

INFORME DPRO-GM-SEN N° 07/2020

TRATAMIENTO DE LAS CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

DEPARTAMENTO DE PROGRAMACIÓN

Marzo 2020

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	1
1. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2. ANTECEDENTES	5
3. CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN	7
4. PROCESO DE PROGRAMACIÓN Y MODELACIÓN DE LOS EMBALSES	8
4.1. EMBALSES A MODELAR EN EL PROCESO DE PROGRAMACIÓN.....	9
5. CALCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD E INCLUSIÓN EN LA LISTA DE PRIORIDADES DE LA POLÍTICA DE OPERACIÓN.....	14
6. ANEXO 1 Esquemas de conectividad hidráulica.....	15
7. ANEXO 2 Correlogramas cotas finales diarias de embalses	19
8. ANEXO 3 Simulación de Embalses	24

1. RESUMEN EJECUTIVO

En el presente informe se incluye los criterios y antecedentes utilizados para definir a que centrales renovables con capacidad de regulación se les determina un costo de oportunidad de la energía gestionable, de acuerdo a lo requerido en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (Decreto Supremo 125/2017), en adelante el Reglamento.

Las centrales renovables con capacidad de regulación tienen la característica, respecto a otro tipo de tecnologías, de gestionar temporalmente su recurso primario de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico. Conforme a lo anterior, el recurso primario gestionable asociado a dichas centrales tiene un costo de oportunidad asociado, el cual se debe a su capacidad de poder "desplazar" energía a través de un horizonte de tiempo determinado.

El Sistema Eléctrico Nacional, aunque ha estado sujeto a un rápido crecimiento de centrales renovables variables, tiene una componente eminentemente hidrotérmica. La componente hidroeléctrica se caracteriza por contar con centrales con capacidad de regulación a través de embalses, los van desde nivel diario a nivel anual. A la fecha no existen otro tipo de tecnologías de generación renovables con capacidad de regulación a las cuales sea necesario determinar un costo de oportunidad.

Conforme a lo anterior, el proceso de programación de la operación, se realiza a través de etapas de optimización secuenciales, las cuales son enlazadas a través de la Función de Costo Futuro (FCF) del agua embalsada de las centrales hidroeléctricas. Consecuentemente, el costo de oportunidad del agua embalsada en cada embalse corresponde al cambio incremental de la FCF resultante de extraer una unidad adicional de volumen de agua embalsada.

A su vez, los costos de oportunidad de las centrales hidroeléctricas asociadas a un embalse a través de una serie hidráulica son determinados en base al costo de oportunidad del embalse al cual se encuentra asociado y el rendimiento de cada central hidroeléctrica y de la serie hidráulica respectiva. No obstante, lo anterior, en la práctica el costo de oportunidad se determina sólo para algunas centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación, según la duración de los ciclos operacionales observados de dichos embalses, características de la serie hidráulica, tratabilidad computacional de los modelos de optimización, características técnicas de las centrales hidroeléctricas, entre otros aspectos, los cuales son resumidos en la metodología descrita en la Figura 1.

En términos de tratabilidad computacional y exigencias de plazos del proceso de programación de la operación del SEN, la programación de mediano plazo es desarrollada a través de la metodología SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), la cual considera un horizonte de optimización de 2 años, etapas semanales los primeros 6 meses y etapas mensuales en el resto del horizonte. Asimismo, la programación de corto plazo considera resolución horaria (los primeros 3 días) y un horizonte de optimización de 7 días, así como la incorporación de restricciones enteras e intertemporales, tales como mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación/detención, costos de partidas, entre otros.

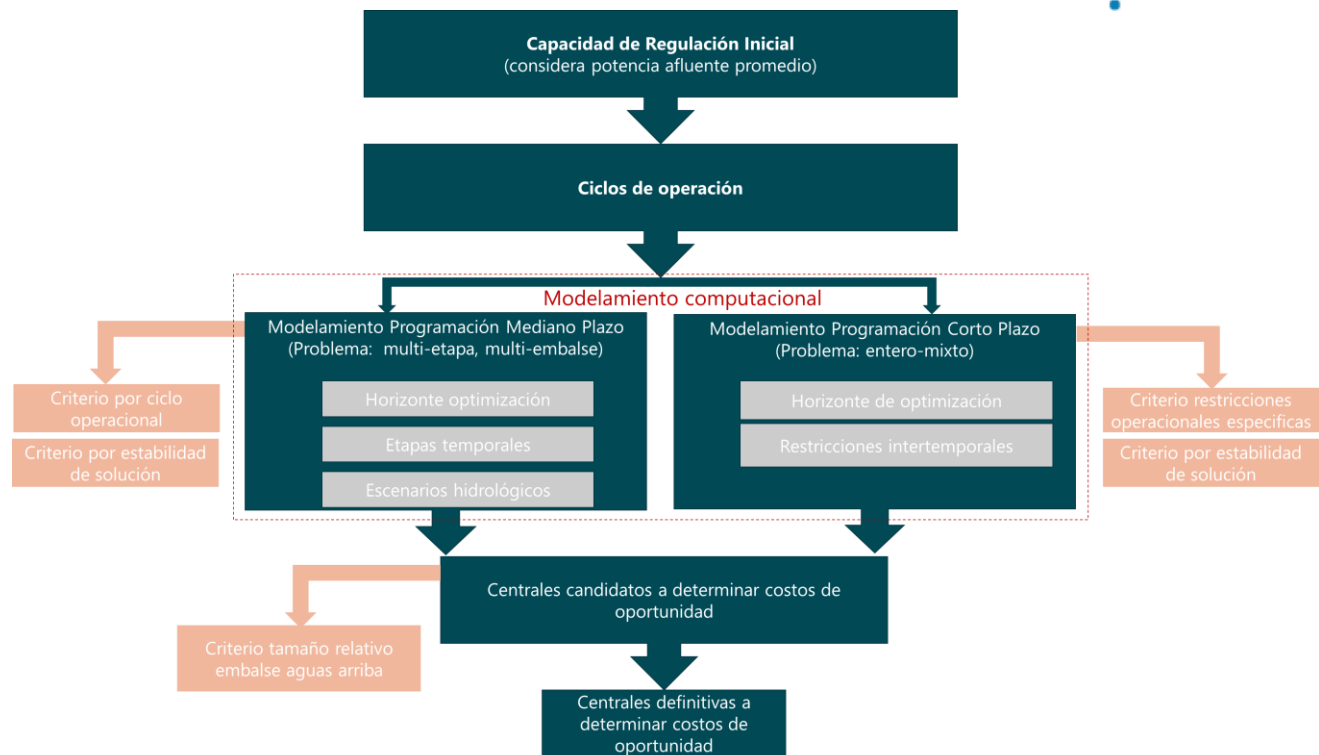


Figura 1: Metodología para determinar si es requerido determinar costo de oportunidad a centrales renovables con capacidad de regulación para efecto del despacho en tiempo real.

Por lo tanto, si bien en un principio todos los embalses y centrales asociadas son candidatas para determinar su costo de oportunidad, se van aplicando gradualmente un conjunto de criterios técnicos que permiten descartar la necesidad de determinar un costo de oportunidad. Dichos criterios se describen a continuación:

- Criterio 1: Modelamiento computacional programa mediano plazo, según ciclos operacionales:** como se indicó anteriormente, la optimización de mediano plazo debe ser descompuesta en etapas temporales que permita equilibrar la gestión de recursos gestionables y la obtención de resultados en tiempos razonables. Conforme a lo anterior, los primeros 6 meses del horizonte de optimización se considera etapas semanales a efectos de internalizar los embalses con ciclos operacionales semanales, es decir que pueden mover agua entre semanas. Por lo tanto, los embalses con ciclos operacionales menores a una semana son descartados para determinar su costo de oportunidad.
- Criterio 2: Modelamiento computacional programa mediano plazo, según estabilidad de solución:** los embalses que tienen resultados inestables en la potencia generada y cotas finales a través del proceso iterativo SDDP, son descartados para determinar su costo de oportunidad. La razón de dicha inestabilidad es el tamaño relativo del embalse respecto de la duración de la etapa, lo que implica que durante el proceso iterativo el uso previsto de dichos embalses se mueve entre cota mínima y máxima sin obtener convergencia a un valor estable. Por lo tanto, el resultado final varía según el número de la iteración donde se detenga el proceso.

- Criterio 3: Modelamiento computacional programa corto plazo, según restricciones operacionales específicas:** Todos los embalses, independiente de la capacidad de regulación, son candidatos inicialmente a incorporarse como tales en el proceso de programación de corto plazo. Sin embargo, previo a tomar la decisión de modelación y por tanto de determinar un costo de oportunidad, debe evaluarse si es factible modelar restricciones operacionales específicas a efectos de garantizar una solución factible y que ésta sea estable y lograda en tiempos razonables. Las restricciones que complican la modelación de pequeños embalses son:
 - Caudales ecológicos.
 - Cumplimiento de convenios de riego.
 - Reglas operacionales particulares de embalses dedicados íntegramente a riego.
 - Evitar cambios bruscos en los caudales de descarga de las centrales.
 - Restricciones de puesta en servicio simultaneo de las unidades de la central.
 - Ubicación en el sistema de transmisión y necesidades de generación de potencia reactiva.
- Criterio 4: Tamaño relativo de embalses – según embalses que cuentan con embalses de mayor tamaño aguas arriba:** Si bien los embalses con capacidad de regulación menor a una semana que cuentan con un embalse de mayor tamaño aguas arriba son modelados en la programación de mediano plazo, se descarta su modelación y determinación de costo de oportunidad en el proceso de corto plazo dado que la señal de despacho de estos está dada por el embalse aguas arriba.

