



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

Adaptación central hidroeléctrica Los Molles a una central a bombeo

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

JAVIER ANDRÉS OLIVARES ARRIAGADA

PROFESOR GUÍA

ADOLFO OCHOA LLANGATO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

ARTURO JORQUERA ACUÑA

OLIVIER SINTES LEHALLE

ALDO TAMBURRINO TAVANTZIS

SANTIAGO DE CHILE

2023

Resumen

La crisis energética a nivel mundial ha conllevado a la exploración de nuevas tecnologías de generación y almacenamiento, entre las cuales las centrales hidroeléctricas a bombeo surgen como una solución flexible y adaptable. Si bien el sistema de bombeo en centrales es usado hace más de 60 años en el mundo, es una tecnología sin mayor presencia en nuestro país.

Bajo este contexto, se propone el adaptar una central de pasada a una central a bombeo. La central seleccionada corresponde a la Central Los Molles, una minicentral de 18 [MW] de potencia con 70 años de operación, la cual no se encuentra aprovechando totalmente su equipamiento, junto a que las aguas del Río Los Molles no son lo suficientemente caudalosas como para que la central opere de buena manera, presentando así un factor de planta cercano al 20%. A partir de esta adaptación se buscará mejorar la operación actual de la central junto con definir bases para futuras adaptaciones de proyectos similares en el país.

Para determinar cómo adaptar la central, primero se definió el estado del recurso en la zona, junto con el estado de las instalaciones. Posteriormente se modeló la operación actual de la central, para luego incorporar tanto el bombeo como los escenarios de operación. Entre los escenarios de operación, se modificó el uso del equipamiento disponible (turbinas), junto variaciones en los equipos a instalar (bombas). En la modelación, se aumentó gradualmente la capacidad de almacenamiento de la central para evaluar su capacidad de generación energética anual.

Finalmente, se propone el ampliar el volumen de los reservorios superior e inferior en 20.000 [m³], utilizar una bomba con un caudal de bombeo máximo de 0,5 [m³/s], y realizar un bypass sobre la tubería de presión, mediante el cual se hará la transición de turbinación a bombeo. Mediante esta propuesta, se aprovechan de manera óptima los recursos naturales disponibles, además del equipamiento presente en la central.

A mi hija Emilia,
quien me dio la energía,
fuerza y motivación
para completar esta etapa...

Primero agradecer al profesor Adolfo, quién me dio la oportunidad, se dio el tiempo de ayudarme e incluso se contactó conmigo al comienzo de este proceso, para poder retomar mi carrera y culminar con esta.

Agradecer también a Arturo con Olivier, miembros de la Comisión, quienes siempre se dieron el tiempo para resolver mis dudas, hacer recomendaciones y que periódicamente se juntaron conmigo para hacer seguimiento de mi trabajo.

Agradecer a mi familia, sobre todo a mi madre quién nunca perdió la fe en mí, junto con mis hermanos Florencia y Martín, quienes constantemente me consultaban por mi avance.

A mis tíos Bárbara, Víctor y Alejandra, quienes fueron sumamente importantes tanto al comienzo de este proceso, como antes de comenzarlo.

A mis amigos Aldo, Jorge, Ricardo, Felipe, Esteban, Rodolfo y Emilio, quienes me acompañaron tanto física como virtualmente.

Especiales agradecimientos a mi amigo Cristóbal, El Negro, quién prácticamente todos los días me acompañó con el desarrollo de la memoria, y con quien pude también escapar un poco en los momentos en que la carga parecía demasiado.

Finalmente, agradecer a mi pareja Constanza, quién me apoyó en los momentos difíciles, consoló cuando parecía perder la calma, me cuidó cuando lo necesité, me acogió en su casa e incluso se dio el tiempo para sacarme constantemente risas y alegrías.

Gracias totales.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción y motivación.....	1
2.	Objetivos.....	2
2.1	Objetivo General.....	2
2.2	Objetivos Específicos.....	2
3.	Marco Teórico.....	3
3.1	Sistema PHS (Pumped Hydropower System).....	3
3.2	Tipos de Sistemas PHS.....	7
3.2.1	Plantas con sistemas separados (Tipo 1).....	7
3.2.2	Plantas con sistema ternario (Tipo 2).....	7
3.2.3	Plantas con sistema binario (Tipo 3).....	8
3.3	Ecuaciones de Potencia y Energía.....	8
3.3.1	Potencia erogada por la turbina, generador y transformador existentes.....	8
3.3.2	Potencia suministrada a la Bomba.....	9
3.3.3	Altura Neta de Turbinación y Altura de Impulsión.....	10
3.3.4	Ecuaciones de Balance de Volumen para el Estanque superior.....	11
3.3.5	Ecuaciones de Balance de Volumen para el Estanque inferior.....	14
4.	Central Hidroeléctrica Los Molles.....	16
4.1	Captación.....	17
4.2	Reservorio superior.....	17
4.3	Tubería.....	19
4.4	Unidades Generadoras.....	22
4.5	Transmisión.....	22
4.6	Estanque de Compensación.....	22
4.7	Información de Operación.....	24
5.	Centrales a Bombeo en el mundo.....	25
6.	Estado del recurso hídrico.....	28
7.	Operación Actual – Central Los Molles.....	29
8.	Caudal de Generación y Bombeo.....	31
8.1	Determinación del caudal a partir de la relación Potencia-Caudal.....	31
8.2	Método Volumétrico.....	33
8.3	Determinación del caudal a partir de las pruebas de rendimiento.....	34
8.4	Caudal de generación adoptado.....	35

9.	Modelo de operación con bombeo – Situación base (sin aumento de volúmenes en los estanques).....	36
9.1	Volumen Bombeable sin ampliación del estanque superior.....	38
9.2	Períodos y Caudal de Turbinación Extra.....	46
10.	Modelo de Operación con Bombeo – Condiciones de borde.....	48
10.1	Reservorio Superior: Cámara de Carga y Estanque de Sobrecarga.....	48
10.2	Reservorio Inferior: Estanques de Compensación 1 y 2.....	49
10.3	Operación de la Bomba.....	51
10.4	Turbinación extra.....	52
10.5	Caudal de vertimiento/evacuación desde Estanque de Compensación.....	52
11.	Modelo de Operación con Bombeo – Simulación.....	54
11.1	Valores de entrada y principales indicadores.....	54
11.2	Bombeo.....	55
11.3	Turbinación extra.....	56
11.4	Simulación y Escenarios.....	57
12.	Modelación: Análisis de Resultados.....	58
12.1	Energía Anual Extra.....	58
12.2	Energía Anual Consumida.....	63
12.3	Energía Anual Extra y Energía Consumida.....	67
13.	Costos Energéticos.....	73
14.	Análisis de Modelación y Costos Energéticos.....	78
15.	Adaptaciones.....	82
15.1	Turbo/Bomba reversible Multietapa.....	83
15.2	Incorporar bomba independiente junto con bypass a la tubería de presión.....	86
15.3	Tubería Paralela habilitada solo para bombeo.....	88
16.	Obras Civiles.....	90
16.1	Unidades y Estructuras que se conservan.....	90
16.1.1	Casa de Máquinas.....	90
16.1.2	Tubería de Presión.....	90
16.1.3	Enlace al sistema de Transmisión.....	91
16.1.4	Reservorios superior e inferior.....	91
16.1.5	Otras estructuras.....	91
16.2	Obras Civiles Comunes.....	92
16.2.1	Adquisición e Instalación del Equipo de Bombeo.....	92
16.2.2	Edificación de Obras Civiles.....	92

16.2.3	Bomba de conexión entre estanques inferiores	92
16.2.4	Sala de Bombas.....	92
16.2.5	Conexión eléctrica	93
16.2.6	Tubería de Succión	93
16.2.7	Ampliaciones de Volumen.....	93
16.2.8	Movimiento de tierras.....	93
16.2.9	Cubiertas de Impermeabilización.....	94
16.3	Obras Civiles Específicas.....	94
16.3.1	Turbobomba: Retirar equipo de turbinación actual	94
16.3.2	Turbobomba: Prolongar tubería para acoplamiento	95
16.3.3	Bypass: Construcción	95
16.3.4	Tubería Paralela: Construcción.....	95
17.	Costos del proyecto.....	96
17.1	Costos Base	96
17.2	Costos Específicos.....	98
18.	Análisis de Obras Civiles.....	100
18.1	Bypass y tuberías paralelas	100
18.2	Turbobomba Multietapa Reversible y Bypass	101
19.	Conclusiones.....	102
20.	Bibliografía.....	104

1. Introducción y motivación

La crisis energética, tanto a nivel nacional como internacional, ha llevado a una constante exploración de nuevos métodos de generación y almacenamiento de energía. Sumado a lo anterior, se ha incorporado a la búsqueda el que estas nuevas energías sean amigables con el medio ambiente, lo que implica una menor alteración de este y a su vez, un mejor aprovechamiento de los recursos disponibles.

En Chile, los últimos años se han explorado nuevas tecnologías de generación que cumplan con los nuevos estándares requeridos. Es así como las fuentes de energía renovables no convencionales han tomado un papel sumamente relevante, debido a su menor impacto sobre el medio ambiente. Sin embargo, tecnologías renovables tales como centrales eólicas y solares son sumamente dependientes de las condiciones climáticas, las cuales no son sencillas de predecir, y mucho menos de manipular. Dado que los patrones de generación con centrales eólicas y solares dependen plenamente de variables atmosféricas y climáticas, estos no coinciden con los patrones de consumo de energía eléctrica a los que se encuentra sometido el sistema, siendo necesario otros elementos que compensen estas diferencias.

De esta manera, surge la necesidad de no sólo generar energía limpia, la cual ya está siendo generada, sino de tener la capacidad de almacenar esta energía, dotando al sistema eléctrico nacional de mayor flexibilidad para satisfacer la demanda.

Frente a esta situación, las centrales de bombeo se adaptan perfectamente a los nuevos criterios, operando como una central hidroeléctrica (de pasada o embalse) cuando la demanda lo requiera, o almacenando agua en el reservorio superior mediante bombeo en horarios cuando se generen excedentes de energía entregados tanto por energía solar como eólica.

En este caso particular, lo que se busca es adaptar la central hidroeléctrica de pasada Los Molles a una central hidroeléctrica de uso mixto que permita, por un lado, mantener la turbinación de los recursos hídricos del río Los Molles y, por otro lado, dotarla de los sistemas adecuados para permitir sumar un ciclo de bombeo cerrado, con el objeto de mejorar el factor de planta de la central que hoy es del orden de un 20% de su capacidad de turbinación disponible. Estos sistemas nuevos permitirían aprovechar tanto la estructura como el volumen del recurso hídrico disponible y, además, podría operar como una central de pasada (que ya lo es) o como una central a bombeo, según se requiera.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Estudiar la factibilidad técnica y económica, a nivel de ingeniería conceptual, de transformar la central hidroeléctrica de pasada Los Molles, en una central a bombeo, aprovechando al máximo las instalaciones existentes. De esta manera la central podrá operar como tradicionalmente lo ha hecho en el pasado, como central de pasada cuando los caudales disponibles así lo permitan, pero también tendrá la posibilidad de hacerlo como central de bombeo dependiendo de los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

2.2 Objetivos Específicos

- a. Definir el estado actual de las obras civiles, de las instalaciones y equipos existentes, y sus capacidades hidráulicas y su aptitud para operar como parte de una central a bombeo.
- b. Estudiar la operación histórica de la central Los Molles y definir períodos propicios para operación mediante bombeo.
- c. Estudiar las alternativas de equipos de generación: turbinas reversibles o no reversibles y los correspondientes equipos y/o estaciones de bombeo.
- d. Determinar la capacidad óptima de generación de Los Molles como una central a bombeo.
- e. Determinar las adecuaciones de las obras existentes para esa capacidad óptima, iteraciones de cálculo.
- f. Diseño, a nivel de ingeniería conceptual, de los reservorios superior e inferior y otras nuevas instalaciones.
- g. Estudio de costos de construcción y/o adecuación de las obras existentes.
- h. Estudio de costos de operación de una central a bombeo y su combinación con operación como central de pasada.
- i. Evaluación económica del proyecto.

3. Marco Teórico

En este estudio, el marco teórico estará dividido en tres líneas principales. La primera línea estará concentrada en el sistema de bombeo hidráulico (Pumped Hydropower System) o sistema PHS. Posteriormente se abordarán las ecuaciones de energía utilizadas para definir la capacidad de generación de la central, en donde no sólo se determinará la capacidad actual, sino que también la capacidad de generación de posibles escenarios futuros. La última línea teórica estará concentrada en las ecuaciones de balance de volumen. El balance de volumen será necesario también en la generación de energía, siendo utilizado en periodos donde no existe bombeo, definiendo así la capacidad volumétrica en los estanques superiores e inferiores. También será utilizado en los escenarios u horarios con bombeo, ya que a partir de los volúmenes bombeados se podrá determinar después cuanta será la energía que se aportará al sistema específicamente mediante la turbinación del agua previamente bombeada.

3.1 Sistema PHS (Pumped Hydropower System)

El Sistema PHS consiste en un método de generación hidroeléctrico que considera estanques de almacenamiento aguas arriba y aguas abajo de las turbinas para generar un sistema de recirculación del agua de generación mediante el uso de bombas de apoyo que permitan subir el agua hacia el estanque superior. Este sistema se puede utilizar como una alternativa de almacenamiento energético el cual aprovecha los excedentes de energía del sistema durante horarios de baja demanda (precio) para realizar el bombeo de agua hacia el estanque superior, y con ello disponer de un volumen a generar en los períodos de alta demanda (precio).

En términos generales, este tipo de sistemas está conformado por dos reservorios, superior e inferior, los cuales presentan una diferencia de cota, la que se traduce en una diferencia de energía potencial. Esta diferencia de energía potencial puede ser entregada al sistema mediante turbinación, transformando la energía potencial en energía eléctrica, de manera que, en horarios de alta demanda, la central funciona como cualquier central hidroeléctrica (de pasada o de embalse). El agua que es turbinada es posteriormente depositada en el reservorio inferior, el cual puede estar conectado a un cuerpo de agua externo o estar aislado. Sin embargo, en los horarios en donde no es necesario la generación de energía es en donde comienza a tomar parte el bombeo. A partir de excedentes de energía, que suelen presentarse en horarios de superávit energético, los cuales pueden ser aportados por fuentes de energía renovables no convencionales, como lo son la energía solar o eólica, se puede bombear el recurso hídrico que ya fue utilizado y que fue almacenado en el reservorio inferior hacia el reservorio superior. Una

vez almacenado el recurso, puede disponerse otra vez de este libremente, en horarios donde la demanda lo requiera para así comenzar nuevamente el ciclo.

En la Figura 1 se presenta, en términos genéricos, los componentes y el funcionamiento de una central a bombeo en periodos de generación eléctrica (o turbinación). Tal como se mencionó anteriormente, opera de manera idéntica a una central hidroeléctrica de pasada o embalse, salvo que gran parte o el total del caudal turbinado es almacenado en un reservorio inferior.

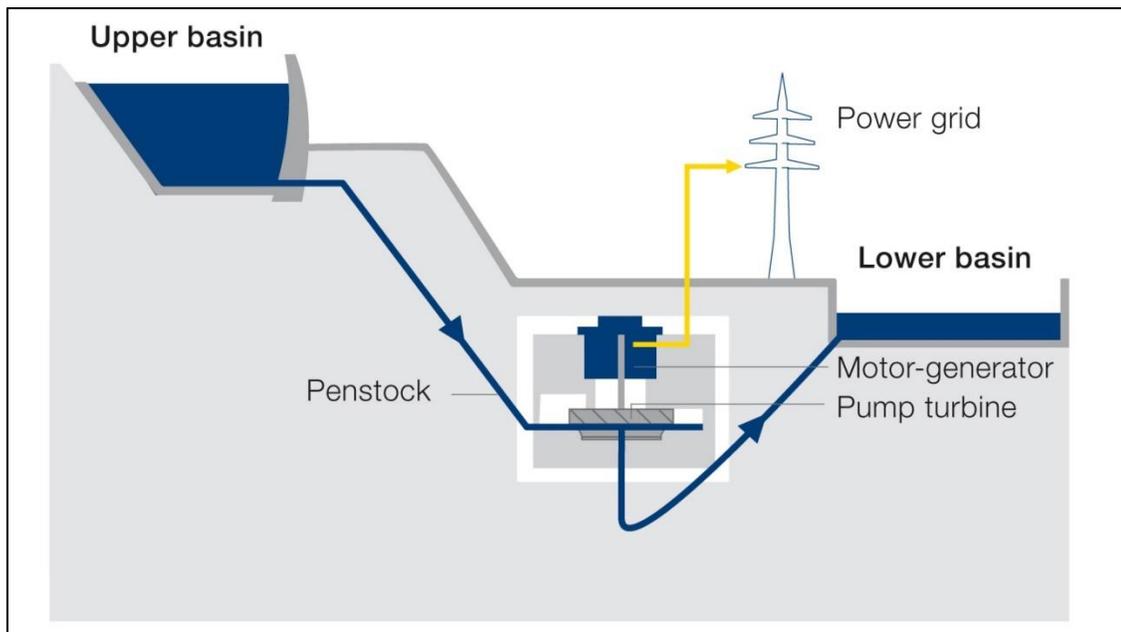


Figura 1: Central Hidroeléctrica a Bombeo en horas de Generación.

Por otra parte, en la Figura 2, se presenta la misma configuración, pero esta vez invertida, captando energía de la red eléctrica y bombeando desde el reservorio inferior hacia el superior, lo que se traduce en un almacenamiento de energía.

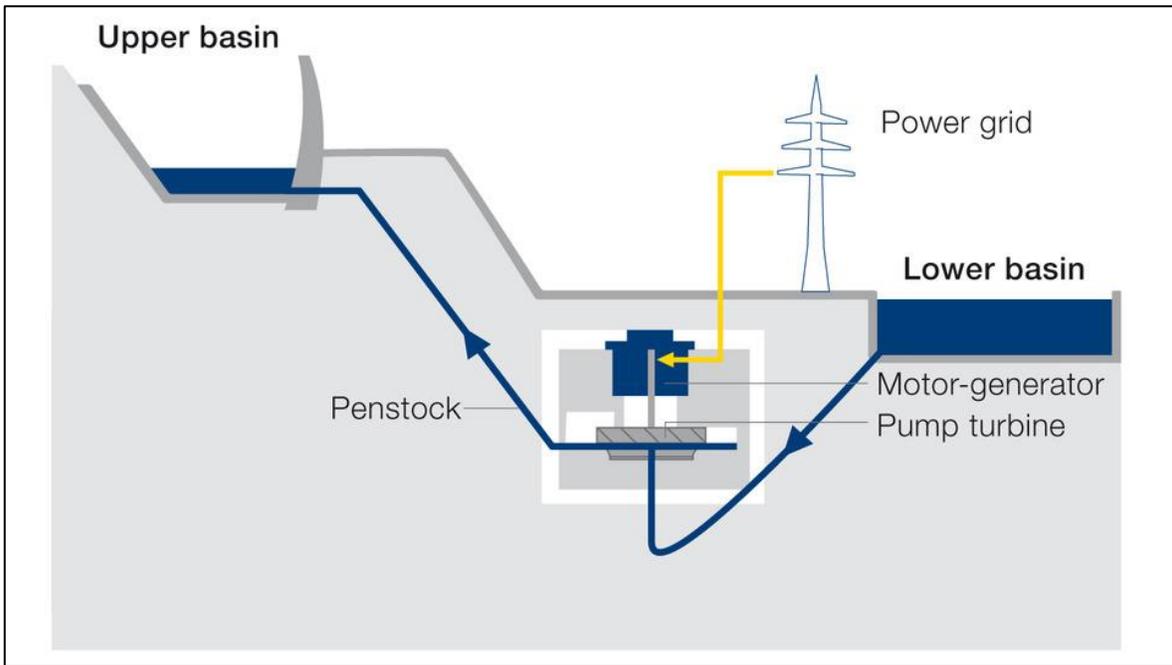


Figura 2: Central Hidroeléctrica a Bombeo en horas de Bombeo.

En el caso de la Central Los Molles, dado que se aprovechará en su mayor parte la infraestructura presente, se trabajará como un ciclo abierto. Las centrales a bombeo con ciclos abiertos se caracterizan por que el reservorio superior y/o el reservorio inferior se encuentra conectado a un cuerpo externo de agua (Ver Figura 3). En la Central Los Molles, tanto el reservorio superior como el reservorio inferior seguirán estando conectados al río Los Molles, mediante el canal de aducción y el canal de evacuación respectivamente.

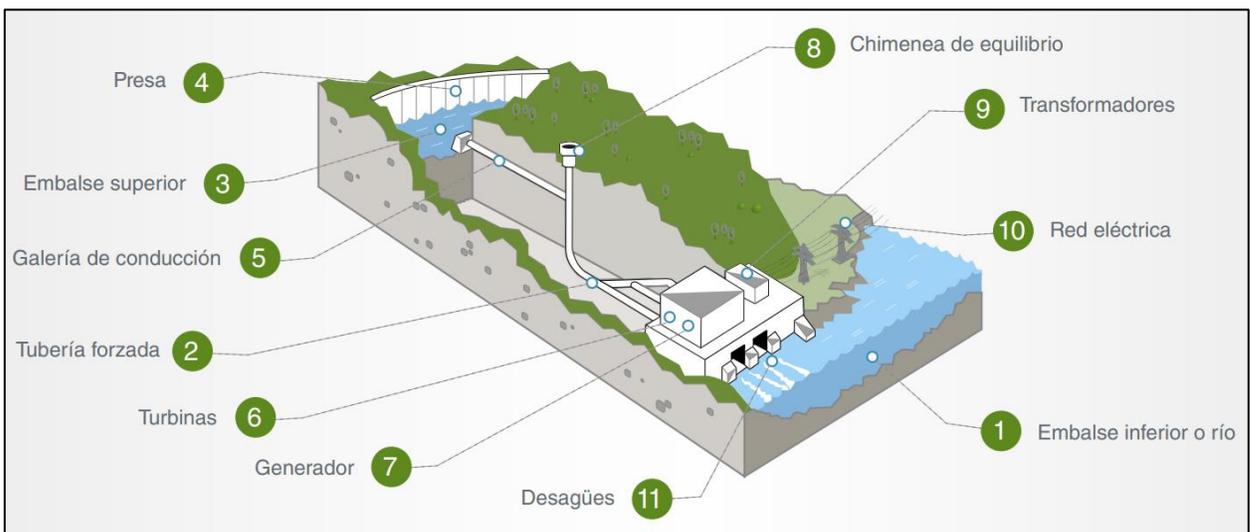


Figura 3: Componentes principales de una central hidroeléctrica a bombeo.

En la Figura 4 se presenta la configuración actual de la Central Los Molles. Posteriormente se presentarán en detalle cada una de las estructuras que conforman la central, sin embargo entre las estructuras más relevantes se encuentran el reservorio superior, el cual tendrá como función llenarse para poder turbinar en horas de máxima demanda, mientras que en el otro extremo estará el reservorio inferior, que tendrá como función el almacenar las aguas turbinadas, las que posteriormente serán bombeadas al reservorio superior o devueltas de manera paulatina al cauce natural del río.

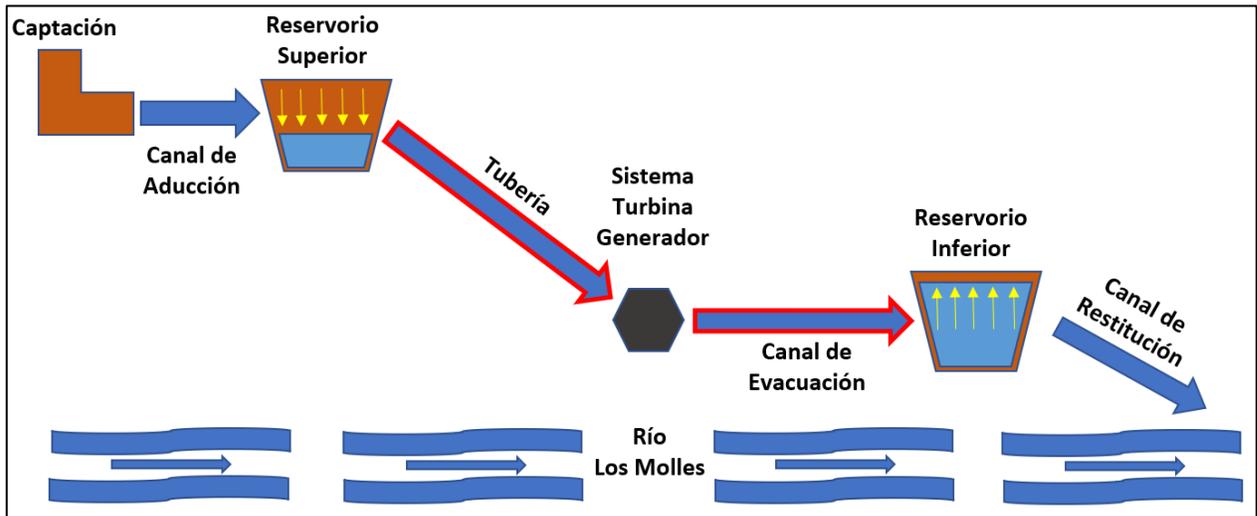


Figura 4: Esquema Central Los Molles – Generación.

En la Figura 5 se presenta la estructura que se pretende incorporar en la central en horas de bombeo. Entre las características principales se encuentra el uso de una misma tubería tanto para la turbinación como la el bombeo, además de que en horas de bombeo se presenta un llenado rápido del reservorio superior, debido a un aporte de agua desde ambos frentes (canal de aducción y tubería de bombeo).

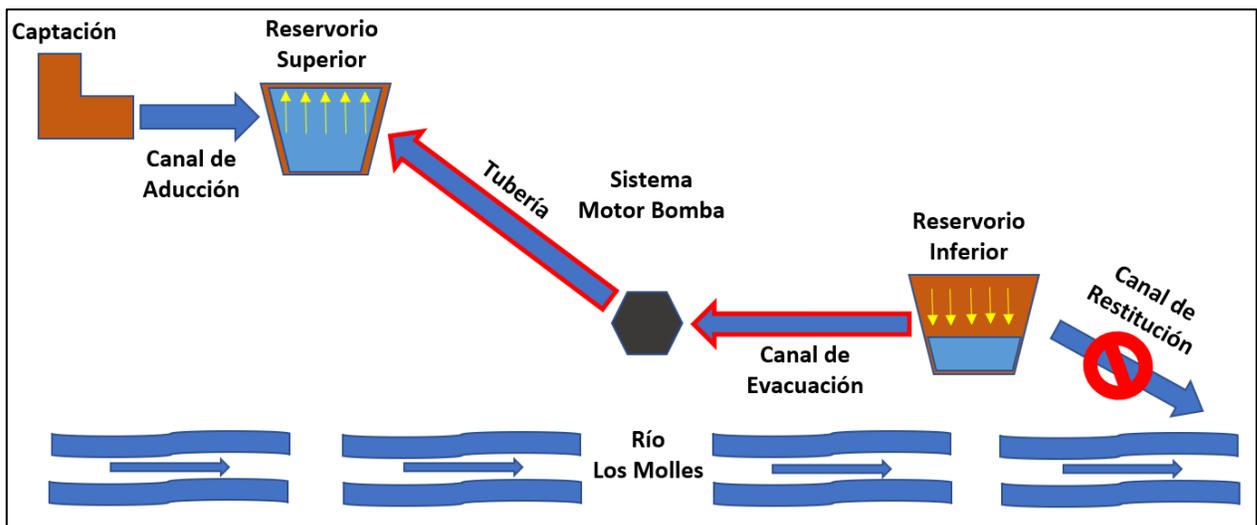


Figura 5: Esquema Central Los Molles – Bombeo.

3.2 Tipos de Sistemas PHS

Con respecto al diseño de centrales con sistema de bombeo, sus principales características son las siguientes:

- i. Sistema hidráulico: Turbina y Bomba
- ii. Sistema eléctrico: Motor y generador
- iii. Sistema de captación de agua: Bocatoma, Canal de aducción
- iv. Reservorios superior e inferior: Embalse aguas arriba y embalse o cuerpo de agua ubicado aguas abajo
- v. Sistema de tuberías
- vi. Subestación eléctrica: Transmisión de energía

Además, según las características del proyecto, se adoptan distintas configuraciones tanto del sistema hidráulico como eléctrico, las cuales son presentadas a continuación.

3.2.1 Plantas con sistemas separados (Tipo 1)

En esta configuración, los equipos asociados a la central hidroeléctrica y al sistema de bombeo se encuentran separados, teniendo por un lado el sistema Turbina/Generador y por otra parte el sistema Motor/Bomba. Se le llama también sistema cuaternario, debido a los cuatro equipos por los cuales está compuesto. Entre las principales ventajas se puede destacar la flexibilidad en el diseño, ya que, al estar ambos sistemas separados, estos pueden ser modificados sin generarse mayores inconvenientes con el otro sistema. La modificación de la central Los Molles consideraría este esquema.

3.2.2 Plantas con sistema ternario (Tipo 2)

En los sistemas ternarios, tanto la turbina (primera unidad) como la bomba (segunda unidad) son unidades independientes, las cuales producen o consumen energía a partir de una tercera unidad, compuesta por el motor junto con el

generador. La ventaja de este tipo de sistemas viene dada principalmente por su flexibilidad en el diseño hidráulico, ya que ambas unidades hidráulicas se encuentran separadas.

3.2.3 Plantas con sistema binario (Tipo 3)

Por último, el sistema binario consiste en dos unidades, compuestas por una turbobomba y por el motor/generador. De esta manera el sistema hidráulico se encuentra separado del sistema eléctrico. A diferencia de los sistemas anteriores, se pierde flexibilidad hidráulica, debido a que ambas unidades hidráulicas se encuentran juntas, sin embargo, presenta ventajas en términos de costo, en donde los sistemas hidráulicos y eléctricos solo conforman dos equipos.

3.3 Ecuaciones de Potencia y Energía

A continuación, se presentan las ecuaciones a utilizar durante el desarrollo de este estudio asociadas a la generación y gasto energético.

3.3.1 Potencia erogada por la turbina, generador y transformador existentes

$$P = \rho * g * \eta * Q * \Delta HT \quad (1)$$

P: Potencia de generación en Watts [W]

ρ : Densidad del agua en [kg/m³]

g: Aceleración de gravedad en [m/s²]

η : Eficiencia [-]

Q: Caudal en [m³/s]

ΔHT : Altura neta de turbinación [m]

La eficiencia viene dada por la siguiente expresión

$$n = n_{gen} * n_{trans} * n_{turbina} * (1 - C_p) \quad (2)$$

En donde

n_{gen} : Eficiencia del generador [-]

n_{trans} : Eficiencia del transformador [-]

$n_{turbina}$: Eficiencia de la turbina [-]

C_p : Gasto energético interno de la turbina [-]

La eficiencia del generador y transformador es en general poco variable para diferentes condiciones de carga, sin embargo, la magnitud de la eficiencia de la turbina varía con mayor amplitud y queda condicionada por la condición de potencia específica a la cual se encuentre operando la máquina, distinguiéndose un valor de eficiencia máxima para la condición de diseño nominal de la turbina y valores decrecientes en la medida que la potencia erogada se aleja de dicho valor. Se presentan valores de referencia para las eficiencias y el gasto energético interno

Tabla 1: Eficiencias de Turbinación.

Eficiencia	Abreviatura	Valor
Eficiencia Generador	n_{gen}	97%
Eficiencia Transformador	n_{trans}	99%
Eficiencia Turbina	$n_{turbina}$	85%
Gasto Energético Interno	C_p	0,5%
Eficiencia Interna	$1-C_p$	99,5%

3.3.2 Potencia suministrada a la Bomba

$$P_{bomba} = \frac{\rho * g * \Delta HB * Q_{bombeo}}{n_{bomba}} \quad (3)$$

En donde

P: Potencia de la bomba en Watts [W]

ρ : Densidad del agua en [kg/m³]

g: Aceleración de gravedad en [m/s²]

η : Eficiencia de la bomba [-]

Q: Caudal en [m³/s]

ΔH_B : Altura de Impulsión [m]

Más adelante se profundizará con respecto a la eficiencia de la bomba, sin embargo, en términos generales se considerará una eficiencia del 90%.

3.3.3 Altura Neta de Turbinación y Altura de Impulsión

En la Ecuación (1) es importante notar que las únicas dos variables son el caudal y la altura neta de turbinación. La segunda variable se puede determinar de la siguiente manera:

$$\Delta H = h_i - h_f - \sum \lambda \quad (4)$$

En donde

ΔH_T : Altura neta de turbinación, corresponde a la diferencia de cotas (cota de carga menos cotas de descarga), menos las pérdidas de carga [m].

h_i : Cota de energía del agua en el estanque o reservorio superior [m].

h_f : Cota de energía del agua a la salida de los chorros de los inyectores (eje) de las turbinas Pelton actualmente en operación en la central [m].

$\sum \lambda$: Pérdidas de carga entre los puntos anteriores, excluyendo a las pérdidas sufridas entre el distribuidor y el cono de salida del rodete, las que son incluidas dentro del valor de la eficiencia de la turbina [m].

