



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

EFFECTO DEL CONVENIO DE RIEGO DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO LAJA SOBRE
LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO
CENTRAL DE CHILE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL,
MENCIÓN HIDRAULICA-SANITARIA-AMBIENTAL

JUAN MANUEL PUERTAS DOSAL

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ERNESTO BROWN FERNÁNDEZ
EDUARDO PEREIRA BONVALLET

SANTIAGO DE CHILE
2016

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil
POR: Juan Manuel Puertas Dosal
FECHA: Marzo del 2016
PROFESOR GUÍA: Marcelo Olivares Alveal

EFFECTO DEL CONVENIO DE RIEGO DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO LAJA SOBRE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL DE CHILE

Este trabajo se enmarca en el análisis técnico-económico de la implementación de modificaciones al convenio de riego que rige la operación del Sistema Hidroeléctrico Laja, dentro del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC). Este sistema hidroeléctrico, uno de los sistemas más importantes del SIC, lo conforman las centrales El Toro, Abanico, Antuco, Rucúe y Quilleco, que juntas tienen una potencia instalada que supera los 1000 MW. Además, el lago Laja, con más de 6 mil millones de metros cúbicos de capacidad de almacenamiento, es el más grande del país y el único con capacidad de regulación multianual.

El sostenido aumento de la demanda eléctrica en el SIC, junto con la escasez de agua para el riego en la zona, debido a las sequías de los últimos años y al conflicto actual entre generación y riego (conflicto de carácter estacional), generan la motivación de este estudio, que espera compatibilizar la generación hidroeléctrica junto con la agricultura de la cuenca del Laja de una manera más eficiente que la actual.

El objetivo general de este trabajo es analizar el impacto que generarían distintas modificaciones al convenio de riego desde el punto de vista de los regantes a nivel de la cuenca del Laja; y también analizar los impactos técnico-económicos a nivel del SIC. Para cumplir con esta labor, primero, se definieron nuevas alternativas de operación para el lago Laja a partir de diversos estudios. Posteriormente, se implementaron estas modificaciones operacionales dentro del Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) del SIC. Finalmente, se analizaron los resultados de la modelación. Uno de los resultados principales de este estudio es que el tamaño del SIC es tan grande, que añadir una restricción que afecte solamente a uno de sus embalses, no altera considerablemente su funcionamiento a nivel sistémico, pero si puede alterar su entorno local a nivel de cuenca.

AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer a los profesores miembros de mi comisión, en especial a mi profesor guía Marcelo Olivares por contribuir a mi trabajo, ya sea con grandes ideas para seguir avanzando en el análisis, con comentarios o con correcciones. Además, gracias a él me introduje en el mundo de la programación de largo plazo y operación de embalses.

En segundo lugar, quiero agradecer a todo el Centro de Energía de la Universidad de Chile, en especial a Eduardo Pereira, por ayudarme con el modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) ya que sin su apoyo este trabajo no hubiese podido ser realizado. También quiero agradecer a la empresa CONIC-BF, con especial mención al profesor Ernesto Brown y Claudio Cortés. Ellos siempre me recibieron con la mejor disposición, para entregarme información relevante y fundamental para mi memoria.

Fuera de lo académico, quiero agradecer a mis amigos de la facultad que siempre estuvieron conmigo para apoyarme en momentos difíciles, para reír un rato, o simplemente para tomar una rica cerveza después de clases. Quiero mencionar especialmente a mis compadres Camilo Córdova, Sebastián Orellana e Ignacio Prado, ya que sin ellos estos 7 años no hubieran sido lo mismo.

Finalmente, quiero agradecer a toda mi familia, los que más quiero y los que siempre me han apoyado en todo ámbito, en especial a mi padre Pedro, por guiarme y por costear todos mis estudios. Podría escribir varias páginas nombrando a todos los que me acompañaron en esta etapa universitaria, nombrando situaciones que marcaron este ciclo, o nombrando lugares especiales, pero en resumen, quiero agradecer a la vida, por ponerme aquí, por haberme hecho pasar por todas las diferentes circunstancias que he pasado y por haberme hecho conocer a todas las personas que conocí gracias a la Universidad de Chile.

Juan

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO	1
1.1 Objetivos	3
2. ANTECEDENTES	4
2.1 Interpretación del Convenio de Riego	5
2.2 Modelo de Programación de Largo Plazo del Sistema Interconectado Central de Chile	10
2.3 Estudio Hidrológico	15
2.4 Propuestas y Datos para la Modelación	16
2.4.1 Propuesta 1	16
2.4.2 Propuesta 2	17
2.4.3 Datos Modelación	18
3. RESULTADOS MODELACIÓN	23
3.1 Resultados Operacionales	23
3.1.1 Función de Costos Futuros Esperados (Etapa 1)	23
3.1.2 Volúmenes Embalsados y Generación por Unidades	25
3.1.3 Caudales de Riego	27
3.1.3.1 Riego Servido Total	28
3.1.3.2 Caudales de Riego Primeros Regantes	28
3.1.3.3 Caudales de Riego Segundos Regantes	29
3.2 Resultados Económicos	30
3.2.1 Costos Marginales del SIC	30
3.2.1.1 Hidrología Seca	30
3.2.1.2 Hidrología Húmeda	31
3.2.2 Costos de Operación del SIC	31
3.2.3 Ingresos de la ENDESA	34
4. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	36
5. BIBLIOGRAFÍA	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Volumen medio anual lago Laja período 2000-2013.....	1
Figura 2.1 Esquema SIC. Fuente: CDEC-SIC.....	4
Figura 2.2 Esquema Sistema Hidroeléctrico Laja.	5
Figura 2.3 Esquema colchones lago Laja.	9
Figura 2.4 Esquema volúmenes lago Laja.....	10
Figura 2.5 Función de costos futuro esperados tipo.	14
Figura 2.6 Convenios de riego modelados	18
Figura 2.7 Hidrologías húmeda, media y seca. Lago Laja	22
Figura 3.1 Funciones de costos futuros esperados para la Etapa 1. Lago Rapel, embalse Ralco y lago Laja.	24
Figura 3.2 Volumen embalsado lago Laja y generación central El Toro. Hidrología seca.....	26
Figura 3.3 Generación central Abanico. Hidrología seca.....	27
Figura 3.4 Volúmenes embalsados lago Rapel y embalse Ralco. Hidrología seca.	27
Figura 3.5 Riego servido total. Hidrología seca.	28
Figura 3.6 Caudales de riego Primeros Regantes. Hidrología seca.....	29
Figura 3.7 Caudales de riego Segundos Regantes. Hidrología seca.....	29
Figura 3.8 Costos marginales asociados a la barra Charrua 220. Hidrología seca.....	30
Figura 3.9 Costos marginales asociados a la barra Charrua 220. Hidrología húmeda.	31
Figura 4.1 Propuesta 2.....	37

ÍNDICE DE TABLAS

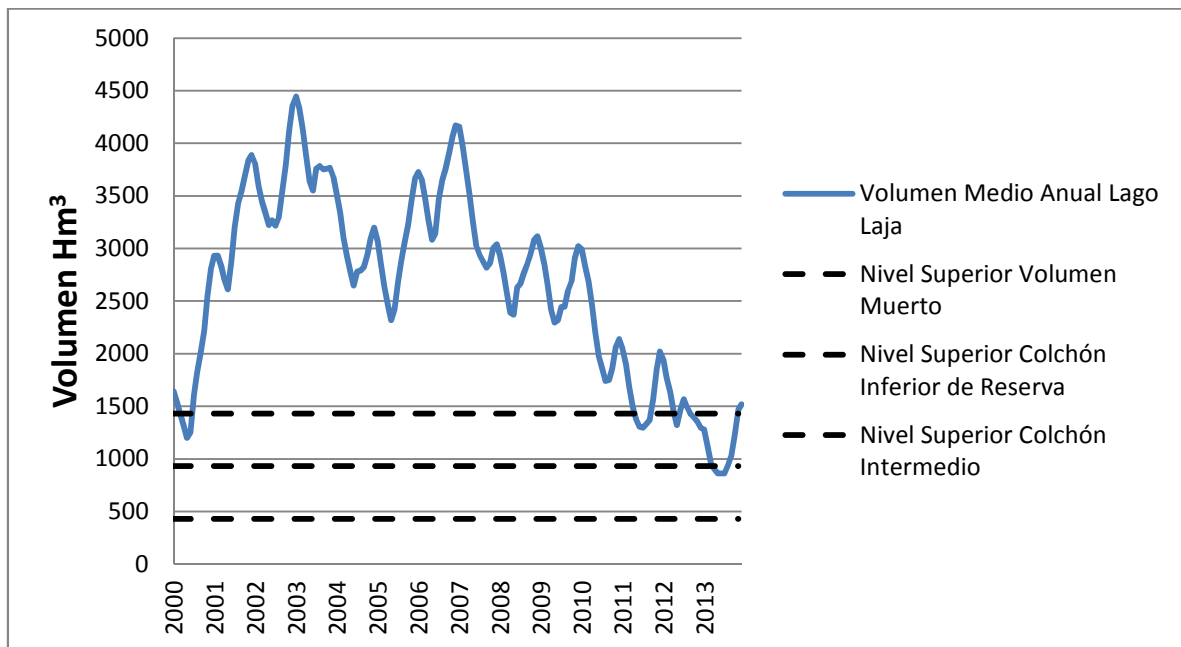
Tabla 2.1 Embalses del SIC.....	14
Tabla 2.2 Etapas para el Modelo PLP.	19
Tabla 2.3 Caudales afluentes, central El Toro.....	20
Tabla 3.1 Costos de operación del SIC. Hidrología seca.	32
Tabla 3.2 Costos de operación del SIC. Hidrología media.	33
Tabla 3.3 Ingresos percibidos por la ENDESA. Hidrología seca.....	35
Tabla 3.4 Ingresos percibidos por la ENDESA. Hidrología media.....	35

1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

El Sistema Hidroeléctrico Laja es uno de los más importantes del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), cuenta con más de 1000 MW de potencia instalada y una alta capacidad de regulación multi-anual provista por el lago Laja. Adicionalmente, la operación del lago Laja está sujeta al *Convenio de Riego Ad-Referéndum sobre la regulación del Río Laja* (ENDESA y Dirección de Riego 1958). Este convenio, define metas de entrega para el uso hidroeléctrico y limita los derechos de aprovechamiento de aguas para el riego en función de la cota de pelo de agua del lago Laja. A raíz de los problemas de sequía (particularmente dentro de los últimos 5 años, ver Figura 1.1), se han firmado distintos convenios de flexibilización año a año entre las partes. Por esta razón, el convenio de riego en cuestión ha sido objeto de estudios recientes. Por ejemplo, el Centro de Energía de la Universidad de Chile (2014), elaboró un estudio para el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central de Chile (CDEC-SIC), donde describe cómo se incorpora el convenio de riego dentro del Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP). Por otra parte, la empresa CONIC-BF (2014), a pedido de la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH), elaboró un estudio hidrológico a nivel de cuenca donde se proponen diferentes alternativas de operación para el lago Laja, con el objetivo de mejorar el estado actual de los regantes aguas abajo.

El presente estudio tiene por objetivo evaluar el impacto de modificaciones al convenio de riego desde una perspectiva sistémica.

Figura 1.1 Volumen medio anual lago Laja período 2000-2013.



El objetivo de la programación óptima a largo plazo de un sistema hidrotérmico es determinar la generación (entregas) de las centrales hidroeléctricas y la generación de las centrales térmicas para las distintas etapas del periodo de modelación, minimizando los costos totales dentro del horizonte de tiempo de planificación. Actualmente, existe una amplia gama de información disponible que detalla diferentes técnicas de optimización para la programación de largo plazo de sistemas hidrotérmicos. Las principales diferencias entre los distintos métodos son: los objetivos a optimizar, el tamaño y configuración del sistema, y cómo se representa la incertidumbre

(afluentes y demanda eléctrica). Las dos grandes ramas para la resolución de estos métodos son la programación lineal y la programación dinámica, siendo esta última mucho más conveniente para resolver procesos secuenciales de decisión (o problemas de decisión multi-etapa), donde se va operando en base a las entregas de las etapas pasadas, a los caudales observados en las etapas anteriores, y a los caudales esperados en las etapas futuras; y también mucho más conveniente para optimizar funciones objetivo no lineales sujetas a restricciones con formas matemáticas complejas, como las que se verán más adelante.

Desde la década del 1960 e incluso antes, se conocen diferentes algoritmos para la resolución de problemas de optimización determinísticos, relacionados con la operación de embalses hidroeléctricos. Algunos de los modelos más simples, en los que se optimiza para un sistema hidroeléctrico de sólo un embalse, son los citados por Yakowitz (1982). Por ejemplo, Young (1967) presenta un modelo muy simple que calcula las entregas para una etapa t de al modelación, mediante un balance de volúmenes de aguas, asumiendo como conocido el volumen del embalse al comienzo de la etapa t y el caudal futuro afluente al embalse durante la misma etapa. Esta gran suposición, se basa en el hecho de la regularidad en el comportamiento de algunos ríos. Sin embargo, las técnicas determinísticas fueron desplazadas rápidamente para resolver problemas de esta índole, Philbirk and Kitanadis (1999) discuten sobre las limitaciones de los métodos de optimización determinísticos. Aquí, se comparan (para diferentes tamaños y configuraciones de sistemas hidroeléctricos) resultados de modelos de optimización determinísticos con resultados de modelos de optimización estocásticos; y se obtienen costos (en promedio) más altos para los modelos de optimización determinísticos, sobre todo para sistema hidroeléctricos con embalses con capacidades limitadas.

Si bien la programación dinámica sirve para representar de una mejor manera los problemas de decisión multi-etapa y las restricciones de los sistemas hidrotérmicos, estos métodos requieren de tiempos de resolución computacional mayores que los métodos usados en la programación lineal. Sin embargo, hoy en día se conocen distintos algoritmos para la resolución de estos problemas de optimización que reducen considerablemente los tiempos de cómputo. En particular, Pereira and Pinto (1985, 1991) proponen usar la descomposición de Benders en un sistema hidrotérmico para un problema de optimización multi-etapa. Este es un proceso secuencial de decisión donde para la primera etapa, el volumen del embalse forma parte de las restricciones del problema y en base a esto se toma una decisión de entrega. Luego, para la siguiente etapa, esta decisión va a influir dentro de las nuevas restricciones ya que el volumen del embalse de esta etapa va a depender de la entrega realizada durante la etapa anterior. Además, los autores representan la incertidumbre (afluentes futuros) con variables estocásticas. Este algoritmo será explicado más en detalle en el Punto 2.2 de este trabajo.

Otra técnica para resolver la programación de largo plazo de sistemas hidroeléctricos complejos es la técnica de la agregación/desagregación propuesta por Saad, Turgeon, Brigas and Duquette (1994). Aquí, los autores plantean formar un “embalse equivalente” sumando los volúmenes de todos los embalses del sistema hidroeléctrico, esto se hace con el fin de reducir el número de variables de estado (una de las dimensiones del problema) y así reducir la complejidad en la resolución. También se presenta un algoritmo de desagregación, para encontrar la solución al problema desde el punto de vista de las entregas de cada embalse del sistema.

Por otro lado, la existencia de embalses para el riego generó la motivación para el estudio de métodos de optimización con diferentes objetivos. La metodología propuesta por Vedula and

Kumar (1996) explica cómo encontrar la operación óptima de un embalse con fines de riego, maximizando los beneficios que se percibirían de diferentes tipos de cultivos de aguas abajo.

Después de esta breve revisión bibliográfica, la pregunta es: ¿Cuál de todas estas formas de optimización es la mejor para la programación de largo plazo? Está es una pregunta compleja. Hoy en día, los sistemas eléctricos a nivel mundial se componen por centrales de energías renovables no convencionales (ERNC), centrales térmicas, centrales hidráulicas de pasada y de embalse. Pudiendo estas últimas tener un sólo propósito (generación hidroeléctrica) o ser del tipo multi-propósito (riego, turismo, además de la generación hidroeléctrica). Pareciera que la solución más atractiva sería combinar estos métodos de optimización, por ejemplo, el método propuesto por Pereira and Pinto (1985, 1991) con el método propuesto por Vedula and Kumar (1996). De esta forma se llegaría a una operación óptima conjunta para la generación hidroeléctrica y para el riego. Sin embargo en Chile, esto va en contra de la Ley 19.940 (2004), que en palabras simples dice que el sistema debe abastecer toda la demanda eléctrica al mínimo costo.

Actualmente, el mundo no existe un método estándar para la resolución del problema de programación de largo plazo, la técnica de resolución que entregue mejores resultados depende del programador, de la configuración y del tamaño del sistema, de la forma como se aborden los distintos propósitos de los embalses que configuran la red, y de la forma como se represente la incertidumbre.