Conforme a lo anterior, las centrales que están sujetas a la determinación de un costo de oportunidad son las siguientes:

Embalse (Central)	Costo de oportunidad	Criterio considerado para no determinar costo de oportunidad
Lago Laja (El Toro)	Si	-
Laguna del Maule	No	No tiene una central asociada al embalse
Colbún	Si	-
Lago Chapo (Canutillar)	Si	-
Ralco	Si	-
Laguna Invernada (Cipreses)	Si	-
Rapel	Si	-
Puyehue (Pilmaiquen)	No	Criterio 3
Melado (Pehuenche)	Si	-
Pangue	No	Criterio 4
Machicura	No	Criterio 3 y Criterio 4
Angostura	No	Criterio 3 y 4
Pullinque	No	Criterio 2 y 3
Polcura (Antuco)	No	Criterio 1 y 4

Tabla 1. Resumen de criterios para calcular costos de oportunidad a centrales de embalse.

Las centrales con capacidad de regulación intradiaria (hasta 24 horas), las cuales no son modeladas en la programación de mediano plazo, en lugar de determinar un costo de oportunidad para su operación, los Coordinados propietarios de dichas instalaciones deben enviar una propuesta de programa de generación al Coordinador considerando sus restricciones operacionales. El Coordinador aprueba el programa propuesto o lo modifica considerando necesidades particulares del SEN, antes de incorporarlo al proceso de programación.

Sin perjuicio de lo anterior, a efectos de aprovechar la capacidad de regulación intradiaria, por ejemplo, de las centrales de pasada, se analizará su factibilidad de incorporación en la modelación de corto plazo y consecuente determinación de costo de oportunidad, considerando la creciente necesidad de flexibilidad operativa para gestionar el rápido crecimiento de centrales renovables variables.

Adicionalmente, se evaluará la forma de incorporar el costo de oportunidad de los derechos de generación de la Laguna del Maule considerando la entrada en operación de la Central Los Cóndores.

2. ANTECEDENTES

El presente informe da respuesta a lo solicitado en el artículo tercero transitorio del DS 125-2017 del 20 de diciembre de 2019. Dicho artículo requiere definir a cuáles Centrales Renovables con Capacidad de Regulación se les determinará un costo de oportunidad de la energía gestionable.

El artículo tercero transitorio del DS 125-2017 establece que: *“durante el período que medie entre la publicación en el Diario Oficial del presente decreto y la entrada en vigencia de la norma técnica respectiva, el Coordinador definirá el tratamiento de las Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las que se le determinará un costo de oportunidad a su energía almacenada de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 48 del artículo primero del presente decreto, de acuerdo a los criterios que aplica en los procesos de programación de la operación. El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición, a más tardar 60 días contados desde la publicación del presente decreto en el Diario Oficial.”*

En este mismo sentido, el Artículo 48 del citado decreto indica lo siguiente:

“El Coordinador deberá determinar fundadamente y en conformidad a lo dispuesto en la norma técnica respectiva, aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación a las cuales sea necesario calcular un costo de oportunidad de la energía gestionable, con el objetivo de minimizar el costo total actualizado de abastecimiento en el sistema eléctrico. Esta determinación se realizará considerando, entre otros, los siguientes aspectos de cada central:

- a. Capacidad de gestión temporal de energía;*
- b. Nivel o volumen de energía almacenada;*
- c. Pronóstico de generación renovable con recursos primarios variables y de energías afluentes;*
- d. Potencia nominal de la central;*
- e. Operación esperada; y*
- f. Impacto sistémico sobre la seguridad, suficiencia o eficiencia económica en el sistema eléctrico.*

Adicionalmente, para aquellas Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario sea hídrico, deberá considerar niveles y capacidad de almacenamiento de los embalses, características de las cuencas

en que se encuentra la central y la conectividad hidráulica entre centrales, entre otros aspectos que estime necesarios.

El Coordinador deberá disponer en el sistema de información pública la determinación antes señalada para cada central y los antecedentes que fundaron dicha definición. Asimismo, deberá informar al titular respectivo, antes del inicio de la puesta en servicio de sus instalaciones, respecto de si su instalación será de aquellas a las que se defina un costo de oportunidad. Esta definición podrá ser modificada por el Coordinador con posterioridad a la entrada en operación, y solo en atención a cambios relevantes en las condiciones de operación del sistema eléctrico o de la instalación correspondiente.

3. CENTRALES RENOVABLES CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN

Las centrales renovables con capacidad de regulación del SEN, que son candidatas a que se les calcule costo de oportunidad de la energía son las siguientes:

Embalse (Central)	Potencia Bruta [MW]	Energía embalsada máxima	Regulación (1)	Cota mín. [m.s.n.m.]	Cota máx. [m.s.n.m.]
Lago Laja (El Toro) (3)	450	7424 GWh	1.9 años	1300.00	1368.00
Laguna del Maule (2)	-	1964 GWh	-	2152.00	2182.00
Colbún	467.3	476 GWh	1.4 meses	397.00	437.00
Lago Chapo (Canutillar)	172	346 GWh	2.8 meses	230.00	243.00
Ralco	690	341 GWh	20.6 días	692.00	725.00
Laguna Invernada (Cipreses)	106	132 GWh	1.7 meses	1282.80	1318.26
Rapel	378	51.2 GWh	5.6 días	100.50	105.00
Puyehue (Pilmaiquen)	39	14.9 GWh	15.9 días	102.00	103.20
Melado (Pehuenche)	570	13.3 GWh	23.4 horas	641.00	648.00
Pangué	467	3.5 GWh	7.5 horas	507.00	510.00
Machicura	95	1.0 GWh	10.2 horas	255.50	257.50
Angostura	323.8	0.80 GWh	2.5 horas	316.00	317.00
Pullinque	51.4	0.54 GWh	10.6 horas	194.40	195.20
Polcura (Antuco)	320	0.30 GWh	0.9 horas	733.00	736.00

(1) El cálculo de la capacidad de regulación no considera filtraciones ni evaporación.

(2) Embalse para riego y generación. La energía de regulación considera a las centrales La Mina, Isla, Curillinque, Loma Alta y Pehuenche.

Tabla 2. Características principales de centrales renovables con capacidad de regulación (hidráulicas).

Para cada una de las centrales, la regulación se determinó considerando afluente nulo, sin filtraciones ni evaporación, suponiendo que los embalses generan a plena capacidad.

$$\text{Regulación [horas]} = \frac{\text{Energía embalsada máxima [GWh]}}{1000 \cdot \text{Potencia Bruta [MW]}}$$

Las cotas mínimas de los embalses Pangué y Polcura corresponden a cotas mínimas operacionales representadas en el modelo de corto plazo y no a cotas mínimas técnicas.

4. PROCESO DE PROGRAMACIÓN Y MODELACIÓN DE LOS EMBALSES

El proceso de programación que elabora el Coordinador Eléctrico Nacional se realiza mediante dos subprocesos:

- Programación de Mediano Plazo: Se realiza utilizando el modelo PLP (modelo de coordinación hidrotérmica, que utiliza la metodología de resolución de programación dual estocástica). El modelo PLP se ejecuta utilizando etapas semanales los primeros 6 meses de simulación y etapas mensuales hasta completar dos años hidrológicos aproximadamente. La demanda es representada por medio de curvas de duración. Las cuatro primeras semanas se utilizan curvas de duración de 5 bloques. Del modelo PLP se obtienen los costos de oportunidad de los embalses (Centrales Renovables con Capacidad de Regulación cuyo insumo primario es hídrico). Los costos de oportunidad se entregan al subproceso de Corto Plazo.
- Programación de Corto Plazo: Se realiza utilizando un modelo de operación económica que resuelve un problema determinístico entero-mixto (actualmente para resolver el problema se utiliza el modelo comercial Plexos). El modelo se ejecuta con un horizonte total de 7 días. Los primeros 3 días se modelan etapas horarias y en los siguientes se modelan etapas que agrupan un conjunto de horas con el objetivo de disminuir los tiempos de simulación.

En el modelo PLP se modelan los embalses que tienen una capacidad de regulación suficiente para mover energía desde una etapa a otra.

4.1. EMBALSES A MODELAR EN EL PROCESO DE PROGRAMACIÓN

En la tabla 2, se modifica el cálculo del valor de regulación, considerando en el análisis la potencia afluente promedio a cada uno de los embalses, descontadas las filtraciones (Invernada, Colbún, Lago Laja).

Embalse (Central)	Potencia Bruta [MW]	Energía embalsada máxima	Regulación (1)	Cota mín. [m.s.n.m.]	Cota máx. [m.s.n.m.]	Potencia afluente promedio [MW]
Lago Laja (El Toro)	450	7424 GWh	3.0 años	1300.00	1368.00	165
Laguna del Maule (2)	-	1964 GWh	- -	2152.00	2182.00	58
Colbún (3)	467.3	476 GWh	4.8 meses	397.00	437.00	333
Lago Chapo (Canutillar)	172	346 GWh	7.9 meses	230.00	243.00	112
Ralco	690	341 GWh	48.8 días	692.00	725.00	399
Laguna Invernada (Cipreses)	106	132 GWh	4.3 meses	1282.80	1318.26	64
Rapel	378	51.2 GWh	7.8 días	100.50	105.00	104
Puyehue (Pilmaiquén)	39	14.9 GWh	84.6 días	102.00	103.20	32
Melado (Pehuenche)	570	13.3 GWh	53.7 horas	641.00	648.00	322
Pangué	467	4.6 GWh	10.5 horas	506.00	510.00	25
Machicura	95	1.0 GWh	10.2 horas	255.50	257.50	0
Angostura	323.8	0.80 GWh	3.0 horas	316.00	317.00	56
Pullinque	51.4	0.54 GWh	21.5 horas	194.40	195.20	26
Polcura (Antuco)	320	0.30 GWh	1.5 horas	733.00	736.00	124

(1) El cálculo de la capacidad de regulación considera afluentes promedio y filtraciones.

(2) Embalse para riego y generación. La energía de regulación considera a las centrales La Mina, Isla, Curillínque, Loma Alta y Pehuenche.

(3) No se consideran efectos de menor afluente por entregas a riego.

Tabla 3. Características principales de centrales renovables con capacidad de regulación (hidráulicas).

La Tabla 3 entrega una visión de la regulación que pueden realizar los embalses considerando que tienen un afluente permanente que gestionar.