En la Ecuación (2), las cotas inicial y final son conocidas, por lo que determinando las pérdidas de carga es posible determinar ΔH_T . Debido a la gran longitud de la tubería de la central Los Molles, las pérdidas de carga de las obras de aducción quedan bien representadas por las pérdidas friccionales a lo largo de la tubería. De esta manera, las pérdidas friccionales se pueden expresar de la siguiente manera:

$$\sum \lambda = f * \frac{8}{\pi^2} * \frac{L}{g} * \frac{Q^2}{D^5} \quad (5)$$

$\sum \lambda$: Pérdidas friccionales en [m]

L: Largo de la tubería en [m]

D: Diámetro de la tubería en [m]

f: Factor de fricción de Darcy-Weisbach

Una buena aproximación es definir un factor de fricción f para un caudal dado, en este caso el caudal máximo de operación, y luego trabajar con ese factor de fricción constante para distintas configuraciones y valores de caudal. De esta manera, se obtiene la siguiente constante

$$K = f * \frac{8}{\pi^2} * \frac{L}{g} * \frac{1}{D^5} \quad (6)$$

Posteriormente, se pueden imponer distintas condiciones de caudal y obtener la energía generada por la central mediante la siguiente ecuación

$$P(Q) = \rho * g * \eta * Q * (h_i - h_f - K * Q^2) \quad (7)$$

3.3.4 Ecuaciones de Balance de Volumen para el Estanque superior

Estas ecuaciones se asocian a dos variables: Volumen y caudal. Dependiendo de las variables que tengamos a disposición es que usaremos una u otra ecuación. En términos generales, la ecuación de volumen indica que el volumen en una hora determinada es igual al volumen de la hora anterior, más la diferencia entre los caudales de entrada (generalmente del río) y de salida (o caudal turbinado) multiplicado por el tiempo transcurrido (generalmente una hora):

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{entrada} - Q_{salida}) * t$$

Turbinación actual sin bombeo:

Es así como para el reservorio superior, el volumen de agua disponible en este estanque queda definido mediante la siguiente ecuación:

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{río t} - Q_{turb t}) * t \quad (8)$$

De esta misma expresión, se puede determinar el caudal turbinado en cada hora, de la siguiente manera

$$Q_{turb t} = Q_{río t} + \left(\frac{V_t - V_{t+1}}{t} \right) \quad (9)$$

$Q_{turb t}$: Caudal turbinado en la hora t, o caudal de salida desde el estanque [m^3/s].

$Q_{río t}$: Caudal captado del río en la hora t, o caudal de entrada [m^3/s]

V_t : Volumen en el reservorio superior (Cámara de carga y estanque de sobrecarga) en la hora t [m^3].

V_{t+1} : Volumen en el reservorio superior (Cámara de carga y estanque de sobrecarga) en la hora t+1 [m^3]

t: tiempo en [s] (Generalmente transcurre una hora entre mediciones registradas)

Turbinación con adición de Bombeo:

Sin embargo, al realizar la incorporación del bombeo de agua, la ecuación de volumen queda determinada por la siguiente expresión

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{río t} + Q_{bombeo t} - Q_{turb t} - Q_{turb extra t}) * t \quad (10)$$

En donde se incorporaron las siguientes variables:

$Q_{\text{bombeo } t}$: Caudal bombeado hacia el reservorio superior en la hora t [m^3/s]

$Q_{\text{turb extra } t}$: Caudal turbinado extra en la hora t [m^3/s]

El caudal turbinado extra corresponde al balance volumétrico en el reservorio superior para garantizar que este no se llene, además de ser este caudal el responsable de generar más energía. En otras palabras, el caudal turbinado extra corresponde a la cantidad de agua adicional que logró ser conducida al estanque superior, durante el día, mediante el bombeo desde el estanque inferior, la cual debe ser posteriormente turbinada. Este puede ser expresado de la siguiente manera:

$$V_{\text{bombeo}} = V_{\text{turb extra}}$$

Expresión que en términos de caudal queda de la siguiente manera

$$Q_{\text{bombeo}} * t_{\text{bombeo}} = Q_{\text{turb extra}} * t_{\text{turb extra}} \quad (11)$$

Y que si analizamos día a día queda de la siguiente manera:

$$\sum_i^{t \text{ bombeo}} Q_{\text{bombeo } i} * t_i = \sum_i^{t \text{ turb extra}} Q_{\text{turb extra } i} * t_i \quad (12)$$

Es importante aclarar que el caudal de bombeo debiese ser constante e igual al caudal de diseño de máxima eficiencia de la bomba, y que, en caso de utilizar la misma tubería para realizar el bombeo, se esperaría no superar el caudal máximo de diseño original de turbinación de 1,86 [m^3/s]. Así mismo, es importante notar que la única restricción del caudal turbinado extra es que, al incorporar este al caudal turbinado normal, estos juntos no superen el caudal máximo de diseño de la central.

En horas de bombeo, la tubería funcionaría solo en dirección al estanque superior por lo que, tanto el caudal de turbinación general como el caudal de turbinación extra es nulo,

por lo que esas horas corresponden al llenado del reservorio superior. La ecuación de volumen para este caso queda de la siguiente manera:

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{río\ t} + Q_{bombeo\ t}) * t \quad (13)$$

Mientras que en horas de turbinación, el bombeo es nulo, quedando la ecuación de volumen del reservorio superior de la siguiente manera:

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{río\ t} - Q_{turb\ t} - Q_{turb\ extra\ t}) * t \quad (14)$$

3.3.5 Ecuaciones de Balance de Volumen para el Estanque inferior

Una vez definidas las ecuaciones de balance de volumen en el reservorio superior, falta definir dichas ecuaciones en el reservorio inferior, la que se presenta a continuación:

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{entrada} - Q_{salida}) * t$$

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{turb\ t} + Q_{turb\ extra\ t} - Q_{bombeo\ t} - Q_{evacuación\ t}) * t \quad (15)$$

En donde se incorporó la siguiente variable

$Q_{evacuación\ t}$: Caudal evacuado desde el reservorio inferior hacia el cauce natural del río en la hora t [m^3/s].

Y en donde V_t corresponde ahora al volumen en el reservorio inferior.

Si se considera el funcionamiento normal de la central, el reservorio inferior o estanque de compensación funciona para evitar entregar de golpe las aguas turbinadas hacia el cauce natural del río. Así como día a día se compensará el agua bombeada mediante el caudal turbinado extra, el caudal de evacuación compensará el balance volumétrico en el reservorio inferior. Dado que el volumen bombeado y volumen turbinado extra ya se encontrarán en equilibrio, el caudal de evacuación deberá compensar el ingreso de agua

que aún no ha sido balanceado, es decir, el volumen generado a partir del caudal turbinado normal. Esto se puede expresar de la siguiente manera

$$V_{turb} = V_{evacuación}$$

$$\sum_i^{t_{turb}} Q_{turb\ i} * t_i = \sum_i^{t_{evac}} Q_{evac\ i} * t_i \quad (16)$$

Un último factor a considerar y que será propiamente abordado más adelante es el volumen actual de los reservorios. En un primer análisis se considera el no cambiar la estructura actual, de manera que se mantendría el volumen actual de ambos reservorios, que corresponde a 15452 [m³]. La relevancia de este valor es que representa una restricción de mínimos y máximos para los reservorio superior e inferior . En términos de valores mínimos, no se puede evacuar agua cuando se tienen volúmenes de agua muy pequeños, lo que también representa una restricción para el bombeo, el cual tampoco se podría llevar a cabo. En términos de valores máximos, es sumamente importante que al alcanzarse el nivel máximo o encontrarse en valores cercanos al valor máximo, se realice la evacuación de agua necesaria para no rebalsar el estanque de compensación. Tal como se mencionó anteriormente, estos factores serán propiamente abordados en el modelo de operación en los capítulos 9, 10 y 11.

Una vez evaluado el caso base asociado a la mantención de los volúmenes de los estanques superior e inferior, se evaluará la opción de aumento de los volúmenes de dichos estanques con el objeto de mejorar los indicadores de generación de la central.

4. Central Hidroeléctrica Los Molles

La Central Los Molles es una central de pasada, ubicada en la cuarta Región de Coquimbo, comuna de Monte Patria. Posee una potencia instalada de 18 MW, por lo que según la legislación actual es considerada una minicentral hidroeléctrica (menor a 20 MW). Los trabajos preliminares de la Central se iniciaron en enero de 1947 y en enero de 1949 se dio comienzo a las faenas de construcción, las cuales concluyeron en 1952 con la puesta en marcha de la Central.

La Central se encuentra por sobre el Río Los Molles, a 81 kilómetros al oriente de Ovalle y su Bocatoma se encuentra a 8 kilómetros del límite con Argentina. Inicialmente se barajó la opción de captar las aguas tanto del río Los Molles, como las del río Mostazal, ya que sus caudales no eran lo suficientemente considerables y, además, ambos ríos corrían prácticamente paralelos. De esta manera, se determinó la ubicación actual tanto de la bocatoma como del estanque de sobrecarga. Sin embargo, la opción de captar las aguas del río Mostazal fue decayendo con el tiempo.

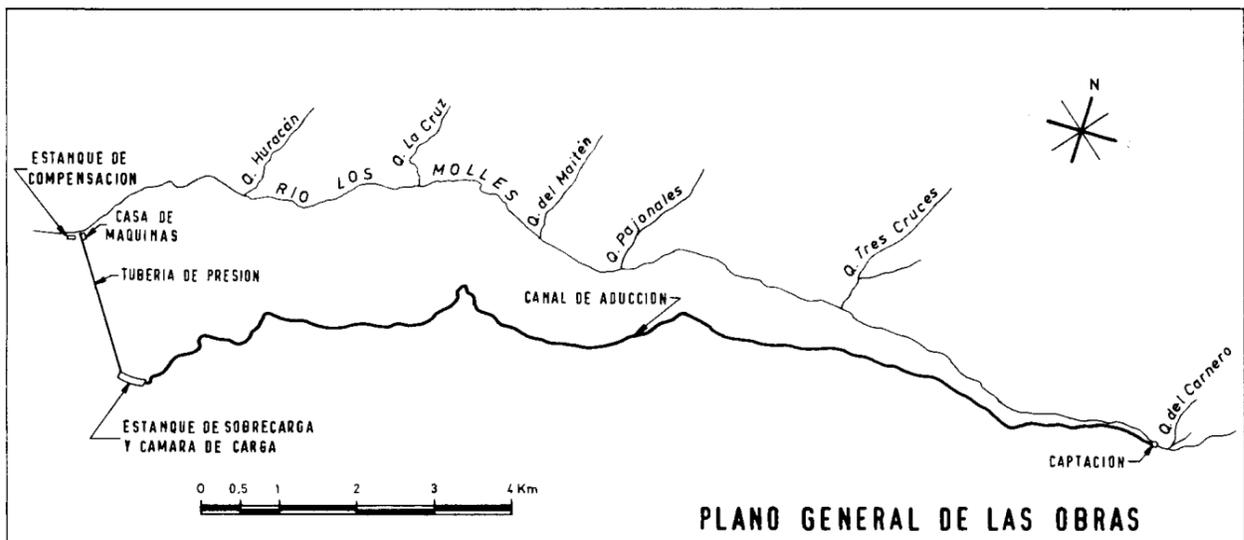


Figura 6: Plano General de Obras Central Los Molles – Libro ODIC Central Hidroeléctrica Los Molles.



Figura 7: Recorrido Canal de Aducción desde Captación hasta Estanque de Sobrecarga.

4.1 Captación

Las aguas son obtenidas a partir de la captación total del río a través de la bocatoma, ubicada a 2600 metros sobre el nivel del mar. El canal de aducción, el cual consta de una pendiente del 0,25% y un largo de 17 kilómetros culmina con el estanque de sobrecarga



Figura 8: Captación – Bocatoma.

4.2 Reservorio superior

El estanque de sobrecarga se encuentra conectado mediante dos compuertas de celosía a la cámara de carga. Los volúmenes de estas estructuras se pueden apreciar en la Tabla 2. La cámara de carga posee, en su muro frontal, una compuerta y una válvula de

seguridad, que puede ser utilizada para cortar el paso de agua en caso de roturas en la tubería. Además, el muro frontal de la cámara de carga es el primer anclaje a la tubería de presión. Junto a estas estructuras, que más adelante serán llamadas en conjunto como el reservorio superior, se encuentra un vertedero de rebalse el cual entrega el agua a una quebrada natural.



Figura 9: Estanque de Sobrecarga y Cámara de Carga.

Tabla 2: Volúmenes de reservorios superior e inferior. CC: Cámara de Carga. ES: Estanque de Sobrecarga.

	Volumen [m ³]	
	Nivel de agua Cámara y Estanque [m]	CC 7 [m] ES 5 [m]
Cámara de Carga	1325	1193
Estanque de Sobrecarga	16089	14255
Estanque de Compensación	17414	15448

4.3 Tubería

Las aguas provenientes de la aducción del río Los Molles son transportadas hacia las turbinas a través de una tubería de 2400 metros de largo, 760 toneladas de peso y diámetros variables entre 0,65 y 0,85 metros. La tubería es de acero soldado y ha sido fabricada en piezas de una longitud máxima de 12,19 metros, las cuales se adaptaron dentro de lo posible a la topografía del terreno. Cabe destacar que, gracias a las condiciones del terreno, gran parte del trazado es una línea recta.

Para la construcción e instalación de la tubería, se instaló además un funicular a lo largo de todo el desarrollo de la tubería, el cual es capaz de transportar hasta 6 toneladas y que se utiliza hoy en día para el transporte de personas y materiales entre la Casa de Máquinas y la Cámara de Carga.

En la Figura 10 se presenta la tubería que se encuentra comprendida entre la cámara de carga y la casa de máquinas. Posteriormente en la Figura 11 se resalta la trayectoria de la tubería. Importante volver a destacar que, dadas las condiciones del terreno, se tiene una disposición rectilínea de la tubería tanto en planta como longitudinalmente.

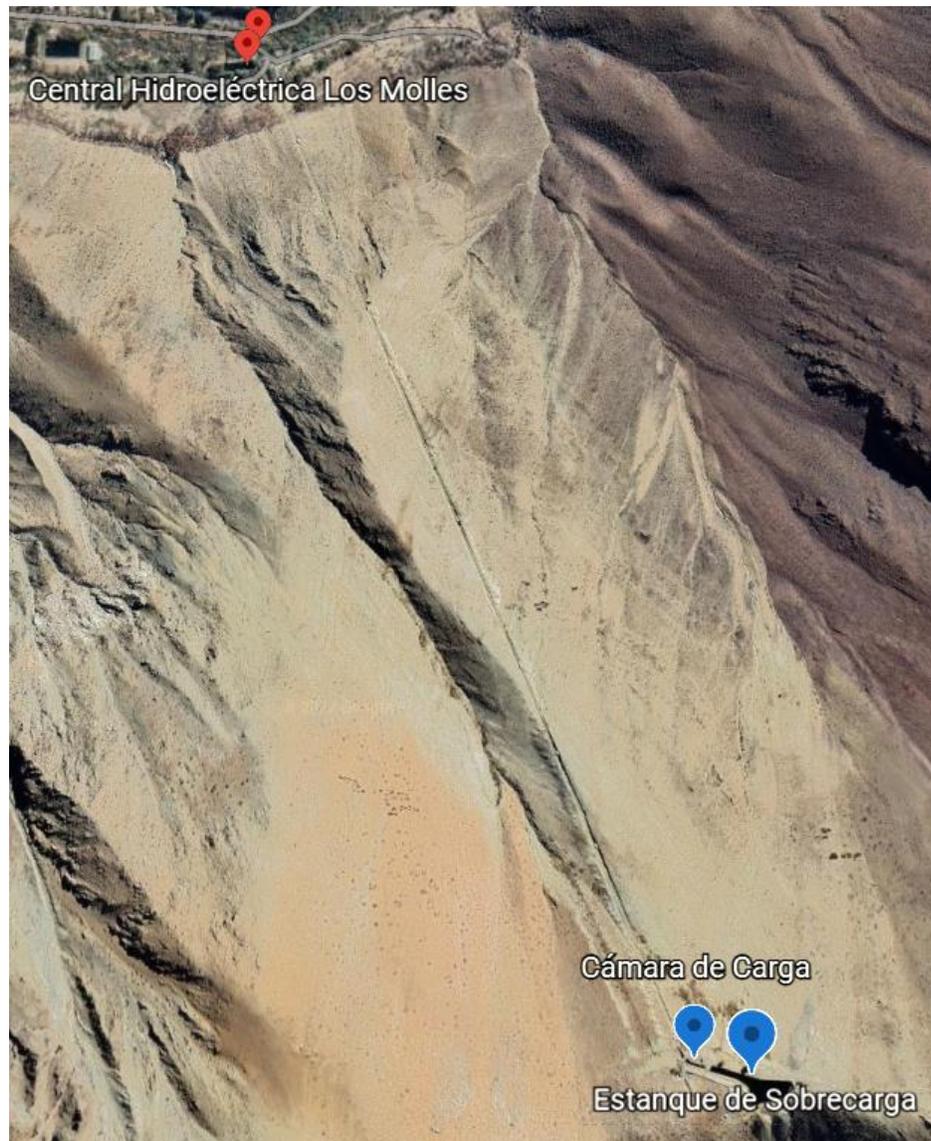


Figura 10: Central Los Molles - Tubería de presión.

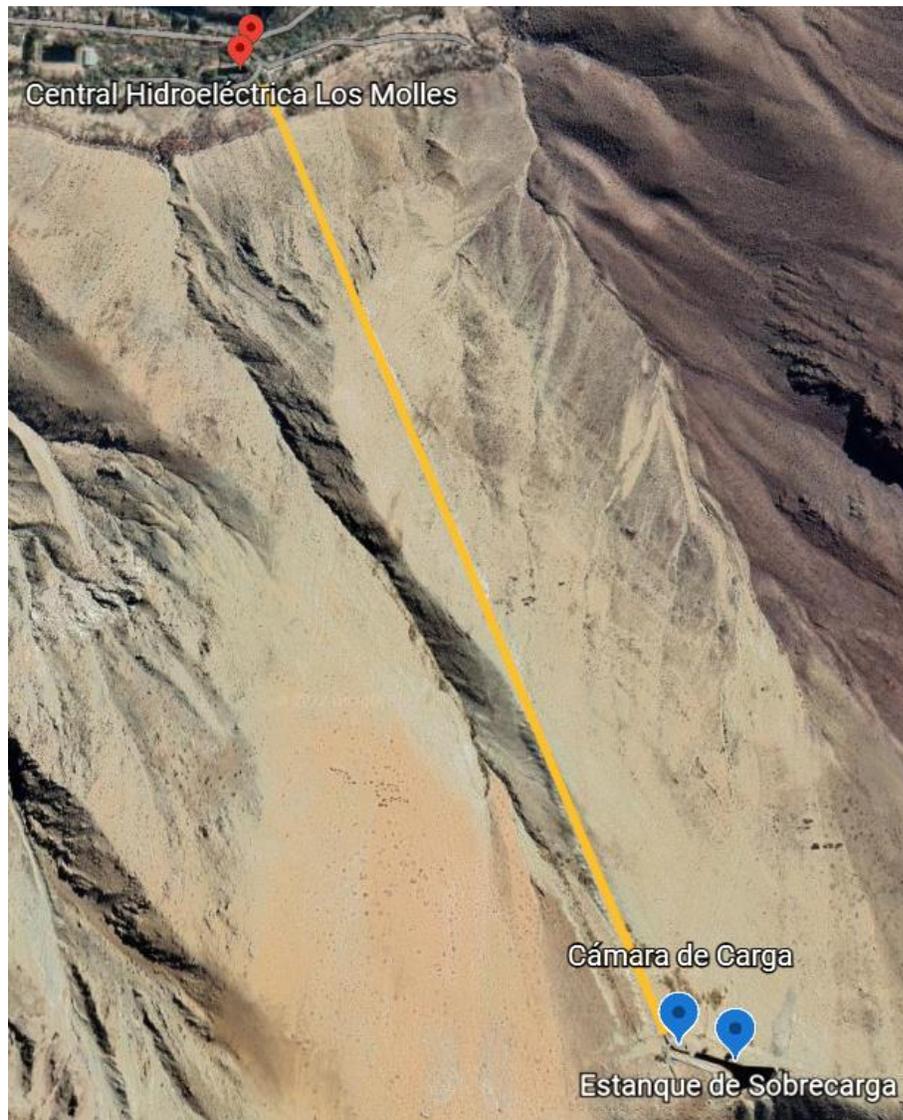


Figura 11: Recorrido tubería de presión – Vista en planta.

4.4 Unidades Generadoras

La tubería de presión culmina con dos turbinas tipo Pelton, de eje horizontal de 1000 r.p.m. Cada unidad consta de un alternador de 10.000 KVA y 13800 volts, soportados en dos descansos, con el rodete de la turbina montado directamente en un extremo del eje. La turbina está accionada por un solo chorro en que el agua toma una velocidad de 133 m/seg (480 km/h) y que, en caso de reducción brusca de la carga del generador, es desviado por un deflector de chorro con el objeto de permitir un cierre más gradual de la aguja del inyector. El gasto máximo de cada turbina es de 0,93 [m³/s].

La turbina posee un sistema de emergencia manual, ubicado en la Sala de Operaciones que permite poner en marcha o detener el funcionamiento de las turbinas, sin embargo, su funcionamiento suele ser automático.

4.5 Transmisión

Al costado oriente de la Casa de Máquinas se encuentran barras de 13200 V, donde es llevada la energía generada. Desde estas barras se desprenden tres alimentadores hacia la Bocatoma, Cámara de carga y a los pueblos del valle. También se tiene un banco de 4 transformadores marca Wagner monofásicos de 6,667 kV, que elevan la tensión a 66 kV para finalmente poder transmitir la energía al Sistema Interconectado Central, específicamente a la Sub Estación Ovalle, mediante una línea de doble circuito de 67 km de longitud.

4.6 Estanque de Compensación

Previo a retornar las aguas al río Los Molles, estas pasan por el Estanque de Compensación, que tiene como objetivo el poder compensar alteraciones producidas por la generación de energía y acumulaciones leves por parte del reservorio superior, que alteran el régimen natural del río. Inicialmente este estanque poseía una capacidad de 1000 [m³], sin embargo, su volumen fue posteriormente ampliado para que fuese igual al volumen del Estanque de Sobrecarga junto con la Cámara de Carga, mediante un segundo estanque de compensación (ver Tabla 1).



Figura 12: Estanque de Compensación ubicado junto a Casa de Máquinas. Volumen de 1000 [m³].



Figura 13: Estanque de Compensación N° 1 y 2.

Más adelante, específicamente en el capítulo de Adaptaciones se profundizará sobre la distancia entre ambos Estanques de Compensación, junto con las implicancias en el bombeo dado que no se encuentran juntos, sumado a que existe una diferencia de cota cercana a los 10 metros.

4.7 Información de Operación

Las tuberías en presión transportan las aguas desde el reservorio superior hacia las turbinas, generando una caída de 1154 [m]. Esta elevada altura permite obtener potencias relativamente elevadas (18 MW) comparadas a los pequeños caudales utilizados, que suelen ubicarse entre un rango de 0 y 2 [m³/s].

Tabla 3: Datos Geográficos.

Información Geográfica	Cota [m.s.n.m]
Bocatoma	2600
Cámara de carga	2538
Cámara de carga, altura agua de 6 [m]	2544
Casa de Máquinas	1390

5. Centrales a Bombeo en el mundo

Al año 2021, existen 253 centrales a bombeo en el mundo de las cuales el 48% (122 centrales) corresponde a ciclos abiertos, como el que pretende instalarse en la central los molles. En el siguiente gráfico, se puede apreciar la proporción a nivel continente de la generación energética por parte de centrales con sistema de bombeo. Cabe destacar con respecto al almacenamiento, la información de continentes como Oceanía y África no es lo suficientemente clara, de manera que la totalidad del almacenamiento se encuentra concentrado entre Europa, Asia y Norte América. Así mismo, al año 2021 no existe ningún proyecto con sistema de bombeo en funcionamiento en América del Sur.

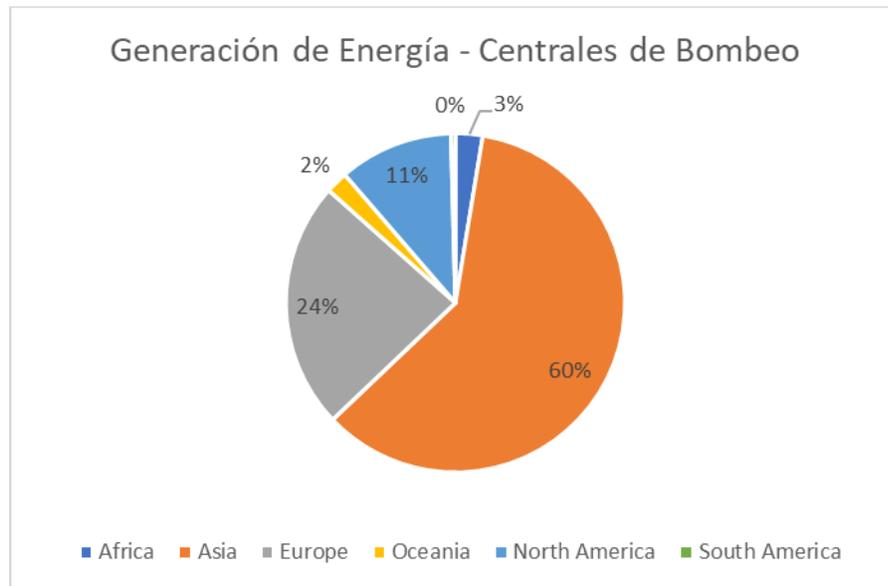


Figura 14: Generación a nivel mundial por Centrales con sistema de bombeo.

Es importante notar que la Central Los Molles presenta características bastante particulares, como lo son su gran altura de caída además de su generación, la cual no es tan alta (18 MW). De esta manera, se realizó una búsqueda entre las centrales a bombeo existentes en el mundo que tuviesen condiciones relativamente similares para así poder tomar como referencia su funcionamiento a la hora de aplicar el bombeo. A continuación, se presentan centrales con capacidades de generación similares a las que presenta la Central Los Molles.

Tabla 4: Centrales con Sistema de bombeo con capacidades de generación menor a 100 [MW]

Nombre	Tipo de Ciclo	País	Año puesta en marcha	Altura de Caída [m]	Capacidad de Generación [MW]	Capacidad de Bombeo [MW]
Zermeiggern	Abierto	Suiza	1966	459	74	Sin Información
Xikou	Cerrado	China	1998	500	80	80
Sellero (BS)	Cerrado	Italia	1973	505	3	3
Rellswerk	Abierto	Austria	2017	522	12	15
Ponale (Rive del Garda Ledro)	Abierto	Italia	1929	584	80	80
Mottec	Abierto	Suiza	1958	617	71	32
Montamara	Abierto	España	1974	630	92	100
El Hierro	Cerrado	España	2014	655	11	6
Ruselkraftwerke (Oberberg 1 and 2)	Abierto	Alemania	1949	670	14	4
Koralpe	Abierto	Austria	1991	735	50	35
Samina	Cerrado	Liechtenstein	2015	835	15	10
Ibon de Ip	Abierto	España	1969	940	89	99

Además, se presentan las centrales que presentan alturas de bombeo de agua similares a las presentes en Los Molles, la que corresponde a 1154 [m].

Tabla 5: Centrales con Sistema de bombeo con alturas de caída superiores a 900 [m].

Nombre	Tipo de Ciclo	Estado	País	Año	Altura de Caída [m]	Capacidad de Generación [MW]
San Fiorano	Abierto	En Operación	Italia	1973	1403	568
Edolo	Cerrado	En Operación	Italia	1983	1265	978
Oschenik Innerfragant	Abierto	En Operación	Austria	1969	1185	108
Malta Hauptstufe (Rottau)	Abierto	En Operación	Austria	1979	1102	730
Chiotas (Entracque)	Cerrado	En Operación	Italia	1982	1048	1184
Tierfehd (Umwalzwirk)	Cerrado	En Operación	Suiza	2010	1045	140
Lunerseewerk	Abierto	En Operación	Austria	1958	974	260
Ibon de Ip	Abierto	En Operación	España	1969	940	89
Sainte Helene (La Coche)	Abierto	En Operación	Francia	1975	930	320
Grand Maison	Abierto	En Operación	Francia	1985	905	1800

Un análisis bibliográfico posterior permitió determinar que, para llevar a cabo este tipo de bombeo a grandes alturas, se recomienda una turbo/bomba (o sistema binario) reversible multietapa, la cual es utilizada en casi todas y cada una de las centrales presentadas en la Tabla 5. Sin embargo, estas centrales no sólo poseen una gran altura de caída, sino que también operan con caudales mayores a los 1,86 [m³/s], el cual es el caudal máximo de operación de la central, lo que a su vez se traduce en mayores capacidades de generación, que son entre 5 y 100 veces superiores a la capacidad de generación de la Central Los Molles. Estas diferencias de magnitud podrían traducirse en ciertas libertades a la hora de determinar el tipo de sistema y de equipamiento que será utilizado en la central, por lo que no se cierran las posibilidades de adaptación de la central a solo la turbo/bomba reversible.

6. Estado del recurso hídrico

Mediante un análisis hidrológico, se determinó el estado del recurso en la zona de estudio. A continuación, se presentan los caudales medios mensuales, tomando como referencia las mediciones realizadas por la Dirección General de Aguas (DGA) entre los años 1971 y 2020 en la Estación “CANAL CENTRAL LOS MOLLES EN CÁMARA DGA”, con coordenadas 30° 45' 43" Sur, 70° 34' 32" Oeste.

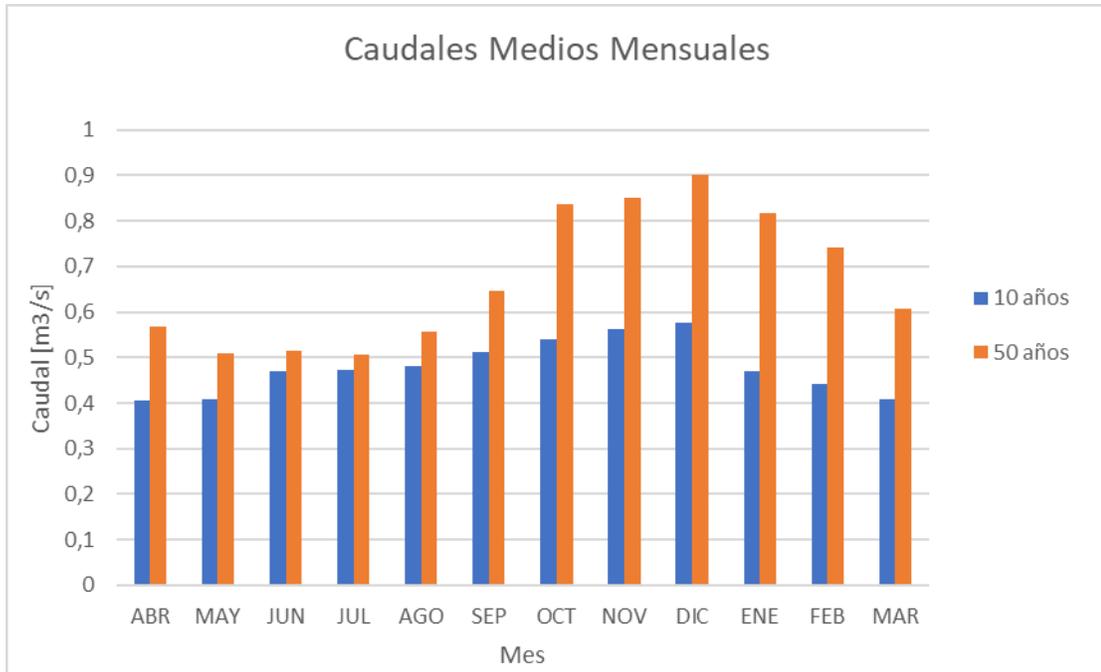


Figura 15: Caudales medios mensuales entre los años 1971 y 2020.

Como se puede apreciar en la Figura 15, los caudales medios mensuales se encuentran por debajo del caudal de diseño de la planta. Más importante aún, estos se encuentran en promedio, a sólo un cuarto del caudal de diseño, por lo que la planta suele operar con sólo una de las turbinas. Con esto podemos abordar otro enfoque, el cual no se basa sólo en el almacenamiento de energía, sino que también en el aprovechamiento de las unidades actualmente disponibles, las cuales están siendo operadas con un bajo factor de planta.

Cabe destacar que, para análisis posteriores, específicamente para el diseño y operación de la central ya adaptada, se trabajará tanto con los caudales medios mensuales como con las cotas de agua en los reservorios superiores para determinar la disponibilidad de agua.

7. Operación Actual – Central Los Molles

La central Los Molles fue diseñada y construida entre los años 1946 y 1952, en donde tanto la población como la demanda energética eran mucho menores a las actuales, de hecho, según la información disponible en la página del Coordinador Eléctrico Nacional, actualmente y debido principalmente a las condiciones naturales del río Los Molles, la central suele no más allá de la mitad de su capacidad nominal. A continuación, se puede apreciar la generación energética horaria de la Central Los Molles dentro de los últimos 10 años (2012 a 2021).

