



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS DE ESTRATEGIAS DE DESPACHO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA CON ALMACENAMIENTO A TRAVÉS DE BOMBEO
HIDRÁULICO CON AGUA DE MAR.**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

ENRIQUE MARÍN MOLINA

**PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
LUIS VARGAS DIAZ
FELIPE SALINAS BARROS**

SANTIAGO DE CHILE
2017

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico.
POR: Enrique Marín Molina
FECHA: 06/01/2017
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

Análisis de estrategias de despacho de una central fotovoltaica con almacenamiento a través de bombeo hidráulico con agua de mar

En los últimos años, se ha incrementado la preocupación por incorporar e integrar de mejor forma las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a los sistemas eléctricos, para lo cual se han propuesto los sistemas de almacenamiento. En este contexto, este trabajo analiza una central de bombeo (PHS, *Pumped Hydroelectric Storage*) en el sistema eléctrico nacional al año 2020, comparando tres estrategias de despacho para un conjunto de generación que incluye unidades fotovoltaicas de 600 MW y unidades PHS de 300 MW.

Las tres estrategias de despacho a analizar son: (1) *generación base*: consistente en operar la central fotovoltaica y PHS en conjunto de forma tal de entregar potencia constante durante 24 horas; (2) *minimización de costos*: tanto la central fotovoltaica como la PHS operarán para reducir los costos de operación del sistema (i.e. en función del despacho económico de mínimo costos); y (3) *maximización de utilidades*: la PHS operará de forma tal de maximizar las utilidades por concepto de compra/venta de energía al propietario de las centrales.

De los resultados obtenidos, se desprende que el despacho de generación base es el más ineficiente para el propietario de las plantas de generación y el beneficio sistémico es relativamente menor al otorgado por el despacho de minimización de costos. Por otro lado, la operación minimizando costos del sistema es la que mejor aprovecha las propiedades de la central PHS, reduciendo los costos de generación, las emisiones de contaminantes y el vertimiento de las ERNC; ahora bien, los ingresos percibidos, en especial por la central PHS, son relativamente menores. En contraste, la metodología de maximización de utilidades brindó mejores retornos económicos al propietario de las centrales (1,4% de aumento con respecto al caso de despacho de mínimo costo), pero también aumentó levemente el costo del sistema (0,95%) y el pago de la demanda (0,57%) respecto al caso de minimización de costos; esto, debido a que se confirmó (mediante una manera cuantitativa) el poder de mercado existente y que potencialmente podría ejercer la central PHS. Aunque la pérdida de eficiencia sistémica es relativamente menor en términos promedio cuando el propietario despacha su central, se demuestra que existen horas donde hay un gran potencial para ejercer poder de mercado (donde las variaciones de precios pueden llegar a ser de un 57,2%), tanto en horarios de carga (alrededor del mediodía cuando el dueño de la central se ve tentado a limitar su consumo con el fin de no aumentar precios de mercado) como en la descarga de la PHS (en el horario de demanda máxima, cuando el propietario se ve tentado a limitar su generación para no disminuir los precios de mercado). Estos resultados podrían tener importantes implicancias en términos regulatorios y de monitoreo de mercado.

Aclaración

La presente investigación, se elaboró en conjunto con el trabajo denominado “Estrategias de despacho de una planta de concentración solar térmica con almacenamiento” desarrollado por Sergio Andrés Zúñiga León y bajo la supervisión de la misma comisión. Dado lo anterior, pueden existir similitudes tanto en el formato como en los aspectos analizados. Se debe mencionar, que ambos trabajos fueron encargados y financiados por GIZ.

*“No te apures en dormir,
que el sueño va llegar.”*

Agradecimientos

En primer lugar, quisiera agradecer a mis padres (Enrique y María) por darme apoyo en cada momento de mi vida y entregarme todo lo necesario para aprender y crecer como persona. De la misma forma, agradecer a mis abuelos por enseñarme que, con trabajo y cariño, todo es posible. Muchas gracias también a mis hermanos (Boris, Erick, Karina y Dafne), sobrinos (Cristóbal y Josefa) y cuñada (Gisel) por todo el apoyo y cariño otorgado en cada momento. Estaré eternamente agradecido de mi familia.

A la chica (Daniela Hermosilla), mi polola que estuvo en las buenas, en las malas y las peores. Sin su apoyo incondicional, los momentos más críticos y estresantes hubiesen sido muy difíciles de superar. Gracias a ti, por todo el amor que me has dado y que, sin duda, me seguirás dando. Cuando te toque a ti, espero estar a la altura.

A mi gran amigo de la vida, don Cristian Pailamilla. Por todos esos buenos momentos entregados desde tercero básico y por los asados que se vendrán; porque me tuviste más fe de la que yo a veces me tuve. Me enseñaste que la humildad y el esfuerzo todo lo vencen. Así como tú te sentiste orgulloso de mi al terminar el trabajo, yo siempre estaré orgulloso de ti.

A mis amigos de la U. Francisco, Chela, Miguel, Armijo, NicoCi, Barre, Tito y a todo el EnergyLab... gracias por todos esos momentos vividos: por los momentos de mayor estrés, por los momentos de risas, por las putiadas del Pancho en el “age”, por los cafés chistosos con el Chela, por las cumbias del Miguel, por los 5 minutos del Armijo y por todo lo vivido. Siempre me acordaré de ustedes, que hicieron de mi estadía en la U un verdadero placer. Y no, no me olvidó del Dani, un amigo de la vida... sólo quería darte un lugar especial; personas como tú hacen falta, con esa chispa y alegría que le alegran el día a cualquiera, gracias por tanto.

Gracias al Sergio Zúñiga, que juntos pudimos sacar adelante la memoria. Sin el trabajo y apoyo mutuo, esto se pudo haber puesto más difícil de lo fue. En el recuerdo quedarán las noches haciendo los gráficos y llamadas interminables para cumplir con los plazos. Aguante loco! Por fin terminamos.

Al profesor guía, Rodrigo Moreno, por las palabras de apoyo, ayuda en el trabajo y retroalimentación para la presentación en la CNE. Al profesor Luis Vargas, por formar parte de la comisión. A Felipe Salinas, Marlen Görner y Carlos Suazo por las constantes retroalimentaciones y por la confianza entregada. A Eduardo Pereira, que desinteresadamente, siempre tuvo un tiempo para ayudarnos. A la GIZ, por financiar el trabajo. A todo el grupo de AMEBA y SPEC, por la constante ayuda...y perdón por colapsar los servidores.

Gracias al León y al Copo, por enseñarme a amar a los animales. Gracias a Santaferia, Damas Gratis y tantos grupos de cumbia que me animaron en el carrete y el estudio. Gracias a la U, por alegrar los fines de semana sólo con jugar.

En fin, gracias a todos y todas las personas que aportaron su grano de arena. Esto es de ustedes.

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1.	Objetivos.....	2
1.1.1.	Objetivo general	2
1.1.2.	Objetivos específicos.....	2
1.2.	Alcances.....	2
2.	Revisión bibliográfica	3
2.1.	Tecnologías de almacenamiento.....	3
2.1.1.	Aplicaciones de los ESS	3
2.1.2.	Tipos de ESS	5
2.2.	Centrales de bombeo hidráulico PHS	12
2.2.1.	Descripción.....	12
2.2.2.	Clasificación de centrales PHS.....	13
2.2.3.	Estado actual a nivel internacional	17
2.3.	Operación de centrales PHS	20
2.3.1.	Chile	20
2.3.2.	Francia	21
2.3.3.	Alemania.....	21
2.3.4.	Bélgica	21
2.3.5.	Gran Bretaña.....	21
2.3.6.	Suiza	21
2.3.7.	Japón.....	22
2.3.8.	China.....	22
2.3.9.	Estados Unidos	22
2.4.	Funcionamiento del mercado eléctrico chileno	23
3.	Metodología.....	25
4.	Modelación del sistema	27
4.1.	Características del sistema eléctrico	27
4.1.1.	Generación.....	27
4.1.2.	Red de transmisión	28
4.1.3.	Demanda.....	28
4.1.4.	Perfiles ERNC	28
4.1.5.	Emisión de contaminantes	28

4.1.6. Hidrologías	29
4.1.7. Central en estudio	30
4.2. Modelos de despacho	31
4.2.1. AMEBA.....	31
4.2.2. Minimización de costos	31
4.2.3. Generación base.....	32
4.2.4. Maximización de utilidades.....	33
4.3. Índice de Lerner.....	35
5. Resultados y análisis.....	36
5.1. Minimización de costos incorporando central PHS y fotovoltaica	36
5.1.1. Impacto sistémico.....	36
5.1.2. Impacto en la generación	38
5.2. Operación con distintos modelos de despacho	45
5.2.1. Maximización de utilidades.....	45
5.2.2. Impacto sistémico	48
5.2.3. Impacto en la generación.....	50
5.2.4. Índice de Lerner.....	60
5.2.5. Efecto en las utilidades a nivel individual.....	65
5.2.6. Emisiones de contaminantes.....	66
6. Conclusiones.....	70
6.1. Trabajo futuro.....	72
Bibliografía.....	73
Anexos.....	75
Datos técnicos de centrales PV.....	75
Datos centrales Eólicas	76
Datos Centrales GNL	77
Datos Centrales Carbón	78
Datos Centrales Diésel.....	79
Datos Centrales Hidráulicas	81
Límite de transmisión de líneas del modelo:	83
Proyección de demandas utilizadas	84

Índice de tablas

Tabla 2.1: Comparación de baterías [2] [3].	8
Tabla 2.2: Eficiencia de bombeo y generación [9].	13
Tabla 2.3: Comparación entre los tiempos transcurridos en cambios de operación [12].	15
Tabla 2.4: Comparación entre una máquina convencional a velocidad fija (máquina sincrónica) y una con velocidad variable (motor de inducción doblemente alimentado) [15].	16
Tabla 4.1: Matriz energética, año 2020.	27
Tabla 4.2: Datos demanda sistema utilizado.	28
Tabla 4.3: Emisiones promedio por tecnología.	29
Tabla 4.4: Volumen inicial y final de los embalses para las simulaciones.	30
Tabla 4.5: Parámetros técnicos central PHS.	30
Tabla 5.1: Promedio y desviación estándar de costos marginales, para el caso base y el de minimización de costos.	37
Tabla 5.2: Centrales de biomasa más afectadas, comparación caso base y minimización de costos.	42
Tabla 5.3: Centrales a carbón más afectadas, comparación caso base y minimización de costos.	43
Tabla 5.4: Promedio pago de la demanda según modo de despacho.	50
Tabla 5.5: Promedio margen operacional centrales eólicas, según modo de despacho.	53
Tabla 5.6: Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.	54
Tabla 5.7: Promedio margen operacional centrales hidráulicas, según modo de despacho.	55
Tabla 5.8: Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.	55
Tabla 5.9: Promedio margen operacional centrales de biomasa, según modo de despacho.	56
Tabla 5.10: Promedio de energía anual inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.	57
Tabla 5.11: Promedio margen operacional centrales carboneras, según modo de despacho.	58
Tabla 5.12: Promedio margen operacional centrales GNL, según modo de despacho.	59
Tabla 5.13: Promedio índice de Lerner según hidrología.	60
Tabla 5.14: Promedio de emisión de contaminantes, según modo de despacho.	69

Índice de figuras

Figura 2.1: Potencia entregada en función del tiempo para las distintas tecnologías [1].....	5
Figura 2.2: ESS según forma de almacenamiento [1].	6
Figura 2.3: Funcionamiento CAES [4].....	7
Figura 2.4: Principio funcionamiento planta CSP [5].	9
Figura 2.5: Funcionamiento volantes de inercia [6].	10
Figura 2.6: Nivel de desarrollo y requerimientos de capital por tecnología [1].....	11
Figura 2.7: Capacidad instalada para almacenamiento de energía a nivel mundial [7].	11
Figura 2.8: Principio de funcionamiento central PHS [4].	12
Figura 2.9: Esquema grupo binario [11].....	14
Figura 2.10: Esquema grupo terciario [11].....	15
Figura 2.11: Esquema de conexión máquina eléctrica con velocidad fija y variable [15].	16
Figura 2.12: Potencia consumida para bombear en función de la altura del agua. Izquierda: velocidad fija; derecha: velocidad ajustable [14].	17
Figura 2.13: Desarrollo de centrales nucleares y de centrales de bombeo [13].	17
Figura 2.14: Capacidad instalada de PHS al año 2010. Unidades en GW [16].....	18
Figura 2.15: Costo de inversión para centrales europeas [4].....	19
Figura 2.16: Vista aérea central Okinawa Yanbaru [20].	19
Figura 3.1: Metodología general.	25
Figura 3.2: Metodología caso de maximización de utilidades.	26
Figura 4.1: Capacidad instalada por tecnología, año 2020.....	27
Figura 4.2: Curva de duración de carga.....	28
Figura 4.3: Escenarios hidrológicos.	29
Figura 4.4: Ejemplificación de generación constante.....	33
Figura 4.5: Obtención de curvas de precio horaria.....	34
Figura 5.1: Comparación costo de operación caso base y minimización de costos.	36
Figura 5.2: Energía inyectada por las centrales fotovoltaica y PHS en el caso de minimización de costos.	37
Figura 5.3: Comparación pago de la demanda para el caso base y minimización de costos.	38
Figura 5.4: Distribución de ingresos caso minimización de costos, para la central PHS y fotovoltaica.	39
Figura 5.5: Comparación margen operacional y energía inyectada para plantas fotovoltaicas entre caso base y minimización de costos.	40
Figura 5.6: Comparación margen operacional y energía inyectada para plantas eólicas entre caso base y minimización de costos.	40
Figura 5.7: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales hidráulicas entre caso base y minimización de costos.	41
Figura 5.8: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales de biomasa entre caso base y minimización de costos.	42
Figura 5.9: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales carboneras entre caso base y minimización de costos.	43
Figura 5.10: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales a gas entre caso base y minimización de costos.	44
Figura 5.11: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales carboneras entre caso base y minimización de costos.	45

Figura 5.12: Comparación utilidades totales, caso maximización considerando PV y no.....	46
Figura 5.13: Energía inyectada por las centrales fotovoltaica y PHS caso maximización de utilidades.....	47
Figura 5.14: Energía anual inyectada por planta PHS y fotovoltaica para los distintos métodos de despacho.	48
Figura 5.15: Costo total de operación del sistema, según metodología de despacho.....	49
Figura 5.16: Comparación pago de la demanda según metodología de despacho.	50
Figura 5.17: Comparación margen operacional PHS y fotovoltaica según metodología de despacho.	50
Figura 5.18: Comparación energía anual inyectada por centrales fotovoltaicas según modo de despacho.	51
Figura 5.19: Margen operacional centrales fotovoltaicas para los distintos modos de despacho.	52
Figura 5.20: Energía inyectada por eólicas para los distintos modos de despacho.	52
Figura 5.21: Margen operacional eólicas según modo de despacho.	53
Figura 5.22: Energía inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.....	54
Figura 5.23: Margen operacional hidráulicas según modo de despacho.	54
Figura 5.24: Energía inyectada por centrales de biomasa para los distintos modos de despacho.....	55
Figura 5.25: Margen operacional centrales de biomasa según modo de despacho.	56
Figura 5.26: Energía inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.....	57
Figura 5.27: Margen operacional centrales carboneras según modo de despacho.	57
Figura 5.28: Energía inyectada por centrales GNL para los distintos modos de despacho.....	58
Figura 5.29: Margen operacional centrales a GNL según modo de despacho.	59
Figura 5.30: Energía inyectada por centrales diésel para los distintos modos de despacho.....	60
Figura 5.31: Cambio en la descarga al maximizar utilidades.....	61
Figura 5.32: Cambio en la carga al maximizar utilidades.	62
Figura 5.33: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la carga en hidrología húmeda y media.	63
Figura 5.34: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la descarga en hidrología húmeda y media.	64
Figura 5.35: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la carga en hidrología seca.	65
Figura 5.36: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la descarga en hidrología seca.....	65
Figura 5.37: Impacto a nivel individual para distintas centrales.	66
Figura 5.38: Impacto a nivel individual, para centrales con ingresos menores a 8 [MMUSD]. ...	66
Figura 5.39: Emisión de dióxido de carbono para los distintos modos de despacho.	67
Figura 5.40: Emisión de material particulado para los distintos modos de despacho.	67
Figura 5.41: Emisión de dióxido de óxidos de nitrógeno para los distintos modos de despacho.	68
Figura 5.42: Emisión de dióxido de azufre para los distintos modos de despacho.	68

1. Introducción

A lo largo del territorio nacional, existe un gran potencial de recursos renovables que, junto con la disminución de costos de las tecnologías de generación que aprovechan dichos recursos, han permitido modificar la matriz energética del país en los últimos años. De este modo, Chile ha incrementado la entrada en operación de diversas centrales de generación eléctrica en base, principalmente, a recursos solares; en este sentido, existen proyectos que podrían ser los primeros en su tecnología a implementarse en el país, como lo son las plantas fotovoltaicas con almacenamiento con bombeo hidráulico de agua de mar.

El incremento en la preocupación a nivel mundial por reducir la contaminación por uso de combustibles fósiles ocupados en centrales térmicas y aumentar la generación usando recursos renovables, hace necesario realizar obras que ayuden a mejorar la integración de este tipo de tecnologías; lo anterior, principalmente dada la variabilidad natural de los recursos solares y eólicos y los errores asociados en la predicción de dichos recursos, que afectan la seguridad del suministro. Una alternativa para la problemática anterior, es la instalación de sistemas de almacenamiento de energía (ESS, *Energy Storage System*); estos sistemas permiten almacenar energía proveniente de los recursos naturales de forma tal de mejorar la integración de las ERNC a la red eléctrica.

Un tipo de ESS, son los sistemas hidráulicos de bombeo (PHS, *Pumped Hydroelectric Storage*); estos requieren, en términos generales, de dos reservorios de agua ubicados a distinta altura, de una o más unidades de bombeo de forma tal de poder mover el agua desde el reservorio inferior (menor altura) al superior (mayor altura) y de una o más turbinas que permitan la generación de electricidad cuando el agua se desplace desde el reservorio superior al inferior. De esta forma, los sistemas PHS permiten almacenar energía a través de la acumulación de agua para su posterior aprovechamiento en la generación eléctrica. Cabe destacar que los sistemas hidráulicos de bombeos con agua de mar serán aquellos en que uno de sus reservorios es el mar.

En nuestro país, el Coordinador Eléctrico Nacional es el encargado de la operación del sistema eléctrico y sus funciones están definidas por ley. Actualmente, este organismo dispone de diversos procedimientos de operación, pero carece de procedimientos para las centrales fotovoltaicas con almacenamiento con bombeo hidráulico debido a que no existen centrales de este tipo en Chile. Ahora bien, se debe mencionar que durante el año 2016 se publicó un borrador del reglamento a aplicar a centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica. En base a lo anterior, se enmarca este trabajo que buscará dar respuesta a la interrogante de cómo operar este tipo de centrales con el fin de tener una mejor y mayor integración de éstas tecnologías al sistema eléctrico nacional.

1.1. Objetivos

Los objetivos del presente trabajo se presentan a continuación.

1.1.1. Objetivo general

- Comparar tres estrategias de despacho de una central fotovoltaica con almacenamiento con bombeo de agua de mar en el sistema eléctrico nacional.

1.1.2. Objetivos específicos

- Las estrategias de despacho a comparar serán:
 - a) Generación base: la potencia generada por la central será constante en el tiempo mientras sus recursos lo permitan.
 - b) Despacho económico: privilegia la operación a mínimo costo del sistema.
 - c) Autodespacho de la central: maximiza las utilidades desde un punto de vista privado.
- En base a la comparación de las distintas estrategias de despacho, determinar cuál de ellas permite una mayor y mejor integración de este tipo de centrales en el país.

1.2. Alcances

Para realizar las comparaciones del efecto que tienen los distintos métodos de despacho en el resto del parque generador, se utilizará como medición el margen operacional por compra y venta de energía al mercado spot. No se analizarán los contratos bilaterales financieros y tampoco servicios complementarios.

2. Revisión bibliográfica

En el presente capítulo, se presenta el marco teórico en el cual se encuentra contenido este trabajo. En primera instancia, en la sección 2.1 se estudian las tecnologías de almacenamiento en general, donde se muestran los principales usos que se le da a estos sistemas para luego mostrar algunas clasificaciones existentes y una pequeña descripción de los principales sistemas de almacenamiento, sin incluir las centrales de bombeo. Posteriormente, en el punto 2.2, y debido al enfoque que tiene esta memoria, se enfocará en el estudio de las centrales hidráulicas de bombeo donde se estudiarán su funcionamiento, ventajas, desventajas, subtipos de centrales y el estado actual de esta tecnología. En la sección 2.3, se muestran los modelos de despacho existente a nivel internacional. En la sección 2.4 se finalizará este capítulo con la descripción del modelo actual de despacho de las centrales en Chile, donde se describe el marco regulatorio y las oportunidades de participación que tienen los sistemas de almacenamiento enfocado en las centrales de bombeo.

2.1. Tecnologías de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía ESS (*Energy Storage System*) se definen como cualquier sistema que de alguna forma absorbe energía en un tiempo determinado y la entrega en un tiempo posterior [1]. Dentro de las tecnologías asociadas a los ESS, se encuentran: centrales de bombeo, distintos tipos de baterías (electroquímicas o de flujo), sistemas de aire comprimido, supercondensadores, volantes de inercia, almacenamiento de energía magnética por superconducción, entre otras. Por otra parte, los ESS pueden prestar aplicaciones de potencia o energéticas [2] [3]; la primera de ellas corresponde al uso de elevadas potencias por cortos lapsos de tiempo (dentro de pocos segundos a minutos), mientras que las energéticas son aquellas en que se emplean altas cantidades de energía en procesos de descarga en intervalos de tiempo mayores (del orden de minutos, horas o incluso días). Se debe destacar que, dependiendo del uso que se le quiere dar al ESS, se debe escoger la tecnología que mejor cumpla dichas funciones.

2.1.1. Aplicaciones de los ESS

Los sistemas de almacenamiento permiten una gran cantidad de aplicaciones debido a sus características de uso [2]. A continuación, se detallarán los principales usos y/o beneficios que tienen estos sistemas con una pequeña descripción de este. Se debe mencionar que cada uno de estos puntos está sujeto a la localización óptima y elección correcta de la tecnología de almacenamiento.

1. Suministro eléctrico:
 - a. *Desplazamiento horario de energía*: consiste en “desplazar” el consumo, almacenando energía en los momentos en que la demanda del sistema es baja y los costos son menores y entregarla cuando la demanda es alta y los costos son mayores.
 - b. *Retardo de nueva capacidad de generación*: se logra al almacenar energía durante demanda baja y entregarla en horarios de demanda punta; de esta forma, se puede retrasar la inversión en centrales de generación de punta.
2. Servicios complementarios:
 - a. *Seguimiento de carga*: los sistemas de almacenamiento al operar con carga parcial, no disminuyen su desempeño ni eficiencia como, por ejemplo, ocurre con las

máquinas térmicas, las cuales aumentan su consumo específico y aumentan el número de mantenciones al trabajar bajo potencia nominal. Lo anterior, se traduce en que los ESS pueden realizar un mejor seguimiento de carga.

- b. *Reservas operativas*: permiten hacer regulación de frecuencia al poder cargarse/descargarse, produciendo un efecto similar a una disminución/aumento en la generación.
- c. *Partida en negro*: permiten comenzar la energización del sistema ante un corte de suministro total.

3. Sistema de transmisión:

- a. *Soporte a congestiones*: si se prevé una congestión en ciertas horas del día, se puede almacenar energía en aquellos momentos en que la demanda es baja y descargarla a la hora presupuestada en que ocurrirá la congestión; de esta forma, se puede eliminar la congestión del sistema y, de la misma forma, eliminar el desacople de costos marginales en las barras del sistema.
- b. *Retardo de nueva capacidad de transmisión*: si en una línea de transmisión ocurre una congestión en pocas horas del año, se puede almacenar energía el fin de evitar llevar a la línea a su límite de capacidad; así, se evitará la expansión de esta línea. Adicionalmente, con lo anterior, se puede alargar la vida útil de estos activos debido a que se pueden someter a menores esfuerzos.

4. Cliente final:

- a. *Manejo energético horario*: similar al caso expuesto en punto 1.a.; ahora bien, se observa desde el punto de vista de cliente final, quien puede o no tener costos de retiros regulados y quién, a priori, conoce los horarios de mayor costo energético. De esta forma, puede acumular energía en momentos de menor costo para su utilización en las horas del día de mayor precio.
- b. *Confiabilidad de suministro*: utilizar la energía almacenada durante cortes de energía eléctrica, ayudará a mejorar la confiabilidad del suministro.

5. Integración de ERNC:

- a. *Manejo energético de producción*: debido a que la energía producida por la generación renovable es de bajo costo y ante una eventual operación con alta penetración de estas centrales, los ESS permiten acumular la energía producida por este tipo de centrales y venderla en los momentos en que haya escases del recurso, donde los precios aumentan. Lo anterior es conocido como “arbitraje de energía”.
- b. *Reconocimiento de potencia firme*: los sistemas de almacenamiento disminuyen la variabilidad e incertidumbre de las centrales renovables no convencionales con variabilidad vista “bornes afuera” de ella; lo anterior, repercutirá en un aumento de la potencia de suficiencia de la central.
- c. *Integración a la red*: hacen posible el manejo y mitigación de efectos asociados a una mayor capacidad de generación variable.

2.1.2. Tipos de ESS

Dependiendo de la cantidad de energía suministrada por los ESS, estos se pueden clasificar según [2]:

1. *Transitorio*: la carga/descarga ocurre en un corto tiempo; se utilizan principalmente para mejorar la estabilidad de tensión y frecuencia durante transitorios. Ejemplos de este tipo son: volantes de inercia, supercondensadores y superconductores.
2. *Corto plazo*: la carga/descarga ocurre durante intervalos de minutos u horas; se usan para regulación de frecuencia y manejo de congestiones.
3. *Mediano plazo*: el almacenamiento permite ventanas de tiempo de varias horas, días e incluso meses; se aprovechan principalmente para el balance de generación y demanda por un margen de tiempo superior a 24 horas.

Dependiendo del tipo de tecnología de almacenamiento se tendrán diversas aplicaciones con sus respectivas ventajas y desventajas. A modo de resumen, en la Figura 2.1, se muestra, para distintas tecnologías de almacenamiento, los niveles de potencia que pueden entregar para los lapsos de tiempo correspondientes y su respectiva eficiencia.

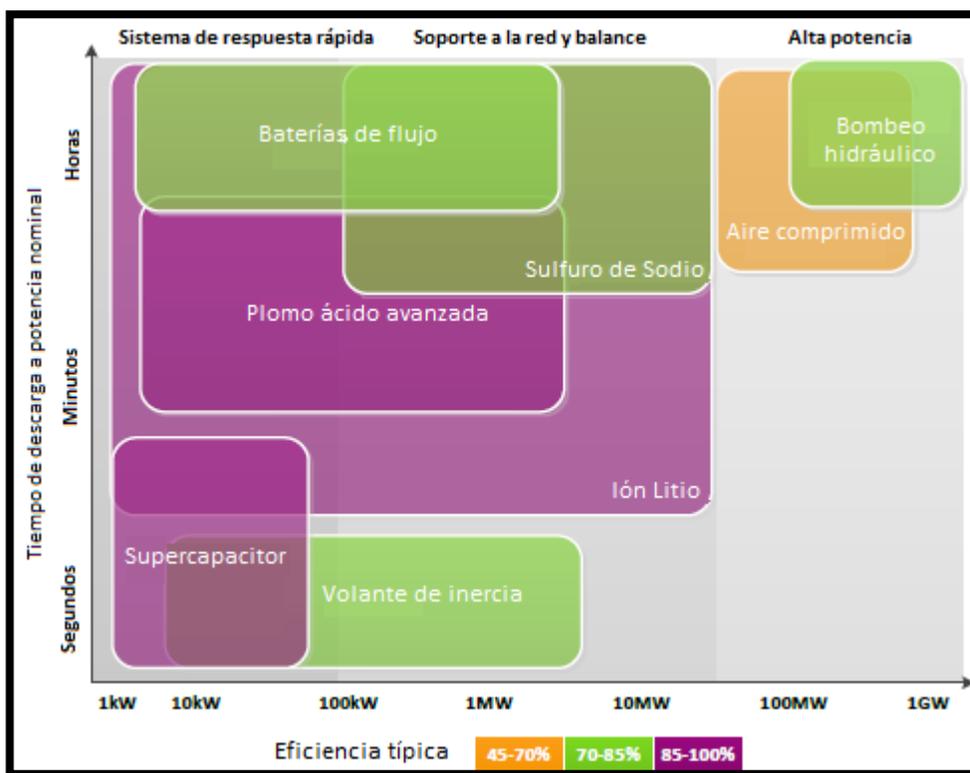


Figura 2.1: Potencia entregada en función del tiempo para las distintas tecnologías [1].

En la Figura 2.2, se muestra un esquema clasificatorio de los sistemas de almacenamiento según la forma en que se almacena la energía.

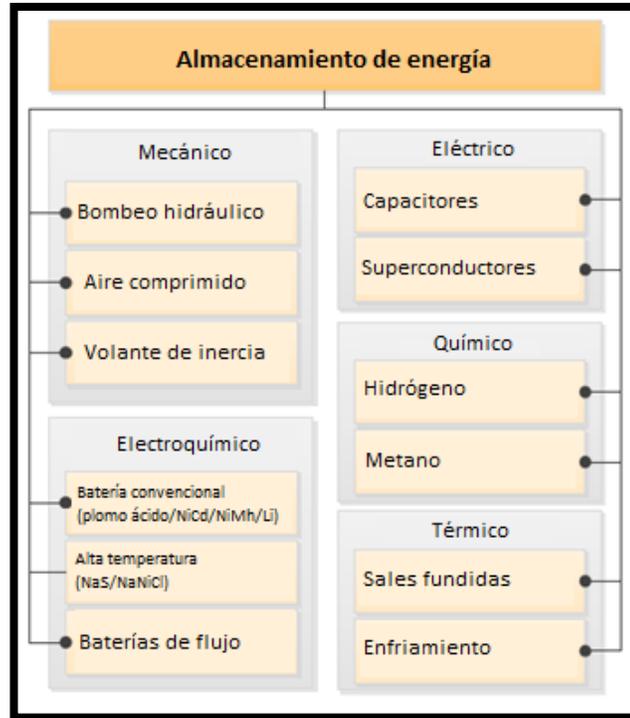


Figura 2.2: ESS según forma de almacenamiento [1].

A continuación, se describirá brevemente el funcionamiento de alguno de los sistemas de acumulación de energía.

Aire comprimido

El almacenamiento de aire comprimido (CAES, *Compressed Air Energy Storage*) consiste en comprimir un gas, usualmente aire, por medio de un compresor a altas presiones y almacenarlo en estructuras subterráneas o tanques para, posteriormente, liberar la energía almacenada cuando este aire es expandido. Para la expansión del aire, este se recalienta y luego se mezcla con algún tipo de combustible para alimentar un generador convencional; la mezcla del aire con el combustible, permite reducir a un 40% la cantidad de combustible a utilizar en comparación al caso de generación normal [3] [4]. La eficiencia va en torno del 45 a 70% [1]. Para conseguir mayores eficiencias, se puede emplear un recuperador para precalentar el aire antes de quemarlo. Un esquema simplificado del funcionamiento de esta tecnología se muestra en la Figura 2.3.

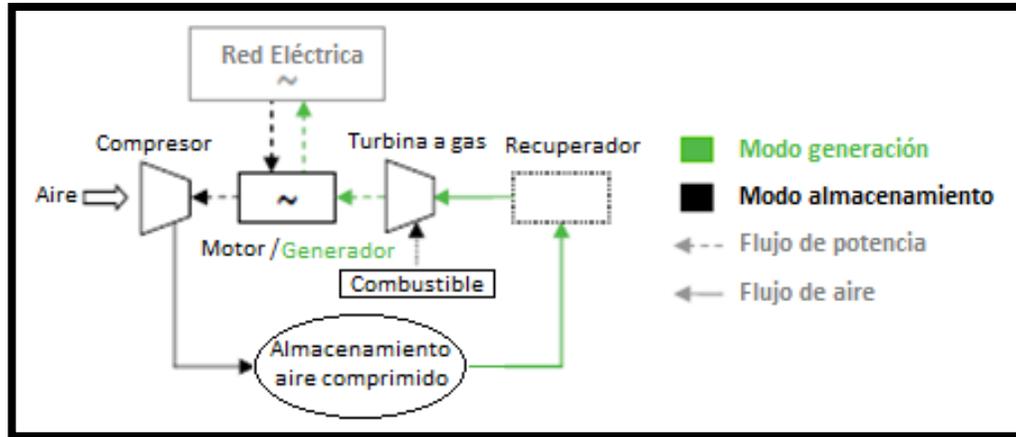


Figura 2.3: Funcionamiento CAES [4].

Dentro de las ventajas de esta tecnología, se encuentra que permite el almacenamiento a largo plazo pudiendo abastecer grandes cantidades de energía y dispone de grandes cantidades de potencia. Por otro lado, dentro de las desventajas está que para su funcionamiento estas plantas necesitan del acompañamiento de algún tipo de combustible, requieren de espacios geológicos adecuados y que a medida que la cantidad de aire almacenado se reduce, también disminuye la presión provocando que no se pueda entregar una potencia fija por periodos de tiempo largo.

La primera planta de este tipo fue construida en 1978 en Huntorf, Alemania [3] [4]; posee una potencia de 290 MW almacenando el aire comprimido en un volumen de 310.000 m³ entre 650 y 800 m de profundidad. Su capacidad de almacenamiento es de dos horas a plena carga. En el 2007, la planta amplió su capacidad a 321 MW.

Baterías

En términos generales, las baterías usan reacciones químicas con dos o más celdas electroquímicas que permiten el flujo de electrones. El diseño básico está compuesto por dos electrodos: el ánodo (terminal negativo) y el cátodo (terminal positivo); ambos se conectan indirectamente a través de un electrolito. Debido a la gran variedad de baterías, se pueden utilizar para aplicaciones de corto y largo plazo. Dentro de las baterías más comunes destacan:

- Baterías de Sulfuro de Sodio (NaS).
- Baterías de Ión Litio.
- Baterías de Flujo-Redox.
- Baterías de Plomo Ácido.
- Baterías de Níquel-Cadmio (NiCd).

En la Tabla 2.1, se muestra un resumen de las principales ventajas, desventajas, eficiencia y ciclo de vida de las baterías mencionadas anteriormente.

Tabla 2.1: Comparación de baterías [2] [3].