1.1 Objetivos

El objetivo general de esta memoria es analizar el impacto que generarían las modificaciones al convenio de riego que rige la operación del lago Laja, tanto desde el punto de vista de los regantes a nivel de la cuenca del Laja, como también a nivel de la operación del SIC

Este trabajo contempla 3 objetivos específicos, que se presentan a continuación:

1. Identificación de posibles mejoras al convenio de riego que rige la operación del lago Laja actualmente.
2. Incorporación de estas mejoras al Modelo PLP.
3. Estudio de la respuesta del sistema, en términos técnico-económicos a escala del SIC, y en términos de las mejoras que percibirían los regantes aguas abajo del lago Laja, a escala de cuenca.

2. ANTECEDENTES

En este capítulo se discute sobre varios temas relevantes para una mejor comprensión, y para la correcta realización de este trabajo. Primero se describe sobre el *Convenio de Riego Ad-Referéndum sobre la regulación del río Laja* (ENDESA y Dirección de Riego 1958); y luego se revisa en detalle en el Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) junto con las alternativas que se proponen para la operación del lago Laja.

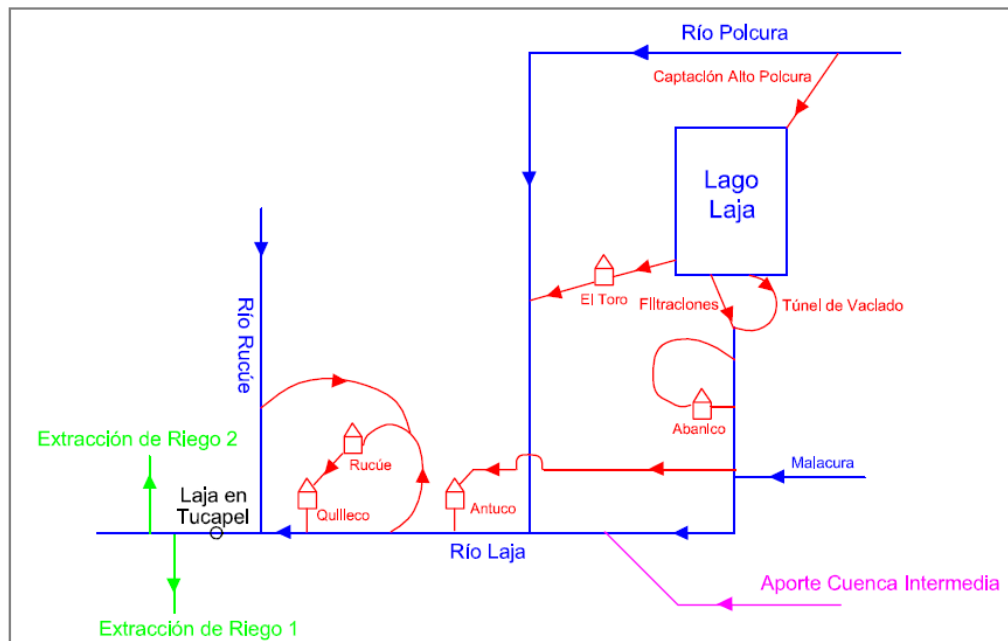
Antes de describir el convenio de riego, se hará una breve descripción del SIC y del Sistema Hidroeléctrico Laja. El SIC está compuesto por todas las centrales generadoras, líneas de transmisión troncal, líneas de subtransmisión, subestaciones eléctricas y barras de consumo. Todas estas centrales operan interconectadas desde la ciudad de Taltal hasta Chiloé. De esta forma, la cobertura del SIC llega hasta más del 90% de la población del país. En la Figura 2.1 se muestra un esquema del SIC y se puede apreciar las regiones que abastece de energía.

Figura 2.1 Esquema SIC. Fuente: CDEC-SIC.



Por otra parte, en la Figura 2.2 se muestra un esquema del Sistema Hidroeléctrico Laja. En esta figura es posible apreciar las 5 centrales que lo conforman: las centrales El Toro, Antuco, Abanico, Rucúe y Quilleco. En este esquema además, se aprecia el diagrama de flujo del recurso hídrico. Es importante notar que el riego se encuentra aguas abajo de la generación hidroeléctrica. Adicionalmente, cabe destacar que actualmente, el túnel de vaciado se encuentra inhabilitado, por ende, la central abanico recibe sólo las filtraciones del lago Laja y la única forma de extraer agua del lago voluntariamente es turbinando por la central El Toro. Las demás centrales (centrales de pasada) reciben el agua proveniente de la central El Toro, del río Polcura, del río Rucúe y del afluyente llamado cuenca intermedia (en color morado). Esto será detallado más adelante.

Figura 2.2 Esquema Sistema Hidroeléctrico Laja.



2.1 Interpretación del Convenio de Riego

El *Convenio de Riego Ad-Referéndum sobre la regulación del Río Laja* (ENDESA y Dirección de Riego 1958) regula el uso del agua para el riego y la generación hidroeléctrica en el Lago Laja. Este convenio de riego tiene 15 cláusulas y continuación sólo se muestran las cláusulas (con su respectiva interpretación) más importantes para este trabajo. Cabe destacar que la interpretación presentada a continuación está basada en la interpretación del Centro de Energía de la Universidad de Chile (2014) y en la interpretación usada por CONIC-BF (2014). Cada cláusula es presentada en cursiva mientras que las interpretaciones son presentadas en formato normal de texto.

Cláusula 3ª: *Con los estudios efectuados conjuntamente por Ingeniería de la Dirección de Riego y la ENDESA, queda asegurado desde luego el riego actual de noventa mil hectáreas con un gasto máximo de $90 \text{ m}^3/\text{s}$ en las bocatomas de los canales correspondientes. Los actuales canales tendrán derecho a extraer este gasto, con la misma seguridad que han tenido hasta la fecha, esto es, cuando el caudal producido por las filtraciones del lago ($47 \text{ m}^3/\text{s}$) más el aporte de los afluentes del Río Laja, entre Ojos de Agua y Tucapel sea igual o superior a $90 \text{ m}^3/\text{s}$. Si las filtraciones disminuyeran, la ENDESA deberá completar en Río Laja frente a bocatoma de*

Abanico, un gasto equivalente a las actuales filtraciones de 47 m³/s, siempre que el gasto disponible en Tucapel sea inferior a 90 m³/s.

Esta cláusula le asegura a los regantes (a los primeros regantes, que son los regantes que ya tenían derechos de aprovechamiento de aguas constituidos a la fecha (1958)) un gasto máximo de 90 m³/s. Si es que por alguna razón, los afluentes de la cuenca intermedia más el caudal de las filtraciones no son suficientes para suplir el gasto demandado, la ENDESA debe suplir este déficit turbinando por la Central Abanico. Actualmente, dada la imposibilidad de utilizar el túnel de vaciado que va hacia dicha central (ver Figura 2.2), este gasto se completa turbinando por la Central El Toro. Esto no va en contra del convenio de riego ya que los regantes se encuentran aguas abajo de Tucapel (ver Figura 2.3).

Cláusula 4^a: *La Dirección se reserva el derecho de ampliar o mejorar los terrenos regados a base del Río Laja y de los afluentes ubicados aguas arriba de Tucapel.*

Cada vez que se ponga en riego una nueva superficie de terreno, y en conformidad con lo establecido en la Cláusula 14^a. La ENDESA entregará, fuera de lo indicado en la Cláusula 3^a desde el Lago Laja, los gastos deficitarios del régimen de aguas en Tucapel, necesarios para la formación y regadío de esos nuevos terrenos de acuerdo al cuadro de variación estacional indicado más adelante con un máximo de 65 m³/s.

Estando el nivel del lago por debajo de la cota que da un volumen útil igual a 1000 Hm³ y sobre el Colchón Inferior de Reserva indicado en la Cláusula 6^a, se reducirá la dotación de los nuevos terrenos regados en un 20%, quedando un máximo de 52 m³/s.

Para los efectos de computar demandas de riego al embalse, se fija la siguiente distribución mensual de los gastos captados en bocatoma:

<i>Septiembre</i>	<i>30% del gasto máximo</i>
<i>Octubre</i>	<i>65% del gasto máximo</i>
<i>Noviembre</i>	<i>85% del gasto máximo</i>
<i>Diciembre</i>	<i>100% del gasto máximo</i>
<i>Enero</i>	<i>100% del gasto máximo</i>
<i>Febrero</i>	<i>80% del gasto máximo</i>
<i>Marzo</i>	<i>50% del gasto máximo</i>
<i>Abril</i>	<i>20% del gasto máximo</i>
<i>Mayo</i>	<i>0% del gasto máximo</i>
<i>Junio</i>	<i>0% del gasto máximo</i>
<i>Julio</i>	<i>0% del gasto máximo</i>
<i>Agosto</i>	<i>0% del gasto máximo</i>

Sin embargo, la Dirección de Riego se reserva el derecho de variar la distribución mensual, siempre que esta variación no represente una mayor demanda anual al embalse, que la que resultaría de aplicar la distribución indicada, y que los caudales exigidos no sobrepasen la capacidad de las obras ni establezcan limitaciones no contempladas en este Convenio.

Esta cláusula, le asegura a la Dirección de Riego (actualmente Dirección de Obras Hidráulicas, desde ahora DOH) un gasto máximo igual a 65 m³/s para ampliar los predios de regadío para

nuevos regantes, desde ahora segundos regantes (que son los regantes que han adquirido derechos de aprovechamiento de aguas después del año 1958, año es que se firmó el convenio de riego). Hoy en día, este valor se fijó definitivamente en $53 \text{ m}^3/\text{s}$, debido al riego asociado al canal Laja-Diguillín. Por lo tanto, los regantes sólo van a poder aprovechar un porcentaje del total de los derechos de aprovechamiento de aguas constituidos. Este porcentaje va a depender del colchón donde se encuentre el nivel del lago (ver Figura 2.2) y va a seguir la distribución estacional que se indica en el Cláusula 4ª.

Es importante notar la naturaleza de los derechos de aprovechamiento de aguas de los distintos participantes del conflicto. El riego posee derechos de aprovechamiento de aguas consuntivos. Por otra parte, la ENDESA posee derechos de aprovechamiento de aguas no consuntivos, por ende, toda el agua usada para generación hidroeléctrica se considera como agua que puede ser utilizada por el riego, que está ubicado aguas abajo.

Cláusula 5ª: *Teniendo en vista los estudios hechos que contemplan simultáneamente las necesidades de riego y energía, se ha convenido fijar en la siguiente forma los gastos máximos de agua que se extraerán del lago, para generar energía eléctrica, incluidas las filtraciones que afloran aguas arriba de la bocatoma de la Central Abanico, gasto medio anual de $57 \text{ m}^3/\text{s}$, gasto medio mensual de $67 \text{ m}^3/\text{s}$ y gato medio diario de $85 \text{ m}^3/\text{s}$, este último podrá ser aumentado a voluntad de la ENDESA cuando el nivel de las aguas en el Lago Laja suba sobre la cota de 50 cm. bajo el nivel del umbral de rebalse. En los meses en que esto suceda, se considerarán como extraídos $47 \text{ m}^3/\text{s}$ en forma uniforme para el computo del gasto medio anual. Para proporcionar estos gastos, la ENDESA podrá disponer libremente de la regulación del embalse, siempre que el nivel de lago, se encuentre sobre el nivel del colchón de que se habla en la Cláusula 6ª y siempre que se cumplan las condiciones impuestas en las Cláusulas 3ª y 4ª.*

La ENDESA deberá las medidas necesarias para evitar que los golpes de agua, producidos en el Río Laja por los gastos máximos, puedan producir perjuicios en las bocatomas de los canales o en los predios riberaños al Río Laja, cuyos perjuicios en caso de producirse, serán de cargo de la ENDESA.

La Cláusula 5ª, establece que la ENDESA puede generar con un gasto medio anual máximo igual a $57 \text{ m}^3/\text{s}$, un gasto medio mensual máximo igual a $67 \text{ m}^3/\text{s}$ y un caudal máximo diario de $85 \text{ m}^3/\text{s}$.

Cláusula 6ª: *Se mantendrá un Colchón Inferior de Reserva en el Lago Laja de 500 Hm^3 de volumen útil, destinado exclusivamente a completar en la bocatoma de Abanico, el gasto de $47 \text{ m}^3/\text{s}$ que corresponde a la actual concesión otorgada por los Decretos Supremos N°2582 y N°835 del Ministerio del Interior de fecha de 6 de mayo de 1942 y 26 de febrero de 1944, respectivamente. Durante la administración de este colchón, en los meses en que el riego no necesite el total de los $47 \text{ m}^3/\text{s}$, que deben completarse en la bocatoma de la central Abanico, la ENDESA podrá efectuar economías de agua de los excesos sobre los gastos exigidos por el riego. Estas economías podrá usarlas la ENDESA en cualquier época de la administración del colchón, pero ellas se anularan cuando el nivel de agua en el embalse sobrepase al colchón.*

Esta cláusula establece la creación de un Colchón Inferior de Reserva con volumen igual a 500 Hm^3 para completar el déficit de riego en la Central Abanico. Como se mencionó anteriormente en la Cláusula 3ª, actualmente este valor se competa turbinando por la central El Toro (debido a la imposibilidad de usar el túnel de vaciado). Esto no va en contra del convenio de riego debido a que los regantes se encuentran aguas abajo de Tucapel. En este Colchón Inferior de Reserva y

para los meses en que el riego no necesite la totalidad de sus derechos de aprovechamiento de aguas, la ENDESA podrá efectuar economías (que son un ahorro de volúmenes de agua, cuando no se utiliza la totalidad de los derechos de aprovechamiento de aguas asignados, para ser utilizados en el futuro) sobre estos derechos de aprovechamiento de aguas. Estas economías se cancelan inmediatamente después de que la cota de pelo de agua del lago pasa al Colchón Intermedio. Para el cómputo de esta cláusula, la cota de pelo de agua del lago se obtiene sin considerar el volumen de dichas economías. Es importante destacar, que el convenio de riego actual asigna un porcentaje igual a 0% del total de los derechos de aprovechamiento de aguas constituidos para los segundos regantes cuando el nivel del lago se encuentra en este Colchón Inferior de Reserva.

Cláusula 7ª: Tanto la ENDESA como Riego podrán efectuar economías del volumen de agua anual a que tienen derecho en el lago según las Cláusulas 4ª y 5ª y siempre que se haya cumplido con lo establecido en la Cláusula 14ª.

La administración del embalse llevará la contabilidad de las cantidades de agua economizadas por este concepto, pudiendo cada una de las instituciones hacer uso de cualquier momento de los volúmenes economizados de que correspondan y en estas circunstancias superar los gastos medios indicados en las Cláusulas 4ª y 5ª, sin sobrepasar la capacidad de las obras ni establecer limitaciones no contempladas en este convenio.

Del volumen realmente embalsado en el lago, se descontará el volumen economizado para determinar el límite del Colchón Inferior de Reserva de 500 Hm³ y del volumen útil de 1000 Hm³ a que se refiera la Cláusula 4ª.

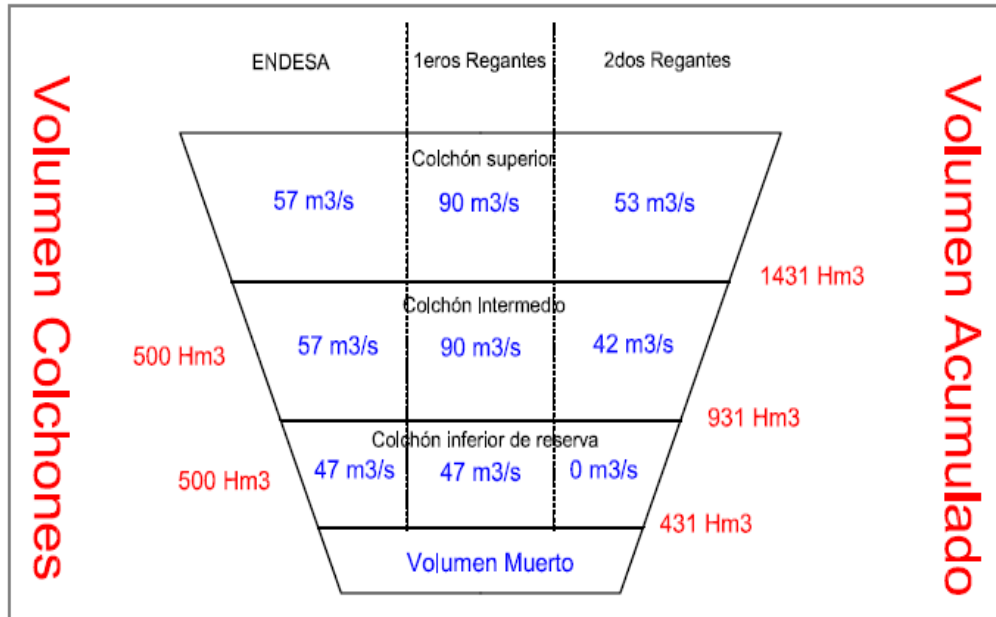
Sólo se podrán hacer economías hasta que el lago llegue a la cota del vertedero. Cuando esto suceda, se considerará que toda el agua que vierte corresponde a las economías, a prorrata de los volúmenes economizados de ambas instituciones, que mientras éstas existan, el embalse almacenará la totalidad de los gastos afluentes al lago.

