



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

**CONTRAEMBALSE COMO MEDIDA DE MITIGACIÓN A LAS FLUCTUACIONES
INTRADIARIAS DE CAUDAL PRODUCTO DE LA OPERACIÓN HIDROELÉCTRICA
DE CENTRALES A NIVEL SISTÉMICO EN CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

RODRIGO ALEJANDRO LILLO CEA

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
JANNIK HAAS
ALBERTO DE LA FUENTE

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: RODRIGO ALEJANDRO LILLO CEA
FECHA: Marzo 2017
PROF. GUÍA: SR. MARCELO OLIVARES ALVEAL

CONTRAEMBALSE COMO MEDIDA DE MITIGACIÓN A LAS FLUCTUACIONES INTRADIARIAS DE CAUDAL PRODUCTO DE LA OPERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE CENTRALES A NIVEL SISTÉMICO EN CHILE

En los sistemas eléctricos, las centrales hidroeléctricas poseen la capacidad de responder rápidamente a las demandas energéticas. Esto produce usualmente una operación muy fluctuante por parte de éstas, con potenciales impactos tanto a nivel hidrológico como ecológico. Por esta razón, en el presente Trabajo de Título se evaluarán los efectos de un contraembalse como medida de mitigación a las fluctuaciones intradiarias de caudal en la operación de centrales hidroeléctricas, mediante un modelo sistémico simplificado de despacho eléctrico de corto plazo.

Para llevar a cabo el trabajo se define un sistema eléctrico simplificado que consiste en un embalse, un central termoeléctrica, una diésel y una eólica debiendo abastecer una demanda. Además se definen casos y escenarios a simular, se identifican restricciones que limiten la operación fluctuante e indicadores que permitan medir los impactos de estas. Posteriormente se definen todos los datos requeridos como entrada al modelo, basados en información real de Chile.

Se elaboraron dos modelos de programación entera mixta (MIP), que minimizan los costos totales del sistema eléctrico. El primero sin contraembalse, que permite establecer una línea base, en donde se incorporan las restricciones de caudal, definidas como rampas máximas y entregas mínimas. El segundo modelo con contraembalse, permite evaluar sus efectos tanto económicos como hidrológicos. Se determinó la operación óptima del contraembalse para evaluar distintas capacidades de este. El impacto hidrológico se determina mediante el indicador de Richard-Baker por permitir cuantificar las rampas de operación.

Los resultados del caso base indican que la incorporación de restricciones de caudal provoca un aumento significativo en los costos del sistema llegando a máximos de 91 %. Junto con esto, se aprecia una disminución del indicador de alteración hidrológica, de hasta un 97 %.

Con respecto a la incorporación del contraembalse, este provoca una importante disminución en los costos del sistema bajo restricciones de caudal, al punto de que para las menores capacidades escogidas en muchos de los casos, la operación se hace independiente de las restricciones de caudal, sin aumento de costos.

Por último se determinó que el contraembalse provoca una importante disminución de los indicadores de alteración haciéndolos en muchos casos nulos, funcionando efectivamente como medida de mitigación contra el *hydropeaking*.

A mis viejos queridos...

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi familia en especial a mis padres Alejandro y Rosa, por ser los guías y mi principal apoyo en tan largo camino, sin ellos hoy no sería la persona que soy ni habría conseguido todo lo que tengo. A mis hermanitas, por su compañía y cariño en todo momento, a mis abuelos, siempre preocupados por mí y por qué sacara pronto mi carrera y a mis tíos(as) y primos(as) por el apoyo y buenos deseos.

A mi profesor guía Marcelo Olivares, por haberme guiado en este proyecto, por la paciencia y la buena disposición que siempre tuvo conmigo, por aguantar mis constantes preguntas y por el tiempo dedicado al trabajo en conjunto.

A Jannik, por la gran ayuda prestada, el interés, la rapidez de sus respuestas, la buena onda y la gran disposición a pesar de la distancia. Al profesor Alberto De la Fuente por los aportes realizados y a José Miguel por los tips en la programación.

Por último agradecer a los *Guystt*, ellos saben quiénes son, por siempre estar ahí, en las buenas y malas, a todos los amigos y compañeros que hicieron agradable el paso por la Universidad, a los profesores que fueron parte de mi formación académica y a todos quienes formaron parte importante de este proceso.

Tabla de Contenido

Resumen	i
Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Lista de Tablas	vi
Lista de Figuras	vi
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo General	2
1.1.2. Objetivos Específicos	2
1.2. Alcances	2
2. Metodología	3
2.1. Estudio de índices de alteración hidrológica y su relación con las restricciones de caudal	3
2.2. Definición del sistema simplificado	3
2.3. Modelación del sistema eléctrico simplificado	4
2.4. Análisis de los efectos del contraembalse	4
3. Antecedentes	5
3.1. Impactos ambientales del <i>hydropeaking</i> y restricciones de caudales ambientales en hidroelectricidad.	5
3.2. Incorporación de restricciones de caudal en el la operación de centrales hidroeléctricas.	6
3.3. Contraembalses como medida de mitigación a las fluctuaciones intradiarias de caudal producto de operación hidroeléctrica.	7
4. Restricciones de caudal e Indicadores de alteración hidrológica utilizados	9
5. Modelo pre despacho sistema hidrotérmico	10
5.1. Definición sistema simplificado	11
5.2. Modelo de optimización	11
5.2.1. Modelo minimización de costos	12
5.2.2. Alternativas para la optimización de las entregas del contraembalse	15
5.2.3. Formal lineal de la función rampas absolutas	16
5.3. Datos de entrada del modelo	17
5.4. Algoritmo de solución del modelo	20

6. Análisis de Resultados	21
6.1. Resultados sin contraembalse	21
6.1.1. Generación y series de caudales turbinados	21
6.1.2. Costos totales del sistema	24
6.1.3. Costos de generación	26
6.1.4. Índices de alteración hidrológica	28
6.2. Resultados con contraembalse	29
6.2.1. Elección alternativa para la optimización de las entregas del contraembalse	29
6.2.2. Caudales Turbinados	31
6.2.3. Costos Totales	32
6.2.4. Costos de Generación	36
6.2.5. Índices de alteración hidrológica	38
6.2.6. <i>Tradeoff</i> entre costos del sistema e indicadores de alteración hidrológica . .	42
7. Discusión y Conclusiones	45
Bibliografía	48
Anexos	50
Anexo A. Nomenclatura modelo de optimización	50
Anexo B. Resultados alternativas de optimización de caudales descartadas	52
B.0.1. Minimización de rampas utilizando caudales turbinados como dato de entrada.	52
B.0.2. Minimización de rampas, sujeto a restricción de costos	53

Índice de tablas

5.1. Centrales utilizadas para la simulación.	11
5.2. Datos técnicos del embalse y su central	17
5.3. Tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales	17
5.4. Costos de generación térmica utilizados en la simulación (\$ <i>USD/MW</i>)	18
5.5. Caudales afluentes medios semanales utilizados por semana e hidrología (m^3/s)	19
5.6. Caudales de entrega mínimos (m^3/s)	19
5.7. Rampas Máximas (m^3/s)	19
5.8. Capacidades del contraembalse utilizadas en la simulación	20
6.1. Costos de generación económicamente óptimos (\$MUSD)	26
A-A1 Simbología índices utilizados en el modelo de optimización	50
A-A2 Variables de decisión del modelo de optimización	50
A-A3 Parámetros del modelo de optimización	51

Índice de figuras

2.1. Metodología planteada para el desarrollo del trabajo propuesto	3
3.1. Análisis de frecuencia, indicador de Richard-Baker, embalses Pangue Y Ralco (Fuente: Olivares et al.,2015)	7
5.1. Esquema conceptual sin contraembalse, Fuente: Escobar (2016)	10
5.2. Esquema conceptual con contraembalse, Fuente: Escobar (2016)	10
5.3. Esquema conceptual sistema simplificado.	11
5.4. Demanda horaria escalada de las semanas escogidas	18
6.1. Serie de caudales turbinados por la central para distintas combinaciones de restricciones de caudal, semana Febrero e hidrología seca	21
6.2. Serie de caudales turbinados por la central para distintas combinaciones de restricciones de caudal, semana Noviembre e hidrología húmeda	22
6.3. Generación horaria del sistema hidrotérmico desagregado por tecnologías bajo distintos niveles de restricciones	24
6.4. Aumento porcentual en los costos totales del sistema para distintos casos sin contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal	25
6.5. Costos de generación térmica del sistema para distintos casos, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal	27
6.6. Indicador de Richard-Baker semanal para distintos casos, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal	28
6.7. Indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas	30
6.8. Indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Agosto-seco, TR=0.5 horas	31

6.9. Febrero-seco, series turbinadas (QT) y entregadas (RT) para distintos tiempos de retención (TR), en la figura 6.9a se aprecia el caso sin restricciones (Q1-R1) y en la figura 6.9b el con caso restricciones máximas (Q5-R5)	32
6.10. Agosto-seco, series turbinadas (QT) y entregadas (RT) para distintos tiempos de retención (TR), en la figura 6.9a se aprecia el caso sin restricciones (Q1-R1) y en la figura 6.9b el con caso restricciones máximas (Q5-R5)	32
6.11. Aumento porcentual en los costos totales (pérdidas) para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal	34
6.12. Comparación del aumento en los costos totales del sistema, manteniendo una restricción constante para el caso sin contraembalse (SC) y distintos tiempos de retención.	35
6.13. Costos de generación térmica normalizado para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal	37
6.14. Variación del costo de generación con respecto a las entregas mínimas manteniendo R1 constante, Febrero-seco.	38
6.15. Índices de alteración hidrológica para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal.	39
6.16. Comparación de los índices de alteración hidrológica, manteniendo una restricción constante para el caso sin contraembalse (SC) y distintos tiempos de retención (capacidad del contraembalse).	40
6.17. Análisis de soluciones eficientes entre el costo del sistema e indicador de alteración hidrológica (Richard-Baker) para distintos casos.	43
6.18. Análisis soluciones eficientes entre el costo del sistema e indicador de alteración hidrológica (Richard-Baker) para el caso anual, hidrología seca.	44
A-B1 Alternativa 1, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas	52
A-B2 Alternativa 1, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=2 horas	53
A-B3 Alternativa 2, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas	54
A-B4 Alternativa 2, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=2 horas	54

1. Introducción

Dentro del sistema eléctrico en Chile, la operación de centrales hidroeléctricas es fundamental para lograr cubrir la curva de la demanda del sistema. Sin embargo, esto conlleva comúnmente que las centrales operen con grandes fluctuaciones de caudal turbinado a nivel intradiario. Esta operación fluctuante, genera potencialmente grandes impactos tanto a nivel hidrológico como ecológico, en todos los sistemas aguas abajo de las unidades de operación (Richter and Thomas, 2007; Zimmerman et al., 2010). Por esta razón, dentro de las alternativas de mitigación a estos impactos. Se plantea la implementación de contraembalses que logren amortiguar las fluctuaciones operativas de las centrales y entreguen un caudal más adecuado al régimen natural (Olivares, 2008; Pérez-Díaz et al., 2012).

El problema con las fluctuaciones en la operación hidroeléctrica es que conllevan un importante impacto en los ecosistemas aledaños (Bruno et al., 2009; Hunter, 1992; Poff y Zimmerman, 2010; Richter et al., 1997; Saltveit et al., 2001; Tuhtan et al, 2012). Junto con esto, estudios recientes en Chile muestran que la incorporación masiva de ERNC fluctuante (eólica principalmente), intensificarían las fluctuaciones en la operación hidroeléctrica para cubrir las demandas energéticas, (Haas 2014) que se encuentran en constante incremento producto del desarrollo económico (U.S. Energy Information Administration, 2016).

Recientemente, Escobar (2016) desarrolló un modelo conceptual de maximización de ingresos de una generadora hidroeléctrica incluyendo contraembalse aguas abajo del embalse y aplicando además restricciones de caudal a la operación. Sus resultados mostraron que el contraembalse permitía operar de manera más flexible a la central, reduciendo así, las pérdidas de la generadora producto de restricciones de caudal junto con el mejoramiento de índices de alteración hidrológica. Por otro lado, Haas (2014) analizó la operación de ciertas centrales de pasada con capacidad de regulación encontrando que operaban de manera fluctuante, en función de la demanda energética diaria. Por último, estudios en el sistema energético de España muestran que un contraembalse contribuye a disminuir los impactos económicos de las restricciones de caudal en la operación intradiaria de embalses hidroeléctricos (Pérez-Díaz et al. 2012). Todo esto da paso a estudiar la incorporación de contraembalses en un modelo hidrotérmico simplificado a nivel sistémico.

