



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL**

**ESTUDIO DE LOS FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS QUE CONDICIONAN
LA INSTALACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUMULACIÓN POR
BOMBEO. EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE SU APLICACIÓN EN CHILE.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

RODRIGO EDUARDO JIMÉNEZ PÉREZ

PROFESOR GUÍA:
ARTURO JORQUERA ACUÑA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELO OLIVARES ALVEAL
RICARDO GONZÁLEZ VALENZUELA

Este trabajo ha sido financiado parcialmente por Endesa Chile.

SANTIAGO DE CHILE
JULIO 2012

**RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL.**
POR: RODRIGO JIMÉNEZ P.
FECHA: 17/07/2012.
PROF. GUÍA: Sr. ARTURO JORQUERA.

**ESTUDIO DE LOS FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS QUE CONDICIONAN LA
INSTALACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO.
EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE SU APLICACIÓN EN CHILE.**

La implementación de tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos es uno de los temas más relevantes actualmente en países donde se busca mejorar aumentar la diversificación de fuentes de energía y la seguridad del sistema eléctrico. Dentro de las alternativas de almacenamiento de energía eléctrica de la red, las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) (*pumped-storage hydropower plants*) son las más utilizadas actualmente alrededor del mundo.

Hasta la fecha, en Chile no se han implementado tecnologías de este tipo que permitan almacenar los excedentes de energía de la red. Además, en el país no existe el conocimiento suficiente sobre las características y los beneficios de las CHAB en los sistemas eléctricos.

El presente trabajo de título tiene como objetivo principal, identificar y analizar los factores técnicos y económicos más relevantes que podrían condicionar la implementación de un proyecto de CHAB. Adicionalmente, tomando en cuenta las características del sector eléctrico chileno, se realiza una evaluación, cualitativa y no exhaustiva, de estos factores en el país.

Se encontró que los factores más relevantes que condicionan en una primera instancia la implementación de un proyecto de CHAB tienen relación con las características del sistema eléctrico dónde se pretende implementar el proyecto, la disponibilidad de lugares de emplazamiento apropiados para la instalación de este tipo de centrales y las características del mercado eléctrico que harían rentable un proyecto de este tipo. Dentro de los factores que inciden en la determinación del lugar de emplazamiento de una CHAB se tienen: la disponibilidad del recurso hídrico, la existencia de un gran desnivel y una corta distancia entre ambos reservorios, la existencia de reservorios artificiales o naturales aptos para ser utilizados como reservorio inferior de la central, condiciones geológicas y geográficas adecuadas y una ubicación cercana a los centros de consumo y líneas de transmisión. En cuanto a los factores relacionados con las características del sistema eléctrico, están: la presencia de excedentes de energía en la red y características apropiadas de la curva de carga diaria y semanal. Finalmente, respecto a los factores económicos asociados al sistema eléctrico se desea que: existan grandes diferencias de precios entre horas valle y horas punta, y se realicen pagos por capacidad y por servicios complementarios.

En cuánto a la evaluación, preliminar y no exhaustiva, de estos factores en el caso chileno, se encontró que el SIC presentaría, a priori, mejores características para considerar la implementación de un proyecto de CHAB, debido principalmente a la disponibilidad del recurso hídrico, a que existen lugares con potencial para implementar esta tecnología, a las características de la curva de carga en este sistema y a la matriz de generación que lo compone. Sin embargo, y a pesar de que el sector eléctrico chileno considera pagos por potencia firme y servicios complementarios, las limitaciones de la implementación de esta tecnología irían por el lado de los ingresos que recibirían los proyectos por concepto de venta de energía, debido a las diferencias de precios entre horas valle y horas punta observadas, ya que se tienen precios de energía en horas valle que son sólo un 15 – 25% más bajos que los precios de energía en horas punta, siendo que se recomienda que esta diferencia sea de un 25 – 30% (Deane et al, 2009). Otra limitación podría ir, también, por el lado de los altos valores de ciclo de eficiencia requeridos para estas centrales en el país (entre un 80 – 90%), siendo que actualmente en el mundo se logran ciclos de eficiencia para CHAB entre un 70 – 80% (Wilde, 2011).

*A mis padres Haroldo y Adelina,
a mis hermanas Paulina, Natalia y Valeria,
por su amor, apoyo y confianza en mí.*

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer enormemente a mis padres Haroldo y Adelina por su apoyo incondicional para alcanzar mis logros y metas. Les agradezco por estar siempre conmigo, por incentivar me desde siempre a conseguir mis sueños y por apoyarme en cada una de las cosas que me he propuesto. Sin ellos nada de esto hubiese sido posible. Agradezco también a mis hermanas Paulina, Natalia y Valeria por su apoyo incondicional y por alentarme a seguir adelante en los momentos de flaqueza. A todos ustedes, sólo decirles que los amo mucho.

Agradezco también a todos los que hicieron posible la realización de este trabajo, en especial a mi profesor guía Sr. Arturo Jorquera Acuña por su constante apoyo, preocupación e interés en la labor realizada. A los profesores Marcelo Olivares Alveal y Ricardo González Valenzuela por su preocupación y disposición a ayudar. Y a Endesa Chile por el apoyo económico brindado durante la estadía en sus dependencias en calidad de memorista.

Además, quiero expresar mis agradecimientos a la Universidad de Chile, en especial a la FCFM, por darme la oportunidad de educarme y formarme como Ingeniero. A los profesores que me entregaron las herramientas que hoy en día comienzo a utilizar. Y a mis compañeros que hicieron más grata mi estadía en la facultad. Muchas gracias a todos.

Finalmente, quisiera agradecer a mis amigos de la vida, esos que a pesar de todo siempre han estado ahí. Gracias amigos míos porque su apoyo y compañía fue fundamental.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	2
1.2.1. Objetivo general.....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcances.....	2
1.4. Descripción de los capítulos	2
2. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO (CHAB).....	4
2.1. Características generales.....	4
2.1.1. ¿Qué es una CHAB? ¿cómo opera?	4
2.1.2. Ciclo de eficiencia.....	5
2.1.3. Partes típicas.....	5
2.1.4. Comparación con otras tecnologías de almacenamiento de energía	6
2.2. Clasificación de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo.....	8
2.2.1. Clasificación según la ubicación del reservorio inferior.....	9
2.2.2. Clasificación de la USACE	12
2.2.3. Clasificación según la configuración de máquinas utilizada.....	13
2.3. Servicios complementarios entregados por las CHAB.....	17
2.3.1. Nivelación de carga (<i>Load Leveling</i>)	17
2.3.2. Regulación de la frecuencia (<i>Frequency Regulation</i>)	18
2.3.3. Capacidad de autopartida o arranque en cero (<i>Black Start Capability</i>).....	18
2.4. Sinergia con otras tecnologías de generación.....	19
2.5. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo	21
2.5.1. Panorama actual de las CHAB en el mundo	21

2.5.2.	Características de las CHAB que actualmente se encuentran operando en el mundo.....	25
2.5.3.	Nuevos desarrollos de CHAB en Europa.....	30
3.	SECTOR ELÉCTRICO CHILENO	43
3.1.	Matriz de generación eléctrica.....	43
3.2.	Sistemas eléctricos.....	44
3.2.1.	Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).....	44
3.2.2.	Sistema Interconectado Central (SIC)	45
3.2.3.	Sistema eléctrico de Aysén	46
3.2.4.	Sistema eléctrico de Magallanes.....	46
3.3.	Política energética en Chile	47
3.3.1.	Principios y aspectos básicos de la reforma realizada en los años 80	47
3.3.2.	Separación de actividades. Principios que regulan cada sector	47
3.3.3.	Estabilidad de la regulación del sector	47
3.3.4.	Cambios regulatorios.....	48
3.3.5.	Instituciones del Sector.....	48
3.4.	Mercado mayorista de electricidad (Generación).....	50
3.4.1.	Conceptos básicos	50
3.4.2.	Alternativas de comercialización y precios a nivel generación.....	51
3.4.3.	Potencia firme.....	53
3.4.4.	Servicios Complementarios (SSCC)	53
3.5.	Transmisión	54
3.5.1.	Conceptos generales	54
3.6.	Distribución	54
3.6.1.	Conceptos generales aplicados a la regulación de la distribución	54
3.7.	Energías renovables no convencionales (ERNC).....	55
3.7.1.	Definición de medios de generación de ERNC	55

3.7.2.	Ley promoción ERNC	55
3.8.	Relación con otros recursos energéticos.....	56
4.	IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS MÁS RELEVANTES, QUE CONDICIONAN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE CHAB.....	57
4.1.	Factores generales asociados al sistema eléctrico	58
4.1.1.	Existencia de excedentes de energía en la red.....	58
4.1.2.	Forma de la curva de carga (<i>Load Shapes</i>)	59
4.2.	Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central.....	61
4.2.1.	Carga hidráulica o salto hidráulico	62
4.2.2.	Distancia horizontal entre los reservorios	63
4.2.3.	Disponibilidad del recurso hídrico	64
4.2.4.	Condiciones geográficas y geológicas.....	65
4.2.5.	Utilizar un depósito existente como reservorio inferior	66
4.2.6.	Localización cercana a centros de consumo y líneas de transmisión	68
4.3.	Factores asociados al diseño de la central	68
4.3.1.	Ciclo de eficiencia de la central.....	68
4.3.1.	Razón de carga/descarga.....	70
4.3.2.	Requerimientos de almacenamiento.....	71
4.3.3.	Sumergencia	75
4.3.4.	Consideraciones especiales en el diseño de CHAB con agua de mar	76
4.4.	Factores económicos asociados al sistema eléctrico	77
4.4.1.	Diferencia de precios entre horas valle y punta.....	77
4.4.2.	Pago por capacidad y servicios complementarios.....	79
5.	APLICACIÓN DE LOS FACTORES AL CASO CHILENO.....	80
5.1.	Factores generales asociados al sistema eléctrico	80
5.1.1.	Existencia de excedentes de energía en la red.....	80

5.1.2.	Forma de la curva de carga (<i>Load Shapes</i>)	81
5.2.	Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central.....	84
5.2.1.	Algunos emplazamientos en regiones al norte del SIC (regiones de Atacama y Coquimbo)	86
5.2.2.	Algunos emplazamientos en regiones centrales del SIC (regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins).....	88
5.2.3.	Algunos emplazamientos en la región del Maule	89
5.2.4.	Algunos emplazamientos en la región del Bio Bio	92
5.2.5.	Algunos emplazamientos en regiones al sur del SIC (regiones de la Araucanía, Los Ríos y Los Lagos)	94
5.2.6.	Observaciones finales	95
5.3.	Factores económicos asociados al sistema eléctrico	96
5.3.1.	Diferencia de precios entre horas valle y punta.....	96
5.3.2.	Pago por potencia firme y servicios complementarios	105
5.4.	Otros factores.....	106
6.	CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.....	107
6.1.	Conclusiones generales.....	107
6.2.	Conclusiones respecto a la implementación de esta tecnología en el país	110
6.3.	Comentarios y recomendaciones de desarrollo futuro	112
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
8.	ANEXO A	117
9.	ANEXO B	122

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Descripción de algunas tecnologías de almacenamiento de energía.	7
Tabla 2: Características de las tecnologías de almacenamiento de energía de la red.	8
Tabla 3: Comparación cualitativa de los grupos ternarios y binarios.	16
Tabla 4: Capacidad instalada en generación por tipo de tecnología (MW), en países que poseen CHAB a dic. de 2009.	24
Tabla 5: CHAB con mayor potencia instalada y mayor salto hidráulico en el mundo.	27
Tabla 6: Nuevos desarrollos de CHAB en España.	39
Tabla 7: Capacidad Instalada en el país por sistema eléctrico (octubre 2011) (en MW)	47
Tabla 8: Factores técnicos y económicos identificados.	57
Tabla 9: Valores típicos del ciclo de eficiencia de una CHAB.	69
Tabla 10: Sistema 4 de subtransmisión del SIC.	82
Tabla 11: Valorización cualitativa de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB.	85
Tabla 12: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en las regiones al norte del SIC.	87
Tabla 13: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas cercanas al lago Rapel.	89
Tabla 14: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en la región del Maule.	91
Tabla 15: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en la región del Bio Bio.	94
Tabla 16: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en regiones al sur del SIC.	95
Tabla 17: Duración de los bloques (en horas) considerados en la simulación del SIC.	100
Tabla 18: Características de las CHAB que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo. .	107
Tabla 19: Factores más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de CHAB.	108
Tabla 20: Aspectos que en base a una evaluación preliminar y no exhaustiva de los factores identificados en este trabajo, podrían fomentar o dificultar la implementación de un proyecto de CHAB en Chile.	111

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema típico de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.	4
Figura 2: Partes típicas de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.....	6
Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de almacenamiento de energía de la red en el mundo.....	7
Figura 4: Esquema de una CHAB convencional.....	10
Figura 5: CHAB Seneca. USA. Se observa la piscina artificial que sirve como reservorio superior de la central.....	10
Figura 6: Esquema de una CHAB subterránea.....	11
Figura 7: Esquema de una CHAB con agua de mar.....	11
Figura 8: Esquema de una CPAB.....	12
Figura 9: Esquema de una CMAB.	13
Figura 10: CHAB con grupo ternario de eje vertical.	14
Figura 11: CHAB con grupo ternario de eje horizontal.	15
Figura 12: CHAB con grupo binario.....	16
Figura 13: Proceso de nivelación de carga o <i>load leveling</i>	17
Figura 14: Control de frecuencia ante un corte de 1300 MW.	18
Figura 15: Factores de planta típicos de distintas tecnologías de generación.	20
Figura 16: Desarrollo cronológico de las centrales de acumulación por bombeo en la Unión Europea.	22
Figura 17: Detalle matriz generación eléctrica en Estados Unidos, UE-27, Japón y China. Porcentaje de la capacidad instalada de cada tecnología, con respecto a la capacidad instalada total de cada país o región.....	23
Figura 18: Gráfico de frecuencia acumulada de la potencia instalada de CHAB para una muestra de 190 centrales.....	25
Figura 19: Gráfico de frecuencia acumulada del salto neto de CHAB para una muestra de 170 centrales.	26
Figura 20: CHAB Bath County. Virginia, USA.....	27
Figura 21: Tuberías de conexión entre reservorios de la central Piastra Edolo, Italia.	28
Figura 22: Ubicación de los reservorios inferior y superior de la CHAB Piastra Edolo, Italia.....	28
Figura 23: Gráfico de frecuencia acumulada del volumen total de los reservorios de CHAB, para una muestra de 204 reservorios (superior e inferior) que actualmente se están utilizando alrededor del mundo.	29

Figura 24: Gráfico de frecuencia acumulada de la relación: volumen total reservorio por potencia instalada (V_{Total}/MW) de CHAB que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo.	30
Figura 25: Imagen en planta de los reservorios del complejo Linth-Limmern, Suiza.	32
Figura 26: Vista del “Lac d'Emosson” desde el “Lac du Vieux Emosson”.	33
Figura 27: Imagen en planta de los reservorios de la CHAB Nant de Drance, Suiza.	33
Figura 28: Esquema y especificaciones de diseño del proyecto CHAB La Muela II.	34
Figura 29: Imagen en elevación de la CHAB La Muela I, España.	35
Figura 30: Imagen en planta de los reservorios del complejo Moralets - Baserca, España.	36
Figura 31: Esquema del complejo Moralets – Baserca con las instalaciones nuevas de las CHAB Moralets II.	37
Figura 32: Imagen en planta de los reservorios del proyecto Soria-Chira, isla de Gran Canaria, España. ...	38
Figura 33: Esquema del proyecto de CHAB Soria-Chira.	39
Figura 34: Esquema del complejo Alto Támeaga.	40
Figura 35: Esquema del proyecto de CHAB Atdorf.	41
Figura 36: Matriz de generación eléctrica en Chile (octubre 2011).....	43
Figura 37: Detalle de la matriz de generación eléctrica en Chile (octubre 2011)	43
Figura 38: Parque generador del SING a octubre de 2011 (% en potencia instalada).	45
Figura 39: Parque generador del SIC a octubre de 2011 (% en potencia instalada).	45
Figura 40: Parque generador del sistema eléctrico de Aysén a octubre de 2011 (% en potencia instalada).	46
Figura 41: Generación mensual del SIC según tipo de tecnología y costo marginal promedio mensual del nudo Charrua-220.....	52
Figura 42: Generación mensual del SIC según tipo de tecnología y diferencia de precios promedio mensual entre horas valle y punta del nudo Charrua-220.	52
Figura 43: Operación de ciclo diario para una CHAB.	59
Figura 44: Operación de ciclo semanal para una CHAB.	60
Figura 45: Imagen en planta de los reservorios de la CHAB Grand Maison, Francia.	63
Figura 46: Gráfico de frecuencia acumulada de la relación L/H para una muestra de 63 centrales con $H \leq 280$ metros y 64 centrales con $H > 280$ metros.	64
Figura 47: Complejo hidroeléctrico Cortes – La Muela, España.	67

Figura 48: Imagen en planta de la CHAB Ludington, USA.	67
Figura 49: Esquema de cálculo del ciclo de eficiencia de una CHAB típica.	69
Figura 50: Requerimientos de almacenamiento (en horas) versus las horas de generación punta para distinta cantidad de horas de bombeo diario.	73
Figura 51: Almacenamiento requerido (en m ³) versus carga hidráulica (en metros) para distintas capacidades de planta (en MW).	75
Figura 52: CHAB con agua de mar Okinawa Yanbaru. Japón.....	76
Figura 53: Curvas de demanda horaria a nivel semanal del sistema 4 de subtransmisión del SIC para distintos niveles de frecuencia acumulada. Los datos corresponden al año 2009.	83
Figura 54: Curva de demanda horaria a nivel semanal del sistema 4 de subtransmisión del SIC y curva de precios horario a nivel semanal del nudo Charrua-220 del SIC, para una semana estándar con frecuencia acumulada de un 50%. Los datos corresponden al año 2009.	83
Figura 55: Proyección de un posible lugar de emplazamiento de CHAB cercano al embalse Santa Juana, región de Atacama.....	86
Figura 56: Proyección de un posible lugar de emplazamiento de CHAB cercano al embalse Puclaro, región de Coquimbo.	87
Figura 57: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de una CHAB utilizando el lago Rapel como reservorio inferior.....	88
Figura 58: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de CHAB cercanos al embalse Colbún, región del Maule.	90
Figura 59: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando la Laguna La Invernada como reservorio inferior.....	91
Figura 60: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando el embalse Ralco como reservorio inferior.....	92
Figura 61: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando el embalse Pangue como reservorio inferior.....	93
Figura 62: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de una CHAB en zonas al sur del SIC.....	94
Figura 63: Perfil topográfico típico del Norte Grande.	96
Figura 64: Frecuencia acumulada de la diferencia de precios máximo y mínimo diario. Se comparan las diferencias de precios entre los nudos Charrua-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220, con lo que pasa en España.....	97
Figura 65: Frecuencia acumulada del cociente entre los precios máximo y mínimo diarios (K). Se comparan los valores de K entre los nudos Charrua-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220, con lo que pasa en España.	99

Figura 66: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología húmeda.	101
Figura 67: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología media.	101
Figura 68: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología seca.	102
Figura 69: Valores de K año 2030 considerando hidrología húmeda.	103
Figura 70: Valores de K año 2030 considerando hidrología media.	104
Figura 71: Valores de K año 2030 considerando hidrología seca.	104

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

La implementación de tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos es uno de los temas más relevantes actualmente en países donde se busca aumentar la diversificación de fuentes de energía y mejorar la seguridad del sistema eléctrico. Las políticas de los gobiernos para incrementar el uso de las energías renovables no convencionales, el crecimiento generalizado de la demanda de energía y potencia de punta en mercados liberalizados, el incremento de la interconexión de los sistemas eléctricos y la seguridad del suministro, son algunas de las razones que han permitido el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de energía de la red.

Actualmente, en Chile no se han implementado tecnologías específicas que permitan almacenar los excedentes de energía de la red, más allá que la simple acumulación de agua en embalses estacionales o interanuales. De manera tal que en todo momento, la producción de energía eléctrica debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea, manteniendo un equilibrio constante. Lo anterior trae consigo variados problemas relacionados principalmente con la emisión de gases nocivos para el medio ambiente y el aumento de costos de mantención y operación de algunas plantas de diesel, gas y carbón, las cuales no pueden ajustarse de forma óptima a los cambios diarios o estacionales de la demanda (Deane et al, 2009). Por otra parte, y considerando que en el país se ha empezado a legislar a favor del uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) (Ley N° 20.257), se sabe, de la experiencia internacional, que algunas de estas tecnologías ERNC, como las centrales eólicas y solares, funcionan de manera más eficiente, cuando existen tecnologías de almacenamiento de energía acopladas a ellas.

Dentro de las alternativas de almacenamiento de energía eléctrica de la red, las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) (*pumped-storage hydropower plants*) son las más utilizadas actualmente alrededor del mundo (EPRI, 2010). Este tipo de centrales permiten almacenar energía eléctrica como energía potencial, mediante el bombeo de agua desde un depósito inferior a uno superior. Lo anterior lo realizan típicamente en la noche, cuando existen excedentes de energía en la red y donde por lo general los precios son más baratos. Esta energía potencial es entonces utilizada para generar electricidad, en momentos donde la demanda es alta y por ende los precios mayores.

Existe una vasta experiencia en el mundo, principalmente en países como Estados Unidos, Japón y prácticamente toda Europa, acerca del funcionamiento, las consideraciones técnicas y las ventajas que posee la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (Task Committee on Pumped Storage of the ASCE, 1996). La principal razón del uso de este tipo de centrales, se debe al hecho de que constituyen una fuente de energía renovable que contribuye a la optimización económica en la explotación de un sistema eléctrico.

El presente trabajo de título busca identificar y analizar los factores técnicos y económicos más relevantes que podrían condicionar la implementación de un proyecto de CHAB. Adicionalmente, se evaluará, de manera conceptual y no exhaustiva, la aplicación de estos factores al caso chileno.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo de título es estudiar los factores técnicos y económicos más relevantes que podrían condicionar implementación de un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo (CHAB).

1.2.2. Objetivos específicos

Para cumplir el objetivo general se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Recolectar y presentar información sobre las características de las CHAB y la experiencia en el mundo de la instalación de este tipo de centrales en base a proyectos ya construidos o en fase de estudio.
- Identificar y analizar los factores técnicos y económicos más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de CHAB.
- Aplicar al caso chileno los factores técnicos y económicos identificados. Evaluar, de manera conceptual y no exhaustiva, cómo aplican estos factores, en base a las características actuales del sector eléctrico chileno.

1.3. Alcances

A continuación se definen los alcances del trabajo:

- El estudio de los factores considera su descripción preliminar, en base a la bibliografía recopilada y a las características de las CHAB que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo.
- La aplicación de los factores al caso chileno, se realiza de forma preliminar y no exhaustiva, de manera tal que sólo se busca verificar de forma cualitativa, un cierto atractivo o no de poder implementar esta tecnología en el país, en base a los factores identificados y analizados.

1.4. Descripción de los capítulos

En el Capítulo 2 de este trabajo, se describen las características principales de las CHAB, su clasificación, los servicios que entregan y el panorama actual de estas centrales alrededor del mundo, junto con nuevos proyectos que se planifican en Europa principalmente.

En el Capítulo 3 se presentan las características del sector eléctrico chileno: la composición de la matriz de generación, los sistemas que lo conforman, la política energética nacional y el mercado mayorista de electricidad.

En el Capítulo 4 se desarrolla el objetivo principal de esta memoria. O sea, se identifican y analizan los factores técnicos y económicos más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de CHAB.

En el Capítulo 5, se aplican al caso chileno, de manera preliminar y no exhaustiva, los factores identificados y analizados en el capítulo anterior, evaluando de forma cualitativa, cada uno de estos factores, tomando en cuenta las características del sector eléctrico chileno y las consideraciones recopiladas de la bibliografía consultada.

Finalmente, en el Capítulo 6 se entregan las conclusiones del trabajo, referentes al estudio de los factores y a su aplicación conceptual en el país.

2. CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACUMULACIÓN POR BOMBEO (CHAB)

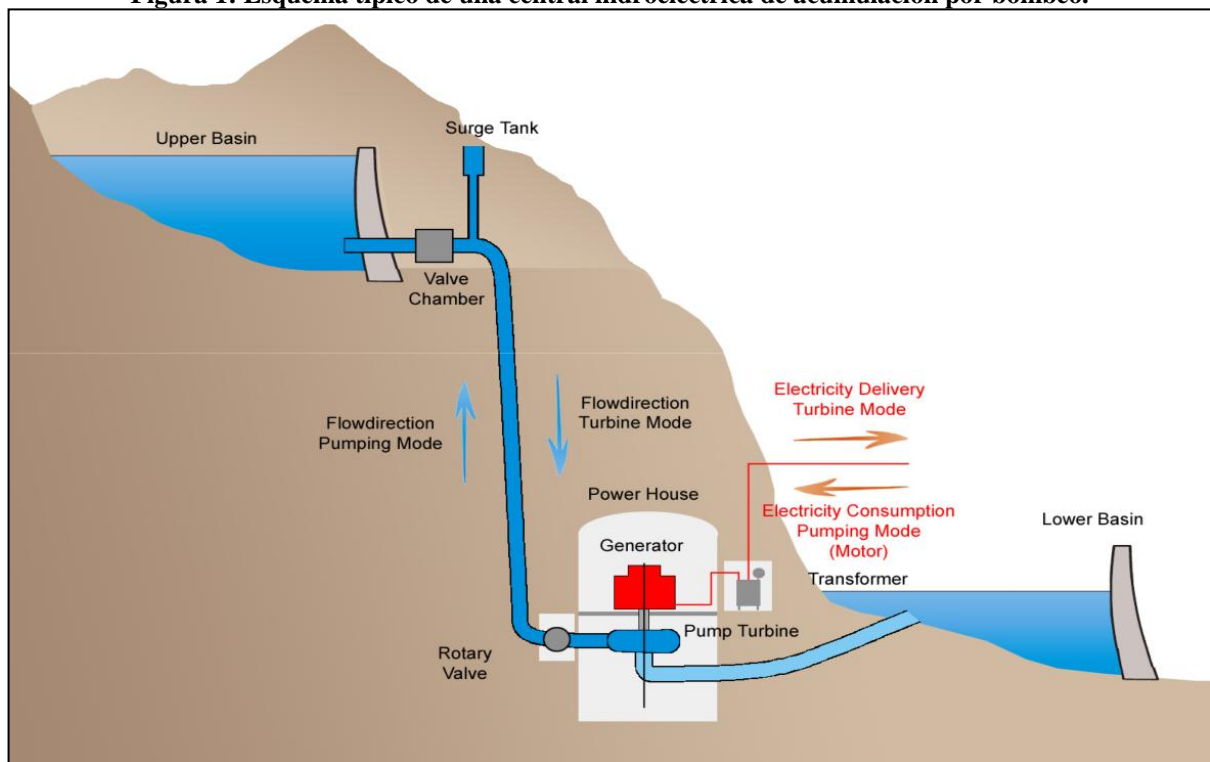
2.1. Características generales

2.1.1. ¿Qué es una CHAB? ¿cómo opera?

Una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo (CHAB) o *pumped-storage hydroelectric powerplant* es una central hidroeléctrica que además de poder transformar la energía potencial del agua en electricidad, tiene la capacidad de hacerlo a la inversa, es decir, aumentar la energía potencial del agua consumiendo para ello energía de la red eléctrica. De esta manera puede utilizarse como un método de almacenamiento de energía. Están concebidas para satisfacer la demanda energética en horas de alta demanda y altos precios de energía, y almacenar energía en horas valle o de baja demanda, donde los precios son menores.

En los sistemas de suministro eléctrico convencionales, la energía eléctrica de la red no se puede almacenar en grandes cantidades. Por eso, en todo momento, su producción debe igualarse a su consumo de forma precisa e instantánea lo que requiere un equilibrio constante. La producción en las centrales de generación debe coincidir en todo momento con la demanda real de los consumidores. En el caso de que difiera, el sistema que opera la red de suministro eléctrico envía las órdenes oportunas a las centrales para que ajusten sus producciones aumentando o disminuyendo la generación de energía. Si esto no ocurre, la frecuencia y el voltaje de la red de suministro se desviarán de sus valores estándar. Ahora bien, si las variaciones del balance entre oferta y demanda de energía continúan de forma severa, el sistema de suministro eléctrico podría llegar a sufrir de episodios de racionamiento energético, lo que resultaría altamente indeseable.

Figura 1: Esquema típico de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.



Fuente: Huber and Gutsch, 2010

Las CHAB resuelven este tipo de problema, ya que dentro de sus características, éstas permiten almacenar energía eléctrica de la red como energía potencial, mediante el bombeo de agua desde un depósito inferior a uno superior (ver Figura 1). Lo anterior lo realizan típicamente en la noche o los fines de semana, debido a que la demanda por energía eléctrica es baja y los precios menores, pero principalmente, por el hecho de que es en estos periodos dónde existen excedentes de energía en la red. La energía potencial almacenada es entonces utilizada para generar electricidad, en momentos donde la demanda es alta y por ende los precios mayores.

Lo anterior, constituye una forma de optimizar económicamente la explotación de una red de suministro eléctrico, permitiendo con ello una gestión más apropiada de la energía, almacenando los excedentes que se generan en horas de baja demanda, y con ello, suplir de forma económica y eficiente, la demanda en horas de mayor demanda, donde la energía es más cara.

Como ya se ha visto, las CHAB sólo operan como centrales de punta, generando energía eléctrica en horas donde la demanda es alta y los niveles de precios mayores, sin embargo, esta tecnología es muy apreciada en mercados dónde se ha optado por tener una adecuada seguridad y suficiencia en el sistema, debido a que por sus características de diseño y operación, generalmente, entregan una serie de servicios complementarios, tales como: nivelación de carga, control de frecuencia y capacidad de arranque en cero, que contribuyen a dar estabilidad al sistema debido a la operación diaria o a situaciones inesperadas que afecten a la red, tales como: la caída inesperada de alguna central o debido a una mantención programada, un *Black-out* generalizado del sistema, etc.

2.1.2. Ciclo de eficiencia

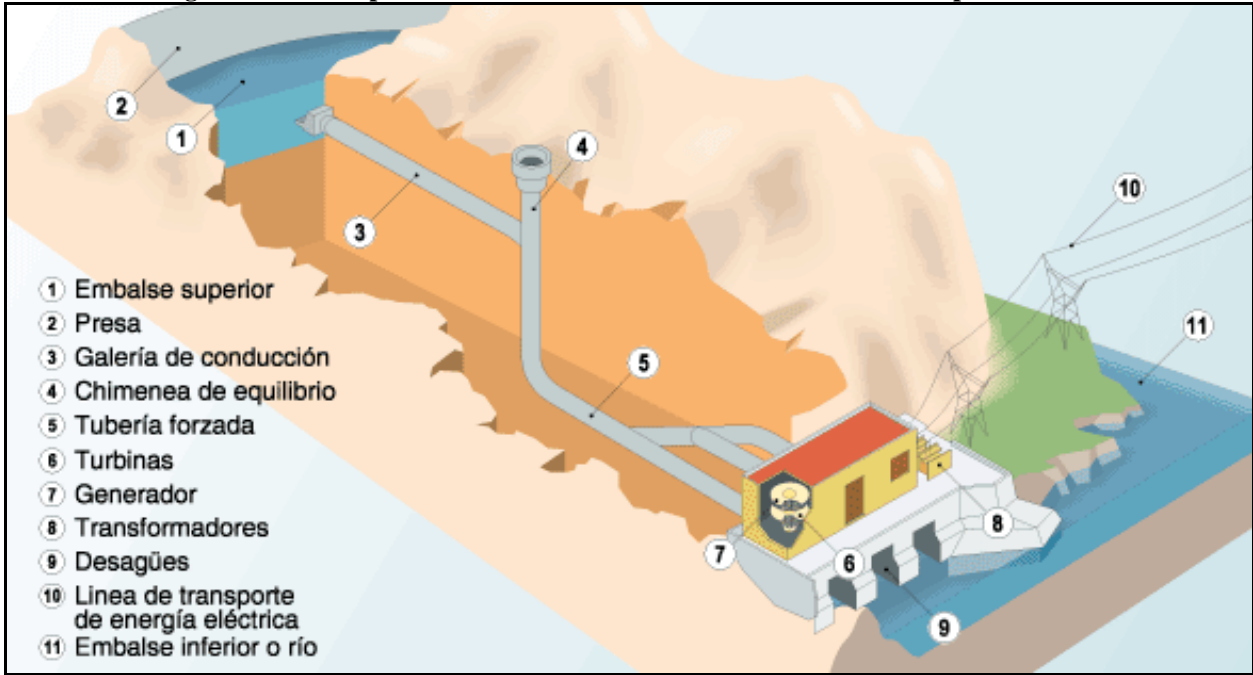
Debido al bombeo que realizan en horas de baja demanda (durante la noche y los fines de semana principalmente), las CHAB son usuarios de la red eléctrica. Típicamente, en todo el ciclo bombeo-generación (incluyendo las pérdidas de carga debido al transporte por tuberías), estas centrales pueden lograr en general un **75% de eficiencia (Tanaka, 2005)**. Ante esto, un análisis preliminar podría concluir que estas plantas son dañinas para el medio ambiente, debido a ésta pérdida de energía y consiguiente emisión de gases. Sin embargo, un análisis más detallado puede revelar que este no es el caso, ya que dependiendo de las tecnologías de generación en la red, la estabilidad de la misma y otros factores, se ha encontrado que las CHAB pueden llegar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Lo anterior se fundamenta en el hecho de que las CHAB desplazan a las viejas plantas que operan en los peaks de demanda diarios, utilizando, para ello, la energía almacenada en las horas de menor demanda. Permitiendo, además, que durante estas horas de menor demanda, las centrales que aportan la energía base a la red (centrales térmicas y nucleares por ejemplo) funcionen todo el tiempo en condiciones óptimas. De esta forma, la emisión de gases es mucho menor en comparación con estas mismas centrales operando en escenarios donde deben ajustarse a los cambios de la demanda diaria de energía.

2.1.3. Partes típicas

Las partes típicas que constituyen una CHAB son: reservorio superior, obra de toma de la central en el reservorio superior, túnel en presión, chimenea de equilibrio, tubería forzada, la casa o caverna de máquinas, obra de descarga y reservorio inferior (ver Figura 2). Sin embargo, por tema de costos de inversión de la central, se suele diseñarlas sin túnel en presión (todo ello

dependiendo del lugar de emplazamiento). Además, tanto el circuito hidráulico, como la sala de máquinas y la sala de transformadores se suelen instalar de forma subterránea, por lo que en estas centrales se habla generalmente de caverna de máquinas en vez de casa de máquinas (ver Figura 1). Lo anterior, claramente constituye una característica positiva de este tipo de centrales, ya que al estar enterrada, los impactos visuales son mínimos, dejando sólo a la vista los reservorios superior e inferior. A pesar de lo anterior, se debe tener claro que las partes y la configuración de la central dependerá tanto del lugar de emplazamiento, como de criterios económicos, ambientales y sociales, por lo que cada central será prácticamente exclusiva en su diseño.

Figura 2: Partes típicas de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.



Fuente: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1342-central-bombeo>

2.1.4. Comparación con otras tecnologías de almacenamiento de energía

Además de las CHAB, existen una serie de tecnologías de almacenamiento de energía, con distinto grado de desarrollo e implementación. En la Tabla 1 se muestra una breve descripción de algunas de estas tecnologías.

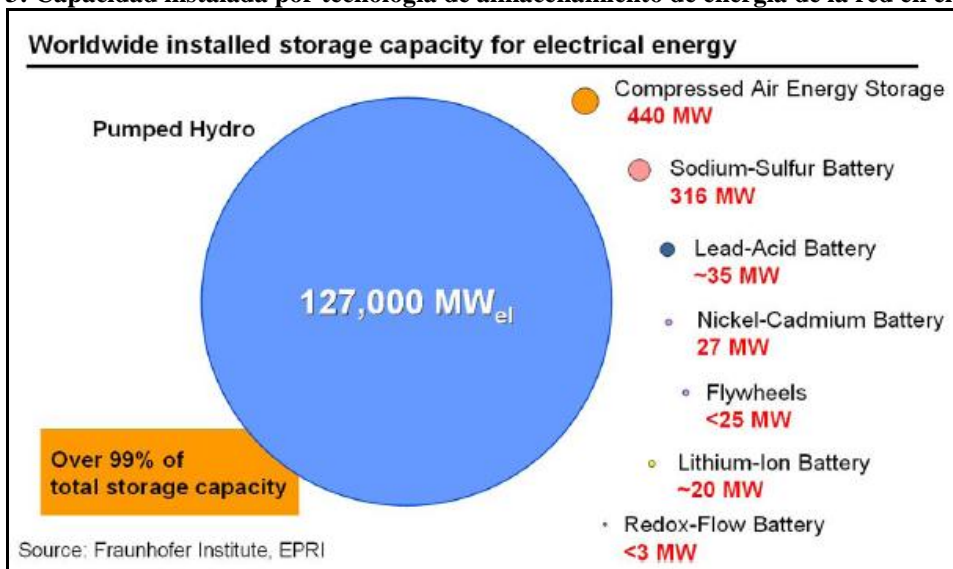
Dentro de las tecnologías de almacenamiento de energía, las CHAB son las más utilizadas actualmente en el mundo (ver Figura 3). Se proyecta que esta tecnología aumentará su desarrollo hacia el 2018, principalmente en países de la Unión Europea (UE) (Deane et al, 2009). Lo anterior, tiene una clara relación con el fomento que esos países han empezado a dar al uso de las energías renovables no convencionales, así como también a las políticas de estado por dar mayor valor a la seguridad y suficiencia del sistema eléctrico. También ha influido el hecho de que muchos de los mercados eléctricos en Europa se han liberalizado, permitiendo la interconexión entre sistemas y la posibilidad de inversión en lugares con alto potencial de instalación de esta tecnología. El crecimiento de la demanda de punta en mercados liberalizados de Europa, también se ve como una de las razones del auge que ha empezado a tener esta tecnología en esa región.

Tabla 1: Descripción de algunas tecnologías de almacenamiento de energía.

Tecnología	Descripción
Almacenamiento en Aire Comprimido (<i>Compressed Air Energy Storage</i>) (CAES)	Utilizan la energía compresiva asociada al aire presurizado contenido en depósitos subterráneos consistente en cavidades naturales o antiguas minas o en acuíferos porosos que están geológicamente contenidos. El almacenamiento se realiza comprimiendo el aire durante horas valle. Durante horas punta el aire comprimido se utiliza para producir potencia al expandirlo en una turbina de gas con relativamente alta eficiencia.
Almacenamiento en Baterías (<i>Battery Energy Storage</i>)	Almacenan la energía generada durante las horas valle y la descargan durante las horas peak de demanda. Cuando esta tecnología se aplica a gran escala permite utilizar la energía generada de forma eficiente, junto con una disminución de la necesidad de construir nuevas plantas que generen en las puntas. Dentro de las alternativas están las baterías de: plomo-ácido, níquel-cadmio y iones de litio principalmente.
Almacenamiento en Hidrógeno (<i>Hydrogen Energy Storage</i>)	Es un proceso similar al CAES. El hidrógeno es producido por el proceso de electrólisis utilizando energía eléctrica y se almacena en forma comprimida de gas en alta presión o en forma líquida a temperaturas muy bajas. Este hidrógeno almacenado se utiliza para generar electricidad a través de una pila de combustible, o quemado en un proceso térmico.
Volantes de Inercia (<i>Flywheels</i>)	La inercia mecánica es la base de este método del almacenaje. Un disco pesado que rota es acelerado por un motor eléctrico, que actúa como generador en reversa, retrasando el disco y produciendo electricidad. La electricidad se almacena como energía cinética.
Almacenamiento de Energía en Superconductores Magnéticos (<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>) (SMES)	Almacenan energía electromagnética con pérdidas insignificantes mediante la circulación de corriente continua a través de bobinas superconductoras, enfriadas criogénicamente. La energía almacenada se puede lanzar de nuevo a la red descargando la bobina.

Fuente: Elaboración propia

Figura 3: Capacidad instalada por tecnología de almacenamiento de energía de la red en el mundo.



Fuente: Electric Power Research Institute (EPRI), 2010

En la Tabla 2 se comparan las características de las tecnologías de almacenamiento de energía de la red que actualmente han sido estudiadas y presentan un grado de desarrollo considerable alrededor del mundo. De la tabla se advierte claramente que dentro de las tecnologías disponibles, las CHAB presentan un desarrollo maduro en comparación con las otras tecnologías, debido principalmente a la gran cantidad de centrales construidas en el mundo. Se observa, también, que la dificultad de implementar este tipo de tecnología radica principalmente en la disponibilidad del lugar de emplazamiento de la misma. Sin embargo, presenta ventajas respecto a las otras tecnologías, debido a las grandes potencias que se pueden instalar (entre 100 y 1000 MW por lo general) y al tiempo de carga/descarga que está en el orden de las horas, por lo que es apta para almacenar grandes cantidades de energía en sistemas eléctricos mayores.

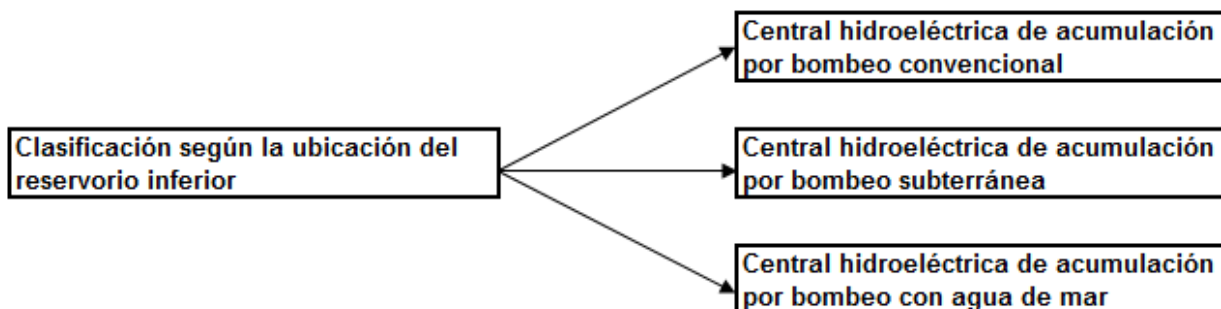
Tabla 2: Características de las tecnologías de almacenamiento de energía de la red.

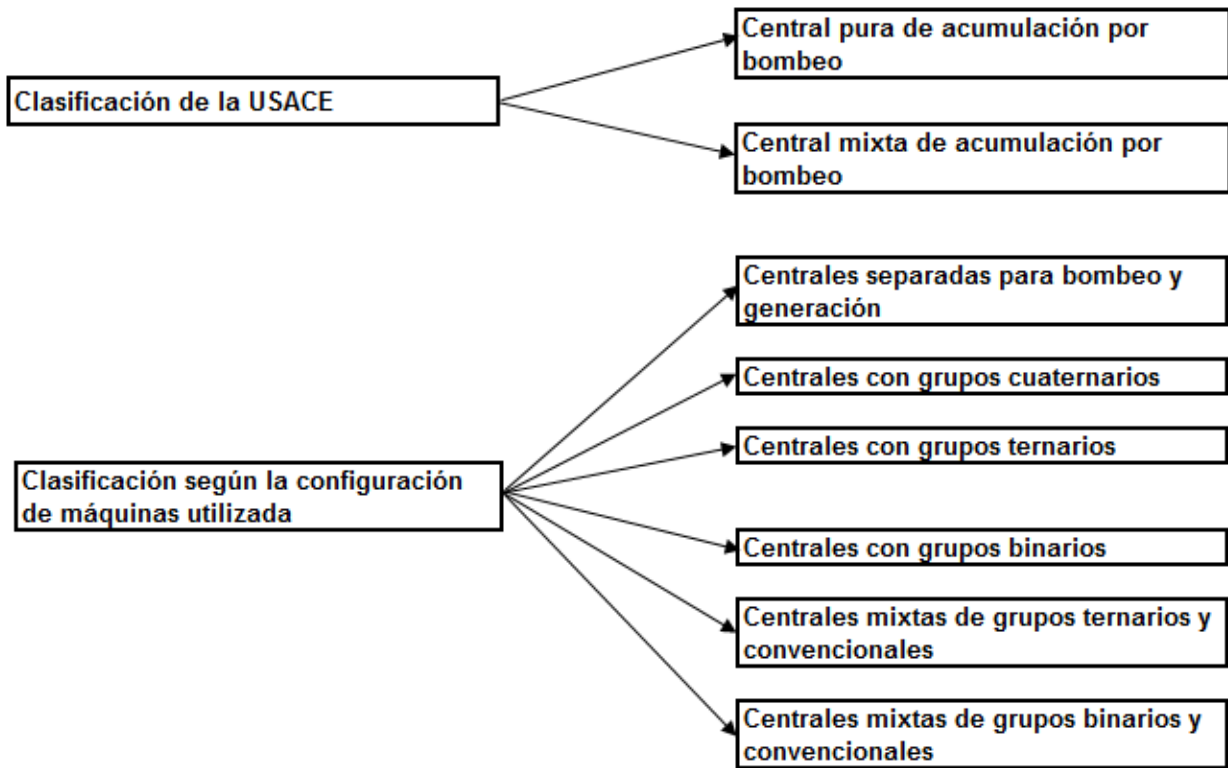
Característica	CHAB	CAES	Volantes de Inercia	Baterías	SMES	Supercapacitador
Rango de energía [MJ]	1.8x10 ⁶ - 36x10 ⁶	18x10 ⁴ - 18x10 ⁶	1 - 18.000	1.800 - 180.000	1.800 - 5,4x10 ⁶	1 - 10
Rango de potencia [MWe]	100 - 1.000	50 - 1.000	1 - 10	plomo-ácido: 60 - 180	10 - 1.000	0,1 - 10
				níquel-hidruro metálico: 370		
				ion litio: 400 - 600		
Ciclo de eficiencia promedio	64 - 80%	60 - 70%	~90%	~75%	~95%	~90%
Tiempo de carga/descarga	Horas	Horas	Minutos	Horas	Minutos a horas	Segundos
Tamaño de la unidad	Grande si es superficial	Moderado si es subterránea	Pequeño	Pequeño	Grande	Pequeño
Facilidad de emplazamiento	Difícil	Difícil a Moderado	-	-	Desconocido	-
Grado de desarrollo	Maduro	Desarrollo temprano	Desarrollo temprano	Baterías de plomo-ácido: maduro, otras: bajo desarrollo	Bajo desarrollo	Disponible

Fuente: Adaptado de Valdovinos y Otárola, 2010

2.2. Clasificación de las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo

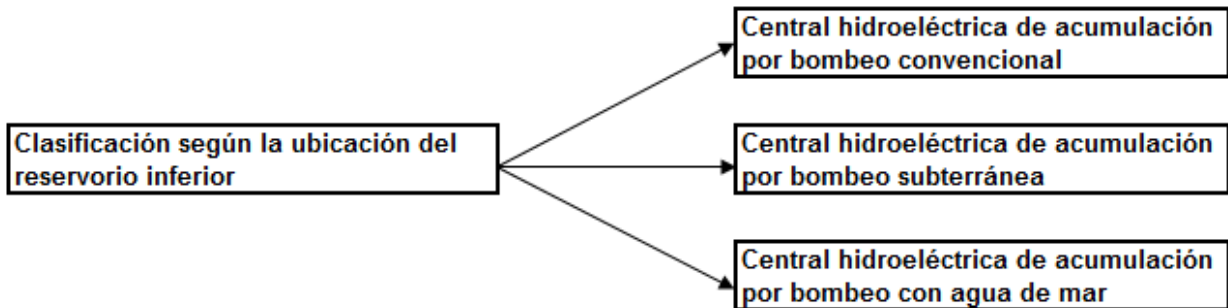
A continuación se presentan tres clasificaciones de las CHAB. La primera clasificación se realiza tomando como criterio la ubicación del reservorio inferior. La segunda clasificación es la que ocupa el *United States Army Corps of Engineers* (USACE) para caracterizar a estas centrales. Finalmente, la última clasificación se realiza en base a la configuración de máquinas utilizada por la central. En el siguiente esquema se incluyen las categorías consideradas en estas tres clasificaciones:





2.2.1. Clasificación según la ubicación del reservorio inferior

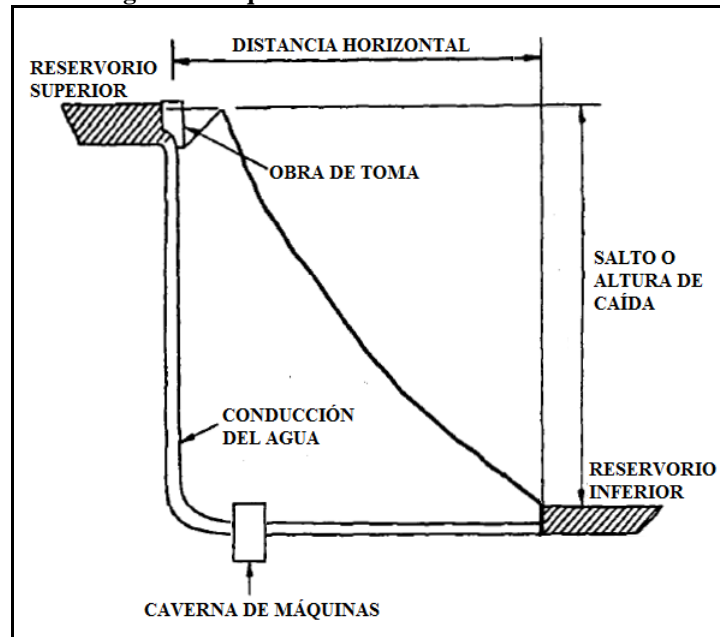
Una clasificación general de las CHAB, se puede realizar tomando como criterio la ubicación del reservorio inferior a utilizar. Según esta clasificación, se tienen tres grupos de centrales:



Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo convencional (*conventional pumped-storage hydroelectric powerplant*): Estas centrales son las que más se han implementado en el mundo hasta ahora. En este tipo de centrales, los dos reservorios (inferior y superior) se ubican en la superficie terrestre, tal como se observa en la Figura 4. En estas centrales, el reservorio inferior puede obtenerse ya sea mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto o mediante la construcción de una presa, creando con ello un embalse artificial que permita acumular agua y de esta forma cumplir con los ciclos de bombeo y generación requeridos. Con respecto a lo último, se debe tener en cuenta que los costos del proyecto pueden reducirse considerablemente al utilizar un estanque o embalse ya existente como depósito inferior. La casa de máquinas y el circuito hidráulico pueden ser ubicados sobre o bajo la superficie del terreno y el depósito superior se puede obtener también mediante el uso de un lago

o mediante la construcción de una presa. En este último caso es válida, además, la construcción de un depósito artificial que permita acumular el agua y que sólo reciba los aportes provenientes del bombeo desde el depósito inferior y no de la cuenca donde se ubica (ver Figura 5).

Figura 4: Esquema de una CHAB convencional.



Fuente: Adaptado de Allen, 1977

Figura 5: CHAB Seneca. USA. Se observa la piscina artificial que sirve como reservorio superior de la central.

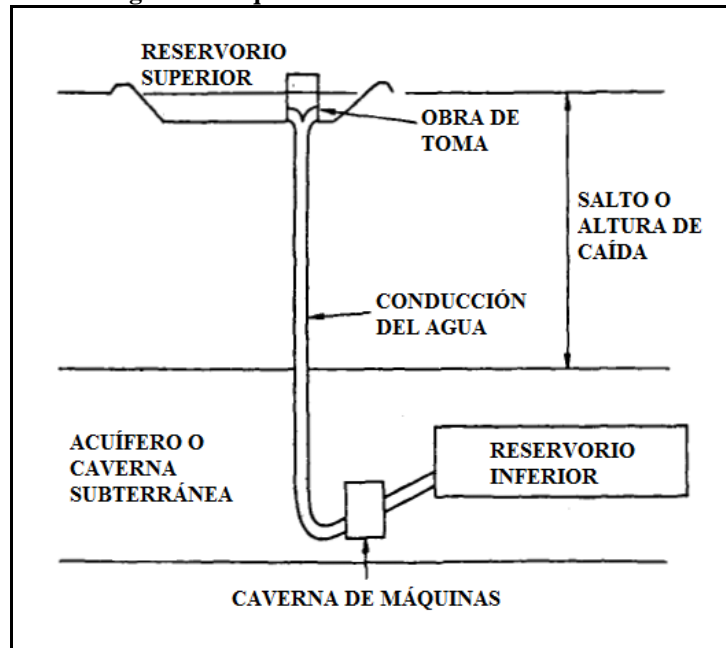


Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/File:USACE_Kinzua_Dam_downriver.jpg

Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo subterránea (*underground pumped-storage hydroelectric powerplant*): Es un tipo de CHAB, en donde el reservorio inferior se encuentra en un sistema de cavernas excavadas bajo tierra o en un acuífero subterráneo (ver Figura 6). El reservorio superior se encuentra en la superficie terrestre y puede ser construido de la misma forma como se construye para una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo

convencional. La casa de máquinas y el circuito hidráulico son ubicados necesariamente bajo la superficie del terreno.