Batería	Ventajas	Desventajas	Eficiencia	Ciclos
<i>Sulfuro de Sodio</i>	Larga vida útil, Alta flexibilidad y profundidad de descarga, Alta densidad energética, Puede operar en distintas condiciones ambientales, Sin emisiones durante operación	Dificultad en manejo térmico, requiriendo equipos auxiliares para mantener la temperatura, Incidentes explosivos	75 a 90%	2500 a 4500
<i>Ión Litio</i>	Alta densidad energética y eficiencia, Gran cantidad de ciclos y vida útil, dependiendo de la profundidad de descarga	Vida útil depende de la profundidad de descarga, Requiere equipos adicionales para cuidar la tensión y estabilidad térmica	85 a 100% aprox.	1000 a más de 10000
<i>Flujo-Redox</i>	Capacidad de desacoplar la potencia de la energía, Ausencia de autodescarga, Respuesta rápida, Simplicidad de mantenimiento, Alta profundidad de descarga	Complejidad de diseño, Baja densidad de energía, Baja eficiencia global	60 a 65% (ZBR ¹) 65 a 85% (VRB ²)	ZBT: Más de 2000 VRB: Más de 5000
<i>Plomo Ácido</i>	Bajo costo comercial, Toleran uso intensivo, Alto nivel de reciclaje, Alta capacidad de potencia, Alta densidad energética	Sensible a la profundidad de descarga, afectando vida útil y número máximo de ciclos, Sensible a temperatura ambiente, Problema con ciclos frecuentes a estados parciales de carga, Baja eficiencia	70 a 90%	200 a 1000
<i>Níquel-Cadmio</i>	Bajo mantenimiento asociado, Pueden mantener estados de carga largos, Mantienen una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos	Alto costo de inversión, Toxicidad del cadmio, Sufren de efecto memoria	60 a 70%	2000 a 3500

Concentración solar

Las plantas de concentración solar CSP (*Concentrated Solar Power*), utilizan la radiación solar para la generación de energía. Se debe destacar que estas plantas pueden almacenar la energía a través de ciertos materiales capaces de guardar el calor por tiempos prolongados. En términos generales, este tipo de centrales utiliza espejos para concentrar la radiación solar en un receptor en el cual se calienta un medio de transferencia que es, a su vez, enviado a un bloque de potencia. En este último bloque, la energía calórica se utiliza para la producción de vapor y así generar energía eléctrica por medio de una turbina. En la Figura 2.4 se muestra el principio de funcionamiento de estas centrales. Dentro de las tecnologías disponibles para la concentración, se encuentran los espejos parabólicos, espejos tipo Fresnel, espejos con torre central y discos parabólicos.

¹ ZBR: Tipo de batería de flujo-redox, basada en Zinc-Bromo (*Zinc Bromine Redox Battery*)

² VRB: Tipo de batería de flujo-redox, basada en Vanadio (*Vanadium Redox Battery*)

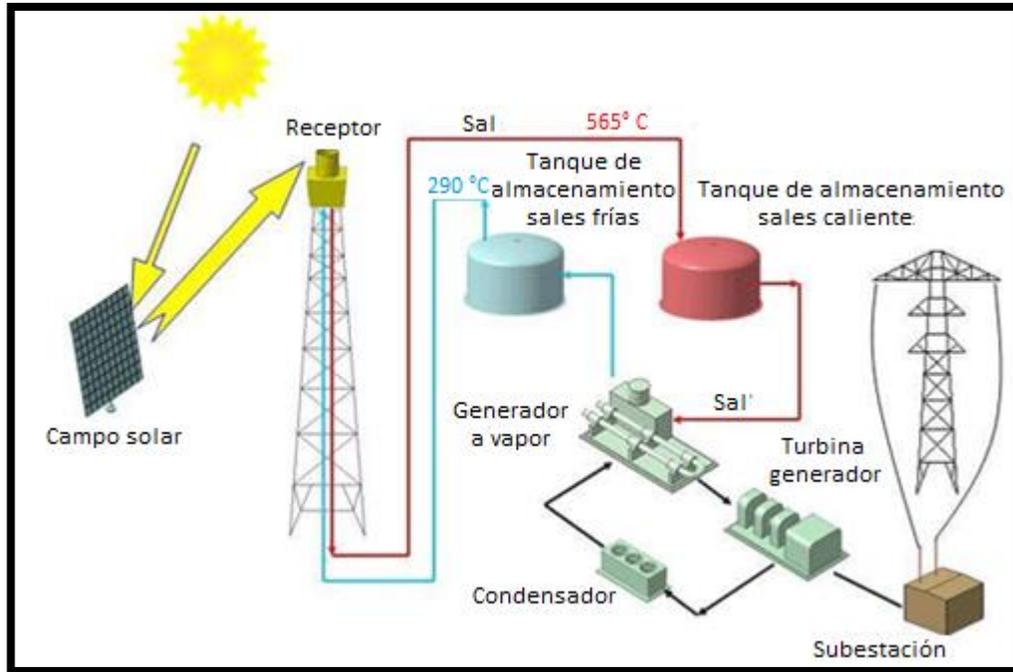


Figura 2.4: Principio funcionamiento planta CSP [5].

Volante de inercia

Los volantes de inercia (*Flywheels*) son dispositivos mecánicos que giran a altas velocidades almacenando energía cinética en forma de energía rotacional, transformándola en energía eléctrica a través de una máquina acoplada a su eje que puede funcionar tanto como generador (en el modo de descarga) o bien como motor (en modo de carga); de este modo, para la carga el rotor es acelerado por el motor hasta alcanzar su máxima velocidad y para la descarga o generación eléctrica, se usa el generador reduciendo la velocidad del volante de inercia. El uso principal que se le da a este tipo de almacenamiento es en aplicaciones en que se requieren elevadas potencias en un corto lapsus de tiempo; en este sentido, poseen buenas características para la estabilización de tensión y frecuencia durante transitorios. El rango típico de eficiencia está entorno al 80 y 85% [4], la que va disminuyendo a medida que aumenta el tiempo en que no se descarga debido a las pérdidas por fricción: 78% de eficiencia luego de 5 horas y 45% después de un día [6].

Entre las ventajas adicionales que posee esta tecnología, se encuentra que su desempeño no se ve disminuido con los ciclos de carga y descarga que, durante un año, pueden llegar a decenas de miles de procesos. Por otro lado, su principal desventaja son los altos costos asociados. Se debe mencionar que, para maximizar la eficiencia de una planta de volantes de inercia, se usan varias unidades; a modo de ejemplo, para una planta de 1 MW/1 MWh se utilizan 40 volantes de inercia de 25 kW/25 kWh [6].

En la Figura 2.5, se muestra el funcionamiento de los volantes de inercia.

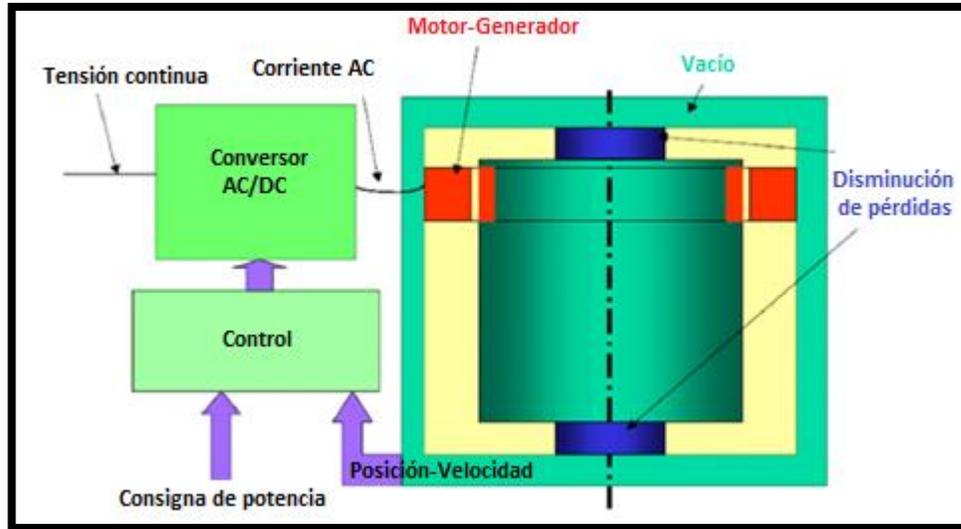


Figura 2.5: Funcionamiento volantes de inercia [6].

Otras tecnologías

a) Supercapacitores

Los supercapacitores son equipos que almacenan energía de forma similar a los condensadores convencionales, con la diferencia que no almacena la energía en dos conductores, sino que en la interface entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica; de la misma forma, son similares al funcionamiento de una batería. Este tipo de almacenamiento permite ciclos rápidos de carga y descarga con una alta vida de ciclos; su principal desventaja en comparación a las baterías, es que poseen baja densidad energética.

b) Superconductores

Los SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) almacenan energía en forma de campo magnético; este campo es creado por un flujo de corriente continua que fluye dentro de la bobina. Con el fin de disminuir las pérdidas, se utiliza un sistema de enfriamiento criogénico. Dentro de las ventajas que posee este tipo de tecnología, pueden entregar altos niveles de potencia en pequeños intervalos de tiempo, posee una alta eficiencia y puede soportar numerosos ciclos de carga y descarga. Ahora bien, la principal desventaja radica en que se debe operar a bajas temperaturas.

En la Figura 2.6, se indica el nivel de desarrollo de las distintas tecnologías de almacenamiento y los costos de capital requeridos y los riesgos asociados a cada una de ellas.

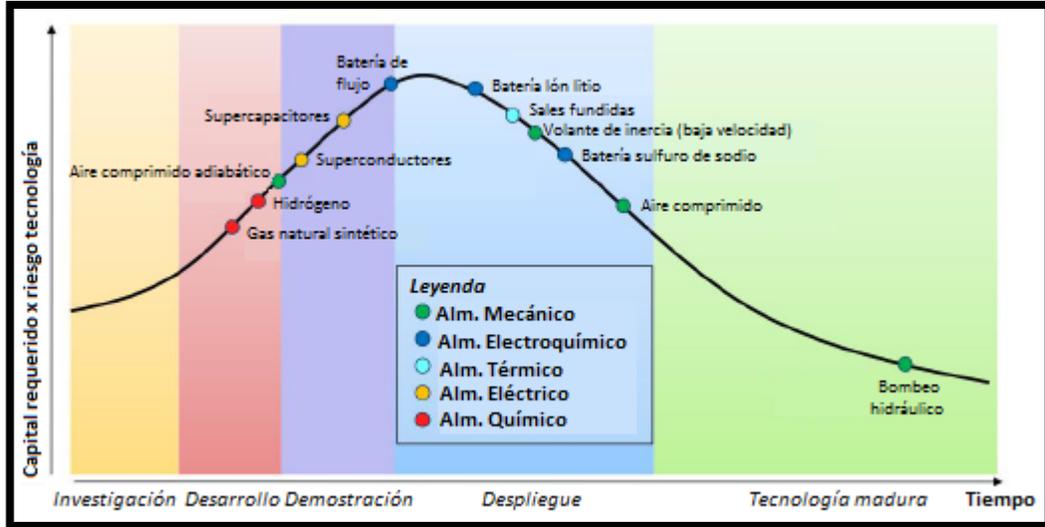


Figura 2.6: Nivel de desarrollo y requerimientos de capital por tecnología [1].

Finalmente, en [7] se indica que la capacidad instalada para el año 2010 de las distintas tecnologías de almacenamiento suman cerca de 130 GW a nivel mundial. En la Figura 2.7, se muestra la distribución respecto a los tipos de EES. Se debe mencionar que en Chile se encuentran operativos dos bancos de baterías que en su totalidad suman 32 MW de potencia con una capacidad de almacenar 8 MWh de energía.

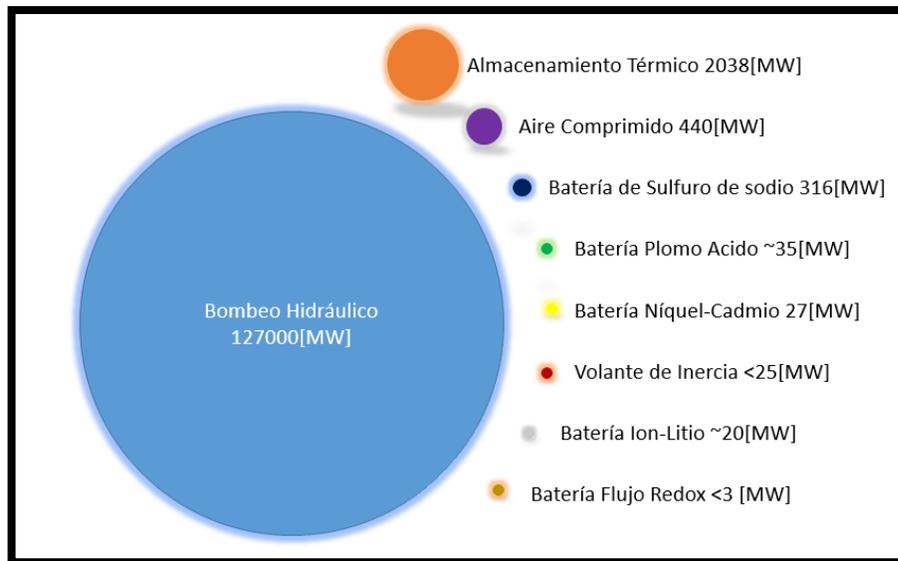


Figura 2.7: Capacidad instalada para almacenamiento de energía a nivel mundial [7].

2.2. Centrales de bombeo hidráulico PHS

Debido al enfoque que tiene el presente trabajo, a continuación, se revisarán los principales aspectos que tienen las centrales de bombeo hidráulico.

2.2.1. Descripción

Las centrales de bombeo hidráulico PHS (*Pumped Hydroelectric Storage*) han sido la opción más económica para almacenar grandes cantidades de energía con alta eficiencia por un largo periodo de tiempo [1] [2] [4] como se muestra en la Figura 2.1. Adicionalmente, como muestra la Figura 2.6, posee un alto grado de madurez en su desarrollo.

Para el funcionamiento de este tipo de tecnologías, se requiere de dos reservorios de agua ubicados a distintas alturas; de este modo, cuando la planta opere en modo de carga (o almacenamiento de energía), una bomba ubicada en el reservorio inferior operará con el fin de subir agua hasta el reservorio superior. Lo anterior, hará que se almacene energía en forma de energía potencial. En el proceso inverso, es decir, en modo de generación, se dejará caer el agua desde el reservorio superior al inferior haciendo mover una turbina ubicada en este reservorio, pasando la energía potencial a energía mecánica; posteriormente, esa energía mecánica será pasada a energía eléctrica a través de un generador. En la Figura 2.8, se muestra un esquema simplificado del funcionamiento de estas centrales con los respectivos flujos de electricidad y agua.

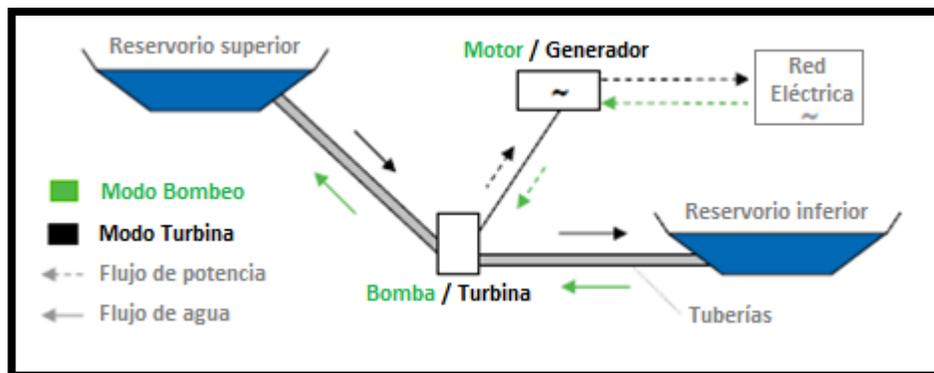


Figura 2.8: Principio de funcionamiento central PHS [4].

El proceso descrito anteriormente, no es 100% eficiente. En primera instancia, se debe tener en consideración la eficiencia de bombeo η_P que, por lo general, está dentro del rango de 90 a 95% [8]. Adicionalmente, durante el modo de generación se tiene una eficiencia de generación η_G del orden del 85 a 91%, donde se incluye la eficiencia de las tuberías, turbina y generador [8]. Con lo anterior, la eficiencia total de la central η_{PSH} quedará determinada por la multiplicación de las dos eficiencias anteriores ($\eta_P \cdot \eta_G$) y está en el rango de 70 a 80% [2] [8]. En la Tabla 2.2, se muestra la eficiencia de cada modo descompuesta en cada una de sus componentes.

Tabla 2.2: Eficiencia de bombeo y generación [9].

	Componente	Valor [%]
<i>Modo Bombeo</i>	<i>Tuberías</i>	98,0 – 98,6
	<i>Bomba</i>	90,0 – 92,0
	<i>Motor</i>	97,8 – 98,3
	<i>Transformador</i>	99,0 – 99,6
	<i>Conjunto</i>	85,4 – 88,8
<i>Modo Generador</i>	<i>Tuberías</i>	98,0 – 98,6
	<i>Turbina</i>	75,0 – 91,0
	<i>Generador</i>	97,8 – 98,3
	<i>Transformador</i>	99,0 – 99,6
	<i>Conjunto</i>	71,6 – 86,4
<i>Operacional</i>	<i>Pérdidas y fugas</i>	98,0 – 99,8

Típicamente, este tipo de centrales realiza el bombeo en los intervalos de tiempo de baja demanda eléctrica donde los precios de la energía son menores y opera en modo de generación cuando existe mayor demanda eléctrica y por tanto los precios son mayores [10] [11].

2.2.2. Clasificación de centrales PHS

A continuación, se mostrarán distintas clasificaciones de las centrales de bombeo según si están conectados a algún sistema fluvial, su ubicación, la configuración de las máquinas y del control de velocidad que posee la máquina eléctrica.

Conexión al sistema fluvial

Dependiendo si los reservorios de la central pertenecen a un sistema de ríos o no, ésta se puede clasificar en [4]:

- Central de bombeo “*Closed-Loop*”: son aquellas que ninguno de sus dos reservorios pertenece a un sistema de ríos; los reservorios pueden ser ambos artificiales o lagos modificados. El esquema más utilizado en este tipo, consta de un reservorio artificial y otro de un lago modificado. Adicionalmente, no pueden ser utilizadas como una central hidráulica convencional sin haber realizado previamente un bombeo [11].
- Central de bombeo “*Semi-open*”: a diferencia del primero, uno de los reservorios (generalmente el inferior) de estas centrales está dentro del cauce de un río. Un caso particular de estas centrales es aquella que funciona con agua de mar.
- Centrales de bombeo “*Open System*” (también llamadas “*pump-back*”): ambos reservorios de este tipo de centrales se encuentran unidos al mismo río, por lo que pueden operar como centrales hidráulicas convencionales cuando hay suficiente flujo de agua o como central de bombeo en el caso en que los flujos de agua son bajos o cuando los peak de demanda son altos [9].

Ubicación

Según sea la ubicación de los reservorios respecto a la superficie, se distinguirá entre [11]:

- Central de bombeo convencional: ambos reservorios se ubican en la superficie terrestre (ya sean artificiales o naturales).

- Central de bombeo subterránea: en este caso, el reservorio inferior se encuentra en cavernas bajo tierra o en un acuífero subterráneo.
- Central de bombeo con agua de mar: como su nombre lo indica, son aquellas que el reservorio inferior es el océano.

Configuración de las máquinas

La configuración de las máquinas con que opera la central difiere del número de máquinas eléctricas e hidráulicas usadas. En este sentido, se pueden clasificar en [12]:

- Grupo binario: posee una bomba-turbina y una máquina eléctrica (operada como motor y generador) como se ve en la Figura 2.9. Es el esquema más barato y utilizado. La configuración más común usa una máquina hidráulica (bomba-turbina) acoplada a una máquina eléctrica (motor-generador) conectada a la red. Todo el conjunto rota en una dirección cuando consume energía y en la dirección contraria cuando inyecta energía al sistema eléctrico.

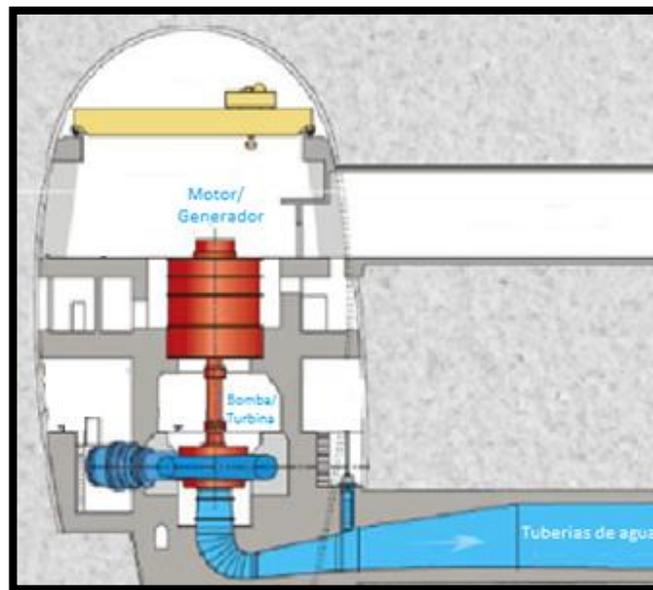


Figura 2.9: Esquema grupo binario [11].

- Grupo terciario: está compuesto por una turbina, una máquina eléctrica (motor-generador) y una bomba, todas acopladas al mismo eje como se muestra en la Figura 2.10. La turbina y la bomba giran en la misma dirección tanto en el modo de bombeo como de generación. A diferencia del grupo binario en el cuál el conjunto de la bomba-turbina se diseña como el resultado del compromiso de los dos modos de operación, en el grupo terciario los diseños de la turbina y de la bomba son ambos optimizados.

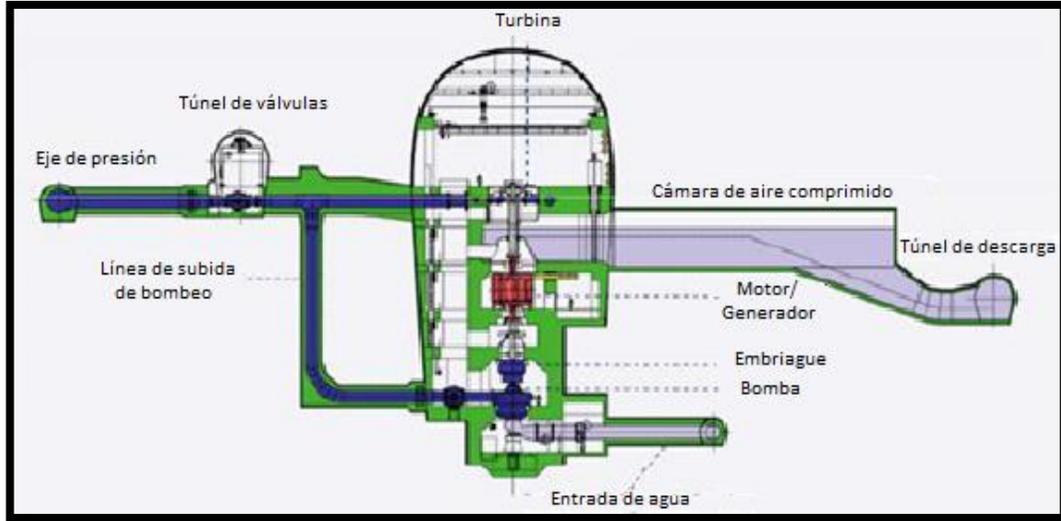


Figura 2.10: Esquema grupo terciario [11].

- Grupo cuaternario: esta configuración posee dos casas de máquina; una para bombear y otra para turbinar. De esta forma, la turbina y la bomba no están acopladas mecánicamente.

En la Tabla 2.3, se muestra una comparación de los tiempos transcurridos entre los cambios de operación para un grupo binario y terciario; se tiene el modo “Parada”, “MT” (operación como turbina a plena carga), “MB” (operación como bomba a plena carga) y “CS” (operación como condensador síncrono).

Tabla 2.3: Comparación entre los tiempos transcurridos en cambios de operación [12].

Cambio de operación	Grupo binario [s]	Grupo terciario [s]
Parada→MT	90	60
Parada→MB	340	120
Parada→CS	120	60
MT→CS	80	20
CS→MT	70	20
CS→MB	70	30
MB→CS	140	30
MT→MB	420	30
MB→MT	190	30
MT→Parada	200	110
MB→Parada	160	50
CS→Parada	200	100

Control de velocidad

Desde el inicio de las centrales PHS, las máquinas de bomba-turbina han tenido una respuesta a velocidad fija cuando la central opera en modo bombeo; lo anterior, debido a que se trabaja con máquinas síncronas conectadas a la red, por lo que su operación es a velocidad fija. De esta forma, para describir a las centrales PHS con máquinas a velocidad síncrona se utiliza el término “*single speed*” o “*fixed speed*”. Hasta años atrás, este tipo de centrales no ha tenido inconvenientes en su

funcionamiento, pero con el objeto de mejorar la integración de energías renovables, se ha hecho necesario modificar la operación como bombeo de la central con el fin de poder ajustar el consumo de la planta. De esta forma, en los últimos años se han desarrollado plantas con velocidad ajustable (“*adjustable-speed*”) con el fin de poder manejar el consumo de la central; para esto, se utilizan motores de inducción doblemente alimentados [13]. En la Figura 2.11, se muestra una comparación de la conexión eléctrica de ambos tipos de control de velocidad y, en la Figura 2.12, se muestra la respuesta de estas centrales; como se puede apreciar, cuando la velocidad es fija, la potencia consumida por la central quedará determinada netamente por la altura del agua almacenada, mientras que cuando se cuenta con una de velocidad variable, esta puede ajustar su potencia en función de la velocidad y la altura del agua [14].

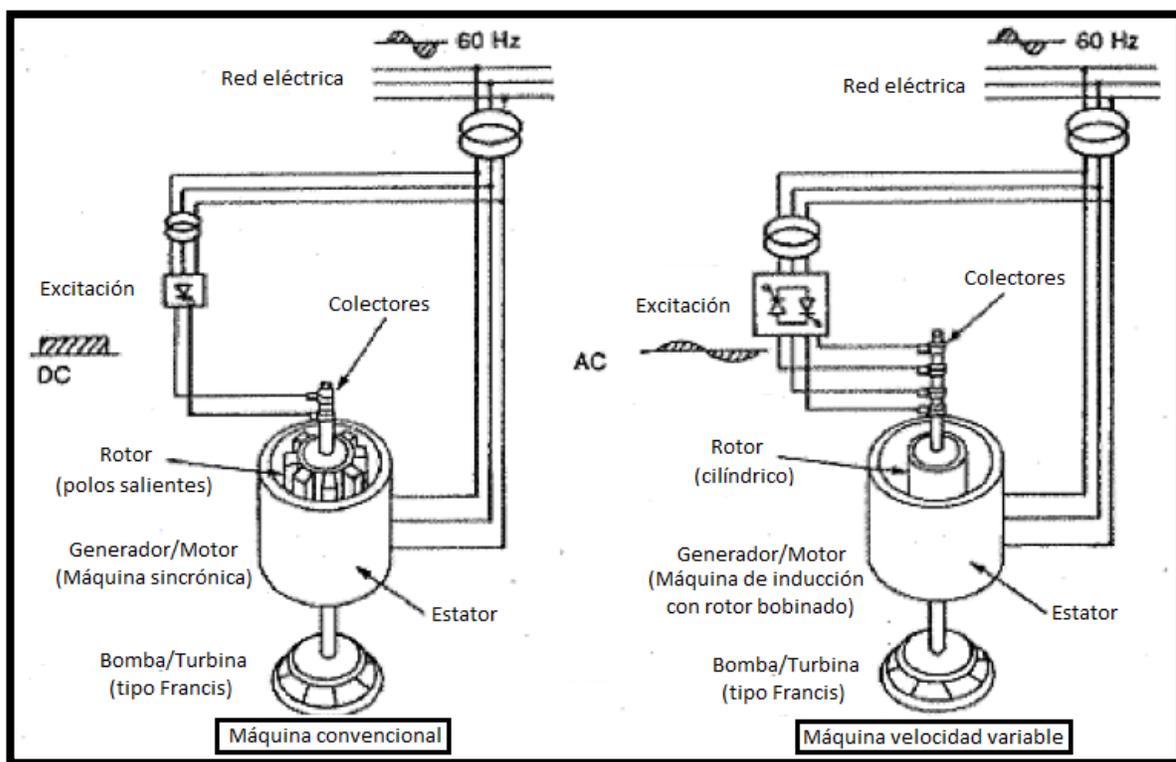


Figura 2.11: Esquema de conexión máquina eléctrica con velocidad fija y variable [15].

En la Tabla 2.4, se indica una pequeña comparación de los rangos de operación de centrales con velocidad fija y variable.

Tabla 2.4: Comparación entre una máquina convencional a velocidad fija (máquina síncrona) y una con velocidad variable (motor de inducción doblemente alimentado) [15].

	Velocidad fija	Velocidad variable
<i>Rango de ajuste de velocidad (respecto a velocidad síncrona)</i>	No aplica	±4% a ±10%
<i>Rango de operación en modo de generación (% respecto al nominal)</i>	30 a 115%	20 a 120%
<i>Rango de ajuste de bombeo (% respecto al nominal)</i>	No aplica	75 a 125%

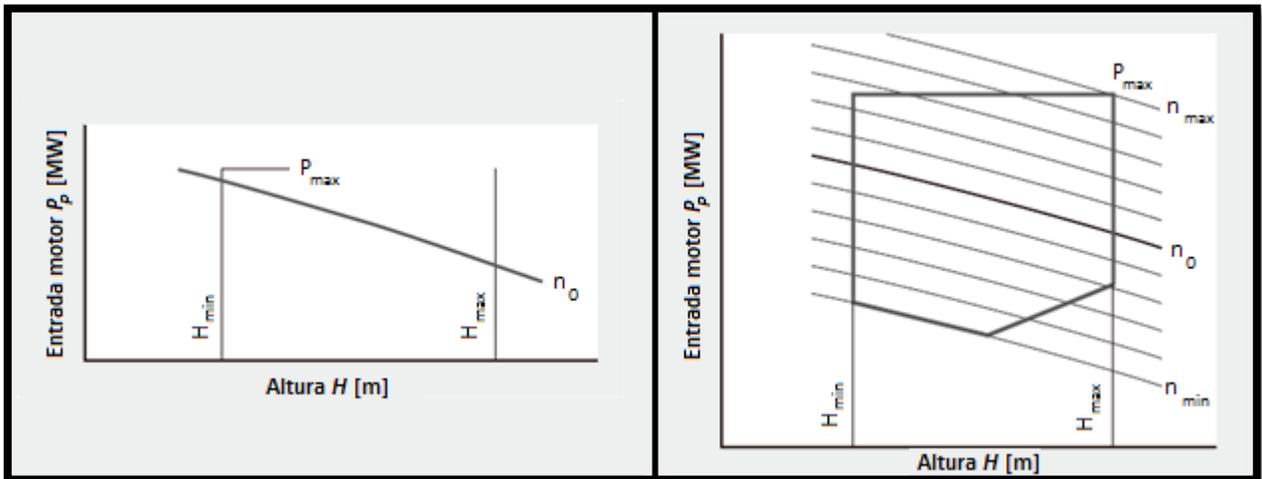


Figura 2.12: Potencia consumida para bombear en función de la altura del agua. Izquierda: velocidad fija; derecha: velocidad ajustable [14].

2.2.3. Estado actual a nivel internacional

El desarrollo de centrales con tecnología de almacenamiento a través de bombeo tiene su origen en Suiza en el año 1882. Así, las primeras centrales PHS surgieron en Europa a principios de 1900 y en Estados Unidos cerca del año 1930. Históricamente, los proyectos de centrales PHS han tenido la función de balancear la carga de un sistema permitiendo optimizar el funcionamiento de centrales térmicas. Por este motivo, existe una correlación entre la entrada en operación de centrales nucleares y PHS que trajo consigo el primer gran desarrollo de este tipo de centrales en los años '60, '70 y principios de los '80 como se muestra en la Figura 2.13.

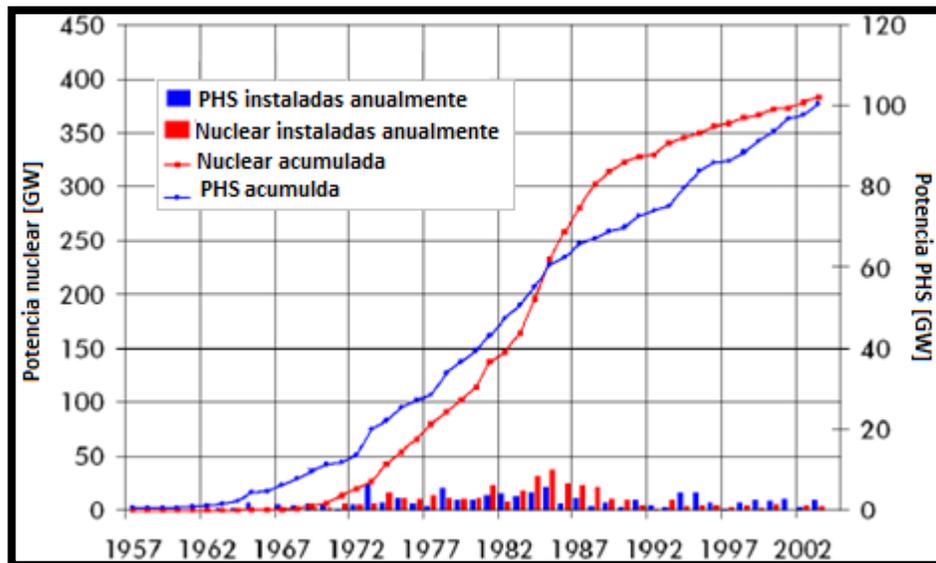


Figura 2.13: Desarrollo de centrales nucleares y de centrales de bombeo [13].

El desarrollo de centrales con velocidad ajustable, principalmente en Japón, ha impulsado un nuevo desarrollo masivo de este tipo de centrales. Actualmente, las centrales PHS han sido reconocidas por la gran habilidad para prestar soporte a la red eléctrica a través de servicios

complementarios como el control de frecuencia, estabilidad de la red, reserva de generación y por la importancia que tienen en la integración de energías renovables [13].

Al año 2008, se contaba con 344 proyectos ejecutados a nivel mundial de este tipo de centrales con un total de 126 GW de capacidad de generación [9]. Para el año 2010, la cifra a nivel mundial aumentó a más de 127 GW de capacidad, concentrado el 99% de la capacidad respecto a todas las tecnologías de almacenamiento disponible (ver Figura 2.14); a esa fecha, Europa poseía 45,6 GW, Estados Unidos 22 GW y Japón contaba con 25,5 GW [16]. En la Figura 2.14 se muestra la capacidad instalada a ese año en Europa. En datos más recientes, la *International Hydropower Association* fija la capacidad mundial al año 2014 en 142,1 GW [17]. En Estados Unidos, actualmente se encuentran en operación 22,59 GW [18] y en Japón se posee una capacidad, incluyendo sólo centrales sobre 360 MW³, de 23,55 GW [19].