Una vez construida la Central Lago Laja, el aumento de las filtraciones del lago, por aumento del nivel debido a las economías efectuadas por Riego, no será considerado dentro del cómputo de los gastos que se extraen del lago para generación de energía eléctrica.

La Cláusula 7ª dice que la ENDESA y la DOH podrán realizar economías de acuerdo a sus derechos de aprovechamiento de aguas constituidos cuando corresponda (no sólo en el Colchón Inferior de Reserva como dice la Cláusula 6ª) y que estas economías serán acumulables en el tiempo anual a partir desde enero. Estando en los Colchones Superior e Intermedio, las economías se “congelan” al salir de estos colchones. Actualmente, por común acuerdo entre las partes se contabilizan sólo las economías por parte de la ENDESA y se denominan economías comunes.

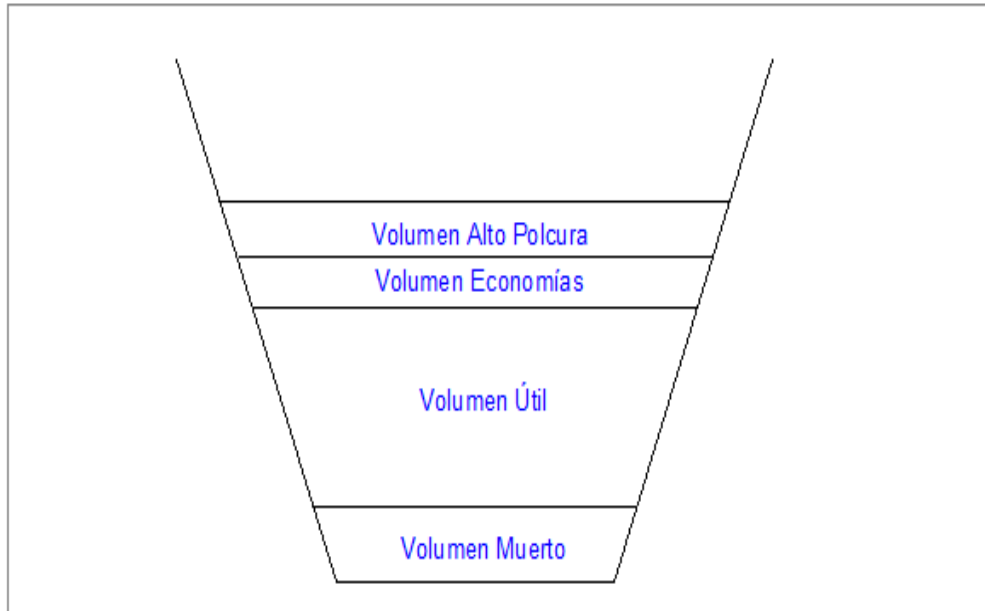
Adicionalmente a lo que dice el convenio de riego descrito anteriormente, hoy en día la ENDESA cuenta con otros derechos de aprovechamiento de aguas almacenados en el lago Laja, que son los derechos de aprovechamiento de aguas de la captación Alto Polcura. De manera que el volumen real del lago siempre va a ser mayor o igual al volumen útil, volumen que se usa para computar las distintas cláusulas de este convenio en el Modelo PLP. Dicho de otro modo, el canal Alto Polcura trasvasija aguas de otra cuenca al Lago Laja, y estas aguas pueden ser utilizados exclusivamente por la ENDESA (ver Figura 2.4).

Figura 2.3 Esquema colchones lago Laja.



Se hace hincapié en la comprensión de la Figura 2.3, pues es vital para este trabajo. A modo de ejemplo, el convenio de riego dice (entro otras cosas) que a pesar de los derechos de aprovechamiento de aguas constituidos sobre el río Laja, si la cota de pelo de agua del lago Laja (descontando el volumen de economías y descontando el volumen proveniente de Alto Polcura) se encuentra en el colchón intermedio, la ENDESA tiene derecho a extraer un gasto promedio anual máximo de 57 m³/s. Por otra parte, los segundos regantes tienen derecho a utilizar un gasto máximo de 42 m³/s provenientes del lago Laja y los primeros regantes tienen derecho a utilizar un gasto máximo de 90 m³/s, provenientes del lago Laja (respetando las restricciones anteriores) y de la cuenca intermedia. Esto no quiere decir que cada participante del conflicto extraiga los máximos permitidos desde el lago Laja, al contrario, el máximo extraíble desde el lago Laja corresponde al caudal turbinado por las centrales El Toro y Abanico (57 m³/s), que aguas abajo va a poder ser utilizado para el riego.

Figura 2.4 Esquema volúmenes lago Laja.



2.2 Modelo de Programación de Largo Plazo del Sistema Interconectado Central de Chile

El Modelo PLP del SIC es un modelo de optimización multi-etapa que resuelve la programación de largo plazo (normalmente considerando un período de modelación de 1 a 2 años, dividido en etapas mensuales) de las centrales del SIC. La configuración de este sistema hidrotérmico (con 15000 MW de potencia instalada, a diciembre del 2014) se basa en centrales hidráulicas (pasada y embalse), centrales térmicas, más un pequeño porcentaje de centrales de ERNC (44.9%, 52.1% y 3% respectivamente). Además de las restricciones del tipo físicas como las capacidades de los embalses, las potencias máximas de cada central, están los convenios de riego. Por estas razones, el Modelo PLP usa el método propuesto por Pinto and Pereira (1985,1991), introduce a los convenios de riego como metas de entrega, y suma diferentes tipos de penalizaciones (como penalizaciones por no cumplimiento de la demanda de riego, por ejemplo) a la función objetivo. Así, el Modelo PLP se basa en la implementación de funciones de costos futuros esperados aproximadas por funciones lineales por parte. Y la función objetivo se puede separar en un costo inmediato más un costo futuro. Este costo futuro lleva los costos de las etapas futuras al presente como una función de la variable de decisión (entregas), por ende, si se conociera esta función, la solución del problema se volvería trivial.

El problema es que en la realidad, cuando se considera un sistema hidrotérmico con una configuración compleja (alto número de centrales térmicas e hidráulicas con diferentes tipos de restricciones) como el chileno, la obtención de esta función de costos futuros es no trivial. Los afluentes futuros no se consideran conocidos, sino que siguen una distribución de probabilidades, por ende, no se conoce con certeza la disponibilidad del recurso hídrico a futuro. Por lo tanto, tampoco se conocen los costos futuros (energía térmica) en los que tendrá que incurrir el sistema. En otras palabras, si hoy se decide turbinar, y en el futuro se presentan afluentes bajos, en el futuro se tendrá que utilizar energía térmica costosa; al contrario, si hoy se decide almacenar agua en los embalses, en el presente se tendrá que usar energía térmica cara, si adicionalmente en el

futuro se avecinan afluentes altos, es posible tener vertimientos, que se traducen en un desperdicio de energía, y por ende costos adicionales para el sistema.

Profundizando un poco más, la función objetivo que resuelve el Modelo PLP del Centro de Energía de la Universidad de Chile (2014) es la siguiente:

$$\min \Phi = \left[\begin{aligned} & FD_t \sum_{b=1}^{N_{BLt}} \left[\sum_{i=N_{TH}+1}^{N_{TC}} CG_{it} \cdot H_{tb} \cdot g_{i_b} + CL \cdot FT \sum_{l=1}^{N_L} \sum_{k=1}^{N_T} (l_{if} p_{k_b} + l_{if} n_{k_b}) \right] \\ & + PAF \sum_{i=1}^{N_E} qaf_{i_b} \\ & + PRP \cdot \sum_{i=1}^{N_E} vrbp_i + PVRV \cdot l_{vrbaux} + PQHR \cdot l_{qdrhms} + PQH \cdot \sum_{i=1}^{N_E+N_S} l_{qrins_i} \\ & + PVUN \cdot l_{vun} + PEAN \cdot l_{qesan} \end{aligned} \right] + \sum_{h=1}^{N_{H(t+1)}} PB_{h(t+1)} \cdot varphi_h \quad (2.1)$$

costo presente
costos futuros

donde:

i, j son las centrales. $\in \begin{cases} 1 \dots N_E: & \text{Centrales de Embalse} \\ N_E + 1 \dots N_E + N_S: & \text{Centrales Serie} \\ N_E + N_S + 1 \dots N_E + N_S + N_P: & \text{Centrales de Pasada} \\ N_E + N_S + N_P + 1 \dots N_E + N_S + N_P + N_T: & \text{Centrales Térmicas} \\ N_E + N_S + N_P + N_T + 1 \dots N_{TC}: & \text{Centrales de Falla} \end{cases}$

t representa las etapas. $t \in \{1, \dots, N_E\}$

b representa los bloques. $b \in \{1, \dots, N_{BLt}\}$

l representa las líneas. $l \in \{1, \dots, N_L\}$

k son los tramos del modelo de pérdidas en barras. $k \in \{1, \dots, N_T\}$

h representa las hidrologías. $h \in \{1, \dots, N_H\}$

g_{i_b} = Potencia generador térmico o de falla i -ésimo, bloque b , etapa t .

$l_{if} p_{k_b}$ = Flujo positivo (entra a) línea l -ésima tramo k -ésimo, bloque b , etapa t .

$l_{if} n_{k_b}$ = Flujo negativo línea l -ésima tramo k -ésimo, bloque b , etapa t .

qaf_{i_b} = Afluente ficticio embalse i -ésimo, bloque b , etapa t .

$varphi_h$ = Costo futuro de la etapa t para la hidrología futura h -ésima.

$vrbp_i$	= Rebalse positivo del embalse i -ésimo, etapa t .
l_{qrins_i}	= Caudal de holgura de riego en la central i -ésima, etapa t .
l_{qesan}	= Caudal de economías actuales negativas, etapa t .
l_{vrbaux}	= Volumen remanente vertido del Laja, etapa t .
l_{vun}	= Volumen útil negativo del Laja al final de la etapa t .
l_{qdrhns}	= Caudal de riego horario no servido, holgura riego, etapa t .
CG_{it}	= Matriz temporal de costos generación térmica y falla i -ésima.
FD_t	= Factor de descuento etapa t .
H_{tb}	= Duración del bloque b en la etapa t .
N_{BLt}	= Número de bloques en etapa t .
N_E	= Número de embalses/centrales de embalse.
N_L	= Número de líneas.
N_S	= Número de centrales serie.
N_T	= Número de centrales térmicas.
N_{TC}	= Número total de centrales.
CL	= Costo de penalización de flujos por barras.
FT	= Factor de tiempo.
N_{Ht}	= Número total de hidrologías en la etapa t .
N_{TH}	= Número total de centrales hidroeléctricas.
PB_{ht}	= Probabilidad de ocurrencia de escenario hidrológico h -ésimo en la etapa t .
PRP	= Penalización de rebalses positivos.
PAF	= Penalización de afluentes ficticios.
$PVRV$	= Penalización de volumen residual vertido.
$PQHR$	= Penalización de caudal de holgura de riego.
PQH	= Penalización de caudal de holgura embalse.
$PVUN$	= Penalización de volumen útil negativo.
$PEAN$	= Penalización de caudales economías actuales negativas.

En la ecuación (2.1), se ve que el primer término dentro de la sumatoria corresponde a costos de generación térmica, el segundo término corresponde a costos de penalización de flujos por las barras y el tercero corresponde a penalización por afluentes ficticios (PAF). A todo esto se le suman más penalizaciones, como por ejemplo, penalizaciones por rebales (PRP); como se mencionó anteriormente los vertimientos corresponden a una pérdida de energía y por ende costos adicionales para el sistema. Finalmente, el último término corresponde a la función de costos futuros, que será discutida más adelante. Este problema, se resuelve sujeto a restricciones físicas como volúmenes máximos y mínimos para cada embalse del SIC (ver Tabla 2.1), potencias máximas instaladas de cada central, cumplimiento de la demanda eléctrica en cada punto de carga de la red eléctrica, balances de caudales, balances de flujos de energía y metas de entrega para el riego.

Más en detalle, el costo futuro esperado $varphi_h$ depende de distintas variables, en particular;

$$varphi_h \geq \varphi_{hty}(\vec{vf}_t, l_{vesf}_t, l_{vapf}_t, l_{vdgmf}_t, l_{verf}_t, l_{vdgaf}_t, l_{vdmf}_t, l_{vdaf}_t) \quad (2.2)$$

donde:

φ_{hty} = Aproximación de la función de costos futuros en la etapa t , para la hidrología futura h , generada en la fase dual y -ésima.

\vec{vf}_t = Vector de volúmenes finales embalses, etapa t .

l_{vesf}_t = Vol. economías anuales (colchón superior) del Laja, al final de la etapa t .

l_{vapf}_t = Vol. economías anuales de Alto Polcura en el Laja, al final de la etapa t .

l_{vdgmf}_t = Volumen de gasto intermensual del Laja, etapa t .

l_{verf}_t = Vol. economías anuales de reserva (colchón inferior) Laja, al final de etapa t .

l_{vdgaf}_t = Volumen de gasto interanual del Laja, etapa t .

l_{vdmf}_t = Volumen de derecho mensual en el Laja, etapa t .

l_{vdaf}_t = Volumen de derecho anual en el Laja, etapa t .

O sea, esta función es una función multi-variable que depende, entre otras cosas, del vector de volúmenes finales (de cada etapa) de los embalses del SIC. Por ende, esta función representa un hiperplano imposible de interpretar en un gráfico. Una particularidad del Modelo PLP es que “desagrega” este resultado y entrega una función de costos futuros esperados para cada embalse del SIC, de esta forma es más directo analizarlas y compararlas.

Número Embalse	Nombre
1	Embalse Laguna del Maule
2	Embalse Laguna La Invernada
3	Embalse Melado
4	Lago Colbún
5	Lago Laja
6	Lago Rapel
7	Lago Chapo
8	Embalse Ralco
9	Embalse Pangué

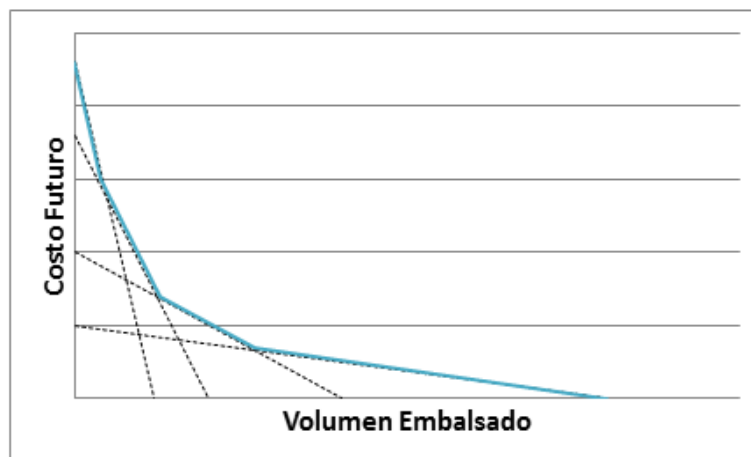
Tabla 2.1 Embalses del SIC.

A modo de ejemplo, en un sistema eléctrico simplificado de sólo un embalse, la función de costos futuros esperados puede ser calculada para cualquier etapa t de la modelación, y representa los costos futuros esperados en los que tendrá que incurrir el sistema desde dicha etapa hasta el final del horizonte de tiempo de la modelación. En palabras simples, la forma en que se obtiene esta función de costos futuros esperados es la siguiente:

1. Primero, se asume un costo futuro esperado igual a cero para todas las etapas y se resuelve el problema (2.1) (para cada hidrología) desde la etapa $t = 1$ hasta la etapa N_E .
2. Luego, desde la etapa N_E hasta la etapa $t = 1$ (de nuevo para todas las hidrologías), se resuelve el problema (2.1). Con esto se obtiene un λ (dual) para cada etapa, por hidrología.
3. En este punto del algoritmo, para cada etapa, se cuenta con tantos λ como hidrologías se tengan. Y para cada etapa es posible construir una función de costos futuros esperados como la que se muestra en la Figura 2.5, aquí, cada λ representa la pendiente de cada una de las funciones lineales que luego van a construir la función de costos futuros esperados lineal por partes. Esto corresponde a la primera iteración.
4. Se vuelve al paso 1, pero ahora utilizando la función de costos futuros esperados construida en los pasos anteriores.
5. Se itera hasta llegar a al nivel de precisión deseado.