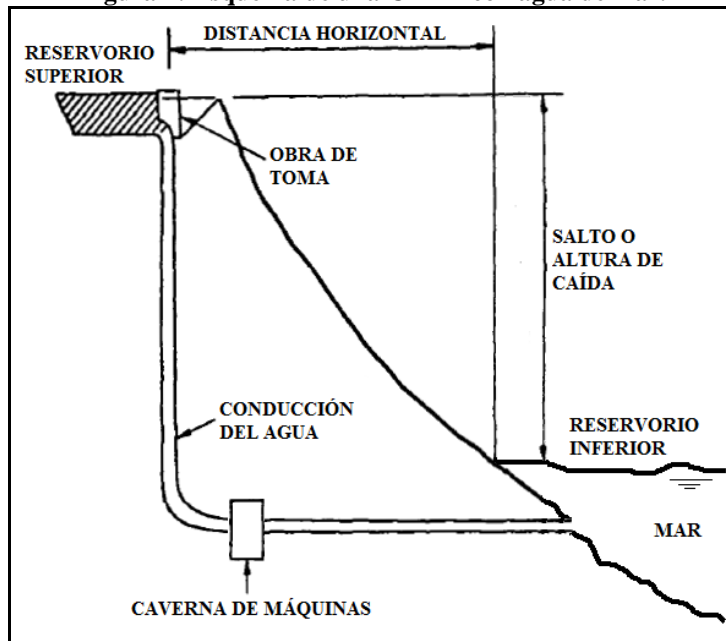
Figura 6: Esquema de una CHAB subterránea.



Fuente: Adaptado de Allen, 1977

Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar (*sea-water pumped-storage hydroelectric powerplant*): Es un tipo de CHAB, en donde como reservorio inferior se utiliza el océano (ver Figura 7). La primera planta construida en el mundo es la *Okinawa Yanbaru sea-water pumped-storage station* ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón.

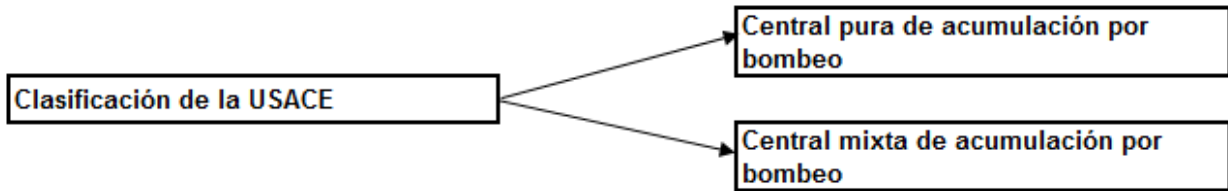
Figura 7: Esquema de una CHAB con agua de mar.



Fuente: Adaptado de Allen, 1977

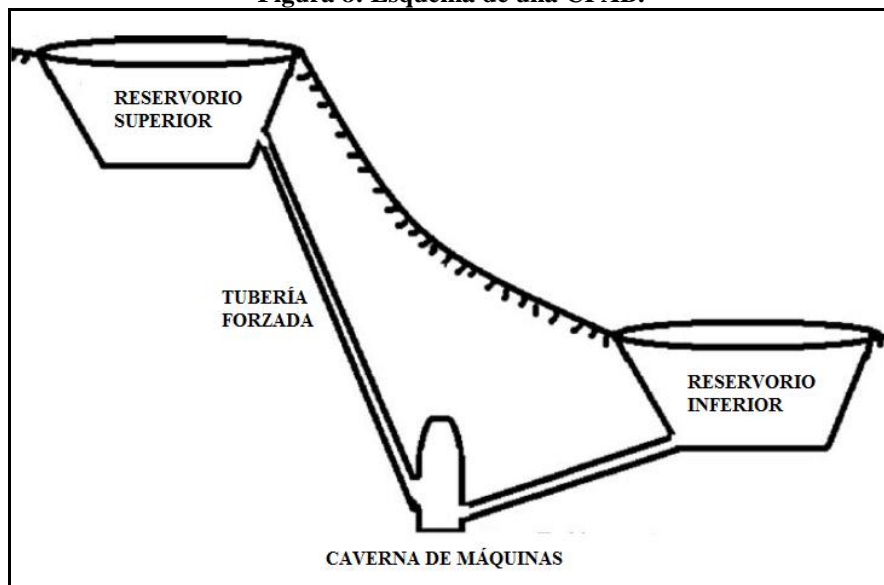
2.2.2. Clasificación de la USACE

El *United States Army Corps of Engineers* (USACE) clasifica a las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en dos grandes grupos, descritos a continuación:



Central pura de acumulación por bombeo (CPAB) (*pure or off-stream pumped-storage hydroelectric powerplant*): es una CHAB cuya energía generada, depende totalmente del agua que se ha bombeado desde el depósito inferior al superior (ver Figura 8). En este tipo de centrales fluye, teóricamente, en sentido ascendente o descendente siempre el mismo volumen de agua (excepto pérdidas hidráulicas, evaporación, infiltración, etc.). Es decir, el embalse superior no recibe más aportaciones de agua que las que proceden del embalse inferior a través de la bomba. En este tipo de centrales el balance energético es negativo: la central recibe más energía de la red que la que manda a la red.

Figura 8: Esquema de una CPAB.

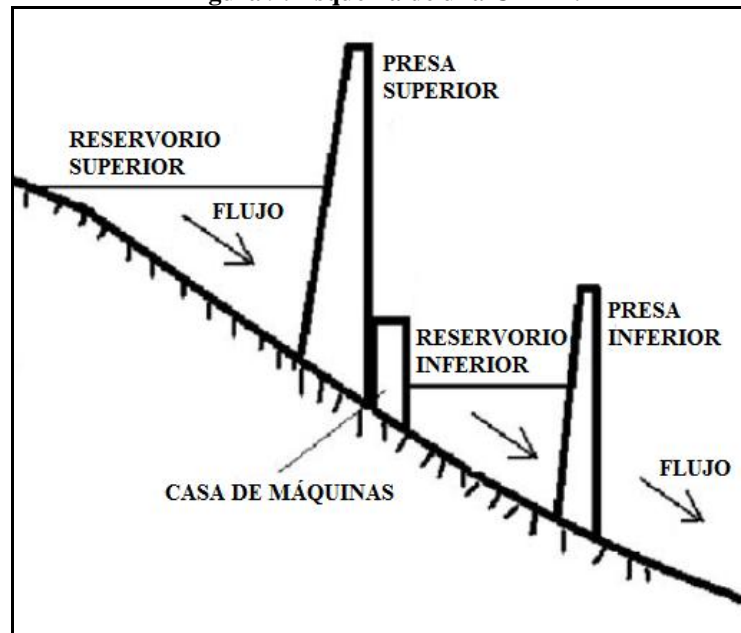


Fuente: Adaptado de Deane et al, 2009

Central mixta de acumulación por bombeo (CMAB) (*combined or pump-back pumped-storage hydroelectric powerplant*): es una CHAB cuya energía generada, depende tanto del agua que se ha bombeado desde el depósito inferior al superior como también del flujo natural que escurre desde la cuenca al depósito o embalse superior (ver Figura 9). En estas centrales, el embalse superior, aparte del bombeo realizado desde el embalse inferior, recibe aportes de agua por medios naturales. Es el caso de centrales situadas consecutivamente a lo largo de un río. Es evidente que en este caso las pérdidas por evaporación no son tan importantes, dado que el agua dispuesta en el embalse superior tiene un costo menor de energía que para el caso de bombeo

puro, en el que dicho volumen de agua procede en su totalidad de un bombeo mediante consumo eléctrico.

Figura 9: Esquema de una CMAB.

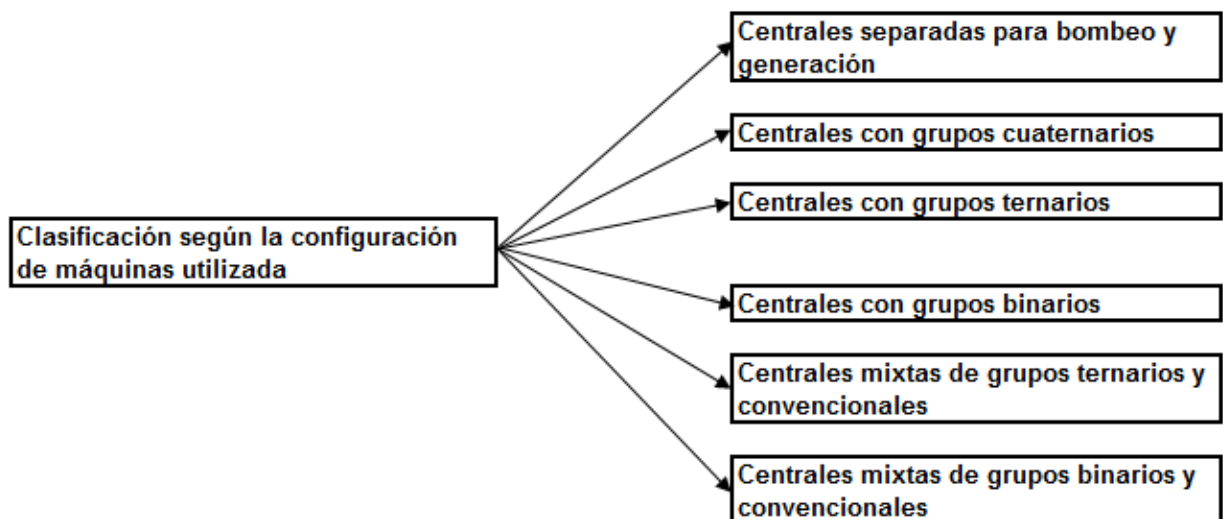


Fuente: Adaptado de Deane et al, 2009

Si bien, esta clasificación es general, es común que sólo se aplique para las CHAB convencionales, ya que hasta el momento, estas centrales, han sido las más desarrolladas en el mundo.

2.2.3. Clasificación según la configuración de máquinas utilizada

Otra clasificación de este tipo de centrales se puede realizar tomando como criterio el tipo o configuración de máquinas utilizada (Mataix, 1982 y Orille, 1993). Tomando en cuenta este criterio se tienen las siguientes posibles disposiciones de equipos:



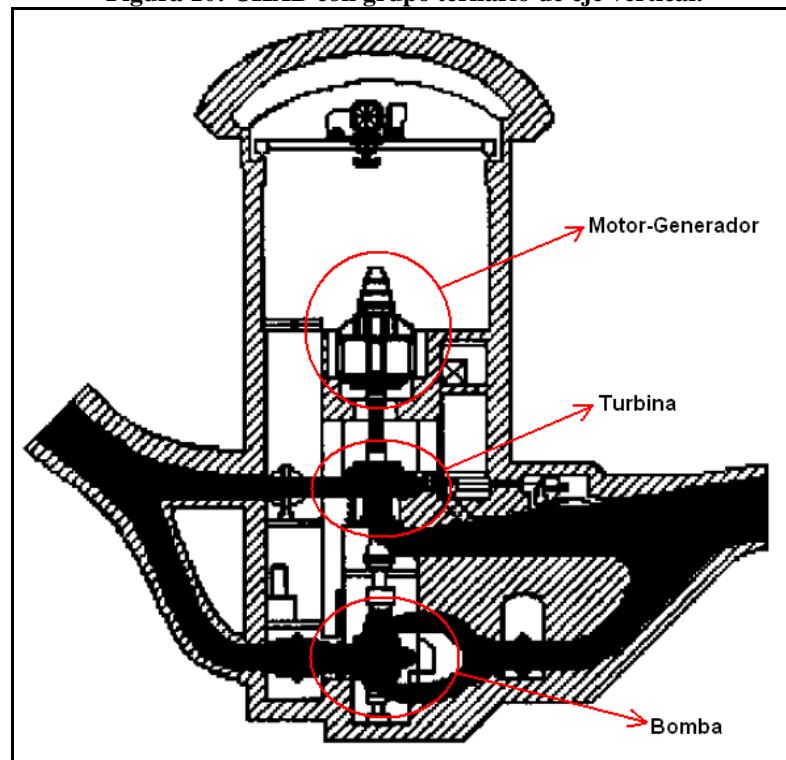
Centrales separadas para bombeo y generación: existe un recinto que aloja a los grupos motor-bomba y otro recinto separado que contiene a los grupos turbina-generador.

Centrales con *grupos cuaternarios*: en el mismo recinto se disponen los grupos motor-bomba (exclusivamente para bombeo) y los grupos turbina-generador (exclusivamente para generación).

Centrales con *grupos ternarios*: cada grupo se compone de tres equipos: un motor/generador síncrono, una turbina y una bomba. En este caso la máquina eléctrica es única y funciona como motor y generador. Sin embargo, existen dos máquinas hidráulicas distintas, una turbina y una bomba.

La disposición de los grupos ternarios puede ser de eje vertical u horizontal. Cuando los grupos son de eje vertical el alternador se sitúa en la parte superior para protegerlo contra fugas de agua, la turbina se ubica en la posición intermedia y la bomba en la parte inferior (ver Figura 10) para disminuir el fenómeno de cavitación que se presenta con mayor intensidad en las bombas que en las turbinas. Este efecto se puede paliar manteniendo una cierta presión estática en dicha zona, lo que se consigue situando la bomba a una cota que esté por debajo de la del nivel del embalse inferior.

Figura 10: CHAB con grupo ternario de eje vertical.



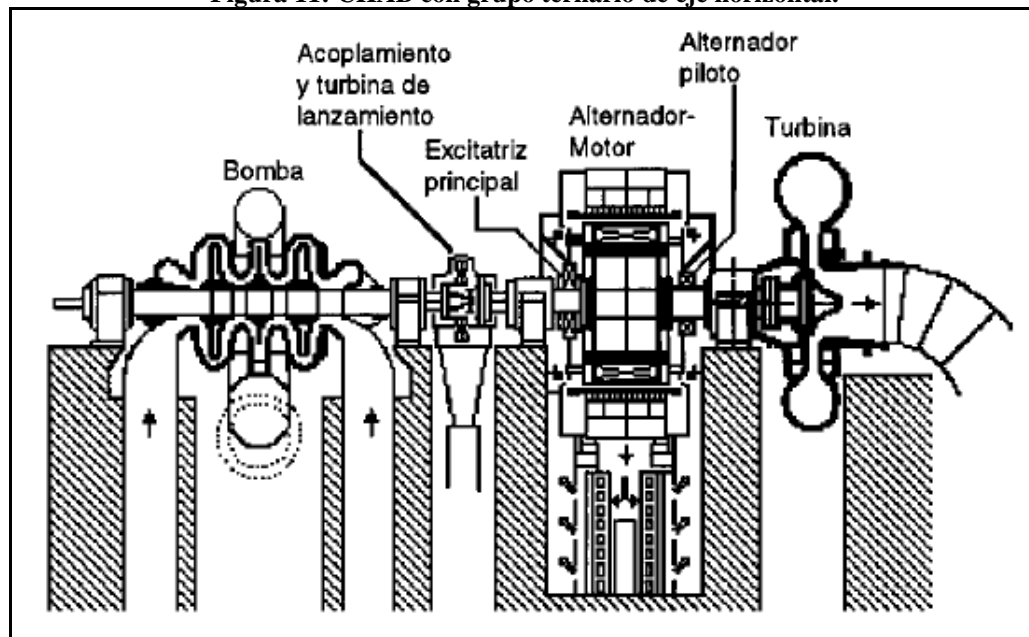
Fuente: Orille, 1993

Generalmente, los grupos ternarios verticales disponen de un embrague o acoplamiento mecánico entre la turbina y la bomba con el fin de reducir las pérdidas por rozamiento y ventilación en el rodete de ésta última cuando el grupo funciona como generador. Cuando el grupo funciona como bomba, el motor síncrono arrastra también la turbina por lo que es necesario desanegar el rodete superior mediante inyección de aire comprimido.

En los grupos de eje horizontal, el alternador-motor se sitúa en la parte central pudiendo instalarse un embrague a cada lado del mismo, con la misión antes indicada. Además, en este caso se instala una pequeña turbina Pelton de lanzamiento cuyo objeto es llevar al rotor a la velocidad de sincronismo, ya que el par de arranque del motor síncrono es nulo (Figura 11).

La principal ventaja de los grupos ternarios es su gran flexibilidad de funcionamiento y su gran rapidez para efectuar el cambio de turbina a bomba y viceversa, puesto que las dos máquinas hidráulicas son independientes, sus álabes se pueden disponer de forma que el sentido de giro en ambos casos sea el mismo. Sin embargo, los grupos ternarios presentan el inconveniente de que la inversión es más elevada, tanto en equipos (tres máquinas de la misma potencia aproximadamente, frente a dos) como en tuberías, válvulas y accesorios.

Figura 11: CHAB con grupo ternario de eje horizontal.

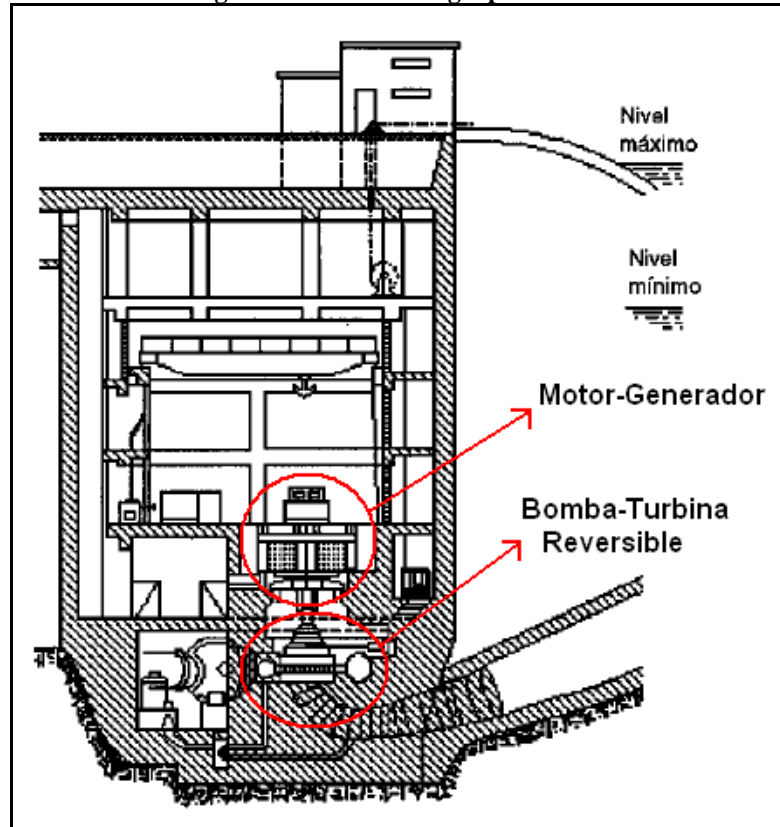


Fuente: Orille, 1993

Centrales con grupos binarios o reversibles: cada grupo se compone de dos máquinas solamente: una máquina eléctrica: motor/generador síncrono y una máquina hidráulica: bomba/turbina reversible. Su disposición suele ser casi siempre de eje vertical con el motor-generador en la parte superior (Figura 12). En estos grupos para pasar del funcionamiento de turbina a bomba o viceversa hay que invertir el sentido de giro de la máquina eléctrica, operación que se realiza a través de un juego de seccionadores de inversión de la secuencia de fases ubicado en bornes de la máquina síncrona.

Los grupos binarios presentan frente a los grupos ternarios las siguientes ventajas: menor costo, menor longitud y menor obra civil. En el caso frecuente de que la central sea subterránea, el volumen de excavación de la caverna para un grupo binario es notablemente inferior, del orden de los 0,1 – 0,2 m³/kW frente a los 0,2 – 0,3 m³/kW de un grupo ternario (Orille, 1993). Por otra parte, los grupos binarios presentan frente a los grupos ternarios los siguientes inconvenientes: menor rendimiento (aproximadamente un 4% menor en turbinación), peligro de vibraciones, doble sentido de giro, mayor tiempo de maniobra.

Figura 12: CHAB con grupo binario.



Fuente: Orille, 1993

En la Tabla 3 se comparan algunas características entre los grupos binarios y los ternarios.

Tabla 3: Comparación cualitativa de los grupos ternarios y binarios.

	Grupo Ternario	Grupo Binario
Costos de Inversión	Mayor	Menor
Espacio Requerido	Mayor	Menor
Eficiencia	Mayor	Menor
Tiempo de Transición Bombeo-Turbinación y Viceversa	Menor	Mayor
Altura de Caída	Mayor	Menor
Costos de Operación	Mayor	Menor
Riesgo Técnico	Menor	Mayor
Mantenimiento	Mayor	Menor

Fuente: Elaboración propia

Centrales mixtas de grupos ternarios y convencionales: grupos bomba + motor/generador + turbina y grupos turbina + generador.

Centrales mixtas de grupos binarios y convencionales: grupos motor/generador + bomba/turbina y grupos turbina + generador.

2.3. Servicios complementarios entregados por las CHAB

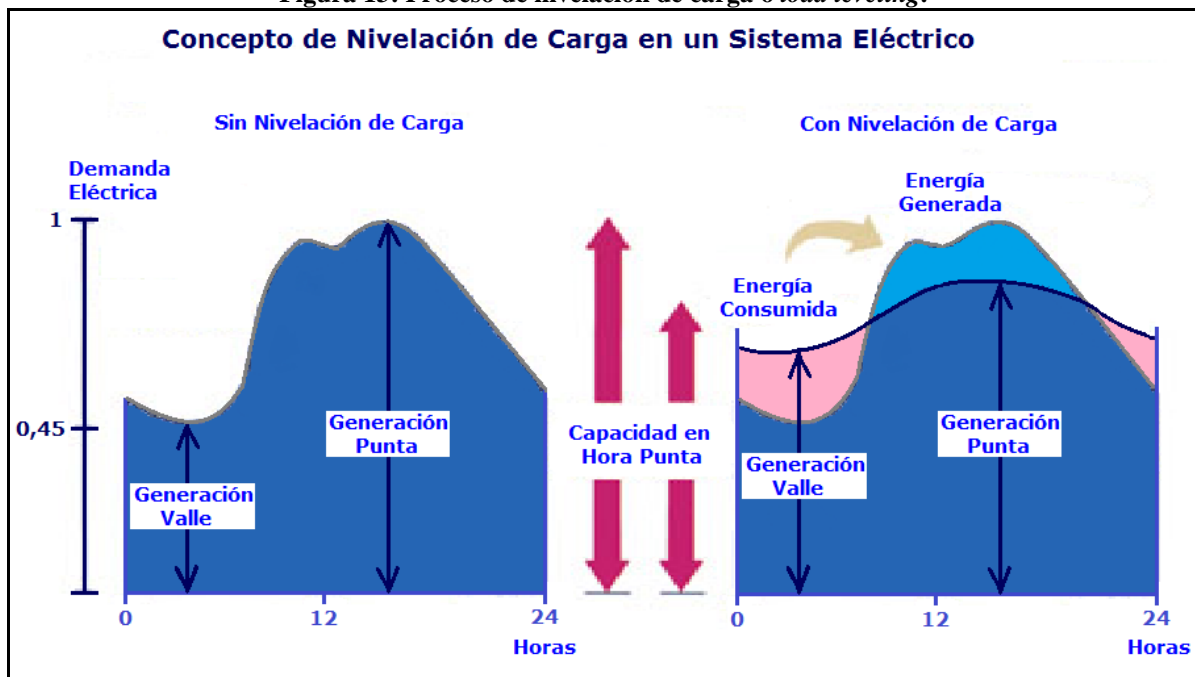
Se definen como servicios complementarios, servicios que contribuyen a la seguridad y calidad del servicio. Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo entregan una serie de servicios complementarios que se presentan a continuación y que son muy valorados en mercados donde se aplica esta tecnología.

2.3.1. Nivelación de carga (*Load Leveling*)

Históricamente, las CHAB fueron introducidas en los sistemas de generación eléctrica en Europa en la década de 1910, con el propósito de nivelar carga en la operación diaria o en los ajustes estacionales de la capacidad de generación del sistema.

El proceso de *load leveling* o nivelación de carga constituye una de las características más atractivas de las CHAB. En este proceso, se absorbe el excedente de energía de la red durante los periodos de menor demanda para bombear agua al depósito superior. De esta forma, en los periodos de mayor demanda o peak de demanda se genera electricidad usando el agua que fue almacenada en el reservorio superior. Lo anterior contribuye a que se nivele la carga para otras plantas de generación (nucleares y térmicas), permitiendo que éstas trabajen lo más cercano a sus condiciones óptimas, sin tener que ajustarse a los bruscos cambios en la demanda diaria. Esto permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y disminuir los costos de mantenimiento y operación, que aumentan considerablemente cuando estas centrales deben ajustarse a los cambios en la demanda diaria de energía (Tanaka, 2005). El proceso de *load leveling* o nivelación de carga se esquematiza en la Figura 13.

Figura 13: Proceso de nivelación de carga o *load leveling*.



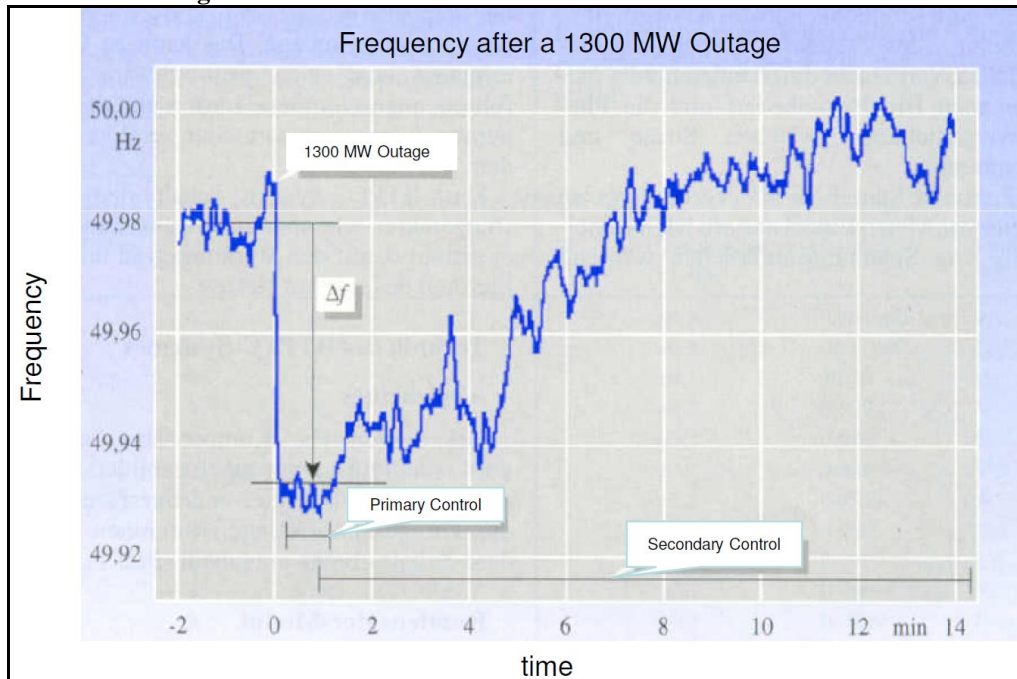
Fuente: Elaboración propia

2.3.2. Regulación de la frecuencia (*Frequency Regulation*)

Otra de las características relevantes de esta tecnología, es que permite regular la frecuencia de la red durante las horas peak de demanda o frente a situaciones inesperadas que afecten a la red.

La frecuencia de la red es una variable en continuo cambio que está determinada y controlada por el balance segundo a segundo (tiempo real) entre la demanda del sistema y la generación total. Si la demanda es mayor que la generación, la frecuencia cae, mientras que si la generación es mayor que la demanda, la frecuencia aumenta.

Figura 14: Control de frecuencia ante un corte de 1300 MW.



Fuente: Huber and Gutsch, 2010

Si bien este servicio es compartido con centrales hidroeléctricas de regulación por embalse, en el caso de las CHAB se trata prácticamente de una característica intrínseca a la tecnología, ya que por tema de costos de instalación de la central, es usual diseñarlas con una gran diferencia de cota entre ambos depósitos (aprox. 250 metros) y una corta distancia entre ellos. Considerando una potencia fija, la gran diferencia de cota entre ambos depósitos permite disminuir el tamaño de los reservorios, que es requerido para cumplir con la carga del ciclo diario y, además, permite disminuir el coeficiente de inercia de la aducción de la central, lo que se traduce en rápidas respuestas ante cambios bruscos en la demanda. Si este criterio es optimizado, es posible responder ante los cambios en la demanda en cosa de minutos, manteniendo estable la frecuencia de la red (ver Figura 14).

2.3.3. Capacidad de autopartida o arranque en cero (*Black Start Capability*)

Otro de los servicios complementarios a la red de suministro eléctrico que ofrecen las CHAB es la capacidad de operar la central, luego de un corte generalizado del sistema, sin depender de la energía eléctrica externa proveniente de la red.

Si bien, esta característica es compartida con las centrales hidroeléctricas convencionales, por lo general el aporte de las CHAB a la red cuando ésta se ha caído completamente, es más apreciado debido a las grandes potencias que estas centrales pueden inyectar en cosa de minutos, lo que permite volver a poner en funcionamiento a centrales térmicas y nucleares que requieren de energía eléctrica para su puesta en servicio desde cero.

2.4. Sinergia con otras tecnologías de generación.

En cuanto a la sinergia con otras tecnologías de generación, se ha visto que, en general, estas centrales se complementan de manera eficiente con prácticamente todas las demás tecnologías de generación (Deane et al, 2009).

La sinergia con otras tecnologías de generación se debe principalmente a:

- La existencia de excedentes de energía, derivados de la operación de ciertas plantas de bajo factor de planta o de aquellas que pueden cambiar carga muy lentamente,
- Motivos económicos, derivados de la disminución de los costos de operación y mantención de ciertas tecnologías de generación al acoplarse con CHAB y
- Motivos ambientales, ya que muchas veces, la implementación de centrales de bombeo en sistemas eléctricos permite disminuir la emisión de gases nocivos para el medio ambiente.

El primer gran desarrollo de las CHAB ocurrió en la época de los 70's – 80's de la mano con el desarrollo de las centrales nucleares (Deane et al, 2009). El hecho de que las centrales de bombeo puedan almacenar la energía de la red es una de las características vitales para la generación eléctrica con centrales nucleares. Lo anterior se debe principalmente al hecho de que las centrales nucleares sólo pueden cambiar carga muy lentamente (funcionan como centrales base del sistema), de manera tal que las centrales de acumulación por bombeo pueden ser utilizadas para almacenar la energía generada por las centrales nucleares en la noche, permitiendo que éstas no tengan que ajustarse a los cambios de la demanda, y operen en todo momento, en su punto óptimo de funcionamiento.

Los costos de mantención de cierto tipo de centrales a gas aumentan bruscamente si ellas son forzadas a reducir la carga en la noche, de manera tal que ellas también se benefician de las centrales de bombeo que almacenan la energía generada por las centrales a gas en la noche y con ello, éstas no están forzadas a reducir la carga, permitiendo que los costos de mantención no aumenten significativamente. Por su parte, las centrales a carbón también se ven beneficiadas cuando existen centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo instaladas en la red, ya que en este escenario, ellas pueden operar cercanas a su rango de funcionamiento óptimo, reduciendo de forma considerable las emisiones de gases de efecto invernadero al medio ambiente (Tanaka, 2005).

En la actualidad se ha incrementado la aplicación de las CHAB, debido a las bondades de complementar su generación con el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) (Deane et al, 2009). Se ha visto que esta tecnología resulta beneficiosa para el desarrollo de centrales eólicas. Lo anterior se justifica en el hecho de que la energía generada por las centrales eólicas es muy fluctuante, ya que depende de las condiciones de viento existentes en ese momento. Debido a lo mismo, se ha visto que estas centrales no se ajustan a los requerimientos de la demanda. Es aquí donde entran las centrales de bombeo, ya que éstas pueden almacenar el

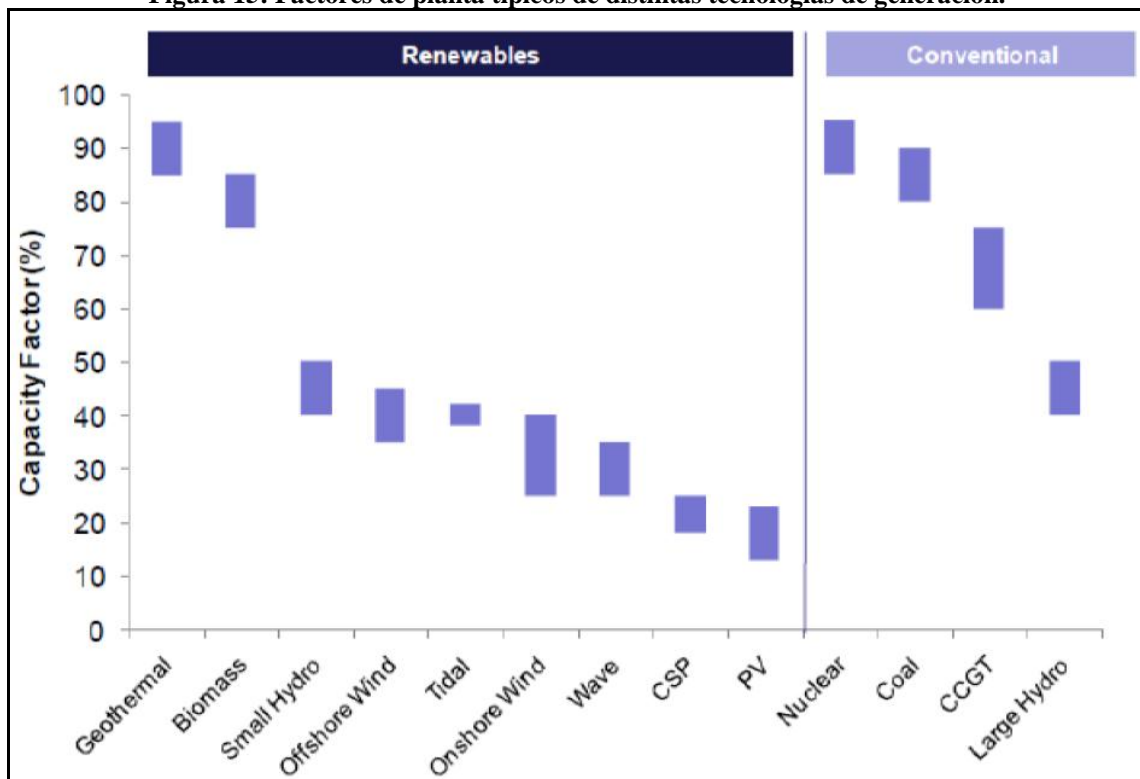
excedente de energía generado por las centrales eólicas en horas de baja demanda, para luego utilizar esta energía y generar en horas de alta demanda, permitiendo aprovechar de mejor forma, la energía fluctuante generada por las fuentes eólicas.

A modo de referencia, en la Figura 15 se muestran los factores de planta típicos para distintos tipos de centrales eléctricas convencionales y no convencionales. En general, las centrales de tipo eólico y solar presentan factores de planta bajos: entre un 20 y 40% para centrales eólicas y un 10 y 20% para centrales de tipo solar o con paneles fotovoltaicos. Sin embargo, las centrales con energía geotérmica pueden llegar a tener factores de planta grandes de aproximadamente un 90%. Las centrales nucleares también presentan grandes factores de planta, entre un 80 y 90%.

En el caso de las centrales eólicas y solares, los bajos factores de planta alcanzados, se deben principalmente a la intermitencia o irregularidad de la fuente de energía. Lo anterior da un indicio de lo atractivo que resultaría la implementación de centrales de acumulación por bombeo acopladas o en sinergia con centrales eólicas o solares, debido al mejor aprovechamiento de la energía fluctuante generada por estas tecnologías no convencionales.

En el caso de las centrales nucleares los grandes factores de planta observados tienen relación principalmente con el funcionamiento de estas plantas, ya que se intenta siempre que éstas operen en su punto óptimo (como centrales base del sistema), con las menores interrupciones posibles y apoyadas por otras tecnologías de generación que permitan ajustar la carga a los requerimientos de la demanda en todo instante.

Figura 15: Factores de planta típicos de distintas tecnologías de generación.



Fuente: <http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/tecnologias/Imagenes/Fotos/1.1.JPG>

2.5. Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en el mundo

Existe una vasta experiencia en países como Estados Unidos, Japón y prácticamente toda Europa, acerca del funcionamiento, las consideraciones técnicas y las ventajas que posee la instalación de CHAB (*Task Committee on Pumped Storage of the ASCE*, 1996). En todos estos países se ha utilizado esta tecnología como un método de almacenamiento de los excedentes de energía de la red; provocados principalmente por el uso de centrales nucleares, térmicas y ahora último eólicas.

Hasta el año 2009, la capacidad instalada de este tipo de proyectos en todo el mundo, superaba los 127 GW, lo que representa aproximadamente un 3% de la capacidad instalada total de generación en el mundo (Yang, 2011).

En los últimos años ha habido un aumento en el uso de esta tecnología, que se ha traducido en el desarrollo y construcción de nuevas centrales en países de la Unión Europea, Japón y China principalmente (Deane et al, 2009).

En este capítulo se muestra el panorama actual de las CHAB en el mundo, las capacidades instaladas y saltos hidráulicos más frecuentes, finalizando con una mirada a nuevos proyectos de centrales de este tipo en Europa.

2.5.1. Panorama actual de las CHAB en el mundo

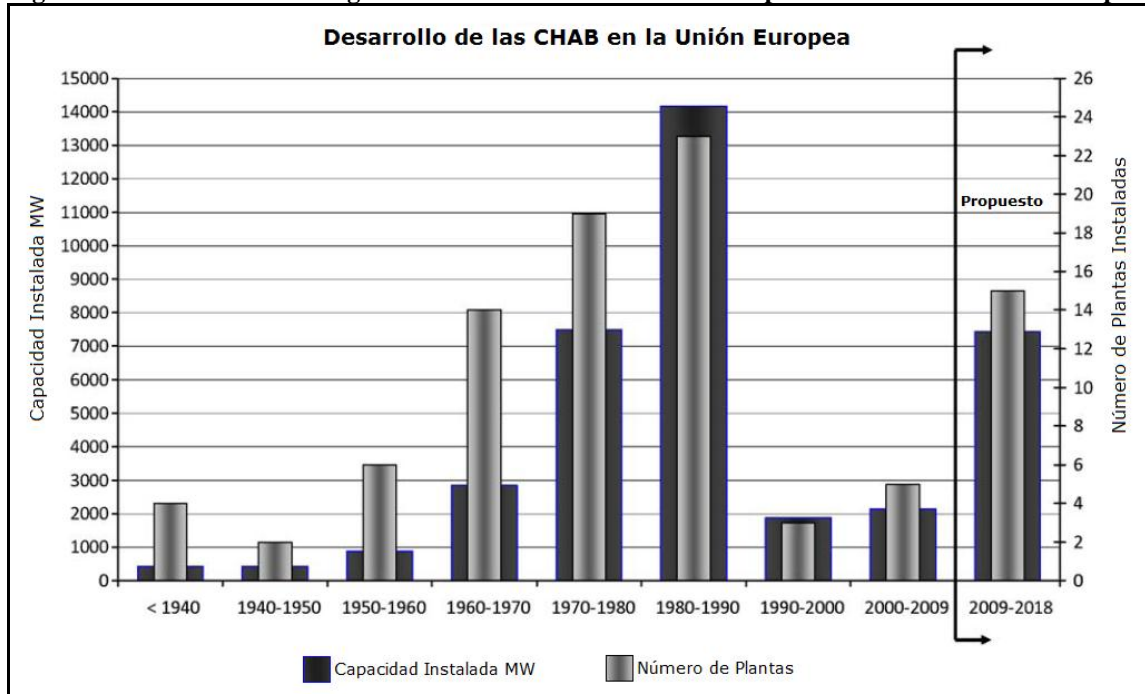
El desarrollo de las CHAB se remonta a principios del siglo veinte en países de Europa principalmente. La primera central de este tipo fue instalada en Suiza en el año 1882 (Martínez, 2010).

Sin embargo, el primer gran desarrollo de esta tecnología se realizó en la década de los sesenta hasta principios de los ochenta, donde se produjo un fuerte boom en su construcción, debido principalmente al desarrollo en paralelo de las centrales nucleares (Deane et al, 2009) (ver Figura 16).

Durante los años noventa, el desarrollo de estas centrales fue menor debido a la natural saturación de los mejores emplazamientos disponibles con mejor costo efectivo y a una disminución en el crecimiento del desarrollo de las centrales nucleares (Deane et al, 2009).

En la primera década del siglo veintiuno tampoco hubo un marcado desarrollo de esta tecnología, pero desde el año 2009 en adelante ocurrió nuevamente un boom por la instalación de este tipo de centrales, debido principalmente al desarrollo de las centrales con energía renovable no convencional, al crecimiento de la demanda por energía y potencia de punta en los mercados liberalizados alrededor de Europa y a las políticas de los gobiernos por fomentar la seguridad de suministro eléctrico (Deane et al, 2009).

Figura 16: Desarrollo cronológico de las centrales de acumulación por bombeo en la Unión Europea.



Fuente: Adaptado de Deane et al, 2009

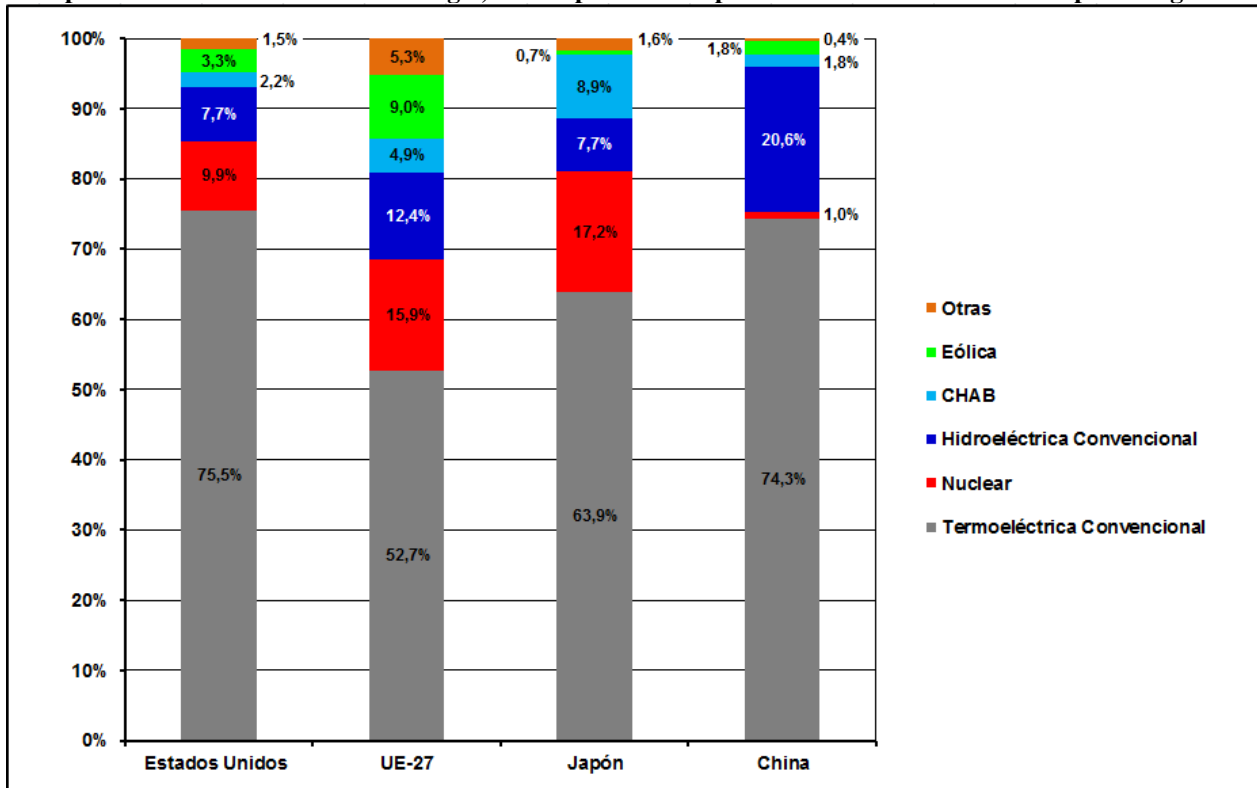
A diciembre de 2009, en Estados Unidos se cuenta con una capacidad instalada total de CHAB igual a 22.160 MW, lo que corresponde al 2,16% de la capacidad instalada total de ese país. En Japón, se cuenta con una capacidad instalada total de CHAB igual a 25.459 MW, lo que corresponde al 8,95% de la capacidad instalada total de ese país. Por su parte, hasta la misma fecha, en la Unión Europea (UE-27) se cuenta con una capacidad instalada total de CHAB igual a 40.550 MW, lo que corresponde al 4,86% de la capacidad instalada total de esa región. Finalmente, a diciembre de 2009, en China se tiene una capacidad instalada total de CHAB igual a 15.643 MW, que corresponde al 1,78% de la capacidad instalada total de ese país.

En la Figura 17 se muestra el aporte de distintas tecnologías de generación a la matriz de Estados Unidos, Japón, China y la Unión Europea (UE-27). Las tecnologías de generación consideradas son: térmica convencional, nuclear, hidroeléctrica convencional, hidroeléctricas de acumulación por bombeo, eólica y otras (geotérmica, biomasa, solar, etc.). Se observa que por lo general, el aporte de las centrales de bombeo a la capacidad instalada total de cada uno de los países y regiones consideradas varía entre un 2% y un 9%. Destaca el aporte de esta tecnología a la capacidad instalada total de Japón, que llega al 8,9%. Lo anterior se puede explicar en parte, por el gran aporte de las centrales nucleares a la matriz de generación de ese país, que equivale a un 17,2%.

La Tabla 4 muestra en detalle la capacidad instalada de generación por tipo de tecnología, en países donde existen centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo instaladas. Los datos corresponden al año 2009 y se observa que por lo general, el aporte de esta tecnología a la matriz de generación de cada uno de los países considerados está entre un 3% y un 9%.

A diciembre de 2009, en todo el mundo, hay 34 países que poseen centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo instaladas y operando. De esos 34 países, en 13 existe una capacidad instalada mayor a 2.000 MW.

Figura 17: Detalle matriz generación eléctrica en Estados Unidos, UE-27, Japón y China. Porcentaje de la capacidad instalada de cada tecnología, con respecto a la capacidad instalada total de cada país o región.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, 2009

La mayor cantidad de países con centrales de este tipo en operación, se encuentran en Europa. Considerando sólo los países de la Unión Europea (UE-27), se tiene que en total existe una capacidad instalada igual a 40.550 MW, lo que equivale al 4,9% de la capacidad instalada total en esa región. De la Figura 17 se observa que esta capacidad instalada se puede explicar en parte por la existencia de una gran capacidad instalada de centrales nucleares y eólicas que en términos porcentuales equivalen a un 15,9% y un 9,0% respectivamente. En vista de esto, es importante conocer la experiencia europea respecto a las características de los proyectos de este tipo instalados en esa región, además de los factores técnicos, económicos, legales y sociales, que permitieron el desarrollo de esta tecnología hasta estos días.

De la capacidad instalada total de CHAB en la UE-27, el 58,8% se debe a la instalación de proyectos en Alemania, España, Francia e Italia (ver Tabla 4). En los dos primeros países se observa que el desarrollo de este tipo de tecnología se debe principalmente al fomento que se le ha dado a la instalación de centrales eólicas (La capacidad instalada de centrales eólicas en España equivale al 25,5% de la capacidad instalada total de este tipo de centrales en la EU-27; mientras que en Alemania equivale al 34,4%).

Tabla 4: Capacidad instalada en generación por tipo de tecnología (MW), en países que poseen CHAB a diciembre de 2009.