En este contexto, y considerando las etapas modeladas en el corto y el mediano plazo se define lo siguiente:

- Los embalses que tienen una regulación mayor a 24 horas deben modelarse como embalses en el subproceso de Mediano Plazo de la Programación. Además, se modelan embalses pequeños que tienen capacidad de optimizar su colocación dentro del horizonte de una etapa o que tienen como afluentes a embalses de tamaño relevante, como el caso de Ralco y Pangué.

Actualmente se modelan considerando esta característica de regulación a los siguientes embalses:

- Lago Laja (El Toro)
- Laguna del Maule
- Colbún

- Lago Chapo (Canutillar)
- Ralco
- Laguna Invernada (Cipreses)
- Rapel
- Puyehue (Pilmaiquén)
- Melado (Pehuenche)
- Pangué

En la programación de corto plazo (Plexos), se modelan además los embalses que tienen una capacidad de regulación que permite optimizar los recursos de generación dentro de un día y que están en serie con embalses de mayor capacidad de regulación:

- Machicura recibe la generación de Colbún.
- Angostura recibe la generación de Pangué y Ralco.
- Polcura (Antuco) recibe la generación de la central El Toro (Lago Laja).

Para revisar el detalle de las series hidráulicas y de las cuencas del sistema, se debe acceder al ANEXO 1.

Dada la duración de las etapas consideradas en el proceso de mediano plazo, los embalses deben tener la capacidad de trasladar energía entre ellas. Junto con esto, la colocación de los embalses a través del tiempo y la energía embalsada en ellos se verá influenciada por los ciclos estacionales de afluentes (período de lluvias, época de deshielo). De esta manera, en el ANEXO 2 se muestran los correlogramas para cotas finales diarias de las centrales de embalse, los cuales entregan información de ciclos operacionales (semanales, mensuales, anuales). En la Tabla 4 se muestra un resumen de la información obtenida de los correlogramas:

Embalse (Central)	Ciclos operacionales
Lago Laja (El Toro)	Anuales
Laguna del Maule	Anuales
Colbún	Anuales y Estacionales
Lago Chapo (Canutillar)	Anuales y Estacionales
Ralco	Anuales y Estacionales
Laguna Invernada (Cipreses)	Anuales y Estacionales
Rapel	Anuales y Estacionales
Puyehue (Pilmaiquén)	Anuales y Estacionales
Melado (Pehuenche)	Estacionales y Semanales
Pangué	No definidos
Machicura	Semanales

Tabla 4. Resumen de ciclos operacionales de centrales de embalse

Con el objetivo de mostrar el desempeño de la capacidad de regulación de los embalses, en el ANEXO 3 se muestran las trayectorias de cota para las simulaciones realizadas con el modelo PLP para los embalses con regulación de más de 24 horas.

- b) Los embalses que tienen una regulación menor a 24 horas, y que tienen aguas arriba un embalse de capacidad de regulación sustancialmente mayor, pueden modelarse en el subproceso de Mediano Plazo de la Programación. Se evaluará en cada caso la estabilidad de los resultados de la modelación y las restricciones de corto plazo.

A continuación, se muestran las trayectorias de cota para las simulaciones realizadas con el modelo PLP para los embalses con regulación de menos de 24 horas. En este caso Pangué (Ralco es la central de embalse aguas arriba).

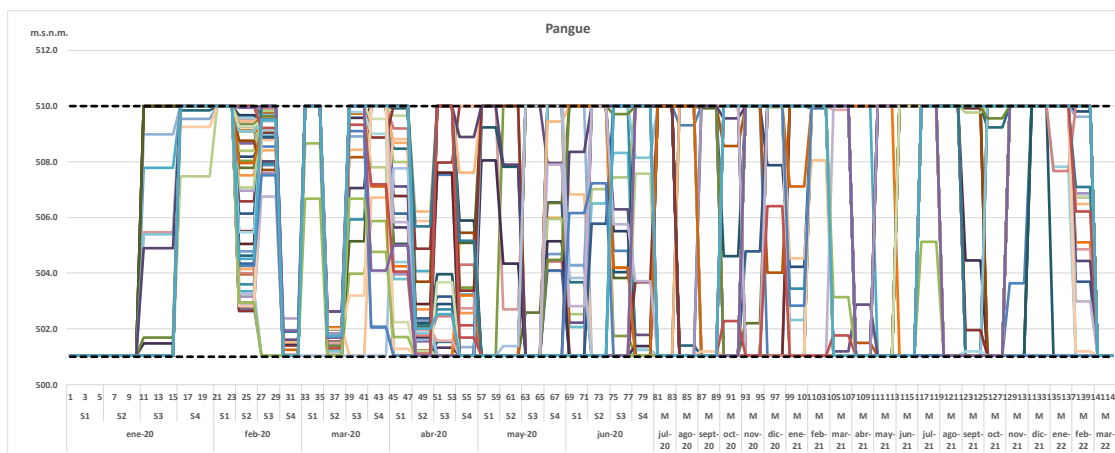


Gráfico 1. Trayectoria de cotas del Embalse Pangué

Se modela en este caso la cota mínima técnica del embalse Pangué (501 m.s.n.m.).

El embalse Machicura tiene aguas arriba el embalse Colbún, el cual según la regla definida más arriba, debe modelarse como embalse en el modelo de mediano plazo. Sin embargo, el embalse Machicura tiene restricciones operacionales de corto plazo que actualmente no se pueden representar en un modelo de mediano plazo (PLP). La principal restricción tiene relación con el tiempo de estabilización de 4 horas en la potencia generada, además de las restricciones de entrega de riego. Se recomienda modelar la central Machicura como una central serie sin capacidad de regulación.

El embalse Polcura no se modela, debido a la baja capacidad de regulación.

La estabilidad de la solución al incorporar embalses pequeños en el modelo PLP se verifica en los cambios que se producen en el valor del agua, la energía generada y en la trayectoria de cotas a través del proceso iterativo. Los embalses pequeños no convergerán a un valor estable de trayectoria de cotas o generación, independiente del número máximo de iteraciones definidas.

Para mostrar en la práctica lo señalado en el párrafo anterior, se realizará el ejercicio de verificar la convergencia de la modelación de los embalses Pullinque y Melado (Pehuenche).

El Gráfico 2 muestra el comportamiento de la potencia promedio generada por la central Pullinque para los primeros meses de una simulación con modelo PLP, en función del número de iteraciones. Se observa que la potencia generada no converge a un valor y el resultado dependerá aleatoriamente de la iteración en que se detenga el proceso. Considerando lo anterior, el embalse Pullinque no debe modelarse en el modelo PLP.

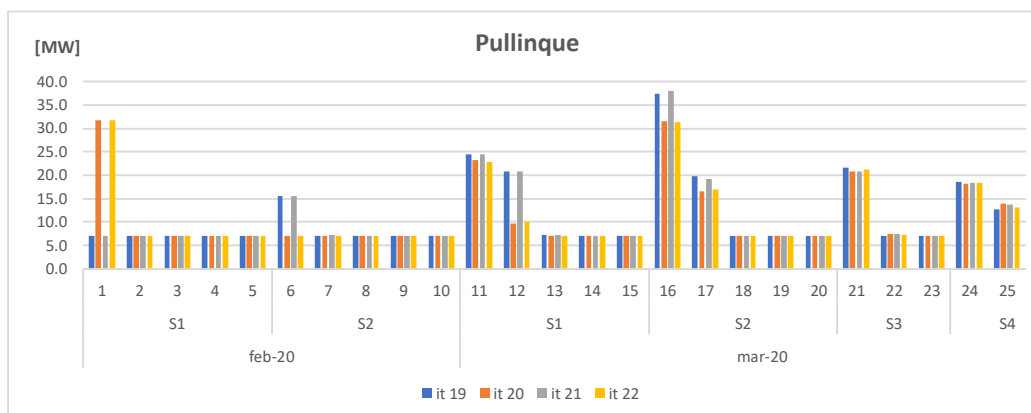


Gráfico 2. Potencia generada por Pullinque en función del número de iteraciones.

El Gráfico 3 muestra el comportamiento de la potencia promedio generada por la central Pehuenche para los primeros meses de una simulación con modelo PLP, en función del número de iteraciones. Se observa que la potencia generada converge a un valor estable y el resultado no depende de la iteración en que se detiene el proceso. Considerando lo anterior, el embalse Pehuenche puede modelarse en el modelo PLP.

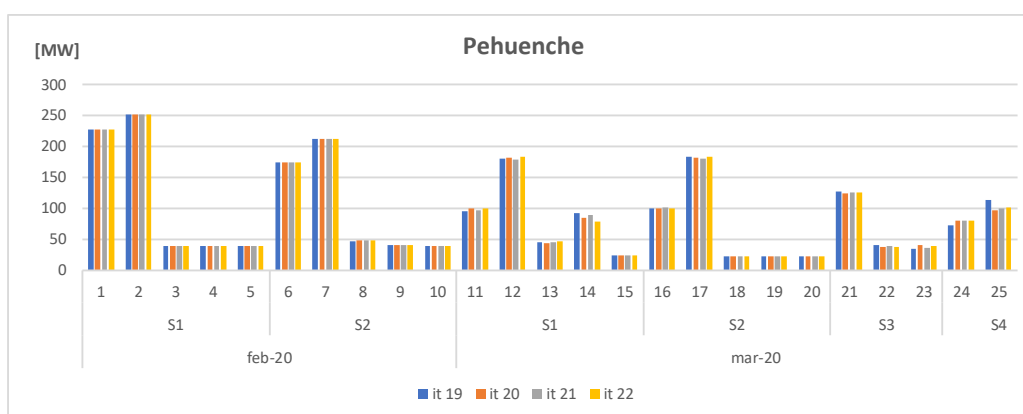


Gráfico 3. Potencia generada por Pehuenche en función del número de iteraciones.

El cambio en la duración de las etapas modeladas (granularidad), puede cambiar los resultados. Si se toma la decisión de reducir la duración de las etapas modeladas, debe evaluarse la conveniencia de incorporar embalses de menor capacidad de regulación en la modelación, como Pullinque.