En la siguiente figura se muestra una función de costos futuros esperados tipo.

Figura 2.5 Función de costos futuro esperados tipo.



Cabe destacar que la pendiente de esta función, en cada punto (es decir, para cualquier valor del volumen del embalse) representa el beneficio futuro marginal para el sistema de tener una unidad extra de agua almacenada en el embalse. Más interpretaciones de esta función serán discutidas en los Capítulos 3 y 4 de este trabajo.

Otro resultado importante que puede ser obtenido a partir del Modelo PLP, son los costos de operación del SIC. De aquí en adelante, se asumirá que estos costos pueden ser aproximados por los costos de operación de las centrales térmicas. El Modelo PLP cuenta con una base de datos de los costos de operación de las centrales térmicas de todo el SIC por etapa, ya que para algunas centrales los costos varían en el tiempo (debido a alzas en los precios de los combustibles fósiles, por ejemplo). Cruzando la generación de cada central térmica con su respectivo costo de operación es posible obtener los costos de operación totales del sistema según la ecuación (2.3):

$$Costos_t = \sum_{i=1}^{N_T} C_{it} * E_{it} \quad (2.3)$$

donde:

$Costos_t$ = Costos totales del sistema para la etapa t .

C_{it} = Costos de la central i para la etapa t .

E_{it} = Energía inyectada al sistema por central i durante la etapa t .

2.3 Estudio Hidrológico

En el estudio hidrológico de CONIC-BF (2014) se caracteriza hidrológicamente e hidráulicamente la cuenca del lago Laja. Mediante un modelo hidrológico elaborado por la misma empresa, después de actualizar toda la información hidrológica y batimétrica disponible, se proponen modificaciones al convenio de riego actual. Cabe mencionar que cuando se celebró este convenio de riego no se contaba con las tecnologías de medición de hoy; en el año 1958, el caudal afluente medido en la zona era igual a $64 \text{ m}^3/\text{s}$, frente a esta situación se le asignaron derechos de aprovechamiento de aguas a la ENDESA iguales a $57 \text{ m}^3/\text{s}$, dejando una diferencia de $7 \text{ m}^3/\text{s}$ para contribuir a la estabilidad del Lago Laja. Sin embargo, las estadísticas de los últimos 53 años, muestran un caudal afluente a la zona igual a $54.6 \text{ m}^3/\text{s}$, por lo que mantener la diferencia establecida en 1958, la ENDESA debería disminuir sus derechos a $47.6 \text{ m}^3/\text{s}$. Dicha disminución representa un 17% del total de los derechos de aprovechamiento de aguas de la empresa hidroeléctrica en el Laja. Por ende, en este trabajo no se analizan cambios como este dentro de las modificaciones que propone al convenio de riego ya que se traducirían en pérdidas monetarias para la ENDESA.

En dicho estudio, la empresa CONIC-BF propone lo siguiente:

1. Disminución del 5% de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA (de $57 \text{ m}^3/\text{s}$ a $54 \text{ m}^3/\text{s}$) para los Colchones Superior e Intermedio.
2. Aumentar el valor del volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm^3 a 1000 Hm^3 .
3. Dar flexibilidad a la ENDESA para que pueda generar con una distribución mensual, de esta forma la empresa va a poder maximizar la generación en los meses más rentables (marzo, abril, mayo), minimizando la producción de energía entre los meses de junio y agosto.
4. Creación de un colchón para la seguridad de riego de los segundos regantes. O sea, asignar a los segundos regantes un derecho de aprovechamiento de aguas igual a $42 \text{ m}^3/\text{s}$ en el Colchón Inferior de Reserva.

Cabe destacar que estas medidas, son la base para las alternativas propuestas en este trabajo. Con estas medidas se busca aumentar los niveles del lago Laja sin perjudicar a la empresa hidroeléctrica, mejorando al mismo tiempo la situación de los regantes aguas abajo

2.4 Propuestas y Datos para la Modelación

El Modelo PLP es una herramienta muy compleja que entrega la programación de largo plazo para las centrales del SIC. Cuando se habla de programación de largo plazo, se habla de valores (por etapa) de potencia promedio de cada central térmica, de caudales a turbinar (entregas) por cada central de embalse/pasada; más otras variables que se utilizan para calcular los costos marginales del sistema, los costos de operación del sistema, etc. Para la obtención de estos resultados, se trabajó de la mano con el Centro de Energía de la Universidad de Chile. En esta sección, se definen modificaciones al convenio de riego actual (resumidas en la Figura 2.6) para el lago Laja, y el Centro de Energía de la Universidad de Chile es quien ejecuta el Modelo PLP. Recordando lo señalado en el Punto 2.1, si se desea conservar la estructura general del convenio de riego actual (ver Figura 2.3), las posibles variables a modificar son:

- El valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA, por colchón.
- El valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de los primeros regantes, por colchón.
- El valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes, por colchón.
- Los volúmenes de los colchones.
- La distribución mensual que siguen los derechos de aprovechamiento de aguas de los primeros y segundos regantes (ver Cláusula 4^a, Punto 2.1).

En base a la información anterior, el autor plantea estudiar el comportamiento del SIC, y de la cuenca del Laja, frente a las siguientes modificaciones al convenio de riego actual, denominadas como propuestas.

2.4.1 Propuesta 1

La Propuesta 1 busca disminuir los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA en los Colchones Intermedio y Superior. Con esto se espera dar a los regantes una seguridad de riego mayor a la actual. Además, se aumentará el valor del volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm³ a 1000 Hm³ pues cuando se está cerca del Colchón Superior, los primeros regantes y la ENDESA se ven incentivados a usar ineficientemente el recurso hídrico para no alcanzar la cota dicho colchón y entregarle más agua a los segundos regantes (ver Figura 2.3). En concreto, la Propuesta 1 considera lo siguiente:

- Aumentar el volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm³ a 1000 Hm³.
- Disminuir el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA de 57 m³/s a 54 m³/s, para los Colchones Superior e Intermedio.

En términos de la función de costos futuros esperados, si se disminuyen los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA, se espera que el beneficio futuro marginal de tener una unidad extra de agua almacenada en los embalses sea menor. Esto es intuitivo, ya que si se limita de alguna manera la generación de la empresa hidroeléctrica, el agua embalsada va a “valer menos”.

2.4.2 Propuesta 2

Esta propuesta es un poco más compleja que la anterior. La Propuesta 2 considera las mismas modificaciones que la Propuesta 1 y además considera un aumento de los derechos de aprovechamiento de aguas correspondiente a los segundos regantes de $0 \text{ m}^3/\text{s}$ a $10 \text{ m}^3/\text{s}$ en el Colchón Inferior de Reserva. Por ende, los derechos de la ENDESA para este mismo colchón también van a aumentar, específicamente, de $47 \text{ m}^3/\text{s}$ a $57 \text{ m}^3/\text{s}$ para poder suplir la demanda de los primeros y segundos regantes en caso de déficit. La Clausula 6ª (ver Punto 2.1) establece que en el Colchón Inferior de Reserva, la ENDESA posee un gasto máximo para completar el déficit de riego para los primeros regantes (que se abastecen del lago Laja y de la cuenca intermedia). Además, para todas las clausulas los segundos regantes tienen derecho a abastecerse sólo de agua proveniente del lago Laja. Por ende, para esta propuesta, si se desea aumentar el gasto máximo de los segundos regantes en el Colchón Inferior de Reserva, también es necesario aumentar el gasto máximo de la ENDESA. A modo de ejemplo, si se está en el Colchón Inferior de Reserva, la cuenca intermedia no presenta escurrimiento, y el riego necesitará la totalidad de sus derechos de aguas, la ENDESA deberá turbinar $57 \text{ m}^3/\text{s}$. En otras palabras, esta propuesta aumenta el límite máximo extraíble del lago Laja por parte de la ENDESA, si y sólo si se extraen para abastecer al riego.

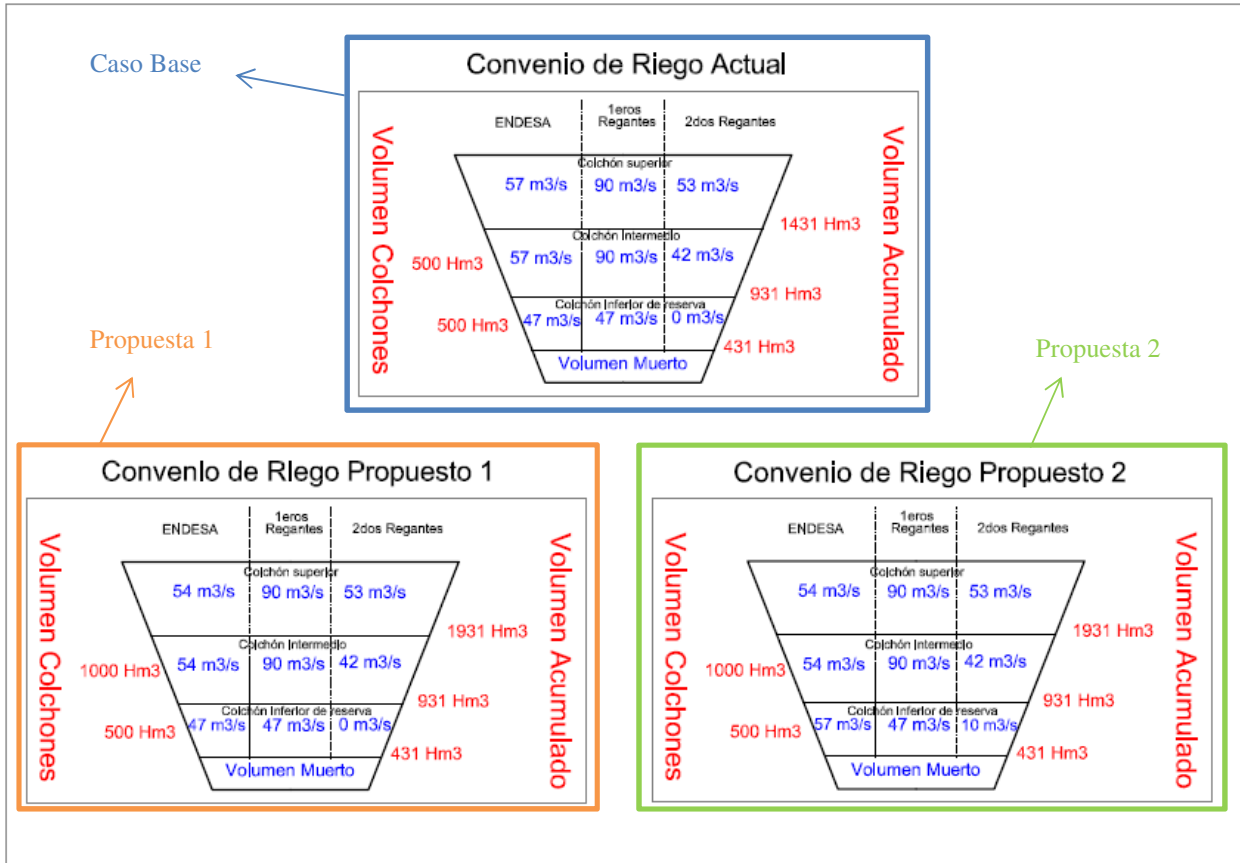
Esta modificación busca mejorar la condición actual de los segundos regantes, ya que la disponibilidad del recurso hídrico para ellos está fuertemente ligada al volumen del lago Laja, y por ende, está sujeto a una gran variabilidad. La complejidad de esta propuesta, viene del hecho de que estos $10 \text{ m}^3/\text{s}$ adicionales para los segundos regantes eventualmente van a tener que ser turbinados por la central El Toro (por razones discutidas en el Punto 2.1). Por ende, esta propuesta además de traer beneficios directos para los segundos regantes, puede beneficiar también a la ENDESA, dependiendo de la hidrología. En concreto, la Propuesta 2 considera lo siguiente:

- Aumentar el volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm^3 a 1000 Hm^3 .
- Disminuir el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA de $57 \text{ m}^3/\text{s}$ a $54 \text{ m}^3/\text{s}$, para los Colchones Superior e Intermedio.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes de $0 \text{ m}^3/\text{s}$ a $10 \text{ m}^3/\text{s}$, para el Colchón Inferior de Reserva.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas eventuales de la ENDESA de $47 \text{ m}^3/\text{s}$ a $57 \text{ m}^3/\text{s}$, para el Colchón Inferior de Reserva.

Para esta propuesta, la respuesta de la función de costos futuros esperados no es tan intuitiva, ya que como de discutió anteriormente, hay efectos combinados. Esto será discutido los capítulos siguientes.

En la Figura 2.6 se resumen los 3 convenios de riego usados para la modelación. Cabe destacar que el convenio de la parte superior de dicha figura, es el mismo que aparece en la Figura 2.3, aquí se muestra nuevamente a modo de resumen y comparación. De aquí en adelante, los resultados se presentaran de acuerdo a los colores de la Figura 2.6; los colores azul, naranja y verde, representan el Convenio de Riego Actual (desde ahora Caso Base), la Propuesta 1 y la Propuesta 3.

Figura 2.6 Convenios de riego modelados



2.4.3 Datos Modelación

El horizonte de tiempo de la modelación va desde julio del 2012 hasta abril del 2014. En la Tabla 2.2 se muestran las distintas etapas de la modelación. Cabe destacar que las primeras 4 etapas son etapas semanales, mientras que todas las etapas siguientes son etapas mensuales. Los volúmenes iniciales de cada embalse del SIC son los volúmenes reales a la fecha de inicio de la modelación (924 Hm³ en el lago Laja, a modo de ejemplo); los afluentes a los distintos embalses y centrales de pasada del SIC usados para la modelación corresponden a afluentes históricos. El Modelo PLP cuenta con 50 hidrologías históricas y para cada etapa de la modelación, se resuelve el problema (2.1) pasando por cada una de estas 50 hidrologías. Otros datos de entrada del modelo corresponden a los precios de combustible para las centrales térmicas, la demanda eléctrica, los costos de mantención, etc. A modo de ejemplo, en la Tabla 2.3 se muestran los caudales afluentes a la central El Toro usados por el Modelo PLP. Los resultados de la modelación se presentan en el Capítulo 3. Es importante notar que dentro del horizonte de tiempo de la modelación se presentan 2 temporadas de riego, la primera comprendida entre las etapas 6 y 13 (con máximo en las etapas 9 y 10) y la segunda comprendida entre las etapas 18 y 25 (con máximo en las etapas 21 y 22).

Número Etapa	Período
1	Julio-1 2012
2	Julio-2 2012
3	Julio-3 2012
4	Julio-4 2012
5	Agosto 2012
6	Septiembre 2012
7	Octubre 2012
8	Noviembre 2012
9	Diciembre 2012
10	Enero 2013
11	Febrero 2013
12	Marzo 2013
13	Abril 2013
14	Mayo 2013
15	Junio 2013
16	Julio 2013
17	Agosto 2013
18	Septiembre 2013
19	Octubre 2013
20	Noviembre 2013
21	Diciembre 2013
22	Enero 2014
23	Febrero 2014
24	Marzo 2014
25	Abril 2014

Tabla 2.2 Etapas para el Modelo PLP.

