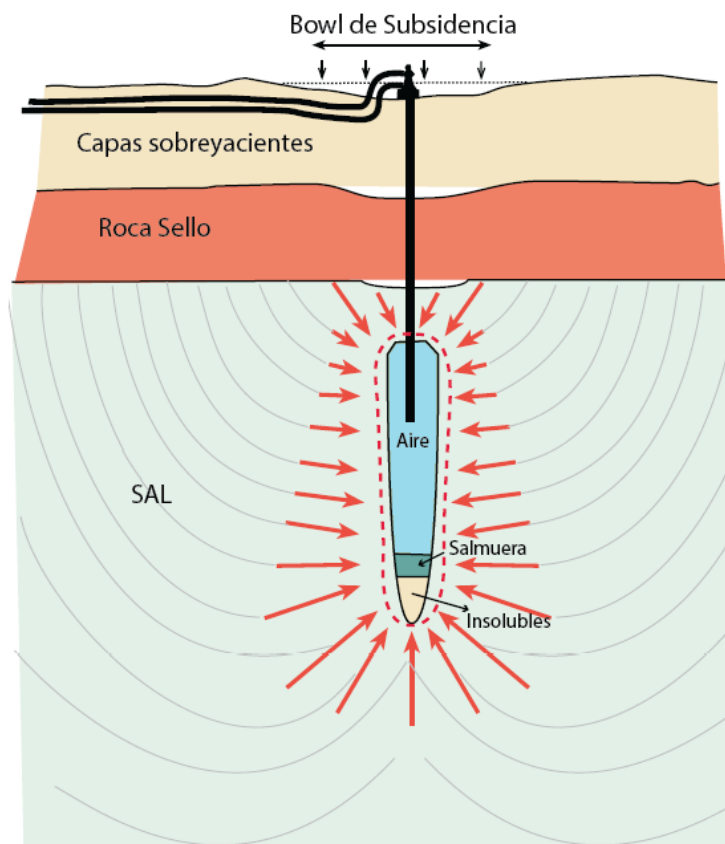


Figura 12: Esquema fenómeno "bowl de subsidencia". Modificado de Warren, 2016.

Para un adecuado diseño de creación de la caverna se deben considerar ciertos aspectos geológicos, dentro de los que se incluyen a los relacionados con la ocurrencia natural de la roca, la mineralogía, las propiedades mecánicas, y las características estructurales y estratigráficas de la zona de estudio (Succar y Williams, 2008). Además, la capa o estructura salina debe poseer un cierto espesor y extensión, y debe ser lo suficientemente profunda (Tabla 9) para hospedar cavidades que solventen las especificaciones requeridas.

Tabla 9: Propiedades de cavidades para almacenamiento de aire comprimido dentro de domos salinos

Propiedad de caverna	Valores
Profundidad (m)	180-900
Profundidad máxima (m)	1500
Distancia entre la pared y el borde de sal (m)	100-150
Espesor de sal encima de la caverna (m)	150
Radio máximo (m)	60
Relación altura-diámetro	< 5

Fuente: Allen et al., 1982.

Como la operación de sistemas CAES además involucra variaciones cíclicas de presión, temperatura y humedad, que pueden causar efectos dañinos en las paredes y el techo de la caverna, es recomendable inspeccionar cautelosamente, previo a la construcción, las distintas variables involucradas, como la geometría, profundidad y el tamaño de la cavidad, además del comportamiento *creep*, la permeabilidad y la fatiga de la formación salina (Anexo 9.4).

Por lo general, la caverna será sometida a una presión mínima, definida por los requerimientos de la turbina, y la cual actúa como un revestimiento estático en el contorno de la caverna, y una presión máxima, que se encuentra limitada por la presión litostática de formaciones salinas, la cual se debe evaluar en base a los registros de densidad y de pruebas de fracturamiento hidráulico. Esta presión máxima, debe ser configurada para evitar fugas y mantener la estabilidad estructural de la caverna. Por otra parte, la temperatura de entrada de aire no debiese ser mayor a 80°C para evitar problemas de estabilidad de la estructura salina.

Por ende, como la caverna salina puede fallar debido al *creep*, o bien puede colapsar el techo generando subsidencia, además de presentar fugas de aire en la caso de que la integridad de la caverna se vea afectada, es necesario considerar los distintos mecanismos de falla para el diseño de la geometría de la caverna (forma, profundidad, diámetro, altura, separaciones) y para definir las variables operacionales tales como la presión de operación, la tasa carga/descarga y la humedad del flujo de aire (Allen *et al.*, 1982), y en donde además es necesario ir monitoreando constantemente la cavidad, mediante técnicas geofísicas o mediciones con láser, para identificar posibles desprendimientos.

Otros de los factores a tener en consideración en la operación de los sistemas CAES, son los riesgos debido a los efectos de la oxidación y la corrosión de las tuberías de revestimiento, debido a que las impurezas insolubles presentes en la sal forman un residuo saturado en el fondo de la caverna, y al rellenar esta con aire, el agua presente en el residuo se evaporará, y la despresurización de este aire húmedo puede producir la formación de hidratos que podrían obstruir el fondo del pozo o las instalaciones superficiales. Debido a esto es necesario revisar rutinariamente la presión, temperatura y humedad de la caverna e inyectar inhibidores que eviten la formación de hidratos (Crotagino *et al.*, 2001).

En resumen, para la caracterización de la formación salina en donde se pretende desarrollar la tecnología CAES, se ven involucrados y son requeridos una serie de parámetros e investigaciones. Estas variables geológicas, permiten realizar una adecuada modelación y estudiar la estabilidad e integridad de la caverna de almacenamiento, y en donde tanto las escalas de mapeo como el nivel de detalle, dependen de la etapa del proyecto (Sección 5.1). Dentro de las características geológicas que son necesario identificar se encuentran:

- Espesor, profundidad y extensión de la formación salina.
  - Mineralogía
  - Propiedades mecánicas
  - Permeabilidad

- Espesor, profundidad y extensión de la roca sello.
  - Heterogeneidades litológicas
  - Presencia o ausencia de fracturas
    - *Características de fracturas (rellenas o abiertas)*
    - *Minerales en los rellenos de las fracturas (estudiar etapas de mineralización)*
  - Propiedades mecánicas de las rocas (rigidez y resistencia)
- Mapeo de depósitos superficiales.
  - Naturaleza de los depósitos.
  - Distribución de depósitos.
  - Relación de los depósitos con secuencias profundas
  - Espesor de los depósitos y profundidad roca sello.
- Ambiente sedimentario.
  - La presencia, naturaleza, distribución y espesor de las capas de intercalaciones no salinas.
  - La presencia y naturaleza de capas evaporíticas mas solubles.
  - Cambios laterales en las facies sedimentarias
- Estudio hidrogeológico y geoquímico.
- Identificación y mapeo de fallas y estructuras.

## 3.2. Rocas Porosas

El almacenamiento de fluidos a presión como gas natural dentro de rocas porosas, ha sido utilizado por distintas industrias tanto en acuíferos como en reservorios de hidrocarburos agotados, y el cual ha logrado efectuarse de forma exitosa gracias a la presencia de múltiples barreras geológicas e hidráulicas que evitan la migración de los fluidos (King *et al.*, 2015).

Los acuíferos corresponden a formaciones geológicas que se forman naturalmente bajo la superficie terrestre, poseen medios porosos permeables de extensión y espesor considerable, que permiten la circulación y el almacenamiento de fluidos. En los sistemas de aguas subterráneas, según las variaciones litológicas se distinguen el nivel freático, la zona de saturada (espacio donde los poros de las rocas se encuentran rellenos de agua) y las capas impermeables.

Para el funcionamiento de la tecnología CAES dentro de acuíferos (Figura 13), en donde el agua presente se desplazará a través del medio poroso producto de la compresión de aire, no se requiere de una caverna subterránea, por lo que los costos asociados para su implementación son sumamente bajos, cercanos a los 0,10 US\$/kWh (Eckroad y Gyuk, 2003). No obstante, debe existir una capa impermeable sobreyaciendo la burbuja de aire que se genera, la cual actuará como roca sello, confinando y encargándose de mantener la presión y evitar fugas o esparcimiento del aire almacenado.

Las características geológicas de los acuíferos en los que se almacena el gas natural son similares a las requeridas para efectuar el almacenamiento de aire comprimido (Chang *et al.*, 1980), que corresponden principalmente a la existencia de trampas geológicas profundas, gruesas y lateralmente extensas, que posean reservorios con cierta porosidad y permeabilidad (que permitan la inyección y extracción del fluido), y se encuentren subyaciendo una capa de baja permeabilidad y porosidad que actúe como roca sello.

Las litologías ideales para roca sello son aquellas impermeables y no porosas, como por ejemplo las capas salinas estratiformes (halita), las cuales debido a su modo de sedimentación y la propiedad de deformarse con relativa facilidad bajo presiones moderadas, le permiten mantener las características de roca sello a lo largo de discontinuidades mecánicas, como fallas y fracturas (Hampson *et al.*, 1980). Desafortunadamente, estas formaciones evaporíticas ocurren de forma muy limitada, por lo que otras litologías propicias para actuar como roca sello corresponden a lutitas, carbonatos y anhidrita (Hampson *et al.*, 1980).

Sin embargo, como los sistemas CAES además de ser sometidos a frecuentes ciclos operacionales, el reservorio de almacenamiento debe ser considerado como un sistema de volumen constante debido a que el movimiento de la interfaz agua-aire es despreciable para los ciclos diarios en comparación al desplazamiento inicial de dicha interfaz (Allen *et al.*, 1983), y producto de que

el aire posee casi el doble de la viscosidad del gas natural (Carr *et al.*, 1954), para lograr la misma velocidad de flujo la formación debe tener una capacidad de flujo mayor que la de una instalación de almacenamiento de gas natural (Succar y Williams, 2008).

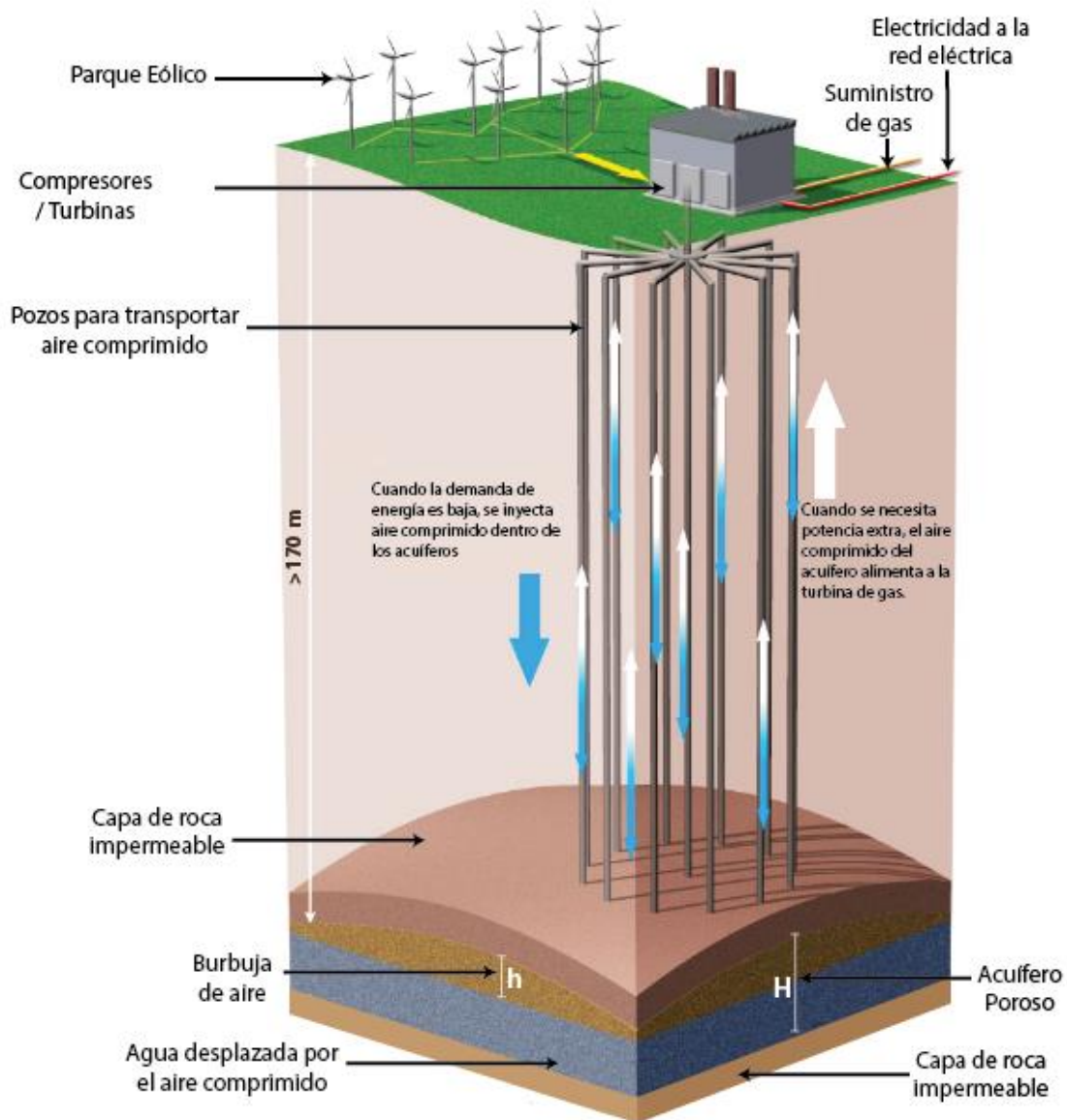


Figura 13: Esquema ilustrativo de CAES en rocas porosas. Modificado de Pendick 2007.

El flujo de aire depende tanto de la capacidad del reservorio como de la capacidad de liberación, y se encuentra relacionado directamente con la permeabilidad, el espesor y la porosidad (total y efectiva) del reservorio (Allen *et al.*, 1983), además de verse influenciado por las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentra (Grataloup *et al.*, 2009). Por ende, para poder definir la cantidad de pozos necesarios para obtener el flujo deseado se requiere identificar dichos parámetros. Particularmente, para evaluar la capacidad de inyección y extracción de aire, se requiere un valor confiable de permeabilidad y porosidad del reservorio, además de los datos de

presión, temperatura y espesor de la zona de inyección, y para lo cual deben ser consideradas tanto las fallas como las fracturas presentes, ya que podrían generar posibles patrones de fuga (Grataloup *et al.*, 2009).

Además, se debe considerar el grado de confinamiento de la estructura anticlinal (Tabla 11), que corresponde a la relación entre el espesor de la burbuja (h) y el espesor total del acuífero (H). Este parámetro se utiliza para evaluar la cantidad de pozos requeridos para que el flujo de aire no produzca entradas de agua en los pozos de extracción, y en donde la situación óptima para la implementación de la tecnología CAES, ocurre cuando la burbuja de aire ocupa todo el espesor del acuífero (McCafferty *et al.*, 1982; Succar y Williams, 2008). La descripción analítica de fluidos dentro del reservorio, comienza con los cálculos del flujo en estado estacionario, el cual se describe mediante la Ley de Darcy, y en donde el caudal queda expresado mediante la siguiente expresión:

$$\frac{Q}{A} = -\frac{k dp}{\mu dL}$$

En donde

- Q = caudal del fluido (cm<sup>3</sup>/s)
- A= área sección transversal (cm<sup>2</sup>)
- k= permeabilidad (D)
- $\mu$ = viscosidad dinámica del fluido (mPa s)
- dp/dL = gradiente de presión en la dirección de flujo (atm/cm)

Asumiendo un flujo laminar radial cerca de un pozo simple de inyección del acuífero, el cual se considera como una formación homogénea de espesor h y permeabilidad k, y expresando la ecuación en términos de caudal en condiciones estándar ( $T_s$  y  $p_s$ ), a una temperatura  $T_s$  de 15,5°C (519,67 °R) y una presión  $p_s$  de 1 atm (14,7 psia), y realizando ciertas simplificaciones nos queda que el flujo  $Q_s$ , que se utiliza para describir la capacidad de flujo de reservorios de gas natural (Katz, 1959), queda expresado en MMscdf (millones de pies cúbicos por día), y satisface la siguiente ecuación:

$$Q_s = \frac{0.703 \times 10^{-6} k h [p_F^2 - p_S^2]}{\mu T Z \ln\left(\frac{r_F}{r_W}\right)}$$

En donde

- $r_W$  = radio del pozo (pies)
- $r_F$  = radio de la formación (pies)
- $p_S$  = presión en el pozo (psia)
- $p_F$  = presión en los bordes de la formación [psia]
- h= altura de la formación (pies)
- k= permeabilidad (mD)
- T= temperatura dentro del reservorio (°R)
- $\mu$  = viscosidad dinámica del fluido
- $Q_s$  = caudal (MMcfd) (positivo para flujo que sale del reservorio)

La permeabilidad que presenta un acuífero, corresponde a la facilidad con la que el medio poroso permite el paso de un fluido a través de él. Un coeficiente muy utilizado corresponde al coeficiente de permeabilidad o conductividad hidráulica, y que se define como la cantidad de fluido que escurre a través de un área unitaria bajo un gradiente unitario por unidad de tiempo. La conductividad hidráulica se expresa en m/día, y en donde la componente vertical es varias veces menor que la conductividad hidráulica horizontal, pues se encuentra afectada por la compactación de las capas sobreyacentes.

Generalmente, la permeabilidad al líquido (agua) es menor que la permeabilidad al aire, y en rocas con una alta permeabilidad, la diferencia entre el agua y el aire son menores que para medios poco permeables. Esta diferencia fue estudiada por Klinkenberg (1941), mostrando que la permeabilidad de un medio poroso al movimiento del gas es una función del recorrido libre medio de las moléculas del gas, y por lo tanto, depende de la presión, temperatura, y la naturaleza del gas. Para presiones bajas, la permeabilidad de la roca es mayor que la que le correspondería, mientras que si el gas está bajo presión, las colisiones entre moléculas son más frecuentes y la permeabilidad de gas decrece y se aproxima a la del líquido.

La capacidad de un medio poroso para transmitir un fluido depende tanto del espesor del acuífero como de su permeabilidad. Esta propiedad se denomina coeficiente de transmisividad o transmisibilidad, y se define como la razón del caudal en metros cúbicos por día que fluye a través de una sección vertical del acuífero, cuya altura es igual a su espesor y cuyo ancho es de un metro y se expresa en metros cuadrados por día.

Por otra parte, la porosidad total corresponde a la medida que indica el porcentaje del volumen de la roca ocupado por espacios vacíos o intersticios con respecto al volumen de roca total, mientras la porosidad efectiva (Tabla 10) representa el volumen de poros interconectados por trayectorias de flujos permeables, y representa el volumen disponible para almacenar el aire (Succar y Williams, 2008).

**Tabla 10: Valores estimados de porosidad de distintas litologías**

	<b>Total (%)</b>	<b>Efectiva (%)</b>
<b>Limos</b>	35 – 50	3 – 19
<b>Arenas finas, arenas limosas</b>	20 – 50	10 – 28
<b>Arena gruesa o bien clasificada</b>	21 – 50	22 – 35
<b>Lutitas</b>	1 – 10	0,5 – 5
<b>Areniscas</b>	5 - 35	0,5 - 10
<b>Calizas</b>	0,1 – 25	0,1 – 5
<b>Grava</b>	25 – 40	13 – 26

*Fuente: Sanders, 1998.*

Para el funcionamiento de la tecnología CAES, el volumen de vacíos interconectados ( $V_v$ ) debe ser igual o mayor que el volumen requerido para el funcionamiento del sistema CAES ( $V_a$ ), y en donde la relación  $V_v/V_a$  determina la calidad del reservorio (Tabla 11). Debido a esto, un

reservorio de baja porosidad necesitara una mayor extensión para contener cierto volumen de aire. Estudios anteriores demuestran que la porosidad mínima requerida para la adecuada operación de la tecnología CAES es de 13% (McCafferty *et al.*, 1982).

Además, en los sistemas CAES el desplazamiento de la interfaz agua-aire se encuentra fuertemente influenciado por la permeabilidad del reservorio, en donde a mayor permeabilidad se reduce el espesor de la zona de transición y por ende la cantidad de agua residual que queda en la zona de aire también disminuye (Meiri y Karadi, 1982). Sin embargo, la permeabilidad en las rocas depende de una manera muy compleja tanto de sus propiedades petrológicas como de las petrofísicas (o del sistema poroso). La porosidad, el tamaño de los poros y su distribución, la forma de los poros, la tortuosidad y superficie específica de los poros están estrechamente relacionados con la permeabilidad de la roca porosa (Guéguen *et al.*, 1996). Pese a dicha complejidad, para poder predecir el comportamiento de la burbuja de aire y la eficiencia de entrega del reservorio, es esencial un valor de permeabilidad confiable para la formación.

**Tabla 11: Principales características de los acuíferos para CAES**

<i>Puntaje</i>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Interpretación Puntaje</b>	Inutilizable	Marginal	Aceptable	Bueno	Excelente
<b>Permeabilidad (mD)</b>	<100	100-200	200-300	300-500	>500
<b>Porosidad (%)</b>	<7	7-10	10	10-16	>16
<b>Volumen total reservorio (<math>V_p/V_a</math>)</b>	<0,5		0,5-0,8	0,8- 1,0	1,0-1,2
<b>Grado de confinamiento (h/H)</b>	<0,5		0,5-0,75	0,75-0,95	0,95-1,0
<b>Profundidad del Reservorio (m)</b>	<137 o >760	140-170	170-260 o 670-760	260-430 o 550-670	430-550
<b>Presión Reservorio (MPa)</b>	<1,3 o >6,9	1,3-1,5	1,5-2,3 o 6,1-6,9	2,3-3,9 o 5,0-6,1	3,9-5,0
<b>Tipo de Reservorio</b>	Altamente discontinuo	Calizas-Dolomitas	Calizas-Dolomitas	Canales de Areniscas	Capas de areniscas
<b>Hidrocarburos residuales (%)</b>	>5				<1
<b>Fuga roca sello</b>	Evidente fuga		sin fugas en pruebas de bombeo		
<b>Permeabilidad roca sello (mD)</b>			>10 <sup>5</sup>	<10 <sup>5</sup>	
<b>Presión límite de roca sello (MPa)</b>			2,1-5,5	>5,5	
<b>Espesor roca sello (m)</b>			<6		>6

Fuente: McCafferty *et al.*, 1982

No obstante, tanto la permeabilidad como la porosidad son definidas y medidas en términos de saturación de una sola fase, y en la presencia de 2 fases inmiscibles, como es el caso del agua con el aire, el tratamiento de estas propiedades se vuelve un poco más complicado. Esto, debido a



que en algunas ocasiones las vías de flujo pueden verse ocluidas por agua capilar o por burbujas de aire, lo cual reduce la permeabilidad, o bien la porosidad efectiva puede verse afectada y reducida cuando ciertas trayectorias sin salida de la red de poros permanecen rellenas de agua o aire (Hampson *et al.*, 1980).

Por ende, en la evaluación del reservorio para la implementación de la tecnología CAES en acuíferos, se requiere de un detallado estudio geológico, el cual varía desde una escala regional (1:50.000) en los inicios de la exploración, a una escala local de un sitio en específico (1:1.000), y en el cual se debe identificar, mediante sondajes y pruebas de laboratorio y en terreno, ciertas características de la formación almacén, como la composición mineralógica, la porosidad, la potencia del medio poroso, la densidad, la permeabilidad, la compresibilidad, el gradiente geotérmico, la temperatura, el gradiente hidrostático, la presión *in-situ* y la profundidad del reservorio (Succar y Williams, 2008).

Adicionalmente, estudios sísmicos de alta resolución son útiles para determinar la morfología de la formación, el espesor del reservorio y la continuidad de una capa que pueda actuar como roca sello. Las pruebas de bombeo permiten medir las propiedades de flujo del reservorio, y son sumamente relevantes ya que al inyectar un fluido a una presión superior a la presión hidrostática en que se encontraba la formación previa a ser perforada, el agua presente en la roca será desplazada desde el estrato poroso, y la presión de almacenamiento se encontrará determinada por la presión hidrostática del acuífero.

Por otra parte, en la operación de las plantas CAES se ven involucradas altas temperaturas y se genera un ambiente aeróbico subterráneo producto de la presencia del aire, lo cual puede causar problemas de oxidación y reacciones geoquímicas de los minerales presentes en la zona de inyección, y en la interfaz de la roca almacén y la roca sello. Por ende, para una adecuada caracterización de sitio y para la anticipación de posibles problemas, se requiere de un pozo exploratorio con rescate de testigos, simulación numérica para la modelación del reservorio e identificar dentro de lo posible la composición, geoquímica, pH, conductividad y mineralogía tanto de la roca como de los fluidos presentes en el reservorio, para realizar la modelación de las reacciones entre el fluido-aire-roca que podrían ocurrir en la formación.

Para el caso de reacondicionamiento de reservorios de hidrocarburos que fueron explotados y se encuentran agotados, el comportamiento del almacenamiento es similar al de los acuíferos, aunque como estos se ubican a grandes profundidades permiten almacenar el aire a mayor presión. Sin embargo, hay que tener en consideración que los restos de hidrocarburos pueden generar compuestos que reducen la permeabilidad o bien pueden combustionar con la inyección de aire a presión, por lo que se debe evaluar cautelosamente los pozos en desuso, y en caso de ser necesario se puede utilizar nitrógeno para impedir la mezcla de aire con gas natural (Bui *et al.*, 1990).

En resumen, los acuíferos para la implementación de sistemas CAES deben ser lo suficientemente extensos, poseer un estrato poroso y permeable a una profundidad adecuada para

almacenar aire a presión de forma segura y económica, una capa que actúe como roca sello y un régimen de agua subterránea compatible con la operación del sistema. Junto con esto, se debe evaluar las regulaciones y restricciones espaciales, teniendo en consideración las restricciones medioambientales, como el uso de áreas protegidas, y las licencias de exploración o explotación de la zona en donde se encuentran los acuíferos. Además, es necesario evaluar la accesibilidad al sitio y la aceptación popular.

Para la caracterización de sitio de formaciones de rocas porosas, se requiere de un adecuado conocimiento del área de almacenamiento, el cual se debe fundamentar en diversos estudios que se detallan a continuación:

- Mapeo preciso de profundidad del horizonte del reservorio.
- Mapeo preciso del espesor del estrato en donde se ubicara el reservorio.
- Mapeo de depósitos superficiales
  - Naturaleza de los depósitos.
  - Distribución de depósitos.
  - Espesor de los depósitos y profundidad roca sello.
- Identificación y mapeo de fallas a lo largo del reservorio
- Modelo sedimentario tanto para el reservorio como para las litologías de la roca sello
  - Porosidad y permeabilidad, distribución vertical y a lo largo del reservorio.
  - Espesor y extensión del reservorio de almacenamiento
  - Interconexión o aislamiento de rocas arenosas
  - Estudio hidrogeológico
- Integridad roca sello
  - Litología, espesor y distribución.
  - Estructuras geológicas (fallas en el reservorio o roca sello)
  - Propiedades físicas (porosidad, permeabilidad, presión de poros, etc.)
  - Propiedades mecánicas (resistencia)

### 3.3. Rocas Cristalinas

Otra opción para la tecnología CAES es construir cavernas dentro de formaciones de rocas cristalinas (rocas formadas por granos minerales (cristales) en contacto directo unos con otros), sin embargo estas poseen mayores costos de inversión inicial, los cuales pueden ascender a 30 US\$/kWh (Succar y Williams, 2008), por lo que es conveniente reutilizar cavidades existentes dentro de estas formaciones litológicas, como minas subterráneas abandonadas, ya que permiten disminuir casi un 70% de los costos de inversión en la implementación de sistemas CAES (Eckroad y Gyuk, 2003).

Generalmente, estas cavidades se construyen mediante técnicas de minería convencional (máquinas perforadoras, tronaduras, tuneladoras), y presentan las ventajas de que pueden ser situadas a cualquier profundidad, funcionan tanto a volumen como a presión constante (Anexo 9.2.2) y si es necesario pueden ser revestidas para incrementar la hermeticidad y estabilidad estructural de la caverna.

Sin embargo, cualquier subsuperficie rocosa posee un determinado estado de *stress* o esfuerzo, producto del peso de las capas sobreyacentes y de los esfuerzos generados durante la deformación tectónica u orogénica, y durante la excavación se producen esfuerzos adicionales en el macizo rocoso, por lo que se puede generar el fallamiento de la roca si dichos esfuerzos exceden la resistencia *in-situ*. Por ende, para la selección y evaluación de sitio en donde construir la caverna de almacenamiento, es necesario realizar un detallado estudio geológico, en donde se debe considerar una serie de factores mecánicos y geológicos que permitan establecer la calidad global del macizo rocoso.

Los principales criterios geotécnicos para determinar la factibilidad de construir reservorios de almacenamiento dentro de rocas cristalinas, corresponden a la resistencia estructural del macizo rocoso y la estabilidad, y en donde la profundidad, el espesor y la permeabilidad de la roca que hospedara la caverna juegan un rol fundamental. La integridad estructural del macizo se encuentra determinada por la resistencia a la compresión uniaxial, la frecuencia de discontinuidades y la resistencia a la meteorización por agua y aire. Para la implementación de sistemas CAES, se requiere que el macizo presente un bajo grado de fracturamiento, de forma que la caverna sea lo suficientemente hermética y estable.

Tabla 12: Valores estimados de conductividad hidráulica de distintas litologías

Litología	Conductividad hidráulica [m/día]
Calizas, Dolomitas	$10^{-4}$ – 0,5
Rocas ígneas y metamórficas sin fracturar	$10^{-4}$ – $10^{-3}$
Rocas ígneas y metamórficas fracturadas	$10^{-3}$ – 25
Granito alterado	0,3 – 5
Gabro alterado	0,05 – 0,3

Fuente: Domenico y Schwartz, 1998

Por otra parte, la habilidad de las rocas para contener fluidos líquidos o gaseosos es medida por la conductividad hidráulica (Tabla 12), y dentro de las litologías cristalinas apropiadas para efectuar el almacenamiento de aire comprimido se encuentran rocas sedimentarias evaporíticas como calizas y dolomitas, rocas ígneas como gabros y granitos, o bien rocas metamórficas como cuarcitas y gneis masivos (Allen *et al.*, 1982).

La capacidad de recarga hídrica a través de fracturas y un nivel freático superficial también son deseables para poder maximizar la presión de almacenamiento y minimizar las fugas de aire, las cuales deben ser menor al 4% de la masa de aire almacenada por día, para ser económicamente aceptables (Giramonti *et al.* 1978). El hermetismo de estas cavernas se basa en el principio de retención hidráulico, que impide que el aire se escape (Figura 14). Debido a esto, la caverna debe localizarse a cierta profundidad en donde el agua presente en el macizo rocoso cree una contrapresión mayor que la presión del aire comprimido (Aberg, 1977), y en el caso de que la presión de agua en la roca caja no sea suficiente, esta se debe mejorar artificialmente por sistemas de abastecimiento de agua instalados alrededor de las cavernas como cortinas de agua.

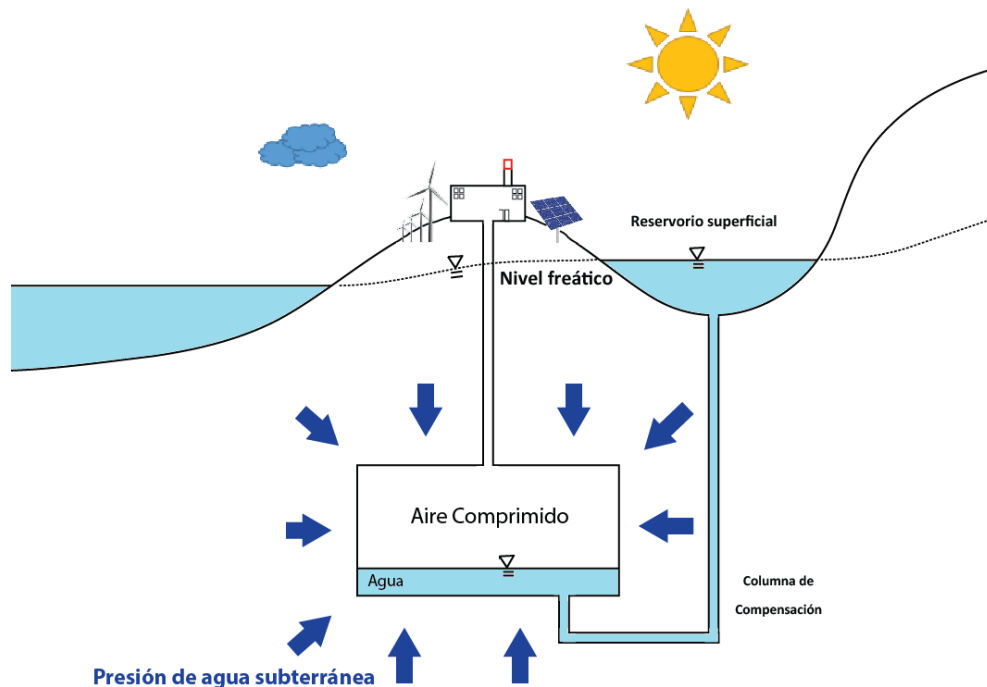


Figura 14: Esquema de Configuración CAES a presión constante.

Además, para una operación segura del reservorio subterráneo, se deben tener en cuenta los cambios de presión y las propiedades mecánicas del macizo rocoso. Como la caverna se deformará elásticamente cuando la presión ejercida por el aire comprimido sea menor a la presión crítica o punto de fluencia (*yielding point*), y se comportara de forma plástica cuando la presión del aire comprimido sobrepase dicha presión crítica, es fundamental realizar una detallada clasificación del macizo para definir la orientación y geometría de la caverna, y ubicarla en una zona y a una profundidad óptima.

Como la profundidad desde la superficie hasta el techo de la caverna determina la presión de almacenamiento máxima permitida, se deben evaluar los factores que permiten determinar dicha profundidad, y que corresponden al estado de *stress* inicial de la roca, resistencia a la tensión del macizo rocoso, defomabilidad del macizo y ciertos factores de seguridad (Zimmels *et al.*, 2003). Para el diseño de la geometría y orientación de la caverna, se deben considerar las características estructurales y geotécnicas (Anexo 9.6) del macizo, para lograr obtener una distribución de esfuerzos uniformes durante la presurización.

Las mediciones de *stress* in situ en el macizo rocoso donde se pretende realizar la caverna, se pueden obtener mediante celdas de *stress* y/o mediante fracturamiento hidráulico en la profundidad donde se construirá la obra subterránea. Con estas mediciones se obtienen los valores de los componentes de *stress* horizontal y vertical, con lo cual se pueden realizar predicciones de deformación durante la excavación y operación de almacenamiento basadas en relaciones empíricas entre RMR89 y los valores del índice Q.

En la implementación de la tecnología en este tipo de litologías, el espesor de la formación rocosa controla el rango de profundidad de construcción, y trabajos de optimización preliminares indican que formaciones de rocas cristalinas con espesores mayores a 30 m, con resistencia a la compresión confinada de entre 70-140 MPa y conductividades menores a  $2 \times 10^{-3}$  m/día, a profundidades entre 400 y 600 m son óptimas para albergar cavernas de almacenamiento de aire comprimido (Zimmels *et al.*, 2003).

El macizo para hospedar la caverna debe ser de buena calidad y con baja frecuencia de fractura, lo cual puede ser estudiado en los afloramientos superficiales, los valores RQD deben ser mayores a 75% y el índice Q de Barton cercano a 10 (Okuno et al, 2010), y con respecto a los *stress in-situ*, es favorable que el *stress* horizontal máximo no exceda al 150% del valor de *stress* vertical (Allen *et al.*, 1982).

Además, para asegurar una operación estable del sistema CAES, es recomendado que el límite superior de la temperatura de almacenamiento sea 80°C (Allen *et al.* 1982) y de forma más conservadora que este valor no sea mayor 50°C (Giramonti *et al.*, 1978). La variación de temperatura que experimentará la caverna depende, entre otros factores, de las propiedades termales de la roca. De estudios anteriores se puede observar que la temperatura en la operación de estos sistemas depende exclusivamente de la efusividad termal de la roca (Kushnir *et al.*, 2012), por lo que son preferibles rocas con una mayor efusividad ( $e = k/\sqrt{\alpha}$ , con k: conductividad termal,  $\alpha$ : difusividad termal).

Junto con esto, los resultados de simulaciones numéricas de flujos calóricos en cavernas dentro de rocas cristalinas, indican que las pérdidas de energía específica disminuyen con la cantidad de ciclos, lo cual puede ser explicado debido a la acumulación de calor de la roca circundante, y su consecuente disminución de gradiente de temperatura en los siguientes ciclos

(Zimmels *et al.*, 2003). Además las pérdidas de energía disminuyen si el tiempo de carga es mayor, en donde con un tiempo de 12 horas de carga, las pérdidas de energía específica no superan el 20%.

Durante la carga y descarga del sistema CAES, la temperatura del aire dentro de la caverna cambia debido al cambio de presión y la transferencia de calor a lo largo de las paredes de la caverna. Si se asume que el aire se comporta como un gas ideal, la temperatura y la presión del aire es uniforme dentro de la caverna, en una caverna cilíndrica y despreciando los efectos de pared y techo, es posible observar un rápido aumento de temperatura durante la fase inicial de la etapa de carga (compresión), el cual puede ser explicado debido a que se asume un aumento lineal de presión, y como la presión inicial de la caverna es muy baja, la razón de  $P/P_0$  determina el rápido aumento en la etapa inicial durante la fase de carga. Luego durante el intervalo en que el aire es almacenado, la temperatura desciende paulatinamente debido a la pérdida de calor a través de las paredes de la caverna junto con una pequeña pérdida de presión. Durante la descarga la temperatura del aire desciende debido a la disminución de presión y al constante intercambio de calor con la roca circundante. Una vez que finaliza la etapa de expansión, la temperatura asciende levemente debido al intercambio de calor con la roca circundante, que se encuentra a mayor temperatura (Zimmels *et al.*, 2003).

Por otra lado, las cavernas para almacenar fluidos pueden ser construidas a profundidades someras dentro de formaciones cristalinas, en donde se ahorran gastos de exploración e instalación, pero para asegurar el hermetismo es necesario recubrirlas ya sea con acero, hormigón o goma. Dichas cavernas han sido estudiadas y se ha comprobado su correcto y eficiente funcionamiento para el almacenamiento de gas natural, el cual opera en condiciones similares a las requeridas para almacenar aire en los sistemas CAES.

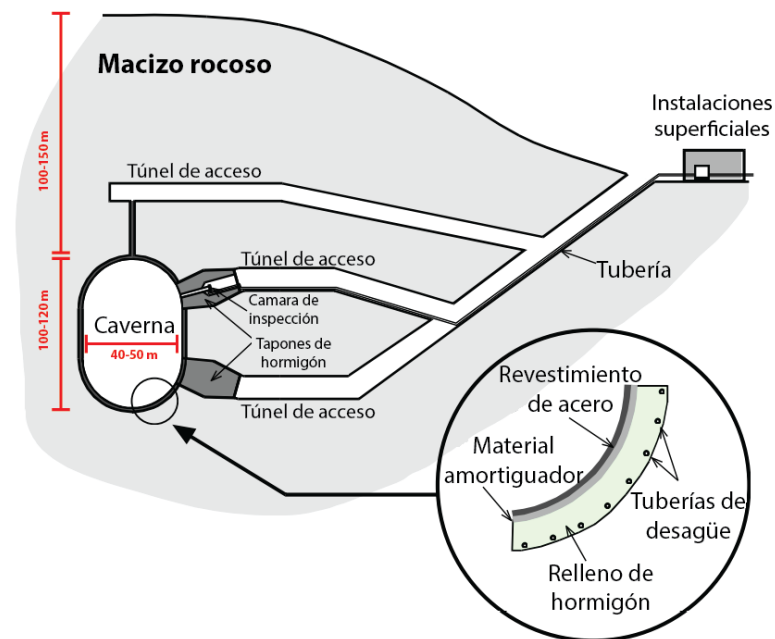


Figura 15: Esquema ilustrativo de caverna revestida en roca cristalina. Modificado de Okuno *et al.*, 2009.

El revestimiento de acero o goma asegura la hermeticidad de la caverna, y los esfuerzos o *stress* principales son transferidos a través del recubrimiento al macizo rocoso que hospeda la caverna. La principal ventaja que posee este tipo de cavernas corresponde a la flexibilidad en cuanto a los requerimientos geológicos necesarios para sitiar la caverna, además de su alta capacidad de entrega, debido a la estabilidad estructural y hermeticidad que adquiere la caverna gracias al revestimiento.

Las instalaciones de almacenamiento de gas natural con cavernas revestidas (Figura 15), generalmente corresponden a múltiples cavernas con una morfología cilíndrica de orientación vertical, cuyos diámetros varían entre 40-50 m y su altura entre 100-120 m, y las cuales se encuentran ubicadas a profundidades entre 100-150 m sin presentar problemas de fuga de gas (Evans *et al.*, 2006). La construcción de estas es relativamente sencilla, en donde se emplean técnicas de minería convencional, y consta básicamente en 3 etapas: en primer lugar se realiza la excavación de túneles de acceso, luego se procede a la excavación y posterior revestimiento de las cavernas y finalmente se construyen los pozos que conectan las cavernas con las instalaciones superficiales.

En resumen, para el diseño de cavernas dentro de rocas cristalinas, se deben evaluar una serie de parámetros que podrían influenciar tanto la contención de aire como en la estabilidad mecánica del reservorio. Además, se deben considerar las fluctuaciones del nivel freático, la composición química del agua subterránea, cambios en la resistencia de la roca, el desarrollo de fracturas y el potencial deslizamiento de bloques producto de la debilitación térmica, química y mecánica del macizo rocoso. Para estudiar dichos factores, se requiere de estudios en terreno y pruebas de laboratorio e *in-situ*, los cuales permiten obtener los parámetros para clasificar el macizo rocoso (Anexo 9.6) y realizar modelaciones para predecir la deformación y hermeticidad del reservorio. La información y estudios requeridos para la caracterización de sitio en este tipo de litologías corresponden principalmente a:

- Espesor, profundidad y extensión de la formación de roca cristalina.
  - Litología y estratigrafía
  - Presencia o ausencia de fracturas
    - *Características de fracturas (rellenas o abiertas)*
    - *Minerales en los rellenos de las fracturas (etapas de mineralización)*
  - Propiedades mecánicas de las rocas sobreyacientes
  - Parámetros geotécnicos de la roca cristalina
    - *Frecuencia de Fractura, RQD, UCS, RMR, GSI, Q*
  - Gradiente geotermal
- Mapeo de depósitos superficiales.
  - Naturaleza de los depósitos.
  - Distribución de depósitos.
- Estudio hidrogeológico.
- Identificación y mapeo de fallas y estructuras próximas al reservorio.

## 3.4. Riesgos Geológicos

El análisis de riesgos de los sistemas CAES es un aspecto sumamente relevante para prevenir accidentes y reducir pérdidas. Como consecuencia de la aleatoriedad, incerteza y ambigüedad de los factores de riesgo en almacenamiento de fluidos gaseosos, se han realizado detallados estudios teóricos e ingenieriles para ver cómo afectan los factores de riesgo a la operación segura de almacenamiento geológico. Dentro de estos, los principales factores corresponden a los de daño de caverna, fuga de gas y subsidencia superficial (Zhang *et al.*, 2015).

El almacenamiento de aire comprimido en estructuras geológicas puede conducir a la inestabilidad en la formación geológica, generando un impacto superficial y provocando daños en las instalaciones. La alteración de las condiciones geológicas naturales, tales como el campo de *stress*, las condiciones hidrogeológicas y las condiciones térmicas, causadas por la instalación de la caverna o la compresión de aire, pueden causar la potencial subsidencia del suelo.

Estos riesgos geológicos pueden presentarse durante la etapa de construcción, operación o abandono, y para determinar y calcular dicho riesgo, deben ser identificadas las potenciales fuentes, y debe estimarse la probabilidad y las consecuencias de que se produzcan dichos fenómenos. Para poder comparar los riesgos estimados en función de ciertos criterios y de esta forma determinar la importancia del riesgo (evaluación de riesgo), para lo cual se requiere identificar los peligros, la frecuencia de aparición de los peligros y la consecuencia de estos peligros (Vendrig *et al.*, 2003).

Por ende, para la implementación de cavernas de almacenamiento geológico, es necesario realizar una detallada evaluación de la roca hospedante del reservorio, de la roca sello, de la naturaleza de la formación geológica e identificar la presencia de intercalaciones de estratos y fallas. Además, todos los aspectos ingenieriles, dentro de los que se incluyen la infraestructura, pozos, válvulas y tuberías, se encuentran estrechamente vinculados con las condiciones geológicas del área, por lo que es necesario incluirlos dentro de la evaluación de riesgos.

En las cavidades dentro de formaciones salinas, debido al *creep* (Anexo 9.4.1.), la caverna tiende a reducir su tamaño, disminuyendo su volumen, lo cual puede inducir el hundimiento de las capas sobreyacentes y la posible subsidencia superficial. Debido a esto, para el adecuado diseño de la caverna se deben considerar ciertos aspectos geológicos, dentro de los que se incluyen a los relacionados con la ocurrencia natural de la roca, la mineralogía, las propiedades mecánicas, y las características estructurales y estratigráficas de la zona de estudio.

Otro de los riesgos asociado a esta tecnología, corresponde al aumento de micro sismicidad causada ya sea por la alteración de las condiciones naturales o por la inyección de fluidos a alta presión dentro de estructuras geológicas, la cual puede generar la reactivación de una falla existente y el riesgo de fuga de aire a la superficie, lo cual podría generar daños y ser un potencial peligro.



Debido a esto, las instalaciones CAES deben ser diseñadas y operadas dentro de ciertos rangos de presión, y generalmente deben ser inferiores a los de fracturamiento hidráulico, en donde se produce la abertura de fracturas presentes en la roca.

No obstante, la reducción de volumen y la subsidencia inducidas por el *creep* de rocas salinas, y la fuga del producto almacenado causado por el cambio en la conductividad hidráulica son riesgos que pueden ser identificados y mitigados con un adecuado y constante monitoreo del reservorio (Bérest *et al.*, 2007), con el cual se pueden reconocer los parámetros que permitan mantener la integridad de la caverna y por ende el rendimiento del almacenamiento de la energía mecánica a largo plazo.

Por otro lado, el almacenamiento de aire comprimido en acuíferos porosos puede generar reacciones geoquímicas en el reservorio, promovidas por la presencia de oxígeno, las cuales pueden alterar las propiedades estructurales del acuífero y generar efectos no deseados. Los reservorios de hidrocarburos que se encuentran agotados, poseen el riesgo de generar explosiones causadas por la introducción de oxígeno en un medio inflamable y piezoeléctrico, por lo que es necesario revisar detalladamente la presencia de restos de hidrocarburos. Sin embargo, tanto los problemas relacionados a la corrosión producto de la actividad química o biológica, los daños en la maquinaria superficial debido a la migración de partículas finas y la inflamabilidad debido a la presencia de hidrocarburos residuales, pueden ser anticipados y por lo tanto evitados (Pasten y Santamarina, 2011).

Además, se tiene el riesgo geológico de que ocurra un terremoto cerca de la caverna de almacenamiento, y en donde pueden verse afectadas las estructuras geológicas, generándose nuevas fallas o la fragmentación del macizo rocoso. Estos cambios pueden variar la hermeticidad y estabilidad original de la caverna, o bien afectar a la infraestructura superficial (Yang *et al.*, 2013). Las vibraciones inducidas por los terremotos podrían tener también una influencia negativa en la estabilidad y hermeticidad de los pozos de producción, por lo que para un adecuado diseño de la planta se debe considerar tanto las fallas activas como el riesgo sísmico, en función de la peligrosidad, vulnerabilidad y de los elementos amenazados.

## 4. CAES en Chile

Dentro de las formaciones geológicas, que presentan las características favorables para implementar la tecnología CAES, se encuentran los salares del norte, los acuíferos o formaciones porosas que se distribuyen a lo largo de todo Chile, los reservorios de hidrocarburos agotados ubicados en la Región de Magallanes, además de los cientos de kilómetros de rocas cristalinas que cubren el territorio nacional, y en donde existen una gran cantidad de minas abandonadas que podrían ser reacondicionadas.

Chile se ubica geográficamente sobre el borde occidental de la placa Sudamericana, la que se encuentra en contacto convergente con las placas subductantes Nazca y Antártica, por lo que presenta un régimen tectónico compresivo de predominante orientación este-oeste (Figura 16). Esta configuración geológica produce gran deformación del continente sudamericano, reflejado en pliegues y fallamiento, y genera una notable actividad sísmica y volcánica. Por ende, es fundamental evaluar cómo se comportaran las cavernas o reservorios de almacenaje bajo estas condiciones estructurales, y específicamente evaluar el potencial riesgo de daño sísmico que poseen las instalaciones subterráneas y la posibilidad de utilizar energía geotermal para la implementación de sistemas CAES adiabáticos.

Debido a la gran sismicidad que presenta el territorio nacional, todas las construcciones e instalaciones deben considerar los factores de riesgo sísmico para un adecuado diseño estructural. En Chile existen cientos de instalaciones subterráneas principalmente debido a la actividad minera, las cuales gracias su adecuado diseño, han logrado permanecer mecánicamente estables frente a los movimientos telúricos de gran envergadura que han ocurrido durante el último tiempo.

Cuando se produce un terremoto, la deformación se propaga a través del medio rocoso como una onda elástica, y se generan diferentes tipos de ondas que se clasifican en dos grupos: las ondas de cuerpo y las ondas superficiales. Las ondas superficiales son resultado de la interacción constructiva entre las ondas de cuerpo y la superficie de la tierra, y viajan a través de la superficie libre en donde tienen una amplitud máxima, la cual decrece exponencialmente con la profundidad (Marchant y Weir, 2004). Aunque las ondas de superficie arriban después que las ondas de cuerpo, son las principales responsables del daño y de la destrucción de los terremotos asociados.

En un estudio realizado por Pratt *et al.* (1978), en el cual se evaluaron los antecedentes sismológicos previos para documentar los daños que se han generado subterráneamente debido a terremotos, y en el cual fueron estudiadas una gran cantidad de instalaciones subterráneas como túneles, minas y pozos de todo el mundo. En los antecedentes evaluados, se registraron muy pocos datos de daño de terremotos en subsuperficie. Este hecho en sí, reafirma el menor efecto de los terremotos en instalaciones subterráneas, ya que en minas en donde hubo fuertes terremotos, y que presentaron importantes daños superficiales, no registraron daños subterráneos. Por otro lado, se reportaron mayores daños en túneles poco profundos que en minas profundas, en donde específicamente los datos de daños eran muy escasos bajo los 500 m. Además, los datos indican

que estructuras verticales como pozos y conductos no son tan susceptibles a los daños a diferencia de las instalaciones superficiales lo cual quedó ejemplificado en el terremoto de Alaska en 1964 ( $M_w = 8.5$ ) en donde a pesar de la magnitud del movimiento telúrico, solo unos pocos pozos, ubicados a 150 m de profundidad, fueron susceptibles a los daños (Pratt *et al.*, 1978).