Resumiendo, la operación de centrales hidroeléctricas es fundamental para darle flexibilidad a un sistema eléctrico (Perez-Díaz et al. 2010), debido a que permite generar en los momentos de mayor demanda y guardar agua para los de menor. Por esto que es fundamental conocer a cabalidad las implicancias tanto económicas como hidrológicas de la incorporación de contraembalses a nivel sistémico en Chile ya que, aunque previamente se han realizado estudios similares, estos siempre se enfocan en maximizar ingresos de un operador y no se ha determinado el efecto de esta incorporación a nivel sistémico junto con la adecuada manera de operarlos. Por estos motivos es que se pretende modelar un sistema simplificado de despacho eléctrico para así incorporar un contraembalse y estudiar los efectos que este produce.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

Utilizando un modelo de operación de corto plazo de un sistema eléctrico hidrotérmico hipotético, se pretenden analizar los *tradeoffs* entre la alteración hidrológica y el desempeño económico a nivel sistémico, al incorporar contraembalses como medida de mitigación contra las fluctuaciones intradiarias de caudal e *hydropeaking*.

1.1.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son:

- Identificar centrales tanto térmicas, hidráulicas y de energías renovables no convencionales (ERNC) que sirvan de base para representar de manera adecuada el sistema de despacho energético Chileno en un modelo simplificado, así mismo definir los distintos tipos de escenarios que se utilizaran en la modelación.
- Identificar restricciones de caudal adecuadas para restringir la operación de las centrales e indicadores que permitan cuantificar fluctuaciones para medir los impactos hidrológicos de la operación éstas.
- Por último, a partir de un modelo hipotético de despacho eléctrico de corto plazo, conocer los efectos tanto económicos como hidrológicos de la incorporación de un contraembalse para evaluar su efectividad como medida de mitigación contra las fluctuaciones de caudal. Junto con esto se pretende definir la manera óptima de entrega del contraembalse con el objetivo de minimizar los impactos aguas abajo de este.

1.2. Alcances

Este estudio pretende analizar los efectos a nivel sistémico de la incorporación de contraembalses. El sistema hidrotérmico definido consistirá en un embalse, una central a carbón, una diésel y una eólica. Se destaca la incorporación de los efectos hidrológicos de la incorporación del contraembalse. Junto con esto se incorpora la definición de la entrega óptima por parte del contraembalse vinculada a la operación de este. Cabe destacar que en la presente memoria no se incorpora la relación existente entre el modelo de despacho de corto y largo plazo, incorporando el costo de oportunidad del agua como dato de entrada. Junto con esto, los costos del sistema son solo operacionales, no se incluyen costos de inversión en la obra.

2. Metodología

A continuación se presenta un diagrama de flujo que representa la metodología a seguir para realizar el trabajo propuesto, para posteriormente detallar las actividades que en este se exponen.

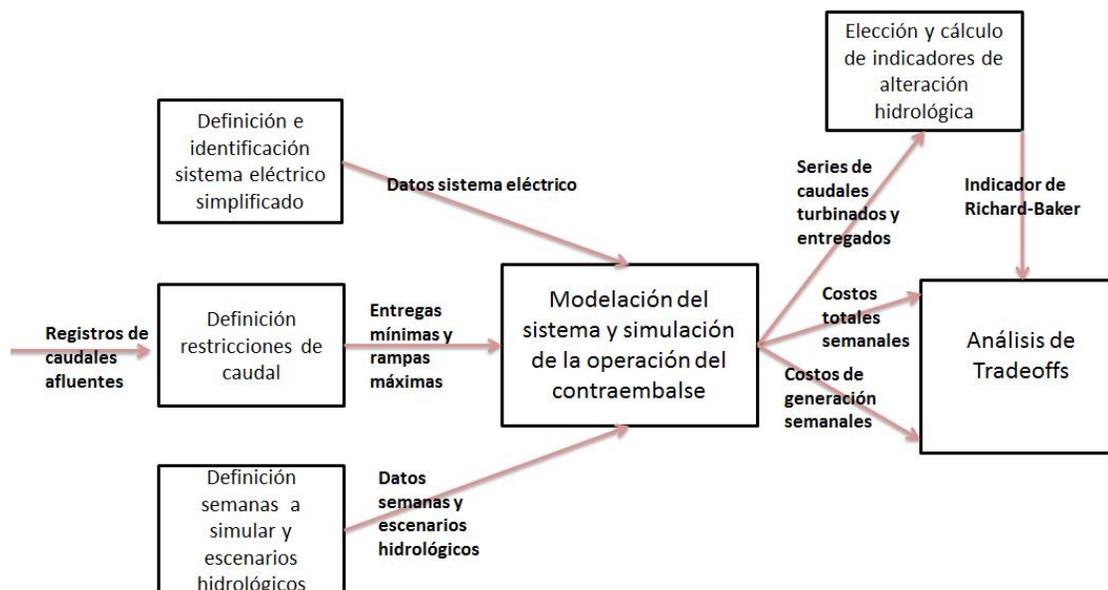


Figura 2.1: Metodología planteada para el desarrollo del trabajo propuesto

Las actividades identificadas se exponen a continuación.

2.1. Estudio de índices de alteración hidrológica y su relación con las restricciones de caudal

En esta etapa se lleva a cabo una revisión bibliográfica de los índices más utilizados en la evaluación de la alteración del régimen hidrológico debido a la operación intradiaria de centrales, relacionándolas posteriormente con las restricciones de caudal que limitan la operación y el hydropeaking definiendo el tipo y la magnitud de estas. Esto permitirá tanto restringir en el modelo la operación de la central, como también cuantificar los impactos ambientales que esta provoca.

2.2. Definición del sistema simplificado

Para lograr generar un modelo simplificado basado en el existente en Chile, se deben identificar centrales de distinto tipo que representen los porcentajes de potencia instalada reales en Chile. Para esto se verificará la capacidad instalada de cada tipo de generación en el país, es decir, hidroeléctricas, centrales ERNC y centrales térmicas de respuesta rápida y lenta. Posteriormente se seleccionaran centrales reales de distintos tipos tales que sus capacidades instaladas representen los porcentajes totales en el SIC, de manera de poder utilizar la información real asociada a estas en la modelación.

2.3. Modelación del sistema eléctrico simplificado

En esta etapa se pretende formular modelos que representen el sistema eléctrico simplificado, tanto para el caso sin contraembalse (el cual otorga la línea base del estudio) como para el caso con contraembalse. Este punto se desarrollará a partir del modelo e información recabada por Haas (2014). Cabe mencionar que para la simulación se utilizarán distintas semanas y escenarios hidrológicos previamente definidos. Dentro de esta etapa se incluye la definición de la capacidad de contraembalse, junto con la determinación de la operación de este en cuanto a las entregas que realiza.

2.4. Análisis de los efectos del contraembalse

En esta última etapa se analizarán los resultados obtenidos de la modelación, observando indicadores operacionales, económicos y de alteración hidrológica, para finalmente realizar un análisis crítico (*Trade-offs*) de los resultados y valorar la efectividad de la medida de mitigación.

3. Antecedentes

En el siguiente capítulo se presentará una revisión de los temas más relevantes para el desarrollo del presente trabajo de título. Dentro de ellos, se encuentra la identificación de impactos provocados por el *hydropeaking* junto con restricciones necesarias para limitarlo y maneras de cuantificarlos. Por otro lado, se verán los efectos de la incorporación de estas restricciones en modelos de pre despacho eléctrico y por último, los estudios previos relacionados con contraembalses como medida de mitigación contra las fluctuaciones de caudal.

3.1. Impactos ambientales del *hydropeaking* y restricciones de caudales ambientales en hidroelectricidad.

Como ya se mencionó anteriormente la operación de centrales hidroeléctricas trae consigo importantes fluctuaciones de caudal también llamado *hydropeaking*. El problema con este es que conlleva un gran impacto tanto a nivel hidrológico como ecológico (Bruno *et al.*, 2009; Hunter, 1992; Poff y Zimmerman, 2010; Richter *et al.*, 1997; Saltveit *et al.*, 2001; Tuhtan *et al.*, 2012). A nivel de la biota acuática se puede mencionar entre otros impactos, la disminución de abundancia de larvas e interrupción de micro hábitad (Scheidegger and Bain, 1995), reducción de la biodiversidad y la bioproducción (Stanford *et al.*, 1996), el cambio en las estructuras de vegetación y en la comida disponible para la fauna (Wootton *et al.*, 1996).

Junto con esto, el *hydropeaking* puede provocar daño mecánico y aumento en la mortalidad de especies producto del arrastre de sedimentos (Holomuzki and Biggs, 2003; Jones *et al.*, 2012), además de reducir considerablemente los refugios para el hábitad de invertebrados y peces juveniles producto del cambio en la morfología del río (Bruno *et al.*, 2009; Heggenes *et al.*, 2013), entre otros.

Bajo esta concepción, deben definirse restricciones que limiten las fluctuaciones de caudal en la operación hidroeléctrica, de manera de resguardar el ecosistema aguas abajo de la central. Comúnmente las restricciones medioambientales más utilizadas en investigación de operación de centrales son las llamadas restricciones de caudal, estas son principalmente dos, las entregas mínimas de caudal y las rampas máximas (Juan I. Pérez-Díaz *et al.* 2010, Olivares *et al.* 2015).

Con respecto a las entregas mínimas, estas representan el caudal mínimo que la central debe entregar en todo momento. Referente a las rampas máximas estas restringen la relación existente entre los caudales turbinados de manera consecutiva, es decir, entre una hora y la siguiente. Bajo esta línea se utilizarán en el presente trabajo las restricciones de caudal recién mencionadas, en cuanto a definición y magnitud, basados en la las definiciones de Haas(2014).

3.2. Incorporación de restricciones de caudal en la operación de centrales hidroeléctricas.

Dentro de la operación intradiaria de centrales hidroeléctricas, la incorporación de restricciones de caudal provocan impacto tanto a nivel económico en el sistema de generación de energía como hidrológico (Olivares *et al.*, 2015).

Una de las formas de cuantificar los impactos hidrológicos producto de la operación de centrales hidroeléctricas a nivel intradiario es a través de los indicadores de alteración hidrológica (Zimmerman *et al.*, 2010). Dentro de los más utilizados en la literatura se encuentra el indicador de Richards- Bakers (R-B index) propuesto por Baker *et al.* (2004), es el único que logra cuantificar la magnitud de las rampas de operación, considerando la secuencia de caudales a nivel intradiario. También se usa el porcentaje total de flujo (PTF), propuesto por Lundquist and Cayan (2002), el cual representa la máxima diferencia de caudales en la operación diaria normalizada por el caudal total, y por último el coeficiente de variación (CDV), propuesto por McKinney *et al.* (2001), que representa la desviación estándar de los caudales de operación en 24 horas normalizado por el promedio de estos. Mediante la revisión de antecedentes se determinara el indicador más adecuado a utilizar en el presente trabajo.

Respecto a estudios similares realizados donde se incorporan restricciones de caudal, Juan I. Pérez-Díaz *et al.*(2010), utilizando un modelo de programación entera mixta, de maximización de ganancias del operador Embalse-Contraembalse, incorporó las restricciones con datos de un embalse real ubicado en la zona noroeste de España. Dicho estudio concluyó que la incorporación de la restricción de caudales mínimos provocó pérdidas de entre 40 y 50 % de los ingresos, en cambio la restricción de rampas máximas y mínimas disminuyen entre un 0.45 y 3.31 % los ingresos de la generadora. Ahora bien este efecto disminuye al aplicar ambas restricciones simultáneamente, además se observó que las restricciones reducen la cantidad de agua disponible para ser turbinada y por ende la producción energética junto con limitar la capacidad de las centrales de adaptarse a las demandas.