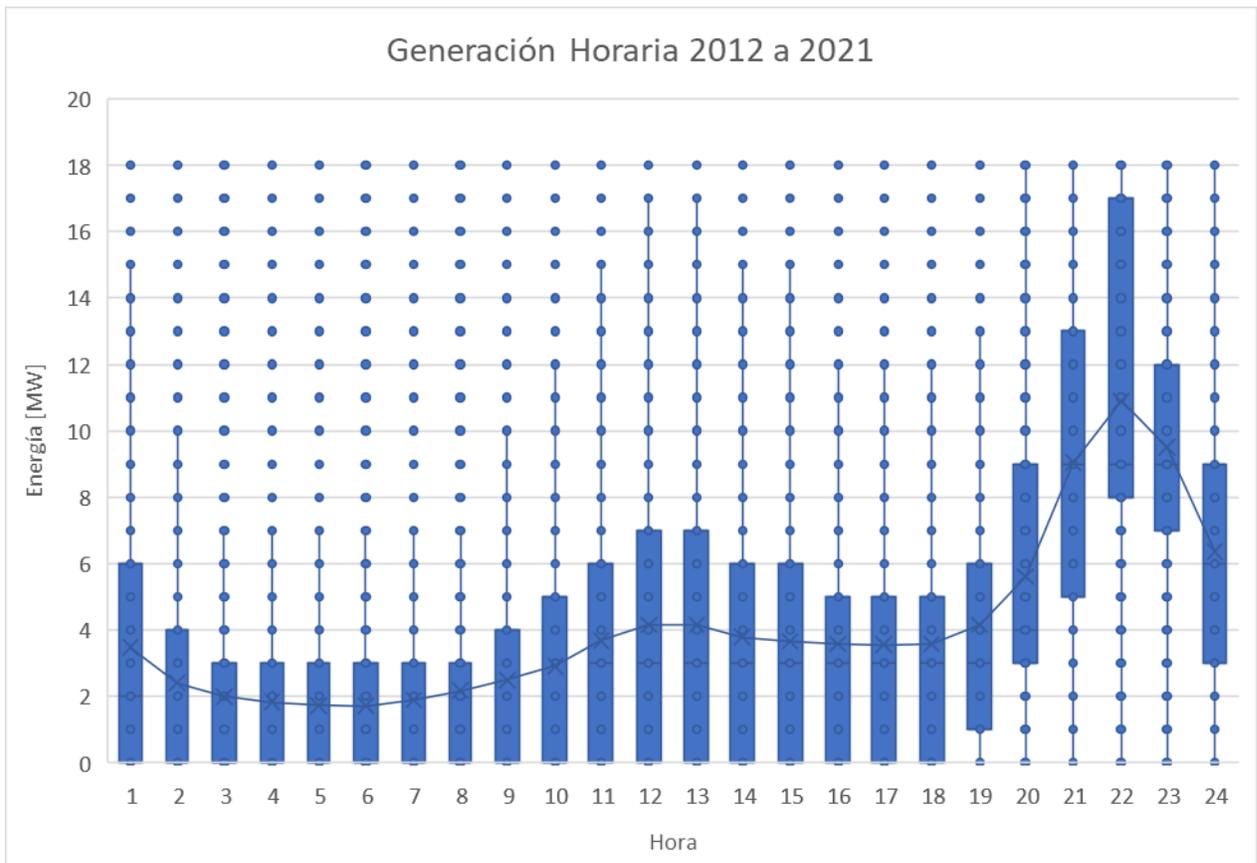


Figura 16: Frecuencia de potencia media horaria Central Los Molles entre los años 2012 y 2021.

A partir de esta información se pueden definir de manera general futuros rangos horarios de bombeo, los cuales debiesen ubicarse idealmente entre las 1 y 19 horas, en donde por lo general no se logran alcanzar los 9 [MW] de generación.

Por otra parte, a partir de la información proporcionada por ENEL sobre los volúmenes en los reservorios superiores (Cámara de carga y estanque de sobrecarga) junto con las cotas de agua, podemos determinar el volumen disponible a partir de la altura en cada hora del día. De esta manera, sólo faltaría determinar los caudales de operación para así poder determinar de manera fidedigna la actual operación de la planta.

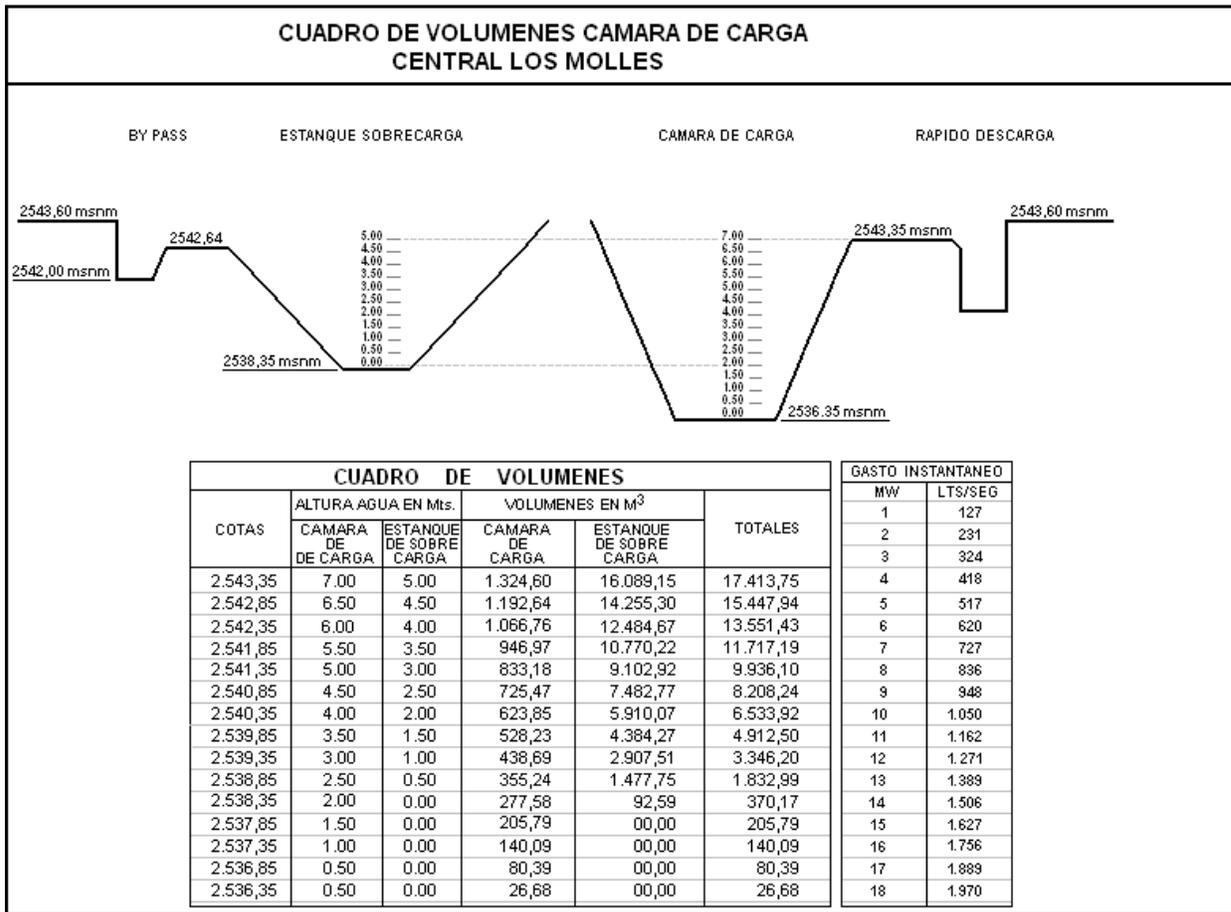


Figura 17: Volúmenes y altura en cámara de carga y estanque de sobrecarga. Central Los Molles.

En la Figura 17 se presentan los volúmenes en la Cámara de Carga, Estanque de Sobrecarga y la suma de estos, en donde cada uno de estos volúmenes está asociado a una altura de agua. Esta información fue parametrizada y será abordada en detalle más adelante.

8. Caudal de Generación y Bombeo

En la central Los Molles no existe un mecanismo de medición directa del caudal utilizado, por lo que para determinar el caudal necesario para la generación horaria de la planta, se utilizaron tres métodos. El objetivo de emplear tres métodos fue poder determinar de distintas maneras la operación actual de la central, la que posteriormente fue comparada con mediciones reales de la central. Por último, se consideró el método que más se adecuara a los datos ya registrados

El caudal de bombeo se asumió igual al de diseño de la turbina con el objeto de diseñar y operar la bomba en un punto de eficiencia nominal máxima que permitirían a su vez disminuir los tiempos de uso de la tubería única de turbinación y bombeo.

8.1 Determinación del caudal a partir de la relación Potencia-Caudal

Primero, se determinó teóricamente cual era la cantidad de agua necesaria para generar la energía, a partir de la Ecuación 1:

$$P = \rho * g * \eta * Q * \Delta HT$$

La altura bruta se aproximó a la diferencia de cotas de 1154 [m], por lo que faltaría determinar las pérdidas de carga. Se mencionó en el marco teórico que, dadas a las características de la tubería y a la disposición casi rectilínea que posee, sólo se consideraron las pérdidas friccionales a lo largo de la tubería. Queda abierta la posibilidad de desarrollar en mayor detalle los otros tipos de pérdidas a lo largo de la tubería, pero no está en los alcances ni en los objetivos de este estudio.

A continuación, se presentan las Ecuaciones 4, 5 y 6 respectivamente

$$\Delta HT = h_i - h_f - \sum \lambda \quad (4)$$

$$\sum \lambda = f * \frac{8}{\pi^2} * \frac{L}{g} * \frac{Q^2}{D^5} \quad (5)$$

$$K = f * \frac{8}{\pi^2} * \frac{L}{g} * \frac{1}{D^5} \quad (6)$$

Reemplazando (6) en (5) se obtiene

$$\sum \lambda = K * Q^2 \quad (6.1)$$

Luego, reemplazando (6.1) en (4) se obtiene

$$\Delta HT = h_i - h_f - K * Q^2 \quad (6.2)$$

Finalmente, reemplazando (6.2) en (1) se obtiene la Ecuación (5)

$$P(Q) = \rho * g * \eta * Q * (h_i - h_f - K * Q^2) \quad (7)$$

8.2 Método Volumétrico

Se determinó el caudal de generación a partir de un balance entre el volumen del reservorio superior y considerando, simplificado, un aporte constante de agua desde el canal de aducción durante el día. Los volúmenes del reservorio superior fueron obtenidos a partir de la Figura 17 e información de cotas de agua proporcionada por ENEL, mientras que los caudales diarios del río los molles se obtuvieron a partir de los datos públicos proporcionados por la Dirección General de Aguas, Estación “CANAL CENTRAL LOS MOLLES EN CÁMARA DGA”, con coordenadas 30° 45' 43" Sur, 70° 34' 32" Oeste. Es importante destacar que, en la práctica, el aporte del canal de las aguas desviadas por el canal de aducción desde el río Los Molles no es constante, sin embargo, para efectos de este método y dado que no se posee mayor información, se considerará constante en el día.

$$V_{t+1} = V_t + (Q_{río\ t} - Q_{turb\ t}) * t$$

De manera que el caudal turbinado en cada hora, queda de la siguiente manera

$$Q_{turb\ t} = Q_{río\ t} + \left(\frac{V_t - V_{t+1}}{t}\right)$$

8.3 Determinación del caudal a partir de las pruebas de rendimiento

Por último, para despejar el caudal de la ecuación de potencia, se requiere disponer de la eficiencia de la turbina, del generador y del transformador. Para estos dos últimos equipos, se supuso un valor único medio de eficiencia, mientras que para la turbina se dedujo su valor a partir de pruebas de rendimiento realizadas por ENEL en septiembre de 2008, en donde a partir de distintos caudales se registraba la generación energética.

Tabla 6: Potencias registradas en pruebas de Rendimiento. Central Los Molles.

Q [m³/s]	Potencia
0,33	3,109
0,43	4,031
0,43	4,078
0,45	4,269
0,63	6,049
0,64	6,060
0,84	8,052
0,86	8,201
0,93	8,929
0,94	8,993

A partir de esta información, se parametrizó la potencia para poder obtener el caudal a partir de esta, obteniendo lo siguiente:

$$Q(P) = -0,00006 * P^3 + 0,0016 * P^2 + 0,0903 * P + 0,0379$$

Q: Caudal en [m³/s]

P: Potencia en [MW]

En esta última ecuación, es importante destacar que, para una potencia nula $P = 0$, se presenta un valor mínimo de caudal, lo cual fue corregido imponiendo que para potencias de generación nulas no se tiene caudal turbinado.

8.4 Caudal de generación adoptado

Una vez chequeados los tres métodos mostrados, se optó por utilizar el tercer método apoyado en las pruebas de Rendimiento. Esta elección se sustentó en que las pruebas de rendimiento entregan valores reales de la central, que son también utilizados en la generación de energía.

Por otra parte, a la hora de evaluar el método teórico en la central se generaban ciertas discordancias en torno a los valores mínimos (cercaos a un caudal nulo) y máximos (con el caudal máximo para una turbina), de manera que no era posible modelar la operación de la central de manera correcta.

Por último, el segundo método generaba problemas al considerar que el caudal del río era constante en cada hora del día, por lo cual tampoco fue seleccionado.

9. Modelo de operación con bombeo – Situación base (sin aumento de volúmenes en los estanques)

Previo a determinar las obras civiles adicionales requeridas, se debe definir la operación de la central con el sistema de bombeo ya incluido. Para esto, primero fue necesario el modelar la actual operación de la central, operación que fue detallada en el capítulo 8. Además, se tomó como base el mes de enero de 2020 como punto inicial, el cual fue posteriormente desarrollado para la operación anual de la central. Para determinar los valores iniciales del modelo, simplemente se utilizó la información del 31 de diciembre de 2019. Los datos de entrada del modelo se presentan a continuación.

1. Generación de energía

Generación de la planta en cada hora del día, la cual puede obtenerse desde la página web del Coordinador Nacional de Energía (CEN).

2. Volumen de agua en el reservorio superior

A partir de las cotas de agua en el reservorio superior, se puede determinar el volumen de la cámara de carga junto con el estanque de sobrecarga (ver Figura 17)

3. Caudal de turbinación

A partir de las pruebas de rendimiento (ver Tabla 6), se calculó el caudal de turbinación para cada hora del día a partir de la generación de energía dada.

Con esta información, es posible determinar el caudal captado del río en cada hora, a partir de un balance de volumen

$$Q_{rio\ t} = Q_{turb\ t} + \left(\frac{V_t - V_{t+1}}{t}\right)$$

De esta manera, se tiene la operación de la central en cada hora del día, que incluye lo siguiente:

- Generación Energética [MW]
- Caudal Turbinado [m^3/s]
- Caudal captado del río [m^3/s], transportado a través del canal de aducción
- Cota de agua en reservorio superior [m]
- Volumen de agua en el reservorio superior [m^3]

Para dar comienzo al modelo es importante imponer antes ciertas condiciones y/o restricciones sobre las variables a determinar, entre las que se presentan a continuación:

- Vertimiento de agua

Inicialmente se consideró que en periodos de baja generación y dado que el volumen del reservorio superior no es tan elevado como para el almacenamiento adicional de agua, se podría verter esta última. Sin embargo, consultando con operadores de la central se confirmó que en los últimos 10 años sólo se había llevado a cabo vertimiento de agua una vez, por lo que para efectos del modelo se determinó que no existe vertimiento de agua.

- Cotas de agua en el reservorio superior

Se chequeó el registro de cotas de agua, en donde se encontraron datos que no coincidían con las dimensiones del reservorio, tales como cotas superiores a 5 [m] en el Estanque de Sobrecarga. Estos valores fueron debidamente modificados utilizando principalmente las tendencias de los días anteriores y posteriores, así como los datos en horas cercanas. Posteriormente, durante la realización del modelo, se tomó también como referencia, para chequear el registro de cotas, la generación energética, de manera que en horas de baja o nula generación y considerando que no existe vertimiento, las cotas en el reservorio debían presentar un alza.

- Caudales del río

Se verificó día a día mediante el balance de volumen el caudal del río durante todo el año 2020. Sin embargo, se registraron eventos en los que no existía generación de energía, esto sumado a que las cotas de agua en el reservorio superior iban disminuyendo. Dado que no existe vertimiento y que, además, en estos eventos no se está generando energía, se debiese presentar un aumento en las cotas de agua en el reservorio superior. De no ser así, se chequeó primero el registro de cotas, y en caso de realizarse alguna modificación, esta fue debidamente registrada. Por último, si luego de la revisión no había irregularidades con las cotas de agua, se impuso que el caudal del río en esas horas fuese nulo.

9.1 Volumen Bombeable sin ampliación del estanque superior

Una vez determinada las características base de operación de la central en cada hora del día, ya es posible hacer la incorporación del bombeo. En este caso, la cantidad de agua a ser bombeada quedará delimitada por el espacio disponible en el reservorio superior, sin embargo, dado que existe un aporte relativamente constante hacia el reservorio superior desde las aguas captadas del río Los Molles, el volumen disponible no se verá reducido de manera proporcional al caudal turbinado. El volumen disponible en el reservorio superior irá aumentando a medida que se turбина agua, pero se irá reduciendo debido al ingreso constante de las aguas previamente captadas. Por otra parte, en horas de bombeo, el volumen disponible en el reservorio superior se verá en constante disminución al recibir tanto el aporte de la captación junto con el caudal bombeado.

Para determinar el volumen bombeable, se comenzó estimando en cada día el volumen disponible en el reservorio superior, pero considerando para dicha estimación el volumen máximo que se alcanzaba día a día, como se puede ver en el ejemplo de la Tabla 6. A partir de esta estimación, se procede hora a hora bombeando a máxima capacidad según la disponibilidad de espacio en el reservorio superior. De esta manera se busca también aprovechar el espacio disponible el cual, como se verá más adelante, no es utilizado actualmente en una gran porción del año (período de sequía).

Es así como en el ejemplo del día primero de enero de 2020, en la hora 12 se tiene el máximo volumen del día que equivale a 15029 [m³]. Se tomó como referencia un valor límite de 15452 [m³] que se tiene para una altura de agua de 6,5 [m] en la cámara de carga (ver Tabla 1).

Tabla 7: Volúmenes por hora en reservorio superior; Día 01-01-2020.

Fecha	Día	Hora	Generación [MW]	Caudal río [m3/s]	Volumen Reservorio Superior [m3]
01-01-2020	1	1	4	0,24	8752,8
01-01-2020	1	2	3	0,27	8547,2
01-01-2020	1	3	0	0,21	9304,9
01-01-2020	1	4	0	0,29	10355,4
01-01-2020	1	5	0	0,18	10995,3
01-01-2020	1	6	0	0,32	12151,2
01-01-2020	1	7	0	0,12	12590,7
01-01-2020	1	8	0	0,21	13330,6
01-01-2020	1	9	0	0,18	13966,9
01-01-2020	1	10	0	0,26	14915,0
01-01-2020	1	11	0	0,02	14991,5
01-01-2020	1	12	3	0,33	15029,7
01-01-2020	1	13	3	0,23	14686,1
01-01-2020	1	14	3	0,25	14420,1
01-01-2020	1	15	3	0,24	14117,6
01-01-2020	1	16	3	0,27	13929,3
01-01-2020	1	17	3	0,17	13367,9
01-01-2020	1	18	3	0,28	13219,0
01-01-2020	1	19	3	0,27	13033,5
01-01-2020	1	20	3	0,19	12553,9
01-01-2020	1	21	8	0,24	10355,4
01-01-2020	1	22	9	0,32	8002,8
01-01-2020	1	23	9	0,32	5653,6
01-01-2020	1	24	9	0,29	3194,0

Tal como se mencionó anteriormente, se optó por escoger el volumen máximo en cada día para aprovechar el espacio disponible, sin embargo, también se hizo para evitar que en algún otro momento del día se rebase el reservorio superior, al cual ya se le dio una revancha de 0,5 [m], lo que equivale a un volumen de 1966 [m³].

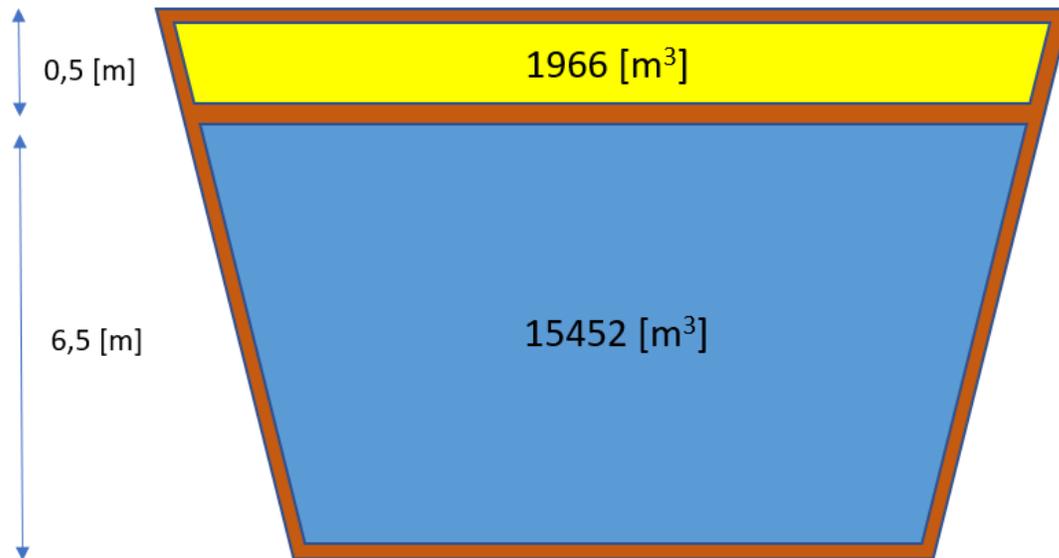


Figura 18: Revancha y volumen libre en reservorio Superior.

A partir de esta información, el volumen bombeable en el día sería la diferencia entre el volumen máximo de referencia y el volumen máximo del día

$$V_{bombeable} = V_{maxref} - V_{maxdia}$$

Que en el ejemplo quedaría de la siguiente manera

$$V_{bombeable} = 15452 [m^3] - 15029,7[m^3]$$

$$V_{bombeable} = 422,3 [m^3]$$

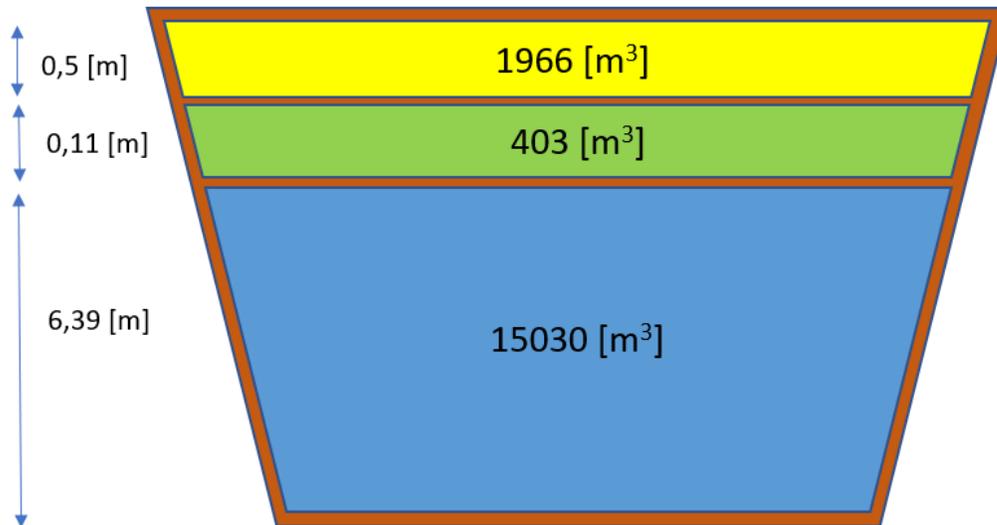


Figura 19: Volumen disponible para bombeo día 1-1-2020.

Notar que en la Tabla 1, el volumen máximo presentado es de 15448 [m³], sin embargo, en el ejemplo anterior se considera como el volumen máximo de referencia a un volumen un poco mayor. Esto se debe a que luego de realizar la parametrización de los volúmenes del reservorio superior a partir de las cotas de agua, esta arrojó el valor de 15452 [m³] para las cotas de agua de 6,5 [m] y 4,5 [m] en la Cámara de carga y Estanque de Sobrecarga respectivamente. Dado que se trata de una diferencia menor al 0,5% del volumen total del reservorio, no se profundizó en esta diferencia.

Es así como para el día primero de enero de 2020, se puede bombear un volumen 422,3 [m³]

Prolongando este análisis a todo el mes de enero se obtuvieron los siguientes volúmenes bombeables:

Tabla 8: Máximos volúmenes bombeables en enero del 2020.

Día	Volumen Máximo Diario [m3]	Máximo Volumen Bombeable [m3]
1	15030	423
2	15183	269
3	15260	192
4	15337	116
5	15414	39
6	14306	1146
7	13742	1711
8	14686	766
9	14610	842
10	13071	2382
11	13779	1673
12	15414	39
13	15452	0
14	14877	576
15	9968	5485
16	11426	4026
17	11139	4314
18	14610	842
19	15452	0
20	15414	39
21	13742	1711
22	14458	994
23	14877	576
24	14991	461
25	15106	346
26	15337	116
27	15106	346
28	15452	0
29	15452	0
30	14877	576
31	15414	39

Tal como se explicó anteriormente, se determinó el caudal bombeable asociado al máximo volumen diario, por lo que en aquellos días en donde se alcanza el volumen máximo no se puede realizar bombeo. En este caso particular del mes de enero del 2020, sólo en cuatro días de todo el mes se tuvo dicha situación de no bombeo.

Con respecto a los volúmenes presentados en la Tabla 8, estos deben ser posteriormente turbinados durante el mismo día, en las horas restantes de turbinación, ya que de lo contrario no se tendrá espacio en los siguientes días para almacenar el agua presupuestada, esto sumado a que es precisamente el caudal turbinado extra el que generará los excedentes de energía. Si consideramos que se trata de volúmenes relativamente pequeños comparados con la disponibilidad de agua diaria, la mejor manera de aprovechar estos excedentes es turbinándolos con un caudal que garantice una máxima generación energética, lo que correspondería a turbinar esas aguas con un caudal de 0,9 [m³/s] por turbina.

Tabla 9: Energía generada al día a partir de turbinación extra durante el mes de enero de 2020.

Fecha	Día	Máximo Volumen Bombeable [m3]	Aumento Potencia [MW]	Energía total diaria [MW*día]	Aumento Energético [%]
01-01-2020	1	423	1,1	69	1,6%
02-01-2020	2	269	0,7	44	1,6%
03-01-2020	3	192	0,5	60	0,9%
04-01-2020	4	116	0,3	51	0,6%
05-01-2020	5	39	0,1	49	0,2%
06-01-2020	6	1146	3,0	53	5,7%
07-01-2020	7	1711	4,5	65	7,0%
08-01-2020	8	766	2,0	53	3,8%
09-01-2020	9	842	2,2	56	4,0%
10-01-2020	10	2382	6,3	54	11,7%
11-01-2020	11	1673	4,4	48	9,3%
12-01-2020	12	39	0,1	42	0,2%
13-01-2020	13	0	0,0	55	0,0%
14-01-2020	14	576	1,5	42	3,6%
15-01-2020	15	5485	14,6	71	20,5%
16-01-2020	16	4026	10,7	52	20,6%
17-01-2020	17	4314	11,5	52	22,1%
18-01-2020	18	842	2,2	22	10,2%
19-01-2020	19	0	0,0	42	0,0%
20-01-2020	20	39	0,1	70	0,1%
21-01-2020	21	1711	4,5	56	8,1%
22-01-2020	22	994	2,6	46	5,7%
23-01-2020	23	576	1,5	49	3,1%
24-01-2020	24	461	1,2	53	2,3%
25-01-2020	25	346	0,9	46	2,0%
26-01-2020	26	116	0,3	44	0,7%
27-01-2020	27	346	0,9	43	2,1%
28-01-2020	28	0	0,0	40	0,0%
29-01-2020	29	0	0,0	71	0,0%

30-01-2020	30	576	1,5	50	3,1%
31-01-2020	31	39	0,1	58	0,2%

Se amplió este análisis a todo el año 2020 obteniendo los siguientes días sin bombeo en cada mes:

Tabla 10: Número de días con volumen máximo en reservorio superior.

Mes	Días sin Bombeo
ENERO	4
FEBRERO	3
MARZO	1
ABRIL	3
MAYO	3
JUNIO	2
JULIO	5
AGOSTO	1
SEPTIEMBRE	3
OCTUBRE	3
NOVIEMBRE	0
DICIEMBRE	0
TOTAL	28

De esta manera, se tiene que, durante el año 2020, en 28 de los 366 días del año, que corresponde a un 7,7% no es posible realizar bombeo de agua debido a que en al menos una hora en el día se alcanza el volumen máximo de 15452 [m³].

Destacar con respecto a la Tabla 10 que los días en los que no se pueda realizar el bombeo son dependientes principalmente de dos factores y/o variables:

- Caudal del río, responsable del llenado del reservorio superior
- Volumen disponible en el reservorio superior

Dado que no se tiene control sobre las condiciones naturales que pueda entregar el río, y que en la captación son desviadas en su totalidad las aguas de este, la única variable que puede ser alterada para tener menos días sin bombeo es el espacio disponible en los reservorios. Aumentando los volúmenes de los reservorios se podría disminuir aún más el número de días sin realizar bombeo.

Más adelante se profundizará en los días sin bombeo y en los volúmenes de los reservorios, ya que como el bombeo se realiza a partir de excedentes de energía, principalmente solares y/o eólicos, uno o más días sin realizar bombeo implica que en estos días no se están aprovechando dichos excedentes de energía, hecho que justamente se busca evitar con este tipo de centrales.

Por último, otra alternativa para aumentar el espacio en el reservorio superior sería el reemplazar el equipo actual de generación y así turbinar en menos tiempo el volumen disponible. Sin embargo, al tratarse de una adaptación se quieren aprovechar las condiciones para las cuales fue diseñada la central, por lo que no se consideró el cambiar el equipamiento.

9.2 Períodos y Caudal de Turbinación Extra

Una vez definido el volumen bombeable en el día, se debe determinar cuándo y cómo se realizará el bombeo. Para definir cuando se hará el bombeo, se analizó la estadística de potencias registradas (ver Figura 16) entre los años 2012 y 2021, en donde entre las 1 de la mañana y las 19 horas, no suele alcanzarse la mitad de la capacidad máxima de generación de la central. Es así como posteriormente las horas de bombeo fueron definidas entre esas horas del día, pero en un rango más acotado, comprendido entre las 5 y 18 horas del día.

Para la modelación, se impuso que el caudal de turbinación extra correspondería al máximo caudal con el cual puede operar cada turbina, es decir que se consideró un caudal de 0,9 [m³/s], el cual podría ampliarse a 1,8 [m³/s] en caso de utilizar ambas turbinas. A partir de esta condición, en el ejemplo visto anteriormente (Tabla 7), en tan sólo 14 minutos se turbinaría el caudal bombeado durante el día. Ampliando este análisis a todo el mes de enero del 2020, se pudo apreciar un aumento en la generación energética del mes de un 5%, esto sumado a una media de tan sólo 30 minutos para turbinar el caudal extra, con un máximo de 3 horas de turbinación, las cuales son totalmente factibles si se considera que los periodos de turbinación corresponden al rango horario entre las 20 y 24 horas.

Es importante notar que sólo distribuyendo de mejor manera el recurso y sin realizar mayores modificaciones en las estructuras actuales, es posible aumentar el rendimiento de la central. A continuación, se presentan los tiempos de turbinación extra en cada día del mes de enero del 2020.

Tabla 11: Tiempo de turbinación extra, en minutos, para cada día de enero de 2020 con $Q = 0,9 \text{ [m}^3/\text{s]}$

Dia	Máximo Volumen Bombeable [m3]	Tiempo de Turbinación extra [min]
1	423	14
2	269	9
3	192	6
4	116	4
5	39	1
6	1146	38
7	1711	57
8	766	26
9	842	28
10	2382	79
11	1673	56
12	39	1
13	0	0
14	576	19
15	5485	183
16	4026	134
17	4314	144
18	842	28
19	0	0
20	39	1
21	1711	57
22	994	33
23	576	19
24	461	15
25	346	12
26	116	4
27	346	12
28	0	0
29	0	0
30	576	19
31	39	1

Finalmente, se extendió el análisis anterior a todo el año 2020, obteniéndose que para el escenario de no aumento del volumen del estanque superior, se podría obtener una generación extra de 739 [MWh/año] por la adición del bombeo, que comparada con los 18589 [MWh/año] de generación mediante turbinación sin bombeo del año, correspondería a un aumento del 4% anual.