Pais o Región	Nuclear	Hidroeléctrica Convencional	Geotérmica	Solar y Mareomotriz	Eólica	Biomasa	Térmoelectrica Convencional	Central Hidroeléctrica de Acumulación por Bombeo (CHAB)	CHAB como % de la Capacidad Instalada Total	Capacidad Instalada de CHAB > 2.000 MW	Capacidad Instalada Total
NORTEAMERICA											
Estados Unidos	101.004	78.518	2.382	619	34.296	12.144	774.279	22.160	2,2%	22.160	1.025.402
Canadá	13.345	74.917	0	115	3.319	1.688	37.917	177	0,1%		131.478
EUROPA											
UE-27	132.402	103.110	730	16.362	74.649	26.769	439.135	40.550	4,9%	40.550	833.707
Austria	0	8.067	1	49	1.004	3.196	4.091	4.445	21,3%	4.445	20.853
Bélgica	5.902	110	0	400	600	1.056	8.127	1.307	7,5%		17.502
Bulgaria	1.906	2.088	0	6	170	6	4.369	864	9,2%		9.409
Croacia	0	1.799	0	0	27	5	1.897	293	7,3%		4.021
República Checa	3.830	1.037	0	460	190	659	10.995	1.147	6,3%		18.318
Francia	63.130	21.013	2	540	4.500	1.257	24.367	4.304	3,6%	4.304	119.113
Alemania	20.480	3.974	7	9.800	25.700	6.119	74.125	6.666	4,5%	6.666	146.871
Grecia	0	2.447	0	46	1.090	83	10.126	571	4,0%		14.363
Irlanda	0	238	0	1	1.260	35	5.575	292	3,9%		7.401
Italia	0	13.827	695	1.142	4.880	2.000	71.145	7.544	7,5%	7.544	101.233
Luxemburgo	0	34	0	25	43	17	483	1.100	64,6%		1.702
Noruega	0	28.188	0	8	430	169	805	1.353	4,4%		30.953
Polonia	0	932	0	1	710	113	29.872	1.406	4,3%		33.034
Portugal	0	4.051	25	115	3.326	442	8.404	1.029	5,9%		17.392
Serbia	0	2.221	0	0	0	0	5.524	614	7,3%		8.359
Eslovaquia	1.820	1.571	0	0	5	191	2.652	916	12,8%		7.155
España	7.365	13.158	0	3.650	19.000	854	46.906	5.347	5,6%	5.347	96.280
Suecia	8.839	16.544	0	9	1.450	3.913	4.424	108	0,3%		35.287
Suiza	3.238	13.520	0	71	18	390	491	1.816	9,3%		19.544
Reino Unido	10.858	1.645	0	29	4.424	1.989	66.331	2.744	3,1%	2.744	88.020
EURASIA											
Lituania	1.185	115	0	0	90	24	2.532	760	16,1%		4.706
Rusia	23.242	47.000	82	0	14	0	153.800	1.200	0,5%		225.338
Ucrania	13.835	5.421	0	0	80	0	35.043	2.268	4,0%	2.268	56.647
ASIA Y OCEANIA											
Australia	0	7.808	0	187	1.700	763	44.994	1.490	2,6%		56.942
China	8.958	181.157	30	300	16.000	3.500	652.100	15.643	1,8%	15.643	877.688
Japón	48.847	21.784	535	2.630	1.997	1.501	181.736	25.459	8,9%	25.459	284.489
Corea del Sur	17.716	1.615	0	524	351	141	56.341	3.900	4,8%	3.900	80.588
Taiwan	5.144	1.937	0	10	376	740	30.194	2.602	6,3%	2.602	41.003
AFRICA											
Marruecos	0	1.284	0	0	250	0	4.166	464	7,5%		6.164
Sudáfrica	1.800	661	0	6	8	200	40.181	1.400	3,2%		44.256
CENTRO Y SUDAMERICA											
Argentina	1.018	9.071	0	0	30	0	20.976	974	3,0%		32.069

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, 2009

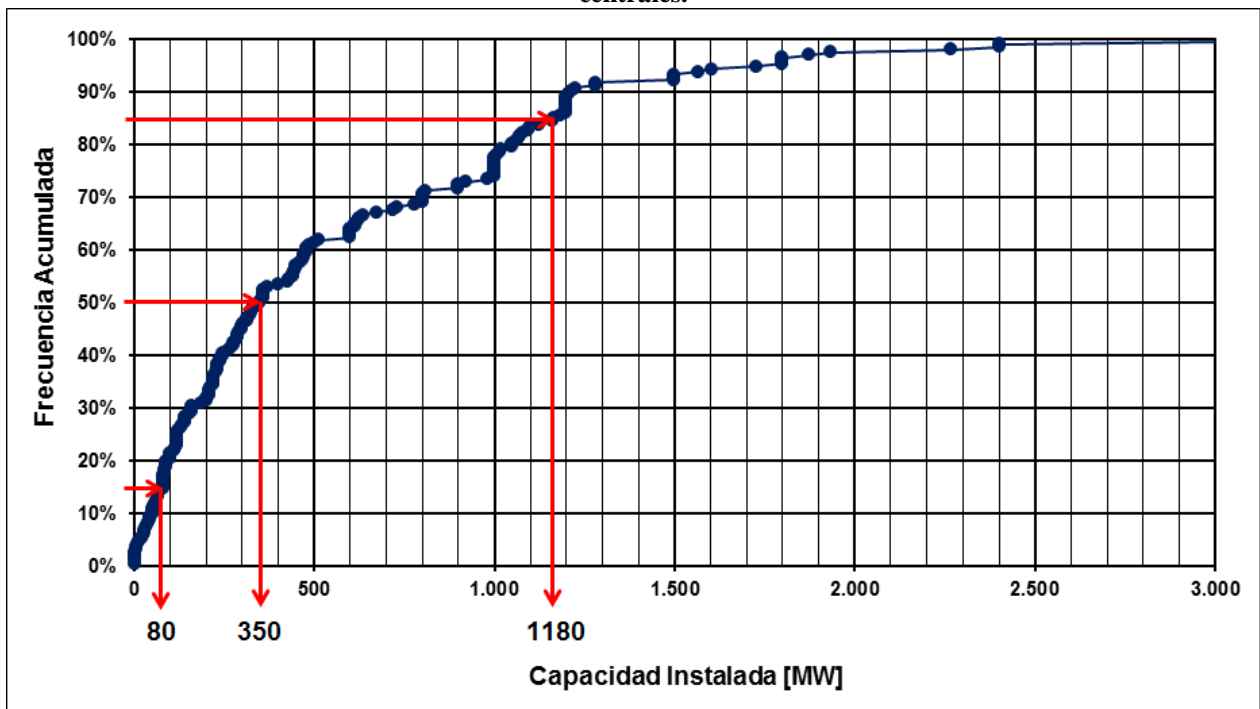
Otro argumento sobre el desarrollo de este tipo de centrales en Europa y el mundo, tiene una marcada relación con la liberalización de los mercados eléctricos en estos países (Deane et al, 2009). Un ejemplo claro lo constituyen España y Portugal, donde debido a la unificación de sus mercados, constituyendo el MIBEL o Mercado Ibérico de Electricidad, se ha fomentado

notablemente la instalación de CHAB, principalmente en tierras portuguesas con gran potencial de desarrollo de esta tecnología, pero cuyos desarrollos se han realizado principalmente por empresas españolas como Iberdrola o Endesa. Lo anterior, también, tiene una clara relación con las políticas de España por promover las energías renovables, principalmente la eólica, pero teniendo claro que para llevar a cabo esto, se necesita una gran capacidad de almacenamiento de energía de la red.

2.5.2. Características de las CHAB que actualmente se encuentran operando en el mundo

Con el fin de tener una idea del panorama actual de las CHAB, se creó una base de datos con información de potencia instalada y salto neto de las centrales de este tipo, que actualmente se encuentran en operación alrededor del mundo. En base a esta información se realizó un análisis estadístico de frecuencia acumulada, con el fin de conocer cuales son las potencias instaladas y los saltos hidráulicos o alturas de caída que se encuentran con más frecuencia en el mundo. Los datos de potencia instalada se obtuvieron de una muestra de 190 centrales, mientras que los datos de salto hidráulico, se obtuvieron de una muestra de 170 centrales. Los resultados de este análisis para la potencia instalada y el salto hidráulico se muestran en la Figura 18 y en la Figura 19 respectivamente.

Figura 18: Gráfico de frecuencia acumulada de la potencia instalada de CHAB para una muestra de 190 centrales.

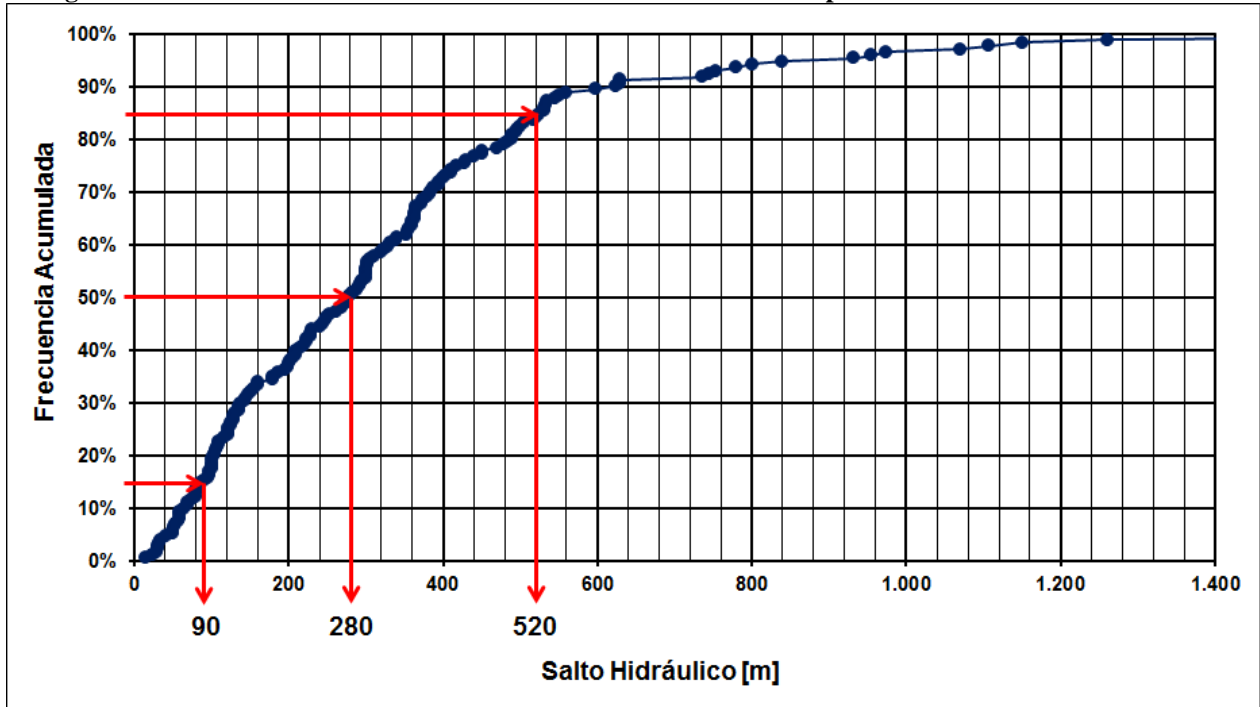


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC, UNESA y Wikipedia

De la Figura 18 se tiene que el 50% de las 190 centrales consideradas en la estadística tienen una potencia instalada menor o igual a 350 MW. Ahora bien, de la Figura 19 se tiene que el 50% de las 170 centrales consideradas en la estadística tienen un salto hidráulico menor o igual a 280 metros. Si se toma el 15% y 85% de la estadística de ambos gráficos, se tiene que las potencias instaladas alrededor del mundo se encuentran en un rango entre 80 y 1.200 MW aproximadamente; y los saltos hidráulicos en un rango entre 100 y 520 metros aprox. En términos

generales, las CHAB instaladas alrededor del mundo son plantas con grandes potencias y grandes saltos hidráulicos. Más adelante se verá que una de las características en el diseño de este tipo de centrales, es el hecho de que se recomienda diseñarlas en emplazamientos que posean grandes saltos hidráulicos, lo que permite en muchos casos abaratar los costos de inversión de la central. Lo anterior se justifica en el hecho de que, para una potencia instalada fija, cuando existe un gran salto hidráulico los requerimientos de almacenamiento de la central son menores y por ende el tamaño de los reservorios requerido es menor.

Figura 19: Gráfico de frecuencia acumulada del salto neto de CHAB para una muestra de 170 centrales.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC, UNESA y Wikipedia

En la Tabla 5 se muestran las diez centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo que destacan por poseer las mayores potencias instaladas en el mundo y las tres centrales de este tipo que destacan principalmente por poseer los mayores saltos hidráulicos.

Actualmente, la CHAB que posee la mayor potencia instalada en el mundo es la central Bath County, ubicada en la parte norte de Bath County, Virginia, USA, en el lado sureste de la “Eastern Continental Divide”, que forma parte de la frontera entre Virginia y Virginia Occidental. Esta central, en operación desde 1985, tiene una capacidad instalada de 3.003 MW y un salto hidráulico de 385 metros aproximadamente y corresponde a una central pura de acumulación por bombeo, ya que su reservorio superior sólo recibe los aportes provenientes del bombeo desde el reservorio inferior (ver Figura 20). La central posee 6 grupos binarios tipo Francis de 500 MW de capacidad cada uno. El reservorio superior posee una superficie de inundación de 1,07 km² y durante la operación de la central, el agua fluctúa unos 32 metros aproximadamente. Por su parte, el reservorio inferior posee una superficie de inundación de 2,25 km² y durante la operación de la central, el agua varía unos 18 metros aproximadamente. El caudal de bombeo de la central es de 801 m³/s y el caudal de turbinación es de 852 m³/s. El reservorio superior posee una capacidad de 43,8 hm³ y el reservorio inferior posee una capacidad de 37,6 hm³.

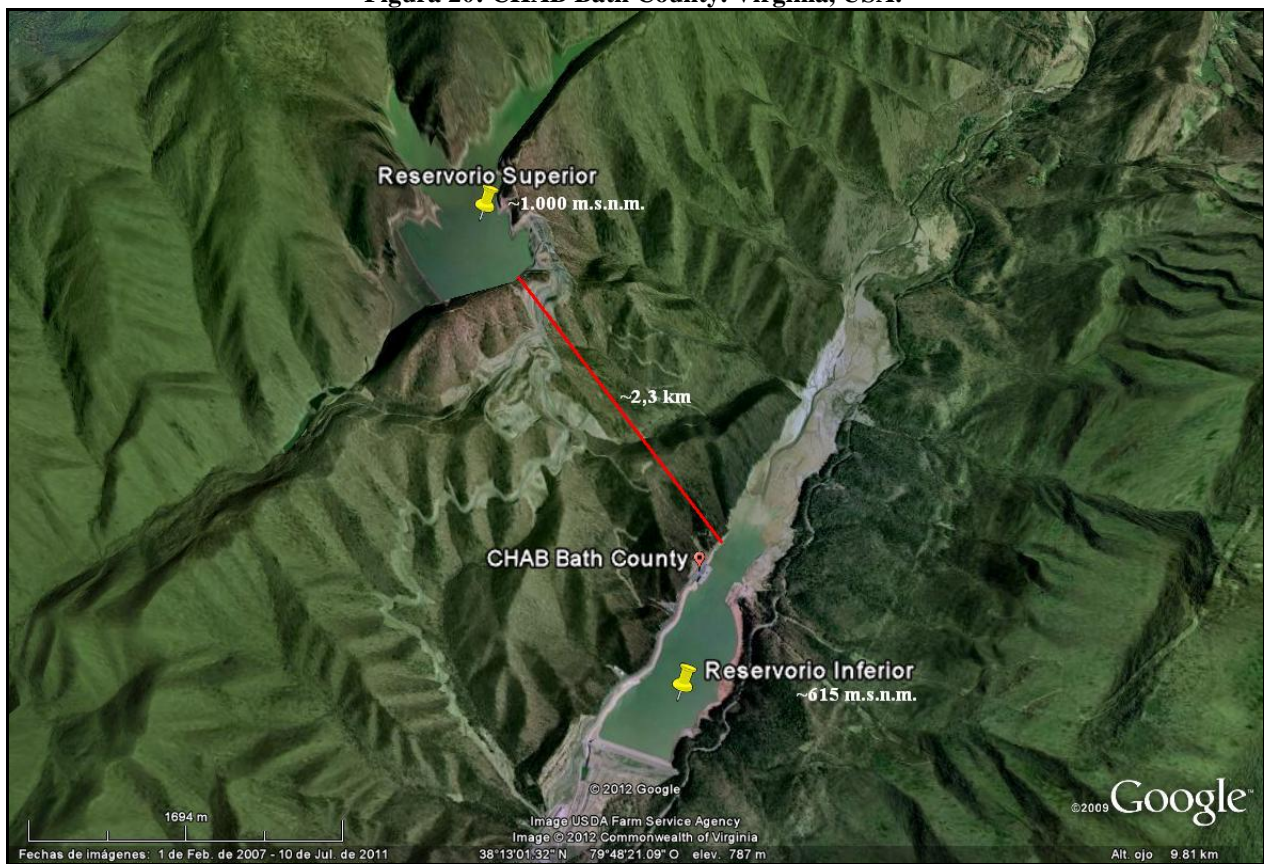
Tabla 5: CHAB con mayor potencia instalada y mayor salto hidráulico en el mundo.

País	Nombre Central	Año Entrada Operación	Potencia Instalada [MW]	Salto Hidráulico [m]
USA-Virginia	Bath County	1985	3.003	385
China	Guangzhou	2000	2.400	535
China	Huizhou	2007	2.400	532
Ukraine	Dniester	2009	2.268	148
Japan	Okutataragi	1998	1.932	(*)
USA-Michigan	Ludington	1973	1.872	110
China	Tianhuangping	2001	1.800	560
China	Zhuhai	(*)	1.800	(*)
France	Grand Maison	1987	1.800	955
UK-Wales	Dinorwig	1984	1.728	545
Italy	Piastra Edolo	1982	1.020	1.260
Italy	Chiotas	1981	1.184	1.070
France	Grand Maison	1987	1.800	955

CHAB con mayor potencia instalada.
 CHAB con mayor salto hidráulico.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC y Wikipedia. (*) =Dato no encontrado

Figura 20: CHAB Bath County. Virginia, USA.



Fuente: Google Earth, 2012

Figura 21: Tuberías de conexión entre reservorios de la central Piastra Edolo, Italia.



Fuente: Martínez, 2010

En la Figura 21 se muestra una imagen de la central Piastra Edolo ubicada en la ciudad de Edolo, Italia, que posee un salto de 1.260 metros y corresponde a la CHAB con el mayor salto hidráulico del mundo. La central Piastra Edolo (operativa desde 1982) utiliza como reservorio superior el lago Avio/Benedetto, ubicado al este de la ciudad de Edolo, en las altas montañas. Este lago tiene una capacidad de $21,2 \text{ hm}^3$ y un área de inundación de $49,2 \text{ km}^2$. Por su parte, el reservorio inferior lo constituye un dique circular artificial ubicado en la ciudad de Edolo, en la ribera norte del río Oglio, que tiene una capacidad de $1,4 \text{ hm}^3$ (ver Figura 22). La central tiene una potencia instalada de 1.020 MW, derivada de los 8 grupos binarios tipo Francis de 125 MW de potencia cada uno.

Figura 22: Ubicación de los reservorios inferior y superior de la CHAB Piastra Edolo, Italia.

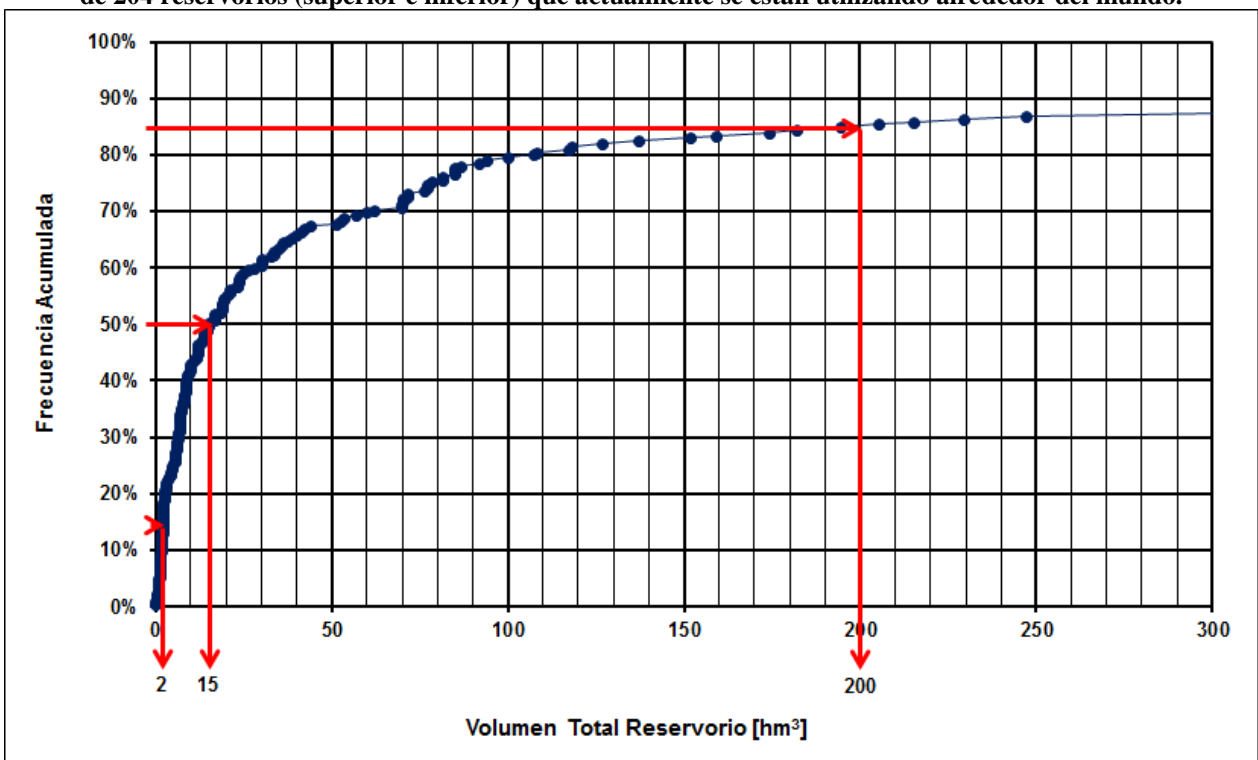


Fuente: Google Earth, 2012

Otra característica de las CHAB que resulta atractiva de analizar, tiene relación con cuánto es la capacidad (en volumen) de los reservorios de este tipo de centrales, que actualmente se están utilizando alrededor del mundo. Es por esto, que para analizar esta característica, se tomó una estadística de la capacidad total de los reservorios superior e inferior de algunas centrales que actualmente se encuentran operando, y cuyos datos fueron factibles de obtener desde la Web. La muestra considerada para el análisis de la capacidad del reservorio superior se obtuvo de 113 centrales, mientras que para el reservorio inferior, la muestra considerada fue de 91 centrales (204 valores en total). Por lo general, los reservorios considerados fueron embalses artificiales multipropósito, lagos naturales, o depósitos artificiales (creados mediante una presa o dique) y construidos especialmente para alguna central específica. La estadística completa de las centrales consideradas y los valores utilizados, se encuentran en las tablas incluidas en el ANEXO A.

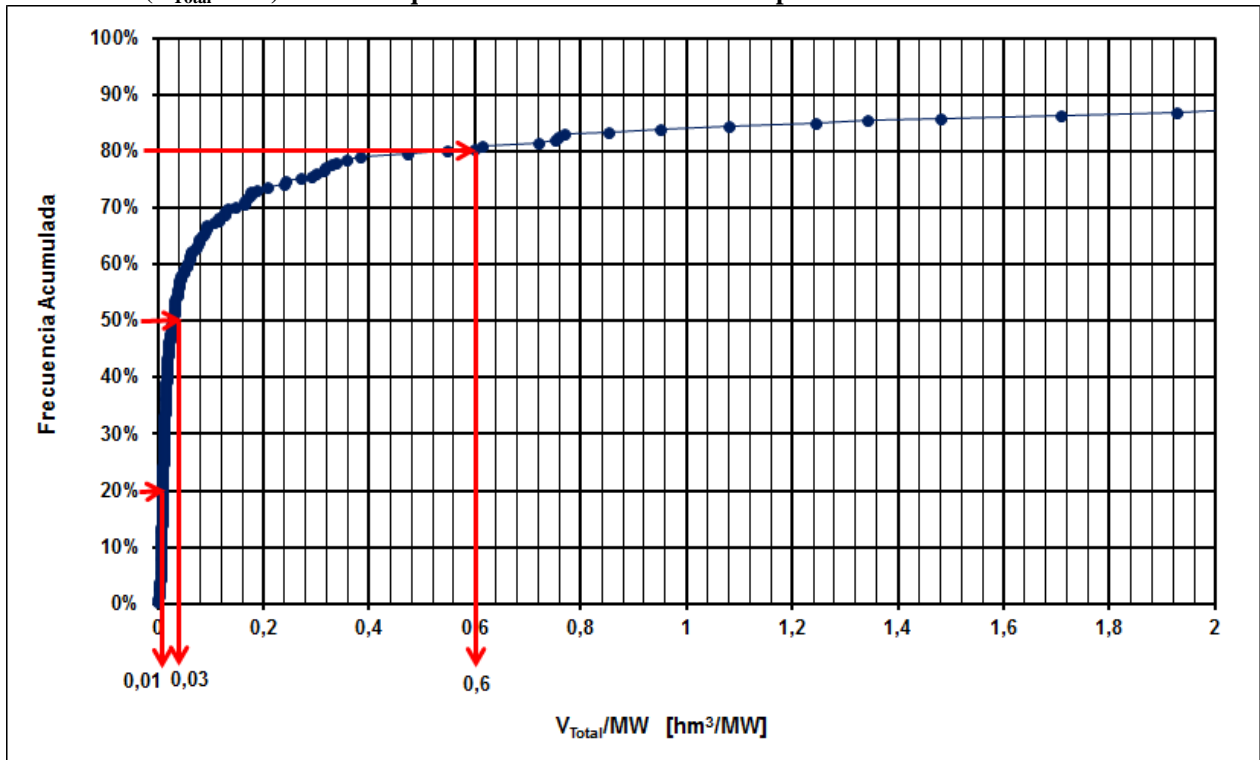
Del análisis de los datos se encontró que tanto los reservorios superiores como los inferiores utilizados en las centrales que actualmente se encuentran operando en el mundo, poseen capacidades totales que van desde los 2 hm³ hasta los 200 hm³ (los valores pueden ser un tanto menor si se considera sólo la capacidad útil del reservorio) (ver Figura 23). En términos de la relación: volumen total del reservorio por potencia instalada (V_{Total}/MW), los valores para este tipo de centrales se encuentran entre 0,01 y 0,6 [hm³/MW] (ver Figura 24).

Figura 23: Gráfico de frecuencia acumulada del volumen total de los reservorios de CHAB, para una muestra de 204 reservorios (superior e inferior) que actualmente se están utilizando alrededor del mundo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC, UNESA y Wikipedia

Figura 24: Gráfico de frecuencia acumulada de la relación: volumen total reservorio por potencia instalada (V_{Total}/MW) de CHAB que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC, UNESA y Wikipedia

En vista de los valores entregados anteriormente, se observa que en términos generales, la capacidad de los reservorios utilizados por estas centrales es inferior a la capacidad de los embalses utilizados por las centrales hidroeléctricas convencionales. A modo de ejemplo se puede decir que la central Ralco, ubicada en la región del Bio-Bio, Chile, posee un embalse con una capacidad de 1.222 hm³, una potencia instalada de 690 MW, una altura de caída de 200 metros y un valor de la relación V_{Total}/MW igual a 1,77 [hm³/MW]. Por su parte, la central Itaipú, ubicada en la frontera entre Brasil y Paraguay posee un embalse con una capacidad de 29.000 hm³ aproximadamente, una potencia instalada de 14.000 MW, una altura de caída de 118 metros y un valor de la relación V_{Total}/MW igual a 2,07 [hm³/MW]. A pesar de lo expuesto, no se debe desconocer el hecho de que hay que diferenciar entre centrales base y centrales de punta. Ralco e Itaipú funcionan prácticamente todo el tiempo (dependiendo si el recurso hídrico está disponible), por lo que generan mucha más energía que una central que sólo actúa en las puntas, como es el caso de las centrales de acumulación por bombeo. De manera tal que se debe tener cuidado en comparar ambos tipos de centrales.

2.5.3. Nuevos desarrollos de CHAB en Europa

De la revisión de la literatura disponible, los desarrolladores de nuevas centrales de acumulación por bombeo citan una serie de razones claves para los nuevos desarrollos, éstas se pueden resumir de la siguiente manera (Deane et al, 2009):

- Las políticas de los gobiernos para incrementar el uso de las energías renovables ha estimulado el desarrollo de las centrales eólicas en muchos países. Este aumento en generación de

proyectos de bajo factor de planta es visto como un impulso de la demanda por sistemas de reserva y un aumento en el valor de los servicios complementarios que entregan los proyectos del tipo CHAB.

- Un crecimiento generalizado de la demanda de energía y potencia de punta en mercados liberalizados alrededor de Europa.
- El incremento de la interconexión se cita como una contribución al valor de las centrales de acumulación por bombeo, ya que los desarrolladores tienen acceso a más mercados potenciales y a oportunidades de mercado.
- La seguridad del suministro. Esta tecnología es vista por muchos inversionistas como una forma de contribuir con la seguridad de suministro a algunos países o regiones.
- Reducir la volatilidad o aumentar la eficiencia de los actuales activos hidroeléctricos. Los desarrolladores que poseen actualmente bienes hidroeléctricos o CHAB, están usando nuevos equipos más eficientes para aumentar la eficiencia operativa de las plantas existentes.

Actualmente en Europa se encuentran operando alrededor de 170 centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo. En los próximos 10 años, este número aumentará a más de 230 plantas, con una capacidad instalada total aproximada de 72 GW. La razón más importante para el surgimiento de este boom, es el creciente porcentaje de energías renovables en la generación de electricidad. Según directivas de la Unión Europea, el porcentaje de energías renovables en la producción bruta de electricidad debería aumentar a un 20 por ciento al 2020. La construcción de estas centrales se centrará en los países en que las condiciones naturales sean más favorables para este tipo de proyectos. Por lo tanto, en primer lugar, las instalaciones se construirán en los países montañosos que ofrecen un suministro importante de agua natural, como Austria, Suiza, España o Noruega. En estos países, las nuevas plantas no se construirán con el fin de satisfacer sólo las necesidades internas de cada uno de estos países, ya que, de hecho, algunas de ellas proporcionarán, en su totalidad, el almacenamiento requerido por países vecinos. Por ejemplo, Alemania está en busca de nuevas capacidades de almacenamiento en Suiza, Austria y Noruega, lo que significa que también va a participar en los costos de inversión (Ecoprog, 2011).

A continuación se presentan algunos desarrollos futuros de CHAB en Europa que se encuentran en etapa de proyecto o en etapa de construcción.

a) **Suiza**

En comparación con los países europeos, Suiza es el cuarto país en términos de contribución de la hidroelectricidad en la producción de energía eléctrica de ese país, detrás de Noruega, Austria e Islandia. La hidroelectricidad desempeña un papel importante en la producción de energía de Suiza con una participación de alrededor del 56%. Nuevas CHAB se han proyectado en esta región. Los desarrolladores de estos nuevos proyectos mencionan la seguridad del suministro, el aumento de la penetración eólica en los países europeos y un aumento de la demanda peak de energía en los mercados europeos liberalizados, como los incentivos más importantes para este desarrollo (Deane et al, 2009).

En Suiza se está desarrollando el proyecto de CHAB Linthal 2015, el cuál consiste en la expansión en dos fases del complejo existente Linth-Limmern, ubicado al sur de Linthal en el cantón de Glarus, Suiza (ver Figura 25). La primera fase del proyecto, llamada NESTIL, posee una capacidad instalada de 140 MW. La construcción de NESTIL comenzó el año 2005 y entró en operación el año 2009. En esta parte del proyecto, el reservorio Tierfehd de 0,26 hm³ de

capacidad se utiliza como depósito inferior, mientras que como reservorio superior se utiliza el lago Limmern. La segunda fase del proyecto, llamada Linthal, será parte del mismo complejo de reservorios con una capacidad instalada de 1000 MW y un salto hidráulico de 623 metros aproximadamente. La entrada en operación de Linthal se proyecta hacia fines del 2015. En este proyecto, se contempla la utilización del lago Limmern como reservorio inferior, mientras que como reservorio superior se utilizará el lago Mutt, cuya capacidad de almacenamiento aumentará de 9 hm^3 a 25 hm^3 , debido al bombeo que se realizará desde el lago Limmern. Para llevar a cabo este aumento de capacidad del lago Mutt se construirá una presa que contendrá las aguas del Mutt y permitirá obtener el almacenamiento requerido por el proyecto. El lago Limmern constituye el principal reservorio del complejo, con una capacidad de almacenamiento de 92 hm^3 aproximadamente. Este lago fue creado mediante la construcción de una presa de arco de 146 metros de alto y 375 metros de largo. La construcción de esta presa data del año 1963.

Figura 25: Imagen en planta de los reservorios del complejo Linth-Limmern, Suiza.



Fuente: Google Earth, 2012

Otro desarrollo contemplado en esta región de Europa, es el proyecto de CHAB Nant de Drance, con una potencia instalada de 900 MW y un salto hidráulico de 400 metros aproximadamente. La construcción de esta central empezó en el 2008 y se estima que entre en funcionamiento en el 2017. El proyecto de CHAB Nant de Drance estará ubicado en la comuna de Finhaut, perteneciente al distrito de San Mauricio, cantón de Valais, Suiza. Como reservorio superior se utilizará el “Lac du Vieux Emosson”, que es un depósito artificial creado mediante una presa de arco y que se encuentra a una elevación de 2.200 metros aproximadamente. Este reservorio tiene una capacidad de $13,8 \text{ hm}^3$. Por su parte, el reservorio inferior, lo constituirá el “Lac d'Emosson”, que está ubicado aguas abajo del “Lac du Vieux Emosson” a una cota de elevación de 1.930 metros aproximadamente. Este reservorio artificial se obtuvo mediante la construcción de una presa de arco de 180 metros de altura, cuya construcción data del año 1974. El “Lac d'Emosson”

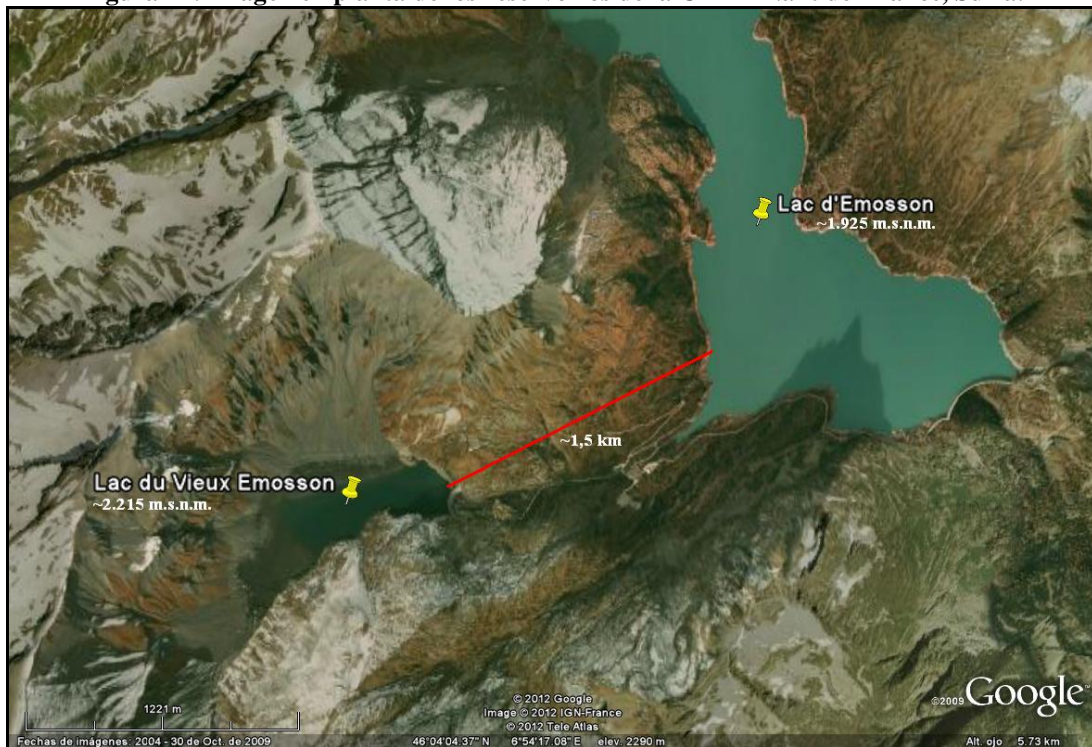
tiene una capacidad de 227 hm³ y una profundidad máxima de 161 metros aproximadamente (ver Figura 26 y Figura 27)

Figura 26: Vista del “Lac d’Emosson” desde el “Lac du Vieux Emosson”.



Fuente: <http://www.nant-de-drance.ch>

Figura 27: Imagen en planta de los reservorios de la CHAB Nant de Drance, Suiza.



Fuente: Google Earth, 2012

La central Nant de Drance estará equipada con seis turbinas reversibles (grupos binarios) de 150 MW, que producirán aproximadamente 2,5 millones de kWh por año, con una frecuencia de 50 Hz y una producción suficiente para abastecer a unos 625.000 hogares. Mediante el uso de la más avanzada tecnología, la central tendrá un ciclo de eficiencia de bombeo-generación de más de un 80%.

b) España

En España, desde los años treinta que se cuenta con CHAB, tanto mixtas como puras. Dentro de las centrales mixtas de acumulación por bombeo, las más grandes son Villarino con 810 MW de potencia instalada y Aldeadávila II con 428 MW de potencia instalada. Ambas centrales fueron desarrolladas por la empresa Iberdrola, que es una de las empresas que posee la mayor cantidad de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo en la Unión Europea (Deane et al, 2009). En cuanto a las centrales puras de acumulación por bombeo, las más grandes son La Muela I y Estany-Gento Sallente con 635 y 446 MW de potencia instalada respectivamente. La primera central fue desarrollada por Iberdrola y la segunda por Endesa, empresa que posee actualmente la mayor cantidad de centrales puras de acumulación por bombeo (CPAB) en España (Rico, 2010).

A diciembre de 2009, España posee una capacidad instalada de centrales de acumulación por bombeo igual a 5.347 MW, que corresponde a un 5,6% respecto de la capacidad instalada total en ese país (ver Tabla 4).

Actualmente, se encuentran en desarrollo varios proyectos de ampliación de centrales de bombeo en España. Los ejemplos más emblemáticos lo constituyen los proyectos de CHAB La Muela II y Moralets II.

El proyecto de CHAB La Muela II, corresponde a la ampliación de la central la Muela I perteneciente al complejo hidroeléctrico Cortes-La Muela. El proyecto consiste en la instalación de 4 grupos reversibles o binarios, que en conjunto constituyen una potencia instalada total para bombeo y turbinación de 720 y 840 MW respectivamente. Estos nuevos grupos serán ubicados en una caverna de máquinas paralela a la CHAB La Muela I existente (ver Figura 28).

Figura 28: Esquema y especificaciones de diseño del proyecto CHAB La Muela II.



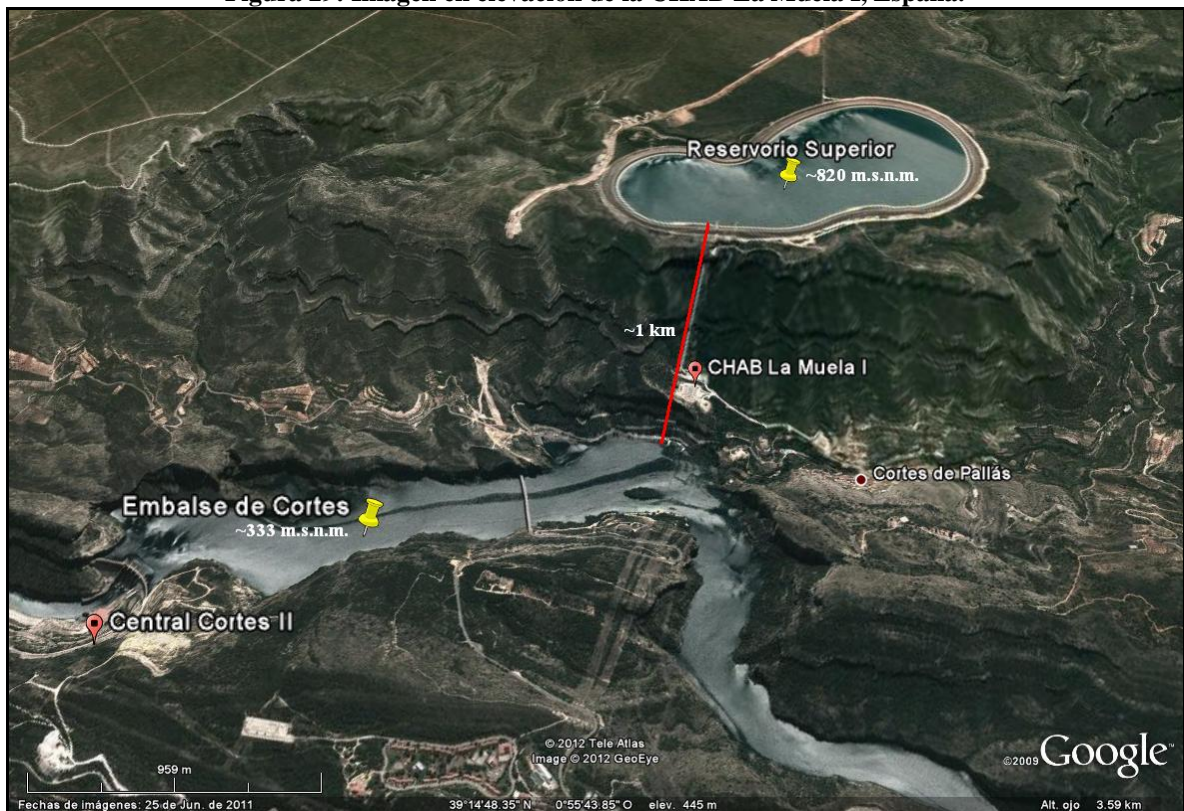
Fuente: Martínez, 2010

A diferencia de la central La Muela I, esta nueva central será construida completamente de forma subterránea, de manera tal que los impactos en el medio ambiente serán mínimos. De esta forma, además de la caverna principal (115 x 18 x 47 metros), que albergará los grupos generadores reversibles, se creará una caverna secundaria, destinada exclusivamente a la instalación de los transformadores (9 x 17 x 13 metros). La tubería forzada tendrá una longitud de 800 metros y un diámetro de 5,4 metros aproximadamente, con un caudal de diseño de 192 m³/s. La puesta en servicio de esta nueva central se proyecta para fines del 2012, momento en que pasará a ser la CHAB más grande de toda Europa (1.470 MW de potencia instalada entre La Muela I y La Muela II).

La central La Muela I (operativa desde 1989) se sitúa en el margen derecho del río Júcar, junto al embalse de Cortes de Pallás en la provincia de Valencia. La central posee un reservorio superior artificial de 23 hectómetros cúbicos de capacidad, situado en lo alto de La Muela de Cortes de Pallás. Esta central posee una potencia instalada de 635 MW y un salto hidráulico de 450 metros aprox. El proyecto La Muela II se ubicará paralelo a la central La Muela I y utilizará el mismo reservorio superior de 23 hm³ de capacidad, debido a que durante su construcción en los años ochenta, este reservorio se dimensionó para el aumento previsto de bombeo que se generará con la operación de la Muela II.

La central La Muela I, utiliza actualmente como reservorio inferior el Embalse de Cortes, construido en el año 1988 mediante la instalación de una presa de gravedad en el cauce del río Júcar (ver Figura 29). Este embalse tiene una capacidad máxima de 118 hm³. La central La Muela II utilizará el mismo embalse como reservorio inferior.

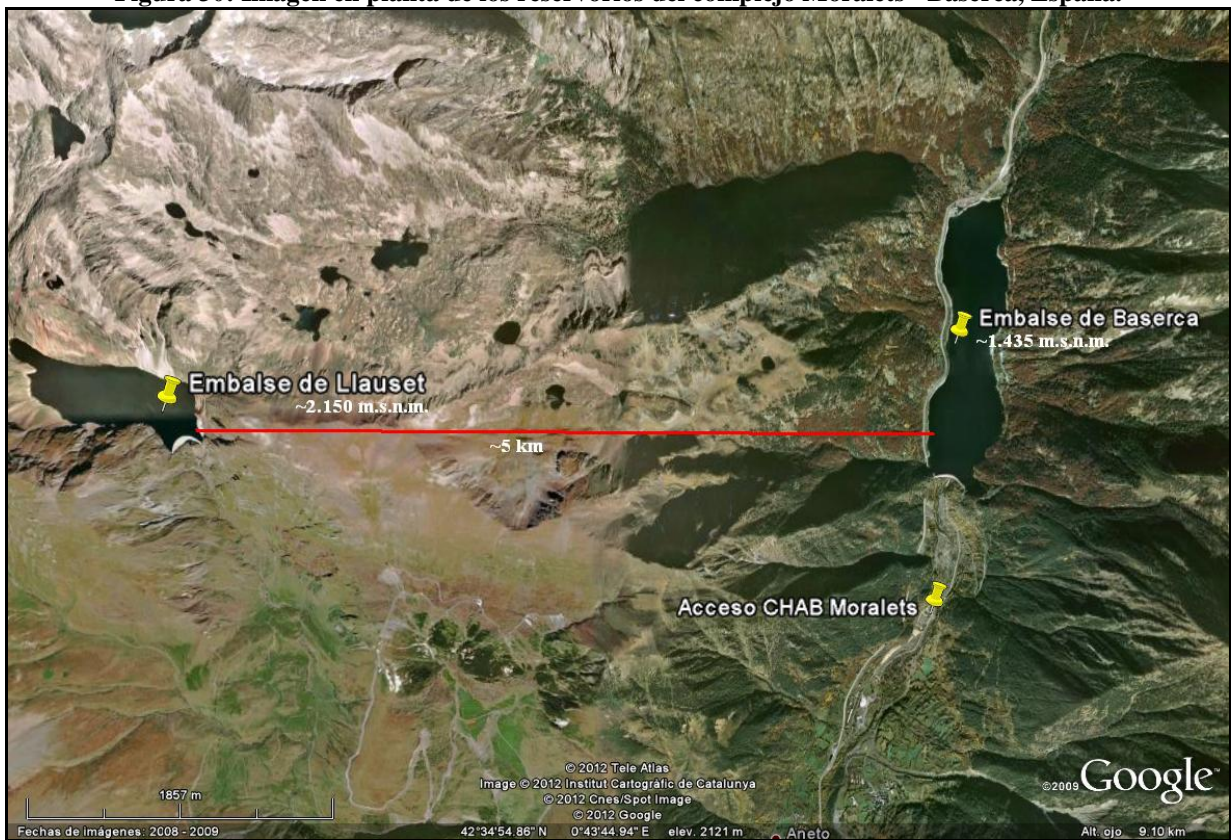
Figura 29: Imagen en elevación de la CHAB La Muela I, España.



Fuente: Google Earth, 2012

Por otra parte, el proyecto de CHAB Moralets II, consiste en la ampliación de la CHAB Moralets, perteneciente al complejo hidroeléctrico Moralets – Baserca, que está ubicado en la cabecera del río Noguera Ribagorzana, provincias de Huesca y Lérida, España. La central Moralets utiliza los embalses de Llauset y Baserca, como reservorios superior e inferior respectivamente (ver Figura 30). Estos embalses se encuentran distanciados entre sí unos 5 km y ambos fueron creados mediante la construcción de presas tipo bóveda, que permiten almacenar un volumen útil de 13,7 y 20,05 hm³ respectivamente. Además de la central Moralets, actualmente existe en operación la central a pie de presa Baserca, que posee una potencia instalada de 6 MW y que aprovecha el desnivel entre el embalse del mismo nombre y el río. La CHAB Moralets tiene una potencia instalada de 200 MW derivada de 3 grupos reversibles de 66,6 MW de potencia cada uno. Además, la central tiene una altura de caída de 750 metros aproximadamente y su caudal de diseño es de 30 m³/s (3 grupos x 10 m³/s).

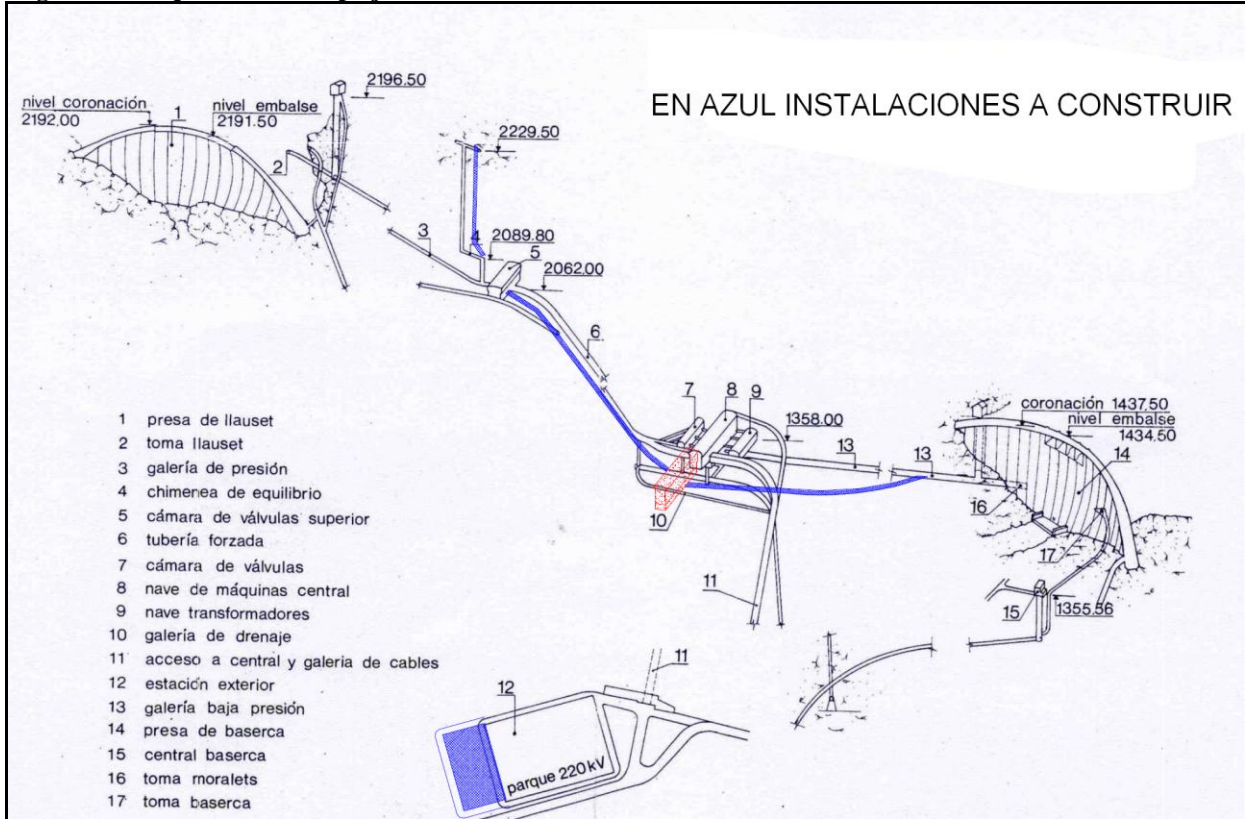
Figura 30: Imagen en planta de los reservorios del complejo Moralets - Baserca, España.



Fuente: Google Earth, 2012

El proyecto Moralets II consiste en la instalación de 2 grupos turbo-bomba de 200 MW cada uno, para lo cuál se ampliará la caverna de máquinas o nave principal de la central (ver Figura 31). Además, se ampliará la chimenea de equilibrio actual y se instalará una nueva tubería forzada de 3,6 metros de diámetro y 1.000 metros de largo (caudal de diseño de 60 m³/s). Se creará, también, una nueva galería de baja presión de 7,0 metros de diámetro y 666 metros de largo. De las instalaciones actuales, se utilizará la misma galería de presión, pero se realizará un tratamiento superficial al hormigón de revestimiento de la galería, de modo que puedan circular sin problemas 90 m³/s. Además, se realizará una adecuación a la toma de Llauset y se ampliará la Estación Exterior. Se estima que Moralets II entrará en servicio a fines de 2014.

Figura 31: Esquema del complejo Moralets – Baserca con las instalaciones nuevas de las CHAB Moralets II.



Fuente: Endesa España, 2012

Otro desarrollo de CHAB que se encuentra actualmente en etapa de estudio y tramitación por Endesa España, corresponde al proyecto Soria-Chira. El aprovechamiento hidroeléctrico de Soria-Chira consiste en un bombeo reversible que conectará dos embalses existentes situados en la zona central de la isla de Gran Canaria: se trata de los embalses de Soria – que se utilizará como depósito inferior del sistema – y Chira, que hará las veces de depósito superior (ver Figura 32). El embalse de Soria tiene una capacidad de 32 hm^3 . Fue creado mediante la construcción de una presa tipo bóveda de 120 metros de altura. Actualmente se encuentra en explotación, siendo su uso principal el aprovechamiento y regulación de recursos para riego. Por su parte, el embalse de Chira, de $5,2 \text{ hm}^3$ de capacidad, se creó mediante la construcción de una presa de gravedad de 30 metros de altura. Al igual que el caso del embalse de Soria, el embalse de Chira se utiliza actualmente para regular las necesidades de riego de la zona.

Ambos embalses se conectarán por medio de un circuito hidráulico principal que estará constituido por galerías de presión y tuberías de acero. Todos los elementos del circuito hidráulico principal estarán soterrados – incluyendo la central, de disposición en caverna –, con la total eliminación del impacto visual de las obras sobre el paisaje. La central se situará en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana.

El equipamiento electromecánico principal estará constituido por tres grupos binarios reversibles tipo Francis de eje vertical, que totalizarán una potencia instalada en el aprovechamiento de 200 MW en turbinación. La potencia máxima estimada en modo de bombeo ascenderá a 210 MW. El salto bruto se estima en 300 metros y el caudal total de diseño es de $66 \text{ m}^3/\text{s}$ (3 grupos x $22 \text{ m}^3/\text{s}$).

Figura 32: Imagen en planta de los reservorios del proyecto Soria-Chira, isla de Gran Canaria, España.