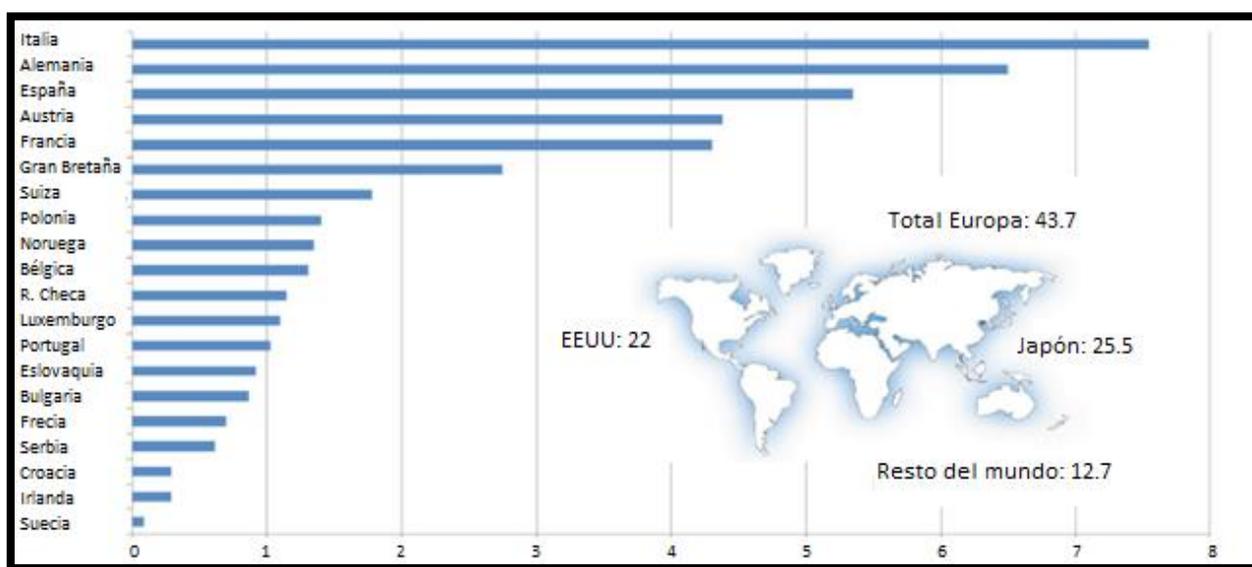


Figura 2.14: Capacidad instalada de PHS al año 2010. Unidades en GW [16].

Las centrales PHS se caracterizan por su larga vida útil (entre 50 a 100 años), alto costo de inversión y bajo costo de operación y mantenimiento. Según [4], los costos para estas centrales están en torno a 450 a 2500 €/kW que contrasta con los costos entregados por [7] que van desde 1500 a 4300 US\$/kW. Adicionalmente, se observa una economía de escala al construir este tipo de centrales, ya que sobre capacidades de 1000 MW el valor de inversión varía entre 1500 y 2500 US\$/kW [13]. En la Figura 2.15, se muestra los valores de inversión de algunas centrales PHS en Europa.

³ En el reporte anual de electricidad de Japón, sólo se contabilizan centrales PHS sobre 360 MW, excluyendo centrales de menor capacidad.

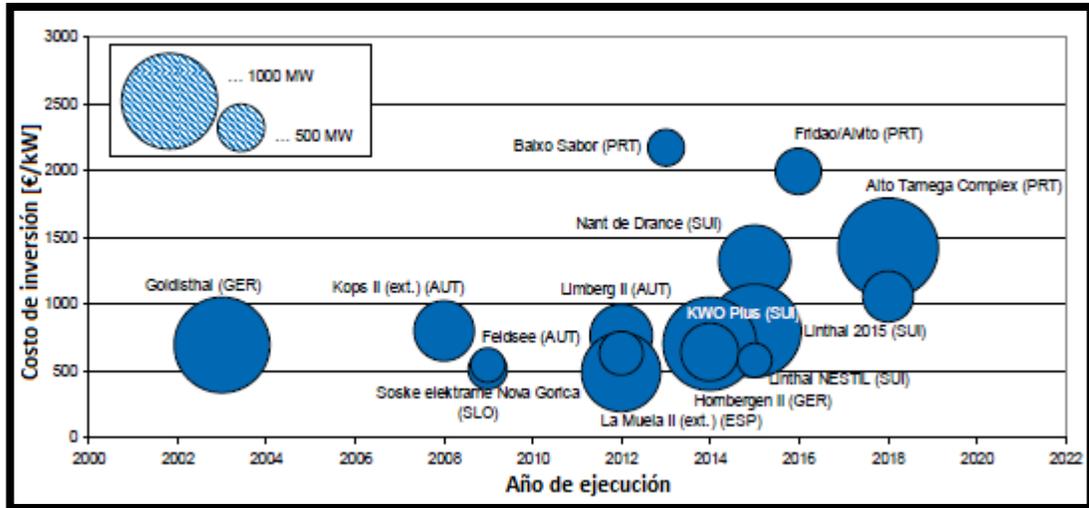


Figura 2.15: Costo de inversión para centrales europeas [4].

Actualmente, existe una única central PHS que opera con agua de mar (*Seawater Pumped Hydroelectric Storage*) y está ubicada en Okinawa, Japón (ver Figura 2.16). Dicha central, Okinawa Yanbaru, actualmente es operada por *Electric Power Development Company* y posee una capacidad instalada de 30 MW, entrando en operación el año 1999.



Figura 2.16: Vista aérea central Okinawa Yanbaru [20].

Dentro de las ventajas de utilizar agua de mar en este tipo de centrales se encuentran los menores costos incurridos en obras civiles y, medioambientalmente, posee la característica que sólo necesita la construcción de un embalse. Ahora bien, la principal desventaja radica en que las turbinas de estas centrales trabajan bajo condiciones de alta corrosión en comparación con las centrales con agua dulce. En [20], se establecen métodos preventivos para la corrosión y protección de los materiales como el reemplazo de piezas de acero de carbón por acero inoxidable. Además, se hace énfasis en los microorganismos marinos que pueden perjudicar el funcionamiento de la turbina; un ejemplo de aquello son las lapas, las cuales secretan un fluido viscoso que se adhiere a

la superficie. Para evitar este problema, se optimizaron los flujos de agua [21] y en las partes en que el agua se estanca se debe cubrir con pintura que repele el agua.

En la actualidad, se mencionan proyectos que consideran centrales de bombeo utilizando agua de mar. En Chile, se encuentra en evaluación el proyecto Espejos de Tarapacá de la empresa Valhalla, que consiste en 300 MW de capacidad ubicados a 100 km al sur de Iquique; el proyecto contempla 375 hectáreas con el reservorio superior a una altura de 600 metros con un volumen equivalente al de 22.000 piscinas olímpicas [22]. A nivel internacional, han surgido propuestas en Isla Guadalupe (2011), Francia, por una central de bombeo con agua de mar de 50 MW para almacenar 0,6 GWh con el fin de permitir mayor integración de energías renovables intermitentes [23]; en Muuga, Estonia, se propone una central de 500 MW [21]; algunos sitios web informan de un proyecto en Hawaii por una central de este tipo de 30 MW.

2.3. Operación de centrales PHS

2.3.1. Chile

Actualmente, en Chile, no existe un reglamento que regule la operación de centrales PHS en el país; ahora bien, durante este año se elaboró un borrador que establece una serie de condiciones para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica⁴ [24]. Este reglamento establece, de forma resumida, lo siguiente:

- La central puede operar en modo bombeo o generación de forma simultánea.
- Los retiros de energía para bombear agua no serán considerados para el pago por uso de los sistemas de transmisión; de modo contrario, sí se considerarán los pagos en el caso en que la central opere en modo de generación. Adicionalmente, las inyecciones en modo generación y los retiros en modo bombeo serán, ambos, considerados en los pagos de servicios complementarios.
- Para la operación en modo de bombeo de la central, el propietario deberá informar al coordinador semanalmente un programa de retiro para todas las horas de un determinado horizonte de tiempo. El coordinador comparará dicho programa con uno de “programa eficiente” que, preservando la seguridad del sistema, minimiza el costo total de operación de este. Una vez conocida la propuesta del coordinador por parte del propietario, él deberá informar al coordinador el programa de bombeo definitivo.
- El costo variable de una central de bombeo al operar como generador, debe considerar todos los costos incurridos para la acumulación de energía y su posterior uso, tomando en cuenta todas las pérdidas asociadas al proceso. En caso de vertimiento de la central, su costo variable será nulo.

En [16], se describe la operación de las centrales PHS en diferentes países pertenecientes a la Unión Europea. Se destaca que la mayoría de las centrales existentes están emplazadas en sistemas eléctricos integrados verticalmente y que la propiedad de las instalaciones y su despacho están a cargo de actores desregulados. Dependiendo de la matriz energética, diseño de mercado y herramientas regulatorias será la operación de las centrales. Ahora bien, por lo general, la

⁴ “Se entenderá que una Central de Bombeo no está sujeta a variabilidad de tipo hidrológico cuando el agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un Reservorio Inferior con un volumen tal que no afecte la operación de la central a potencia nominal y la disponibilidad del recurso sea permanente. En tanto, el Reservorio Superior no debe presentar afluentes naturales.” [22]

operación se basa en señales de precio en mercados mayoristas con ingresos adicionales por la provisión de servicios al sistema (servicios complementarios). A continuación, se dará una breve descripción de la operación en distintos países [16] [25].

2.3.2. Francia

Las centrales PHS participan en mercados *day-ahead* y de balance. A partir de este año, se esperan ingresos adicionales por obligación de capacidad introducidos en la ley “NOME”. Los servicios prestados al sistema son remunerados en base a precios regulados, donde se considera control primario y secundario de frecuencia (cuando la central opera como generador) y control de tensión y partida en negro (ya sea operando como bombeo o generador). Respecto a la tarificación del sistema de transmisión, se les considera como carga (con un valor promedio de 5 €/MWh). Adicionalmente, se debe mencionar que las centrales pagan impuestos que corresponden, aproximadamente, al 45% de los costos de operación y mantenimiento de la central.

2.3.3. Alemania

Las centrales de bombeo participan en mercados *day-ahead* y prestan regulación secundaria de frecuencia. Los servicios de control de tensión y de partida en negro, al igual que en Francia, son remuneradas con precios regulados. No existe un pago asociado por capacidad. Para la tarificación del sistema de transmisión, se debe distinguir entre dos casos: las instalaciones antiguas, que son tratadas como cargas, y las nuevas (o expandidas), que no pagan estas tarifas por un cierto periodo de tiempo.

2.3.4. Bélgica

Además del arbitraje de los precios, las PHS pueden proporcionar control primario y secundario de frecuencia (sólo en modo de generación), disminución de la congestión y partida en negro. Existe pago a precio regulado para los servicios de control de tensión y disminución de la congestión. Para la tarificación de la transmisión, son consideradas tanto como generador y como consumidor; adicionalmente, por ser consideradas como usuario final, deben cancelar contribuciones.

2.3.5. Gran Bretaña

Las centrales PHS operan dentro de un sistema de mercado liberalizado, compitiendo en el mercado de servicios. Por ley, los dueños de centrales de generación o de almacenamiento de energía no pueden ser los dueños de empresas de transmisión o distribución. Según datos de la *National Grid* (operador de la red de transmisión) las plantas PHS ofrecen servicios auxiliares como control de frecuencia y reserva rápida; información de las empresas, sugieren que también participan en el arbitraje de energía y provisionan capacidad de partida en negro.

2.3.6. Suiza

Al estar entre países como Alemania, Francia e Italia, las PHS pueden aprovechar diferencias de precios entre estos distintos mercados. En particular, aprovechan la energía barata de las centrales nucleares de Francia y de los altos costos de Italia. Lo anterior, se ve expresado en que el consumo en el 2010 de Suiza fue de 60 TWh, mientras que las importaciones y exportaciones fueron de 66,6 TWh y 66,1 TWh respectivamente. Los dueños de las centrales de bombeo son, principalmente, Axpo, Alpiq y BKW, quienes son distribuidores de energía y principales accionistas del *Swissgrid*, operador de la red eléctrica suiza. Dentro de la opinión pública, Suiza es considerada como “la batería verde de Europa”.

2.3.7. Japón

La gran mayoría de las centrales PHS son de propiedad de los EPCO's (monopolios regionales y cuyas empresas están integradas verticalmente) quienes tienen un mix de empresas generadoras e infraestructura en distribución y transmisión. La remuneración de las centrales es bajo el esquema costo de servicio; es decir, se remuneran de una manera regulada de forma de poder cubrir los costos operacionales y de inversión.

2.3.8. China

El 95% de las centrales PHS son propiedad del estado al igual que la mayoría de la infraestructura eléctrica. Para la generación, el gobierno aprueba los costos según proyecto en base a los costos promedios. De esta manera, el esquema de operación de las PHS es bajo diferentes mecanismos de precios. La mayoría de las centrales utiliza o un esquema basada en pagos por capacidad o un mecanismo de transmisión/distribución (T/D); los dos esquemas anteriores tienen un aspecto de costo de servicio y reflejan el valor de los servicios complementarios prestados por la central. En el esquema de pago por capacidad, los dueños de la central la arriendan a la compañía de la red y de esta forma esta compañía despacha la central de forma tal de recibir la mayor cantidad de beneficios. Por otro lado, las que adoptan el mecanismo T/D son aquellas que están bajo propiedad de empresas distribuidoras y transmisoras; en este caso, la compañía de la red proporciona el costo de inversión y los costos operacionales son cubiertos por los usuarios finales adscritos a la tarifa T/D.

2.3.9. Estados Unidos

Las centrales PHS poseen una desventaja como almacenamiento debido a que los propietarios deben entregar la ventana de carga y descarga en el mercado *day-ahead* tal como las otras fuentes generadoras entregan sus costos de ventas; luego, el ISO (*Independent System Operator*) programa la operación minimizando los costos de operación del sistema. Lo anterior, supone una desventaja ya que las ofertas de carga y descarga son evaluadas independientemente (por lo dueños y el ISO) y pueden llevar a pérdidas del almacenamiento. La excepción a lo anterior es el sistema PJM, quienes optimizan los horarios de carga y descarga permitiendo obtener los niveles deseados de almacenamiento al final de las 24 horas. Se debe mencionar que ha habido importantes desarrollos respecto a los ESS en los mercados eléctricos de Estados Unidos; por ejemplo, se requirió que los ISO recompensen los servicios de respuesta en frecuencia. Como efecto a lo anterior, algunos operadores introdujeron un pago para aquellas tecnologías con respuesta rápida.

En [13], se mencionan ciertos puntos que ayudarían al desarrollo de centrales PHS en Estados Unidos. Las recomendaciones son:

- Crear productos de mercado que permitan que los recursos flexibles ofrezcan servicios que ayuden a los requerimientos de la red eléctrica, incluyendo respuestas rápidas del sistema para proporcionar capacidad crítica durante necesidades de energía.
- Ampliar las políticas aplicadas a las centrales de bombeo a las otras tecnologías de almacenamiento.
- Reconocer las diferencias regionales en el portafolio de generación del país y los diferentes roles que juegan las tecnologías de almacenamiento en diferentes regiones.
- Reconocer el rol en la seguridad de suministro que las centrales de bombeo juegan en la red de electricidad doméstica.

- Establecer una alternativa para la obtención de permisos a centrales de bombeo de bajo impacto.
- Mejorar la integración de agencias federales y estatales dentro de las primeras etapas de los procesos de permiso para las centrales de bombeo.
- Facilitar una estructura de mercado de energía donde los transmisores se beneficien de acuerdos a largo plazo con los desarrolladores de almacenamiento de energía.

2.4. Funcionamiento del mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno está separado en las actividades de generación, transmisión y distribución, los cuales cada uno tiene un trato regulado diferente. A continuación, se describirá brevemente el funcionamiento de la generación pues es el segmento que guarda relación con los sistemas de almacenamiento.

La generación tiene un sistema competitivo basado en la tarificación a costo marginal donde los consumidores pagan un precio por energía y uno por potencia. La teoría marginalista, asegura que los montos pagados por la venta a costo marginal de la energía y por la venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta igualan los costos de inversión y operación de los productores en su conjunto.

El modelo de mercado de generación se basa en una estructura tipo pool con participación obligatoria y existencia de contratos bilaterales financieros. De esta forma, el coordinador del sistema despacha las unidades generadoras por orden de mérito en función del costo variable de operación; este despacho centralizado se basa en los costos de generación entregados por los generadores y, en caso de que se requiera, pueden ser auditados [26].

Los pagos efectuados a las empresas generadoras corresponden a tres servicios: venta de energía (ya sea vía contrato o venta a mercado spot), pago por capacidad (según aporte de generación en demanda punta) y pago por servicios complementarios prestados [27]. En la Ley Corta I (19.940), los servicios complementarios se definen como: *“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 (...). 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.”*

Dentro de las experiencias en Chile con almacenamiento de energía, se encuentran dos plantas BESS (*Battery Energy Storage System*) de propiedad de Aes Gener. Ambos sistemas de baterías de litio fueron construidos con la finalidad de reemplazar la reserva en giro para estabilidad de frecuencia del sistema de sus centrales de carbón. La primera en ser construida (año 2009), otorga una reserva de 12 MW en la subestación Andes y el segundo sistema (año 2012) apoya a la central Angamos durante 15 a 20 minutos con una potencia de 20 MW [27].

La entrada en operación de centrales PHS en Chile, podría ocurrir de diversas formas; entre ellas se puede tener una central que ofrezca servicios a la red; entrar en operación en conjunto con otra fuente de energía (lo que se conoce como un generador virtual); entre otras. Ahora bien, los modelos de negocios que podrían aplicar serían: (1) venta de servicios complementarios y arbitraje

de energía en el mercado spot y (2) venta de energía y potencia mediante contratos. Para el punto (1), arbitraje de energía, se debe mencionar que esta opción no existe bajo el reglamento definido, ya que es el coordinador quién determina las horas de generación; de todos modos, la central lo puede realizar con sus horas de bombeo.

3. Metodología

En el presente capítulo, se muestra la metodología desarrollada para el presente trabajo. En la Figura 3.1 se ilustra las principales etapas llevadas a cabo.



Figura 3.1: Metodología general.

A continuación, se detallarán los bloques presentados en la imagen anterior.

- Caso de estudio.

El sistema en el cual se estudiará el impacto de la inclusión de una central PHS y fotovoltaica corresponde a una reducción del Sistema Interconectado Nacional de 33 barras para el año 2020⁵. En él, se representan los principales nodos del sistema de transmisión troncal con las respectivas limitaciones de transmisión presentes en el Estudio de Trasmisión Troncal del 2016. Las fuentes generadoras consideradas, corresponden a una proyección realizada por la CNE; por otro lado, la demanda utilizada es la medida por los respectivos CDEC's el año 2015 y proyectada al 2020 según datos de la CNE. El detalle del caso de estudio se presenta en la sección 4.1.

- Operación de la central PHS y fotovoltaica.

Dado el sistema a utilizar, se considerarán tres modos de despacho de la central PHS y fotovoltaica; ellos son: generación base, operación a mínimo costo del sistema y maximización de utilidades. En forma general, cada uno de estos modos se resumen a continuación (el detalle de cada una de estas metodologías se encuentran en la sección 4.2).

1. Generación base: En este caso, se opera en conjunto la central PHS y fotovoltaica de forma tal de entregar una potencia constante durante 24 horas. Para lograr esto, se calcula la energía que recibirá la planta fotovoltaica y se distribuirá igualmente durante el día ocupando la central PHS considerando las pérdidas por generación y bombeo.
2. Operación a mínimo costo del sistema: La central PHS y fotovoltaica operarán de forma tal de minimizar los costos de operación del sistema. En este caso, se simulará la operación centralizada realizada por el CDEC.
3. Maximización de utilidades: Bajo esta metodología, se buscará maximizar las utilidades del propietario de la planta. Lo anterior, simula el autodespacho de la central PHS y

⁵ La elección del año 2020, se debe a que al comienzo de este trabajo, se esperaba que a ese año estuviese operando el proyecto descrito en [22].

fotovoltaica de forma tal de maximizar los ingresos monetarios percibidos por el propietario de dichas centrales por concepto de margen operacional.

- Simulación de la operación.

Obtenido el método de despacho a estudiar, se simulará el efecto que tendrá esa operación en el sistema eléctrico.

Dependiendo del método de despacho a analizar, se procederá de la siguiente forma:

1. Generación base: Como el plan de generación y bombeo es conocido dado los perfiles de radiación, se incorpora una central ficticia al sistema eléctrico a estudiar forzándola a generar con la potencia deseada.
2. Operación a mínimo costo del sistema: Al sistema existente, se agrega una central PHS y una fotovoltaica y la operación de estas centrales será de forma tal que minimiza los costos del sistema.
3. Autodespacho: De forma similar al caso de generación base, se incorpora una generadora y una carga que simularán la operación de la central PHS y fotovoltaica de forma tal de maximizar sus utilidades. Dicha operación, se obtendrá previamente a partir de variadas simulaciones tomando como punto de partida el programa de operación resultante de la minimización de costo del sistema. En la Figura 3.2 se muestra en forma amplia la metodología aplicada para este caso.



Figura 3.2: Metodología caso de maximización de utilidades.

- Obtención y análisis de resultados.

Una vez realizadas las simulaciones, se extraen los resultados tales como: generación horaria de las distintas centrales, costos marginales horarios por barra, entre otros datos de interés. Con lo anterior, se busca encontrar el margen operacional de las distintas tecnologías de generación del sistema y comprender el efecto que tendrá la incorporación de la central PHS y fotovoltaica según los distintos métodos de operación.

4. Modelación del sistema

Para evaluar el impacto de las centrales en estudio bajo los modos de despacho planteados, se consideró un modelo para determinar los perfiles de costos marginales del Sistema Eléctrico Chileno bajo 3 escenarios hidrológicos. Este modelo consta de 215 centrales, 33 barras y 42 líneas, el cual representa una versión reducida del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los detalles de este modelo, tales como los costos de operación, potencia instalada y demanda del sistema utilizados, corresponden a proyecciones obtenidas de la CNE y CDEC's para el año 2020, en el cual se considera este estudio.

4.1. Características del sistema eléctrico

En esta sección, se mostrarán los principales aspectos del sistema eléctrico en que se estudiará el impacto de la central PHS y fotovoltaica para el año 2020.

4.1.1. Generación

La matriz energética para el año en estudio, considera centrales existentes y proyecciones realizadas por la CNE en el Informe de Precio Nudo Definitivo de abril de 2016. En la Tabla 4.1, se muestra la potencia instalada para las distintas tecnologías y su porcentaje de participación en la matriz (Figura 4.1), que en su totalidad suman 28.926 MW. El detalle de las características técnicas de los generadores utilizados se encuentra en el anexo.

Tabla 4.1: Matriz energética, año 2020.

Tecnología	Potencia instalada [MW]
<i>Geotérmica</i>	48
<i>GNL</i>	4697
<i>Carbón</i>	4848
<i>Biomasa</i>	463
<i>Diesel</i>	7096
<i>Eólica</i>	1336
<i>Solar</i>	2994
<i>Hidráulica</i>	7441

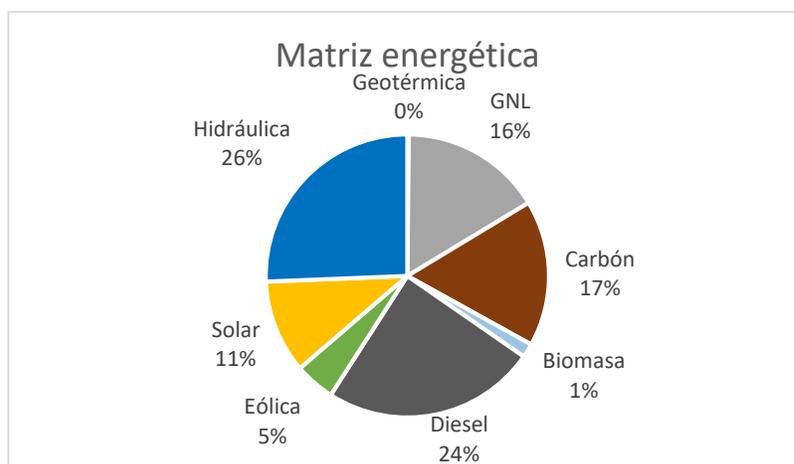


Figura 4.1: Capacidad instalada por tecnología, año 2020.

4.1.2. Red de transmisión

El sistema utilizado consiste en una reducción del Sistema Interconectado Nacional. Posee 33 barras representativas del sistema de transmisión troncal y un total de 42 líneas de transmisión. Los detalles de las capacidades de transmisión de las líneas se encuentran en el anexo.

4.1.3. Demanda

La demanda utilizada en el modelo, consiste en mediciones realizadas por los respectivos CDEC's el año 2015 que fue proyectada según datos de la CNE al año 2020. En la Tabla 4.2, se muestran algunos valores de interés de la demanda y en la Figura 4.2 la curva de duración de carga.

Tabla 4.2: Datos demanda sistema utilizado.

<i>Demanda anual [GWh]</i>	83.021
<i>Demanda máxima horaria [MWh]</i>	11.042
<i>Demanda mínima horaria [MWh]</i>	7.248

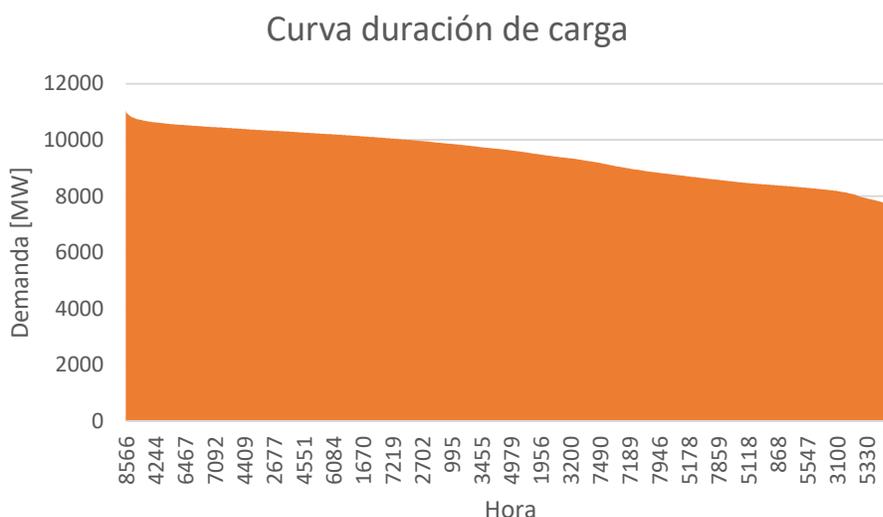


Figura 4.2: Curva de duración de carga.

4.1.4. Perfiles ERNC

Los perfiles de radiación y viento utilizados para las centrales solares y eólicas respectivamente, corresponden a los entregados por el explorador del Ministerio de Energía, creado por la Universidad de Chile⁶. Para un mejor análisis, se separa el sistema por zona y se agrupan centrales localizadas cercanas geográficamente.

4.1.5. Emisión de contaminantes

Para cuantificar las emisiones producidas por la operación del sistema, se utilizaron datos existentes de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO_2) de diversas centrales. En los casos en que no se tenía

⁶ <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>

la emisión para cierta central, se utilizó el promedio de las emisiones de gases de las otras centrales que utilizan el mismo combustible. Dichos promedios se muestran en la Tabla 4.3. Para las tecnologías que no aparecen en la tabla, no se consideraron emisiones de contaminantes.

Tabla 4.3: Emisiones promedio por tecnología.

Tecnología	Emisiones			
	CO_2 $\left[\frac{ton}{MWh}\right]$	MP $\left[\frac{ton}{MWh}\right]$	NO_x $\left[\frac{ton}{MWh}\right]$	SO_2 $\left[\frac{ton}{MWh}\right]$
Carbón	1.046,47	0,1667	1,6500	1,3179
Gas	566,63	0,0590	0,8454	0,4586
Diésel	947,28	0,1700	1,7460	1,3590

4.1.6. Hidrologías

Debido a la fuerte dependencia que tiene el sistema eléctrico chileno a la hidrología presente, para el desarrollo del estudio, se simuló bajo tres escenarios hidrológicos: húmedo, medio y seco; las tres hidrologías, corresponden a considerar los afluentes a centrales hidroeléctricas y de embalses como los afluentes presentes en los años hidrológicos del 2005-2006, 1974-1975 y 1996-1997, respectivamente. En la Figura 4.3, se muestra una comparación de los distintos escenarios hidrológicos posibles, donde se destacan en rojo los utilizados en este estudio.

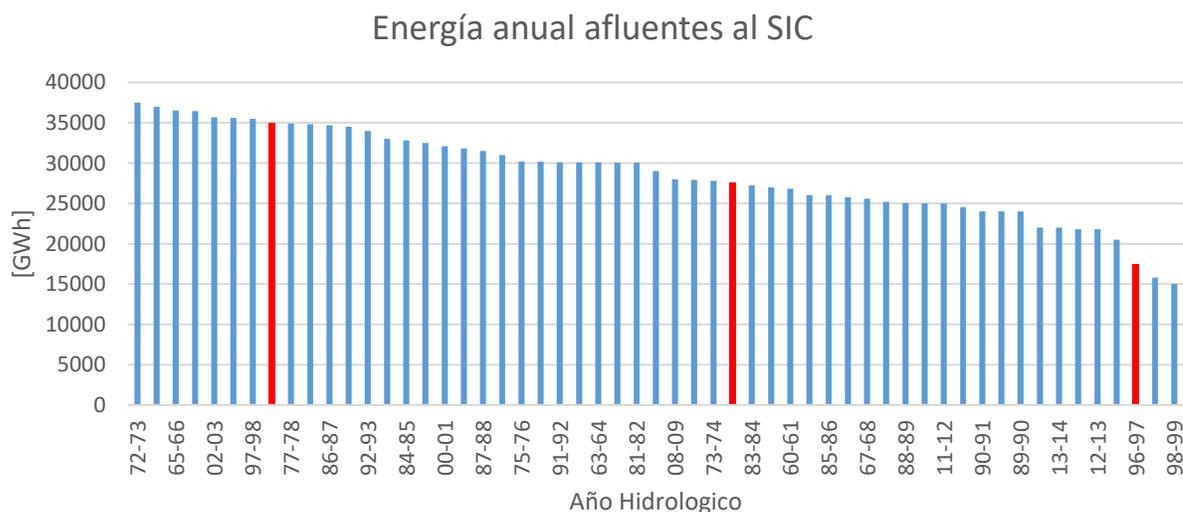


Figura 4.3: Escenarios hidrológicos.

Se debe destacar, además, que el volumen inicial y final de los embalses para las distintas simulaciones, independiente de la hidrología, corresponden al promedio histórico de los volúmenes. Dichos valores se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Volumen inicial y final de los embalses para las simulaciones.

Embalse	Volumen [$\cdot 10^6 m^3$]
Angostura	109,19
Canutillar	547,87
Colbún	1309,11
Laguna del Laja	1964,32
Laguna del Maule	729,28
Laguna Invernada	134,66
Melado	124,44
Pangue	51,38
Pilmaiquén	140,70
Ralco	889,79
Rapel	491,30

4.1.7. Central en estudio

Como se ha mencionado anteriormente, se desea estudiar el impacto en el sistema al incluir una central PHS y una fotovoltaica al sistema descrito previamente. La central PHS a estudiar, posee tres máquinas binarias de velocidad fija de 100 MW cada una. Lo anterior, se refleja en que la central podrá bombear, discretamente, 100, 200 ó 300 MW y podrá generar, de manera continua, desde 30 a 300 MW (lo anterior, se podrá hacer combinando adecuadamente las tres unidades disponibles); la elección de los parámetros anteriormente descritos, corresponden a parámetros técnicos similares al proyecto descrito en [22] y, aquellos en que no hay información disponible, se toman en consideración valores típicos como los mostrados en la Tabla 2.2, Tabla 2.3 y Tabla 2.4. De esta forma, los parámetros utilizados para modelar la central PHS se describen en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5: Parámetros técnicos central PHS.

Parámetro	Valor
Unidades	3
Potencia máxima de generación (por unidad) [MW]	100
Potencia mínima de generación (por unidad) [MW]	30
Potencia máxima de bombeo (por unidad) [MW]	100
Potencia mínima de generación (por unidad) [MW]	100
Eficiencia de generación ⁷	0.866
Eficiencia de bombeo	0.866
Energía máxima de almacenamiento [GWh] ⁸	134,4

Respecto a la central fotovoltaica, se introdujo una central de 600 MW de potencia nominal, cuyo perfil de radiación corresponde a la zona “SING Centro”. Tanto la central PHS como la

⁷ La eficiencia de generación y bombeo, se escogieron de forma tal que la eficiencia del ciclo completo fuera de, aproximadamente, 75%.

⁸ La energía máxima almacenable se calculó de forma tal que permitiera la generación durante 2 semanas de forma continua a potencia nominal; dicho valor corresponde a la capacidad de almacenamiento del proyecto descrito en [22].

fotovoltaica se conectaron a la barra “Crucero-Encuentro” del sistema reducido, debido a la existencia de proyectos en esa zona.

4.2. Modelos de despacho

Obtenidos todos los datos de interés para las simulaciones, se debe obtener la forma de despacho de la central PHS y fotovoltaica para poder obtener la operación del sistema. A continuación, se describirá la plataforma web Ameba utilizada para las simulaciones y los modelos de despacho para la central PHS y fotovoltaica.

4.2.1. AMEBA

AMEBA es una plataforma web que permite simular, entre otras cosas, la operación de sistemas eléctricos. Dada su flexibilidad, se pueden simular, de forma paralela, diversos escenarios. De esta forma, permite realizar un análisis detallado de aspectos económicos y técnicos de los sistemas eléctricos. Se debe destacar que todas las simulaciones fueron realizadas en esta plataforma.

4.2.2. Minimización de costos

La operación de la central PHS y fotovoltaica cuando se operan de forma tal de minimizar los costos del sistema, será aquella que resulte de resolver el siguiente problema de minimización:

$$\min \left(\sum_{t=1}^{8764} \left(\sum_{g=1}^G (C_{t,g}^{op} + C_{t,g}^{partida} + C_{t,g}^{parada}) + C_t^{ENS} \right) \right)$$

Donde:

- $C_{t,g}^{op}$: es el costo de operación de la central g en el tiempo t ,
- $C_{t,g}^{partida}$: es el costo de partida de la central g en el tiempo t ,
- $C_{t,g}^{parada}$: es el costo de parada de la central g en el tiempo t , y,
- C_t^{ENS} : es el costo de la energía no suministrada.

El problema de optimización antes descrito, queda sujeto a las siguientes restricciones:

- Abastecimiento de la demanda.
- Límites de transmisión.
- Tiempos mínimos de operación.
- Tiempos mínimos de detención.
- Tasas de toma de carga (subida y bajada).

Para el caso en que se incorpora la central de bombeo, se agregan restricciones adicionales al problema de optimización, que están dadas por:

- Función objetivo: se incorpora la componente del costo variable de generación de la central de bombeo a la función objetivo, dada por:

$$P_{g,t} \cdot CV_t$$

- Balance nodal: se incorpora la potencia de bombeo como una demanda del sistema.
- Límites de potencia máxima y mínima de generación y bombeo:

$$\begin{aligned} P_b^{min} &\leq P_{b,t} \leq P_b^{max} \\ P_g^{min} &\leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \end{aligned}$$

- Balance de almacenamiento de energía:

$$E_t = E_{t-1} + \eta_b \cdot P_{b,t} - \frac{P_{g,t}}{\eta_g}$$

- Límite de energía máxima y mínima almacenable:

$$E^{min} \leq E_t \leq E^{max}$$

Donde,

- P_b^{min} y P_b^{max} son las potencias de bombeo mínima y máxima respectivamente,
- P_g^{min} y P_g^{max} son las potencias de generación mínima y máxima respectivamente,
- $P_{b,t}$ y $P_{g,t}$ son, respectivamente, las potencias de bombeo y generación en la hora t ,
- E_t es la energía acumulada a la hora t , que no podrá ser menor a la energía mínima (E^{min}) ni mayor a la energía máxima (E^{max}); y,
- η_b y η_g son las eficiencias de bombeo y generación respectivamente.