10. Modelo de Operación con Bombeo – Condiciones de borde

En el capítulo anterior, se determinó que, para la situación actual, redistribuyendo de mejor manera el recurso hídrico y conservando las estructuras encargadas de la turbinación y almacenamiento en la Central Los Molles, mediante bombeo se podría generar un aumento del 5% de generación en el mes de enero y un 4% en el año 2020. Aunque este aumento es prometedor, corresponde ahora definir las condiciones de borde presentes en la central para poder dar paso a la simulación. Las condiciones de borde vendrán dadas tanto por las condiciones naturales que entrega el terreno, junto a características de diseño de la central que no requieran ser modificadas, o características de diseño que su alteración implique una modificación sustancial de la central.

Las condiciones de borde que serán abordadas serán las siguientes:

- Reservorio Superior: Volumen máximo de ampliación
- Reservorio Inferior: Volumen mínimo de ampliación
- Operación de la Bomba
- Turbinación extra, generada por bombeo
- Caudal de vertimiento desde Estanque de Compensación

10.1 Reservorio Superior: Cámara de Carga y Estanque de Sobrecarga

Dadas las condiciones del terreno en el reservorio superior, se considerará que, en caso de ser necesario, el volumen no se puede ampliar en más de 50000 [m³], debido por una parte a el difícil acceso hacia aguas arriba (mediante teleférico o helicóptero), pero principalmente debido al espacio disponible (ver figura 20). De esta manera, se podrán evaluar aumentos de volumen hasta un volumen máximo del reservorio superior de 65452 [m³].



Figura 20: Área Disponible para la ampliación del reservorio superior.

Esta restricción genera un impacto directo en la generación de energía mediante turbinación extra (bombeo), la cual está relacionada directamente a la capacidad de almacenamiento de la central, más aún, a la capacidad de almacenamiento extra de la central, por sobre el volumen actual que ésta posee.

10.2 Reservorio Inferior: Estanques de Compensación 1 y 2

El reservorio inferior no posee limitaciones de espacio tan restrictivas como las que posee el reservorio superior, por lo que se tendrán más libertad a la hora de ampliar este volumen. En las Figuras 21 y 22 se presenta la zona posible de ampliación de los actuales Estanques de Compensación, o de construcción de nuevos Estanques de Compensación. La superficie disponible es levemente superior a 27.000 [m²] y se encuentra entre los Estanques de Compensación 1 y 2.



Figura 21: Vista en planta de Central Los Molles. Zona de ampliación de Estanques de Compensación

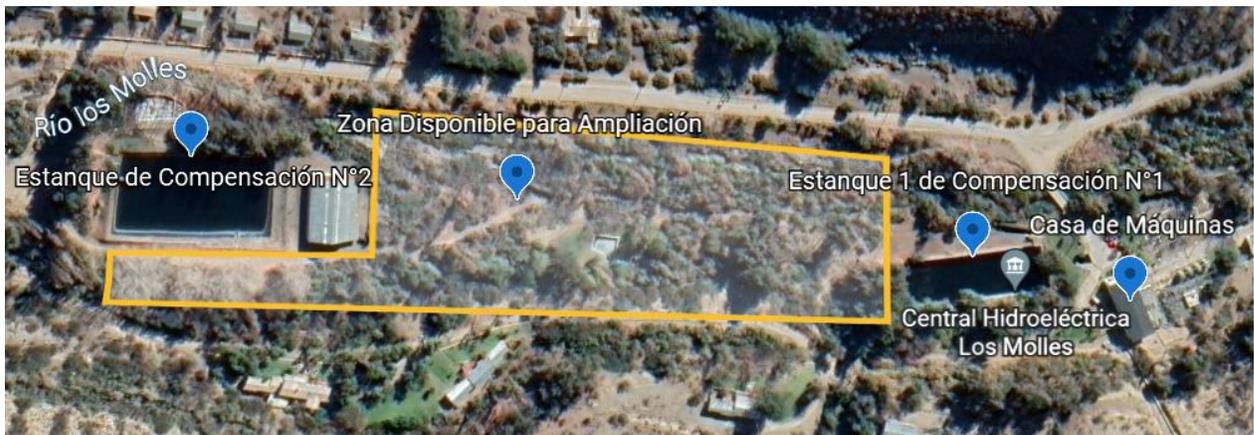


Figura 22: Zona disponible para Ampliación de Estanques de Compensación.

Sin embargo, la restricción de volumen aguas abajo vendrá dada por su capacidad mínima de almacenamiento, la que en el peor de los casos requerirá ser igual al volumen del reservorio superior con sus respectivas ampliaciones.

10.3 Operación de la Bomba

La principal restricción en la operación de la bomba, la cual será aplicada para cada una de las bombas utilizadas será que el bombeo se realice a plena capacidad, es decir, para el caudal máximo de diseño de la bomba. Esta es una condición usual de diseño de los sistemas de bombeo en proyectos PHS pues permite maximizar la eficiencia de la bomba y minimizar los tiempos de uso de las obras de impulsión. De esta manera, los caudales de bombeo a utilizar serán los siguientes, según la potencia de la bomba:

Tabla 12: Caudal máximo de diseño para bombas con distinta potencia.

	Potencia [MW]	Caudal de Bombeo [m ³ /s]
Bomba A	3,9	0,25
Bomba B	7,8	0,50
Bomba C	15,5	1,00

De esta manera se busca operar siempre las bombas en su punto de máxima eficiencia (que fue considerada en torno al 90%).

10.4 Turbinación extra

Previamente, en el Modelo de Operación considerando las condiciones actuales, se procedió de manera que se garantizara que una de las turbinas operara con el caudal máximo generación de esta, es decir, un caudal cercano a 1 [m³/s] el cual garantiza los 9 [MW] de generación de la turbina. Sin embargo, mediante análisis posteriores se determinó que para aprovechar de mejor manera las estructuras disponibles, el caudal en horas donde se turbinara el volumen previamente bombeado podría ser también igual al caudal máximo de diseño de la central, que a partir de pruebas de rendimiento en la central se determinó que es de 1,94 [m³/s].

Este cambio en el caudal de turbinación extra que se espera sea utilizado en la futura operación de la central se debe principalmente a que mediante el análisis de la situación actual de la central se determinó un aumento de generación energético muy acotado. A partir de dicho análisis, se determinó que sería muy conveniente en términos de mejor generación que tanto el reservorio inferior como superior ampliasen su volumen, lo que se traduciría en una mayor capacidad de almacenamiento de agua y también, una mayor capacidad de generación. Sin embargo, una vez ampliados los volúmenes, se requería también de una mayor capacidad de turbinación del volumen previamente bombeado, para lo cual era necesaria un aumento en el caudal de turbinación previamente definido para una sola de las turbinas, por lo que se optó por ocupar ambas turbinas al máximo de su capacidad en rangos horarios de turbinación extra hasta acabar el volumen bombeado durante el día.

Es así como en los escenarios de operación no solo se considerarán bombas con distintos caudales máximos de operación, sino que también se considerará que se usa una o dos turbinas, configuraciones que se presentan a continuación:

Tabla 13: Turbinas utilizadas en cada escenario de operación.

N° Turbinas	Caudal de Turbinación Extra [m³/s]	Generación Máxima [MW]
1	0,969	9
2	1,939	18

10.5 Caudal de vertimiento/evacuación desde Estanque de Compensación

El caudal de vertimiento o de evacuación desde los estanques inferiores hacia el río Los Molles son las únicas de todas las variables del sistema que poseen restricciones no sólo

dadas para garantizar la correcta operación del sistema, sino que también posee restricciones asociadas a la relación entre la central y la comunidad. La Central Los Molles ha priorizado efectuar una entrega regular de caudal hacia el río. Es por esto que entre las restricciones del caudal de evacuación será que este difiera lo menos posible del caudal de evacuación histórico, o en el mejor de los casos, sea igual a este último.

La segunda restricción será con respecto a los rangos horarios de vertimiento desde los Estanques de Compensación. Se priorizará que el vertimiento de aguas hacia el Río Los Molles coincida lo menor posible con los rangos horarios de bombeo, ya que, en caso de realizar el vertimiento de agua, disminuirá la altura de agua en el reservorio inferior, lo que podría traducirse en que no se logre el caudal máximo de diseño de la bomba.

Por último, cabe destacar que la restricción de rango horario será dependiente de la restricción del caudal de evacuación.

11. Modelo de Operación con Bombeo – Simulación

A diferencia del Modelo de Operación con bombeo (Capítulo 9) que permitió analizar la situación actual, en este caso gran parte de los factores determinantes del modelo serán variables, principalmente la capacidad de bombeo junto con el volumen disponible en ambos reservorios. A continuación, se presentará paso a paso el Modelo de Operación mediante el cual posteriormente se determinarán los escenarios que garantizarán un mejor aprovechamiento de las estructuras disponibles.

11.1 Valores de entrada y principales indicadores

Para dar inicio a la simulación, al igual que en el primer proceso en donde se analizó la situación actual, se determina día a día el volumen máximo disponible, para bombear a máxima capacidad en cada hora que sea posible. Sin embargo, el volumen disponible dependerá de dos variables definidas al inicio del modelo, las cuales determinarán posteriormente la capacidad de almacenamiento del sistema. Estas variables serán la altura inicial de agua en el Estanque de Sobrecarga junto con el volumen adicional de regulación máxima a agregar en el reservorio superior. Esta última es sin duda la variable más relevante a la hora de realizar la simulación, ya que a medida que el volumen disponible en el reservorio superior va en aumento, aumenta también la capacidad de almacenamiento, lo que finalmente se traduce en un aumento en la generación energética. De esta manera, el modelo de operación fue construido de manera tal que al cambiar el volumen a agregar se puedan apreciar las variaciones en distintos indicadores, los cuales permitirán posteriormente apreciar cómo se modificó la generación de la central a partir de estas modificaciones. A continuación, se presentan los principales indicadores que serán analizados:

- Energía Anual Extra
Aporte energético generado a partir del bombeo y del aumento de volumen físico a agregar en el reservorio superior
- Energía Consumida
Energía necesaria para garantizar el correcto funcionamiento de las bombas
- Factor de Planta
Proporción entre la energía generada en el año y la máxima generación posible de la planta, equivalente a generar 18 [MW] en cada hora del día durante el año
- Horas de Bombeo y de Turbinación Anuales

A partir de estos indicadores se puede determinar la operación real de la central a partir de variaciones en el volumen

Todos los aumentos físicos de volumen en el reservorio superior permiten operar el modelo para evaluar el aumento de generación extra al ser posible bombear más tiempo hacia él. Una vez efectuadas estas modelaciones, se evaluará también, para cada caso, el consecuente aumento del volumen de los estanques inferiores para permitir un adecuado manejo del agua adicional recibida por la mayor turbinación extra.

11.2 Bombeo

Para continuar con el modelo de operación, una vez determinado el volumen máximo disponible en el reservorio superior día a día, se procede a realizar el bombeo. El bombeo será efectuado inicialmente con un caudal de $0,5 \text{ [m}^3\text{]}$ entre las 5 y 18 horas, siempre y cuando entre dichas horas no se esté turbinando. Una vez iniciado el bombeo, este concluirá su operación cuando se genere cualquiera de los siguientes tres eventos:

- Se cumpla con el llenado del reservorio superior
- Se presenten horas con demanda energética no nula
- Se alcance el límite del rango horario de bombeo

Luego de que se cumpla con alguna de estas condiciones, se determina la energía necesaria para realizar el bombeo en cada hora y posteriormente se determina la energía total requerida en el día.

Una vez concluido el proceso de bombeo, es posible comenzar con la turbinación extra.

Posteriormente se efectuó la misma secuencia de cálculo con caudales de 1 y $1,5 \text{ [m}^3\text{/s]}$.

11.3 Turbinación extra

Como criterio de operación, se definió que la turbinación extra se realizaría desde la primera hora en la que no se realizara bombeo hasta un límite de las 24 horas del día. Sin embargo, posteriormente se definió que la turbinación extra se realizara en un rango horario más acotado, comprendido entre las 20 y 24 horas. El motivo de este cambio fue la demanda energética, la cual históricamente presenta sus valores más altos en este rango, como se puede apreciar en la Figura 23.

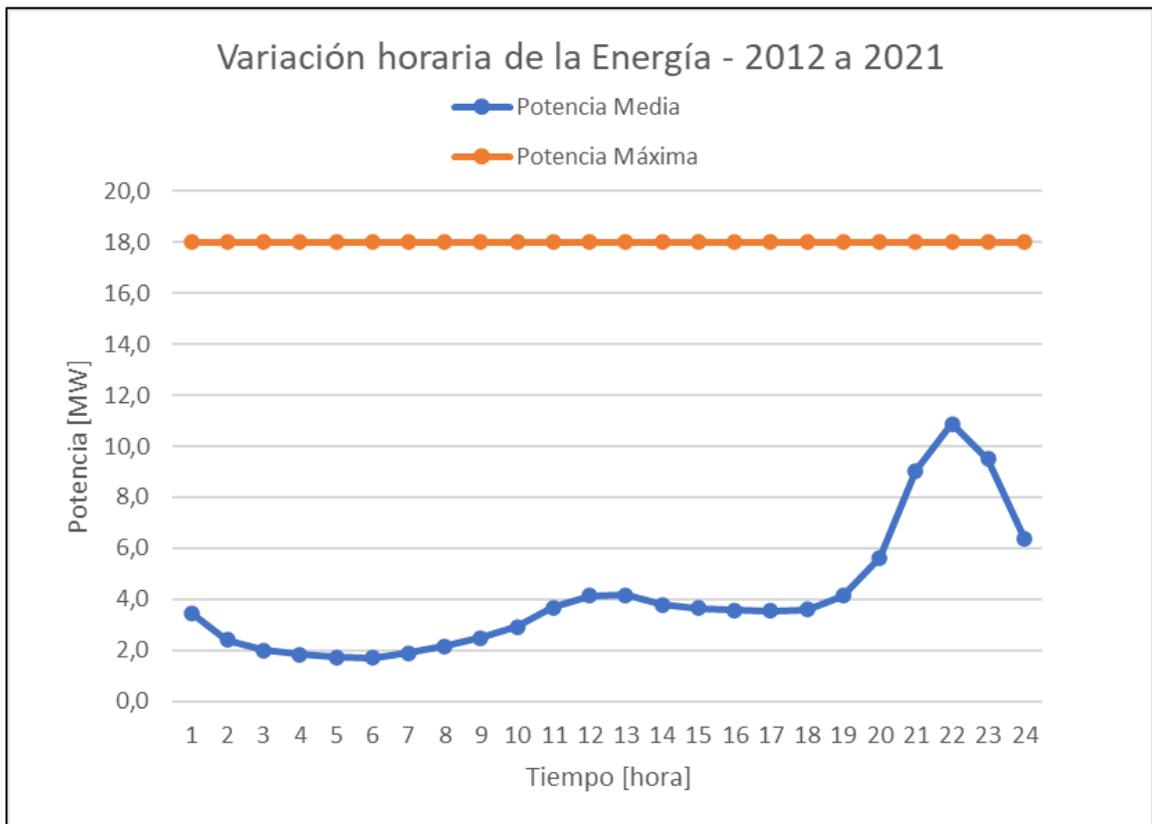


Figura 23: Generación de Energía horaria media de Central Los Molles. Periodo 2012 a 2021.

Similar al bombeo, la turbinación extra concluirá cuando ocurra alguno de los siguientes dos eventos:

- Se turbine el volumen previamente bombeado
- Se alcance el límite del rango horario de turbinación extra (24:00 hrs.)

Luego de este proceso es posible calcular los indicadores energéticos previamente mencionados y comenzar con el análisis del modelo.

11.4 Simulación y Escenarios

La simulación corresponderá a variar el volumen a agregar en el reservorio superior, e ir registrando los indicadores energéticos. El volumen a agregar se irá aumentando desde cero hasta llegar al volumen máximo disponible en la zona superior de la central, de 50.000 [m³] mencionado anteriormente.

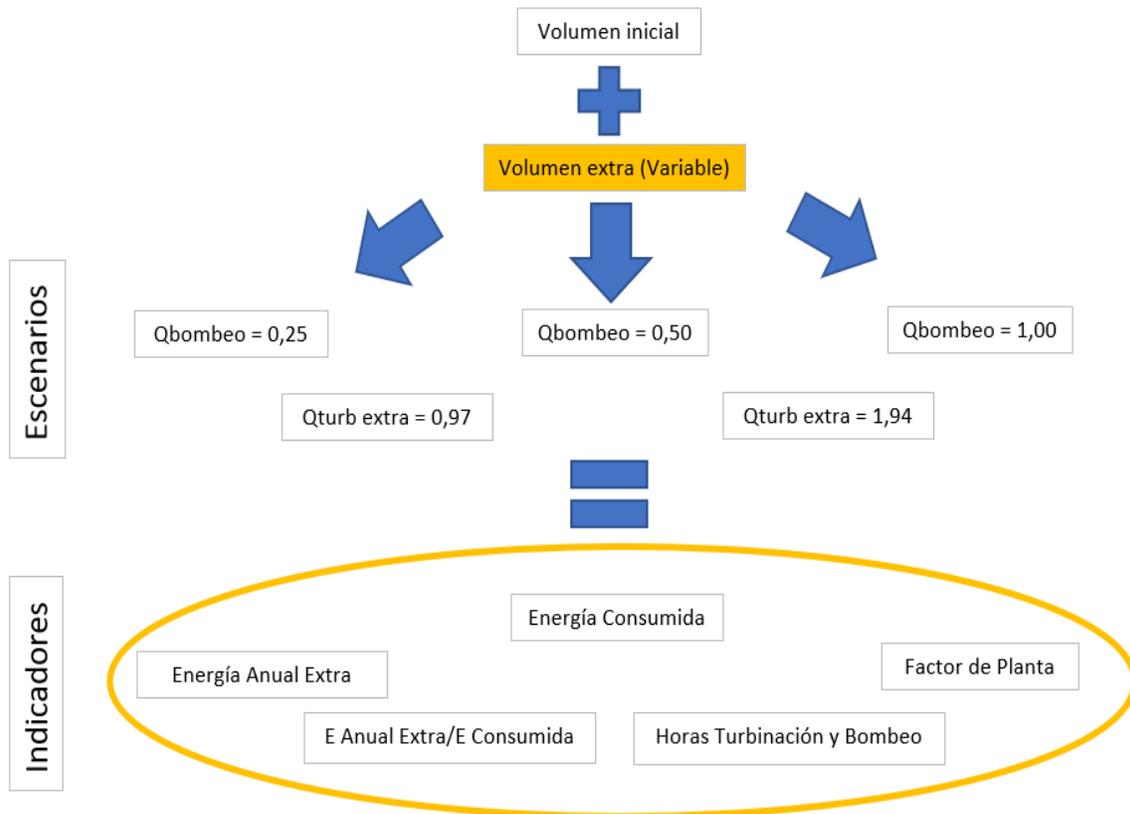


Figura 24: Funcionamiento del Modelo de Simulación de Central Los Molles.

Notar que un aumento proporcional de volumen no implica necesariamente un aumento también proporcional en los indicadores energéticos, ya que se debe considerar el gasto energético asociado a llenar el volumen del reservorio superior.

Por otra parte, los escenarios corresponderán a la selección de bombas con distinta potencia y distintos caudales máximos de diseño. Es importante destacar que la selección de una bomba con menor capacidad de bombeo no implica necesariamente obtener peores indicadores energéticos, esto principalmente por que la menor capacidad de bombeo es compensada con un menor consumo energético por parte de la bomba.

12. Modelación: Análisis de Resultados

A continuación, se presentan los resultados del Modelo de Operación. Para permitir un mayor nivel de comparación, se mostrará cada uno de los indicadores para cada una de las bombas previamente seleccionadas

12.1 Energía Anual Extra

La energía anual extra depende por una parte del volumen almacenado mediante bombeo, además del tiempo y caudal de turbinación extra. El volumen almacenado dependerá tanto del espacio disponible en el reservorio superior, así como también de la potencia de la bomba. Por otro lado, el tiempo y caudal, ambos de turbinación extra, dependerán principalmente de si se utilizan una o dos turbinas durante el proceso de generación.

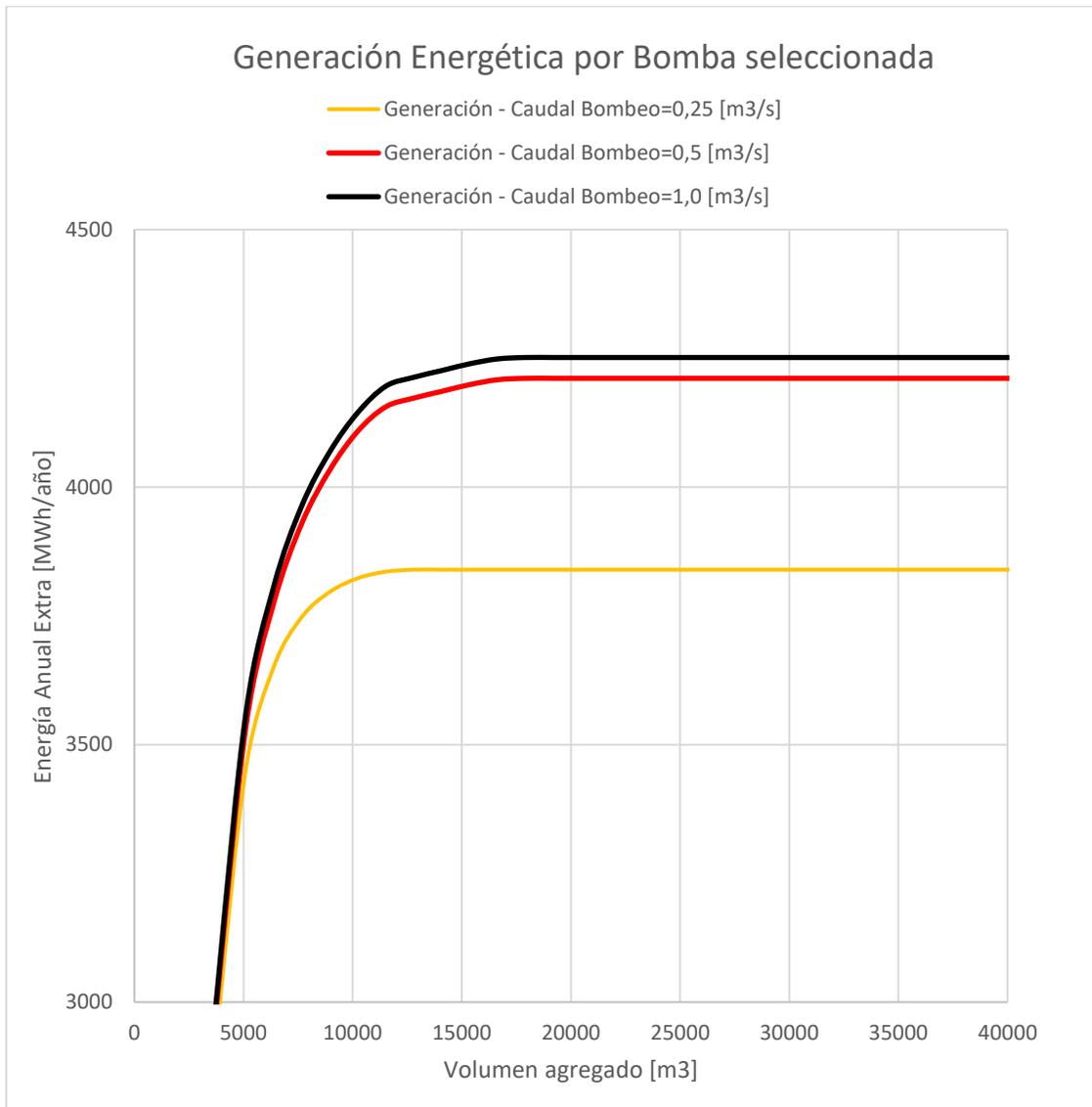


Figura 25: Volumen agregado y Energía Extra para una turbina y tres configuraciones de bomba.

Al utilizar una de las turbinas al máximo de su capacidad, se alcanza un máximo de energía anual al agregar 15.000 [m³] de espacio al reservorio superior, y no se ven aumentos de energía al seguir incrementando el volumen. Más aún, entre los 5.000 y 9.000 [m³] disminuye drásticamente la tasa de aumento de energía por volumen extra. Esto se debe a que existe un límite en la generación energética, que corresponde a bombear la diferencia entre el caudal turbinado real y el caudal turbinado máximo de este escenario (0,9694 [m³/s]) por las 5 horas del rango. Si consideramos que el caudal de turbinación medio entre las 20 y 24 horas es de 0,71 [m³/s], la diferencia de caudal correspondería a 0,26 [m³/s], que correspondería a un volumen acumulado de 4612 [m³] en el total de rango de turbinación.

El aumento energético que se puede apreciar entre los 9.000 y 15.000 [m³], con las bombas de potencia media y alta, equivalente a 180 [MWh/año] de aumento anuales, se debe a que con este aumento se garantiza que se ocupe la turbina al máximo de su capacidad a lo largo de todo el rango horario (5 horas).

Por otra parte, y como se puede apreciar en la figura 26, al utilizar ambas turbinas al máximo de su capacidad, entre los 20.000 y 25.000 [m³] se ve una disminución drástica en la tasa de aumento de energía extra anual, además de no ver mayores diferencias desde los 30.000 [m³] de volumen agregado.

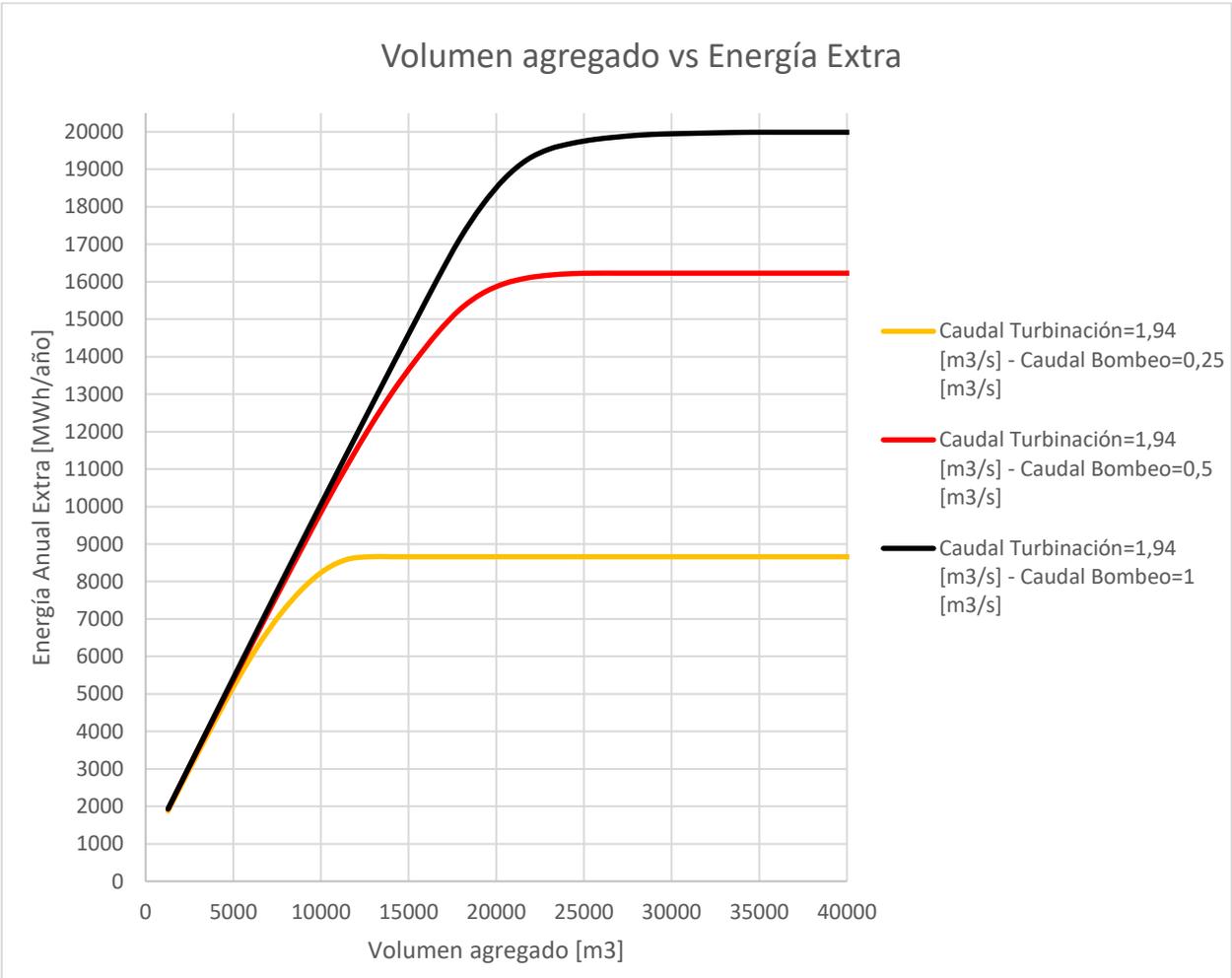


Figura 26: Volumen agregado y Energía extra para dos turbinas.

Similar al caso en donde se utilizó solo una turbina, se tiene el mismo caudal turbinado medio entre las 20 y 24 horas, sin embargo, como se utilizan dos turbinas el caudal

máximo turbinable equivale a 1,94 [m³], lo que da paso a una diferencia de caudal de 1,23 [m³]. Esta diferencia de caudal aplicada en las 5 horas de turbinación extra se traduce en un volumen turbinado de 22.061 [m³].

Para comparar de mejor manera los seis escenarios, se trabajarán los tres escenarios con una turbina como uno, sólo para realizar de mejor manera el análisis gráfico presentado a continuación en la Figura 27, por lo que se tendrán cuatro escenarios:

- Una turbina, con un caudal de turbinación = 0,97 [m³/s]
- Dos turbinas, con un caudal de turbinación de 1,94 [m³/s] y un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s]
- Dos turbinas, con un caudal de turbinación de 1,94 [m³/s] y un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s]
- Dos turbinas, con un caudal de turbinación de 1,94 [m³/s] y un caudal de bombeo de 1,0 [m³/s]

Si comparamos los cuatro escenarios, lo primero que se debe destacar es la tasa de aumento entre el volumen a agregar y el aumento de energía. El aumento de energía es similar hasta llegar a los 2.500 [m³], en donde al utilizar sólo una turbina ya no es posible turbinar con total libertad el volumen bombeado, sin embargo, con ambas turbinas se gana una diferencia de caudal turbinable que permite generar mayor energía.

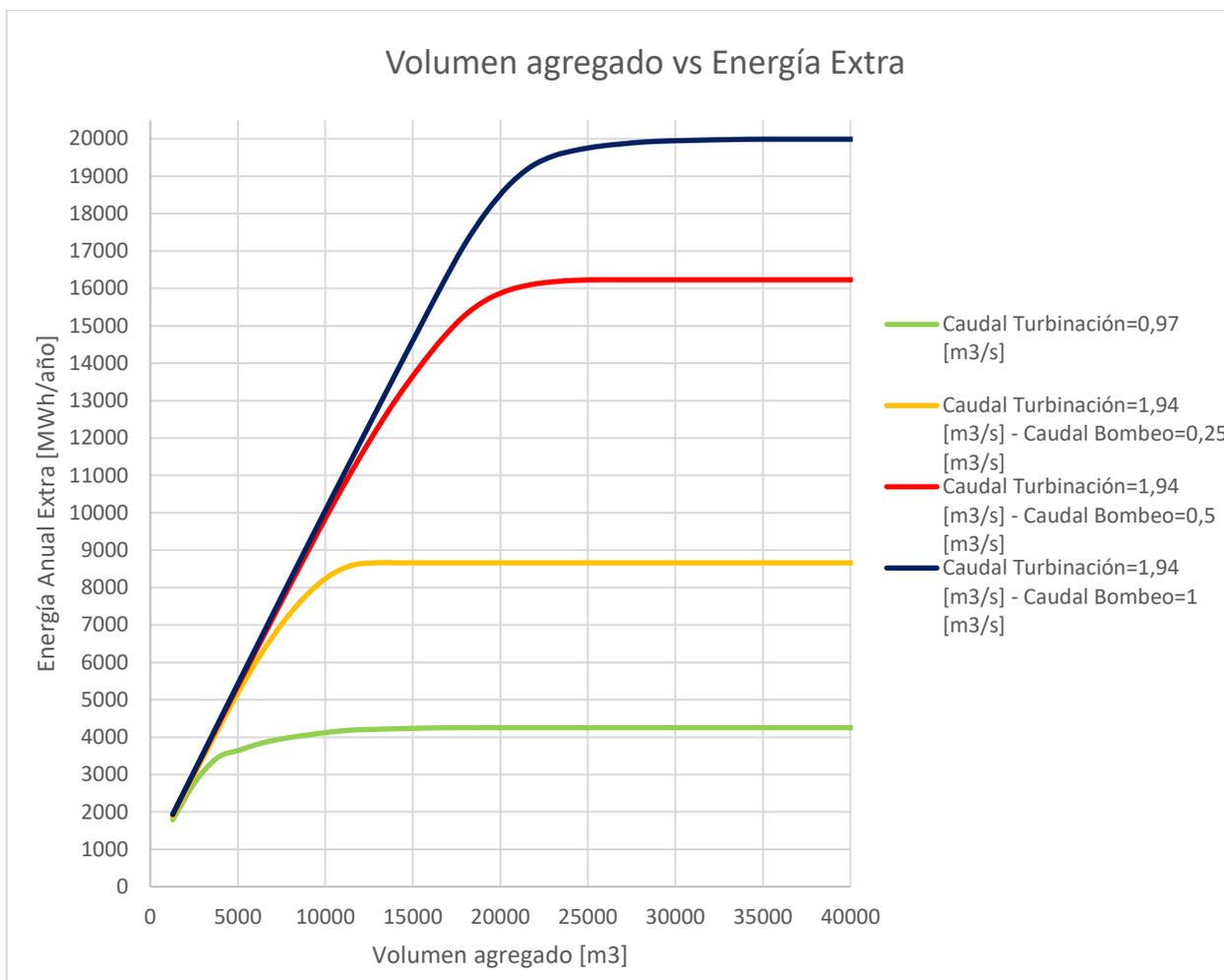


Figura 27: Energía Anual Extra a partir de aumentos de volumen, para distintos caudales de turbinación.