Fuente: Google Earth, 2012

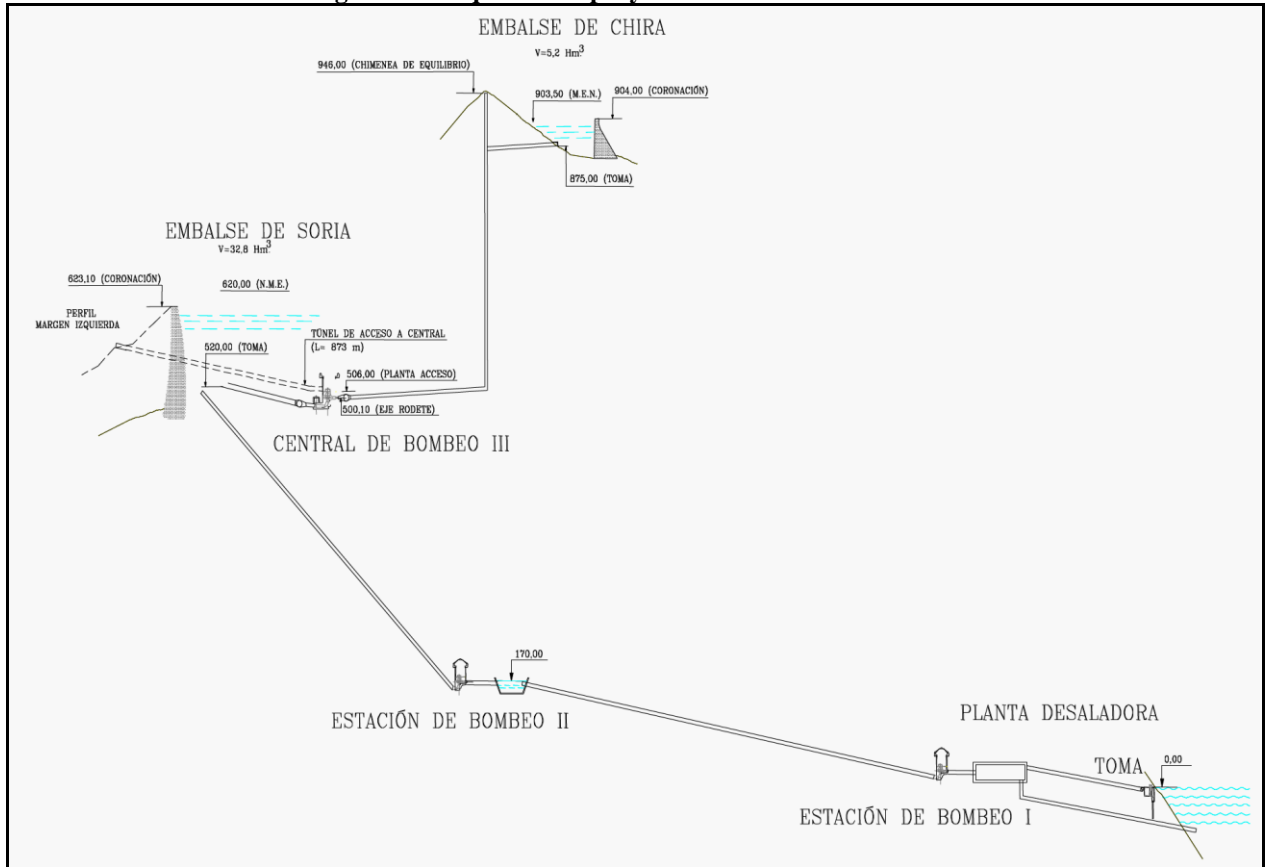
Con el fin de complementar los aportes naturales a los embalses de Soria y Chira, se incluirá en el sistema una Estación Desaladora de Agua de Mar (EDAM) de $1,8 \text{ hm}^3/\text{año}$ de capacidad de desalación. Las funciones principales de la desaladora serán: el aporte inicial de 5 hm^3 al embalse de Soria en un plazo máximo de cinco años, a contar desde el inicio de la explotación y el mantenimiento del volumen de operación, compensando las pérdidas por evaporación y filtración en los embalses.

El agua desalada se bombeará al embalse de Soria por medio de una impulsión de $20,07 \text{ km}$ de longitud dividida en dos tramos, al objeto de reducir el espesor requerido por la tubería en su tramo inicial de menor cota. Entre ambos tramos se dispondrá la estación de bombeo intermedia de la impulsión.

La Figura 33 muestra un esquema del proyecto de CHAB Soria-Chira.

Se estima que esta central podría funcionar a pleno rendimiento en 2015.

Figura 33: Esquema del proyecto de CHAB Soria-Chira.



Fuente: Endesa España, 2012

A continuación, en la Tabla 6 se resumen las características principales de los nuevos desarrollos de CHAB que se proyectan a futuro.

Tabla 6: Nuevos desarrollos de CHAB en España.

Proyecto	Potencia Instalada Turb.	Salto Hidráulico	Caudal Total Turb.	Nº Máquinas	Capacidad Emb. Superior	Capacidad Emb. Inferior	Puesta en Servicio
	[MW]	[m]	[m³/s]		[hm³]	[hm³]	
La Muela II	840	450	192	4	23	118	Fines de 2012
Moralets II	400	780	60	2	14	20	Fines de 2014
Soria-Chira	200	300	66	3	5	32	2015

Fuente: Elaboración propia a partir de datos otorgados por Endesa y datos obtenidos de Wikipedia, 2012

c) Portugal

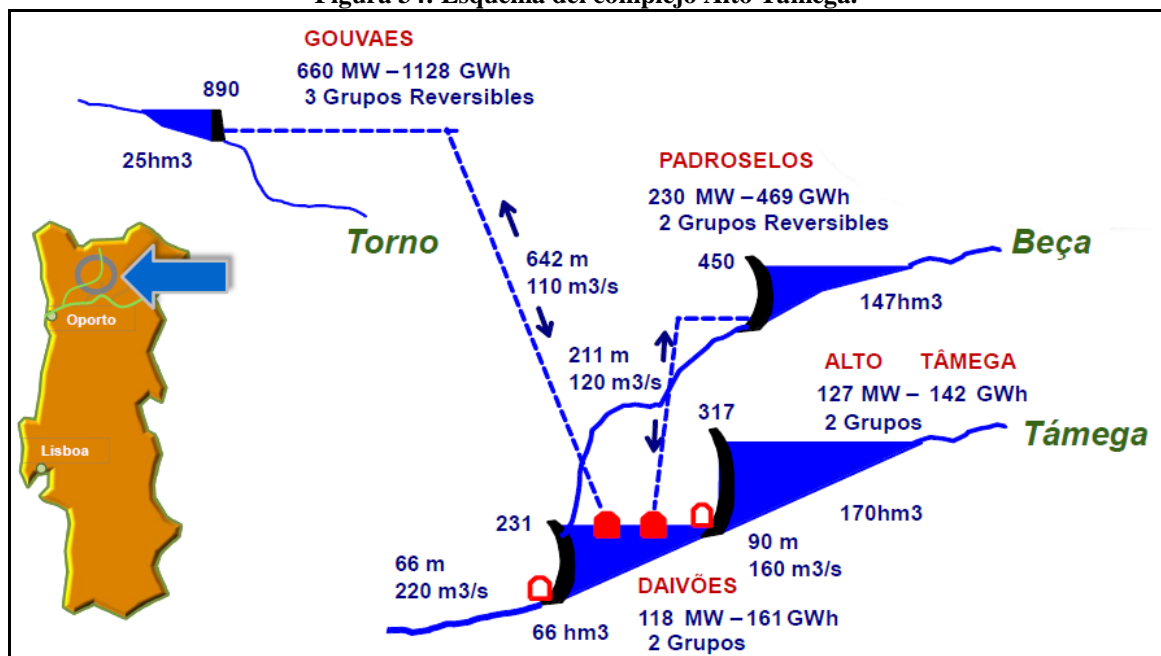
En la Unión Europea, Portugal es líder de un resurgimiento de CHAB con planes para construir o mejorar hasta 10 instalaciones, agregando aproximadamente 2.000 MW de centrales de este tipo a su capacidad instalada, que a diciembre de 2009 es igual a 1.029 MW. Esta capacidad instalada equivale al 5,9% de la capacidad instalada total de ese país.

El incremento en las instalaciones eólicas está agregando valor a la instalación de centrales de bombeo. Sus características de almacenar energía de la red y los servicios complementarios que otorga, están generando un incentivo para invertir en este tipo de tecnología. El aumento en la interconexión con España y la liberalización del mercado ibérico de electricidad (MIBEL) también están aumentando el atractivo de invertir en esta tecnología en Portugal (Deane et al, 2009).

Uno de los proyectos más grande de CHAB que será construido en Portugal es el complejo Alto Tâmega, ubicado en un vasto territorio situado en la región central de Montes. Este proyecto está siendo desarrollado por la empresa española Iberdrola. El complejo incluye la construcción de 4 presas (Daivoes, Gouaves, Padroselos, Alto Tâmega) con una potencia total de generación de 1.200 MW y una potencia total de bombeo de 900 MW (ver Figura 34). El complejo tendrá dos CHAB Padroselos-Daivoes y Gouaves-Daivoes. Ambas centrales utilizarán como reservorio inferior el embalse Daivoes cuya capacidad será de 66 hm³. Por su parte, los embalses de Gouaves y Padroselos tendrán respectivamente 25 y 147 hm³ de capacidad. Se estima que el complejo Alto Tâmega entre en operación en el 2018.

Las nuevas instalaciones estarán ubicadas en las proximidades de Galicia, donde hay planes para mejorar las interconexiones eléctricas entre España y Portugal, y cerca de las centrales hidroeléctricas del Duero y el Sil en España (Deane et al, 2009).

Figura 34: Esquema del complejo Alto Tâmega.



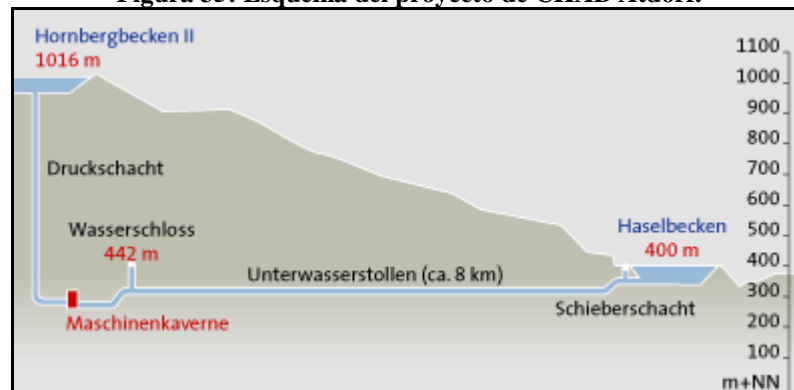
Fuente: Martínez, 2010

d) Alemania

Alemania con cerca de treinta plantas tiene el más alto número de CHAB en Europa. En términos de capacidad instalada, estas treinta plantas en conjunto contribuyen con 6.666 MW, lo que corresponde al 4,5% de la capacidad instalada total en generación de ese país.

Actualmente, un nuevo proyecto de central de acumulación por bombeo se está desarrollando en Alemania. La empresa Schluchseewerk, propietaria de más de 1.700 MW de capacidad instalada de CHAB en ese país, está en la fase de planificación del proyecto Atdorf. Este proyecto contempla la instalación de una central de 1.400 MW de potencia y 600 metros de salto hidráulico aproximadamente. El proyecto considera la construcción de los reservorios superior e inferior, Hornbergbecken II y Haselbecken respectivamente. Ambos reservorios tendrán una capacidad de 9 hm³. El primer reservorio, Hornbergbecken II, será una piscina artificial, construida por medio de una presa de 2.625 metros de largo y 5 metros de ancho. Este reservorio tendrá un largo de 1.100 metros y 370 metros de ancho. El reservorio inferior, Haselbecken, será creado mediante la construcción de una presa principal de 520 metros de largo y 76 metros de altura. Este reservorio tendrá un largo de 1.200 metros y un ancho de 600 metros (ver Figura 35).

Figura 35: Esquema del proyecto de CHAB Atdorf.



Fuente: <http://www.schluchseewerk.de/index.php?id=183>

El proyecto Atdorf se ubicará en Hotzenwald, región al sur de Alemania en el estado de Baden-Württemberg. Se estima que la construcción de este proyecto se iniciará en el 2013 y entrará en operación en el 2019. Los costos de inversión se estiman en más de 1 billón de euros.

Las principales razones que se citan para justificar el desarrollo de estos proyectos son: el aumento de las instalaciones de energía eólica, el aumento de la demanda de energía en la región y la congestión de la red eléctrica desde el norte hasta el sur de Alemania (Deane et al, 2009).

e) Austria

La hidroelectricidad suministra aproximadamente el 55% de la electricidad en Austria con una capacidad instalada de 12.512 MW, de la cual 4.445 MW corresponde a CHAB. Austria tiene aprox. 13 proyectos de este tipo, considerados de gran magnitud. La primera planta, Rodundwerk I (198 MW), entró en operación en 1952.

La mayoría de las CHAB en Austria están ubicadas en el oeste y sur del país en las regiones alpinas. Las centrales de bombeo en Austria, al igual que las que se ubican en zonas alpinas de Suiza, se caracterizan por tener grandes depósitos de almacenamiento, con algunos aportes de flujo glacial y conectados generalmente por tuberías en presión de gran longitud, generando complejos hidroeléctricos multipropósito tales como los complejos Malta o Kaprun.

La liberación de los mercados eléctricos, el rápido desarrollo de la energía eólica y el aumento de la demanda eléctrica son mencionados como los principales motores para el incremento de desarrollos de CHAB en Austria (Deane et al, 2009).

Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de CHAB Reisseck II. La central se encuentra en etapa de construcción y se estima que entre en operación el 2014. El proyecto consiste en la ampliación y modernización de las instalaciones hidroeléctricas existentes en los valles de Malta y Möll, en Carintia. La nueva central Reisseck II servirá para aumentar la capacidad instalada actual en alrededor de un 40% a partir de 2014 y por lo tanto cubrir una gran parte de la demanda de energía eléctrica en Austria en tiempos de máximo consumo. Unos 5 km de túnel subterráneo conectarán el depósito de almacenamiento anual Reibeck y la central hidroeléctrica Malta. Reisseck II utilizará reservorios existentes del complejo hidroeléctrico Malta, tendrá una potencia instalada de 430 MW (2 turbo-bombas) y una altura de caída de 595 metros. La inversión total de la central se estima en 385 millones de euros.

3. SECTOR ELÉCTRICO CHILENO

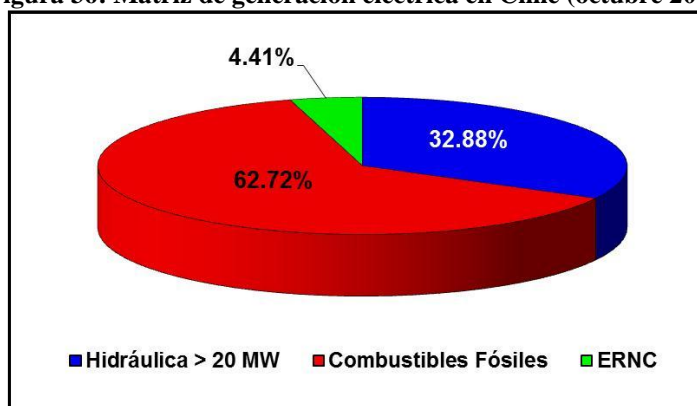
3.1. Matriz de generación eléctrica

La matriz de generación en Chile está compuesta principalmente por unidades generadoras térmicas e hidráulicas. Las unidades de generación térmica utilizan como combustibles principales el gas natural, carbón y los derivados del petróleo. Por su parte, las fuentes de generación hidráulica están constituidas principalmente por centrales de generación hidráulica de embalse y de pasada.

En el último tiempo se ha fomentado la instalación, en menor escala, de centrales de generación por biomasa, eólica y pequeña hidráulica (< 20 MW), que constituyen las llamadas fuentes de energías renovables no convencionales o ERNC.

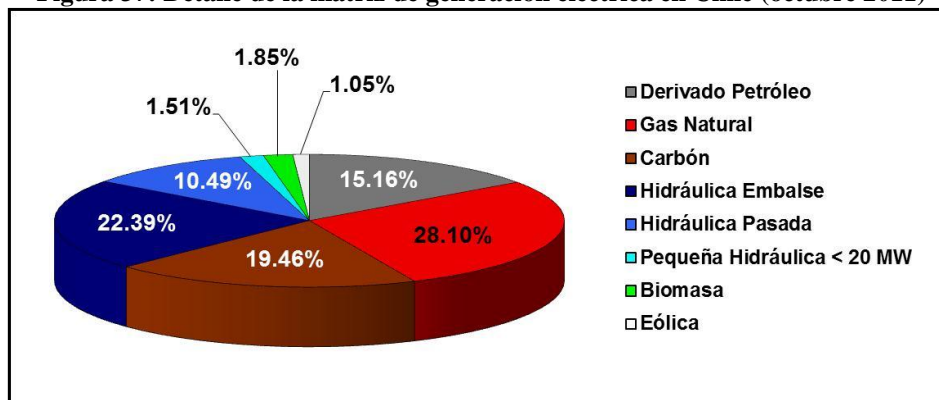
Según la CNE, a octubre de 2011 la matriz de generación eléctrica en Chile estaba compuesta en un 62,72% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural; un 32,88% por centrales hidráulicas de embalse y pasada con capacidad superior a 20 MW y un 4,41% por centrales con energía proveniente de fuentes renovables no convencionales (pequeña hidráulica < 20 MW, biomasa y eólica) (ver Figura 36). El detalle de las fuentes de energía utilizadas para generación eléctrica a octubre de 2011, se muestra en la Figura 37.

Figura 36: Matriz de generación eléctrica en Chile (octubre 2011)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

Figura 37: Detalle de la matriz de generación eléctrica en Chile (octubre 2011)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

El desglose anterior varía considerablemente si se analizan de forma independiente los sistemas eléctricos que conforman el sector eléctrico en Chile. A continuación se describen en forma general cada uno de estos sistemas y las fuentes de energía que utilizan para la generación de electricidad.

3.2. Sistemas eléctricos

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

En Chile los sistemas eléctricos se clasifican según su tamaño. Los sistemas mayores corresponden a aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW, los medianos tienen una capacidad instalada entre 1,5 MW y 200 MW. Finalmente, los sistemas pequeños poseen una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW.

Los principales sistemas eléctricos chilenos son cuatro:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
- Sistema Interconectado Central (SIC)
- Sistema Eléctrico de Aysén
- Sistema Eléctrico de Magallanes

3.2.1. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING es un sistema mayor que abastece la zona norte del país, entre la XV Región de Arica y Parinacota hasta la II Región de Antofagasta. Específicamente, desde Arica por el norte, hasta la localidad de Coloso por el sur.

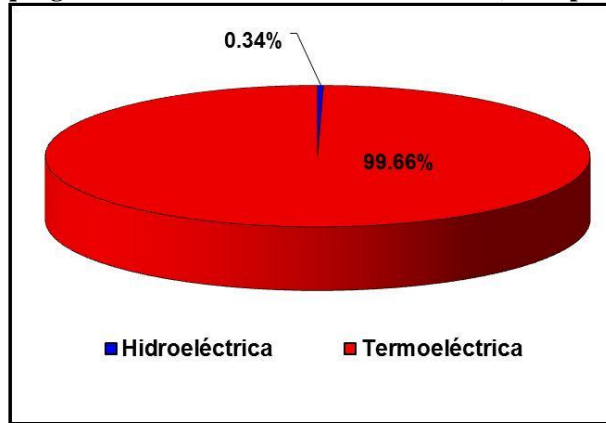
A octubre de 2011, el SING cuenta con una capacidad instalada de 4.344 MW, que corresponde al 25,6% de la capacidad total instalada en el país. Sin embargo, este sistema sólo abastece el 5,8% de la población.

Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios o clientes libres. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

El parque generador del SING es eminentemente termoeléctrico, constituido, a octubre de 2011, en un 99,66% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural. Sólo un 0,34% de la capacidad instalada del sistema, hasta esa fecha, corresponde a centrales hidroeléctricas (ver Figura 38).

Durante el año 2010, la demanda máxima alcanzó los 1.900 MW, y la generación bruta de energía fue de 15.100 GWh.

Figura 38: Parque generador del SING a octubre de 2011 (% en potencia instalada).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

3.2.2. Sistema Interconectado Central (SIC)

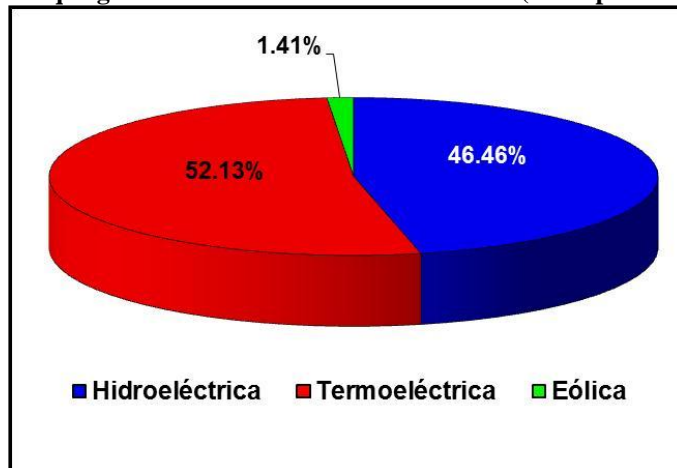
El SIC es un sistema mayor que abastece la zona central del país, entre la III Región de Atacama hasta la X Región de Los Lagos. Específicamente, desde Taltal por el norte, hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur.

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población. A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (aprox. entre un 60% y un 70% del total).

A octubre de 2011, el SIC tiene una capacidad instalada de 12.488 MW, correspondiente al 73,6% de la capacidad instalada total del país y perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC-SIC).

A octubre de 2011, el parque generador del SIC está constituido en un 52,13% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural; un 46,46% por centrales hidráulicas de embalse y pasada; y un 1,41% por centrales eólicas (ver Figura 39).

Figura 39: Parque generador del SIC a octubre de 2011 (% en potencia instalada).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

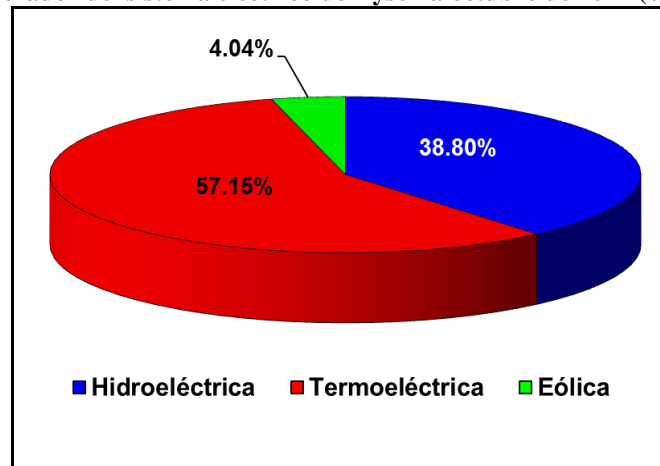
Durante el año 2010, la demanda máxima alcanzó los 6.482 MW, mientras que la generación bruta de energía fue de 43.157 GWh.

3.2.3. Sistema eléctrico de Aysén

El sistema eléctrico de Aysén, en la práctica, corresponde a cinco sistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopirén, Carrera, Cochamó y Aysén. Este sistema atiende el consumo eléctrico de la XI Región de Aysén y posee una capacidad instalada, a octubre de 2011, de 49,0 MW, lo que corresponde a sólo el 0,3% de la capacidad instalada nacional.

A octubre de 2011, el parque generador del sistema eléctrico de Aysén está constituido en un 57,15% por centrales termoeléctricas, un 38,80% por centrales hidroeléctricas y en un 4,04% por centrales eólicas (ver Figura 40).

Figura 40: Parque generador del sistema eléctrico de Aysén a octubre de 2011 (% en potencia instalada).



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

Durante el año 2010, la demanda máxima alcanzó los 20,4 MW mientras que la generación bruta de energía fue de 134,7 GWh.

3.2.4. Sistema eléctrico de Magallanes

El sistema eléctrico de Magallanes corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Este sistema se localiza en el extremo más austral del país y atiende el consumo eléctrico de la XII Región de Magallanes.

Este sistema posee una capacidad instalada, a octubre de 2011, de 89,1 MW, lo que corresponde a sólo el 0,5% de la capacidad instalada nacional. A la misma fecha, el parque generador del sistema eléctrico de Magallanes está constituido en un 100% por centrales termoeléctricas (ver Tabla 7).

Durante el año 2010, la demanda máxima integrada del sistema Magallanes alcanzó un valor de 50,2 MW, mientras que la generación bruta de energía fue de 268,9 GWh.

En la Tabla 7 se muestra el detalle de la capacidad de generación instalada en el país por cada sistema eléctrico a octubre de 2011.

Tabla 7: Capacidad Instalada en el país por sistema eléctrico (octubre 2011) (en MW)

Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	5.579	0	0	0	5.579
Combustibles Fósiles	6.197	4.329	89	28	10.643
Total Convencional	11.776	4.329	89	28	16.222
Hidráulica < 20 MW	223	15	0	19	256
Biomasa	314	0	0	0	314
Eólica	176	0	0	2	178
Total ERNC	712	15	0	21	748
Total Nacional	12.488	4.344	89	49	16.970

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CNE, 2011

3.3. Política energética en Chile

3.3.1. Principios y aspectos básicos de la reforma realizada en los años 80

La política energética del sector eléctrico chileno se basa en un modelo de mercado competitivo para el segmento de generación-comercialización mayorista, y regulación eficiente de las actividades de transmisión y distribución, en consideración a las características de monopolios naturales que poseen estas últimas. El desarrollo y operación de la infraestructura energética queda en manos de agentes privados y el Estado asume una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria. Bajo este contexto, el marco normativo en su concepción, diseño, formalización y aplicación, es el que otorga los incentivos y establece restricciones para cumplir con los objetivos de seguridad, eficiencia económica, sustentabilidad y equidad de acceso. Finalmente, el rol subsidiario del Estado es ejercido cuando las soluciones que entrega el mercado son prohibitivas para los segmentos más vulnerables o en sistemas aislados.

3.3.2. Separación de actividades. Principios que regulan cada sector

El mercado eléctrico se encuentra dividido en los segmentos de generación, transmisión y distribución. La generación se desarrolla en un ambiente libre y competitivo, mientras que la transmisión y la distribución, en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, están sujetas a un régimen regulado, con obligación de inversión, obligación de acceso abierto y con precios fijados sobre la base de costos eficientes de la prestación de estos servicios. En los sistemas medianos, todos los precios de generación-transporte se encuentran regulados a partir de un estudio realizado por la autoridad cada 4 años.

3.3.3. Estabilidad de la regulación del sector

Los principios rectores que sustentan la política del sector eléctrico se han caracterizado por tener estabilidad y consistencia en el tiempo. Las principales modificaciones han apuntado a resolver

problemas relacionados con distorsiones y rezagos de inversiones en los segmentos de transmisión y generación, garantizar la seguridad de suministro y fortalecer la institucionalidad del sector. En términos generales, se ha mantenido intacto el esquema de mercado en la generación-comercialización, agregándose más competencia en el mercado de contratos de suministro y las intervenciones de mercado, como por ejemplo, la *Ley 20.257* que promueve el desarrollo de las ERNC, se consideran razonables.

3.3.4. Cambios regulatorios

A continuación se detallan las principales modificaciones legales realizadas en el sector eléctrico en los últimos años:

Ley 19.613 de 1999: Entre otros aspectos, crea la figura del Decreto de Racionamiento, estableciendo además que las sequías o las interrupciones de largo plazo de las centrales térmicas no pueden ser considerados por los generadores hidroeléctricos y térmicos como “fuerza mayor” para evitar sanciones.

Ley 19.940 de 2004: Regula los sistemas de transporte, establece y regula los peajes en distribución y define los sistemas medianos y establece una regulación particular para éstos, perfecciona la regulación de los ingresos del segmento generación por concepto de capacidad, formaliza el mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos y crea el Panel de Expertos.

Ley 20.018 de 2005: Se introducen las licitaciones de suministro para clientes regulados de empresas distribuidoras, y se crea un mecanismo para evitar que los precios aplicables a los clientes finales regulados de las distintas distribuidoras de un sistema eléctrico se distancien significativamente.

Ley 20.220 de 2007: Perfecciona el marco legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.

Ley 20.257 de 2008: Introduce modificaciones en la Ley General de Servicios Eléctricos a fin de promover el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC).

Ley 20.402 de 2010: Crea el Ministerio de Energía para cumplir con los objetivos de separar la función de generación de políticas de la regulación, lograr una visión integral del sector energía, establecer una coordinación de la política medioambiental y la política energética, tener una coherencia sectorial de la acción de los Servicios Públicos del Sector y fortalecer la capacidad de regulación técnica-económica.

3.3.5. Instituciones del Sector

Ministerio de Energía: Creado en febrero de 2010. Su objetivo principal es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Comisión Nacional de Energía (CNE): Hasta febrero de 2010 la CNE desarrolló tanto la función normativa y de formulación de políticas, como la función regulatoria. A partir de la creación del Ministerio de Energía, la CNE pasa a ser un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnica a las que deben ceñirse las empresas del sector eléctrico, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): Su objetivo es fiscalizar y supervigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas y que las operaciones y el uso de recursos energéticos no constituyan peligro para las personas o sus cosas.

Panel de Expertos: Es el encargado de la resolución de conflictos al interior del sector eléctrico. El panel se pronuncia a través de dictámenes de efecto vinculante, optando por una u otra alternativa en discusión de aquellas discrepancias que, conforme a la ley, se sometan a su conocimiento. Está conformado por siete profesionales, 2 abogados y 5 ingenieros o economistas, designados por el Tribunal de la Libre Competencia por un periodo de 6 años.

Ministerio del Medio Ambiente: Creado a través de la *Ley 20.417*, que reformó la *Ley 19.300* de Bases Generales del Medio Ambiente. Está a cargo, entre otras materias, del desarrollo y aplicación de variados instrumentos de gestión ambiental en materia normativa, protección de los recursos naturales, educación ambiental y control de la contaminación.

Tribunal de la Libre Competencia (TDLC): Es un tribunal autónomo de carácter colegiado, creado por la *Ley 19.911*. Su objetivo es promover y resguardar la libre competencia, a través de la prevención, corrección y sanción a los atentados a la libre competencia. El TDLC no puede iniciar de oficio un proceso, sino que por medio del requerimiento del Fiscal Nacional Económico o de un particular.

Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC): Es el organismo autónomo encargado de coordinar la operación de las instalaciones de los sistemas eléctricos con capacidad instalada sobre 200 MW. Existe un CDEC en el SIC y otro en el SING. El CDEC coordina la operación de las unidades generadoras con el objetivo de abastecer la demanda minimizando los costos totales de operación. Adicionalmente, determina los costos marginales de energía y la potencia de suficiencia de las unidades de generación conectadas al sistema. Cada CDEC cuenta con un Directorio compuesto por representantes de las empresas generadoras, transmisoras troncales y de subtransmisión y un representante de los clientes libres. Posee una Dirección de Operación (DO), una Dirección de Peajes (DP) y una Dirección de Administración y Presupuesto (DAP). Es financiado por sus integrantes conforme lo establece el DS 291 de 2007 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Contraloría General de la Republica (CGR): Es el órgano del Estado, independiente del Poder Ejecutivo, que efectúa el control de legalidad de las actuaciones de este último, tales como fijaciones tarifarias y dictación de reglamentos.

Dirección General de Aguas (DGA): Es el organismo del Estado que se encarga de promover la gestión y administración del recurso hídrico en un marco de sustentabilidad, interés público y asignación eficiente, como también de proporcionar y difundir la información generada por su red hidrométrica y la contenida en el Catastro Público de Aguas con el objeto de contribuir a la competitividad del país y mejorar la calidad de vida de las personas. Dentro de sus funciones están: planificar el desarrollo del recurso hídrico en las fuentes naturales, con el fin de formular recomendaciones para su aprovechamiento, constituir derechos de aprovechamiento de aguas, investigar y medir el recurso, mantener y operar el servicio hidrométrico nacional, proporcionar y

publicar la información correspondiente, propender a la coordinación de los programas de investigación que corresponda a las entidades del sector público, así como de las privadas que realicen esos trabajos con financiamiento parcial del Estado, ejercer la labor de policía y vigilancia de las aguas en los cauces naturales de uso público e impedir que en éstos se construyan, modifiquen o destruyan obras sin la autorización del Servicio o autoridad a quien corresponda aprobar su construcción o autorizar su demolición o modificación, supervigilar el funcionamiento de las Juntas de Vigilancia, de acuerdo con lo dispuesto en el Código de Aguas.

Sus funciones están indicadas en el D.F.L. N° 850 de 1997 del Ministerio de Obras Públicas y referidas a las que le confiere el Código de Aguas, D.F.L. N° 1.122 de 1981, D.F.L. MOP N° 1.115 de 1969, y sus modificaciones en la Ley N°20.099 publicada el 2006. Estas funciones se ejercen a través de su organización, una Dirección General, una Subdirección, tres Divisiones: Hidrología, Legal, Estudios y Planificación, tres Departamentos: Administración de Recursos Hídricos, Conservación y Protección de Recursos Hídricos. Administrativo y Secretaría General y cuatro unidades funcionales DGA: Centro de Información de Recursos Hídricos (CIRH), Fiscalización, Glaciología y Nieves y Organizaciones de Usuarios/as y Eficiencia Hídrica, dependientes de la Subdirección DGA. La DGA cuenta, además con quince Direcciones Regionales de Aguas ubicadas en las ciudades de Arica, Iquique, Antofagasta, Copiapó, La Serena, Quillota, Rancagua, Talca, Concepción, Temuco, Valdivia, Pto. Montt, Coihaique, Punta Arenas y Santiago; y cuatro Oficinas Provinciales en las ciudades de Ovalle, Illapel, Chillán y Los Ángeles.

Servicio de Evaluación Ambiental (SEA): Es un organismo público funcionalmente descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su función central es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado “Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental” (SEIA), cuya gestión se basa en la evaluación ambiental de proyectos ajustada a lo establecido en la norma vigente, fomentando y facilitando la participación ciudadana en la evaluación de los proyectos. Este Servicio cumple la función de uniformar los criterios, requisitos, condiciones, antecedentes, certificados, trámites, exigencias técnicas y procedimientos de carácter ambiental que establezcan los ministerios y demás organismos del Estado competentes, mediante el establecimiento de guías trámite. La tecnificación del sistema apunta a establecer criterios comunes para evaluar cada tipo de proyecto, lo que permite asegurar la protección del medio ambiente de manera eficiente y eficaz.

3.4. Mercado mayorista de electricidad (Generación)

3.4.1. Conceptos básicos

El mercado mayorista de electricidad en Chile es conformado por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito. Aquellas, que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respectivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal (Cmg) resultante de la operación del sistema en esa hora. En el caso de la potencia, las transferencias son valorizadas al precio de nudo de la potencia correspondiente (Palma et al, 2009).

Por otra parte, en el Artículo 150° de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se especifica la obligación que tienen las empresas para prestar los Servicios Complementarios (SSCC), con el objeto de permitir la realización de la coordinación de la operación conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio.

Por tanto, en el mercado eléctrico se identifican tres productos que pueden ser proporcionados por los generadores. Estos son: energía, potencia y servicios complementarios.

3.4.2. Alternativas de comercialización y precios a nivel generación

En el segmento de generación coexisten un mercado spot basado en un despacho centralizado según costos variables crecientes (del que se deriva el costo marginal de corto plazo) y un mercado de contratos en el cual las empresas generadoras comercializan la energía suscribiendo contratos de suministro con las empresas distribuidoras y con grandes clientes industriales. En particular, los montos y precios de suministro entre las empresas generadoras y distribuidoras para clientes regulados, se establecen en contratos de largo plazo (máximo 15 años) obtenidos a partir de licitaciones reguladas, abiertas, públicas y transparentes. En el caso de los grandes clientes, los montos y precios de suministro pueden ser establecidos en contratos acordados entre las partes o surgir de procesos licitatorios no regulados realizados por estos clientes (CADE, 2011).

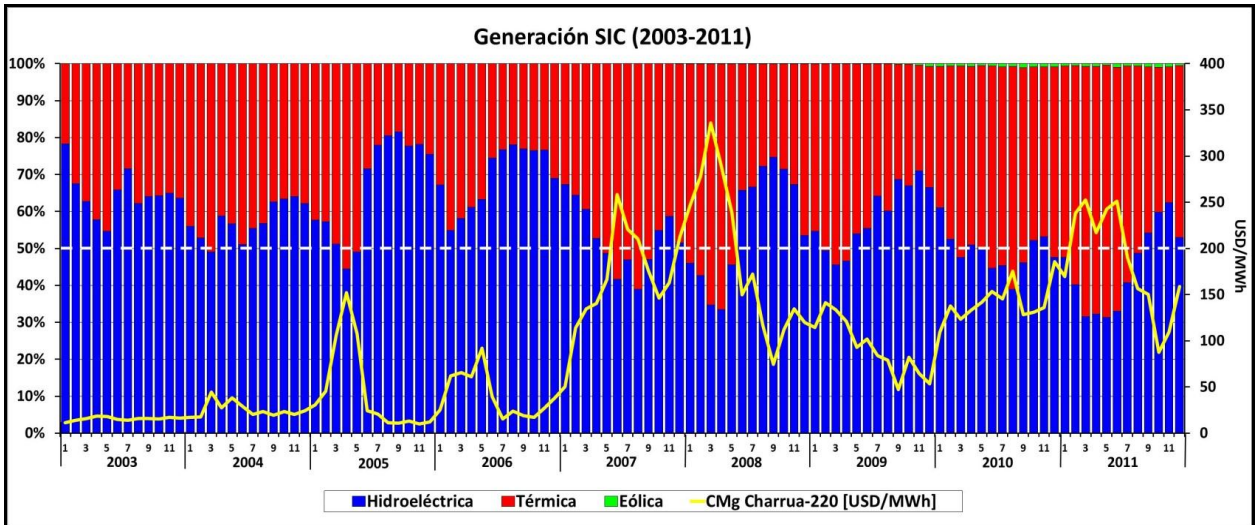
La remuneración de la energía, comercializada en el mercado spot, es realizada a través del costo marginal de la energía (CMg) y el despacho de acuerdo a las características de cada unidad generadora. El precio en el mercado spot está condicionado a las características de las centrales, en el caso del SIC por ejemplo, está condicionado por el estado de los embalses y la situación hidrológica. El manejo de los embalses es determinado por los CDEC de acuerdo a un modelo de valor del agua. Para las centrales térmicas se emplean en el despacho los costos variables. El precio spot es igual al costo marginal de corto plazo del sistema o el costo de falla si se está en racionamiento, excluyendo de la formación de precios las máquinas en operación forzada por razones técnicas (Sifri y Ayala, 2010).

El CMg es el costo que tiene para el sistema el proveer una unidad adicional de energía en cada hora. En la práctica, como el despacho de los generadores lo realiza el CDEC en orden creciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y corresponde al precio en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema.

El CMg depende de muchos factores, entre los cuales se encuentran: la composición de la matriz de generación, la hidrología (que influye en el nivel de los embalses y en la generación hidráulica), los precios de los combustibles y la disponibilidad de estos, etc.

Chile posee una marcada matriz hidrotérmica, lo que ha traído como consecuencia, el hecho de que ante una variación de los patrones normales de hidrología, disponibilidad de combustibles o variabilidad en el precio de los mismos, los precios de la energía eléctrica varían de forma considerable. Lo anterior queda de manifiesto a la hora de analizar lo que ha ocurrido con estos precios desde el 2003 hasta el 2011 en el SIC (ver Figura 41).

Figura 41: Generación mensual del SIC según tipo de tecnología y costo marginal promedio mensual del nudo Charrua-220.

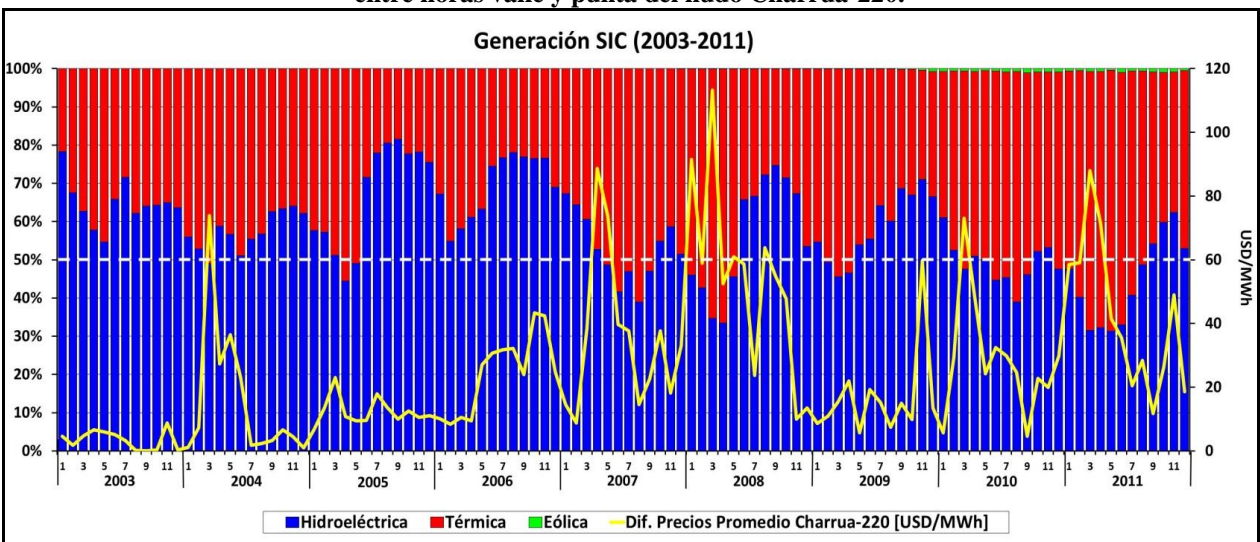


Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC

Entre el año 2003 y el 2006, por lo general, se observa poca variabilidad en los precios, debido principalmente a que durante este periodo no ocurrieron sequías considerables y la disponibilidad de combustibles a precios poco variables estaba garantizada con la utilización del gas proveniente de Argentina. Sin embargo, desde el año 2007 este panorama cambió drásticamente debido a la crisis del gas Argentino y a situaciones de escasez de agua durante los años 2010 y 2011, lo que se refleja en precios mayores y muy variables.

En la Figura 42 se observa la generación mensual del SIC y la diferencia de precios promedio mensual entre horas valle y punta en el nudo Charrua-220, para el periodo comprendido entre los años 2003 y 2011. Se observa que desde el año 2007 en adelante las diferencias de precios entre horas valle y punta fueron muy variables, respondiendo de forma brusca ante cambios, ya sea en la hidrología o en el nivel de precio de los combustibles, así como también de otros factores, como costos de mantenimiento de centrales o la inserción de centrales eólicas al sistema.

Figura 42: Generación mensual del SIC según tipo de tecnología y diferencia de precios promedio mensual entre horas valle y punta del nudo Charrua-220.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC

3.4.3. Potencia firme

Conforme a lo establecido en la Ley 19.940, la potencia firme de las centrales se debe determinar exclusivamente en función del atributo de suficiencia (previamente incorporaba tanto la suficiencia como la seguridad). El concepto de potencia de suficiencia se refiere a la potencia que cada unidad puede aportar al sistema para abastecer la demanda de punta. Debido a que la suma de la potencia de suficiencia es superior a la demanda máxima, se realiza un ajuste a la potencia de suficiencia para corregir esta diferencia. Para efectos de su remuneración, se considera el precio de la potencia de punta definido por la autoridad como precio de nudo de la potencia, que se determina de forma semestral (CADE, 2011).

3.4.4. Servicios Complementarios (SSCC)

No fue sino hasta la promulgación de la Ley 19.940 de marzo del 2004 donde se distingue formalmente entre los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico; derivando este último a la implementación de servicios complementarios (SSCC) (Palma et al, 2009).

En relación a los SSCC la LGSE en su Artículo 150° establece que: “...*Todo propietario de instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, sean éstos empresas generadoras, transmisoras, distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, deberá prestar en el respectivo sistema eléctrico los servicios complementarios de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 137°, conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio en dicho sistema...*”. Los conceptos son definidos en forma explícita como (Palma et al, 2009):

- **Suficiencia:** atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- **Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.
- **Servicios complementarios (SSCC):** recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137° del DFL N° 4. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema.

En relación a la remuneración de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía será definida en un Reglamento

complementario a la LGSE. De este modo, el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia, tanto a nivel conceptual como de remuneración (Palma et al, 2009).

3.5. Transmisión

3.5.1. Conceptos generales

En Chile se reconoce al segmento de transmisión la condición de monopolio natural, por lo que sus ingresos y condiciones de acceso son regulados. Si bien es cierto, la obtención de concesión no es obligatoria, si es necesaria para que las instalaciones puedan utilizar bienes nacionales de uso público o para imponer servidumbres forzosas sobre predios particulares, por lo que es la modalidad más usada (CADE, 2011).

La normativa vigente segmenta la transmisión en troncal, subtransmisión y adicional. Las dos primeras son categorizadas como de servicio público y sujetas a regulación de precios y obligación de acceso abierto, mientras que para la transmisión adicional se establecen los lineamientos que permitan el acceso abierto en aquellas instalaciones que hacen uso de bienes nacionales de uso público o se han impuesto servidumbre y que posean capacidad técnica disponible (CADE, 2011).

La clasificación de las instalaciones troncales y de subtransmisión se realiza cada 4 años con la fijación tarifaria correspondiente.

Las instalaciones del sistema troncal son aquellas que interconectan el sistema eléctrico en tensión superior a 220 kV, constituyendo el medio físico que da soporte a las operaciones de intercambio en el mercado mayorista. Las instalaciones del sistema de subtransmisión son aquellas destinadas al suministro de los consumos regulados o libres ubicados en zonas de distribución específicas. Las instalaciones de transmisión adicionales son aquellas dedicadas al abastecimiento de grandes clientes industriales o a la inyección en el sistema de la producción de centrales generadoras (CADE, 2011).

3.6. Distribución

3.6.1. Conceptos generales aplicados a la regulación de la distribución

Respecto de las instalaciones, los sistemas de distribución están constituidos por el conjunto de líneas y subestaciones necesarias para transportar la energía desde las subestaciones primarias hasta los puntos de consumo. Se distinguen dos niveles de tensión: Alta Tensión (AT) (23 kV, 13,2 kV y 12 kV) y Baja Tensión (BT) (220 V). Se caracteriza por presentar algunos grados de indivisibilidad en las inversiones y economías de densidad, esta última explica la existencia de monopolios naturales. El principio que sustenta el modelo tarifario chileno se basa en que empresas de distinto tamaño pueden tener densidades similares, y por tanto, costos medios parecidos. Luego, para efectos de determinar las tarifas, las empresas distribuidoras pueden ser agrupadas en áreas típicas con costos de distribución similares (CADE, 2011).

Finalmente, el esquema de regulación de precios se basa en el concepto de empresa modelo, que posee una eficiente política en sus inversiones y gestión, que le permite proveer el servicio de

suministro de electricidad en una zona con cierto nivel de densidad al mínimo costo posible. Conceptualmente, la figura de empresa modelo representa el ingreso de un nuevo agente en el mercado, iniciando su operación con gestión y tecnología moderna, pero también asimilando las condiciones del entorno vigente (CADE, 2011).

3.7. Energías renovables no convencionales (ERNC)

3.7.1. Definición de medios de generación de ERNC

De acuerdo a la Ley 20.257, los medios de generación renovables no convencionales son los que presentan cualquiera de las siguientes características:

- 1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- 2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- 3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
- 4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- 5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- 6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- 7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

3.7.2. Ley promoción ERNC

La Ley 20.257 establece la obligatoriedad de que cada empresa generadora que efectúe retiros, ya sea para clientes libres o empresas distribuidoras, deba acreditar, que al menos un 10% de su energía retirada ha sido inyectada por ERNC, por medios propios o contratados. Para alcanzar el

porcentaje señalado, se define un periodo transitorio, partiendo de una base del 5% entre el 2010 y el 2014, aumentando gradualmente desde el 2015 al 2024 en 0,5% por año.

Se crea un sistema de cargos, donde deberán pagar 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes, nuevamente no se cumple la exigencia, el cargo asciende a 0,6 UTM/MWh. Los montos recaudados por estos cargos, serán destinados a clientes finales y clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubiesen cumplido la obligación. Un concepto que se desprende de la exigencia impuesta en la Ley es el “Atributo Verde”, que no es otra cosa que lo que se está dispuesto a pagar por la calidad de ERNC, teniendo como máximo valor el cargo antes señalado.

Por otra parte, la Ley 19.940 ya contemplaba un beneficio en el pago del peaje de transmisión troncal para las ERNC, con excedentes de potencia suministrada a sistemas inferiores a 20 MW.

3.8. Relación con otros recursos energéticos

Existe una estrecha vinculación entre el sector eléctrico y el sector de hidrocarburos, tanto en el ámbito económico como de seguridad. Desde el punto de vista económico, las decisiones de inversión y operación en el sector de generación dependen fuertemente de los precios y tecnologías asociadas a los combustibles, a su vez, parte importante de la logística de operación y los ingresos del sector de hidrocarburos están asociados a las decisiones de operación del sector eléctrico. En términos de seguridad, la operación del sector eléctrico está relacionada a la disponibilidad de combustibles y el correcto funcionamiento del sector de hidrocarburos depende de la disponibilidad y continuidad del suministro de electricidad. Cuando el país no cuenta con recursos propios y se constituye como un importador neto, como es el caso chileno, aspectos como la diversificación del origen de los recursos también es relevante.

Desde el ingreso al país del gas natural proveniente de Argentina en 1997, este recurso representó por muchos años la opción energética más conveniente a utilizar, desplazando a otras tecnologías como la hidráulica. Sin embargo, la crisis de abastecimiento del gas ocurrida a principios de 2004, provocada por un incremento explosivo del consumo interno y una falta de inversiones en exploración y explotación de gas que permitiese aumentar la producción, paralizó las alternativas de inversión. Frente a esta situación y ante la necesidad de contar con una fuente alternativa de suministro para el gas, se construyeron dos terminales de GNL, uno en Quintero para el abastecimiento de la zona centro-sur del país y otro en Mejillones para el abastecimiento de la zona norte. Dichos terminales entraron en operación en julio de 2009 y junio de 2010, respectivamente.

4. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS FACTORES TÉCNICOS Y ECONÓMICOS MÁS RELEVANTES, QUE CONDICIONAN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PROYECTO DE CHAB.

En este capítulo se desarrolla el objetivo principal del trabajo de título, que corresponde a la identificación y análisis de los factores técnicos y económicos más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

El análisis de los factores se realiza de forma cualitativa y preliminar, en base a los antecedentes recopilados de la experiencia internacional respecto a esta tecnología.

Los factores se presentan en cuatro grupos:

- **Factores generales asociados al sistema eléctrico: Existencia de excedentes de energía en la red y forma de la curva de carga.**
- **Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central.**
- **Factores asociados al diseño de la central.**
- **Factores económicos asociados al sistema eléctrico, que influyen sobre las remuneraciones que recibirá el proyecto.**

En la Tabla 8 se presentan los factores técnicos y económicos considerados en el trabajo, los cuales serán descritos y analizados a continuación:

Tabla 8: Factores técnicos y económicos identificados.

Factores generales asociados al sistema eléctrico	Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central	Factores asociados al diseño de la central	Factores económicos asociados al sistema eléctrico
Existencia de excedentes de energía en la red	Carga hidráulica o salto hidráulico	Ciclo de eficiencia de la central	Diferencia de precios entre horas valle y punta
Forma de la curva de carga	Distancia horizontal entre los reservorios	Razón de carga/descarga	Pago por capacidad y servicios complementarios.
	Disponibilidad del recurso hídrico	Requerimientos de almacenamiento	
	Condiciones geográficas y geológicas	Sumergencia	
	Utilización de un depósito existente como reservorio inferior	Consideraciones en el diseño de CHAB con agua de mar	
	Localización cercana a centros de consumo y líneas de transmisión		

Fuente: Elaboración propia

4.1. Factores generales asociados al sistema eléctrico

4.1.1. Existencia de excedentes de energía en la red

La principal característica de las CHAB es que son capaces de almacenar los excedentes de energía de la red de suministro eléctrico. El almacenamiento de esta energía lo realizan en las horas de menor demanda, mediante el bombeo del agua desde el reservorio inferior al superior. La energía almacenada de esta forma, es utilizada para cubrir los peak de demanda, donde los precios de la energía son mayores.

De esta forma, la aplicación de este tipo de centrales, va de la mano con la existencia de excedentes de energía en la red, sobretodo en horas de baja demanda de electricidad, principalmente en la noche o los fines de semana.

Los excedentes de energía se pueden producir cuando el sistema funciona principalmente con centrales base de gran inercia, como las centrales nucleares por ejemplo, que aumentan o disminuyen carga muy lentamente, de manera tal que no se pueden ajustar de forma óptima a las variaciones de la demanda (Deane et al, 2009). Estos excedentes son, entonces, aprovechados por las CHAB para bombear agua durante las horas de menor demanda, utilizando, luego, esta energía almacenada para generar electricidad durante las horas de mayor demanda.