Para un adecuado diseño sísmico de instalaciones subterráneas, es necesario identificar de qué manera influye la transmisión de las ondas y la amplificación dinámica de los registros sísmicos en superficie, debido a que las normas de diseño para calcular las demandas sísmicas de estructuras e instalaciones se encuentran diseñadas y calibradas para registros superficiales. Además, para obtener los parámetros de diseño apropiados para una estructura en particular, es necesario definir el ambiente sísmico en la cual se encuentra, sus cercanías a fallas activas y la sismicidad del emplazamiento, así como también es necesario definir la seguridad y las condiciones de funcionamiento que tenga la instalación para definir el grado de daño que esta puede sufrir en diferentes escenarios.

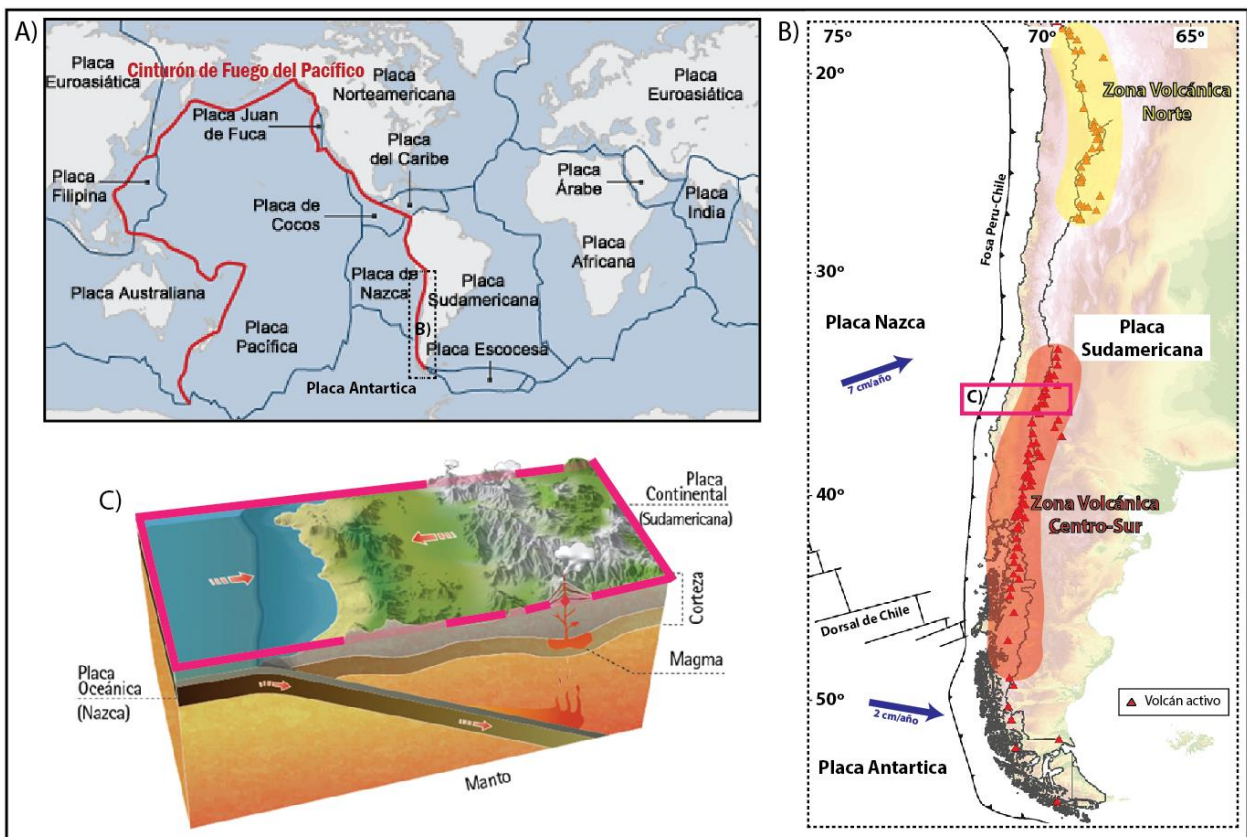


Figura 16: A) ubicación de Chile en el Cinturón de Fuego del Pacífico, B) Zonas Volcánicas de Chile y velocidad de convergencia de la placa Nazca y Antártica, C) esquema configuración geológica chilena.

No obstante, dentro de los antecedentes favorables para la implementación de CAES en Chile se encuentra el ejemplo de Japón, que pese a ser un país altamente sísmico, se encuentra desarrollando varios proyectos demostrativos y plantas pilotos para estudiar la factibilidad de implementar los sistemas de almacenamiento de aire comprimido en distintas formaciones

geológicas (Shidahara *et al.*, 1993; Shidahara *et al.*, 2000), junto con la existencia de instalaciones subterráneas de almacenamiento de gas natural y petróleo (Takeshi *et al.*, 2000; Yamamoto y Pruess, 2004). Además, se tiene como antecedente la gran cantidad de cavernas de almacenamiento de gas natural que operan en la costa occidental de EE.UU. (Khan, 2006), las cuales no han presentado mayores problemas pese a encontrarse en una región altamente sísmica y tectónicamente activa.

Por otro lado, debido a la configuración geológica y procesos tectónicos que han ocurrido durante los últimos millones de años en el territorio continental chileno, es que también existen una gran cantidad de fallas y fracturas, las que en muchos casos se encuentran geológicamente activas. Estos factores son desfavorables para la implementación de sistemas de almacenamiento geológico, debido a que podrían afectar tanto la estabilidad como la hermeticidad del reservorio. Además, debido a los esfuerzos compresivos que genera la subducción de la placa de Nazca bajo la placa Sudamericana, el estado de *stress in-situ* natural puede encontrarse perturbado, y en algunos casos puede ocurrir que el *stress in-situ* horizontal sea mayor que el *stress* vertical (Hoek y Brown, 1978), el cual generalmente es el *stress* máximo, y corresponde al esfuerzo que se genera por la sobrecarga de las capas sobreyacentes.

La reactivación de planos de debilidad preexistentes es un fenómeno común en la naturaleza y se encuentra implícita en algunos fenómenos geológicos como la inversión tectónica, colapso de orógenos, fallas normales de bajo grado e inversas de alto ángulo (Mitra, 1993). Cuando un bloque de roca que contiene planos de debilidad preexistentes está sujeto a un campo de esfuerzos, la deformación puede obtenerse tanto por deslizamiento a lo largo de planos preexistentes como por el desarrollo de nuevas fracturas y deslizamiento a lo largo de ellas (Alaniz-Álvarez *et al.*, 1998). Dichos procesos de fallamiento pueden ser descritos por el Criterio de Deslizamiento de Coulomb-Navier para el primer caso y por el Criterio de Falla de Coulomb-Navier en el caso de desarrollo de nuevas fracturas.

La potencial reactivación de un plano de debilidad preexistente, depende fuertemente de su orientación con respecto al campo de esfuerzos. Para el caso del almacenamiento geológico de aire comprimido, la posible reactivación de una falla existente debe ser analizada en detalle antes del desarrollo del proyecto, pues implica el riesgo de fuga de aire a la superficie, lo cual podría generar daños y ser un potencial peligro. Por ende, es necesario investigar cuidadosamente el grado de fracturamiento, la orientación preferente y las características de los planos de debilidad del sitio en donde se construirá el reservorio, en base a los antecedentes estructurales y la recuperación de testigos.

Por otra parte, la geotermia corresponde a otra de las características geológicas de interés para la implementación de sistemas CAES, ya que gracias a los avances tecnológicos en esta materia, es que en países como Estados Unidos y Japón se encuentran evaluando y desarrollando proyectos para implementar sistemas de almacenamiento CAES acoplados a reservorios geotérmicos, para así evitar el consumo de combustibles fósiles y lograr almacenar energías renovables intermitentes sin liberar emisiones al medioambiente (McGrail *et al.*, 2015).

Los sistemas geotérmicos se encuentran condicionado por cuatro factores principales, que corresponden a una fuente de calor, estructuras favorables, recarga de agua y un reservorio que almacene los fluidos termales. Estos recursos geotérmicos se pueden clasificar según su entalpía, que es aproximadamente proporcional a la temperatura a la que se encuentren los reservorios, y en donde existen los sistemas de baja (<100°C), media (100-200°C) y alta entalpía (>200°C). Los recursos energéticos de alta entalpía permiten su aprovechamiento para generar energía eléctrica de forma directa, mientras que los reservorios que se encuentren a una temperatura media entre 100-200°C podrían ser utilizados para contribuir a la implementación de plantas CAES adiabáticas, en las que se almacena energía termal, mediante la implementación de sistemas geotermales de ciclos binarios (sistemas cerrados sin descargas), los cuales poseen un impacto ambiental despreciable.

El volcanismo activo dentro del territorio nacional, se encuentra segmentado en dos zonas volcánicas principales: la Zona Volcánica Norte y la zona Volcánica Centro-Sur (Figura 16). Dentro de la zona volcánica del norte de Chile, un graben de rumbo NW que disecta la cadena de estratovolcanes plio-cuaternarios hospeda el campo geotérmico de Apacheta, ubicado al NE de Calama (Urzúa et al, 2002). El sistema geotérmico El Tatio se desarrolla en el borde activo de un hemigraben limitado al oeste por una falla normal de rumbo NNE (Lahsen, 1976, Lahsen et al, 2005). Esta falla, que habría servido de barrera para circulación de fluidos hidrotermales provenientes desde el este, se ubica sobre la prolongación hacia el norte la Falla Paciencia de 150 km de largo formada como un falla normal en el borde occidental de la cuenca neógena de Atacama (Pananont *et al.*, 2004).

La Falla Miscanti, al este del Salar de Atacama (Ramírez y Gardeweg, 1982), constituyen zonas favorables para la ubicación de campos geotérmicos ciegos similares al sistema geotérmico El Tatio (Lahsen et al, 2005), y se encuentra próxima a formaciones salinas profundas, por lo que existe un escenario favorable para la implementación de sistemas CAES adiabáticos con aprovechamiento de energía geotérmica.

Uno de los grandes proyectos de CAES acoplado a sistemas geotérmicos, se encuentra ubicado cerca del Cañón Yakima, al norte de Selah, en Washington, EE.UU., en el cual el calor generado en la compresión de aire, será capturado y almacenado en sales fundidas, y posteriormente será recuperado cuando se requiera precalentar el aire a presión. Tanto el reservorio para almacenar el aire comprimido como el reservorio geotermal se encuentran a gran profundidad (4 km), y en donde este último posee una temperatura de 185°C, por lo que será requerido equipamiento que funcione a presiones y temperaturas sustancialmente mayores que las plantas CAES convencionales. Pese a que actualmente no existe ninguna planta de estas características en funcionamiento, y producto a la mencionada configuración geológica en la que se encuentra nuestro país, ubicado sobre el margen suroriental del Cinturón de Fuego del Pacífico, en donde se presenta un importante volcanismo activo, con flujos calóricos y zonas de gradientes geotérmicos anormalmente altos, es por lo que existe el escenario propicio para el aprovechamiento de energía geotérmica, además de la disponibilidad de sitios geológicos con potencial para desarrollar una planta CAES acoplada a sistemas de almacenamiento termal.

Por otro lado, desde el punto de vista legal, el derecho chileno sigue la doctrina romana con respecto al uso del subsuelo, en donde la propiedad del suelo conlleva a la propiedad de lo que está encima y debajo de él, aunque con limitaciones establecidas por las legislaciones espaciales como la minería y la referente a las aguas.

Para el caso de bienes nacionales de uso público, estos deben ser administrados por los municipios (Ley Orgánica de Municipalidades), incluido el subsuelo en el territorio de su comuna. En este sentido la Contraloría General de la Republica, en el Dictamen 41.443 del año 1995, ha hecho la distinción entre el control superior de los bienes nacionales de uso público, y la administración de ellos, señalando que *“en virtud de sus atribuciones de control superior, el Ministerio de Bienes Nacionales puede solicitar que se adopten medidas respecto de quienes, sin contar con un título legítimo, ocupen o realicen obras en los bienes aludidos, como asimismo, que se paralice un procedimiento de concesión sobre los mismos, o que se invalide un permiso, concesión u otro acto sobre ellos.”*

Específicamente, con respecto a la situación jurídica de las minas, la constitución establece que, *“El Estado tiene el dominio absoluto, exclusivo, inalienable e imprescriptible de todas las minas”*, y en donde *“toda persona tiene la facultad de catar y cavar para buscar sustancias minerales, y también el derecho de constituir concesión minera de exploración o de explotación sobre las sustancias que la ley orgánica constitucional declara concesibles”*. Por otra parte, conforme al Artículo 2° del Código Minero, *“la concesión minera es un derecho real e inmueble; distinto e independiente del dominio del predio superficial, aunque tengan un mismo dueño; oponible al Estado y a cualquier persona; transferible y transmisible; susceptible de hipoteca y otros derechos reales y, en general, de todo acto o contrato; y que se rige por las mismas leyes civiles que los demás inmuebles, salvo en lo que contraríen disposiciones de la ley orgánica constitucional o del Código Minero”*. Según informes de Cochilco, en la zona norte de Chile más del 70% de la superficie esta otorgada a concesiones mineras, y en donde algunas se han pedido solo con fines especulativos.

Para la utilización del subsuelo con el fin de aprovechamiento de aguas subterráneas, es necesario obtener una concesión que le permita ejercer una posesión exclusiva sobre este bien público (agua), por lo que a diferencia de lo que ocurre en la materia minera, se deberá acreditar dominio sobre el inmueble donde se encuentra ubicada la extracción, o la autorización de su dueño, y en el caso de ubicarse en un bien nacional de uso público, se requerirá la autorización del municipio respectivo.

Debido a los factores legales mencionados, es que para la implementación de sistemas CAES en Chile, en primer lugar se debiesen revisar los permisos o concesiones de los sitios en donde se pretenda realizar el proyecto, aunque abogados expertos en la materia de recursos renovables, afirman que las concesiones mineras no son superiores a proyectos energéticos ni a las concesiones eléctricas, lo cual es positivo para la tecnología, desde el punto de vista legal de derechos de espacios subterráneos.

A continuación se describen las principales características geológicas de los sitios que presentan condiciones favorables para la implementación de CAES en Chile (Figura 17), los que se clasifican en salares, acuíferos, reservorios de hidrocarburos agotados y minas abandonadas. Los datos, fueron seleccionados a partir de una profunda revisión de los antecedentes bibliográficos presentes en la literatura, de antecedentes facilitados por ENAP y del mapa geológico de Chile 1:1.000.000 (SERNAGEOMIN, 2003).

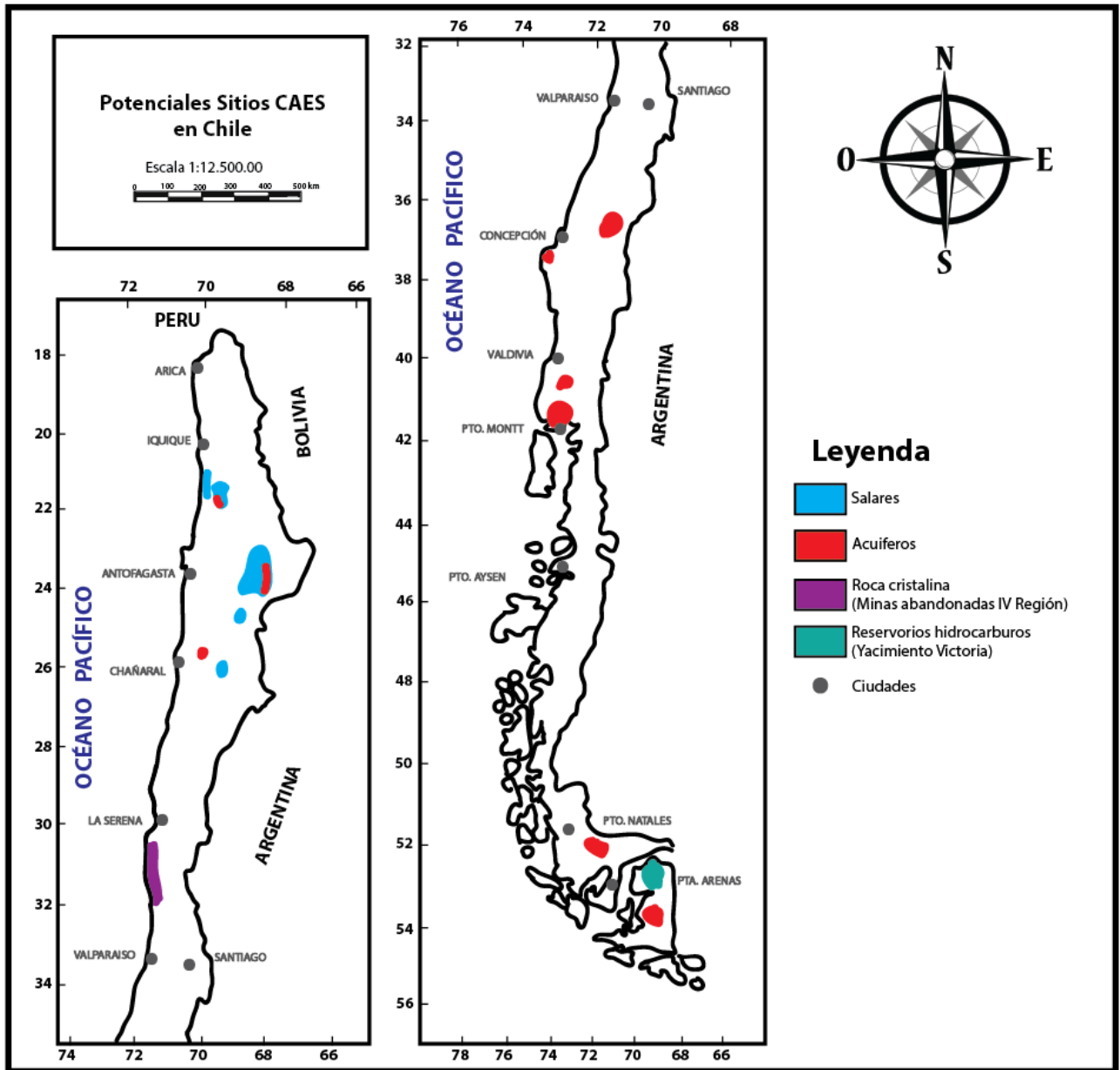


Figura 17: Potenciales sitios para CAES en Chile. Elaboración propia.

## 4.1. Salares

Las formaciones de rocas salinas se encuentran en los salares del Norte de Chile, los cuales corresponden a depósitos salinos continentales, formados por un conjunto de sedimentos de naturaleza evaporítico-detrítica, y que generalmente presentan minerales de interés económico, como por ejemplo carbonatos, sulfatos, cloruros y boratos. Los factores determinantes para la formación de dichos salares son tanto la tectónica, que permitió la generación de cuencas cerradas, el volcanismo Cenozoico, que aportó los componentes químicos mediante lixiviación de rocas volcánicas, y por último la condición climatológica de híper-aridez presente desde el Mioceno (Clarke, 2006).

La acumulación de aguas dentro cuencas cerradas de drenaje endorreico en regiones áridas, donde la evaporación es mayor que las precipitaciones, causa que las sales provenientes de la lixiviación de materiales volcánicos, se concentren en una laguna superficial que va aumentando paulatinamente su saturación hasta la precipitación de las sales. Este es un proceso lento, que requiere de un prolongado tiempo con las mismas condiciones climáticas y geomorfológicas. En el desierto de Atacama debido a las altas tasas de evaporación, la mayor parte del agua precipitada se evapora, lo cual ha favorecido la formación y la preservación superficial de estos depósitos salinos (Boric *et al.*, 1990).

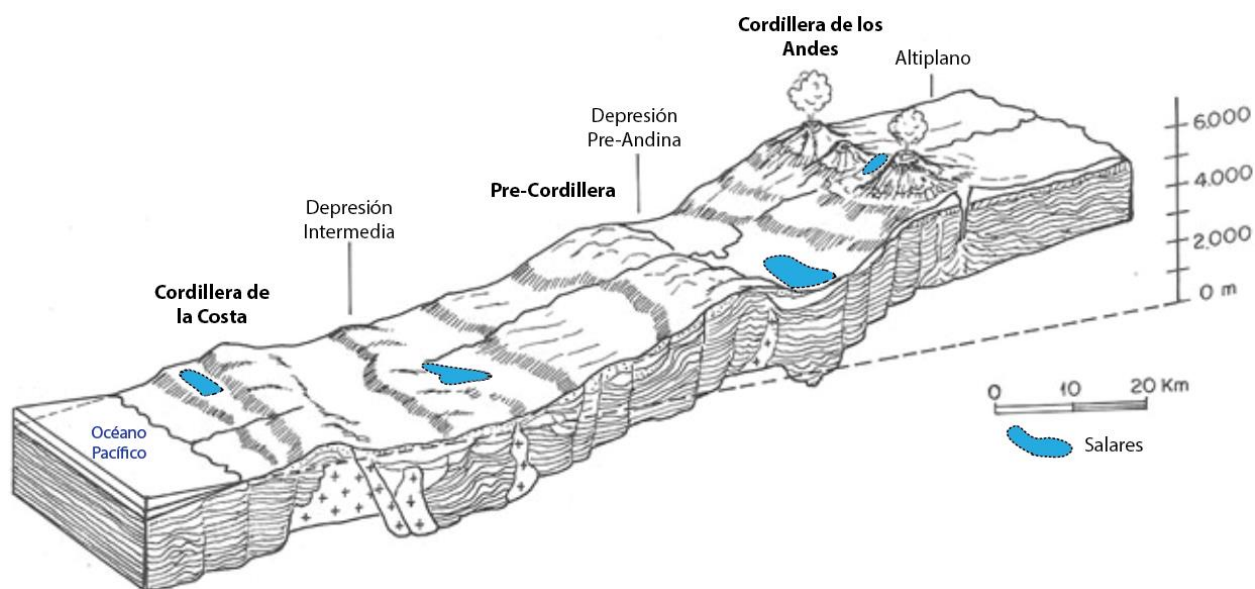


Figura 18: Esquema de dominios morfoestructurales del norte de Chile, con ubicación de los salares. Modificado de Vila, 1990.



El Norte de Chile presenta un centenar de cuencas de drenaje endorreico y de las cuales más de 50 contienen salares (Stoertz y Ericksen, 1974). Estos son clasificados según su ubicación geográfica en Salares de la Cordillera de la Costa, Salares de la Depresión intermedia, Salares de la Depresión Pre- Andina y Salares Andinos (Chong, 1984). Dentro de estos, los salares Preandinos que se encuentran ubicados entre la Precordillera y el Altiplano (Figura 18), son los más antiguos y los de mayor dimensión, y en donde destaca el Salar de Atacama, tanto por su extensión como por su profundidad.

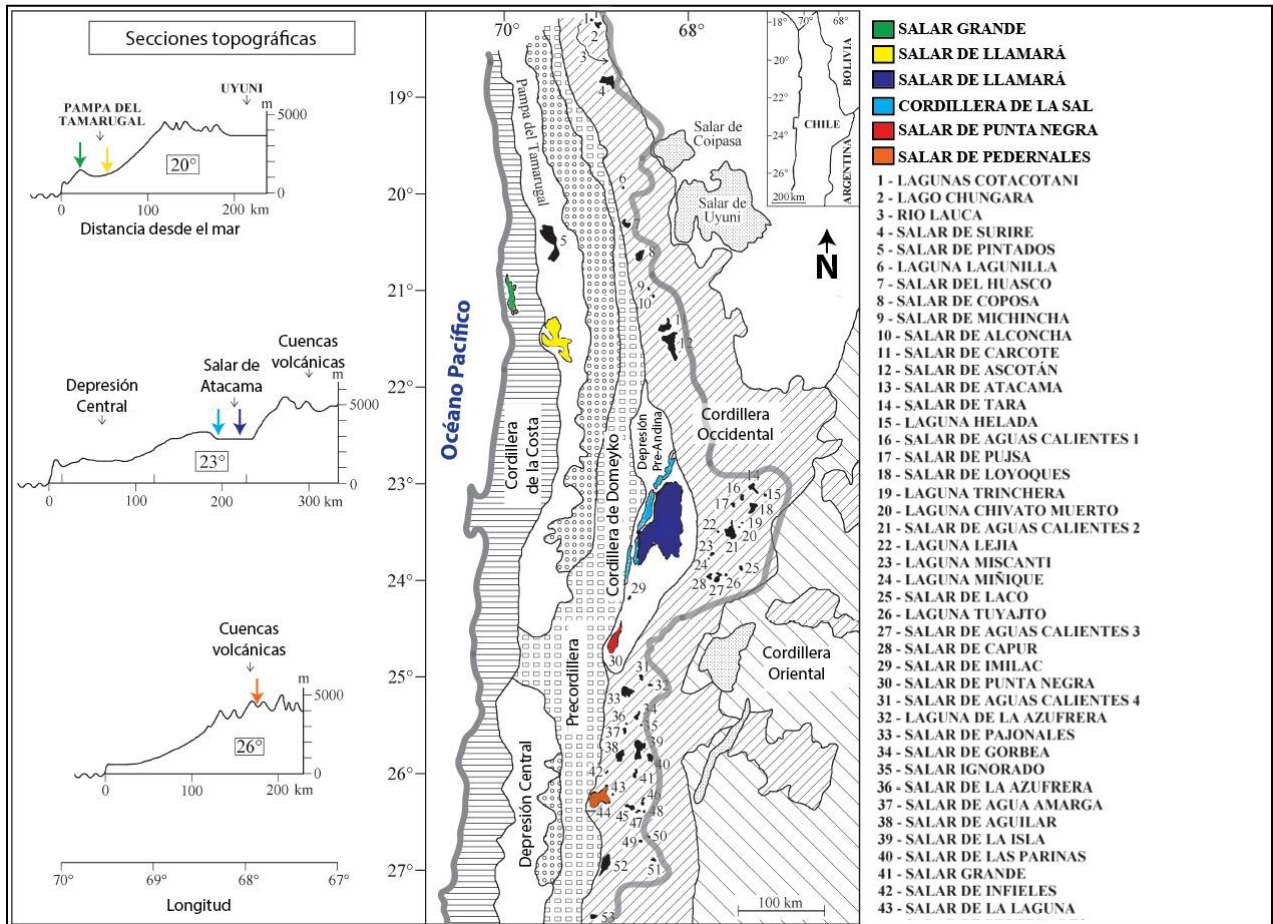


Figura 19: Unidades morfoestructurales y ubicación de los potenciales salares del norte de Chile. Modificado de Risacher et al., 2003.

A continuación, se describirán los salares que presentan las características litológicas y estratigráficas favorables para la implementación de sistemas CAES (Figura 19), en donde se incluyó aquellos que cuentan con la existencia de capas salinas profundas y la presencia de domos salinos (Tabla 13).

**Tabla 13: Salares revisados**

Salares	Características evaluadas	
	Capas salinas profundas	Domos salinos
Salar de Surire		
Salar de Pintados		
<b>Salar de Llamara</b>	<b>X</b>	
<b>Salar Grande</b>	<b>X</b>	
Salar del Huasco		
Salar de Coposa		
Salar de Alconcha		
Salar de Carcote		
Salar de Ascotán		
<b>Salar de Atacama</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Salar de Tara		
Salar de Aguas Calientes I		
Salar de Pujsa		
Salar Loyoques		
Salar de Aguas Calientes II		
Salar de Laco		
Salar de Aguas Calientes III		
Salar de Capur		
Salar de Imilac		
<b>Salar de Punta Negra</b>	<b>X</b>	
Salar de Aguas Calientes IV		
Salar de Pajonales		
Salar de Gorbea		
Salar Ignorado		
Salar de La Azufrera		
Salar de Agua Amarga		
Salar de Aguilar		
Salar de La Isla		
Salar de Parinas		
Salar Grande*		
Salar de Infieles		
Salar de La Laguna		
<b>Salar de Pedernales</b>	<b>X</b>	
Salar de Piedra Parada		
Salar de Wheelright		
Salar de Maricunga		

## 4.1.1. Salar Grande

El Salar Grande de orientación N-S, se encuentra ubicado en la Cordillera de la Costa en el Norte de Chile (21°S, 70°W), tiene cerca de 50 km de largo y entre 5 y 8 km de ancho, se encuentra limitado por fallas Neógenas de una cuenca evaporítica de antearco (Reijs y McClay, 1998). La altitud de la superficie salina se encuentra aproximadamente a 700 m s.n.m. y la depositación de halita se encuentra inactiva en comparación con los salares que se encuentran hacia el Este (Pueyo *et al.*, 2001). La Zona de Falla de Atacama, de orientación NNO-SSE, atraviesa el Salar Grande con fallas de tipo dextral-inverso con actividad durante el Mioceno y Plioceno (Carrizo *et al.*, 2008), generando depresiones alargadas irregulares en las costras salinas, montículos, escarpes y fracturas, y cuya reactivación podría generar terremotos (Figura 20).

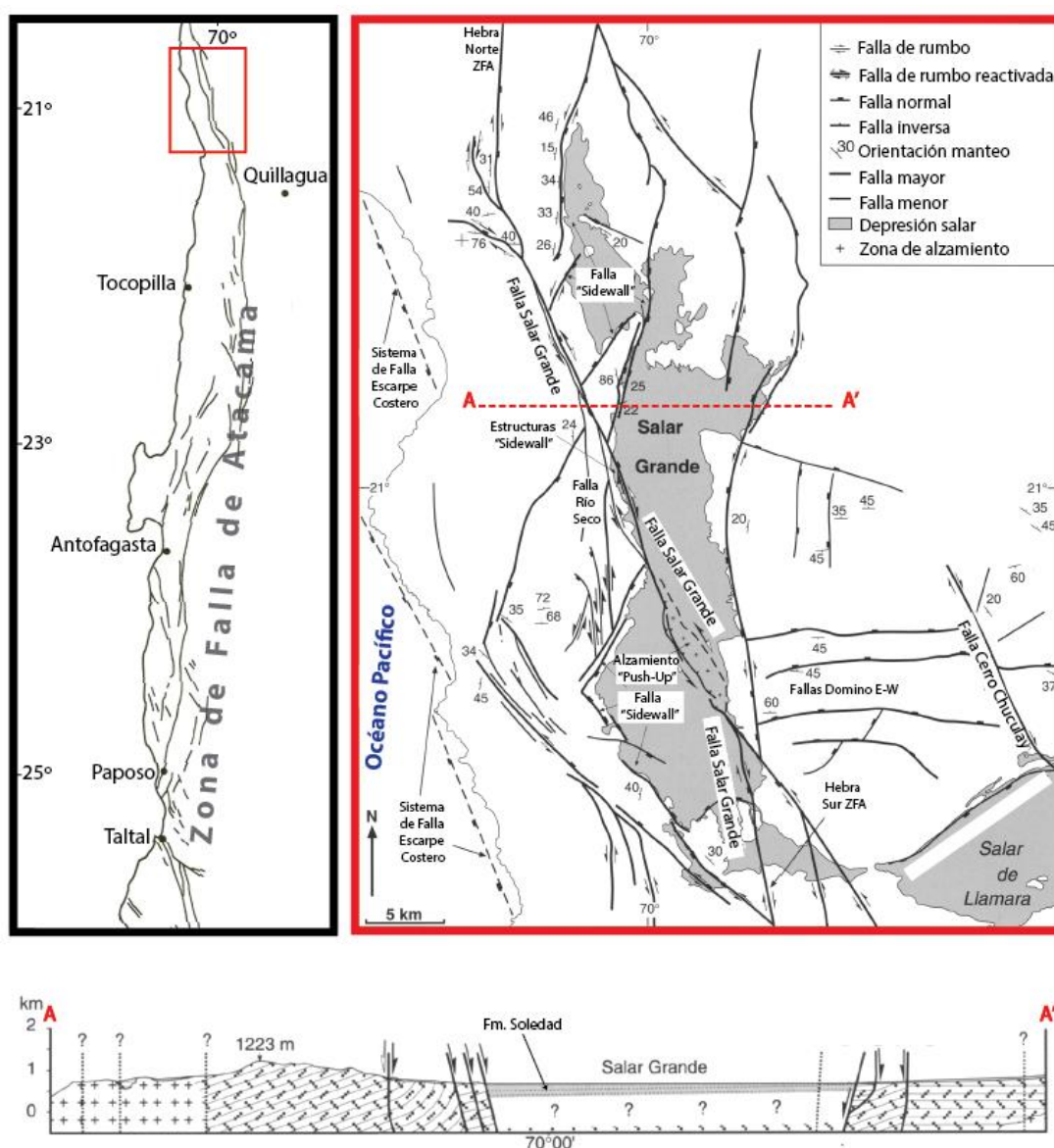


Figura 20: Configuración geológica del Salar Grande. Modificado de Reijs y McClay, 1998.

Durante el Neógeno, esta cuenca lacustre fue rellenada y posteriormente secada para convertirse en un gran salar compuesto principalmente por halita. Durante el Mioceno tardío - Plioceno las salmueras evolucionadas del área de Lllamará - Quillagua se filtraron desde el Este para alimentar la cuenca del Salar Grande. Las salmueras freáticas fueron extraídas desde la cuenca en el Plioceno cuando el Río Loa llegó al océano. El drenaje hacia el océano se ve reflejado en la caída del nivel freático regional, lo cual generó el secado de los cuerpos salinos subyaciendo depósitos aluviales e inició la situación hidrológica exorreica que actualmente presenta el Salar Grande (Ericksen, 1993).

El relleno del salar se encuentra compuesto casi exclusivamente por halita masiva seca con un espesor mayor a 162 m (Ericksen, 1993), y presenta capas salinas de considerables espesores (>100 m) en profundidad (Ericksen, 1993; Díaz *et al.*, 1999; Pueyo *et al.*, 2001). La mineralogía de la halita es bastante pura, localmente alcanza composiciones de 99% de NaCl, la cual ha sido explotada desde mediados del siglo XIX, y que hoy en día satisface todas las necesidades de Chile, e incluso una gran cantidad de sal es exportada a Japón (Warren, 2016).

El estrato de sal se encuentra en contacto directo con rocas ígneas en los bordes del salar, y en algunas zonas se encuentra separado por 10 m de sedimentos aluviales. No existe evidencia de un patrón de fraccionamiento concéntrico en el salar, debido a que no existen volúmenes significativos de otras sales además de la halita (Chong *et al.*, 1999). Solo existen franjas irregulares de anhídrita de unos pocos metros de espesor en el borde del salar (Ericksen, 1990).

#### **4.1.2. Salar de Lllamará**

El Salar de Lllamará se encuentra ubicado sobre la depresión central, a una altitud de aproximadamente 900 m s.n.m., en la zona sur de la región de Tarapacá, a 10 km de la localidad de Quillagua. El salar presenta una morfología irregular, con su eje mayor con orientación NNW, con depósitos evaporíticos y detríticos cuya formación ha ocurrido desde al menos el Plioceno.

La potencia estimada de los sedimentos superficiales es de unos 4 o 5 m, y su composición está dominada por sulfatos, cloruros y material insoluble, principalmente limos y arcillas (Garcés *et al.*, 1996). Las costras salinas que se forman en cada ciclo evaporítico actual (de un espesor no superior a 2 cm) se disponen sobre el material de fondo de la laguna, de composición mayoritariamente detrítica de grano fino y con contenido variable en yeso. Cada episodio de inundación del salar lleva asociada la disolución de las costras salinas generadas en el ciclo evaporítico anterior, lo que provoca una acumulación de los iones más solubles en las zonas más deprimidas del salar. La historia geológica de la cuenca se inicia en el Terciario Superior y su desarrollo actual corresponde a cuencas menores emplazadas sobre depósitos salinos más antiguos que incluyen una evolución lacustre.

Los materiales sedimentarios generados en el sistema actualmente activo se disponen sobre otros de composición similar pero más antiguos, que se formaron en el Gran Lago Soledad (Brüggen, 1950), que fue un sistema salino de grandes dimensiones cuya actividad como tal cesó al ser alcanzado por la erosión del río Loa, momento a partir del cual se produjo su drenaje hacia el exterior de la cuenca.

Estos depósitos previos constituyen la Formación Soledad (Maksaev y Marinovic, 1980) compuesta por anhidrita y halita, del Pleistoceno, y que en la Pampa del Tamarugal aflora en el área de Lomas de La Sal, que corresponde a un gran relieve de 20 km de largo por 7 km de ancho máximo, y una altura entre 30-50 sobre la superficie, formado por halita maciza de decenas de metros de potencia (Figura 21), con agregado de cristales subhedrales y traslucidos milimétricos a centimétricos. Estos depósitos muestran continuidad física con los depósitos salinos de la cuenca del Salar Grande, y en donde la halita de alta pureza presenta espesores mayores a 100 m (Pueyo *et al.*, 2001). El contenido de bromo de estos depósitos es extremadamente bajos, lo cual indica que la salmuera originaria era de origen continental.

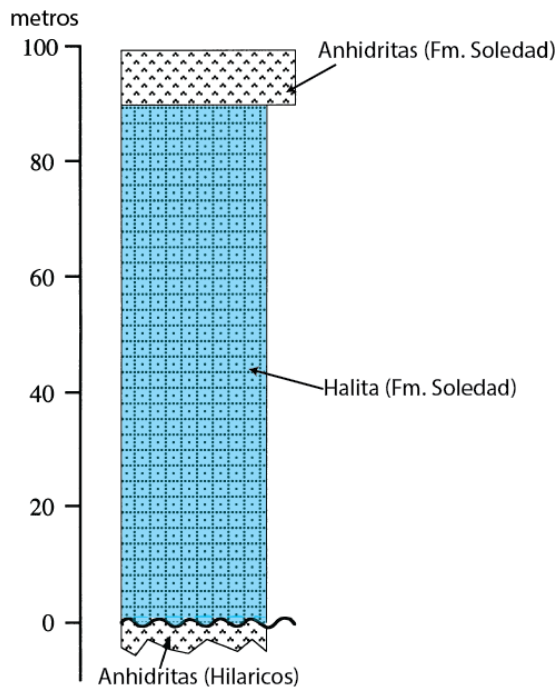


Figura 21: Sección estratigráfica Lomas de La Sal. Modificada de Pueyo *et al.*, 2001.

Desde el punto de vista geomorfológico, el salar de Lllamará se sitúa en la zona distal de los grandes sistemas aluviales. Debido al basculamiento general hacia el oeste que presenta la Depresión Central, su sector occidental constituye el nivel de base para los drenajes de la vertiente pacífica de los Andes, que provienen de las áreas elevadas en forma de escorrentía superficial y de aguas subterráneas. Todo ello provoca la aparición de cuerpos de agua de comportamiento más o menos efímero y que son sometidos a una fuerte evaporación, como ocurre en los Puquios de Huatacondo.

### 4.1.3. Salar de Atacama

El Salar de Atacama corresponde a una cuenca endorreica evaporítica que pertenece al grupo de los salares Preandinos. Su litología y estructuras, han sido sumamente estudiadas por diversos autores basándose en datos de industria sísmica y pozos exploratorios de hidrocarburos en el centro de la cuenca (Townsend, 1988; Macellari *et al.*, 1991; Muñoz *et al.* 2002).

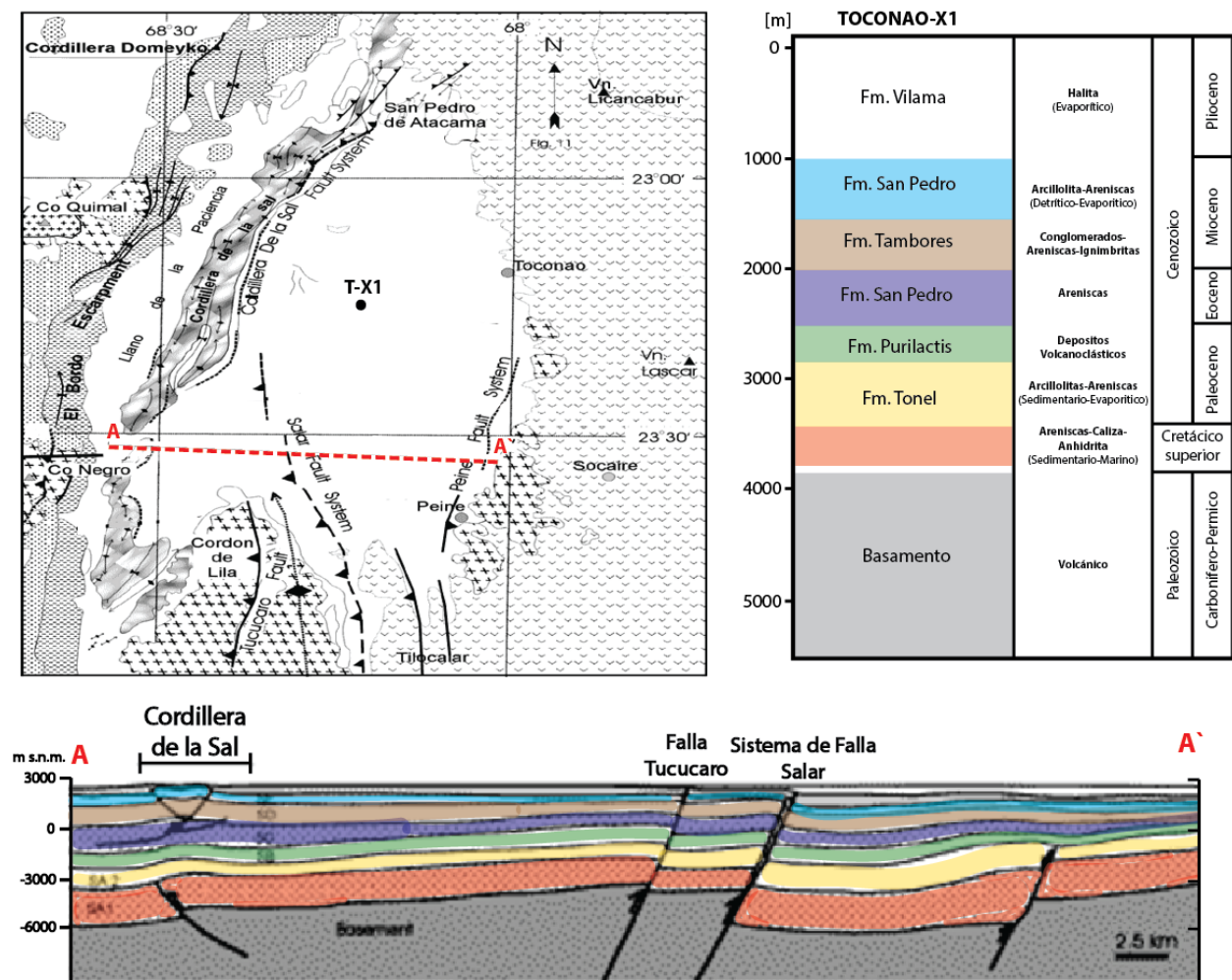


Figura 22: Columna estratigráfica y perfil del Salar de Atacama. Modificada de Muñoz *et al.*, 2002.

El relleno de la cuenca, corresponde a una sucesión de cerca de 9 km de evaporitas, depósitos siliciclasticos, tobas y rocas carbonatadas (Muñoz *et al.*, 2002), ubicada a 2.400 m s.n.m. (deprimida cerca de 1 km en comparación con la elevación promedio) y abarca un área de aproximadamente 3.000 km<sup>2</sup>. Las principales unidades geológicas involucradas en el desarrollo del área del salar son las rocas de basamento pre-Cretácico, los depósitos del Cretácico al Eoceno relacionados al *Rift* de Salta y los depósitos desde el Eoceno hasta el presente, restringidos al depocentro del Salar de Atacama.

Se han propuesto diversos modelos para la interpretación de la génesis del salar y en los cuales varios autores coinciden, en que el excepcional grosor que presenta el paquete sedimentario del Cretácico tardío al Cuaternario, se debe a la compresión con vergencia al este, que desde el Neógeno comenzó a propagarse hacia el este. Además la presencia del arco volcánico del Cretácico al Terciario temprano al oeste del salar, ha permitido interpretar su génesis como la de una cuenca de tras-arco. En base a estos antecedentes, se ha propuesto que la evolución continental de la cuenca sería de carácter tectónico, en donde los límites topográficos que presenta se habrían generado tras la inversión del Cretácico tardío, que en un comienzo generó acortamiento y que durante el Oligoceno al Mioceno temprano, estuvo caracterizada por procesos extensivos (Jordan *et al.*, 2007).

Junto con esto, y a partir de la interpretación de líneas sísmicas y su correlación con afloramientos de la secuencia estratigráfica, es posible observar que la Formación San Pedro y la Formación Tambores se encuentran sobreyaciendo en disconformidad a los sedimentos del Grupo Purilactis, los cuales aumentan su grosor de este a oeste (Pananont *et al.*, 2004). Además, este grupo sobreyace en discordancia a la formación volcano-sedimentaria del Carbonífero tardío-Triásico temprano, y en donde los pliegues y fallas inversas del Grupo Purilactis serían del Eoceno medio-tardío, mientras que las fallas inversas El Salar y Peine corresponderían a fallas jóvenes o activas (Pananont *et al.*, 2004).

Muñoz *et al.* (2002) presentó los resultados del pozo de exploración Toconao X1 (Figura 22), en donde es posible observar una potente secuencia evaporítica, que cubre las secuencias de areniscas, gravas e ignimbritas. Esta secuencia de depósitos evaporíticos, compuesta principalmente por halita, presenta una zona de intercalación de lutitas y halita entre los 480 y 624 m. Subyaciendo a esta, se encuentra la Formación San Pedro, que corresponde a una secuencia de sedimentos continentales del Terciario inferior, con un espesor cercano a los 3 km, compuestos principalmente por lutitas, areniscas, halita y yeso (Dingman, 1967). Particularmente en el borde occidental del salar, los estratos de la Formación San Pedro se encuentran fuertemente plegados. Este conjunto de pliegues que afloran en superficie con orientación NNE, conforman la denominada Cordillera de la Sal, en la cual se ha identificado la existencia de domos salinos en profundidad (Dingman, 1967).

#### **4.1.4. Salar de Punta Negra**

El Salar de Punta Negra se encuentra ubicado al sur oeste del Salar de Atacama, en la región de Antofagasta, y corresponde a una cuenca endorreica pre-altiplánica longitudinal entre la Cordillera de Domeyko y la Cordillera de los Andes, que se encuentra a una altura de unos 3000 m s.n.m. El relleno sedimentario, compuesto por rocas no consolidadas y cenizas del terciario superior y cuaternario, tiene un espesor aproximado de 500 m. Los depósitos salinos cenozoicos se encuentran en la parte superficial de la secuencia, y alcanzan espesores de hasta 200 m (Figura 23).



Era	Edad	Formación	Espesor [m]	Litología	Descripción litológica
Cenozoica	Neógena-Cuaternario	Reciente (Salar)	500		Evaporitas / Areniscas - gravas
	Mioceno-Pleistoceno	Gravas de Atacama	1200		Conglomerados, Rocas volcánicas, Ignimbritas, Calizas

Figura 23: Estratigrafía Superficial Salar de Punta negra. Fuente ENAP.

Estos depósitos recientes se disponen en conformidad sobre las Gravas de Atacama, que corresponden a una secuencia continental de conglomerados y unidades volcánicas (Mioceno-Pleistoceno), con más de 1200 m de espesor.

En el sector oriental del salar, destacan las pizarras El Pular, que corresponde a una secuencia de lutitas bituminosas alternadas con areniscas y conglomerados que yacen sobre una sección de rocas volcánicas andesíticas. Sobre los sedimentos bituminosos yace una sección de areniscas rojas y conglomerados (Brüggen, 1950). Por otro lado, en el sector occidental, cerca de la Cordillera de Domeyko se presenta una espesa secuencia de depósitos marinos Jurásicos con intercalaciones de rocas andesíticas y riolíticas, que se extienden en subsuperficie de la cuenca del salar.

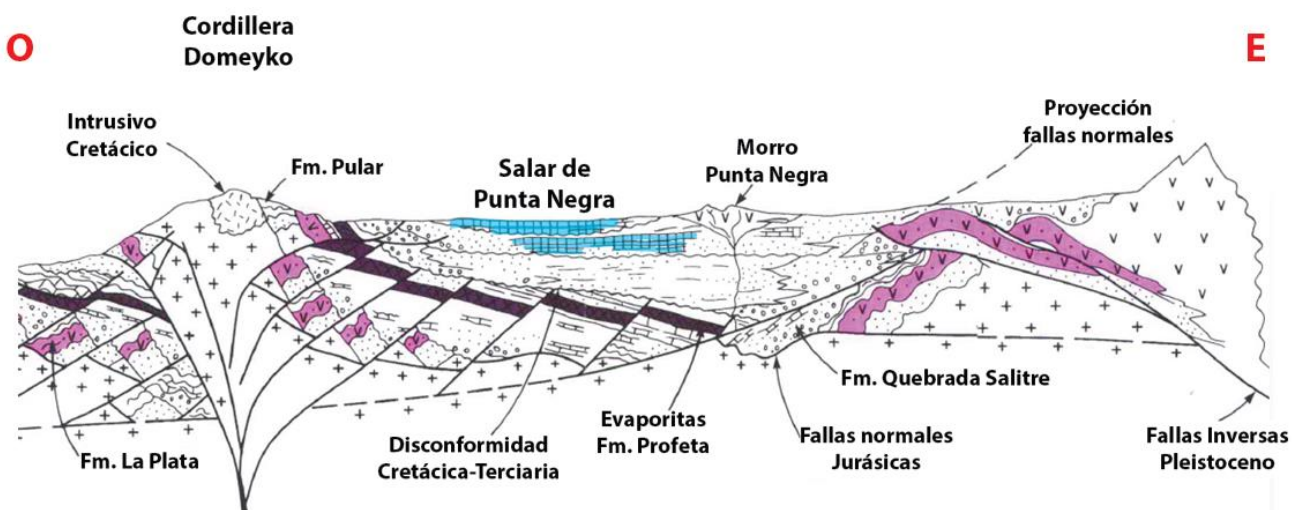


Figura 24: Esquema sección estructural Salar de Punta negra. Fuente ENAP.



Las características estructurales y estratigráficas presentes en el Salar de Punta Negra, son producto del desarrollo de una cuenca Mesozoica, en donde la migración hacia el este del arco magmático determinó la vergencia de las fallas normales maestras, en donde se rotaron los bloques Paleozoicos y unidades Mesozoicas con manteo al oeste, luego se depositaron rocas sedimentarias (Fm. Gravas de Atacama) y evaporíticas y sobre esto se encuentra las rocas salinas recientes. Desde el Neógeno esta configuración se ve afectada por una falla inversa al este, y una compleja falla reversa (Falla Río Frío) que nace al oeste bajo la Cordillera de Domeyko (Figura 24).

#### **4.1.5. Salar de Pedernales**

El Salar de Pedernales constituye el centro de la cuenca cerrada más extensa de la tercera región del país, que cubre un área de 386 km<sup>2</sup>, ubicado a 90 km al Este de la ciudad del Salvador. Como ocurre con todas las grandes cuencas, esta se caracteriza por importantes variaciones morfológicas, climatológicas y geológicas.