Así mismo, es interesante que, para alcanzar el máximo de energía en cada escenario, se tiene lo siguiente:

Tabla 14: Energía máxima para cada escenario analizado.

N° Turbinas	Caudal Turbinación [m³/s]	Caudal Bombeo [m³/s]	Volumen agregado [m³]	Energía Extra Máxima [MWh/año]
1	0,97	0,25 - 0,5 - 1,0	11500	4200
2	1,94	0,25	11500	8600
2	1,94	0,5	24300	16200
2	1,94	1,0	29400	19900

De la Tabla 14 se puede apreciar rápidamente que no se justificaría el uso de una sola turbina, ya no solo por aprovechar el equipamiento existente, sino que también por la generación. Esto se debe a que al utilizar ambas turbinas es posible turbinar en gran

parte (o en su totalidad) el volumen previamente bombeado, característica que no se cumple al trabajar con sólo una de las turbinas.

12.2 Energía Anual Consumida

La bomba hidráulica será un equipo nuevo en la adaptación de la central, por lo que es importante determinar su consumo.

- Primer escenario: Caudal de Bombeo = $0,25 \text{ [m}^3/\text{s]}$

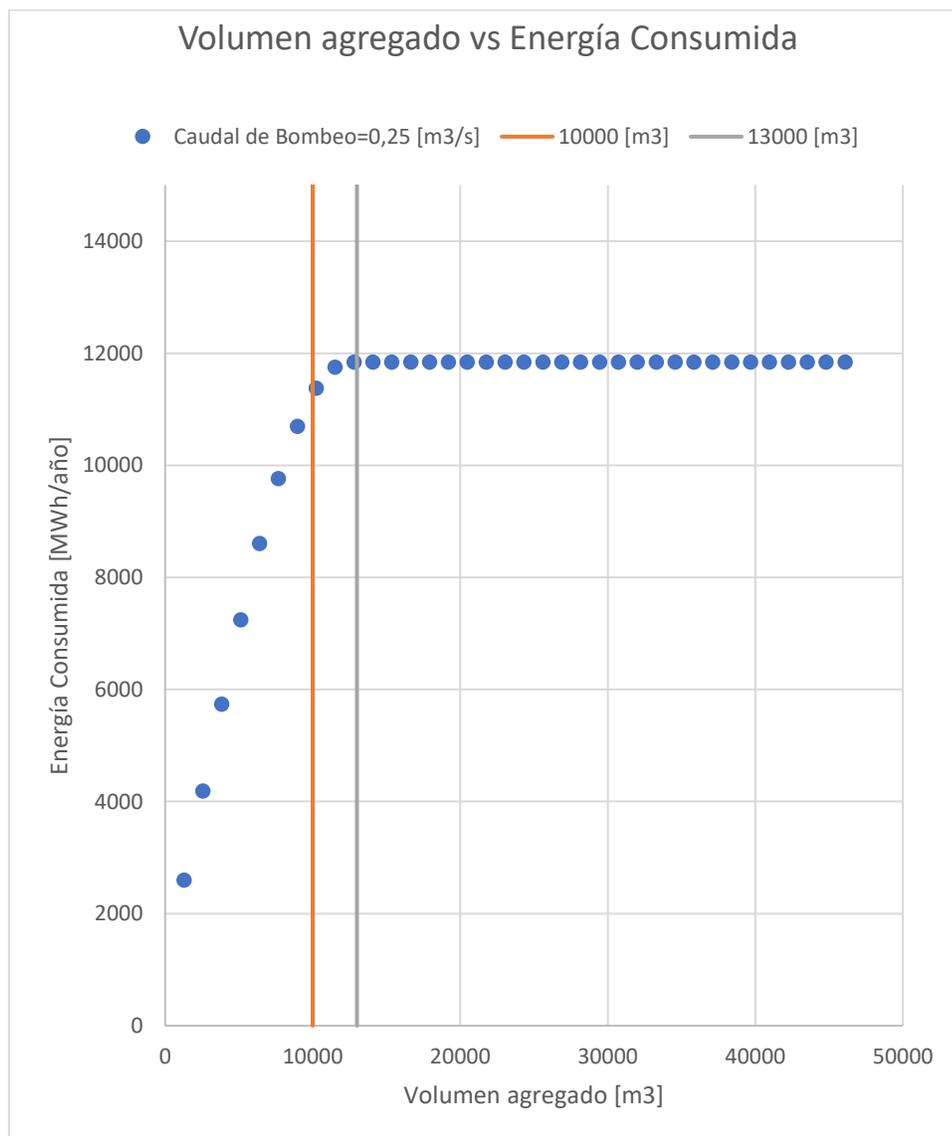


Figura 28: Energía consumida al aumentar el volumen, $Q=0,25 \text{ [m}^3/\text{s]}$.

En el primer escenario, con $Q = 0,25 \text{ [m}^3/\text{s]}$, se tiene que luego de agregar $12.600 \text{ [m}^3]$ al reservorio superior, no sigue aumentando el consumo energético. Sin embargo, esto se debe a que, para dicho caudal, el volumen máximo que se puede bombear en el rango horario de bombeo (de 14 horas) es de $12.600 \text{ [m}^3]$, por lo que independiente de si se agrega más volumen al reservorio superior, no se podrá bombear más agua.

- Segundo escenario: Caudal de Bombeo = $0,50 \text{ [m}^3/\text{s]}$

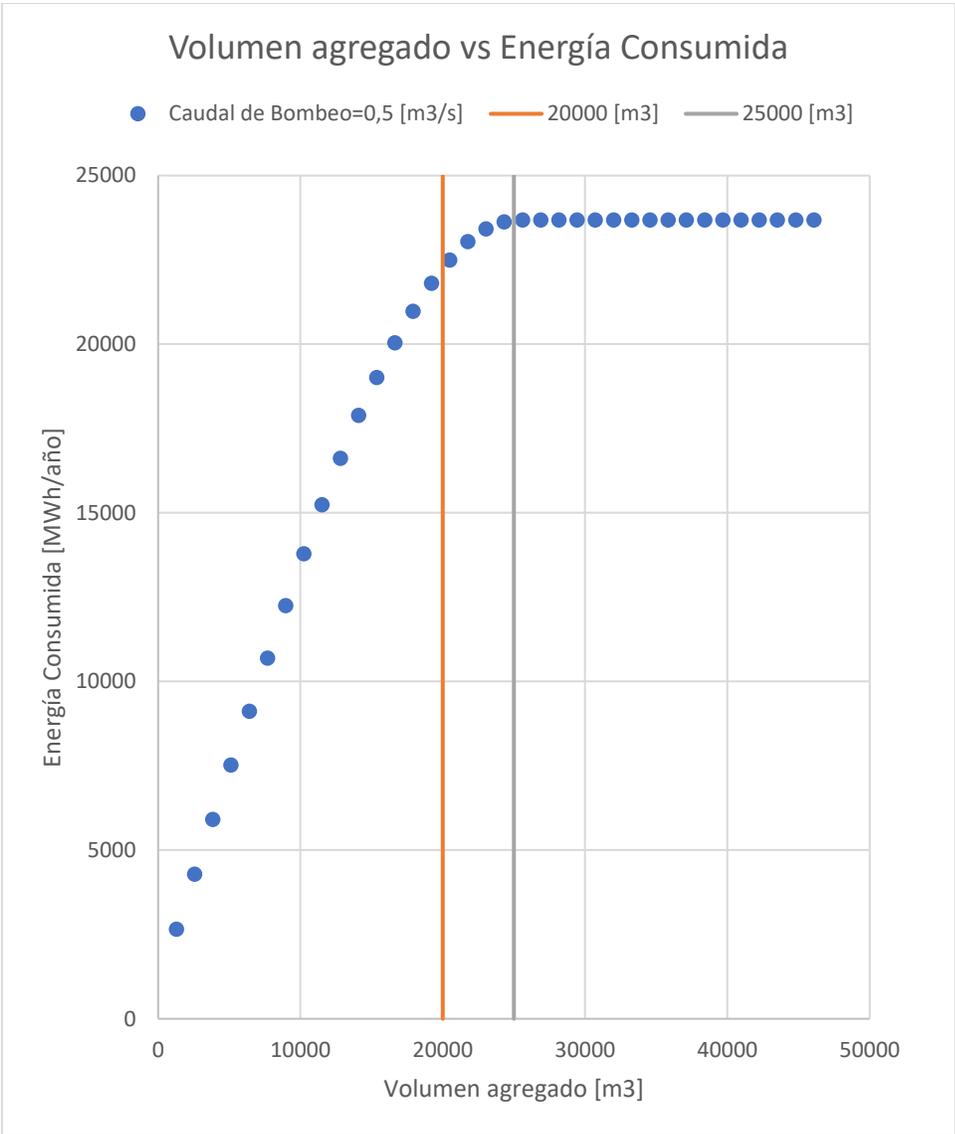


Figura 29: Energía consumida al aumentar el volumen, $Q=0,5 \text{ [m}^3/\text{s]}$.

Se puede apreciar en el segundo escenario como al igual que en el caso anterior, el volumen máximo bombeable equivale a 25.200 [m³] y como volúmenes agregados mayores a dicho valor no generaran aportes bajo las condiciones impuestas de bombeo.

- Tercer escenario: Caudal de bombeo = 1,00 [m³/s]

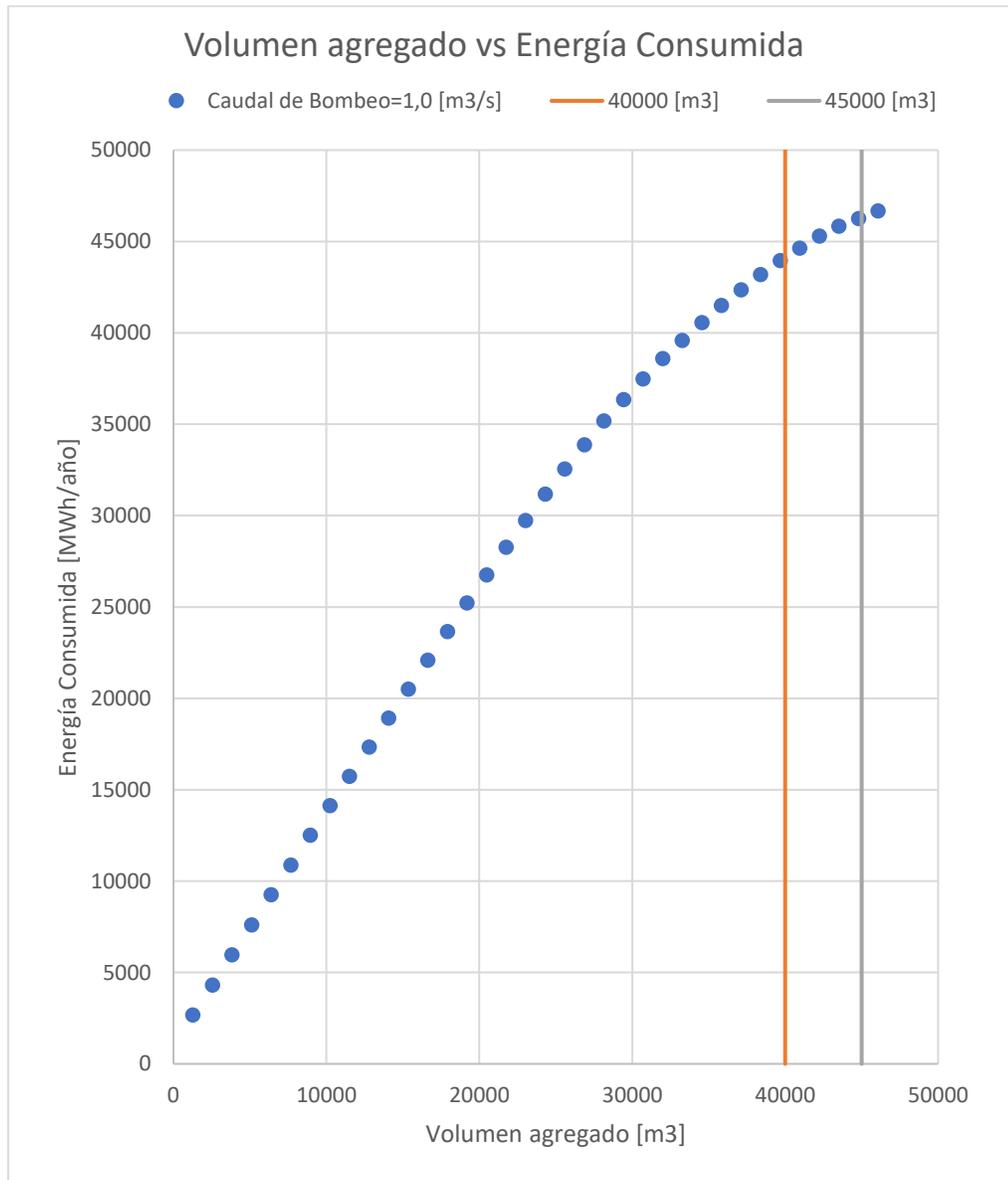


Figura 30: Energía consumida al aumentar el volumen. Q=1,0 [m³/s].

Por último, en el tercer escenario no se alcanza a apreciar gráficamente el volumen máximo bombeable como en los otros escenarios, debido a que una de las restricciones que se impuso desde el comienzo sobre el volumen a agregar en el reservorio superior

fuese de 50.000 [m³], el cual coincide con el máximo volumen bombeable para esta bomba.

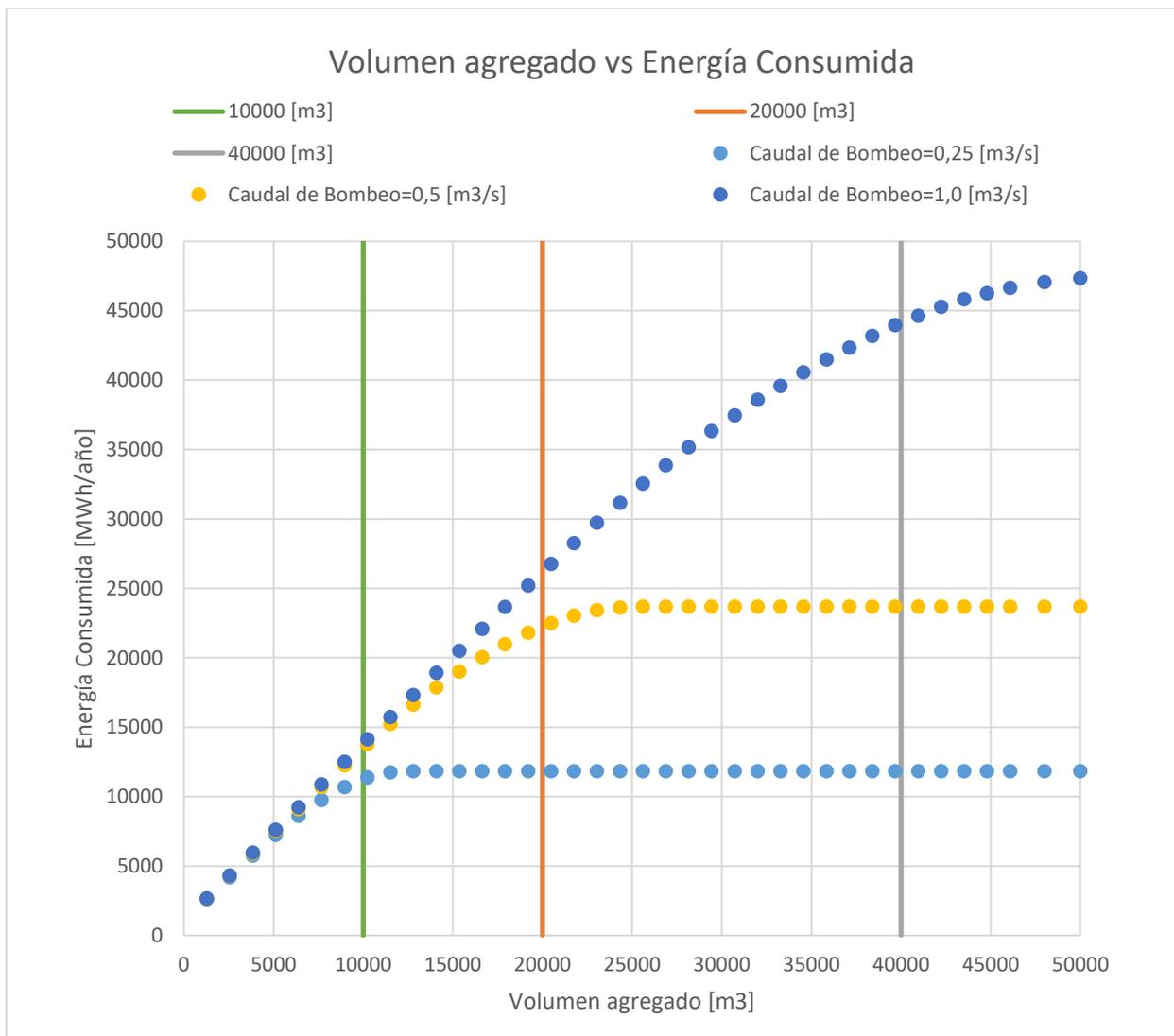


Figura 31: Energía consumida para bombas seleccionadas con distinta potencia, al aumentar volumen.

Finalmente, al analizar gráficamente el consumo energético en cada uno de los tres escenarios, no solo es interesante ver hasta qué punto es factible ampliar el volumen superior bajo las restricciones de bombeo, sino que es sumamente relevante el comparar estos indicadores con los previamente calculados, que corresponderían a la Energía Anual Extra, como se puede ver en la Figura 32.

12.3 Energía Anual Extra y Energía Consumida

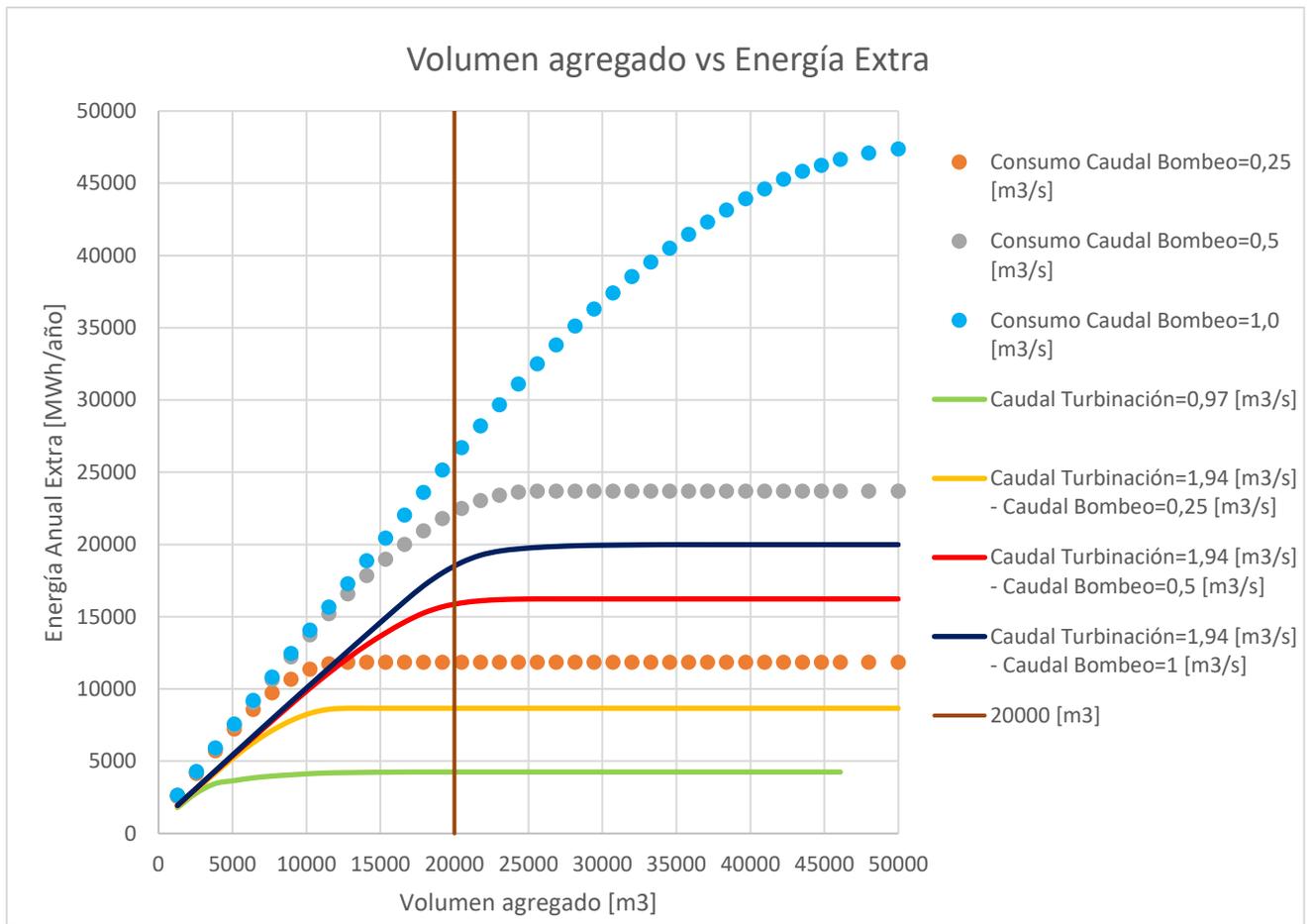


Figura 32: Energía generada por una y dos turbinas. Energía consumida para cada bomba seleccionada.

En la Figura 32 se pueden apreciar las variaciones entre energía generada (Líneas) y consumida (puntos) a medida que se va ampliando el volumen del reservorio superior de la central. Esto permite no sólo hacer un balance en términos energéticos, sino que permite analizar que alternativa de ampliación se adecua más según los escenarios considerados. Con respecto a las alternativas a seleccionar, es importante notar que las curvas de energía consumida sólo serán compatibles para las energías extra de turbinación que se hayan modelado con el mismo caudal de bombeo.

En la Figura 33 se muestra la energía generada al utilizar una de las turbinas, junto con el consumo de las tres bombas. Para un mejor análisis gráfico y dado que las curvas de generación energética se encontraban en ordenes de magnitud similares (4000 ± 200 [MWh/año]), se utilizó sólo una de las curvas.

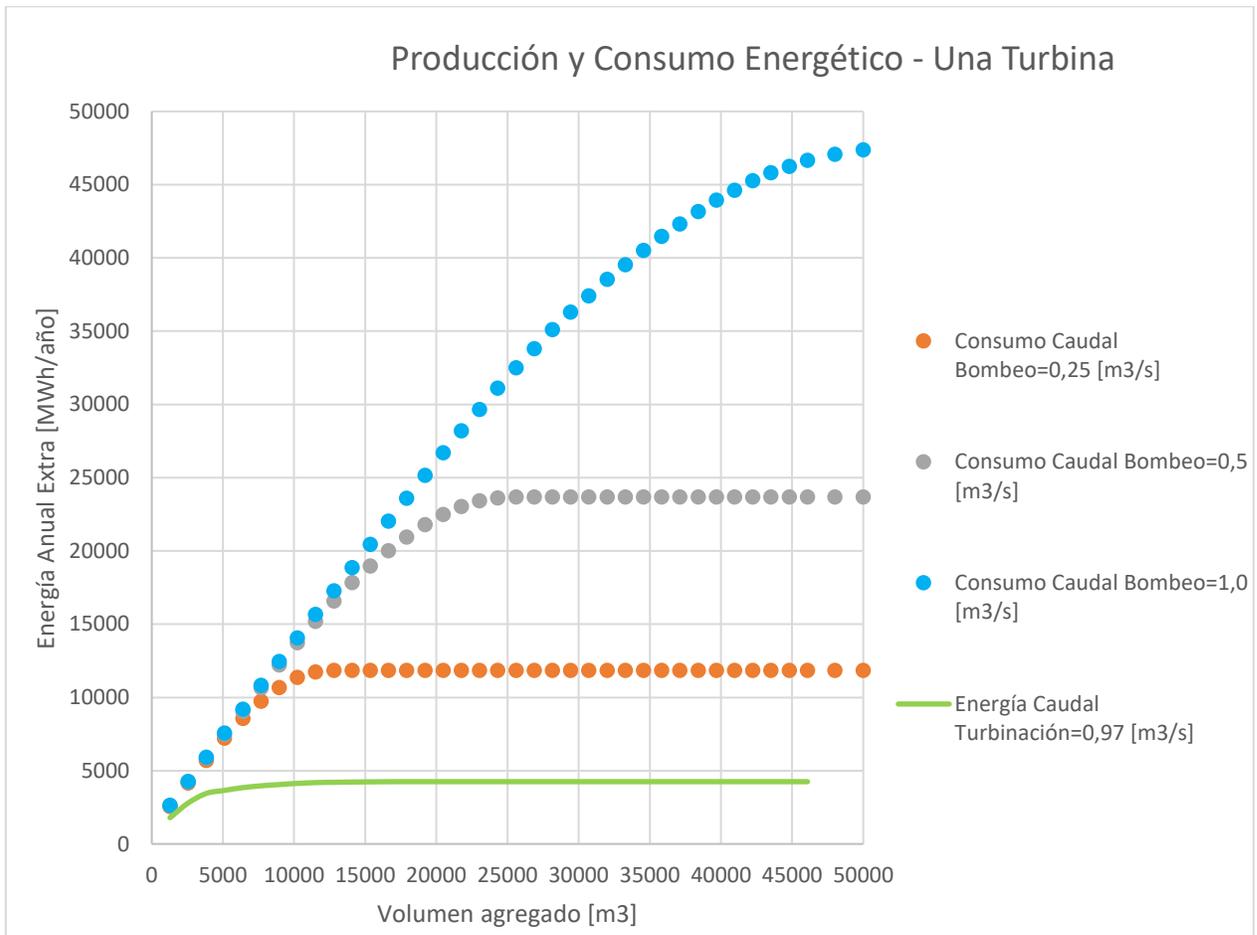


Figura 33: Producción y Consumo energético al utilizar una turbina y bombas con distintas potencias.

Al utilizar solo una de las turbinas, se debe considerar la capacidad máxima de turbinación, que vendrá acompañada de la capacidad máxima de generación extra por parte de la central. Actualmente, la central posee un caudal medio de turbinación entre las horas de turbinación extra de $0,71 \text{ [m}^3\text{/s]}$, de manera que para aprovechar de manera óptima la turbina, esta debe turbinar $0,26 \text{ [m}^3\text{/s]}$ extra de caudal para que la turbina opere al máximo de su capacidad. Para poder cumplir con esta condición, es necesario que previamente se haya bombeado un volumen de $4.680 \text{ [m}^3\text{]}$, sin embargo, el bombear volúmenes mayores a este no garantizará aumentos de generación proporcionales.

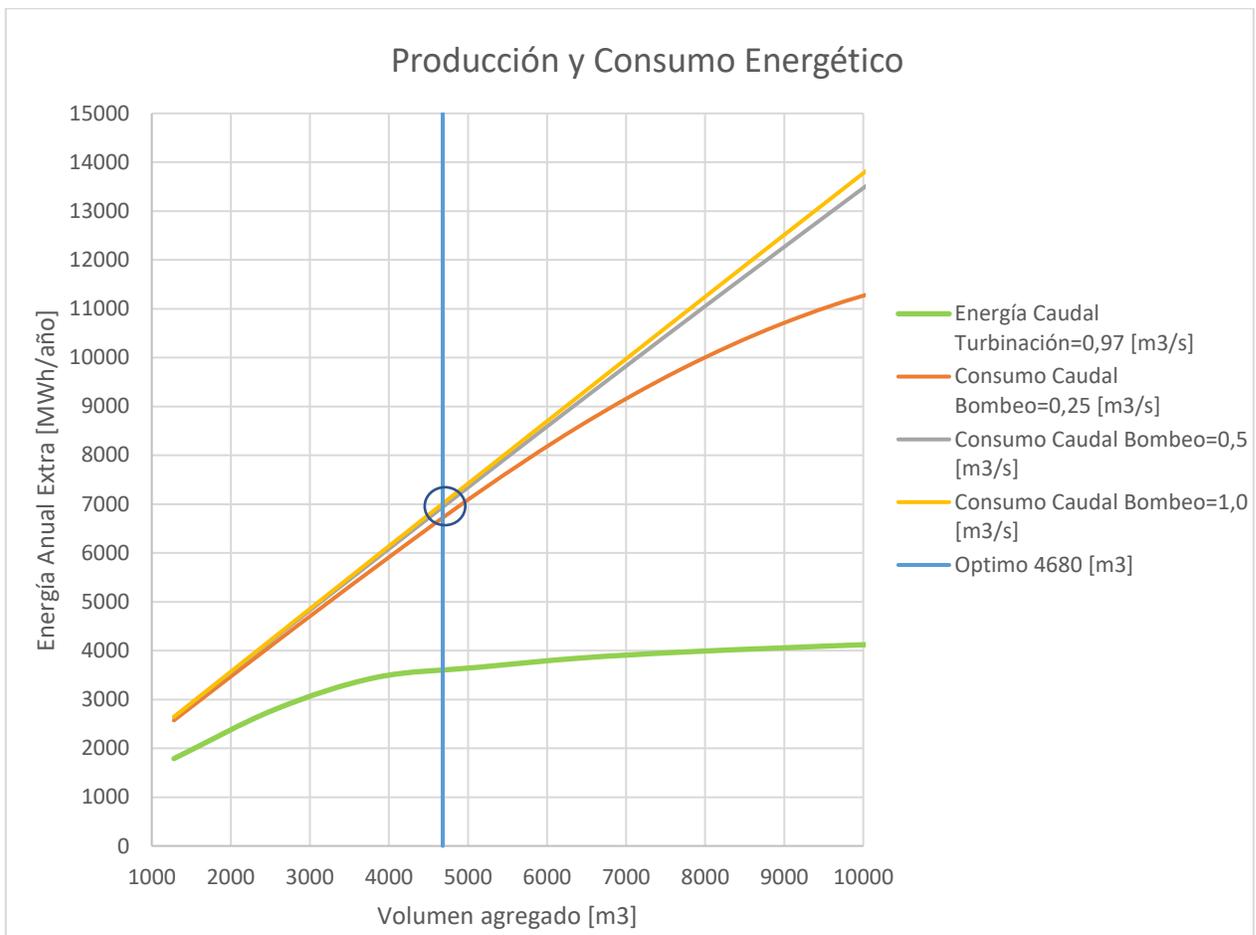


Figura 34: Generación y consumo energético con una turbina y tres potencias de bomba distintas.

En la Figura 34 se hizo un acercamiento a la zona en donde se agregan los 4.680 [m³] que garantizan un óptimo de funcionamiento con una turbina. Es importante destacar que, al ampliar el volumen del reservorio superior, se generan aumentos en generación anual de hasta 400 [MWh/año] a partir de volúmenes desde los 10.000 [m³] agregados. Así mismo, cabe destacar que el consumo energético por parte de las tres bombas en el rango destacado (4.680 [m³]) es casi idéntico, por lo que se recomendaría el utilizar la bomba de mayor potencia para así, ganar flexibilidad con respecto a los rangos horarios de turbinación, reduciendo el tiempo de estos. Por último, se puede apreciar paulatinamente como desde los 5.000 [m³] agregados en el reservorio superior comienza a disminuir la tasa de generación energética extra por metro cúbico de ampliación.

Dado lo anteriormente mencionado, consideraremos ahora los escenarios en los que se trabaja con ambas turbinas. Primero analizaremos dos turbinas a plena capacidad, junto con un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s] (Ver Figura 35).