- c) Todos los embalses, independiente de la capacidad de regulación, son candidatos inicialmente a incorporarse como tales en el proceso de programación de corto plazo (Plexos). Sin embargo, previo a tomar la decisión de modelación, debe evaluarse si la complejidad de las restricciones operacionales, ameritan que se modele la central como embalse.

Las restricciones que complican la modelación de pequeños embalses son:

- Caudales ecológicos.
- Cumplimiento de convenios de riego.
- Reglas operacionales particulares de embalses dedicados íntegramente a riego.
- Evitar cambios bruscos en los caudales de descarga de las centrales.
- Restricciones de puesta en servicio simultaneo de las unidades de la central.
- Ubicación en el sistema de transmisión y necesidades de generación de potencia reactiva.

Actualmente, las centrales de pasada con capacidad de regulación de menos de 24 horas envían una propuesta de programa de generación al Coordinador que considera las restricciones operacionales indicadas. El Coordinador aprueba el programa propuesto o lo modifica considerando necesidades particulares del sistema, antes de incorporarlo al proceso de programación.

Considerando lo anterior, en cada caso, el Coordinador evaluará la conveniencia de incorporar pequeños embalses al proceso de programación de corto plazo, verificando la correcta representación de todas las restricciones operacionales. La incorporación de estas restricciones no debe afectar sustancialmente los tiempos de simulación del proceso de corto plazo, por lo que cada caso se evalúa de manera independiente.

5. CALCULO DEL COSTO DE OPORTUNIDAD E INCLUSIÓN EN LA LISTA DE PRIORIDADES DE LA POLÍTICA DE OPERACIÓN.

- a) Considerando la regulación calculada en la Tabla 3 del Capítulo 4.1 de este informe, en el proceso de programación de corto plazo se les calculará valor del agua en el proceso de programación, al menos a los embalses modelados con capacidad de regulación en el subproceso de mediano plazo (PLP).

Se exceptuarán de esta regla los embalses serie que tienen un embalse de mayor tamaño aguas arriba y que son modelados por esa razón en el proceso de mediano plazo. Operacionalmente, la señal de despacho de estos pequeños embalses en serie está dada por el embalse aguas arriba.

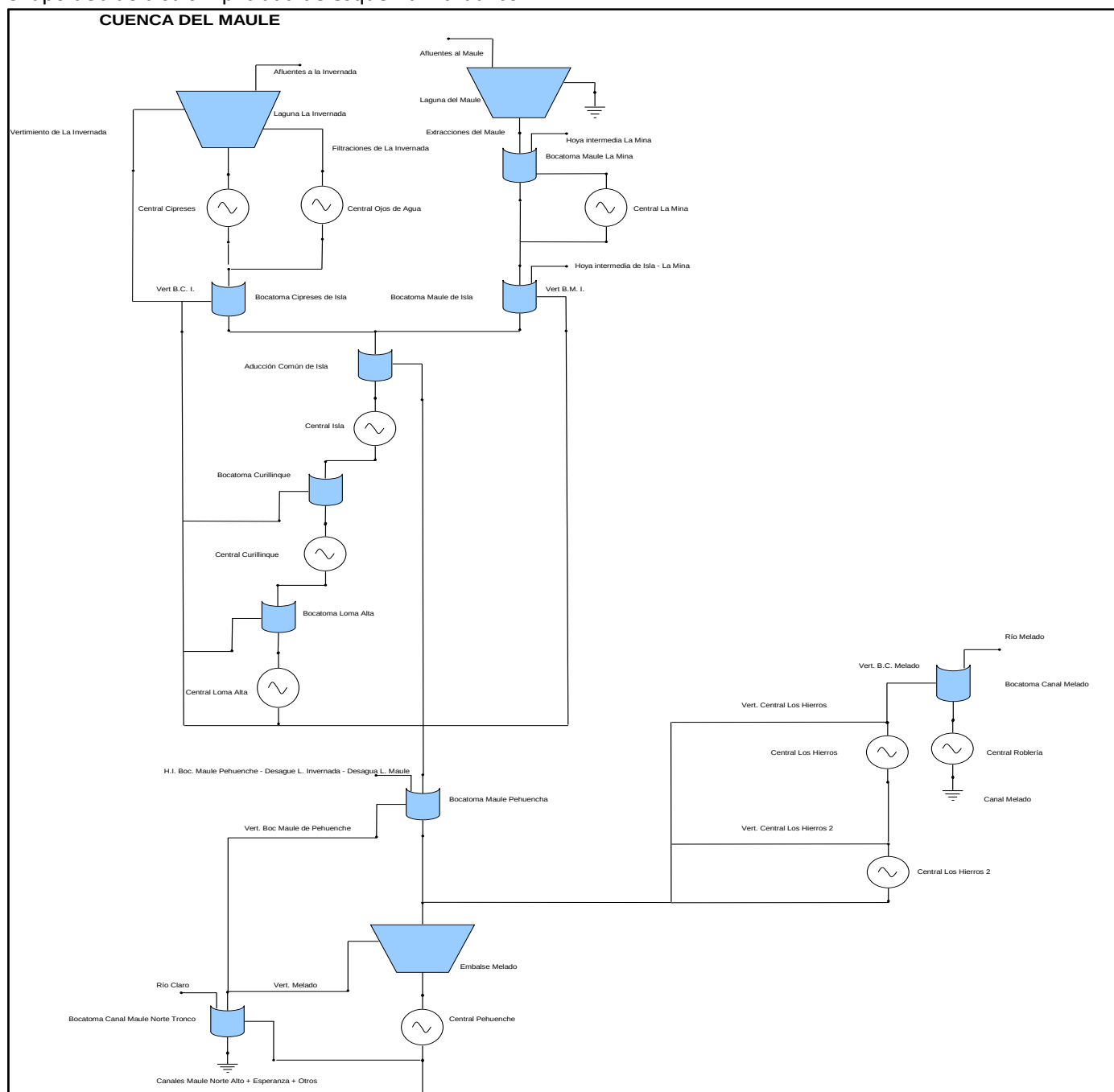
- b) Laguna del Maule. Si bien el modelo PLP calcula un valor del agua para el volumen embalsado, este valor no corresponde a una señal de despacho. El modelo PLP internamente optimiza los derechos de generación y calcula un costo de oportunidad para estos derechos. En el futuro, y en particular cuando entre en servicio la central Los Cóndores que se conecta directamente al embalse, se evaluará la forma de incorporar el costo de oportunidad de los derechos de generación en el modelo de corto plazo.
- c) Lago Laja: Al igual que en el caso de la Laguna del Maule, el modelo PLP internamente optimiza los derechos de generación y calcula un costo de oportunidad para estos derechos. Si bien actualmente se utiliza el costo de oportunidad de la energía embalsada, se evaluará la forma de incorporar el costo de oportunidad de los derechos de generación en el modelo de corto plazo como señal de despacho.
- d) Modelación de pequeños embalses en el proceso de corto plazo y cálculo de costo de oportunidad. Esta categoría corresponde a los embalses con capacidad de regulación no modelados en el proceso de mediano plazo. Condiciones propuestas:

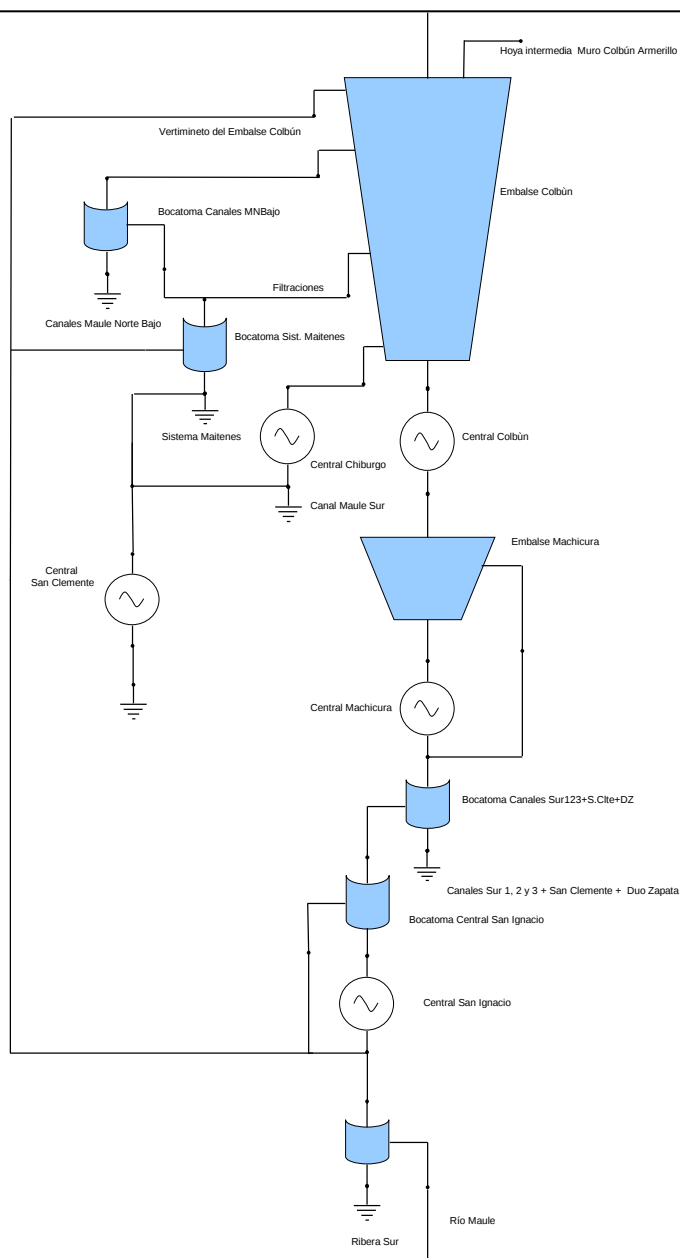
Se evaluará la modelación en el proceso de corto plazo de los embalses con regulación mayor o igual a la duración del bloque mayor de la lista de prioridades. Esto evitará que las centrales modeladas pasen de una condición de agotamiento a una de vertimiento evitable durante el día, ante cambios en las condiciones de abastecimiento del sistema (cambios en la señal del costo marginal de despacho). Los embalses que cumplan esta condición pueden tener costo de oportunidad en la lista de prioridades de no presentar restricciones operacionales adicionales que hagan disminuir la capacidad de regulación efectiva, tales como:

- Caudales ecológicos.
- Cumplimiento de convenios de riego.
- Reglas operacionales particulares de embalses dedicados íntegramente a riego.
- Evitar cambios bruscos en los caudales de descarga de las centrales.
- Restricciones de puesta en servicio simultaneo de las unidades de la central.
- Ubicación en el sistema de transmisión y necesidades de generación de potencia reactiva.