Se debe destacar, que las simulaciones incorporaron lo que dicta el DS 128/2016, en términos del costo variable, el cuál será calculado según el costo incurrido para cargar la central previamente. Dicho costo variable está dado por:

$$CV_t = \frac{\sum_t^{N_t} CMg_t \cdot P_{b,t}}{\sum_t^{N_t} P_{b,t}}$$

Donde CMg_t es el costo marginal a la hora t (donde se produjo un bombeo $P_{b,t}$) en la barra de conexión de la central de bombeo.

4.2.3. Generación base

Para operar la central PHS y fotovoltaica de forma tal de mantener constante la energía diaria entregada por esta central virtual, se hace un cálculo previo de la energía incidente a la central fotovoltaica y, con eso, se determina el programa de carga y descarga de la central PHS y la energía entregada directamente por la central fotovoltaica que permita mantener la condición deseada.

En la Figura 4.4, se ilustra un día intermedio del año, donde se puede observar la operación de las centrales en conjunto. Así, se aprecia que en momentos donde la radiación es mayor que la potencia de salida calculada previamente, se entregará dicho valor de potencia directamente desde la central fotovoltaica y, la diferencia, se bombeará hacia el reservorio superior; en caso contrario, cuando la potencia fotovoltaica sea menor a la potencia de salida, se generará la diferencia con la central PHS. Lo anterior, permitirá al conjunto generar a potencia constante durante 24 horas. Se debe recalcar que los ciclos comienzan a las 8:00 y terminan a las 8:00 del día siguiente con el fin de evitar problemas de borde en el primer día de operación.

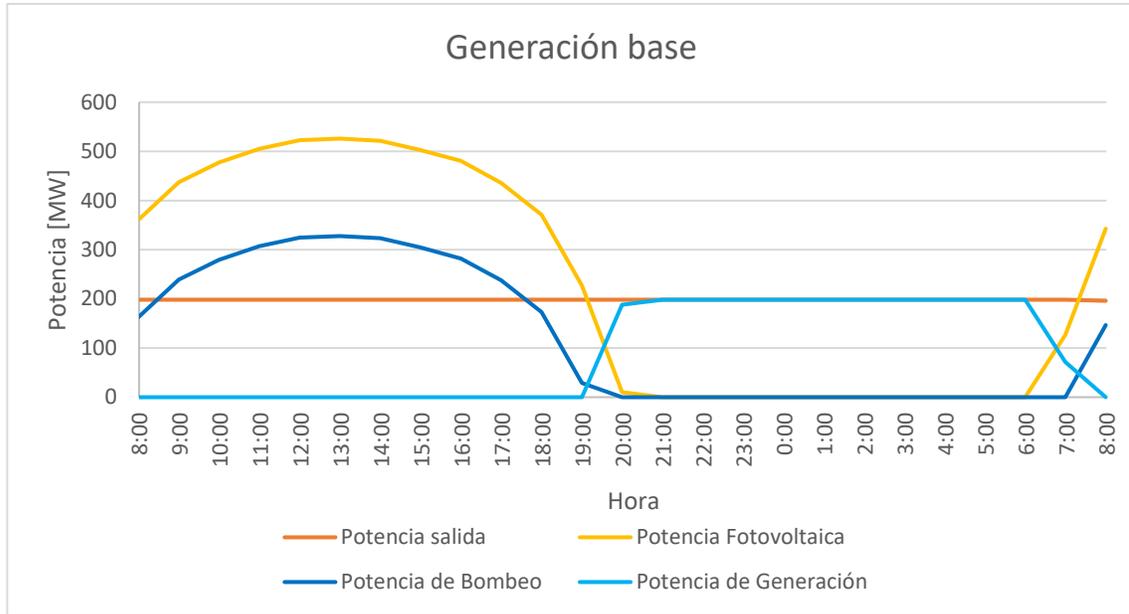


Figura 4.4: Ejemplificación de generación constante.

4.2.4. Maximización de utilidades

Al momento de maximizar los ingresos percibidos por el dueño de las centrales por compra/venta de energía al mercado spot, se debe realizar una serie de pasos previos con el fin de obtener el programa de operación. En primera instancia, se obtiene el programa de generación y carga de la PHS al operar las centrales de forma tal de minimizar los costos del sistema; se debe destacar que como la central fotovoltaica no puede modificar su salida⁹, sólo se puede modificar el programa de operación de la central PHS.

Obtenida la operación a mínimo costo (donde para la potencia P_{MC} se tiene el costo marginal CMg_{MC} asociado), se hace una serie de simulaciones en el sistema modificando la potencia generada y bombeada por la planta PHS en un valor Δ de 30 MW. De esta forma, se obtendrá, para las distintas horas del año, una función $f_t(P)$ que indicará el costo marginal en la barra de conexión según la potencia generada o bombeada (ver Figura 4.5). Lo anterior, dará cuenta de los distintos precios posibles que tiene la central PHS si modifica la potencia bombeada o generada, respectivamente. Conocida la función $f_t(P)$ para las distintas horas del año, se resuelve un problema de optimización que maximizará las utilidades del propietario de las centrales y que entregará, para cada hora, la potencia de generación y de bombeo que produce el mayor ingreso.

⁹ En la práctica, si se puede disminuir la potencia fotovoltaica; ahora bien, se decide no hacerlo.

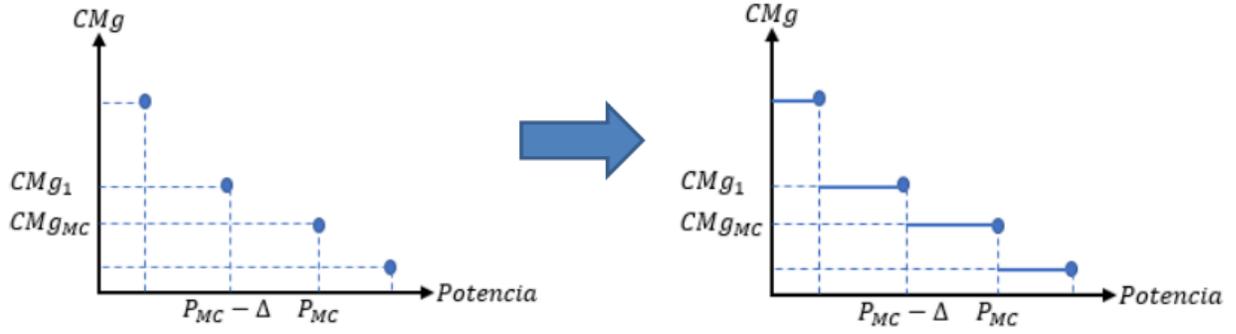


Figura 4.5: Obtención de curvas de precio horaria.

Dependiendo de la cantidad de centrales que disponga el propietario, se puede maximizar las utilidades sólo de la central PHS o bien del conjunto de centrales; dado lo anterior, a continuación, se detallará el modelamiento del problema de maximización que se resolverá para cada caso.

Maximización considerando sólo central PHS

Sea $f_t(P_{g,t})$ y $f_t(P_{b,t})$ la función que entrega el precio a la hora t en la barra de conexión cuando se genera $P_{g,t}$ o bombea $P_{b,t}$, respectivamente; se tendrá que la utilidad anual π percibida sólo por la planta PHS estará dada por:

$$\pi = \sum_{t=1}^{8784} (f_t(P_{g,t}) \cdot P_{g,t} - f_t(P_{b,t}) \cdot P_{b,t})$$

Donde el primer término refleja los ingresos percibidos por venta de energía y el segundo los costos incurridos por acumulación de esta. Luego, el problema de maximización a resolver queda dado por:

$$\max \pi$$

s.a.

$$\begin{aligned} P_b^{min} \cdot b_{b,t} &\leq P_{b,t} \leq P_b^{max} \cdot b_{b,t} \\ P_g^{min} \cdot b_{g,t} &\leq P_{g,t} \leq P_g^{max} \cdot b_{g,t} \\ b_{b,t} + b_{g,t} &\leq 1 \end{aligned}$$

$$E_t = E_{t-1} + \eta_b \cdot P_{b,t} - \frac{P_{g,t}}{\eta_g}$$

$$E^{min} \leq E_t \leq E^{max}$$

Donde se agregan las variables binarias $b_{b,t}$ y $b_{g,t}$ para operar sólo como modo generación o bombeo. De esta forma, al resolver el problema de optimización, se entregará, para cada hora, la potencia de bombeo y de generación que maximizan las utilidades de la central. Se debe destacar que la función $f_t(P)$ representa una aproximación del precio que se dará en la barra de conexión, ya que fue encontrada experimentalmente.

Maximización considerando central PHS y fotovoltaica

El problema de optimización al momento de maximizar las utilidades de un conjunto de centrales, se ve modificado respecto al planteado anteriormente; esto, debido a que en este caso la utilidad percibidas por el propietario de las centrales se ve modificada de la siguiente forma (se agrega componente en rojo):

$$\pi = \sum_{t=1}^{8784} (f_t(P_{g,t}) \cdot P_{g,t} - f_t(P_{b,t}) \cdot P_{b,t} + P_{PV,t} \cdot f_t(P))$$

Donde $P_{PV,t}$ corresponde a la potencia fotovoltaica inyectada al sistema y $f_t(P)$ al costo marginal en la barra de conexión dada o por el bombeo o por el consumo (si $P_{g,t}$ es distinta de cero, luego $f_t(P) = f_t(P_{g,t})$; si $P_{b,t}$ es distinta de cero, luego $f_t(P) = f_t(P_{b,t})$; se debe recordar que no se puede operar en modo generación y bombeo a la vez). Ahora bien, el problema de optimización será el mismo que el descrito anteriormente con las mismas restricciones, pero se modificará la función objetivo. Como se aprecia, la función objetivo ahora considera las utilidades de la central PHS y la de la fotovoltaica. Se debe destacar, además, que la potencia fotovoltaica inyectable a la red no es una variable de decisión, pero sí lo es el precio que se tendrá en la barra de conexión (que queda determinado por la función $f_t(P)$); de todas formas, eventualmente se podría dejar como una variable de decisión y que el optimizador decida su valor.

Una vez obtenido el programa de operación que maximiza las utilidades de la central PHS o del conjunto de centrales según sea el caso, se simula la operación de todo el sistema minimizando el costo total de operación, pero obligando a la central PHS a operar de la forma deseada. De esta forma, se podrá observar los efectos que tiene esta operación en el resto del sistema.

4.3. Índice de Lerner

Adicionalmente, con los resultados obtenidos, se medirá el poder de mercado ejercido por la central de bombeo. Para esto, se evaluará el Índice de Lerner que cuantifica el poder de mercado que pueden tener los participantes en él. La forma de calcular este índice será horario y su fórmula se muestra en la siguiente ecuación:

$$IL_t = \left| \frac{CMg_{t,MU} - CMg_{t,MC}}{CMg_{t,MU}} \right|$$

Donde $CMg_{t,MU}$ es el costo marginal en la barra de conexión a la hora t cuando la central opera maximizando sus utilidades y $CMg_{t,MC}$ corresponde al costo marginal en la barra de conexión a la hora t cuando la central se opera minimizando los costos del sistema. Dado que se esperan aumentos o disminuciones en los precios, se tomará el valor absoluto de este índice. Adicionalmente, se separará el cálculo para aquellas horas en que hubo carga y descarga de la central PHS con el fin de tener un análisis más detallado de cuando la central ejerce poder de mercado. Se debe destacar, que este índice tomará un valor comprendido entre 0 y 1, donde el valor 0 significa que no tiene poder de mercado (no se modifica el costo marginal en la barra de conexión pese a ejercer un cambio en la carga/descarga) y el valor 1 implica un alto poder de mercado (ante una variación de la potencia de carga/descarga, logró modificar en gran medida el costo marginal).

5. Resultados y análisis

En el presente capítulo, se presentarán los resultados obtenidos al realizar las distintas simulaciones y el análisis de ellos. En primera instancia, se mostrarán los resultados obtenidos al operar la central PHS y fotovoltaica minimizando los costos de operación del sistema (denominado desde ahora “caso de minimización de costos”) y se compararán con los obtenidos al minimizar los costos del sistema, pero sin incorporar estas dos centrales (de aquí en más, se le denominará caso base). Posteriormente, se analizarán los otros métodos de despacho.

5.1. Minimización de costos incorporando central PHS y fotovoltaica

5.1.1. Impacto sistémico

Al operar la central PHS y fotovoltaica de forma tal de minimizar los costos del sistema, se observa que, para las tres hidrologías simuladas, existe una disminución de los costos de operación del sistema respecto al caso base. En la Tabla 5.1, se observan los costos de operación del sistema, donde existe una disminución porcentual del 5,3; 3,8 y 3,2% para las hidrologías húmeda, media y seca respectivamente.

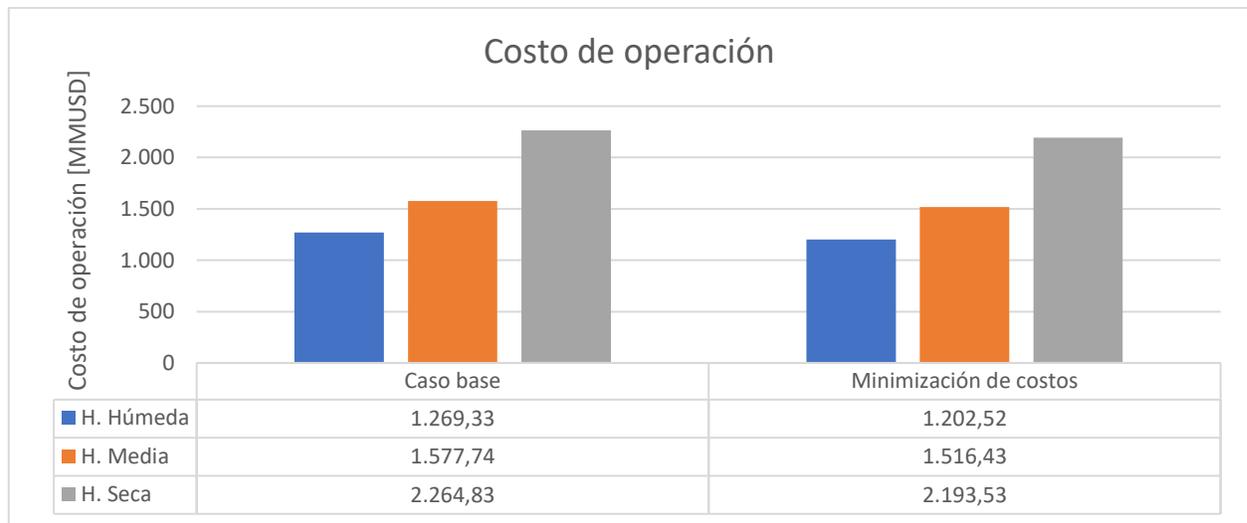


Figura 5.1: Comparación costo de operación caso base y minimización de costos.

La disminución anterior se produce debido a la entrada en operación de una central barata (la fotovoltaica) y a la operación de la PHS que permite almacenar energía en las horas de menor precio para su posterior uso en las horas donde el costo marginal sube; lo anterior, permite el desplazamiento de centrales de mayor costo variable disminuyendo los costos de operación. Adicionalmente, para el mismo caso, se observa que los costos serán mayores en la hidrología seca y menores en la hidrología húmeda; lo anterior, era esperable debido al mayor aporte de centrales hidráulicas.

Para comprender de mejor forma lo sucedido, en la Figura 5.2 se muestra el aporte energético realizado tanto por la central PHS como la fotovoltaica para el caso de minimización de costos y, en la Tabla 5.1, se indica el promedio anual y desviación estándar del costo marginal en la barra de conexión tanto para el caso base como para el de minimización de costos. Al comparar ambos

resultados, se aprecia que existe una relación directa entre la energía aportada por la central PHS y la desviación estándar del costo marginal. En este sentido, se puede apreciar que la hidrología seca es la que tiene mayor variabilidad en sus costos marginales, por lo que es aquí donde la central de bombeo aprovecha de mejor forma esta situación para almacenar energía en horas de menor costo para su posterior uso en las horas donde el costo marginal aumenta. Por esta razón, es en esta hidrología donde la central PHS entrega la mayor cantidad de energía. A su vez, la hidrología media es la que muestra menor variabilidad en sus costos marginales y, por consiguiente, la central PHS realiza menor cantidad de operaciones entregando menor energía a la red.

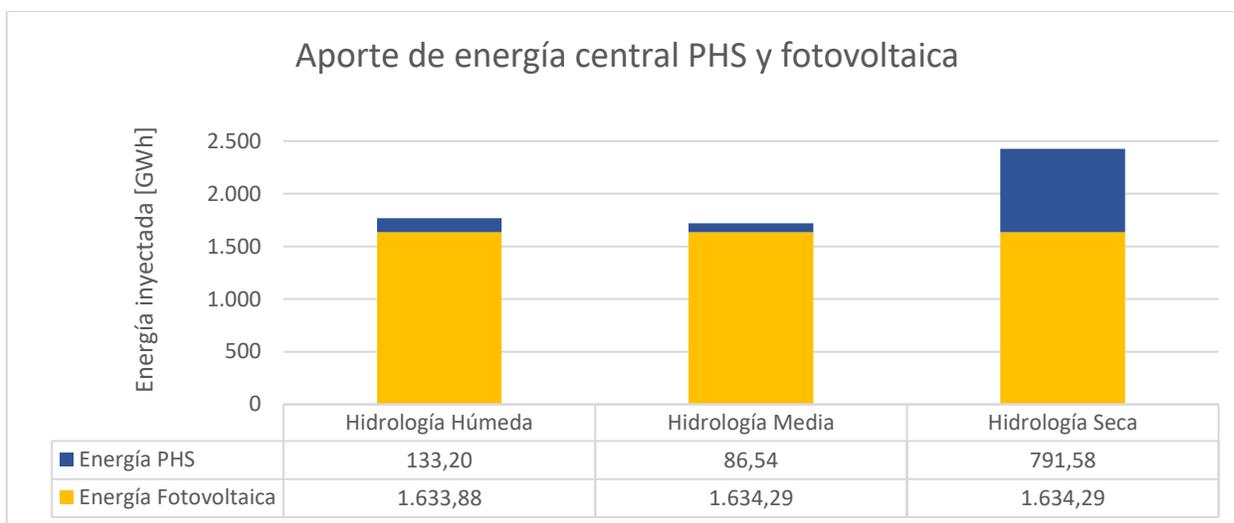


Figura 5.2: Energía inyectada por las centrales fotovoltaica y PHS¹⁰ en el caso de minimización de costos.

Tabla 5.1: Promedio y desviación estándar de costos marginales, para el caso base y el de minimización de costos.

	Caso Base			Minimización de costos		
	H. Húmeda	H. Media	H. Seca	H. Húmeda	H. Media	H. Seca
Promedio [USD/MWh]	43,06	45,00	69,28	42,86	43,98	69,21
Desviación estándar [USD/MWh]	9,90	7,93	21,98	8,31	5,29	21,71

Al observar los resultados de la tabla anterior, se observa que, en todas las hidrologías, al incorporar las centrales existe una disminución del costo marginal promedio y de la variabilidad de este precio. La menor disminución se presenta en la hidrología seca, puesto que, dado el poco aporte hídrico, operan centrales de mayor costo variable; luego, la central PHS logra disminuir la potencia entregada por esas centrales (acumulando energía a través de centrales térmicas más baratas) pero no lo suficiente como para apagarlas en todas sus horas de operación. Caso contrario ocurre en la hidrología húmeda y media, donde, por varias horas del año, se logra apagar centrales térmicas más caras.

¹⁰ Se debe destacar que en el gráfico se muestra sólo la energía inyectada por la central PHS y no su carga; ésta última, para la hidrología húmeda, media y seca fue de: 177,60; 115,40 y 1.055,00 GW respectivamente (donde la generación equivale a aproximadamente 75% de la carga, recordando que este valor es la eficiencia del ciclo completo).

El pago anual realizado por la demanda, calculado como la sumatoria, para cada hora, de la demanda por barra¹¹ por su respectivo costo marginal, se muestra en la Figura 5.3. Como se ve, para todas las hidrologías el pago realizado por la demanda disminuye; lo anterior, concuerda con la disminución de los costos mostrados anteriormente.

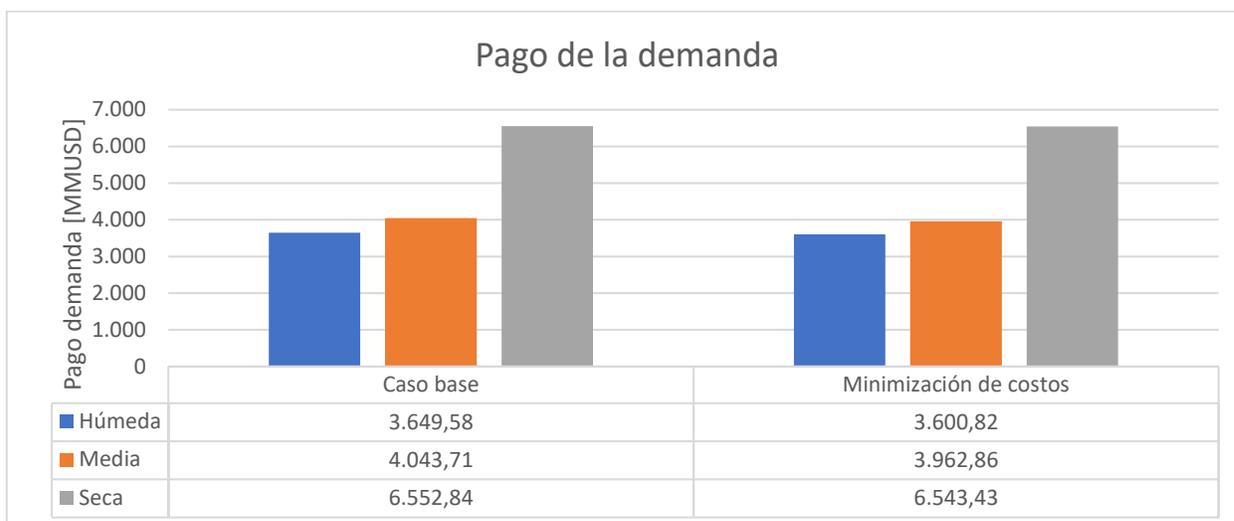


Figura 5.3: Comparación pago de la demanda para el caso base y minimización de costos.

Para analizar el impacto que tiene esta metodología de despacho en el resto del sistema, a continuación, se mostrarán, por tecnología, las inyecciones de energía y margen operacional para cada una de ellas.

5.1.2. Impacto en la generación

Central PHS y fotovoltaica

Dado los resultados obtenidos, se puede calcular las utilidades percibidas por la central PHS y fotovoltaica por concepto de compra y venta de energía al mercado spot. En la Figura 5.4, se muestra, para cada hidrología, las utilidades percibidas por ambas centrales. Es importante recalcar, que el margen de la central PHS está calculado como los ingresos percibidos por venta de energía menos los egresos cometidos por compra de esta; lo anterior, se denomina arbitraje de energía.

¹¹ No se considera en la demanda por barra el consumo de la PHS para acumulación de energía, para no distorsionar los resultados, ya que se estaría agregando una demanda que “no existe” en el caso base.

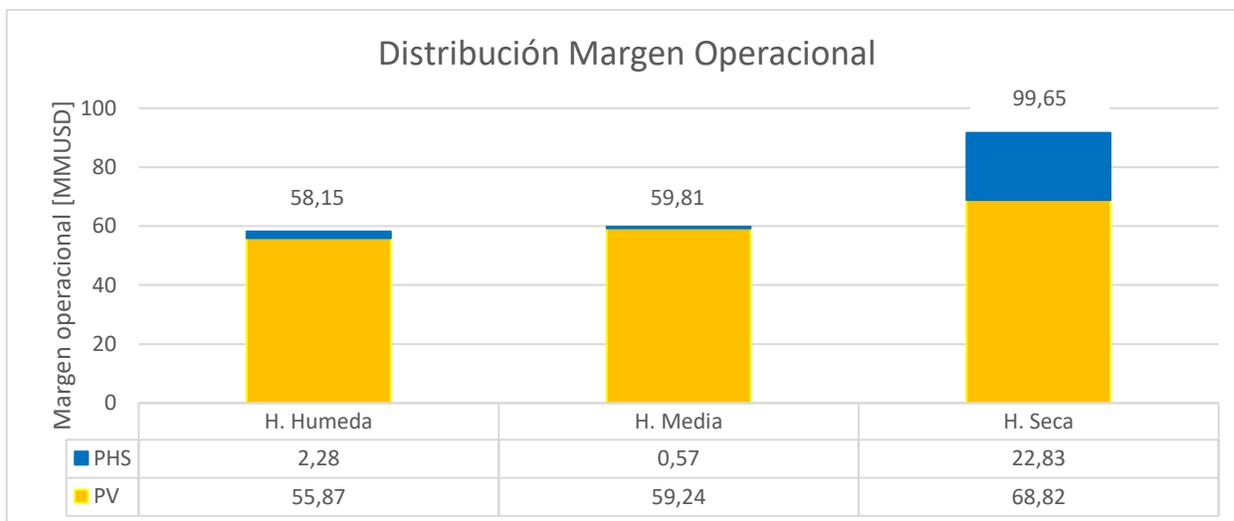


Figura 5.4: Distribución de ingresos caso minimización de costos, para la central PHS y fotovoltaica (en la parte superior, se indica margen total).

Como se aprecia en la imagen anterior, las utilidades percibidas por la central PHS son bastante menores en comparación a las obtenidas por la central fotovoltaica. Si se compara por hidrología, se puede ver que, en la hidrología media, dada la menor variabilidad de precios y por ende menor operación de la central, se tiene el menor ingreso. Estos se ven incrementados en la hidrología húmeda, dada la mayor variabilidad en precios que permite mayor operación de la central. Finalmente, como la hidrología seca es la que presenta mayor variabilidad en sus costos marginales horarios, es ahí donde la central PHS opera en mayor cantidad de horas del año y obtiene ingresos considerablemente mayores por arbitraje de energía.

Centrales fotovoltaicas¹²

En la Figura 5.5, se muestra la inyección total anual producida por las plantas fotovoltaicas y el margen operacional para las centrales de esta tecnología. De estas imágenes, se puede ver la disminución del margen operacional para las tres hidrologías al momento de incorporar la central de bombeo y fotovoltaica. Lo anterior, concuerda con la disminución de los costos marginales, que se ve acentuada al incorporar una central fotovoltaica de 600 MW, debido a que, en las horas de sol, baja aún más los costos marginales, por lo que todas las centrales de esta tecnología ven un precio de venta menor. Por otro lado, se ve que la energía anual inyectada por este tipo de plantas sólo se ve alterada en la hidrología húmeda: tanto para el caso base como para el de minimización de costos, existe vertimiento de sol; ahora bien, este vertimiento es menor para el caso de minimización de costos. Que el vertimiento sea menor, a pesar de agregar otra planta solar al sistema, indica que la central PHS contribuye a integrar de mejor forma los recursos renovables. En particular, se verificó que los días y horas en que existió vertimiento, la central PHS bombeó a su máxima capacidad; adicionalmente, se constató que algunas horas en que se producía vertimiento en el caso base, en el caso de minimización de costos no existía este fenómeno y la central, como se mencionó anteriormente, operó bombeando 300 MW. Respecto a la hidrología media y seca, no existe vertimiento.

¹² En este análisis, se considerarán las centrales ya existentes y no se incorporará en el análisis la central fotovoltaica que entra en conjunto con la PHS.

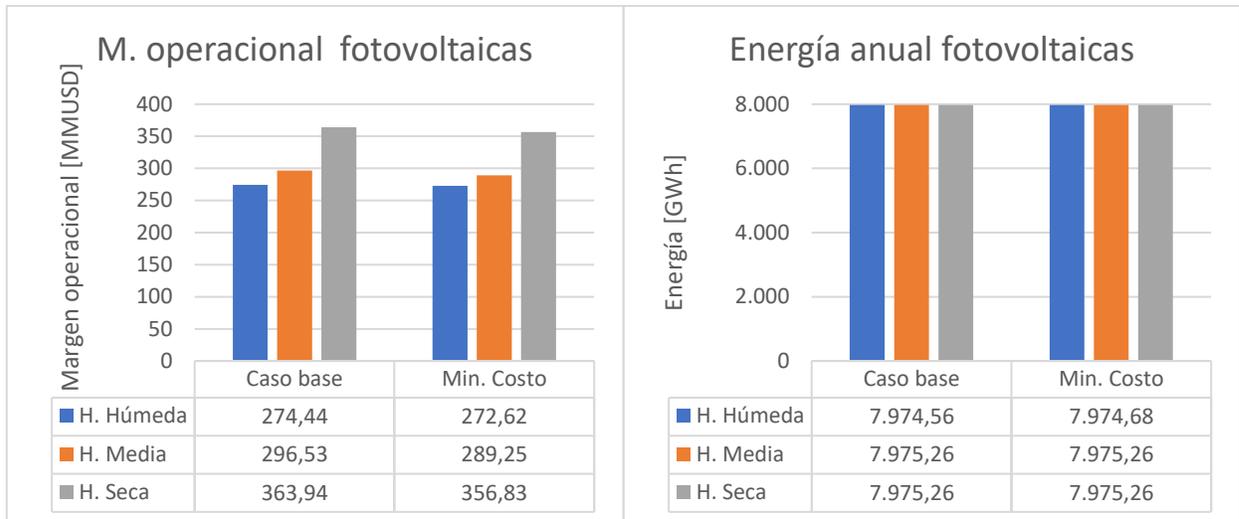


Figura 5.5: Comparación margen operacional y energía inyectada para plantas fotovoltaicas entre caso base y minimización de costos.

Al analizar cada una de las centrales solares, no se observan diferencias importantes respecto al cambio en la energía inyectada y en la energía anual cuando se opera en el caso base y en minimización de costos para cada hidrología.

Centrales eólicas

Respecto a las centrales eólicas, ocurren hechos similares a los encontrados en las centrales fotovoltaicas. En la Figura 5.6, se puede observar que, al igual que en el caso anterior, no existe diferencia en la energía inyectada por las eólicas tanto en la hidrología media y seca para ambos casos, pero en la hidrología húmeda existe un aumento debido al menor recorte provocado por la incorporación de la PHS en el caso de minimización de costos. En cuanto a los márgenes operacionales, se ve una disminución del margen tanto en la hidrología húmeda como media, pero un leve aumento de este para la seca.

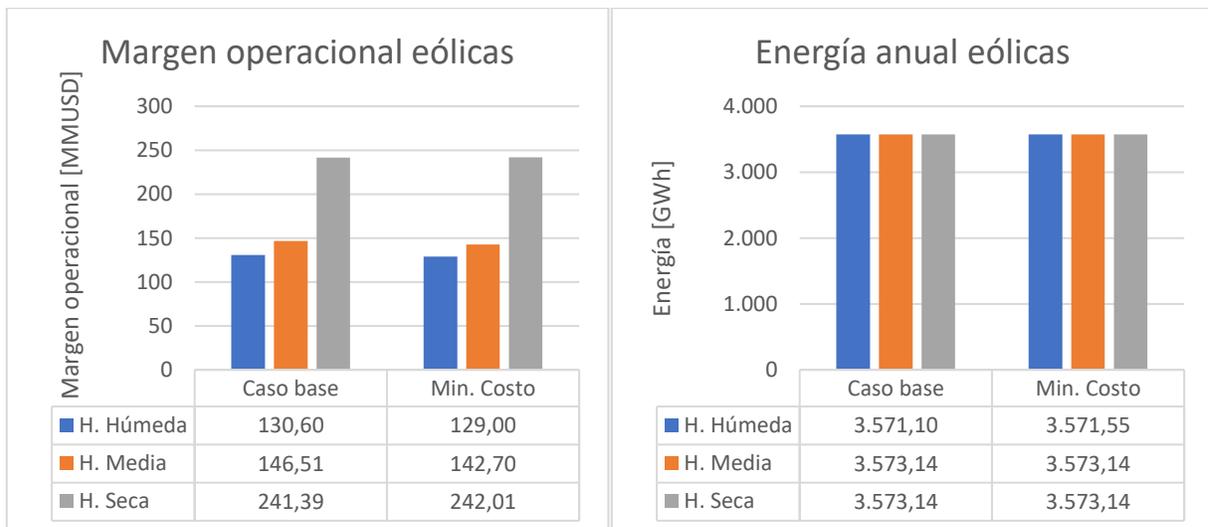


Figura 5.6: Comparación margen operacional y energía inyectada para plantas eólicas entre caso base y minimización de costos.

Desde el punto de vista de cada central eólica, para la hidrología media y seca, todas las centrales disminuyeron o aumentaron, respectivamente, su margen operacional en la misma proporción. Ahora bien, para la hidrología húmeda, la central eólica de Puerto Montt disminuyó en un 20% su margen operacional (comparativamente mucho mayor al resto, que en promedio perdió cerca del 0,01%) al operar el sistema con la central PHS y fotovoltaica, pese a inyectar la misma energía. Lo anterior, se explica debido a una congestión en esa zona que se presenta en mayor cantidad de horas en el caso base que al incorporar las centrales; de esta forma, al estar el sistema congestionado en esa zona en el caso base, se incrementan los costos marginales aumentando el margen operacional. Para el caso de minimización de costos, esta congestión disminuye para la hidrología húmeda y por tanto los costos marginales también lo hacen y, por ende, se ve disminuido su margen operacional. En otros términos, esta central “perdió el beneficio” de estar en una zona congestionada donde existían altos precios.

Centrales hidráulicas

Si se toma en consideración las centrales hidráulicas, existe una clara diferencia en la energía inyectada tomando en cuenta las hidrologías. Al comparar el caso base y el de minimización de costos incluyendo la central PHS y fotovoltaica, se ve una disminución, para todas las hidrologías, del margen operacional; lo anterior, producto de un menor aporte energético realizado por este tipo de centrales en el caso de minimización de costos debido a la entrada en operación de la central PHS y fotovoltaica y, además, de los menores costos marginales presentados en este caso (ver Figura 5.7). Adicionalmente, se visualiza en los márgenes operacionales, que, paradójicamente, es en la hidrología seca donde existe un mayor valor; si bien la energía inyectada disminuye, las utilidades aumentan debido a los mayores costos marginales. Por otro lado, en la hidrología húmeda, al existir un mayor aporte hídrico, disminuyen los costos marginales y, consiguiente, los ingresos percibidos. En cambio, para la hidrología media, el leve aumento de los costos marginales respecto a los obtenidos en la hidrología húmeda no alcanza a compensar los ingresos no percibidos por la disminución de la energía inyectada.