La geología de la cuenca es una mezcla de terrenos sedimentarios, de formaciones volcánicas y de rocas plutónicas. El salar propiamente tal, es una costra de yeso y halita con pocas y pequeñas lagunas generalmente en los bordes, que al noreste son profundos “ojos” en la costra de sal, mientras las demás son superficiales (Risacher *et al.*, 1999). Bajo los depósitos superficiales existe una masa de sal hasta profundidades cercanas a 120 m.

El salar de Pedernales recibe dos tipos de aguas que corresponde a las aguas diluidas de napas al sur y al oeste de la cuenca y las aguas salobres que provienen del sector oriental de la cuenca y entran al salar por sus orillas sur y este. La salinidad elevada de las aguas de aporte salobres proviene de la redisolución de sales evaporíticas antiguas, principalmente de halita y yeso (Risacher *et al.*, 1999). La recarga del salar procede, principalmente, de los ríos La Ola y Leoncito, cuyas aguas se infiltran en el Llano de Pedernales, siguiendo una dirección noroeste, controlada por la topografía de la cuenca. Parte de este aporte se extrae para el abastecimiento de agua industrial de los centros mineros El Salvador y Potrerillos. La descarga del salar se realiza a través del río de La Sal, mediante un dren artificial ubicado en el sector noroeste del salar.

Mediante perfiles de refracción sísmica, se ha podido determinar que la costra salina, en profundidad, está conformada por halita compacta, encontrándose algunos niveles de limo arcilloso y/o materiales coluviales. En el sector noroeste, la costra salina superficial tiene un espesor de 7 m, sobreyaciendo materiales coluviales y sedimentos compactos de origen lagunar, que tienen un espesor aproximado de 40 m. Bajo el núcleo salino superficial, se reconoce un espesor aproximado de 200 a 300 m de sedimentos salinos que cubren a los estratos de Llano Los Gases Blancos (Figura 25), los cuales corresponden a una secuencia volcánica y sedimentaria cenozoica, cuyo espesor es cercano a los 350 m (Tomlinson *et al.*, 1999).

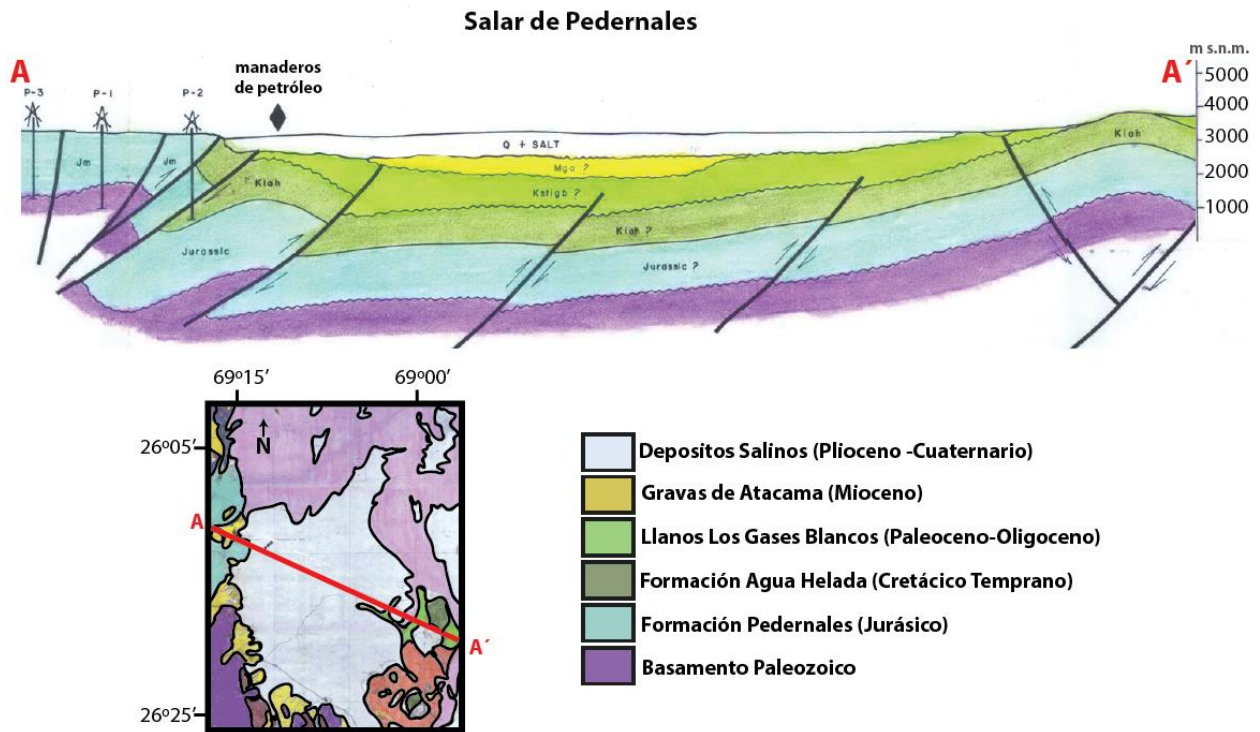


Figura 25: Perfil geológico NW-SE en Salar de Pedernales. Fuente ENAP

Más al sur, en la parte central de la costra salina, y mediante sondajes se ha encontrado que la costra está dividida en 2 horizontes principales, de 50 m y 67 m de espesor, respectivamente, separados por un horizonte de halita, yeso y arcilla con un espesor de 34 m. Bajo la costra salina se encuentra una unidad sedimentaria semiconsolidada de arenas, gravas, conglomerados y niveles arcillosos, cuyo espesor es superior a 176 m y no se ha logrado detectar la roca fundamental (Álvarez, 2010).

## 4.2. Acuíferos

Las formaciones acuíferas conocidas en el país corresponden básicamente a sedimentos cuaternarios no consolidados de origen fluvial, fluvio-glacial, aluvial, aluvional, laháricos y otros, que rellenan los valles delimitados por formaciones impermeables terciarias, mesozoicas y paleozoicas. Por lo general, son acuíferos libres o semiconfinados con niveles estáticos poco profundos y de características granulométricas muy heterogéneas, y son por lo general acuíferos de productividad elevada. En el territorio nacional, se distinguen tres provincias hidrogeológicas (Figura 26), que corresponden a La provincia Altiplánica, La Provincia Andina Vertiente Pacífico y La Provincia de Cuencas Costeras (DGA).

La Provincia Altiplánica considera dos tipos de acuíferos. Los primeros se desarrollan en formaciones cuaternarias – terciarias de rocas volcánicas de permeabilidad secundaria que permiten la infiltración del recurso en las cuencas superiores. El segundo tipo de acuíferos, se ubican en sectores bajos y son acuíferos de sedimentos no consolidados de tipo fluvial, aluvial o lacustre. Normalmente en estas últimas zonas se presentan salares. Los acuíferos no consolidados tienen en general una elevada productividad mientras no alcanzan las zonas con salares, y revisten gran interés para el abastecimiento de demandas domésticas y mineras.

Por otra parte, La Provincia Andina Vertiente Pacífica está dividida en cinco subprovincias. La primera corresponde a la subprovincia Norte Grande. Esta incluye acuíferos formados por rellenos cuaternarios adyacentes a los escasos cauces superficiales de la zona, en donde se encuentra el gran sistema acuífero de la Pampa del Tamarugal, que corresponde a un extenso y potente relleno aluvional terciario y cuaternario, y el sector del Desierto de Atacama, con sistemas acuíferos aluvionales de características poco favorables para la explotación de recursos hídricos por su escasa recarga.

La segunda subprovincia corresponde a la de Valles Transversales, en donde los acuíferos están constituidos por rellenos cuaternarios fluviales adyacentes a los cauces de los ríos, proviniendo su alimentación de la infiltración de los recursos superficiales. En general, son acuíferos libres de elevada productividad. En la zona central de Chile, se encuentra la subprovincia Central – Sur, ubicada entre los 33° S y 42° S, la cual se encuentra ligada a la unidad fisiográfica de la Depresión Intermedia, y no restringida por los cauces de los ríos. Las napas se alimentan de distintas fuentes, y el material constitutivo corresponde a rellenos cuaternarios no consolidados, provenientes de acarreo fluviales y fluvio-glaciales. En general son acuíferos libres, aunque existen situaciones de confinamientos debido a la existencia de estratos impermeables arcillosos y/o volcánicos.

La subprovincia Zona de los Canales, ubicada entre los 42° S y 56° S, se caracteriza por la poca cantidad de recursos subterráneos debido al afloramiento de rocas metamórficas y plutónicas impermeables y carentes de permeabilidad secundaria. Por último, se encuentra la subprovincia Pampa Magallánica, en donde existen depósitos fluvio – glaciales y fluviales en capas permeables

de poca potencia, en los cuales se han explotado acuíferos surgentes formados por areniscas terciarias en torno al Estrecho de Magallanes y Tierra del Fuego.

La Provincia de Cuencas Costeras incluye aquellas de vertientes pacífico sin respaldo andino, nacientes en la Cordillera de la Costa. Esta, se encuentra dividida en dos subprovincias según las características hidrológicas de la cuenca (arreicas y exorreicas). La primera incluye aquellas en el Norte Grande que no presentan ningún tipo de escurrimiento por la ausencia de recursos hídricos, mientras la segunda corresponde a los acuíferos frente a los valles transversales y al sector centro - sur del país, libres, de productividad baja o mediana, de espesor inferior a 100 m, y su uso está limitado por la intrusión salina en las napas.

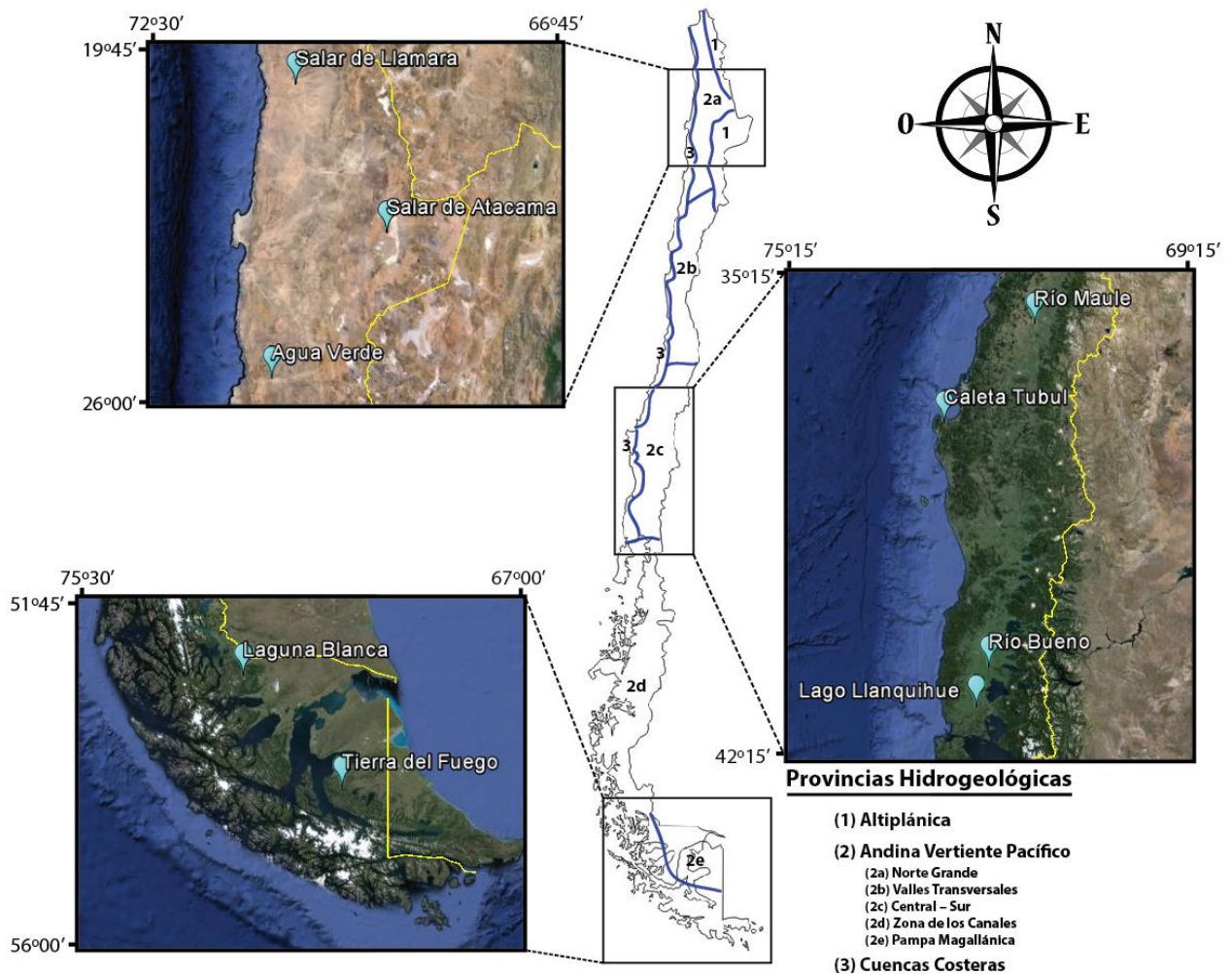


Figura 26: Ubicación potenciales acuíferos y provincias hidrogeológicas (DGA, 1986). Imágenes tomadas de Google Earth®.

En Chile, como se mencionó anteriormente, existe una gran cantidad de cuencas sedimentarias distribuidas a lo largo de las 3 provincias hidrogeológicas, las cuales poseen acuíferos de diversas formas, tipos y profundidades. A partir de una extensa revisión, se recopiló la información de estudios existentes (DGA, 1986), y se seleccionaron algunos de los acuíferos que

poseen las características geológicas mínimas requeridas para la implementación de sistemas CAES (Figura 26), en donde se consideró tanto la profundidad como el confinamiento (Tabla 14). Sin embargo, para evaluar de forma preliminar tanto los acuíferos seleccionados como los que no fueron considerados, debido a la escasa información disponible, se requiere de un análisis más detallado para identificar la extensión del acuífero y las características petrofísicas de la formación.

**Tabla 14: Acuíferos revisados**

Acuífero	Numero de Cuenca DGA	Características evaluadas	
		Acuífero Confinado	Profundidad > 150 m
Río Lluta	012		X
Río Camarones	015		
Colchane	0104	X	
<b>Salar de llamara</b>	<b>017</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Salar de Atacama</b>	<b>025</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Agua Verde</b>	<b>029</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Río Copiapó	034	X	
Totoral	036		
Río Huasco	038		X
Quebrada los Choros	041	X	
Río Elqui	043		
Río Limarí	045		
Río Petorca	051	X	
Estero Puchuncaví	053	X	
Estero Quilpué	055		
Puangué	057	X	
Pichilemu	061	X	
<b>Río Maule</b>	<b>073</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Río Itata	081		X
Río Bio-Bío	083	X	
<b>Caleta Tubul</b>	<b>086</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
Río Toltén	094	X	
<b>Río Bueno</b>	<b>103</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Lago Llanquihue-Río Maullín</b>	<b>104</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Laguna Blanca</b>	<b>125</b>	<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Tierra del Fuego</b>	<b>128</b>	<b>X</b>	<b>X</b>

A continuación, se realizará una descripción general de los acuíferos seleccionados, y en base a la disponibilidad de los antecedentes, se detallara la profundidad de los depósitos, las propiedades hidráulicas, los usos del agua del acuífero y los valores de producción específica de pozos de bombeo.

## 4.2.1. Acuífero del Salar de Lllamará

El Salar de Lllamará, como se mencionó en la sección anterior, se ubica sobre la cuenca de la Pampa del Tamarugal, en el extremo sur oeste de ésta cuenca, a una altura media de unos 900 m s.n.m. El estrato superficial que confina el acuífero aparece mayoritariamente compuesto por arcillas y areniscas cementadas sobreyaciendo una capa permeable que corresponde areniscas no cementadas que se alternan con estratos con mayor contenido de arcillas, y a profundidades superiores a los 150 m se perderían los estratos de mayor permeabilidad. La profundidad del nivel estático varía desde 20 a 30 m de profundidad en el área oriente hasta aflorar en el sector denominado Puquio de los Guatacondos (DGA, 1986).

La única prueba de bombeo existente entrega un valor de transmisibilidad de 800 m<sup>2</sup>/día. En cuanto a caudales específicos, en pozos del área Oriente se determinó valores de 6 m<sup>3</sup>/h/m. La calidad del agua es deficiente, encontrándose valores de contenido total de sólidos disueltos que van desde 3.700 mg/l en pozos del área oriental hasta cerca de 22.000 mg/l en la parte central.

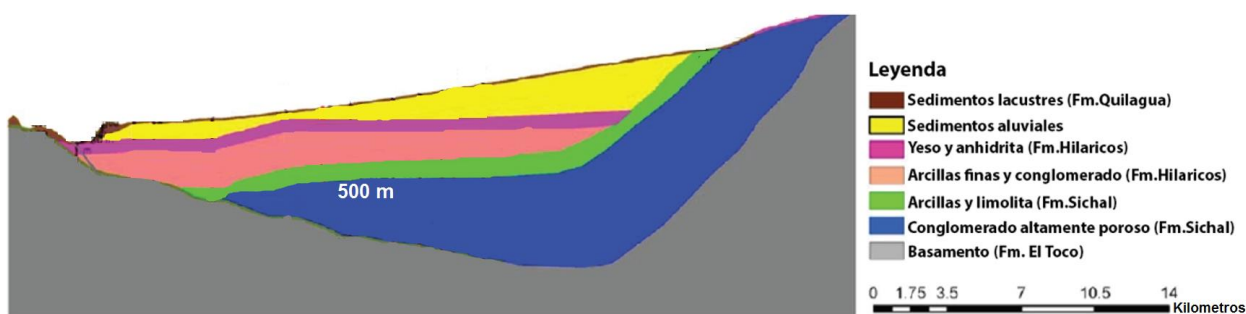


Figura 27: Sección transversal del acuífero de la zona SE del Salar de Lllamará. Tomado de Reporte Técnico Lllamara, Quillagua, Hilaricos., Potash Dragon Inc®

Por otra parte, en el sector de Hilaricos, ubicado al sur del Salar de Lllamará, existe un potente acuífero confinado bajo los 500 m de profundidad (Figura 27), y el cual está siendo estudiado por la empresa canadiense Potash Dragon, para utilizarlo con fines de aprovechamiento de agua.

## 4.2.2. Acuífero del Salar de Atacama

La cuenca del Salar de Atacama hidrográficamente se encuentra ubicada a una altura comprendida entre 2400 y 2500 m s.n.m. Las principales formaciones acuíferas existentes en la cuenca del Salar de Atacama la constituyen un acuífero libre y otro confinado, ambos separados por una unidad ignimbrítica. En el sector oriental el acuífero freático está formado por sedimentos aluviales predominando la grava media y la arena media dentro de una matriz que contiene

intercalaciones locales de limo-arcilla y ceniza volcánica. Su espesor saturado varía entre los 40 y 100 m con un valor medio cercano a los 50 m.

Bajo este acuífero se encuentra un estrato ignimbrítico de potencia media 10 m que confina a un acuífero más profundo formado por sedimentos finos, principalmente arena y limo, con algunos indicios de evaporita. En Camar (zona oriental central) el acuífero confinado se encuentra dividido por un delgado estrato limoso que se distribuye localmente. Por otra parte, en el sector nororiental además del acuífero libre que presenta una potencia media de 50 m, existe un acuífero semiconfinado de granulometría fina (principalmente arena) con intercalaciones limosas, en el cual el semiconfinamiento lo produce una capa de limo y arcillosa. Además, en el Llano de Tambillo, a una profundidad cercana a los 90 m existe un acuífero confinado de granulometría fina (principalmente arena) con estratigrafía correlacionable con el acuífero semiconfinado mencionado anteriormente.

La profundidad del nivel freático varía según la distancia al salar. En las zonas inmediatamente vecinas al borde occidental de éste, la profundidad es de unos pocos metros, e incluso hay zonas donde se produce afloramiento de la napa al internarse levemente hacia el salar (vecindades de la Laguna Cejar). En general cerca del borde del salar la profundidad varía entre 1 y 6 m en tanto que en la parte más alta de los conos de deyección la profundidad aumenta a 20 m o más (71 m en Camar). La única excepción a esta ley de variación la constituye la localidad de Socaire donde debido a las particulares características que presenta el relleno aluvial, el nivel freático se encuentra a menos de 40 m de profundidad (DGA, 1986).

Las pruebas de bombeo realizadas en algunos de los sondeos muestran que en la zona oriental la productividad del acuífero freático es muy elevada, caracterizándose ésta por transmisibilidades del orden de 1000 a 1500 m<sup>2</sup>/día y producciones específicas entre 40 y 60 m<sup>3</sup>/h/m para pozos con profundidades superiores a 200 m. En el sector suroriental en cambio, la productividad es sustancialmente más baja con una transmisibilidad inferior a 30 m<sup>2</sup>/día y una producción específica cercana a 1 m<sup>3</sup>/h/m para un pozo con una profundidad de 240 m (DGA, 1986). En general, los recursos hídricos subterráneos de esta zona no han sido explotados pues existen fuentes superficiales que suplen ampliamente las demandas actuales. La mayoría de los pozos han sido construidos con fines de prospección hidrogeológica. La calidad de las aguas es pobre caracterizándose por un total de sólidos disueltos comprendido típicamente entre 2000 y 3000 mg/l, alcanzando excepcionalmente los 5000 mg/l (salvo el acuífero confinado que en ciertos lugares como Camar, presenta sobre 30.000 mg/l de sólidos disueltos).

### **4.2.3. Acuífero de Agua Verde**

El relleno sedimentario de la cuenca de Agua Verde en la Quebrada de Taltal, entre la quebrada La Negra y quebrada Pan de Azúcar, se encuentra ubicado a una altura media de 1500 m s.n.m., y alcanza una potencia de unos 300 m, en donde contiene en los primeros 90 m un acuífero

libre compuesto principalmente de arena y grava, y bajo él, un acuífero confinado que origina en ciertos sectores surgencia de agua.

En el sector oriente del área el nivel estático está a unos 40 m de profundidad, mientras en el sector occidental dicho nivel se localiza a sólo unos 2 m de profundidad, existiendo en él puntos con napa surgente. Las propiedades hidráulicas de los acuíferos pueden caracterizarse por una transmisibilidad de 60 m<sup>2</sup>/día y un caudal específico de 2,2 m<sup>3</sup>/h/m para un pozo representativo de 260 m de profundidad. La calidad del agua contiene concentraciones de sólidos disueltos totales cercanos a 800 mg/l lo cual permite hacer uso limitado del recurso (DGA, 1986).

#### **4.2.4. Acuífero de la Cuenca del Río Maule**

La cuenca del río Maule se encuentra ubicada en la VII<sup>a</sup> Región del país. Este río nace en la laguna del mismo nombre y luego de recorrer unos 200 km desemboca en el mar a la altura de Constitución. Sus principales afluentes son los ríos Cipreses, Colorado, Claro, Melado, Longaví, Achibueno y Loncomilla, y en donde la cuenca abarca una superficie de 20.965 km<sup>2</sup>.

En el sector sur de la cuenca del río Maule, específicamente en el área Longaví-Ñiquén, la profundidad del relleno sedimentario se ha reconocido hasta los 334 m, detectándose alrededor de 15 acuíferos de características confinadas, entre los cuales el más profundo es el más importante. En los sondeos realizados, se ha observado que los estratos acuíferos presentan potencias máximas medidas de 15 m, por lo general se encuentran a profundidades sobre los 210 m, y en donde algunos de los estratos impermeables tienen espesores superiores a 60 m. Por otra parte, el material predominante en los acuíferos es arena, aunque se ha detectado un estrato superficial de origen volcánico (DGA, 1986).

En este sector los niveles estáticos se ubican entre 3 y 6 m para distancias pequeñas, aumentando hacia el sur hasta unos 12 m de profundidad, y en donde se tiene transmisibilidades del orden de 3000 m<sup>2</sup>/día como representativas de un espesor saturado de 350 m. La productividad específica en Ñiquén da valores de 23 m<sup>3</sup>/h/m en un pozo de 334 m de profundidad. La calidad del agua subterránea es buena con un bajo contenido de sólidos disueltos. En toda la cuenca los valores oscilan en torno a 150 a 200 mg/l.

#### **4.2.5. Acuífero de Caleta Tubul**

El acuífero de Caleta Tubul (Figura 28) se ubica en la costa sur del golfo de Arauco, a 11 km al este de la localidad de Arauco. Los depósitos terciarios marinos en la Caleta Tubul formados



por areniscas y lutitas no muestran características de acuíferos. Sin embargo, los sedimentos cuaternarios, alcanzan cierto desarrollo importante en las tierras bajas, conteniendo acuíferos con escurrimiento libre, y en donde el material que lo compone son arenas y limos, apoyados sobre los depósitos terciarios que afloran en las tierras altas. Según los antecedentes de las norias existentes en el sector, el nivel estático se encuentra entre 2 y 4 m bajo la superficie.

Mediante un sondaje realizado cerca de la localidad de Caleta Tubul, en el costado oriental del río Raquí, se detectó arenas acuíferas entre los 350 y 360 m de profundidad con un nivel surgente de las aguas subterráneas. Sin embargo, no se tiene antecedentes de pruebas de bombeo en la zona.

El principal uso del recurso hídrico es del tipo doméstico, debido a que la calidad del agua subterránea es buena puesto que el acuífero está ubicado sobre el nivel del mar. El contenido de sólidos disueltos se ha medido en 351 mg/l en una noria de Caleta Tubul (DGA, 1986).



Figura 28: Ubicación acuífero Caleta Tubul, tomada de Google Earth®.

#### 4.2.6. Acuífero de la Cuenca del Río Bueno

La cuenca del río Bueno, ubicada inmediatamente al Sur de la cuenca del río Valdivia, es la de mayor extensión de la Xª Región de Chile. Debido a ello, para efectos de la descripción se considerara la cuenca del río Rahue, debido a que es la sub cuenca que presenta las características de profundidad y confinamiento requeridas.

El río Rahue desagua el lago Rupanco y en su cauce superior avanza de oriente a poniente recibiendo las aguas del río Coihueco, en donde el espesor del relleno sedimentario superaría los 1000 m de profundidad. Por sobre la cota 90 m s.n.m. se encuentran sedimentos glacio- fluviales granulares tipo grava y arena de buena permeabilidad, mientras que bajo esta cota y hasta los 50 m s.n.m. existirían estratos limosos impermeables.

En el río Rahue, aguas abajo de la confluencia con el Coihueco, la potencia del relleno disminuye a valores próximos a los 500 m, observándose niveles aterrizados del valle, con sedimentos recientes en el cauce, y rellenos antiguos en las terrazas, éstos presentan estratos impermeables limosos los primeros 20 a 25 m de profundidad y acarreos glacio-fluviales con acuíferos confinados a mayor profundidad. En la cabecera del río Coihueco se tienen gastos específicos algo mayores que 4 m<sup>3</sup>/h/m, mientras aguas abajo, la productividad baja a valores cercanos a 1 m<sup>3</sup>/h/m (DGA, 1986).

#### **4.2.7. Acuífero de la Cuenca del Lago Llanquihue - Río Maullín**

La cuenca del sistema lago Llanquihue - Río Maullín cubre una superficie colectora de aproximadamente 4500 km<sup>2</sup> y casi el 80% de ésta corresponde a la del río Maullín, siendo todo el sistema de marcadas características pluviales. El Maullín descarga al Océano Pacífico después de un recorrido de unos 100 km. En general la zona muestra formaciones regionales bastante claras, y en donde la potencia máxima del relleno varía aumentando de norte a sur midiéndose en Puerto Montt casi 1000 m de relleno cuaternario, mientras que al norte en la zona de Llanquihue el relleno alcanzaría valores algo mayores que 500 m solamente.

Entre la superficie del terreno ubicada a 35 m s.n.m. y los 90 m s.n.m. existe un potente estrato impermeable de sedimentos finos compuestos por arenas y limos de poco espesor, y bajo esta capa se encuentran estratos gruesos permeables con acuíferos confinados. En la desembocadura del Maullín el nivel freático se ubicaría a profundidades cercanas a los 2 m. En la zona del lago Llanquihue los acuíferos que existen entregan productividades no mayores de 3,5 m<sup>3</sup>/h/m, reduciéndose éstas en la medida que los acuíferos se encuentran más profundos (DGA, 1986).

#### **4.2.8. Acuífero de la Cuenca de Laguna Blanca**

La cuenca de Laguna Blanca se encuentra en la ribera Norte del Estrecho de Magallanes, al Noroeste de la Segunda Angostura. En esta cuenca, el estrato acuífero lo constituyen las llamadas "areniscas azules".

Estas areniscas, de edad terciaria, subyacen a una formación impermeable de tobas volcánicas, que actúa como capa confinante, y al relleno cuaternario superficial de naturaleza glacial. Las areniscas terciarias se encuentran a una profundidad de 200 a 300 m bajo el nivel del terreno.

Los sectores de recarga se ubican en los Cerros Palomares y en la zona alta entre los ríos San José y San Antonio, donde los estratos acuíferos afloran a unos 500 m s.n.m. El agua de las areniscas azules es surgente en el sector Laguna Blanca, sin embargo no se dispone de información acerca de las propiedades hidráulicas del acuífero. Sólo se sabe que un pozo ubicado al NE de la laguna tiene una productividad espontánea variable en torno a los 4 l/s (DGA, 1986).

#### **4.2.9. Acuífero de Tierra del Fuego**

El conocimiento de los acuíferos en Tierra del Fuego, y que se concentra especialmente en la parte norte de esta localidad, se debe a las exploraciones e investigaciones que ha realizado ENAP con fines de desarrollo de los yacimientos petrolíferos.

En esta zona, el estrato cuaternario correspondiente al relleno fluvio-glacial, que tiene una potencia media de 130 m, no es portador de aguas subterráneas. Bajo él se encuentran, hacia mayores profundidades, las siguientes formaciones terciarias: un estrato de tobas volcánicas, impermeable de potencia media de 150 m, un estrato de areniscas azules de 60 m que contiene una napa en presión, un estrato de arcilla marina impermeable de 30 m de espesor, un conglomerado poroso tipo arenisca con intercalaciones de carbón (carbón superior) de aproximadamente 60 m de espesor, que contiene una napa en presión, y un estrato heterogéneo de areniscas verdes y mantos de carbón de más de 200 m de espesor.

El conjunto de estratos, se va profundizando hacia el norte, y en donde los estratos con agua artesiana afloran al sur del Río Side, en Sierra Balmaceda, donde son recargados. Al avanzar hacia el norte, la presión de estas napas va disminuyendo notablemente, hasta descargar, probablemente, en el Estrecho de Magallanes. Se observa que el acuífero más profundo tiene mayor presión de confinamiento, lo que se explica por su mayor altura de afloramiento. Desde las zonas de recarga hasta la latitud de Cullen, el agua confinada no alcanza a aflorar hasta la superficie, y el nivel estático se encuentra a 10 m de profundidad (DGA, 1986).

No se dispone de información respecto a las propiedades hidráulicas de los acuíferos. Sin embargo, a modo de referencia, los caudales espontáneos que afloran a través de pozos de 2 pulgadas de diámetro, son de 2 a 5 l/s en Victoria, 7 l/s en Manantiales y hasta 10 l/s en Cerro Sombrero. El agua es en general de buena calidad (contenido de sólidos disueltos bajo 700 mg/l) aunque puede contener gases disueltos como metano y ácido sulfhídrico (DGA, 1986).

### 4.3. Reservorio de Hidrocarburos Agotados

Los yacimientos de hidrocarburos descubiertos en Chile, se concentran en la cuenca de Magallanes, la cual se encuentra ubicada en la zona austral del continente Sudamericano, comprende un área de más de 160.000 m<sup>2</sup> con un espesor máximo de 8.000 m en la zona central y cuya profundidad disminuye gradualmente hacia el noreste (Pittion y Arbe, 1999).

Estructuralmente, la cuenca ha sido afectada por extensión y *rifts* desde el quiebre de Gondwana a fines del Triásico, y fue deformada intensamente durante la orogénesis andina a partir del Cretácico Tardío (Charrier *et al.*, 2007), por lo que se encuentra dividida en dos provincias, una dominada por estructuras extensivas relacionadas a fallas normales formadas durante el *rift* Triásico-Jurásico Tardío y una provincia de dominio compresivo formada por la Faja Plegada y Corrida Magallanes (Biddle *et al.*, 1986). La estratigrafía de la cuenca comprende rocas volcánicas, volcanoclásticas y sedimentarias que van desde el Jurásico hasta el Cuaternario, las cuales se disponen en forma discordante sobre un basamento Paleozoico (Forsythe y Mpodozis., 1983).

Los reservorios de hidrocarburos, que han sido explorados y explotados en el territorio nacional, se encuentran ubicados geográficamente en la zona sur de la XII<sup>a</sup> Región de Magallanes (Figura 29). En estos, debido a un factor natural de agotamiento, tanto la producción de petróleo crudo como la de gas natural, se ha ido reduciendo notablemente con el paso del tiempo.

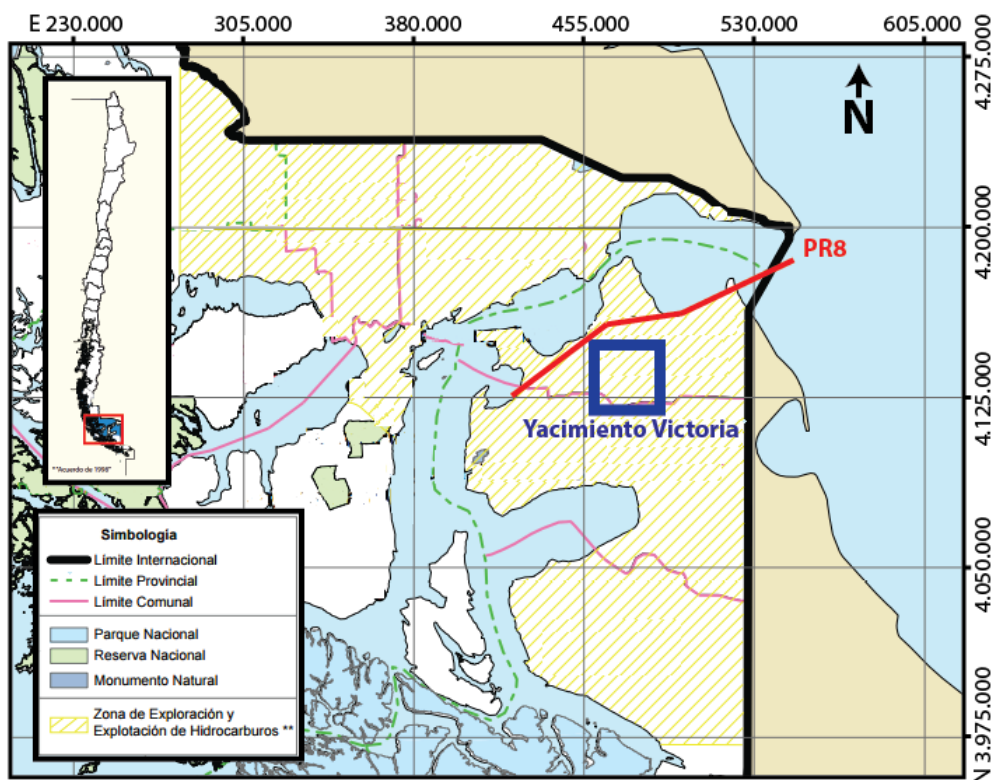


Figura 29: Zona de exploración de hidrocarburos en la Región de Magallanes. Ubicación Yacimiento Victoria (Cuadro Azul) y ubicación del Perfil Regional número 8 (Línea Roja). Modificado de Atlas de Faenas mineras, SERNAGEOMIN, 2010.

Dentro de los reservorios que se han ido agotando, se encuentra el Yacimiento Victoria, que fue desarrollado para la extracción de petróleo en la década de los 50, y el cual fines de los 80 poseía 19 pozos de producción, los que posteriormente se ampliaron a un total de 25 con fines extractivos y que actualmente, debido al agotamiento y declinación natural, se encuentran casi en su totalidad cerrados o abandonados (Figura 30).

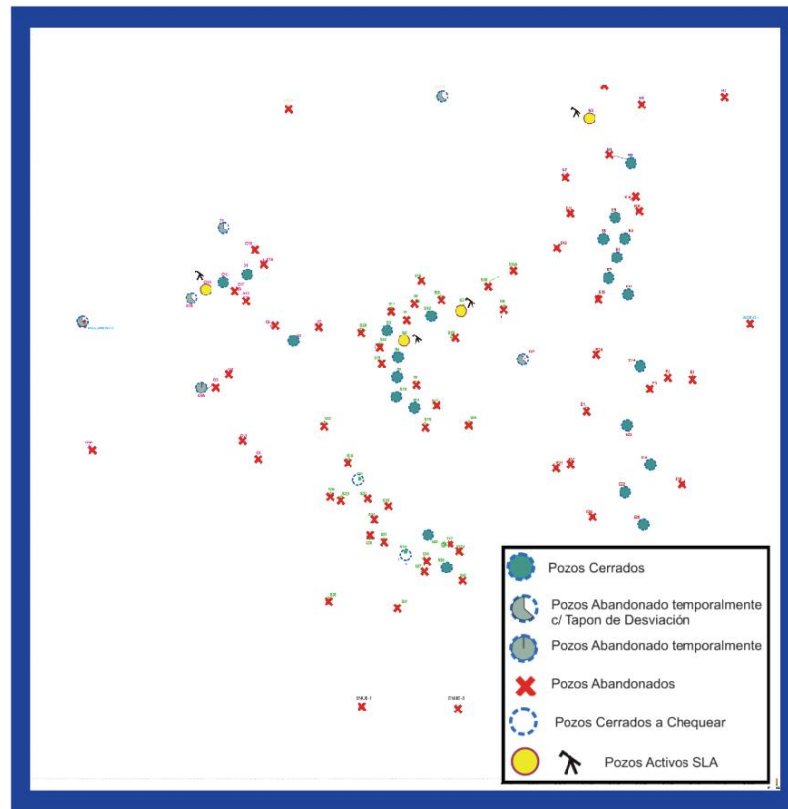


Figura 30: Figura con pozos en desuso del Yacimiento Victoria. Ubicación en Figura 29. Fuente: ENAP.

El Yacimiento Victoria, se encuentra ubicado en la zona norte de Tierra del Fuego, específicamente sobre la Cuenca Manantiales (Figura 31), en donde las areniscas de la Formación Springhill, que corresponde a la roca almacén y la cual se desarrolló a partir de la transgresión marina del Jurásico Tardío- Cretácico Temprano (Biddle *et al.*, 1986; Harambour y Soffia, 1988), se encuentran a más de 2200 m de profundidad.

Estructuralmente, el sector del Yacimiento Victoria, se encuentra delimitado por un sistema de fallas normales, de dirección NNO (Romero, 1994), en donde debido a la distinta naturaleza de las estructuras que separa el sistema de fallas, se puede dividir la zona en dos bloques. El bloque Victoria NE que corresponde principalmente a pliegues terciarios, y el bloque ubicado en el borde sur occidental, correspondiente a paleoaltos geográficos en los que se acuña la Formación Springhill (Romero, 1994), sobreyaciendo a la Formación Tobifera (Jurásica) e interdigitándose o subyaciendo a la Formación Estratos con Favrella.

La Formación Tobífera sobreyace en discordancia al Basamento Metamórfico y tiene un espesor de más de 1.000 metros de una serie de rocas volcánicas ácidas y sedimentarias, la cual corresponde a una sucesión de tobas, tobas soldadas de lapilli cristalinas, dacitas, riolitas, lutitas negras cuarcíferas y limolitas cuarcíferas. Esta unidad se interpreta como el producto de una intensa actividad volcánica ácida, subaérea a submarina, depositada en cuencas extensionales, cuyo principal producto corresponde a flujos piroclásticos, con una menor participación de lavas.

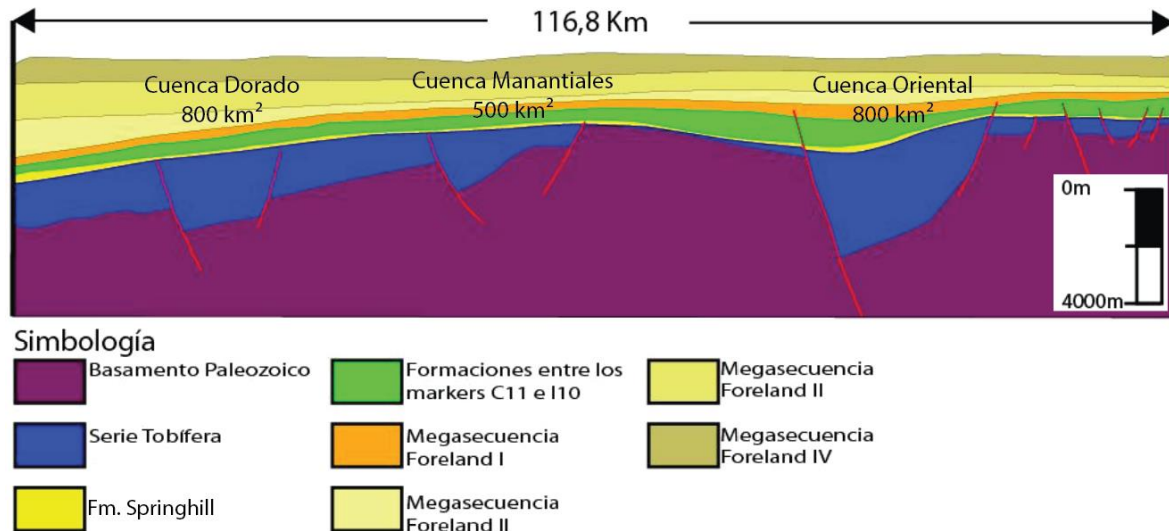


Figura 31: Perfil Regional 8 (Figura 29). Modificado de Chávez, 2012.

La Formación Springhill, sobreyace a la Formación Tobífera y subyace a la Formación Estratos con Favrella (Thomas, 1949). Su desarrollo vertical fluctúa entre los 30 y 40 m, aunque en algunos sectores se han reconocido espesores de hasta 130 m. Corresponde a areniscas cuarzosas, limolitas o lutitas limosas, marinas a veces muy calcáreas, con o sin rodados (Cecioni, 1955). En la formación Springhill las facies arenosas alcanzan espesores de hasta 20 m, con una porosidad y permeabilidad que se relaciona al lugar paleogeográfico de depositación, y las cuales varían considerablemente según su ubicación.

De testigos tomados por ENAP, se ha podido estudiar las características petrofísicas de la Formación Springhill en el sector del Yacimiento Victoria. Dichos estudios, han podido detectar que la unidad basal de la formación, compuesta por areniscas cuarcíferas de grano grueso, se encuentra totalmente saturada en agua con buena calidad petrofísica, mostrando valores de porosidad entre 5-28 % y permeabilidades hasta 1367 md (Figura 32). Por otra parte, la unidad superior de la Formación Springhill, se encuentra compuesta por areniscas cuarcíferas de grano medio a grueso con fuerte cemento calcáreo y abundantes fósiles, por lo que presentan permeabilidades que no superan los 0,02 md, lo cual imposibilita cualquier movimiento de fluidos para el intervalo superior.

La Formación Estratos con Favrella, corresponde en parte a facies laterales de la Formación Springhill, se encuentra compuesta por lutitas gris parduscas con intercalaciones de calizas muy

ricas en amonites y foraminíferos, cuyo espesor varía entre los 10 y 240 m. esta formación representa las facies distales de una plataforma marina en una secuencia transgresiva, siendo las arenas de la Formación Springhill los depósitos proximales (Biddle *et al.*, 1986). La Formación Lutitas con Ftanitas se encuentra compuesta de arcillolitas grises cuyo espesor varía entre 70 y 170 m (González *et al.*, 1965), se encuentra sobreyaciendo a la Formación Estratos con Favrella y subyace a la Formación Margas, la cual está constituida por margas silíceas de color gris claro y arcillolitas calcáreas verdosas y rojizas, y pose una potencia de entre 60 a 130 m de espesor (Ceccioni, 1995).

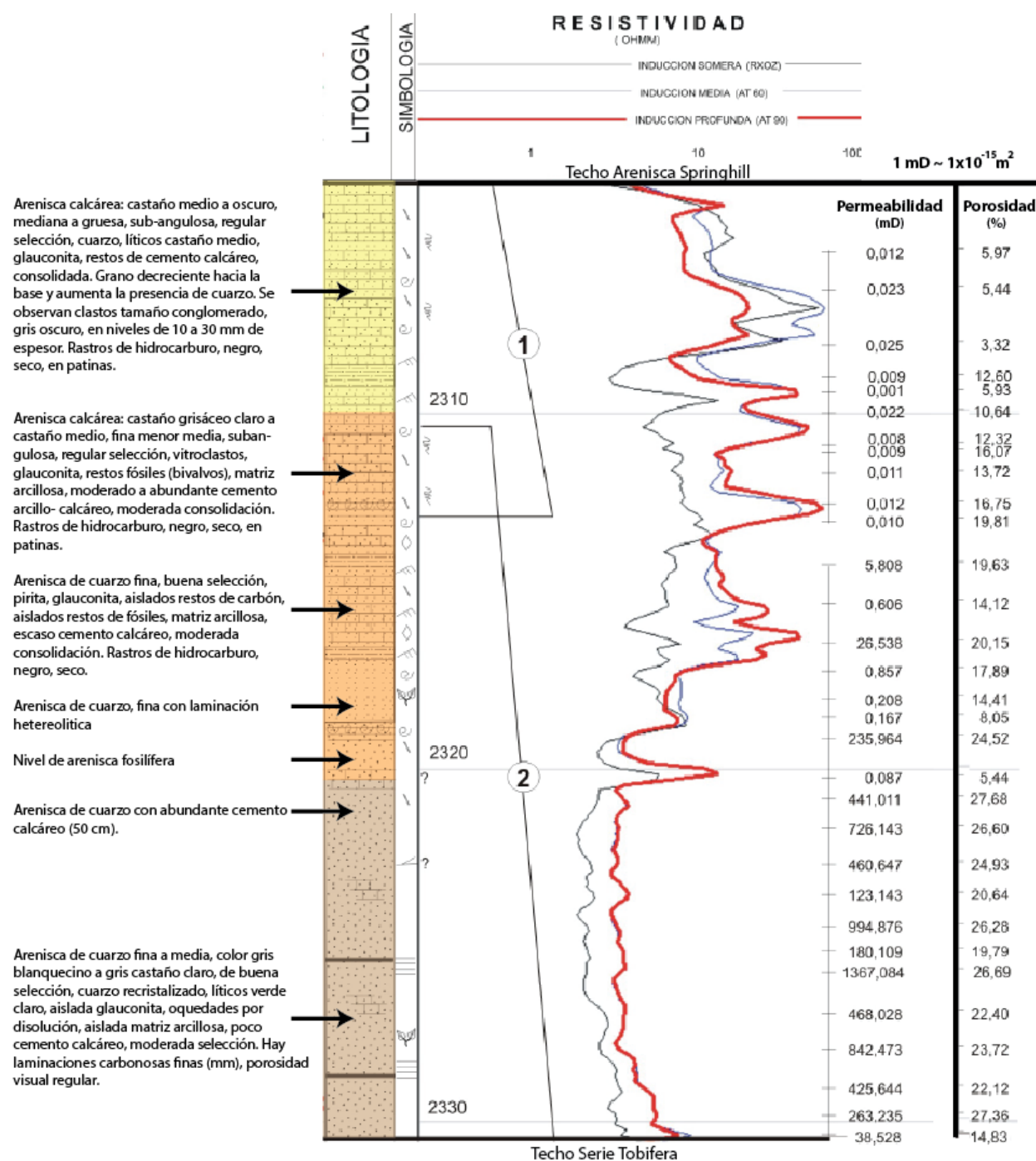


Figura 32: Registro de resistividad, permeabilidad y porosidad de pozo Victoria Este 26. Fuente: ENAP.

## 4.4. Minas Abandonadas

Chile es un país minero hace más de cien años, y además de ser el primer productor mundial de cobre y poseer cerca del 30% de las reservas mundiales de este mineral (Ober, 2016), existe y se produce una gran cantidad de recursos minerales metálicos y no metálicos.

Que el territorio nacional cuente con una importante variedad de recursos minerales se debe principalmente a su constitución geológica, resultante de su ubicación en el margen activo del Pacífico, y a diversas particularidades morfológicas y climáticas.

Producto de esta actividad minera, es que existe un gran número de minas abandonadas a lo largo del país, y las cuales se concentran principalmente en la zona norte del país.

El SERNAGEOMIN ha realizado un catastro de más de 500 faenas mineras abandonadas, de las cuales varias poseen instalaciones subterráneas que podrían presentar las características geológicas adecuadas, entre ellas su profundidad, litología y propiedades mecánicas, que le permitan poseer tanto la permeabilidad como la estabilidad estructural requeridas para un posible reacondicionamiento e implementación de cavernas para almacenar aire comprimido.

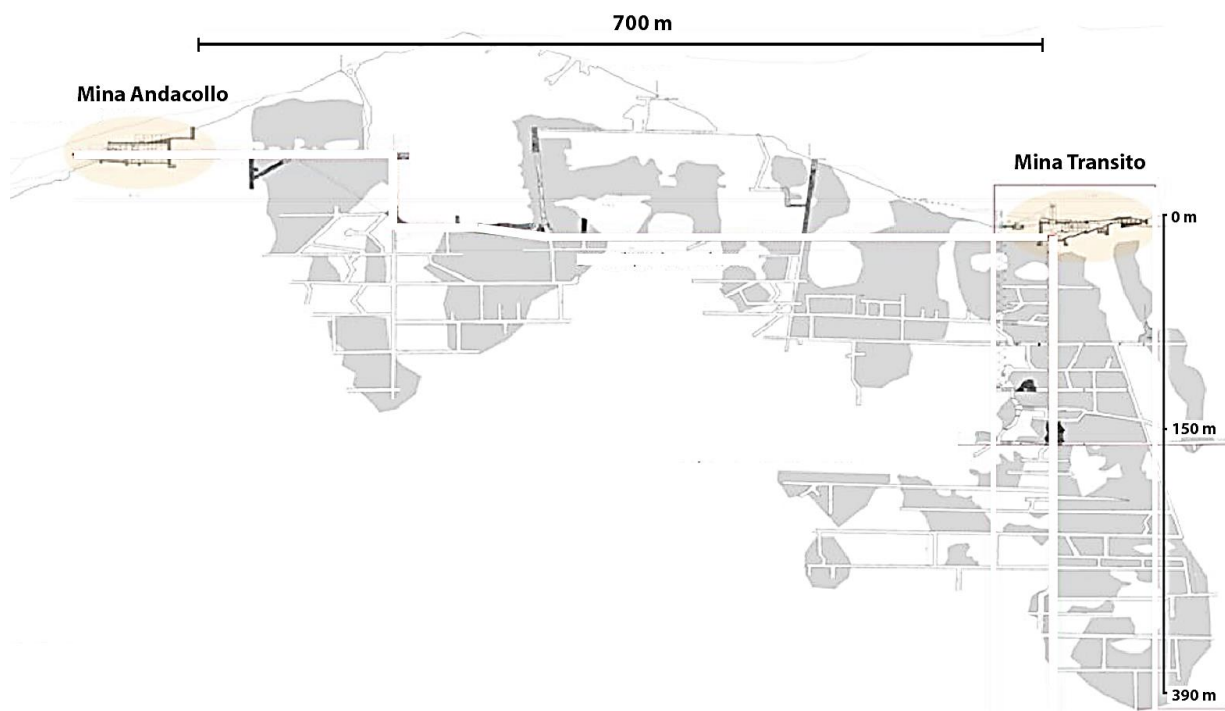


Figura 33: Corte general Mina Transito



La Mina Tránsito, ubicada a 20 kilómetros de Copiapó, tras ser explotada por los ingleses entre 1743 y 1810, ha permanecido en estado de abandono, y en donde se han conservado los piques, túneles y galerías, que se comunican mediante el subsuelo con la mina Andacollo ubicada a 700 m del lugar (Figura 33).