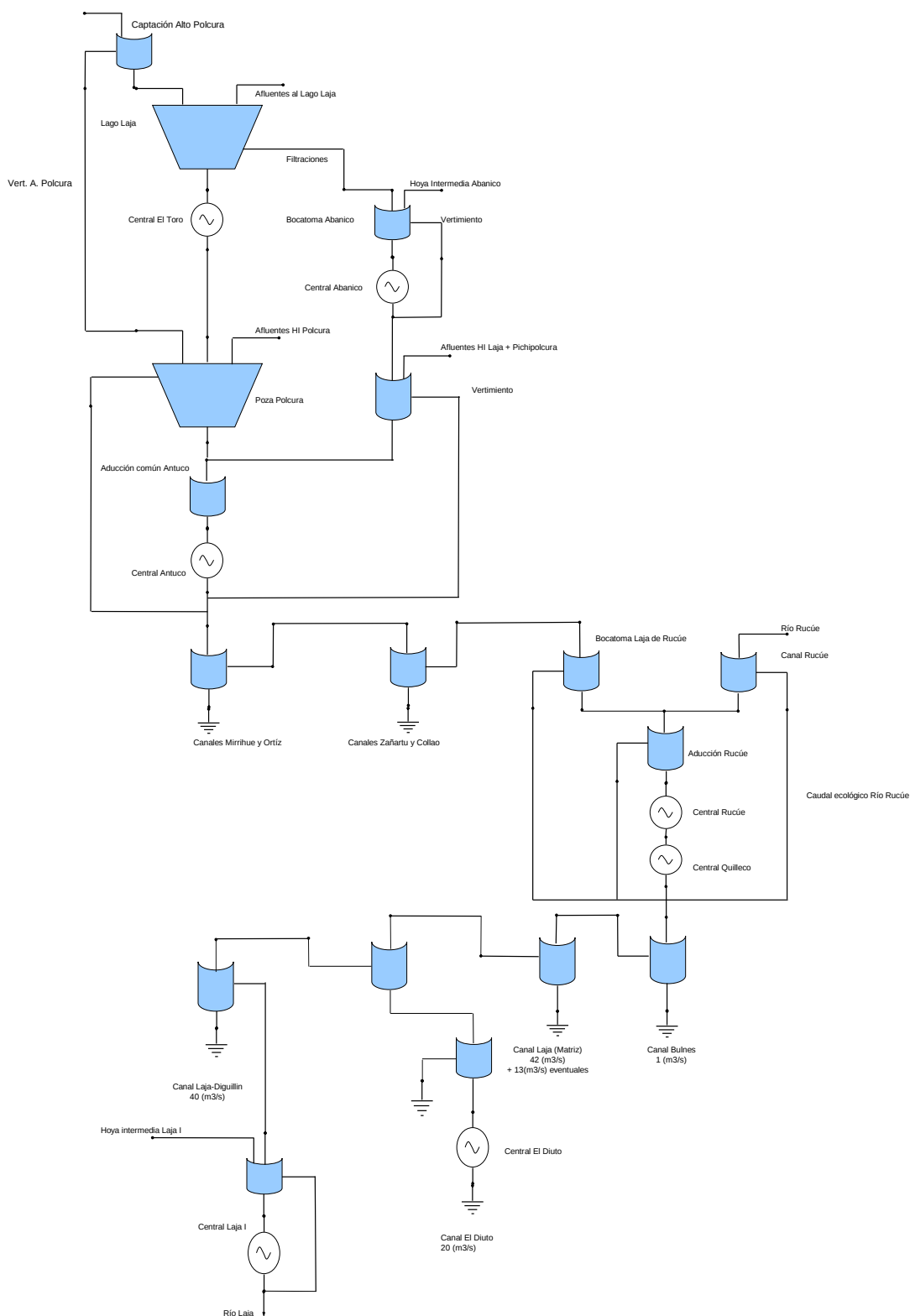
6. ANEXO 1 Esquemas de conectividad hidráulica

Esquemas de conectividad de las principales cuencas del SEN. No incluyen las cuencas del embalse Rapel y Lago Chapo debido a su simplicidad de esquema hidráulico.

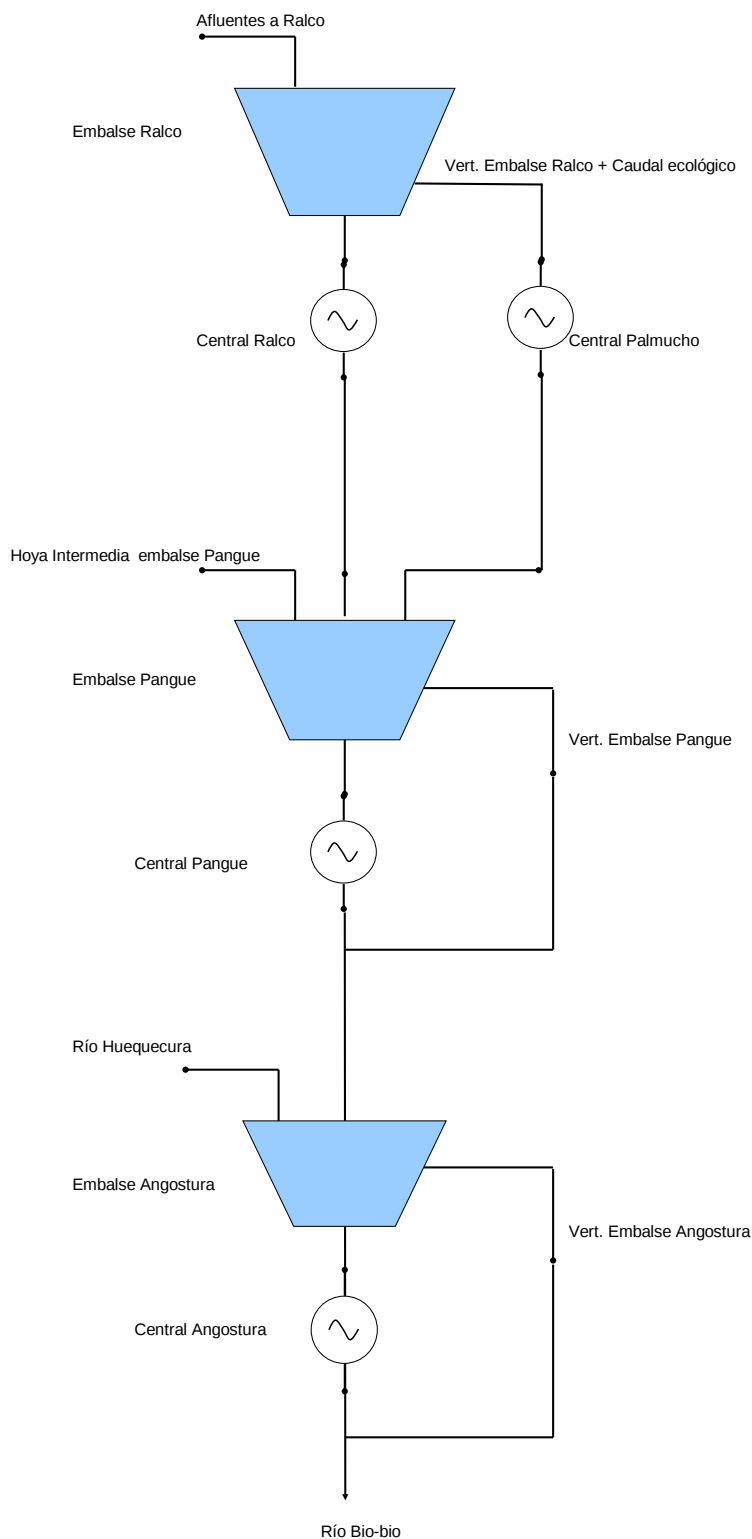




CUENCA DEL LAJA



CUENCA DEL BIO-BIO



7. ANEXO 2 Correlogramas cotas finales diarias de embalses

Se muestran los correlogramas para cotas finales diarias de las centrales de embalse, los cuales entregan información de ciclos operacionales (semanales, mensuales, anuales):

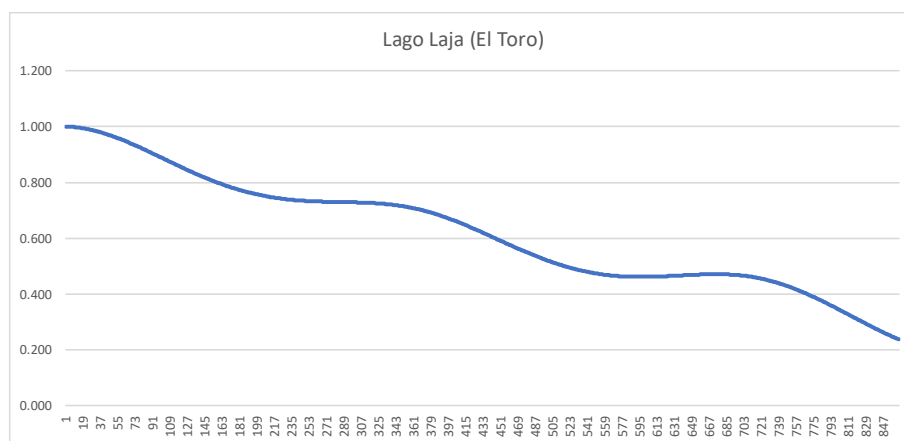


Gráfico 4. Correlograma del Lago Laja (hecho a partir de una estadística de 25 años)

El Lago Laja presenta ciclos operacionales anuales (máximos locales del correlograma espaciados por un año). En términos prácticos, este embalse es capaz de desplazar energía anualmente.