Contextualizando el caso de Chile, Haas *et al.* (2015), realizó un diagnóstico de la situación actual, detectando cuáles son los embalses hidroeléctricos con operación fluctuante con mayor impacto a nivel hidrológico, junto con incorporar al modelo de despacho energético las restricciones medioambientales anteriormente mencionadas. A partir de este análisis, Olivares *et al.* (2015), analizó los efectos económicos e hidrológicos de las restricciones de caudal para un modelo de pre despacho energético en Chile, el mismo utilizado por Haas (2015). Los resultados mostraron que las pérdidas económicas producto de las restricciones medioambientales fueron menores al 2 %, en cambio los indicadores de alteración hidrológica mejoraron entre un 28 y 30 % (utilizando el índice de Richard-Baker).

Otro alcance importante del trabajo realizado por Olivares *et al.*(2015) fue la caracterización del régimen natural (NR) en cuando al indicador de alteración hidrológica. Realizando el supuesto de que el NR es el más adecuado para el ecosistema, se calculó el indicador de Richard-Baker para

algunos de los embalses estudiados bajo este régimen, realizando un análisis de frecuencia. Se aprecia en la figura 3.1 que en NR el indicador es nulo con un 5 % de probabilidad de excedencia, es decir, para que el ecosistema reciba el menor impacto posible se requiere que el R-B index sea nulo la mayor parte del tiempo.

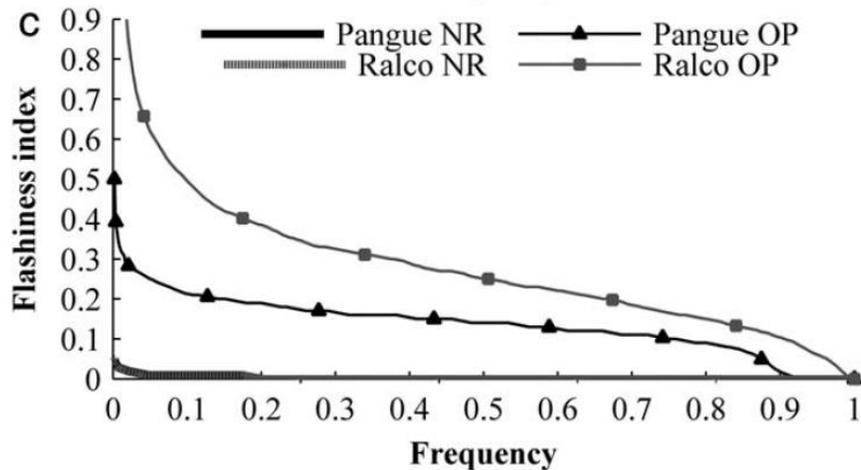


Figura 3.1: Análisis de frecuencia, indicador de Richard-Baker, embalses Pangué Y Ralco (Fuente: Olivares et al.,2015)

Más recientemente, Guisández *et al.* (2016) investigaron el efecto de las restricciones de caudal en el valor del agua (WV). Se acopló el modelo de corto plazo de generación hidroeléctrica español, con una resolución horaria y el de largo plazo, con resolución semanal para estudiar el efecto de estas restricciones a nivel intradiario en el WV. Los estudios previamente realizados tomaban el WV como un dato de entrada constante, sin considerar la sensibilidad que este podía tener a las restricciones. Guisández notó que el WV era muy sensible a la magnitud de las entregas mínimas y rampas máximas, por ello de la importancia de acoplar ambos modelos de despacho. Sin embargo, aun sabiendo la importancia de la sensibilidad de este parámetro, en el trabajo a realizar se utilizará el WV como dato de entrada al modelo de corto plazo, dejando abierta la posibilidad de incorporarlo en estudios futuros.

3.3. Contraembalses como medida de mitigación a las fluctuaciones intradiarias de caudal producto de operación hidroeléctrica.

Aunque no existe una definición exacta, se puede decir que un contraembalse es un reservorio con menor capacidad que un embalse principal, instalado aguas abajo del punto de restitución de los caudales turbinados por una central, que acumula agua y la entrega de manera más uniforme y ajustada al régimen natural del río en cuestión.

Debido a la inminente necesidad de aumentar la potencia generada en el país, es que se desarrollan proyectos como ERNC 20/25 que pretende aumentar a 20 % las energías renovables no convencionales al año 2025, éstas a su vez provocan un aumento en la operación intradiaria fluctuante de

las centrales hidroeléctricas (Haas, 2014). Por este motivo es que se requiere estudiar medidas de mitigación contra estas fluctuaciones, como los contraembalses.

Escobar (2016), desarrolló un modelo conceptual de contraembalse desacoplando las entregas de caudal y la operación de la central hidroeléctrica. En dicho trabajo estudio primeramente los efectos de la inclusión de restricciones en el caso sin contraembalse notando que estas provocaban como ya se discutió, pérdidas por parte de la generadora. Posteriormente incluyendo el contraembalse notó que inclusive uno de poca capacidad de regulación provocaba una disminución significativa de las pérdidas económicas, una mejora importante de los indicadores de alteración hidrológica y un aumento en la independencia de operación de la central.

Otro estudio similar fue realizado en España, Pérez-Díaz *et al.* (2012) estudió un contraembalse asociado a una central de embalse ubicada en el noroeste del país. Se utilizó un modelo MIP para resolver el problema de maximización de ingresos de la generadora y los resultados mostraron que los efectos de un contraembalse inclusive de pequeña capacidad de regulación contribuyen a disminuir las pérdidas económicas producto de las restricciones de caudal mínimo y rampas máximas, hasta el punto en que no se detectan pérdidas producto de las restricciones, junto con aumentar la flexibilidad de la central de adaptarse a la demanda energética.

Todo esto lleva a la conclusión de que esta medida si es efectiva con respecto a la disminución de las pérdidas de la generadora, sin embargo los estudios realizados son a nivel del operador de una central, lo que da paso a una profundización de éstos, en el sentido de incluir contraembalses en un modelo sistémico de pre despacho eléctrico, para apreciar cómo se comporta la medida al incorporar distintos tipos de generación y variadas capacidades de regulación, junto con estudiar su eficacia en la reducción de los impactos hidrológicos además de definir la manera correcta de entregar los caudales (operar) por parte del contraembalse.

4. Restricciones de caudal e Indicadores de alteración hidrológica utilizados

Producto de la revisión de antecedente realizada, es que se deciden usar para limitar la operación de la central, restricciones de caudal (entregas mínimas y rampas máximas) para limitar el *hydro-peaking*, debido a que estas son ampliamente utilizadas en la literatura (Pérez-Díaz *et al.*, 2010; Olivares *et al.*, 2015; Haas *et al.*, 2015; Guisández *et al.*, 2016) y permiten limitar la libre operación de la central con el objetivo de mitigar impactos medioambientales. La definición y magnitud de estas serán descritas más adelante.

El indicador hidrológico que se utilizará para evaluar los impactos medioambientales es el índice de Richard-Baker (R-B index), descrito en el punto 3.2, debido a que este es el único que permite cuantificar efectivamente las rampas absolutas en la operación de la central, por ende se liga directamente con la restricción de rampas máximas. Además se debe mencionar que el rango de este indicador va desde 0 (impacto nulo) hasta 1 (máximo impacto posible).

A continuación se muestra el índice a utilizar:

$$R - B_{index} = \frac{\sum_t^T |Q_t - Q_{t+1}| + |Q_{t-1} - Q_t|}{\sum_t^T Q_t} \quad (4.1)$$

Cabe destacar que el horizonte de evaluación del indicador al igual que en el problema de optimización será semanal, es decir, se evaluarán las rampas de la operación semanal en la central con T=168 horas.

5. Modelo pre despacho sistema hidrotérmico

Con el objetivo de emular la coordinación semanal realizada por el sistema de pre despacho eléctrico chileno es que se formula un modelo hidrotérmico simplificado el cual pretende determinar los encendidos y apagados de las centrales junto con los niveles de generación de cada una, adoptando una resolución horaria y en un horizonte semanal. Para esto se utilizará un modelo de optimización entera mixta (MIP), resuelto posteriormente por el programa *General Algebraic Modeling System* (GAMS).

El modelo simplificado consiste en una barra de alimentación, con una demanda y costos horarios asociados, a la cual está conectada una serie de centrales, entre ellas, una central hidroeléctrica de embalse, centrales térmicas de respuesta rápida y lenta (diésel y carbón respectivamente) junto con una central eólica representando la generación ERNC. El modelo de optimización considera dos casos, uno que incluye contraembalse para la central de embalse y otro en que no. A continuación se muestra esquemáticamente la configuración conceptual de estos casos basado en el planteamiento de Olivares (2008):

- Caso sin contraembalse: En este caso los caudales turbinados por la central son los mismos que se entregan posteriormente al río, esto se ve representado en la figura 5.1:

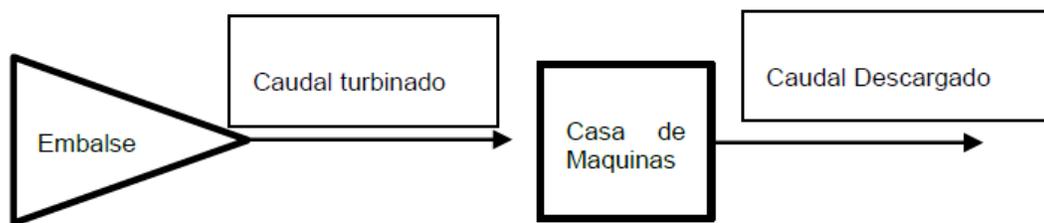


Figura 5.1: Esquema conceptual sin contraembalse, Fuente: Escobar (2016)

- Caso con contraembalse: En este caso los caudales turbinados son almacenados y entregados posteriormente por el contraembalse permitiendo una mayor independencia en la operación de la central, esto se ve representado en la figura 5.3:

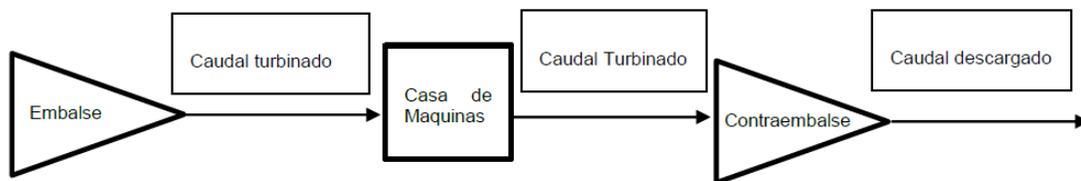


Figura 5.2: Esquema conceptual con contraembalse, Fuente: Escobar (2016)

A continuación se muestra el sistema simplificado escogido para el modelo hidrotérmico.

5.1. Definición sistema simplificado

El sistema simplificado escogido para la posterior modelación del sistema hidrotérmico permite reflejar la capacidad instalada real de cada tecnología en el sistema de despacho eléctrico chileno. De esta manera el sistema está constituido por una central de embalse, una central térmica a carbón o de lenta respuesta, una central térmica diésel o de rápida respuesta y una central ERNC eólica, todas estas conectadas a una única barra desde con cierta demanda (la cual será detallada más adelante). Cabe mencionar que se desprecian efectos de localización, es decir, pérdidas en la transmisión ya que se escapa del tema en estudio. A continuación se presenta esquemáticamente el sistema planteado:

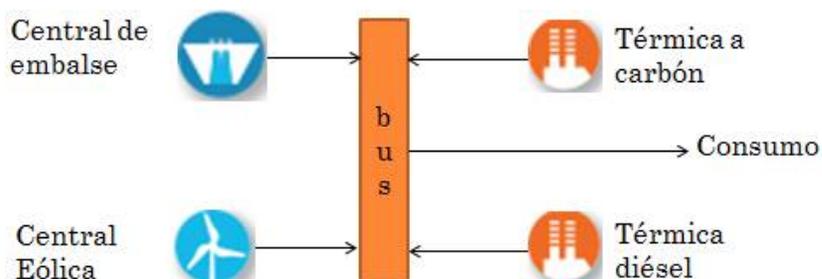


Figura 5.3: Esquema conceptual sistema simplificado.

Junto con esto se seleccionaron centrales de las tecnologías ya mencionadas que permitiesen representar la capacidad instalada del sistema eléctrico chileno. Se muestran a continuación las centrales y su capacidad, cabe señalar que esta última se encuentra escalada para asimilar los porcentajes de potencia instalada a los reales en Chile:

Tabla 5.1: Centrales utilizadas para la simulación.