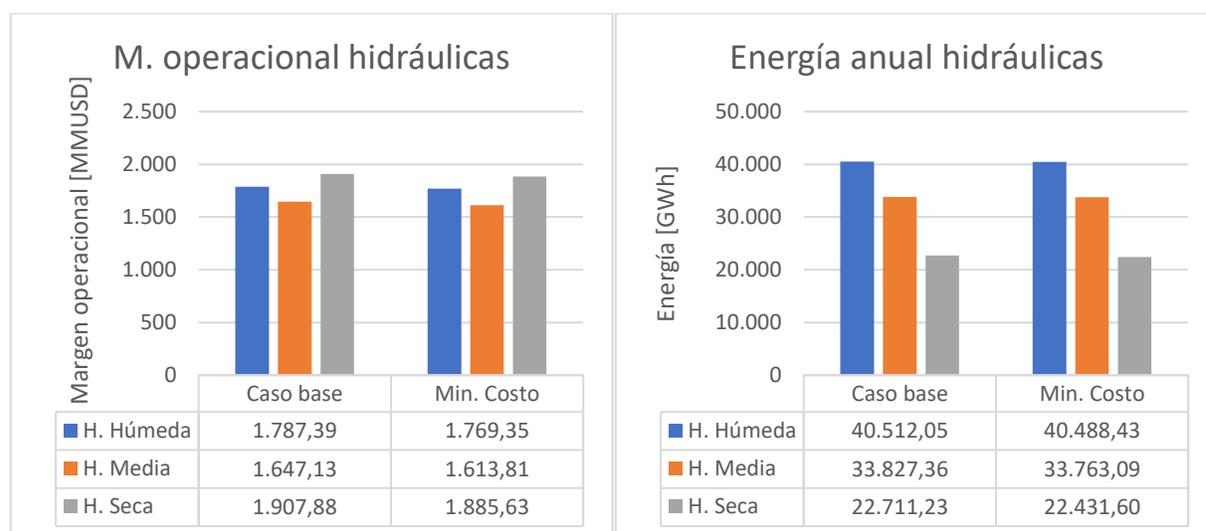


Figura 5.7: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales hidráulicas entre caso base y minimización de costos.

Centrales de biomasa

El efecto que se tiene en las centrales de biomasa se muestra en la Figura 5.8. Al incorporar las dos nuevas centrales, tanto en la hidrología húmeda como media, se aprecia una disminución de la energía inyectada por este tipo de centrales, y consigo una disminución de sus márgenes operacionales. Ahora bien, existe un leve aumento tanto de la energía inyectada como del margen operacional para la hidrología seca al incorporar las dos nuevas centrales.

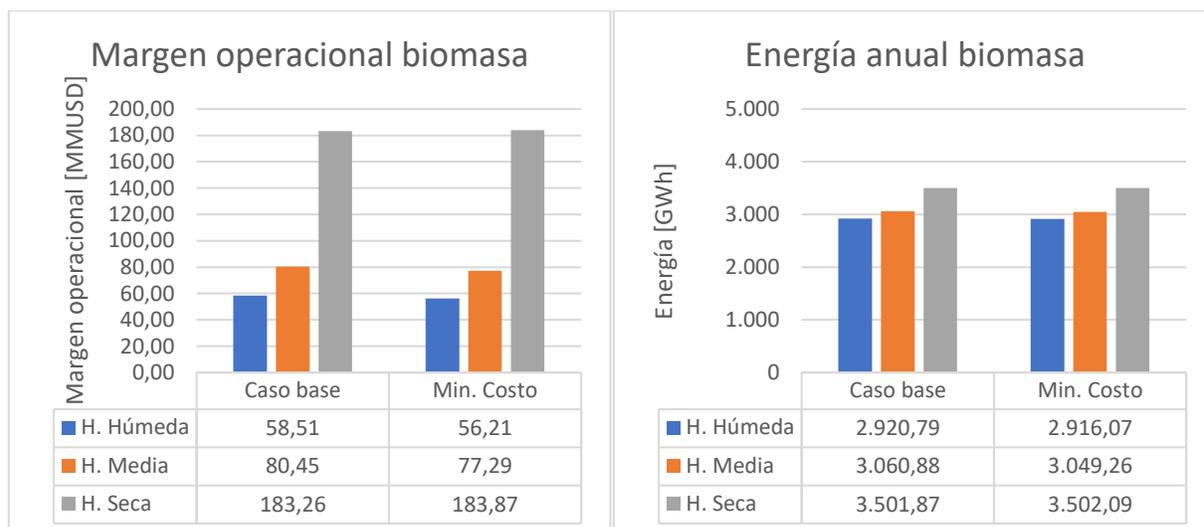


Figura 5.8: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales de biomasa entre caso base y minimización de costos.

En la Tabla 5.2, se muestra, para cada hidrología, las centrales que disminuyeron en mayor porcentaje su margen operacional y energía anual inyectada al incorporar las dos nuevas centrales respecto al caso base.

Tabla 5.2: Centrales de biomasa más afectadas, comparación caso base y minimización de costos.

Hidrología	Central	Disminución margen operacional [%]	Disminución energía anual inyectada [%]
H. Húmeda	Biomasa Charrúa 2	45	48
	Biomasa Valdivia-Ciruelos 2	12	32
H. Media	Biomasa Charrúa 2	70	81
	Biomasa Itahue 2	64	26
H. Seca	Biomasa Valdivia Ciruelos 2	6	25

De la tabla anterior, se desprende que las centrales más afectadas son aquellas que su costo variable de generación está por sobre el promedio anual de los costos marginales presentados en la Tabla 5.1 para el caso de minimización de costo. Respecto al cambio en la energía inyectada, para la hidrología húmeda y media hubo un descenso del aporte debido a que la central PHS y fotovoltaica desplazaron a las centrales de biomasa que tenían un valor de costo variable cercano al promedio de los costos marginales. Ahora bien, dichas centrales serán ocupadas en la hidrología seca para

cargar la central PHS y ocupar esa energía en horas de mayor demanda, dado que en esta hidrología se tiene mayores costos marginales.

Centrales a carbón

Al momento de analizar el efecto que se tiene al incorporar las dos centrales y operarlas de forma de minimizar el costo del sistema, las centrales a carbón disminuyeron tanto en la energía anual inyectada como en el margen operacional obtenido, como se muestra en la Figura 5.9. Como se aprecia, se obtiene lo esperado en cuanto a que la energía anual inyectada y el margen operacional es mayor cuanto menor sea el aporte hídrico.

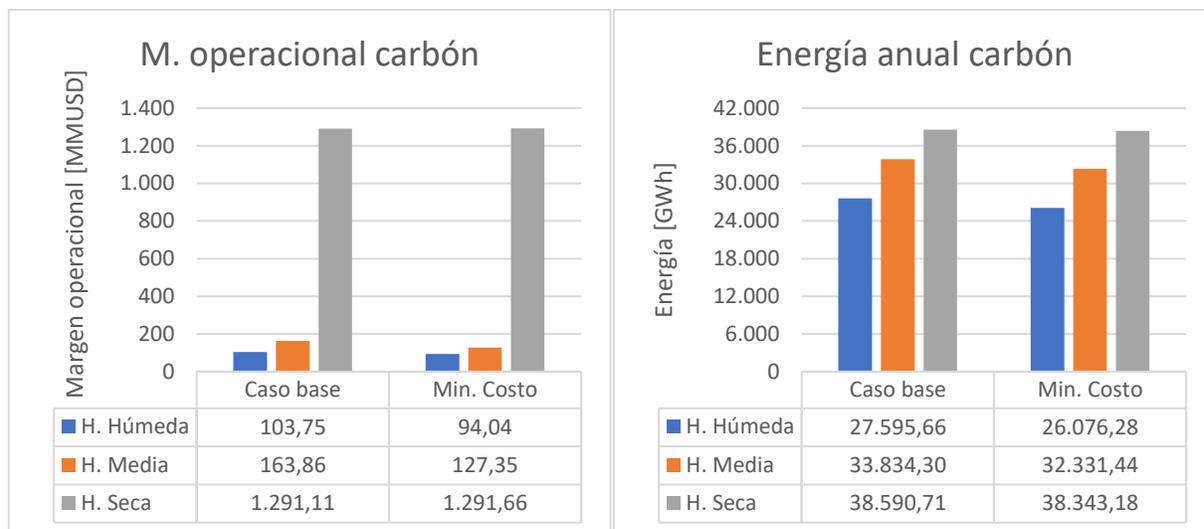


Figura 5.9: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales carboneras entre caso base y minimización de costos.

Si se analizan los resultados obtenidos por central, se obtienen resultados muy similares al caso mostrado con las centrales a biomasa. En la Tabla 5.3, se indican las centrales que tuvieron una mayor disminución porcentual de sus márgenes operacional y energía anual inyectada respecto al caso base.

Tabla 5.3: Centrales a carbón más afectadas, comparación caso base y minimización de costos.

Hidrología	Central	Disminución margen operacional [%]	Disminución energía anual inyectada [%]
H. Húmeda	U12 (Central Tocopilla)	100	100
	U13 (Central Tocopilla)	100	100
H. Media	U12 (Central Tocopilla)	100	100
	U13 (Central Tocopilla)	96	99

Como se aprecia en la tabla anterior, al incorporar la central PHS y fotovoltaica, se logra incluso apagar las centrales carboneras más caras en el caso de hidrología húmeda y media. Se debe destacar que estas dos centrales son las que poseen el mayor costo variable dentro de su tecnología y que, para el caso húmedo y medio, están sobre el promedio anual de los costos marginales del caso de minimización de costos; por otro lado, estos costos variables están bajo el promedio de los costos marginales de la hidrología seca, por lo que no se logran apagar, pero sí disminuir en cerca

de un 3% su producción anual. El resto de las centrales carboneras, o disminuyó levemente su producción o la mantuvo igual respecto al caso base.

Centrales GNL

Considerando las centrales que operan con gas natural licuado, como se muestra en la Figura 5.10, se mantienen las tendencias de las centrales carboneras, pero se ven más intensificadas. En este sentido, al incorporar las centrales PHS y fotovoltaica, se logra disminuir considerablemente la energía anual inyectada por esta tecnología. Con lo anterior, y agregando la baja en los costos marginales, su margen operacional también disminuyó considerablemente.



Figura 5.10: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales a gas entre caso base y minimización de costos.

Respecto a los resultados por central, se repite la tónica anterior y las centrales GNL que lograron operar (las de menor costo variable dentro de su tecnología), se apagaron o disminuyeron drásticamente su energía anual y por ende su margen operacional para el caso de minimización de costos.

Centrales diésel

En la Figura 5.11, se ilustran los resultados para la tecnología que, en promedio, posee los mayores costos variables de generación, pero que tienen la ventaja de tener mayor flexibilidad en su operación. Por esta razón, la operación tanto en el caso base como en la minimización de costos al incorporar la central PHS y fotovoltaica, se debe a hechos fortuitos. Como, por ejemplo, la elevada inyección en la hidrología media producto de una congestión producida en el sur del sistema, donde, paradójicamente, las centrales hidráulicas existentes poseen la hidrología más seca de las estudiadas en la media y las centrales restantes son centrales diésel. Ahora bien, pese a que su operación se deba a hechos más bien fortuitos, la energía anual inyectada y el margen operacional se ve disminuido al incorporar las dos centrales, lo que da cuenta, por ejemplo, de la flexibilidad otorgada por la central PHS.

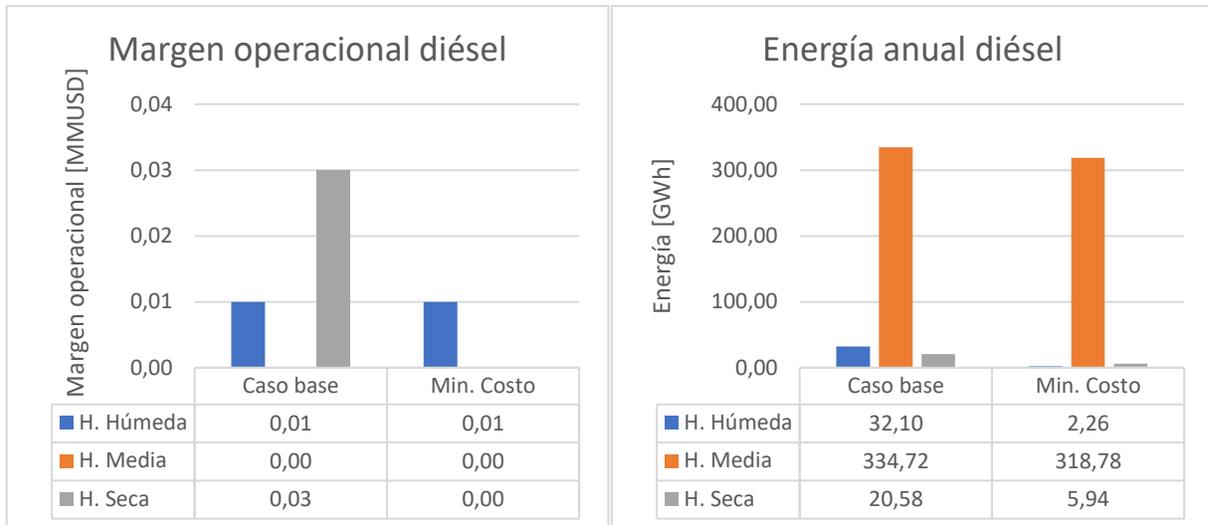


Figura 5.11: Comparación margen operacional y energía inyectada para centrales carboneras entre caso base y minimización de costos.

Al igual que los dos casos anteriores, las pocas centrales diésel que lograron operar en el caso base, se apagaron o bien redujeron considerablemente sus inyecciones cuando se incorporaron las dos centrales en estudio.

5.2. Operación con distintos modelos de despacho

A continuación, se mostrarán comparativamente los resultados obtenidos al operar el sistema base (sin incluir la central PHS y fotovoltaica) con el sistema incluyendo ambas centrales operándolas minimizando costos, maximizando utilidades y generando a potencia constante durante el día. Anterior a esto, se mostrará comparativamente hablando los resultados de maximización de utilidades respecto al caso de minimización de costos, con el fin de comprender de mejor forma el funcionamiento de este despacho.

5.2.1. Maximización de utilidades

En la siguiente sección, se mostrarán los resultados obtenidos al operar la central PHS y fotovoltaica maximizando las utilidades del propietario de dichas centrales. En primera instancia, se mostrará la diferencia entre maximizar las utilidades considerando sólo los ingresos percibidos por la central PHS con los resultados obtenidos al maximizar las utilidades tomando en cuenta el margen percibido por la central PHS y la fotovoltaica. Posteriormente, se comparará operacionalmente el caso de maximización de utilidades que dio un mejor resultado con el caso de minimización de costos y, luego, se compararán los resultados respecto al caso base.

Luego de aplicar la metodología explicada en la sección 4.2.4 para obtener el programa de operación de la central PHS que maximiza las utilidades del propietario de la planta, se simuló la operación del sistema forzando a operar esta central del modo deseado. Una vez obtenidos estos resultados, se puede apreciar que existe una diferencia al considerar en la maximización sólo las utilidades de la PHS y considerar las utilidades de la central PHS y fotovoltaica. En la Figura 5.12, se muestran las utilidades totales del dueño de las centrales, para cada uno de los casos (donde se agregó también las percibidas en el caso de minimización de costos).

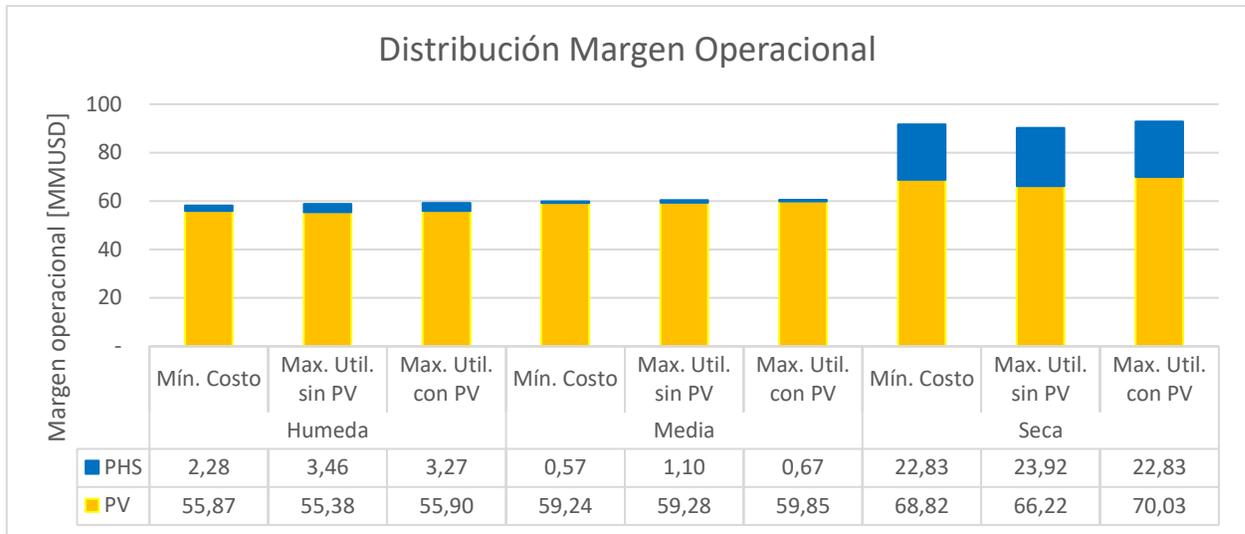


Figura 5.12: Comparación utilidades totales, caso maximización considerando PV y no.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, cuando se maximiza incorporando al modelo sólo las utilidades de la central PHS, es donde, lógicamente, esta central adquiere el mayor beneficio económico (para el propietario). Ahora bien, esa operación hace que la central fotovoltaica que lo acompaña (así como también el resto de las centrales solares), disminuyan su margen respecto al caso de minimización de costos. De hecho, esta baja en el margen operacional de las centrales fotovoltaicas es mayor que las ganancias adquiridas al maximizar las utilidades, lo que hace que, en el global, el propietario de las centrales pierda. Ahora bien, cuando se maximiza incorporando al modelo la central fotovoltaica, se puede, como se muestra en la hidrología seca, incluso perder margen con la PHS respecto al caso de mínimo costo, pero las centrales solares lo aumentan, provocando que, en el global, las utilidades sean mayores. Lo anterior, hace pensar que al momento de instalar una planta PHS y se pretenda maximizar los beneficios económicos de esta, se tendrá que tener en cuenta si el propietario de esta planta posee o no centrales de otra tecnología, ya que maximizará en función de que todo su portafolio se vea beneficiado.

La explicación del porqué de las diferencias, se basa, en términos generales, en lo siguiente: dependiendo de la hidrología (como se explicará más adelante), si se compara el programa de operación de la central PHS maximizando sus utilidades (sea el caso en que se incorpore o no la central fotovoltaica al modelo) respecto al programa obtenido en el caso de minimización de costos, se observa que la central disminuirá sus cargas horarias pretendiendo bajar los costos marginales del sistema, o bien disminuir su generación para que entre en operación una central de mayor costo variable y por tanto los costos marginales suban (de esta forma, el arbitraje de precios es mayor). En base a lo anterior, si sólo se maximizan las utilidades de la central PHS, sin tomar en cuenta las de la fotovoltaica, se ve que la central PHS, en horas de sol, disminuye su potencia de carga con el fin de disminuir el precio de compra; luego, aportará menor energía en horas de mayor demanda y logrará, además, aumentar el precio en dichas horas. Ahora bien, comparativamente hablando, si se incorpora al modelo de optimización las utilidades de la central fotovoltaica, en horas de sol no se disminuirá la carga, con el fin de mantener un costo marginal más elevado y, por tanto, la central PHS tenderá a mover su carga y descarga fuera de las horas de sol.

En términos generales, sin entrar en mayor detalle, se tiene que el margen operacional de todas las tecnologías se ve disminuido, respecto al caso de minimización de costos, cuando se aplica el programa de operación de la PHS que maximiza sólo sus utilidades. De forma contraria, el costo de operación del sistema se ve incrementado.

Debido a que la mejor solución para el propietario de la planta se encuentra cuando se maximiza el margen operacional al incluir en el modelo tanto la central PHS como la fotovoltaica, de aquí en más al usar el término “caso maximización de utilidades”, se referirá a esta operación.

Al operar la central PHS y fotovoltaica maximizando utilidades, se puede apreciar que el aporte energético total realizado (ver Figura 5.13), es menor en comparación al caso de minimización de costos. Lo anterior, se debe a que la central PHS, para incrementar las utilidades, realiza menor cantidad de operaciones respecto al caso de minimización de costos. De esta forma, se obtiene que la central PHS reduciendo la energía bombeada/generada, aumenta sus ingresos. Se debe mencionar, que no existe recorte de la central fotovoltaica, puesto que se obligó a ser despachada en su totalidad.

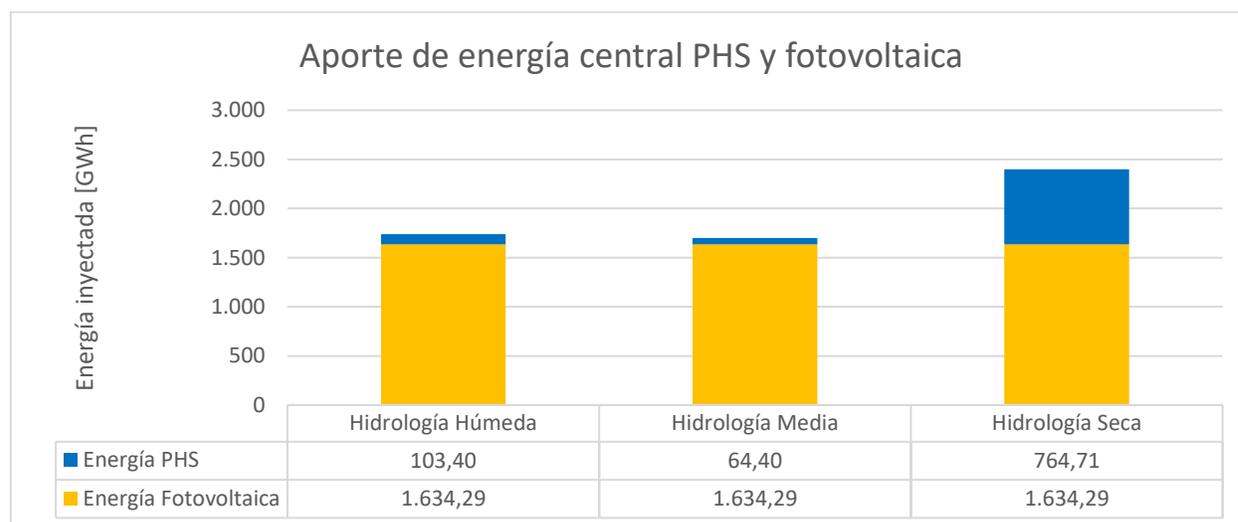


Figura 5.13: Energía inyectada por las centrales fotovoltaica y PHS¹³ caso maximización de utilidades.

En términos operacionales, si se compara la operación a mínimo costo con la de maximización de utilidades, se puede apreciar lo siguiente:

- Tanta en hidrología húmeda como media, cuando se opera a mínimo costo, la carga de la central PHS ocurre en horas de madrugada y cuando hay presencia de sol; por otro lado, cuando se maximiza utilidades, los ciclos de carga (salvo pequeñas excepciones) ocurrieron sólo cuando hay presencia de sol. Adicionalmente, la central PHS no realiza ciclos de carga cuando los costos marginales son cercanos al promedio y que sí los hace cuando minimiza costos; de forma similar, no inyecta energía cuando los precios están cercanos al promedio y que sí los hace cuando minimiza costos. Por esta razón, se observa que la desviación estándar anual de los costos marginales aumenta desde 8,31 (en caso de

¹³ Los retiros correspondientes de la central PHS para la hidrología húmeda, media y seca, fueron de 137,9; 85,9 y 1.019,7 GW, respectivamente.

minimización de costos) a 10,58 [USD/MWh] (para el caso de maximización de utilidades) y de 5,29 a 5,57 [USD/MWh] para la hidrología húmeda y media respectivamente. Se observa, además, que la central PHS prefiere mover los precios cuando genera en vez de cuando carga.

- Para la hidrología seca, como la variabilidad en los costos marginales es mayor, tanto en la operación a mínimo costo como en la de maximización de utilidades, tendrá ciclos de carga en la madrugada y cuando hay sol. A diferencia de las otras hidrologías, la central PHS prefiere mover más los precios cuando carga en vez de cuando descarga, dado que ya se encuentran operando centrales de mayor costo variable y se hace más difícil hacer entrar en operación a una de costo aún más elevado. No obstante, se observa que, incluso, algunas horas del año prefiere comprar energía más cara en las horas de sol para venderla en horas punta, dado que la alta variabilidad en los precios le permite generar ganancias.

5.2.2. Impacto sistémico

Al incluir la central PHS y fotovoltaica al caso base y operarlo de diversas formas, se producirán distintos valores para los distintos parámetros que se pueden evaluar en un sistema. Para comprender el efecto sistémico que tendrá la inclusión de estas nuevas centrales, en la Figura 5.14 se muestra el aporte energético realizado por estas centrales.

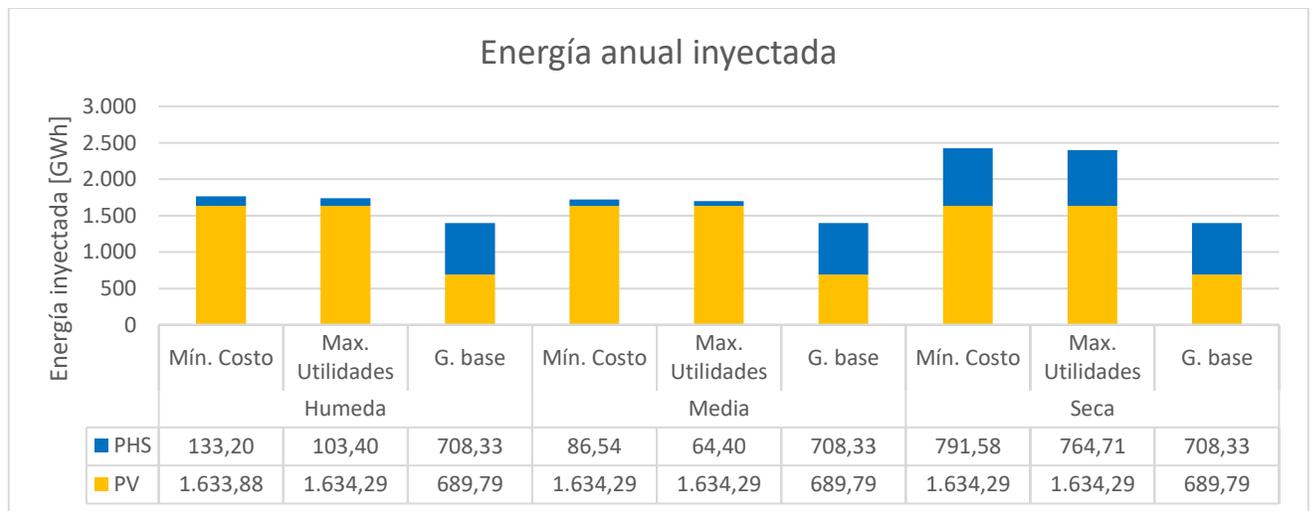


Figura 5.14: Energía anual inyectada por planta PHS y fotovoltaica para los distintos métodos de despacho.

De la imagen anterior, se observa claramente el menor aporte energético total producido si las nuevas centrales se despachan manteniendo una potencia constante durante el día. Esto se produce debido a que la central PHS sólo se podrá cargar con energía proveniente de la fotovoltaica y, además, la energía total proveniente de la radiación se ve disminuida producto de las eficiencias por bombeo y generación. Para el caso de minimización de costos y maximización de utilidades, ya se ha dicho que, para la misma hidrología, en el primer caso hay un mayor aporte energético. Se debe reiterar que la energía producida por la PHS requirió previamente de una carga, en donde, para el caso de generación base, provino sólo de la fotovoltaica y para los otros dos casos viene del sistema. De esta imagen se puede concluir inmediatamente, que operar las centrales en el caso de generación base, no aprovecha al máximo el potencial que puede entregar la central PHS y fotovoltaica.

El efecto que tienen las distintas metodologías de despacho en el costo de operación del sistema, se ve reflejado en la Figura 5.15. Como era esperable, independiente de la forma de despacho de las nuevas centrales, siempre se tendrá un menor costo total de generación debido a que se está agregando una gran cantidad de energía barata al sistema. Adicionalmente, y según lo esperado, cuando se operan las centrales minimizando los costos del sistema es donde, valga la redundancia, se obtiene el menor costo de operación.

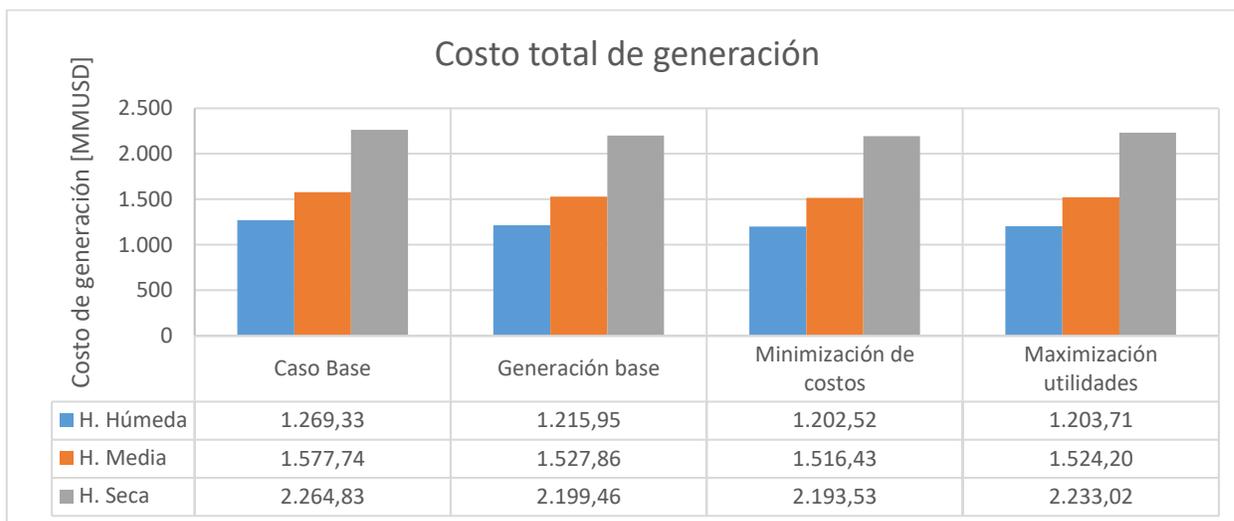


Figura 5.15: Costo total de operación del sistema, según metodología de despacho.

Respecto al pago efectuado por la demanda, la metodología de despacho más conveniente dependerá de la hidrología. Lo anterior, debido a que se presentan máquinas a mínimos técnicos que modifican los costos marginales y dificulta el análisis. Ahora bien, en la Tabla 5.4 se muestra el promedio del pago de la demanda para cada modelo de despacho, donde se aprecia que el pago será menor para el caso de generación base, seguido por el de minimización de costos, maximización de utilidades y finalmente el caso base. Si bien es cierto que el de generación base es el que menor cantidad de energía inyecta al sistema, el pago de la demanda se ve disminuido en comparación al resto debido a que, en esta operación, se encuentra la mayor cantidad de horas de operación de centrales térmicas a mínimo técnico; esto, provoca que el pago efectuado por la demanda no refleje fielmente los costos de operación del sistema. Ahora bien, este valor se podría ver modificado si se considerase pagos por servicios complementarios, pero que está fuera del alcance de este estudio.

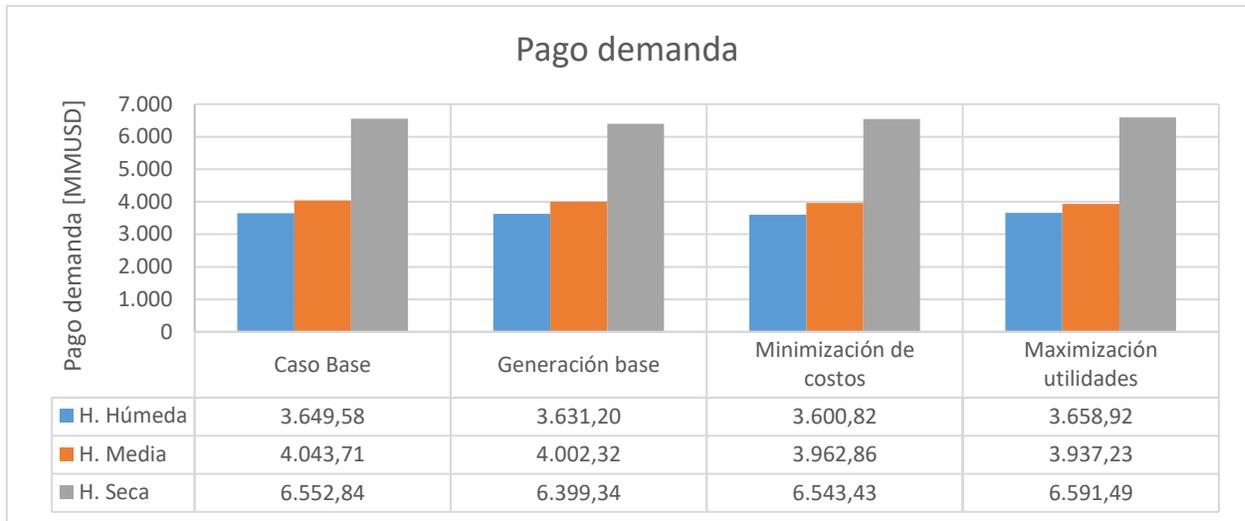


Figura 5.16: Comparación pago de la demanda según metodología de despacho.

Tabla 5.4: Promedio pago de la demanda según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
Promedio pago de la demanda [MMUSD]	4.748,71	4.677,62	4.702,37	4.729,21

5.2.3. Impacto en la generación

Central PHS y fotovoltaica

En la Figura 5.14, se mostró la energía anual inyectada por el conjunto PHS y fotovoltaica. En la Figura 5.17, se muestra el margen operacional de la central PHS para cada una de los modos de despacho.