Caudales m ³ /s																									
Etapas	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Hidrología 1	66.0	43.7	156.7	51.5	54.8	46.8	43.6	118.7	131.5	74.4	42.6	23.1	25.9	22.7	19.9	73.4	54.8	46.8	43.6	118.7	131.5	74.4	42.6	23.1	25.9
Hidrología 2	66.0	57.3	29.5	31.4	103.9	76.8	82.2	129.9	150.8	96.5	42.1	23.1	18.4	16.3	21.7	54.0	103.9	76.8	82.2	129.9	150.8	96.5	42.1	23.1	18.4
Hidrología 3	66.0	23.7	27.4	82.5	26.4	61.7	52.7	62.8	53.7	22.4	20.2	23.1	18.0	11.5	20.9	40.0	26.4	61.7	52.7	62.8	53.7	22.4	20.2	23.1	18.0
Hidrología 4	66.0	42.7	25.4	62.1	56.5	61.2	64.0	116.2	158.8	140.1	64.5	19.8	35.5	22.1	25.8	44.5	56.5	61.2	64.0	116.2	158.8	140.1	64.5	19.8	35.5
Hidrología 5	66.0	37.0	23.1	20.5	27.7	29.0	46.4	89.4	96.4	75.1	37.7	28.6	20.0	14.7	22.1	27.3	27.7	29.0	46.4	89.4	96.4	75.1	37.7	28.6	20.0
Hidrología 6	66.0	73.4	134.3	168.8	90.2	90.0	47.6	103.5	168.7	144.9	57.5	33.1	23.2	50.3	80.0	139.9	90.2	90.0	47.6	103.5	168.7	144.9	57.5	33.1	23.2
Hidrología 7	66.0	49.9	70.0	62.0	96.9	53.0	51.0	96.5	140.6	149.2	87.9	48.5	29.2	29.0	44.5	58.8	96.9	53.0	51.0	96.5	140.6	149.2	87.9	48.5	29.2
Hidrología 8	66.0	33.7	30.6	28.2	32.8	52.4	51.7	120.6	129.9	80.3	35.2	28.1	26.0	27.7	45.3	34.5	32.8	52.4	51.7	120.6	129.9	80.3	35.2	28.1	26.0
Hidrología 9	66.0	28.1	22.9	21.5	25.0	37.3	41.0	45.6	52.9	42.7	29.7	21.9	19.9	25.0	26.8	23.4	25.0	37.3	41.0	45.6	52.9	42.7	29.7	21.9	19.9
Hidrología 10	66.0	139.9	74.8	101.2	80.7	81.7	82.4	86.1	128.7	96.6	39.5	32.7	26.2	30.3	62.0	147.7	80.7	81.7	82.4	86.1	128.7	96.6	39.5	32.7	26.2
Hidrología 11	66.0	50.2	81.6	47.3	44.4	38.6	44.8	92.7	128.5	105.1	50.1	37.2	27.4	24.0	29.8	55.2	44.4	38.6	44.8	92.7	128.5	105.1	50.1	37.2	27.4
Hidrología 12	66.0	40.3	37.3	62.0	98.7	85.2	65.2	105.8	123.3	77.5	43.1	13.3	26.1	21.9	78.2	50.9	98.7	85.2	65.2	105.8	123.3	77.5	43.1	13.3	26.1
Hidrología 13	66.0	123.9	121.7	83.5	77.6	138.8	94.5	107.8	151.3	118.6	58.6	35.8	25.5	20.6	186.0	157.6	77.6	138.8	94.5	107.8	151.3	118.6	58.6	35.8	25.5
Hidrología 14	66.0	38.3	55.0	101.5	60.7	44.0	45.0	80.0	97.7	56.3	36.0	23.8	20.5	20.5	61.4	66.5	60.7	44.0	45.0	80.0	97.7	56.3	36.0	23.8	20.5
Hidrología 15	66.0	28.4	62.9	116.4	40.3	42.3	46.1	106.1	129.1	75.1	34.4	32.9	24.7	17.9	35.5	62.3	40.3	42.3	46.1	106.1	129.1	75.1	34.4	32.9	24.7
Hidrología 16	66.0	62.5	85.0	101.2	77.5	45.1	55.4	106.7	158.5	115.9	54.0	32.7	24.7	36.0	76.5	87.3	77.5	45.1	55.4	106.7	158.5	115.9	54.0	32.7	24.7
Hidrología 17	66.0	48.0	91.5	81.2	48.9	44.5	69.3	96.2	118.4	75.1	41.7	26.5	26.8	23.4	30.2	65.9	48.9	44.5	69.3	96.2	118.4	75.1	41.7	26.5	26.8
Hidrología 18	66.0	53.6	75.8	68.6	70.6	46.9	83.2	141.4	184.1	135.0	53.6	29.1	28.8	19.4	62.9	68.1	70.6	46.9	83.2	141.4	184.1	135.0	53.6	29.1	28.8
Hidrología 19	66.0	47.1	60.3	38.2	149.0	66.8	94.0	141.1	134.6	79.4	36.5	26.3	25.8	22.1	51.5	61.5	149.0	66.8	94.0	141.1	134.6	79.4	36.5	26.3	25.8
Hidrología 20	66.0	31.1	26.7	27.6	87.0	140.4	103.3	94.6	118.6	104.2	44.6	56.7	44.4	23.2	41.5	34.6	87.0	140.4	103.3	94.6	118.6	104.2	44.6	56.7	44.4
Hidrología 21	66.0	91.9	118.1	212.9	108.9	73.5	66.7	85.9	83.0	59.1	37.1	23.0	24.9	92.1	165.5	163.8	108.9	73.5	66.7	85.9	83.0	59.1	37.1	23.0	24.9
Hidrología 22	66.0	87.3	63.4	52.0	77.7	70.4	64.1	80.2	71.9	37.9	25.1	21.4	20.2	25.8	180.7	102.6	77.7	70.4	64.1	80.2	71.9	37.9	25.1	21.4	20.2
Hidrología 23	66.0	109.2	65.8	70.1	118.9	69.6	133.7	139.7	159.6	159.8	90.0	37.8	21.1	15.3	54.8	105.6	118.9	69.6	133.7	139.7	159.6	159.8	90.0	37.8	21.1
Hidrología 24	66.0	48.3	275.9	54.5	57.5	46.3	47.2	100.7	108.6	46.9	26.7	15.7	20.1	24.2	26.2	108.5	57.5	46.3	47.2	100.7	108.6	46.9	26.7	15.7	20.1
Hidrología 25	66.0	37.5	31.8	52.2	71.5	34.1	68.5	161.4	165.4	138.9	66.1	30.6	22.4	20.9	44.2	41.5	71.5	34.1	68.5	161.4	165.4	138.9	66.1	30.6	22.4

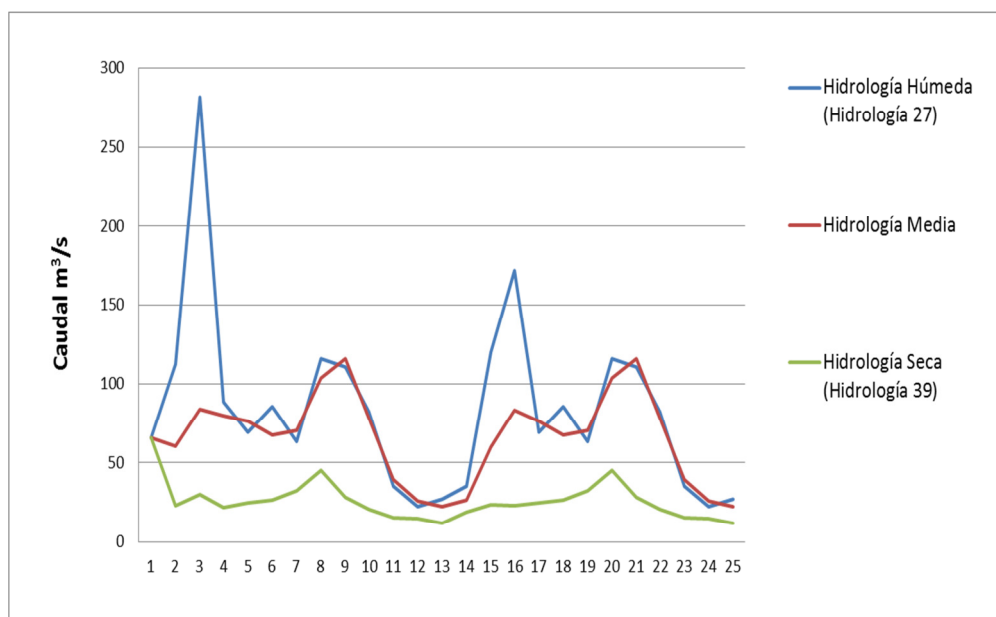
Tabla 2.3 Caudales afluentes, central El Toro.

Etapas	Caudales m ³ /s																								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Hidrología 26	66.0	57.4	74.9	77.6	92.3	44.3	58.0	83.4	90.2	40.1	22.1	20.3	18.7	33.8	88.6	85.0	92.3	44.3	58.0	83.4	90.2	40.1	22.1	20.3	18.7
Hidrología 27	66.0	112.4	281.6	88.3	69.2	85.8	63.7	116.2	110.6	82.3	35.3	22.8	27.0	35.2	120.3	172.0	69.2	85.8	63.7	116.2	110.6	82.3	35.3	22.8	27.0
Hidrología 28	66.0	61.4	54.7	43.5	102.6	66.5	65.0	145.9	128.8	56.6	31.4	24.9	26.4	20.1	25.1	73.0	102.6	66.5	65.0	145.9	128.8	56.6	31.4	24.9	26.4
Hidrología 29	66.0	15.2	35.5	115.8	49.7	67.3	47.1	95.9	132.5	72.4	31.9	24.1	14.7	20.4	21.5	47.3	49.7	67.3	47.1	95.9	132.5	72.4	31.9	24.1	14.7
Hidrología 30	66.0	20.4	10.0	116.4	39.7	43.4	48.9	101.8	98.8	54.1	24.7	18.5	20.1	13.7	12.7	43.2	39.7	43.4	48.9	101.8	98.8	54.1	24.7	18.5	20.1
Hidrología 31	66.0	44.7	51.6	49.2	38.1	81.6	117.8	79.3	53.8	30.2	20.2	14.6	12.6	33.1	48.0	53.9	38.1	81.6	117.8	79.3	53.8	30.2	20.2	14.6	12.6
Hidrología 32	66.0	62.2	86.7	67.0	94.0	44.8	77.1	84.1	93.9	60.8	35.2	22.6	21.8	27.2	176.4	104.9	94.0	44.8	77.1	84.1	93.9	60.8	35.2	22.6	21.8
Hidrología 33	66.0	76.3	84.1	68.5	56.7	38.1	60.8	114.5	156.4	107.2	50.2	26.6	23.9	27.7	125.2	99.8	56.7	38.1	60.8	114.5	156.4	107.2	50.2	26.6	23.9
Hidrología 34	66.0	87.6	65.4	241.4	113.4	108.5	86.2	118.8	124.3	96.2	44.0	28.4	20.9	38.0	90.4	192.1	113.4	108.5	86.2	118.8	124.3	96.2	44.0	28.4	20.9
Hidrología 35	66.0	61.5	96.3	71.7	109.4	53.8	105.7	125.8	109.7	73.6	32.0	22.3	20.2	41.5	37.2	81.5	109.4	53.8	105.7	125.8	109.7	73.6	32.0	22.3	20.2
Hidrología 36	66.0	79.8	90.9	159.2	92.3	61.4	91.5	108.9	136.7	76.2	29.0	21.1	25.3	25.2	24.2	115.0	92.3	61.4	91.5	108.9	136.7	76.2	29.0	21.1	25.3
Hidrología 37	66.0	89.6	51.8	40.4	34.8	46.4	49.6	51.5	40.6	20.9	14.3	13.2	12.3	30.4	25.2	63.2	34.8	46.4	49.6	51.5	40.6	20.9	14.3	13.2	12.3
Hidrología 38	66.0	106.1	208.0	102.3	93.8	137.6	129.5	104.9	120.3	75.7	37.0	23.1	16.6	48.0	68.1	149.3	93.8	137.6	129.5	104.9	120.3	75.7	37.0	23.1	16.6
Hidrología 39	66.0	22.9	29.9	21.8	25.0	26.7	32.7	45.6	28.2	20.8	15.8	14.9	12.2	19.1	23.5	23.3	25.0	26.7	32.7	45.6	28.2	20.8	15.8	14.9	12.2
Hidrología 40	66.0	28.5	61.8	84.5	36.1	77.6	79.0	135.1	122.0	52.7	25.7	31.1	17.1	13.3	31.2	50.5	36.1	77.6	79.0	135.1	122.0	52.7	25.7	31.1	17.1
Hidrología 41	66.0	84.2	108.0	141.1	95.6	96.8	82.4	130.5	171.3	74.5	51.1	27.6	21.0	17.1	19.3	118.8	95.6	96.8	82.4	130.5	171.3	74.5	51.1	27.6	21.0
Hidrología 42	66.0	102.4	83.4	67.3	178.4	99.6	73.4	107.5	94.6	57.6	28.5	31.8	49.2	20.1	106.7	114.2	178.4	99.6	73.4	107.5	94.6	57.6	28.5	31.8	49.2
Hidrología 43	66.0	47.4	36.4	42.6	53.1	127.1	97.0	183.0	158.9	127.1	57.4	28.6	23.1	35.3	59.7	56.7	53.1	127.1	97.0	183.0	158.9	127.1	57.4	28.6	23.1
Hidrología 44	66.0	48.4	303.5	125.4	96.0	54.2	68.8	78.3	71.9	43.8	25.5	18.7	18.3	19.5	20.2	142.7	96.0	54.2	68.8	78.3	71.9	43.8	25.5	18.7	18.3
Hidrología 45	66.0	77.7	111.3	79.0	83.3	49.7	75.9	77.5	90.9	50.5	26.1	20.2	14.8	48.9	29.2	85.6	83.3	49.7	75.9	77.5	90.9	50.5	26.1	20.2	14.8
Hidrología 46	66.0	63.9	63.3	170.7	98.5	125.7	72.4	108.4	144.9	92.4	47.2	26.2	19.5	15.3	54.4	109.9	98.5	125.7	72.4	108.4	144.9	92.4	47.2	26.2	19.5
Hidrología 47	66.0	122.7	127.1	84.8	177.9	71.4	92.6	111.1	108.4	88.6	45.8	32.1	29.6	37.0	41.7	150.0	177.9	71.4	92.6	111.1	108.4	88.6	45.8	32.1	29.6
Hidrología 48	66.0	29.8	31.3	17.2	48.7	29.0	41.9	83.7	88.1	42.0	27.0	26.8	13.1	26.6	22.6	24.5	48.7	29.0	41.9	83.7	88.1	42.0	27.0	26.8	13.1
Hidrología 49	66.0	48.0	60.5	38.2	62.5	90.3	71.1	83.5	86.2	39.4	22.1	18.4	14.8	7.8	134.1	64.5	62.5	90.3	71.1	83.5	86.2	39.4	22.1	18.4	14.8
Hidrología 50	66.0	35.1	138.0	81.8	75.8	80.6	79.4	110.2	104.2	68.1	35.3	24.0	17.9	15.5	85.3	80.1	75.8	80.6	79.4	110.2	104.2	68.1	35.3	24.0	17.9
Hidro. Media	66.0	60.3	83.9	79.9	76.0	67.7	70.2	103.9	116.2	78.2	39.4	26.2	22.7	26.5	59.7	83.5	76.0	67.7	70.2	103.9	116.2	78.2	39.4	26.2	22.7

Tabla 2.3 (continuación) Caudales afluentes, central El Toro.

En la Figura 2.7 se presentan algunas de las hidrologías mostradas en la tabla anterior (las hidrologías 27, media y 39 se usaran para mostrar los resultados en el Capítulo 3). Cabe destacar que en la Figura 2.7, para varias etapas (etapas 9, 11 y 21, por ejemplo) la hidrología media es muy similar e incluso mayor que la hidrología húmeda. Esto porque cuando se habla de hidrología húmeda o hidrología seca, se habla de la hidrología de los afluentes de todo el sistema y en esta figura se representan sólo los afluentes a la central El Toro. Por ejemplo, si se habla de un año húmedo en la zona central del país, no necesariamente todas las cuencas van a presentar el mismo comportamiento.