Debido a la buena calidad estructural que poseen las instalaciones, se está evaluando la opción de reutilizar los antiguos y profundos túneles como museo regional de sitio minero. Esta mina es un ejemplo de las tantas instalaciones que poseen obras subterráneas que podrían ser reutilizadas como reservorio para sistemas CAES.

Por otra parte, en la zona litoral de la región de Coquimbo, se encuentran en funcionamiento una gran cantidad de parques eólicos, por lo que se presenta un escenario propicio para el desarrollo de sistemas CAES. Junto con eso, los antecedentes mineros de la región indican la existencia de centenares de minas activas y una gran cantidad de minas abandonadas o en desuso, y dentro de estas últimas, algunas poseen instalaciones y galerías subterráneas que podrían ser evaluadas y reacondicionadas para el almacenamiento de aire comprimido.

Particularmente, en el borde occidental de la cuarta región, cercano a zonas con alto potencial eólico se identificaron 4 minas subterráneas con cierre definitivo y una abandonada (Tabla 15). Las Litologías de estas minas en desuso abarcan desde granodioritas mineralizadas con cobre a calizas de la Formación Punta del Cobre (Figura 34). Estas, pese a encontrarse cerca de algunas zonas de falla, se han mantenido estructuralmente estables. Por otra parte, tanto la Mina La Teruca como la Mina La Ternera se dedicaban a la extracción de oro presente en rocas ígneas del Mesozoico, mientras las otras faenas, explotaban calizas y cobre de rocas intrusivas y volcánicas.

**Tabla 15: Minas en desuso de la zona litoral de la Región de Coquimbo.**

ID	Nombre faena	Nombre instalación	Tipo instalación	Mineral	Estado
809	Faena Carmencita	Mina Carmencita	Mina Subterránea	Cobre	Abandonada
929	Cía. Mra. Quelon Ltda.	Mina Ceci Tres	Mina Subterránea	Caliza	Cierre Definitivo
938	Soc. Contractual Mra. Farellones	Mina Farellones	Mina Subterránea	Caliza	Cierre Definitivo
975	Faena Pedro Eliseo López León	Mina La Teruca	Mina Subterránea	Oro	Cierre Definitivo
1269	Faena Las Vacas	Mina La Ternera	Mina Subterránea	Oro	Cierre Definitivo

Fuente: SERNAGEOMIN. 2011. Atlas de Faenas Mineras, Región de Coquimbo.

No obstante, pese a que todas las minas presentan litologías aptas para el almacenamiento de aire, se requiere profundizar la investigación mediante el estudio estratigráfico y geotécnico de las galerías subterráneas, para estudiar en detalle la opción de reacondicionar las instalaciones e implementar la tecnología CAES.

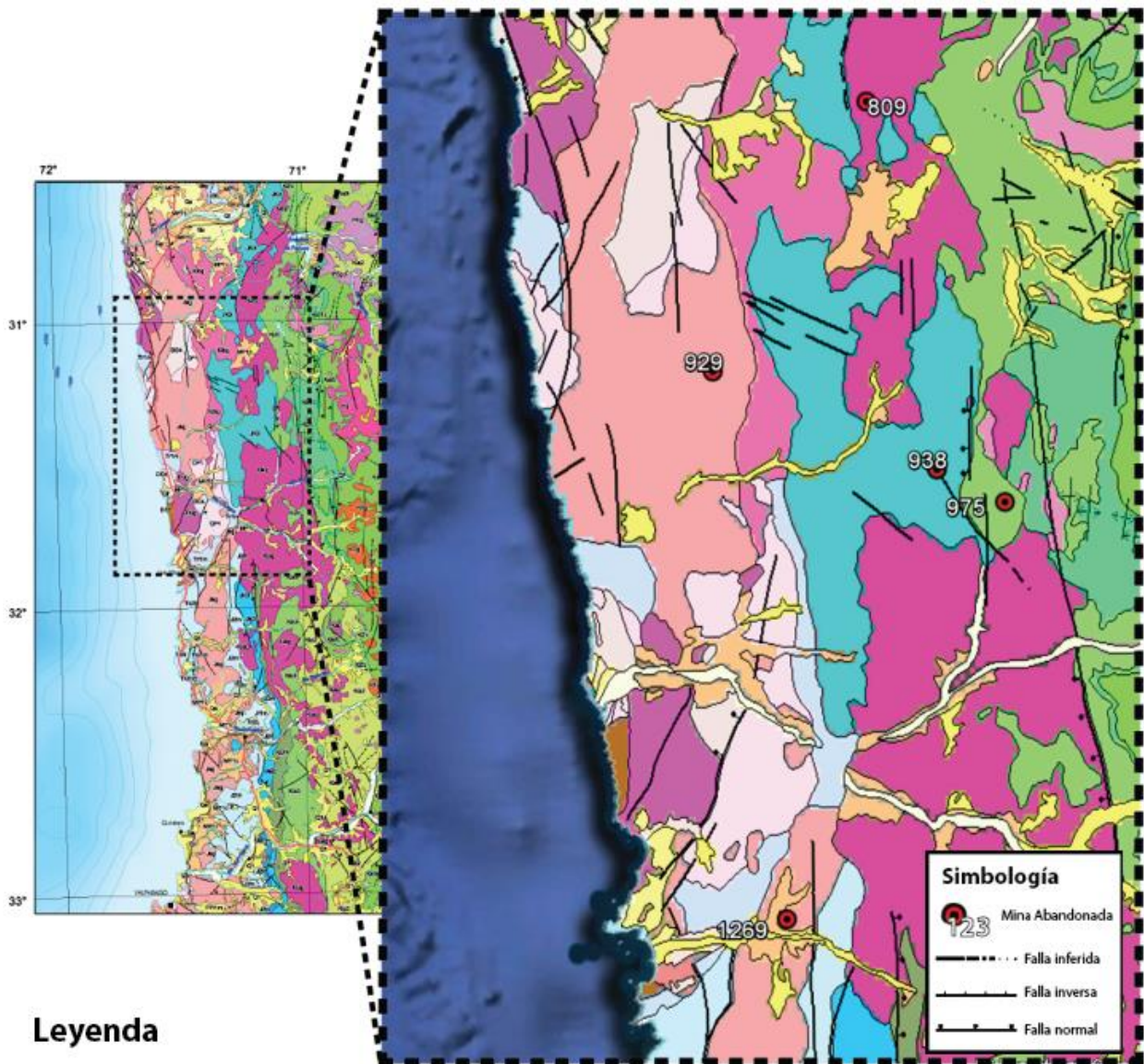


Figura 34: Ubicación minas subterráneas abandonadas en la zona litoral de la Región de Coquimbo (ID 809: Mina Carmencita, ID 929: Mina Ceci Tres, ID 938: Mina Farellones, ID 975: Mina La Teruca, ID 1269: Mina La Ternera). Modificado de Mapa geológico chileno 1:1.000.000, SERNAGEOMIN (2003).

## 4.5. Catastro de Formaciones Geológicas para CAES

A partir de la revisión bibliográfica de documentos públicos y privados, de publicaciones científicas y del mapa geológico de Chile escala 1:1.000.000 (SERNAGEOMIN, 2003), se realizó un catastro de los sitios que presentan las características geológicas, estratigráficas y litológicas, favorables para la implementación de la tecnología CAES en el territorio nacional (Tabla 16).

En dicho catastro, en primer lugar se detalla el nivel de exploración geológica, que se ha efectuado hasta ahora en cada uno de los sitios, además de presentar los antecedentes favorables para el desarrollo de sistemas CAES, tanto geológicos como energéticos, y por último, se señalan cuáles son las potenciales amenazas que poseen las distintas formaciones para la implementación de la tecnología.

Tabla 16: Catastro de formaciones

Sitio Geológico	Nivel de Exploración	Antecedentes Favorables	Potenciales Amenazas
<b>Salar Grande</b>	Superficie y subsuperficie, estudios geoquímicos e hidrogeológicos.	Capas de halita profundas. Potencial de energía solar alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica y gaseoducto.	Sobre el Sistema de Falla de Atacama.
<b>Salar de Llamará</b>	Superficie y subsuperficie, exploración de pozos profundos, estudios geoquímicos e hidrogeológicos.	Capas de halita profundas, acuífero confinado profundo. Potencial de energía solar alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica y gaseoducto.	Presenta zona de fallas.
<b>Salar de Atacama</b>	Superficie y subsuperficie, existen pozos profundos y estudios geofísicos de sísmica de refracción, estudios geoquímicos e hidrogeológicos.	Existencia de domos salinos, capas de halita profundas, acuífero confinado profundo. Cercano a zona con potencial geotérmico. Potencial de energía solar y eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica y gaseoducto.	Presenta zona de fallas.
<b>Salar de Punta Negra</b>	Superficie y subsuperficie, existen pozos profundos y estudios geofísicos de sísmica de refracción.	Capas de halita profundas. Potencial de energía solar y eólica alto.	Presenta zona de fallas.
<b>Acuífero Agua Verde</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Uso de agua potable.

<b>Salar de Pedernales</b>	Superficie y subsuperficie, estudios geofísicos de sísmica de refracción, estudios geoquímicos e hidrogeológicos.	Capas de halita profundas, acuífero confinado profundo. Potencial de energía solar y eólica alto.	Presenta zona de fallas. Antecedentes de hidrocarburo en superficie.
<b>Mina Carmencita</b>	Superficie y subsuperficie (exploración privada), catastro de faenas abandonadas o en desuso.	Existencia de instalación subterránea. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Cercano a zona de falla.
<b>Mina Ceci Tres</b>	Superficie y subsuperficie (exploración privada), catastro de faenas abandonadas o en desuso.	Existencia de instalación subterránea. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Cercano a zona de falla.
<b>Mina Farellones</b>	Superficie y subsuperficie (exploración privada), catastro de faenas abandonadas o en desuso.	Existencia de instalación subterránea. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Cercano a zona de falla.
<b>Mina La Teruca</b>	Superficie y subsuperficie (exploración privada), catastro de faenas abandonadas o en desuso.	Existencia de instalación subterránea. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Cercano a zona de falla.
<b>Mina La Ternera</b>	Superficie y subsuperficie (exploración privada), catastro de faenas abandonadas o en desuso.	Existencia de instalación subterránea. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica.	Cercano a zona de falla.
<b>Acuífero Río Maule</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto.	Uso de agua potable.
<b>Acuífero Caleta Tubul</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto.	Uso de agua potable.
<b>Acuífero Río Bueno</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto.	Uso de agua potable.
<b>Acuífero Lago Llanquihue</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto.	Uso de agua potable.
<b>Acuífero Laguna Blanca</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto.	Uso de agua potable.

<b>Acuífero Tierra del Fuego</b>	Superficie, estudios hidrogeológicos.	Acuífero confinado profundo. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica y gaseoducto.	Posibles residuos de hidrocarburos
<b>Yacimiento Victoria</b>	Superficie y subsuperficie, existen pozos profundos (producción de hidrocarburos) y estudios geofísicos de sísmica de refracción, estudios geoquímicos e hidrogeológicos.	Existencia de pozos de producción de hidrocarburos agotados, capas de confinamiento. Potencial de energía eólica alto. Próximo a línea de transmisión eléctrica y gaseoducto.	Posibles residuos de hidrocarburos

Los salares del norte de Chile, que cumplen con las condiciones estratigráficas mínimas requeridas para la construcción de cavernas para almacenamiento de aire comprimido, son el Salar Grande, el Salar de Llamará, el Salar de Atacama, el Salar de Punta Negra y el Salar de Pedernales. Sin embargo, la mayoría de estos se encuentran próximos a zonas de fallas, e incluso se tiene el caso del Salar Grande que se encuentra sobre la Zona de Falla de Atacama, en el cual producto de su alto grado de fallamiento, tanto la estabilidad como la hermeticidad podrían no ser las adecuadas para el desarrollo de la tecnología. Por otra parte, mientras el Salar de Llamará y el Salar de Pedernales poseen capas salinas formadas por halita maciza de decenas de metros de espesor, el Salar de Atacama posee gruesas capas (>500 m) y domos salinos profundos, por lo que geológicamente es más atractivo para el desarrollo de cavernas de almacenamiento.

Dentro de los acuíferos con características favorables para la implementación de la tecnología, los que presentan un mayor interés, corresponden a los acuíferos de los sectores de Agua Verde, Caleta Tubul, Laguna Blanca, Tierra del Fuego, junto con las formaciones acuíferas presentes en los salares Llamara y Atacama, debido a que todos estos, además de poseer estratos porosos permeables confinados a gran profundidad, en superficie se encuentran próximos a zonas con gran potencial eólico o solar. Sin embargo, hay que tener en consideración que algunos podrían ser utilizados para aprovechamiento de aguas.

Por otra parte, las minas abandonadas seleccionadas, además de encontrarse en formaciones de litologías consideradas como adecuadas para la implementación de la tecnología, se encuentran próximas a una gran cantidad de parques y proyectos eólicos, por lo cual son sitios potencialmente atractivos, pero en donde se debe estudiar detalladamente la influencia estructural de las fallas próximas a los sitios.

En el Yacimiento Victoria, ubicado en la zona norte de la isla Tierra del Fuego, se encuentran varios pozos abandonados, y en los cuales se identificó que el reservorio posee la adecuada permeabilidad y porosidad para la operación de la tecnología, además de contar con el espesor y grado de confinamiento requeridos por los sistemas CAES. Sin embargo, es necesario estudiar minuciosamente la presencia de restos de hidrocarburos, debido a que podrían ocasionar problemas en la operación de almacenamiento de aire comprimido.

## 5. Caracterización de Formaciones Salinas

Las cavernas para almacenamiento de aire comprimido dentro de rocas salinas son las únicas instalaciones actualmente probadas para la operación de sistemas CAES, y debido a que en Chile existen formaciones salinas con cierto potencial para la implementación de esta tecnología, se propone una metodología para la caracterización y evaluación de sitio, la cual se basó en metodologías utilizadas en la selección de sitios para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> y gas natural (Bachu *et al.*, 2007), ya que pese a presentar diferencias en los detalles del almacenamiento, requieren similares características geológicas, y las metodologías para la evaluación de sitio son directamente aplicables a sistemas CAES (Succar y Williams, 2008).

Particularmente, el borde noroccidental del Salar de Atacama corresponde al único lugar en Chile donde se ha registrado la presencia de domos salinos (Formación San Pedro). Estas estructuras son composicionalmente homogéneas, y gracias a las propiedades mecánicas y petrofísicas de la halita, poseen las características adecuadas para la operación de sistemas CAES, ya que son capaces de mantener la estabilidad estructural e integridad de las cavernas tras los sucesivos ciclos de presión y altas tasas de flujo de aire. Además, el miembro salino de la Formación San Pedro se extiende bajo la superficie del actual salar a más de 500 m de profundidad, abarcando un amplio horizonte estratigráfico, por lo que dicha zona presenta las condiciones geológicas, tanto litológicas como estratigráficas, favorables para la implantación de cavernas de almacenamiento de aire comprimido.

A continuación se propone una metodología para la evaluación y caracterización de sitio de formaciones salinas para almacenamiento de aire comprimido, en donde se detallan las pruebas de laboratorio e *in-situ* que son necesarias para obtener los parámetros geológicos que permitan estudiar el comportamiento de la formación salina y realizar una modelación consistente de la caverna. Luego, se presentan los antecedentes geológicos estructurales y estratigráficos de la Cordillera de la Sal, y finalmente se realiza a modo de ejemplo la simulación preliminar del comportamiento de una cavidad construida dentro de un domo salino de la Formación San Pedro.

### 5.1. Metodología

En la selección de sitio, para la construcción de cavernas capaces de almacenar grandes volúmenes de aire comprimido, se requiere de una evaluación geológica a varias escalas, en donde los diferentes niveles de estudio varían desde una selección regional e identificación de sitios a nivel país, a una caracterización muy detallada de un sitio en específico (Figura 35). Cada nivel reduce progresivamente el grado de incertidumbre, y a la vez implica un incremento en la cantidad de información, tiempo y costos asociados (Bachu *et al.*, 2007).

La metodología de diseño comienza con el planteamiento del problema, que en este caso corresponde al almacenamiento de aire comprimido dentro de formaciones geológicas subterráneas de forma segura, preservando la integridad de la caverna y la estabilidad superficial tras la operación del sistema. Debido a esto, es necesario tener claridad de los requerimientos y condicionantes funcionales, para poder definir las variables y parámetros del diseño que permitan evaluar el potencial para implementar la tecnología CAES dentro de la zona de interés.

La investigación para el desarrollo de la tecnología, en primer lugar requiere la evaluación a nivel país, la cual es conducida con una mínima cantidad de información y abarca todos los potenciales sitios geológicos con características adecuadas para el almacenamiento de aire comprimido en el territorio nacional. En el Capítulo 4, se identificaron 18 potenciales sitios para la implementación de sistemas CAES en Chile, dentro de los cuales 5 sitios corresponden a formaciones salinas.

De forma más detallada, la evaluación a nivel regional se enfoca en una determinada zona (1:10.000), y se deben realizar modelos geológicos de la subsuperficie a partir de los antecedentes estructurales, estratigráficos y mecánicos del área de estudio. Esta información permite definir los bloques en planta más favorables dentro del área de interés, en base a los datos de la geología regional, interpretaciones de estudios geofísicos y antecedentes de pozos exploratorios existentes. Además, se debe estimar el tamaño y forma de la caverna basada en los requerimientos funcionales, evaluar las condiciones geológicas adversas, tanto observables como potenciales, y de forma preliminar, se pueden realizar simulaciones para revisar el comportamiento de las cavernas sometidas a la operación de almacenamiento. En esta etapa, también es necesario definir una logística y planificar las siguientes fases.

La campaña de exploración, se lleva a cabo cuando la primera evaluación es favorable, e involucra los estudios en terreno, para efectuar los mapeos requeridos y una detallada descripción geológica del sitio (Sección 3.1.), en donde se debe identificar el tamaño y génesis de la cuenca (ambiente sedimentario), la profundidad e inclinación de fallas próximos al sitio, los regímenes hidrodinámicos-geotérmicos y la accesibilidad a la zona de interés (Gibson-Poole, 2009). Una vez que las opciones de sitio son un número reducido y manejable, también se debe evaluar los aspectos no geológicos influyentes, como el acceso a las líneas de transmisión, la proximidad a centros urbanos y las regulaciones sociales y medioambientales.

Luego, y a partir de los datos obtenidos en la exploración, se procede con la evaluación a nivel local, que involucra la caracterización geológica del sitio y el diseño conceptual de la caverna. La caracterización de la formación salina requiere una profunda investigación geológica-geotécnica, en donde se debe tener en consideración las heterogeneidades litológicas y la presencia de discontinuidades mecánicas en la zona de interés. Por ende, es necesario realizar un mapeo detallado (1:5.000) a partir de sondajes, ensayos y registros geofísicos, para identificar las características estructurales, los estados de esfuerzos *in-situ*, las propiedades mecánicas y las características hidrogeológicas de la formación salina, con el fin de evaluar los esfuerzos que se generaran con la operación del sistema.

En el estudio geotécnico es necesario realizar una gran cantidad pruebas y ensayos de laboratorio e *in-situ*, que serán detallados en la siguiente sección, y se encargan de reducir la incertidumbre geológica del proyecto. Además, en base los datos obtenidos de los testigos de las perforaciones y los antecedentes geofísicos (líneas sísmicas), es posible identificar de forma precisa el espesor, profundidad y extensión, tanto de la formación salina como de la roca sello.

A partir de la caracterización de la formación salina, es posible realizar una modelación consistente para la evaluación crítica del diseño de la caverna, y con esto poder probar la factibilidad geotécnica del sitio elegido, mediante el análisis de métodos analíticos y empíricos (excavación experimental y monitoreo de la roca). Luego de realizar dichos análisis, además de especificar el método y las etapas de construcción, se deben sintetizar y especificar soluciones alternativas, como variaciones en la geometría o profundidad de la caverna, involucrando sus respectivos factores de seguridad, para realizar la evaluación del comportamiento y de la optimización del sistema.

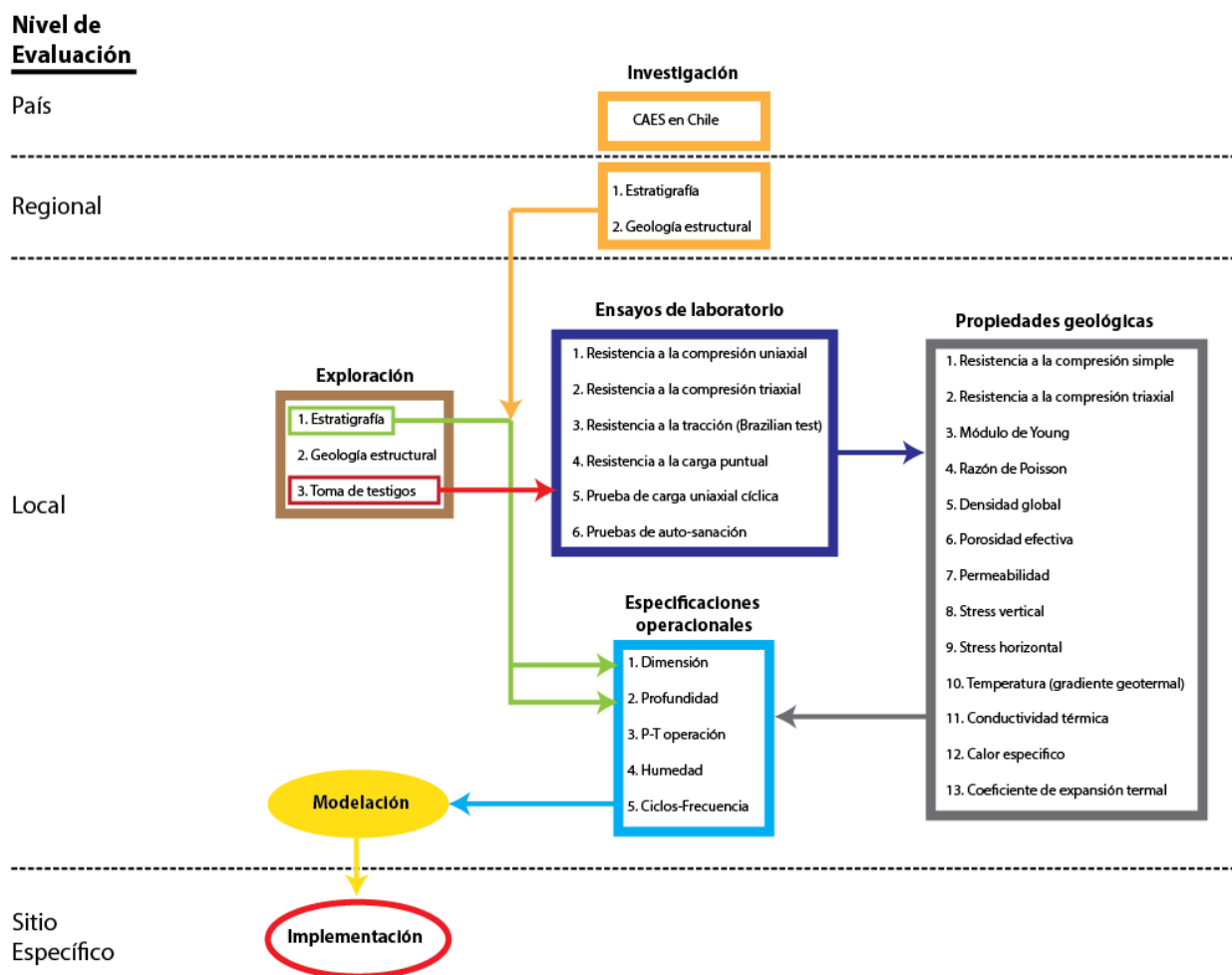


Figura 35: Diagrama de la metodología para la caracterización y evaluación.



Finalmente, es necesario llevar a cabo la evaluación a nivel de sitio específico (1:1.000), en la cual se determina la factibilidad constructiva, a través de diseños preliminares de viabilidad y plantas demostrativas que verifiquen la funcionalidad de los modelos dinámicos previamente desarrollados (Bachu *et al.*, 2007), con lo cual se obtiene la información concluyente para realizar el diseño final e implementar el proyecto.

Durante la construcción, se deben ir tomando datos en terreno para poder identificar la geología de detalle y monitorear la roca, de forma de realizar las modificaciones en el diseño para optimizar el proceso de lixiviación. La etapa previa a la implementación del proyecto, que involucra la selección y evaluación geológica de sitio, además de la etapa de diseño, tiene costos de pre-construcción entre US\$ 10 - 15 millones, en donde se incluyen los gastos de estudios como recopilación bibliográfica detallada, exploración superficial, sísmica de refracción, perforación de sondajes y elaboración de modelos geológicos.

### **5.1.1. Pruebas y Ensayos de Laboratorio**

La mejor manera de realizar la descripción geológica para la caracterización de sitio es a través de la investigación de testigos del área en donde se pretende construir la caverna, los cuales permiten conocer de forma precisa el espesor, profundidad y las propiedades mecánicas tanto de la roca sello como de la formación salina. Es importante que las muestras examinadas sean tomadas de la profundidad a la que se pretende construir la caverna y en donde es recomendable realizar más de una perforación en la exploración, para obtener una mayor representatividad geológica. Como deben realizarse una gran cantidad de pruebas y ensayos, con el fin de obtener un valor promedio y representativo de los parámetros requeridos, es conveniente predefinir la cantidad de testigos que serán necesarios.

Las pruebas y ensayos de resistencia a la compresión en testigos, se realizan para obtener las propiedades mecánicas y poder estudiar la deformación *creep* de la formación salina (Anexo 9.4). Además se debe inspeccionar microscópicamente las muestras y realizar pruebas de permeabilidad para evaluar detalladamente la hermeticidad que poseerá el reservorio (Yang *et al.*, 2015). Las características de desgaste, la estabilidad estructural y la hermeticidad de la caverna tienen estrecha relación con las propiedades mecánicas tanto de la formación salina como la de las capas sobreyacentes, además de verse influenciadas por las intercalaciones de estratos no salinos, por lo que para una adecuada evaluación, debe ser considerada de forma detallada toda la secuencia estratigráfica.

Las propiedades mecánicas claves requeridas para la evaluación de la caverna y la respuesta geomecánica de la formación salina, sometida a ciclos de presurización, corresponden a las propiedades de rigidez (Módulo de Young y la Razón de Poisson) y de resistencia (cizalle y ángulo de fricción). El Módulo de Young describe la magnitud de la deformación de la roca en una dirección, inducida por un esfuerzo en la misma dirección. La Razón de Poisson es una medida de

expansión o contracción lateral de la roca, inducida por un esfuerzo perpendicular. La resistencia al cizalle determina la cantidad de *stress* de cizalle que la roca es capaz de resistir ante una determinada carga confinada antes de deformarse. El ángulo de fricción corresponde al ángulo que describe como aumenta la resistencia de cizalle con el *stress* de confinamiento. La forma más adecuada para obtener los parámetros mencionados es a través de las siguientes pruebas de laboratorio:

- El ensayo de resistencia a la compresión simple corresponde a una prueba para determinar la resistencia de la roca salina, y el cual consiste en la aplicación de una carga uniaxial a una muestra cilíndrica hasta que falle bajo una carga máxima. Esta carga máxima puede variar con la velocidad de carga y con la velocidad de la deformación o del desplazamiento.
- El ensayo de resistencia a la compresión triaxial es el método para medir la última resistencia a la compresión de una roca salina sometida a presión de confinamiento alrededor de la muestra.
- El ensayo de resistencia a la tracción consiste en la aplicación de una carga a velocidad constante en dirección diametral a la muestra cilíndrica hasta que se produce el fallamiento. Este ensayo se puede realizar por distintos métodos dentro de los que se encuentra el ensayo *Direct-Pull*, el ensayo de resistencia a la tracción Brasilero y el ensayo de carga *Hoop-Stress*.

Cabe señalar, que en los materiales que presentan comportamientos isotrópicos elásticos, como es el caso de las rocas salinas, las propiedades de rigidez se encuentran relacionadas directamente con las ondas de compresión y de cizalle, por lo que se pueden utilizar correlaciones empíricas para relacionar las propiedades de resistencia con las propiedades de rigidez o sus velocidades, teniendo en cuenta que la presencia de impurezas y la porosidad pueden influenciar estos parámetros (Bruno *et al.*, 2002). Sin embargo, estas técnicas de estimación poseen una gran incertidumbre y los resultados obtenidos son solo cualitativos.

Por otra parte, es necesario estudiar la permeabilidad y la fatiga de la caverna, e identificar las características auto-reparadoras y el comportamiento viscoso que posee la formación salina, por lo que se deben realizar ensayos y pruebas para determinar las características y el comportamiento de dichos fenómenos. Dentro de estos estudios, se incluyen:

- El ensayo de carga cíclica consiste en un método de carga y retiro de la carga sistemática, la cual se puede hacer mediante compresión uniaxial o triaxial, y permite medir la disminución de la resistencia debido al fenómeno de fatiga. El *stress* aplicado debe ser menor al valor de la resistencia a la compresión. Los resultados de este ensayo se expresan en términos de *stress*, *strain* y números de ciclos, y permiten observar cómo se acumula la fatiga con la cantidad de ciclos, además de la relación entre el *strain* y el tiempo que explica el *creep* tras las cargas cíclicas.
- El ensayo de *creep* uniaxial (triaxial) corresponde a una prueba en la que la muestra es sometida a una carga axial (confinada) constante hasta que ocurre el *creep*, y permite estudiar el comportamiento tiempo dependiente de la roca salina. Debido a que el ensayo sometido a *stress* confinado representa mejor las condiciones reales en las que se encuentra la roca, permite estudiar de mejor manera el comportamiento del *creep* a largo plazo.

- Las pruebas de permeabilidad se pueden realizar en laboratorio o bien en terreno. En las de laboratorio, la prueba se lleva a cabo comprimiendo gas o salmuera para que fluya a través del espécimen de roca salina, y en donde la permeabilidad depende principalmente del daño en la textura y de la cantidad de espacios vacíos en la roca.
- La prueba de sanación, permite estudiar la disminución tanto de la permeabilidad y la cantidad de fracturas como el cierre de fracturas en las rocas salinas, además de las propiedades mecánicas de las fracturas reparadas. En estas pruebas se debe considerar el tiempo, *stress*, características de fracturas e inclusiones en la roca salina que son factores significantes para la sanación de fracturas. También se pueden considerar parámetros como la temperatura, composición mineral y humedad de la roca. Los ensayos se realizan en muestras con fracturas inducidas o cortadas con sierra (superficies pulidas) tanto axial como diametralmente, las que luego son sometidas a cargas uniaxiales o triaxiales.

Además, es necesario determinar los *stress in-situ* en las distintas formaciones involucradas, y donde la técnica preferida es a través de mediciones de fracturamiento hidráulico, sin embargo cuando no es posible realizar este tipo de pruebas se puede revisar los datos de presión de fracturamiento o registros sísmicos de resistividad. Por ultimo si es que no se dispone de ninguno de estos datos, se puede revisar los datos de *stress* regional y correlacionarlos con la profundidad y litología del área. Las estimaciones obtenidas por cualquiera de estos métodos debe ser suplementada con datos de la literatura cuando se encuentren disponibles.

### **5.1.2. Consideraciones para la Modelación**

Para evaluar los esfuerzos que se generan alrededor de la caverna y en la roca sello, inducidos tanto por la creación de la caverna como por los ciclos de presurización a la que será sometida la cavidad, se requiere de estimaciones analíticas y modelamientos geomecánicos que permitan investigar el deterioro de la formación circundante producto de la expansión y contracción de la caverna durante los ciclos de presurización.

Los resultados obtenidos en la modelación pueden ser utilizados para efectuar una revisión geológica y permiten estimar las propiedades mecánicas, los esfuerzos límites a los que se puede someter la caverna, junto con determinar si los ciclos de presurización estimulan deslizamientos o potenciales desprendimientos, y si los *stress* inducidos por el peso de sobrecarga pueden causar potenciales fallas, colapso del techo o bien daños en la carcasa del pozo.

Para la modelación es necesario considerar tanto la formación salina como los estratos que la sobreyacen, y en donde además se debe identificar la presencia de intercalaciones de capas o estratos de espesores mayores a 1 m que se encuentren entremedio de la formación salina (Bruno *et al.*, 2002). Por ende, se debe realizar detallada revisión stratigráfica y litológica de la zona en donde se construirá la caverna, y en donde se debe considerar los factores mecánicos y estructurales. Por otro lado, debido a los constantes ciclos de presión a las que son sometidas las

cavernas, se debe tener en consideración distintos factores que influyen en el corto y largo plazo, como por ejemplo la deformación *creep* de las rocas salinas, la permeabilidad que presenta la formación salina, y la fatiga que experimentarían las paredes de la caverna producto de la operación.

Además, la formación salina debe poseer la suficiente extensión y grosor para acomodar una o más cavernas a una distancia considerable de la base, el techo y los bordes laterales de la formación. Se ha propuesto que para el caso de los domos, el espesor de sal entre la pared de la caverna y el borde de la estructura salina, debe ser al menos tres veces el diámetro de la caverna, y que el espesor mínimo de sal por sobre la cavidad debe ser 150 m.

En el caso de que se construyan múltiples cavernas en la misma formación, la separación entre las cavidades (de centro a centro) debe ser al menos cuatro veces el diámetro, para prevenir la interacción entre ellas (Allen *et al.*, 1982). En cuanto a la geometría, las cavernas son generalmente de morfología cilíndrica, y en donde la relación entre su altura y diámetro no debiese ser mayor a 5 (Allen *et al.* 1982). Otro factor sumamente importante es la profundidad a la que se construirá la caverna, debido a que a mayor profundidad mayor será la presión de sobrecarga y la temperatura de la masa de sal. Las profundidades a las que generalmente se encuentran las cavernas de sal son entre 300-1500 m.

Dentro de los criterios geotécnicos, en primer lugar se tiene que la resistencia al corte octaédrica de la roca salina debe encontrarse en un rango entre 3,8 y 5,2 MPa, y por otro lado, los esfuerzos horizontales *in-situ* no deben exceder el 120% de la presión de sobrecarga en la profundidad donde se pretende construir la caverna. Durante la operación, es recomendable que la presión máxima a la que se somete la caverna no exceda los 1,6 MPa por cada 100 metros de profundidad (Allen *et al.* 1982), que la tasa de descompresión durante la descarga sea menor a 1,5 MPa/h (Crotogino, 2001) y que durante la operación la temperatura dentro de la caverna varíe entre un valor mínimo y un valor máximo, el cual no debe exceder los 80°C (Allen *et al.* 1982).

Otra consideración que hay que tener en cuenta es la distancia de la caverna a fallas, y en donde los antiguos diseños de cavernas en formaciones salinas consideraban que esta distancia debía ser al menos 200 metros, lo cual es conservador en relación a los resultados de los últimos estudios donde se ha concluido que basta con que la distancia entre el reservorio de aire y la falla sea de 2 veces el diámetro de la caverna, pese a que el factor de seguridad puede variar según la inclinación o manto de la falla (Wang, 2015).

## 5.2. Ejemplo: Formación San Pedro

La zona propuesta para la implementación de la planta CAES corresponde al sector NO del Salar de Atacama (Sección 4.3.1), el cual se encuentra ubicado en la zona norte de Chile, en la comuna de San Pedro de Atacama, en la Provincia El Loa, Región de Antofagasta. El salar se encuentra a una altura de a 2.435 m s.n.m, sobre las cuencas Pre-andinas que se encuentran entre la Cordillera de Domeyko y la Cordillera de los Andes (Figura 37).

Específicamente, el área de estudio se localiza en la zona norte de la Cordillera de la Sal, en donde existen domos salinos profundos a más de 500 m bajo la superficie (Dingman, 1967). El acceso a dicha zona es a través de un desvío ubicado en la Ruta 23 (CH) que conecta a la Ciudad de Calama con el Poblado de San Pedro de Atacama (100 km) y que hacia el sector Llano de la Paciencia presenta un desvío que se dirige al Valle de la Luna (Figura 36).



Figura 36: Ubicación zona propuesta, rutas de acceso y gaseoductos del área.

El sitio se encuentra próxima al gasoducto NorAndino, que transporta gas natural desde el norte de Argentina (Provincia de Salta) hasta el norte de Chile, llegando a 2 terminales en la costa de la Región de Antofagasta y hacia centros mineros e industriales de la zona. Además, el sitio se encuentra próximo al gasoducto Atacama, por lo que el suministro de gas para el funcionamiento de las turbinas del sistema no sería un inconveniente.

Por otra parte, la zona propuesta se encuentra cercana a las líneas de transmisión eléctrica (SING), se traslapa con una zona de alto potencial solar y ha sido reconocida como una zona favorable para el desarrollo de energía solar (Figura 37). A través de modelos de análisis espacial de energía fotovoltaica, se han identificado valores de radiación global horizontal superiores a 7 kWh/m<sup>2</sup>, por lo que además, próximo a la zona propuesta existen varios proyectos solares fotovoltaicos aprobados.

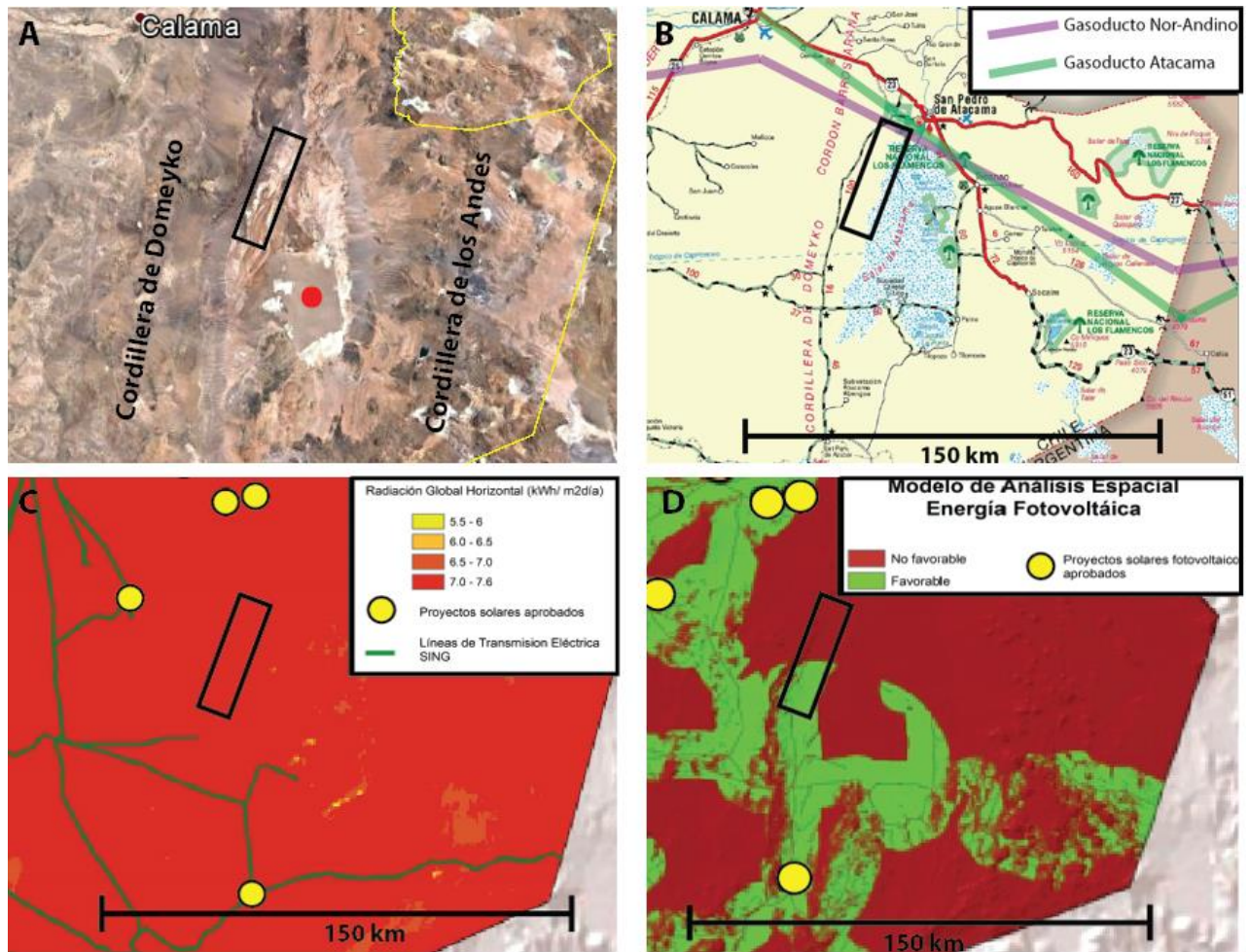


Figura 37: Ubicación de la zona propuesta (rectángulo negro) dentro de los mapas de: A) Ubicación Salar de Atacama (punto rojo), B) Trazado de gasoductos, C) Radiación global horizontal, D) Zonas favorables para energía fotovoltaica. Fuente: Ministerio de Energía, GIZ.

### 5.2.1. Geología Cordillera de la Sal

La Cordillera de la Sal o Cerros de la Sal como se le conocía antiguamente (Dingman, 1967), corresponde a un cordón montañoso de orientación NNE-SSW de 180 km de largo y 10 km de ancho (Muñoz *et al.*, 2000), que se eleva por sobre 200 metros de la superficie. A lo largo de esta singular cadena afloran distintas formaciones, en donde la más relevante es la Formación San Pedro, la cual se encuentra ampliamente expuesta y cubre gran parte de la Cordillera de la Sal. Dicha formación se encuentra compuesta por areniscas, limolitas, anhidrita y halita, y

probablemente es la más espectacular ocurrencia de evaporitas Neógenas en el Desierto de Atacama (Clarke, 2006). La deposición de la Formación San Pedro ha sido interpretada como un abanico aluvial o un ambiente lacustre de playa de baja salinidad, y por lo general se trata de facies evaporíticas, en donde las unidades de halita de decenas de metros de espesor, se repiten constantemente en la sucesión.

La secuencia estratigráfica de la Formación San Pedro ha sido estudiada por diversos autores (Wilkes, 1990; Muñoz *et al.*, 2000; Becerra *et al.*, 2014). Esta exhibe uno de sus más espectaculares afloramientos al SW del poblado San Pedro de Atacama, en donde se encuentra expuesto un paquete sedimentario de cerca de 3000 m (Wilkes y Görler, 1994), y el cual ha sido dividido según sus características geológicas en 4 miembros que de base a techo son: Miembro Crisanta, Miembro Valle de la Luna, Miembro Cota 2567 y Miembro Quebrada Honda (Figura 38). Un tercio de esta secuencia se encuentra compuesta por roca halítica, que se presenta de forma masiva en la parte basal, media y superior de la columna, lo cual ha sido interpretado como 3 megaciclos evaporíticos (Wilkes y Görler, 1994).

La porción más antigua de la Fm. San Pedro contiene más de 1000 m de halita (Miembro Crisanta), mientras que el segundo y el tercer ciclo comienzan con limolitas rojas y fangolitas, con pocas calizas y grandes cantidades de sulfatos y halita (Wilkes y Görler, 1994). Las porciones de halita de estos megaciclos son muy similares y pueden ser distinguidas solo por sus posiciones estratigráficas.

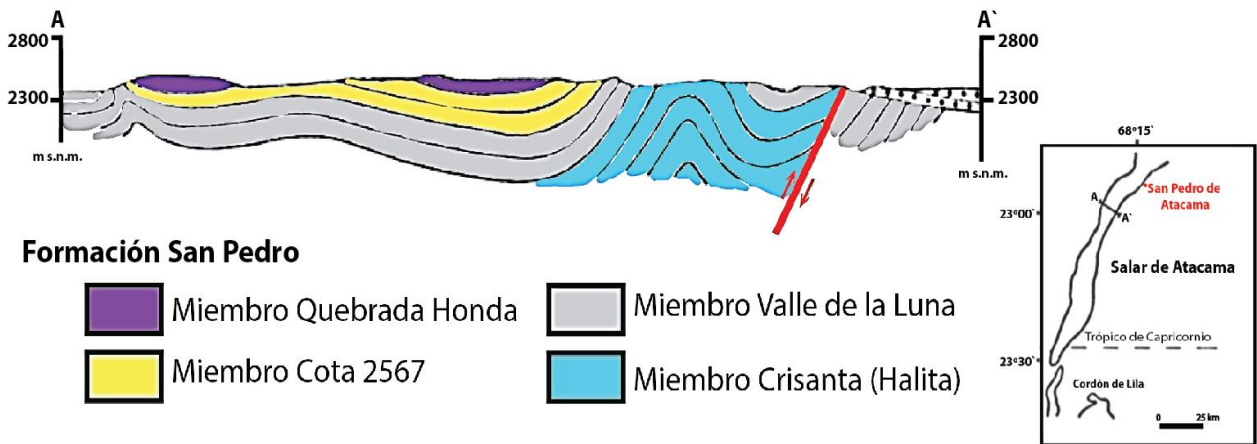


Figura 38: Perfil esquemático de la zona norte de la Cordillera de la Sal. Modificado de Wilkes, 1990.

El Miembro Crisanta, al igual que los otros miembros de la Fm. San Pedro, se encuentra compuesto por capas pobremente definidas de gruesos cristales de halita con numerosas inclusiones fluidas. Dentro y entre cristales individuales de halita existen arcillas rojas y limo. Además, presentan intercalaciones de delgadas capas de fangolitas generalmente con sulfatos y material piroclástico. En la mayoría de los casos las muestras se encuentran compuestas por 90% de NaCl (Wilkes, 1990). El resto consiste en arcillas y limo. Ocasionalmente se incluye hasta un 30% de anhidrita y glauberita. La interpretación para la génesis de esta particular halita pura, es que ha sido producto de la recrystalización que atraviesa los planos de estratificación (Wilkes, 1990).

Los contenidos medidos de bromo dentro de las rocas de halita de los diferentes miembros de la Fm. San Pedro no son específicos y se encuentran en un rango entre 0,11 y 4,6 ppm, y no presentan variaciones verticales ni laterales (Wilkes y Görler, 1988). Los rangos de contenido de yodo se encuentran entre 0,2 y 7,0 ppm en la halita, que son valores altos en comparación a los contenidos de bromo. Para los cationes existe una clara correlación positiva entre los contenidos de potasio (10-550 ppm) y litio, el cual es detectable solo en la mitad de las muestras, y cuyo máximo valor medido es de 0,07 ppm.

Según el esquema propuesto por Eugster y Hardie (1978) para el desarrollo de soluciones y precipitaciones en lagos salinos, la secuencia de megaciclos evaporítica en la Fm. San Pedro calza con el tipo IIB: comienza con una fase de evaporación con soluciones mucho más ricas en metales alcalinos ( $\text{Ca} \gg \text{Mg}$ ) que en iones de bicarbonato, la precipitación de carbonato de calcio ocurre con el cambio de contenido de magnesio hasta que todos los iones de bicarbonato sean consumidos. En una segunda fase los iones de calcio restantes son depositados como yeso o anhidrita y en una tercera fase son depositados como glauberita. En la última fase, se produce la depositación de halita, por lo general formando una roca halítica con cristales euhedrales y subhedrales, que presentan inclusiones y se encuentran contaminadas por arcillas y limos rojos.

De acuerdo a las observaciones de Handford (1982), este tipo de halita impura resulta de un crecimiento masivo intrasedimentario, en donde los cristales cúbicos en tolva (hopper), que consisten en agregados cristalinos con forma piramidal o cúbica, son comunes al igual que en la Fm. San Pedro. Estos tienen un diámetro de hasta 4 cm y en las capas de tobas es donde mejor se observan, ya que los cristales de halita son reemplazados por ópalo (Wilkes, 1990). Estas características comúnmente son interpretadas como depositación en una marisma salina. Sin embargo, de acuerdo a lo expuesto por Hardie *et al.* (1978), en tal ambiente todas las estructuras sedimentarias debiesen ser destruidas con el crecimiento de cristales evaporíticos, mientras que en los miembros Crisanta y Cota 2567 de la Fm. San Pedro se logra observar estratificación y existen algunas capas que presentan contactos abruptos. Una contradicción similar fue descrita por Handford (1982), en donde propuso un modelo para la génesis de la halita estratificada por desecación y reanegamiento de un cuerpo salino central, lo cual parece ser aplicable a los miembros de halita de la Fm. San Pedro.

Un excelente modelo para este fenómeno, es el previsto por el proceso actual que ocurre en el Salar de Atacama, en donde pueden ser observadas todas las etapas de destrucción de las capas de halita pura depositadas de la salmuera abierta (Stoertz y Ericksen, 1974). A pesar de que por un lado hay evidencias claras apuntando a una depositación de evaporitas de cuerpos de agua abiertos para la Fm. San Pedro, por otro lado se tiene una enorme acumulación de halita. Para los Miembros Crisanta y Cota 2567, parece más probable que la depositación se hizo efectiva en un largo y periódico cuerpo salino inundado. En este tipo de ambiente no se espera la precipitación de las sales, pero si de los componentes más solubles, los cuales tras largos periodos de tiempo, y si es que no son removidos por otros procesos, pueden acumularse en la salmuera restante; este es el caso del actual Salar de Atacama, en donde la concentración ha tomado lugar durante los últimos 30 Ma y grandes cantidades de Li y K se han acumulado en las salmueras (Moraga *et al.*, 1974).



Dentro de los megaciclos las recaídas de las sucesiones evaporíticas son comunes, y el tercer megaciclo es posible observarlo localmente en el norte y sur del Valle de la Luna (Wilkes, 1990). El Miembro Valle de la Luna y la porción central del miembro Quebrada Honda se encuentran caracterizados por presentar fangolitas rojas y limolitas laminadas, que poseen frecuentes estructuras de relleno y desplazamientos de yeso y anhidrita dentro de fangolitas. Por otra parte, dentro del Miembro Valle de la Luna, son frecuentes los desplazamientos de cristales de glauberita y capas masivas impuras de dicho mineral de hasta algunos metros de grosor, junto con ocasionales apariciones de halita intersticial y desplazativa. Estas características permiten interpretar el ambiente de formación del Miembro Valle de la Luna y de la porción inferior del Miembro Quebrada Honda como la despositación de un lago salino o marisma seca adyacente al cuerpo salino central (Wilkes, 1990).