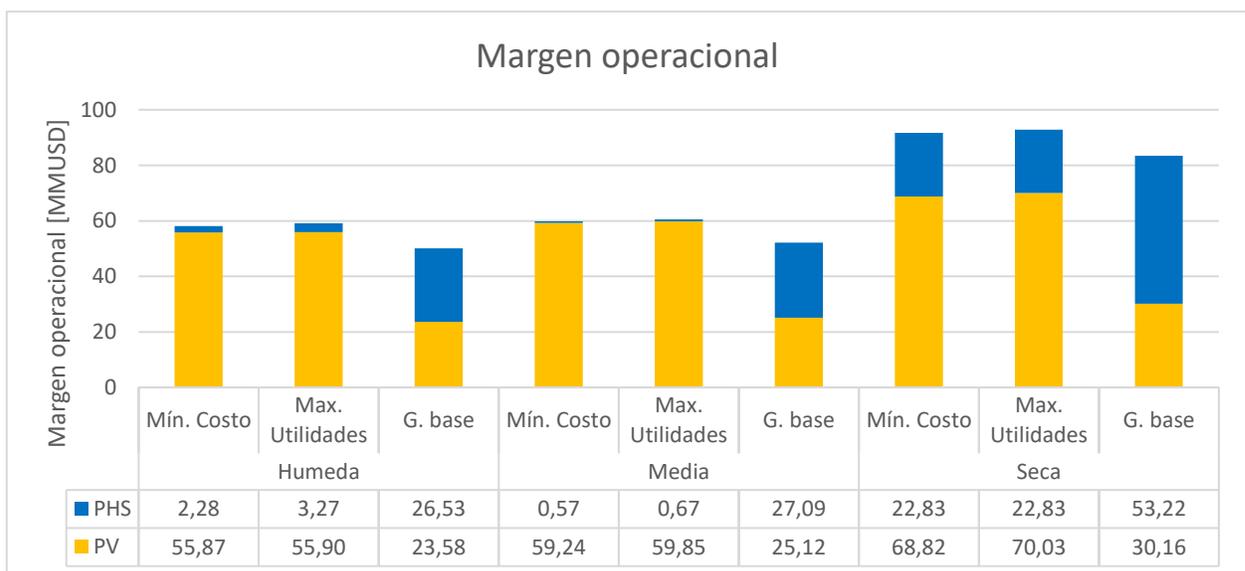


Figura 5.17: Comparación margen operacional PHS y fotovoltaica según metodología de despacho.

De la imagen anterior, se observa que el margen total de las centrales será menor en el caso de generación base, seguido por el de minimización de costos y, finalmente, para el de maximización de utilidades. Se debe destacar que, pese a que el margen sólo de la PHS es mayor para las tres hidrologías en el caso de generación base, esta situación es hipotética, puesto que la energía de carga no se compra al sistema (a costo marginal) si no que a 6 [USD/MWh] (equivalente al costo variable de la central fotovoltaica).

Centrales fotovoltaicas¹⁴

En la Figura 5.18, se muestra la energía inyectada por las centrales fotovoltaicas según la forma de operar las nuevas centrales.

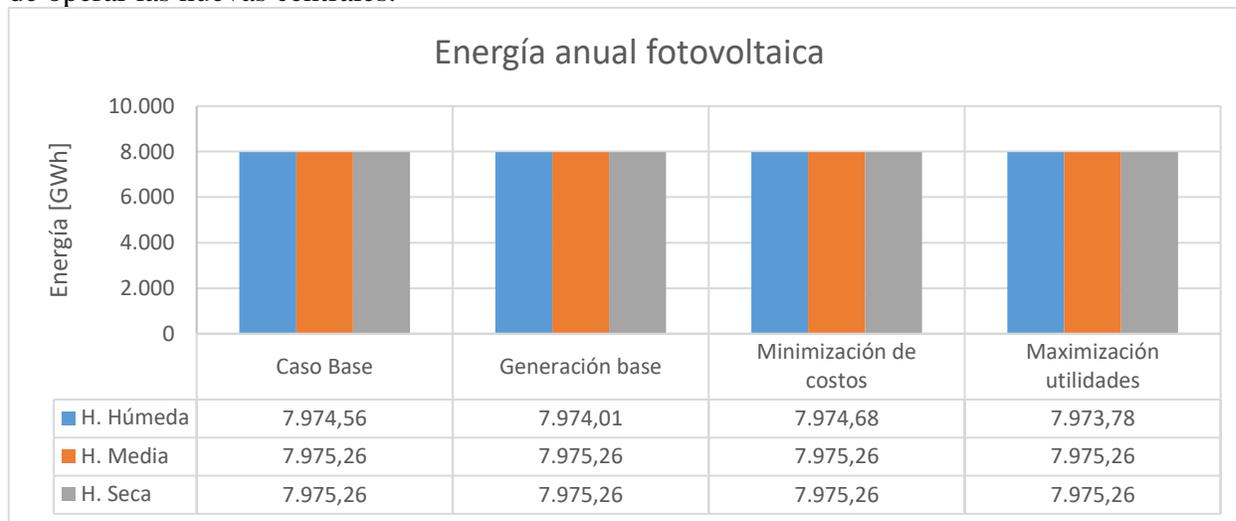


Figura 5.18: Comparación energía anual inyectada por centrales fotovoltaicas según modo de despacho.

De la imagen anterior, se ve que sólo para la hidrología húmeda existe recorte de energía fotovoltaica. Este vertimiento es menor el caso de minimización de costos, debido a la incorporación de la central PHS que es quién da al sistema mayor flexibilidad. Ahora bien, el recorte será mayor en el caso de maximización de utilidades, debido a que al propietario de las centrales sólo le importa mover el precio para mejorar sus utilidades y, el precio, no necesariamente está ligado con la cantidad de energía solar entrante al sistema. Respecto al caso base, existe un recorte menor que el caso de generación base; lo anterior, se debe a que se incorpora energía en las horas de sol, pero no se da flexibilidad con el caso de incorporar la central PHS en conjunto con la fotovoltaica operando separadamente. Ahora bien, cabe destacar que los recortes producidos representan, a lo más, menos del 0.02%.

El margen operacional de estas centrales, variará según muestra la Figura 5.19. Como se aprecia, para el caso base, el margen operacional será mayor en comparación a cualquier despacho que involucre agregar la central PHS y fotovoltaica. Lo anterior, denota que al agregar más centrales solares, el costo del sistema, en horas de sol, tiende a la baja afectando a todas las centrales de este tipo (similar a lo que ocurre hoy en día en la zona norte del país). Ahora bien, al agregar ambas centrales, se ve que es la maximización de utilidades la que otorga mayor margen operacional. Este resultado era esperable, debido a que la optimización se llevó a cabo modelando también una

¹⁴ No se incorpora la planta fotovoltaica incorporada con la central PHS.

central fotovoltaica y, como la generación es a la misma hora, todas estas plantas se ven beneficiadas.

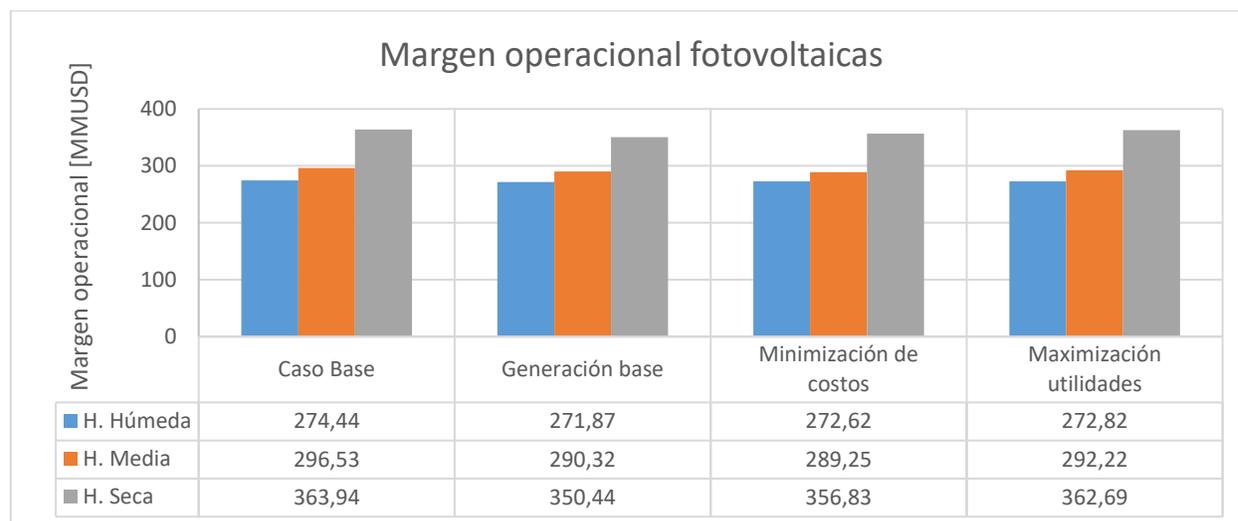


Figura 5.19: Margen operacional centrales fotovoltaicas para los distintos modos de despacho.

Centrales eólicas

Similar al caso de las fotovoltaicas, para las centrales eólicas sólo existe vertimiento de viento en la hidrología húmeda. Este vertimiento es menor en el caso de minimización de costos, debido a la flexibilidad otorgada por la central PHS, quien opera para disminuir los costos totales de generación. Para las demás hidrologías, debido al menor aporte hídrico, no existe vertimiento.

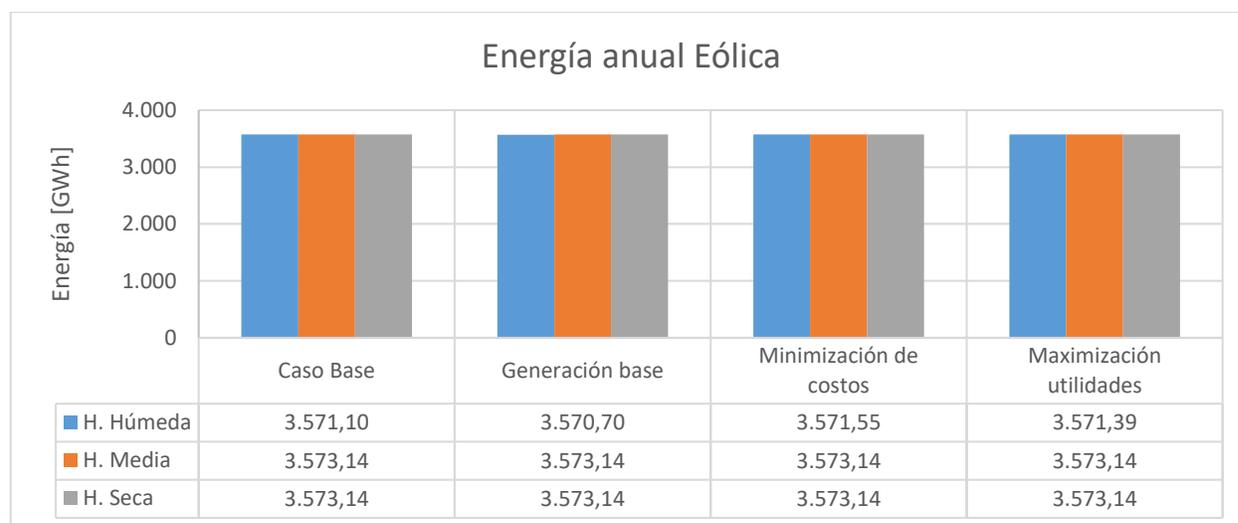


Figura 5.20: Energía inyectada por eólicas para los distintos modos de despacho.

Respecto al margen operacional de este tipo de centrales, este dependerá de la hidrología. Ahora bien, si se considera el promedio del margen obtenido para cada caso, se tienen los valores mostrados en la Tabla 5.5.

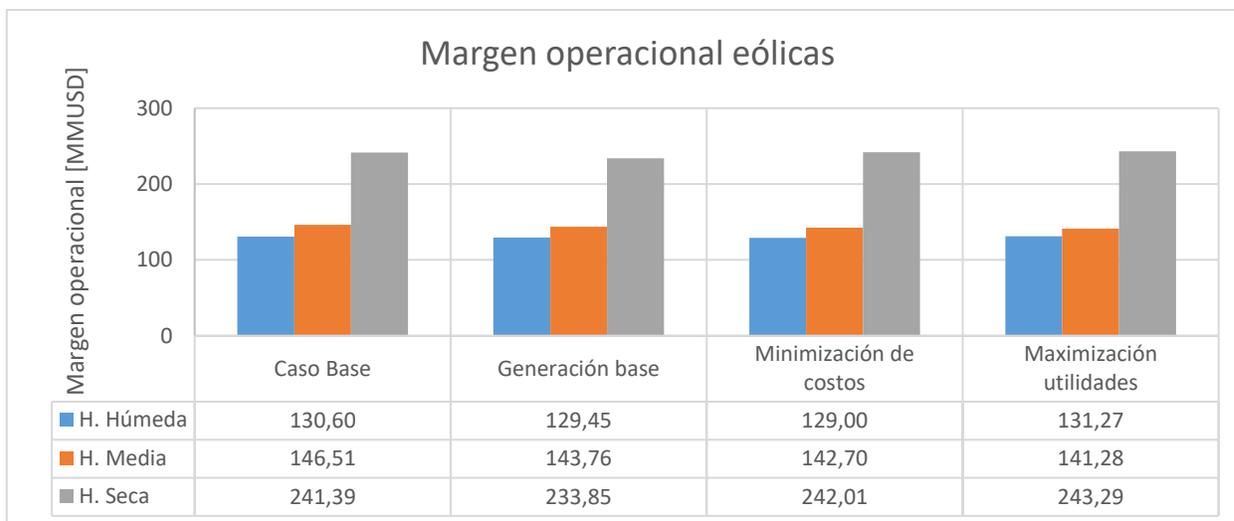


Figura 5.21: Margen operacional eólicas según modo de despacho.

Tabla 5.5: Promedio margen operacional centrales eólicas, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
<i>Promedio margen operacional eólicas [MMUSD]</i>	172,83	169,02	171,24	171,95

De la tabla anterior, se ve que es el caso base el que presenta mayores beneficios económicos a este tipo de centrales. Nuevamente, agregar más competidores al mercado hará que los costos disminuyan y, por ende, el margen de estas centrales también lo haga. Adicionalmente, se mantiene la tónica de que, al maximizar utilidades, estas centrales también se vean beneficiadas.

Centrales hidráulicas

Al considerar el efecto que se tiene en las centrales hidráulicas, se aprecia un cambio en la generación dependiendo del método de despacho involucrado. Si se compara el caso de minimización de costos con el de maximización de utilidades, en promedio (ver Tabla 5.6), existe un pequeño aumento del aporte hídrico en este caso. Por esta razón, una pequeña parte de lo dejado de generar por la central PHS en el caso de maximización de utilidades, es cubierto por estas centrales. Ahora bien, estos dos casos representan el menor aporte hídrico respecto a los cuatro casos en estudio.

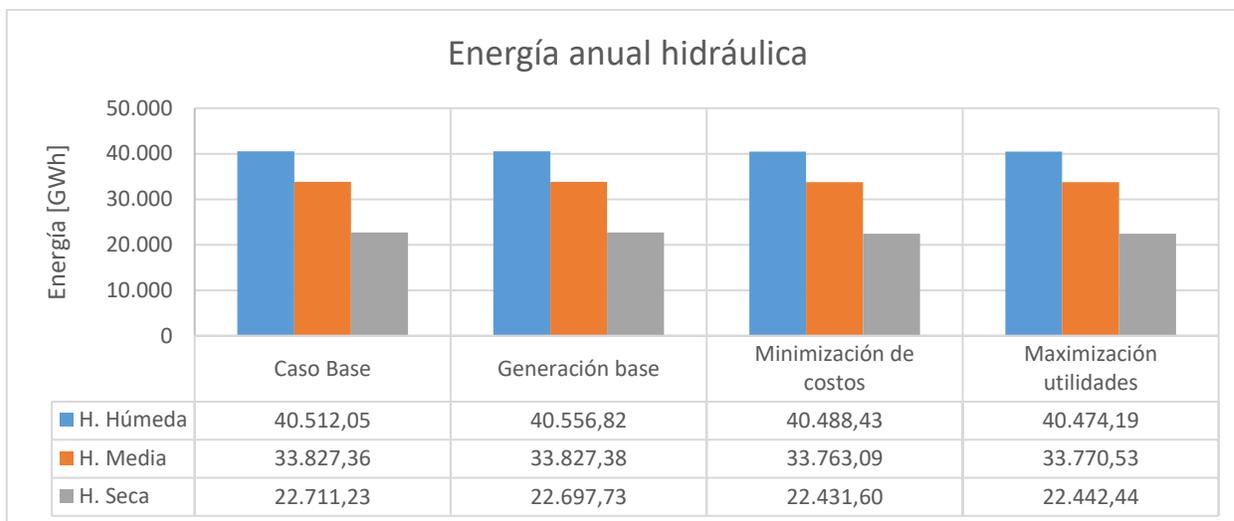


Figura 5.22: Energía inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.

Tabla 5.6: Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
Promedio energía hidráulica [GWh]	32.350,22	32.360,65	32.227,71	32.229,05

Respecto al margen operacional mostrado en la Figura 5.23 y cuyos promedios se encuentra en la Tabla 5.7, se observan las mismas tendencias de las centrales anteriores: mayor margen en el caso base, que disminuyen al incorporar nuevas centrales. Una vez incorporadas las centrales, nuevamente es el caso de maximización de utilidades el que reporta mayor margen operacional para esta tecnología.

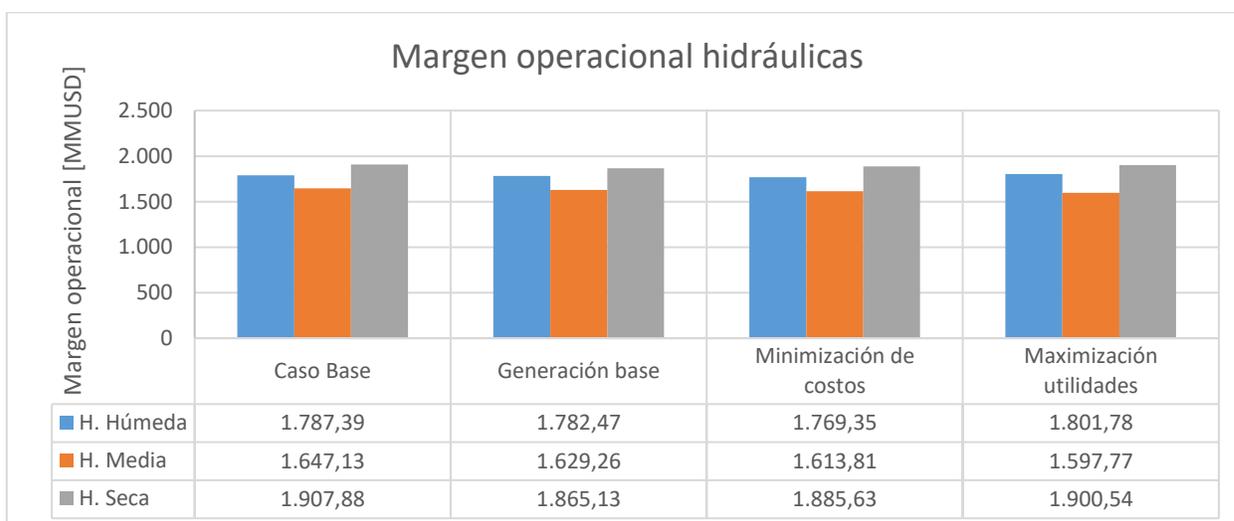


Figura 5.23: Margen operacional hidráulicas según modo de despacho.

Tabla 5.7: Promedio margen operacional centrales hidráulicas, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
Promedio margen operacional hidráulicas [MMUSD]	1.780,80	1.758,96	1.756,27	1.766,69

Centrales de biomasa

En la Figura 5.24, se muestra la energía inyectada para las centrales que funcionan a partir de biomasa. El promedio de la energía inyectada, mostrado en la Tabla 5.8, indica que, por existir una menor potencia instalada en el sistema, es en el caso base donde realizan un mayor aporte energético. Debido a que se agrega una central operando como base en el caso de generación base, esta central presenta el menor aporte energético en este caso. En el término intermedio, se encuentran los casos de minimización de costo y maximización de utilidades, donde existe un incremento muy menor de la energía producida para el segundo caso.

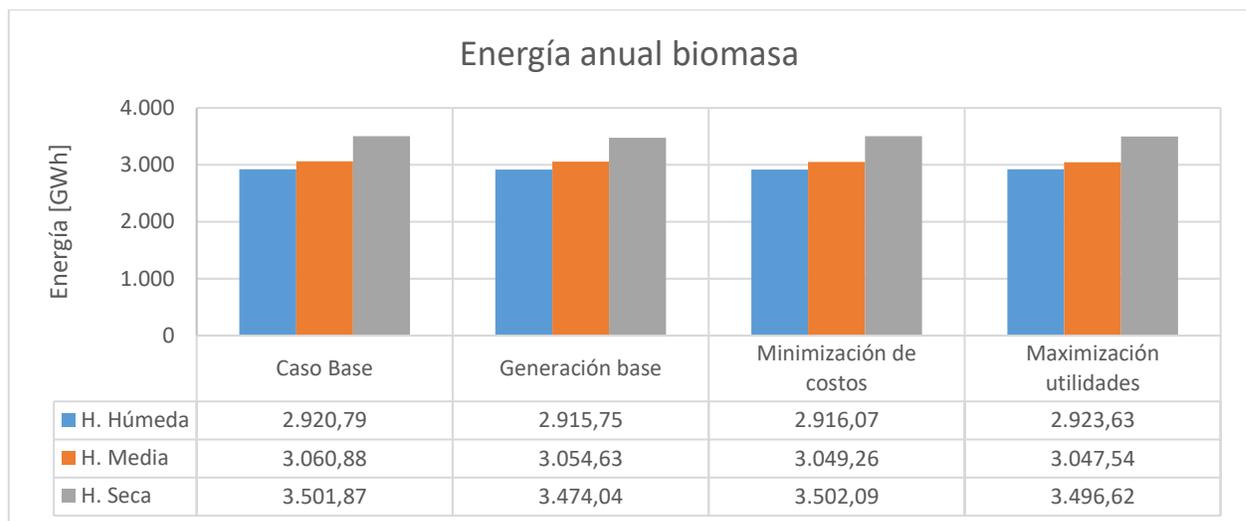


Figura 5.24: Energía inyectada por centrales de biomasa para los distintos modos de despacho.

Tabla 5.8: Promedio de energía anual inyectada por hidráulicas para los distintos modos de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
Promedio energía biomasa [GWh]	3,16	3,14	3,1558	3,1559

Como viene siendo la tónica, el margen operacional percibido por las centrales de biomasa, es mayor en el caso base y, al incorporar las dos nuevas centrales, es en el caso de maximización de utilidades el caso que les reporta mayor beneficio económico.

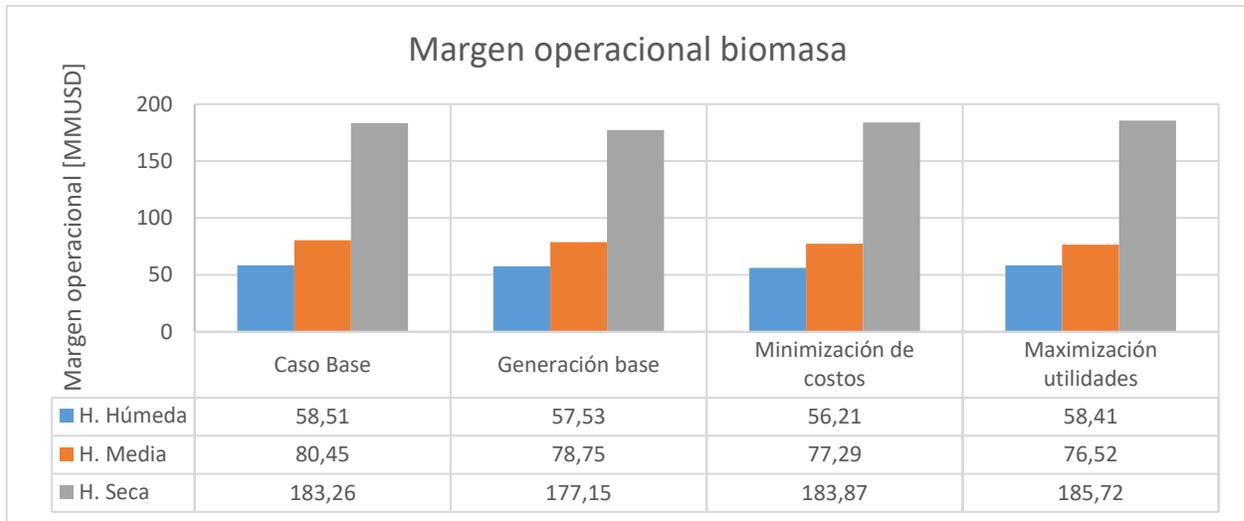


Figura 5.25: Margen operacional centrales de biomasa según modo de despacho.

Tabla 5.9: Promedio margen operacional centrales de biomasa, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
<i>Promedio margen operacional biomasa [MMUSD]</i>	107,41	104,48	105,79	106,88

Centrales de carbón

Las centrales térmicas de menor costo variable son las de carbón. La energía anual inyectada por esta tecnología se muestra en la Figura 5.26 y el promedio en la Tabla 5.10. Su mayor producción es en el caso base, seguido por el caso de generación constantes; en ambas, dado la menor capacidad instalada y dado el menor aporte energético realizado por la central PHS y fotovoltaica para cada caso respectivamente, es esta tecnología la que parece suplir de mejor forma lo anterior. Al incorporar las centrales PHS y fotovoltaica al sistema, el caso de maximización de utilidades representa un mayor uso de estas centrales. Es decir, las carboneras comienzan, nuevamente, a suplir el menor aporte energético de la PHS.

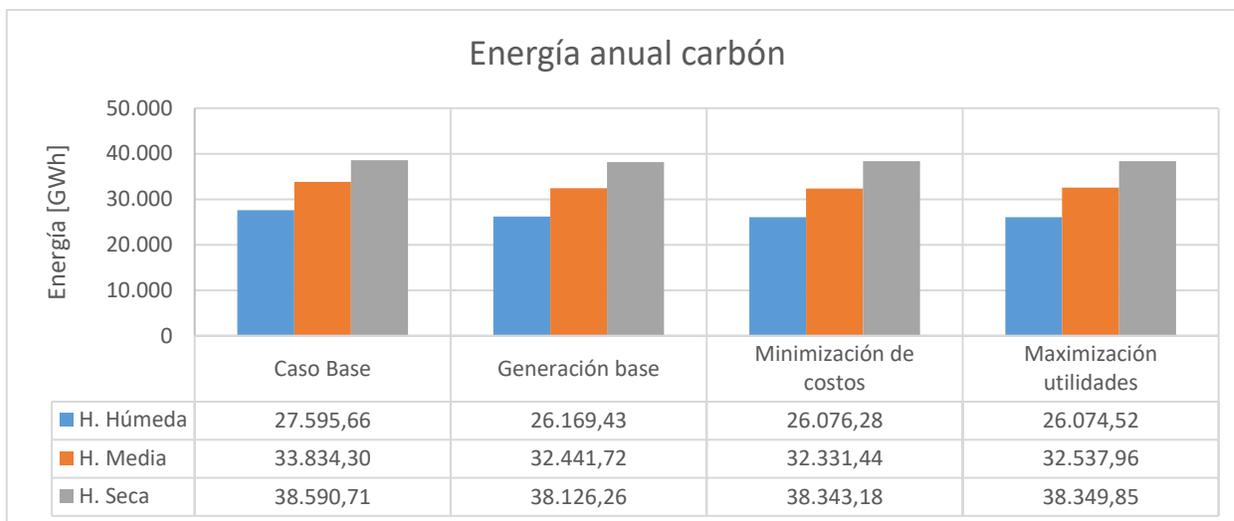


Figura 5.26: Energía inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.

Tabla 5.10: Promedio de energía anual inyectada por carboneras para los distintos modos de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
<i>Promedio energía biomasa [GWh]</i>	33.340,23	32.345,80	32.250,29	32.320,78

Como ya se ha visto en todos los casos anteriores, el caso base representa las mayores utilidades percibidas por la tecnología (ver Tabla 5.11) y, para cuando se incorporan las centrales, el de maximización de utilidades reporta mayores beneficios.

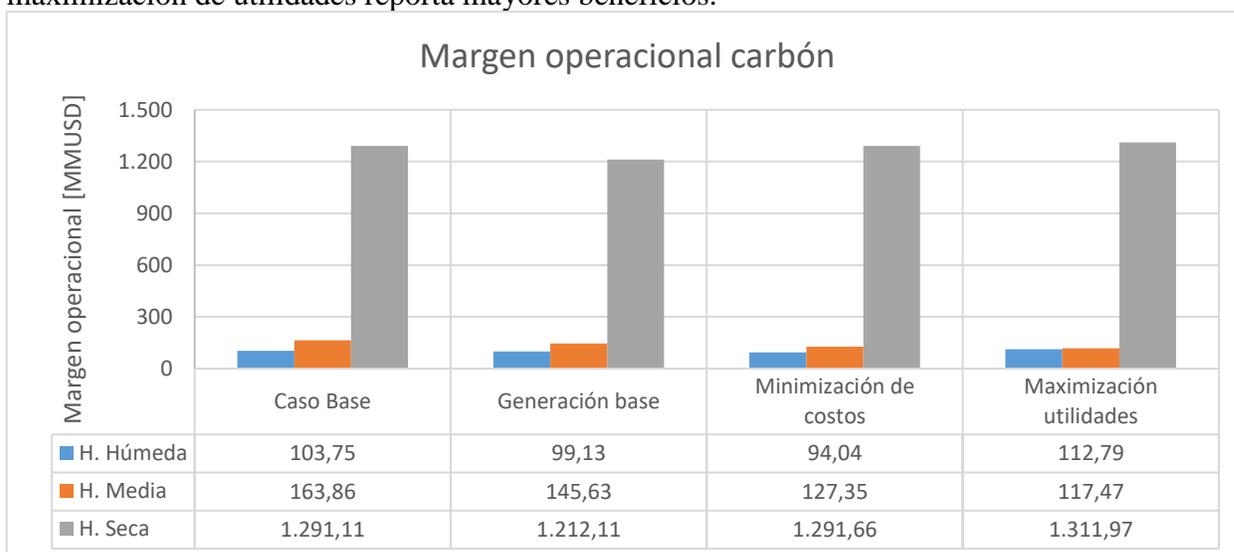


Figura 5.27: Margen operacional centrales carboneras según modo de despacho.

Tabla 5.11: Promedio margen operacional centrales carboneras, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
Promedio margen operacional carboneras [MMUSD]	519,58	485,63	504,35	514,07

Centrales GNL

Las centrales GNL representan, en promedio, la segunda tecnología más cara del sistema. Como se puede ver en la Figura 5.28, para el caso base y de generación base, esta central, al igual que las carboneras, supe el menor aporte energético. Esta energía disminuye considerablemente para el caso de minimización de costos y, lo interesante, es que, para la hidrología húmeda y media, para el caso de maximización de utilidades, el aporte aumenta; para la hidrología seca, en cambio, la energía inyectada vuelve a disminuir. Lo anterior, ayuda a explicar el efecto de maximizar las utilidades; como se mencionó anteriormente, en la hidrología húmeda y media, cuando se maximizan las utilidades, la central PHS tiene a disminuir su generación respecto al caso de minimización de costos para que entren en operación centrales de mayor costo variable. Por esta razón, aumenta la producción tanto del carbón como de las máquinas a GNL. Ahora bien, para el caso de hidrología seca, dado que ya operan centrales de mayor costo variable, la central PHS opera en horas de mayor demanda con el fin de disminuir la producción de estas centrales, pero no apagarlas. Dicho efecto, provoca que la energía anual de las máquinas a GNL disminuyan su producción, dado que se encuentran operando en el caso de minimización de costos.

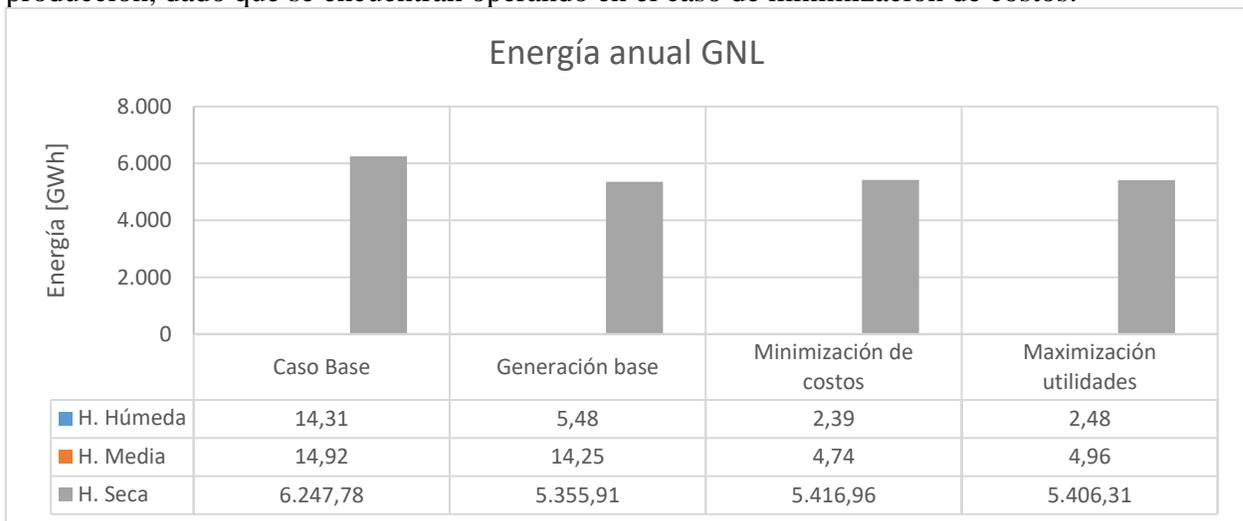


Figura 5.28: Energía inyectada por centrales GNL para los distintos modos de despacho.

Como ya viene siendo repetitivo, se tiene que el margen operacional de la central GNL será mayor para el caso base y, una vez incorporadas las centrales, sus utilidades serán mayor en el caso de maximización de utilidades.

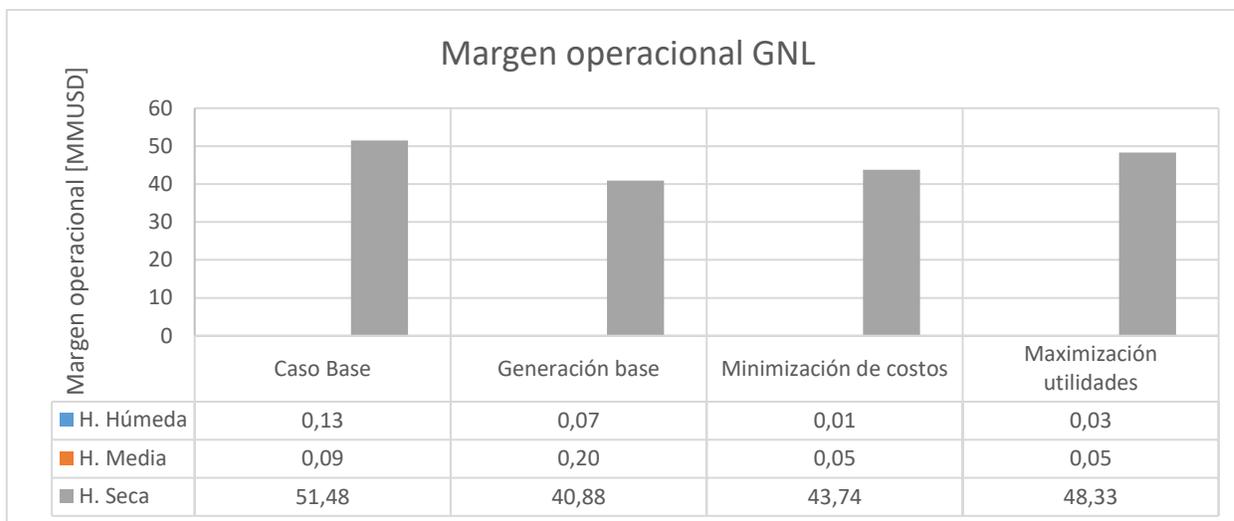


Figura 5.29: Margen operacional centrales a GNL según modo de despacho.