Figura 2.7 Hidrologías húmeda, media y seca. Lago Laja



3. RESULTADOS MODELACIÓN

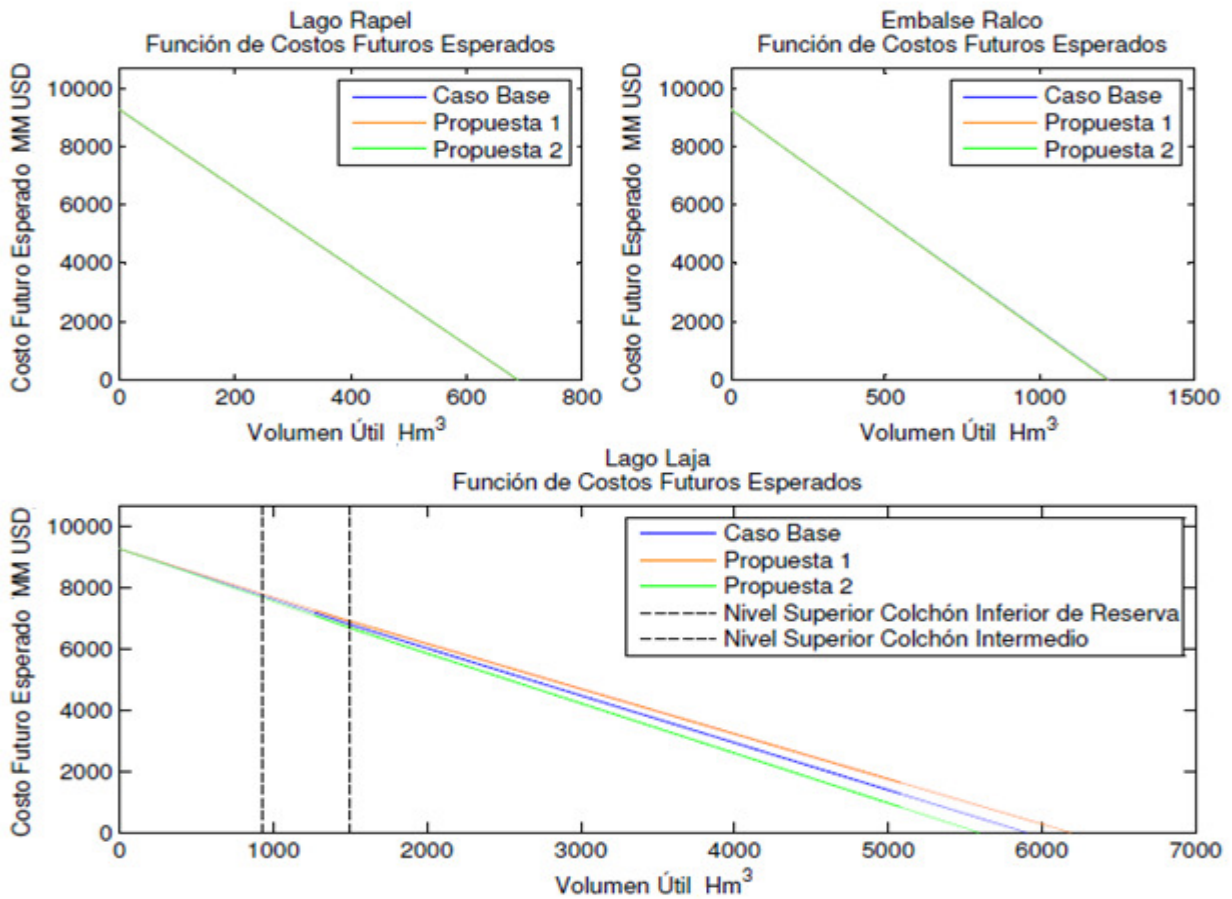
En este capítulo se presentan los resultados del Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) para cada uno de los 3 escenarios presentados en la Figura 2.6. En color azul representa el Caso Base, en color naranja representa la Propuesta 1 y en color verde representa la Propuesta 2. Para cada una de las 3 modelaciones, se muestran los resultados operacionales que son la función de costos futuros esperados del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), los volúmenes embalsados y la generación de ciertas centrales del SIC, y los caudales de riego en la cuenca del lago Laja. Además, se muestran los resultados económicos que corresponden a los costos marginales del sistema; los costos de operación del sistema y los ingresos percibidos por la ENDESA.

3.1 Resultados Operacionales

3.1.1 Función de Costos Futuros Esperados (Etapa 1)

En la Figura 3.1 se presentan los resultados obtenidos para 3 embalses del SIC, particularmente, para el lago Rapel, embalse Ralco y el lago Laja. Los resultados del lago Laja son los principales de este estudio. Los resultados con relación a otros embalses del SIC se muestran para verificar que las modificaciones al convenio de riego no afectan significativamente la operación de otras centrales del sistema. La elección del lago Rapel y del embalse Ralco fue simplemente por su tamaño e importancia dentro del SIC, pero cualquier otro embalse pudo haber sido elegido arbitrariamente. Cabe destacar lo discutido en el Punto 2.2, la función de costos futuros esperados es realmente un hiperplano donde una de sus variables de entrada es el vector \vec{v}_t que contiene los volúmenes de los 9 embalses de SIC (por etapa). En esta sección se presentan los resultados de forma “desagregada” para cada embalse.

Figura 3.1 Funciones de costos futuros esperados para la Etapa 1. Lago Rapel, embalse Ralco y lago Laja.



Estos gráficos tienen a la variable de estado (volumen embalsado) en el eje x y a los costos futuros esperados del sistema en el eje y . Estas funciones se asemejan en lo siguiente:

- Para un volumen cercano a 0, los costos futuros esperados en los que tendrá que incurrir el sistema en el futuro son muy elevados. Esto porque al no tener agua almacenada en los embalses, el sistema se ve obligado a suplir gran parte de la demanda eléctrica usando centrales térmicas (que tienen costos elevados) y los afluentes futuros. Al contrario, si el embalse se encuentra cercano a su capacidad máxima, los costos del sistema tienden a 0, pues frente a cualquier hidrología futura afluente al sistema, el sistema va a ser capaz de suplir gran parte de la demanda eléctrica usando el agua embalsada.
- Estas funciones son monótonas decrecientes. La pendiente de estas curvas representa el valor futuro marginal de tener una unidad extra de agua embalsada, y a medida que el volumen embalsado aumenta, está pendiente decrece (esto se aprecia mejor en el gráfico inferior de la Figura 3.1). Esto quiere decir, que el beneficio futuro marginal de tener una unidad extra de agua embalsada, es mayor cuando el embalse se encuentra cercano a su límite inferior que cuando el embalse se encuentra cercano a su capacidad máxima.

Un buen ejercicio es comparar los 3 gráficos de la Figura 3.1. Se observa que para el lago Rapel y el embalse Ralco, la función de costos futuros esperados casi no cambia, comparando el Caso Base con las Propuestas 1 y 2. Esto se explica en el hecho de que las Propuestas 1 y 2 afectan

directamente a la operación lago Laja, el SIC es tan grande que una restricción que afecte sólo a una de sus centrales de embalse no altera considerablemente la operación de otras centrales de embalse.

Por otra parte, para el lago Laja sí se observan diferencias relevantes. Si se compara el Caso Base con la Propuesta 1 (en donde se modificó el volumen del Colchón Intermedio y se disminuyeron los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA (ver Punto 2.4.2)), los costos futuros esperados del sistema son mayores para todo volumen del embalse. Además, la pendiente de esta curva es menor, esto quiere decir que el beneficio futuro marginal de tener más agua embalsada es menor para la Propuesta 1, lo cual es lógico, pues en la Propuesta 1 se limita la generación de la empresa hidroeléctrica.

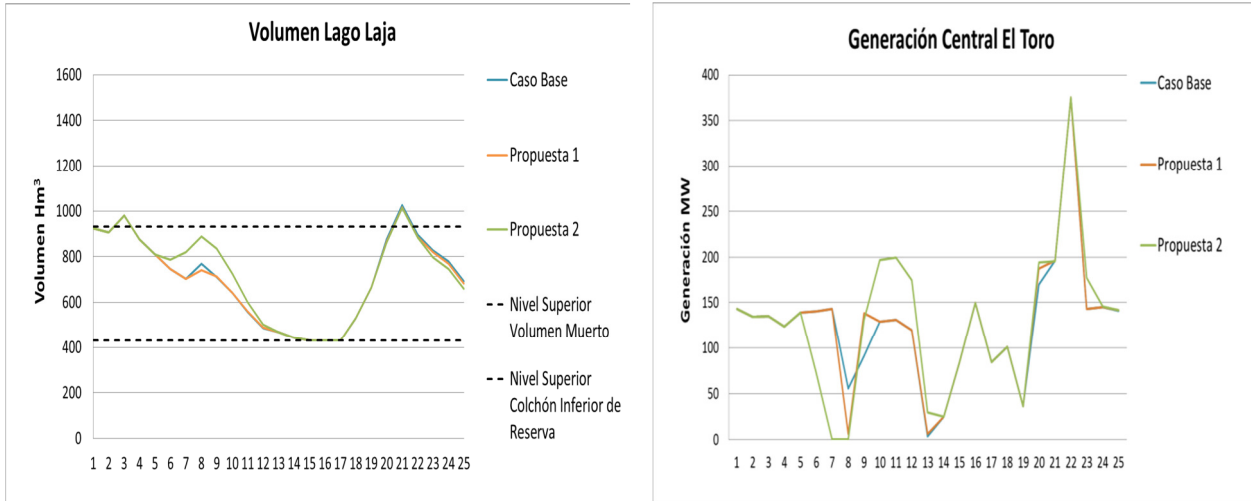
En cambio, si se compara el Caso Base con la Propuesta 2, (en donde además, se le dieron derechos de aprovechamiento de aguas adicionales a la ENDESA para entregarle agua a los segundos regantes en el Colchón Inferior (ver Punto 2.4.2)), los costos futuros esperados del sistema son menores para todo volumen del embalse. Esto viene del hecho que para ciertas hidrologías, la empresa hidroeléctrica se ve “obligada” a turbinar más caudal que el que turbinaba en el Caso Base para suplir el déficit de los segundos regantes, y este caudal extra se traducen en costos menores para el SIC. Además, la pendiente de esta curva es mayor, esto quiere decir que el beneficio futuro marginal de tener más agua embalsada es mayor para la Propuesta 2. De nuevo, esto viene del hecho de que para la Propuesta 2, para ciertas hidrologías, la empresa hidroeléctrica va a tener la posibilidad de turbinar más caudal del que turbinaba en el Caso Base ($57 \text{ m}^3/\text{s}$ en vez de $47 \text{ m}^3/\text{s}$).

Otros datos interesantes posibles de obtener a partir del gráfico inferior de la Figura 3.1 son los siguientes: para un volumen dado del embalse, la diferencia entre el valor de la curva verde y el valor de la curva azul representa los ahorros futuros esperados que percibiría el sistema, si se implementara la Propuesta 2. Al Contrario, esta misma diferencia, mirando la curva naranja y la curva azul, representa el costo futuro esperado extra que percibiría el sistema si se implementara la Propuesta 1. Además, cabe destacar que el quiebre más notorio en la pendiente de este gráfico se produce cuando el nivel del embalse pasa del Colchón Inferior de Reserva al Colchón Intermedio, momento en que el límite máximo de los derechos de aprovechamiento de aguas de la empresa hidroeléctrica cambia, por ende, también cambia el beneficio futuro marginal del agua embalsada.

3.1.2 Volúmenes Embalsados y Generación por Unidades

Además de la función de costos futuros esperados, el Modelo PLP entrega una amplia gama de resultados (por etapa) para cada una las hidrologías de la modelación. La Figura 3.2 muestra el volumen embalsado en el lago Laja y la generación de la central el Toro por etapas. Los resultados para las hidrologías media y húmeda no se incluyeron en este informe, aquí sólo se muestra el caso más desfavorable que corresponde a la hidrología seca. Para este escenario el volumen del lago Laja permanece casi todo el tiempo de la modelación en el Colchón Inferior de Reserva y el caudal de la cuenca intermedia no abastece la totalidad de las necesidades por parte del riego.

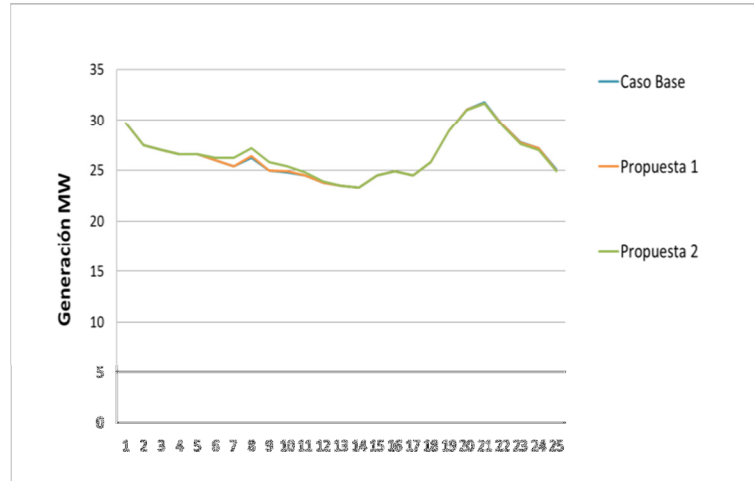
Figura 3.2 Volumen embalsado lago Laja y generación central El Toro. Hidrología seca.



Para el gráfico del volumen del lago Laja se observa que la Propuesta 2 está casi siempre, a excepción de las últimas etapas de la modelación, por encima del Caso Base, y este a su vez está siempre por encima de la Propuesta 1. Esto se relaciona con el gráfico inferior de la Figura 3.1, pues mientras más alto es el valor futuro marginal (pendiente de dicho gráfico) del agua embalsada el reservorio tiende a acumular agua, para obtener más beneficios en el futuro. Esto también puede ser discutido desde otro punto de vista, una decisión de entrega se obtiene igualando los beneficios inmediatos marginales con los beneficios futuros marginales; si los beneficios futuros marginales aumentan (y todo lo demás permanece constante), la nueva decisión de entrega va a ser menor. Por ende, el volumen del embalse va a aumentar. En otras palabras, si el agua embalsada es más valiosa, el sistema tiende a acumular agua para el futuro. Esto se aprecia claramente en la primera temporada de riego (etapas 6 a 13). Para la Propuesta 2 el valor futuro marginal del agua aumentó con respecto al Caso Base, por ende el lago Laja va a tender a acumular agua, esto se refleja en menos entregas por parte de la central El Toro para el mismo período (ver gráfico derecho de la Figura 3.2).

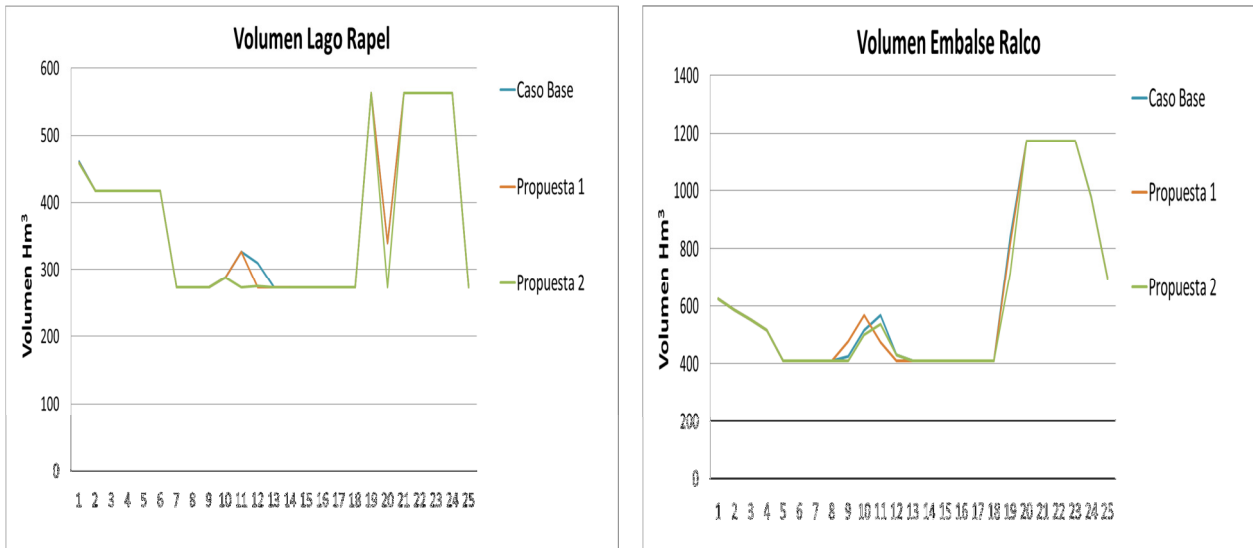
A modo de validación de estos resultados, en la Figura 3.3 se muestra la generación de la central Abanico por etapas, para una hidrología seca. Tal como se mencionó en el Punto 2.1, la central Abanico es capaz de turbinar solamente las filtraciones del lago Laja (debido a la imposibilidad de usar el túnel de vaciado), por ende, un aumento en la generación de dicha central viene dado por un aumento en las filtraciones, provocadas por un aumento en los niveles del lago, tal como se ve en la octava etapa de la Figura 3.3.

Figura 3.3 Generación central Abanico. Hidrología seca.



Para analizar el comportamiento de otros embalses del SIC, en la Figura 3.4 se muestran los volúmenes embalsados (por etapas) por otros embalses del SIC para una hidrología seca. Particularmente se muestran los resultados para el lago Rapel y el embalse Ralco, por su importancia dentro del SIC. Al igual que en el Punto 3.1.1, se ve que modificaciones al convenio de riego no alteran considerablemente a otros embalses del SIC.

Figura 3.4 Volúmenes embalsados lago Rapel y embalse Ralco. Hidrología seca.