Cuando el sistema eléctrico posee una fuerte componente de generación térmica, también resulta atractivo la implementación de esta tecnología, ya que si bien la presencia de centrales térmicas no implica necesariamente la existencia de excedentes de energía en la red, el hecho de implementar CHAB en sistemas con presencia de generación térmica, permite que estas centrales térmicas funcionen la mayor parte del tiempo en su óptimo de operación (Tanaka, 2005), en forma análoga al caso de las centrales nucleares.

Las centrales térmicas poseen más flexibilidad a la hora de ajustarse a los requerimientos de la demanda que las centrales nucleares, sin embargo estos ajustes van de la mano con una mayor emisión de gases nocivos para el medioambiente y con un aumento en los costos de operación y mantenimiento (Tanaka, 2005), ya que para ajustarse a las variaciones de la demanda, éstas centrales tienen que salir de su óptimo de operación, quemando una mayor o menor cantidad de combustible, dependiendo del caso.

Otra fuente de excedentes de energía en la red, se genera cuando, dentro de las tecnologías de generación del sistema, hay centrales eólicas. Lo anterior se debe a que la generación de electricidad por parte de estas centrales, es muy fluctuante y no se ajusta a las variaciones de la demanda (poseen bajo factor de planta). De la experiencia internacional, se ha visto que la utilización de centrales de bombeo en sistemas con un aporte considerable de generación eólica, resulta beneficioso para el sistema, ya que permite que la energía generada por las centrales eólicas sea aprovechada de forma óptima por el sistema, ajustándose a los requerimientos de la demanda de manera eficiente. Las CHAB almacenan la energía generada por las centrales eólicas en la noche principalmente, y la utilizan para generar electricidad durante las horas de mayor demanda, de esta forma, se logra utilizar de manera eficiente la energía fluctuante generada por las centrales eólicas.

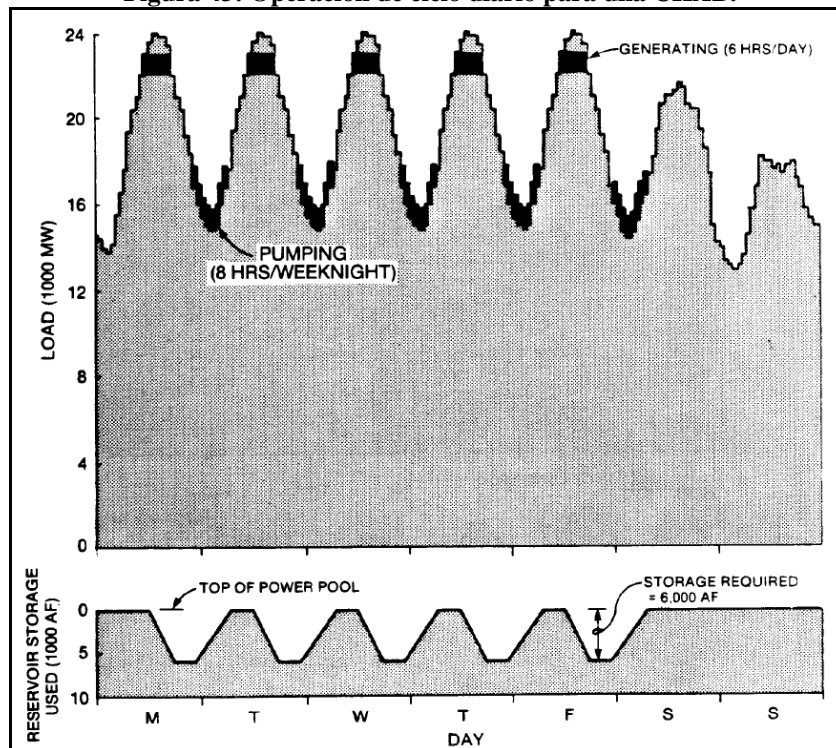
En definitiva, la existencia de excedentes de energía en la red, tiene clara relación con la composición de la matriz de generación del sistema y con el funcionamiento de las plantas ya existentes en él, sean éstas térmicas, nucleares o eólicas.

4.1.2. Forma de la curva de carga (*Load Shapes*)

Por lo general, para la implementación de proyectos de CHAB, resulta atractivo que las curvas de carga presenten peaks y valles bien definidos. Es en las horas de demanda valle, dónde se realiza el bombeo que permite generar energía eléctrica en horas de demanda punta. Sin embargo, para que lo anterior sea posible, se tiene que cumplir que la curva diaria de precios de energía presente la misma forma que la curva de carga diaria del sistema, de manera tal que cuando la demanda de energía sea baja, los precios de energía también lo sean, y cuándo la demanda de energía sea alta, se tengan los mayores precios de energía. De esta forma, la central de bombeo permitirá la nivelación de carga del sistema, consumiendo energía de bajo costo para el bombeo en horas de demanda valle, donde por lo general, existen excedentes de energía (dependiendo de la composición de la matriz de generación del sistema). Estos excedentes se almacenarán como energía potencial en el reservorio superior, para luego, ser utilizados en la generación de energía eléctrica en horas de demanda punta, dónde los precios de la energía son mayores.

El análisis de la forma de la curva de carga permite definir de manera preliminar el ciclo de operación de la central, el cuál puede ser diario, semanal o estacional (en ocasiones muy especiales) (USACE, 1985). Además, permite determinar la cantidad de horas valle disponible para bombeo cada noche de la semana y la cantidad de horas punta (de mayor demanda) disponible para generar cada día de la semana, que además depende de la matriz de generación del sistema (USACE, 1985).

Figura 43: Operación de ciclo diario para una CHAB.



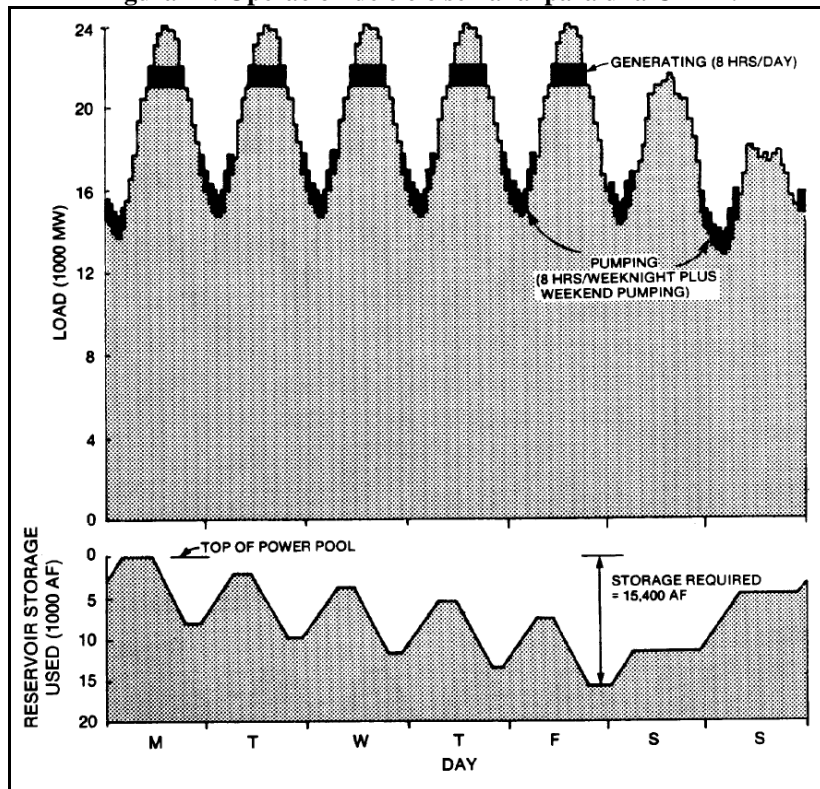
Fuente: USACE, 1985

En una central pura de acumulación por bombeo con ciclo de operación diario (ver Figura 43), el bombeo se realiza durante las horas de demanda valle de cada día hábil de la semana y se genera en horas de demanda punta del día hábil en cuestión. No se realizan bombeos durante los fines de semana.

En horas de demanda valle se realiza el llenado del reservorio superior, y en horas de demanda punta el vaciado del mismo; existiendo horas del día dónde el reservorio superior estará lleno (luego del bombeo y antes de la generación), y horas del día donde el reservorio estará vacío (a continuación de la generación y antes de empezar el nuevo bombeo).

Ahora bien, si se considera una central pura de acumulación por bombeo con ciclo de operación semanal (ver Figura 44). Además de la operación (bombeo/generación) por día hábil que se realiza en un ciclo de operación diario. En este caso, se efectúa también, un bombeo durante los fines de semana (madrugada del sábado, madrugada del domingo y madrugada del lunes), con el fin de que el tiempo de generación por día hábil sea mayor.

Figura 44: Operación de ciclo semanal para una CHAB.



Fuente: USACE, 1985

En la Figura 43 y Figura 44 se observa que para un ciclo diario de operación, la generación se realiza durante 6 horas punta de cada día hábil, mientras que para un ciclo semanal de operación, el tiempo de generación punta por día hábil aumenta a 8 horas.

En un ciclo de operación semanal, los requerimientos de almacenamiento de las centrales que operan de esta forma, son mayores que para las centrales que operan con ciclo diario, debido al

bombeo de agua realizado los fines de semana, que por lo general, sólo se almacena para ser utilizada durante los días hábiles de la semana siguiente.

Para analizar la forma de la curva de carga, ésta debe ser desarrollada para semanas con peaks de demanda típicos. Normalmente, estas formas se basan en la data histórica. Sin embargo, estas deben ser ajustadas, si es necesario, para cumplir con los cambios esperados en la forma de la demanda. Estos cambios podrían ser ocasionados por cambios en los patrones de uso, cambios en la mezcla de consumidores y los efectos de la gestión de la demanda.

A través del análisis de la forma de la curva de demanda, es posible determinar el máximo número de horas de bombeo disponibles en horas valle o de baja demanda, lo que, según el USACE (1985), está normalmente en el rango de 6 a 8 horas de cada noche de la semana. Por otra parte, Orille (1993) considera que la duración de las horas de bombeo suele ser de 4 a 6 horas.

El número de horas punta de generación requerida es más difícil de definir, debido a que es una función de la matriz de generación del sistema y de la economía, así como de la forma de la curva de demanda. Para estudios preliminares se debe considerar un rango estimado de horas de generación. Si la capacidad requerida en horas punta equivale sólo entre 4 a 6 horas a capacidad plena, entonces el proyecto puede operar generalmente en un ciclo diario. Un ciclo de operación diario requiere la mínima cantidad de almacenamiento por kilowatt de capacidad instalada. Sin embargo, un sistema generalmente requiere que la producción punta se mantenga por más de 4 a 6 horas por día. Para suplir este tipo de operación, la planta debe ser operada en un ciclo semanal, con parte del bombeo siendo obtenido los fines de semana. Un rango de horas razonable para estudios iniciales podría incluir un ciclo diario y dos o más ciclos semanales, cubriendo un rango de horas de generación a plena carga de entre 5 a 9 horas por día hábil (USACE, 1985).

4.2. Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central

En cuanto a la determinación del lugar de emplazamiento para una CHAB, el USACE (1985), en base a criterios técnicos y económicos, recomienda que el lugar de emplazamiento de la central, tenga las siguientes características:

- Condiciones geológicas adecuadas para la instalación de depósitos de agua detenida o embalsada.
- La carga hidráulica entre el estanque superior e inferior debe ser lo más alta posible.
- La longitud de las obras de conducción del agua (obra de toma, tubería forzada y túnel de descarga) debe ser lo más corta posible (Distancia corta entre ambos reservorios)
- El emplazamiento de los depósitos debe requerir la mínima excavación y/o relleno.
- Si es posible, usar un depósito existente como estanque inferior.
- Los dos depósitos deben tener características adecuadas de vaciado o drenaje.
- El emplazamiento debe ser adecuado para una instalación de gran potencia.
- El emplazamiento debe estar ubicado razonablemente cerca de los centros de consumo o líneas de transmisión.
- Disponibilidad de fuentes de energía para bombear a bajo costo.

La mayoría de estas recomendaciones se basan en criterios técnicos de ingeniería y económicos. Sin embargo, no se deben desconocer los criterios ambientales o socio-económicos, ya que en muchos casos estos pueden dominar la selección del lugar de emplazamiento de la central.

A continuación se describen algunas de estas recomendaciones.

4.2.1. Carga hidráulica o salto hidráulico

Para una potencia dada de la central, la capacidad de almacenamiento de los reservorios es inversamente proporcional a la carga hidráulica, de manera tal que los costos asociados al tamaño de los reservorios pueden ser minimizados si el lugar de emplazamiento de la central posee una gran carga hidráulica.

De igual forma, el caudal requerido para satisfacer una potencia dada de la central, es inversamente proporcional a la carga hidráulica, por lo que el diámetro de la conducción, y por ende los costos asociados a ésta, pueden ser minimizados cuando se tiene un gran desnivel entre el estanque superior e inferior.

Por último, y debido a que, para una potencia fija, en plantas con gran carga hidráulica se requieren menores volúmenes de agua, el *drawdown* (descenso de la superficie del agua) suele ser menor.

De la experiencia internacional (ver Figura 19 y Figura 23) se advierte que, por lo general, las CHAB construidas alrededor del mundo poseen cargas hidráulicas en un rango entre 90 y 520 metros aproximadamente y reservorios con capacidades de almacenamiento total que van desde los 2 hm³ hasta los 200 hm³ (0,01 y 0,6 [hm³/MW]). Por lo que se trata de centrales con gran carga hidráulica y con reservorios de menores dimensiones que los reservorios requeridos para centrales hidroeléctricas convencionales con embalse.

La central Piastra Edolo posee un salto hidráulico de 1.260 metros, que corresponde a uno de los mayores saltos existentes en el mundo (ver Figura 21 y Figura 22) (Martínez, 2010). En el caso de esta central, se advierte claramente, que debido al gran salto que posee, el reservorio inferior se diseñó con una capacidad de almacenamiento mucho menor (1,3 hm³ aprox.) comparada con la capacidad de almacenamiento requerida por otras centrales, cuyo salto es menor.

Otro ejemplo de CHAB con un gran salto hidráulico, lo constituye la central Grand Maison. Esta central se ubica en la comuna de Vaujany perteneciente al departamento de Isère en la región de Ródano-Alpes, Francia. Posee 1.800 MW de potencia instalada en turbinación y 1.200 MW en bombeo. La central tiene un salto hidráulico de 955 metros. Al igual que la mayoría de las centrales de acumulación por bombeo, el recinto que alberga las máquinas y equipos de la central es subterráneo, por lo que se habla de caverna de máquinas. Como reservorio inferior, utiliza el lago Verney y como reservorio superior, utiliza el lago Grand Maison, que tiene una capacidad de 140 hm³ y fue creado mediante la construcción de una presa de materiales sueltos (*Embankment Dam*) de 140 metros de altura y 550 metros de largo (ver Figura 45). La central genera 1.420 GWh de energía y consume 1.720 GWh de energía anualmente. Sin embargo, como el consumo se realiza en la noche, donde la energía es más barata y la generación durante las horas peak, donde la energía es más cara, entonces la central es rentable. Al igual que para el caso de la

central Piastra Edolo el gran salto hidráulico de la central (considerando una potencia de 1.800 MW), se traduce en una capacidad de almacenamiento útil de 15 hm³ aproximadamente.

Figura 45: Imagen en planta de los reservorios de la CHAB Grand Maison, Francia.



Fuente: Google Earth, 2012

4.2.2. Distancia horizontal entre los reservorios

Los costos asociados a las obras de conducción del agua (obra de toma, tubería forzada y túnel de descarga) pueden representar un cuarto o más de los costos asociados a un proyecto de CHAB, por lo que se deben buscar sitios que requieran longitudes mínimas de tubería forzada y túnel de descarga.

Lo anterior, es particularmente importante para plantas ubicadas en sitios con poca carga hidráulica, debido a los grandes diámetros que se deben diseñar, tanto para la tubería forzada como para el túnel de descarga.

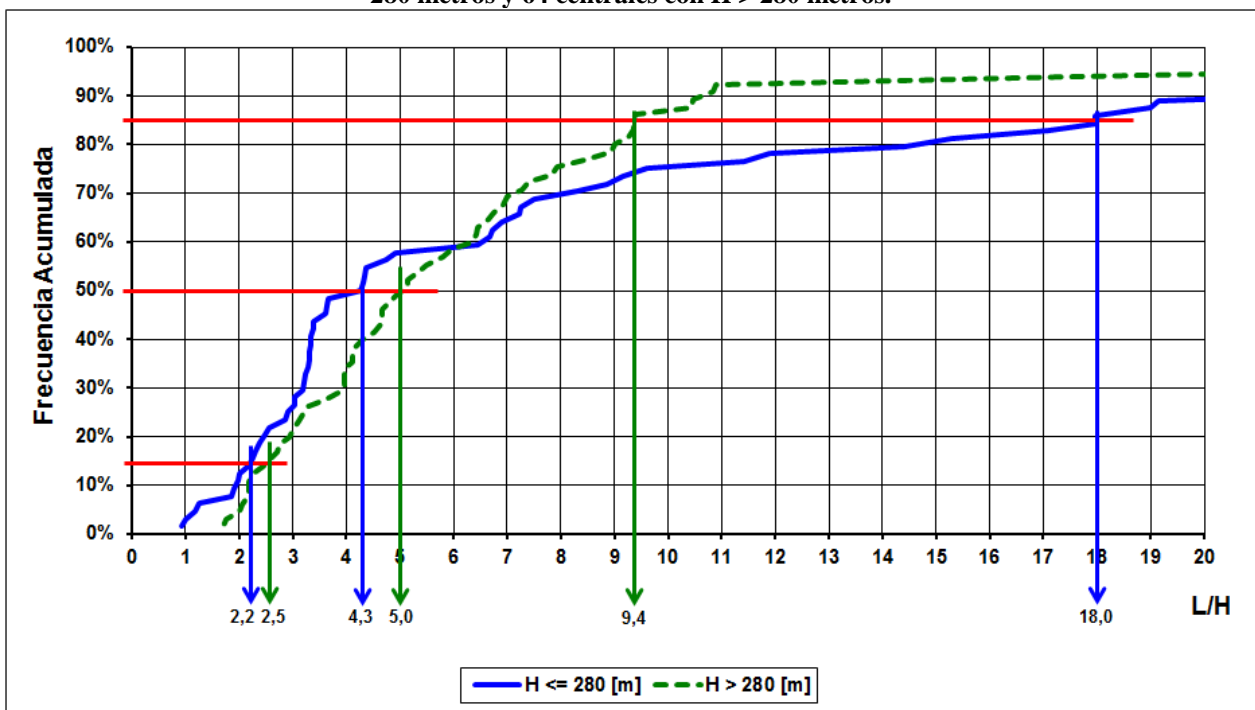
El USACE (1985), recomienda analizar la relación entre la distancia horizontal entre los reservorios y la carga hidráulica (L/H), para determinar el límite económico de la longitud de la conducción del agua en forma preliminar. Según el USACE, la relación L/H máxima aceptada está en el rango de 10 a 12, para proyectos con gran carga hidráulica (350 – 450 metros). Ahora bien, para proyectos de menor carga hidráulica (150 – 200 metros) se aconseja que la relación L/H máxima esté entre 4 a 5.

Orille, 1993, en su texto Centrales Eléctricas I, se refiere a la relación L/H como sigue: “...La relación L/H es el cociente entre la distancia horizontal entre los embalses superior e inferior y la diferencia de nivel entre ambos. Esta relación no deberá ser muy grande para minimizar el

costo de las tuberías, túneles y canalizaciones en general, para unos valores dados de caudal y salto y además, para disminuir el golpe de ariete y otros fenómenos transitorios en las turbinas. Los valores económicos del cociente L/H suelen estar en torno a 4 y 6 para grandes y pequeños saltos respectivamente...”.

En las tablas incluidas en el ANEXO A se presentan valores de la relación L/H para 127 centrales de acumulación por bombeo que se encuentran en operación actualmente en el mundo. Para el cálculo de la relación L/H se consideró que L corresponde a la distancia horizontal aproximada entre los reservorios superior e inferior, cuyo valor se obtuvo mediante el uso de Google Earth y H corresponde al salto hidráulico de la central. En términos generales, se obtuvo que para centrales con salto hidráulico menor o igual a 280 metros, la relación L/H varía entre 2 y 18, mientras que para centrales con salto hidráulico mayor que 280 metros, la relación L/H varía entre 2 y 9. En ambos casos, para un 50% de la estadística considerada (63 datos para el caso de $H \leq 280$ metros y 64 datos para el caso de $H > 280$ metros) el valor de la relación L/H se encontró en torno a 4 y 5 (ver Figura 46).

Figura 46: Gráfico de frecuencia acumulada de la relación L/H para una muestra de 63 centrales con $H \leq 280$ metros y 64 centrales con $H > 280$ metros.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la EIA, FEPC, UNESA, Wikipedia y Google Earth

4.2.3. Disponibilidad del recurso hídrico

En comparación con las centrales hidroeléctricas tradicionales, por lo general, el diseño y la operación de las CHAB está más ligada a los requerimientos del sistema eléctrico que a las condiciones hidrológicas del lugar de emplazamiento de la central. Si bien, es necesario que el recurso hídrico esté disponible para cumplir con los requerimientos de almacenamiento de la central, el hecho de bombear agua durante horas de menor demanda para generar electricidad en horas de mayor demanda, hace que estas centrales reutilicen el recurso hídrico dispuesto en un principio (derivado de los requerimientos de almacenamiento de la central), generándose un

sistema hidráulico prácticamente cerrado (sobre todo si se trata de una central pura de acumulación por bombeo).

Debido a la operación de la central, ocurren pérdidas por evaporación y filtración (en los reservorios principalmente), que disminuyen la cantidad de agua dispuesta en un principio. Si estas pérdidas son controladas, tomando las medidas necesarias para disminuir las filtraciones en los reservorios, y ubicando a éstos en zonas en que la evaporación sea mínima. Entonces, el agua necesaria para operar la central será prácticamente la misma en todo momento.

Ahora bien, si las pérdidas de agua en los reservorios y en la conducción son considerables, el proyecto se debe ubicar en una zona donde el recurso hídrico esté disponible para compensar estas pérdidas, por lo que será necesario realizar los estudios pertinentes para estimar la disponibilidad del recurso a lo largo de la vida útil del proyecto.

Lo anterior adquiere mayor relevancia, si los reservorios, además de ser utilizados como estanques de la CHAB, funcionan como embalses para regular los requerimientos de riego en la zona. Tal es el caso del proyecto Soria-Chira descrito en el numeral 2.5.3. b) de este trabajo.

En definitiva, la disponibilidad del recurso hídrico es necesaria para la implementación de un proyecto de CHAB, pero en comparación con centrales hidroeléctricas tradicionales, la dependencia por el recurso no es tan determinante para la operación de la central, ya que ésta, por lo general, funciona como un sistema cerrado (sobre todo si se trata de una central pura de acumulación por bombeo), donde el agua dispuesta en un principio (derivada de los requerimientos de almacenamiento) es la misma que se utiliza durante la operación de la central, si es que las pérdidas por filtración y evaporación en los embalses son mínimas.

Si es que el proyecto corresponde a una central mixta de acumulación por bombeo, el hecho de controlar las pérdidas por filtración y evaporación no es tan relevante, ya que éstas se pueden compensar con el flujo natural que entra al reservorio inferior, superior o ambos. Se debe tener cuidado cuando uno de los reservorios o embalses utilizados por la central, tiene, además, otro tipo de función (riego, generación convencional, regulación, turismo, etc.), ya que cuando el recurso hídrico presente algún grado de escasez en algún periodo de la vida útil del proyecto (se presente una hidrología seca, por ejemplo), los requerimientos de agua de la central de bombeo pueden no ser compensados, en favor de los otros requerimientos que presenta el embalse (riego principalmente).

4.2.4. Condiciones geográficas y geológicas

Los factores geográficos y las características geológicas del terreno juegan un papel muy importante a la hora de implementar un proyecto de CHAB.

Por lo general, se consideran soluciones con caverna de máquinas y conducción subterránea, por lo que es ideal que el lugar de emplazamiento presente condiciones geológicas adecuadas para implementar esta solución. Si bien, una central subterránea es, por lo general, más costosa que una central superficial, el hecho de considerar relaciones L/H bajas (gran carga hidráulica y distancia corta entre los reservorios) imponen una dificultad constructiva a la solución superficial, por lo que en estos casos, una solución subterránea será técnicamente más apropiada. Entonces, además del beneficio ambiental que se obtiene al elegir una solución subterránea. En la mayoría

de los casos esta solución se adopta por un tema netamente constructivo, debido al hecho de considerar relaciones L/H bajas en el diseño de este tipo de centrales.

Tampoco se descartan soluciones superficiales con casa de máquinas y conducción superficial, sobre todo cuando el lugar de emplazamiento presenta una relación L/H muy alta. Como se mencionó anteriormente una solución superficial, por lo general, es menos costosa que una subterránea, por lo que en estos casos la elección de esta solución va por el lado económico, más que por una dificultad técnica.

Además, y a fin de evitar el efecto pernicioso de cavitación en las bombas y turbinas o turbobombas, éstas deberán estar situadas por debajo del nivel del embalse inferior a fin de crear una contrapresión estática aguas abajo del rodete.

4.2.5. Utilizar un depósito existente como reservorio inferior

Una variedad de cuerpos de agua pueden ser utilizados como reservorio inferior para un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo: un lago natural, un tramo de río, un embalse artificial existente utilizado para generación de electricidad o riego, un embalse artificial existente multipropósito, un reservorio inferior especialmente construido o el océano.

Lagos naturales y tramos abiertos de ríos han sido utilizados como reservorio inferior de este tipo de centrales, pero los impactos ambientales y el uso público a menudo impiden la consideración de esta alternativa de reservorio inferior para un proyecto de este tipo.

El reservorio inferior puede ser diseñado específicamente para cumplir con los requisitos de operación de la central. Sin embargo, para evitar el impacto ambiental derivado de la construcción de nuevos reservorios, se recomienda que la ubicación de la central sea adyacente a un embalse ya existente (utilizado para generación, riego o multipropósito), de manera tal que este embalse sea empleado como reservorio inferior de la central. Estos proyectos deben ser estudiados cuidadosamente, debido a que los embalses existentes no siempre son adecuados para ubicar el reservorio inferior de una CHAB.

En términos económicos, los costos de un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo pueden reducirse bastante al utilizar un estanque o embalse ya existente como reservorio inferior. Este reservorio puede obtenerse ya sea mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto o mediante el uso de un embalse artificial ya construido para otros fines, como riego, generación de electricidad, etc.

Al considerar esta opción en el diseño de la central, se debe garantizar que hay suficiente capacidad de almacenamiento en el reservorio, para manejar las fluctuaciones debido a la operación de la CHAB, además de las fluctuaciones derivadas de la operación original del embalse existente, antes de uso como depósito inferior de la central de bombeo.

Se debe tener precaución cuando se está considerando el uso de un embalse multipropósito con grandes rangos de fluctuación, debido a los rangos límites de carga hidráulica para una eficiente operación de la turbo-bomba y a los requerimientos de sumergencia (USACE, 1985). Minimizar las pérdidas por filtración también es importante en este caso, a menos que exista un abundante suministro de agua (USACE, 1985).

Figura 47: Complejo hidroeléctrico Cortes – La Muela, España.



Fuente: Martínez, 2010

En España desde hace un tiempo se ha fomentado el desarrollo de las CHAB utilizando como reservorio inferior, embalses construidos para otros fines. Tal es el caso de la central pura de acumulación por bombeo La Muela I (ver Figura 29 y Figura 47), que fue diseñada utilizando como reservorio inferior el Embalse de Cortes, el cuál, es utilizado, a la vez, por la central hidroeléctrica Cortes II que funciona como una central hidroeléctrica a pie de presa (282 MW de potencia instalada).

Figura 48: Imagen en planta de la CHAB Ludington, USA.



Fuente: Google Earth, 2012

Otro ejemplo de emplazamiento de una CHAB utilizando un reservorio existente como depósito inferior, es el caso de la central Ludington en Estados Unidos (ver Figura 48). En este caso, la central utiliza como reservorio inferior el lago Michigan y al igual que la central La Muela I posee un reservorio superior artificial. Este depósito superior tiene una capacidad de almacenamiento de 100 hectómetros cúbicos y una profundidad aproximada de 34 metros. Por su parte, la central Ludington (operativa desde 1973) tiene una potencia instalada de 1.872 MW, un salto hidráulico de 110 metros aprox. y un caudal máximo de 2.000 m³/s. Esta central tiene 6 grupos binarios o reversibles con un caudal máximo de 330 m³/s aprox. cada uno y una potencia de 312 MW cada uno.

4.2.6. Localización cercana a centros de consumo y líneas de transmisión

La central debe estar ubicada razonablemente cerca de las líneas de transmisión y de los centros de consumo. La efectividad de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo aumenta a medida que su ubicación se aproxima a un centro de producción de energía de base, por lo general constituido por grandes centrales térmicas convencionales y nucleares, y a un centro de consumo con grandes puntas de potencia. De esta manera se minimizan los costos de transporte de la energía durante las etapas de bombeo y turbinado.

Se recomienda que el emplazamiento de la central tenga disponibilidad de fuentes de energía para bombear a bajo costo. Acá resulta ideal que la central se ubique cercana a centros de producción de energía de base, como fue comentado anteriormente, o a centrales de bajo factor de planta (eólicas y solares), de manera tal que se pueda aprovechar la energía fluctuante que generan estas últimas, sobre todo en horas de baja demanda, para bombear el agua del reservorio inferior al superior.

Es importante, también, que el sistema eléctrico dónde se inserte la central tenga la capacidad de permitir la inyección de grandes potencias en pocas horas.

4.3. Factores asociados al diseño de la central

En cuánto al diseño de las CHAB, se ha encontrado que se cumplen prácticamente todos los criterios utilizados para evaluar una central hidroeléctrica convencional. Sin embargo, y debido a características particulares de este tipo de centrales, existen algunas recomendaciones especiales para el diseño de éstas, que se deben tener en consideración para etapas más avanzadas de un proyecto de este tipo, pero como resultan de gran interés, serán descritas y analizadas de forma conceptual y preliminar en este trabajo, en base a la experiencia internacional.

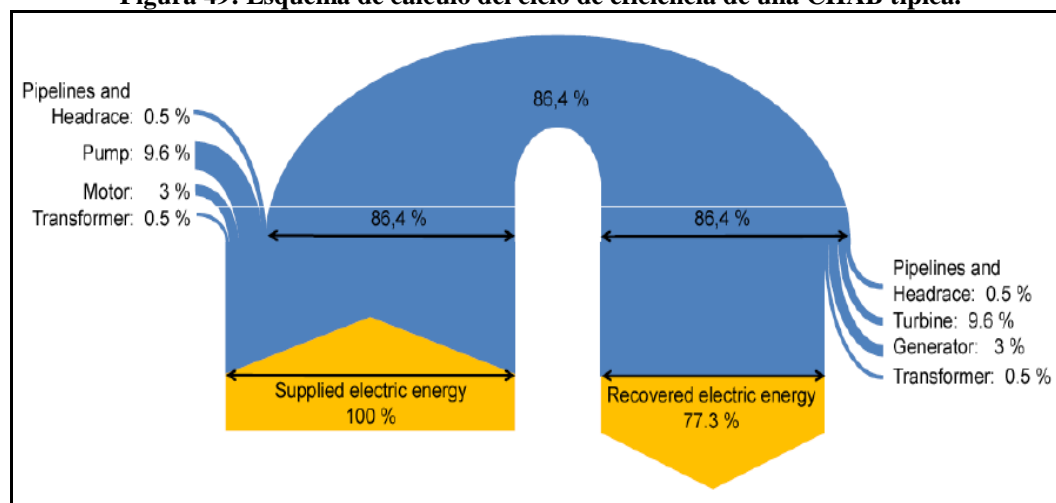
4.3.1. Ciclo de eficiencia de la central

El USACE (1985), define el ciclo de eficiencia de una CHAB como la relación entre la energía generada por planta en horas de demanda punta y la energía consumida en el bombeo, que permite la producción de la energía en horas de demanda punta (se considera que la planta funciona como una central pura de acumulación por bombeo). Por ejemplo, si se tiene una central con ciclo diario de operación, que consume 2800 MWh de energía, para el bombeo en horas de demanda valle y genera 2100 MWh de energía en horas de demanda punta (suponiendo un tiempo de bombeo de 8 horas, un tiempo de generación de 6 horas y una capacidad de la central

de 350 MW). Entonces, el ciclo de eficiencia de la central es igual a $(2100 \text{ MWh}) / (2800 \text{ MWh}) = 0,75 = 75\%$.

El valor del ciclo de eficiencia de la central toma en cuenta todas las pérdidas del ciclo de operación (bombeo-turbinación), sin incluir las pérdidas por transmisión de energía eléctrica. El recíproco del ciclo de eficiencia, representa la cantidad de kilowatt-hora de energía consumida para el bombeo que permite generar 1 kilowatt-hora de energía en horas de demanda punta. El valor del ciclo de eficiencia de la central incluye las pérdidas de carga del circuito hidráulico, así como también, las pérdidas de carga en la bomba, la turbina, el motor, el generador y el transformador. La Figura 49 muestra un esquema con el cálculo del ciclo de eficiencia de una central de acumulación por bombeo típica.

Figura 49: Esquema de cálculo del ciclo de eficiencia de una CHAB típica.



Fuente: Huber and Gutsch, 2010

Tabla 9: Valores típicos del ciclo de eficiencia de una CHAB.

Proyecto o Autor	Ciclo de Eficiencia
CHAB Dinorwig, Reino Unido*	74 - 75%
CHAB Grand Maison, Francia**	1420GWh / 1720GWh ~ 82,6%
CHAB Piastra Edolo, Italia**	737GWh / 1021GWh ~ 72,2%
USACE, 1985	66 - 78%
Tanaka, 2005	~75%
Altinbilek et al, 2007	65 - 80%
Huber and Gutsch, 2010	~77,3%
Wilde, 2011	70 - 80%
Yang, 2011	60 - 80%
Vennemann et al, 2011	75 - 80%
National Hydropower Association, 2012	70 - 85%
*Dato obtenido de: http://en.wikipedia.org/wiki/Dinorwig_Power_Station#cite_note-6	
**Datos de Energía generada y energía consumida para bombeo anual obtenidos de: http://en.wikipedia.org/wiki/Grand_Maison_Dam y de http://en.wikipedia.org/wiki/Edolo_Pumped_Storage_Plant	

Fuente: Elaboración propia

En general, se desea que la CHAB tenga un valor alto del ciclo de eficiencia. Por lo general, se logran ciclos de eficiencia que bordean el 75% (Tanaka, 2005). Sin embargo, todo dependerá de las máquinas utilizadas y las pérdidas hidráulicas por conducción. En la Tabla 9 se muestran valores del ciclo de eficiencia de algunos proyectos de CHAB, además de algunos valores recomendados por distintos autores.

El hecho de tener un gran valor del ciclo de eficiencia, tiene directa relación con los ingresos que percibirá el proyecto, debido a su operación. Sin tomar en cuenta los ingresos que la central percibirá debido a su capacidad de reserva y servicios complementarios que otorga, y sólo tomando en cuenta los ingresos provenientes del ciclo bombeo/generación. Para que la central sea rentable, se tiene que cumplir que el ingreso por energía generada sea mayor al costo de la energía empleada para bombear, es decir:

$$W_t C_t > W_b C_b$$

Donde: W_t = Energía generada
 W_b = Energía consumida
 C_t = Precio específico de la energía de punta
 C_b = Precio específico de la energía de valle

Es aquí donde entra el valor del ciclo de eficiencia de la central (η), ya que de la definición del ciclo de eficiencia, se tiene que (Orille, 1993):

$$W_t = \eta W_b$$

Por lo tanto,

$$W_t \left(C_t - \frac{C_b}{\eta} \right) > 0 \quad (1)$$

De esta forma, para valores fijos del precio específico de la energía de punta y el precio específico de la energía de valle, y suponiendo que $C_t > C_b$. Entonces, a mayor valor del ciclo de eficiencia de la central, la CHAB mayor los ingresos relacionados con su operación diaria.

Tomando en cuenta la misma expresión (1), más adelante se verá que además de tener un gran valor del ciclo de eficiencia, se desea, también, que las diferencias de precios específicos de la energía entre horas valle y horas punta sean grandes, ya que una mayor diferencia de estos precios hace más atractiva la instalación de este tipo de centrales.

4.3.1. Razón de carga/descarga

El USACE (1985) define la razón de carga/descarga para una unidad de almacenamiento por bombeo como la relación entre la carga media de bombeo (en MW) y la capacidad nominal de la unidad (o carga media de turbinación en MW). Para centrales puras de acumulación por bombeo

se obtienen razones de carga/descarga típicas entre 0,9 y 1,3, obteniéndose valores tan altos como 1,4. Por ejemplo, para una turbo-bomba con carga media de bombeo de 200 MW y capacidad promedio de generación de 180 MW, la razón de carga/descarga es igual a: $(200 \text{ MW})/(180 \text{ MW}) = 1,1$.

Se recomienda un alto valor de la razón de carga/descarga debido a la máxima cantidad de agua que puede ser bombeada durante las horas valle disponible, aumentando, con ello, el tiempo de generación punta y/o reduciendo los requerimientos de almacenamiento (esto se analiza en el numeral siguiente). Sin embargo, estas ventajas se logran a costa de un ciclo de eficiencia ligeramente inferior y mayores costos de los equipos (USACE, 1985).

Según el USACE (1985), La razón de carga/descarga promedio para las centrales de acumulación por bombeo en Estados Unidos tiene un valor cercano a 1,1.

4.3.2. Requerimientos de almacenamiento

A continuación se describen las recomendaciones del USACE (1985), para determinar los requerimientos de almacenamiento de una CHAB.

Para determinar los requerimientos de almacenamiento de la central, en primer lugar se debe definir el ciclo de operación de la central, que puede ser diario, semanal o estacional (en casos muy excepcionales). Definiendo el ciclo de operación, es posible determinar las horas de almacenamiento de la central, cuya determinación varía dependiendo del ciclo de operación considerado.

El almacenamiento requerido para el depósito se define inicialmente en términos de las horas de generación equivalente a plena carga. Este parámetro es a priori función de la operación del sistema eléctrico y de la forma de la curva de demanda. Una vez que este parámetro ha sido definido, el volumen que requieren los depósitos de un lugar específico se pueden determinar tomando en consideración la carga hidráulica del sitio y el tamaño deseado de la planta.

Para una planta con ciclo diario de operación (ver Figura 43), el número de horas de generación a plena carga cada día (y por lo tanto el almacenamiento mínimo requerido para el depósito) es una función del número de horas de bombeo que se dispone cada noche, del ciclo de eficiencia promedio y de la razón de carga/descarga. El ciclo de eficiencia, toma en cuenta la eficiencia de la máquina y las pérdidas en la tubería forzada, tanto en el bombeo como en la generación, mientras que la razón de carga/descarga es la relación entre la carga promedio de bombeo y la carga promedio al turbinar, considerando la unidad a su capacidad de generación nominal.

Por ejemplo, una planta de ciclo diario con un ciclo de eficiencia de un 75% y una razón de carga/descarga de 1,1 (se trata de una central pura de acumulación por bombeo, dónde por lo general la carga de bombeo es mayor que la carga al turbinar), operando en un sistema donde se dispone de 7 horas disponibles para bombeo todas las noches de la semana, requiere un depósito con un mínimo de $(7,0 \text{ horas}) \times (0,75) \times (1,1) = 5,8$ horas de capacidad de almacenamiento utilizable a plena carga.

Ahora bien, para una planta con ciclo semanal de operación (ver Figura 44), los requerimientos mínimos de almacenamiento se pueden estimar usando la siguiente expresión (USACE, 1985):

$$t_s = 5t_g - 4t_p\eta C_r \quad (2)$$

Donde:

t_s : Horas de almacenamiento [hr]

t_g : Horas de generación equivalente a plena carga por día hábil [hr]

t_p : Horas de bombeo equivalente a plena capacidad por noches de la semana [hr]

η : Ciclo de eficiencia promedio de la central

C_r : Razón de carga/descarga

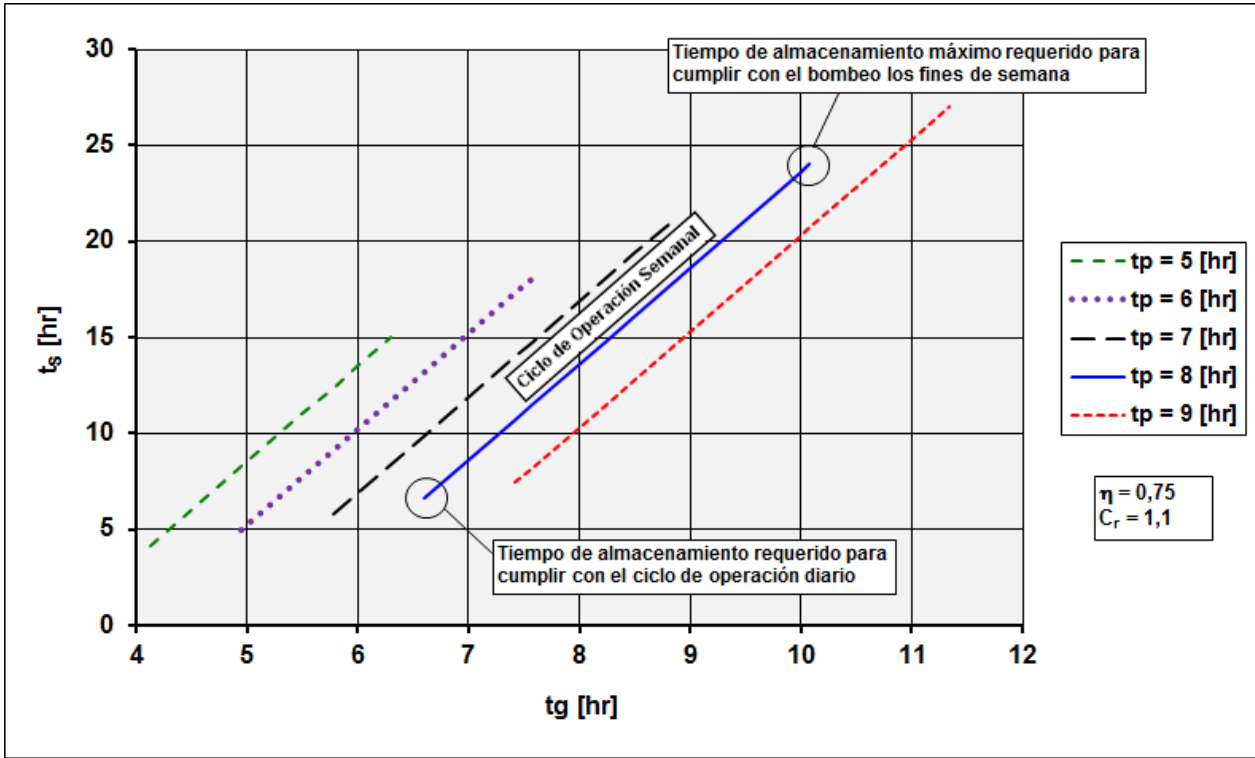
La expresión (2) se obtiene al analizar la curva de carga para un ciclo de operación semanal (Figura 44). En este ciclo de operación, la generación de electricidad se realiza los 5 días hábiles de la semana (de lunes a viernes), durante las horas de generación equivalente a plena carga por día hábil (t_g). Lo anterior corresponde al primer término del lado derecho de la expresión (2) ($5t_g$).

Si es que no hubiera bombeo durante los días hábiles de la semana, entonces las horas de almacenamiento requeridas para poder cumplir con la generación de punta a plena carga considerada, serían igual a $5t_g$. Sin embargo, debido a que existe bombeo durante los días hábiles de la semana (el cuál es utilizado de inmediato, para generar durante la hora punta del mismo día), al tiempo total de generación punta de la semana ($5t_g$), se le debe restar el bombeo que se realiza los 4 días hábiles de la semana (madrugada del martes, madrugada del miércoles, madrugada del jueves y madrugada del viernes), cuyo valor viene dado por el término del lado derecho de la expresión (2) ($4t_p\eta C_r$). La diferencia entre estos dos valores ($5t_g - 4t_p\eta C_r$) equivale a las horas consideradas para el bombeo que se realizará durante el fin de semana (madrugada del sábado, madrugada del domingo y madrugada del lunes), y corresponde a las horas de almacenamiento mínimo (t_s) requerido por la central para cumplir con la generación punta a plena carga de la semana.

Por ejemplo, si se tiene una central con un ciclo de eficiencia promedio de un 75%, una razón de carga/descarga de 1,1, un tiempo de generación a plena carga por día hábil de 9 horas y un tiempo de bombeo equivalente a plena capacidad de 8 horas, entonces, el tiempo de almacenamiento mínimo requerido por la central para funcionar con un ciclo semanal de operación y cumplir con las horas de generación a plena carga de la semana (45 horas) es igual a: $(5)(9 \text{ horas}) - (4)(8 \text{ horas})(0,75)(1,1) = 18,6$ horas. Este valor corresponde, también, a las horas de bombeo a plena capacidad que se deben realizar los fines de semana (madrugada del sábado, madrugada del domingo y madrugada del lunes) para cumplir con la generación a plena carga por día hábil considerada.

Considerando un ciclo de eficiencia típico de un 75%, una razón de carga/descarga igual a 1,1 y variando las horas de bombeo equivalente a plena capacidad (t_p), se obtienen las siguientes curvas para determinar las horas de almacenamiento de la central.

Figura 50: Requerimientos de almacenamiento (en horas) versus las horas de generación punta para distinta cantidad de horas de bombeo diario.



Fuente: Elaboración propia

De la Figura 50 se observa que para un nivel fijo de horas de generación punta a plena carga por día hábil (t_g), a mayor tiempo de bombeo a plena capacidad (t_p), el tiempo de almacenamiento (t_s) es menor. Lo anterior tiene relación con el hecho de que cuando el tiempo de bombeo por día hábil de la semana (madrugada del martes, madrugada del miércoles, madrugada del jueves y madrugada del viernes) es menor, entonces se requiere de mayor bombeo los fines de semana, para cumplir con el tiempo de generación punta a plena carga fijo y viceversa. Se observa, también, que las curvas obtenidas de la expresión (2) están acotadas por abajo, debido al tiempo de almacenamiento mínimo requerido para cumplir con el ciclo diario de operación, y por arriba, debido a que al tomar un tiempo de bombeo diario a plena capacidad fijo, no puede existir un almacenamiento mayor al que ocurre los fines de semana para ese tiempo de bombeo en cuestión. Por ejemplo, si el tiempo de bombeo diario es de 8 horas, el ciclo de eficiencia es de un 75% y la razón de carga/descarga es igual a 1,1, entonces el tiempo de almacenamiento necesario para cumplir con el ciclo diario es igual a $(0,75) \times (1,1) \times (8 \text{ horas}) = 6,6$ horas. Mientras que el tiempo de almacenamiento máximo requerido, debido al bombeo que ocurre los fines de semana (madrugada del sábado, madrugada del domingo y madrugada del lunes) es igual a $(3) \times (8 \text{ horas}) = 24$ horas.

De la expresión (2) se observa, también, que el tiempo de almacenamiento mínimo se puede reducir si se tiene un mayor ciclo de eficiencia de la central y si se seleccionan unidades con mayor valor de la razón carga/descarga.

Estimando el número de horas de bombeo en la noche, asumiendo un ciclo de eficiencia promedio y una razón de carga/descarga para la planta. Preliminarmente, los requerimientos de

almacenamiento se pueden estimar para tiempos de generación de varios días de la semana. Estos requerimientos de almacenamiento representan el mínimo almacenamiento necesario para seguir el específico ciclo de operación. Generalmente conviene proveer, además, algún almacenamiento adicional para cubrir pérdidas por evaporación e infiltración en el depósito, para reserva y para proveer flexibilidad en la operación.

Definido el tiempo de almacenamiento requerido por la CHAB, ya sea si se trata de una operación de ciclo diario o semanal, el almacenamiento requerido (en volumen) se puede estimar mediante la siguiente expresión, adaptada de USACE (1985):

$$V = \frac{C \cdot P \cdot t_s}{H_b \cdot e_g} \quad (3)$$

Donde:

V : Almacenamiento requerido en [m³]

P : Capacidad de la planta en [MW]

t_s : Tiempo de almacenamiento en horas de generación a full carga equivalente [hr]

H_b : Carga hidráulica bruta promedio en [m]

e_g : Eficiencia de generación, incluyendo las pérdidas de carga.

C : Factor constante igual a 366.972 [m²s²/kg].

A modo de ejemplo, consideremos una planta con ciclo diario de operación, con un tiempo de generación a plena carga de 8 horas y un tiempo de bombeo diario a plena capacidad de 8 horas. Entonces, de la Figura 50, se obtiene un tiempo de almacenamiento de 14 horas. Considerando que la planta posee una capacidad de 350 MW (ver Figura 18), una eficiencia de generación de un 85% (considerando la eficiencia de la turbina, del generador, del transformador y las pérdidas de carga en la conducción del agua) (ver Figura 49) y una carga hidráulica igual a 280 metros (ver Figura 19), se tiene que el almacenamiento requerido por la planta es igual a 7,6 hm³.

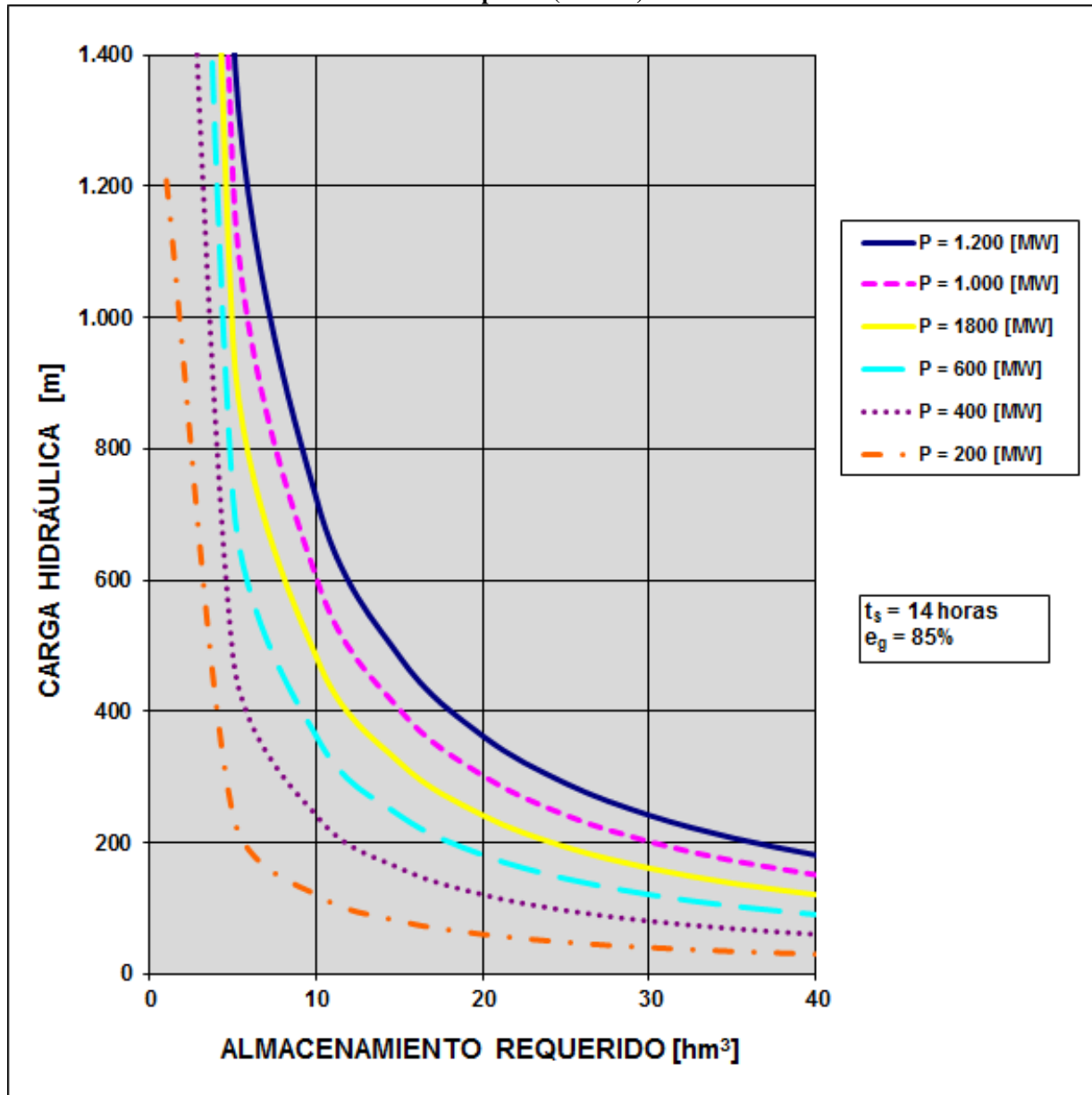
La Figura 51 muestra la relación entre el almacenamiento requerido y la carga hidráulica, para distintas capacidades de la CHAB, considerando un tiempo de almacenamiento de 14 horas y una eficiencia de generación (más las pérdidas de carga) de un 85%. Se observa que, para una capacidad de planta fija, a mayor carga hidráulica, el almacenamiento requerido por la central es menor. Además, para un valor de carga hidráulica fijo, el almacenamiento requerido por la central aumenta con la capacidad de la planta.