Tabla 5.12: Promedio margen operacional centrales GNL, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
<i>Promedio margen operacional GNL [MMUSD]</i>	17,24	13,72	14,60	16,14

Centrales diésel

Finalmente, las centrales diésel representan las centrales de mayor costo variable del sistema y su operación ocurre ante hechos más bien fortuitos. En la Figura 5.29, se observa un aumento importante en la producción en la hidrología media; como se mencionó anteriormente, en esta hidrología ocurre una congestión en la zona sur que obliga a la operación de estas centrales diésel para poder suplir la demanda. Al igual que en el caso de las centrales GNL, en las hidrologías húmeda y media, las centrales diésel aumentan su producción respecto al caso de minimización de costos.

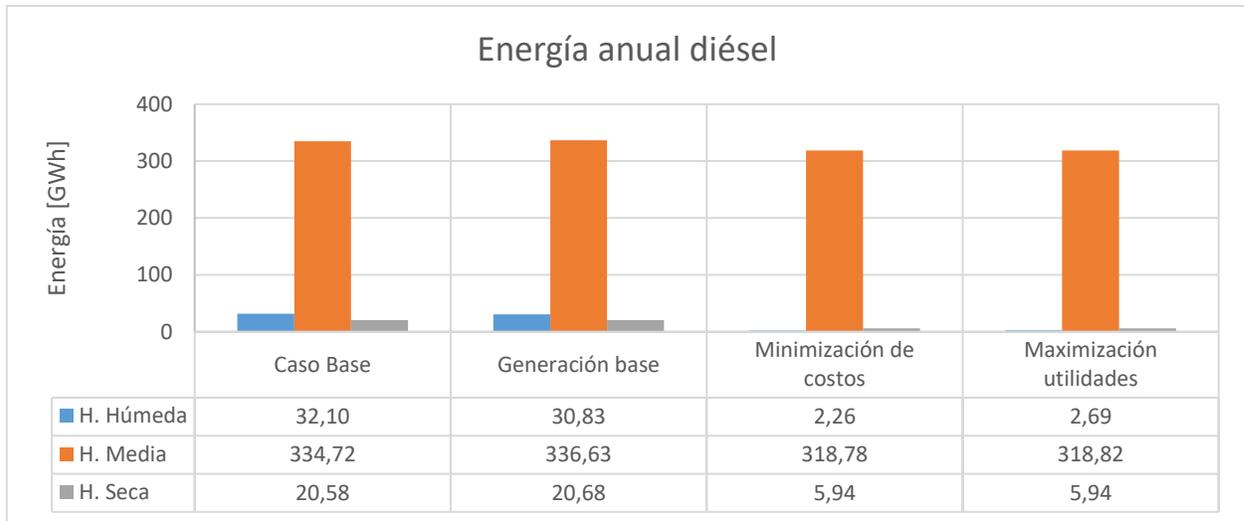


Figura 5.30: Energía inyectada por centrales diésel para los distintos modos de despacho.

5.2.4. Índice de Lerner

Para reforzar lo explicado anteriormente en la sección 5.2.1, a continuación, se mostrará el cálculo del índice de Lerner, que dice relación con el poder de mercado que tiene un agente.

Como se mencionó anteriormente, la cantidad de energía inyectada por la PHS es función de la variabilidad en los costos marginales, así como también lo es el poder de mercado que podrá ejercer la central. En la Tabla 5.13, se muestra el promedio del índice de Lerner para la carga y descarga para cada hidrología y se puede visualizar que mayor será el poder de mercado, mientras mayor sea la variabilidad de precio (recordando que la mayor variabilidad se presenta en la hidrología seca, luego húmeda y finalmente media).

Tabla 5.13: Promedio índice de Lerner según hidrología¹⁵.

	H. Húmeda [%]	H. Media [%]	H. Seca [%]
Carga	2,3	2,2	20,5
Descarga	19,7	17,9	5,0

De la tabla anterior, se puede extraer que para la hidrología húmeda y media se ejerce mayor poder de mercado en el proceso de descarga que en el de carga. Dado lo anterior, en la Figura 5.31 se muestra el día donde se registraron mayores valores del índice para ver cómo se modifica la operación de la central de forma de obtener mayores beneficios. Como se puede apreciar, la central PHS disminuirá su potencia en 30 [MW], respecto al caso de minimización de costos, entre las 20:00 y 23:00 aumentando de esta forma el costo marginal desde 64 a 120 [USD/MWh]. Este cambio, provoca que pase de recibir, durante esas horas, desde USD 76.944 a USD 123.815. Dado que no existe un poder de mercado significativo en la hidrología húmeda y media para el proceso de carga, no se ilustrará un ejemplo de ese proceso.

¹⁵ El promedio del Índice de Lerner para la carga y la descarga se calcula como el promedio aritmético de los valores horarios obtenidos para cada proceso. Se catalogan como “índice de carga”, aquellas horas del año en que la PHS se carga ya sea en el caso de minimización de costos o de maximización de utilidades. Caso similar para los “índices de descarga”. De esta forma, no se considerarán aquellas horas en que no existe carga ni descarga ni en el caso de minimización de costos ni maximización de utilidades.

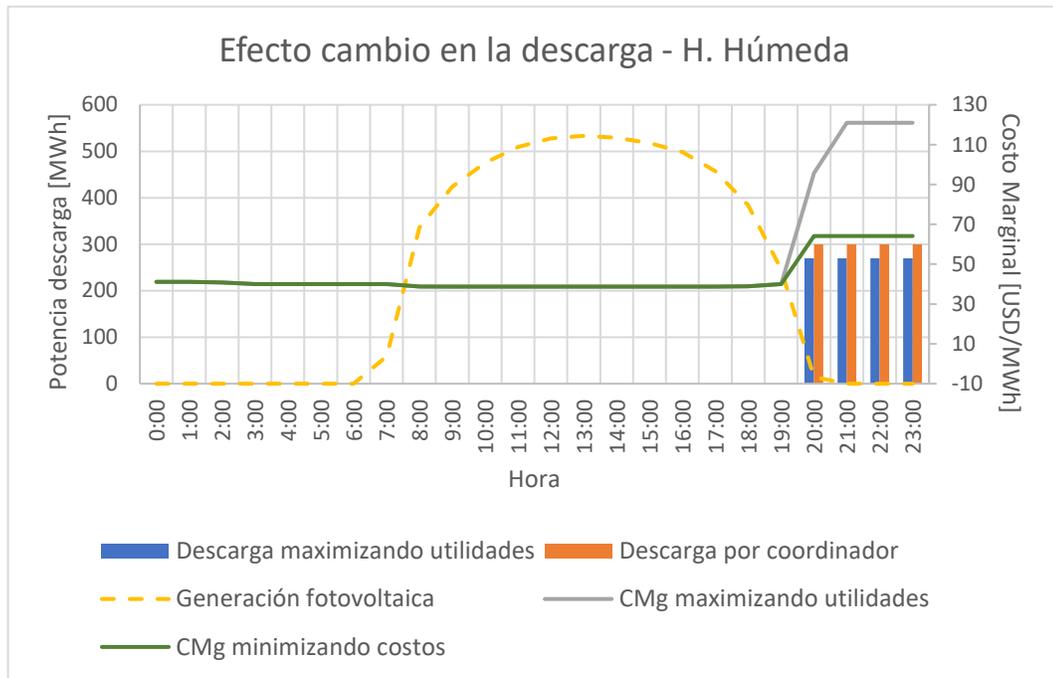


Figura 5.31: Cambio en la descarga al maximizar utilidades.

En caso opuesto al mostrado anteriormente, en la hidrología seca se ejerce mayor poder de mercado en el proceso de carga respecto al de descarga. Al igual que en el caso anterior, en la Figura 5.32, se muestra uno de los días donde se registraron mayores valores del índice para la descarga. Como se observa, la central PHS disminuyó en algunas horas su potencia de carga, con el fin de disminuir también los costos marginales. El cambio en la operación anterior, permitió pasar de una utilidad de USD 62.090 a USD 82.507. Dado que no existe poder de mercado significativo para el proceso de descarga, no se ilustrará este proceso con un ejemplo.

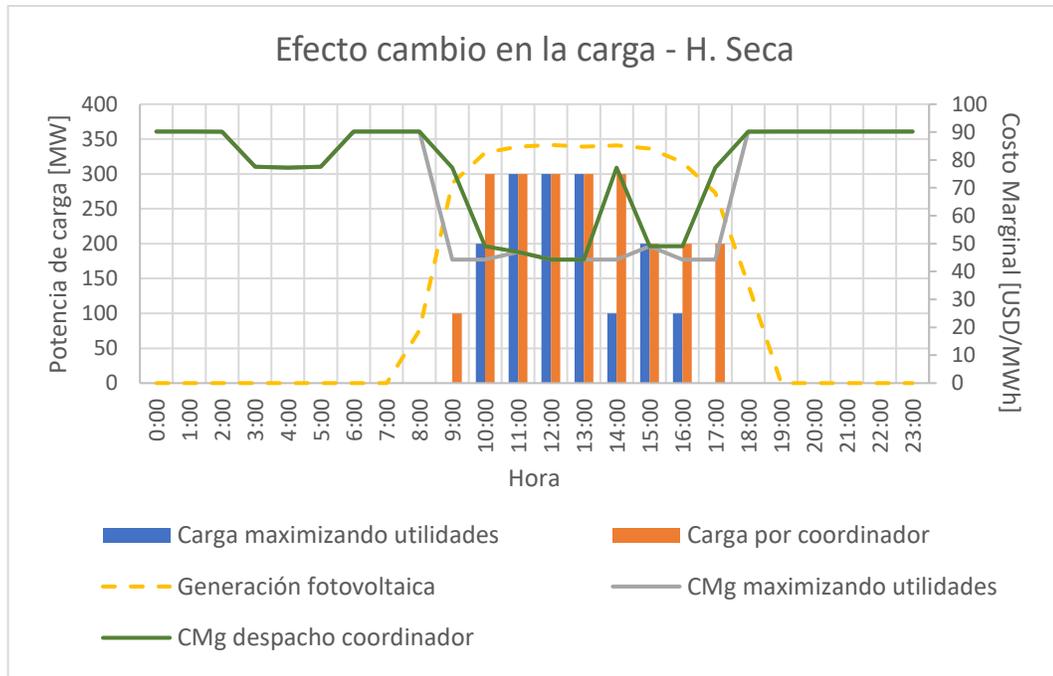


Figura 5.32: Cambio en la carga al maximizar utilidades.

Como se explicó con los ejemplos anteriores, la central PHS modificará su potencia de carga o descarga para acceder a mejores beneficios. Para tener un análisis más detallado sobre a qué horas la central ejerce un mayor poder de mercado, a continuación, se mostrarán los resultados horarios obtenidos para los distintos procesos y distintas hidrologías.

En la Figura 5.33, se muestra el valor del índice para la carga tanto en la hidrología húmeda como en la media, en función de su valor y de la hora. Como se puede observar, la PHS se carga sin variar significativamente el precio respecto al obtenido en el caso de minimización de costos y esta carga ocurre, salvo muy pocas excepciones, en las horas donde hay recurso solar. Lo anterior, y dado el bajo valor del índice, se aprecia que la central PHS no ejerce poder de mercado para cargarse. Para el caso de la descarga de la PHS en la hidrología húmeda y media, como se aprecia en la Figura 5.34, ésta ejerce un poder de mercado y es, fundamentalmente, en las horas de mayor demanda (de 18:00 a 23:00 horas). La explicación frente al porqué se modifican los precios en la descarga en vez de la carga, se debe a que es en la descarga donde, al variar la generación de la PHS, se puede modificar el precio. Lo anterior, debido a que, en los momentos de mayor demanda, al disminuir el aporte de la PHS se puede lograr que marginen máquinas térmicas de mayor costo variable, encendiéndolas o sacándolas de operación a mínimo técnico (como se mostró en la Figura 5.31). En el caso de la carga, se torna más complicado modificar el precio ante un cambio en la potencia de carga.

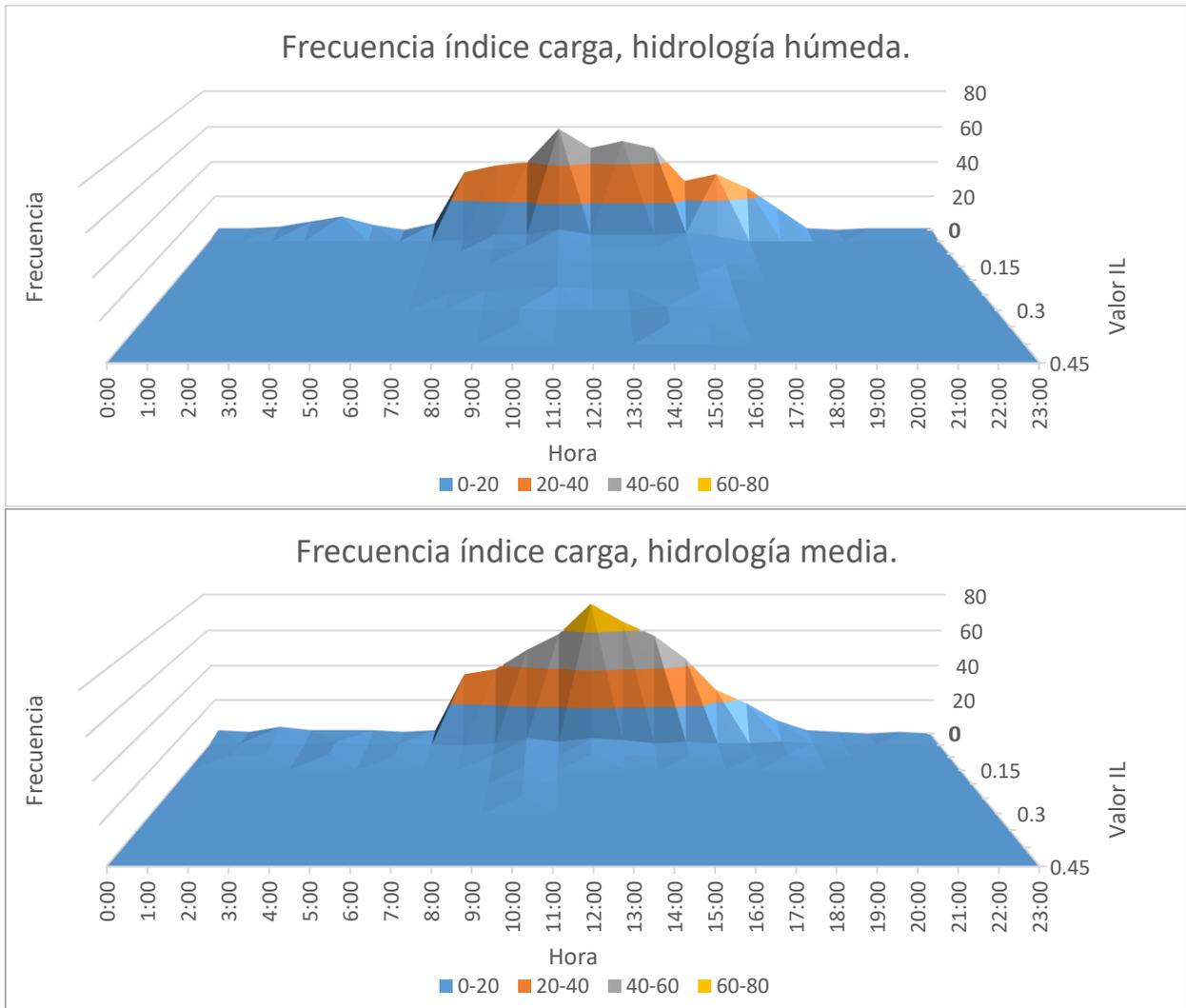


Figura 5.33: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la carga en hidrología húmeda y media.

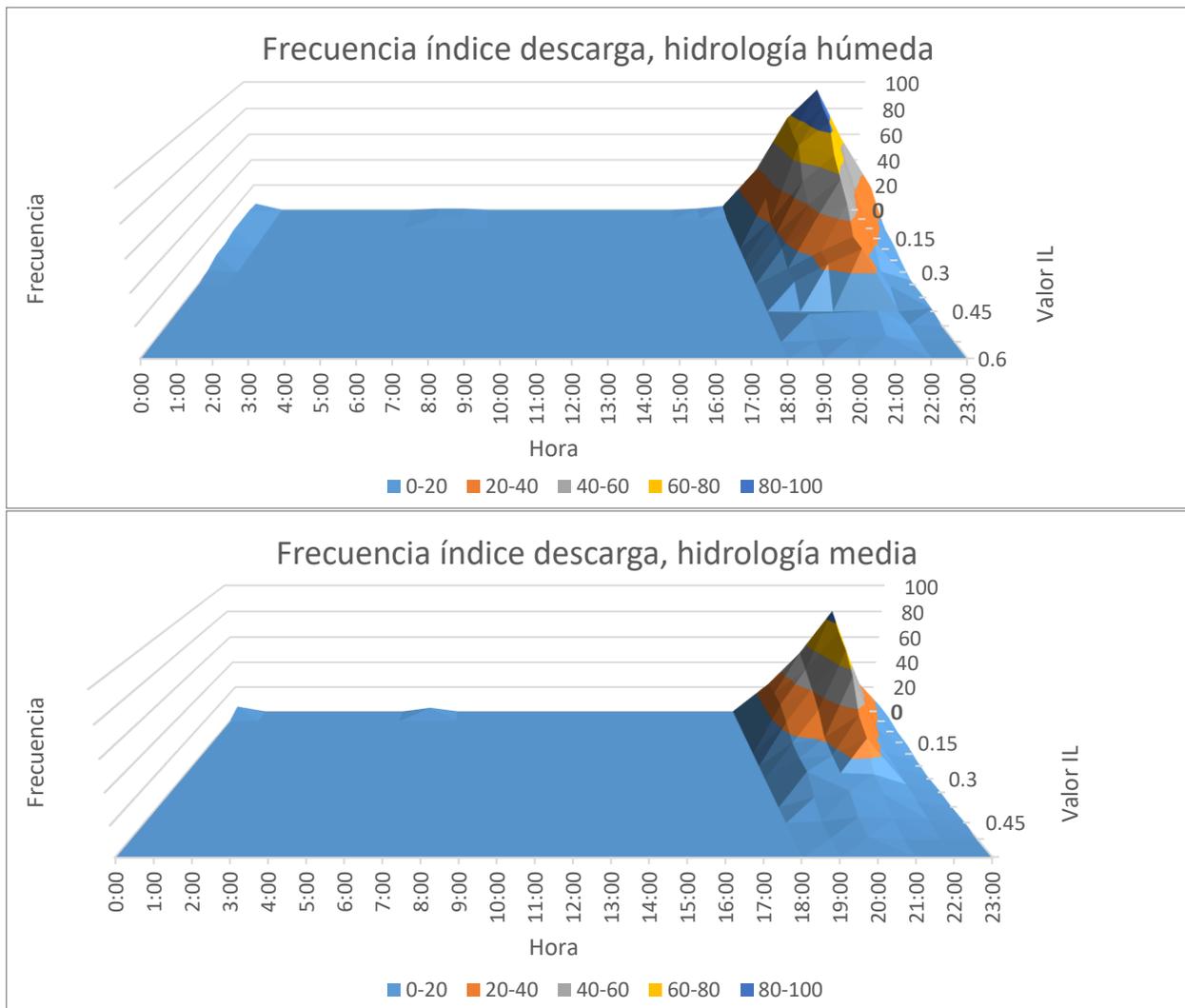


Figura 5.34: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la descarga en hidrología húmeda y media.

Para el caso de la hidrología seca, se visualiza poder de mercado tanto en descarga como en carga, siendo mayor en esta última. En la Figura 5.35 y Figura 5.36, se muestra el valor del índice para la carga y descarga, respectivamente. Para la carga, se observa claramente que se ejerce poder de mercado durante la madrugada y las horas de sol; no obstante, el poder de mercado cuando carga durante las horas de mayor radiación, es menor. Respecto a la descarga, se aprecia que se ejerce un leve poder de mercado durante las horas punta y en las horas entre la madrugada y antes que salga el sol. El motivo del porqué es mayor el poder de mercado en la carga, se debe a que es en este proceso donde, al modificar la potencia, se puede modificar en mayor medida el precio; en el proceso de descarga, como ya se encuentran máquinas de mayor costo variable marginando, se hace más difícil poder modificar este precio.

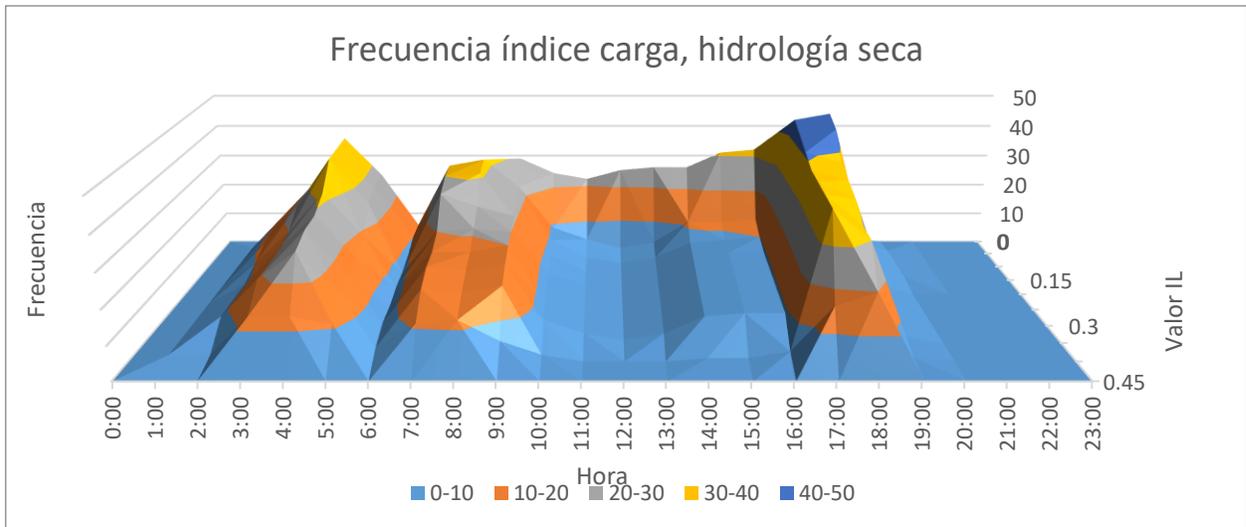


Figura 5.35: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la carga en hidrología seca.

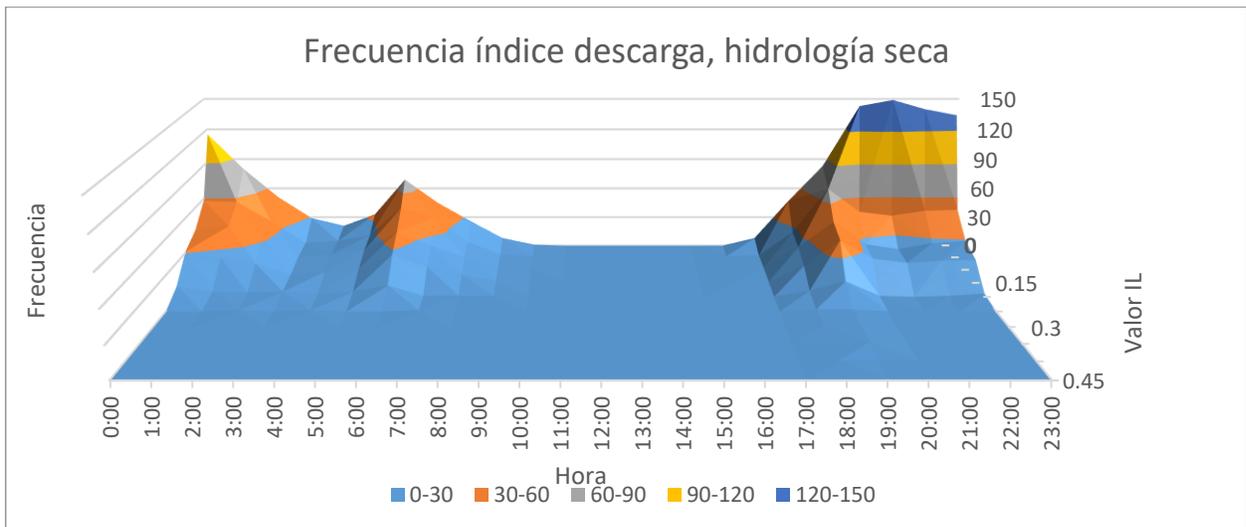


Figura 5.36: Frecuencia horaria índice de Lerner, para la descarga en hidrología seca.

5.2.5. Efecto en las utilidades a nivel individual.

Anteriormente, se describió el efecto que tiene la incorporación de la central PHS al operarla de las distintas formas. A continuación, se dará paso a comparar el efecto a nivel individual en las utilidades de las centrales generadoras al operar la central PHS minimizando los costos del sistema y maximizando sus utilidades.

En la Figura 5.37, se muestra una serie de puntos que representan las utilidades obtenidas por ciertas empresas generadoras para los casos de minimización de costos y maximización de utilidades. Adicionalmente, se muestra una línea recta la cual representa la igualdad entre las utilidades para ambos casos; de esta forma, aquellas centrales por sobre esta línea serán aquellas que perciben mayor retorno económico en el caso que la central PHS opere maximizando utilidades y, en caso contrario, las centrales bajo esta línea serán aquellas que ven mayor beneficio económico cuando la central opera minimizando los costos del sistema.

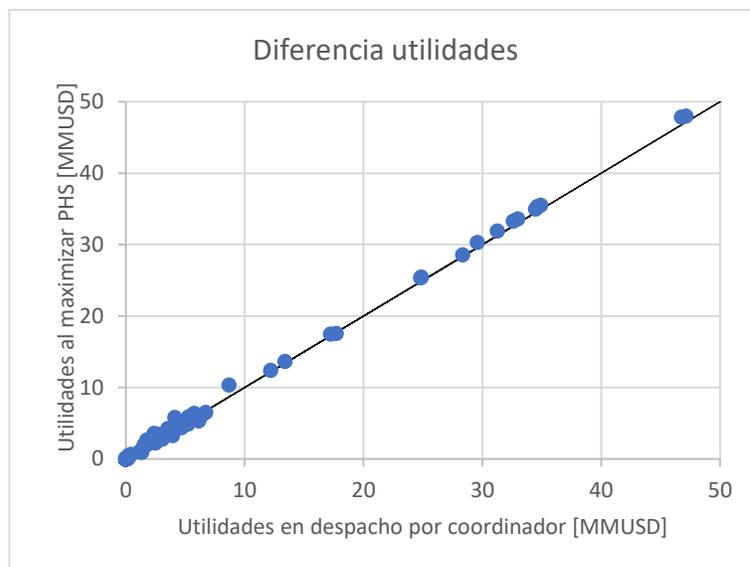


Figura 5.37: Impacto a nivel individual para distintas centrales.

De la imagen anterior, se puede apreciar que las centrales con mayor nivel de utilidades se ven beneficiadas al operar la central maximizando utilidades. Ahora bien, para centrales con menor nivel de utilidades se observa una mayor dispersión. En la Figura 5.38, se muestra un acercamiento para centrales con utilidades menores a 8 [MMUSD].

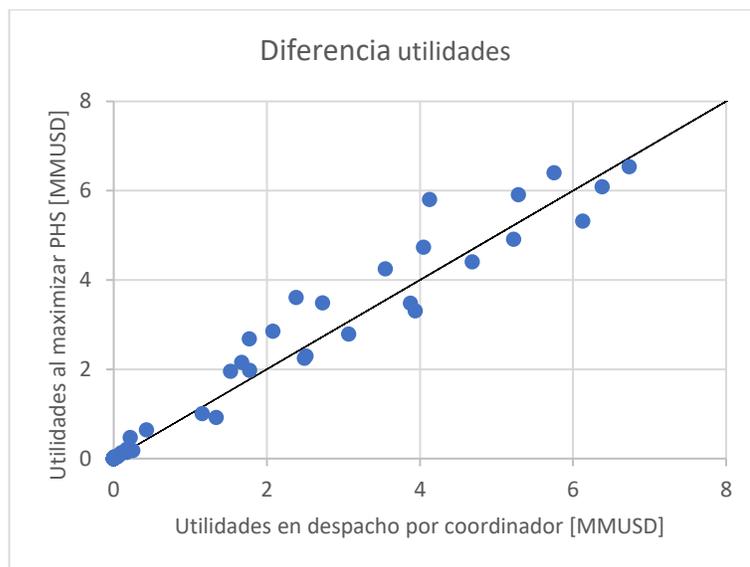


Figura 5.38: Impacto a nivel individual, para centrales con ingresos menores a 8 [MMUSD].

5.2.6. Emisiones de contaminantes.

Un ámbito importante que se debe considerar, es la emisión de contaminantes producto de la operación del sistema eléctrico nacional. Bajo esta perspectiva, en la Figura 5.39, Figura 5.40, Figura 5.41 y Figura 5.42 se muestra la emisión para cuatro contaminantes: dióxido de carbono, material particulado, óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre respectivamente.

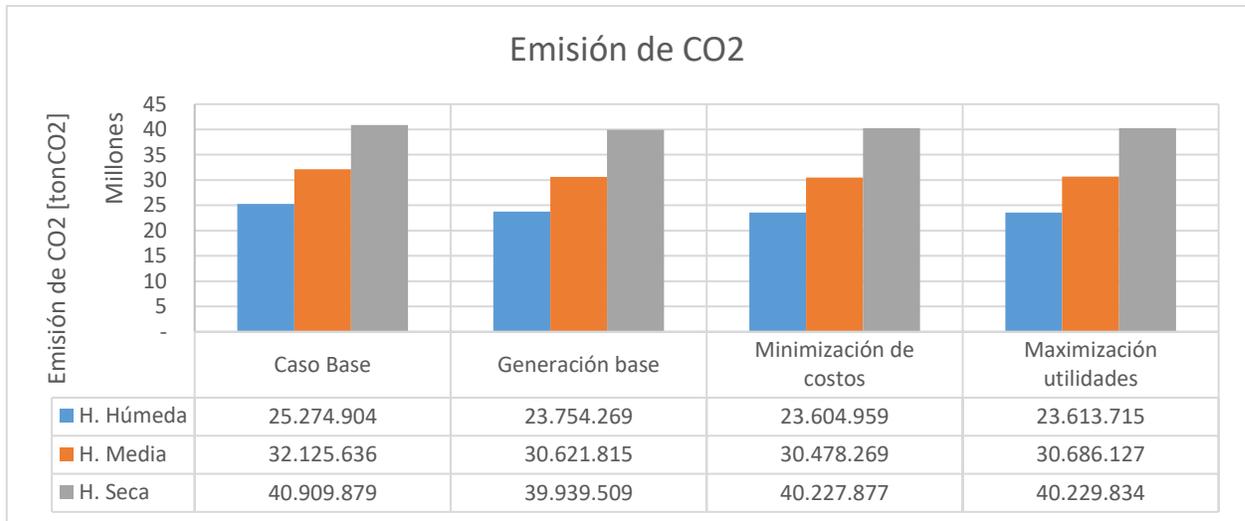


Figura 5.39: Emisión de dióxido de carbono para los distintos modos de despacho.

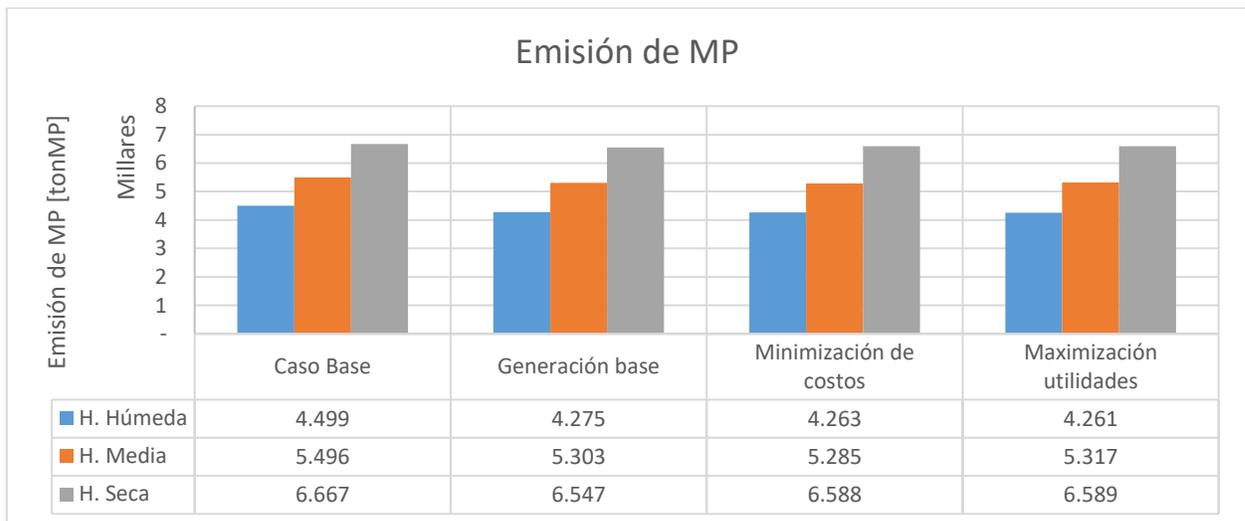


Figura 5.40: Emisión de material particulado para los distintos modos de despacho.

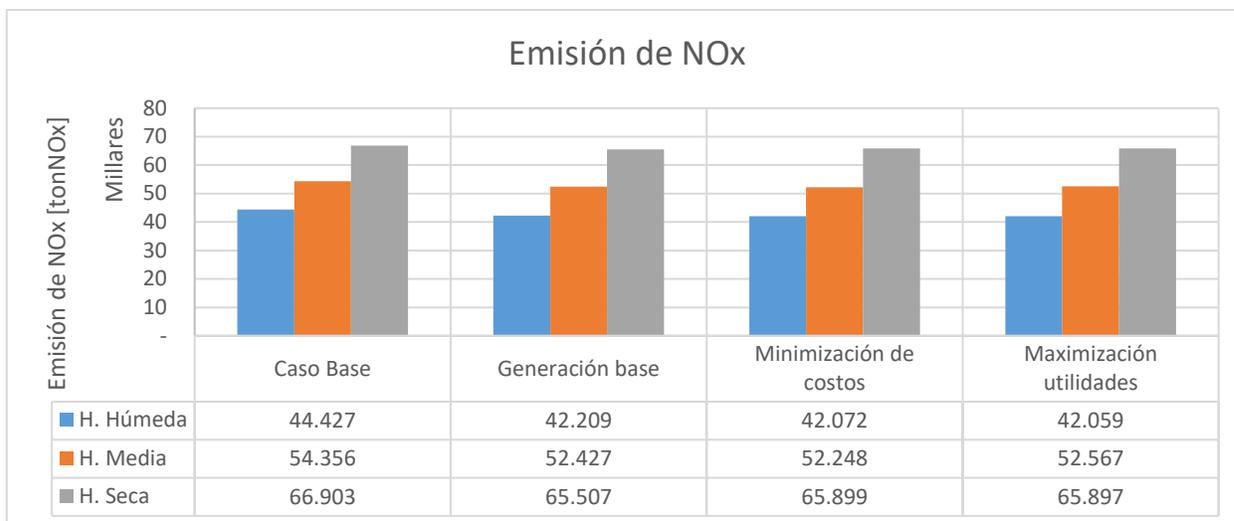


Figura 5.41: Emisión de dióxido de óxidos de nitrógeno para los distintos modos de despacho.