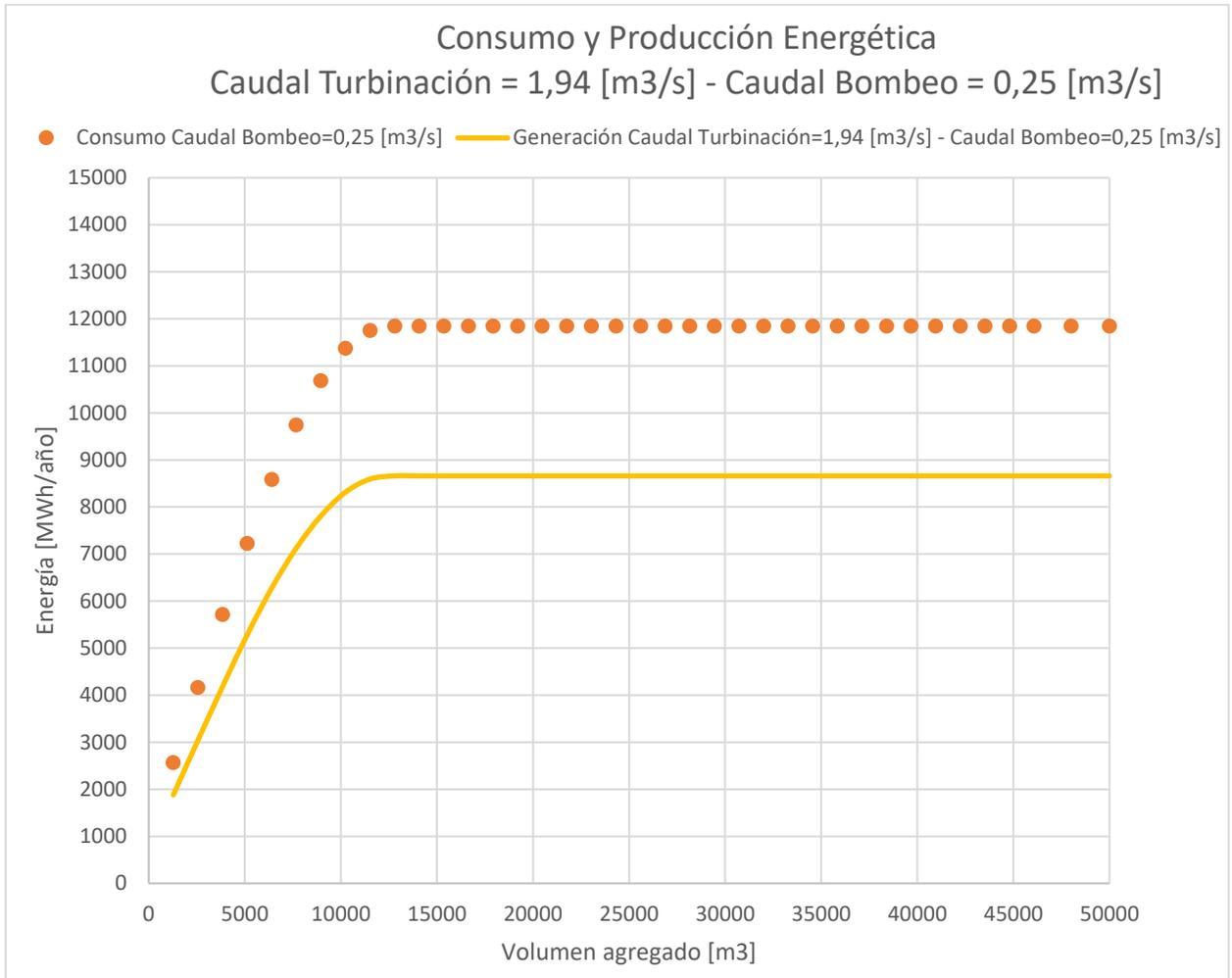


Figura 35: Consumo y generación energética. Dos turbinas y un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s].

En la Figura 35, se puede apreciar como en los 10.000 [m³] comienza a disminuir la tasa de generación energética. Anteriormente se mencionó que, para un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s], el volumen máximo que puede ser bombeado, bajo las condiciones horarias previamente dispuestas, corresponde a 12.600 [m³], por lo que ampliando en dicho volumen el reservorio superior se podría aprovechar tanto las turbinas como la bomba, trabajando al máximo de su capacidad.

Otra alternativa que corresponde analizar es utilizando ambas turbinas, pero con un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s], que es presentada a continuación.

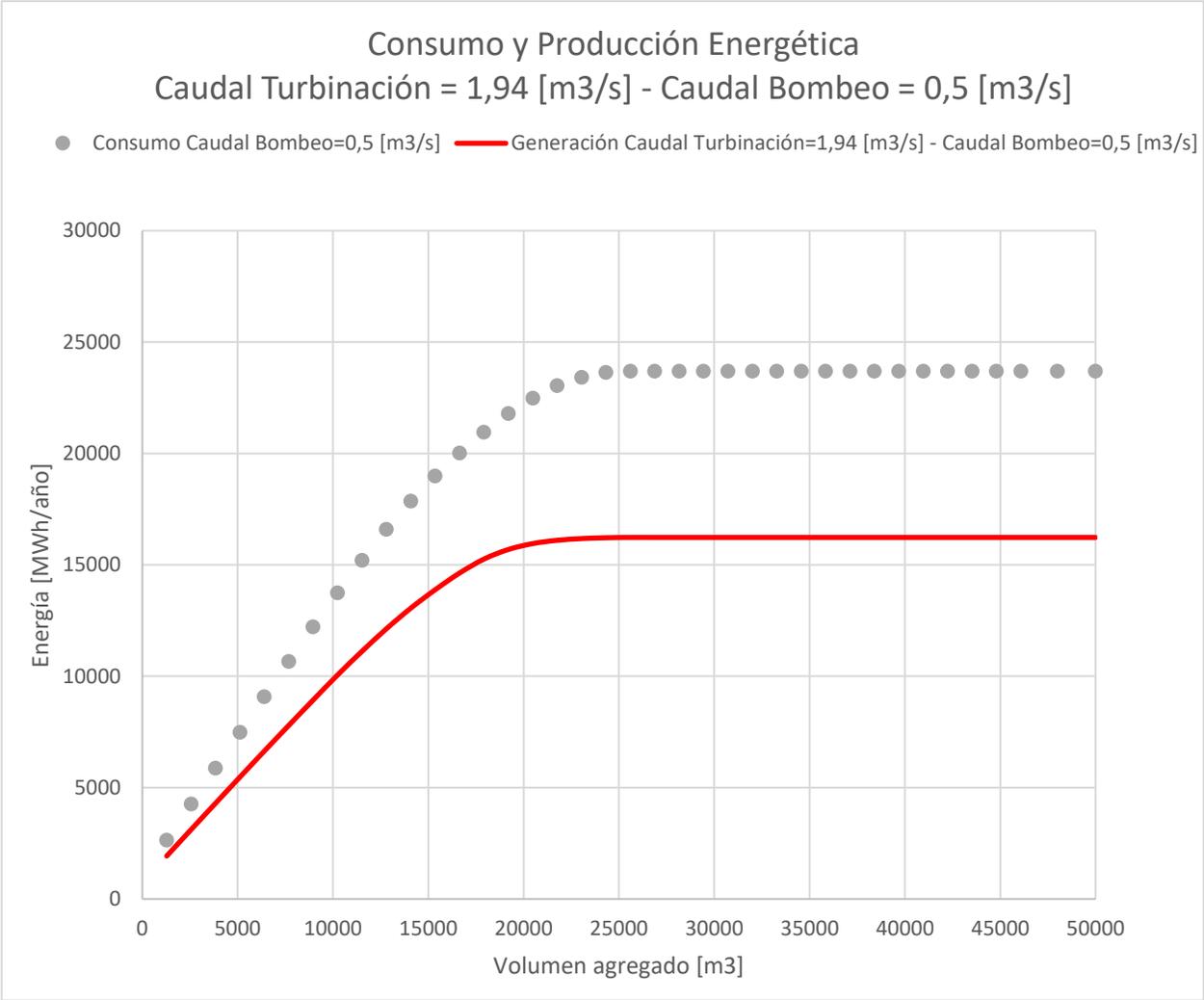


Figura 36: Consumo y generación energética. Dos turbinas y un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s]

En la Figura 36, se puede apreciar como en rangos cercanos a los 20.000 [m³] de volumen agregado comienza a decaer la generación de energía. En la sección 12.2, se mencionó que con un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s], es posible generar un volumen turbinable máximo de 25.200 [m³], el cual será relevante para analizar el último escenario.

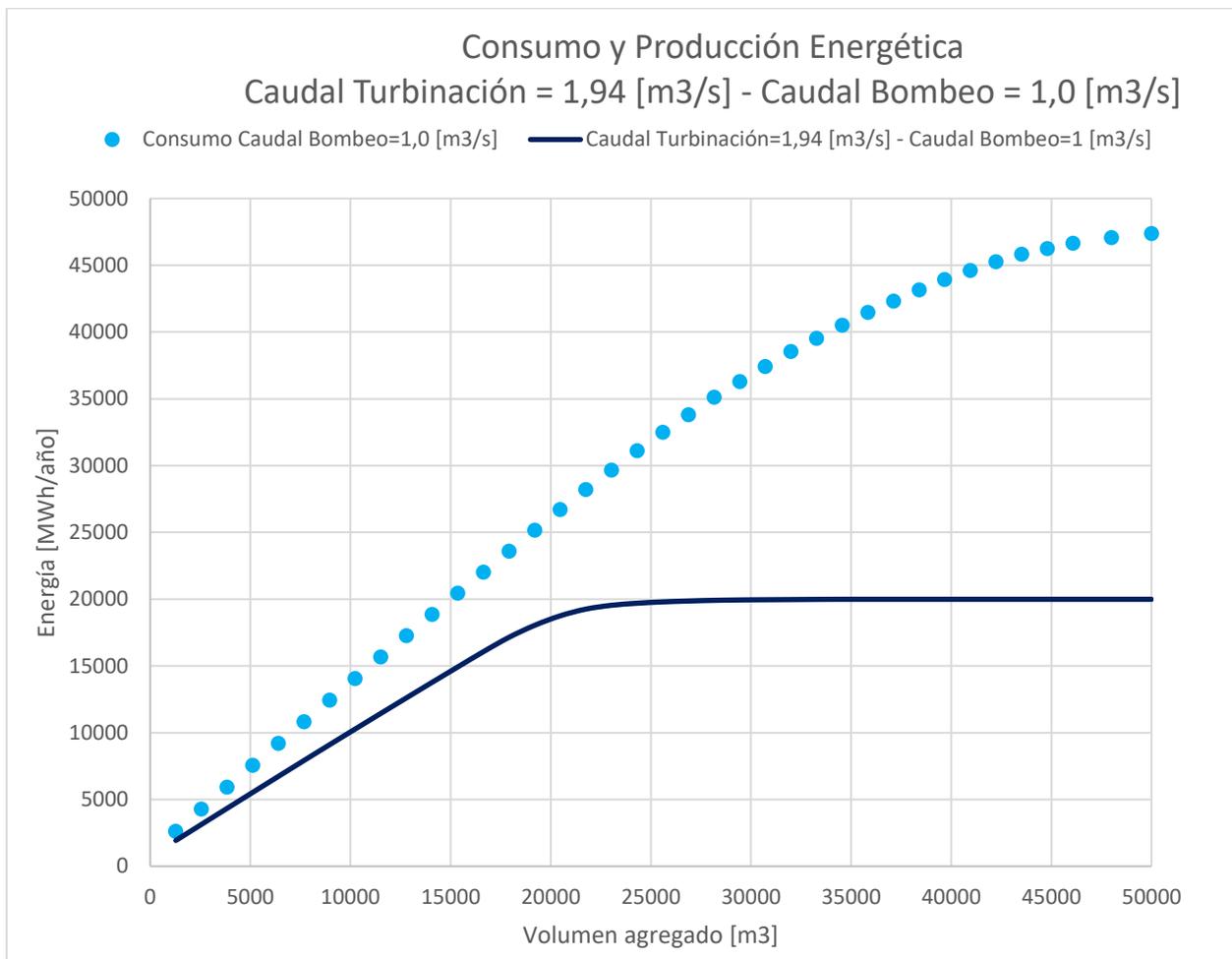


Figura 37: Consumo y generación energética. Dos turbinas y un caudal de bombeo de 1,0 [m³/s]

Aunque a diferencia de los otros escenarios las curvas de generación y consumo presentan mayores diferencias, estas no son relevantes si consideramos que el máximo volumen turbinable se encuentra entre los 20.000 y 25.000 [m³]. Lo más destacable en este caso es la energía máxima que se puede generar, que se encuentra también en torno a este último rango, el cual coincide con el escenario anteriormente analizado, con ambas turbinas, pero un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s]. En este caso, el análisis resulta más complejo que para un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s], en donde se ganaba tanto energía como flexibilidad a la hora de optar por dos turbinas. Si comparamos los últimos dos casos, se tienen mayores generaciones de energía, pero que se encuentran sujetas a mayores consumos, en donde además las diferencias entre generación y consumo son relativamente similares. Es por esto que para determinar que alternativas serán las más adecuadas para este estudio, corresponderá también el analizar los costos de la energía en los rangos horarios que se espera bombear agua, junto con los precios de venta de energía en los rangos horarios en los que se espera turbinar.

13. Costos Energéticos

Para determinar los costos energéticos de cada una de las alternativas, se trabajó con los costos marginales del Sistema Eléctrico nacional, los cuales determinan el costo de ingresar un kilowatt al sistema. Los valores de los costos marginales fueron extraídos desde el sitio del Coordinador Nacional de Energía (CNE), para el año 2020 de las Líneas de Transmisión Ovalle de 110 kW y Rapel de 110 kW. Con estos valores fueron utilizados los costos asociados al consumo energético de las bombas hidráulicas, junto con el valor de venta de energía generada por la central. Con respecto al consumo energético de las bombas, se utilizaron los costos marginales correspondientes al rango de operación de las bombas entre las 4:01 y las 18:00 horas. Así también, para el valor de venta de energía, se utilizaron los valores entre las 20:00 y 24:00 horas.

Es importante destacar que los rangos de operación de las bombas y de turbinación extra, y tal como fue mencionado en los primeros capítulos de este estudio, fueron definidos a partir de la generación histórica de la central, para luego ser apoyados a partir de las condiciones naturales que permitió el terreno, las cuales fueron propiamente estudiadas a partir del modelo de operación.

Así mismo, es importante destacar que, dado que previamente se definió que el escenario con ambas turbinas y la bomba de menor potencia generaba más energía que cada uno de los escenarios con una turbina y que, además, este presentaba un consumo energético sumamente similar, se optó por determinar el balance de costos de los tres escenarios de los cuales no se pudo determinar, mediante un análisis de generación y consumo energético, si eran mejor o no que otras alternativas. En particular, se determinaron los costos energéticos para las tres alternativas con ambas turbinas en operación, y con cada una de las tres bombas seleccionadas. A continuación, se presenta la variación de ingresos para cada escenario.

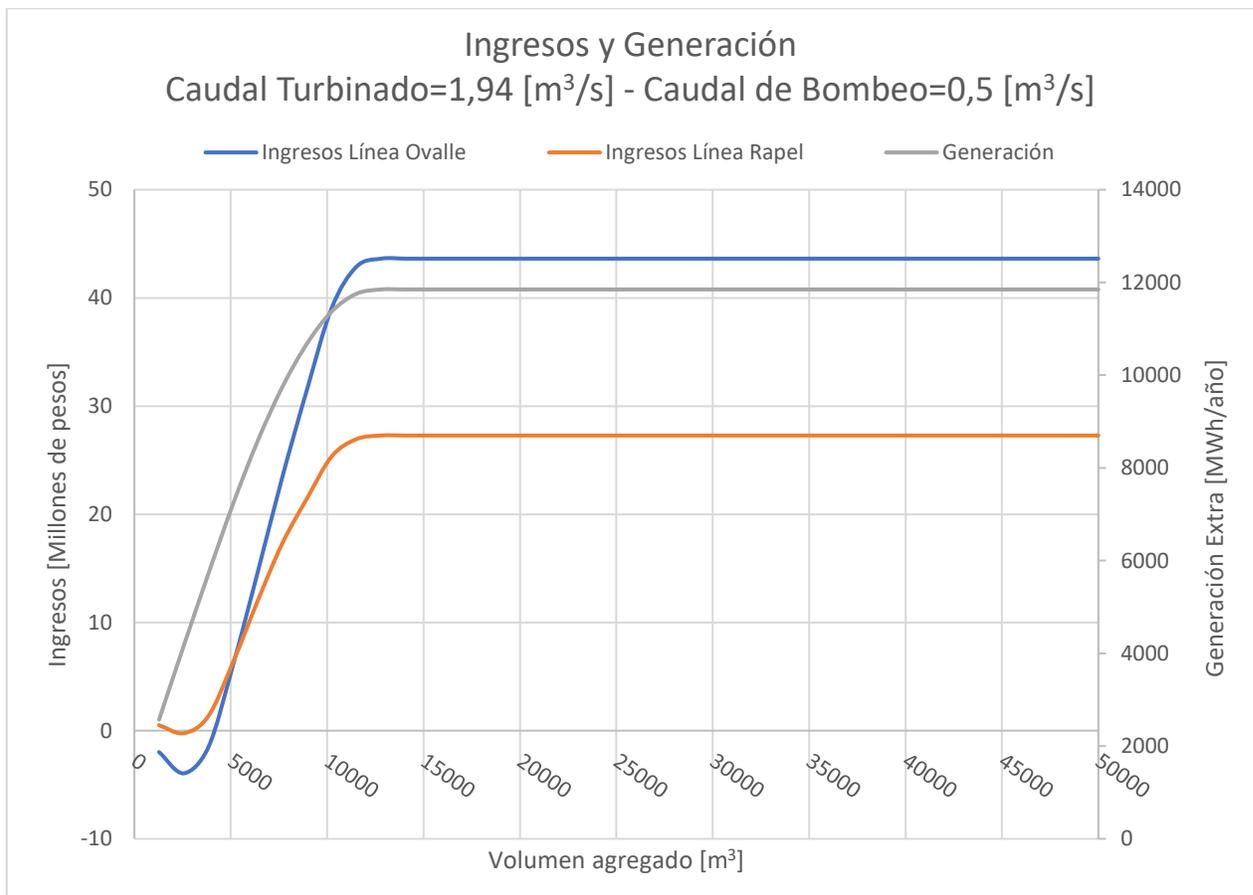


Figura 38: Ingresos utilizando ambas bombas y un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s].

En la Figura 38, se pueden apreciar los ingresos (en millones de pesos) utilizando ambas turbinas y con la bomba de menor potencia. Para un mejor análisis gráfico se presenta también la generación energética, con el fin de apreciar como es la variación de estos dos factores con respecto a la suma de volumen en el reservorio superior.

Sin duda, el factor más importante a destacar es como para un volumen entre 10.000 y 12.600 [m³] se alcanza no sólo el límite de generación, sino que también de ingresos, los cuales se encuentran entre los \$27.000.000 y \$45.000.000 de pesos, dependiendo de la línea de transmisión.

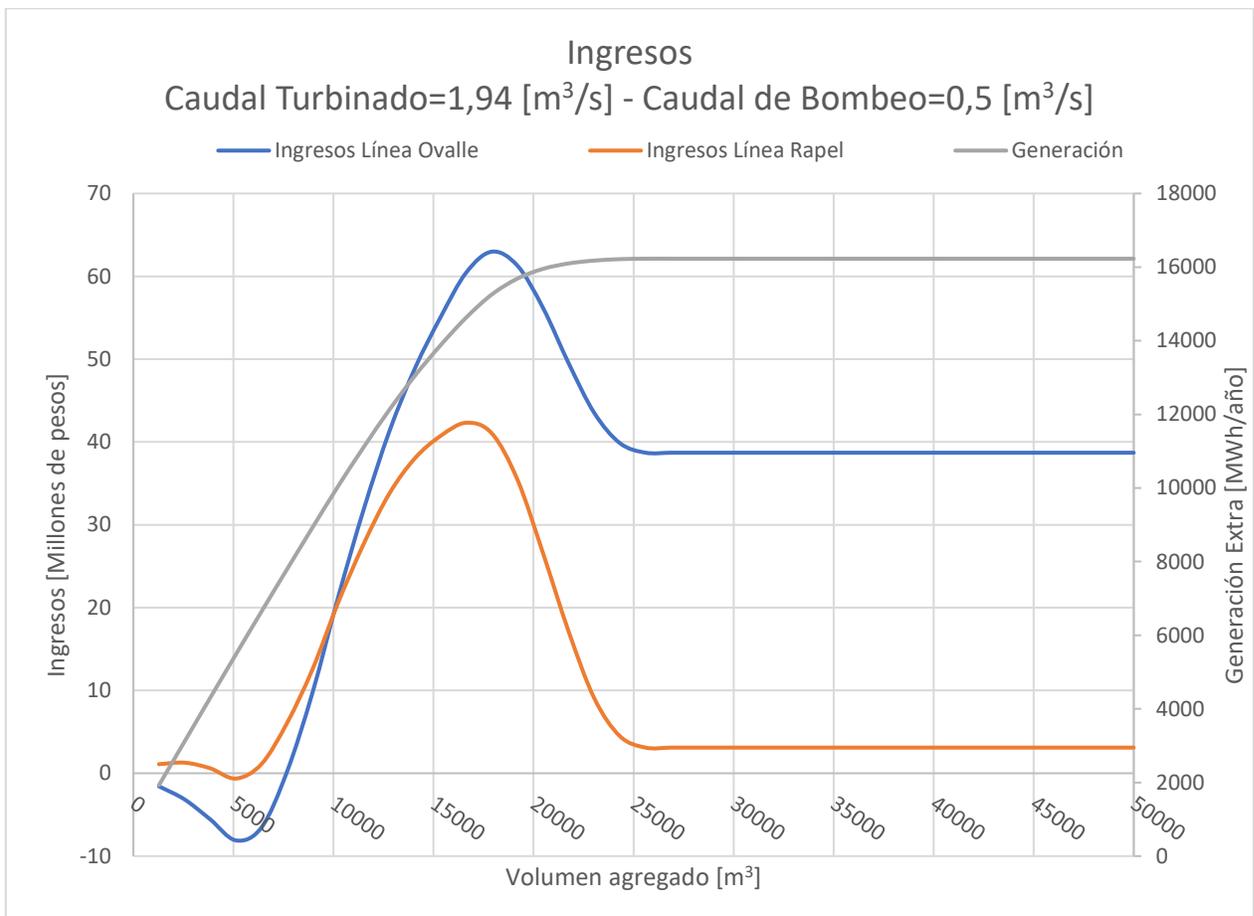


Figura 39: Ingresos utilizando ambas bombas y un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s].

En el segundo escenario, se opera también con ambas turbinas, pero se bombea con un caudal de 0,5 [m³/s]. A diferencia del caso anterior, se puede observar un peak de ingresos, el cual se encuentra en torno a los 15.000 y 20.000 [m³] agregados, los cuales corresponden también al rango en el que la energía anual extra baja su tasa de generación. Además, los ingresos en la zona peak se encuentran entre los \$40.000.000 y \$65.000.000 de pesos.

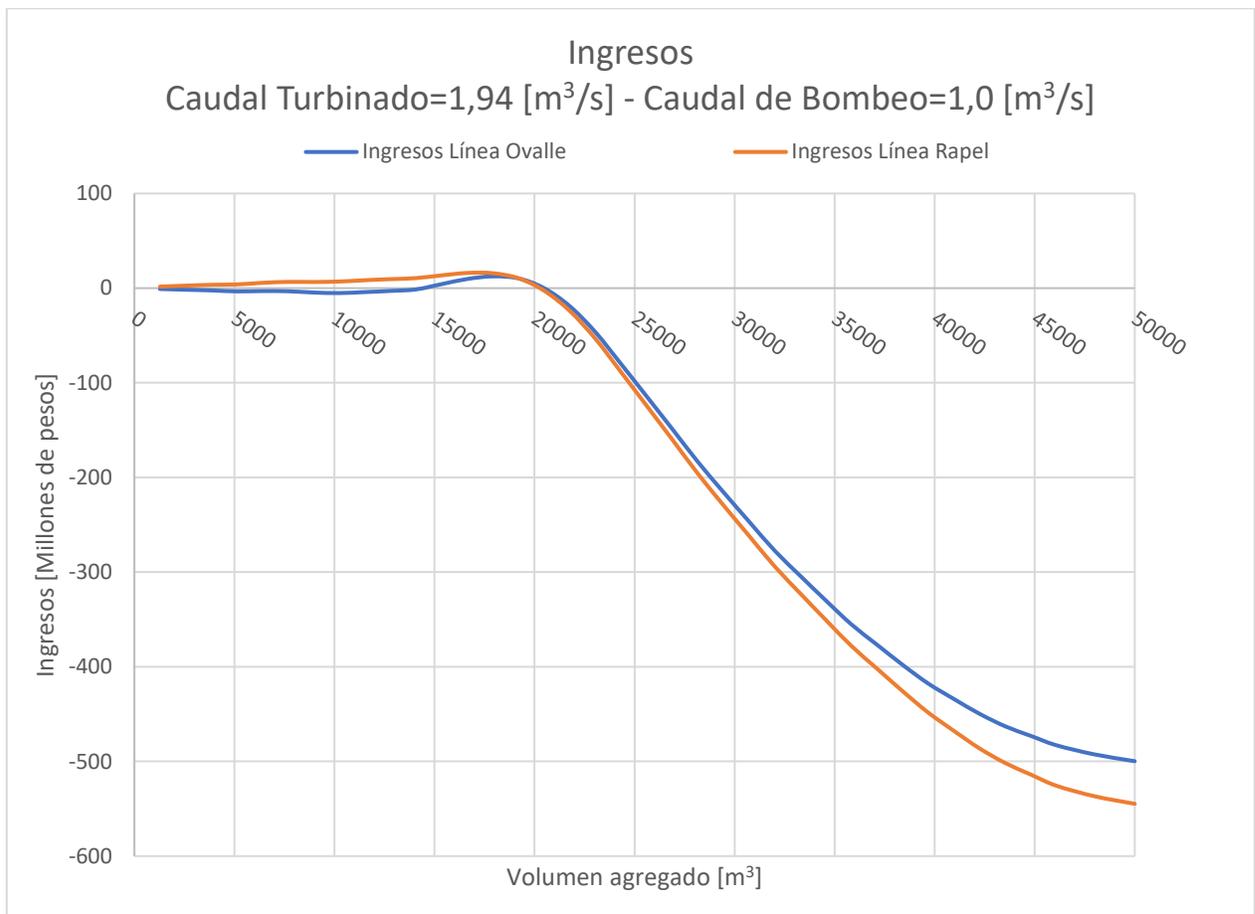
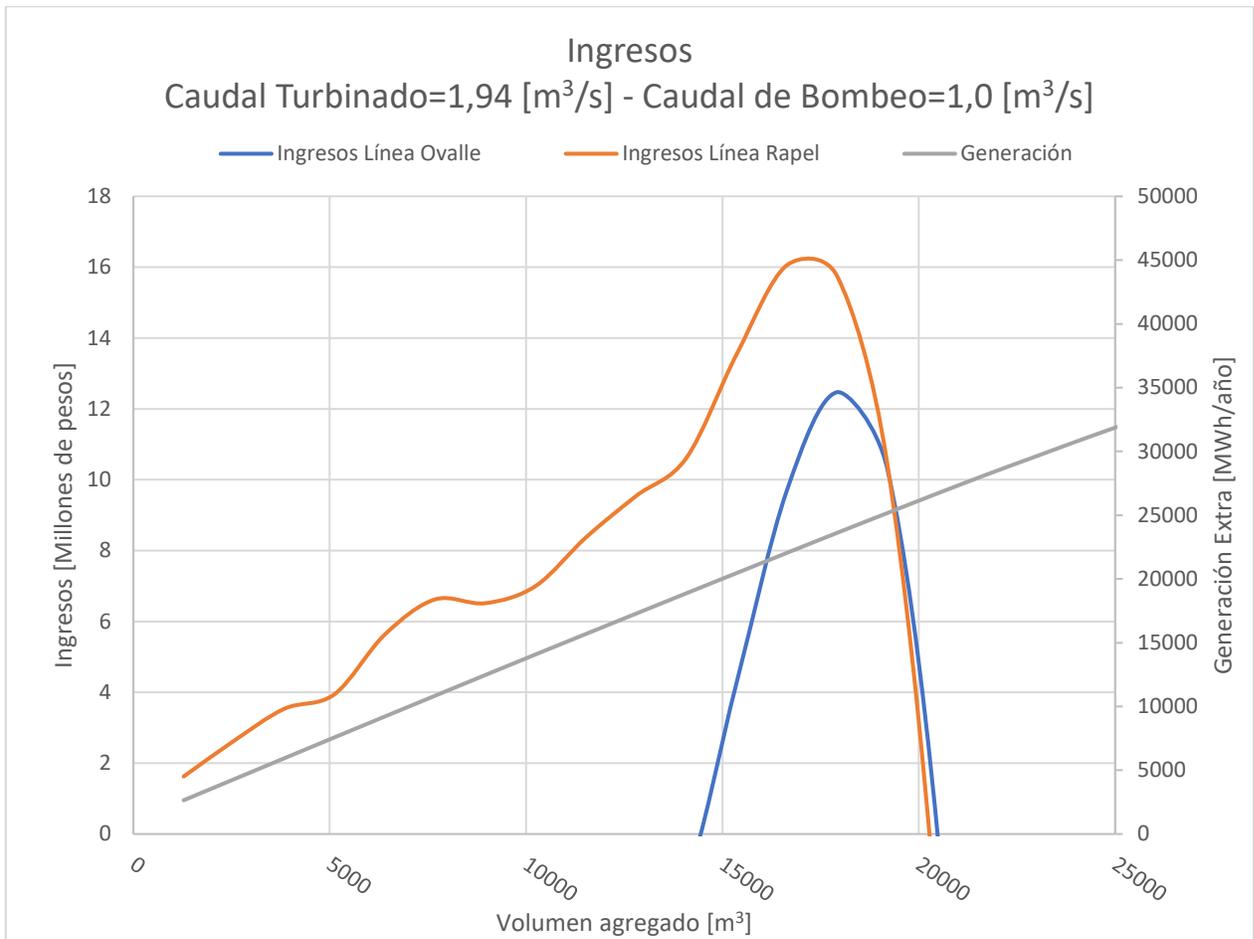


Figura 40: Ingresos utilizando ambas bombas y un caudal de bombeo de 1,0 [m³/s].

Por último, en la Figura 40 se pueden apreciar los ingresos al utilizar ambas bombas, con un caudal de bombeo de 1,0 [m³/s]. A diferencia de los casos anteriores, los ingresos decaen rápidamente al aumentar el volumen a agregar, esto sumado a que por la Línea de Transmisión Ovalle de 110 [kW], hasta los 15.000 [m³] se presentan pérdidas. Sin embargo, anteriormente se mencionó que, dado el caudal con el cual se encuentra operando actualmente la central, volúmenes almacenados superiores a 25.000 [m³] difícilmente puedan ser turbinados en su totalidad, por lo cual se reconstruyó la Figura 40 en torno a este valor, obteniendo lo siguiente.



De esta manera, se puede apreciar como también entre los 15.000 y 20.000 [m³] se tiene un peak de ingresos ubicados entre los \$12.000.000 y \$16.000.000 de pesos.

14. Análisis de Modelación y Costos Energéticos

Una de las primeras apreciaciones que se puede rescatar de la modelación es el uso de ambas turbinas. A medida que se aumenta el volumen en el reservorio superior, no existe una relación lineal con respecto a la energía generada al utilizar una o dos turbinas, lo que se debe principalmente a el uso actual de la central. Dado que actualmente la central posee un factor de planta que se mueve entre un 20-25%, al utilizar sólo una de las turbinas sólo se puede usar el excedente entre el caudal turbinado máximo por una turbina y el caudal turbinado real para la generación. Sin embargo, al utilizar ambas turbinas, la generación mediante turbinación extra se dispara debido a que, por lo general, una de las turbinas no es ocupada.