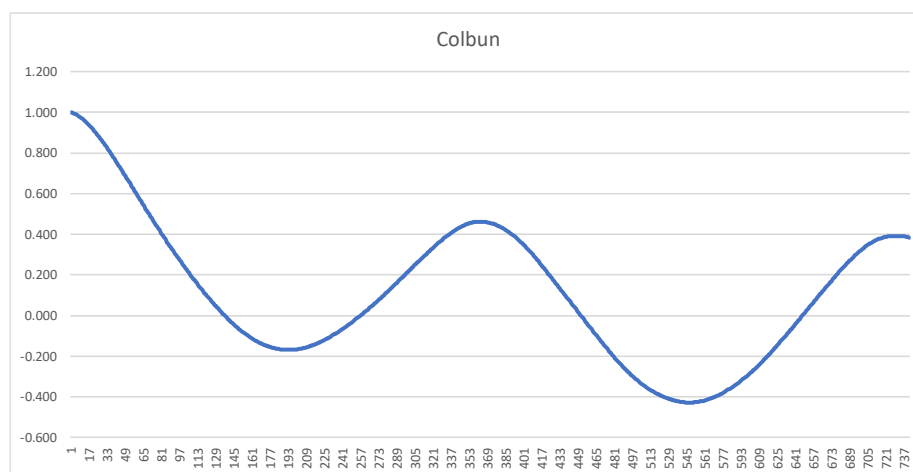


Gráfico 5. Correlograma del Embalse Colbún

El embalse Colbún presenta ciclos operacionales anuales (máximos locales del correlograma espaciados por un año) y mínimos negativos espaciados aproximadamente cada 6 meses. En términos prácticos, este embalse presenta ciclos de operación anuales dados por el período de deshielo y ciclos estacionales dados por disminución de cotas previo al período de lluvias.

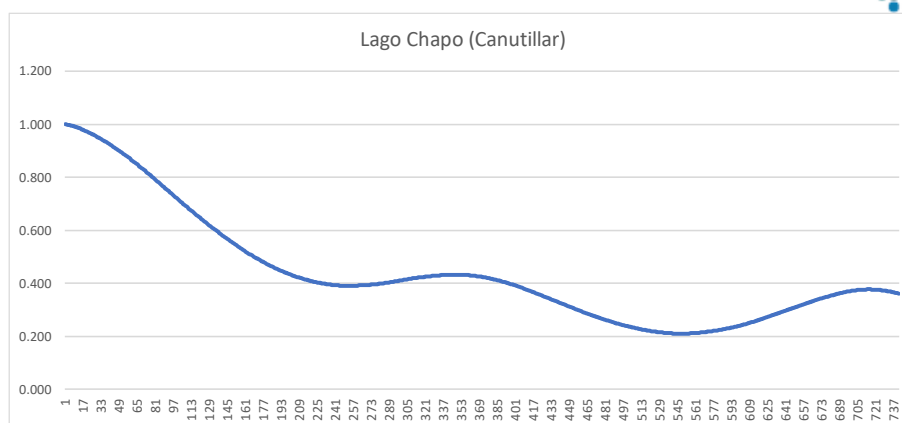


Gráfico 6. Correlograma del Lago Chapo

El Lago Chapo presenta ciclos operacionales anuales (máximos locales del correlograma espaciados por un año).

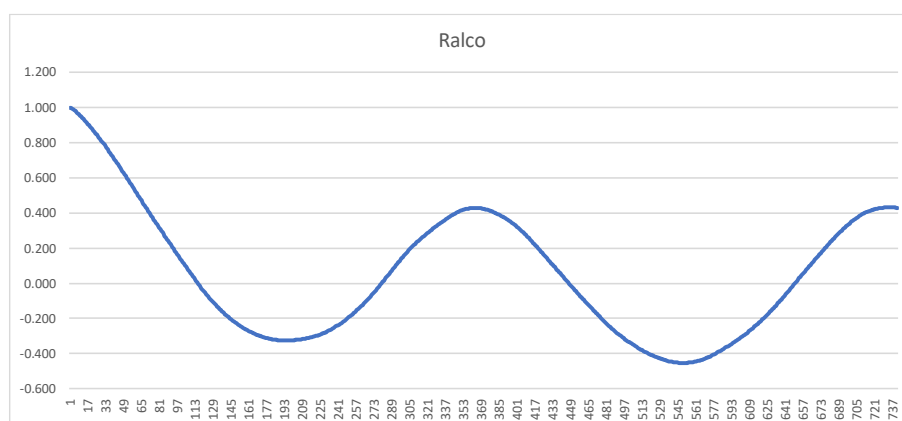


Gráfico 7. Correlograma del Embalse Ralco

El embalse Ralco presenta ciclos operacionales anuales dados por los máximos locales y mínimos negativos espaciados aproximadamente cada 6 meses. Al igual que Colbún, este embalse presenta ciclos de operación anuales dados por el período de deshielo y ciclos estacionales dados por disminución de cotas previo al período de lluvias. Este mismo comportamiento lo tienen la Laguna Invernada y el embalse Rapel

El Lago Puyehue, si bien presenta un comportamiento de correlograma similar a los embalses estacionales anteriores, no tiene un período de deshielo. Durante el período de invierno llega a cota máxima producto de las lluvias, para luego desembalsar durante el período de verano.

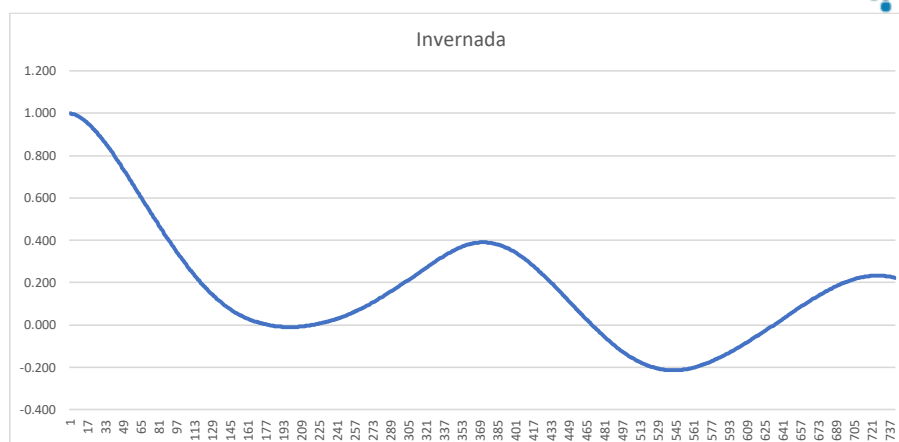


Gráfico 8. Correlograma de la Laguna Invernada

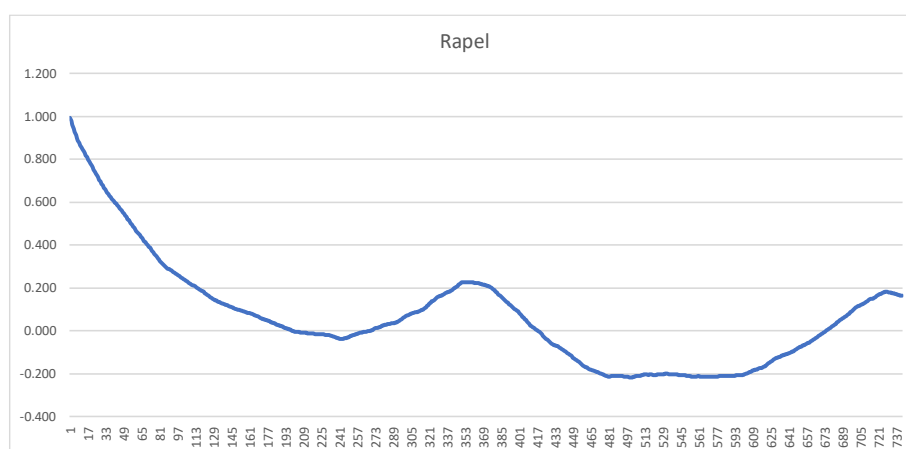


Gráfico 9. Correlograma del embalse Rapel

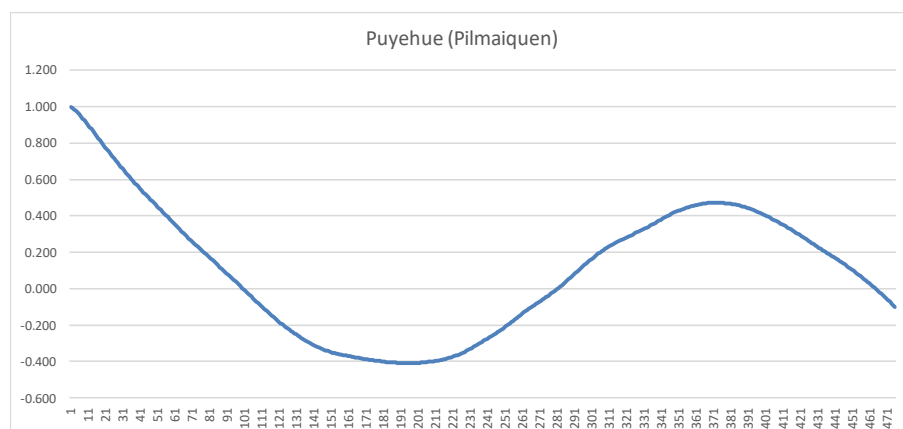


Gráfico 10. Correlograma del Lago Puyehue

El embalse Melado muestra claramente ciclos operacionales semanales, en la práctica es capaz de almacenar agua durante el fin de semana (principalmente domingo), para colocar energía durante la semana. Además, se observa un ciclo de operación anual dado por el período de deshielo.