Es claro que para valores mayores de eficiencia de generación de la central (más las pérdidas de carga), el almacenamiento requerido será menor. De manera tal que una buena elección de las máquinas y una menor longitud de las conducciones hidráulicas será importante para disminuir los costos asociados al tamaño de los reservorios necesario para cumplir con los requerimientos de almacenamiento.

El análisis anterior sólo intenta estimar en forma preliminar el almacenamiento requerido para una planta de tamaño y ciclo de operación dados. La determinación final del almacenamiento requerido se basará en factores económicos y otros, e incluirá pruebas de operación de la planta bajo un rango de condiciones simuladas de operación del sistema. Un rango de tamaños del

depósito debe ser examinado para cada tamaño de planta. El análisis debe ser realizado muy cuidadosamente y deben tenerse en cuenta las condiciones de operación no previstas.

Figura 51: Almacenamiento requerido (en m^3) versus carga hidráulica (en metros) para distintas capacidades de planta (en MW).



Fuente: Elaboración propia

4.3.3. Sumergencia

Con el fin de evitar la cavitación durante el bombeo, las unidades reversibles deben disponerse más abajo que las turbinas convencionales. La central debe ubicarse a una cota que esté por debajo de la del nivel del embalse inferior. Según el USACE (1985), los valores de sumergencia para unidades reversibles pueden ir desde los 9 hasta los 30 metros o más, dependiendo de las características del emplazamiento y del diseño de la máquina. Para estudios preliminares se puede asumir un valor mínimo de sumergencia de 15 metros para proyectos de CHAB con gran

carga hidráulica. Para estudios avanzados, se deben estudiar los requerimientos específicos de sumergencia consultando con los especialistas de la máquina hidráulica.

Generalmente son más atractivas las centrales subterráneas que las ubicadas sobre el terreno, ya que se pueden utilizar unidades más veloces con grandes requerimientos de sumergencia. Las unidades con altas velocidades son físicamente más pequeñas, requiriendo cavernas con menores dimensiones y por ende menos costosas (USACE, 1985).

4.3.4. Consideraciones especiales en el diseño de CHAB con agua de mar

Hasta la fecha la única central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar construida en el mundo corresponde a la central Okinawa Yanbaru, ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón (ver Figura 52).

Figura 52: CHAB con agua de mar Okinawa Yanbaru. Japón.



Fuente: <http://energy-without-carbon.org/node/108>

En base a la experiencia en el diseño y construcción de esta central, se presentan algunas consideraciones que resultan atractivas de tomar en cuenta para la implementación proyectos futuros de este tipo.

La central Okinawa Yanbaru tiene una potencia instalada de 30 MW y un salto hidráulico de 136 metros. Dentro de sus características de diseño, posee una turbo-bomba de acero inoxidable y resistente a la corrosión provocada por el agua de mar. Para la tubería forzada, se utilizaron tubos de plástico reforzado con fibra (FRP) en vez de tubos de acero, con el fin de evitar la corrosión provocada por el agua de mar y la adherencia de *barnacles* o percebes.

4.4. Factores económicos asociados al sistema eléctrico

4.4.1. Diferencia de precios entre horas valle y punta

Suponiendo que la central funciona con ciclo diario de operación, el bombeo en horas valle o de baja demanda constituye un consumo de energía eléctrica por parte de la central y por tanto, este consumo genera un costo diario de operación. Ahora bien, la turbinación realizada en horas de demanda punta, permite generar electricidad a mayores precios. Entonces, este precio de la energía en horas punta, no es más que el ingreso unitario diario que recibe la central por su operación. De esta forma, la diferencia de precios entre estos dos periodos, da una idea de las utilidades que la central recibiría por concepto de su operación diaria.

Si por otra parte, la central opera en un ciclo semanal, los ingresos de la central derivados de la generación de energía en horas punta tienen que compensar el gasto realizado en horas valle durante los días hábiles y también durante los fines de semana. He ahí la importancia de tener grandes diferencias entre los precios de la energía en horas punta y horas valle, ya que mientras mayor sea la diferencia, mayores serán los ingresos y el atractivo de implementar esta tecnología.

Al realizar la evaluación económica del proyecto de CHAB se debe definir el horizonte de evaluación de la misma. En vista de esto, se deben tener precios de generación punta de energía futuros que permitan tener una idea de las utilidades que la central recibirá debido a la operación de la misma. Estos precios futuros se pueden obtener mediante modelos que simulen la operación de la red de suministro y tomen en cuenta la inserción de proyectos futuros, estimaciones futuras de la demanda, los costos de operación y mantención de las viejas y nuevas centrales, etc. Además, los modelos deben aplicarse tomando en cuenta diferentes escenarios hidrológicos (dependiendo si la matriz de generación es marcadamente hidroeléctrica), que permitan tener una idea de cuáles serán los ingresos que obtendrá la central, operando en escenarios de hidrología húmeda, media o seca.

En etapas conceptuales o preliminares del proyecto, sería de gran utilidad, también, analizar las diferencias de precios entre horas valle y punta, considerando la estadística histórica de precios de energía del sistema donde se desea implementar el proyecto. Esto permite tener una idea de los ingresos que una central de este tipo percibiría debido a su operación diaria y con ello, considerar, a priori, la ubicación de la central, en lugares cercanos a sistemas que presenten grandes diferencias de precios, en desmedro de otros lugares que presenten diferencias de precios menores.

En mercados eléctricos liberalizados, el pago por generación de electricidad es la principal fuente de ingresos para los operadores de CHAB. Sin embargo, para que ello ocurra, el precio de bombeo (en horas valle o de menor demanda) tiene que ser al menos un 25 – 30% más bajo que el precio de venta de energía (en horas de demanda punta) para compensar las pérdidas de energía debido a la operación de la central. Además, los precios marginales de electricidad deben tener una volatilidad considerable (precios bajos en horas valle y altos en horas de demanda punta) para que se generen ingresos (Deane et al, 2009).

Entonces, una marcada diferencia de precios entre horas valle (horas destinadas para bombeo) y horas punta (horas destinadas para generación) resulta atractiva a la hora de evaluar un proyecto

de CHAB. Lo anterior queda de manifiesto, al observar la expresión (1) descrita en el numeral 4.3.1. de este trabajo:

$$W_t \left(C_t - \frac{C_b}{\eta} \right) > 0 \quad (1)$$

Donde: W_t es la energía generada, C_t es el precio de la energía en hora punta, C_b es el precio de la energía en hora valle y η es el ciclo de eficiencia de la central.

Por ejemplo, si se tiene un ciclo de eficiencia fijo, y se cumple que el precio de la energía en horas valle es k veces menor que el precio de la energía en horas punta, entonces se tiene lo siguiente:

$$C_b = C_t - kC_t = (1 - k)C_t = KC_t \quad (4)$$

La constante K se define, entonces, como la relación entre el precio de la energía en horas valle y el precio de la energía en horas punta:

$$K \equiv \frac{C_b}{C_t} \quad (5)$$

Utilizando el valor del precio de la energía en horas valle, obtenido de la expresión (4), se tiene que el término del lado izquierdo de la expresión (1), queda como sigue:

$$W_t \left(C_t - \frac{C_b}{\eta} \right) = W_t \left(C_t - \frac{KC_t}{\eta} \right) = W_t C_t \left(1 - \frac{K}{\eta} \right) \quad (6)$$

Luego, para que el término obtenido en la expresión (6) sea mayor que cero, basta con que se cumpla que el valor de K sea menor que el valor del ciclo de eficiencia de la central, o sea:

$$K < \eta \quad (7)$$

De la Tabla 9, mencionada en el numeral 4.3.1. de este trabajo, se tiene que por lo general el ciclo de eficiencia de una CHAB es de un 70 - 80%. Entonces, para un sistema eléctrico dado, tener valores de K menores al rango de valores típico del ciclo de eficiencia de la central, resultaría atractivo, ya que esto indicaría de forma preliminar, la obtención de ingresos debido a la operación diaria de la central.

Si se tienen valores de K que son superiores al rango típico de valores del ciclo de eficiencia para centrales de este tipo (ver Tabla 9), entonces, la central se debe diseñar con valores de ciclo de eficiencia lo más grandes posibles, de manera tal que se cumpla la expresión (7) y por ende, se obtengan ingresos debido a la operación diaria de la central.

4.4.2. Pago por capacidad y servicios complementarios

Las CHAB presentan una serie de servicios complementarios que son de gran valor para los sistemas eléctricos, como el control de frecuencia, la nivelación de carga y el arranque en cero. En muchos países estos servicios son muy valorados y se pagan en mercados independientes del mercado donde se tranza la energía generada (mercado spot) (Sifri y Ayala, 2010). Ello trae consigo un atractivo monetario para la instalación de este tipo de centrales en estos países, ya que en muchos casos, el pago por estos servicios, justifica la implementación de un proyecto específico de central de bombeo, que en términos de generación de energía no sea rentable.

Otro pago que puede fomentar la implementación de estos proyectos es el pago por capacidad. Este pago tiene relación con el concepto de suficiencia del sistema o la existencia de suficientes instalaciones para satisfacer la carga. Las CHAB por lo general poseen grandes potencias instaladas (entre 100 y 1000 MW), por lo que el pago por capacidad resulta atractivo para la implementación de este tipo de centrales (Deane et al, 2009).

5. APLICACIÓN DE LOS FACTORES AL CASO CHILENO

A continuación se aplicarán al caso chileno los factores identificados y analizados anteriormente. El análisis se realizará de forma conceptual, revisando las características principales del sector eléctrico chileno y utilizando herramientas como Google Earth, para la identificación tentativa y no exhaustiva de posibles sitios de emplazamiento de estas centrales. En ningún caso se pretende presentar un mapa de sitios con potencial para la instalación de CHAB, sino que se dan ejemplos particulares, donde se aplican los factores propuestos en este estudio, de acuerdo a los antecedentes existentes en la bibliografía consultada.

La aplicación de los factores asociados al diseño de las centrales de bombeo no se llevará a cabo, ya que para ello, se requieren datos y estudios que escapan a los objetivos de este trabajo.

Los análisis se centrarán principalmente en el SIC, debido a sus características en cuanto a la matriz de generación que lo compone (principalmente hidrotérmica con algún aporte eólico) y a que abastece a más del 90% de la población en Chile, lo que a priori lo hace un sistema atractivo para la implementación de un proyecto de CHAB.

5.1. Factores generales asociados al sistema eléctrico

5.1.1. Existencia de excedentes de energía en la red

La matriz de generación en Chile es prácticamente hidrotérmica (ver Figura 36). Esto a priori, resulta atractivo, ya que si bien, la presencia de generación térmica no implica necesariamente la existencia de excedentes de energía en la red. La implementación de CHAB en sistemas con generación térmica hace más óptimo el funcionamiento de estas centrales y del sistema en general.

Como fue explicado en el numeral 4.1.1., cuando se tiene centrales térmicas, principalmente a gas y carbón, resulta más eficiente en términos económicos y ambientales, la implementación de CHAB en la red, para cubrir los peaks de demanda y nivelar la curva de carga. Ya que con esto, las centrales térmicas generan la mayor cantidad del tiempo en su óptimo de funcionamiento, emitiendo menos gases nocivos para el medio ambiente y disminuyendo los costos de operación y mantención que aumentan considerablemente, cuando este tipo de centrales deben ajustarse a los requerimientos de la demanda. Si bien, estas características, ocurren de forma ideal, en la práctica todo depende de las características del sistema eléctrico y de la operación del mismo, pero a priori, se puede observar un cierto atractivo para esta tecnología en términos del aprovechamiento de la energía generada por las centrales térmicas en horas de baja demanda, para luego generar en horas de demanda punta.

El SING se trata de un sistema eléctrico constituido, prácticamente en su totalidad, por centrales térmicas (ver Figura 38), por lo que en relación a la existencia de excedentes de energía en la red, este sistema presenta un cierto atractivo para considerar la implementación de proyectos de CHAB. El problema se genera en relación a la disponibilidad de lugares de emplazamiento en el norte del país que cumplan con los factores descritos en este trabajo. La principal piedra de tope viene dada por la disponibilidad del recurso hídrico, lo que dificultaría la implementación de esta tecnología. Sin embargo, no se debe descartar el hecho de considerar el estudio de proyectos de

centrales de bombeo con agua de mar, ya que estos podrían ser una alternativa interesante para el norte grande, más aun considerando las características térmicas que presenta el SING.

En el SIC la implementación de proyectos de CHAB, también se ve atractiva en relación a la existencia de excedentes de energía en la red, ya que en este caso la matriz de generación del sistema, está constituida principalmente por centrales térmicas e hidráulicas, con algún aporte eólico (ver Figura 39). Si bien, el aporte eólico al sistema es bastante pequeño (aproximadamente un 1,41% de la capacidad total de generación del sistema), no se debe descartar el aprovechamiento de la energía fluctuante proporcionada por estas centrales de bajo factor de planta, sobretodo considerando las políticas que ha propuesto el gobierno en materia de generación eléctrica en la estrategia nacional de energía 2012-2030 (Ministerio de Energía, 2012) y la meta impuesta en la Ley 20.257, dónde se pretende que el aporte de las ERNC a la generación del sistema llegue a un 10% de la generación total.

Por el momento y viendo las características del SIC en la actualidad, el aporte térmico al sistema resulta interesante para la entrega de energía en horas valle que las centrales de bombeo requieren para su funcionamiento, lo cuál, a su vez, permitiría la inclusión de los servicios que entrega esta tecnología de almacenamiento de energía, a los sistemas dónde se ha implementado, y que han sido mencionados extensamente en este trabajo (nivelación de carga, disminución de costos de mantención y operación de centrales térmicas y de emisión de gases por estas mismas, etc.).

Otro atractivo que presenta el SIC en comparación con el SING es que en este caso la disponibilidad del recurso hídrico es considerable, sobre todo en la zona centro-sur del país, lo que da una idea de la posible aplicación de esta tecnología en este sistema.

Para tener una idea cuantitativa de cuánto es la energía excedente que existe actualmente en el SIC y en el SING, se tienen que hacer los estudios y balances energéticos correspondientes de cada sistema, que escapan a los objetivos de esta memoria, pero que se plantean como futuros campos de estudio del tema. Sin embargo, sólo viendo las características de la matriz de generación de cada uno de los sistemas mencionados, es posible determinar que en términos cualitativos, éstos presentan un cierto atractivo, que podría dar una idea de la posible implementación de proyectos de CHAB en el país.

5.1.2. Forma de la curva de carga (*Load Shapes*)

Para analizar como se comporta la curva de carga en el SIC, se consideró la demanda horaria del año 2009 para el sistema 4 de subtransmisión del SIC conformado por las barras mostradas en la Tabla 10. Con esta estadística, se generaron curvas típicas de demanda horaria a nivel semanal, con distinto nivel de frecuencia acumulada (15%, 50% y 85%). La Figura 53 muestra estas curvas. En general, las curvas presentan peaks y valles bien definidos, lo que a priori, muestra una forma de curva de carga apta para implementar un proyecto de CHAB en este sistema, aprovechando los excedentes que se generan en las horas de menor demanda para bombear agua al reservorio superior y luego, generar energía eléctrica en las horas de mayor demanda, turbinando el agua desde el reservorio superior al inferior.

La curva de demanda horaria a nivel semanal con un 50% de frecuencia acumulada quiere decir que el 50% de todos los valores de demanda en una hora (1 a 24 horas) y día específicos (lunes a domingo) del año en cuestión, presentan valores de demanda menor o igual que el valor de

demanda a la hora y día específicos y que pasa por la curva de 50% de frecuencia acumulada. Por ejemplo, en la hora 20 del día lunes, el valor de demanda con un 50% de frecuencia acumulada es igual a 416 MW. Entonces, se tiene que al tomar el 50% de todos los valores de demanda en la hora 20 de todos los lunes del año 2009, se presentan valores de demanda menor o igual a 416 MW. Ahora bien, en la hora 18 del día jueves (hora 90 de la Figura 53), el valor de demanda con un 50% de frecuencia acumulada es igual a 400 MW. Entonces, se tiene que al tomar el 50% de todos los valores de demanda en la hora 18 de todos los jueves del año 2009, se presentan valores de demanda menor o igual a 400 MW.

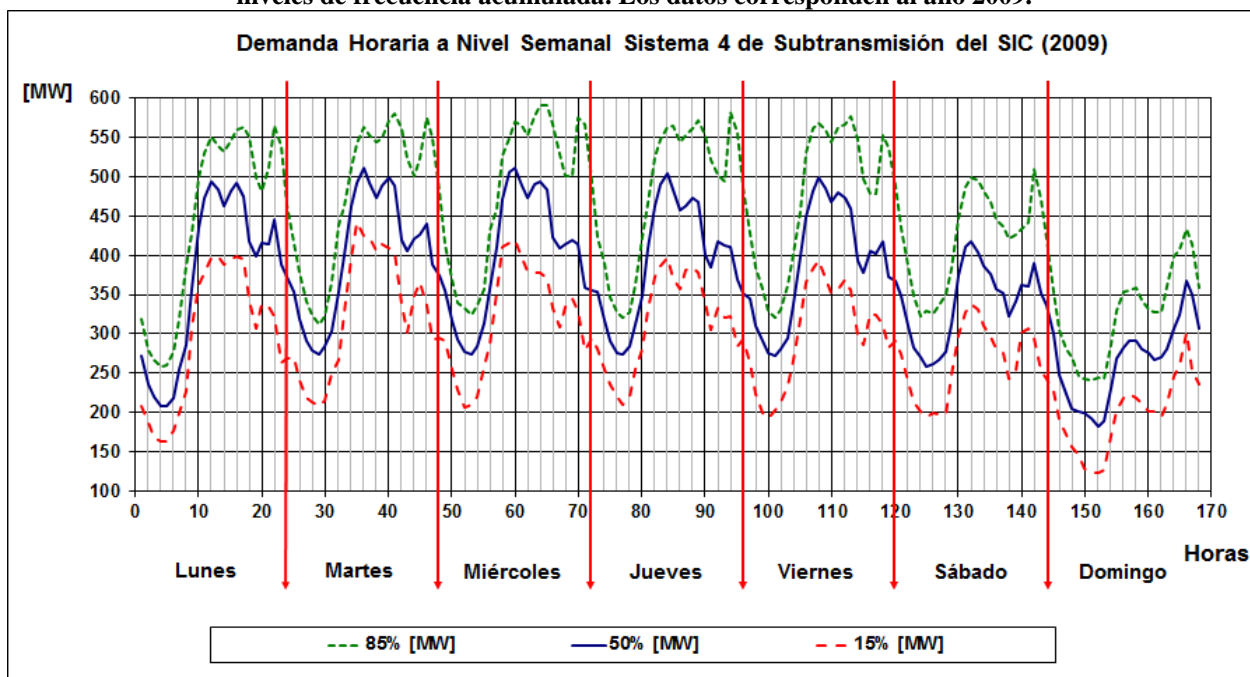
Tabla 10: Sistema 4 de subtransmisión del SIC.

BARRA	NOMBRE	CLAVE
A.JAHUEL 110	de A.JAHUEL 066	AJ11066
A.JAHUEL 220	de A.JAHUEL 154	JA220154
RANCAGUA 154	de M.V.CEN. 154	RANSAU
ITAHUE 220	de ITAHUE 154	IT220154
CHARRUA 220	de CHARRUA 154	CHAAT1
CHARRUA 220	de LANGELES 154	CHASFE
CHARRUA 220	de CONCEPCION 154	CHACO1
A.MELIP 220	RM88_DESC_IT_EMELECTRIC	DIT220a1
RAPEL 220	EMELECTRIC_LIBRE	FLORAGRO
RAPEL 220	RM88_DESC_IT_EMELECTRIC	DIT230a
MAIPO 110	C.G.E.	R131
STA.ELVIRA 066	CTRL_NUEVA_ALDEA	G_NALDEA1
STA.ELVIRA 066	CTRL_NUEVA_ALDEA	G_NALDEA2
STA.ELVIRA 066	CTRL_NUEVA_ALDEA	G_NALDEA3
CHARRUA 154	CTRL_CAMPANARIO	G_CAM
CHARRUA 154	CTRL_ABANICO	I008
S.F.MOSTAZAL 066	TG_MOSTAZAL	TGMOSTA1
A.V.PRAT 066	CTRL_LICANTEN	G_LICAN
MAULE 066	CTRL_LIRCAY	G_LIRCAY
CONSTIT. 066	CTRL_CELCO	G_CELCO
CONSTIT. 066	CTRL_CONSTITUCION_1	CONSELEK1
CONSTIT. 066	CTRL_CONSTITUCION_2	MAULE
TENO 066	CTRL_TENO	GTENO
CABRERO 013	CTRL_ORAFI	GORAFI
CONSTIT2 023	CTRL_CONSTITUCION	G_CONST
A.MELIP 220	de A.MELIP 110	AME220110
A.MELIP 110	de S.ANTONIO 110	AMELSANT

Fuente: CDEC-SIC (<https://www.cdec-sic.cl/estadisticas/peajes/subtx/DemandaMx.zip>)

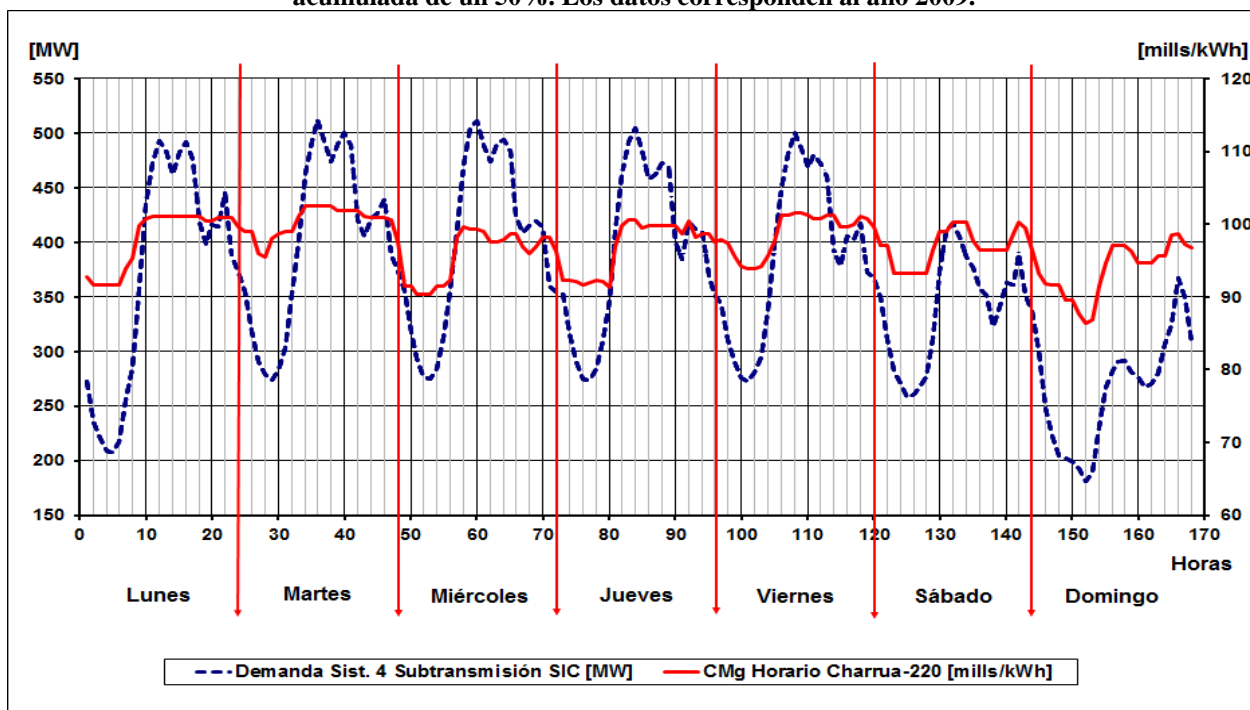
En cuánto a las horas de bombeo por día hábil de la semana, de la Figura 53 se observa que en general los valles duran entre 5 a 7 horas diarias, con alto potencial de aprovechamiento para el bombeo durante los fines de semana, donde los valles son más extensos y con valores de demanda menor, lo que permitiría operar, una central de este tipo, con un ciclo semanal de operación. En cuánto a las horas de generación diaria, su determinación es más compleja de realizar, ya que además de la forma de la curva de carga, su valor depende de la matriz de generación del sistema y de la operación del mismo. Pero a priori, se observa que en cada día hábil de la semana hay peaks que superan los 480 MW (para la curva con 50% de frecuencia acumulada) y que tienen una duración entre 4 a 6 horas por día. Lo que da una idea de las horas de generación diaria para este tipo de centrales operando en este sistema.

Figura 53: Curvas de demanda horaria a nivel semanal del sistema 4 de subtransmisión del SIC para distintos niveles de frecuencia acumulada. Los datos corresponden al año 2009.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC (<https://www.cdec-sic.cl/estadisticas/peajes/subtx/DemandaMx.zip>)

Figura 54: Curva de demanda horaria a nivel semanal del sistema 4 de subtransmisión del SIC y curva de precios horario a nivel semanal del nudo Charrua-220 del SIC, para una semana estándar con frecuencia acumulada de un 50%. Los datos corresponden al año 2009.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC

Si se compara la forma de la curva de demanda con la forma de la curva de precios horario para una semana típica (obtenida de un análisis estadístico de frecuencia acumulada), el panorama se ve aun más atractivo, ya que por lo general estas curvas siguen la misma forma. O sea, cuando la

demanda es baja, los precios tienden a ser bajos y cuando la demanda es alta, los precios también lo son. En la Figura 54 se ha graficado la curva de demanda horaria a nivel semanal para el sistema 4 de subtransmisión del SIC y la curva de precios horario a nivel semanal del nudo Charrua-220 del mismo sistema, para una semana estándar con frecuencia acumulada del 50%. Los datos corresponden al año 2009 y se obtuvieron de la página del CDEC-SIC. En esta figura se aprecia de forma clara lo mencionado anteriormente, ya que si bien los precios entre horas valle y punta no difieren demasiado en su valor, al graficarlos, se observa que siguen aproximadamente la misma forma que la curva de demanda para el sistema en cuestión. Más adelante se analizarán las diferencias de precios en el SIC, pero en base a esta figura, se puede apreciar un comportamiento de estas curvas que resulta interesante al momento de considerar la aplicación de esta tecnología en el país.

En definitiva, sólo observando la forma de la curva de carga, es posible apreciar que se ven condiciones atractivas para la implementación y operación de un proyecto de CHAB. Es claro que para etapas más avanzadas de evaluación de estas características, se deben realizar simulaciones y modelos, que permitan verificar como se comportaría el proyecto en el sistema, tomando en cuenta todas las variables y consideraciones que el sistema posee y con ello determinar de forma más precisa las horas de generación y bombeo, además del ciclo de operación del proyecto en cuestión.

5.2. Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central

A pesar de que no es objetivo de la presente memoria efectuar un análisis exhaustivo de todas las posibles zonas que satisfagan mayormente los factores relacionados con las características del emplazamiento de una CHAB. Se han evaluado, a modo de ejemplo, algunos sitios en zonas específicas, con el objeto de mostrar la aplicación de algunos de los factores descritos en el numeral 4.2., para efectos de dar un punto de partida a futuros estudios de ingeniería conceptual donde se podrían realizar análisis mas detallados en zonas específicas.

A modo de ejemplo metodológico se evalúan los factores identificados y analizados en el numeral 4.2., tales como:

- El salto hidráulico o carga hidráulica
- La distancia entre ambos reservorios (relación L/H)
- La disponibilidad del recurso hídrico
- Localización cercana a centros de consumo y puntos de conexión a la red
- La utilización de un embalse existente artificial o natural como reservorio inferior.

Para evaluar estos factores, se decidió dar un cierto “valor”, de forma preliminar y cualitativa, a cada uno de los factores considerados, tomando en cuenta las recomendaciones entregadas para cada uno de estos factores en el numeral 4.2.

Los factores relacionados con las condiciones geológicas y geográficas no serán evaluados, ya que para ello se requiere un mayor nivel de estudio, que escapa a los objetivos de esta memoria.

La evaluación se realizará principalmente en base a la observación de algunas regiones del país, utilizando las herramientas que dispone Google Earth, por lo que las conclusiones que se tomen respecto a las evaluaciones de los factores realizada, sólo tienen que tomarse a modo de ejemplo

de la metodología a seguir en estudios futuros para el reconocimiento de lugares de emplazamiento de estas centrales en el país. En ningún caso, estas conclusiones, se deben tomar como resultados de un estudio exhaustivo de lugares de emplazamiento.

En la Tabla 11 se muestran las consideraciones que se tomarán para evaluar los factores mencionados anteriormente.

Tabla 11: Valorización cualitativa de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB.

Factor	Valor		
Carga hidráulica o salto hidráulico	Alto: Cuando la carga hidráulica sea superior a 400 metros.	Medio: Cuando la carga hidráulica esté entre 200 y 400 metros.	Bajo: Cuando la carga hidráulica sea inferior a 200 metros.
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Grande: Cuando la relación L/H sea superior a 7.	Ideal: Cuando la relación L/H esté entre 4 y 6.	Pequeña: Cuando la relación L/H sea inferior a 4.
Disponibilidad del recurso hídrico	Disponible: Se observan lagos, ríos, embalses (naturales o artificiales) o zonas costeras. Si bien, se requieren estudios que avalen la disponibilidad del recurso hídrico (estudios hidrológicos principalmente), a simple vista se observa un cierto grado de disponibilidad.	-	No es clara: No se observan a simple vista lagos, ríos, embalses (naturales o artificiales) o zonas costeras. Se requiere un mayor nivel de estudios para determinar la disponibilidad del recurso hídrico (aguas subterráneas, por ejemplo).
Localización a centros de consumo	Cercana: Se observan centros de consumo cercanos a la zona de emplazamiento de la central.	-	Lejana: Se observan centros de consumo lejanos o fuera de la región de estudio.
Localización a puntos de conexión a la red	Cercana: Se observan líneas de transmisión o puntos de conexión cercanos a la zona de emplazamiento de la central.	-	Lejana: Se observan líneas de transmisión o puntos de conexión lejanos a la zona de emplazamiento de la central.
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe: Se observan reservorios o embalses (artificiales o naturales) que podrían ser empleados como reservorio inferior de la central.	-	No Existe: No se observan reservorios o embalses (artificiales o naturales) que podrían ser empleados como reservorio inferior de la central.

Fuente: Elaboración propia

Por lo general, en los ejemplos entregados en este acápite se evalúan zonas del país pertenecientes al SIC (ver ANEXO B), ya que en este sistema existen varios embalses naturales o artificiales construidos ya sea por motivos de generación o riego principalmente, que podrían ser utilizados a su vez como reservorio inferior para una central de bombeo. Como ya se ha visto, el almacenamiento requerido por una CHAB es muy inferior al almacenamiento que se requiere para centrales hidráulicas convencionales de embalse. Por lo que, considerando los menores costos de inversión involucrados, sólo por el hecho de utilizar un depósito existente como reservorio inferior, es en estos sitios donde se ve atractivo, en una primera instancia de estudio, la implementación de esta tecnología.

Las regiones donde se evalúan los factores, corresponden a: regiones al norte del SIC (regiones de Atacama y Coquimbo), regiones centrales del SIC (regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins), región del Maule, región del Bio Bio y regiones al sur del SIC (regiones de la Araucanía, Los Ríos y Los Lagos). Al final del acápite se entregan algunas observaciones finales y consideraciones para zonas pertenecientes al SING.

5.2.1. Algunos emplazamientos en regiones al norte del SIC (regiones de Atacama y Coquimbo)

En las regiones de Atacama y Coquimbo la disponibilidad del recurso hídrico para la implementación de este tipo de centrales puede considerarse como “no clara”. Si bien existen lagos y ríos en la zona, además de harta costa, la disponibilidad del recurso hídrico para ser utilizado en proyectos hidroeléctricos de este tipo requiere de estudios más acabados, tomando en cuenta que hasta la fecha las centrales hidroeléctricas convencionales funcionando en la zona son dos y de potencia inferior a 20 MW (central Puclaro de 5,4 MW y central Los Molles de 18 MW de potencia).

En la región de Atacama “existe” el embalse artificial Santa Juana (163 hm³ de capacidad), utilizado para el riego de la zona, que podría ser utilizado como reservorio inferior de una CHAB. Cercano al embalse, existen zonas en altura, donde podría ser proyectado un reservorio superior del tipo piscina artificial, como el caso de la central Seneca en Estados Unidos (Figura 5). En la Figura 55 se ha esquematizado, a modo de ejemplo, un posible lugar de proyección de un reservorio superior adyacente al embalse Santa Juana (alternativa 1). Esta alternativa presenta un salto hidráulico “medio”, cercano a los 350 metros, una relación L/H “ideal” cercana a 6 y una distancia entre reservorios de aproximadamente 2 km. La alternativa se encuentra “cercana” a centros de consumo y a líneas de transmisión, ya que su emplazamiento está cerca de Vallenar, dónde existe una subestación de transmisión.

Figura 55: Proyección de un posible lugar de emplazamiento de CHAB cercano al embalse Santa Juana, región de Atacama.



Fuente: Google Earth, 2012

Otra alternativa puede ser la proyección de un reservorio superior, utilizando como reservorio inferior el embalse Puclaro (alternativa 2), ubicado en la región de Coquimbo y creado con motivos de reserva de agua potable y de riego de los campos del Valle de Elqui. El embalse tiene una capacidad de 200 hm³, un área de inundación de 760 ha y está ubicado a una cota de 470 m.s.n.m. aproximadamente. El embalse sirve, además, para generación de electricidad, ya que

existe una central hidroeléctrica a pie de presa del mismo nombre, que posee una potencia nominal de 5,4 MW.

La alternativa 2 (56) presenta un salto hidráulico “alto”, cercano a los 880 metros, una relación L/H “ideal” cercana a 5 y una distancia entre reservorios de aproximadamente 4,5 km. La alternativa se encuentra “cercana” a centros de consumo y a líneas de transmisión, teniendo en cuenta que cerca del lugar de emplazamiento se encuentra el nudo Pan de Azúcar, dónde llegan líneas de transmisión de hasta 220 kV.

Figura 56: Proyección de un posible lugar de emplazamiento de CHAB cercano al embalse Puclaro, región de Coquimbo.



Fuente: Google Earth, 2012

En la Tabla 12 se muestra el resumen con los valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento, para las alternativas consideradas en estas regiones.

Tabla 12: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en las regiones al norte del SIC.

Factor	Alternativa 1	Alternativa 2
Carga hidráulica o salto hidráulico	Medio	Alto
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Ideal	Ideal
Disponibilidad del recurso hídrico	No es clara	No es clara
Localización a centros de consumo	Cercana	Cercana
Localización a puntos de conexión a la red	Cercana	Cercana
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe	Existe

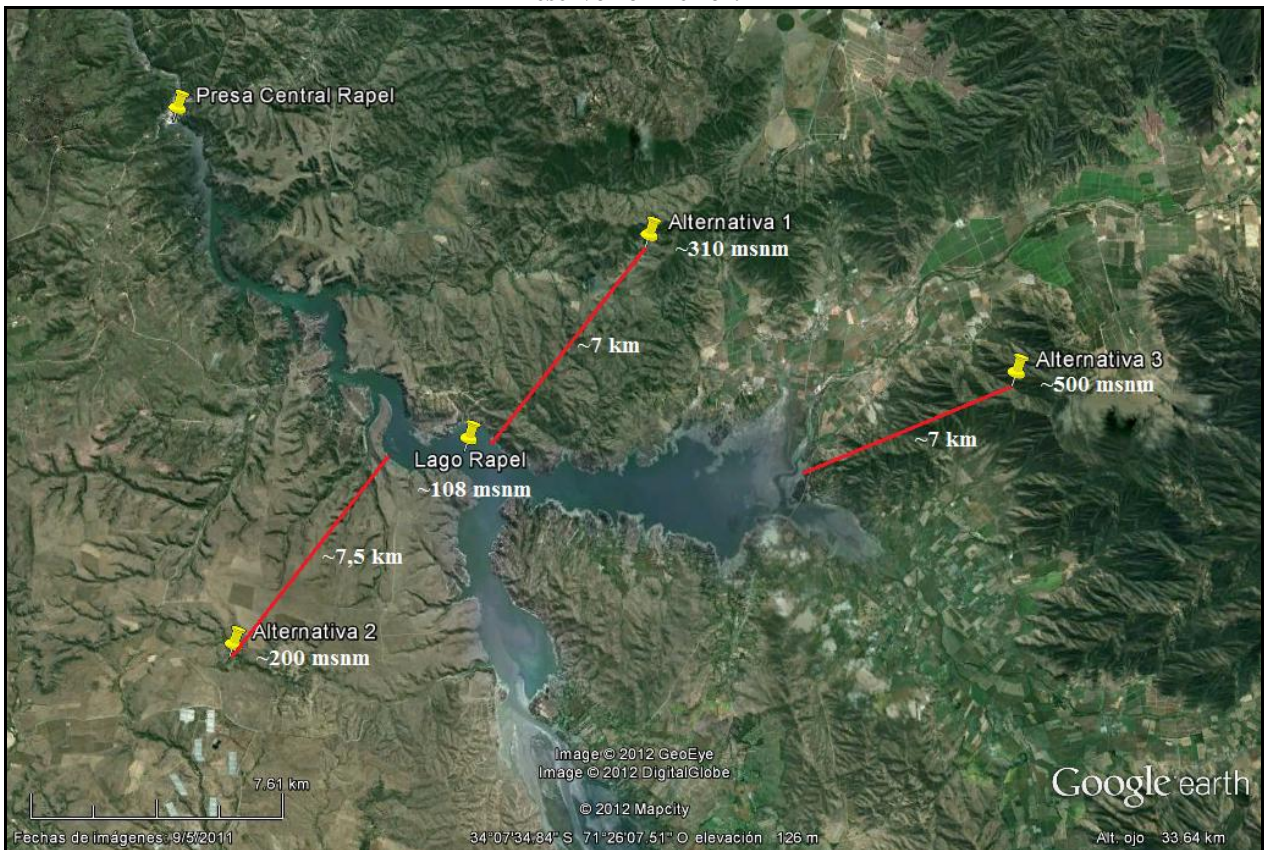
Fuente: Elaboración propia

5.2.2. Algunos emplazamientos en regiones centrales del SIC (regiones de Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins)

En estas regiones el recurso hídrico puede considerarse a simple vista como “disponible”. “Existe” una gran cantidad de lagunas y embalses empleados para otros fines y que podrían ser utilizados como reservorio inferior de una CHAB.

A modo de ejemplo, en la Figura 57 se han proyectado tres alternativas de emplazamiento donde podría ser proyectado un reservorio superior del tipo piscina artificial, para una CHAB que utilice al lago Rapel como reservorio inferior. El lago Rapel se ubica al norte de la región de O'Higgins. Sus aguas sirven a la central del mismo nombre para generación de electricidad (potencia instalada de 377 MW). Este embalse posee un volumen total de 695 hm³ y una superficie de inundación de 8.000 hectáreas aproximadamente. La alternativa 1 tiene un salto hidráulico “medio” de 200 metros y una relación L/H “grande” cercana a 35. La alternativa 2 tiene un salto hidráulico “bajo” cercano a 100 metros y una relación L/H “grande” cercana a 82. Por último, la alternativa 3 tiene un salto hidráulico “medio” cercano a 400 metros y una relación L/H “grande” cercana a 16. Las alternativas se ubican aproximadamente a 7 km de distancia del lago Rapel. En todos los casos, se considera que la localización de las alternativas es “cercana” a los centros de consumo y líneas de transmisión, teniendo en cuenta la actual utilización del lago Rapel para generación de electricidad.

Figura 57: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de una CHAB utilizando el lago Rapel como reservorio inferior.



Fuente: Google Earth, 2012

En la Tabla 13 se muestra el resumen con los valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento, para las alternativas cercanas al lago Rapel.

Tabla 13: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas cercanas al lago Rapel.

Factor	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Carga hidráulica o salto hidráulico	Medio	Bajo	Medio
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Grande	Grande	Grande
Disponibilidad del recurso hídrico	Disponible	Disponible	Disponible
Localización a centros de consumo	Cercana	Cercana	Cercana
Localización a puntos de conexión a la red	Cercana	Cercana	Cercana
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe	Existe	Existe

Fuente: Elaboración propia

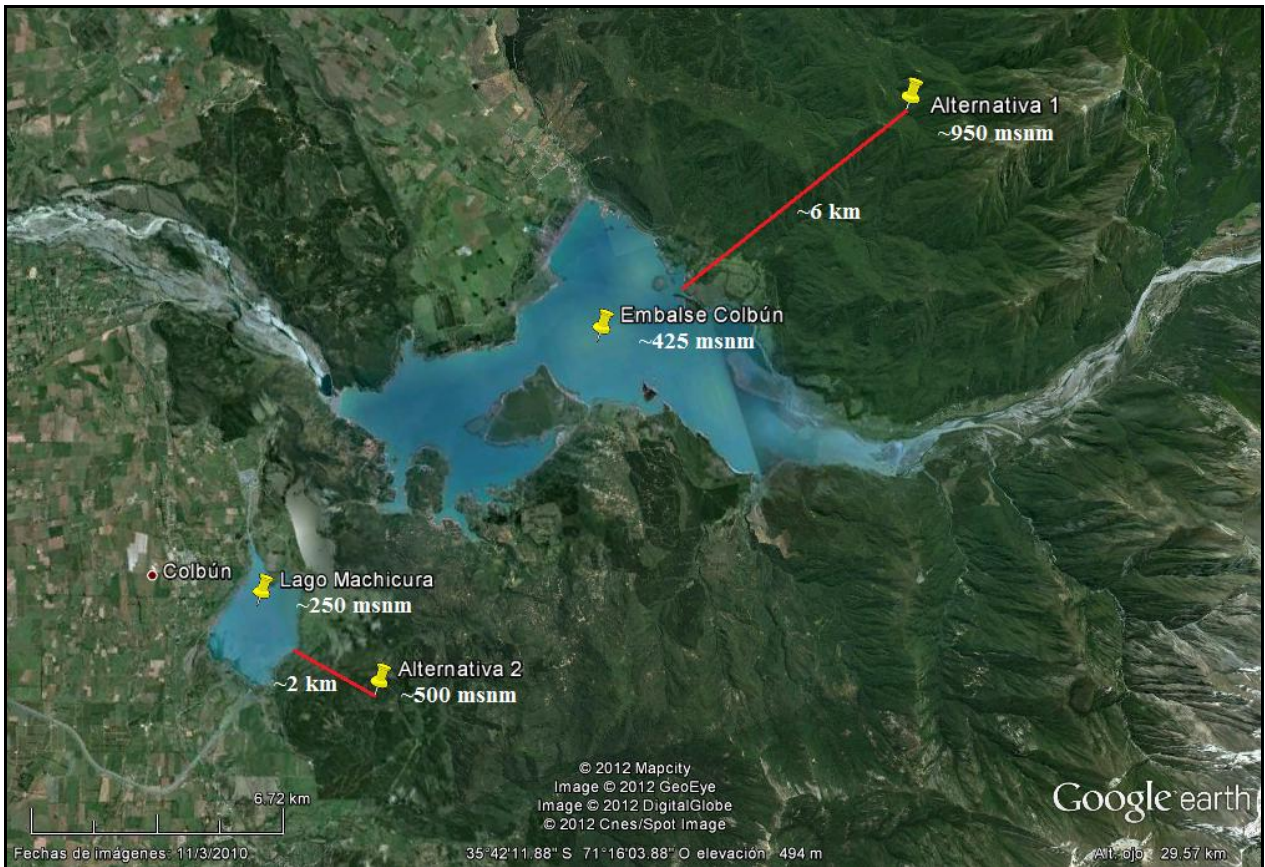
5.2.3. Algunos emplazamientos en la región del Maule

En la región del Maule, la disponibilidad del recurso hídrico es considerable (el factor se encuentra “disponible”). En esta zona “existen” una serie de reservorios artificiales y naturales, que podrían ser utilizados como reservorio inferior para la instalación de una CHAB. Muchos de estos reservorios ya son utilizados para generación de electricidad. Tal es el caso de la central Colbún de 474 MW de potencia instalada, que utiliza el embalse del mismo nombre con una capacidad de almacenamiento de 1.544 hm³ aproximadamente. Cercano al embalse, existen zonas en altura que presentan desniveles considerables, donde podría ser proyectado un reservorio superior del tipo piscina artificial.

En la Figura 58 se ha esquematizado, a modo de ejemplo, un posible lugar de proyección de un reservorio superior adyacente al embalse Colbún (alternativa 1). Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto”, cercano a los 525 metros, una relación L/H “grande” cercana a 11 y una distancia entre reservorios de aproximadamente 6 km. La alternativa se encuentra “cercana” a centros de consumo y líneas de transmisión, teniendo en cuenta que el reservorio inferior contemplado para su proyección, ya se utiliza para generación de electricidad, por lo que podrían emplearse las mismas líneas de transmisión actualmente instaladas en la zona.

Otra alternativa, puede ser la utilización como reservorio inferior del lago Machicura (ubicado a una altitud aproximada de 250 m.s.n.m.), que actualmente se utiliza para generación y riego. A 2 km. hacia el sureste del lago, existe una zona alta a una cota de 500 m.s.n.m. aproximadamente, donde podría proyectarse el diseño de una piscina artificial como reservorio superior para una CHAB (alternativa 2) (ver Figura 58). El sitio considerado posee un salto “medio” de 250 metros aproximadamente y una relación L/H “grande” igual a 8. Al igual que en la alternativa 1, en este caso se puede considerar que la localización de centros de consumo y puntos de conexión se encuentran “cercaños”.

Figura 58: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de CHAB cercanos al embalse Colbún, región del Maule.

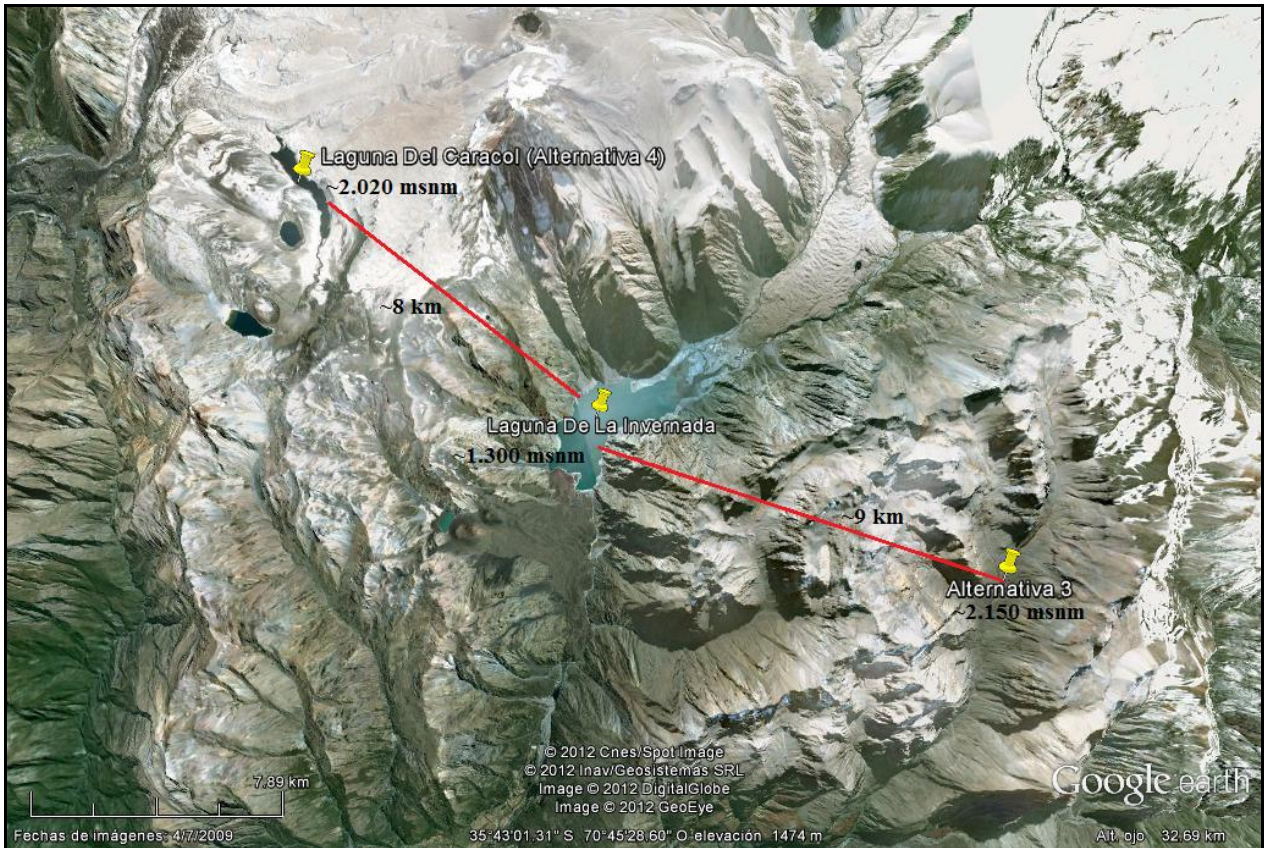


Fuente: Google Earth, 2012

Otra alternativa, puede ser la proyección de una CHAB utilizando como reservorio inferior la Laguna de la Invernada (ubicada a una altitud aproximada de 1.300 m.s.n.m.) que actualmente provee de agua a la central hidroeléctrica Cipreses (106 MW de potencia instalada). Al igual que en los casos anteriores, se considera la proyección de una piscina artificial como reservorio superior (alternativa 3). En este caso la piscina se ubicaría al sureste de la laguna, a una distancia de aprox. 9 km y a una altitud de 2.150 m.s.n.m. (ver Figura 59). Esta alternativa posee un salto hidráulico “alto” de 850 metros aproximadamente y una relación L/H “grande”, cercana a 11. Debido a la ubicación de esta alternativa, la localización a los centros de consumo se puede considerar como “lejana”, pero en vista de que existe una central cercana al lugar de emplazamiento de esta alternativa, se puede considerar que la localización de esta alternativa se encuentra “cercana” a líneas de transmisión y puntos de conexión.

Considerando nuevamente la Laguna de la Invernada como reservorio inferior, pero esta vez, utilizando la laguna del Caracol (ubicada a una altitud aproximada de 2.020 m.s.n.m.) como reservorio superior (alternativa 4), se tiene un salto hidráulico “alto” de 720 metros y una relación L/H “grande” igual a 10 aproximadamente (ver Figura 59). Al igual que en la alternativa anterior se considera que la localización a los centros de consumo es “lejana” y la localización a líneas de transmisión y puntos de conexión es “cercana”.

Figura 59: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando la Laguna La Invernada como reservorio inferior.



Fuente: Google Earth, 2012

En la Tabla 14 se muestra el resumen con los valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento, para las alternativas consideradas en esta región.

Tabla 14: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en la región del Maule.