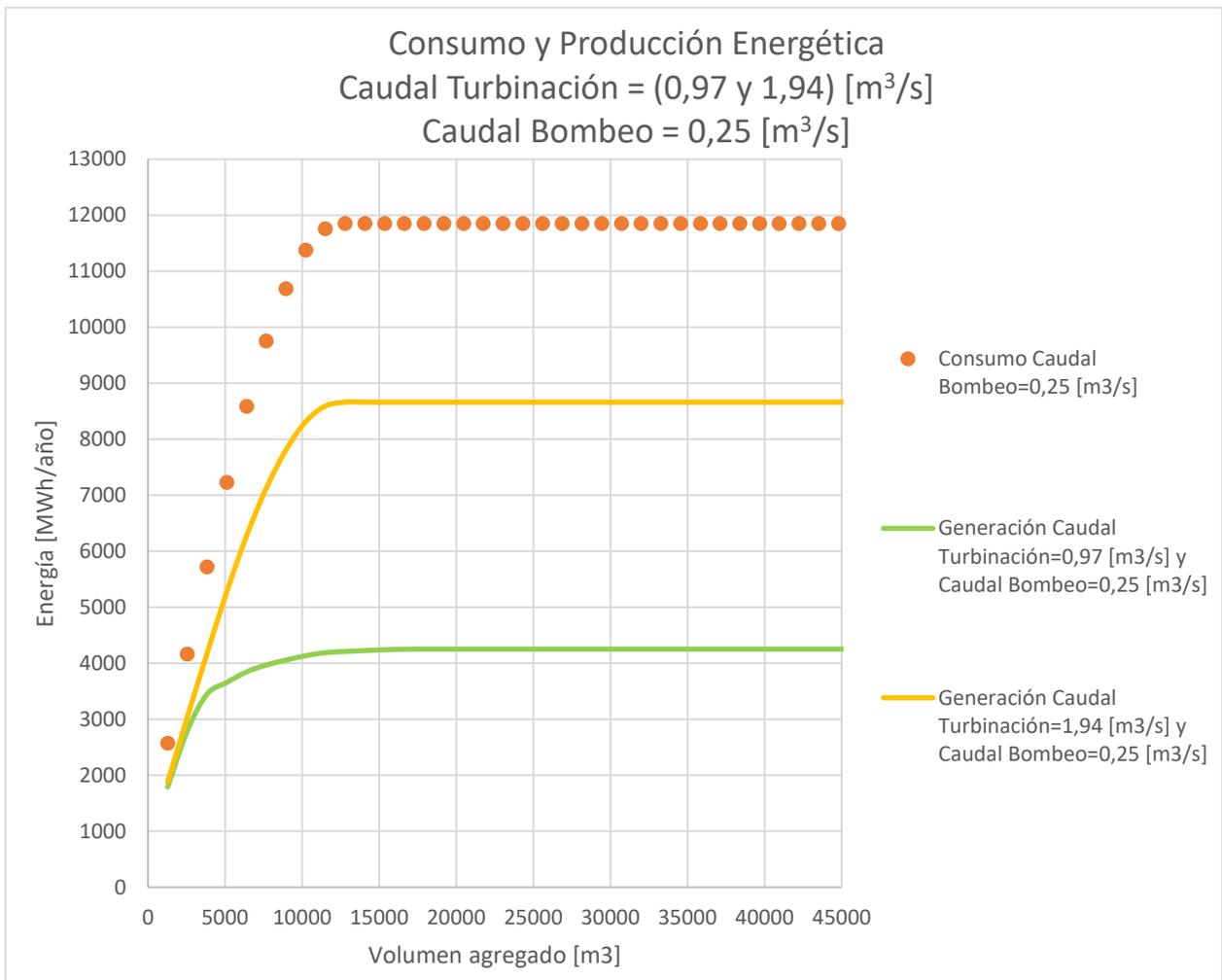


Figura 41: Consumo y producción energética para una y dos turbinas, con un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s]

La Figura 41 apoya este supuesto, ya que se puede apreciar claramente como utilizando el mismo método de bombeo (con un caudal de $0,25 \text{ [m}^3\text{/s]}$, desde volúmenes a agregar superiores a $2.500 \text{ [m}^3\text{]}$, se comienza a generar más energía. Dado que las tres alternativas que contemplaban el uso de una sola turbina presentaban generaciones anuales similares, y que la opción con dos turbinas y un mismo caudal genera más energía, podemos afirmar que el uso de ambas turbinas es el correcto.

Para determinar posteriormente cual, de las tres opciones restantes, con ambas turbinas, era la más adecuada, se procedió con el análisis de costos de consumo y generación energética presentado en el capítulo anterior.

El primer factor que se puede apreciar de este último análisis, es cómo los costos de la bomba de mayor potencia no son capaces de equipararse con los de las opciones con bombas de menor potencia. Esto se debe a la capacidad de turbinación de la central utilizando ambas bombas. En el Capítulo 12 se mencionó que el caudal medio de turbinación de la central en las horas dispuestas a turbinación extra, corresponde a $0,71 \text{ [m}^3\text{/s]}$. Dado que se propone el usar ambas turbinas, el caudal máximo que puede ser turbinado es de $1,94 \text{ [m}^3\text{/s]}$, de manera que existirá una diferencia de caudal de $1,23 \text{ [m}^3\text{/s]}$. Esta diferencia de caudal se traduce en un volumen turbinable de $22.140 \text{ [m}^3\text{]}$ al día, de manera que al bombearse volúmenes superiores a este último, no siempre se podrán re-turbinar. Frente a este factor, una bomba con un caudal de bombeo de $1,0 \text{ [m}^3\text{/s]}$ en el rango horario de bombeo es capaz de bombear un volumen de $50.000 \text{ [m}^3\text{]}$, el cual es más del doble de la capacidad máxima de turbinación extra de la central, por lo que se estaría cayendo en una sobre-equipación en la central. Es así como el operar con la bomba de potencia alta no se justifica bajo las condiciones previamente mencionadas, entre las que se puede mencionar principalmente el mantener el equipamiento de la central.

De esta manera restan dos opciones:

- Dos turbinas y una bomba con caudal de diseño de $0,25 \text{ [m}^3\text{/s]}$
- Dos turbinas y una bomba con caudal de diseño de $0,5 \text{ [m}^3\text{/s]}$

En la Figura 42 se presenta simultáneamente la variación en la energía extra junto con los ingresos para la Línea de Transmisión Ovalle a medida que se va ampliando el volumen en el reservorio superior.

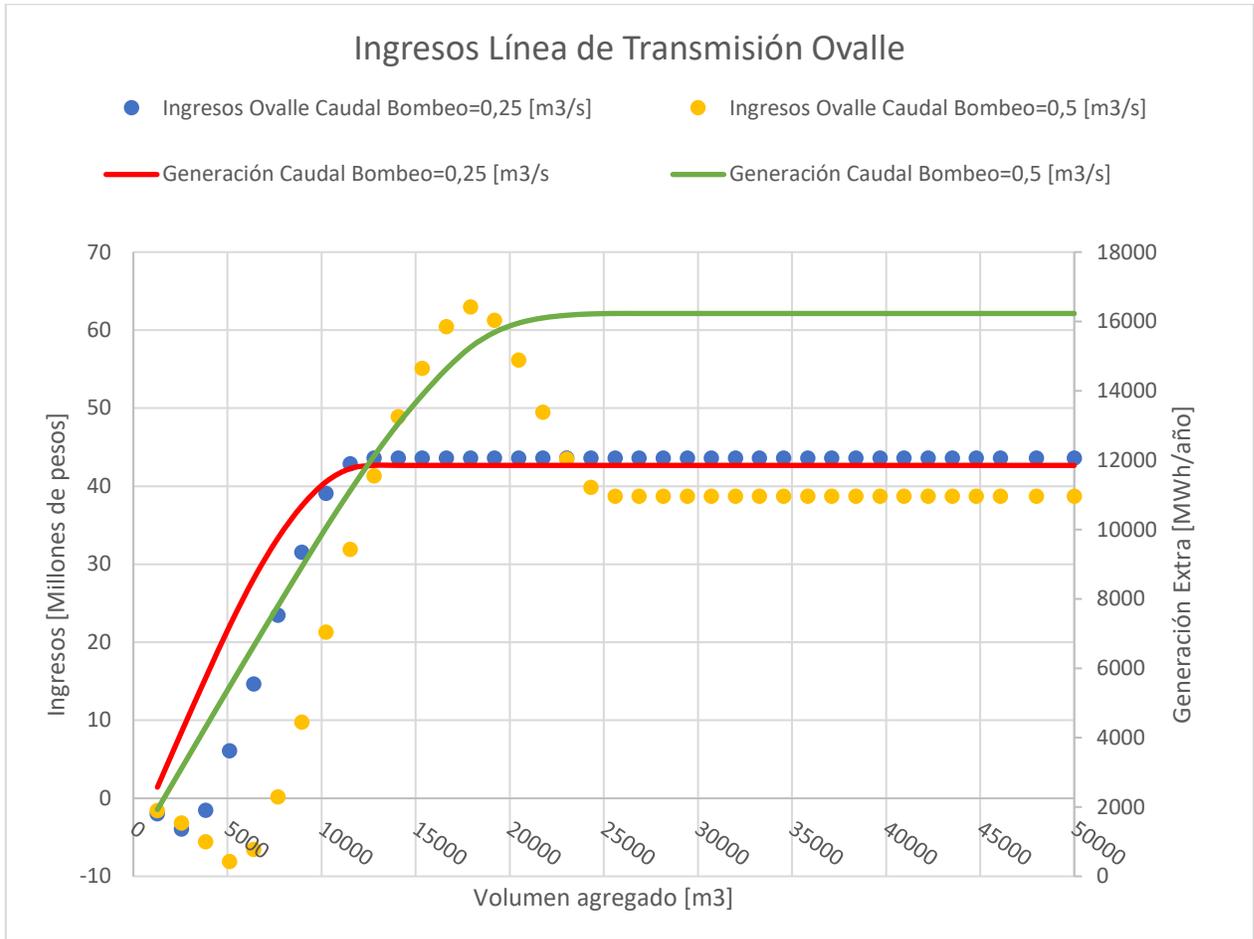


Figura 42: Ingresos mediante Línea de Transmisión Ovalle.

Además, en la Figura 43 se presenta el mismo enfoque, pero para la Línea de Transmisión Rapel.

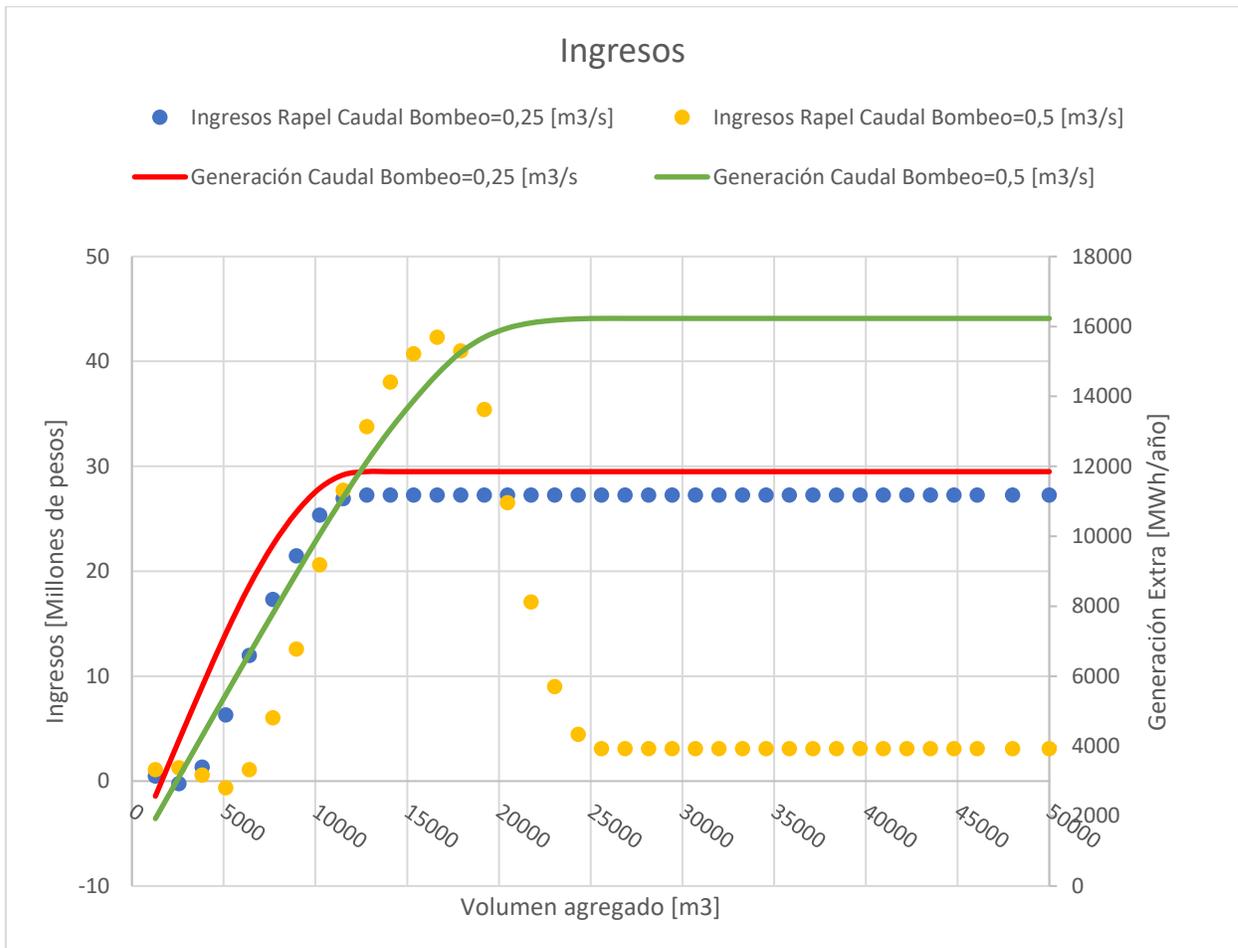


Figura 43: Ingresos mediante Línea de Transmisión Rapel.

A partir de las Figuras 42 y 43, se puede apreciar cómo el valor de venta de la energía es más alto por la Línea de Transmisión Ovalle, en donde los ingresos calculados se presentan el mismo comportamiento, pero se encuentran entre \$10.000.000 y \$20.000.000 de pesos en promedio por sobre los ingresos para la otra línea de transmisión.

Por otra parte, es importante destacar como a partir de ambas figuras, desde los 25.000 [m³] dejan de presentarse aumentos en los ingresos, lo cual claramente viene de la mano con la capacidad máxima de turbinación al utilizar el equipamiento en su totalidad, lo cual fue previamente mencionado.

Por último, se aprecia como los ingresos máximos siempre se presentan para un caudal de bombeo de 0,5 [m³/s], sin embargo, esta alternativa presenta también una alta variabilidad de ingresos, presentando incluso pérdidas, factor que no se aprecia en la alternativa con una bomba de menor potencia.

15. Adaptaciones

A la hora de realizar la adaptación de un proyecto, existen una gran cantidad de opciones y sobre todo de restricciones que deben ser debidamente evaluadas. No sólo se deben tomar en cuenta las variables económicas, que serán relevantes en cualquier proyecto ingenieril, sino que además se deben considerar las condiciones ya preestablecidas por el proyecto existente, con el fin de poder aprovechar de la mejor manera la estructura actual.

Como fue mencionado, las centrales a bombeo pueden funcionar como ciclos abiertos, recibiendo un aporte de agua exterior, o como un ciclo cerrado. Una ventaja del ciclo cerrado es que estos suelen ser sumamente independientes de las condiciones naturales, ya que el recurso con el cual trabajan (despreciando pérdidas por evaporación e infiltraciones) es constante, lo que también se debe a que este tipo de sistemas son instalados en zonas en donde el aporte externo es prácticamente nulo. Sin embargo, la situación de estudio comprende otro tipo de ciclo, el cual no sólo es dependiente de las condiciones naturales para poder generar energía, sino que también estas determinarán la disponibilidad de espacio tanto en los reservorios superiores como inferiores. A continuación, se analizarán distintos tipos de adaptaciones aplicables al proyecto.

Cabe destacar que, en vista de la incorporación de una bomba, existirán estructuras y obras que se realizarán en todas y cada una de las posibles adaptaciones que se presentarán, entre las que podemos mencionar:

- Casa de Bombas
Esta estructura contendrá los equipos de bombeo.
- Excavación, en donde se debe ubicar la bomba y el pozo que alimentará a la bomba
- Sistema de bombeo

Tanto la bomba como el pozo deben ubicarse a una cota más baja que el reservorio inferior, la cual garantice el correcto funcionamiento del sistema, el cual debiese venir indicado por el fabricante. Más importante aún, se debe cumplir con la sumergencia de la bomba.

La sumergencia (S) es la altura de agua desde la superficie hasta la zona de entrada del tubo de aspiración de una bomba. Al tener una altura mayor o igual que la sumergencia se evitará la formación de remolinos que puedan afectar el buen funcionamiento de la bomba. En particular, el valor de sumergencia mínimo se obtiene de la siguiente expresión:

$$S = \frac{v^2}{2g} + 0,5$$

En donde

S: Sumergencia en metros.

v: Velocidad de agua en la tubería de aspiración, en [m/s].

g: constante de gravedad, 9,81 [m/s²]

A continuación se presentan los distintos tipos de adaptaciones propuestas a la Central Los Molles.

15.1 Turbo/Bomba reversible Multietapa

La primera adaptación que abordaremos consiste en retirar el equipo de turbinación actual y reemplazarlo por una turbo/bomba, tal como se presenta en la Figura 44.

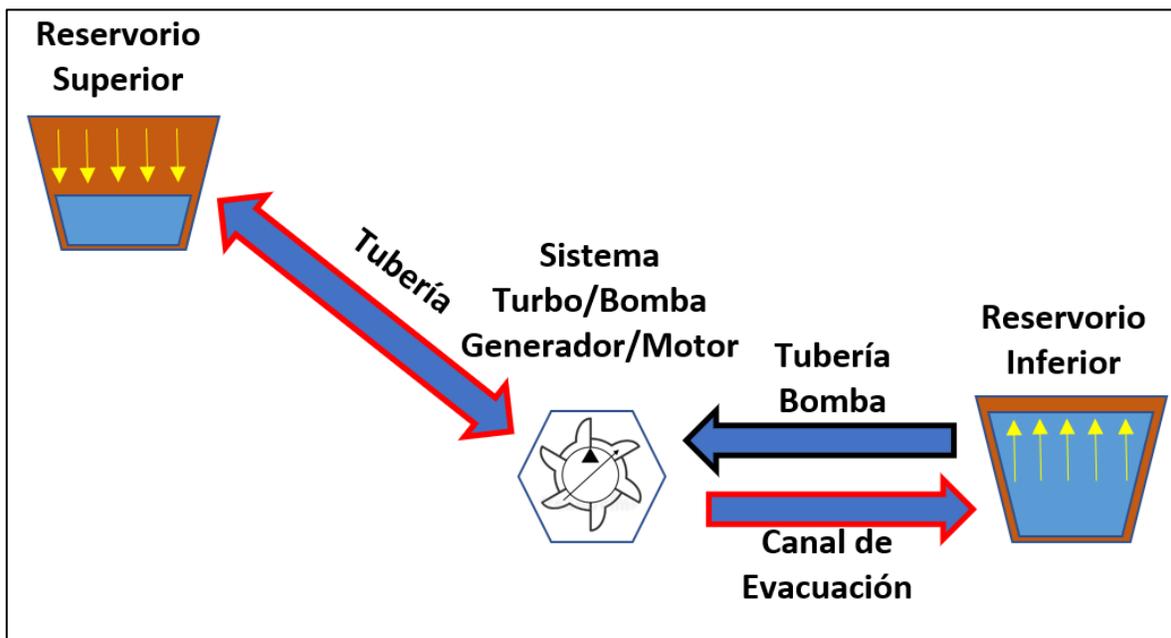


Figura 44: Configuración central Los Molles con sistema Turbo/Bomba Reversible.

A continuación, se detallan las principales obras necesarias:

- Retirar el equipo de turbinación actual, el que posteriormente sería reemplazado por el nuevo equipo
- Prolongar tubería para acoplar al sistema Motor/Generador
Esta prolongación se debe a que el nuevo equipo requiere también el encontrarse levemente por debajo del nivel de agua en el reservorio inferior para realizar el bombeo óptimamente.
- Instalar Turbo/Bomba, incluyendo conexiones respectivas tanto con la tubería como con el reservorio inferior.

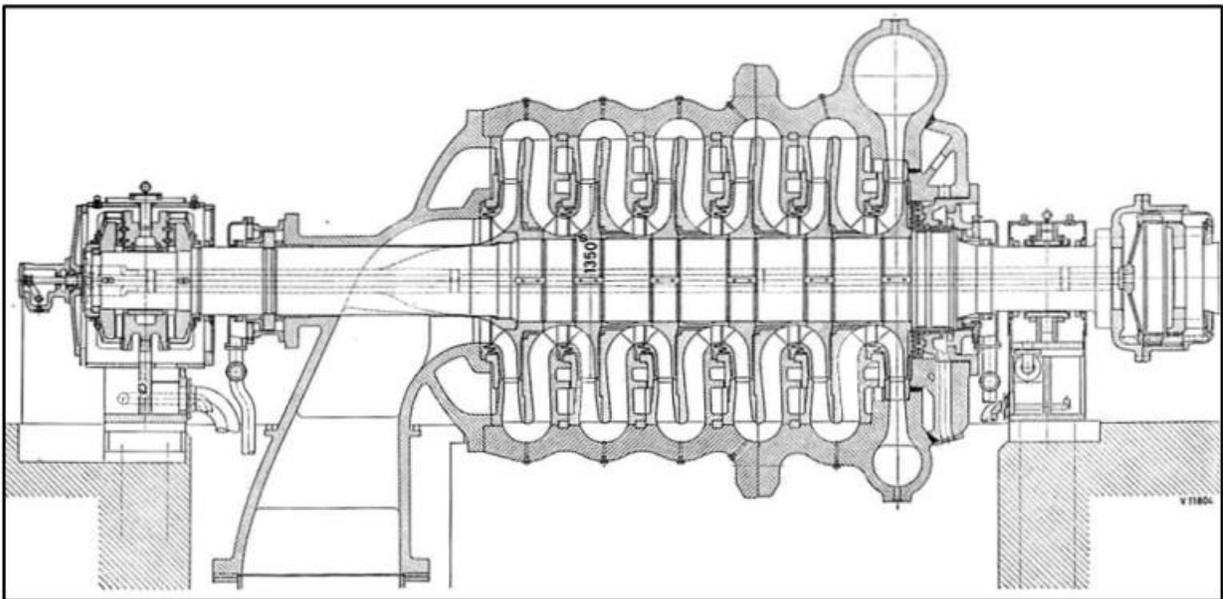


Figura 45: Ejemplo de Turbo-bomba multietapa (6 etapas).

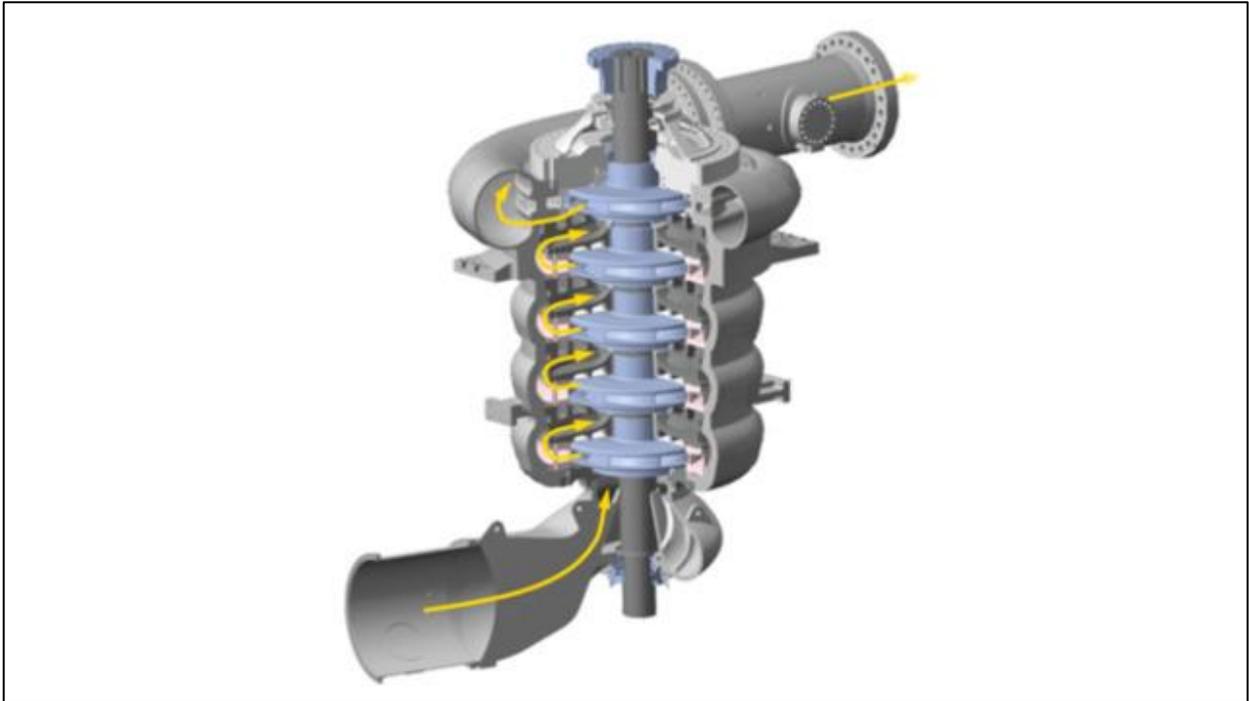


Figura 46: Voith. (2022). Turbo/bomba multietapa (5 etapas). Recuperado de www.voith.com

Tal como se mencionó anteriormente, en todas las centrales a bombeo en el mundo que poseían alturas de caída similares a la Central Los Molles, se pudo apreciar que trabajaban con una turbo/bomba reversible multietapa (ver Figura 45 y 46), por lo que una ventaja de este tipo de adaptación sería la experiencia previa positiva por parte de este tipo de equipos, sin embargo, a pesar de tener alturas de caída similares, los caudales de turbinación y de bombeo utilizados por las centrales revisadas se encontraban muy por sobre los caudales de turbinación presentes en la Central Los Molles. Así mismo, no sólo los caudales de operación eran superiores, sino que, por consiguiente, la potencia generada. Dado que se trata de una adaptación y no de una refundación del proyecto actual, se podría caer en una sobreestimación del equipo necesario para este proyecto al considerar esta alternativa.

Por otra parte, un factor en contra de esta adaptación es la instalación, que en este caso requiere no solo agregar equipamiento, sino que también retirar el equipo actual. Esto implica una detención temporal en el funcionamiento de la central, que se mantendrá hasta que posteriormente se pueda poner en marcha el nuevo equipo, lo que impondría también una merma de generación. Dado que más adelante se explorarán otras adaptaciones en las cuales no se cambiará la turbina, este es un factor en contra de la presente adaptación

15.2 Incorporar bomba independiente junto con bypass a la tubería de presión

En este caso, se agrega una salida extra a la tubería en la zona baja donde se realiza la turbinación actual con el fin de, a través de este canal, poder realizar el bombeo. Se instala al final de este bypass la bomba. El factor más relevante al generar el bypass, es la alta presión a la que estará sometida la compuerta en horas de turbinación, la cual se mantendrá cerrada en turbinación y que se abrirá para comenzar el bombeo. En las figuras 47, 48 y 49 se presenta en más detalle la configuración.

En estas figuras se presentará el funcionamiento de la central, el cual será mixto:

- Turbinación (Figura 47): Funcionará de la misma manera que lo ha hecho hasta ahora, como una central hidroeléctrica de pasada
- Bombeo (Figura 49): Funcionará almacenando en los volúmenes remanentes del día el agua para ser re-turbinada posteriormente

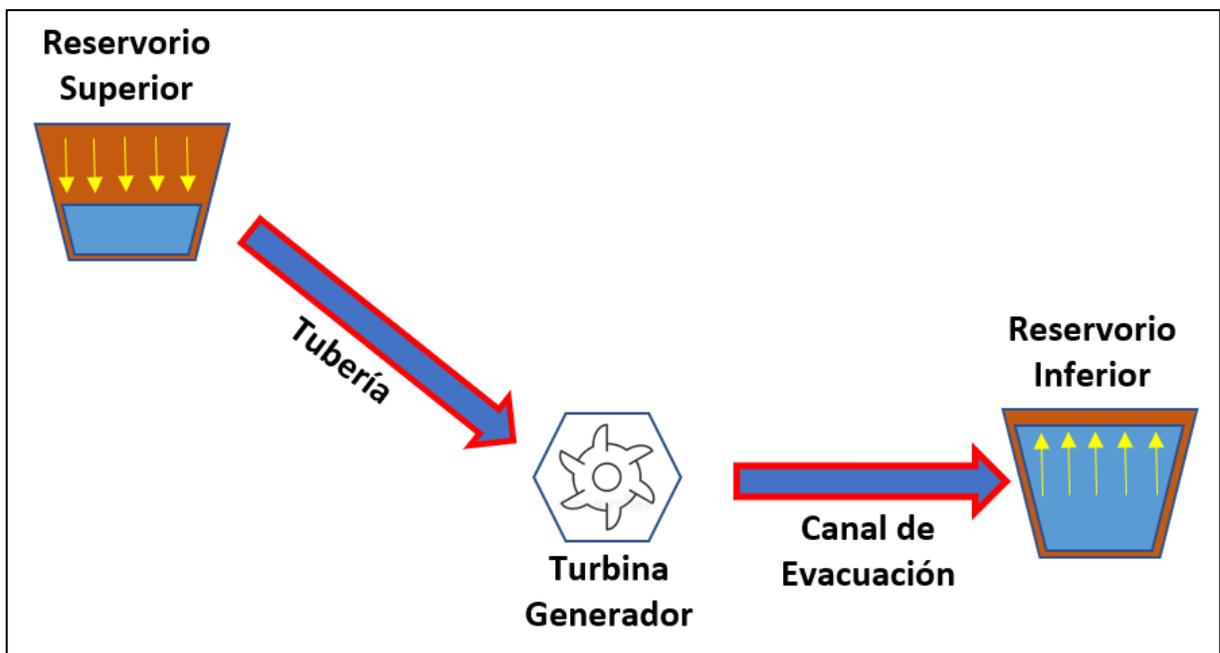


Figura 47: Turbinación en configuración con bypass.

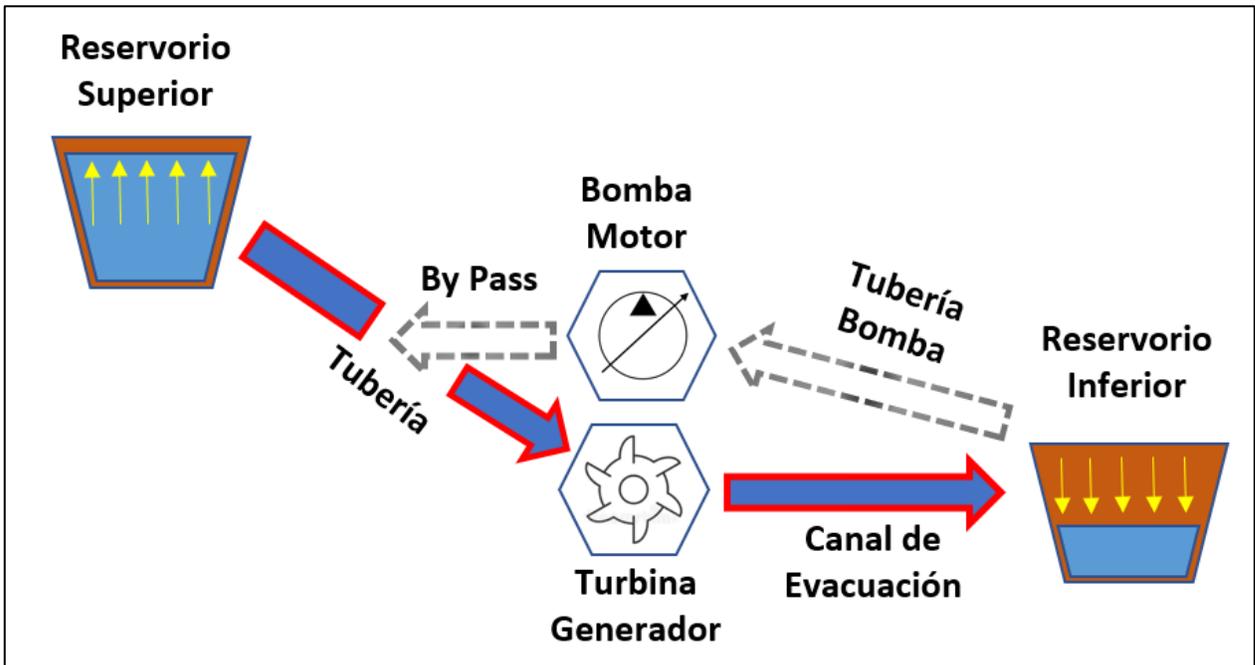


Figura 48: Bombeo en configuración con bypass. Zona del bypass.

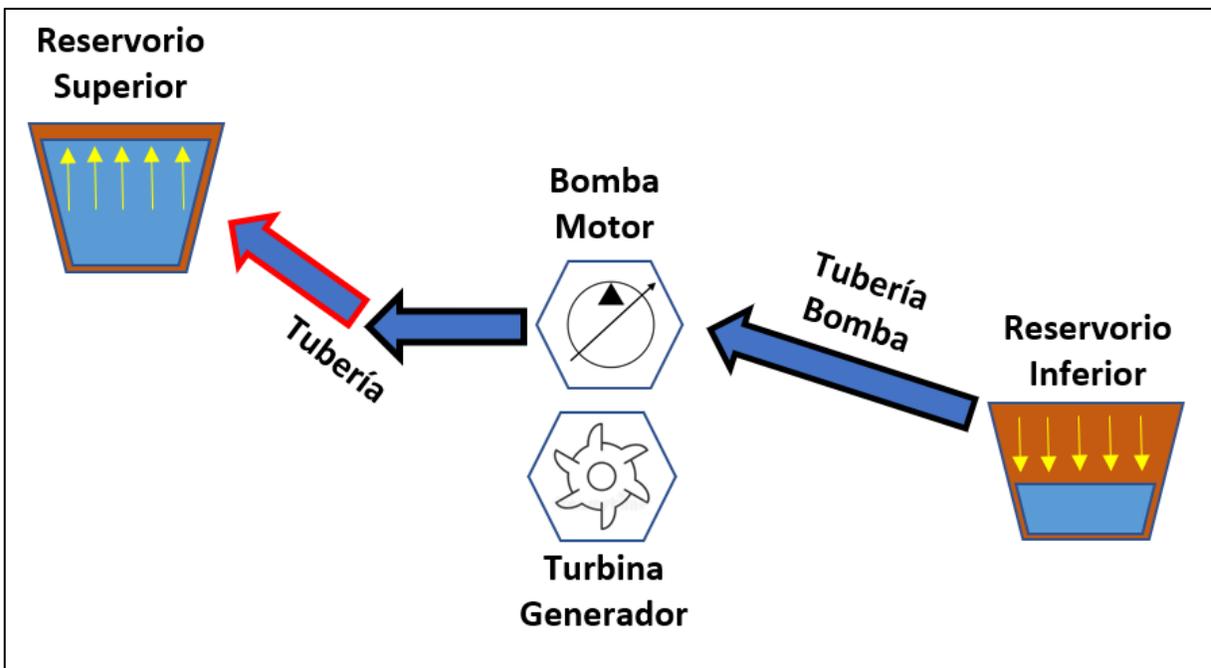


Figura 49: Bombeo configuración con bypass.