Tipo de Central	Central utilizada	Potencia máxima (MW)	Potencia mínima (MW)	Generación porcentual (%)
Embalse	Pangue	420	32.5	44
Carbón	Santa María	370	200	39
Diesel	Los Pinos	100	30	11
Eólica	Canela II	60	0	6

Cabe mencionar que efectivamente los porcentajes de capacidad instalada por tecnología del sistema simplificado son muy similares a los reales actuales en Chile (49 % térmicas, 39 % embalse y pasada y 12 % ERNC).

5.2. Modelo de optimización

Para representar el sistema hidrotérmico y resolver las problemáticas planteadas se implementaron dos modelos de optimización descritos a continuación. La nomenclatura utilizada se muestra en el

anexo A.

- Modelo 1, caso sin contraembalse: Se formuló un modelo de programación entera mixta (MIP) de minimización de costos del sistema de pre despacho eléctrico, no incluyendo el contraembalse.
- Modelo 2, caso con contraembalse: Se formuló un modelo (MIP) de minimización de costos del sistema de pre despacho eléctrico, incluyendo el contraembalse. El modelo con contraembalse tiene como objetivo minimizar los costos del sistema eléctrico, este óptimo económico es alcanzado por muchas series factibles de caudales entregados, pero que a su vez no son óptimas hidrológicamente. Por este motivo es que se plantean alternativas complementarias que permitan decidir la mejor serie de caudales entregados, sin afectar los óptimos económicos.

5.2.1. Modelo minimización de costos

A continuación se describen matemáticamente los modelos utilizados para la optimización, la simbología utilizada se describe en el anexo A.

Para los modelos sin y con contraembalse las ecuaciones 5.1 - 5.12 son las mismas. El modelo de optimización lo que busca es minimizar los costos totales del sistema, para esto se utiliza la siguiente función objetivo:

$$MinC = \sum_{g,t}^{GT,T} c_{g,t} * P_{g,t} + FCF + \sum_{g,t}^{G,T} CUE * UE_t \quad (5.1)$$

Donde el primer término representa los costos de la energía generada por cada central térmica y eólica g, el segundo representa la función de costo futuro del agua y el tercero los costos de energía no suministrada en la barra. Se define además la producción de centrales de embalse según la Ecuación 5.2, representada de una manera lineal, donde el parámetro η incorpora la altura de carga, eficiencia del sistema, entre otras.

$$P_{g,t} = \eta * \gamma * QT_{g,t} \quad (5.2)$$

- **Restricciones de operación:** La ecuación 5.3. muestra el balance energético en las barras, de izquierda a derecha se tiene la potencia generada por todas las centrales, la energía no suministrada, despreciando las pérdidas de transmisión, todo esto debiendo satisfacer la demanda D en el nodo b.

$$\sum_g^G P_{g,t} + UE_{b,t} = D_{b,t} \quad (5.3)$$

Las restricciones 5.4, 5.5 y 5.6 limitan respectivamente la potencia máxima y mínima de las centrales encendidas, junto con los tiempos mínimos de encendido y apagado de las estas respectivamente.

$$B_{g,t} * P_g^{min} \leq P_{g,t} \leq B_{g,t} * P_g^{max} \quad (5.4)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+Blockson_{g,t}-1} B_{g,ta} \geq tOn_g^{min} * (B_{g,t} - B_{g,t-1}) \quad (5.5)$$

$$\sum_{ta=t}^{t+Blockson_{g,t}-1} (1 - B_{g,ta}) \geq tOff_g^{min} * (B_{g,t-1} - B_{g,t}) \quad (5.6)$$

Donde $B_{g,t}$ es una variable binaria que toma el valor de 1 si la central g está encendida en el tiempo t , y 0 sino. tOn_g^{min} y $tOff_g^{min}$ son los tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales que serán detallados más adelante.

- **Restricciones hidráulicas para la central de embalse:** Las dos siguientes restricciones vinculan el costo de oportunidad del agua con la operación a largo plazo. La primera promedia la función de costo futuro (FCF) en sus distintos escenarios hidrológicos y la segunda muestra la aproximación lineal de la FCF dada por los cortes de Bender.

$$FCF = \frac{1}{S} \sum_1^S FCF_s \quad (5.7)$$

$$FCF_s \geq \beta_{k,s} + \sum_{g=1}^G \alpha_{k,s,g} * V_{g,T} \quad (5.8)$$

Donde $\alpha_{k,s,g}$ y $\beta_{k,s}$ son el coeficiente de posición y la pendiente de la FCF. La restricción 5.9 realiza el balance volumétrico en la central de embalse donde en el lado derecho de izquierda a derecha se tienen afluentes ficticios a la central, afluentes reales, caudales turbinados y vertidos respectivamente, por otro lado la ecuación 5.10 limita los volúmenes máximos y mínimos del embalse.

$$\frac{(V_{g,t+1} - V_{g,t})}{\Delta t} = AF_{g,t} + QA_{g,t} - QT_{g,t} - QV_{g,t} \quad (5.9)$$

$$V_g^{min} \leq V_{g,t} \leq V_g^{max} \quad (5.10)$$

Donde $AF_{g,t}$, $QA_{g,t}$, $QT_{g,t}$, $QV_{g,t}$ y $V_{g,t}$ son afluentes ficticios, afluente al embalse, caudal turbinado, caudal vertido y volumen del embalse respectivamente. Las siguientes dos restricciones definen los límites técnicos para caudales turbinados y vertidos.

$$QT_g^{min} \leq QT_{g,t} \leq QT_g^{max} \quad (5.11)$$

$$QV_g^{min} \leq QV_{g,t} \leq QV_g^{max} \quad (5.12)$$

- **Restricciones de caudal:** Las restricciones de caudal utilizadas son las más recurrentes en la literatura y la práctica, es decir, restricción de entregas mínimas la cual obliga a la central a dejar pasar un caudal mínimo previamente determinado y la restricción de rampas máximas, la cual limita la diferencia entre caudales turbinados en horas consecutivas. La aplicación de estas restricciones en el modelo se muestra a continuación para el caso sin y con contraembalse respectivamente:

- Caso sin contraembalse, modelo 1: Las restricciones de caudal actúan directamente sobre los caudales turbinados, de esta manera se tienen las siguientes ecuaciones:

Entrega o caudales mínimos:

$$Q_{g,min} \leq QT_{g,t} \quad (5.13)$$

Rampas máximas de subida y bajada:

$$QT_{g,t} - QT_{g,t-1} \leq \Delta R_{g,max}^{up} \quad (5.14)$$

$$QT_{g,t-1} - QT_{g,t} \leq \Delta R_{g,max}^{down} \quad (5.15)$$

- Caso con contraembalse, modelo 2: En este caso se tiene que las restricciones de caudal actúan sobre los caudales entregados $R_{g,t}$ por el contraembalse y no los turbinados, es decir se tienen las siguientes ecuaciones:

Entrega o caudales mínimos:

$$Q_{g,min} \leq RT_{g,t} \quad (5.16)$$

Rampas máximas de subida y bajada:

$$RT_{g,t} - R_{g,t-1} \leq \Delta R_{g,max}^{up} \quad (5.17)$$

$$RT_{g,t-1} - RT_{g,t} \leq \Delta R_{g,max}^{down} \quad (5.18)$$

Las ecuaciones 5.19 y 5.20 muestran el balance volumétrico y la limitación de la capacidad del contraembalse respectivamente:

$$\frac{(S_t - S_{t-1})}{\Delta t} = Q_{t-1} - RT_{t-1} - RV_{t-1} \quad (5.19)$$

$$S_t \leq S_{max} \quad (5.20)$$

$$S_1 = S_{168} \quad (5.21)$$

Por último la ecuación 5.21 indica que los volúmenes del contraembalse inicial y final deben ser iguales, esto obliga al modelo a que todo lo que entre al contraembalse durante la semana debe salir de este.

5.2.2. Alternativas para la optimización de las entregas del contraembalse

Para optimizar las entregas del contraembalse se plantean tres alternativas, que pretenden encontrar la serie de caudales que menor impacto provoquen en los indicadores de alteración. Para esto se determina el óptimo económico que no mira las series de entrega, utilizando el modelo con contraembalse, y se aplican estas alternativas de manera de respetar el óptimo económico obtenido.

- Alternativa 1: Minimización de rampas utilizando caudales turbinados como dato de entrada.

Esta alternativa plantea en un modelo complementario, es decir, con una operación desacoplada entre la central y el contraembalse, minimizar las rampas de los caudales entregados por este último, utilizando como dato de entrada los caudales turbinados obtenidos en el modelo 2 de minimización de costos. Este modelo tiene como función objetivo la siguiente ecuación:

$$\min DQ = \sum_t^T |RT_{g,t} - RT_{g,t-1}| \quad (5.22)$$

Sujeta a las restricciones dadas por las ecuaciones 5.16, 5.17, 5.18, 5.19, 5.20 y 5.21, siendo ahora $QT_{g,t}$ la serie de caudal turbinada proveniente del modelo con contraembalse y para todas las combinaciones de restricciones de caudal.

- Alternativa 2: Minimización de rampas, sujeto a restricción de costos.

Esta alternativa también plantea un modelo complementario, desacoplando la operación del contraembalse de la central. En este modelo se busca minimizar las rampas absolutas de las entregas utilizando como dato de entrada los costos mínimos encontrados por el modelo con contraembalse. De esta manera esta alternativa es similar al modelo con contraembalse, salvo las siguientes modificaciones:

Se utiliza como función objetivo la ecuación 5.22, que minimiza rampas absolutas, sujeto a las restricciones 5.2 - 5.12. Junto con esto se agregan las siguientes ecuaciones.

Se define el costo total del sistema como:

$$C = \sum_{g,t}^{GT,T} c_{g,t} * P_{g,t} + FCF + \sum_{g,t}^{G,T} CUE * UE_t \quad (5.23)$$

El cual se restringe por el costo mínimo C^* encontrado por el modelo con contraembalse.

$$C \leq C^* \quad (5.24)$$

De esta manera la alternativa lo que busca es encontrar la serie de caudales entregados que minimice las rampas manteniendo un óptimo económico.

- Alternativa 3: Minimización de costo del sistema, con penalización a las rampas absolutas.

En esta alternativa se utiliza el modelo con contraembalse, modificando la función objetivo 5.1, a la cual se agrega una penalización por las rampas absolutas generadas por el contraembalse, de esta manera la ecuación resultante se muestra a continuación con f un factor de penalización de fluctuaciones que debe ser determinado:

$$\min C = \sum_{g,t}^{G,T} c_{g,t} * P_{g,t} + FCF + \sum_{g,t}^{G,T} CUE * UE_t + f * \sum_t^T |RT_{g,t} - RT_{g,t-1}| \quad (5.25)$$

Cabe mencionar que la función de suma de rampas absolutas es discontinua y no lineal por lo cual se debe transformar en una función lineal para incorporarla en el modelo MIP.

5.2.3. Formal lineal de la función rampas absolutas

La siguiente forma lineal de la función valor absoluto, basada en [15] se aplicó a las 3 alternativas señaladas en el punto anterior. Sea el siguiente problema de optimización no lineal.

Función objetivo:

$$\min DQ = \sum_t^T |RT_{g,t} - RT_{g,t-1}| \quad (5.26)$$

Sujeta a una serie de restricciones con A matriz.

$$A * RT_{g,t} \leq b \quad (5.27)$$

La manera lineal de plantear este problema es la siguiente.

Función objetivo: Agregando una variable auxiliar $dQ(t)$

$$\min Z = \sum_t^T dQ(t) \quad (5.28)$$

Sujeto a la siguiente serie de restricciones:

$$(RT_{g,t} - RT_{g,t-1}) \leq dQ(t) \quad (5.29)$$

$$-(RT_{g,t} - RT_{g,t-1}) \leq dQ(t) \quad (5.30)$$

$$A * RT_{g,t} \leq b \quad (5.31)$$

5.3. Datos de entrada del modelo

La mayor parte de los datos de entrada así como la elección de semanas y definición de escenarios están basados en [5]. Se escogieron 4 semanas, cada una asociada a una estación del año, de Febrero, Mayo, Agosto y Noviembre. Estas semanas fueron escogidas como las más representativas del mes, de manera de que sus serie de tiempo de demanda redujera el error cuadrático medio respecto al conjunto de semanas disponibles.