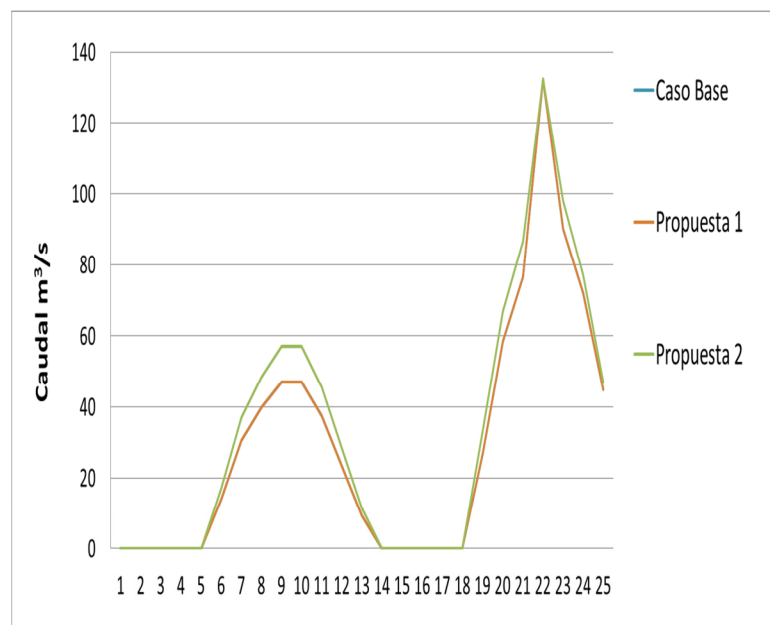
3.1.3 Caudales de Riego

El riego servido corresponde al agua que reciben los primeros y segundos regantes, ya sea proveniente del lago Laja, o proveniente de la cuenca intermedia. Se presentan a continuación (por etapa) el riego servido total y el riego servido desglosado para los primeros y los segundos regantes. Como comentario importante, se ve que para la Propuesta 2, la situación de los regantes es siempre mejor o igual, comparándola con el Caso Base y la Propuesta 1.

3.1.3.1 Riego Servido Total

La Figura 3.5 muestra el Riego servido por etapas, para una hidrología seca. Se observa que para la primera temporada de riego del período de modelación, el riego servido para la Propuesta 2 es mayor que el riego servido para el Caso Base y la Propuesta 1 (ambos coinciden). Esto debido al aumento de los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes en el Colchón Inferior de Reserva para la Propuesta 2. Por otra parte, al inicio de la segunda temporada de riego del período de modelación, el riego servido para la Propuesta 2 es levemente mayor que el riego servido para los otros casos modelados, pero luego (en el segundo mes de Diciembre) se igualan. La explicación de la diferencia es igual a la anterior, y la igualdad viene del hecho que justo en esa etapa el nivel del lago pasa al Colchón Intermedio (ver gráfico izquierdo de la Figura 3.2), donde ya no hay diferencias en los derechos de aprovechamiento de aguas de los regantes si se comparan las 3 modelaciones.

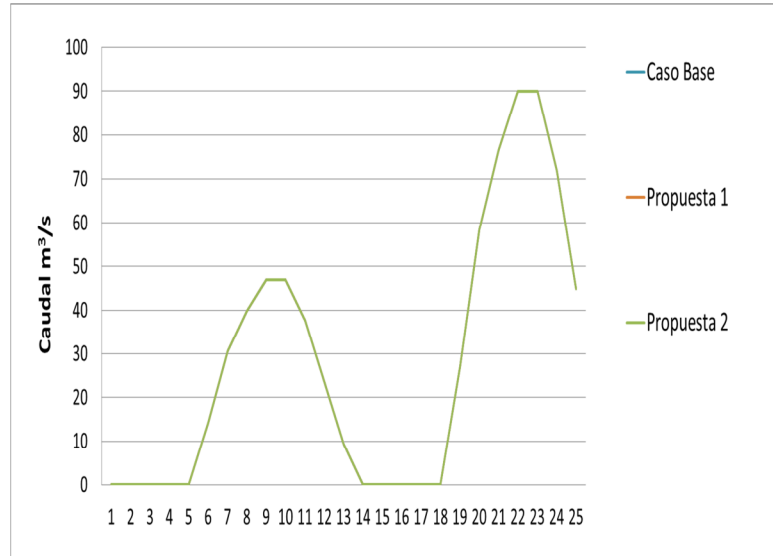
Figura 3.5 Riego servido total. Hidrología seca.



3.1.3.2 Caudales de Riego Primeros Regantes

En la Figura 3.6 se muestra una parte del riego servido, que corresponde a los primeros regantes. Como se esperaba, no se observan cambios entre los distintos convenios modelados, pues los derechos de aprovechamiento de aguas correspondientes a los primeros regantes no se modifican para ninguno de los 3 casos modelados (ver Figura 2.6).

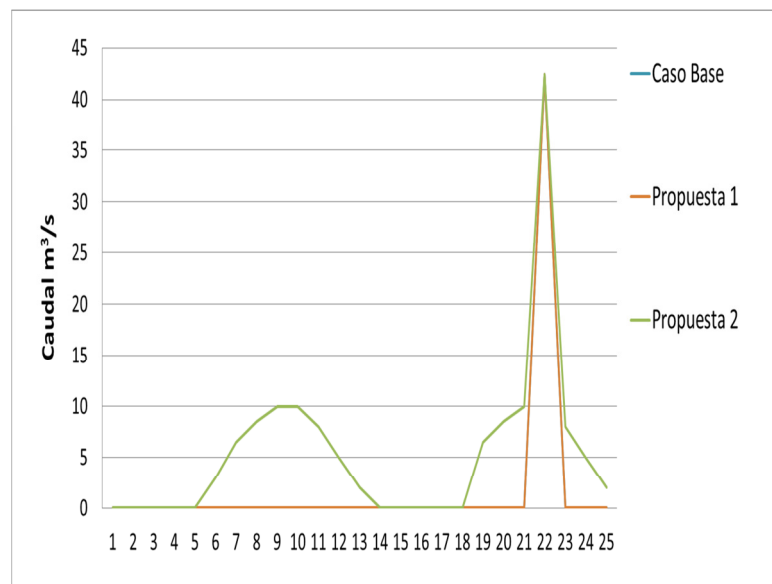
Figura 3.6 Caudales de riego Primeros Regantes. Hidrología seca.



3.1.3.3 Caudales de Riego Segundos Regantes

En la Figura 3.7 se muestra la otra parte del riego servido, correspondiente a los segundos regantes. La mejora percibida por los segundos regantes en las 2 temporadas de riego se explica de la misma forma que se explicó para el riego servido total. Para la primera temporada de riego del período de modelación el estado de los segundos regantes mejora considerablemente para la Propuesta 2, pues, durante estas etapas, el volumen del Lago Laja se encuentra en el Colchón Inferior de Reserva (ver gráfico izquierdo de la Figura 3.2), donde los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes son mayores si se comparan las 3 modelaciones. Cabe destacar que los segundos regantes obtienen la totalidad de los derechos de aprovechamiento de aguas demandados ($10 \text{ m}^3/\text{s}$) y que la Propuesta 1 con el Caso Base coinciden. Para la segunda temporada de riego (etapas 18 a 25) del período de modelación, el comportamiento es similar al del Punto 3.1.3.1 y la explicación es análoga.

Figura 3.7 Caudales de riego Segundos Regantes. Hidrología seca.



3.2 Resultados Económicos

3.2.1 Costos Marginales del SIC

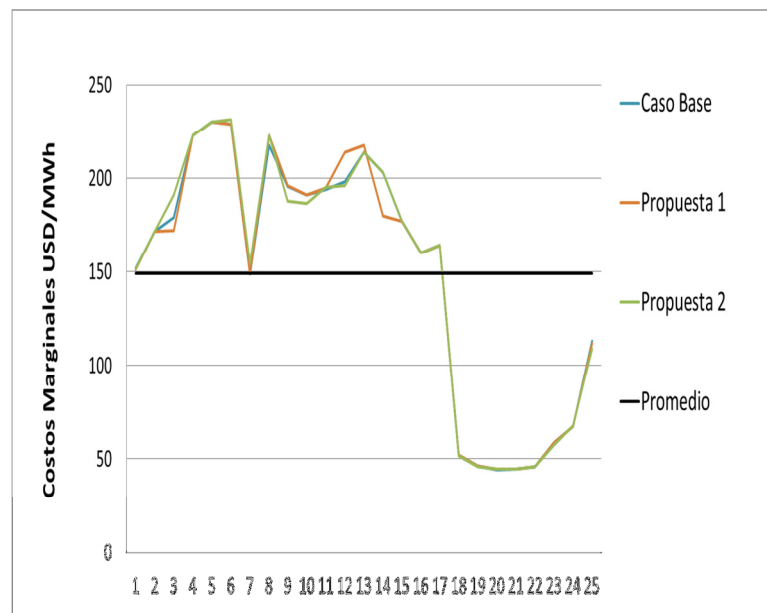
En esta sección se analiza el efecto de las modificaciones al convenio de riego sobre los costos marginales del SIC, asociados a cada barra. Para cada etapa, este valor viene dado por la central térmica más costosa que está inyectando energía al sistema en dicha barra. De esta forma, si el sistema pudiera abastecer gran parte la demanda eléctrica usando energía hidráulica, los costos marginales serían muy bajos, ya que para un nivel de demanda eléctrica dado, primero operan las centrales con costos operaciones más bajos y luego, el déficit de la demanda eléctrica lo completan las centrales con costos operacionales más elevados.

Como se mencionó en el Capítulo 2, el sistema eléctrico es una red muy compleja compuesta por líneas y barras. Por simplicidad, se analizaron los costos marginales en las barras Pazucar220, Ajahuel220, Quillota220 y Charrua220 (la más cercana al Sistema Hidroeléctrico Laja); que representan las barras principales del SIC. Como los resultados para estas 4 barras son muy similares, en este informe se muestran sólo los resultados asociados a la Barra Charrua220.

3.2.1.1 Hidrología Seca

La Figura 3.8 muestra los costos marginales asociados a la Barra Charrua220 para una hidrología seca.

Figura 3.8 Costos marginales asociados a la barra Charrua 220. Hidrología seca.



Lo primero que llama la atención es lo que ocurre al comienzo de la tercera etapa del periodo de modelación, aquí el costo marginal de la Propuesta 2 se encuentra por encima de los costos marginales de la Propuesta 1 y del Caso Base. Esto se explica (al igual que en el Punto 3.1.2) con la función de costos futuros esperados: como el agua es más valiosa para la Propuesta 2, el sistema tiene a acumular agua, este caudal acumulado va a tener que ser reemplazado con energía térmica más costosa y esto se traduce en un alza de los costos marginales

Si se avanza dentro del horizonte de tiempo de la modelación, desde el primer mes de Noviembre hasta el primer mes de Marzo (época de riego), se observa que la Propuesta 2 se encuentra por debajo de la Propuesta 1 y del Caso Base. La explicación es similar a descrita en el párrafo

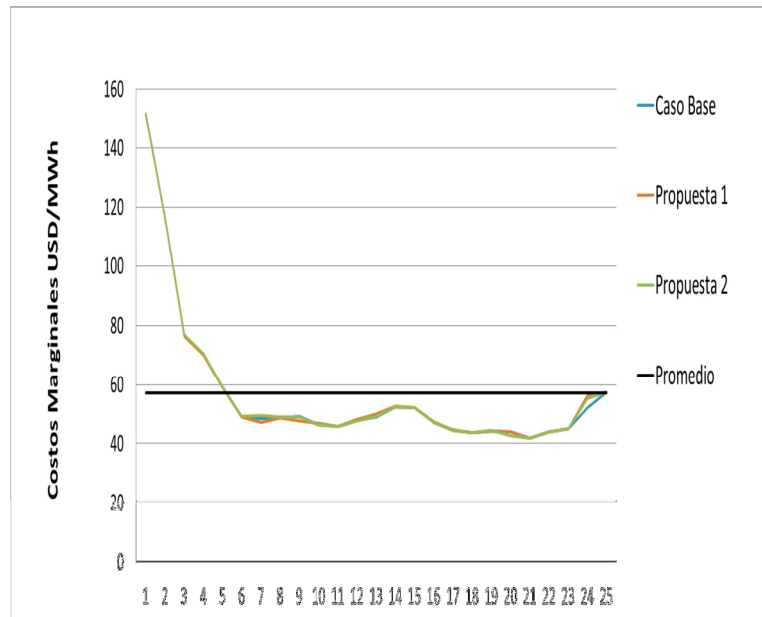
anterior; para estas etapas, la ENDESA (para la Propuesta 2) se ve obligada a turbinar más agua (para suplir la demanda de los segundos regantes). Por lo tanto, se va inyectar más energía hidráulica al SIC, desplazando a las últimas unidades de energía térmica que entraron a operar dentro del sistema, y disminuyendo los costos marginales. Esto también se puede ver en el gráfico derecho de la Figura 3.2.

3.2.1.2 Hidrología Húmeda

La Figura 3.9 muestra los costos marginales asociados a la barra Charrua220 para una hidrología húmeda. Comparando los 3 convenios modelados, se aprecia que los costos marginales del sistema casi no cambian. Esto porque para hidrologías húmedas, en el lago Laja, no es necesario turbinar caudales extras para suplir las demandas de los segundos y primeros regantes, ya que la cuenca intermedia y/o las filtraciones cumplen con lo establecido en el convenio de riego.

Es importante notar que, los costos marginales promedio del sistema son diferentes comparando una hidrología seca y una hidrología húmeda. Para la hidrología seca el promedio es cercano a los 150 USD/MWh, mientras que para una hidrología húmeda, este promedio desciende a un valor cercano a los 60 USD/MWh. La razón es la misma que la que se explicó anteriormente, al tener los embalses con volúmenes de agua mayores, el beneficio futuro marginal del agua (la pendiente de la función de costos futuros esperados) es menor, por ende, el sistema tiende a turbinar más agua y con esto los costos marginales descienden.

Figura 3.9 Costos marginales asociados a la barra Charrua 220. Hidrología húmeda.



3.2.2 Costos de Operación del SIC

En la Tabla 3.1 y en la Tabla 3.2 se presentan los costos de operación del sistema para una hidrología seca y para una hidrología media, respectivamente. Los costos de operación para la hidrología húmeda no son presentados en este informe porque tenían una menor variabilidad (comparando las 3 propuestas) que las hidrologías seca y media.

Estos costos fueron calculados a partir de los resultados del Modelo PLP y la ecuación (2.3). Cabe destacar que en estas tablas, los costos de las etapas futuras son multiplicados por un factor de descuento, para traer los costos futuros al presente.

Número Etapa	Mes	Tasa descuento	Caso Base	Propuesta 1	Propuesta 2
1	Julio-1 2012	1.00	31.37	31.37	31.37
2	Julio-2 2012	1.00	55.94	56.45	56.35
3	Julio-3 2012	1.00	53.77	53.83	53.38
4	Julio-4 2012	1.01	257.78	257.01	257.52
5	Agosto 2012	1.01	264.44	264.44	264.44
6	Septiembre 2012	1.02	262.79	262.79	281.88
7	Octubre 2012	1.02	127.45	127.45	154.40
8	Noviembre 2012	1.03	249.41	262.55	263.93
9	Diciembre 2012	1.04	280.47	280.47	261.19
10	Enero 2013	1.05	273.40	273.40	234.58
11	Febrero 2013	1.06	197.20	197.20	197.20
12	Marzo 2013	1.07	227.39	232.14	225.80
13	Abril 2013	1.07	234.50	243.65	233.79
14	Mayo 2013	1.08	246.55	219.42	246.65
15	Junio 2013	1.09	202.24	202.24	202.24
16	Julio 2013	1.10	130.52	130.52	128.36
17	Agosto 2013	1.11	162.23	162.23	162.23
18	Septiembre 2013	1.12	81.17	81.06	80.61
19	Octubre 2013	1.13	56.44	55.68	52.66
20	Noviembre 2013	1.14	45.81	45.81	47.49
21	Diciembre 2013	1.14	49.22	49.32	50.03
22	Enero 2014	1.15	55.48	55.49	55.50
23	Febrero 2014	1.16	79.33	78.90	76.77
24	Marzo 2014	1.17	86.83	86.83	86.83
25	Abril 2014	1.18	89.91	88.98	88.03
TOTAL (MMUSD)			3801.63	3798.78	3793.21
Diferencia c/r a Caso Base (MMUSD)				-2.86	-8.42
(%)				-0.08%	-0.22%

Tabla 3.1 Costos de operación del SIC. Hidrología seca.