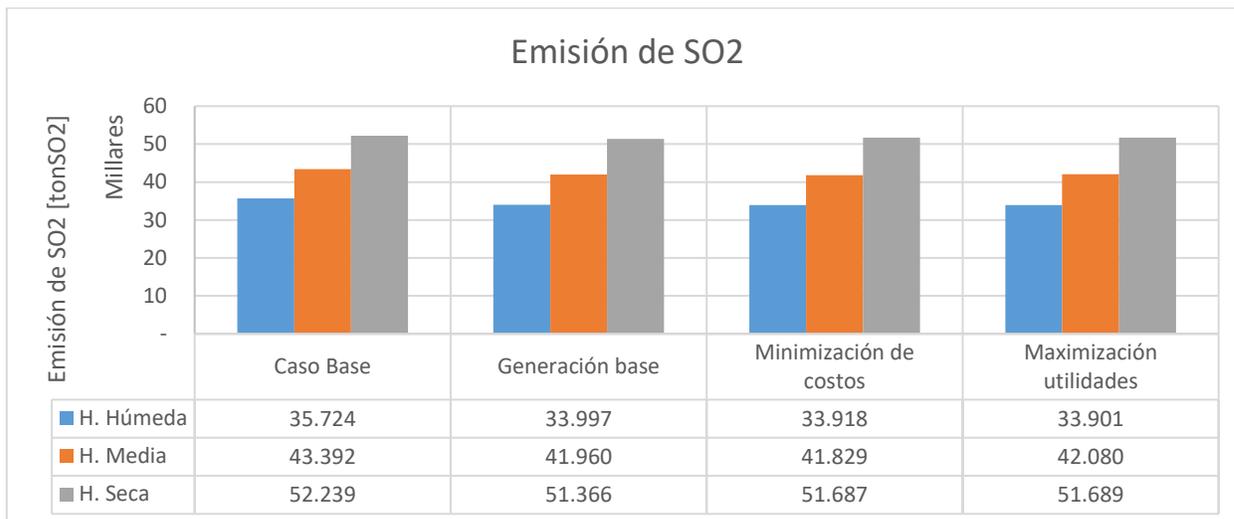


Figura 5.42: Emisión de dióxido de azufre para los distintos modos de despacho.

De las imágenes anteriores, y de la Tabla 5.14, se puede deducir que el caso más contaminante es el caso base, debido a que utiliza más máquinas térmicas que los otros casos que incorporan una central PHS y fotovoltaica (ambas carentes de emisiones). Una vez incorporado las centrales, el caso de maximización de utilidades representa el caso más contaminante, seguido por el de generación base y, el menos contaminante de todos, el caso de minimización de costos. Lo anterior, parece seguir un orden lógico, debido a que el caso de maximización de utilidades ocupa centrales térmicas para mover los precios o bien cargar la central PHS.

Tabla 5.14: Promedio de emisión de contaminantes, según modo de despacho.

	Caso base	Generación base	Minimización de costos	Maximización de utilidades
<i>Promedio CO₂ [tonCO₂]</i>	32.770.140	31.438.531	31.437.035	31.509.892
<i>Promedio MP [tonMP]</i>	5.554	5.375	5.379	5.389
<i>Promedio NO_x [tonNO_x]</i>	55.229	53.381	53.406	53.508
<i>Promedio SO₂ [tonSO₂]</i>	43.785	42.441	42.478	42.557

6. Conclusiones.

Finalizado el estudio, se cumplen los objetivos planteados al comienzo de éste, que era visualizar el efecto que se tenía al incluir en el Sistema Eléctrico Nacional una central PHS y una fotovoltaica al operarlas de diversas formas. En particular, se pudo lograr maximizar las utilidades del propietario de las centrales que era una de las principales dificultades planteadas al comienzo del trabajo debido a que involucraba la creación de una metodología inédita y posterior aplicación en el sistema eléctrico chileno.

Respecto a los resultados obtenidos, al comparar los casos en estudio, se pudo verificar que el incorporar una central de bombeo y una fotovoltaica al sistema trae beneficios a la demanda (dada por la reducción en el pago que ésta realiza) y al sistema (disminuyendo sus costos totales de operación) pero disminuye el margen operacional de las demás centrales, dada la entrada de nuevos competidores al mercado.

Dejando de lado el caso base, se pudo comprobar que el caso de generación base es el más ineficiente de todas las metodologías propuestas, puesto que no aprovecha todas las propiedades y beneficios que incorpora la central PHS y la fotovoltaica; adicional a lo anterior, se ve que este modo de despacho incrementa los vertimientos de energías renovables al volver más inflexible el sistema. En este sentido, se logró ver la flexibilidad que agrega la PHS en términos de reducción de recortes de ERNC y disminución de precios (en el caso de minimización de costos), debido a que puede ser ocupada para almacenar energía en momentos en que haya menores precios en el sistema y entregarla cuando los costos marginales del sistema suban, pudiendo así desplazar tecnologías más caras e ineficientes.

Tomando en cuenta sólo el caso de minimización de costos, se puede concluir que, en términos generales, es la metodología que más beneficios trajo consigo, disminuyendo, en términos promedios, un 3,9% los costos totales de operación respecto al caso sin incluir las centrales. Ahora bien, se evidenció que los ingresos para esta central dependen exclusivamente de la variabilidad de los precios, pudiendo ser extremadamente bajos para escenarios de muy poca variabilidad. Lo anterior, puede suponer un problema para los propietarios de la central, debido a que sus ingresos serán relativamente bajos, no reconociéndose los verdaderos beneficios de la central. De esta forma, el despacho minimizando costos puede ser poco atractivo para los inversionistas si la variabilidad de precio es baja.

Si se toma en cuenta el caso de maximización de utilidades, se obtuvo que redujo, en términos promedios, un 2,95% los costos totales de operación respecto al caso sin central, siendo un 0,95% más costoso que el caso de minimización de costos. Adicionalmente, se obtuvo que maximizar las utilidades considerando sólo la central PHS, donde los ingresos de esta central aumentaron respecto al caso de minimización de costos, los costos marginales cambiaron de forma tal que los ingresos percibidos por esta central y la fotovoltaica en conjunto se vieran disminuidos; en caso contrario, al maximizar las utilidades considerando la central PHS y fotovoltaica, se modificó el programa de operación de forma tal que ahora los costos marginales cambiasen de forma que el conjunto PHS y fotovoltaico incrementaran sus utilidades en 1,49% respecto a la optimización descrita anteriormente. De esta forma, se obtienen mejores beneficios para el propietario de ambas centrales al maximizar las utilidades de su portafolio; lo anterior, permite concluir que la central

PHS puede ser operada de forma tal que aumente las utilidades de un conjunto de centrales. Tomando en consideración las utilidades percibidas por el propietario de las centrales, la metodología que más retorno tuvo fue la de maximización de utilidades, seguida por la de minimización de costos (0,99% menor respecto al caso de maximización de utilidades) y generación base (57,1% menor respecto al caso de maximización de utilidades). En términos promedios, se pudo ver que la mayoría de las centrales, al maximizar utilidades, incrementaron sus márgenes operacionales; ahora bien, al analizar cada central en particular, se ve que existen centrales que disminuyen sus ingresos, particularmente a aquellas con ingresos menores a 8 [MMUSD].

Desde el punto de vista del poder de mercado que tiene una central PHS, los resultados mostraron que este dependerá de la variabilidad en los precios (dada por las distintas hidrologías), la hora y del proceso que la PHS lleve a cabo (carga o descarga). Para el caso de la hidrología húmeda y media, se observa mayor poder de mercado para el proceso de carga que descarga; para la carga (con un promedio de 2,3 y 2,2% respectivamente para cada hidrología), el poder de mercado se concentra en las horas de mayor radiación y, para la descarga (con un promedio de 19,7 y 17,9% respectivamente para cada hidrología), en las horas de demanda. Para el caso de la hidrología seca, lo anterior se invierte y se observa un mayor poder de mercado en las horas donde la radiación es menor y aquellas horas de carga de madrugada (con un promedio de 20,5%) y un menor poder de mercado para el caso de la descarga (con un promedio de 5%) en las horas punta y aquellas horas de generación en la madrugada. Dado lo anterior, el nivel de poder de mercado observado para la central PHS podría justificar el fortalecimiento de regulación y aumentar las actividades de monitorio del mercado.

6.1. Trabajo futuro.

Como trabajo futuro, se propone repetir el análisis anterior para centrales de distinto tamaño, con el fin de visualizar el efecto que se tiene dependiendo de la potencia de ésta. De esta forma, se podrá comparar y establecer, por ejemplo, sobre qué tamaño de central se generan mayores beneficios sistémicos o particulares o bien sobre qué tamaño de centrales se ejerce un mayor poder de mercado. Adicionalmente, se podrían modificar los límites de transmisión de las líneas cercanas a la barra de conexión y ver cómo afecta en el poder de mercado que adquiere la central PHS dada las posibles congestiones que aparecerán.

Otro tema interesante a tratar, será el de incorporar más centrales de este tipo o en la misma barra o en el sistema. De este modo, al aplicar la metodología propuesta, identificar cómo cada agente mueve su operación para su beneficio; así, se permitiría visualizar si es que a los agentes les es conveniente coludirse o no (recordando que, en una primera aproximación, la disminución (o aumento) de sus potencias de carga/descarga en conjunto, podría no tener el efecto esperado individualmente y todos se vean perjudicados por esta acción).

Como se mencionó anteriormente, los resultados obtenidos al maximizar utilidades dependieron de si se optimizaba las utilidades obtenidas por el conjunto PHS y fotovoltaico o no. Por ende, es interesante aplicar la misma metodología para la incorporación de una central PHS con otra u otras tecnologías como, por ejemplo, centrales *peaking*. Con esto, se podrá visualizar el poder de mercado y cómo este cambia según el portafolio del inversionista.

En términos de las utilidades calculadas para este trabajo, se dejó de lado las obtenidas por el pago de servicios complementarios, por potencia firme y el efecto que tienen los contratos bilaterales financieros; por tanto, estudiar el efecto que estos tienen en los resultados también es de interés. Por otro lado, sería interesante incorporar incertidumbre en el pronóstico de los recursos solares.

Respecto a la metodología utilizada, al obtener las curvas de precio utilizadas para la optimización, un avance importante sería poder determinar algún modelo que permita visualizar el efecto que tiene modificar la potencia a la hora i en las horas cercanas a ella; lo anterior, debido a que como se trata de un sistema eléctrico que posee gran número de variables, al modificar la potencia de carga o descarga en una hora modificará el despacho a las horas cercanas. El punto anteriormente descrito, para este trabajo, no se tomó en cuenta. Además, si bien es cierto que la metodología propuesta incrementó las utilidades de la central PHS y fotovoltaica a nivel anual, si se analiza en términos horarios no siempre fue así; esto, debido a que las curvas de precio, para determinadas horas, “predijeron” un valor distinto al obtenido al correr la simulación con el programa de operación que maximizaba utilidades. Por tanto, una mejora propuesta sería retroalimentar las curvas de precio con los resultados obtenidos en las simulaciones.

Finalmente, en términos de la modelación, ya sea aplicable a una o varias centrales de las que se analizaron en este trabajo, sería interesante comparar estos resultados con los obtenidos con un modelo de liderazgo de Stackelbergse que determine, según el programa de maximización de utilidades de la central PHS, la operación a mínimo costo del resto del sistema.

Bibliografía

- [1] AECOM Australia Pty Ltd, «Energy Storage Study: A storage market review and recommendations for funding and knowledge sharing priorities,» Australia, 2015.
- [2] C. Suazo Martínez, E. Pereira Bonvallet, N. Montezuma y Á. Flores Q., «Sistemas de almacenamiento de energía para habilitar integración de ERNC,» Santiago, 2012.
- [3] Centro de Energía, «Estudio dinámico de escenarios de expansión de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING),» Santiago, 2013.
- [4] K. Zach, H. Auer y G. Lettner, «Report summarizing the current Status, Role and Cost of Energy Storage Technologies,» Unión Europea, 2012.
- [5] P. Meisen, «San Diego Regional Plan for 100% Renewable Energy».
- [6] H. Ibrahim, A. Ilinca y J. Perron, «Energy storage systems-Characteristics and comparisons,» 2007.
- [7] Electric Power Research Institute, «Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits,» 2010.
- [8] D. Wilde, «How can pumped-storage hydroelectric generators optimise plan operation in liberalised electricity markets with growing wind power integration?,» Escocia.
- [9] U.S. Army Corps of Engineers , «Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific northwest,» 2009.
- [10] J. A. Monsalve Reyes, «Evaluación del beneficio de una unidad de almacenamiento por bombeo en Colbún bajo requerimientos de riego,» Santiago, 2015.
- [11] S. M. Cabrales Pitre, «Análisis del comportamiento de centrales hidroeléctricas de bombeo en la operación de sistemas interconectados,» Santiago, 2015.
- [12] G. Cavazzini y J. I. Pérez-Díaz, «Technological Developments for Pumped-Hydro Energy Storage,» 2014.
- [13] NHA, «Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development,» 2014.
- [14] O. Nagura, M. Higuchi, K. Tani y T. Oyake, «Hitachi's Adjustable-speed Pumped-storage System Contributing to Prevention of Global Warming».
- [15] Argonne National Laboratory, «Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States,» 2014.
- [16] J. Vasconcelos, S. Ruester, X. He, E. Chong y J. M. Glachant, «Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU,» 2012.
- [17] International Hydropower Association, «Iha,» [En línea]. Available: <http://www.hydropower.org/world-installed-hydropower-capacity-0>. [Último acceso: 13 Julio 2016].
- [18] U.S. Energy Information Administration, «Electric Power Monthly with Data for March 2016,» Washington, 2016.
- [19] The Federation of Electric Power Companies of Japan, «Electricity Review Japan,» 2015.
- [20] T. Fujihara, H. Imano y K. Oshima, «Development of Pumped Turbine for Seawater Pumped-Storage Power Plant,» 1998.

- [21] AF-Estivo, «Brief Description of the Muuga Seawater-Pumped Hydro Accumulation Power Plant,» Tallin, 2010.
- [22] Valhalla, «Espejo de Tarapacá,» [En línea]. Available: <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>. [Último acceso: 2 Junio 2016].
- [23] Internacional Atomic Energy Agency, «INIS Repository Search,» [En línea]. Available: https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:46045514. [Último acceso: 20 Junio 2016].
- [24] *Aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica*, 2016.
- [25] E. Barbour, I. A. Grant Wilson, J. Radcliffe, Y. Ding y Y. Li, «A review of Pumped Hydro Energy Storage development in significant international electricity markets,» 2015.
- [26] R. Palma Behnke, G. Jiménez Estévez y I. Alarcón Arias, «Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno,» Santiago, 2009.
- [27] I. J. Núñez Fuentes, «Almacenamiento de energía por bombeo (Hydro-Pumped Storage) en el marco regulatorio chileno.,» Santiago, 2014.
- [28] Ministerio de Energía; GIZ; Centro de Energía Universidad de Chile, «Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno - Documento complementario,» Santiago, 2012.
- [29] M. Gimeno Gutiérrez y R. Lacal Arántegui, «Assesment of the European potencial for pumped hydropower energy storage,» Unión Europea, 2013.
- [30] A. Jamali, N. M. Nor y T. Ibrahim, «Energy storage systems and their sizing techniques in power system- A review,» Malasia, 2015.
- [31] P. Meisen, «San diego Regional Plan for 100% Renewable Energy».

Anexos

Datos técnicos de centrales PV

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Radiación	Costo Variable [USD/MWh]
ex_Solar_Laberinto-Domeyko	21	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
ex_Solar_Lagunas	68.61	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
ex_Solar_Crucero-Encuentro	189.18	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
ex_Solar_Maitencillo	2.9452	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Pan_de_Azucar	69.84	Pan_de_Azucar	PV_SIC_CENTRO	6
ex_Solar_Los_Vilos	12.88	Los_Vilos	PV_SIC_CENTRO	6
Valleland	67.4	Cardones	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Polpaico	104.45	Polpaico	PV_SIC_CENTRO-SUR	6
Valle Solar	74	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Lalackama	176.5	Lalackama	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Etaltal	69	Etaltal	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Cardones	389.6	Cardones	PV_SIC_NORTE	6
ex_Solar_Diego_de_Almagro	204.90	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
HUATACONDO	98	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
Chaka	23	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
Pelicano	100	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Abasol	61.5	Punta_Colorada	PV_SIC_CENTRO	6
PV CERRO DOMINADOR	100	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
BOLERO I	42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
PARUMA	21.4	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
QUILLAGUA III	50	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
BLUE SKY I	51.6	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
FINIS TERRAE II	69	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
LASCAR 2	34.6	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
URIBE SOLAR	50	Atacama-Mejillones	PV_SING_CENTRO	6
ARICA SOLAR 1	18	Tarapaca	PV_SING_NORTE	6
Malgarida	28	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6
PFV Olmue	144	Polpaico	PV_SIC_CENTRO-SUR	6
Guanaco Solar	50	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Radiación	Costo Variable [USD/MWh]
BOLERO III	21	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
BOLERO IV	41	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
BLUE SKY II	34	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
BOLERO II	42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
USYA	25	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
ANDES SOLAR	21.42	Laberinto-Domeyko	PV_SING_SUR	6
LASCAR 1	30	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
PULAR	28.9	Crucero-Encuentro	PV_SING_CENTRO	6
QUILLAGUA I	23	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
QUILLAGUA II	27	Lagunas	PV_SING_NORTE	6
ARICA SOLAR 2	22	Tarapaca	PV_SING_NORTE	6
El Romero	196	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Divisadero	65	Maitencillo	PV_SIC_NORTE	6
Chaka 2	27	Diego_de_Almagro	PV_SIC_NORTE	6

Datos centrales Eólicas

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Recurso Eólico	Costo Variable [USD/MWh]
ex_Eolica_Etaltal	98,4	Etaltal	EOLICO_TALTAL_SIC_NORTE	7
ex_Eolica_Charrua	91,97	Charrua	EOLICO_SIC_CHARRUA	7
ex_Eolica_Crucero- Encuentro	88,9	Crucero- Encuentro	EOLICO_CALAMASG_SING_CENTRO	7
ex_Eolica_Las_Palmas	215,64	Las_Palmas	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Los_Vilos	90	Los_Vilos	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Puerto_Montt	36	Puerto_Montt	EOLICO_CHILOE	7
ex_Eolica_Temuco- Cautin	88	Temuco- Cautin	EOLICO_SIC_CHARRUA	7
ex_Eolica_Pan_de_Azucar	284,84	Pan_de_Azucar	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Punta_Colorada	20	Punta_Colorada	EOLICO_SIC_CENTRO- NORTE_29fp	7
ex_Eolica_Rapel_220	17,6	Rapel_220	EOLICO_SIC_CENTRO_1	7

Central	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión	Recurso Eólico	Costo Variable [USD/MWh]
San Juan	184,8	Punta_Colorada	EOLICO_SIC_CENTRO-NORTE_29fp	7
SIERRA GORDA	112	Crucero-Encuentro	EOLICO_CALAMASG_SING_CENTRO	7
Eólica Las Penas	8,4	Charrua	EOLICO_SIC_CHARRUA	7

Datos Centrales GNL

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
CTM3_TG_TV_GNL_SIC	152.5	218.5	Los_Changos-Kapatur	77.98	2	2	12430
Taltal_01_GNL	74.85	123.15	Paposo	126.54	2	2	6787
Quintero_01_CA_GNL	64.545	127.10	Quillota	119.47	2	2	7040
San_Isidro_02_GNL	219.88	393.41	Quillota	75.30	2	2	21945
San_Isidro_02_FA_GNL	0	18.73	Quillota	125.41	2	2	1045
San_Isidro_GNL	261.29	373.69	Quillota	93.59	2	2	20845
San_Isidro_FA_GNL	0	19.72	Quillota	125.41	2	2	1100
CTM3_TG_TV_GNL	152.5	218.5	Atacama-Mejillones	77.98	2	2	12430
KELAR_2TG_TV_GNL	211.68	529.2	Los_Changos-Kapatur	77.56	2	2	29700
CC1_GNL	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	81.79	2	2	18260
CC2_GNL	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	81.79	2	2	18260
U16_TG_TV_GNL	117	343	Crucero-Encuentro	77.24	12	30	19250
Quintero_02_CA_GNL	64.55	128.10	Quillota	119.47	2	2	7095
CC2_TG2B_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	87.18	2	2	9130
CC1_TG1A_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	86.09	2	2	9130
CC1_TG1B_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	86.09	2	2	9130
Candelaria_U1_GNL	59.7	124.67	Alto_Jahuel	119.99	2	2	6891.5
Candelaria_U2_GNL	59.7	127.96	Alto_Jahuel	119.99	2	2	7073

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
Taltal_02_GNL	74.85	121.26	Paposo	126.54	2	2	6682.5
CC2_TG2A_05TV_GNL	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	88.41	2	2	9130
KELAR_TG1_05TV_GNL	105.84	264.6	Los_Changos-Kapatur	81.44	2	2	14850
KELAR_TG2_05TV_GNL	105.84	264.6	Los_Changos-Kapatur	81.44	2	2	14850

Datos Centrales Carbón

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operación [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
CTH	83.8	141.8	Atacama-Mejillones	39.50	48	72	23226
CTTAR	90.52	130.52	Tarapacá	41.58	48	48	20580
CTA	83.8	148.8	Atacama-Mejillones	40.83	48	72	24255
U15	66.66	107.66	Crucero-Encuentro	41.12	48	24	17052
NTO2	55.83	125.83	Crucero-Encuentro	37.40	48	48	19845
U12	44.28	71.28	Crucero-Encuentro	49.03	48	24	11319
U13	44.28	74.28	Crucero-Encuentro	47.00	48	24	11760
NTO1	56.14	126.14	Crucero-Encuentro	37.77	48	48	19845
U14	66.27	113.27	Crucero-Encuentro	42.63	48	24	17934
CTM2	79	143	Atacama-Mejillones	39.99	48	120	22638
IEM	96.9	323	Atacama-Mejillones	41.77	48	48	55125
COCHRANE_1	75.94	226.94	Crucero-Encuentro	44.29	48	48	37779
COCHRANE_2	75.94	226.94	Crucero-Encuentro	44.29	48	48	37779
ANG_I	121.68	239.68	Los_Changos-Kapatur	43.38	48	48	39396

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
ANG_II	121.68	243.68	Los_Changos -Kapatur	41.97	48	48	39984
Guacolda_03	67.65	137.10	Maitencillo	38.53	48	48	22344
Guacolda_02	56.4	141	Maitencillo	38.86	48	48	22050
Guacolda_04	68.63	139.08	Maitencillo	38.62	48	48	22344
Guacolda_05	54.87	140.83	Maitencillo	38.62	48	48	22638
Bocamina_01	65.8	122.2	Charrua	43.58	48	48	19110
Bocamina_02	211.83	322.35	Charrua	40.34	48	48	51450
Santa_Maria	221.76	320.91	Charrua	36.57	48	48	51053.1
Campiche	98.67	243.98	Nogales	41.79	48	48	39984
Nueva_Ventanas	97.79	241.81	Nogales	41.79	48	48	39984
Ventanas_02	111.84	205.04	Quillota	39.52	48	48	32340
Ventanas_01	56.22	112.44	Quillota	42.23	48	48	17640
Guacolda_01	56.4	141	Maitencillo	38.76	48	48	22050
CTM1	79	138	Atacama-Mejillones	41.27	48	120	21903

Datos Centrales Diésel

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
CenLagunas_Diesel	0	68.52	Lagunas	149.90	0	0	0
CenItahue_Diesel	0	131.59	Itahue	149.55	0	0	0
CenLaberinto-Domeyko_Diesel	0	29.92	Laberinto-Domeyko	142.71	0	0	0
CenDiego_de_Almagro_Diesel	0	178.08	Diego_de_Al magro	188.21	0	0	0
CenPuerto_Montt_Diesel	0	149.74	Puerto_Mont t	140.97	0	0	0
CenMaitencillo_Diesel	0	57.68	Maitencillo	184.03	0	0	0
CenPan_de_Azucar_Diesel	0	80.84	Pan_de_Azuc ar	139.72	0	0	0
CenLos_Vilos_Diesel	0	257.2	Los_Vilos	152.77	0	0	0
CenAtacama-Mejillones_Diesel	0	12.3	Atacama-Mejillones	140.91	0	0	0

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	T _{min} de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
CenAlto_Jahuel_Diesel	0	3	Alto_Jahuel	188.40	0	0	0
CenCrucero-Encuentro_Diesel	0	257.61	Crucero-Encuentro	143.03	0	0	0
CenCharrua_Diesel	0	297.73	Charrua	180.38	0	0	0
CenCardones_Diesel	0	95.32	Cardones	155.90	0	0	0
CenCerro_Navia-Lo_Aguirre_Diesel	0	94.10	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	188.98	0	0	0
Quintero_02_CA_Diesel	64.55	128.10	Quillota	123.83	2	2	7095
Quintero_01_CA_Diesel	64.55	127.10	Quillota	123.83	2	2	7040
San_Isidro_Diesel	261.29	309.80	Quillota	115.98	2	2	17281
Nehuenco_03	29.4	105.84	Quillota	225.04	0	0	5940
Nueva_Renca_Diesel	195.2	312.12	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	94.13	2	2	17589
Colmito_Diesel	24.88	57.71	Quillota	148.27	2	2	3190
Nueva_Renca_FA_GLP	0	29.3	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	115.52	2	2	1611.5
CenTemuco-Cautin_Diesel	0	16.7	Temuco-Cautin	147.56	0	0	0
CenValdivia-Ciruelos_Diesel	0	114.29	Valdivia-Ciruelos	120.96	0	0	0
CenRahue_Diesel	0	11.3	Rahue	150.53	0	0	0
CenTarapaca_Diesel	0	23.65	Tarapaca	167.98	0	0	0
CenPunta_Colorada_Diesel	0	16.61	Punta_Colorada	140.62	0	0	0
CenQuillota_Diesel	0	80.34	Quillota	185.81	0	0	0
Nehuenco_01_Diesel	245.25	304.11	Quillota	123.82	2	2	17050
Nehuenco_02_Diesel	176.4	390.33	Quillota	123.64	2	2	21906.5
CC1_Diesel	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	89.27	2	2	18260
CC2_Diesel	201.5	325.5	Atacama-Mejillones	87.12	2	2	18260
Los_Pinos	29.4	101.92	Charrua	101.95	0	0	5720
Petropower	54.88	73.5	Charrua	137.35	0	0	4125
Los_Guindos	63.7	136.22	Charrua	148.54	0	0	7645
Santa_Lidia	58.8	136.22	Charrua	160.53	0	0	7645
CTM3_TG_TV_Diesel	87.5	162.5	Atacama-Mejillones	96.94	2	2	9130

Central	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Barra de conexión	Costo Variable [USD/MWh]	Tmin de apagado [Horas]	Tmin de operacion [Horas]	Costo de partida y apagado [USD]
Cardones_Diesel	68.6	149.94	Cardones	166.54	0	0	8415
Los_Vientos	58.8	129.36	Cerro_Navia-Lo_Aguirre	161.74	0	0	7260
Taltal_02_Diesel	74.85	109.78	Paposo	138.41	2	2	6050
Taltal_01_Diesel	74.85	109.78	Paposo	138.41	2	2	6050
San_Isidro_02_Diesel	219.88	349.93	Quillota	96.58	2	2	19519.5
U16_TG_TV_Diesel	171	343	Crucero-Encuentro	151.14	12	30	19250
Candelaria_U1_Diesel	59.7	124.67	Alto_Jahuel	210.65	2	2	6891.5
Candelaria_U2_Diesel	59.7	127.96	Alto_Jahuel	210.65	2	2	7073

Datos Centrales Hidráulicas

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
Pasada_Alto_Jahuel	0	463	Alto_Jahuel
Pasada_Temuco-Cautin	0	51.5	Temuco-Cautin
Pasada_Valdivia-Ciruelos	0	53	Valdivia-Ciruelos
Pasada_Tinguiririca	0	100	Tinguiririca
Pasada_Rahue	0	67.2	Rahue
Pasada_Puerto_Montt	0	15.6	Puerto_Montt
Pasada_Polpaico	0	1.4	Polpaico
Pasada_Pan_de_Azucar	0	28.2	Pan_de_Azucar
Pasada_Maitencillo	0	5.1	Maitencillo
Pasada_Itahue	0	42.42	Itahue
Pasada_Charrua	0	189.3	Charrua
Pasada_Melipilla	0	3.4	Melipilla
LosHierros1	0	25	Ancoa_220
LosHierros2	0	6	Ancoa_220
SanClemente	0	5.5	Colbun_220
Machicura	0	90	Colbun_220
Hidroelectrica VII Region 02	0	20	Ancoa_220
Las Nieves	0	6.5	Temuco-Cautin

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
SanIgnacio	0	36	Itahue
Pehuenche	0	550	Ancoa_220
Chiburgo	0	19.4	Colbun_220
Colbun	0	457	Colbun_220
Robleria	0	4	Itahue
RioColorado	0	15	Ancoa_220
Nuble	0	136	Ancoa_220
Ancoa	0	27	Ancoa_220
LasLajas	0	267	Alto_Jahuel
Alfalfal2	0	264	Alto_Jahuel
Ralco	0	539	Charrua
SanPedro	0	170	Valdivia-Ciruelos
Palmucho	0	32	Charrua
Angostura	0	323	Charrua
Pangue	0	450	Charrua
LaHiguera	0	155	Tinguiririca
Canutillar	0	170.2	Puerto_Montt
Rapel	0	375	Rapel_220
Confluencia	0	163.2	Tinguiririca
Rucatayo	0	55	Rahue
Pilmaiquen	0	39	Rahue
CHAP	0	10.1	Lagunas
CAVA_MHAH_MHT2	0	5	Tarapaca
Chacayes	0	111.7	Alto_Jahuel
LosQuilos	0	39.9	Polpaico
Chacabuquito	0	25.7	Polpaico
Blanco	0	57	Polpaico
Hornitos	0	55	Polpaico
Juncal	0	32	Polpaico
EIDiuto	0	3.25	Charrua
EIToro	0	450	Charrua
Quilleco	0	70	Charrua
Rucue	0	178.4	Charrua

Central	Potencia Mínima [MW]	Potencia Máxima [MW]	Barra de conexión
LajaI	0	34.3	Charrua
Antuco	0	320	Charrua
Abanico	0	136	Charrua
LaMina	0	34	Ancoa_220
Isla	0	69	Itahue
OjosDeAgua	0	9	Itahue
Curillinque	0	87	Itahue
Cipreses	0	105	Itahue
LomaAlta	0	39	Ancoa_220
LosCondores	0	150	Ancoa_220

Límite de transmisión de líneas del modelo:

Nombre de línea	Capacidad Máxima de Transmisión [MW]
Pan_de_Azucar -> Polpaico	1700
Tarapaca -> Lagunas	366
Lagunas -> Crucero-Encuentro	366
Cardones -> Maitencillo	533.7
Diego_de_Almagro -> Cardones	214
Maitencillo -> Punta_Colorada	428
Pan_de_Azucar -> Las_Palmas	448
Punta_Colorada -> Pan_de_Azucar	428
Las_Palmas -> Los_Vilos	376
Nogales -> Quillota	448
Los_Vilos -> Nogales	376
Quillota -> Polpaico	1300
Nogales -> Polpaico	1500
Polpaico -> Alto_Jahuel	565
Alto_Jahuel -> Ancoa	2150
Alto_Jahuel -> Tinguiririca	396
Itahue -> Ancoa	300

Nombre de línea	Capacidad Máxima de Transmisión [MW]
Tinguiririca -> Itahue	396
Ancoa -> Charrua	1500
Colbun -> Alto_Jahuel	600
Colbun -> Ancoa	900
Charrua -> Temuco-Cautin	764.1
Temuco-Cautin -> Valdivia-Ciruelos	145
Paposo -> Lalackama	285
Paposo -> Etaltal	285
Lalackama -> Diego_de_Almagro	285
Etaltal -> Diego_de_Almagro	285
Rapel -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386
Polpaico -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	2365
Cerro_Navia-Lo_Aguirre -> Alto_Jahuel	2362
Melipilla -> Cerro_Navia-Lo_Aguirre	386
Rapel -> Melipilla	320
Maitencillo -> Pan_de_Azucar	1700
Rahue -> Pichirropulli	145
Pichirropulli -> Valdivia-Ciruelos	145
Crucero-Encuentro -> Atacama-Mejillones	1077
Laberinto-Domeyko -> Atacama-Mejillones	1741
Crucero-Encuentro -> Laberinto-Domeyko	568
Puerto_Montt -> Rahue	145
Los_Changos-kapatur -> Cardones	1500
Los_Changos-Kapatur -> Laberinto-Domeyko	1080
Crucero-Encuentro -> Los_Changos-Kapatur	1500

Proyección de demandas utilizadas

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Alto_Jahuel_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Alto_Jahuel_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Ancoa_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Ancoa_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Atacama-Mejillones_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Atacama-Mejillones_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Cardones_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Cardones_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Cerro_Navia-Lo_Aguirre_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Cerro_Navia-Lo_Aguirre_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Charrua_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Charrua_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Colbun_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Colbun_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Crucero-Encuentro_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Crucero-Encuentro_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Diego_de_Almagro_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Diego_de_Almagro_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Itahue_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Itahue_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Laberinto-Domeyko_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Laberinto-Domeyko_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Lagunas_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Lagunas_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Los_Changos-Kapatur_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Los_Vilos_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Los_Vilos_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Maitencillo_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Maitencillo_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Melipilla_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Melipilla_Res	4%	4%	4%	4%	4%

Carga	2016	2017	2018	2019	2020
LP_Nogales_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Nogales_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Pan_de_Azucar_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Pan_de_Azucar_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Paposo_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Polpaico_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Polpaico_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Puerto_Montt_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Punta_Colorada_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Quillota_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Quillota_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Rahue_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Rapel_220_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Rapel_220_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Tarapaca_Ind	4%	5%	5%	5%	5%
LP_Tarapaca_Res	3%	4%	4%	4%	4%
LP_Tinguiririca_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Tinguiririca_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Temuco-Cautin_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Temuco-Cautin_Res	4%	4%	4%	4%	4%
LP_Valdivia-Ciruelos_Ind	4%	4%	5%	5%	6%
LP_Valdivia-Ciruelos_Res	4%	4%	4%	4%	4%