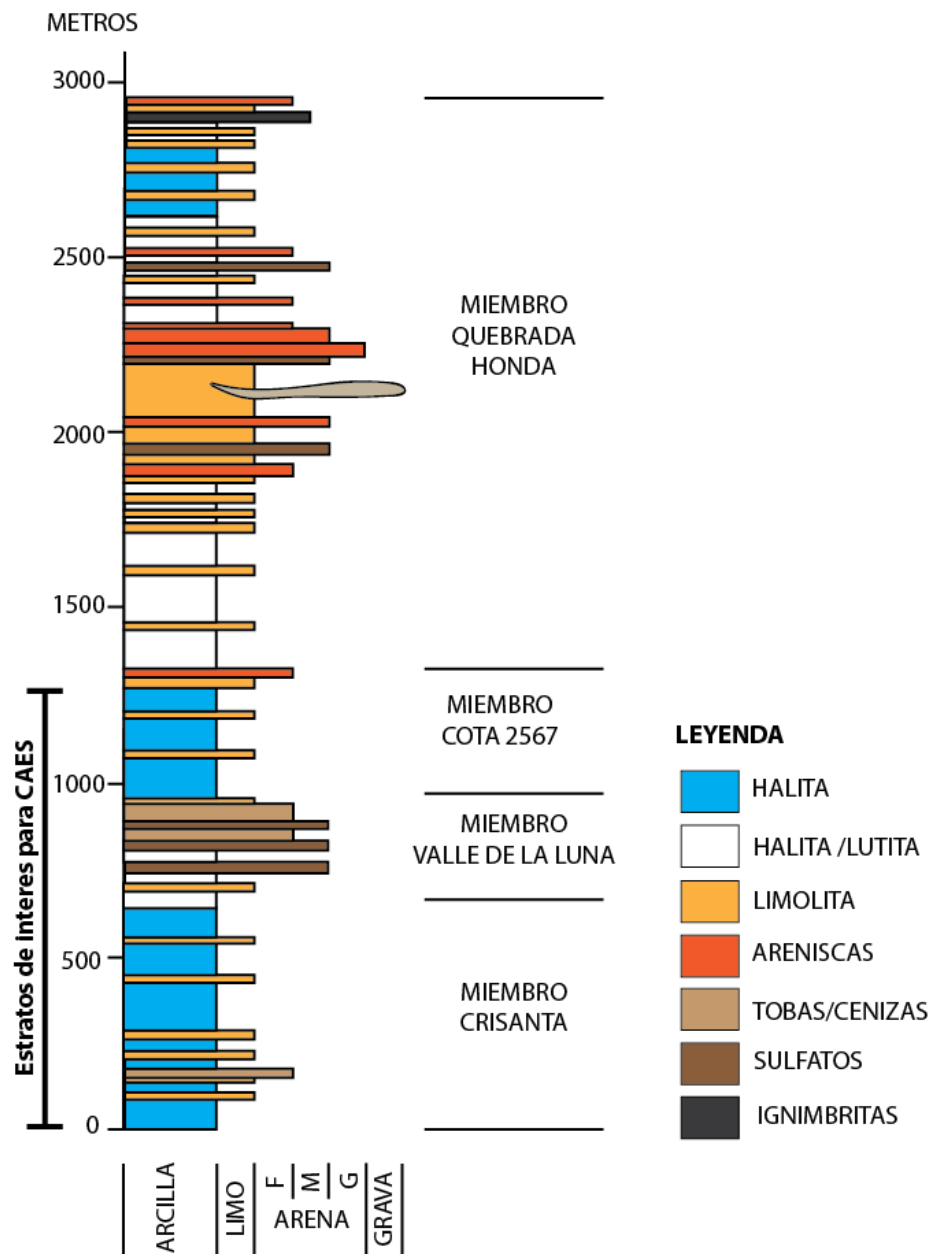


Figura 39: Columna estratigráfica Fm. San Pedro. Modificado de Wilkes 1990.

## 5.2.2. Estratigrafía Formación San Pedro

De acuerdo a la Carta geología del SERNAGEOMIN del Salar de Atacama realizada por Becerra *et al.*, (2014), en donde se realizó un trabajo de mapeo de 1:100.000, se logran distinguir 8 miembros para la Formación San Pedro: 4 miembros inferiores evaporíticos lacustres (OMsp1-OMsp4), que corresponderían a los miembros Crisanta y Valle de la Luna, y 4 miembros superiores fluviales lacustres (OMsp5-OMsp8), que se correlacionan con los miembros Cota 2567 y Quebrada Honda (Figura 39).

### Miembro Palicaye (OMsp1)

Corresponde a secuencias centimétricas de areniscas finas, limolitas y arcillolitas, con estratificación planar de colores rojizos, con evaporitas estratificadas en capas centimétricas de halita y yeso. Su potencia mínima alcanza los 150 m, y en su base se generan domos salinos compuestos principalmente por halita.

### Miembro Río Grande (OMsp2)

Se compone por capas centimétricas de limolitas ferruginosas, areniscas finas con estratificación planar y cementadas con sales, y evaporitas de cristales de halita. En el área Domingo Ramos, se presenta como un domo salino elongado en dirección NNE-SSW, el cual atraviesa niveles superiores de la Formación San Pedro. Además este miembro aflora en el flanco occidental de la Cordillera de la Sal formando un pequeño anticlinal denominado Anticlinal de la Sal, el cual es cerrado y volcado hacia el oeste. Dentro de este miembro es posible reconocer 3 unidades, según sus diferencias litológicas y granulométricas, ya que no presentan un orden estratigráfico.

- La primera unidad corresponde a depósitos evaporíticos constituidos principalmente por cristales de halita con presencia de arcillas, limo e intercalaciones de areniscas y fangolitas centimétricas, las cuales se exponen a lo largo de la Cordillera de la Sal con morfología diapírica en el sector del Valle de la Luna.
- La segunda unidad corresponde a una secuencia sedimentaria con buena estratificación compuesta principalmente por limolitas, areniscas y arcillolitas, con escasas intercalaciones de lutitas y conglomerados, además de la presencia de niveles de tobas con amígdalas y vetillas de sales. Estas facies se encuentran caracterizadas por la presencia de evaporitas como cemento o en niveles de sal y yeso. La unidad aflora en el sector de la Cordillera de la Sal en donde alcanza una potencia de 300 m de espesor, mientras que a lo largo del río San Pedro el afloramiento posee una potencia de 1 km.
- La última unidad reconocida dentro del miembro Río Grande, corresponde a una secuencia estratigráfica de 300 m de potencia, compuesta por gravas, conglomerados y areniscas gruesas grisáceas que afloran en la quebrada El Túnel. Tanto los conglomerados como las gravas son matriz soportado, poseen clastos líticos de tamaño variable, de mala selección, con matriz arcillosa y cemento salino.

### **Miembro Abrapampa (OMsp3)**

Corresponde a una sucesión con buena estratificación, compuesta por limolitas y areniscas finas, cementadas con halita y yeso, y la cual aflora en el Norte del sector de la Cordillera de la Sal como un pliegue sinclinal, conocido como el Sinclinal de la Sal, y el cual posee orientación NNE, una gran longitud de onda y hacia el Norte se transforma en el núcleo del anticlinal de la Paciencia de vergencia NW.

### **Miembro La Sal (OMsp4)**

Está compuesto principalmente por halita, con intercalaciones métricas de yeso y de areniscas en capas centimétricas. Este miembro aflora en borde occidental de la Cordillera de la Sal, en donde forma parte del núcleo del Anticlinal de la Paciencia, en el cual se observan una serie de despegues de vergencia Oeste.

### **Miembro Paciencia (OMsp5)**

Corresponde a un conjunto de areniscas conglomerádicas en capas centimétricas, en las que se intercalan pequeñas capas de areniscas cuarcíferas y limonitas con evaporitas. En la parte superior esta unidad posee pequeños lentes de halita e intercalaciones de niveles de yeso de hasta 1 m. Este miembro aflora con una potencia de 560 m en la Cordillera de la Sal, en el flanco oriental del Anticlinal de la Paciencia, en aparente concordancia con el Miembro La Sal.

### **Miembro Pozo Bravo (OMsp6)**

Corresponde a una secuencia de areniscas de grano fino y limonitas, cementadas por sales y poseen lentes milimétricos de halita y yeso. Al igual que el miembro anterior, aflora en el flanco oriental del Anticlinal de la Paciencia, se encuentra en aparente concordancia sobreyaciendo al Miembro Paciencia, con una potencia cercana a los 600 m. En la parte superior de esta unidad se observan abundantes estratos de agregados de yeso.

### **Miembro Los Vientos (OMsp7)**

Corresponde al miembro de mayor potencia de la Formación San Pedro, con más de 1 km de espesor, y se compone por una intercalación entre areniscas cuarcíferas en capas centimétricas a métricas, areniscas de grano medio y limonitas, además presenta lentes de halita. Se dispone en aparente conformidad sobre el Miembro Pozo Bravo, y aflora en el flanco oriental del anticlinal de la paciencia, en donde las capas se inclinan hacia el este gradando a un sinclinal y a un anticlinal (Sinclinal Los Vientos y Anticlinal Los Vientos) de longitud de onda cercana a los 2700 m.

### **Miembro Capricornio (OMsp8)**

Corresponde al miembro superior de la Formación San Pedro, y se compone de areniscas conglomerádicas con estratificación planar y vetillas de yeso, estratos evaporíticos más finos,

constituidos por arcillas cementadas con yeso y halita. La secuencia posee 400 m de espesor, forma parte del flanco occidental del Anticlinal la Paciencia y subyace en discordancia angular a las series de evaporitas neógenas en el extremo sur de la Cordillera de la Sal.

### 5.2.3. Geología Estructural

Durante el cenozoico tanto en la zona del Llano de la Paciencia como en el extremo norte de la Cordillera de la Sal, se evidencia una importante deformación, la cual se encuentra registrada en cuatro discordancias angulares desde el Mioceno al Holoceno, además de las discordancias progresivas a la Formación Vilama (Mpodozis *et al.*, 2000).

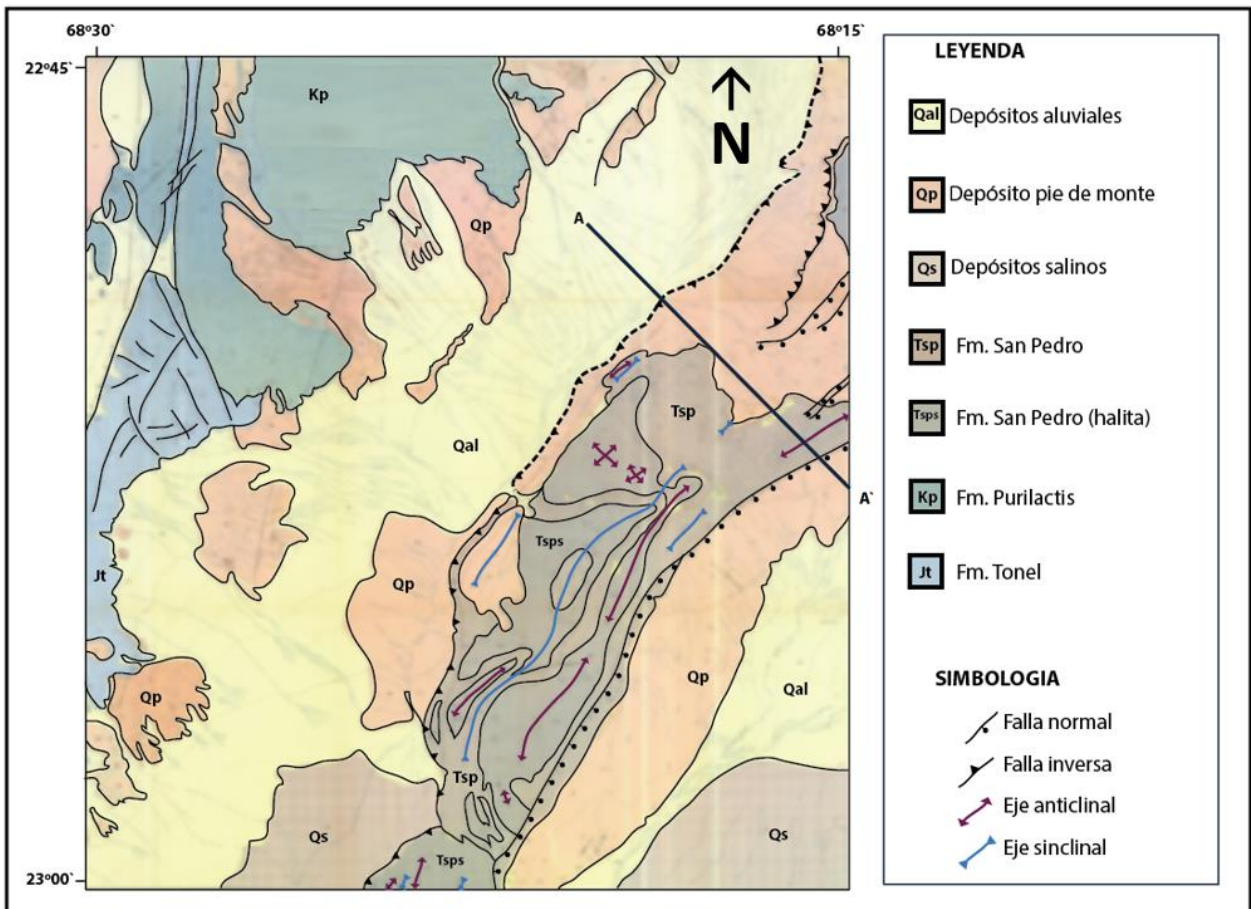


Figura 40: Mapa zona norte Cordillera de la Sal, Modificado del Cuadrángulo de Tular, Dingman, 1962.

Las estructuras asociadas a las diversas etapas de deformación han generado una particular arquitectura estructural de eventos sobreimpuestos. El primero corresponde al exhibido en la formación San Pedro, en la Cordillera de la Sal, y que corresponde a una serie de pliegues sinclinales y anticlinales (Figura 40) con un núcleo de evaporitas con geometría en echelon con

orientación NNW, con buzamiento para ambos lados y cuyo estilo de deformación varia a lo largo del rumbo de la cordillera (Dingman, 1962; Flint, 1985; Wilkes y Görler, 1988; Muñoz *et al.*, 2000).

Su origen ha sido tema de debate ya que algunos autores la asocian a deformación transpresiva e incluso la asocian a una estructura en flor positiva siniestral (Macellari *et al.*, 1991). Por otro lado, también es considerada como el frente emergente de una falla sub-horizontal ciega a lo largo de un nivel de despegue que se prolonga hacia el oeste o bien como el resultado de compresiones horizontales, que generan el deslizamiento gravitacional de capas no consolidadas, depositadas en una cuenca localmente subsidente (Dingman, 1962).

Sin embargo, pese a las distintas hipótesis, la mayor parte de la deformación parece haber ocurrido durante el Mioceno medio, lo cual se evidencia en la notable discordancia angular entre las unidades del Mioceno Superior y la Formación San Pedro (Mpodozis *et al.*, 2000). Las secuencias sedimentarias y de ignimbritas del Mioceno superior al Plioceno presentan un estilo de deformación diferente, caracterizado por una serie de anticlinales estrechos, asimétricos y de ejes continuos con rumbo NNE-NE, que se encuentran separados por amplios y suaves sinclinales de gran longitud de onda.

La geometría de los anticlinales sugieren que estos podrían haberse formado como pliegues por propagación de falla, sobre fallas inversas de alto ángulo inclinadas hacia el oeste (Mpodozis *et al.*, 2000). Además, los anticlinales que se generan, evidencia una progresión de la deformación hacia el este junto con documentar una componente de transurrencia siniestral (Mpodozis *et al.*, 2000).

#### **5.2.4. Domos de Sal**

Los diapiros de sal corresponden a grandes estructuras que se generan de forma natural a partir de depósitos de sal, y que con el tiempo se filtran a través de los estratos superiores y forman estos grandes domos. Estas estructuras tienden a tener una composición más homogénea que las capas evaporíticas mixtas, por lo que son más convenientes para construir cavidades, ya que se disuelven de forma más uniforme y permiten hospedar cavernas más grandes.

Para comprender los mecanismos de cómo se formaron los domos salinos presentes en la Cordillera de la Sal, es necesario estudiar las propiedades que permiten el flujo dúctil en este tipo de litologías y los factores gatillantes que los generaron. Los diapiros de sal, entre otras cosas, se generan por la inversión de densidades, es decir capas de menor densidad subyaciendo estratos más densos. La densidad de la halita, a una profundidad mayor a 200 m, es aproximadamente 2,2 g/cm<sup>3</sup> (Warren, 2016). Dicho valor es un poco menor que la del resto de las rocas sedimentarias, por lo que la presencia de estratos salinos en profundidad genera una inestabilidad gravitatoria.

Sin embargo, la existencia de una inversión de densidades no basta, pues la fuerza ascensional de una capa de sal de techo horizontal se distribuye por igual a lo largo de toda la capa, y no es suficiente para iniciar el ascenso, ya que se mantiene en la condición de equilibrio. Por ende, es necesario un factor que gatille el proceso para que fluya la sal en una determinada dirección y se concentre en alguna zona, para que se comience a formar el diapiro. Este factor puede ser la existencia de alguna irregularidad en la capa salina, o un mayor espesor de sedimentos encima de un determinado punto induce una carga mayor, lo cual genera un adelgazamiento justo por debajo de ella. Por otro lado, las irregularidades de la formación salina también pueden deberse a procesos tectónicos, como la nucleación de pliegues o la formación de fallas, por lo cual es común que los niveles salinos permanezcan en equilibrio durante varios millones de años, pese a la inversión de densidades, y que comience a generarse el domo como consecuencia de algún episodio deformativo (Martínez, 2002).

Además, a cierta profundidad la halita puede recrystalizar y sufrir procesos de disolución, lo cual genera una disminución en su densidad de acuerdo a la expansión termal generada producto de la profundidad de enterramiento. Por otro lado, la compactación y enterramiento de estratos de otras litologías con un mayor tamaño de grano, genera una progresiva disminución de porosidad e incremento de densidad, por lo cual la sal poseerá una bouyancia positiva entre estratos no evaporíticos enterrados a más de 1 km de profundidad. Las capas evaporíticas sufren la presión generada por su propio peso lo cual genera una carga hidráulica, y cuando esta genera una fuerza de bouyancia superior a la fuerza de cohesión de los niveles sobreyacientes comienza el proceso de diapirismo. Por ende dicho fenómeno también dependerá del volumen de sal disponible para fluir, la altura piezométrica y el espesor de las unidades sobreyacientes el cual tiene un espesor mínimo de gatillo denominado "*piercement treshold*".

Por otro lado, las variaciones en el gradiente termal pueden influir en el flujo de sal, debido a los procesos de gran expansión que sufre la halita cerca de los 5 km de profundidad, lo cual genera un fenómeno de inversión de densidades termalmente inducida (Jackson *et al.*, 1994; Warren, 2016). En resumen, el flujo de sal y el diapirismo pueden estar relacionados tanto a extensión, como compresión o actividad termal, y se encuentra fuertemente relacionado a la estratigrafía de las capas superiores y el volumen de sal disponible, por lo que estos fenómenos se encuentran estrechamente ligados a la geología y tectónica regional.

Los domos de sal y los pliegues anticlinales y sinclinales que se presentan en la Cordillera de la Sal han sido interpretados como el resultado de deslizamiento gravitacional de sedimentos no consolidados de la Formación San Pedro hacia el centro de la cuenca (Dingman, 1962). En donde las fuerzas horizontales producidas por los deslizamientos causan el plegamiento generando domos pero alterando levemente los sedimentos involucrados. Debido a lo anterior, el flujo diapírico a gran escala o la intrusión de sal poseen poca importancia en la formación de estos domos. Dicha interpretación se encuentra evidenciada en la preservación de estratificación dentro de los núcleos de sal, la completa ausencia de fragmento de rocas más antiguas y la ausencia de sedimentos clásticos de la Formación San Pedro dentro de los núcleos de los domos salinos (Dingman, 1967).

No obstante, estudios más recientes proponen que los domos fueron favorecidos por flujos diapíricos que vienen ocurriendo desde el Mioceno. En interpretaciones de la configuración tectónica que presentaba la cuenca del salar desde el Mioceno temprano al Mioceno medio, se propone acortamiento con orientación Este-Oeste generado por la falla inversa Tular, el cual mueve el margen de la cuenca hacia el este. La basculación resultante producto de dicha falla, generaría un flujo diapírico en el Grupo Paciencia, con la respectiva subsidencia producto del movimiento de la sal. La combinación de alzamiento tectónico y flujo diapírico habrían creado la amplia Paleo-Cordillera de la Sal, que segmentó la cuenca. Luego durante el Plioceno y hasta el Cuaternario, el flujo diapírico habría continuado en el Grupo Paciencia, permitiendo la acumulación de la secuencia M (Figura 41), que corresponde a la Formación Vilama e ignimbritas neógenas, al Oeste de la sub-cuenca de donde era removida la sal (Panamont *et al.*, 2004).

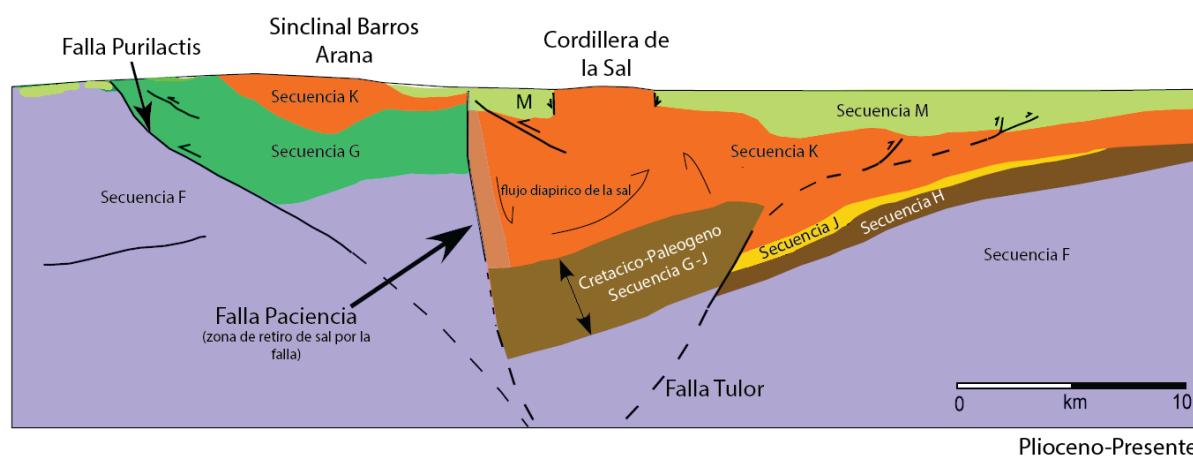


Figura 41: Esquema de la historia tectónica del Salar de Atacama de los últimos 15 millones de años. Modificada de Panamont *et al.*, 2004.

El alzamiento topográfico fue restringido a la zona occidental de la paleo-Cordillera de la Sal, producto tanto de la ausencia de un mayor alzamiento tectónico a lo largo de la Falla Tular, junto con el quizás preferencial enterramiento sedimentario del flanco Este de la Paleo-Cordillera de la Sal bajo la influencia de un patrón de drenaje hacia el norte del Salar de Atacama. La falla inversa Purilactis en el flanco occidental de los Cerros Purilactis, es una falla activa que acentúa el plegamiento del Sinclinal Barros Arana, al igual que las fallas en el centro del salar.

Los niveles inferiores evaporíticos de la Formación San Pedro habrían ejercido un control de primer orden en la generación de la Cordillera de la Sal de acuerdo a su reología, espesor y distribución. La inversión de la cuenca y el alzamiento de la Cordillera de la Sal están asociados a los eventos compresivos principales estudiados en los Andes Centrales durante el Neógeno. Por ende, la cuenca del Salar de Atacama es un ejemplo de inversión tectónica positiva en una cuenca salina, logrando combinar diapirismo salino con plegamiento sobre niveles salinos y un híbrido entre ambos mecanismos (Rubilar, 2015).

## 5.2.5. Modelación Preliminar

Tras la revisión de los antecedentes estratigráficos y estructurales, y debido a la existencia de domos salinos en el borde occidental del Salar de Atacama, se identificaron los bloques superficiales más favorables para la implementación de CAES en la Cordillera de la Sal (Figura 42). Sin embargo, producto de la escasa información geológica en la literatura para poder realizar un detallado estudio y las limitaciones para efectuar una adecuada modelación, solo se revisará de forma preliminar una herramienta computacional que permite el análisis estructural y mecánico de cavernas en formaciones salinas, en base a los antecedentes geológicos regionales disponibles.

La modelación, corresponde a la simulación del comportamiento de una cavidad dentro de una formación salina mediante el software LOCAS<sup>®</sup>, para evaluar cómo se comporta la geología local frente a la construcción y operación de la caverna de almacenamiento, junto con la estimación de los tiempos y procesos que se ven involucrados.

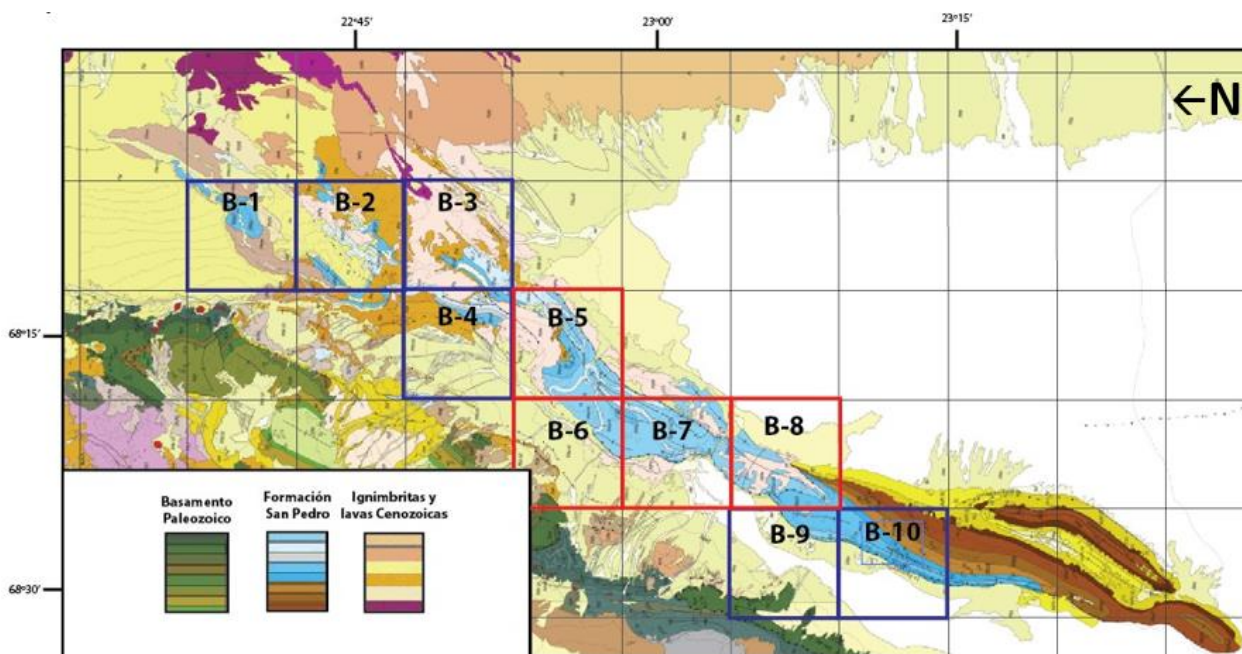


Figura 42: Bloques favorables dentro de la zona propuesta para la implementación, en donde los bloques rojos corresponden a los de mayor favorabilidad. Mapa tomado de Rubilar et al., 2015.

El software LOCAS<sup>®</sup> fue desarrollado por Brouard Consulting<sup>®</sup> y ha sido probado en numerosos estudios, de los cuales se han realizado más de 90 publicaciones. La simulación consiste en la resolución de elementos finitos de espacios en dos dimensiones con simetría axial, en donde se acopla las propiedades termo-hidro-mecánicas de las distintas rocas y simula el comportamiento elasto-visco-plástico no lineal de cavernas de sal implementando modelos constitutivos avanzados y precisos. Este software, permite estudiar el comportamiento en el corto y en el largo plazo de cavernas construidas en formaciones salinas, las cuales pueden ser rellenas con materiales líquidos o gaseosos, y en donde se consideran los fenómenos de *creep* (Anexo 9.4.1), la conducción termal



en las rocas, la micro- permeabilidad de la sal, y la disolución y cristalización de la halita. La ley constitutiva de *creep* utilizada para la modelación de la caverna es el modelo Multi-Deformacional definido por Munson-Dawson, (Anexo 9.5), y en donde se asumió que la permeabilidad se mantiene constante.

El domo escogido para la modelación preliminar, se encuentra ubicado en el bloque B-5, posee la geometría que se muestra en la Figura 43, y se basó en la interpretación geológica realizada por Dingman en la carta del cuadrángulo de Tular (1963). La caverna consiste en una cavidad cilíndrica irregular basada en la geometría que posee una de las cavernas en la planta Huntorf (véase en Figura 51). El reservorio de aire cuenta con un volumen de 282.400 m<sup>3</sup>, una altura de 150 m y un diámetro promedio de 70,88 m. El techo de la cavidad se encuentra ubicado a 650 m de profundidad y la base se ubica a una profundidad de 800 m (Figura 44).

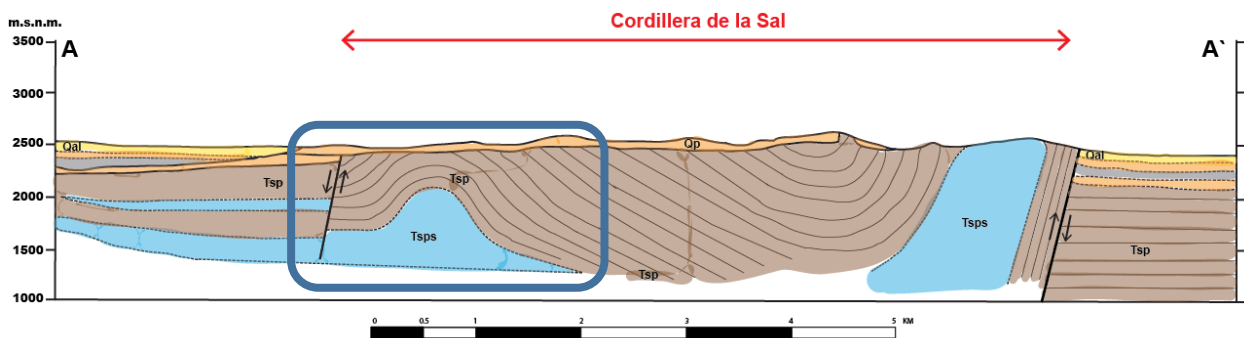


Figura 43: Perfil AA' tomado del cuadrángulo de Tular (Figura 40), Dingman, 1962

Para la construcción de la caverna (Anexo 9.3.1) se requiere de una gran cantidad de agua fresca, la cual se inyecta a través del pozo para disolver la sal, y al mismo tiempo se extrae la salmuera que se va generando. En dicho proceso se generarán cerca de 2.260.000 m<sup>3</sup> de salmuera que puede ser vendida a industrias dedicadas a la extracción de minerales. Este proceso, consiste en una primera etapa en donde se construye la base y el cuerpo de la caverna mediante lixiviación con circulación directa y finalmente se construye el techo mediante lixiviación con circulación indirecta. El proceso de lixiviación de la caverna, según los antecedentes de instalaciones en formaciones similares, tardaría entre 700-1000 días y tendría un costo aproximado de 30 millones de dólares.

Para llevar a cabo la simulación, se utilizaron de los antecedentes geológicos disponibles, se consideraron los datos de generación solar y demanda energética de la zona, y los datos técnicos y operacionales de la planta Huntorf. El patrón operacional consiste en ciclos diarios, con 12 horas de compresión (08:00 – 20:00 horas), seguidos de una hora de almacenamiento (20:00 – 21:00 horas) y finalmente 3 horas de expansión (21:00 – 00:00 horas), y luego la caverna quede en desuso durante 8 horas (00:00 – 08:00 horas).

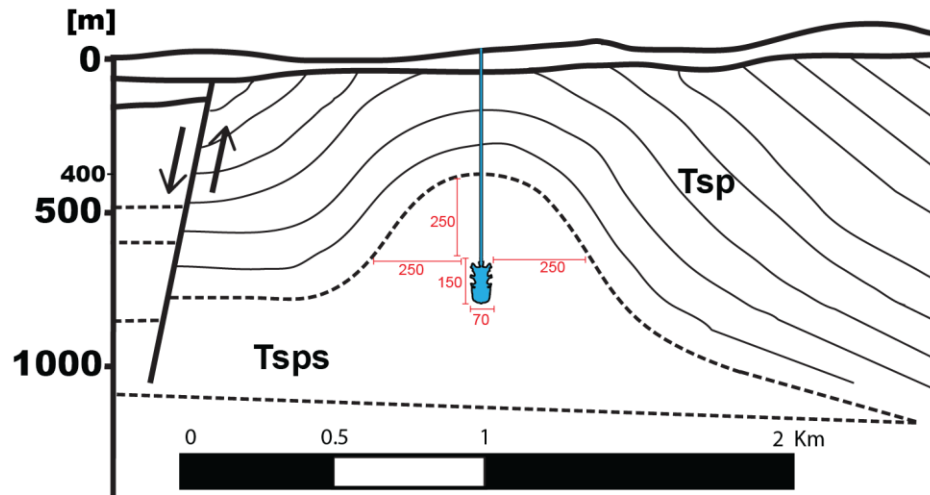


Figura 44: Ubicación caverna dentro de uno de los domos salino en la Cordillera de la Sal. Detalle de Figura 43.

La presión base con la que operará la caverna será con aire a 4,5 MPa y tras la inyección de aire durante las 12 horas de compresión, esta presión ascenderá hasta 7 MPa. Luego, en la etapa de 3 horas de extracción de aire, la presión descenderá nuevamente hasta la presión base, y la caverna se encontrará dispuesta para un nuevo ciclo.

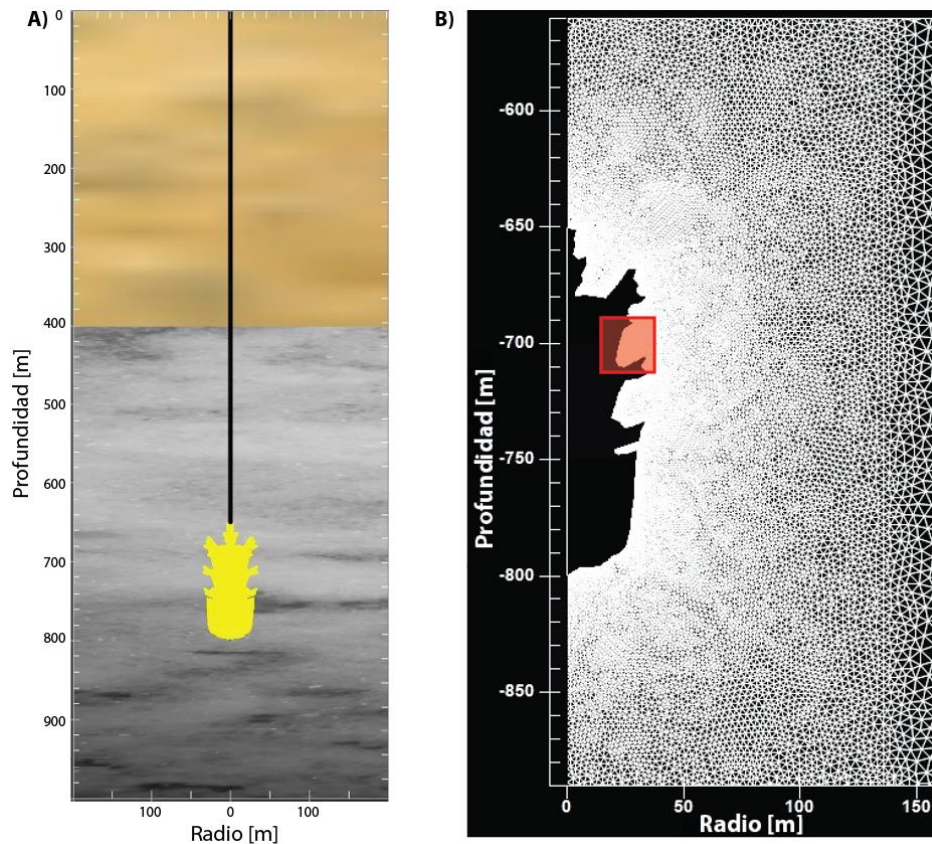


Figura 45: A) Estratigrafía considerada en la modelación, B) Mallado de la modelación, cuadrado rojo: zona crítica donde se analizara los stress desviatoricos y la dilatación de la caverna.

El mallado de la modelación consta de 19.066 nodos, con 37.245 elementos en un área de 200 m de ancho por 1000 m de alto (Figura 45), y en donde se definieron 3 zonas con distinta densidad nodos según la cercanía a la cavidad. La estratigrafía modelada, se idealizó considerando una primera capa de areniscas (400 m) sobreyaciendo a una capa de halita de 600 m de espesor (Tabla 16).

La primera etapa de la simulación corresponde a la lixiviación de la caverna, para cual se consideró un tiempo de 1000 días, posterior a esto se deja un tiempo de reposo para la estabilización de la caverna, para luego comenzar con la etapa de extracción final de salmuera que dura 100 días. Posterior a esto, viene la fase operacional, en donde el aire es comprimido hasta 7 MPa e ingresa con una temperatura de 40 °C, y durante la descarga dicha presión desciende hasta 4,5 MPa, con su respectivo descenso de temperatura.

**Tabla 17: Propiedades de las capas estratigráficas modeladas.**

Estrato	Densidad	Módulo de Young MPa	Razón de Poisson	Permeabilidad mD	Conductividad hidráulica [W/m K]	Capacidad calorífica [kJ/kg K]
<b>Arenisca</b>	2520	8600	0,23	$10^{-4}$	3	0,921
<b>Halita</b>	2200	20000	0,25	$10^{-5}$	6,1	0,921

Fuente: Brouard, 2016

La modelación preliminar, muestra que la caverna se mantiene mecánicamente estable en la etapa de construcción mediante lixiviación, en donde se va retirando la salmuera que se genera, por lo que a medida que aumenta el volumen de la caverna, la presión dentro de esta disminuye de forma gradual, desde la presión litostática en la que se encontraba hasta la presión base para la operación, y en donde la temperatura de la caverna se mantiene relativamente constante, un poco más baja que la temperatura geotermal en dicha profundidad (Figura 46).

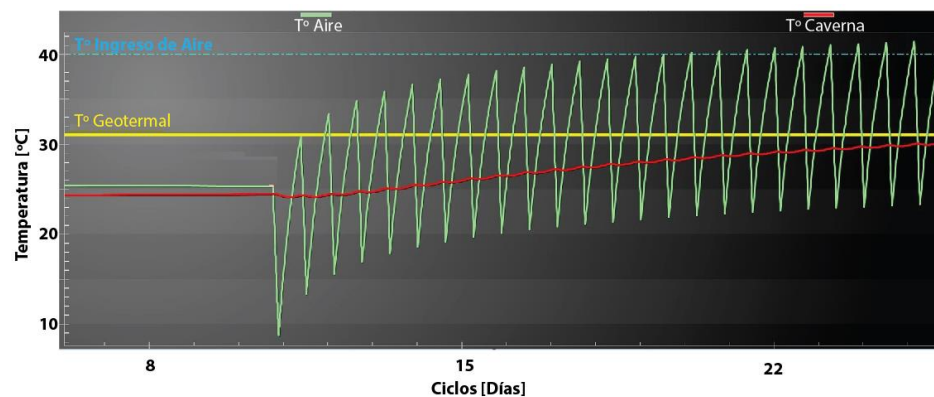


Figura 46: Evolución de temperatura dentro de la caverna.

Posterior a esto, durante los ciclos de operación, la temperatura dentro de la caverna incrementa hasta nivelarse con la temperatura con la que ingresa el aire (~40°C), estabilizándose

después de 30 ciclos aproximadamente (Figura 46), y luego presenta pequeñas variaciones producto de las fluctuaciones operacionales de presión.

En los resultados de la simulación, también es posible observar que los puntos críticos de la caverna (paredes con bordes irregulares y techo) experimentarían esfuerzos desviatoricos más altos en los bordes adyacentes a esta, y que estos son globalmente mayores cuando la caverna se encuentra a presión base de 4,5 Mpa (Figura 47). No obstante, dichos esfuerzos desviatoricos, no alcanzan a ser puntualmente altos como para provocar la génesis de fracturas, y las zonas o regiones de dilatancia que se generan, presentan valores sumamente bajos. Estos valores de dilatación, además se encuentran dentro de los márgenes de seguridad definido para cavernas dentro de formaciones salinas (DeVries *et al.*, 2006), el cual considera que el estado de *stress* es seguro cuando la relación entre la segunda invariante del tensor de *stress* desviatorico ( $J_2$ ) y la primera invariante del tensor de *stress* ( $I_1$ ) es menor a 1.

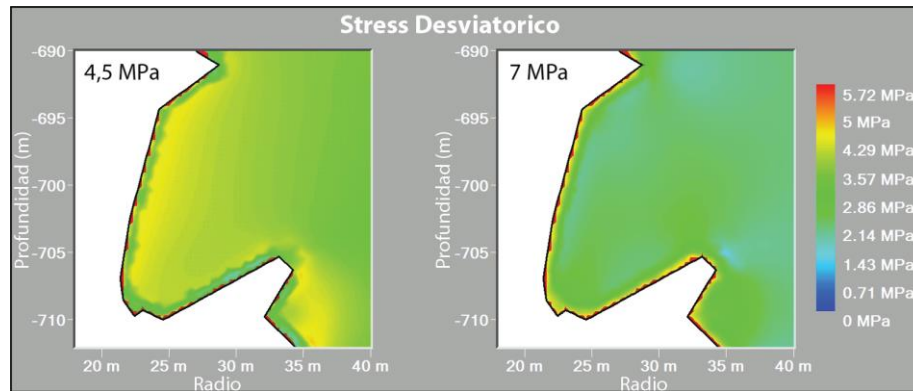


Figura 47: Stress desviatoricos (30 ciclos).

Por otro lado, cuando la caverna se encuentra rellena de aire comprimido a una presión de 7 MPa, se genera un punto de gran dilatación bajo el bloque irregular de la pared (Figura 48), no obstante al ser una zona puntual y pequeña ( $> 1$  m) no debiese generar problemas, ni microfracturas que pudiese provocar el potencial desprendimiento del bloque (Brouard *et al.*, 2007).

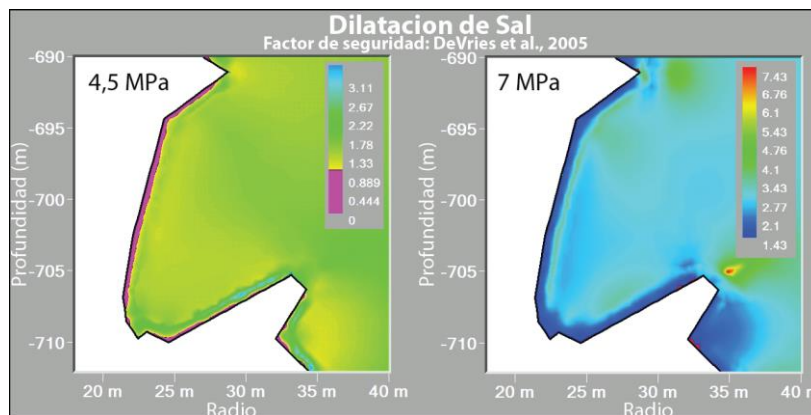


Figura 48: Criterio de dilatación DeVries *et al.*, 2005 (30 ciclos).

## 6. Discusión

### 6.1. Tecnología CAES

En los últimos años, el uso y desarrollo de energías renovables han experimentado un rápido crecimiento tanto en Chile como en el resto del mundo. Sin embargo, debido a la intermitencia y variabilidad de algunas de las fuentes no se ha logrado su penetración masiva a los sistemas eléctricos. Por otro lado, en las próximas décadas todas las empresas generadoras de energía debiesen usar de forma racional los recursos tradicionales (combustibles fósiles) e incrementar el uso de energías renovables, para de esta forma poder reducir la huella de carbono de la generación de electricidad.

En el norte de Chile existen las condiciones propicias para el aprovechamiento y producción de energía solar, ya que es aquí donde se presenta la mejor radiación solar del mundo, junto con que durante el último tiempo, los costos para producirla han experimentado una enorme baja. Por otra parte, el país también posee un gran potencial eólico, el cual se distribuye principalmente en las regiones costeras y altioplánicas, además de la zona austral del país en donde se presentan uno de los mejores potenciales eólicos del mundo (Figura 49).

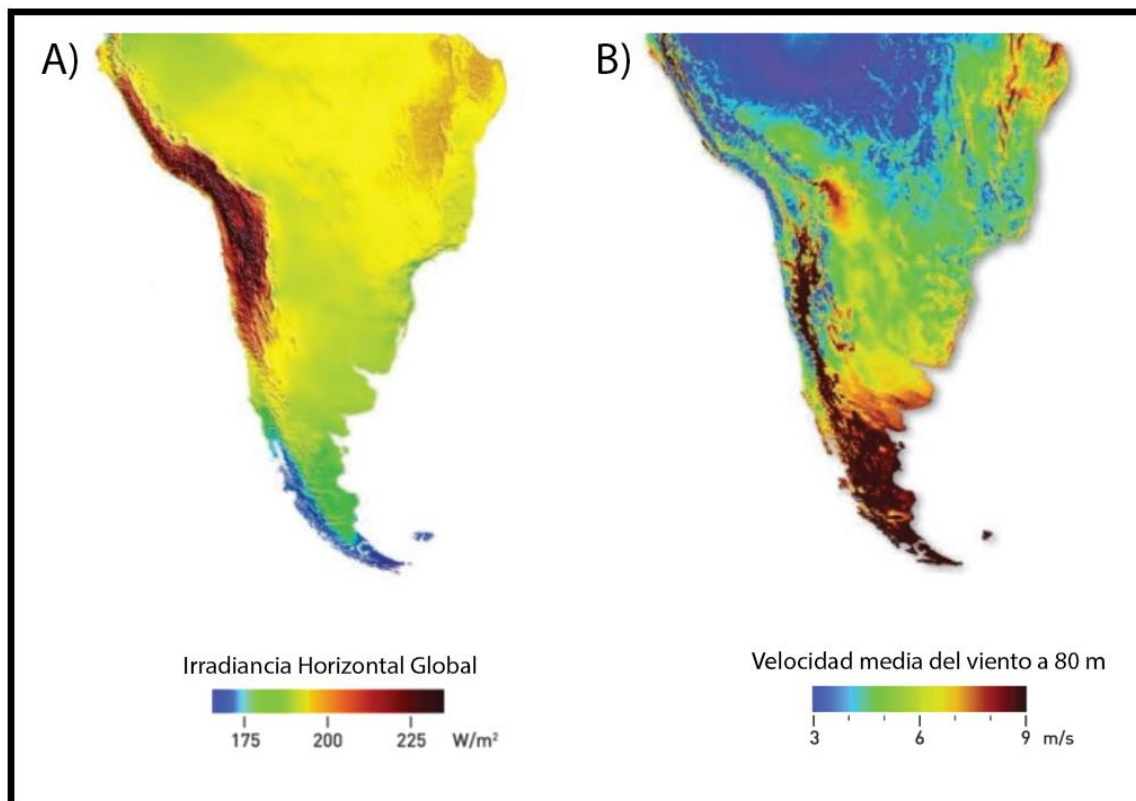


Figura 49: A) Potencial solar, B) Potencial eólico. Fuente 3TIER, 2011.

Sin embargo, ambos tipos de energía poseen intermitencia en su generación, ya que, por una parte, en los parques fotovoltaicos la energía se encuentra disponible en función de los ciclos diarios y estacionales de la luz solar, y por otra parte, el recurso eólico es sumamente inestable tanto en intensidad como en magnitud. Debido a esto, las instalaciones poseen bajos factores de planta y problemas para concretar contratos, lo cual puede resolverse con la implementación de sistemas de almacenamiento de energía. Además, el interés por almacenar energía está creciendo de forma simultánea con la mayor dependencia de la electricidad, y particularmente en Chile, estudios proyectan que la demanda energética aumentaría considerablemente para el año 2030 (Figura 50).

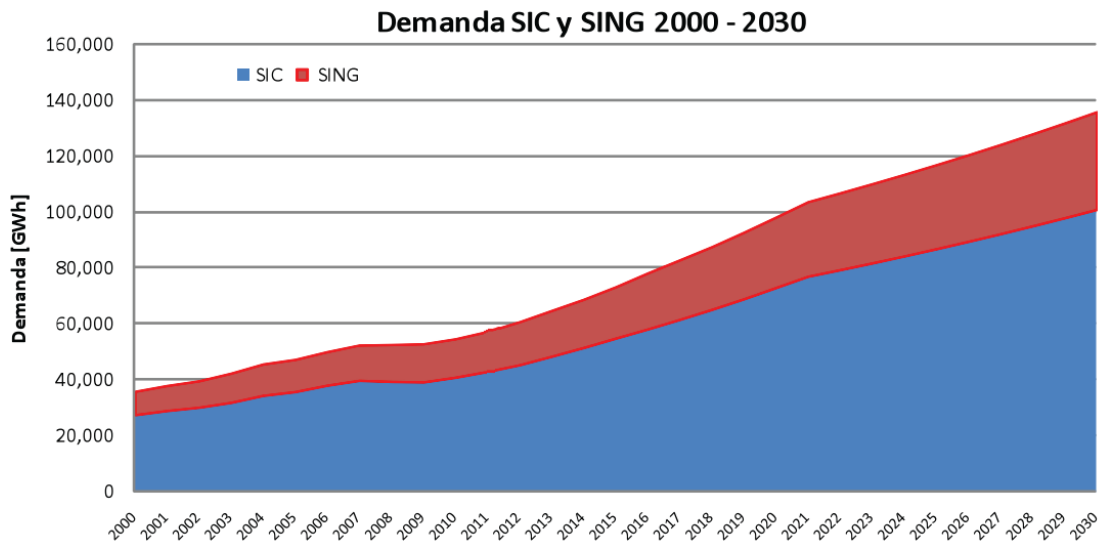


Figura 50: Demanda energética proyectada para el año 2030. Santana et al., 2014.

Las plantas de Huntorf y McIntosh confirman que la tecnología CAES es segura, confiable y comercialmente viable. Con la evolución de la tecnología, se han desarrollado mejorías en cuanto a la pérdida de calor del proceso, aumentando la eficiencia global del sistema y haciéndolo comparable con el almacenamiento de energía de los PHS (Anexo 9.1.3). En este escenario, la planta ADELE (Sección 2.3.1.), será la primera planta adiabática con una significativa mayor eficiencia y menores costos operacionales.