Número Etapa	Mes	Tasa descuento	Caso Base	Propuesta 1	Propuesta 2
1	Julio-1 2012	1.00	31.37	31.37	31.36
2	Julio-2 2012	1.00	40.88	40.88	40.88
3	Julio-3 2012	1.00	33.70	33.71	33.70
4	Julio-4 2012	1.01	128.58	128.58	128.45
5	Agosto 2012	1.01	108.65	108.65	108.64
6	Septiembre 2012	1.02	98.18	98.18	98.18
7	Octubre 2012	1.02	58.06	58.24	57.89
8	Noviembre 2012	1.03	52.54	52.70	52.38
9	Diciembre 2012	1.04	55.82	55.99	55.60
10	Enero 2013	1.05	56.66	56.66	56.66
11	Febrero 2013	1.06	67.16	67.16	67.09
12	Marzo 2013	1.07	80.02	80.03	80.01
13	Abril 2013	1.07	92.46	92.74	92.18
14	Mayo 2013	1.08	96.16	96.45	95.77
15	Junio 2013	1.09	79.82	79.83	79.81
16	Julio 2013	1.10	75.63	75.63	75.63
17	Agosto 2013	1.11	64.54	64.54	64.54
18	Septiembre 2013	1.12	61.69	61.69	61.69
19	Octubre 2013	1.13	55.17	55.34	55.00
20	Noviembre 2013	1.14	53.57	53.73	53.36
21	Diciembre 2013	1.14	47.30	47.30	47.30
22	Enero 2014	1.15	51.67	51.67	51.67
23	Febrero 2014	1.16	62.20	62.39	61.89
24	Marzo 2014	1.17	81.69	81.94	81.45
25	Abril 2014	1.18	85.65	85.65	85.65
TOTAL (MMUSD)			1719.17	1721.02	1716.80
Diferencia c/r a Caso Base (MMUSD)				+1.85	-2.37
(%)				+0.11%	-0.14%

Tabla 3.2 Costos de operación del SIC. Hidrología media.

Para la hidrología seca, se ve que para la Propuesta 2 existe un ahorro de 8.42 MMUSD, equivalente al 0.22% con respecto al Caso Base. Esto se explica nuevamente en el hecho de que la empresa hidroeléctrica (para la Propuesta 2) eventualmente se va a ver obligada a turbinar más agua para suplir el déficit de riego en las etapas más secas, inyectando más energía hidráulica al sistema y desplazando a las centrales térmicas más costosas. Mirando con atención la Tabla 3.1 se aprecia que las etapas que presentan más disminución de costos son precisamente las etapas del periodo de modelación que calzan con las temporadas de riego (ver etapas 8 a 9: aquí los costos para la Propuesta 2 son menores, luego se igualan cuando termina la temporada de riego, por ejemplo). Por otro lado, para la Propuesta 1, se ve un ahorro menor, igual a 2.86 MMUSD,

equivalentes a un 0.08% con respecto al Caso Base. Esto se explica en que para la Propuesta 1 el valor futuro marginal del agua embalsada disminuye y el Lago Laja tiende a turbinar más agua.

Para la hidrología media (ver Tabla 3.2), los resultados son un poco diferentes ya que la Propuesta 2 genera un ahorro y la Propuesta 1 genera costos adicionales, con respecto al Caso Base. Comparando estas 2 tablas, el ahorro usando la Propuesta 2 es menor para la hidrología media, ya que para este tipo de hidrología la cuenca intermedia es capaz de suplir el déficit de los primeros y segundos regantes en muchas etapas, por ende la energía hidráulica extra inyectada al sistema va a ser menor. Por otro lado, usando la Propuesta 1, para la hidrología media se obtienen costos adicionales en vez de un ahorro, pues para esta hidrología, el nivel del lago permanece más tiempo en el Colchón Intermedio (recordar que en este colchón, para la Propuesta 1, la ENDESA tiene derechos de aprovechamiento de aguas menores que en el Caso Base) que en el Colchón Inferior de Reserva, por ende, el caudal máximo turbinable va a ser menor y los costos de operación del sistema mayores.

Al igual que para los costos marginales del sistema, es importante comparar los costos de operación promedio del sistema para las hidrologías seca y media. Se ve que para una hidrología media se tiene costos cercanos a los 1700 MMUSD mientras que para la hidrología seca se tienen costos cercanos a los 3800 MMUSD, ambos valores están dentro del rango de valores que toma la función de costos futuros de la Figura 3.1.

3.2.3 Ingresos de la ENDESA

Otro resultado interesante, son los ingresos que la ENDESA percibiría considerando las 3 modelaciones. En estricto rigor, se deberían analizar los ingresos de todas las centrales pertenecientes a dicha empresa, pero como se vio en los resultados anteriores, las modificaciones al convenio de riego no alteran considerablemente la operación de todas las centrales del SIC, sino que sólo afectan al Sistema Hidroeléctrico Laja. Por ende, se analizarán sólo ciertas centrales detalladas en la ecuación (3.1). De esta forma, se asumirá que los ingresos de la ENDESA (por etapa) vienen dados por la siguiente ecuación:

$$Ingresos_t = \sum_{i=1}^{N_{SHL}} CMg_{ti} * E_{it} \quad (3.1)$$

donde:

$Ingresos_t$ = Ingresos de la ENDESA para la etapa t .

N_{SHL} = Número de centrales hidráulicas del Sistema Hidroeléctrico Laja (aquí se consideran las centrales El Toro, Abanico, Antuco, Rucúe y Quilleco).

CMg_t = Costos marginales asociados a la barra donde se conecta la central i , etapa t .

E_{it} = Energía inyectada al sistema por central i durante la etapa t .

En las siguientes tablas, se muestran los ingresos percibidos por la ENDESA para todo el periodo de modelación (a diferencia de los costos de operación del sistema, que se mostraron por etapa), para una hidrología seca y una hidrología media. Al igual que para el cálculo de los costos de

operación del sistema, el ingreso de cada etapa es dividido por su correspondiente tasa de descuento.

	Caso Base	Propuesta 1	Propuesta 2
Ingresos ENDESA (MMUSD)	786.53	785.90	787.16

Tabla 3.3 Ingresos percibidos por la ENDESA. Hidrología seca.

	Caso Base	Propuesta 1	Propuesta 2
Ingresos ENDESA (MMUSD)	644.30	639.51	635.81

Tabla 3.4 Ingresos percibidos por la ENDESA. Hidrología media.

Para la hidrología seca, es importante notar que para la Propuesta 2, la ENDESA percibiría más ingresos que para el Caso Base, esto de nuevo se explica en el hecho de que para esta propuesta la empresa hidroeléctrica se ve obligada a turbinar más agua para suplir el déficit de riego de los segundos regantes. Al contrario, para la hidrología media, los ingresos de la empresa hidroeléctrica considerando las propuestas, están por debajo del Caso Base. Esto se debe a que para la hidrología media, el nivel del Lago Laja está más tiempo por sobre el Colchón Inferior de Reserva, donde los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA son más bajos ($54 \text{ m}^3/\text{s}$ en vez de $57 \text{ m}^3/\text{s}$) para las propuestas y por eso la empresa obtiene menos ingresos. La Tabla 3.3 representa muy bien lo que dice la función de costos futuros esperados (gráfico inferior de la Figura 3.1) ya que para la Propuesta 2, por ejemplo, se esperan costos futuros menores para el sistema, esto se traduce en menos energía térmica, que va a ser reemplazada por energía hidráulica, o sea, mayores ingresos para el sector hidráulico.

Este resultado es muy importante, pues hasta este punto, para una hidrología seca (tendencia que viene presentándose los últimos años en la zona central de Chile), si se compara la Propuesta 2 con el Caso Base, los costos de operación del sistema disminuyen y los ingresos percibidos por la empresa hidroeléctrica en cuestión aumentan.

4. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Como se pudo apreciar, la resolución del problema de programación de largo plazo no es algo sencillo. La gran cantidad de variables involucradas dentro del Modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) hace que el análisis de los resultados resulte una ardua tarea, ya que como se mencionó anteriormente, uno de los resultados que entregó el Modelo PLP en este trabajo fue la operación de más de 300 centrales, para un periodo de tiempo de casi 2 años (25 etapas), y para 50 hidrologías distintas. Por ende, estudiar el comportamiento de todo el sistema resulta difícil.

En términos de la función de costos futuros esperados del lago Laja (recordar que esta función se está viendo de manera “desagregada”, ver Punto 2.2) se obtuvo lo esperado. Al limitar la generación de la ENDESA (Propuesta 1) en los Colchón Intermedio y Superior ($54 \text{ m}^3/\text{s}$ a $54 \text{ m}^3/\text{s}$) los costos futuros esperados del Sistema Interconectado Central de Chile (SIC) aumentan (ver gráfico inferior de la Figura 3.1), además, el beneficio futuro marginal del agua embalsada (pendiente de dicho gráfico) disminuye. Esto viene del hecho de que si se limita la generación de la empresa hidroeléctrica el agua embalsada se hace “menos valiosa”. Esto genera un mal uso del recurso hídrico, porque si el agua embalsada vale menos, el sistema tiende a realizar entregas mayores. En cambio, para la Propuesta 2 se obtienen resultados totalmente diferentes. El hecho de entregarle a la ENDESA derechos de aprovechamiento de aguas eventuales mayores para darle agua a los segundos regantes en el Colchón Inferior de Reserva hace que el valor futuro marginal del agua embalsada aumente. Además, estos derechos de aprovechamiento de aguas mayores generan más energía hidráulica inyectada al SIC, que se traduce en costos futuros esperados menores.

Otro resultado importante es que las modificaciones propuestas al “*Convenio de Riego Ad-Referéndum sobre la regulación del Río Laja*” (ENDESA y Dirección de Riego 1958) no alteran considerablemente la operación del SIC, sino que sólo afectan al Sistema Hidroeléctrico Laja. Se revisó la función de costos futuros de otros embalses del SIC (además del lago Rapel y del embalse Ralco), además de la operación de otras centrales, y no se observaron cambios considerables comparando las 3 modelaciones.

Por otra parte, se revisaron los costos de operación del SIC para distintas hidrologías. El caso de la hidrología seca es el más relevante ya que representa el comportamiento hidrológico de los últimos años en la zona central de Chile. Tal como indica la función de costos futuros esperados (ver Figura 3.1), para la Propuesta 2 se obtienen costos de operación menores (0.22% menores, equivalentes a 8.4 MMUSD) que para el Caso Base. Esto viene del hecho de que para esta propuesta la ENDESA posee derechos de aprovechamiento de aguas eventuales mayores, para mejorar la condición actual de los segundos regantes aguas abajo. Estos derechos de aprovechamiento de aguas adicionales se traducen en menos energía térmica inyectada al sistema, y por ende, en una disminución de sus costos de operación.

En cuanto a los costos marginales del sistema no se observaron diferencias relevantes. No así para los ingresos percibidos por la empresa hidroeléctrica. Al darle más derechos de aprovechamiento de aguas a dicha empresa en el Colchón Inferior de Reserva (esto para abastecer a los segundos regantes, revisar Propuesta 2), la ENDESA percibiría más ingresos, para un hidrología seca.

Por último y no menos importante, para cualquier hidrología, la Propuesta 2 presenta mejoras considerables con respecto al Caso Base para los segundos regantes aguas abajo del lago Laja.

En conclusión, para la Propuesta 2 y para una hidrología seca, se observan beneficios para el SIC, para la empresa hidroeléctrica y para el riego. Recordando lo mencionado en el Punto 2.4.2, la Propuesta 2 (que parece ser una muy buena alternativa para resolver el problema del uso conjunto del recurso hídrico en el Lago Laja) considera lo siguiente:

- Aumentar el volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm³ a 1000 Hm³.
- Disminuir el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA de 57 m³/s a 54 m³/s, para los Colchones Superior e Intermedio.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes de 0 m³/s a 10 m³/s, para el Colchón Inferior de Reserva.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA de 47 m³/s a 57 m³/s, para el Colchón Inferior de Reserva.

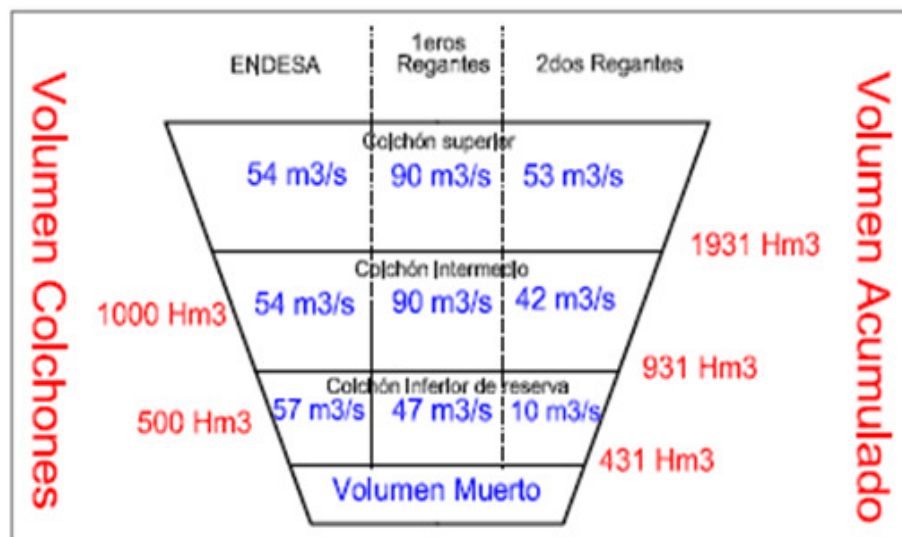
Como trabajo futuro se propone estudiar el efecto de mejorar el estado actual de los segundos regantes, sin disminuir los derechos de aprovechamiento de aguas de la empresa hidroeléctrica para los Colchones Intermedio y Superior. O sea, esta nueva propuesta, denominada Propuesta 3 consideraría lo siguiente:

- Aumentar el volumen del Colchón Intermedio de 500 Hm³ a 1000 Hm³.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de los segundos regantes de 0 m³/s a 10 m³/s, para el Colchón Inferior de Reserva.
- Aumentar el valor de los derechos de aprovechamiento de aguas de la ENDESA de 47 m³/s a 57 m³/s, para el Colchón Inferior de Reserva.

Para esta propuesta se espera que el valor futuro marginal del agua embalsada sea aún mayor que el de la Propuesta 2. Sin embargo, no es tan directo ver otro tipo de resultados y el efecto sistémico sin hacer el análisis correspondiente. Con todas estas propuestas, será posible decidir si conviene o no modificar el convenio de riego actual y definir una nueva política de operación para el lago Laja.

A modo de resumen, en la siguiente figura se muestra un esquema de la Propuesta 2, que es considerada como una buena alternativa para la futura operación del lago Laja.

Figura 4.1 Propuesta 2



5. BIBLIOGRAFÍA

- Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central de Chile. *CDEC-SIC*. 2014. <http://www.cdcesic.cl/>.
- A. Turgeon and Raymond Charbonneau. «An Aggregation-Disaggregation Approach to Long-Term Reservoir Management.» *Water Resources Research*, 1998: p. 3585-3594.
- Centro de Energía de la Universidad de Chile. «Mejoras software de Programación de Largo Plazo - Convenios de Riego y Gestión de Embalses.» Santiago, Chile, 2014.
- CONIC-BF Ingenieros Civiles Consultores Ltda. «Estudio Hidrológico Río y Lago Laja y Batimetría Lago Laja VIII Región del Bío-Bío.» Santiago, Chile, 2014.
- ENDESA y Dirección de Riego. «Convenio de Riego Ad-Referéndum sobre la regulación del Río Laja.» Santiago, Chile, 1958.
- M. Saad, A. Turgeon, P. Brigas and R. Duquette. «Learning Disaggregation Technique for the Operation of a Long-Term Hydroelectric Power Systems.» *Water Resources Research*, 1994: p. 3195-3202.
- M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto. «Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning.» Rio de Janeiro, Brazil, 1991.
- M. V. F. Pereira and L. M. V. G. Pinto. «Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach.» Rio de Janeiro, Brazil, 1985.
- Ministerio de Economía. «Ley 19.940.» *Regula sistemas de transporte de energía, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios electricos*. 2004.
- Olivares, Marcelo. «Optimal Hydropower Reservoir Operation with Environmental Requirements.» California, USA, 2008.
- Russ Philbirk Jr. and Peter K. Kitanidis. «Limitations of Deterministic Optimization Applied to Reservoir Operation.» *Journal of Water Resources Planning and Management*, 1999.
- S. Vedula and D. Nagesh Kumar. «An Integrated Model for Optimal Reservoir Operation for Irrigation of Multiple Crops.» *Water Resources Research*, 1996: p. 1101-1108.
- Yakowitz, Sidney. «Dynamic Programming Applications in Water Resources.» Arizona, USA, 1982.
- Young, G. K. «Finding Reservoir Operating Rules.» *Journal of the Hydraulics Division*, 1967: 297-322.