Los datos técnicos de las centrales (tiempos de encendido y apagado, potencias mínimas y máximas), los caudales afluentes al embalse para cada escenario, volúmenes mínimos y máximos de este, perfiles de viento y demandas fueron extraídos de la información usada en la tesis de Haas (2014), a su vez extraída de la operación semanal del CDEC-SIC[14] del año 2012. Cabe mencionar que las capacidades máximas de generación para cada central fueron escaladas para simular los porcentajes de generación actuales del SIC y se aprecian en la tabla 5.1. Los coeficientes asociados a los cortes de Bender componentes de la FCF (ecuación 5.8), se toman como datos de entrada al modelo, desvinculando este con la programación de largo plazo. La demanda fue escalada desde un perfil original(de las semanas respectivas) asociado a una de las barras vinculada a la central Los Pinos tal que la demanda media fuese del mismo orden que la capacidad total de generación del sistema simplificado. La demanda de cada semana se muestra en la figura 5.4. Los datos de técnicos del embalse se muestran en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Datos técnicos del embalse y su central

Item	Unidad	Valor
Volumen máximo	$10^6 m^3$	71.96
Volumen mínimo	$10^6 m^3$	26.6
Caudal máximo turbinado	m^3/s	504
Caudal mínimo turbinado	m^3/s	39

Los tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Tiempos mínimos de encendido y apagado de las centrales

Central	Tiempo mínimo encendido (hr)	Tiempo mínimo apagado (hr)
Santa María	36	24
Los Pinos	1	1
Pangue	1	1
Canela II	1	1

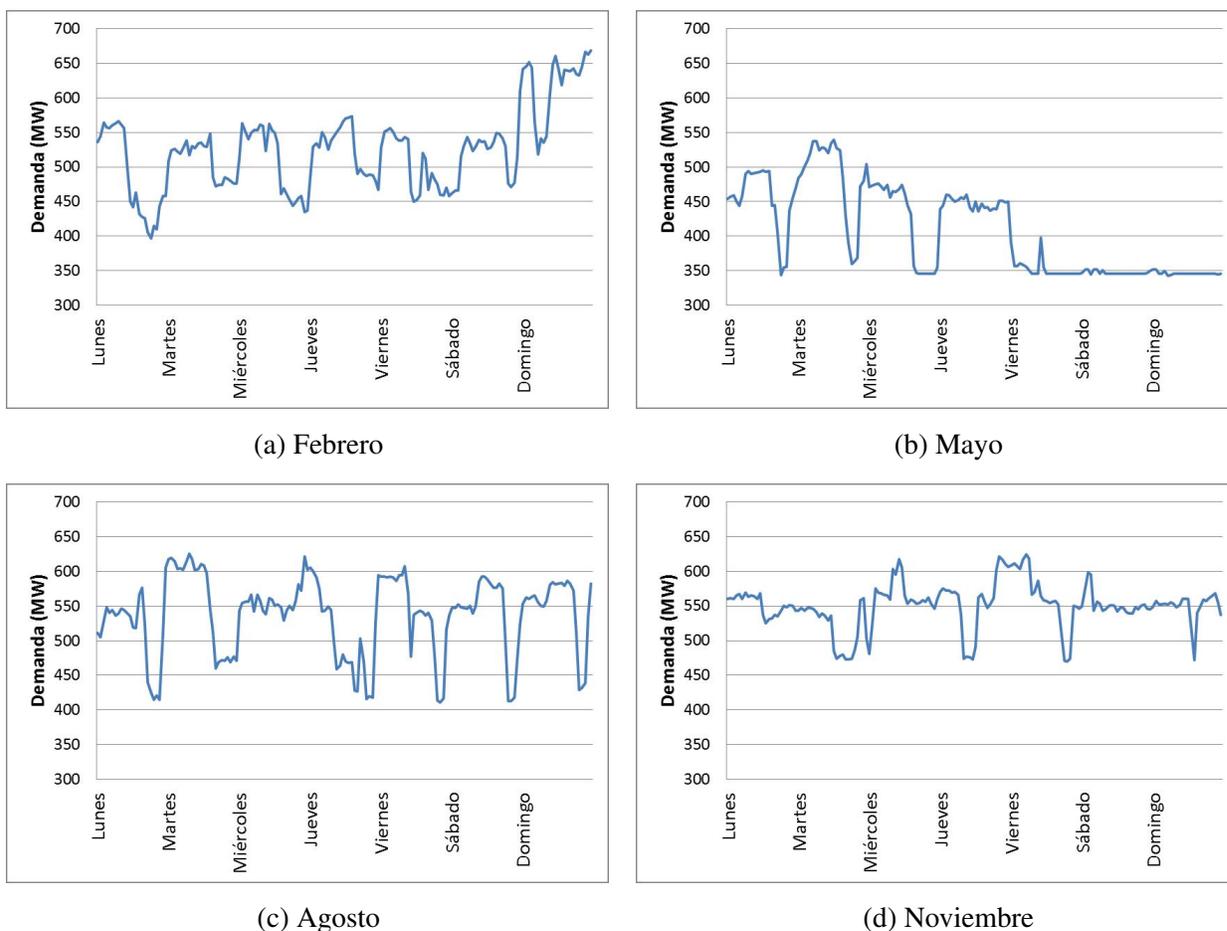


Figura 5.4: Demanda horaria escalada de las semanas escogidas

Los costos horarios utilizados se extrajeron de la información del CDEC-SIC del 2015 de manera que fuesen más actuales y asociados a las semanas respectivas. Cabe destacar que debido a la baja variabilidad de éstos, se utilizaron los promedios semanales de las semanas utilizadas como datos constantes en el modelo. Los costos utilizados se muestran en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Costos de generación térmica utilizados en la simulación ($\$ USD/MW$)

Semana	Carbón	Diesel
Febrero	34.1	139.4
Mayo	33.9	150
Agosto	33.2	146.4
Noviembre	31.7	142.3

Junto con esto se utilizaron las hidrologías definidas por Haas (2014), para cada semana, determinando 3 escenarios (seco, normal y húmedo asociados a probabilidades de excedencia de 90 %, 50 % y 20 % respectivamente), concretando un total de 12 casos de estudio (4 semanas y tres hidrologías por semana). Asociados a estos escenarios hidrológicos se definen los volúmenes iniciales

del embalse como la mediana del conjunto de volúmenes de la semana respectiva utilizada. El resumen de las hidrologías utilizadas se muestra en la tabla 5.5, cabe mencionar que los caudales utilizados son medios semanales.

Tabla 5.5: Caudales afluentes medios semanales utilizados por semana e hidrología (m^3/s)

Semana	Hidrología		
	Seco	Normal	Húmedo
Febrero	78.1	108	95.4
Mayo	79.8	238.2	379.8
Agosto	150	480.5	487.6
Noviembre	359.2	509.7	362.5

Para la magnitud de las restricciones de caudal se usaron los caudales de entrega mínimos y rampas máximas definidas por Haas (2014). Las entregas mínimas se definen como un porcentaje del caudal medio histórico de la semana en cuestión (0, 20, 30, 40 y 50 %) y las rampas máximas se definen como diferencias relativas del 6, 12, 14, 28 % del caudal medio semanal histórico, equivalente a eventos de rampas producidas en régimen natural con 0.01, 0.05, 0.1 y 0.5 % de probabilidad de excedencia.

A continuación se muestran las magnitudes de los caudales mínimos y rampas máximas utilizadas para todas las simulaciones y modelos utilizados:

Tabla 5.6: Caudales de entrega mínimos (m^3/s)

Mes	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5
Febrero	0	20	29	39	49
Mayo	0	24	36	49	61
Agosto	0	64	97	129	161
Noviembre	0	88	132	177	221

Tabla 5.7: Rampas Máximas (m^3/s)

Mes	R1	R2	R3	R4	R5
Febrero	10000	27	14	12	6
Mayo	10000	34	17	14	7
Agosto	10000	90	45	39	19
Noviembre	10000	124	62	53	26

Por último las capacidades del contraembalse se definen con un tiempo de retención, asociado al caudal máximo turbinado por la central. Las simulaciones se realizarán para los siguientes tiempos de retención, para posteriormente determinar el tamaño óptimo del contraembalse. Para tener una

idea del orden de magnitud de la obra, se ha agregado en la tabla 5.8 las dimensiones aproximadas de un estanque de base cuadrada requerido para el volumen del contraembalse, es decir, su profundidad y arista. Junto con esto se muestra el porcentaje de volumen de los distintos contraembalses con respecto a la capacidad del embalse Pangue.

Tabla 5.8: Capacidades del contraembalse utilizadas en la simulación

TR	Tiempo de retención (horas)	Volumen (m^3)	Arista	Profundidad	Relación porcentual a Pangue (%)
TR1	0.5	907.200	301	10	1,3
TR2	1	1.814.400	426	10	2,5
TR3	2	3.628.800	522	10	3,8
TR4	3	5.443.200	738	10	7,6

5.4. Algoritmo de solución del modelo

Ambos modelos de minimización de costos generan un problema de optimización entera mixta con aproximadamente 1850 variables de decisión, 500 variables binarias y 4200 restricciones. Este es resuelto con el software GAMS, utilizando el solver @CPLEX, aceptando un GAP de 0%. El tiempo de resolución va de 5 a 60 minutos dependiendo del escenario simulado y la magnitud de las restricciones de caudal.

6. Análisis de Resultados

El análisis de resultados se divide en dos secciones principales. Primero se tratará la solución del modelo para el caso sin contraembalse, en donde se examinarán los costos del sistema, la variación del índice de alteración hidrológica, además de como varía la generación hidroeléctrica para las distintas combinaciones de restricciones.

Posteriormente se analizarán los resultados para el caso con contraembalse, apreciando los mismos parámetros anteriormente mencionados, junto con la inclusión de la determinación de la manera óptima de modelar las entregas y la definición de la capacidad del contraembalse.

6.1. Resultados sin contraembalse

En esta sección se observará respectivamente como varía la generación y las series de caudales turbinados al incorporar restricciones de caudal, los costos totales del sistema, costos de generación y el índice de alteración hidrológica. Todo esto se utilizará como caso base para el posterior análisis con contraembalse.

6.1.1. Generación y series de caudales turbinados

A continuación se muestran las series turbinadas para dos casos específicos, en las cuales se aprecia cómo éstas se ven afectadas bajo distintas combinaciones de restricciones, siendo Q1-R1 la condición sin restricción y Q5-R5, la condición más restrictiva.

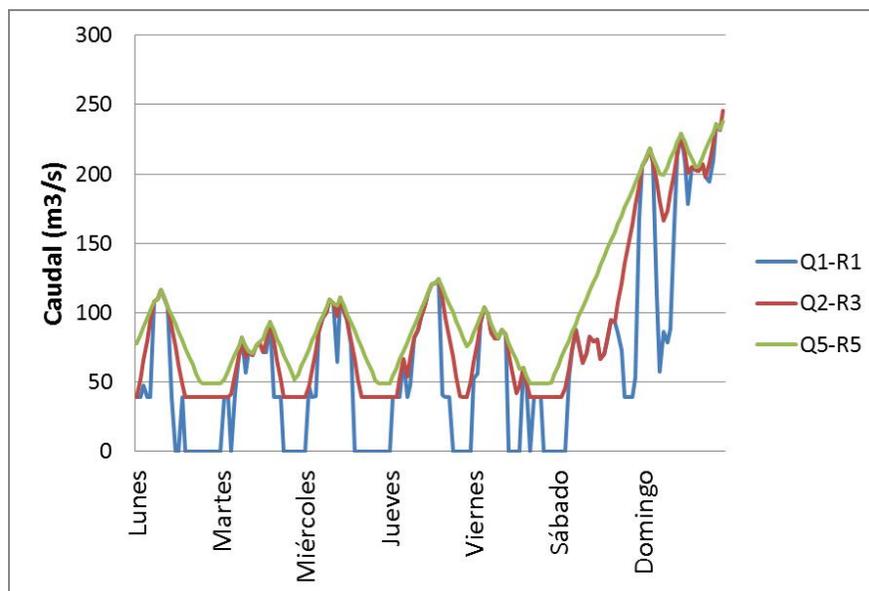


Figura 6.1: Serie de caudales turbinados por la central para distintas combinaciones de restricciones de caudal, semana Febrero e hidrología seca

El caso mostrado en la figura 6.1 se caracteriza por tener una muy limitada disponibilidad de recursos hídricos, al ser seco en uno de los meses con menores caudales afluentes del año. Se puede apreciar claramente como para el caso sin restricción la central opera con un alto *peaking*, inclusive con consecutivos encendidos y apagados llegando a variaciones de caudal del orden de 150 %.