Las dos plantas CAES operativas utilizan cavernas excavadas por disolución en formaciones salinas, en las cuales no se han presentado mayores problemas, y la integridad de las cavernas se ha mantenido prácticamente intacta (Figura 51). No obstante, diversas investigaciones indican que el almacenamiento de aire comprimido es posible realizarlo también dentro de acuíferos, reservorios de hidrocarburos agotados, cavernas construidas en roca cristalina y minas abandonadas. Como consecuencia de dichos estudios, se están desarrollando proyectos en varias partes del mundo, utilizando diversas litologías y reservorios. Debido a esto, se espera que en un futuro próximo los sistemas CAES sean comunes métodos de almacenamiento, principalmente por las grandes porciones de energía que es posible almacenar, ya que junto con los sistemas PHS son las únicas tecnologías actualmente disponibles con la capacidad y tiempo de entrega requeridos por los sistemas eléctricos de potencia.

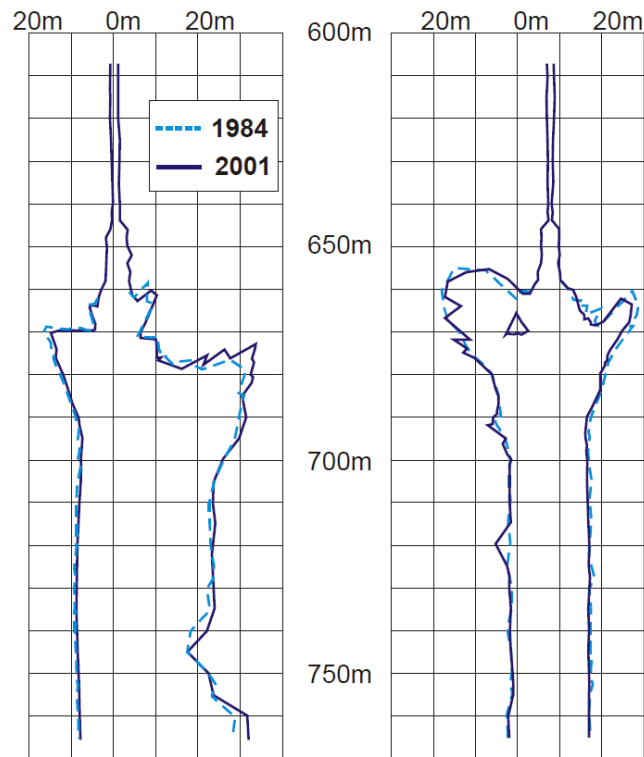


Figura 51: Deterioro de las cavernas en Huntorf tras 20 años de operación. Tomado de Cotrogino, 2001.

Las plantas CAES requieren un equipamiento superficial similar al utilizado por las plantas de gas (compresores, intercambiadores de calor y turbinas), por ende, los únicos desafíos de la tecnología, son encontrar los reservorios geológicos adecuados para el almacenamiento de aire comprimido y resolver el desaprovechamiento de la gran cantidad de energía termal que se genera durante la compresión de aire.

Por otro lado, en la actualidad la implementación de la tecnología CAES posee altos costos asociados, los cuales se espera sigan disminuyendo con la evolución de la tecnología. Independiente de esto, el almacenamiento de energías renovables en un futuro próximo será requerido, por lo que el presente estudio pretende promover a que se comience la investigación de los potenciales sitios geológicos, y la identificación y evaluación de las formaciones geológicas adecuadas para la implementación de sistemas CAES. Además, como los estudios requeridos involucran una gran cantidad de tiempo, es conveniente comenzar a realizar pronto las investigaciones pertinentes para que cuando se requiera efectuar el almacenamiento energético se tengan los posibles sitios identificados.

## 6.2. CAES en Chile

En Chile, existen formaciones geológicas con potencial para el desarrollo de sistemas CAES, y además se presentan las condiciones climáticas favorables para su implementación. Dentro de estas, se encuentran las formaciones salinas presentes en algunos salares del norte, ciertos acuíferos que se distribuyen a lo largo de todo el territorio nacional, los reservorios de hidrocarburos ubicados en la región de Magallanes y una gran cantidad de minas o galerías subterráneas abandonadas.

Los salares de la zona norte de Chile, son de cierta forma, los más favorables para la tecnología CAES, ya que se ha comprobado su correcto funcionamiento en este tipo de litologías y debido a que sus ubicaciones geográficas se traslapan con uno de los mejores potenciales solares del mundo (Figura 52).

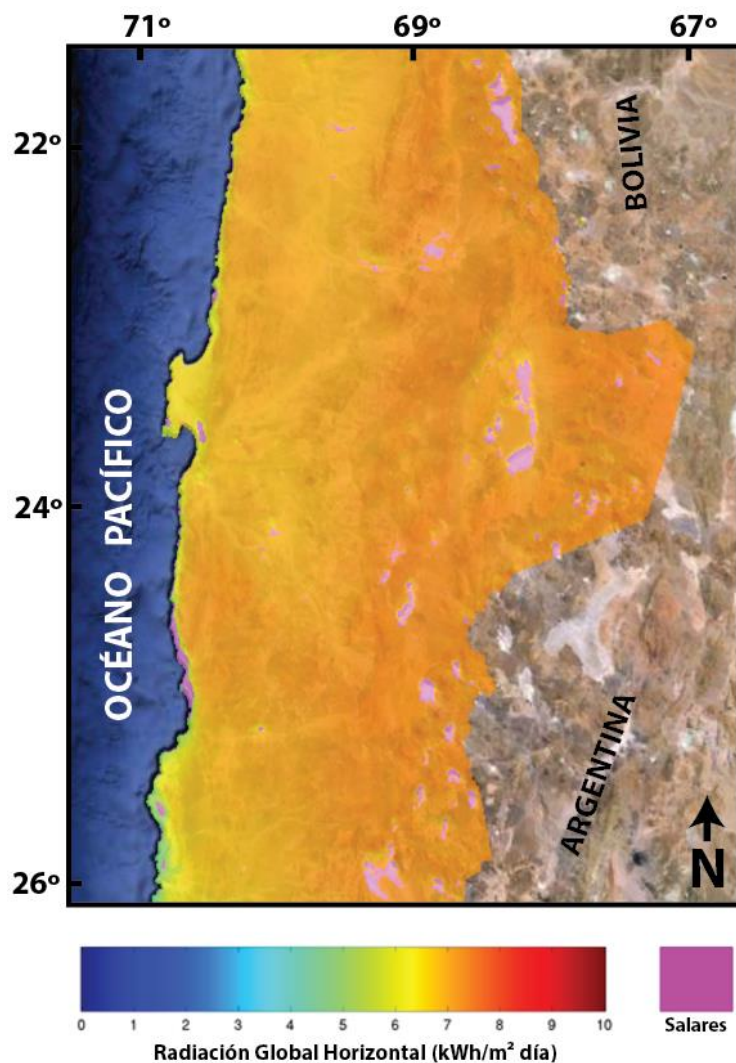


Figura 52: Radiación global horizontal periodo completo y ubicación salares del Norte de Chile. Fuente: Explorador de Energía Solar, Ministerio de Energía y DGF.



Sin embargo, para la implementación de sistemas CAES en formaciones salinas, se requiere de características geológicas específicas, dentro de las que en primer lugar se incluye la existencia de capas salinas profundas. Posterior a la revisión de los antecedentes disponibles en la literatura, se identificó que los salares que cumplen con las condiciones estratigráficas mínimas requeridas para la construcción de cavernas para almacenamiento de aire comprimido, son el Salar Grande, el Salar de Llamará, el Salar de Atacama, el Salar de Punta Negra y el Salar de Pedernales.

No obstante, la mayoría de estos se encuentran próximos a zonas de fallas, e incluso se tiene el caso del Salar Grande que se encuentra sobre la Zona de Falla de Atacama, por lo que posee un menor interés para el desarrollo de la tecnología, y pese a que presenta las condiciones estratigráficas requeridas, debiese ser excluido de los potenciales sitios producto de su alto grado de fallamiento. Por otra parte, mientras el Salar de Llamará y el Salar de Pedernales poseen capas salinas profundas formadas por halita maciza de decenas de metros de potencia, el Salar de Atacama posee capas salinas de más de 500 m de espesor y a grandes profundidades, por lo que desde el punto de vista técnico, para la ejecución de un proyecto CAES, es más atractivo.

Además, en el borde occidental del Salar de Atacama existen domos salinos, la zona presenta un enorme potencial solar, y se encuentra próximo tanto a las líneas de transmisión eléctrica como a los gasoductos de la región, que son factores influyentes para la implementación de estos sistemas de almacenamiento, ya que disminuyen los costos de inversión. Junto con esto, se encuentra próximo a zonas de volcanismo activo, las que presentan un alto potencial geotérmico, lo cual genera un atractivo escenario para estudiar la opción de construir un parque fotovoltaico acoplado a una planta CAES adiabática con almacenamiento de energía termal, lo cual permitiría producir energía eléctrica de forma más sustentable y sin generar emisiones de CO<sub>2</sub>.

En Chile existen centenares de cuencas sedimentarias que presentan distintos tipos de acuíferos, y en donde varios de estos, presentan las características geológicas mínimas requeridas para la implementación de sistemas CAES. A partir de estudios realizados por la DGA, se seleccionaron ciertos acuíferos favorables y se revisaron las principales características que poseen. Sin embargo, debido a la limitada disponibilidad de información, no se consideraron una gran cantidad de formaciones porosas que poseen las características geológicas apropiadas para el desarrollo de la tecnología.

Dentro de los acuíferos revisados, los que poseen un mayor potencial para implementar sistemas CAES en la zona norte del país, corresponden en primer lugar al acuífero Agua Verde, que de forma preliminar cumple con las condiciones de profundidad y confinamiento requeridas y se encuentra próximo a una zona con alto potencial eólico (Figura 53), y los acuíferos existentes en los salares Llamara y Atacama, debido a que se traslapan con una zona de gran potencial solar y a que poseen interesantes acuíferos confinados en profundidad. Por otro lado, en la zona centro sur se encuentra el acuífero de Caleta Tubul, ubicado en la zona costera de la VIII<sup>a</sup> Región, en el cual, debido a la presencia de un acuífero confinado a más de 350 m de profundidad y el gran potencial eólico de la zona (Figura 53), se presentan las características favorables para investigar sobre la ejecución de sistemas CAES, ya que adicionalmente, dicha zona se encuentra próxima a dos grandes proyectos de parques eólicos (Las Peñas y Lebu).

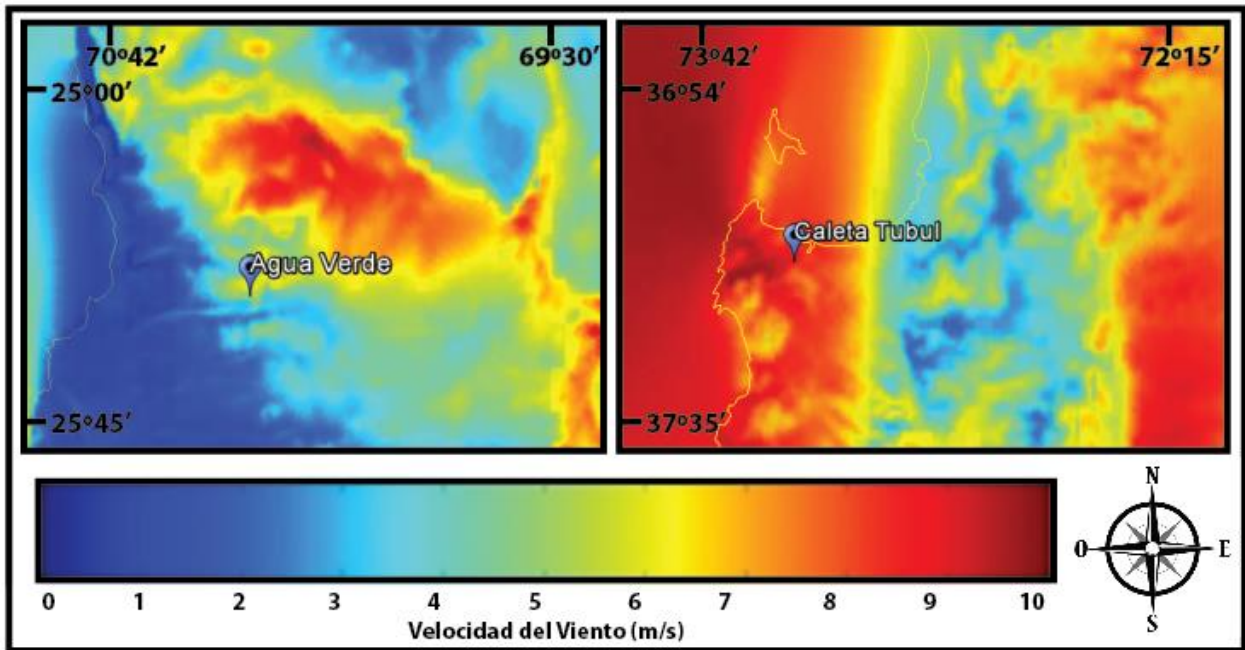


Figura 53: Velocidad del viento en 95 m de altura, promedio periodo entero de las zonas Agua Verde y Caleta Tubul. Fuente: Explorador de energía eólica.

En la zona austral del país se encuentran ubicados los acuíferos Laguna Blanca y Tierra del Fuego, que además de presentar las adecuadas condiciones geológicas requeridas de forma preliminar, se ubican en una región que presenta uno de los mayores potenciales eólicos de Chile e incluso del mundo, lo cual los convierte en sitios bastante interesantes para el desarrollo de esta tecnología.

Las instalaciones subterráneas y galerías construidas por la industria minera, que se encuentran abandonadas o en desuso, son también una interesante alternativa para la implementación de la tecnología CAES, debido a que los costos asociados disminuyen considerablemente, ya que no se requiere de la construcción de un reservorio. No obstante, es necesario reacondicionar las instalaciones. En algunos casos, dependiendo de la secuencia estratigráfica sobreyacente o del grado de fracturamiento que posea la mina, será necesario revestirlas para asegurar la estabilidad estructural y hermeticidad durante la operación de almacenamiento, además de la instalación de cortinas de agua, para el caso en que no exista la suficiente presión de agua en la roca caja. Por otro lado, debido a que en los antecedentes y reportes de la mina, se encuentran disponibles la mayoría de los parámetros geológicos requeridos para la evaluación de sitio, se disminuyen considerablemente los gastos exploratorios.

Dentro de las tareas para evaluar el posible reacondicionamiento de la mina, es necesario, en primer lugar, definir la geometría que tendrá el depósito de almacenamiento, para lo cual se requiere de la inspección de sitio y la revisión de los antecedentes de la mina. Posterior a esto, se deben analizar los datos de permeabilidad, gradiente hidráulico, la resistencia del macizo rocoso y las presiones de operación a las que será sometido el sistema CAES, con el fin de poder evaluar

la hermeticidad y las posibles fugas que tendrá el almacenamiento, lo cual permite desarrollar un modelo conceptual del sistema.

La cuarta Región de Coquimbo actualmente presenta la mayor generación de energía eólica en Chile, y próximo a donde se ubican estos parques eólicos, existen cavernas y galerías abandonadas por la industria minera (Figura 54). Estas cavidades, se encuentran dentro de formaciones de roca cristalina (plutónicas e hipabisales), que de forma preliminar, son consideradas adecuadas para la implementación de la tecnología. Sin embargo, se requiere revisar los antecedentes estratigráficos e hidrogeológicos, además de realizar los estudios geotécnicos pertinentes para evaluar la factibilidad de reacondicionar la mina para la operación de sistemas CAES.

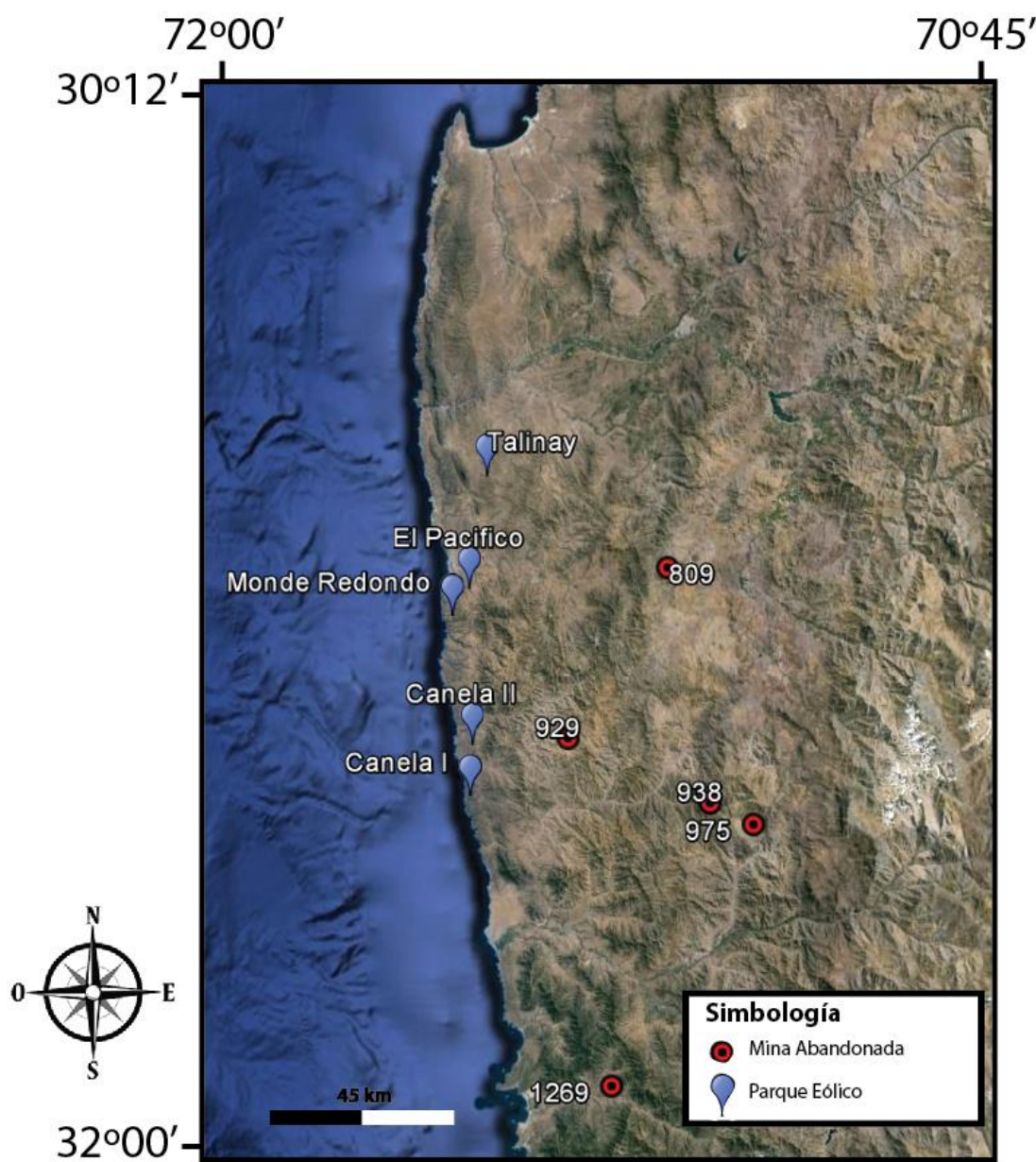


Figura 54: Ubicación parques eólicos y minas abandonadas. Fuente: SERNAGEOMIN. 2011. Atlas de Faenas Mineras, Región de Coquimbo. Google Earth.

Por otra parte, en la Región de Magallanes se concentra la producción nacional de gas natural y petróleo, en donde los reservorios de hidrocarburos han sido explotados durante más de 60 años, por lo que evidentemente se han ido agotando. En particular, en el sector del Yacimiento Victoria, ubicado en la zona norte de la isla Tierra del Fuego, se encuentran varios pozos en desuso con reservorios de hidrocarburos agotados, los cuales podrían ser evaluados en detalle, ya que de los antecedentes revisados, se identificó que existen reservorios con la adecuada permeabilidad, porosidad, espesor y grado de confinamiento. Además, se encuentran ubicados a más de 2000 m de profundidad, lo cual favorece al sistema, ya que le permite almacenar el aire a mayor presión. Otra característica favorable, corresponde al inmejorable potencial eólico que se presenta en el sector donde se encuentran los pozos, lo cual convierte estos reservorios en un prometedor sitio para el desarrollo de sistemas CAES.

En Chile, el avance de este tipo de tecnologías en fase demostrativa, se encuentra condicionado por el sector público y privado, debido a los altos costos involucrados. Sin embargo, al ser su implementación de carácter positivo, tanto para la comunidad como para el medio ambiente, su desarrollo debiese ser considerado dentro de las políticas públicas, en donde se involucre el sector público y privado, en conjunto con la ciudadanía, para de esta forma poder garantizar, de cierta medida, que el desarrollo industrial vaya de la mano de un potencial desarrollo sustentable, para lo cual es fundamental la participación del estado. Actualmente, el gobierno de Chile se encuentra de forma activa incentivando el desarrollo e implementación de energías renovables. No obstante, para el impulso de estas tecnologías sustentables en progreso, con altos costos asociados, se requiere de financiamiento y compromiso por parte del gobierno, tanto para la investigación como para el desarrollo, y de esta forma garantizar la materialización de los esfuerzos por promover las energías limpias.

## 6.3. Metodología en Formaciones Salinas

En esta investigación, se propuso una metodología para la evaluación y caracterización de sitio de formaciones salinas, en donde se detallan las etapas y procesos que se ven involucrados en la exploración y operación de los sistemas de almacenamiento subterráneo de aire comprimido, y se ejemplificó la disponibilidad geológica de implementar dicha tecnología en Chile, mediante una modelación preliminar demostrativa en una formación salina, ubicada en la zona norte de la Cordillera de la Sal.

La simulación se realizó específicamente en los domos salinos, compuestos por halita de alta pureza, de la Formación San Pedro, ya que es la única zona del país en donde se han identificado este tipo de estructuras, que son consideradas como favorables para la implementación de la tecnología, pues permiten hospedar grandes cavernas para almacenamiento, con bajos niveles de fuga de aire, poco deterioro a largo plazo, y en donde gracias a la homogeneidad composicional que presentan de dichas estructuras salinas, tanto su construcción como operación son sencillas y poseen menores costos que el desarrollo de cavernas en capas salinas estratiformes.

Sin embargo, los domos salinos por lo general se forman como consecuencia de actividad tectónica, por lo que se encuentran asociados a fallas, las cuales son desfavorables e incluso podrían impedir la opción de implementar sistemas de almacenamiento geológico. Por ende, para una adecuada modelación se deben considerar tanto las condiciones estructurales como estratigráficas, y de forma acoplada.

Debido a que en la modelación no se consideraron las características estructurales, los resultados obtenidos de la simulación realizada no son concluyentes, sino solo demostrativos. No obstante, estos indican que la temperatura dentro de la caverna se estabiliza tras el paso del tiempo, y que tanto los esfuerzos desviáticos que se generan como la dilatación que experimentan las paredes y el techo del reservorio, se encuentran dentro de los márgenes que permiten conservar la estabilidad mecánica de la caverna, y por ende la integridad del reservorio de aire comprimido.

Por otra parte, pese a que la metodología fue propuesta para la implementación de cavernas de almacenamiento dentro de formaciones salinas, en la evaluación y caracterización de sitios para el desarrollo de sistemas CAES en otras litologías, la metodología es similar, en donde se debe considerar y realizar las modelaciones con los parámetros influyentes de cada tipo de reservorio, ya sea del medio poroso o de la formación de roca cristalina.

## 7. Conclusiones y Recomendaciones

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido junto con las centrales de bombeo hidráulico, son las únicas tecnologías de almacenamiento capaces de guardar grandes porciones de energía, haciéndolas capaces de gestionar la energía eléctrica. Además, la combinación de CAES con la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, permite atenuar la variabilidad e intermitencia de dichas fuentes, contribuyendo a un mayor aprovechamiento y penetración de estas en la matriz energética, y proporcionando un suministro eléctrico seguro y de calidad.

Pese a que hoy en día, los sistemas de aire comprimido no se encuentran ampliamente masificados, la tecnología presenta un creciente interés científico debido a que es una alternativa medioambientalmente amigable que permite aprovechar eficientemente la energía de recursos renovables intermitentes.

Actualmente el desarrollo de sistemas CAES se encuentra en etapa de crecimiento, y aún presenta significativos costos de inversión. Sin embargo, son comercialmente viables, técnicamente factibles y potencialmente atractivos desde el punto de vista energético. Además, con la evolución de la tecnología se ha logrado aumentar la eficiencia global de los sistemas y disminuir los costos asociados, por lo que se ha convertido en una interesante alternativa, la cual está siendo evaluada e implementada en varios países.

Específicamente en Chile, debido al constante incremento de capacidad eléctrica requerida (800 MW/año), a la concientización de los efectos globales que tienen las emisiones de CO<sub>2</sub> y a las favorables condiciones naturales para el desarrollo de energías renovables intermitentes, se tiene el escenario propicio para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, y la gran oportunidad de ser un país líder en la transición a la matriz energética del futuro, con la implementación de plantas de energía renovable acopladas con sistemas de almacenamiento, lo cual permitiría proveer energía de forma limpia, económica e ilimitada.

En el presente trabajo, se realizó la compilación de información y antecedentes disponibles, para detallar el estado del arte de la tecnología CAES, describir las características y requerimientos de las formaciones geológicas que han sido identificadas como favorables, elaborar un catastro a nivel nacional de los potenciales sitios, proponer una metodología para la evaluación de estos sitios y para finalmente realizar, a modo de ejemplo, la modelación preliminar de una caverna de almacenamiento de aire comprimido en la Formación San Pedro, todo esto con el objetivo de poner en conocimiento y fomentar futuras investigaciones que demuestren la viabilidad de desarrollar la tecnología en Chile.

A partir de los resultados de la investigación, se concluye que en Chile existe la posibilidad de implementar la tecnología, y que pese a que es importante tenerlo en consideración, no es

prohibitivo el hecho de que Chile sea un país altamente sísmico. Además, gracias a que la mayor parte de los sitios identificados poseen un alto potencial de energía solar o eólica, se encuentran próximos a líneas de transmisión eléctrica y tienen acceso a suministro de gas, se presentan las condiciones económicamente favorables para la implementación de sistemas CAES.

No obstante, para la evaluación de los potenciales sitios, se requieren profundos estudios geológicos que permitan demostrar la factibilidad de almacenamiento en las distintas litologías, junto con un detallado análisis técnico-económico tanto de la maquinaria requerida como del sistema eléctrico. Por ende, para la implementación de estos sistemas de almacenamiento energético, se requiere de investigación y trabajo multidisciplinario, en donde se deben involucrar tanto las demandas geológicas como las ingenieriles y energéticas.

Por otra parte, pese a la poca regulación que existe en Chile para este tipo de tecnologías, para el adecuado diseño de la planta se debe considerar el impacto ambiental que generará, la seguridad del sistema y la situación oligopólica actual del mercado energético, por lo que en primer lugar, se recomienda abordar y definir el marco normativo correspondiente, especificando los límites de carácter ambiental permitidos para este tipo de proyectos, y definir los requerimientos geológicos y energéticos que permitan una operación segura y confiable.

Debido a la limitada disponibilidad de datos, en la presente investigación solo se pudo realizar una modelación preliminar a modo de ejemplo, para evaluar el comportamiento de una caverna de almacenamiento de aire comprimido en la Formación San Pedro. Por ende, los resultados obtenidos son solo demostrativos, y los cuales indican que la caverna se mantendría mecánicamente estable tras la construcción y los sucesivos ciclos de presurización

Sin embargo, para una adecuada y completa caracterización es necesario realizar una serie de pruebas y ensayos geotécnicos tanto en terreno como en laboratorio, con el objetivo de poder analizar sensiblemente los distintos parámetros involucrados y poder realizar una modelación consistente de la caverna en base a los factores estructurales y estratigráficos.

Producto de la explosión demográfica, el turismo y servicios asociados, el área de San Pedro de Atacama presenta una evidente necesidad de incrementar el abastecimiento de energía, y en esta investigación, se detalló las favorables condiciones que presenta dicha zona para el desarrollo de la tecnología CAES, por lo cual se recomienda realizar una detallada investigación, con el fin de evaluar las características geológicas, energéticas y económicas involucradas en la implementación del sistema.

Con el objetivo de realizar estudios que no impliquen grandes gastos y tengan en cuenta la identificación de riesgos, se recomienda realizar una base geológica específica para los potenciales sitios identificados, en donde se debe incluir la realización de una columna estratigráfica detallada, registros geofísicos, una correlación de la arquitectura de los reservorios con los intervalos de

inyección y confinamiento, mapas estructurales detallados, modelos de sedimentación y distribución de facies, y mapas de variaciones de porosidad y permeabilidad, tanto de la roca almacén como de la roca sello.

Para el caso de los acuíferos, se recomienda además preparar una línea geoquímica base, en donde se debe incluir la composición, geoquímica, pH, conductividad y mineralogía tanto de la roca como de los fluidos presentes en el reservorio, lo cual permitirá realizar la modelación adecuada de las reacciones entre fluido-aire-roca en la zona de inyección y en la interfaz entre la roca almacén y la roca sello. En el caso particular de los reservorios de hidrocarburos agotados en Magallanes, se debe estudiar minuciosamente la posible existencia de hidrocarburos residuales, debido a que la presencia de éstos podría generar explosiones con la inyección de aire.

Del mismo modo, debido a que en Chile existe una gran cantidad de galerías y túneles mineros que se encuentran en desuso, se recomienda profundizar la investigación mediante la recopilación bibliográfica de las bases de datos de minas abandonadas, para de esta forma poder desarrollar una base geomecánica de la resistencia de cada formación, a partir de datos de pozos exploratorios y el análisis de testigos nuevos o existentes, lo cual permitirá determinar las propiedades geomecánicas de las roca intacta, y en donde teniendo en consideración las fallas, fracturas y los esfuerzos *in-situ*, se podrá evaluar el impacto que tendrá el cambio de los esfuerzos y el potencial riesgo que podría generar la compresión del aire.

Por último, y en base a los antecedentes y resultados presentados en esta investigación, se recomienda comenzar hoy con la exploración a nivel nacional para esta materia, tanto en los sitios seleccionados como en la gran cantidad de formaciones que no se consideraron, y que pudiesen presentar las características geológicas requeridas para la implementación de la tecnología, con el fin de poder evaluar y corroborar, o descartar, la factibilidad geológica de ejecutar los proyectos CAES, para que cuando sean requeridos, se tengan identificados los sitios propicios.



## 8. Bibliografía

Aberg, B. (1977). Prevention of gas leakage from unlined reservoirs in rock. In *The First International Symposium on Storage in Excavated Rock Caverns*, (Vol. 77, pp. 5-8).

Alaniz-Alvarez, S. A., Nieto-Samaniego, Á. F., y Tolson, G. (1998). A graphical technique to predict slip along a pre-existing plane of weakness. *Engineering Geology*, 49(1), 53-60.

Allen, K. (1985). CAES: the underground portion. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, (4), 809-812.

Allen, R. D., Doherty, T. J., Erikson, R. L., y Wiles, L. E. (1983). Factors affecting storage of compressed air in porous-rock reservoirs (No. PNL-4707). Pacific Northwest Lab., Richland, WA (USA).

Allen, R. D., Doherty, T. J., y Fossum, A. F. (1982). Geotechnical issues and guidelines for storage of compressed air in excavated hard rock caverns (No. PNL-4180). Pacific Northwest Lab., Richland, WA (USA).

Allen, R. D., Doherty, T. J., y Thoms, R. L. (1982). Geotechnical factors and guidelines for storage of compressed air in solution-mined salt cavities (No. PNL-4242). Pacific Northwest Lab., Richland, WA (USA).

Anderson, D., y Leach, M. (2004). Harvesting and redistributing renewable energy: on the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen. *Energy policy*, 32(14), 1603-1614.

Arsie, I., Marano, V., Nappi, G., y Rizzo, G. (2005). A model of a hybrid power plant with wind turbines and compressed air energy storage. In *ASME 2005 Power Conference* (pp. 987-1000). American Society of Mechanical Engineers.

Attewell, P. B., y Farmer, I. W. (1973). Fatigue behaviour of rock. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences y Geomechanics Abstracts* (Vol. 10, No. 1, pp. 1-9). Pergamon.

Aubertin, M., Sgaoula, J., y Gill, D. E. (1993). Constitutive modeling of rock salt: Basic considerations for semi-brittle behavior. *Proceedings of the Fourth International Symposium on Plasticity and Its Current Applications*, 92.

Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., y Mathiassen, O. M. (2007). CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430-443.

Becerra, J., Henríquez, S., y Arriagada, C. (2014) Geología del área Salar de Atacama, región de Antofagasta. Servicio Nacional de Geología y Minería, Carta Geológica de Chile, Serie Geología Básica: 111 p., 1 mapa escala 1:100.000. Santiago.

Bérest, P., y Brouard, B. (2003). Safety of salt caverns used for underground storage blow out; mechanical instability; seepage; cavern abandonment. *Oil y Gas Science and Technology*, 58(3), 361-384.

Bérest, P., Brouard, B., y Durup, G. (1996). Behavior of sealed solution-mined caverns. In *ISRM International Symposium-EUROCK 96*. International Society for Rock Mechanics.

Biddle, K. T., Uliana, M. A., Mitchum, R. M., Fitzgerald, M. G., y Wright, R. C. (1986). The stratigraphic and structural evolution of the central and eastern Magallanes Basin, southern South America. *Foreland basins*, 41-61.

Billiotte, J., Le Guen, C., Deveughele, M., y Brulhet, J. (1996). On laboratory measurements of porosity and permeability of rocks (Bressan basin-France). *Series on Rocks and soils Mechanics*, 20, 221-230.

Bishop, J. K., Rossow, W. B., y Dutton, E. G. (1997). Surface solar irradiance from the international satellite cloud climatology project 1983–1991. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 102(D6), 6883-6910.

Boric, R., Díaz, F., y Maksaev, V. (1990). Geología y yacimientos metalíferos de la Región de Antofagasta (No. 40). Servicio Nacional de Geología y Minería.

Broek, W. M. G. T., y Heilbron, H. C. (1998). Influence of salt behavior on the retrievability of radioactive waste. In *Proceedings of the Fourth Conference on the Mechanical Behavior of Salt* (pp. 561-573). Clausthal-Zellerfeld: Trans Tech Publications.

Brouard, B., Berest, P., y Karimi-Jafari, M. (2007). Onset of tensile effective stresses in gas storage caverns. In Proceedings SMRI Fall Meeting (pp. 119-135).

Brown, C. J., Poiencot, B. K., Hudyma, N., Albright, B., y Esposito, R. A. (2014). An assessment of geologic sequestration potential in the panhandle of Florida USA. *Environmental earth sciences*, 71(2), 793-806.

Brown, E. T., y Hoek, E. (1978). Trends in relationships between measured in-situ stresses and depth. In *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences y Geomechanics Abstracts* (Vol. 15, No. 4, pp. 211-215). Pergamon.

Brüggen, M. J. (1950). *Fundamentos de la Geología de Chile*. Instituto Geográfico Militar.

Bruno, M. S., y Dusseault, M. B. (2002). Geomechanical analysis of pressure limits for thin bedded salt caverns. In *Solution Mining Research Institute Spring Meeting*, Banff.

Bui, H. V., Herzog, R. A., Jacewicz, D. M., Lange, G. R., Scarpace, E. R., y Thomas, H. H. (1990). Compressed-air energy storage: Pittsfield aquifer field test (No. EPRI-GS-6688). Electric Power Research Inst., Palo Alto, CA (USA); ANR Storage Co., Detroit, MI (USA).

Burdine, N. T. (1963). Rock failure under dynamic loading conditions. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(01), 1-8.

Carr, N. L., Kobayashi, R., y Burrows, D. B. (1954). Viscosity of hydrocarbon gases under pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 6(10), 47-55.

Carrizo, D., González, G., y Dunai, T. (2008). Constricción neógena en la Cordillera de la Costa, norte de Chile: neotectónica y datación de superficies con  $^{21}\text{Ne}$  cosmogónico. *Revista geológica de Chile*, 35(1), 01-38.

Cavallo, A. (2007). Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES). *Energy*, 32(2), 120-127.

Cecioni, G. (1955). Edad y facies del Grupo Springhill en Tierra del Fuego. *Instituto de Geología, Universidad de Chile, Publicación*, 6, 243-255.

Chang, G. C., Thompson, P. A., Allen, R. D., y Loscutoff, W. V. (1980). Underground compressed air energy storage for electric utilities. In ISRM International Symposium-Rockstore 80. International Society for Rock Mechanics.

Charrier, R., Pinto, L., y Rodríguez, M. P. (2007). Tectonostratigraphic evolution of the Andean Orogen in Chile. The geology of Chile (Moreno, T.; Gibbons, W.; editors). The geological Society, 21-114.

Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., y Ding, Y. (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science, 19(3), 291-312.

Chen, H., Tan, C., Liu, J., y Zhang, X. (2013). Compressed air energy storage. INTECH Open Access Publisher.

Chong Diaz, G. (1984). Die Salare in Nordchile: Geologie, Struktur und Geochemie, Geotekt.

Chong D. G., Mendoza, M., García-Veigas, J., Pueyo, J. J., y Turner, P. (1999). Evolution and geochemical signatures in a Neogene forearc evaporitic basin: the Salar Grande (Central Andes of Chile). Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology, 151(1), 39-54.

Clarke, J. D. (2006). Antiquity of aridity in the Chilean Atacama Desert. Geomorphology, 73(1), 101-114.

Cristescu, N. D. (1996). Stability of large underground caverns in rock salt. In Proceedings of the Second Symposium North American Rock Mechanics (pp. 101-108).

Cristescu, N., y Hunsche, U. (1996). A comprehensive constitutive equation for rock salt-determination and application. Series on Rocks and soils Mechanics, 20, 191-206.

Crotogino, F. (2006). Compressed air storage. In Internationale Konferenz" Energieautonomie durch Speicherung Erneuerbarer Energien.

Crotogino, F., Mohmeyer, K. U., y Scharf, R. (2001). Huntorf CAES: More than 20 years of successful operation. Orlando, Florida, USA.

Dethlefsen, F., Ebert, M., y Dahmke, A. (2014). A geological database for parameterization in numerical modeling of subsurface storage in northern Germany. *Environmental earth sciences*, 71(5), 2227-2244.

DeVries, K. L. (2006). Geomechanical analyses to determine the onset of dilation around natural gas storage caverns in bedded salt. In *Proc. SMRI Spring Meeting, Brussels* (pp. 131-150).

Dingman, R. J. (1962). *Cuadrángulo Tulo, Provincia de Antofagasta*. Instituto de Investigaciones Geológicas.

Dingman, R. J. (1967). *Geology and ground-water resources of the northern part of the salar de Atacama, Antofagasta Province, Chile* (No. 1219). US Govt. Print. Off.

Divya, K. C., y Østergaard, J. (2009). Battery energy storage technology for power systems—An overview. *Electric Power Systems Research*, 79(4), 511-520.

Djizanne, H., Bérest, P., Brouard, B., y Frangi, A. (2014). Blowout in Gas Storage Caverns. *Oil y Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 69(7), 1251-1267.

Dowling, N. E. (1993). *Mechanical behavior of materials: engineering methods for deformation, fracture, and fatigue*. Prentice hall.

Eckroad, S., y Gyuk, I. (2003). *EPRI-DOE handbook of energy storage for transmission y distribution applications*. Electric Power Research Institute, Inc.

Ela, E., y O'Malley, M. (2012). Studying the variability and uncertainty impacts of variable generation at multiple timescales. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(3), 1324-1333.

Ericksen, G. E. (1990). *Geology and resources of salars in the central Andes*.

Ericksen, G. E. (1993). Upper Tertiary and Quaternary continental saline deposits in the central Andean region. *Geological Association of Canada Special Paper*, 40, 89-102.

Evans, D. J., Reay, D. M., Riley, N. J., Mitchell, W. I., y Busby, J. (2006). *Appraisal of underground energy storage potential in Northern Ireland*.

Evans, A., Strezov, V., y Evans, T. J. (2012). Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 4141-4147.

Farmer, I. W., y Gilbert, M. J. (1984). Time dependent strength reduction of rock salt. In *Proceedings of the First Conference on the Mechanical Behaviour of Salt* (pp. 3-18).

Flint, S. (1985). Alluvial fan and playa sedimentation in an Andean arid closed basin: the Pacencia Group, Antofagasta Province, Chile. *Journal of the Geological Society*, 142(3), 533-546.

Fokker, P. A. (1998). The micro-mechanics of creep in rocksalt. *Series on rock and soil mechanics*, 49-61.

Fokker, P. A., y Kenter, C. J. (1994). The micro mechanical description of rocksalt plasticity. In *Rock Mechanics in Petroleum Engineering*. Society of Petroleum Engineers.

Forsythe, R., y Mpodosis, C. (1983). Geología del basamento pre-Jurásico Superior en el archipiélago Madre de Dios, Magallanes, Chile (No. 39). Servicio Nacional de Geología y Minería.

Foster, R., Ghassemi, M., y Cota, A. (2009). *Solar energy: renewable energy and the environment*. CRC Press.

Franssen, R. C. (1998). Mechanical anisotropy of synthetic polycrystalline rocksalt. *Series on rock and soil mechanics*, 63-75.

Fredrich, J. T., Fossum, A. F., y Hickman, R. J. (2007). Mineralogy of deepwater Gulf of Mexico salt formations and implications for constitutive behavior. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 57(3), 354-374.

Fuenkajorn, K., y Daemen, J. J. (1988). Borehole closure in salt (No. NUREG/CR-5243). Nuclear Regulatory Commission, Washington, DC (USA). Div. of Engineering; Arizona Univ., Tucson (USA). Dept. of Mining and Geological Engineering.

Garcés, I., López, P. L., Auqué, L. F., Chong, G., Vallés, V., y Gimeno, M. (1996). Características geoquímicas generales del sistema salino del Salar de Llamará (Chile). *Estudios Geológicos*, 52(1-2), 23-35.

Gibson-Poole, C. M., Svendsen, L., Watson, M. N., Daniel, R. F., Ennis-King, J., y Rigg, A. J. (2009). Understanding stratigraphic heterogeneity: A methodology to maximize the efficiency of the geological storage of CO<sub>2</sub>.

Giramonti, A. J., Lessard, R. D., Blecher, W. A., y Smith, E. B. (1978). Conceptual design of compressed air energy storage electric power systems. *Applied Energy*, 4(4), 231-249.

Gonzalez, E. (1965). La cuenca petrolifera de Magallanes. *Minerales*. 91, 1-19.

Grataloup, S., Bonijoly, D., Brosse, E., Dreux, R., Garcia, D., Hasanov, V., y Thoraval, A. (2009). A site selection methodology for CO<sub>2</sub> underground storage in deep saline aquifers: case of the Paris Basin. *Energy Procedia*, 1(1), 2929-2936.

Guéguen, Y., Gavrilenko, P., y Le Ravalec, M. (1996). Scales of rock permeability. *Surveys in Geophysics*, 17(3), 245-263.

Hampson, C., Neill, P., y de Bivort, L. (1980). Cavity degradation risk insurance assessment. Final report (No. DOE/ET/29245-1). International Research and Technology Corp., McLean, VA (USA).

Harambour, S., y Soffia, J. M. (1988). Transición de margen pasivo a cuenca de antepaís: Síntesis evolutiva para el extremo norte de la Provincia de Última Esperanza, Magallanes, Chile. In *Proceedings 5th Congreso Geológico Chileno*.

Hunsche, U. E. (1993). Failure behaviour of rock salt around underground cavities. In *Proceedings of the 7th Symposium on Salt (Vol. 1, pp. 59-65)*.

Hunsche, U., y Schulze, O. (1996). Effect of humidity y confining pressure on creep of rock salt. *Series on Rocks and soils Mechanics*, 20, 237-248.

Ibrahim, H., Ilinca, A., y Perron, J. (2008). Energy storage systems—characteristics and comparisons. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(5), 1221-1250.

Jackson, M. P., Vendeville, B. C., y Schultz-Ela, D. D. (1994). Structural dynamics of salt systems. *Annual Review of Earth and Planetary Sciences*, 22, 93-117.

Jara Tirapegui, W. (2006). *Introducción a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)*. Endesa Chile.

Joiner y Moore (1966). *Structural Features of Southwest Alabama*. New Orleans Geological Society.

Jordan, T. E., Mpodozis, C., Munoz, N., Blanco, N., Pananont, P., y Gardeweg, M. (2007). Cenozoic subsurface stratigraphy and structure of the Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Journal of South American Earth Sciences*, 23(2), 122-146.

Katz, D. L. V. (Ed.). (1959). *Handbook of natural gas engineering*. McGraw-Hill.

Khan, C. S. (2006). *Underground Storage of Gas*.

Kim, H. M., Rutqvist, J., Ryu, D. W., Choi, B. H., Sunwoo, C., y Song, W. K. (2012). Exploring the concept of compressed air energy storage (CAES) in lined rock caverns at shallow depth: a modeling study of air tightness and energy balance. *Applied Energy*, 92, 653-667.

Kim, Y. M., Shin, D. G., y Favrat, D. (2011). Operating characteristics of constant-pressure compressed air energy storage (CAES) system combined with pumped hydro storage based on energy and exergy analysis. *Energy*, 36(10), 6220-6233.

King, M., Michael J., y McGill. (2015). *Compressed Air Energy Storage*. In *Encyclopedia of Energy Engineering and Technology*, Second Edition.

Klinkenberg, L. J. (1941, January). The permeability of porous media to liquids and gases. In *Drilling and production practice*. American Petroleum Institute.

Korthaus, E. (1996). Measurement of crushed salt consolidation under hydrostatic and deviatoric stress conditions. *Series on Rocks and soils Mechanics*, 20, 311-322.

Kreith, F., y Krumbieck, S. (2013). *Principles of sustainable energy systems*. CRC Press.

Kushnir, R., Ullmann, A., y Dayan, A. (2012). Thermodynamic and hydrodynamic response of compressed air energy storage reservoirs: a review.



Lahsen, A. (1976). Geothermal Exploration in Northern Chile--Summary: Geothermal Energy.

Lahsen, A., Sepulveda, F., Rojas, J., y Palacios, C. (2005). Present status of geothermal exploration in Chile. In Proceedings World Geothermal Congress.

Lee, M. Y., y Bauer, S. J. (2004). Compressed air energy storage monitoring to support refrigerated mined rock cavern technology (No. SAND2004-2311). Sandia National Laboratories.

Luo, X., Wang, J., Dooner, M., y Clarke, J. (2015). Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Applied Energy, 137, 511-536.

Lux, K. H. (2009). Design of salt caverns for the storage of natural gas, crude oil and compressed air: Geomechanical aspects of construction, operation and abandonment. Geological Society, London, Special Publications, 313(1), 93-128.

Macellari, C. E., Su, M. J., y Townsend, F. (1991). Structure and seismic stratigraphy of the Atacama Basin, northern Chile, paper presented at VI Congreso Geológico Chileno. Soc. Geol. de Chile, Viña del Mar, Chile.

Mackay, F., Inoue, N., Fontoura, S. A. B., y Botelho, F. (2008). Geomechanical effects of a 3D vertical salt well drilling by FEA. In The 42nd US Rock Mechanics Symposium (USRMS). American Rock Mechanics Association.

Maksaev, V., y Marinovic, N. (1980). Cuadrángulos Cerro de la Mica, Quillagua, Cerro Posada y Oficina Prosperidad, Región de Antofagasta. Carta Geológica de Chile, 1(50000), 45-48.

Manwell, J. F., McGowan, J. G., y Rogers, A. L. (2010). Wind energy explained: theory, design and application. John Wiley y Sons.

Marchant, T., y Weir, G. (2004). Earthquake damage in underground roadways.

Marsden, J. E., y Hughes, T. J. (1994). Mathematical foundations of elasticity. Courier Corporation.

Más, R. I. (2004). Mecánica de medios continuos: para ingenieros geólogos. Universidad de Alicante.

McCafferty, T. W., Walke, W. C., y Bonk, J. S. (1982). Compressed-air energy storage: preliminary design and site development program in an aquifer. Palo Alto (CA): Electric Power Research Institute (EPRI).

McGrail, B. P., Davidson, C. L., Bearden M. A., Horner J.A., Cabe J. E., Appriou D. (2015). Geothermal-Coupled Compressed Air Energy Storage. PNNL-SA-109815. Pacific Northwest National Laboratory, Richland, WA.

Mehta, B. (1992). CAES geology. EPRI Journal (Electric Power Research Institute) ;(United States), 17(7).

Mehta, B. R., y Spencer, D. (1988). Siting compressed-air energy plants. Tunnelling and Underground Space Technology, 3(3), 295-299.

Meiri, D., y Karadi, G. M. (1982). Simulation of air storage aquifer by finite element model. International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, 6(3), 339-351.

Mitra, S. (1993). Geometry and kinematic evolution of inversion structures. AAPG Bulletin, 77(7), 1159-1191.

Moraga, A., Chong, G., y Fortt, M. A. Henríquez (1974) Estudio geológico del Salar de Atacama, provincia de Antofagasta. Bol Inst Invest Geol Santiago, 29, 56.

Mpodosis, C., Blanco, N., Jordan, T., y Gardeweg, M. C. (2000). Estratigrafía y deformación del Cenozoico tardío en la región norte de la cuenca del Salar de Atacama: La zona de Vilama-Pampa Vizcachitas. In Congreso Geológico Chileno (Vol. 2).

Munson, D. E., y Wawersik, W. R. (1991). Constitutive modeling of salt behavior-state of the technology. In 7th ISRM Congress. International Society for Rock Mechanics.

Munson, D., y Devries, K. (1991). Development and validation of a predictive technology for creep closure of underground rooms in salt. In 7th ISRM Congress. International Society for Rock Mechanics.

Muñoz, N., Charrier, R., y Jordan, T. (2002). Interactions between basement and cover during the evolution of the Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Revista geológica de Chile*, 29(1), 55-80.

Muñoz, N., Charrier, R., y Radic, J. P. (2000). Formación de la Cordillera de la Sal por propagación de fallas y plegamiento por despegue, II Región, Chile. In *Congreso Geológico Chileno*, No. 9, Actas (Vol. 2, pp. 604-608).

Muñoz Muñoz, R. P. (2013). Almacenamiento de energía: modelos de negocios y ubicación óptima.

Nasirov, S., Silva, C., y Agostini, C. A. (2015). Investors' Perspectives on Barriers to the Deployment of Renewable Energy Sources in Chile. *Energies*, 8(5), 3794-3814.

Ober, J. A. (2016). Mineral commodity summaries 2016. US Geological Survey.

Obert, L., Duvall, W. I., y Merrill, R. H. (1960). Design of underground openings in competent rock (No. Bulletin 587). United States. Government Printing Office.

Okuno, T., Wakabayashi, N., Niimi, K., Kurihara, Y., Iwano, M., y Komatsubara, T. (2009). Advanced Natural Gas Storage Project and Verification Tests of Lined Rock Cavern in Japan. In *ISRM International Symposium on Rock Mechanics-SINOROCK 2009*. International Society for Rock Mechanics.

Oudalov, A., Buehler, T., y Chartouni, D. (2008). Utility scale applications of energy storage. In *Energy 2030 Conference, 2008*. ENERGY 2008. IEEE (pp. 1-7). IEEE.