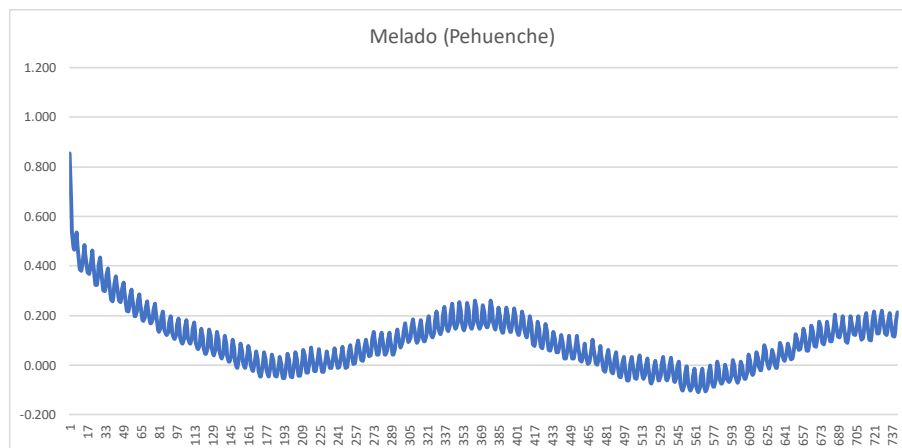


Gráfico 11. Correlograma del embalse Melado

El embalse Pangue no muestra ciclos operacionales muy definidos. Esto se debe a la baja capacidad de regulación y al efecto de la central Ralco aguas arriba.

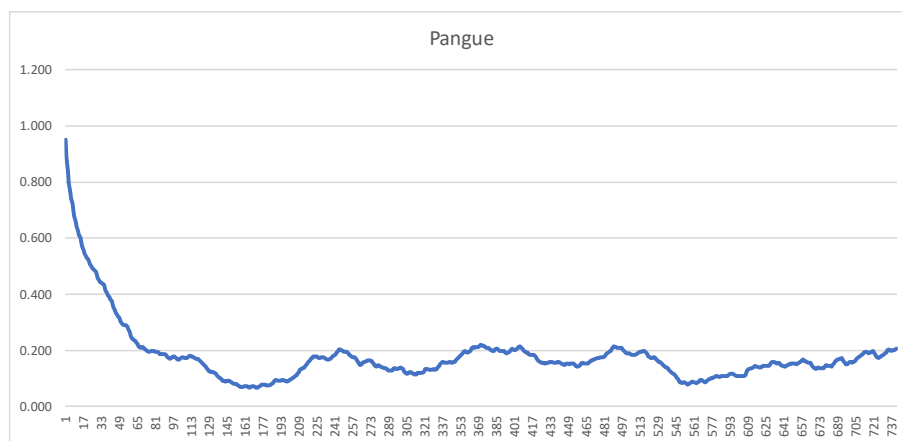


Gráfico 12. Correlograma del embalse Pangue

El embalse Machicura muestra ciclos operacionales semanales, si bien puede almacenar agua durante el fin de semana, para colocar energía durante la semana, su operación está definida por el embalse aguas arriba (Colbún). Si bien se aprecia el ciclo semanal, los valores de correlación son pequeños.

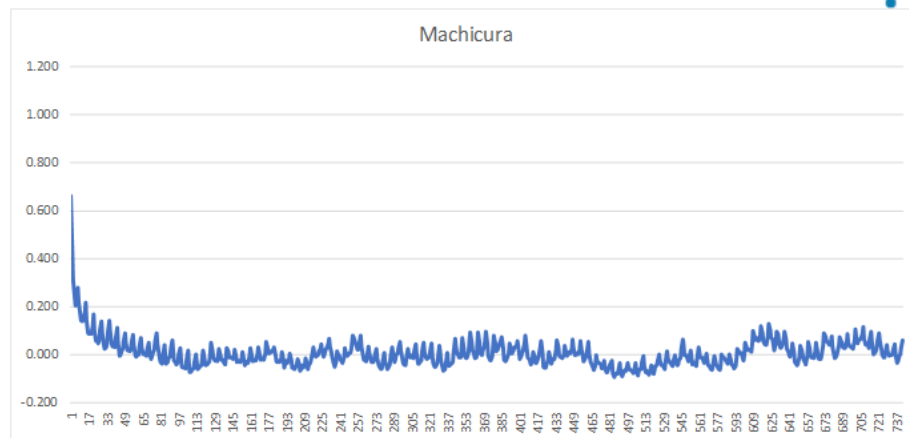


Gráfico 13. Correlograma del embalse Machicura

8. ANEXO 3 Simulación de Embalses

Simulación de la operación de los embalses del SEN con modelo PLP. Entre enero y marzo del primer año de simulación, no se aprecia variabilidad relevante debido a la mínima incertidumbre del período de deshielo ya en recesión.