Ahora bien al hacer la condición de operación más restrictiva, más suave es la serie de caudal y menor es el *peaking* de ésta, teniendo rampas con variaciones cada vez más pequeñas (lo que se condice con la restricción de rampas). Esto tiene como consecuencia una disminución en la flexibilidad de la central lo que debe ser cubierto con la entrada y el *peaking* de las tecnologías térmicas lo que será analizado más adelante.

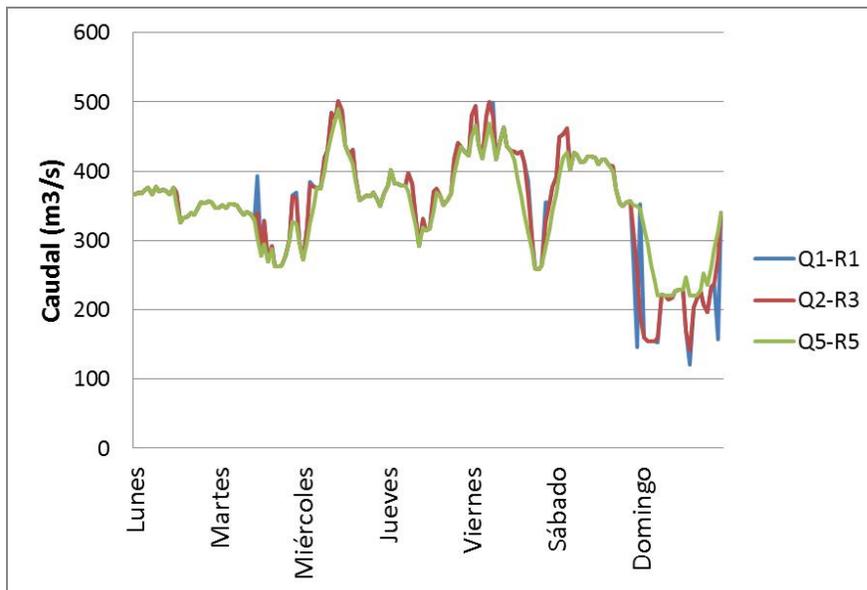


Figura 6.2: Serie de caudales turbinados por la central para distintas combinaciones de restricciones de caudal, semana Noviembre e hidrología húmeda

El escenario mostrado en la figura 6.2 se caracteriza por ser el con mayor disponibilidad de recursos hídricos. Se aprecia claramente como las restricciones limitan el *peaking* que la central realiza. Sin embargo, la variación en la serie de caudal no es tan notoria, esto debido a que las restricciones de rampas para este mes son más flexibles, por ser un mes muy húmedo como se aprecia en la tabla 5.7.

En la figura 6.3 se muestran las series de generación por tecnologías para distintos casos. A la izquierda se tienen los casos en donde el sistema opera sin incluir restricciones de caudal y a la derecha se aprecian los mismos casos pero en la condición más restrictiva. La comparación se realiza de dos en dos.

Se puede apreciar para el caso febrero-normal, que por ser este un mes con poco recurso hídrico, la energía térmica a carbón la más utilizada, funcionando la central casi el 100 % del tiempo a capacidad. Junto con esto se puede notar como al no incluir restricciones (figura 6.3a) existe un *peaking* considerable que se cubre entre las central de embalse y la diésel, siendo prioritaria la

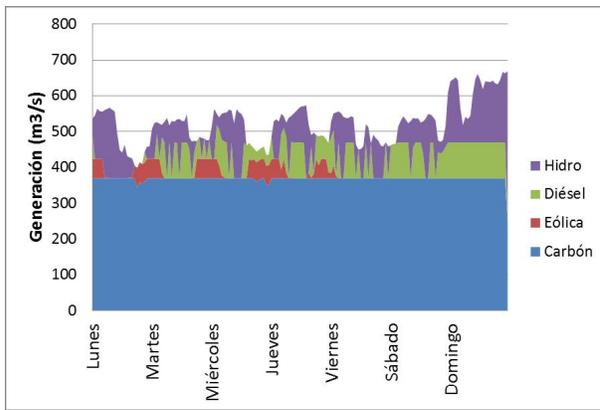
energía hidráulica por tener un menor costo de oportunidad.

Al incluir restricciones se aprecia claramente un aumento en la entrada de generación hídrica a nivel semanal, alcanzando un máximo de 7 % en la condición más restrictiva (figura 6.3b), en respuesta por ejemplo a la obligación por parte de la central de entregar un caudal mínimo, esto además se refleja en la disminución del *peaking* de la central de embalse y una disminución en el total de energía térmica generada.

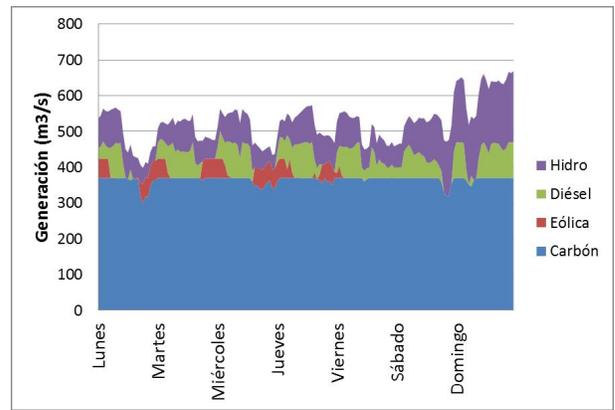
Para el caso de Agosto-seco (figuras 6.3c y 6.3d) se tiene una situación similar pero con mayor generación eólica, en donde la central a carbón por ser más barata se tiene encendida a capacidad casi toda la semana y el *peaking* se reparte entre la central hidro y diésel. Al incluir restricciones se aprecia como disminuye claramente el *peaking* de la central hidroeléctrica, reflejada en una disminución del indicador de Richard-Baker desde 0.83 a casi 0. A la vez aumenta la generación hidroeléctrica (Llegando a un máximo de 34 % para el caso más restrictivo a nivel semanal). Esto se compensa a su vez por un *peaking* realizado por las centrales térmicas a carbón y diésel seguido por una disminución de la energía generada por esta tecnología.

Por último se incluyó el caso de Noviembre-húmedo (figuras 6.3e y 6.3f) que aunque muy similares, presentan pequeñas pero importantes diferencias. Esta semana presenta una alta disponibilidad de recursos hídricos. Esto se ve inmediatamente reflejado en la nula generación diésel por ser esta la más cara del sistema. Se aprecia que para el caso sin restricciones el *peaking* es realizado completamente por la central hidro, teniendo una generación casi constante por parte de la central a carbón la cual se encuentra con su mínima capacidad casi toda la semana.

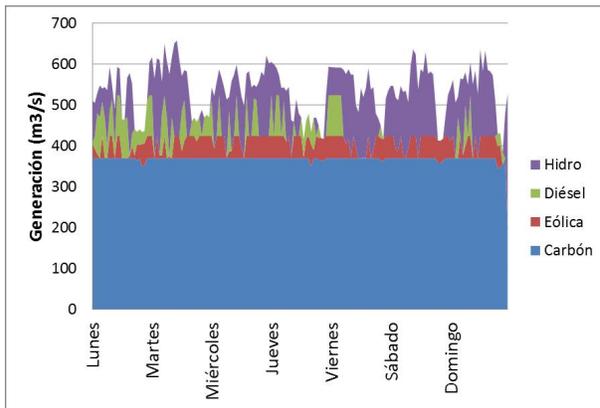
Al incluir restricciones se aprecia que el *peaking* a nivel semanal ahora lo realiza en parte la central a carbón por la limitación de la flexibilidad de la central de embalse. Por otro lado al contrario de los casos anteriores, no hay un aumento de la generación hidráulica, esto se explica porque la central de embalse funciona casi toda la semana a capacidad. Por último al analizar los casos no mostrados en la figura 6.3 se aprecia que el aumento de la generación hidráulica al incluir restricciones es mayor en escenarios secos, y en meses con menor disponibilidad de recursos hídricos. Esto se debe a que en casos con poca disponibilidad de recursos hídricos el sistema busca guardar agua para el futuro y las restricciones obligan a la central a entregarla cuando económicamente es mejor dejarla en el embalse. Cabe mencionar que para algunos de los casos analizados (Mayo-seco), caracterizados por que la restricción de caudal es inactiva siempre, se tiene que un aumento en la restricción de rampas provoca una disminución de la generación hídrica, compensada por la entrada de las tecnologías térmicas que absorben el *peaking*, generando como se verá más adelante un aumento de los costos de generación.



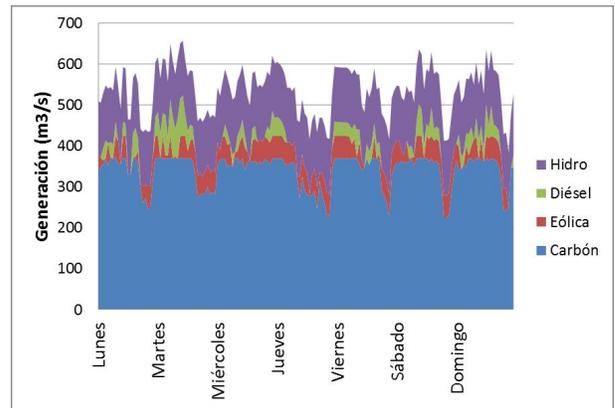
(a) Febrero, escenario normal Q1-R1



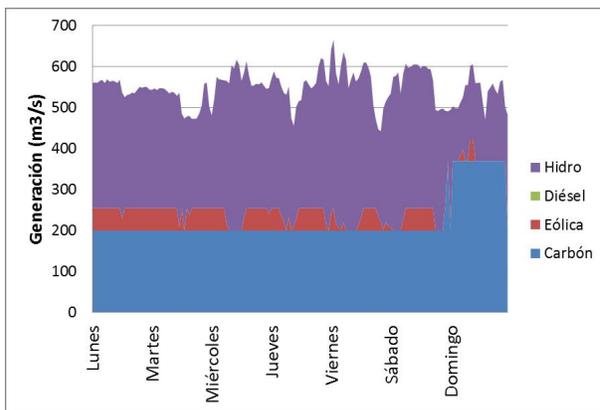
(b) Febrero, escenario normal Q5-R5



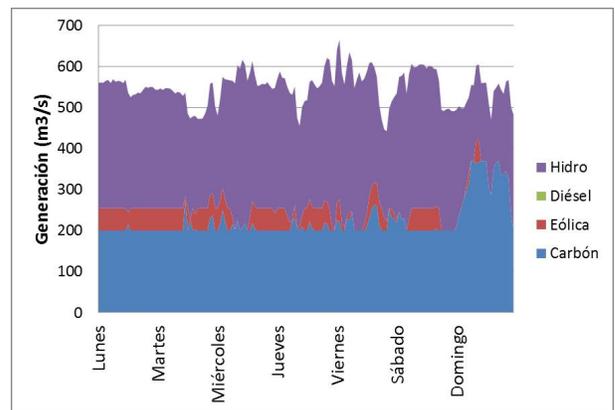
(c) Agosto, escenario seco Q1-R1



(d) Agosto, escenario seco Q5-R5



(e) Noviembre, escenario húmedo Q1-R1



(f) Noviembre, escenario húmedo Q5-R5

Figura 6.3: Generación horaria del sistema hidrotérmico desagregado por tecnologías bajo distintos niveles de restricciones

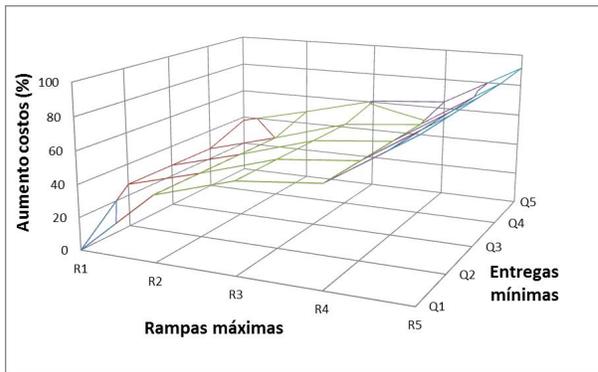
6.1.2. Costos totales del sistema

Los costos totales del sistema incluyen los costos de generación de las centrales térmicas más el costo de oportunidad del agua representado por la función de costo futuro. A continuación se

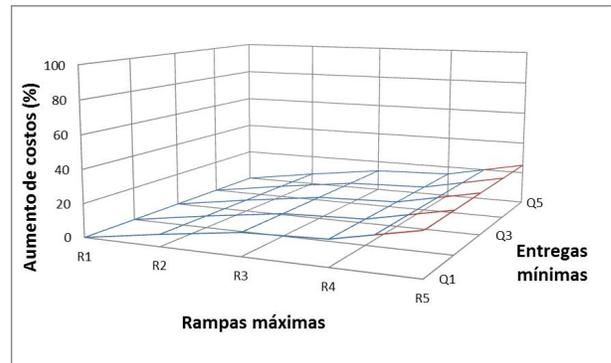
muestra para distintos casos el aumento porcentual de los costos totales con respecto al costo base, es decir, el caso sin restricciones de caudal (Q1-R1).