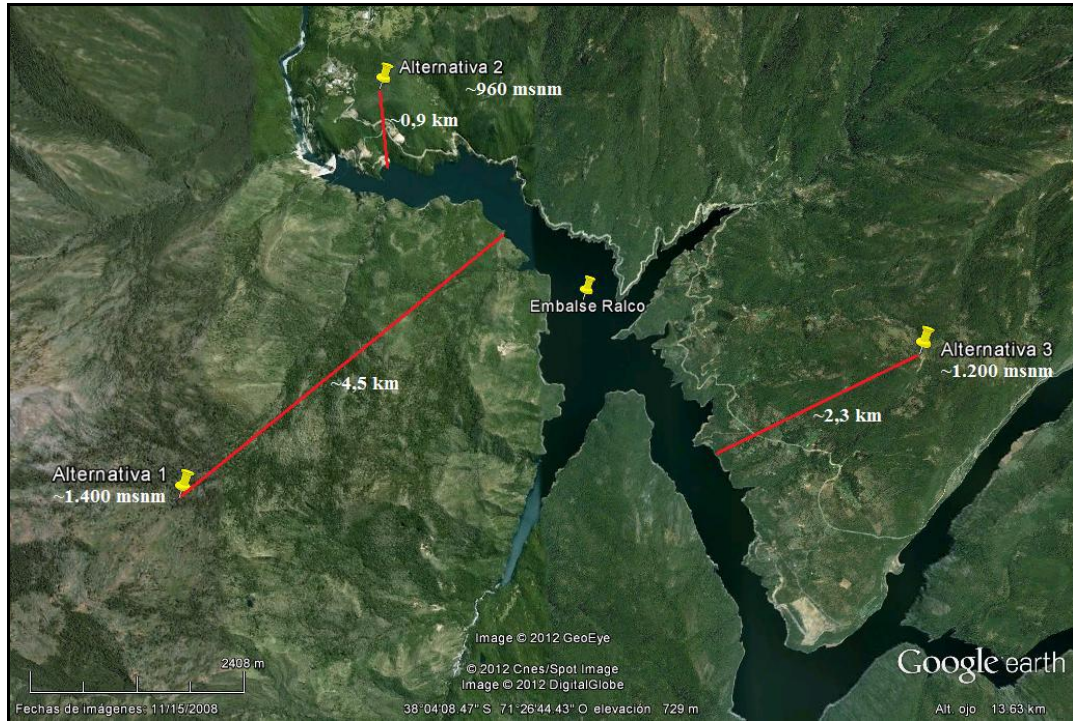
Factor	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Carga hidráulica o salto hidráulico	Alto	Medio	Alto	Alto
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Grande	Grande	Grande	Grande
Disponibilidad del recurso hídrico	Disponible	Disponible	Disponible	Disponible
Localización a centros de consumo	Cercana	Cercana	Lejana	Lejana
Localización a puntos de conexión a la red	Cercana	Cercana	Cercana	Cercana
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe	Existe	Existe	Existe

Fuente: Elaboración propia

5.2.4. Algunos emplazamientos en la región del Bio Bio

En la región del Bío-Bío, el recurso hídrico también puede considerarse como “disponible”. En esta región “existen” una serie de embalses y reservorios naturales o artificiales utilizados para fines de generación o riego, que podrían ser utilizados a su vez como reservorio inferior de un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

Figura 60: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando el embalse Ralco como reservorio inferior.



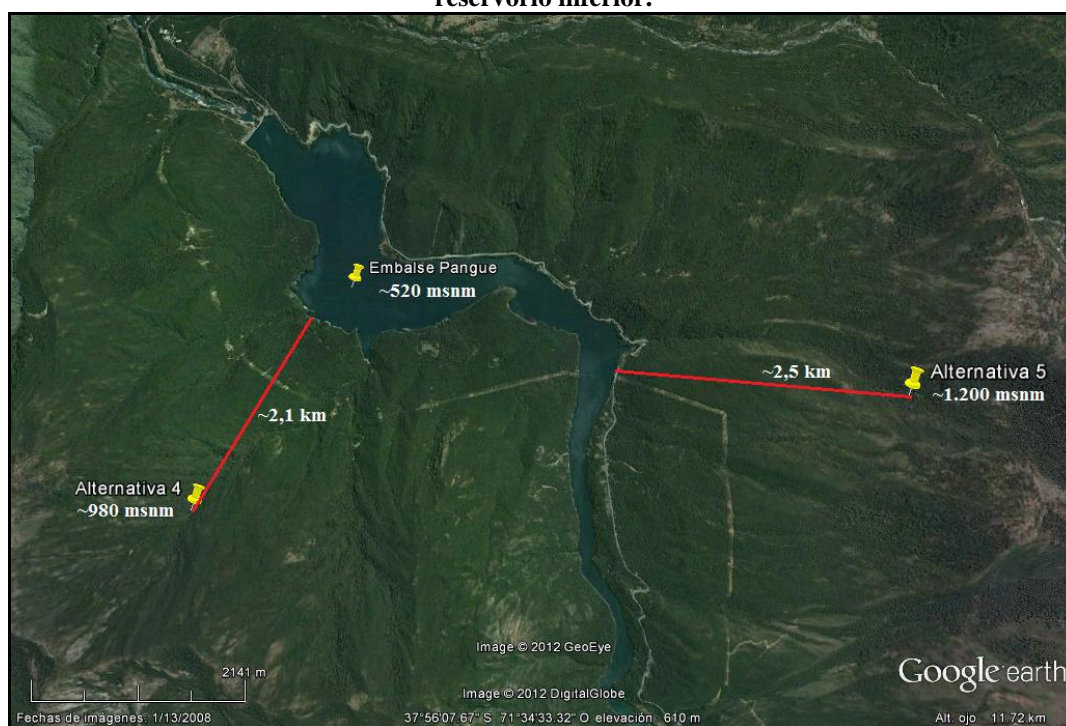
Fuente: Google Earth, 2012

Dentro de las alternativas en esta región, se encuentra el embalse creado por la presa de la central Ralco (potencia instalada de 690 MW). Este embalse tiene un volumen total de 1.222 hm³ y una superficie de inundación de 3.467 hectáreas. Alrededor del embalse se observa una zona montañosa donde se podría proyectar la instalación de un reservorio superior tipo piscina artificial. A modo de ejemplo, se han proyectado de forma conceptual y utilizando Google Earth, tres posibles sitios para la instalación del reservorio superior (ver Figura 60). La alternativa 1 se proyecta al suroeste del embalse a una cota de 1.400 m.s.n.m. y una distancia de 4,5 km aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 750 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 6. La alternativa 2 se proyecta al noreste del embalse Ralco a una distancia de 0,9 km y a una cota de 960 m.s.n.m. aprox. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “medio” de 310 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 3. Finalmente, la alternativa 3 se proyecta al sureste del embalse Ralco a una cota de 1.200 m.s.n.m. y una distancia de 2,3 km aproximadamente. Esta última alternativa posee un salto hidráulico “alto” de 550 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 4. En todas estas alternativas, se considera que la localización es “lejana” a centros de consumo, pero “cercana” a puntos de conexión a la red, teniendo en cuenta que el embalse Ralco ya es utilizado para generación de electricidad.

Otro embalse artificial ya construido en esta región para fines de generación de energía eléctrica y que podría ser utilizado como reservorio inferior para un proyecto de central de bombeo, lo constituye el embalse artificial creado para el aprovechamiento hidroeléctrico de la central Pangué (potencia instalada de 467 MW). Este embalse posee un volumen total de 175 hm³ y una superficie de inundación de 500 hectáreas aproximadamente. Al igual que en el caso del embalse Ralco, alrededor del embalse Pangué se observan zonas montañosas en altura donde podría proyectarse la ubicación de un reservorio superior creado mediante una piscina artificial. A modo de ejemplo y de forma conceptual, se presentan dos alternativas de ubicación del reservorio superior para el caso del aprovechamiento del embalse Pangué como reservorio inferior de un proyecto de CHAB en esa zona (ver Figura 61).

La alternativa 4 se proyecta al suroeste del embalse Pangué a una distancia de 2,1 km y a una cota de 980 m.s.n.m. aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 460 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 5. La segunda alternativa, se proyecta al sureste del embalse Pangué a una cota de 1.200 m.s.n.m. y una distancia de 2,5 km aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 680 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 4. En estas alternativas, se considera que la localización es “lejana” a centros de consumo, pero “cercana” a puntos de conexión a la red, teniendo en cuenta que el embalse Pangué ya es utilizado para generación de electricidad.

Figura 61: Proyección de posible lugar de emplazamiento de una CHAB utilizando el embalse Pangué como reservorio inferior.



Fuente: Google Earth, 2012

En la Tabla 15 se muestra el resumen con los valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento, para las alternativas consideradas en esta región.

Tabla 15: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en la región del Bio Bio.

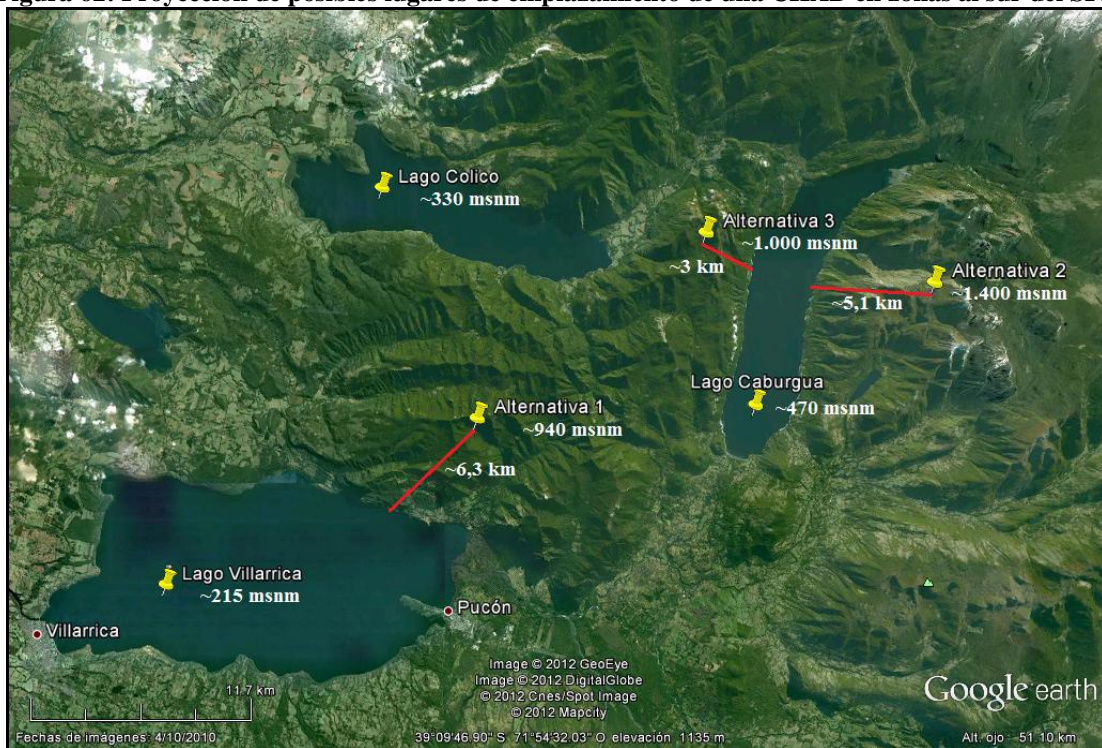
Factor	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Carga hidráulica o salto hidráulico	Alto	Medio	Alto	Alto	Alto
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Ideal	Ideal	Ideal	Ideal	Ideal
Disponibilidad del recurso hídrico	Disponible	Disponible	Disponible	Disponible	Disponible
Localización a centros de consumo	Lejana	Lejana	Lejana	Lejana	Lejana
Localización a puntos de conexión a la red	Cercana	Cercana	Cercana	Cercana	Cercana
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe	Existe	Existe	Existe	Existe

Fuente: Elaboración propia

5.2.5. Algunos emplazamientos en regiones al sur del SIC (regiones de la Araucanía, Los Ríos y Los Lagos)

Más al sur del SIC (regiones de la Araucanía, Los Ríos y Los Lagos), la disponibilidad de lugares con atractivo para la instalación de este tipo de centrales aumenta, principalmente por la disponibilidad del recurso hídrico y por la gran cantidad de lagos naturales existentes que podrían ser utilizados como reservorio inferior. Algunos de los lagos naturales que podrían ser considerados para la utilización como reservorio inferior de una CHAB son: lago Villarrica, lago Caburgua, lago Colico, lago Calafquén, lago Panguipulli y lago Pirehueico, sólo por nombrar algunos.

Figura 62: Proyección de posibles lugares de emplazamiento de una CHAB en zonas al sur del SIC.



Fuente: Google Earth, 2012

A modo de ejemplo se proyectan algunas alternativas de emplazamiento de CHAB donde podría ser proyectado un reservorio superior del tipo piscina artificial (Figura 62). La alternativa 1 se proyecta al noreste del lago Villarrica (215 m.s.n.m.) a una cota de 940 m.s.n.m. y una distancia de 6,3 km aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 720 metros y una relación L/H “grande” cercana a 9. La alternativa 2 se proyecta al noreste del lago Caburgua (470 m.s.n.m.) a una cota de 1.400 m.s.n.m. y una distancia de 5,1 km aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 950 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 5. Finalmente, La alternativa 3 se proyecta al noroeste del lago Caburgua a una cota de 1.000 m.s.n.m. y una distancia de 3 km aproximadamente. Esta alternativa presenta un salto hidráulico “alto” de 530 metros y una relación L/H “ideal” cercana a 6. En todos los casos, se asume que las alternativas se encuentran localizadas “cercanas” a los centros de consumo, pero “lejanas” a las líneas de transmisión.

En la Tabla 16 se muestra el resumen con los valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento, para las alternativas consideradas en estas regiones.

Tabla 16: Valores cualitativos de los factores asociados al emplazamiento de una CHAB para cada una de las alternativas consideradas en regiones al sur del SIC.

Factor	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Carga hidráulica o salto hidráulico	Alto	Alto	Alto
Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Grande	Ideal	Ideal
Disponibilidad del recurso hídrico	Disponible	Disponible	Disponible
Localización a centros de consumo	Cercana	Cercana	Cercana
Localización a puntos de conexión a la red	Lejana	Lejana	Lejana
Existencia de embalses o depósitos (naturales o artificiales) que podrían ser utilizados como reservorio inferior de la central	Existe	Existe	Existe

Fuente: Elaboración propia

5.2.6. Observaciones finales

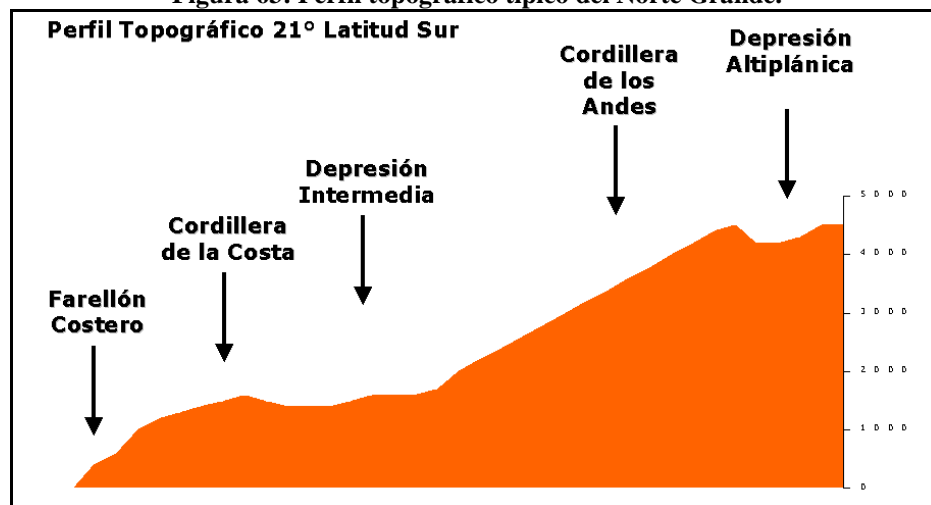
Existen varias alternativas de emplazamiento que presentan características atractivas para la instalación de CHAB. Sin embargo, se debe tener claro, que el análisis se llevó a cabo sólo considerando los factores asociados al emplazamiento y la valorización cualitativa de estos, dada en la Tabla 11. En vista de esto, se encontró que de los ejemplos de emplazamiento entregados, las alternativas que presentan un mayor atractivo se ubican en las regiones del Maule y Bio Bio, principalmente por la disponibilidad del recurso hídrico, las grandes cargas hidráulicas, la existencia de embalses artificiales y lagos que podrían ser utilizados como reservorio inferior, el valor de la relación L/H y la cercanía a centros de consumo y líneas de transmisión.

Es claro que para estudios más exhaustivos de posibles lugares de emplazamiento, se deberán tomar en cuenta, además de los factores presentados en este trabajo, factores de tipo ambiental y social, los cuales pueden descartar lugares que presenten un alto impacto. Además, se deberán realizar estudios más acabados de la zona, para tener en cuenta consideraciones del tipo geológicas, topográficas e hidrológicas, que permitan tomar decisiones más precisas, respecto a los emplazamientos más atractivos para ubicar una central hidroeléctrica de acumulación por

bombeo. El análisis de la localización cercana a líneas de transmisión y centros de consumo, también debe hacerse de forma más exhaustiva, tomando en cuenta la necesidad de energía para bombeo en horas de demanda valle e inyección de grandes potencias en horas de demanda punta.

Si bien el análisis se realizó considerando sólo regiones del SIC, no se debe descartar la implementación de esta tecnología en zonas donde opera el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Resulta de gran interés estudiar en esta zona la opción de implementar proyectos de CHAB que utilicen agua de mar. La región de Antofagasta presenta características interesantes para esta alternativa debido a su topografía abrupta cerca de la costa, que genera grandes saltos hidráulicos que podrían ser aprovechados para la implementación de un proyecto de central de bombeo con agua de mar en esta región (ver Figura 63). Además, debido a las características de la matriz de generación del SING (prácticamente toda su generación es en base a centrales térmicas), resulta atractivo utilizar los excedentes que se generan en este sistema, para bombear y generar en horas de demanda punta. Como el objetivo de esta memoria es presentar algunos de los factores más relevantes que condicionan la implementación de esta tecnología, lo anterior se plantea como una alternativa de estudio futuro, ya que escapa a los objetivos del presente trabajo.

Figura 63: Perfil topográfico típico del Norte Grande.



Fuente: <http://www.saladehistoria.com/geo/Cont/C012.htm>

5.3. Factores económicos asociados al sistema eléctrico

5.3.1. Diferencia de precios entre horas valle y punta

Con el fin de tener una idea de las diferencias de precios de la energía entre horas valle y horas punta que actualmente se presentan en Chile, se realizó un análisis estadístico de las diferencias de precios entre estos dos periodos. Para ello, se consideró la estadística histórica de precios a nivel horario para el periodo comprendido entre los años 2005-2010. Los precios se obtuvieron de tres nudos pertenecientes al Sistema Interconectado Central (SIC): Cardones-220, Alto Jahuel-220 y Charrúa-220, ubicados de norte a sur del SIC respectivamente (ver ANEXO B. Las zonas en rojo corresponden a los nudos de interés). En el análisis sólo se consideró el SIC, debido a que este sistema posee una capacidad instalada correspondiente a más del 70% de la capacidad instalada total del país y además, su matriz de generación está compuesta por casi un 46,4% de capacidad instalada en hidroelectricidad, un 52,1% en termoelectricidad y un 1,5% en centrales

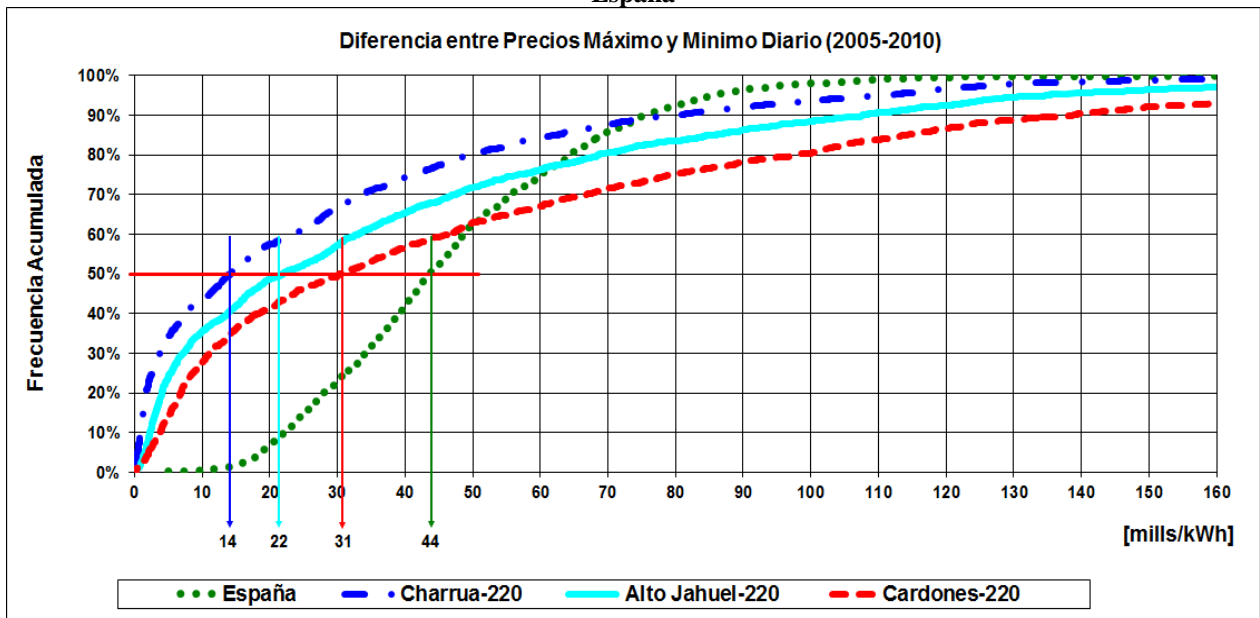
eólicas, lo que a priori, resulta beneficioso para considerar la implementación de proyectos de CHAB.

Para efectos de comparar lo que ocurre en Chile con lo que ocurre en países donde se ha implementado esta tecnología. Se consideró la estadística de precios a nivel horario de España, para el periodo comprendido, también, entre los años 2005-2010.

El análisis se realizó calculando las diferencias entre los precios máximo y mínimo diarios de cada uno de los 2.191 días comprendidos entre los años 2005 y 2010 (Estadística total de 2191 valores). Tomando esta información, se confeccionó un gráfico de frecuencia acumulada de la diferencia entre los precios máximo y mínimo diario, obteniéndose los resultados mostrados en la Figura 64.

Del gráfico se tiene que para el 50% de los valores considerados en la estadística (2191 valores en total), la diferencia de precios máximo y mínimo diario para los nudos del SIC: Charrúa-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220 es menor o igual a 14, 22 y 31 [mills/kWh]¹ respectivamente. En cambio, para el caso español, la diferencia entre los precios máximo y mínimo diario es menor o igual a 44 [mills/kWh]. Se observa, entonces, que en general, las diferencias de precios en todos los nudos del SIC considerados, son menores que las diferencias de precios advertidas en el caso español. A priori, esto puede mostrar un cierto rechazo a la implementación de este tipo de tecnología, ya que podría hacerla no rentable. Sin embargo, se debe tener claro que esta decisión debe tomarse para cada proyecto de CHAB específico, ya que para algún proyecto determinado, estas diferencias de precios podrían hacer factible ese proyecto en cuestión.

Figura 64: Frecuencia acumulada de la diferencia de precios máximo y mínimo diario. Se comparan las diferencias de precios entre los nudos Charrua-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220, con lo que pasa en España



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC y del Operador del Mercado Ibérico, polo Español S.A. (OMIE)

¹ 1 [mills/kWh] = 1 [USD/MWh]

Del gráfico, se observa, también, que entre el 15% y 85% de los valores de la estadística, se tiene un rango de valores de diferencia de precios, que para el nudo Cardones-220 está comprendido entre 5 y 115 [mills/ kWh]. Por otra parte, para el nudo Charrúa-220, se tiene a su vez, un rango de valores de diferencia de precios, comprendido entre 1 y 60 [mills/kWh]. En cambio, para el caso español, se tiene un rango de valores de diferencia de precios, comprendido entre 25 y 69 [mills/kWh]. Lo anterior muestra claramente, que para el caso español se tienen valores de diferencia de precios moviéndose en un rango más acotado de valores que en el caso de los nudos del SIC considerados.

Otra observación que se puede realizar del gráfico obtenido, es que en nudos más hacia el norte del SIC, las diferencias de precios son mayores. Lo anterior podría mostrar un cierto atractivo hacia la instalación de este tipo de centrales en zonas al norte del SIC. Sin embargo, se debe tener en cuenta, también, el hecho de que en esas zonas el recurso hídrico no se encuentra tan disponible (se observan pocos reservorios naturales y pocos embalses artificiales construidos) como en zonas al sur del SIC, donde los recursos hídricos son abundantes, pero las diferencias de precios menores a las observadas al norte de este sistema. A pesar de lo anterior, ninguna de estas zonas debe ser descartada respecto a la implementación de esta tecnología, ya que las evaluaciones tanto económicas como técnicas deben ser realizadas dependiendo del proyecto específico que se desee implementar.

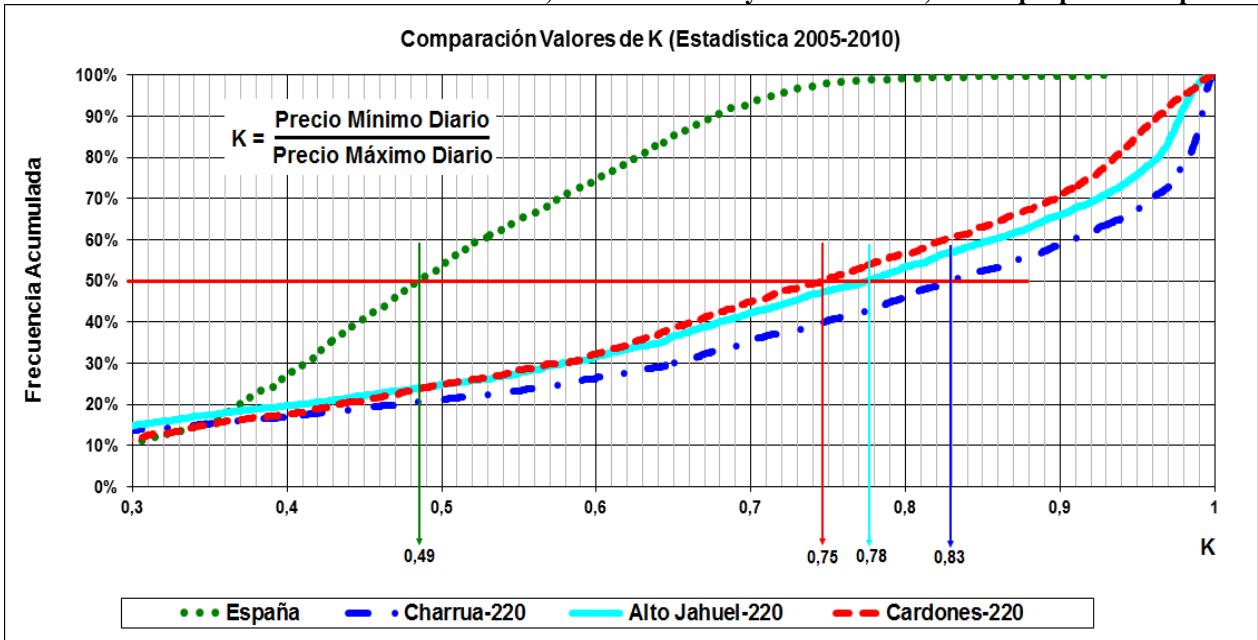
Ahora bien, si el análisis se realiza en base al valor de la relación entre el precio de la energía en horas valle y el precio de la energía en horas punta (K), descrito en el numeral 4.4.1. de este trabajo, el panorama en relación a la dificultad que imponen los actuales niveles de precios a la implementación de esta tecnología en el país, es aún más claro.

Para este análisis, se consideró que el valor de K corresponde al cociente entre el valor del precio mínimo y el precio máximo diario, considerando la misma estadística de precios máximo y mínimo diarios entre los años 2005-2010, para los nudos Charrúa-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220, más los precios del mismo periodo para el caso español. Con estos datos se generó un gráfico de frecuencia acumulada o probabilidad de no excedencia de los 2.191 valores de K obtenidos de la estadística, el cuál se muestra en la Figura 65.

En numeral 4.1.1. se analizó el valor K y se concluyó que éste tiene que ser menor que el valor del ciclo de eficiencia (η) de una central específica, para tener diferencias de precios entre horas valle y horas punta que sean atractivas, respecto a las remuneraciones que esta tecnología de acumulación de energía podría recibir al ser implementada en un sistema eléctrico específico.

Según la bibliografía consultada, el valor del ciclo de eficiencia típico para CHAB está en el rango de un 70 – 80% (ver Tabla 9). Por lo que a priori, el valor de K debe ser menor que ese rango de valores de η , para poder concluir que las diferencias de precios en un sistema eléctrico específico son atractivas para la implementación de un proyecto de central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

Figura 65: Frecuencia acumulada del cociente entre los precios máximo y mínimo diarios (K). Se comparan los valores de K entre los nudos Charrua-220, Alto Jahuel-220 y Cardones-220, con lo que pasa en España.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del CDEC-SIC y del OMIE

De la Figura 65, se observa que tomando un nivel de no excedencia del 50%, los valores de K para los precios de los nudos del SIC considerados, son todos mayores que 0,7 y menores que 0,9. Mientras que en el caso español, la constante K no supera el valor de 0,5. Lo anterior muestra claramente que las diferencias de precios observadas en los nudos del SIC hacen poco atractiva la implementación de un proyecto de CHAB en este sistema, ya que es difícil asegurar, en forma preliminar y no exhaustiva, la generación de ingresos debido a la operación diaria de estas centrales (generación de energía eléctrica). Se observa que, a priori, las diferencias de precios de los nudos del SIC estudiados sólo permitirían la generación de ingresos debido a la operación diaria de la central, en la medida en que el valor del ciclo de eficiencia de la central esté cercano a un 85% o más, lo que permitiría respetar la condición de que $K < \eta$.

Si bien, el hecho de tener un ciclo de eficiencia cercano al 85% es una variable de diseño y depende de los equipos considerados para la central, además del largo y el material de las obras de conducción del agua, etc; por lo general y en base a la bibliografía consultada, actualmente es difícil tener valores del ciclo de eficiencia cercanos a un 85%, por lo que a priori, la implementación de esta tecnología se ve difícil de llevar a cabo en el país, aunque en ningún caso se descarta, ya que para ello, se deben analizar proyectos específicos de esta tecnología, lo cuál escapa a los objetivos de este trabajo.

En definitiva, y en base al análisis de las diferencias de precios en el SIC entre el 2005 y el 2010, se observa que por lo general, estas diferencias no son atractivas para la implementación de proyectos de CHAB. Los valores de la constante K son muy altos comparados con los valores de ciclo de eficiencia que actualmente se logran para estas centrales (entre un 70 - 80%). Además, comparando con las diferencias de precios observadas en España (país que cuenta con centrales de acumulación por bombeo), se tiene que éstas son bastante menores que las observadas en el

país europeo, dónde, además, se tiene que la constante K no supera el valor de 0,5. Respetando la condición de que $K < \eta$ (suponiendo que η se mueve entre un 70 - 80%).

En general, el análisis anterior es útil para conocer lo que actualmente ocurre en el país, respecto a las diferencias de precios entre horas valle y horas punta. Sin embargo, para evaluar una CHAB, las diferencias de precios se deberán determinar considerando un horizonte futuro, que tome en cuenta las variaciones que tendrá el sistema eléctrico, en cuánto a nuevos proyectos que entrarán al sistema, estimación de niveles de precios futuros de combustibles, estimación futura de la demanda, etc. Es por esto, que en base al Modelo HidroTérmico MultiEmbalse (MHTME)² creado por Endesa, que toma en cuenta todos los factores anteriormente enunciados, se estimaron precios promedio mensual de energía por bloque, con el fin de determinar de forma estimativa, cuáles serán las diferencias de precios entre el bloque valle y el bloque punta hasta el año 2030.

Para el análisis se consideraron los mismos nudos del SIC, analizados anteriormente: Cardones-220, Alto Jahuel-220 y Charrúa-220 y se consideraron 4 bloques: bloque 1 - hora punta, bloque 2 – media punta, bloque 3 – medio valle y bloque 4 – valle. Las duraciones de cada bloque (en horas) se muestran en la Tabla 17.

Tabla 17: Duración de los bloques (en horas) considerados en la simulación del SIC.

Mes	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4	Total Mes
Ene	60	257	133	294	744
Feb	60	260	104	248	672
Mar	69	295	116	264	744
Abr	60	60	317	283	720
May	66	60	331	287	744
Jun	60	60	317	283	720
Jul	63	60	334	287	744
Ago	66	60	328	290	744
Sep	57	60	312	291	720
Oct	63	319	86	276	744
Nov	60	296	97	267	720
Dic	60	244	136	304	744

Fuente: MHTME, Endesa, 2012

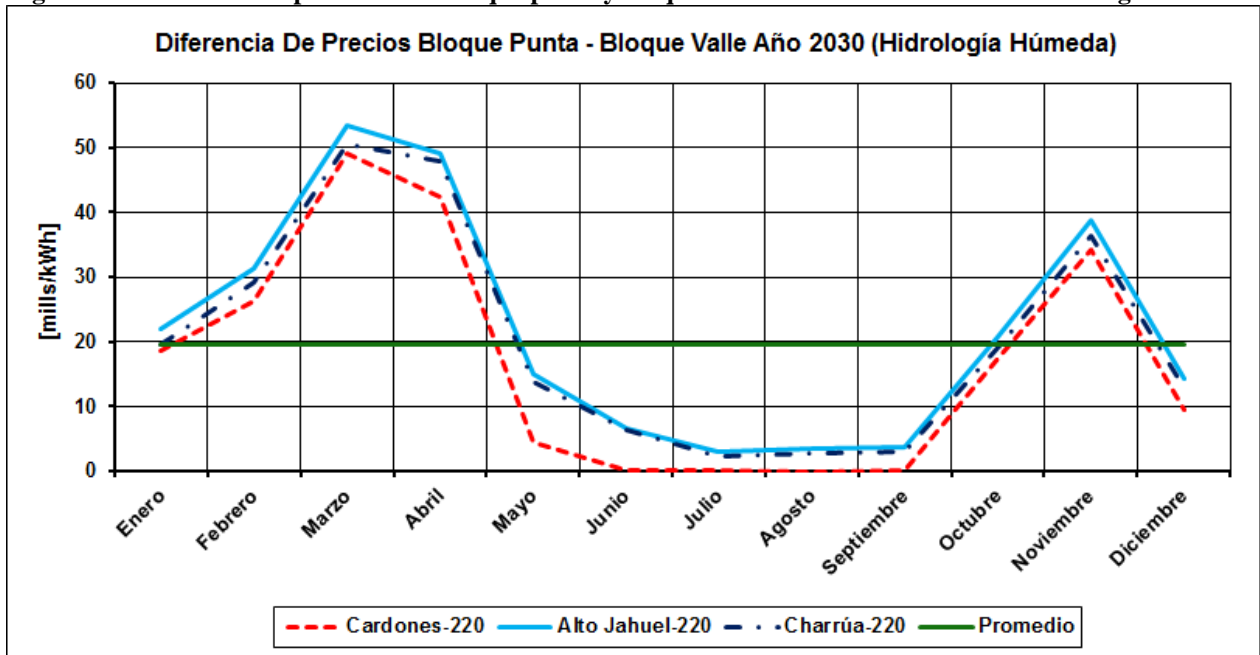
El costo obtenido de la simulación corresponde al costo marginal al año 2030 en moneda real a julio de 2011 y es el precio que vería el generador cuando inyecta energía al SIC en las barras indicadas (Cardones-220, Alto Jahuel-220 y Charrúa-220). Este costo se entregó como promedio mensual y se consideraron 3 hidrologías: húmeda, media y seca.

Tomando en cuenta los costos promedio mensuales entregados por el MHTME para cada una de las hidrologías. Se calcularon las diferencias de precios promedio mensual entre los bloques 1 y 4 (punta y valle) para cada uno de los nudos e hidrologías consideradas. La Figura 66, Figura 67 y

² El MHTME es un modelo que simula el mercado eléctrico nacional, integrando los negocios de energía, potencia y transmisión. Tomando información de las centrales, sistema eléctrico, sistema hidráulico, clientes y empresas, el modelo determina la operación a mínimo costo del sistema, la operación de las centrales, el negocio de potencia, energía y transmisión y en particular, calcula los precios de nudo de energía, para cada barra del sistema de transmisión y para cada año y mes del período de modelación.

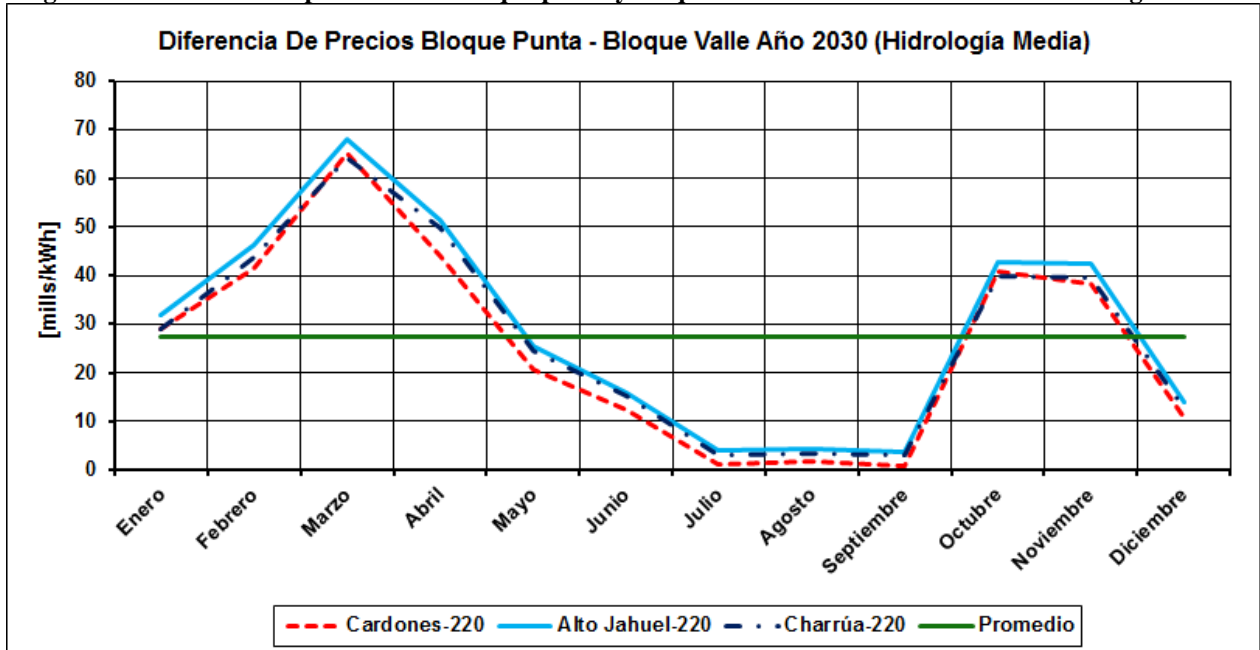
Figura 68 muestran las diferencias de precios entre el bloque punta y bloque valle, para las hidrologías húmeda, media y seca respectivamente. En cada gráfica se trazaron las diferencias de precios promedio mensual para cada uno de los nudos del SIC considerados.

Figura 66: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología húmeda.



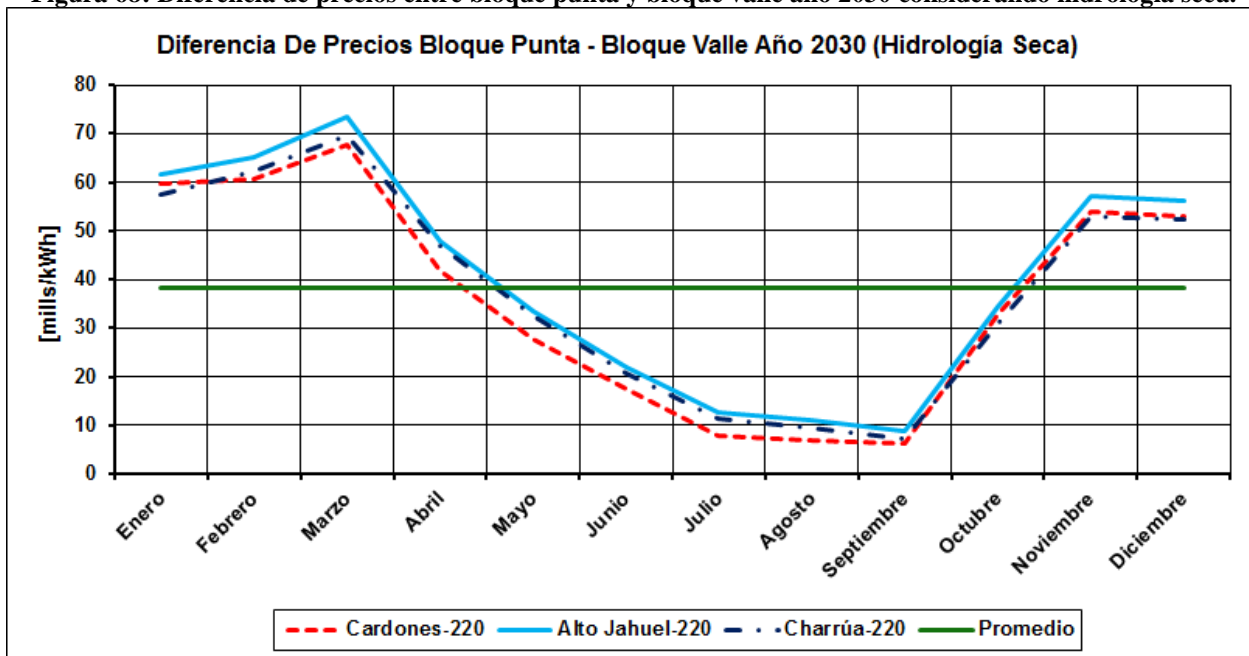
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

Figura 67: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología media.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

Figura 68: Diferencia de precios entre bloque punta y bloque valle año 2030 considerando hidrología seca.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

De las figuras, se observa que en términos generales, para cada una de las hidrologías consideradas, las diferencias de precios son mayores en los meses estivales, siendo casi nulas entre los meses de julio y septiembre. Lo anterior, muestra a priori, que sería más rentable de operar estas centrales en los meses más calurosos que en los más fríos.

Además, se observa que en términos promedio las diferencias de precios entre los bloques punta y valle son mayores cuando se tienen hidrologías secas que para el caso de hidrologías húmedas. Con hidrología seca se tiene una diferencia de precios promedio igual a 38 [mills/kWh], mientras que con una hidrología húmeda se tiene una diferencia de precios promedio de aprox. 20 [mills/kWh]. Lo anterior tiene clara relación con el hecho de que cuando la hidrología es seca, la mayor parte de la generación se realiza por centrales termoeléctricas cuyos costos variables son más altos que los costos asociados a las centrales hidroeléctricas. De esta forma, los costos marginales de la energía aumentan considerablemente, sobre todo en las puntas, obteniéndose las mayores diferencias de precios observadas.

De las figuras se observa, además, que para cada una de las hidrologías consideradas, las diferencias de precios siempre son mayores para el nudo Alto Jahuel-220 y menores para el nudo Cardones-220. De manera tal que ocurre algo completamente distinto a lo que pasa en el caso de la estadística histórica de precios (2005-2010) (ver Figura 64) donde se observa que para el nudo Cardones-220 se tienen las mayores diferencias de precios.

Si bien, el hecho de considerar bloques de precios es adecuado para este tipo de análisis, lo ideal sería tener datos a nivel horario de los precios de la energía estimados hasta el año 2030 y con ello considerar las diferencias de precios máximo y mínimo diario de cada día de la estadística, con lo cuál se tendría una estimación más acabada de lo que realmente ocurre día a día.

En este caso, se están considerando las diferencias de precios de bloques, que en términos reales no se relacionan con lo que ocurre diariamente, si no más bien corresponden a precios promedio que representan tanto un precio punta promedio como un precio valle promedio mensual y que en ningún caso se relacionan uno con el otro en términos de lo que ocurre diariamente debido a la operación del sistema.

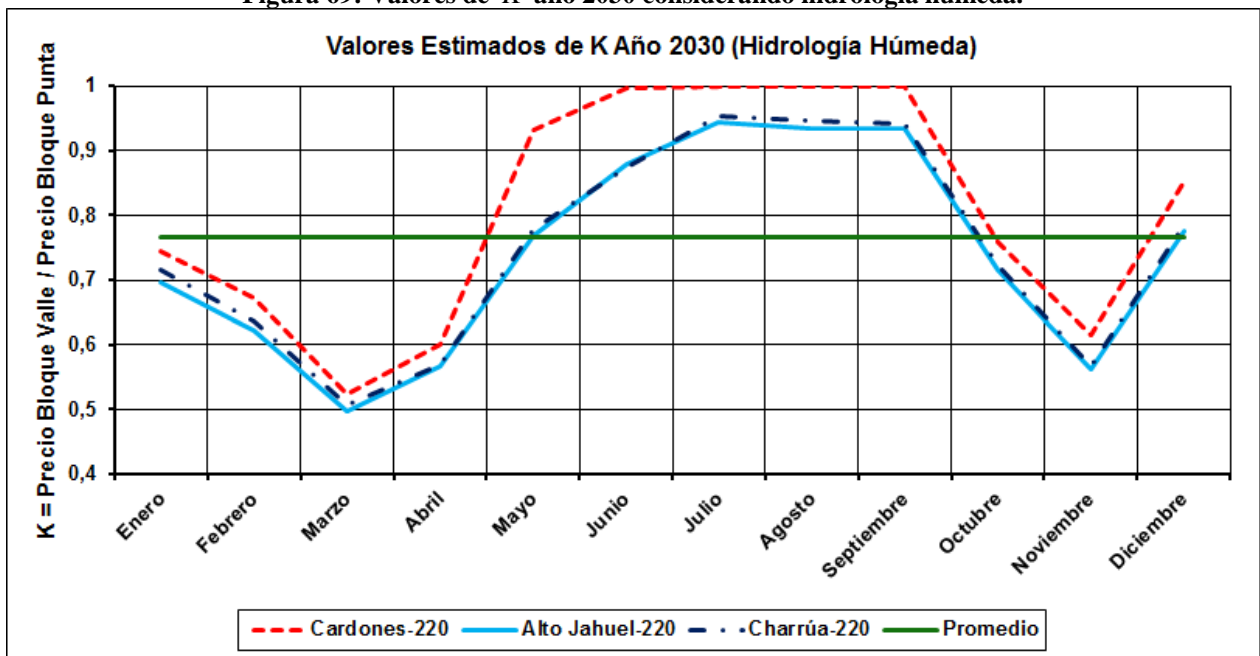
Lo anterior, trae como consecuencia, que las estimaciones realizadas con este modelo sean optimistas en cuanto a las diferencias de precios del sistema (se tienen mayores diferencias de precios). Por lo que realizar ambos análisis, tanto el histórico (tomando la estadística histórica de precios y analizando las diferencias entre los precios máximo y mínimo diarios) como el simulado a futuro (estimando precios a futuro y analizando las diferencias de precios), permite tener una idea más certera de las diferencias de precios que presenta el sistema eléctrico, en este caso el SIC.

El MHTME sólo entrega precios por bloque, de manera que los resultados obtenidos para el año 2030 sólo tienen que tomarse como valores estimativos de un estudio preliminar, que tiene por finalidad evaluar conceptualmente que niveles de diferencias de precios mostrarían un cierto atractivo hacia la instalación de esta tecnología en el SIC.

Al igual que en el caso del análisis de la estadística de precios del 2005 al 2010, resulta interesante analizar la relación entre los precios de energía en horas valle y los precios de energía en horas punta, representada por la constante K .

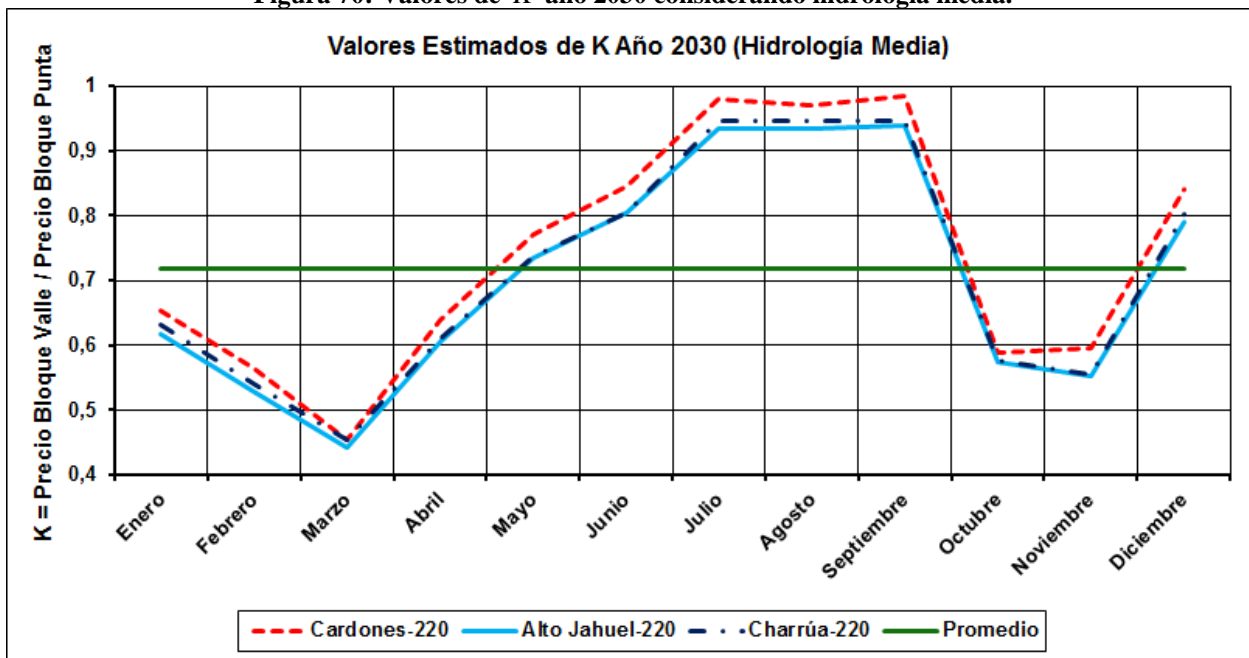
Definiendo el valor de K como el cociente entre el precio promedio mensual en el bloque valle y el precio promedio mensual en el bloque punta, se obtienen los siguientes gráficos de los valores mensuales de K para cada una de las hidrologías consideradas en la simulación del modelo MHTME.

Figura 69: Valores de K año 2030 considerando hidrología húmeda.