Palma, R., Jiménez, G., y Alarcón, I. (2009). Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno. Published by Comisión Nacional de Energía (CNE) and Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).

Pananont, P., Mpodozis, C., Blanco, N., Jordan, T. E., y Brown, L. D. (2004). Cenozoic evolution of the northwestern Salar de Atacama Basin, northern Chile. *Tectonics*, 23(6).

Passaris, E. K. S. (1982, January). Fatigue Characteristics Of Rocksalt With Reference To Underground Storage Caverns. In *ISRM International Symposium*. International Society for Rock Mechanics.

Pasten, C., y Santamarina, J. C. (2011). Energy geo-storage—analysis and geomechanical implications. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 15(4), 655-667.

Peach, C. J., Spiers, C. J., y Trimby, P. W. (2001). Effect of confining pressure on dilatation, recrystallization, and flow of rock salt at 150 C. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 106(B7), 13315-13328.

Pei, P., Korom, S. F., Ling, K., He, J., y Gil, A. (2015). Thermodynamic impact of aquifer permeability on the performance of a compressed air energy storage plant. *Energy Conversion and Management*, 97, 340-350.

Phueakphum, D. (2003). Compressed-air energy storage in rock salt of the Maha Sarakham Formation.

Pica, A. y Sauma, E. (2015). Los desafíos de la utilización de energías renovables no convencionales intermitentes. Centro de Políticas Públicas UC.

Pittion, J. L., y Arbe, H. A. (1999). Sistemas petroleros de la Cuenca Austral. IV Congreso Exploración y desarrollo de hidrocarburos, Mar del Plata. Actas I, 239-262.

Poiate Jr, E., Maia, A., y Falcao, J. L. (2006). Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers. In IADC/SPE Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers.

Pouya, A., Zhu, C., y Arson, C. (2016). Micro–macro approach of salt viscous fatigue under cyclic loading. *Mechanics of Materials*, 93, 13-31.

Power, R. W. E. (2012). ADELE–Adiabatic Compressed-Air Energy Storage For Electricity Supply.

Pratt, H. R., y Hustrulid, W. A. (1978). Earthquake damage to underground facilities (No. DP-1513). Du Pont de Nemours (EI) and Co., Aiken, SC (USA). Savannah River Lab.

Pueyo, J. J., Chong, G., y Jensen, A. (2001). Neogene evaporites in desert volcanic environments: Atacama Desert, northern Chile. *Sedimentology*, 48(6), 1411-1431.

Raj, S. V., y Pharr, G. M. (1992). Effect of temperature on the formation of creep substructure in sodium chloride single crystals. *Journal of the American Ceramic Society*, 75(2), 347-352.

Ramírez, C. F., y Gardeweg, M. P. (1982). Hoja Toconao: Region de Antofagasta. Instituto Geografico militar.

Ranalli, G. (1987). *Rheology of the Earth. Deformation and flow processes in geophysics and geodynamics*, 366 pp.

Rastler, D. M. (2010). *Electricity energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs and benefits*. Electric Power Research Institute.

Reijs, J., y McClay, K. (1998). Salar Grande pull-apart basin, Atacama fault system, northern Chile. *Geological Society, London, Special Publications*, 135(1), 127-141.

Riccardi, A. C. (1976). *Paleontología y edad de la Formación Springhill*.

Risacher, F., Alonso, H., y Salazar, C. (1999). *Geoquímica de aguas en cuencas cerradas: I, II y III regiones-Chile*. Ministerio de Obras Públicas, 1, 209.

Risacher, F., Alonso, H., y Salazar, C. (2003). The origin of brines and salts in Chilean salars: a hydrochemical review. *Earth-Science Reviews*, 63(3), 249-293.

Romero, G., 1994. Posibilidades de petróleo en el hipotético yacimiento compuesto Victoria Chillán. *Archivo Técnico ENAP*. Chile.

Rubilar Contreras, J. F. S. (2015). *Arquitectura interna y desarrollo oligoceno-neógeno de la cuenca del Salar de Atacama, Andes Centrales del Norte de Chile*.

Rutqvist, J. (2012). The geomechanics of CO<sub>2</sub> storage in deep sedimentary formations. *Geotechnical and Geological Engineering*, 30(3), 525-551.

San Martín, J. I., Zamora, I., San Martín, J. J., Aperribay, V., y Eguia, P. (2011). Energy storage technologies for electric applications. In *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (No. 2)*.

Sanders, L. L. (1998). Manual of field hydrogeology. Prentice Hall.

Santana O., Falvey, Ibarra L., y García H. (2014). Energías Renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Ministerio de Energía, GIZ.

Schainker, R., y Rao, A. (2008). Compressed air energy storage scoping for California. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute.

Schulte, R. H., Critelli Jr, N., Holst, K., y Huff, G. (2012). Lessons from Iowa: development of a 270 megawatt compressed air energy storage project in Midwest independent system operator. Sandia National Laboratories, Albuquerque.

Schulze, O., Popp, T., y Kern, H. (2001). Development of damage and permeability in deforming rock salt. *Engineering Geology*, 61(2), 163-180.

Seni, S. J., y Jackson, M. P. (1984). Sedimentary Record of Cretaceous and Tertiary Salt Movement, East Texas Basin: Times, Rates, and Volumes of Salt Flow and Their Implications for Nuclear Waste Isolation and Petroleum Exploration (No. 139). Bureau of Economic Geology, University of Texas of Austin.

Senseny, P. E., y Fossum, A. F. (1998). Testing to estimate the Munson-Dawson parameters. *Series on rock and soil mechanics*, 263-276.

Serata, S., y Fuenkajorn, K. (1992). Finite element program "GEO" for modeling brittle-ductile deterioration of aging earth structures. In SMRI Paper, Presented at the Solution Mining Research Institute, Fall Meeting, October (pp. 19-22).

Shidahara, T., Oyama, T., y Nakagawa, K. (1993). The hydrogeology of granitic rocks in deep boreholes used for compressed air storage. *Engineering Geology*, 35(3-4), 207-213.

Shidahara, T., Oyama, T., Nakagawa, K., Kaneko, K., y Nozaki, A. (2000). Geotechnical evaluation of a conglomerate for compressed air energy storage: the influence of the sedimentary cycle and filling minerals in the rock matrix. *Engineering geology*, 56(1), 125-135.

Stoertz, G. E., y Ericksen, G. E. (1974). Geology of salars in northern Chile (No. 811). USGPO.

Stormont, J. C., y Fuenkajorn, K. (1993). Dilation-induced permeability changes in rock salt. Sandia National Labs...

Stormont, J. C., Daemen, J. J. K., y Desai, C. S. (1992). Prediction of dilation and permeability changes in rock salt. *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics*, 16(8), 545-569.

Succar, S., y Williams, R. H. (2008). Compressed air energy storage: theory, resources, and applications for wind power. Princeton environmental institute report, 8.

Ter-Gazarian, A. (1994). Energy storage for power systems

Thomas, C. R. (1949). Geology and petroleum exploration in Magallanes Province, Chile. *AAPG Bulletin*, 33(9), 1553-1578.

Thoms, R. L., y Gehle, R. M. (1982). Experimental study of rocksalt for compressed air energy storage. In *ISRM International Symposium*. International Society for Rock Mechanics.

Thoms, R. L., y Martinez, J. D. (1978). Long-term stability criteria for compressed air energy storage caverns in salt domes. In *1978 CAES Technology Symposium* (pp. 369-383).

Thorel, L., Ghoreychi, M., Cosenza, P., y Chanchole, S. (1996). Damage and failure of Salt Rock under dry or wet conditions. 4 m Conference on the Mechanical Behavior of Salt. Montréal (Canada).

Townsend, F. (1988). Exploracion Petrolera en la Cuenca del Salar de Atacama Region de Antofagasta Chile.

Urzua, L., Powell, T., Cumming, W. B., y Dobson, P. (2002). Apacheta, a new geothermal prospect in northern Chile. Lawrence Berkeley National Laboratory.

Vendeville, B.C., Jackson, M.P.A., 1992. The rise of diapirs during thinskin extension. *Marine and Petroleum Geology* 9, 331–353.

Vendrig, V., Spouge, J., y Daycock, A. (2003). O. Jonsen DNV Consulting. Risk Analysis of the Geological Sequestration of Carbon Dioxide, Report No. R DTI/Pub.

Vera, J. N. Análisis de las Energías renovables no Convencionales y Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la red.

Wang, L., Bérest, P., y Brouard, B. (2015). Mechanical Behavior of Salt Caverns: Closed-Form Solutions vs Numerical Computations. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(6), 2369-2382.

Wang, S. Y., y Yu, J. L. (2012). Optimal sizing of the CAES system in a power system with high wind power penetration. *International Journal of Electrical Power y Energy Systems*, 117-125.

Wanten, P. H., Spiers, C. J., y Peach, C. J. (1996). Deformation of NaCl single crystals at 0.27 T~m. *Series on Rock and Soil Mechanics*, 20, 117-128.

Warren, J. K. (2016). *Evaporites: A Geological Compendium*. Springer.

Wei, L., Yinping, L., Chunhe, Y., Deyi, J., Daemen, J. J. K., Jie, C., y Junfeng, K. (2016). A new method of surface subsidence prediction for natural gas storage cavern in bedded rock salts. *Environmental Earth Sciences*, 75(9), 1-17.

Wilkes E. (1990) Die Geologie der Cordillera de la Sal, Nordchile. *BeriGeowiss Abh (A)* 128-145.

Wilkes, E., y Görler, K. (1988). Sedimentary and structural evolution of the Cordillera de la Sal, II Región, Chile. In *Congreso Geológico Chileno (Vol. 1)*.

Wilkes, E., y Görler, K. (1994). Sedimentary and structural evolution of the Salar de Atacama depression. In *Tectonics of the Southern Central Andes (pp. 171-188)*. Springer Berlin Heidelberg.

Wittelsbürger, H., y Sterner, M. (2005). Chancen und Risiken erneuerbarer Energien in Chile, Eine Herausforderung für die Energiepolitik des Landes. *KAS-Auslandsinformationen*, (6), 62-85.

Yamamoto, H., y Pruess, K. (2004). Numerical simulations of leakage from underground LPG storage caverns. Lawrence Berkeley National Laboratory.

Yang, C., Daemen, J. J. K., y Yin, J. H. (1999). Experimental investigation of creep behavior of salt rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 36(2), 233-242.



Yang, C., Jing, W., Daemen, J. J. K., Zhang, G., y Du, C. (2013). Analysis of major risks associated with hydrocarbon storage caverns in bedded salt rock. *Reliability Engineering y System Safety*, 113, 94-111.

Yang, C., Wang, T., Li, Y., Yang, H., Li, J., Xu, B., y Daemen, J. J. K. (2015). Feasibility analysis of using abandoned salt caverns for large-scale underground energy storage in China. *Applied Energy*, 137, 467-481.

Zaugg, P. (1975). Air-storage power generating plants. *Brown Boveri Review*, 62(7-8), 338-347.

Zhang, G., Li, Y., Daemen, J. J., Yang, C., Wu, Y., Zhang, K., y Chen, Y. (2015). Geotechnical Feasibility Analysis of Compressed Air Energy Storage (CAES) in Bedded Salt Formations: a Case Study in Huai'an City, China. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 48(5), 2111-2127.

Zhou, Z., Benbouzid, M., Charpentier, J. F., Scuiller, F., y Tang, T. (2013). A review of energy storage technologies for marine current energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 390-400.

Zhu, C., Arson, C., y Pouya, A. (2015). Theoretical study of damage accommodation in salt subject to viscous fatigue.

Zhuang, X., Huang, R., Liang, C., y Rabczuk, T. (2014). A coupled thermo-hydro-mechanical model of jointed hard rock for compressed air energy storage. *Mathematical Problems in Engineering*, 2014.

Zimmels, Y., Kirzhner, F., y Krasovitski, B. (2003). Energy loss of compressed air storage in hard rock. In *Fourth International Conference on Ecosystems and Sustainable Development* (p. 847).

Zunft, S., Jakiel, C., Koller, M., y Bullough, C. (2006). Adiabatic compressed air energy storage for the grid integration of wind power. In *sixth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore windfarms* (pp. 26-28).

CDEC. Centro de Despacho Económico de Carga. Información disponible en: [www.cdecsic.cl](http://www.cdecsic.cl) y [www.cdec-sing.cl](http://www.cdec-sing.cl)

CNE. Comisión Nacional de Energía. Información disponible en: [www.cne.cl](http://www.cne.cl); [energiaabierta.cne.cl](http://energiaabierta.cne.cl)

DGA. Dirección General de Aguas, Ministerio de Obras Públicas. Archivos y documentos pertenecientes a la base de datos de la DGA, información disponible en: [www.dga.cl](http://www.dga.cl)

ENAP. Empresa Nacional del Petróleo. Archivos y documentos pertenecientes a ENAP, solicitados a la biblioteca de archivos técnicos de carácter confidencial y exclusivo para la realización de esta memoria.

## 9. Anexos

### 9.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía

#### 9.1.1. Almacenamiento de Energía Electromagnética

##### Almacenamiento Magnético con Superconductores (SMES)

Con este método la energía es almacenada en un campo magnético creado por la circulación de corriente continua en una bobina superconductora. Para esto es necesario enfriar criogénicamente la bobina, y gracias a estas bajas temperaturas, la corriente eléctrica casi no tiene resistencia, y se genera una condición de superconducción en donde casi no existen pérdidas y el almacenamiento es sumamente práctico. Un SMES convencional está constituido por tres partes: bobina superconductora, refrigerador criogénico y sistema de potencia que hace de interfaz con la red eléctrica (Figura 55). Usualmente el conductor está hecho de Nb-Ti, el refrigerante es He líquido a 4,2 °K o He súper fluido a 1,8 °K. (Rahman, 2011).

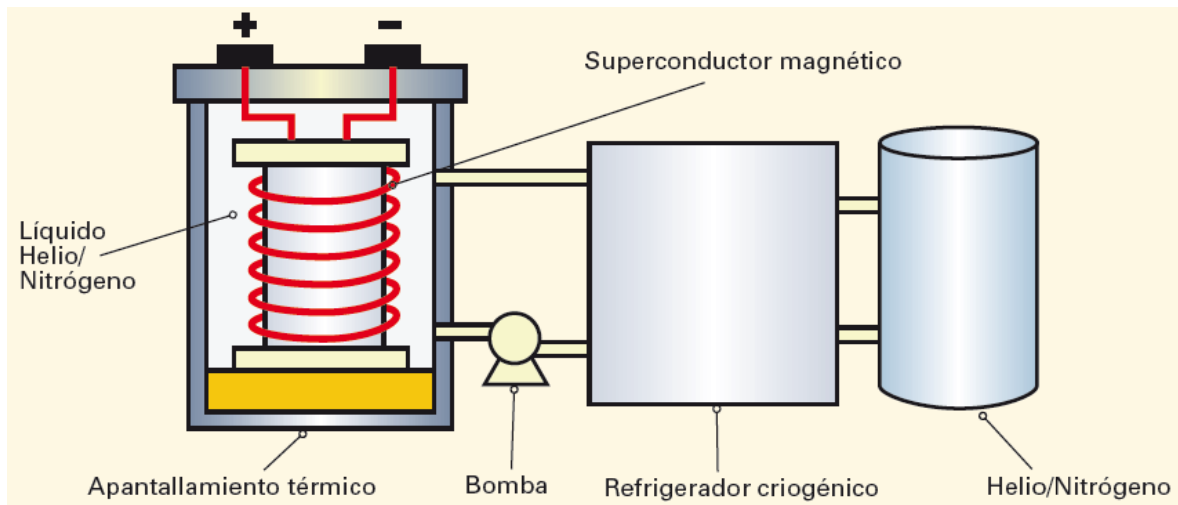


Figura 55: Esquema SMES. Modificado de Mirez, 2013.

Las principales ventajas de esta tecnología son su alta eficiencia de carga y descarga (>95%) y sus bajos tiempos de respuesta, mientras que su gran desventaja recae en los altos costos de refrigeración requeridos para el funcionamiento de la tecnología. Actualmente los sistemas SMES son capaces de almacenar cerca de 10 MWh y en grupo pueden ser almacenados centenares de MWh.

## **Súper-Condensadores (SCESS)**

Corresponden a condensadores que almacenan energía en campo eléctrico, con una densidad energética muchísimo mayor que los condensadores convencionales, lo que significa que la cantidad de energía almacenable por unidad de volumen es mucho mayor. Un condensador tradicional está compuesto por dos placas conductoras paralelas separadas por un dieléctrico, sin embargo, en un súper-condensador se usan dieléctricos de alta permeabilidad y se maximiza la superficie entre electrodos utilizando carbón activado poroso, permitiendo que una gran cantidad de energía sea almacenable en la superficie del electrodo. Los dos electrodos están separados por una barrera porosa muy delgada que está inmersa en el electrolito (Zhou ,2013). Dentro de sus ventajas se encuentra la alta densidad de potencia que poseen, que se refiere a la cantidad de potencia que puede suministrar un sistema por unidad de volumen. Además, presentan una alta eficiencia, no produce calor durante operación y posee una larga vida útil. Por otro lado, su baja densidad energética y alto índice de auto-descarga impiden su uso para almacenamiento con ventanas de tiempo mayores a minutos. La vida útil de estos sistemas se ve afectada por la variación de tensión, lo cual implica el desarrollo de modelos de envejecimiento para una correcta operación de los súper-condensadores. Finalmente, las aplicaciones de los súper-condensadores se encuentran en suplir variaciones instantáneas de corto tiempo, como fallas, caídas de tensión y variaciones de frecuencia (Tan *et al.*, 2012).

### **9.1.2. Almacenamiento de Energía Electro-Química**

Las baterías consisten en una celda o múltiples celdas conectadas ya sea en serie o paralelo dependiendo de la tensión y capacidad requerida. Cada celda corresponde a un cátodo, un ánodo y un electrolito que provee el medio de transferencia de iones entre los dos electrodos. A continuación se mencionan las principales baterías empleadas para el almacenamiento de energía.

#### **Baterías Pb-ácido**

Son las más antiguas dentro de las baterías recargables, por lo que es una tecnología madura, y posee bajos costos además de ser fácil de instalar. Son ideales para almacenamiento de largo plazo gracias a su bajo índice de auto-descarga, sin embargo posee una baja densidad energética y una corta vida útil, características que además se ven afectadas por las altas temperaturas involucradas (Zhou *et al.*, 2013).

#### **Baterías Ni**

Existen tres tipos de estas baterías, en donde el hidróxido de Ni es usado para el cátodo, mientras que para el ánodo puede usarse tanto hidróxido de Cd o Zn, o bien una aleación de hidruro metálico (MH). Este tipo de baterías posee densidades energéticas mayores que las de Pb-ácido, y poseen una vida útil mayor a 3000 ciclos (Divya y Østergaard, 2009). Las principales

desventajas son su alto costo (10 veces la de Pb-ácido), su alta toxicidad y problemas de reciclaje además de la disminución de capacidad efectiva tras varios ciclos parciales de carga-descarga.

## **Baterías Li-ion**

Estas baterías son muy útiles para la electrónica portable, debido a que son pequeñas, ligeras y más potentes que otros tipos de baterías. Otras de sus ventajas es que poseen una alta densidad tanto energética como de potencia, alta eficiencia, no posee efecto memoria y tiene un bajo índice de auto-descarga. Estas baterías poseen una vida útil de alrededor de 3000 ciclos. Sin embargo, generalmente son frágiles, y su vida útil es afectada por la temperatura, además poseen un alto costo, lo cual limita el uso de este tipo de baterías en aplicaciones de gran capacidad (Zhou *et al.*, 2013).

## **Baterías Na-S**

Es una novedosa tecnología de baterías a alta temperatura (300°C), en donde se utiliza el azufre líquido como cátodo y sodio líquido como ánodo, separados por un electrolito de aluminio. Estas baterías son capaces de almacenar energía cargándose durante 6 horas, por lo que es aplicada para reforzar la capacidad eólica, y tiene la ventaja de poseer un bajo costo, alta capacidad energética y una alta eficiencia, sin embargo debido a sus altas temperaturas de operación y la corrosividad del sodio no son amigables con el medio ambiente (Zhou *et al.*, 2013).

### **9.1.3. Almacenamiento de Energía Mecánica.**

#### **Volantes de Inercia (*Flywheels*)**

Son dispositivos mecánicos que giran a altas velocidades, almacenando la electricidad como energía rotacional, la que luego es liberada disminuyendo la velocidad del rotor, liberando la energía rápidamente, por lo que libera alto potencial en poco tiempo. Los volantes de inercia actuales están constituidos por un cilindro masivo conectado a un motor-generador ambos soportados por rodamientos de levitación magnética, todo dentro de una cámara al vacío para disminuir las pérdidas por roce. Las principales ventajas de los volantes de inercia son: alta capacidad cíclica (cerca de 105 ciclos con descarga profunda-20 años de servicio), alta densidad de potencia, alta eficiencia y bajos costos de mantenimiento. Por otra parte su mayores desventajas son su baja densidad de energía y su razón de auto-descarga, aproximadamente 20% por hora. Dada estas características su aplicación se encuentra en regulación de frecuencia y estabilidad del sistema ante fallas de corta duración (Zhou, 2013)

## Almacenamiento por Bombeo Hidráulico (PHS)

Esta tecnología consiste en el bombeo de agua hacia un nivel superior para acumular energía potencial, y luego la energía es recuperada al descargar el agua a través de una turbina instalada en un nivel inferior (Figura 56). La energía almacenada depende de tanto el volumen del agua como la altura de caída del agua. El método convencional utiliza una reserva de agua superior y una inferior. También existe el método subterráneo, en donde son utilizadas minas abandonadas y cavernas subterráneas. Esta tecnología es una de las más utilizadas en sistemas de alta potencia (100MW-10GW) y tiene una eficiencia de entre 65-80%. Sus principales ventajas son su alta capacidad de potencia y su producción de energía a bajo costo, pero por otro lado es requerido un sitio geográfico especial, posee altos costos de inversión y un largo periodo de construcción. (Chen *et al.*, 2009).

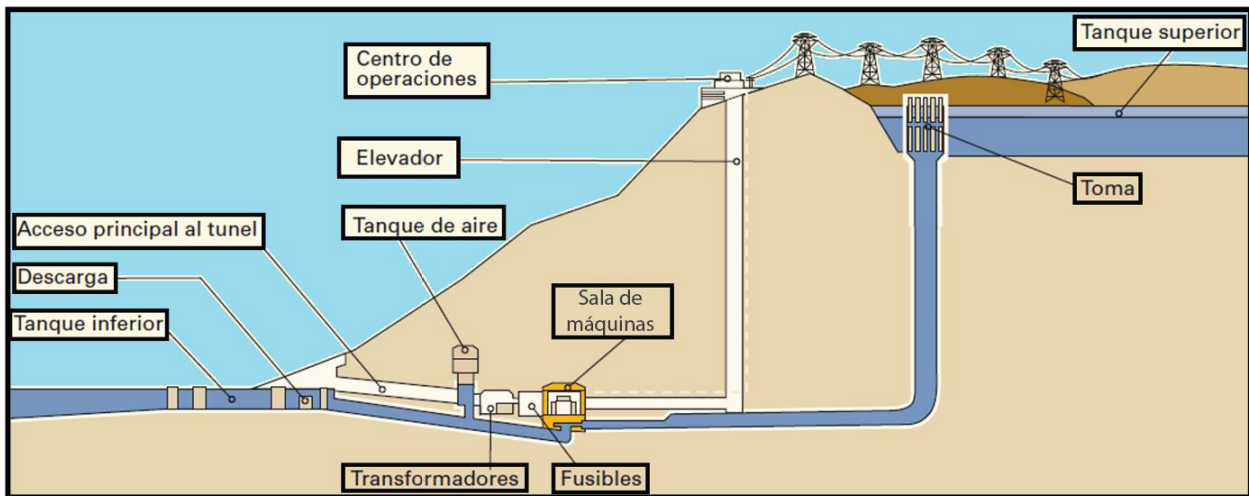


Figura 56: Esquema PHS. Modificado e Chen *et al.*, 2009.

## Almacenamiento mediante Aire Comprimido (CAES)

En estos sistemas la energía potencial elástica es almacenada en aire comprimido dentro de una caverna con condiciones especiales. Durante la descarga, el aire es liberado y con el fin de obtener una mayor eficiencia y un adecuado funcionamiento de la turbina, es calentado mediante combustión, expandiéndose y propulsando una turbina que está conectada a un generador eléctrico. Recientes innovaciones en la tecnología, las cuales se encuentran en fase de desarrollo, permiten almacenar la energía térmica que se genera en la compresión, para reutilizarla durante la fase de expansión, lo cual se conoce como CAES adiabático. El aire generalmente es comprimido dentro de cavernas o formaciones subterráneas las que en ocasiones se encuentran selladas para una mayor hermeticidad.

Esta tecnología se encuentra en operación desde 1978 en Alemania, lo que la convierte en una tecnología probada y madura. Este sistema de almacenamiento mediante aire comprimido resulta muy útil para almacenamiento de grandes porciones de energía (Kushnir *et al.*, 2012), y junto con los PHS son los únicos capaces de mantener una descarga a potencia nominal por más de 5 horas. Sin embargo se requiere la presencia de formaciones con características geológicas adecuadas para la aplicación de esta tecnología en sistemas eléctricos de potencia (Zhou *et al.*, 2013).

#### **9.1.4. Almacenamiento de Energía Térmica (TES)**

Se basa en la capacidad de determinados materiales (sales fundidas, agua, aceite, etc.) para acumular energía en forma de calor o energía térmica debido a sus calores específicos y/o calores de cambios de fase o mediante reacciones químicas. Existen dos formas de almacenar energía térmica, dependiendo de si se utiliza el calor sensible o el calor latente. Los TES (siglas del inglés *Thermal Energy Storage*), basados en calor latente, hacen uso de la transición líquido-sólido de un material a temperatura constante. Durante la acumulación, el material se desplaza desde el estado sólido al líquido y, durante la recuperación, se pasa de líquido al sólido. Las transferencias de calor entre el acumulador térmico y el ambiente exterior se realizan a través de un fluido de transferencia de calor. La energía se almacena a una temperatura dada, cuanto mayor sea la temperatura más alta es la concentración, es decir la entalpía de fusión aumenta con la temperatura de fusión del material utilizado. A pesar de su naturaleza altamente corrosiva, el hidróxido de sodio se considera un buen fluido de almacenamiento (Ibrahim, *et al.*, 2008).

Por otra parte, los sistemas de almacenamiento de energía térmica basados en calor sensible, utilizan un aceite sintético o sales fundidas que almacenan energía en forma de calor, el cual es colectado por las centrales eléctricas termo-solares, para producir vapor de agua a fin de accionar un sistema turbo-alternador, y de esta manera permitir la entrega de potencia de forma suave durante períodos nublados del día y adicionalmente, ampliar la producción de energía después de la puesta de sol (Oudalov, *et al.*, 2008).

## 9.2. Equipamiento CAES

Los sistemas CAES constan de cinco componentes básicos que son compresores, turbinas, reservorio para almacenamiento, motor-generador y equipamiento auxiliar.

### 9.2.1. Compresores

Los compresores son accionados eléctricamente para comprimir el aire dentro de la cavidad de almacenamiento. Dentro de los compresores, el volumen de aire se reduce aproximadamente un 80 %, y en dicho proceso se produce una gran cantidad de calor. Existe una gran variedad de compresores, con distintos diseños según la operación que se requiera. Estos se agrupan en 2 grandes grupos que son: los compresores axiales y los compresores centrífugos. En los compresores axiales el aire que será comprimido se contiene en un cierto volumen, el cual luego es reducido, generándose la compresión. Este tipo de compresores pueden ser de tornillos rotativos o compresores oscilantes y deben contar con cierta tecnología que permita enfriarlos. Por otro lado los compresores centrífugos aceleran el flujo del aire que ingresa gracias a un impulsor rotativo, lo que permite que este aire acelerado ingrese a un difusor, en donde la presión aumenta parcialmente. Luego este aire es enfriado mediante procesos de refrigeración, para ingresar a una nueva etapa de compresión centrífuga.

Tanto los compresores axiales como los radiales son adecuados para utilizarlos en las plantas CAES. Estos son capaces de proporcionar presiones cercanas a los 7 MPa y con altas tasas de flujo para cargar las cavernas lo más rápido posible. También es posible utilizar una combinación de compresores de baja presión axiales con compresores centrífugos de alta presión, que es lo que se ha implementado en las plantas que actualmente se encuentran en funcionamiento. La principal diferencia entre este tipo de compresores se encuentra en el tipo de flujo del aire dentro del compresor, sin embargo, tanto los compresores centrífugos como los axiales se encuentran dentro de la categoría de compresores dinámicos, los cuales generan altas tasas de flujo másico, y pueden ser calibrados usando el proceso de compresión adiabático que relaciona la potencia de entrada con la velocidad de flujo másico (Arsie *et al.*, 2005):

$$P_c = \dot{W} = \frac{1}{\eta_c} \dot{m} C_p T_{in} \left[ \left( \frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]$$

En donde

- $P_c$  = potencia de entrada del compresor
- $\eta_c$  = eficiencia del compresor
- $\dot{m}$  = velocidad de flujo de aire
- $p_2$  = presión de salida del compresor
- $p_1$  = presión de entrada al compresor
- $k$  = razón de calor específico.



## 9.2.2. Reservorio de Almacenamiento

El aire comprimido puede ser almacenado en tanques superficiales, cavernas a distintas profundidades, acuíferos y los últimamente propuestos reservorios artificiales sub-acuáticos. Sin embargo, los primeros mencionados presentan un alto riesgo de peligro y son mucho más costosos, y es por ello que se ha estudiado las diversas formaciones geológicas en las que es factible almacenar el aire a presión. Por ende, uno de los principales requisitos es que dichos reservorios sean lo suficientemente herméticos, para evitar fugas significativas. Además, deben ser mecánicamente estables y poseer las características estructurales y estratigráficas necesarias para el adecuado funcionamiento del sistema.

La capacidad de almacenamiento de CAES, es decir la cantidad de energía mecánica que puede ser obtenida durante la expansión del aire comprimido, depende de del volumen del reservorio, del rango de presiones en que opera el sistema y de las condiciones gobernantes durante la expansión. La capacidad de energía se espera que se encuentre entre los valores extremos de las condiciones de descarga isoterma y adiabática, y que dependa de la transferencia de calor entre el aire y la roca circundante, y de la tasa de descarga de aire. Para definir el volumen de almacenamiento requerido, es necesario entender cuanta energía eléctrica se puede generar por unidad de volumen del almacenamiento ( $E_{GEN}/V_S$ ). Además, la tecnología CAES puede funcionar almacenando el aire en un volumen constante, o bien manteniendo la presión constante y variando el volumen. La principal ventaja del sistema de presión constante, es que requieren un volumen de almacenamiento considerablemente menor, el cual podría llegar a ser un 25% del volumen requerido por una caverna de volumen constante (Zaugg, 1975).

### Volumen Constante

Este método de almacenamiento se reduce la presión dentro del reservorio para que la turbina sea alimentada a presión constante. En las plantas CAES que se encuentran actualmente operativas, los reservorios no presentan variaciones en su capacidad volumétrica tras las constantes variaciones de presión, las cuales se encuentran sujetas a la tasa de extracción requerida por la turbina (Succar y Williams, 2008). Debido a dichas limitaciones operacionales, el aire debe ser almacenado a grandes presiones que permiten asegurar una continua descarga por un determinado tiempo.

Por otro lado, el funcionamiento a volumen constante posee la ventaja de que las cavernas son simples de construir y no requieren la constante inyección de fluidos, aunque debido al gran volumen requerido por dichas instalaciones, en ocasiones los costos de construcción son más elevados. Considerando el comportamiento del aire como un gas ideal, nos queda que la presión en función del tiempo es:

$$P = \int_0^t \left[ \frac{1}{V} (\dot{m}_{in} T_s - \dot{m}_{out} T_s) R \right] dt$$

En donde:

- P= presión [bar]
- V= volumen m<sup>3</sup>
- m = masa [kg]
- R = constante de los gases  $\left[\frac{m^3 bar}{kg \text{ } ^\circ K}\right]$
- T= temperatura [°K]

## Presión Constante

El funcionamiento de la tecnología CAES a presión constante, opera únicamente debido a la variación volumétrica del reservorio de aire, por lo que la presión permanece constante favoreciendo al funcionamiento de la turbina.

En este proceso, cuando la caverna subterránea se encuentra inundada y a presión atmosférica, la piscina superficial permanece vacía, y cuando el aire es comprimido el fluido se ve forzado a ascender a través de la columna de compensación conectado a la piscina superficial (Succar y Williams, 2008).

Es fundamental que dicho fluido no meteorice la caverna cuando se encuentra relleno el espacio generado tras la liberación del aire. Este tipo de cavernas poseen la gran ventaja de requerir un volumen considerablemente menor que el requerido por los sistemas de volumen constante y por ende un menor costo de construcción (Kim *et al.*, 2011). La presión constante requerida en estos sistemas se encuentra en función de la diferencia de altura entre el reservorio superficial y el reservorio subterráneo, es decir está determinada por la ecuación de energía potencial. Por otro lado, considerando el comportamiento del aire como un gas ideal, se tiene que el volumen en función del tiempo es:

$$V = \int_0^t \left[ \frac{1}{P} (\dot{m}_{in} T_s - \dot{m}_{out} T_s) R T \right] dt$$

En donde:

- P= presión [bar]
- V= volumen m<sup>3</sup>
- m = masa [kg]
- R = constante de los gases  $\left[\frac{m^3 bar}{kg \text{ } ^\circ K}\right]$
- T= temperatura [°K]

### 9.2.3. Turbinas

El funcionamiento de las turbinas es similar al de las turbinas de gas, en donde éstas expanden el aire que se encuentra comprimido para generar electricidad. Cuando es extraído, el aire comprimido almacenado en los reservorios es precalentado mediante combustión de combustibles fósiles o mediante algún sistema de almacenamiento térmico, para luego ingresar a una temperatura adecuada a los expansores de la turbina.

Generalmente estas turbinas constan de dos etapas. En la primera, el aire ingresa a alta presión, en donde se calienta y reduce su presión, luego ingresa a una segunda etapa de baja presión y alta temperatura, en donde el aire es expandido hasta alcanzar la presión atmosférica (Ter-Gazarian, 1994). La potencia eléctrica de la turbina ( $E_{GEN}$ ) se encuentra dada por:

$$E_{GEN} = \eta_M \eta_G \int_0^t \dot{m}_T w_{CV,TOT} dt$$

En donde

- $w_{CV,TOT}$  = trabajo mecánico total por unidad de masa generada en el proceso de expansión de aire.
- $\dot{m}_T$  = velocidad de flujo de aire.
- $t$  = tiempo requerido para vaciar un reservorio lleno a máxima potencia.
- $\eta_M$  = eficiencia mecánica de la turbina.
- $\eta_G$  = eficiencia del generador eléctrico.

### 9.2.4. Motor-Generador

En las plantas CAES que existen hoy en día, el motor y generador se encuentran en una misma unidad, en donde el motor que acciona el compresor también funciona como generador para producir electricidad. En estos dispositivos, embragues controlan si el motor-generador se encuentra acoplado a la turbina cuando es necesario producir energía o bien si se encarga de accionar el compresor cuando funciona como motor.

### 9.2.5. Equipamiento Auxiliar

Además de los elementos descritos anteriormente, las plantas CAES deben poseer reservorios para almacenamiento de combustible, unidades de intercambio de calor, dispositivos eléctricos y sistemas mecánicos requeridos para la operación de la planta. Los intercambiadores de calor se encargan de remover el calor generado durante la compresión y en el caso que la planta posea un recuperador de calor, este se encarga de retornar el calor cuando el aire es expandido.

## 9.3. Cavernas Salinas.

La construcción de cavernas para CAES dentro de domos o estratos salinos dura en promedio 30 meses. Esta comienza con la perforación hasta la masa de sal y la posterior inyección de agua fresca para disolver la sal y generar una salmuera, que al mismo tiempo que se va produciendo se va extrayendo a través de un sistema de eliminación (Fenix y Scisson, 1978). Una vez finalizada la construcción viene la etapa operacional de las cavernas, la cual puede durar hasta 30 años sin presentar problemas. Posterior al tiempo de vida útil, la instalación queda en desuso.

### 9.3.1. Construcción

La creación de la caverna en primer lugar, implica la perforación de un pozo por el cual se inyectara agua fresca y se retirara la salmuera. Este pozo también será utilizado para la operación de la planta en la inyección y extracción de aire. Normalmente el pozo se reviste con cemento hasta el techo de la caverna, por lo que el lodo saturado de salmuera evita la excesiva disolución de la sal mientras se perfora hasta el fondo de la cavidad. El revestimiento típico (Figura 57) se compone de un revestimiento conductor de 28" (71 cm), el cual soporta y aísla las formaciones no consolidadas, aguas subterráneas, etc., y la cual es cementada hasta la superficie, una tubería de revestimiento de superficie de 24" - 20" (60-50 cm), una tubería de revestimiento intermedio de 18 5/8" - 16" (47,5 - 40,5 cm), asentada en la roca sello y por último el revestimiento de producción de 13 3/8" - 11" (34 - 28 cm), cementada por debajo del tope de la sal.

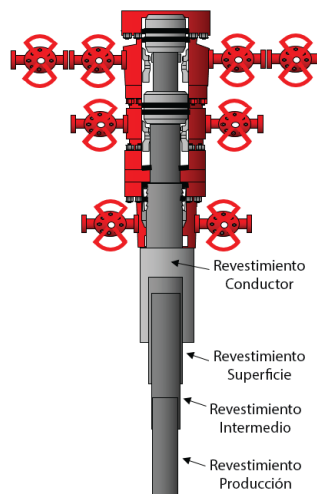


Figura 57: Tipos de revestimiento

Previo a iniciar las operación de lixiviación, se realiza una prueba hidráulica de integridad del pozo, para verificar la solidez del sistema de tuberías, el que incluye la cabeza del pozo, la última tubería de revestimiento cementada, la zapata de la tubería de revestimiento y el tramo de pozo abierto. Lo anterior es sumamente importante debido a que durante las operaciones de

almacenamiento y extracción, las presiones diferenciales más altas que experimenta la caverna ocurren en la zapata de la última tubería de revestimiento cementada.

El proceso de lixiviación se inicia producto de la diferencia de presión entre los puntos de ingreso y salida del fluido, lo cual fuerza la circulación. A medida que la caverna va aumentando su tamaño, la diferencia de densidades entre el agua inyectada y la salmuera genera convección por gravedad, la que permite una adecuada circulación durante el resto del proceso de lixiviación (Allen *et al.*, 1982). En este proceso, se inyecta agua por una sarta de producción y por la otra retorna la salmuera bombeada, para lo que se requiere 8 volúmenes de agua para disolver 1 volumen de sal (Warren, 2016). La salmuera que se genera puede utilizarse en la industria química o bien se puede aprovechar para la extracción de sal u otros minerales.

La lixiviación por disolución puede ser directa o indirecta. En la lixiviación con circulación directa, la inyección de agua fresca se produce cerca del fondo de la caverna y la salmuera es retirada a través de espacio anular entre el pozo cementado y la tubería de producción (Figura 58). En el caso de la lixiviación indirecta, el agua es inyectada por el espacio anular y la salmuera es extraída a través de la tubería central. Según el método utilizado, la caverna adopta distintas geometrías, por lo que se utiliza una combinación de ambas técnicas para lograr la forma prediseñada, en donde para la generación de la base y paredes es conveniente utilizar la técnica de circulación directa y para la construcción del techo la lixiviación indirecta.

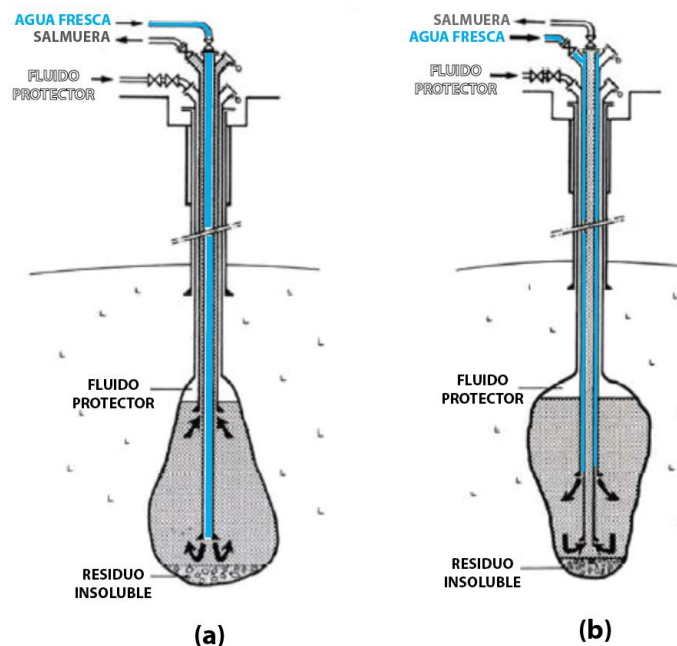


Figura 58: Esquemas de lixiviación por disolución. (a)Circulación directa. (b)Circulación reversa.

Con la continua circulación de la lixiviación directa, la salmuera más densa tiende a acumularse en el fondo de la caverna, forzando al agua que ingresa a emerger rápidamente. Debido a esta menor exposición del agua en las porciones inferiores de la caverna la salinidad varía tanto

radial como verticalmente, por lo que se genera una cavidad con forma de pera. El fluido protector o manta (*blanket*) es el encargado de proteger el espacio generado en el intervalo superior de la caverna. Este, corresponde a un fluido más liviano que el agua y no disuelve la sal. El propósito de este fluido es evitar la disolución de sal alrededor de la tubería de revestimiento cementada y el techo de la caverna. Típicamente este fluido es petróleo, propano o gas natural (Allen *et al.*, 1982), y flota sobre la superficie de la salmuera. Las formaciones salinas contienen minerales insolubles como cuarzo, anhidrita, yeso y minerales de arcilla. Cuando comienza la lixiviación, dichos minerales se acumulan en el fondo de la caverna lo cual puede generar el taponamiento o bien restringir la circulación libre de la cadena de extracción, y será necesario elevar la tubería de producción a una posición superior antes de continuar con la lixiviación.

La dirección de inyección de agua fresca y la superficie de contacto entre el fluido protector y la salmuera son los principales factores que influyen en la forma que adoptara la caverna, aunque la forma final e inicial pueden depender de la velocidad y del tiempo de lixiviación, del porcentaje de insolubles y de la solubilidad que posea la roca salina. Durante la disolución, se van realizando registros de la interfaz entre el fluido protector y la salmuera, lo cual es particularmente útil para cuanto se requiere desplazar el nivel del fluido protector o bien el de la tubería de producción para controlar la forma de la caverna. Además se requiere realizar periódicamente un registro sonar para rastrear la forma de la caverna. Debido a la distribución irregular de insolubles en los domos salinos es que la forma de la caverna puede desviarse de la deseada (Chang *et al.*, 1980). Al final del proceso se realiza un registro sonar para determinar la forma y el volumen final de la caverna, pese a que el volumen de la caverna es previamente determinado por la medición del volumen de agua que se encuentra circulando y el monitoreo de la salinidad de la salmuera que se va retirando.

### **9.3.2. Abandono**

El tema de cómo se comportara la superficie y los problemas medioambientales que genera el abandono de una caverna de sal ha sido discutido durante las dos últimas décadas, y en donde las principales aspiraciones han sido la seguridad, que no requiera mantención y que sea una solución económica, para lo cual se han considerado diversas posibilidades. Dentro de estas se encuentra rellenarlas con arena o grava, lo cual es técnicamente factible sin embargo no es económicamente rentable. Por otro lado se ha propuesto que rellenarlas con residuos orgánicos o bien con residuos menos tóxicos, lo cual ha sido muy cuestionado debido a los impactos medioambientales que tendría dicha acción. La opción más aceptada por la industria ha sido rellenar la cavidad con agua o salmuera, y sellar el pozo de forma permanente, debido a que es la solución más económica (Lux, 2009).

Para comprobar la factibilidad técnica de rellenar la caverna salina con algún material líquido, se han realizado diversos estudios de cómo sería el comportamiento a largo plazo, principalmente en relación a los procesos hidromecánicos que se ven involucrados, para lo cual se han desarrollado simulaciones numéricas y modelaciones físicas. De estos, se ha podido concluir que debido a la infiltración, que se rige por la Ley de Darcy, se genera una zona de infiltración en la parte superior de la caverna. Esta zona, con el tiempo se expande vertical y paulatinamente por donde se encuentra el pozo y tardaría al menos cientos de años en llegar a superficie (Lux, 2009).

## 9.4. Propiedades Rocas Salinas

### 9.4.1. *Creep*

La deformación por fluencia viscosa o reptación, más conocida como *creep*, juega un rol fundamental tanto en la perforación de la sal como en la operación de los sistemas CAES, por ende es necesario entender cómo evoluciona y cuáles son sus distintas etapas a lo largo del tiempo. Este fenómeno corresponde a una deformación permanente en un material sometido a esfuerzos constantes, que se rige por los modelos viscoelásticos y viscoplásticos, y en donde se evidencia una respuesta tiempo dependiente debido a los *stress* de cizalle que se generan dentro de la estructura cristalina.

La deformación elástica se produce en la región donde se conserva la energía dentro del gráfico *stress-strain*, y en donde el material deformado puede volver a su forma original y recuperar su resistencia después de que se retira la carga constante a la que se encontraba sometido. La sal posee este comportamiento solo cuando es sometida a cargas de baja magnitud que no exceden su límite de elasticidad (*yielding point*). El módulo de la elasticidad de la roca salina puede ser calculado en el rango linealmente elástico y generalmente es menor que el de otras litologías, este comportamiento posee proporcionalidad directa entre el esfuerzo aplicado y la deformación obtenida, y la respuesta es inmediata. Por otro lado, la deformación plástica ocurre cuando el esfuerzo que se aplica es superior al límite de elasticidad, lo que significa que se producirá deformación permanente. Al someter la roca salina de forma constante a grandes esfuerzos compresivos que superen el límite de elasticidad, la roca no resistirá la acumulación de *stress* y será continuamente deformada, y cuando el *strain* permanente alcance el límite de *strain* se produce el fallamiento (Thorel *et al.*, 1996).

El comportamiento *creep* en los materiales presenta 3 distinguidas etapas o fases que cronológicamente corresponden al *creep* transiente, *creep* estacionario y *creep* acelerado (Figura 59). Las formaciones salinas se ven afectadas por dicho fenómeno frente a *stress* desviáticos relativamente bajos, debido a que el *creep* en rocas salinas ocurre principalmente por corrimientos y deslizamientos entre planos de la estructura microcristalina (Zhu *et al.*, 2015).

En la primera etapa o *creep* transiente, ocurre gran deformación en un periodo corto de tiempo, formando una curva empinada en el gráfico *strain*-tiempo. A medida que el material es sometido a una carga permanente, la velocidad de deformación aumenta a una tasa decreciente. Lo anterior es conocido como endurecimiento de trabajo (*work hardening*) y provoca una continua disminución de la deformación en el tiempo, hasta que la curva alcanza un estado estacionario (Munson *et al.*, 1991). La segunda etapa de *creep*, o más conocida como *creep* estacionario, corresponde a la fase más larga en cuanto a tiempo y en donde la velocidad de *strain* se vuelve constante bajo *stress* relativamente constantes. No obstante, dicha tasa de *strain* puede aumentar si aumentan los *stress* desviáticos o si disminuye la presión confinante (Yang *et al.*, 1999). Por último, la tercera etapa o *creep* acelerado, se alcanza cuando la tasa de deformación aumenta

exponencialmente hasta fallar. Esto se debe a que ocurre un aumento de volumen producto de las microfracturas que se generan en la roca, lo cual es el gatillante para que se produzca el fallamiento. El inicio de esta última etapa depende del *stress* y del *strain* viscoplástico (Zhu *et al.*, 2015).

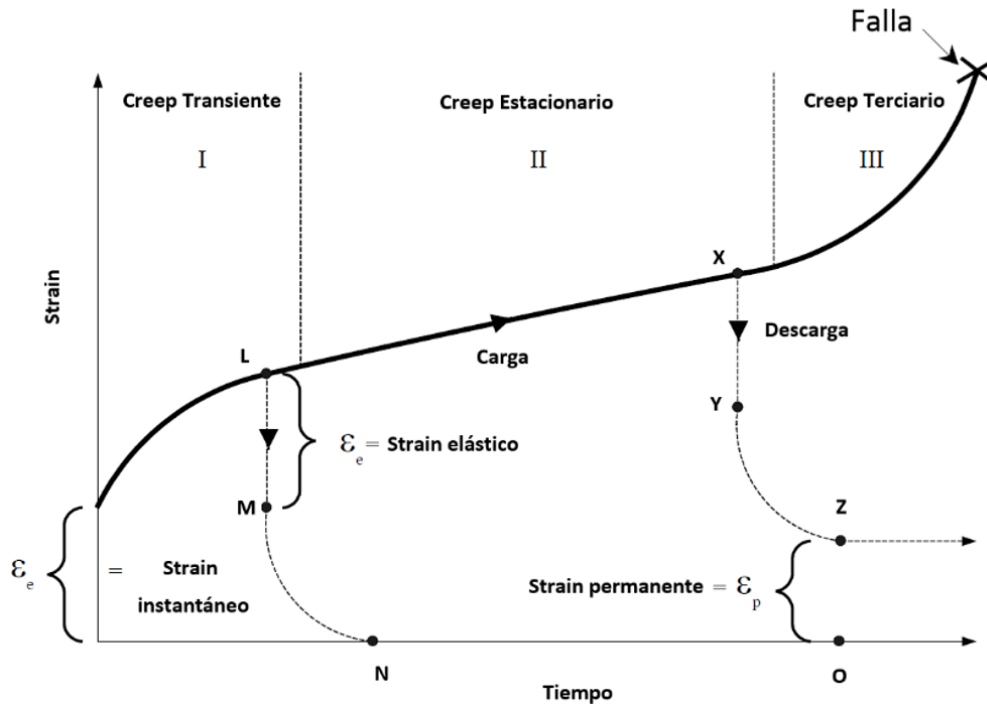


Figura 59: Deformación creep en función del tiempo. Modificado de Jeremic (1994).

Durante décadas se han realizado diversos estudios de las propiedades mecánicas que presentan las rocas salinas, como es el comportamiento tras verse sometidas periódicamente a pruebas mecánicas y cuáles son sus correspondientes fundamentos geológicos e ingenieriles. A partir de dichos experimentos se han determinado tanto las propiedades de la sal como las ecuaciones matemáticas que se ven involucradas. Estas propiedades, se encuentran directamente relacionadas con los parámetros de esfuerzo, deformación y tiempo (Hunsche, 1993), y permiten predecir el comportamiento de la formación salina a distintas presiones y temperaturas. Sin embargo, como no es posible escribir un conjunto de ecuaciones que describan el comportamiento de un material frente a todas las acciones posibles, es preferible analizar el comportamiento mediante modelos constitutivos (Anexo 9.5).