Se debe mencionar que los casos mostrados en la figura 6.4 son los más representativos del total de casos, omitiendo algunos que tienen las mismas tendencias. Se aprecia claramente que los costos totales aumentan de manera creciente y monótona a medida que la condición de operación se hace más restrictiva, observándose aumentos ya sea por la restricción de rampas, caudales mínimos o ambas juntas.

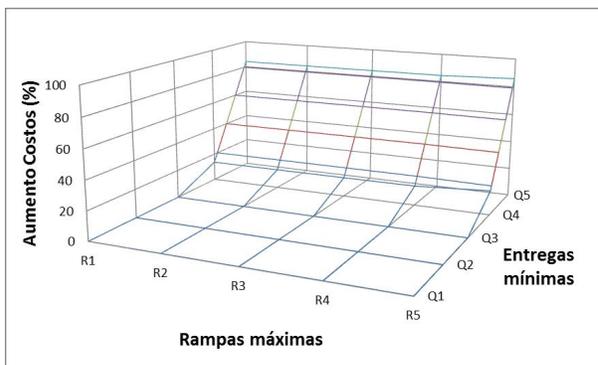
Las figuras 6.4b y 6.4d, son esquemáticamente las tendencias más comunes dentro del total de casos analizados, es decir, se tiene un aumento de costos que crece a medida que la restricción de rampas incrementa, pero que no siente la restricción de entregas mínimas, siendo el rango de aumento de costos máximos entre 2 y 84 %. Esto se debe a que operacionalmente para alcanzar la suficiencia en el sistema (demanda servida) se requiere que la central de embalse siempre entregue un caudal superior al mínimo requerido, por ende matemáticamente esta es una restricción inactiva que no se refleja en los costos del sistema.



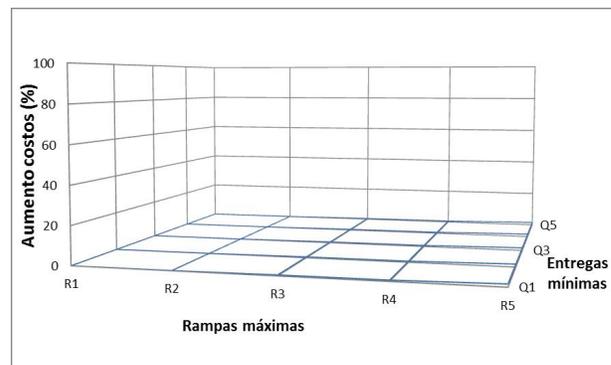
(a) Febrero, escenario seco



(b) Febrero, escenario normal



(c) Mayo, escenario seco



(d) Agosto, escenario normal

Figura 6.4: Aumento porcentual en los costos totales del sistema para distintos casos sin contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal

El caso completamente contrario es el que se aprecia en la figura 6.4c, y también en el caso Agosto-seco (no mostrado en la figura) en donde se observa un costo que aumenta con la restricción de

caudal mínimo (solo Q4 y Q5) y que no se ve afectado por la restricción de rampas, siendo el rango de aumento de costos máximos entre 35 y 86 % para agosto-seco y Mayo seco respectivamente. Esto se debe a que el óptimo económico requiere una entrega de caudal menor a la que obliga la entrega mínima (busca guardar agua) por ende la central siempre entrega lo mínimo requerido y por ende no hay rampas en la serie de caudales turbinados.

Otro caso interesante de analizar es el de Noviembre seco y húmedo no mostrados en la figura. Ambos casos se caracterizan por tener gran disponibilidad de recursos hídricos lo que provoca gran flexibilidad en la operación de la central manteniendo los costos totales constantes, es decir, debido a que la central funciona a capacidad como ya fue mencionado en 5.1.1, es que el modelo no se ve afectado por las restricciones de caudal que a su vez son más flexibles, manteniendo siempre un óptimo económico.

Resumiendo el total de casos se tiene que el aumento de costos mínimo fluctúan entre un 0 % para casos con mucha disponibilidad de recursos o cuando hay restricciones inactivas y un 27 % para el caso Febrero-seco. Ahora bien los aumentos de costos máximos ocurren siempre para los casos más restrictivos y fluctúan entre un 7 % para el caso Mayo-seco y un 91 % para el caso Febrero-seco. Por último se debe destacar que no hay un comportamiento característico entre escenarios en cuanto a pérdidas generadas, descartando la teoría de que las restricciones generan pérdidas mayores en escenarios más secos.

6.1.3. Costos de generación

Los costos de generación corresponden a costos de combustible para la producción de energía térmica de las centrales a carbón y diésel. Cabe mencionar que no se incluyeron costos de encendido y apagado de las centrales. En la tabla 6.1, se muestran los costos económicamente óptimos, es decir, sin aplicar restricciones de caudal (Q1R1), en este caso se debe mencionar que para los casos Agosto seco y húmedo y Noviembre normal se tiene un costo muy elevado, esto se debe al vertimiento que se produce en el embalse, por lo tanto es una falla del modelo.

Tabla 6.1: Costos de generación económicamente óptimos (\$MUSD)

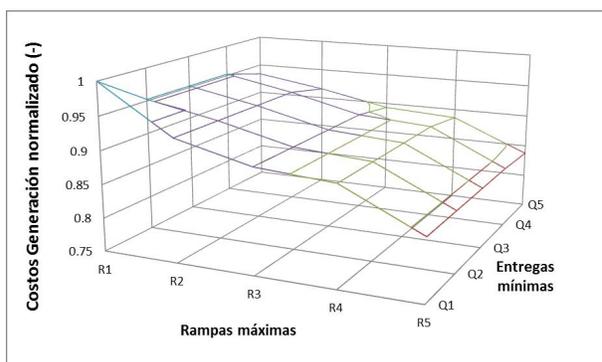
Hidrología \ Semana	Seco	Normal	Húmedo
Febrero	4093	3379	3492
Mayo	2002	1137	535
Agosto	2780	88094	98189
Noviembre	1293	69198	1191

En la figura 6.5 se muestran estos costos para los casos más representativos del total de casos simulados, para todas las combinaciones de restricciones de caudal. Cabe mencionar que los costos se encuentran normalizados por el costo de generación base, es decir, los mostrados en la tabla 6.5.

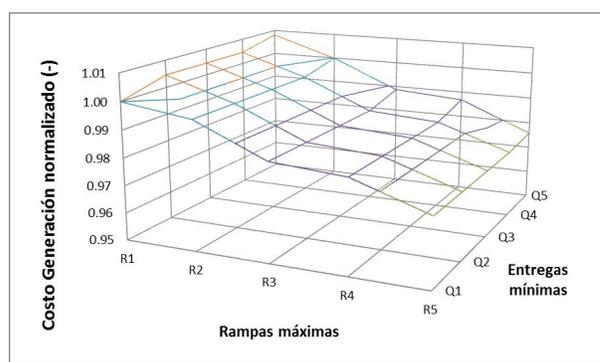
Al apreciar estos casos no se puede observar una única tendencia en los costos de generación, es decir, para algunos casos se tiene que el costo aumenta a medida que las condiciones se hacen más restrictivas y en otros, este disminuye. Para las figuras 6.5a y 6.5b se aprecia que los costos disminuyen con el aumento de las restricciones, esto se debe a que al obligar al sistema a generar más energía hidráulica, específicamente con la restricción de entregas mínimas, la generación térmica disminuye lo que se ve reflejado directamente en la disminución de costos. Esto es más recurrente en escenarios secos para los meses utilizados, apreciando disminuciones que van desde 0 a 16.3 %, este último para el caso Febrero-seco.

Por otro lado para escenarios más húmedos como los que se muestran en las figuras 6.5c y 6.5d se tiene que el aumento de las restricciones, disminuye la capacidad de hacer *peaking* de la central de embalse, sumado a que las restricciones de caudal mínimo en estos casos son inactivas, se provoca una compensación de la flexibilidad del sistema con la realización de *peaking* por parte de la central diésel o carbón, lo que aumenta la generación térmica total, causando el alza en los costos de generación. Los aumentos de costos llegan a un 51.5 % como máximo, este último para el caso Agosto-normal.

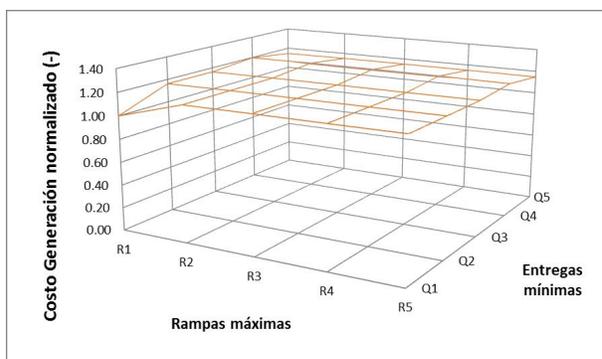
Por último al igual que en los costos totales para casos con mucha disponibilidad de recursos hídricos como lo es Noviembre seco y húmedo, los costos no varían por el funcionamiento a capacidad de la central de embalse.



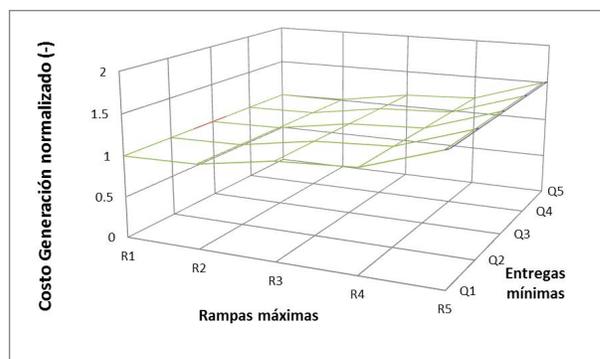
(a) Febrero, escenario seco



(b) Febrero, escenario normal



(c) Mayo, escenario seco

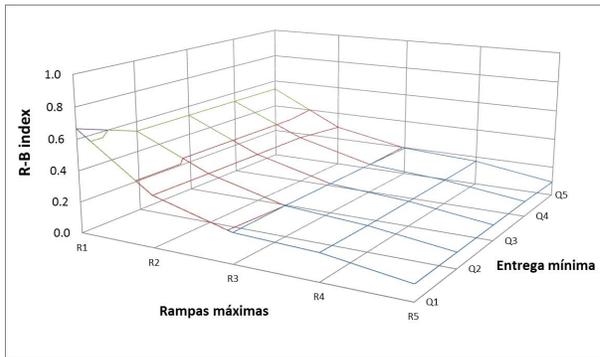


(d) Agosto, escenario normal

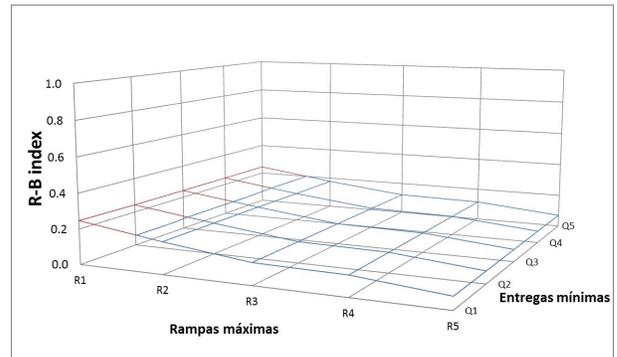
Figura 6.5: Costos de generación térmica del sistema para distintos casos, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal

6.1.4. Índices de alteración hidrológica

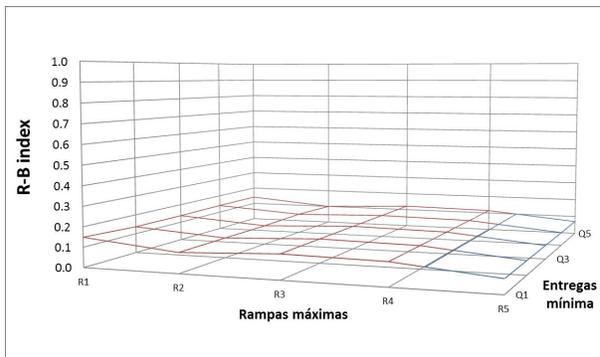
Se determinó utilizando la serie semanal de caudales turbinados para cada caso el índice de Richard-Baker semanal, y se muestra en la figura 6.6 la variación según el caso, de este índice al cambiar las restricciones de caudal. Los casos mostrados son los más representativos del conjunto de casos simulados.