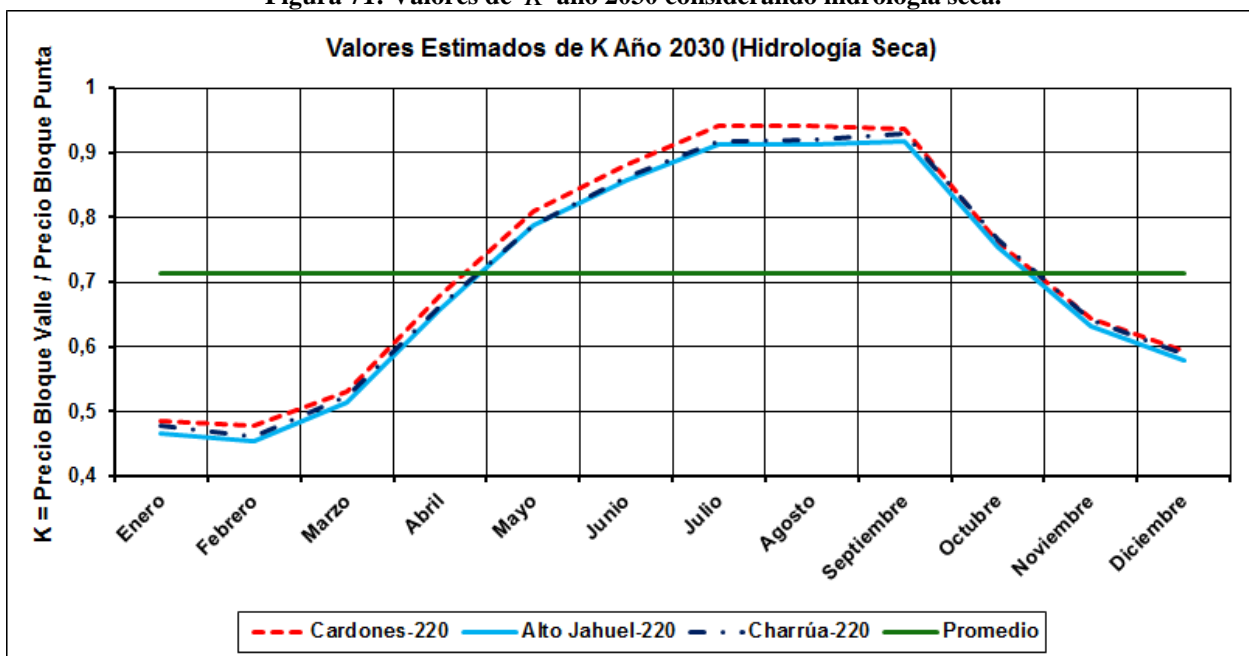
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

Figura 70: Valores de K año 2030 considerando hidrología media.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

Figura 71: Valores de K año 2030 considerando hidrología seca.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MHTME, Endesa, 2012

De la Figura 69, Figura 70 y Figura 71 se observa que por lo general, para cada una de las hidrologías consideradas, el valor promedio de K se mueve entre 0,7 y 0,8, respetando en alguna medida la condición de que $K < \eta$ (suponiendo que η se mueve entre un 70 - 80%). Además, se observa que por lo general, en los meses más calurosos (enero, febrero, marzo, octubre, noviembre y diciembre), el valor de K es inferior a 0,7, lo que da una idea de lo interesante que resultaría operar esta tecnología en esos meses, en desmedro de los meses más fríos (de junio a septiembre), dónde el valor de K se encuentra cercano a 1.

En vista de los resultados obtenidos, tanto en el análisis de precios históricos (del 2005 al 2010) como en el de precios futuros (estimación de precios hasta el 2030), es posible decir de forma preliminar y no exhaustiva, que en general, las diferencias de precios en el SIC no muestran un atractivo considerable en términos de los ingresos que una CHAB podría recibir debido a su operación diaria, a menos que se evalúen centrales con ciclos de eficiencia muy altos (entre un 80 - 90%), cosa que en la actualidad se ve difícil teniendo en cuenta los actuales valores de ciclo de eficiencia para estas centrales que bordean el 70 - 80% (ver Tabla 9).

Se requieren modelos de simulación que entreguen estimaciones futuras de precios horarios de energía, con el fin de estimar de forma más certera las remuneraciones que una central de este tipo podría recibir debido a su operación diaria. O bien, realizar análisis de precios tanto históricos como futuros con el fin de tener un panorama más amplio del comportamiento de los precios de energía en el sistema eléctrico en estudio, y con ello realizar evaluaciones más certeras de estos proyectos.

Finalmente, y a modo preliminar y no exhaustivo, se puede concluir que para un ciclo de eficiencia fijo (entre un 80 - 90%), la implementación de proyectos de CHAB en el SIC sería atractiva en la medida que su inversión y costos de operación no superaran la banda de diferencias de precios entre 20 - 30 [mills/kWh].

5.3.2. Pago por potencia firme y servicios complementarios

En los numerales 3.4.3. y 3.4.4. de este trabajo, se hace mención al pago por potencia firme (o de suficiencia) y al pago de servicios complementarios que contempla la actual Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) en el país. Como se mencionó en el numeral 4.4.3., estos pagos son muy atractivos para esta tecnología, ya que muchas veces, debido a éstos se logra la rentabilidad de proyectos de CHAB, cuyas remuneraciones por generación de energía no compensen la inversión realizada y los costos estimados a futuro (debido a pequeñas diferencias de precios en el sistema eléctrico o ciclo de eficiencia muy bajo de la central).

La remuneración por potencia resulta atractiva para estas centrales, ya que se ha visto que por lo general, éstas poseen grandes potencias generadas en las horas de demanda punta (entre 100 y 1000 MW aprox.). Por lo que si bien, en términos de generación de energía, estas centrales pueden muchas veces no concebir utilidades (debido al consumo por bombeo), el hecho de tener grandes potencias instaladas resulta atractivo para los sistemas eléctricos dónde se inserta esta tecnología (en términos de suficiencia del sistema).

Por otra parte, la legislación chilena del sector eléctrico reconoce la existencia de servicios complementarios y por ende considera pagos por estos. Lo anterior es positivo para la implementación de las CHAB ya que si bien en términos del pago por generación de energía, muchas veces pueden no resultar rentables, la existencia de pago por servicios complementarios podría hacer rentables estos proyectos, permitiendo su implementación en el país.

En definitiva, el pago por potencia y el pago por servicios complementarios requieren de un nivel de estudio más acabado, que escapa a los objetivos de este trabajo. Pero a primera vista, resulta interesante el hecho de que se consideren pagos por estos dos productos en la LGSE, ya que debido a estos, se podría decidir la implementación de un proyecto de CHAB cuyas

remuneraciones por generación de energía no compensen la inversión realizada y los costos estimados a futuro.

5.4. Otros factores

En Chile resulta de gran interés saber como se tratarían los derechos de agua para una CHAB. Como se sabe, el agua utilizada por este tipo de centrales se mantiene en un sistema hidráulico prácticamente cerrado, donde ocurren pérdidas por evaporación y filtración en los reservorios principalmente, que si bien pueden ser manejadas y controladas, por lo general están presentes, constituyendo un consumo de agua que no puede ser restituido a la cuenca donde se ubica el proyecto, a priori y debido a estas características, se puede hablar de que para un proyecto de central de bombeo los derechos de agua que aplicarían serían del tipo consuntivo, ya que existe un consumo del recurso hídrico que por lo general no se restituye a la cuenca en cuestión y existen, además, pérdidas de agua, que son manejables, pero que por lo general están presentes.

A pesar de lo planteado anteriormente, no constituye un objetivo de este trabajo entrar de lleno en este tema, que tiene más bien una connotación técnico-legal, pero se plantea el problema, de manera tal que a futuro se realicen estudios en esta materia que puedan definir de forma clara el tipo de derecho de agua considerado para un proyecto de este tipo de centrales.

6. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

6.1. Conclusiones generales

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) constituyen la tecnología de almacenamiento de energía de la red más utilizada actualmente alrededor del mundo. Si bien, esta tecnología permite generar electricidad durante las horas punta., por lo general no se consideran como una alternativa de generación, sino más bien, como una tecnología de almacenamiento de energía de la red, que permite optimizar económicamente un sistema eléctrico, entregándole servicios que le dan suficiencia y seguridad.

Alrededor del mundo se ha empezado a potenciar la utilización de esta tecnología, principalmente por las políticas para incrementar el uso de las energías renovables no convencionales, lo que ha estimulado el desarrollo de centrales eólicas en muchos países. Este aumento en la generación fluctuante, con plantas de bajo factor de planta, ha sido visto como un impulso de la demanda por sistemas de reserva y un aumento en el valor de los servicios complementarios que entregan las CHAB.

En muchos países, además, se han implementado medidas que han fomentado la instalación de centrales de bombeo, como la liberación de los mercados y la interconexión de los sistemas eléctricos, lo que ha permitido, a las empresas desarrolladoras de esta tecnología, tener acceso a nuevos mercados y a más sitios para invertir.

En estos mismos mercados se presentan diferencias de precios de energía entre horas valle y punta adecuadas para la implementación de esta tecnología (el caso español, mostrado en la Figura 64 y Figura 65), y se entregan pagos por servicios complementarios y por capacidad, lo que aumenta el atractivo de desarrollo de esta tecnología de almacenamiento de energía de la red.

Tabla 18: Características de las CHAB que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo.

	Rango de valores	Valor del 50% de la estadística
Potencia Instalada	entre 80 y 1180 MW	menor o igual a 350 MW
Salto Hidráulico (H)	entre 90 y 520 metros	menor o igual a 280 metros
Volumen total de los reservorios (V_{total})	entre 2 y 200 hm ³	menor o igual a 15 hm ³
Relación V_{Total}/MW	entre 0,01 y 0,6 hm ³ /MW	menor o igual a 0,03 hm ³ /MW
Relación L/H	entre 2 y 9 para centrales con $H \leq 280$ m y entre 2 y 18 para centrales con $H > 280$ m	menor o igual a 4 para centrales con $H \leq 280$ m y menor o igual a 5 para centrales con $H > 280$ m

Fuente: Elaboración propia. Datos: ANEXO A.

En cuánto a las características de las CHAB que actualmente se encuentran en operación alrededor del mundo, la Tabla 18 muestra un resumen de las potencias instaladas, los saltos

hidráulicos, la capacidad total de los reservorios superior e inferior y la relación L/H típicas de estas centrales, y derivadas de un análisis estadístico de frecuencia acumulada para cada característica. Se observa que por general, se trata de grandes centrales con potencias entre 80 y 1.180 MW y con grandes saltos hidráulicos (entre 90 y 520 metros), que permite disponer de reservorios cuya volumen total es muy inferior al de los reservorios empleados por las centrales hidroeléctricas convencionales de embalse (entre 2 y 200 hm³) y que en términos de la relación entre el volumen total de los reservorios y la potencia instalada de la central poseen valores entre 0,01 y 0,6 hm³/MW. Finalmente, se tienen relaciones L/H que para grandes saltos hidráulicos (superior a 280 metros) se encuentran entre 2 y 9, y para saltos hidráulicos menores (menor o igual a 280 metros) se encuentran entre 2 y 18; con valores típicos cercanos a 5 y 4 respectivamente.

Tabla 19: Factores más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de CHAB.

Tipo	Factor	Descripción	Valor deseable o típico (cualitativo o en base a bibliografía consultada)
Factores asociados al sistema eléctrico	Excedentes de energía en la red	Las CHAB aprovechan los excedentes de energía de la red en la noche principalmente, para bombear agua (a bajo precio) desde el reservorio inferior al superior.	Se desea la presencia de excedentes de energía en la red o sistema eléctrico dónde se pretende aplicar esta tecnología. A priori, es atractivo que la matriz de generación del sistema esté compuesta por centrales nucleares, térmicas o eólicas principalmente.
	Forma de la curva de carga	El análisis de la forma de la curva de carga permite identificar las horas dónde ocurren los peaks y valles de demanda. Además, permite, a priori, estimar como será la operación de la planta y las horas de bombeo y generación.	Es deseable que la curva de carga presente valles y puntas bien definidos. Se espera, también, que la curva de precios se comporte de igual forma que la curva de carga (precios menores en horas valle y precios altos en horas punta).
Factores relacionados con las características del emplazamiento de la central.	Carga hidráulica o salto hidráulico	Se desean lugares de emplazamiento que presenten una gran carga hidráulica o desnivel entre ambos reservorios.	Valores típicos entre 90 y 520 metros.
	Distancia horizontal entre los reservorios (relación L/H)	Se desea que la distancia horizontal entre ambos reservorios sea lo más corta posible.	Valor deseable de la relación L/H: entre 4 y 6
	Disponibilidad del recurso hídrico	El diseño y la operación de las CHAB está más ligada a los requerimientos del sistema eléctrico que a la hidrología del lugar de emplazamiento de la central. Sin embargo, es necesario que el recurso hídrico esté disponible para implementar esta tecnología. Se puede requerir también para compensar las pérdidas por evaporación y filtración en los reservorios	Se desea que el recurso hídrico esté disponible. Existan lagos, ríos, embalses naturales o artificiales, zonas costeras con gran desnivel o disponibilidad de agua subterránea.
	Condiciones geográficas y geológicas	Los factores geográficos y las características geológicas del terreno juegan un papel muy importante a la hora de implementar un proyecto de CHAB. Debido a las grandes cargas hidráulicas y a las relaciones L/H bajas cercanas a 5, por lo general se consideran soluciones con caverna de máquinas y conducción subterránea	Por lo general, se desea que el lugar de emplazamiento presente condiciones geológicas adecuadas para implementar soluciones con caverna de máquinas y obras de conducción del agua subterráneas.
	Utilización de un depósito existente como reservorio inferior	Los costos de un proyecto de CHAB pueden reducirse bastante al utilizar un estanque o embalse ya existente como reservorio inferior. Este reservorio puede obtenerse ya sea mediante el uso de un lago o cauce natural existente en la zona del proyecto o mediante el uso de un embalse artificial ya construido para otros fines, como riego, generación de electricidad, etc.	Se desea que el lugar de emplazamiento presente embalses artificiales o naturales, que son utilizados para otros fines, como generación, riego, etc. Y que puedan ser utilizados como reservorio inferior de una central de este tipo.
	Localización cercana a centros de consumo y líneas de transmisión	La efectividad de una CHAB aumenta a medida que su ubicación se aproxima a un centro de producción de energía de base (por lo general constituido por grandes centrales térmicas convencionales y nucleares) o a centrales de bajo factor de planta (eólicas, solares) y a un centro de consumo con grandes puntas de potencia. De esta manera se minimizan los costos de transporte de la energía durante las etapas de bombeo y turbinado.	Se desea que la central esté ubicada razonablemente cerca de las líneas de transmisión y de los centros de consumo. Es importante, también, que el sistema eléctrico dónde se inserte la central tenga la capacidad de permitir la inyección de grandes potencias en pocas horas.

Tipo	Factor	Descripción	Valor deseable o típico (cualitativo o en base a bibliografía consultada)
Factores asociados al diseño de la central	Ciclo de eficiencia de la central	El USACE (1985), define el ciclo de eficiencia de una CHAB como la relación entre la energía generada por planta en horas de demanda punta y la energía consumida en el bombeo, que permite la producción de la energía en horas de demanda punta. El valor del ciclo de eficiencia de la central toma en cuenta todas las pérdidas del ciclo de operación (bombeo-turbinación), sin incluir las pérdidas por transmisión de energía eléctrica.	Se desean valores altos del ciclo de eficiencia de una CHAB. Por lo general, se tienen valores típicos entre 70 - 80%.
	Razón de carga/descarga	El USACE (1985) define la razón de carga/descarga para una unidad de almacenamiento por bombeo como la relación entre la carga media de bombeo (en MW) y la capacidad nominal de la unidad (o carga media de turbinación en MW).	Se recomienda un valor alto de la razón de carga/descarga. Según el USACE (1985), La razón de carga/descarga promedio para las CHAB en Estados Unidos tiene un valor cercano a 1,1.
	Requerimientos de almacenamiento	El cálculo del volumen de almacenamiento de una CHAB depende del ciclo de operación de la central, de las horas de bombeo y generación a plena carga, de la carga hidráulica, de la potencia de la central, del ciclo de eficiencia y de la relación carga/descarga.	En base a la bibliografía consultada, se tienen volúmenes totales de los reservorios entre 2 y 200 hm ³ . En términos de la relación entre el volumen total de los reservorios y la potencia instalada de la central, se tienen valores entre 0,01 y 0,6 hm ³ /MW
	Sumergencia	Con el fin de evitar la cavitación durante el bombeo, las unidades reversibles deben disponerse más abajo que las turbinas convencionales. La central debe ubicarse a una cota que esté por debajo de la del nivel del embalse inferior.	Según el USACE (1985), los valores de sumergencia para unidades reversibles pueden ir desde los 9 hasta los 30 metros o más, dependiendo de las características del emplazamiento y del diseño de la máquina. Para estudios preliminares se puede asumir un valor mínimo de sumergencia de 15 metros para proyectos de CHAB con gran carga hidráulica.
	Consideraciones en el diseño de CHAB con agua de mar	Hasta la fecha la única central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar construida en el mundo corresponde a la central Okinawa Yanbaru (potencia instalada de 30 MW y salto hidráulico de 136 metros), ubicada en Kunigami, Okinawa, Japón	La central posee una turbo-bomba de acero inoxidable y resistente a la corrosión provocada por el agua de mar. Para la tubería forzada, se utilizaron tubos de plástico reforzado con fibra (FRP) en vez de tubos de acero, con el fin de evitar la corrosión provocada por el agua de mar y la adherencia de barnacles o percebes.
Factores económicos asociados al sistema eléctrico	Diferencia de precios entre horas valle y punta	Una marcada diferencia de precios entre horas valle (horas destinadas para bombeo) y horas punta (horas destinadas para generación) resulta atractivo a la hora de evaluar un proyecto de CHAB. Suponiendo que la central funciona con ciclo diario de operación, el bombeo en horas valle o de baja demanda constituye un consumo de energía eléctrica por parte de la central y por tanto, este consumo genera un costo diario de operación. Ahora bien, la turbinación realizada en horas de demanda punta, permite generar electricidad a mayores precios. Entonces, este precio de la energía en horas punta, no es más que el ingreso unitario diario que recibe la central por su operación. De esta forma, la diferencia de precios entre estos dos periodos, da una idea de las utilidades que la central recibiría por concepto de su operación diaria.	Deane et al (2009) argumentan que el precio de bombeo tiene que ser al menos un 25 – 30% más bajo que el precio de venta de energía para compensar las pérdidas de energía debido a la operación de la central. Definiendo la constante K como la relación entre el precio de la energía en horas valle y el precio de la energía en horas punta, se desea que para que la central genere ingresos debido a su operación diaria, se tiene que cumplir que $K < \eta$, donde η es el ciclo de eficiencia de la central.
	Pago por capacidad y servicios complementarios.	Las CHAB presentan una serie de servicios complementarios que son de gran valor para los sistemas eléctricos, como el control de frecuencia, la nivelación de carga y el arranque en cero. En muchos países estos servicios son muy valorados y se pagan en mercados independientes del mercado donde se tranza la energía generada (mercado spot). Otro pago que puede fomentar la implementación de estos proyectos es el pago por capacidad. Este pago tiene relación con el concepto de suficiencia del sistema o la existencia de suficientes instalaciones para satisfacer la carga.	Se desea que en el mercado eléctrico donde se pretenda implementar esta tecnología, se realicen pagos por capacidad y servicios complementarios.

Fuente: Elaboración propia.

En cuánto a los factores identificados y analizados. Se considera que para una etapa conceptual de análisis, los factores más relevantes a tomar en cuenta, para determinar posibles lugares de emplazamiento que muestren un cierto atractivo para la implementación de un proyecto de

CHAB, son los que se muestran en la Tabla 19. Si bien, en la práctica existen muchos más factores que pueden fomentar o descartar la implementación de un proyecto de central de bombeo, a priori, estos factores presentados y analizados, sirven para determinar, en una primera instancia de estudio, posibles lugares de implementación de esta tecnología. Para estudios más acabados o en etapas más avanzadas de un proyecto de este tipo, se deben identificar otros factores técnicos, económicos, ambientales, sociales y legales que pueden influir de forma positiva o negativa en la implementación de esta tecnología y de esta forma poder tomar las decisiones correspondientes para minimizar los impactos que el proyecto pueda ocasionar, además de las medidas a implementar en el diseño, con el fin de hacer rentable el proyecto en cuestión.

Cabe mencionar, que los factores indicados en este trabajo se basan principalmente en criterios técnicos y económicos, pero es claro que en la práctica, además, se deberán analizar factores ambientales, sociales y legales que influyen en la implementación del proyecto, para poder definir de manera más precisa si es factible la instalación de este tipo de centrales en un lugar específico.

6.2. Conclusiones respecto a la implementación de esta tecnología en el país

En base a la evaluación preliminar y no exhaustiva de los factores técnicos identificados y analizados, se observa que, a priori, en Chile, existe un cierto potencial para la implementación de proyectos de CHAB, principalmente debido a la disponibilidad de lugares de emplazamiento de este tipo de centrales. Sin embargo, el mayor problema con respecto a la implementación de un proyecto de este tipo en el país, va por el lado de las diferencias de precios entre horas valle y punta en el mercado spot, ya que se observan diferencias, que a priori, dificultarían el desarrollo de esta tecnología.

En la Tabla 20 se presentan algunas de las observaciones realizadas al evaluar cualitativamente y de forma preliminar y no exhaustiva, los factores más relevantes que condicionan la implementación de un proyecto de CHAB. En general, se observa que en el país existen lugares con un cierto atractivo para implementar esta tecnología, sobre todo en regiones al centro y sur del país, debido a la disponibilidad del recurso hídrico, a la existencia de embalses artificiales y lagos naturales que podrían ser utilizados como reservorio inferior, a los grandes saltos hidráulicos que se pueden obtener en zonas adyacentes a los reservorios en cuestión, a los valores de la relación L/H entre 4 y 6, y a la disponibilidad de ubicar los proyectos en zonas cercanas a centros de consumo y líneas de transmisión. Se observa también que en una primera instancia, se ve más atractiva la implementación de esta tecnología en el SIC, debido principalmente a la matriz de generación que la compone, a la ubicación geográfica de este sistema y a las características de la demanda, influenciada principalmente por los hábitos de la población, presentando peaks y valles bien definidos.

Ahora bien, los problemas en la implementación de esta tecnología pueden ir por el lado de las remuneraciones que recibiría la central al operar en el sistema. Al analizar las diferencias de precios, entre horas valle y horas punta, en algunos nudos del SIC, se observa que estas diferencias no son muy atractivas para la implementación de esta tecnología, ya que se tienen precios de energía en horas valle que son sólo un 15 – 25% más bajos que los precios de energía en horas punta, siendo que se recomienda que esta diferencia sea de un 25 – 30% (Deane et al, 2009). En base al análisis realizado en el numeral 5.3.1. de este trabajo, se tiene que sólo en la

medida en que se diseñen centrales con valores de ciclo de eficiencia muy altos (entre un 80 – 90%), se podrá esperar que éstas generen un cierto nivel de ingresos atractivo debido a su operación diaria (consumo de energía eléctrica en horas valle y generación en horas punta). Sin embargo, lo anterior se ve complicado, teniendo en cuenta que actualmente los valores de ciclo de eficiencia de estas centrales están entre un 70 – 80% (ver Tabla 9).

Tabla 20: Aspectos que en base a una evaluación preliminar y no exhaustiva de los factores identificados en este trabajo, podrían fomentar o dificultar la implementación de un proyecto de CHAB en Chile.

Aspectos que fomentan la implementación de un proyecto de CHAB en el país.	Aspectos que dificultan la implementación de un proyecto de CHAB en el país.
El SIC presenta características atractivas para la implementación de las CHAB, debido a su matriz de generación, su ubicación geográfica y las características de la demanda.	Las diferencias de precios entre horas valle y horas punta. Se observa que los precios de la energía en horas valle son sólo un 15 - 25% más bajos que los precios de la energía en horas punta.
En zonas del centro y sur del país, existen varios embalses artificiales y lagos naturales que podrían ser utilizados como reservorio inferior para una CHAB. Además, en zonas adyacentes a estos, se observan desniveles considerables (superiores a 400 metros) y relaciones L/H entre 4 y 6. Muchos de estos embalses son utilizados actualmente para generación de electricidad, por lo que, puede asumirse, a priori, una cierta cercanía a líneas de transmisión y centros de consumo.	Se requieren valores altos del ciclo de eficiencia para la implementación de CHAB en el país (entre un 80 - 90%). Lo cuál se ve complicado, teniendo en cuenta que según la bibliografía consultada, actualmente se tienen valores del ciclo de eficiencia entre un 70 - 80%.
La existencia de pagos por potencia firme y servicios complementarios.	La falta de conocimiento respecto a esta tecnología.
El fomento que se le ha dado a la instalación de centrales con energía renovable no convencional.	

Fuente: Elaboración propia.

El hecho de que en Chile se realicen pagos por potencia firme (potencia de suficiencia) y servicios complementarios, puede resultar atractivo para esta tecnología, ya que en vista de la experiencia internacional, se sabe que la remuneración de estos servicios, permite que los proyectos de CHAB que no son rentables en términos de generación de electricidad, lo sean debido a estos productos que entregan al sistema.

Otra consideración positiva en términos de la implementación de esta tecnología en el país, va por el lado de que actualmente se ha fomentado el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Si el desarrollo de este tipo de centrales aumenta considerablemente en el tiempo (como el caso de España o Alemania), se deberá recurrir a alternativas de almacenamiento de energía de la red, que complementadas con centrales de bajo factor de planta, como las eólicas o solares, permitan su operación de manera más eficiente, ajustándose a los requerimientos de la demanda.

En definitiva, si bien no es objetivo de esta memoria concluir si los proyectos de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo son o no rentables y factibles de implementar en el país; sólo considerando los factores identificados en este trabajo y en base a una evaluación preliminar y no exhaustiva, se observa un cierto atractivo respecto a la implementación de las CHAB, principalmente debido a la disponibilidad de lugares con potencial para aplicar esta tecnología.

Es necesario que se realicen estudios más acabados respecto a las formas de pago de los servicios complementarios y la potencia firme, ya que estos pagos pueden incidir positivamente en la posibilidad de implementar esta tecnología en Chile, teniendo en cuenta que, en base al análisis realizado en el numeral 5.3.1. de esta memoria, las diferencias de precios entre horas valle y punta que se observan actualmente en el SIC, permitirían, a priori, la generación de ingresos debido a la operación diaria de estas centrales, sólo en la medida que éstas se diseñen con ciclos de eficiencia superiores a un 80%, lo que se ve complicado, teniendo en cuenta que según la bibliografía consultada, actualmente los valores de ciclo de eficiencia están entre un 70 – 80%.

6.3. Comentarios y recomendaciones de desarrollo futuro

A continuación se presentan una serie de comentarios y recomendaciones de desarrollo futuro de esta tecnología en el país.

- Generar un análisis conceptual teórico y exhaustivo de disponibilidad de lugares en Chile que presenten potencial para la implementación de una CHAB, de acuerdo a los factores acá descritos.
- Estudiar en detalle como se realizan los pagos por potencia firme y servicios complementarios en Chile.
- Estudiar que tipo de derechos de agua se deben considerar para un proyecto de CHAB.
- Estudiar con mayor detalle las características de diseño específicas para este tipo de centrales.
- Estudiar la posibilidad técnica de implementar un proyecto de CHAB con agua de mar en el norte del país, principalmente en la región de Antofagasta.
- Mejorar los modelos de pronóstico de precios de horas punta y valle.
- Analizar con mayor detenimiento cuáles son los factores normativos o legales que pudieran condicionar la implementación de esta tecnología en Chile.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ALLEN, A. E. *Potential for Conventional and Underground Pumped-Storage*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-96, N° 3, Mayo/Junio 1977. [en línea] <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/freeabs_all.jsp?arnumber=1602015> [consulta: 10 octubre 2011].
2. ALTINBILEK, D., ABDEL-MALEK, R., DEVERNAY, J-M., GILL, R., LENEY, S., MOSS, T., SCHIFFER, H. P. and TAYLOR, R. M. *Hydropower's Contribution to Energy Security*. World Energy Congress, Rome 2007. [en línea] <<http://www.worldenergy.org/documents/p000960.doc>> [consulta: 14 mayo 2012].
3. Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC). [en línea] <www.cdec-sic.cl> [consulta: 15 enero 2012].
4. Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico (CADE). *Anexo 1: Descripción del Marco Regulatorio Vigente*. Ministerio de Energía. Santiago, Chile. Noviembre 2011. [en línea] <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/anexos-del-informe-de-la-comision.html>> [consulta: 25 enero 2012].
5. Comisión Nacional de Energía (CNE). [en línea] <<http://www.cne.cl>> [consulta: 27 septiembre 2011].
6. DEANE, J.P., Ó GALLACHÓIR, B.P., MCKEOGH, E.J. *Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant*. [en línea]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 14, Issue 4, Mayo 2010, Páginas 1293-1302. <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032109002779>> [consulta: 15 septiembre 2011].
7. Decreto con Fuerza de Ley 4/20.018. CHILE. *Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en materia de energía*. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento Y Reconstrucción, Santiago, Chile, 05 de febrero de 2007. 127p.
8. Ecoprog. Comunicado de Prensa: *Renaissance of Pumped-Storage Power Plants in Europe*. 6 de Abril de 2011. [en línea] <http://www.ecoprog.com/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen/press_release_pumped_storage_power_plants_europe_2011-2012_ecoprog.pdf> [consulta: 20 enero 2012].
9. Electric Power Research Institute (EPRI). *Electricity Energy Storage Technology Options*. Diciembre 2010. [en línea]. <http://www.electricitystorage.org/images/uploads/static_content/technology/resources/ESA_TR_5_11_EPRIStorageReport_Rastler.pdf> [consulta: 28 noviembre 2011].
10. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). [en línea] <<http://www.ferc.gov>> [consulta: 15 enero 2012].

11. HUBER, C. and GUTSCHI, C. *Pump-Storage Hydro Power Plants in the European Electricity Market*. Octubre 2010. Institute for Electricity and Energy Innovations (IEE). Graz University of Technology. [en línea]. <https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getVollText?pDocumentNr=158702&pCurrPk=53829> [consulta: 28 noviembre 2011].
12. Ley 19.940. CHILE. *Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos*. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento Y Reconstrucción, Santiago, Chile, 13 de marzo de 2004. 38p.
13. Ley 20.257. CHILE. *Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales*. Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento Y Reconstrucción, Santiago, Chile, 01 de abril de 2008. 4p.
14. MARTÍNEZ, Rodolfo. *El Almacenamiento de Energía en Sistemas Eléctricos de Potencia: Centrales Hidroeléctricas Reversibles*. Iberdrola Generación. Mayo 2010. [en línea]. <<http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/2009-2010/seminario%2018.05.2010.pdf>> [consulta: 10 octubre 2011].
15. MATAIX, C. *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*. Segunda Edición. 1982. Oxford University Press. Pág. 450 – 453.
16. Ministerio de Energía. *Estrategia Nacional de Energía 2012-2030 – Energía para el Futuro: Limpia, Segura y Económica*. Gobierno de Chile. Febrero 2012. [en línea] <<http://www.minenergia.cl/documentos/estudios/estrategia-nacional-de-energia-2012.html>> [consulta: marzo 2012].
17. National Hydropower Association (NHA) - Pumped Storage Development Council. *Challenges and Opportunities for New Pumped Storage Development*. Abril 2012. [en línea] <http://hydro.org/wp-content/uploads/2012/06/NHA-PSDC-White-Paper_NHA-April-2012_ver3.pdf> [consulta: 10 mayo 2012].
18. Operador del Mercado Ibérico, polo Español S.A. (OMIE). [en línea] <<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>> [consulta: enero 2012].
19. ORILLE, Ángel. *Centrales Eléctricas I. Capítulo 5: Centrales Hidroeléctricas de Acumulación por Bombeo*. Primera Edición. 1993. Ediciones UPC. Barcelona. España. Pág. 111 – 136.
20. PALMA, R., JIMÉNEZ, G. y ALARCÓN, I. *Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. Comisión Nacional de Energía. Gobierno de Chile. Santiago. Octubre 2009. [en línea] <http://www.cne.cl/images/stories/public%20estudios/raiz/ERNCMercadoElectrico_Bilingue_WEB.pdf> [consulta: 15 febrero 2012].

21. RICO, Javier. *¿Y si REE gestionara los bombeos hidroeléctricos?* [en línea] Revista Energías Renovables N°89. Pág. 82–86. Mayo 2010. Madrid, España. <<http://www.energias-renovables.com/ficheroenergias/productos/pdf/ConPago/Revista558.pdf>> [consulta: 10 febrero 2012].
22. SIFRI, M y AYALA, M. *Tarifificación de Servicios Complementarios en Mercados Eléctricos: Desafíos para su Aplicación en Chile*. Curso: Mercados Eléctricos IEE 3372. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 2010. [en línea] <<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/ancillary/index.htm>> [consulta: 15 febrero 2012].
23. TANAKA, Hiroshi. *Benefits of Pumped Storage: An introduction to Pumped Storage Power Generation*. 2005 [en línea] <<http://www.hydropower.org/PSD/Articles/Benefits.html>> [consulta: 01 agosto 2011].
24. Task Committee on Pumped Storage of the American Society of Civil Engineers (ASCE). *Hydroelectric Pumped Storage Technology: International Experience*. New York, USA, ASCE, 1996. 390 pp.
25. The Federation of Electric Power Companies of Japan (FEPC). [en línea] <<http://www.fepec.or.jp>> [consulta: 15 enero 2012].
26. United States Army Corps of Engineers (USACE). *Engineering and Design – Hydropower. Chapter 7 - Evaluating Pumped-Storage Hydropower*. Publicación Número: EM 1110-2-1701. 31 Diciembre 1985. [en línea] <http://140.194.76.129/publications/engine-manuals/EM_1110-2-1701_pfl_noE/c-7.pdf> [consulta: 10 octubre 2011].
27. U.S. Energy Information Administration (EIA). [en línea] < <http://www.eia.gov/>> [consulta: 15 enero 2012].
28. VALDOVINOS F. y OTÁROLA R. Almacenamiento de Energía: Desarrollos Tecnológicos y Costos. Curso: Mercados Energéticos IEN 3320. Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Santiago, 2008. [en línea] <http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/almacena/Almacenamiento_Energia_archivos/Almacenamiento_Energia.pdf> [consulta: 15 febrero 2012].
29. VENNEMANN, P., HEINZ, K., Ulrik, J., KUNSCH, A., SISTENICH, H. and THÖNI, H. *Pumped-Storage Plants – Status and Perspectives*. VGB PowerTech 4, 2011. Pág. 32–38. [en línea] <<http://www.vennemann-online.de/papers/Vennemann2011.pdf>> [consulta: 15 marzo 2012].
30. WILDE, David. *How Can Pumped-Storage Hydroelectric Generators Optimise Plant Operation in Liberalized Electricity Markets With Growing Wind Power Integration?* The Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP). Universidad de Dundee. Escocia, Reino Unido. 16 Mayo 2011 [en línea] <<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?news=31286>> [consulta: 15 marzo 2012].

31. YANG, Chi-Jen. *Pumped Hydroelectric Storage*. 2011 [en línea]
<<http://www.duke.edu/~cy42/PHS.pdf>> [consulta: 15 enero 2012].

8. ANEXO A

Tabla A - 1: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Estados Unidos.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Bath County	3.003	385	2.300	6,0	43,79	37,62	0,01	0,01
Ludington	1.872	110	400	3,6	100,00	4.900.000,00	0,05	2.617,52
Castaic Powerhouse	1.565	323	11.600	35,9	229,43	35,03	0,15	0,02
Helms	1.212	497	5.200	10,5	151,72	159,12	0,13	0,13
Blenheim Gilboa	1.160	332	900	2,7	19,00	19,00	0,02	0,02
Rocky Mountain	1.095	187	800	4,3	13,14	23,19	0,01	0,02
Northfield Mountain	1.080	248	2.200	8,9	21,00		0,02	
Muddy Run	1.070	122	290	2,4	41,50	382,38	0,04	0,36
Bad Creek	1.065	311	2.000	6,4	33,50	1.430,00	0,03	1,34
Jocassee	612	101	200	2,0	1.430,00		2,34	
Bear Swamp	600	229	500	2,2	6,44		0,01	
Fairfield	511	52	1.500	29,1				
Seneca	469	241	600	2,5	7,89	1.455,51	0,02	3,10
Edward Hgatt	450	206	600	2,9	4.363,57		9,70	
Taum Sauk	440	268	1.800	6,7	5,37		0,01	
W R Gianelli (San Luis)	424	96	420	4,4	2.518,00	69,60	5,94	0,16
Yards Creek	400	224	1.100	4,9	5,88	5,88	0,01	0,01
Richard B Russell	328	50	100	2,0	1.835,63	4.711,90	5,60	14,37
Cabin Creek	324	363	1.000	2,8	1,95	1,92	0,01	0,01
Grand Coulee	314	109	280	2,6	1.600,00	6.000,00	5,10	19,11
Carters	286	130	300	2,3	583,19	23,44	2,04	0,08
Salina	260	74	250	3,4	62,13	247,10	0,24	0,95
Smith Mountain	247	59	70	1,2	2.800,00	117,10	11,32	0,47
Lewiston Niagara	240	30	100	3,3	91,59	6,81	0,38	0,03
Mount Elbert	230	145	1.000	6,9	13,65	173,92	0,06	0,76
Wallace Dam	213	30	90	3,0	579,74	410,75	2,72	1,93
J S Eastwood	207							
Harry Truman	186	24	80	3,3	1.484,37		7,98	
Horse Mesa	119	79	100	1,3	302,26	71,36	2,54	0,60
Hivasssee Dam	86	69	70	1,0				
Thermalito	83	31	100	3,2	14,52	70,36	0,18	0,95
Mormon Flat	57	42	80	1,9	71,36	84,86	1,25	1,48
Waddell	40	59	200	3,4	1.367,44	194,40	34,19	4,86
Clarence Cannon	31	33	30	0,9	671,01		21,65	
Rocky River	29	59	540	9,2				
Degray	28	57	370	6,5	807,56	8,39	28,84	0,30
O'Neill	25	15	110	7,2	69,60		2,76	
Larimer	9	91	2.100	23,2	107,31	2,69	12,63	0,32

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del EIA, Wikipedia, Google Earth

Tabla A - 2: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en España.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ²]	[hm ²]	[hm ² /MW]	[hm ² /MW]
Villarino	810	410	15.000	36,6				
La Muela	635	450	900	2,0	23,00	118,00	0,04	0,19
Estang Gento-Sallente	446	372	800	2,2				
Aldeadavila II	428	138	1.000	7,3				
Aguago	360	329	1.300	4,0				
Tajo de la Encantada	360	341	1.000	2,9				
Conso	228							
Moralets	221	753	5.000	6,6	13,70	20,05	0,06	0,09
Guillena	210	209	700	3,3				
Bolarque II	208	224	13.000	58,0				
Torrejón	130							
Tanes	123	102						
Gabriel y Galán	110							
Montamara	88							
Ip	84							
Soutelo	82							
Puente Bibeg	71							
Valparaiso	68							
Guijo de Granadilla	53							
Santiago Jares	51							
Pintado	14							
Urdiceto	7							
Gobantes	3							

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de UNESA, Wikipedia, Google Earth

Tabla A - 3: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Austria.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ²]	[hm ²]	[hm ² /MW]	[hm ² /MW]
Malta Main Stage (Rottau)	730	1.106	12.000	10,8	6,20	0,50	0,01	0,00
Limberg II	480	365	1.500	4,1	84,90	81,20	0,18	0,17
Kops II	450	800	5.600	7,0	42,00	1,27	0,09	0,00
Häusling	360	744	13.000	17,5	86,70	6,80	0,24	0,02
Kühtai	289	440	1.400	3,2	60,00	3,40	0,21	0,01
Rodund II	276	354	620	1,8	2,20	2,10	0,01	0,01
Rodund I	276	353	800	2,3	2,20	2,10	0,01	0,01
Lünersee	232	974	8.700	8,9	78,30	2,20	0,34	0,01
Roßhag	231	630	15.000	23,8	128,50	6,80	0,55	0,03
Feldsee	140	532	1.100	2,1	1,85	2,58	0,01	0,02
Malta Upper Stage (Galgenbichl)	120	198	600	3,0	205,00	4,40	1,71	0,04
Kaprun Oberstufe (Limberg)	113	365	1.500	4,1	84,90	81,20	0,75	0,72
Reisseck Annual Reservoir (Kolbnitz)	68	1.713	6.800	4,0	7,70		0,11	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 4: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Italia.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ²]	[hm ²]	[hm ² /MW]	[hm ² /MW]
Chiotas	1.184	1.070	7.400	6,9	30,20	12,00	0,03	0,01
Piastra Edolo	1.020	1.260	10.000	7,9	21,24	1,40	0,02	0,00
Roncovalgrande	1.016	736	1.600	2,2	10,00	37.000,00	0,01	36,42
Prezenzano	1.000	495	3.600	7,3	6,00	6,00	0,01	0,01
Rovina	134	598	5.600	9,4	1,20	12,00	0,01	0,09
Ponale	50	532	5.800	10,9		49.000,00		980,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 5: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Alemania.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Goldisthal	1.060	302	1.300	4,3	12,00	18,90	0,01	0,02
Markersbach	1.050	288	1.300	4,5	6,50		0,01	
Wehr	980	630	2.500	4,0				
Waldeck II	480	360	1.300	3,6	4,60		0,01	
Bad Säckingen	370	411	2.200	5,4	2,10		0,01	
Hohenwarte II	320	302	660	2,2	0,79		0,00	
Witznau	220	250	7.500	30,0	1,29	1,42	0,01	0,01
Erzhausen an der Leine	220	300	1.250	4,2				
Waldshut	160	160	11.700	73,1	1,42		0,01	
Langenprozelten	160	300	1.400	4,7	1,68	1,86	0,01	0,01
Happurg	160	209	900	4,3				
Koepchenwerk	153	155	350	2,3	1,60		0,01	
Rönkhausen	140	270	900	3,3	1,00		0,01	
Waldeck I	140	280	900	3,2	0,74		0,01	
Niederwartha	120	143	1.700	11,9	2,90	2,50	0,02	0,02
Geesthacht	120	80	600	7,5	3,80		0,03	
Reisach	99	180	1.200	6,7	1,50	3,00	0,02	0,03
Häusern	100	200	4.800	24,0	108,00	1,29	1,08	0,01
Glems	90	283	1.400	4,9	0,90	1,20	0,01	0,01
Bleiloch	80	54	100	1,9	215,00	5,64	2,69	0,07
Wendefurth	80	126	400	3,2	1,97	8,54	0,02	0,11
Hohenwarte I	63	35	100	2,9	182,00		2,90	
Leitzachwerk I (neu)	49	128	2.300	18,0	5,59	0,80	0,11	0,02
Rudolf-Fettweis-Werk	44	357	2.300	6,4	14,40	0,23	0,33	0,01
Leitzachwerk II	44	128	2.300	18,0	5,59	0,80	0,13	0,02
Tanzmühle	35	123	1.400	11,4	1,50	3,00	0,04	0,09
Warmatsgund	5	374	1.800	4,8	0,03	0,03	0,01	0,01
Wisenta	3	50	480	9,6	1,04	2,54	0,32	0,77
Ortenberg-Libberg	2							
Mittweida	2	117	2.000	17,1	0,13		0,08	
Wasserkraftwerk Kirchentellinsfurt	1							

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 6: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Francia.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Chiotas	1.184	1.070	7.400	6,9	30,20	12,00	0,03	0,01
Piastra Edolo	1.020	1.260	10.000	7,9	21,24	1,40	0,02	0,00
Roncovalgrande	1.016	736	1.600	2,2	10,00	37.000,00	0,01	36,42
Prezencano	1.000	495	3.600	7,3	6,00	6,00	0,01	0,01
Rovina	134	598	5.600	9,4	1,20	12,00	0,01	0,09
Ponale	50	532	5.800	10,9		49.000,00		980,00

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 7: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en el Reino Unido.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Dinorwig	1.728	545	3.000	5,5	6,70		0,00	
Cruachan	440	360	1.400	3,9	13,00	1.200,00	0,03	2,73
Ffestiniog	360	300	1.400	4,7	2,00	2,00	0,01	0,01
Fogers	300	179	3.400	19,0		7.400,00		24,67

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 8: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en China.

Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Guangzhou	2.400	535	3.400	6,4	24,08	23,40	0,01	0,01
Huizhou	2.400	532	3.600	6,8				
Tianhuangping	1.800	560	950	1,7	6,76	6,77	0,00	0,00
Zhuhai	1.800							
Xianju	1.500	428						
Bailianhe	1.224	195			24,96	1,23	0,02	0,00
Baoquan	1.200	300			8,27	16,50	0,01	0,01
Heimifeng	1.200	295			9,97	9,59	0,01	0,01
Tongbai	1.200	244						
Xilongchi	1.200	624						
Tai'an	1.000	253						
Xiangshuijian	1.000	363						
Yizing	1.000	363						
Zhanghewan	1.000	305						
Shisanling	800	430	2.000	4,7	4,00	51,00	0,01	0,06
Ming Tombs	800	450						
Langgashan	600	126						
Hakusan	300	106						
Panjiakou	270	85						
Henan	120	379						
Shahe	100	107						
Yangzhuogong Lake	90	840						
Xianghongdian	80	64						
Xikou	80	276						
Migun	22	70						

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 9: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en distintos países.

País	Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
		[MW]	[m]	[m]		[hm ³]	[hm ³]	[hm ³ /MW]	[hm ³ /MW]
Suiza	Grimsel 2	348	394	1.300	3,3	57,00	94,00	0,16	0,27
Luxemburgo	Yianden	1.096	291	1.500	5,2	10,80	7,23	0,01	0,01
Bélgica	Coo-Trois-Ponts	1.164	275	1.000	3,6	8,45	8,45	0,01	0,01
Rusia	Zagorsk	1.200	100	830	8,3	28,00		0,02	
Sudáfrica	Drakensberg	1.000	500	3.700	7,4	35,60	36,00	0,04	0,04
Australia	Tumut 3	1.500	151	500	3,3	920,00		0,61	
Taiwan	Mingtan	1.602	400	3.700	9,3	77,00	12,00	0,05	0,01
Taiwan	Minghu	1.008	320	3.000	9,4	77,00	9,76	0,08	0,01
Ucrania	Dniester	2.268	148	700	4,7	38,80	70,00	0,02	0,03

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

Tabla A - 10: Características de algunas CHAB que actualmente se encuentran operando en Japón.

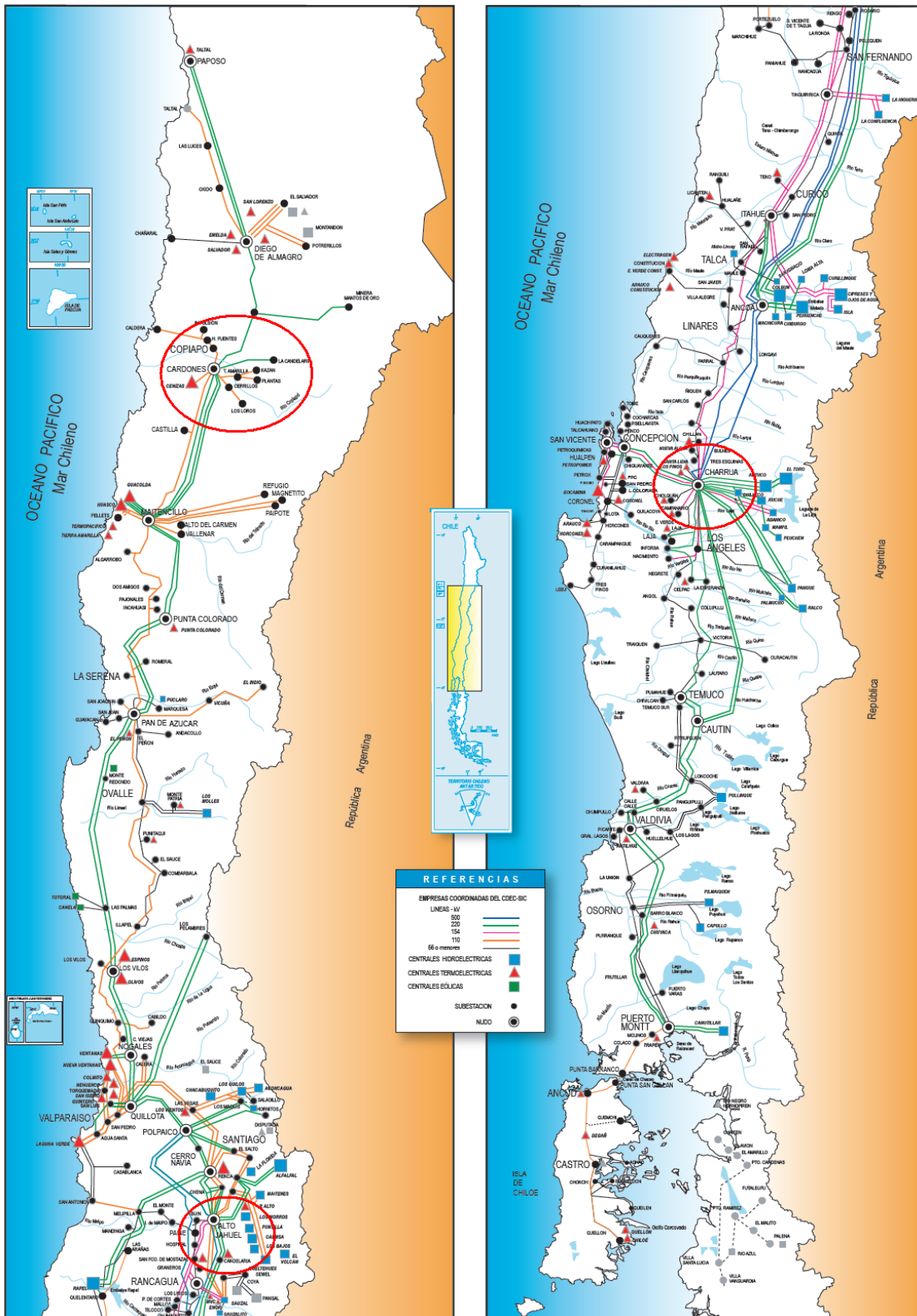
Nombre	Potencia Instalada	Salto Hidráulico	Distancia Entre Reservorios	L/H	Capacidad Reservorio Superior	Capacidad Reservorio Inferior	Vol.Res. Superior/MW	Vol.Res. Inferior/MW
	[MW]	[m]	[m]		[hm ²]	[hm ²]	[hm ² /MW]	[hm ² /MW]
Okutataragi	1.932	383	3.000	7,8	33,39	19,44	0,02	0,01
Okumino	1.500	484						
Shin Takasegawa	1.280	229	3.300	14,4	76,20	32,50	0,06	0,03
Okawachi	1.280	395						
Okugoshino	1.206	505	1.300	2,6	16,85	16,92	0,01	0,01
Tamahara	1.200	518	3.000	5,8	14,80	52,49	0,01	0,04
Matanoagawa	1.200	489	5.100	10,4	7,68	7,94	0,01	0,01
Shintogone	1.125	203	3.100	15,3	53,50	326,85	0,05	0,29
Imaichi	1.050	524	2.700	5,2	6,89	9,10	0,01	0,01
Shimogo	1.000	387						
Okukigotsu	1.000	470						
Shiobara	900	338						
Omarugawa	900							
Kazunogawa	800	779	7.300	9,4	11,47	11,50	0,01	0,01
Okuyahagi Daini	780	404						
Numappara	675	478						
Azumi	623	136						
Nabara	620	294						
Hongawa	615	550						
Tenzan	600	520						
Okukigotsu Daini	600							
Ohira	500	490						
Kannagawa	470	653	5.500	8,4	19,17	18,40	0,04	0,04
Kisengama	466	219	800	3,7	7,23	26,28	0,02	0,06
Daini Numazawa	460	214						
Ikehara	350	121						
Takane Daiichi	340	135						
Okuyahagi Daiichi	315	161						
Shin Nariwagawa	303	85						
Mazegawa Daiichi	288	100						
Midono	245	80						
Yagisawa	240	97						
Nagano	220	98						
Niikappu	200	100						
Takami	200	105						

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Wikipedia y Google Earth

- Los datos se obtuvieron principalmente de los sitios de la “U.S. Energy Information Administration” (EIA), de la “Federation of Electric Power Companies of Japan” (FEPC), de la “Asociación Española de la Industria Eléctrica” (UNESA), de Wikipedia en sus versiones en inglés y alemán, cuidando de verificar los datos directamente con la fuente desde donde se obtuvieron para el sitio, y por último, del uso de Google Earth.
- La distancia entre los reservorios se estimó mediante el uso de Google Earth.
- L/H corresponde al cociente entre la distancia entre los reservorios y el salto hidráulico.
- Vol.Res.Superior/MW corresponde al cociente entre la capacidad del reservorio superior y la potencia instalada de la central.
- Vol.Res.Inferior/MW corresponde al cociente entre la capacidad del reservorio inferior y la potencia instalada de la central.
- Se consideraron en total 190 centrales que actualmente se encuentran operando alrededor del mundo, de las cuales sólo fue factible obtener la estadística completa de sus potencias instaladas.

9. ANEXO B

Figura B - 1: Mapa del CDEC-SIC.



Fuente: CDEC-SIC, 2011