El modelo elasto-viscoplástico en la mecánica de rocas salinas, fue formulado en base a una gran cantidad de datos obtenidos de experimentos en muestras sometidas a cargas hidrostáticas (aumentando el *stress* principal y manteniendo el *stress* desviatorio igual a cero) y a una segunda etapa en donde se mantienen los *stress* principales constantes mientras se aumenta el *stress* desviatorio. La región o espacio de esfuerzos es posible dividirla en 2 dominios separados que son el de compresibilidad y el de dilatancia (Figura 60). En estos, las rocas presentan dos distintivos comportamientos tiempo-dependientes durante el *creep*: deformación compresiva dúctil y deformación dilatante semi-frágil. Por otro lado, esta deformación *creep* en rocas salinas depende



de las fuerzas internas, el tiempo de deformación, la temperatura, la humedad y las inclusiones presentes en la roca. Los factores mencionados pueden causar una disminución de la resistencia a la tracción y a la compresión (Franssen, 1998; Fokker, 1998) por lo que es trascendental considerarlos para una adecuada operación de la tecnología CAES.

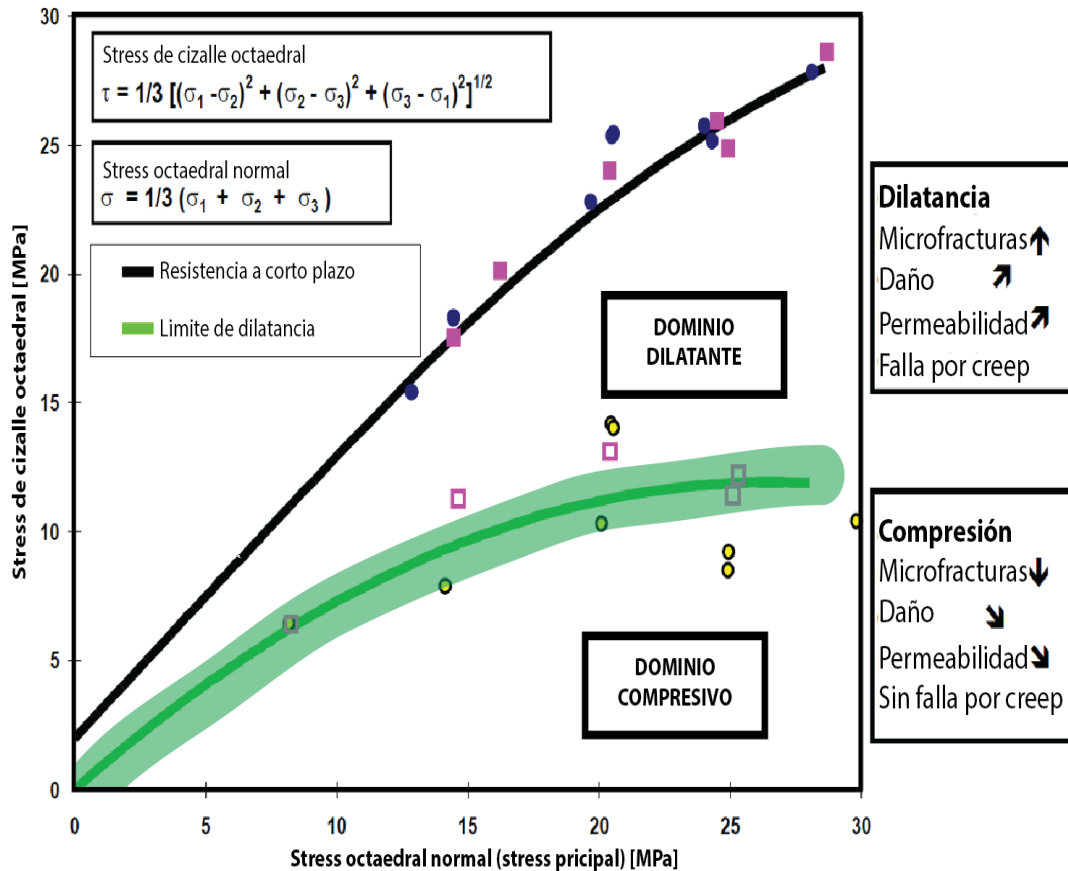


Figura 60: Límite de dilatancia y de resistencia de corto plazo de rocas salinas. El límite de dilatancia corresponde a una banda en donde no ocurren cambios de volumen. Modificado de Hunsche 1999.

La deformación *creep*, entre otros factores, se ve afectada por el tamaño de los cristales de halita. Estudios realizados en muestras con diferentes tamaños de cristales revelaron que la posibilidad de ocurrencia de una fractura a lo largo del clivaje y planos de deslizamientos, es mayor en muestras con mayores tamaños de cristales (Aubertin et al, 1993; Billiotte *et al.*, 1996). Por otro lado, las fuerzas de enlace entre cristales afectan las propiedades de resistencia de la roca salina, debido a que si esta posee una estructura heterogénea poseerá menos adhesión que una de textura homogénea. Con pruebas de resistencia a la tracción y de compresión uniaxial, se ha podido correlacionar los valores de deformación con las fuerzas de adhesión entre y dentro de los cristales (Wanten *et al.*, 1996). Además, el *creep* también depende de la variación en los estados de carga a lo largo del tiempo. Cuando la halita es sometida a una carga rápida se comporta como un material frágil, mientras que si la carga es lenta es probable que se comporte de forma plástica y que su resistencia al quiebre disminuya como consecuencia de lo anterior (Aubertin, 1993; Hardy, 1996).

Por otro lado, el calor o la temperatura es otro factor que afecta en la deformación de la sal, incluso aumentando el periodo de *creep* y la ductilidad de la roca salina (Broek y Heilbron, 1998) y dicha perturbación se agudiza si la caverna es construida a una profundidad aproximada de 1000 m, debido a que a esta profundidad las rocas salinas experimentan ciertas diferencias mecánicas (Thoms y Gehle, 1982). La relación entre la temperatura y la profundidad en capas de rocas salinas estratificadas ha sido estudiada por varios investigadores (Cristescu y Hunsche, 1996; Bérest *et al.*, 1996), en donde demuestran como aumenta la temperatura de la roca a medida que esta se encuentra a mayor profundidad. La temperatura a la que se encuentra la roca salina en profundidad genera que las propiedades de la sal sean similares a las propiedades de un material plástico con su consecuente disminución de resistencia a la compresión. En el estudio realizado en relación a la temperatura de las rocas salinas, Cristescu y Hunsche (1996) indicaron que a temperaturas entre 100°C y 200°C, la tasa de *strain* debiese ser menor que  $10^{-8}\text{s}^{-1}$  y  $10^{-7}\text{s}^{-1}$ , respectivamente. Por ende un aumento de la temperatura genera deformación de la roca salina, e incluso puede causar fracturas.

La humedad es otro factor que reduce la resistencia de la roca salina (Hunsche y Schulze, 1996). Como las rocas salinas son sensibles a la humedad de la atmosfera, se generan reacciones químicas en la roca que resultan en la disolución de la sal de la roca y permiten que el agua salada rezuma. La influencia de la humedad en la resistencia a la compresión fue estudiada por Billiotte *et al.* (1996), en donde se le aumento el contenido de humedad con agua salada antes de someterlo a la carga. Los resultados indicaron que la resistencia de la roca salina disminuye con el aumento de humedad. Normalmente la roca salina seca posee una resistencia a la compresión de 30 MPa, la cual puede bajar has 1 MPa cuando el contenido de humedad es 7%. Por ende, el *creep* bajo condiciones húmedas es mayor que en condiciones secas, lo cual significa que el número de cargas cíclicas que causan la fractura en condiciones secas, bajo las mismas condiciones de esfuerzos, es mayor que en condiciones húmedas y que las rocas salinas bajo presión confinante aguantan una mayor cantidad de cargas cíclicas antes de fracturarse en comparación con rocas no confinadas.

Las impurezas tales como anhidrita u otros sedimentos pueden causar la reducción de la resistencia a la compresión y resultar en un comportamiento de *creep* diferente. Incluso pequeñas cantidades de inclusiones e impurezas puede afectar el comportamiento de *creep*, debido a que estas obstruyen los enlaces entre los cristales de halita interfiriendo en el *creep* de la roca salina, causando inconsistencias mecánicas como el resultado de una distribución de carga no uniforme (Raj y Pharr, 1992).

## 9.4.2. Permeabilidad

El apropiado entendimiento de las propiedades de transporte y permeabilidad dentro de las rocas salinas, y su relación con el comportamiento mecánico, es fundamental tanto para el diseño como para el análisis de las cavidades subterráneas. Por lo general las formaciones salinas contienen variadas cantidades de líquidos y gases, y en donde la variación química e isotópica de la abundancia de estas inclusiones fluidas puede explicar los procesos de sedimentación y

recristalización que ocurrieron hace millones de años. Además, estas variaciones implican que no existía flujo a través de los poros, lo cual es una demostración natural del comportamiento hermético que presenta la sal ante fluidos líquidos y gaseosos. Hace más de tres décadas que se han realizado diversos estudios para almacenamiento subterráneo de distintos materiales en formaciones salinas y muchos autores han coincidido en que la halita es virtualmente impermeable, esto debido sus valores de permeabilidad extremadamente bajos ( $\sim 10^{-20} \text{m}^2$ ). Stormont y Daemen (1991) y Peach (1991) realizaron pruebas de laboratorio y sus resultados confirmaron que la permeabilidad global de la sal pura bajo condiciones imperturbadas es menor a  $10^{-18} \text{m}^2$ , y es mayor que cuando la roca se encuentra bajo esfuerzos anisotrópicos.

Debido a esta baja permeabilidad, los fluidos presentes dentro de formaciones salinas no se rigen por la Ley de Darcy, y los canales de flujo se crean solamente si los esfuerzos desviáticos exceden al límite de dilatancia, que corresponde al límite que separa el dominio de compactación o compresivo del dominio dilatante (Peach *et al.*, 2001), o bien si la presión de fluido excede al esfuerzo normal en los bordes de los granos. En otras palabras, la permeabilidad depende tanto de la magnitud de los esfuerzos como de la diferencia entre el esfuerzo principal y los esfuerzos en otras direcciones a los que se encuentre sometida la halita (Phueakphum, 2003). Estos esfuerzos diferenciales pueden llegar a ser puntualmente altos y generar micro-fracturas paralelas a la dirección de esfuerzo principal, por lo que la permeabilidad generalmente es mayor en las áreas adyacentes a las paredes de las cavernas y disminuye a medida que aumenta esta distancia.

Los factores que influyen en las características y distribución de la permeabilidad en cavernas construidas dentro de rocas salinas fueron estudiados y modelados por Fuenkajorn y Serata (1992). Estos factores en primer lugar corresponden a la profundidad de la caverna y los *stress in-situ*, y se demostró que la permeabilidad de la roca salina circundante es menor cuando la presión interna de la caverna es cercana a la mitad de la presión exterior. Además, los resultados del estudio demostraron que la permeabilidad es mayor cuando la caverna tiene entre 2 y 3 años, y que luego se mantiene constante a menos que cambien los niveles de *stress*. Por otro lado, los autores concluyen que las cavernas elípticas poseen mayor permeabilidad que cavernas esféricas y cilíndricas, lo cual se debe al comportamiento mecánico de la sal y que la permeabilidad es mayor en las zonas adyacentes a la caverna y disminuye a medida que se aleja de las paredes de esta, y en donde a una distancia de 2 o 3 veces el diámetro de la caverna los valores de permeabilidad ya no se ven afectados.

### 9.4.3. Fatiga

Dentro de las cavernas de sal utilizadas en sistemas CAES, sometidas a modos de operación de ciclos diarios con altas tasas inyección y extracción de aire (100 - 400 kg/s), se generan tanto una superposición de esfuerzos como también esfuerzos termales inducidos (Pouya *et al.*, 2016). Este fenómeno causa lo que se conoce como fatiga, que induce una disminución de la resistencia y rigidez de la roca salina debido a la naturaleza poli-cristalina que posee la halita.

Producto de este fenómeno, las cavernas pueden presentar ciertos problemas mecánicos, los cuales han quedado ilustrados en desprendimientos de las paredes de algunas cavernas existentes. Las fracturas en las paredes de la caverna que provocan estos desprendimientos, son generadas tanto por los cambios de esfuerzos mecánicos relacionados a las variaciones de presión del gas como por los esfuerzos de tracción adicionales que se generan debido a las variaciones de temperatura (Djizanne *et al.*, 2014). No obstante, de pruebas de laboratorio e *in-situ* en muestras de halita, se determinó que esta posee buena resistencia ante los efectos de la carga cíclica (Hardy, 1996). No obstante, tras los ciclos de compresión-descompresión la roca salina exhibe una respuesta a corto plazo, y en donde la acumulación de estos desplazamientos de corto plazo generan una curva que tiende asemejarse al comportamiento típico del desplazamiento tiempo-dependiente de la sal (Figura 61), i.e., un rápido movimiento tras la aplicación de la carga inicial y el cual va disminuyendo con el tiempo (Thoms, 1982). Es decir, se genera una disminución gradual de la resistencia a la compresión en las rocas salinas al verse sometidas a cargas periódicamente por un largo periodo de tiempo (Hardy, 1996).

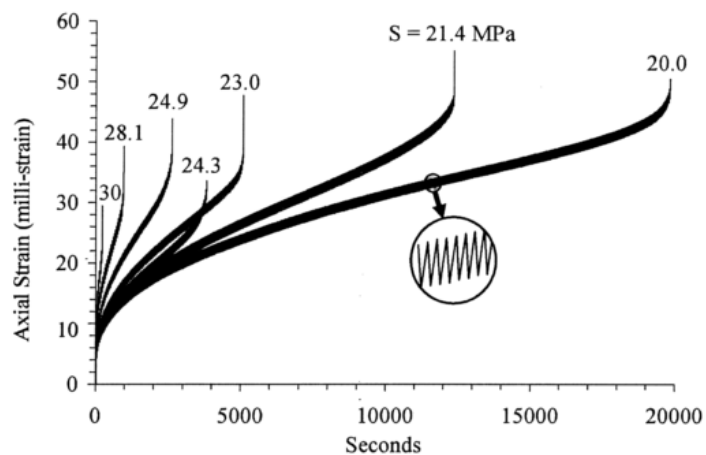


Figura 61: Prueba de carga cíclica. Tomado de Fuenkajorn y Phueakphum, 2009.

La frecuencia de los ciclos afecta el comportamiento de la roca salina, en donde la cantidad de ciclos que causan la ruptura es mayor a medida que aumenta la frecuencia (Attewell y Farmer, 1973; Ishzuka *et al.*, 1990). El tamaño de los cristales también influye en la resistencia a la carga cíclica. Se ha demostrado que la resistencia de la halita de grano fino es mayor que la de grano grueso, y que el número de ciclos que causan el fallamiento es mayor en halita de grano fino (Burdine, 1963). Además, en pruebas realizadas en muestras sometidas a cargas cíclicas con variación de temperatura, se concluyó que el *creep* que se genera producto de la carga cíclica, dependerá de la diferencia entre el esfuerzo máximo y mínimo de cada ciclo, y si esta diferencia es baja la deformación permanente será baja, mientras que si esta es muy alta, la muestra se falla a una menor cantidad de cargas cíclicas. Sin embargo las variaciones de esfuerzos en cavernas sometidas a la operación de los sistemas CAES son considerablemente menor a la que enfrentan las cavernas de almacenamiento de gas natural, por lo que la deformación *creep* no se ve tan afectada por este factor. Además, se calculó que el límite de fatiga por *stress* de la halita pura es 60% de su resistencia a la compresión simple. Por lo tanto durante la extracción de aire en una planta CAES, la presión dentro de la caverna debiese mantenerse mayor al 55% de la resistencia de la roca salina (Passaris, 1982), para evitar problemas de daños por fatiga.

## 9.5. Leyes Constitutivas de Rocas Salinas

Las ecuaciones constitutivas corresponden a la descripción matemática de la deformación o *strain* y de las fuerzas internas o *stress* que se desarrollan en un sólido deformable como consecuencia de las acciones exteriores. Estas leyes describen el comportamiento macroscópico resultante de la constitución interna de un material (Más, 2004).

La respuesta real de fluidos y sólidos es extremadamente compleja y variada, en donde esta no solo se ve influenciada por acciones puramente mecánicas, sino también por cambios de temperatura o humedad, e incluso por la historia de tensión del material (Más, 2004).

Las ecuaciones constitutivas involucran variables termodinámicas y/o mecánicas de un sistema físico dentro de las que se encuentran: presión, volumen, *stress*, *strain*, temperatura, densidad, entropía, etc. En las aplicaciones ingenieriles y geológicas, estas ecuaciones son igualdades que relacionan el campo de *stress* con la deformación, usualmente relacionan componentes de los tensores de *stress*, *strain* y velocidad de *strain* (Marsden y Hughes, 1994).

Durante las últimas décadas, se han desarrollado varios modelos constitutivos para el *creep* en la sal, los cuales varían de modelos visco-elásticos simples hasta complejos modelos de teoría de dislocación. La mayoría de estas ecuaciones propuestas, enfatizan el comportamiento mecánico a largo plazo, bajo una variedad de presiones y temperaturas. Estos modelos constitutivos empleados para el entendimiento del comportamiento de las rocas salinas se dividen en tres grupos: reológicos, empíricos y físicos.

### 9.5.1. Modelos Reológicos

Los modelos reológicos describen el comportamiento mecánico de la sal pero ignoran los mecanismos de deformación involucrados. Las características deformacionales se asumen gobernadas por dos elementos físicos básicos: un elemento elástico y un elemento viscoso. El comportamiento mecánico de la sal es modelada en base a una combinación de ambos elementos, y representan la respuesta elástica instantánea y el comportamiento viscoso del material, respectivamente. Estos modelos pueden ser aplicados a problemas generales de comportamiento tiempo-dependientes sin necesidad de otras suposiciones (Fuenkajorn y Daemen, 1988; Serata y Fuenkajorn, 1992; Stormont y Fuenkajorn, 1994; Cristescu, 1996).

## Modelo de Maxwell

El modelo de Maxwell es utilizado para estudiar la segunda fase del *creep* (estado estacionario). Esta aproxima la respuesta tensión- deformación de un material usando un modelo visco-elástico lineal compuesto por un elemento elástico y uno viscoso dispuestos en serie (Figura 62), lo cual simplifica la descripción del *creep* (Ranalli, 1987). Al estar acoplados de esta manera el cuerpo se deforma instantáneamente debido al elemento elástico y luego su deformación es proporcional al tiempo, y su ecuación constitutiva es:

$$\dot{\epsilon} = \frac{\sigma/t}{2G_M} + \frac{\sigma}{2\eta_M}$$

Y donde la deformación total bajo un esfuerzo constante esta expresada por:

$$\dot{\epsilon} = \frac{\sigma_0}{2G_M} + \frac{\sigma_0}{2\eta_M} t$$

Donde  $\sigma_0$  = esfuerzo inicial.

Cuando se retira el esfuerzo se recupera únicamente la deformación elástica, y si la tasa de deformación se mantiene constante,  $\dot{\epsilon} = 0$  y la solución de la ecuación queda:

$$\sigma = \sigma_0 e^{(-\frac{G_M}{\eta_M} t)}$$

Donde

- $\sigma$  = esfuerzo de carga
- $\sigma_0$  = esfuerzo inicial aplicado
- $G_M$  = módulo de cizalle Maxwell
- $\eta_M$  = viscosidad Maxwell

La relación entre la viscosidad Maxwell y el módulo de cizalla se denomina tiempo de relajación Maxwell. Esto significa que cuando la tasa de deformación es constante, el esfuerzo diferencial tiende a cero al cabo de ese tiempo. En los cuerpos visco-elásticos el esfuerzo se disipa al ser consumido por la deformación.

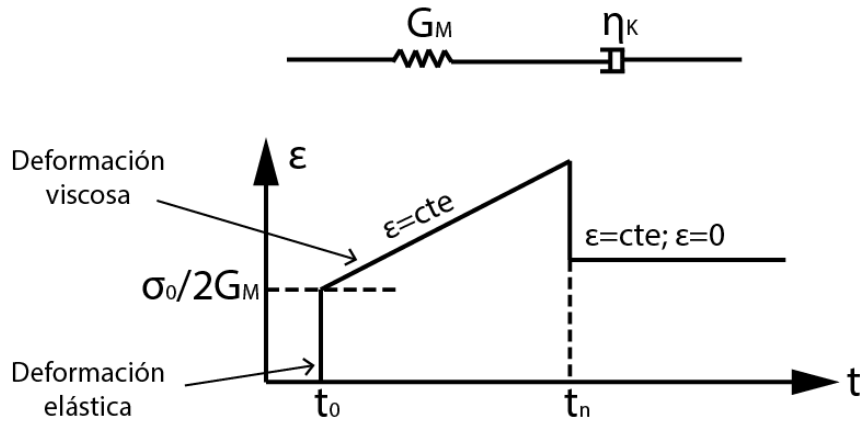


Figura 62: Modelo reológico Maxwell, modificado de Ranalli, 1987.

## Modelo Kelvin

El modelo propuesto por Kelvin se encuentra compuesto por un elemento elástico y un elemento viscoso dispuestos en paralelo, representando que el comportamiento del *creep* consiste en tensiones de cizalle instantáneas que permanecen constantes mientras la velocidad de deformación disminuye exponencialmente. Dicho de otra manera, cuando un cuerpo de esta naturaleza es sometido a una carga, el elemento viscoso retarda la deformación elástica, por lo que tanto la deformación como la recuperación de la deformación se encuentran en función del tiempo, y donde su ecuación constitutiva es:

$$\sigma = 2G_K \varepsilon + 2\eta_K \dot{\varepsilon}$$

Y la deformación queda expresada por

$$\varepsilon = \varepsilon_0 e^{\left(-\frac{G_K}{\eta_K} t\right)}$$

En donde

- $G_K$  = módulo de cizalle (rigidez de elemento Kelvin)
- $\eta_K$  = viscosidad Kelvin
- $\sigma$  = esfuerzo de carga
- $\varepsilon_0$  = deformación inicial instantánea.

Y de acuerdo a esta última ecuación la deformación disminuye exponencialmente hasta cero, recuperándose completamente (Figura 63). La relación entre la viscosidad Kelvin y la rigidez Kelvin ( $\eta_K/G_K$ ), expresa el tiempo que tarda en recuperarse la deformación y se conoce como tiempo de relajación.

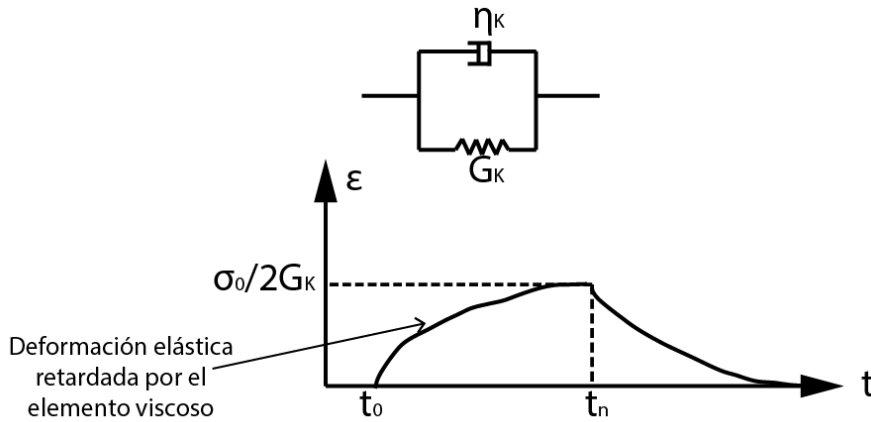


Figura 63: Modelo reológico Kelvin, modificado de Ranalli, 1987.

## Modelo Burgers

El modelo de Burgers combina el modelo de estado estacionario de Maxwell con el de la fase transiente de Kelvin. Estos cuerpos definidos por Ranalli (1987) consisten en la disposición en paralelo de los elementos del modelo de Kelvin y Maxwell (Figura 64). Las ecuaciones son complejas porque requieren de dos diferentes viscosidades y de dos coeficientes de rigidez. En los materiales que se comportan como un cuerpo Burger, el esfuerzo tangencial produce tres tipos de deformación: la primera es una deformación elástica instantánea, que permite el almacenamiento de una cierta cantidad de energía, que vuelve al sistema una vez retirado el esfuerzo; un segundo tipo de deformación constituido por una lenta deformación retardada, la que también es elástica y por lo tanto recuperable; y por ultimo una tercera deformación totalmente viscosa y, en consecuencia, es no recuperable. Resultados de pruebas de laboratorio han demostrado que el modelo de Brugers provee la mejor representación para el *creep* en rocas salinas, sin embargo esta debe encontrarse sometida a esfuerzos menores al punto crítico en donde la sal deja de comportarse de manera elástica.

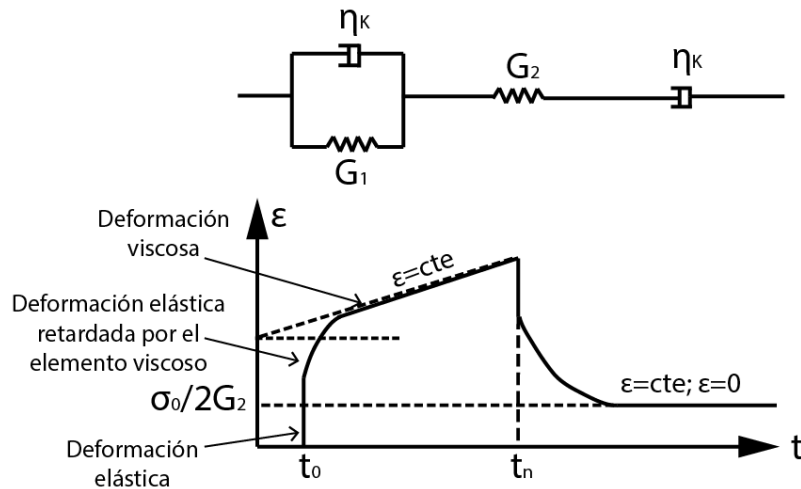


Figura 64: Modelo reológico Brugers, modificado de Ranalli, 1987.



## 9.5.2. Modelos Empíricos

Los modelos empíricos generalmente son funciones arbitrarias formuladas a partir de un conjunto de datos experimentales. Al igual que el modelo mencionado anteriormente, el desarrollo de leyes empíricas ignora los mecanismos de deformación de la sal. Con el ajuste de curvas de un conjunto de datos, pueden ser establecidas ciertas relaciones entre los datos, las cuales pueden ser potenciales, exponenciales, polinomiales, etc., dependiendo de las características de los datos (Farmer y Gilbert, 1984; Fokker y Kenter, 1994). Se han formulado tres ecuaciones empíricas para el *creep* a partir de pruebas en especímenes de acero, en donde es posible ajustar los parámetros para obtener una mejor aproximación del comportamiento mecánico de la sal. Las ecuaciones son: Ley logarítmica, ley exponencial y ley potencial.

### Ley Logarítmica

La ley de *creep* logarítmica es usada para describir la fase de *creep* transiente a bajas temperaturas. Esta ley empírica describe el *creep* utilizando una función logarítmica dada por:

$$\varepsilon = A\sigma^n \ln(t) T^a$$

En donde

- $\varepsilon$  = deformación de *creep* transiente
- $\sigma$  = *Stress* desviatorico
- $t$  = tiempo
- $T$  = Temperatura

Los términos  $A$ ,  $a$  y  $n$ , son constantes de temperatura dependientes del material y se obtienen del ajuste de la curva. La influencia del tamaño de grano, el contenido de humedad, y la mineralogía se agrupan en constantes del material. Considerando la temperatura  $T$  y un *creep* de esfuerzo desviatorio ( $\sigma$ ) constante, la ecuación puede ser simplificada a:

$$\varepsilon = A \ln(t)$$

La desventaja que posee esta ley es que cuando el tiempo tiende a cero, la velocidad de *creep* transiente se hace asintótica, tendiendo a infinito (Seni *et al.*, 1984).

### Ley Exponencial

La ley de *creep* exponencial es usada para estudiar el *creep* de la halita expuesta a elevadas temperaturas. Esta ley exponencial para el *creep* transiente puede ser escrita como:

$$\varepsilon = A\sigma^n t^m e^{\frac{j}{T}}$$

En donde  $j$  representa un constante de material adicional. De acuerdo con lo propuesto por Mackay *et al.* (2008), la expresión para el *creep* de estado estacionario es:

$$\dot{\varepsilon} = \dot{\varepsilon}_0 \left( e^{\frac{\sigma}{\sigma_0}} \right)$$

En donde

- $\dot{\varepsilon}_0$  = Velocidad de deformación de *creep* dentro de la fase de estado estacionario
- $\sigma$  = *Stress* desviatórico
- $\sigma_0$  = *Stress* desviatórico referencial

### Ley Potencial

La ley de *creep* potencial es la ley de *creep* empírica más utilizada y mejor estudiada debido a su capacidad de ajuste. Esta ley de *creep* hace referencia a la ley de Bailey-Norton (Munson *et al.*, 1991), y puede ser escrita como:

$$\varepsilon = A\sigma_d^n t^m$$

En donde

- $\varepsilon$  = Deformación de *creep* transiente
- $\sigma_d$  = *Stress* desviatorico
- $t$  = tiempo
- $A, m, n$  = constantes de temperatura dependientes del material.

### 9.5.3. Modelos Físicos

Por último, el modelo físico comienza con el análisis de las variaciones estructurales microscópicas de un material bajo determinada carga, e incorpora una explicación teórica para la base del comportamiento tiempo-dependiente. Este método se originó en el área de la metalurgia, y posteriormente se incorporó para la mecánica de rocas. Sin embargo en las rocas, los enlaces siempre son químicos, a diferencia de los metales, y además se generan estructuras multi-granulares en contraste con las estructuras relativamente homogéneas de los metales. Debido a lo anterior es que la teoría física no describe adecuadamente el comportamiento tiempo-dependiente de las rocas salinas (Korthaus, 1996; Senseny y Fossum, 1998).

Por otro lado, gracias a la gran cantidad de estudios realizados por la industria de almacenamiento de desechos tóxicos, y sumados a las otras tantas investigaciones realizadas para

la industria de perforación en roca salina, para las cuales se consideran los mecanismos físicos de *creep*, es que se han podido revelar mecanismos de deformación en rocas salinas (Munson y Wawersik, 1991).

A continuación se presenta un diagrama con los mecanismos de deformación de la sal (Figura 65), el cual ilustra la existencia de 5 mecanismos de deformación para la fase de *creep* estacionario en rocas salinas, bajo cierto rango de esfuerzos y temperaturas. Los 5 mecanismos de *creep* son:

- *Creep* por dislocación ascendente
- *Creep* por dislocación deslizante
- *Creep* por mecanismo indefinido
- *Creep* por difusión
- *Creep* por flujo sin defectos

Estos mecanismos se ven fuertemente influenciados tanto por las condiciones de temperatura como por los esfuerzos desviáticos presentes. Por otro lado, el mecanismo de flujo no defectuoso se presenta en sal que en no presenta cristales defectuosos inicialmente, pero que sin embargo sufre un deterioro en su resistencia al corte teórico (Seni *et al.*, 1984).

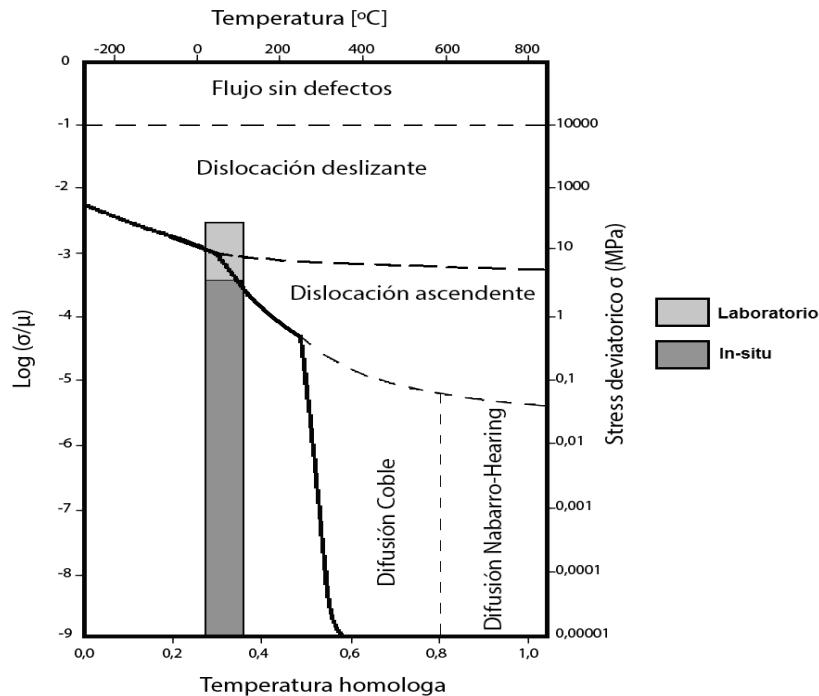


Figura 65: Diagrama de mecanismos de deformación de la sal. Modificado de Munson y Dawson, 1984.

El *creep* por difusión se refiere a la generación de intersticios espontáneos que tienden a aparecer cerca de los bordes de los granos. Dichos espacios ocurren perpendiculares a los pequeños esfuerzos a la que es sometida la roca (Dowling, 1993), cuando las condiciones de temperatura son

relativamente altas. Este mecanismo se subdivide en 2 subregiones: *Creep* por difusión Nabarro-Hearing, en donde los intersticios se mueven hacia la red cristalina, y *Creep* por difusión Coble, en el cual las vacancias se trasladan a lo largo del borde del grano (Figura 66).

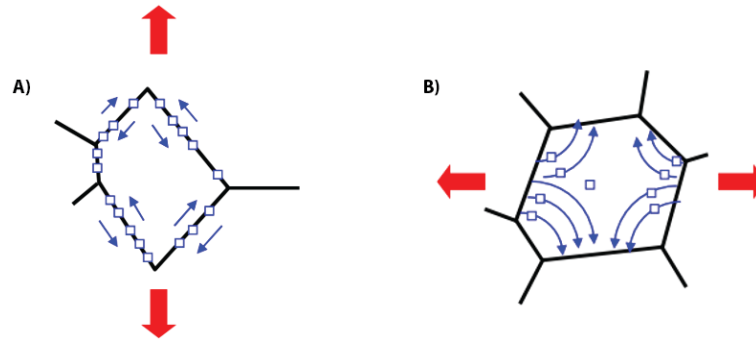


Figura 66: A) Esquema del mecanismo Creep Coble; B) Esquema del mecanismo Creep Nabarro-Hearing

El mecanismo de flujo no defectuoso en se da bajo esfuerzos sustancialmente grandes, los cuales no se presentan en proyectos ingenieriles de almacenamiento en formaciones salinas (Seni *et al.*, 1984). Por otro lado, el *creep* por difusión no es un mecanismo representante de las formaciones salinas. Por ende, los mecanismos estrictamente relevantes y esenciales que se ven involucrados en el almacenamiento en formaciones salinas, y que permite calcular la velocidad de *creep* en la fase estacionaria son la dislocación ascendente, la dislocación deslizante y el mecanismo indefinido, y en donde la suma de estas tres deformaciones equivale a la deformación que se genera en el *creep* de estado estacionario.

$$\dot{\epsilon}_S = \dot{\epsilon}_{s_1} + \dot{\epsilon}_{s_2} + \dot{\epsilon}_{s_3}$$

### **Creep por Dislocación Ascendente ( $\dot{\epsilon}_{s_1}$ )**

Como su nombre lo dice, corresponde a deformación producto de dislocaciones ascendentes (Figura 67), la cual ocurre en rocas salinas a temperaturas dentro de un rango moderado-alto, en donde se induce un esfuerzo diferencial relativamente bajo (Mackay *et al.*, 2008). Este mecanismo se encuentra gobernado por un fenómeno conocido como activación termal, que ocurre cuando aumenta la temperatura de la roca generándose un movimiento repentino de los átomos, lo cual induce una redistribución molecular en la estructura de la sal. Debido a lo anterior se incrementa la posibilidad de que ocurra este mecanismo de fluencia (Medeiros, 1999).

$$\dot{\epsilon}_{s_1} = A_1 \exp\left(\frac{-Q_1}{RT}\right) \times \left(\frac{\sigma_e}{\mu}\right)^{n_1}$$

En donde  $A_i$  y  $n_i$  son constantes,  $Q_i$  representa energía de activación,  $T$  corresponde a la temperatura absoluta [ $^{\circ}\text{K}$ ] y  $R$  es la constante universal de los gases,  $\mu$  es el módulo de cizalle y  $\sigma_e$  es el *stress* generalizado.

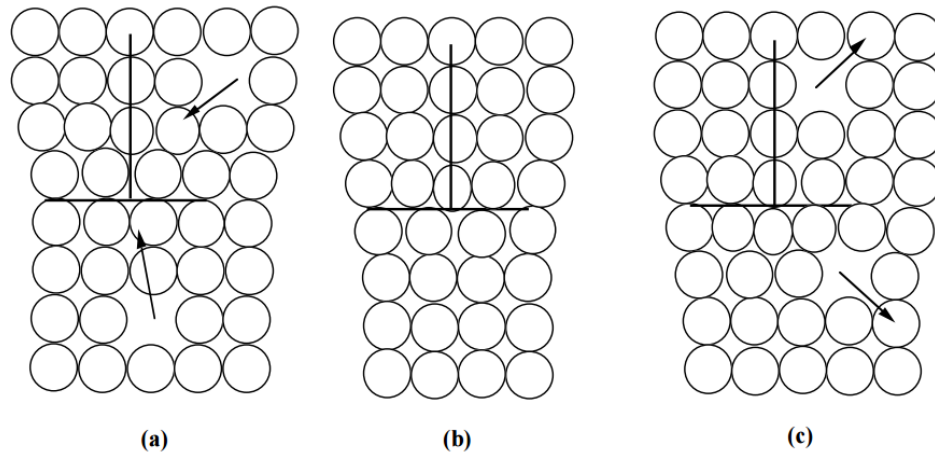


Figura 67: Mecanismo de dislocación ascendente, modificado de Bauer, 1965.

### Creep por Dislocación por Deslizamiento ( $\dot{\epsilon}_{s_2}$ )

También es conocida como dislocación por resbalamiento, y corresponde a un mecanismo de fluencia provocado por un desplazamiento lateral de planos adyacentes (Figura 68) cuando la roca salina es sometida a grandes esfuerzos (Munson, 1989). Este mecanismo se representa con un diferencial de esfuerzos hiperbólico-sinusoidal que se relaciona con la activación termal.

$$\dot{\epsilon}_{s_2} = |H(\sigma_e - \sigma_0)| \left[ B_1 \exp\left(\frac{-Q_1}{RT}\right) + B_2 \exp\left(\frac{-Q_2}{RT}\right) \right] \sinh\left(\frac{q(\sigma_e - \sigma_0)}{\mu}\right)$$

En donde  $B_i$  son constantes,  $Q_i$  representa energía de activación,  $T$  corresponde a la temperatura absoluta [°K] y  $R$  es la constante universal de los gases,  $\mu$  es el módulo de cizalle,  $\sigma_e$  es el estrés equivalente,  $q$  es constante,  $\sigma_0$  corresponde al límite de *stress* del mecanismo de deslizamiento por dislocación (referencial) y  $H$  es la función de paso de Heaviside.

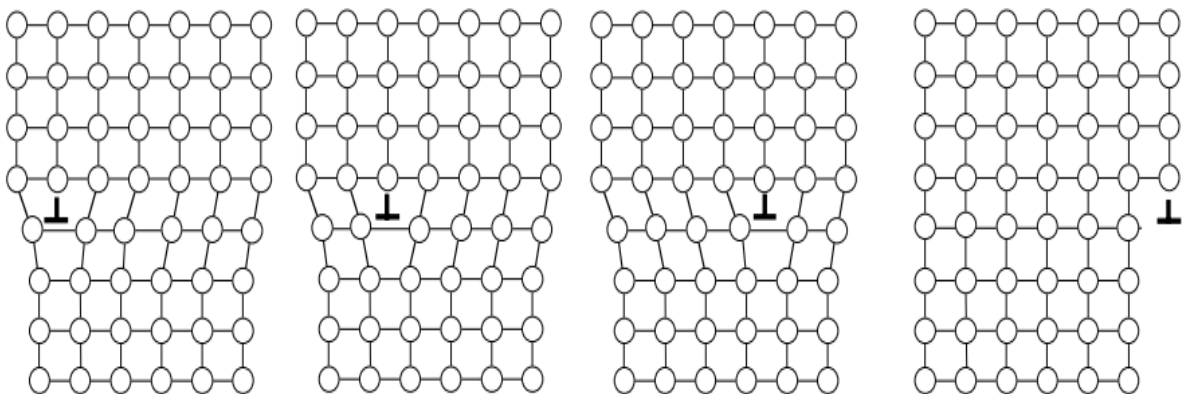


Figura 68: Mecanismo de dislocación por deslizamiento, modificado de Bauer, 1965.

### **Creep por Mecanismo Indefinido ( $\dot{\epsilon}_{s_3}$ )**

Este mecanismo no se basa en ningún modelo micro-mecánico conocido, por lo que se encuentra empíricamente definido en base a experimentos de laboratorio y presenta la misma forma que los mecanismos de *creep* por dislocación ascendente. Las rocas salinas se ven dominadas por este mecanismo cuando la evaporita se encuentra sujeta a pequeños esfuerzos y bajas temperaturas. Por otro lado, se ha demostrado que el mecanismo indefinido se desencadena por el *creep* que se genera en los contactos de los granos por la disolución de la sal, y se encuentra en función del incremento de la solubilidad mientras la roca es sometida a altas presiones, las cuales se producen en los contactos inter-granulares (Poiate *et al.*, 2006).

$$\dot{\epsilon}_{s_3} = A_3 \exp\left(\frac{-Q_3}{RT}\right) \times \left(\frac{\sigma_e}{\mu}\right)^{n_3}$$

En donde  $A_i$  y  $n_i$  son constantes,  $Q_i$  representa energía de activación,  $T$  corresponde a la temperatura absoluta [ $^{\circ}\text{K}$ ] y  $R$  es la constante universal de los gases,  $\mu$  es el módulo de cizalle,  $\sigma_e$  es el estrés equivalente.

### **Creep de Doble Mecanismo**

Corresponde a un modelo constitutivo desarrollado para el *creep* en formaciones salinas de Sergipe, Brasil. Este mecanismo incorpora el *creep* de dislocación por deslizamiento y el mecanismo indefinido dentro de la ley de *creep* potencial. Este doble mecanismo se basa en un modelo visco- elástico, y actualmente es la aproximación más adecuada para describir la fase de estado estacionario:

$$\dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_0 \times \exp\left(\frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT}\right) \times \left(\frac{\sigma_{dev}}{\sigma_0}\right)^n$$

En donde  $\dot{\epsilon}$  es la deformación debido al *creep* de la fase estacionaria,  $\dot{\epsilon}_0$  corresponde la velocidad referencial de deformación debido al *creep* en fase estacionaria,  $\sigma_{dev}$  corresponde al *stress* desviatórico del *creep*,  $\sigma_0$  es el *stress* desviatórico referencial,  $n$  es constante,  $Q$  representa energía de activación (12 kcal/mol),  $T$  corresponde a la temperatura absoluta [ $^{\circ}\text{K}$ ] y  $R$  es la constante universal de los gases ( $1,958 \times 10^{-3}$  (Kcal/mol K)),  $\mu$  es el módulo de cizalle,  $\sigma_e$  es el estrés equivalente.

En este modelo se utiliza el criterio de ruptura de falla de Tresca (Teoría de tensión tangencial máxima) en lugar del criterio de Von Mises para la medición de los esfuerzos desviatóricos en la ecuación. Esto se debe a que la deformación de la sal se encuentra basada en el máximo flujo de tensiones (Frederich *et al.*, 2007).

## 9.6. Parámetros Geotécnicos de Rocas Cristalinas

### 9.6.1. Frecuencia de Fractura (FF)

La frecuencia de fractura (FF) corresponde a la cantidad de fracturas por unidad de largo que se miden en un testigo. Lo más común es representarla por metro, y se consideran todas las discontinuidades. El testigo contiene discontinuidades correspondientes a diversos sets estructurales, cada uno de los cuales tiene una geometría, rumbo y manteo diferente, por lo que evidentemente FF dependerá de la dirección que tenga el sondaje. La FF en una zona y dirección dada, será la suma de las FF asociadas a cada set estructural.

### 9.6.2. Rock Quality Designation (RQD)

Fue desarrollado por Deere como una herramienta para estimar cuantitativamente la calidad del macizo rocoso a partir de testigos de sondaje (Tabla 17), y se define como el porcentaje de trozos intactos mayores a 10 cm en el largo total del sondaje.

Tabla 18: Valores RQD y calidad de la roca

RQD	Calidad de la roca
< 25%	Muy mala
25 – 50%	Mala
50 – 75%	Regular
75 – 90%	Buena
90 – 100%	Muy buena

Es posible también estimar el RQD a partir de la FF utilizando la siguiente relación:

$$RQD=100 e^{-0,1 FF} (0,1FF+1)$$

Para valores de FF en el rango 6-16, se puede utilizar la siguiente relación:

$$RQD= -3,68 FF + 110,4$$

Cuando no hay testigos disponibles, el RQD puede ser aproximado a partir del número de discontinuidades por unidad de volumen:

$$RQD = 115 - 3,3 J_v$$

Donde  $J_v$  = número total de discontinuidades por  $m^3$ .

### **9.6.3. *Uniaxial Compressive Strength (UCS)***

Corresponde a la resistencia a la compresión uniaxial de roca intacta. Es particularmente útil en métodos de clasificación de macizo rocoso. El UCS debiera disminuir al aumentar la porosidad, la meteorización, la presencia de microfisuras, y eventualmente el contenido de agua. Además, evidentemente el UCS estará fuertemente relacionado con la naturaleza y composición de la roca. Es una propiedad de la roca intacta y se incluye en la mayoría de los métodos de clasificación de macizo rocoso. Cuando se mide este parámetro, se asume homogeneidad de la roca, por lo que no es un parámetro direccional. Este supuesto no es del todo correcto, pues la muestra nunca será plenamente homogénea.

### **9.6.4. *Rock Mass Rating (RMR)***

Este índice, diseñado por Bienawski, combina 5 factores, a cada uno de los cuales se le asigna un puntaje o rating. El RMR corresponde a la suma de los respectivos ratings. Hay variadas versiones de este parámetro, aquí se presenta la correspondiente a 1989.

- Resistencia a la compresión uniaxial (UCS)
- RQD
- Espaciamiento de discontinuidades
- Condición de discontinuidades
  - Persistencia
  - Abertura
  - Rugosidad de la superficie
  - Relleno de discontinuidades
  - Alteración de las paredes
- Condición de Aguas Subterráneas
- Orientación de discontinuidades

Además, Bienawski propone una metodología de corrección al puntaje anterior, que busca tomar en cuenta la influencia de la orientación de las discontinuidades a la hora de realizar una excavación. Es muy común también, utilizar la siguiente relación logarítmica entre el RMR y el Q de Barton:

$$\text{RMR} = 9 \ln Q + 44$$



## 9.6.5. Geological Strength Index (GSI)

La resistencia de un macizo rocoso fracturado dependerá de las propiedades de la roca intacta, y de la capacidad de deslizar y rotar de los diferentes trozos de roca intacta dentro del macizo. Esto es controlado por la forma de los trozos y la condición de las superficies de las discontinuidades, entre otros factores. GSI es un sistema que permite estimar la reducción de la resistencia del macizo bajo distintas condiciones geológicas. Para determinar el GSI es necesario realizar observaciones de campo que permiten describir las condiciones in situ de forma visual (Figura 69). Los resultados así obtenidos se utilizan luego en la figura para encontrar el valor del GSI (Tabla 18). En la práctica, es usual definir el GSI en rangos de  $\pm 15$  puntos. La clasificación se hace según el siguiente criterio:

Tabla 19: Clasificación de macizo según GSI

Calidad del macizo	Clase	Intervalo GSI
Muy mala	V	0 – 20
Mala	IV	20 – 40
Regular	III	40 – 60
Buena	II	60 – 80
Muy buena	I	80 – 100

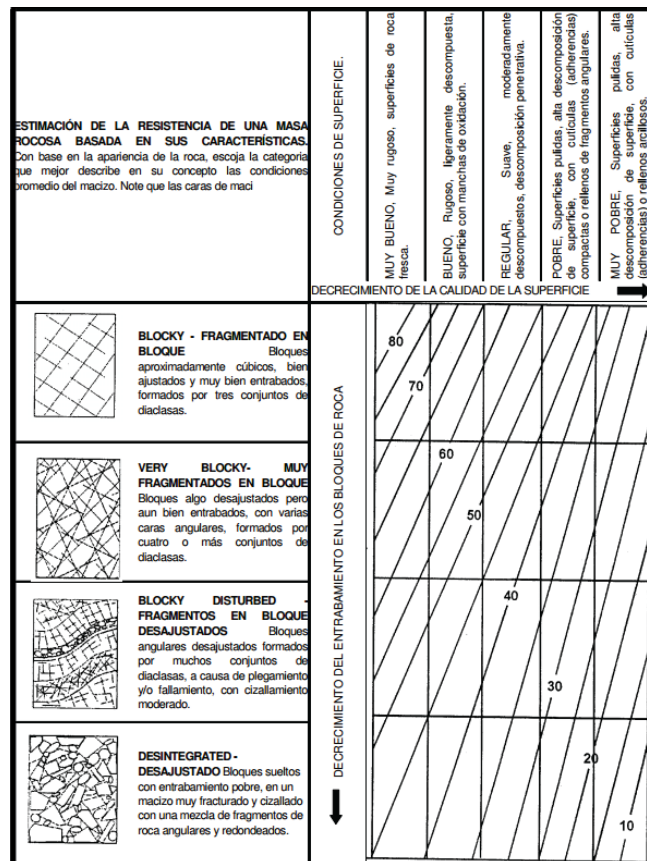


Figura 69: Calculo GSI basado en descripciones geológicas, Hoek, 1995.

### 9.6.6. Tunneling Quality Index (Q)

Este parámetro fue desarrollado por Barton *et al.* (1974) para estimar los soportes necesarios en túneles construidos en roca dura y está definido como:

$$Q = (RQD / J_n) \times (J_r / J_a) \times (J_w / SRF)$$

Donde:

- RQD: Rock Quality Designation
- $J_n$ : Se calcula en función del número de sets de estructuras presentes en el macizo rocoso
- $J_r$ : Se calcula en función de la rugosidad de las estructuras más débiles
- $J_w$ : Se calcula en función de la condición de aguas en las estructuras del macizo rocoso en función de la alteración de las estructuras
- SRF: *Stress Reduction Factor*, se asocia a los efectos de la condición de esfuerzos en el macizo rocoso

Además, cada cociente entre paréntesis de la fórmula del Q, tiene el siguiente significado:

- $RQD / J_n \rightarrow$  mide tamaño de bloques
- $J_r / J_a \rightarrow$  rugosidad y fricción de discontinuidades (resistencia al cizalle entre bloques)
- $J_w / SRF \rightarrow$  parámetros de esfuerzos