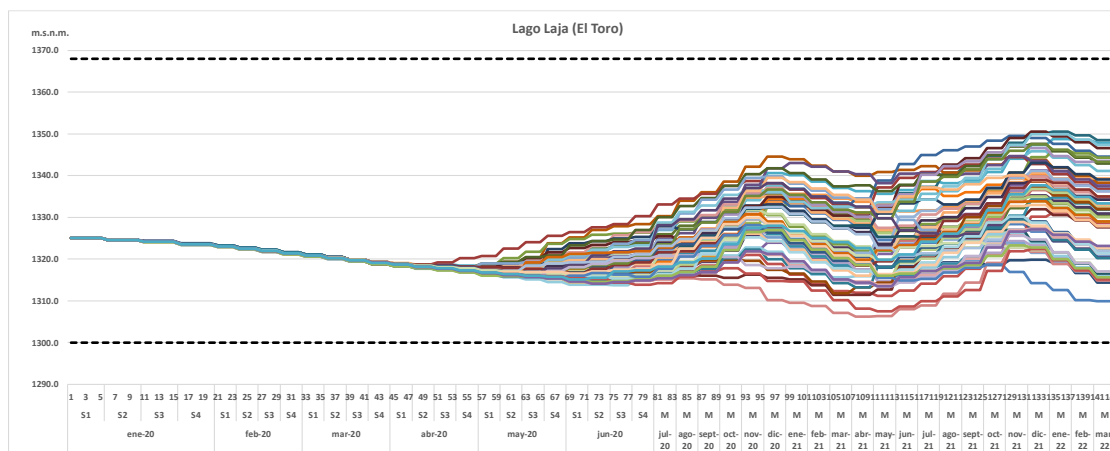


Gráfico 14. Trayectoria de cotas del Lago Laja

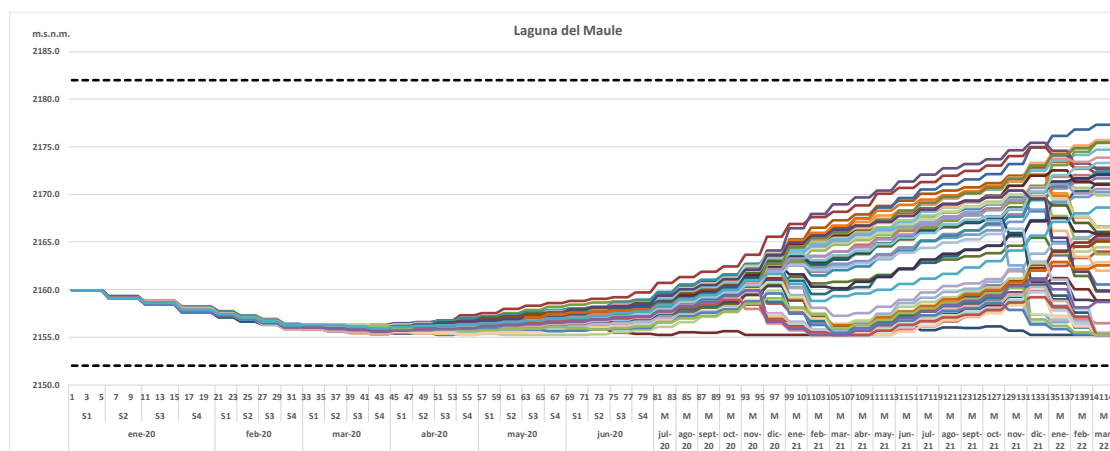


Gráfico 15. Trayectoria de cotas de la Laguna del Maule

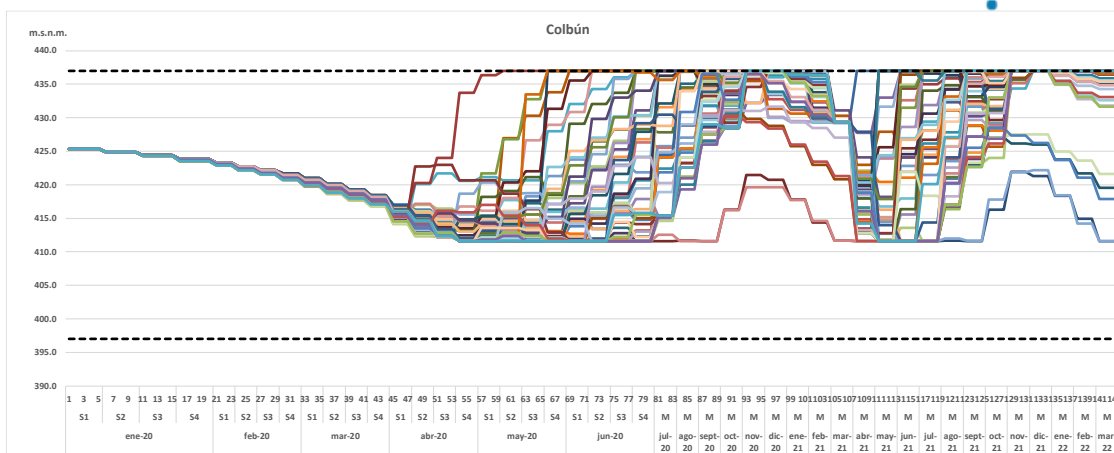


Gráfico 16. Trayectoria de cotas del embalse Colbún

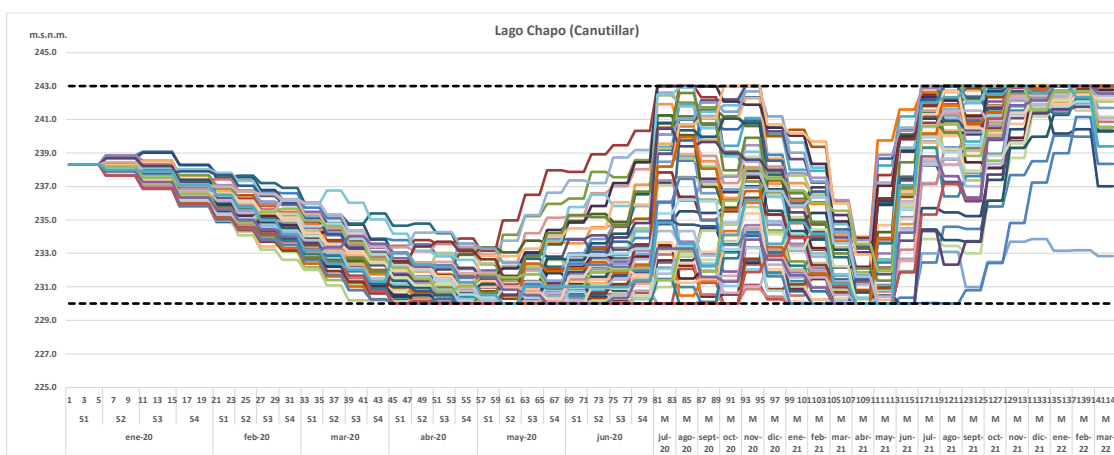


Gráfico 17. Trayectoria de cotas del Lago Chapo

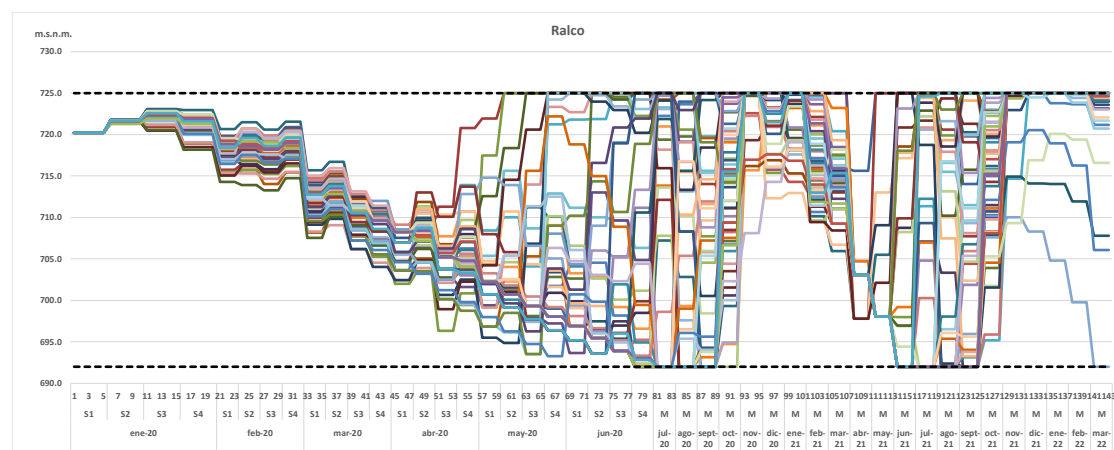


Gráfico 18. Trayectoria de cotas del Embalse Ralco

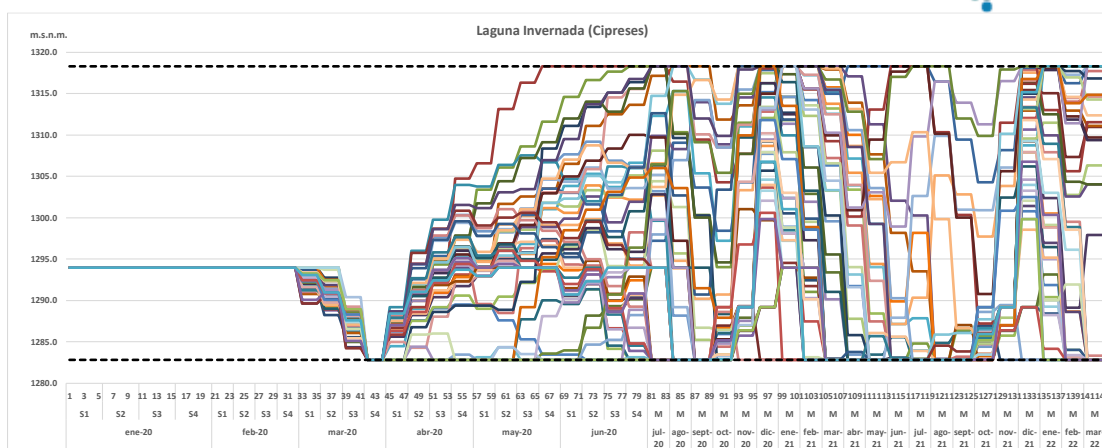


Gráfico 19. Trayectoria de cotas de la Laguna Invernada

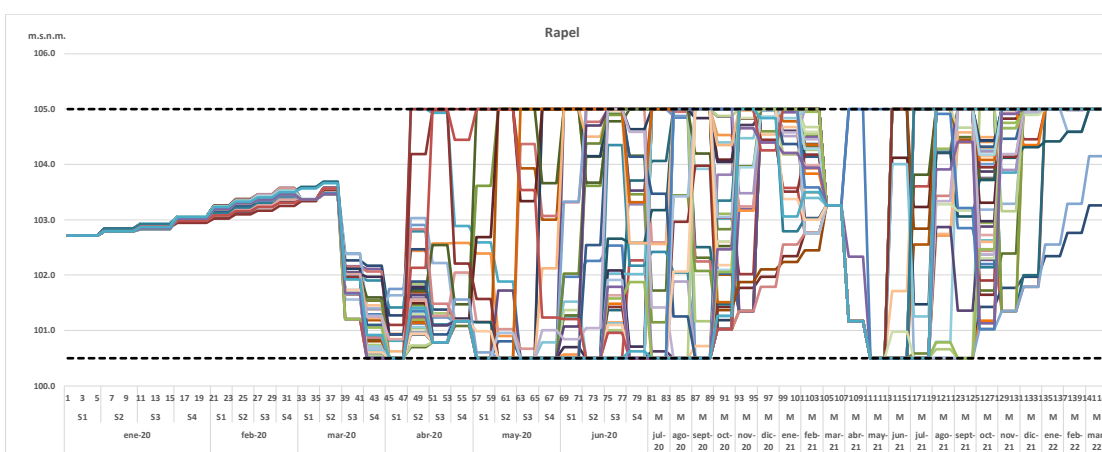


Gráfico 20. Trayectoria de cotas del Embalse Rapel

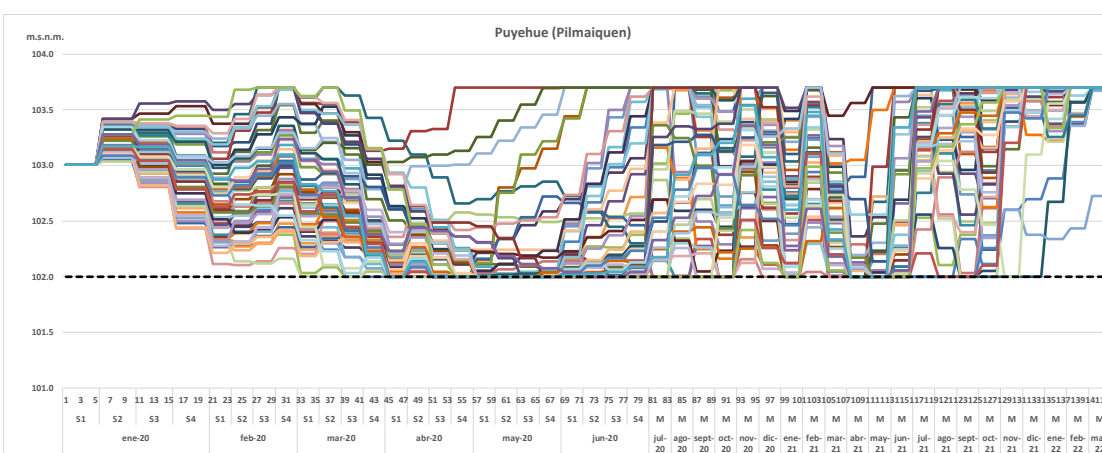


Gráfico 21. Trayectoria de cotas del Lago Puyehue

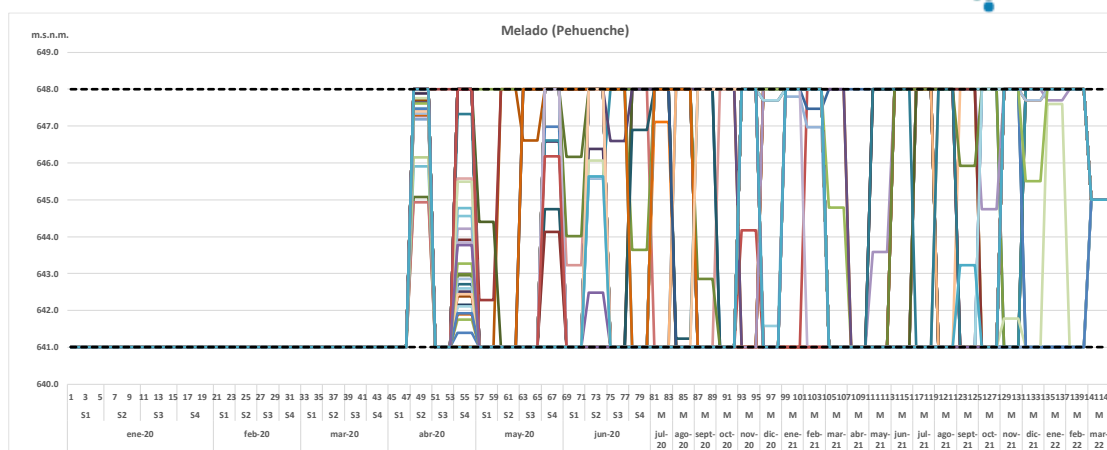


Gráfico 22. Trayectoria de cotas del Embalse Melado.

Los gráficos de trayectorias de cota del caso simulado muestran que los embalses son capaces de mover agua (energía) entre etapas.