A continuación, se presentan las principales acciones a realizar:

- Generar Bypass cercano a la zona de turbinación
- Excavación en zona donde se ubicará la Bomba

- Instalación de Bomba Hidráulica

La ventaja de este tipo de configuración es la independencia del equipo, lo que entrega flexibilidad a la hora de realizar mantenimientos de alguno de los equipos hidráulicos (turbina o bomba). Por otra parte, en etapas preliminares la tubería podía ser un factor limitante a la hora de bombear, sin embargo, en cada una de los escenarios analizados en la modelación se consideraron caudales de bombeo entre un 50% y un 85% menores que el caudal de turbinación máximo con el que se espera opere la central, por lo que no se esperan complicaciones con la tubería al realizar el bombeo.

Por último, al tratarse también de la instalación de un equipo independiente, no es necesario parar la planta en la instalación de la bomba durante un tiempo tan extenso, salvo mientras se instale el tramo de tubería.

15.3 Tubería Paralela habilitada solo para bombeo

A diferencia de las opciones anteriores, no se ocupa la tubería actual, sino que se incorpora una nueva tubería la cual este diseñada netamente para el bombeo.

Entre las principales acciones a realizar, se destacan las siguientes:

- Instalación de nueva tubería, idealmente paralela a la actual
- Excavación en zona donde se ubicará la Bomba
- Instalación de Bomba Hidráulica

Se recomienda que la tubería de bombeo sea paralela y cercana debido a que, en la fase de construcción de la tubería de presión, las condiciones del terreno favorecieron a que esta sea prácticamente una línea recta.

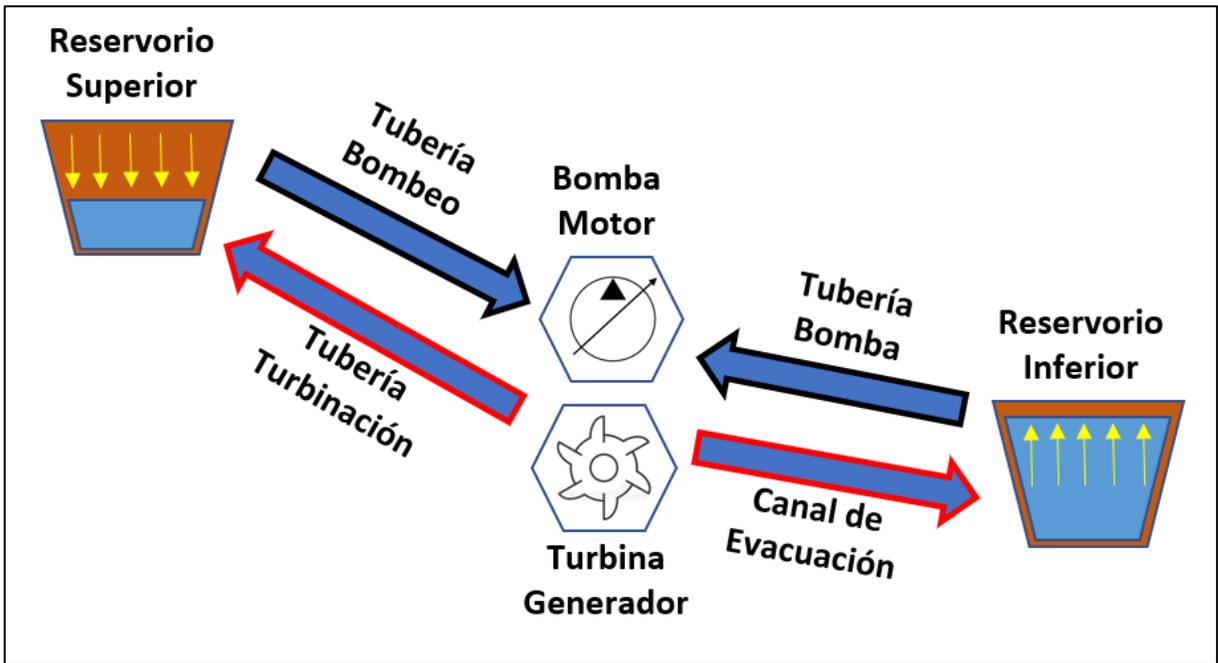


Figura 50: Turbinación y bombeo en configuración con tuberías paralelas.

La ventaja de este tipo de configuración es que la central puede mantener su funcionamiento a lo largo de todo el proceso de construcción, sin afectar la generación o más importante aún el flujo relativamente natural por parte del río Los Molles. Por otra parte, una de las desventajas de esta alternativa que será posteriormente analizada en más detalle, es el alto costo de construcción de la tubería, sumado a que las condiciones físicas no son las más aptas para la construcción de este tipo de estructuras. Hoy en día, sólo existe el teleférico para poder desplazarse a lo largo de la tubería, y es también (además de en helicóptero), la única manera de poder acceder a los reservorios superiores. Así mismo, dadas las condiciones del terreno aguas arriba de la turbina, el tiempo de construcción de esta alternativa se encontraría muy por sobre las dos alternativas previamente mencionadas

16. Obras Civiles

Una vez modelada la central, y considerando tanto la situación actual como la futura, esto junto a las distintas propuestas de adaptación, podemos reconocer de mejor manera las obras civiles necesarias para la adaptación de la Central Los Molles. A continuación, se presentarán dichas obras.

Para hacer un mejor análisis, consideraremos primero las obras y/o estructuras que se encuentran presentes en la central y que se mantendrán. Posteriormente se detallarán las obras civiles comunes en todas y cada una de las adaptaciones previamente mencionadas para finalmente terminar con las obras civiles específicas de las tres adaptaciones propuestas

16.1 Unidades y Estructuras que se conservan

A pesar de las restricciones propias de adaptar una central, existe una gran cantidad de ventajas, entre las cuales una de las más relevantes es el aprovechamiento de las estructuras e instalaciones presentes, junto a las rutas de acceso generadas para la realización inicial del proyecto en sí. En este aspecto, es importante destacar específicamente cuales son las obras que se mantendrán.

16.1.1 Casa de Máquinas

Una de las principales obras que mantendría su estructura sería la Casa de Máquinas con su sala de operaciones correspondiente, ya que en los distintos escenarios previamente planteados se modificarían la Unidades Generadoras, pero no la Casa de Máquinas. Notar que esto no implica que no se alteren los equipos de control presentes en esta misma.

16.1.2 Tubería de Presión

Otra estructura que se puede aprovechar es la tubería de presión, la cual en el escenario más desfavorable sería utilizada sólo para la turbinación y no para el bombeo. En un caso más favorable, esta podría ser utilizada tanto para el bombeo como para la turbinación, lo que aportaría muchísimo tanto en términos económicos, así como en la duración del proyecto.

16.1.3 Enlace al sistema de Transmisión

El enlace al sistema de transmisión será de suma importancia en el desarrollo del proyecto, ya que deberá también entregar la energía necesaria para hacer el bombeo. No se considera necesario ampliar el sistema de transmisión al SEN por cuanto no se excederá la potencia máxima a transmitir.

16.1.4 Reservorios superior e inferior

En cada una de las configuraciones previamente mencionadas, los reservorios tanto superior como inferior son sumamente relevantes. Estos permiten el funcionamiento normal de la turbinación (reservorio inferior) y a su vez limitan la cantidad de agua a bombear (reservorio superior). También permiten estimar el aporte generado a partir del bombeo, o incluso la ampliación volumétrica puede ser (en términos energéticos) quien permita el bombeo en sí. Es por esto que determinar la disponibilidad de espacio junto a los futuros volúmenes es parte fundamental a la hora de realizar la adaptación.

Dicho esto, el estanque de sobrecarga junto con la cámara de carga aguas arriba, así como los estanques de compensación aguas abajo se deberían conservar. Tal cómo se analizó en la modelación, el ampliar estos volúmenes aportará a un aumento en la generación, sin embargo, estas serían ampliaciones de los reservorios ya existentes, por lo que, en caso de ser necesario, se construirían estanques extra y se seguirían utilizando los estanques actuales.

16.1.5 Otras estructuras

Existen otras estructuras de la central que, considerando la adaptación a una central a bombeo, no sufrirán mayores modificaciones. Esto se debe a que estas estructuras están mayormente asociadas a la turbinación de la central y su actual estructura no afecta al bombeo propuesto. Entre estas estructuras se encuentran la Bocatoma, Canal de Aducción, Canal de Evacuación (entre Casa de Máquinas y Estanque de Compensación) y Canal de Restitución (ubicado entre el Estanque de Compensación y el río) también son estructuras que se conservarían.

16.2 Obras Civiles Comunes

Una vez identificadas las obras y estructuras que se mantendrán, corresponde ahora identificar las obras civiles que se realizarán independiente de la adaptación elegida. A continuación, se detallan cada una de estas.

16.2.1 Adquisición e Instalación del Equipo de Bombeo

En ambas configuraciones en las cuales los equipos hidráulicos son independientes, será necesaria la instalación de la bomba. Esta instalación se considera relativamente menos compleja a la de la primera opción debido a las particularidades que requiere una turbobomba para su correcto funcionamiento, que serán abordadas en más detalle más adelante.

Entre estas particularidades se puede destacar la elevada altura de sumergencia de la turbobomba en comparación a la sumergencia de la bomba, lo que generará diferencias en los costos de excavación para esta alternativa.

16.2.2 Edificación de Obras Civiles

Se considera la construcción de una estructura cerrada en la cual se encontrarán otras estructuras tales como el puente grúa. Esta estructura debiese ubicarse justo por sobre la zona de construcción de la Casa de Bombas.

16.2.3 Bomba de conexión entre estanques inferiores

Este punto fue mencionado brevemente en el Capítulo 5, en donde se hizo referencia a la diferencia de cotas entre los dos estanques de compensación de la central, la cual equivale a 10 metros. Dado que independiente del equipo de bombeo, deberá existir una conexión única (tubería de succión) entre el reservorio inferior y la bomba, a partir de una segunda bomba se moverá el agua desde el estanque de compensación que se encuentre a una menor cota (Estanque de Compensación 2) y el estanque que se encuentre a una mayor cota (Estanque de Compensación 1).

16.2.4 Sala de Bombas

En la sala de bombas se chequeará, operará y regulará el funcionamiento correcto de la bomba. Una de las principales consideraciones en torno al funcionamiento de la bomba

será que, para aumentar la eficiencia del equipo, se consideró que la bomba operará a plena capacidad, lo cual debiese ser correctamente chequeada en la sala de bombas.

16.2.5 Conexión eléctrica

Previamente se mencionó que desde la planta a la SE del SEN se mantendría, sin embargo, esto aplicará para la generación de energía y no para el consumo de esta. Para obtener la energía necesaria para realizar el bombeo, se dispondrá de una línea de 13,2 [kV], que conectará la Línea Los Laureles con la Casa de Bombas.

16.2.6 Tubería de Succión

La tubería de succión será la conexión entre el reservorio inferior y la bomba, la cual se encontrará sumergida. Tal como se mencionó anteriormente, para la alternativa con turbobomba, la tubería de succión deberá ser más extensa que los otros casos al igual que la excavación asociada a la instalación de la tubería.

16.2.7 Ampliaciones de Volumen

A partir de los análisis del modelo de operación, se determinó que el volumen del reservorio superior debía aumentar entre 10.000 [m³] y 25.000 [m³], independiente de la adaptación que se la realice a la central, siendo los 20.000 [m³] en donde comenzaba a decaer la tasa de generación energética anual. Es así como, para este volumen extra también será necesario el ampliar el volumen aguas abajo. Actualmente, la central posee volúmenes similares tanto aguas arriba como aguas debajo de la turbina (entre 15.000 y 17.000 [m³], que coincide con las centrales a bombeo en el mundo, ya que poseen reservorios con volúmenes similares.

Es importante destacar que las ampliaciones de volumen como obra civil se lleva a cabo a partir del movimiento de tierras, el cual será abordado a continuación

16.2.8 Movimiento de tierras

El movimiento de tierras será lo que permita el ampliar los volúmenes de los reservorios, así como también liberar la zona de instalación de la bomba, junto con los túneles (entre reservorio inferior y bomba) o canales (entre los reservorios inferiores) necesarios. El movimiento de tierras incluye las siguientes labores:

- Excavaciones
- Rellenos
- Material a botadero

El movimiento de tierras asociado a ampliar los volúmenes de los reservorios quedará definido por el volumen previamente determinado, y será común independiente de la adaptación que se realice. Sin embargo, esto no aplicará para el movimiento de tierras asociado a la tubería de succión, tal como se explicó en su sección respectiva.

16.2.9 Cubiertas de Impermeabilización

Posterior a la excavación del estanque, es necesaria la instalación de geomembranas impermeables sobre las paredes y suelo del estanque. A partir de estas cubiertas se busca que la infiltración de los estanques sea nula, lo que aportará a controlar de manera precisa los volúmenes manejados.

16.3 Obras Civiles Específicas

Ya analizadas las obras civiles que se mantendrán junto con las obras civiles comunes, resta determinar las obras civiles propias de cada adaptación. Para un mejor desarrollo y detalle de estas obras civiles, nos referiremos a las opciones de adaptación de la siguiente manera

- Turbobomba
- Bypass
- Tubería paralela

A continuación, se presentan las obras civiles específicas de cada adaptación.

16.3.1 Turbobomba: Retirar equipo de turbinación actual

En la sección anterior, sobre obras comunes, se mencionó como la instalación de la bomba se trataba de una obra común a realizar, sin embargo, una particularidad de la primera adaptación propuesta es que esta requiere que se retire el equipo de turbinación actual presente en la central, para ser reemplazado por la turbobomba multietapa reversible, que fue mencionada en capítulos anteriores.

16.3.2 Turbobomba: Prolongar tubería para acoplamiento

Una vez retirado el equipo actual, y realizada la excavación respectiva, corresponde, entre otras cosas, el prolongar la tubería actual para que esta se acople a la turbobomba. Esta es una obra propia de esta adaptación ya que, a diferencia de las otras adaptaciones propuestas, la turbina no solo es reemplazada, sino que también su posición original pasa a desplazarse hacia abajo, para así garantizar el correcto funcionamiento del proceso inverso, que sería el bombeo.

16.3.3 Bypass: Construcción

El bypass que conecta a la tubería en presión con la bomba es la obra característica de esta adaptación. El factor más restrictivo de esta obra será la compuerta encargada de permitir el libre flujo desde la bomba hacia el reservorio superior. Esto se debe a que esta compuerta estará sometida a una muy alta presión, tanto en turbinación como en bombeo, debido a la gran altura de agua por sobre la compuerta.

16.3.4 Tubería Paralela: Construcción

La última alternativa propuesta se caracterizaba por requerir la construcción de una tubería encargada netamente del bombeo, alternativa que considera una dificultad constructiva y de costos elevada, pero que se destaca por su gran flexibilidad de operación y mantención. Para llevar a cabo esta obra, se pueden explorar distintas alternativas que tendrán como objetivo el poder desplazarse a lo largo de la tubería. Entre estas alternativas se encuentra el modificar el teleférico de la central, el cual fue ocupado en la fase de construcción de la central para justamente instalar la tubería de presión. Las modificaciones en este equipo estarían fundamentadas en su largo periodo sin ser utilizado para labores de carga. Otra alternativa sería la construcción de un camino paralelo también a la tubería, que en términos logísticos favorecería mucho las labores a ser realizadas para el posterior mantenimiento de ambas tuberías.

17. Costos del proyecto

A continuación, se presentan los costos de las obras comunes, que llamaremos costos base

17.1 Costos Base

Tabla 15: Costos base de obras del proyecto.

I	COSTOS DE DISEÑOS, SUMINISTROS, MONTAJES, CONSTRUCCIÓN Y PTS	VALOR [pesos]
	COSTOS DE OBRAS	
1	Obras del proyecto (Costo Directos)	6.300.000
1.1	Acceso a estanque superior	1.250.000
1.2	Ampliación estanque superior	694.000
1.3	OCC y Terminaciones Edificio de Sala de Bombas	1.206.000
1.4	Montaje Bombas y Variador de Velocidad	374.000
1.5	Obras varias	166.000
1.6	Ampliación estanques inferiores	694.000
1.7	I&C	150.000
1.8	Conexión eléctrica en 13,2kV (incluye grupo electrógeno para no suspender servicio)	1.766.000

Tabla 16: Costos base de gastos generales y contratos.

I	COSTOS DE DISEÑOS, SUMINISTROS, MONTAJES, CONSTRUCCIÓN Y PTS	VALOR
	COSTOS DE OBRAS	
2	Gastos generales y otros del Contrato (Costos Indirectos)	3.583.000
2.1	Instalaciones de faena del Contratista	394.000
2.2	Instalaciones de faena para el dueño	-
2.3	Arriendo de terrenos para instalaciones de faena	-
2.4	Servicios de Ingeniería de diseño	427.000
2.5	Dirección, Supervisión y Administración del Contratista y utilidad	2.302.000
2.6	Contingencias del Contratista	460.000

Tabla 18: Resumen Costos base.

	COSTOS BASE	VALOR
	COSTOS DE DISEÑOS, SUMINISTROS, MONTAJES, CONSTRUCCIÓN Y PTS	11.558.000
I	COSTOS DE OBRAS	9.883.000
II	INGENIERÍA DEL DUEÑO, GERENCIAMIENTO & INSPECCIÓN	1.675.000

Tabla 19: Costos Similares entre alternativas no valorados.

I	COSTOS DE DISEÑOS, SUMINISTROS, MONTAJES, CONSTRUCCIÓN Y PTS	VALOR
II	INGENIERÍA DEL DUEÑO, GERENCIAMIENTO & INSPECCIÓN	-
1	PreFID Ingeniería	-
2	PostFID Ingeniería de contraparte, Dirección de Proyecto y Dirección de Construcción	-
III	OTROS COSTOS	-
1	Consumos en commissioning (Combustibles, reactivos, etc.)	-
2	Permisos, impuestos, seguros, garantías & gastos legales	-
3	Medioambiente y social	-
4	Costo del capital	-
5	Derechos de internación de los suministros del proyecto	-

17.2 Costos Específicos

A continuación, se presentan los costos específicos para cada una de las adaptaciones recomendadas para la Central Los Molles

Tabla 17: Costos específicos para adaptación Con Turbobomba Multietapa Reversible.

	COSTOS ESPECÍFICOS: TURBOBOMBA MULTIETAPA	16.595.475 92.595.475
1	COSTOS EQUIPOS PRINCIPALES	4.364.000
1.1	Turbobomba Multietapa	4.330.000 – 80.000.000
1.2	Otros suministros	34.000
2	COSTOS DE OBRAS	12.231.475
2.1	Tubería de Acero Dm=0,65-0,85 [m], L = 10 [m]	12.149.475
2.2	Conexión a Tubería en presión	82.000

Tabla 18: Costos específicos para adaptación con bypass.

	COSTOS ESPECÍFICOS: BYPASS	99.584.800
1	COSTOS EQUIPOS PRINCIPALES	2.202.000
1.1	Bombas, variador de velocidad	1.868.000
1.2	Válvula Esférica 125 Bar D=0,65 m	300.000
1.3	Otros suministros	34.000
2	COSTOS DE OBRAS	97.382.800
2.1	Conexión a Tubería en presión (Bypass)	82.000
2.2	Montaje Válvula Esférica	105.000
2.3	Tubería de Acero D=0,65 [m], L = 80 [m]	97.195.800

Tabla 19: Costos específicos para adaptación con tuberías paralelas.

	COSTOS ESPECÍFICOS: TUBERÍAS PARALELAS	2.917.776.000
1	COSTOS EQUIPOS PRINCIPALES	1.902.000
1.1	Bombas, variador de velocidad	1.868.000
1.2	Otros suministros	34.000
2	COSTOS DE OBRAS	2.915.874.000
2.1	Tubería de Acero Dm=0,65-0,85 [m], L = 2400 [m]	2.915.874.000

Tabla 20: Costos base y costos específicos de las adaptaciones revisadas.

COSTOS	VALOR [pesos]
COSTOS BASE	11.109.000
COSTOS ESPECÍFICOS	VALOR [pesos]
COSTOS ESPECÍFICOS: BYPASS	16.595.475 – 92.595.4475
COSTOS ESPECÍFICOS: TUBERÍAS PARALELAS	99.584.800
COSTOS ESPECÍFICOS: TUBERÍAS PARALELAS	2.917.776.000

Finalmente, en la Tabla 23 se presenta el resumen de todos los costos que se han considerado para las tres adaptaciones.

18. Análisis de Obras Civiles

Una vez definidas las obras civiles, es posible identificar las diferencias sustanciales, tanto en tiempo, eficiencia y costos entre las tres adaptaciones.

18.1 Bypass y tuberías paralelas

A partir de la información presentada en el capítulo anterior, y tal como fue previamente mencionado, la tubería paralela de 2400 [m] se escapa no sólo en términos monetarios con respecto a las otras dos opciones, sino que también en el tiempo necesario para su puesta en marcha. A diferencia de las otras dos adaptaciones, esta alternativa requiere también una mejor mantención del funicular, debido a que este se ocupará no solo para el transporte de material entre las zonas aguas abajo y aguas arriba de la central, sino que también para la construcción y mantenimiento de la nueva tubería. Las otras opciones también requerirán el uso del funicular, sin embargo, su uso no será tan continuo.

Se podría considerar el hacer un camino paralelo a la futura tubería y así facilitar la construcción de esta, sin embargo, se caería en un costo adicional que volvería a dejar a esta opción muy por detrás de la adaptación con bypass.

Es así como la opción del bypass se encuentra muy por sobre la opción con tuberías paralelas, debido a que la tubería de 2400 [m], que corresponde a una obra ingenieril de una envergadura considerable, es reemplazada por una tubería de 80 [m] junto con una compuerta capaz de soportar las altas presiones en la zona del bypass. Frente a estas ventajas, aparece como único factor en contra la menor flexibilidad de operación por parte de la adaptación con bypass, ya que es utilizada la misma tubería en casi todo el desarrollo de la tubería (96%). Mediante un óptimo monitoreo y una correcta operación de la central, y además considerando que a lo largo de toda la investigación se ha trabajado con horarios de turbinación extra y de bombeo con rangos horarios definidos, no debiesen generarse mayores complicaciones a la hora de generar o almacenar energía.

Una vez descartada la opción con tuberías paralelas, corresponde realizar un análisis similar para las adaptaciones restantes: Turbobomba y bypass.

18.2 Turbobomba Multietapa Reversible y Bypass

El análisis comparativo de estas dos alternativas se vuelve un poco más complejo, debido a la similitud entre sus costos, esto sumado también a la gran variabilidad de precio por parte de la turbo/bomba, en donde su fabricación suele estar asociada a centrales hidroeléctricas de mayor envergadura, con mayor capacidad de generación. A pesar de estos factores, es posible realizar un análisis logístico de cada una de estas adaptaciones para determinar si alguna de estas es o no, superiora la otra.

Primero, señalar que no se consideró la instalación de la turbobomba como un coste adicional, debido a que esta incluye la instalación de ambos equipos. Una vez considerado esto, existen ciertas obras civiles que son de mayor complejidad y/o envergadura a la hora de considerar la turbobomba. Entre estas complejidades, está la sumergencia de la bomba. Las turbobombas poseen una gran capacidad de adaptación a distintos caudales de bombeo, sin embargo, requieren una mayor sumergencia comparada a bombas convencionales, lo que implicaría que se tendría que ubicar a una mayor profundidad. Por otra parte, la adaptabilidad de este tipo de equipos no es de mayor relevancia si consideramos que en la modelación se consideró que se trabajaría con la bomba a plena carga, para aumentar la eficiencia de esta.

Otro factor a considerar es el objetivo de este proyecto. Entre las bases de una adaptación, se considera el aprovechar de una mejor manera los recursos disponibles, y modificar lo menos posible la estructura actual. A partir de esta base, se busca un óptimo de operación, el cual fue debidamente estudiado a lo largo de todo el desarrollo del modelo de operación. Una vez definido lo que se espera realizar, la opción de la turbobomba reversible parece no adaptarse a los criterios, ya que, a diferencia de las otras opciones presentadas, sólo con la turbobomba se debe reemplazar el equipo actual. A partir de esto, el considerar la turbobomba como la opción a utilizar puede llevar a cambiar algunas restricciones establecidas al comenzar con el desarrollo de este proyecto, como lo fue el no cambiar o modificar lo menos posible la operación actual de la central, motivo por el cual también, en el modelo de operación, se aprovecharon los deltas de espacio en los estanques superiores, los deltas de caudal de operación en las turbinas, y los rangos horarios en los que no se generaba energía.

Por otra parte, la opción del bypass resulta ser la alternativa menos invasiva, y que genera la menor cantidad de cambios sobre la central, en los que se incluiría la bomba y el tramo de tubería, sin tener que desmantelar o alterar las otras estructuras (y considerando que los estanques se cambiarán en todos los escenarios planteados).

19. Conclusiones

Con respecto al bombeo, a partir de la modelación y el análisis de costos de generación y consumo de la central, la bomba con potencia baja y media resultaron ser las que mejor se adaptaron a las condiciones de la central y a las condiciones naturales.

Entre las principales condiciones y restricciones de la central, se considera la limitante de volumen a ampliar en el reservorio superior, la cual tenía un límite cercano a los 50.000 [m³]. Esto limitaba inicialmente la capacidad de almacenamiento de la central. Así mismo, otra restricción que venía tanto daría por la central como por las condiciones naturales del río, fue la capacidad de aprovechar las turbinas. En caso de que la central operara con un Factor de Planta mayor, no sería factible el turbinar en las horas preestablecidas. Sin embargo, las diferencias entre el caudal de operación real y el caudal máximo de turbinación permitirán aprovechar de mejor manera las turbinas. Cabe destacar que esta libertad de uso se debe también a la demanda energética por parte del SEN junto a la capacidad de generación de la planta, a partir del caudal del Río Los Molles.

Relacionado al punto anterior está el uso de las turbinas, las cuales en la actualidad rara vez se usan simultáneamente. Es así como se determinó que el uso de ambas en la turbinación extra aportaría considerablemente, pasando de 4250 [MWH/año] a cerca de 20.000 [MWH/año]. Sin embargo, este aumento no venía dado sólo por el uso de ambas turbinas, sino que también por un aumento de volumen en los reservorios. Se determinó que con un aumento entre 10.000 y 20.000 [m³] en ambos reservorios, es posible generar el aumento de energía anual antes mencionado.

Otra restricción importante fue la capacidad de turbinación de la central. Cada uno de los escenarios analizados fueron desarrollados utilizando una o ambas turbinas, con caudales en torno a 1,0 [m³/s] y 2,0 [m³/s], sin embargo, no se consideró el aumentar la capacidad de turbinación de la central. Al no modificar este factor, y una vez definidas las horas de turbinación extra, la central tendría una capacidad máxima de generación extra asociada a ocupar cada una de las horas de turbinación en el año, con ambas turbinas y a plena carga. Esta característica fue sumamente relevante a la hora de dimensionar los estanques, ya que limitó la capacidad de estos al rango volumétrico previamente mencionado (entre 10.000 y 20.000 [m³])

Para concluir con el análisis del modelo de operación, junto con los ingresos de cada alternativa, y considerando que gran parte del modelo fue variando en torno a la ampliación de los estanques de almacenamiento de agua, se propone el ampliar estos en torno a 16.000 y 18.000 [m³]. Se elige el volumen que garantiza el máximo de generación e ingresos para la bomba de potencia media por sobre la alternativa con la bomba de potencia baja. Esta elección se debe a que, dependiendo de las condiciones

naturales de la zona, optando por esta opción se podría operar con un caudal de bombeo de 0,25 [m³/s], y bombear volúmenes cercanos a los 12.000 [m³], es decir, eligiendo la bomba de potencia media se incluye también la otra opción. Es importante notar que, si se optara por la bomba de potencia baja, no se podría hacer el mismo cambio de operación, debido justamente a la capacidad de la bomba. Además, es importante mencionar que para que la central operará como la alternativa con bomba de menor caudal de operación, se tendrían que presentar años más húmedos, ya que este tipo de condiciones reduciría la capacidad de almacenamiento del estanque superior.

Con respecto a las obras civiles, se pudo apreciar inicialmente como la opción del bypass conector para el bombeo resultó ser superior a la opción con tuberías paralelas. A pesar de que esta última poseía la mayor flexibilidad de operación de las tres adaptaciones, su alto costo de construcción asociado a la tubería comparado con el pequeño tramo del bypass, sumado al tiempo de construcción, fueron demasiado preponderantes a la hora de hacer la selección.

Por otra parte, las turbobombas poseen la capacidad de adaptarse a gran variedad de caudales de bombeo, de manera que se pueden aprovechar distintas instancias para el almacenamiento de agua. Sin embargo, el retiro total del equipo actual, sumado a la prolongación también de la tubería de presión se alejaba de la idea general del proyecto, que corresponde a una adaptación. Si se considera que, además, se realizará una ampliación de los estanques, se estaría hablando prácticamente de una refundación completa de la Central Los Molles. Así mismo, el factor costo resulta ser relevante, en donde la turbobomba se encuentra muy por sobre el valor de la bomba de potencia media presente en las otras dos adaptaciones.

Es así como se recomienda para la adaptación el utilizar la bomba de potencia media, de 0,5 [m³/s], que garantizará un correcto aprovechamiento del equipamiento actual, junto con la segunda opción de adaptación, realizando un bypass colector entre la tubería y la bomba, que al igual que la selección de la bomba, permite el modificar de menor manera la infraestructura y el diseño actual de la central.

20. Bibliografía

1. Centro de Energía Universidad de Chile, Ministerio de Energía, Australian National University. (2021). Desarrollo de metodología aplicada en sistemas de información geográfica para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile. Chile
2. GIZ. (2016). Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar: Estudio conceptual.
3. Daniel Philippe Raimond Salinas Piraud (2021). DISEÑO CONCEPTUAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS COSTERAS CON SISTEMA PHS EN CHILE
4. Clerc, J., Olmedo, J. C., Peralta, J., Saavedra, M. L., Sauma, E., Urzúa, I., Hernando, A., Carlos Olmedo, J., Peralta, J., Luisa Saavedra, M., & Sauma, E. (2017). Energías renovables en Chile hacia una inserción eficiente en la matriz eléctrica.
5. CNE. (2020). Anuario estadístico de energía 2020
6. Comisión Nacional de Energía. (2020). Informe de Costos de Tecnologías de Generación.
7. U.S. Army Corps of Engineers. (2009). Technical Analysis of Pumped Storage and Integration with Wind Power in the Pacific Northwest Final Report U . S . Army Corps of Engineers Northwest Division Hydroelectric Design Center
8. U.S Department of Energy. (2015). Pumped Storage and Potencial Hydropower from conduits. In Report of the Hydrogen Production Expert Panel: A Subcommittee of the Hydrogen & Fuel Cell Technical Advisory Committee
9. Valdovinos, F., & Otárola, R. (2008). Almacenamiento de Energía : Desarrollos Tecnológicos y Costos. Escuela de Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile, 15
10. INTERNATIONAL WATER POWER & DAM CONSTRUCTION. (2015). Bright prospects for pumped storage in Chile.
11. Coordinador Eléctrico Nacional. (2021). <https://www.coordinador.cl/>
12. Energía Maps. (2021). <https://energiamaps.cne.cl/>
13. International Hydropower Association. (2022). Pumped Storage Tracking Tool. <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>
14. National Hydropower Association, NHA. (1983). <https://www.hydro.org/>
15. Energy Storage Association. American Clean Power. (2022). <https://cleanpower.org/>
16. Iberdrola. Distribuidor de energía. <https://www.iberdrola.com/sustainability/pumped-storage-hydropower>
17. Pumps - Litostroj Power. (2022). <https://www.litostrojpower.com/we-produce/pumps>
18. RainPower. (2022). <https://www.rainpower.eu/>
19. Voith. (2022). <https://Voith.Com/Corp-En/Index.Html>.
20. Ag, A. (2022). ANDRITZ GROUP. <https://www.andritz.com/group-en>
21. GE | Building a world that works | General Electric. (2022). <https://www.ge.com/>
22. Trident Steel (2022). <https://www.tridentsteel.co.in/>