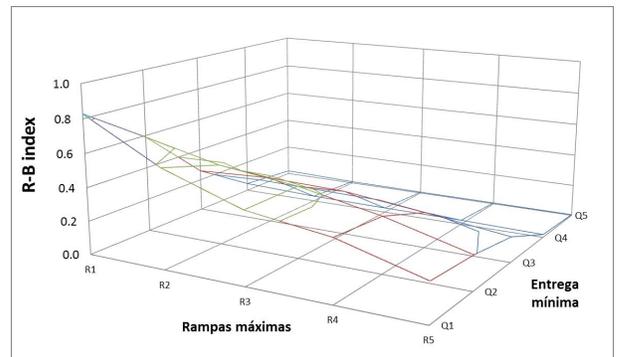
(a) Febrero, escenario húmedo



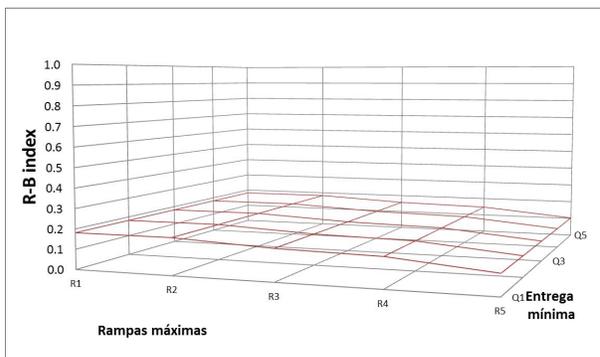
(b) Mayo, escenario normal



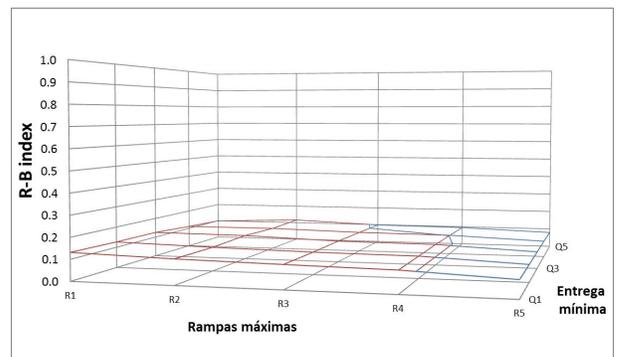
(c) Mayo, escenario húmedo



(d) Agosto, escenario seco



(e) Agosto, escenario normal



(f) Noviembre, escenario húmedo

Figura 6.6: Indicador de Richard-Baker semanal para distintos casos, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal

Se puede apreciar en todos los casos salvo el de la figura 6.6c, un comportamiento decreciente y monótono del indicador a medida que la condición de operación es más restrictiva, es decir, hay

una mejora efectiva en los indicadores al incorporar restricciones de caudal.

Al igual que para los costos se puede apreciar en las figuras 6.6a, 6.6b, y 6.6e que el indicador disminuye (mejora) de manera monótona a medida que la restricción de rampa máxima aumenta y que la restricción de caudal no provoca un cambio en el indicador. Esto se produce debido a que como ya se mencionó, el sistema siempre requiere de un caudal turbinado mayor al mínimo, por ende esta restricción se vuelve inactiva.

Para otros casos como el de las figuras 6.6d y 6.6f se tiene que el indicador mejora en el sentido de ambas restricciones. Para todos los casos analizados se tienen en resumen que las menores mejoras en el indicador producto de las restricciones están entre un 1 y 56 % y las mejores varían entre 9.5 y 97 %.

Por último interesante es el caso de la figura 6.6c, en donde se aprecia un comportamiento no monótono del indicador, notando que para restricciones intermedias de rampas este empeora su magnitud. Esto indica que no siempre una condición más restrictiva provocara un indicador mejor, debiendo analizarse caso a caso cual es el punto óptimo de operación en cuanto a restricciones de caudal.

Se puede desprender de este análisis que las restricciones de caudal permiten la disminución de los indicadores de alteración hidrológica a cambio de un aumento en los costos totales del sistema. Todos los resultados ya mostrados serán utilizados como base para la comparación con los casos en donde se incluye el contraembalse. Cabe mencionar que para los casos Agosto-normal, Agosto-húmedo y Noviembre-normal existe vertimiento por parte del embalse. Esta situación es un caso poco realista pues en la coordinación real de un sistema de pre despacho eléctrico, es el modelo de largo plazo el que se encarga de entregar agua antes (semanas anteriores) de manera de no provocar vertimientos en el embalse. Por esta razón es que estos casos no son útiles de analizar para el caso con contraembalse por lo cual no se simularán para esta condición.

6.2. Resultados con contraembalse

A continuación se presentan los resultados para el caso con contraembalse. En primer lugar se presenta la elección de la alternativa que permite dirimir las entregas que realiza el contraembalse. Posteriormente se muestran los resultados con contraembalse, estos se dividen en series de caudales turbinados, costos totales, de generación y los efectos en los indicadores de alteración hidrológica, con los cuales se realizará una comparación con el caso sin contraembalse para apreciar los efectos de la medida de mitigación.

6.2.1. Elección alternativa para la optimización de las entregas del contraembalse

Previo a la presentación de los resultados con contraembalse se determinó la manera óptima de modelar las entregas del este, desde el punto de vista de las fluctuaciones. Estas alternativas fueron descritas en el punto 4.2.2. y se presenta a continuación los resultados obtenidos para la alternativa

finalmente escogida siendo esta la número tres, que incluye una penalización por rampas en la función objetivo de minimización de costos. Los resultados del resto de las alternativas, que fueron descartadas por distintos motivos se muestran en el anexo B.

■ **Minimización de costo del sistema, con penalización a las rampas absolutas**

En esta alternativa se utiliza el modelo de minimización de costos agregando una penalización por rampas en la función objetivo. Se verifica que el valor del factor de penalización de fluctuaciones f de la ecuación 5.25 debe ser pequeño para no alterar el óptimo económico. Se utiliza finalmente un valor $f = 0,1[USD * s/m^3]$, el cual provoca aumentos de costo máximos del orden de $10^{-3} \%$. En la figura 6.7 y 6.8 se muestra el comportamiento del indicador bajo las restricciones de caudal para dos casos representativos, cabe mencionar que los ejes horizontales han sido invertidos con respecto a los resultados previamente mostrados, con el objetivo de una mejor visualización del resultado.

Se aprecia claramente como el comportamiento del indicador se condice con los resultados operacionales ya discutidos mostrando una tendencia y comportamiento claro. Ahora bien, al comparar esta figura con 6.6b se aprecia que la sensibilidad ahora es con respecto a la restricción de rampas y que el indicador tuvo una importante baja en su magnitud.

Por otro lado se verifican los mismos óptimos económicos que los alcanzados por el modelo de minimización de costos del sistema sin mirar la operación y que la generación total por tecnología es la misma que la obtenida por este mismo modelo (modelo 2) por ende se utiliza finalmente esta alternativa para obtener los resultados con contraembalse.

Interesante es notar al analizar estos resultados que es importante al momento de decidir la operación del contraembalse que no se puede independizar las operaciones de embalse-contraembalse ya que los resultados y óptimos no se alcanzan, debiendo utilizar un modelo que incorpore la operación conjunta de estos.

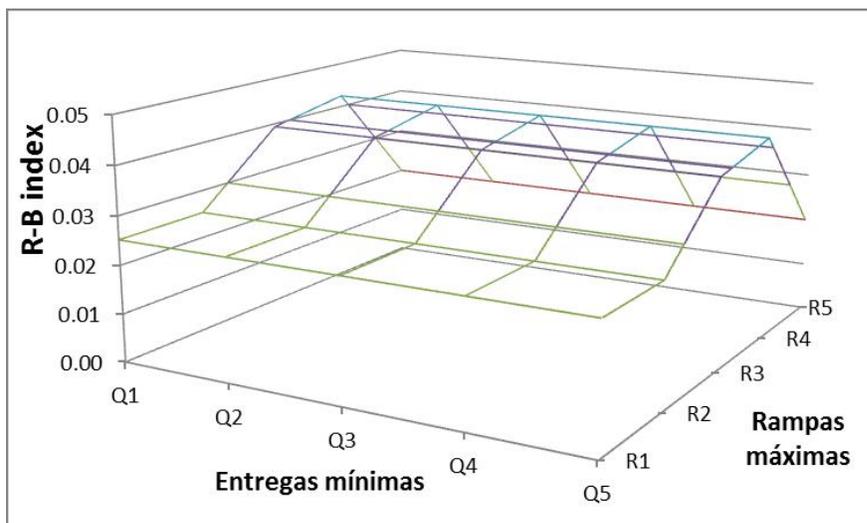


Figura 6.7: Indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas

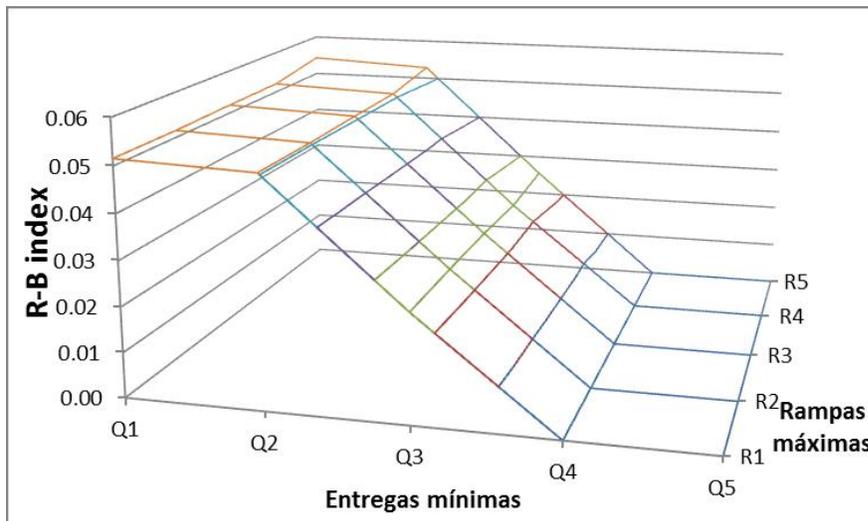


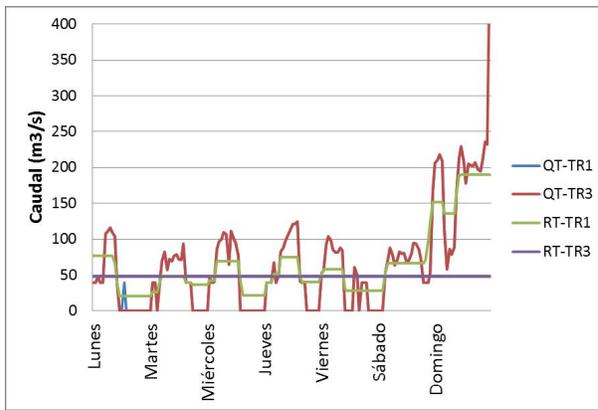
Figura 6.8: Indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Agosto-seco, TR=0.5 horas

6.2.2. Caudales Turbinados

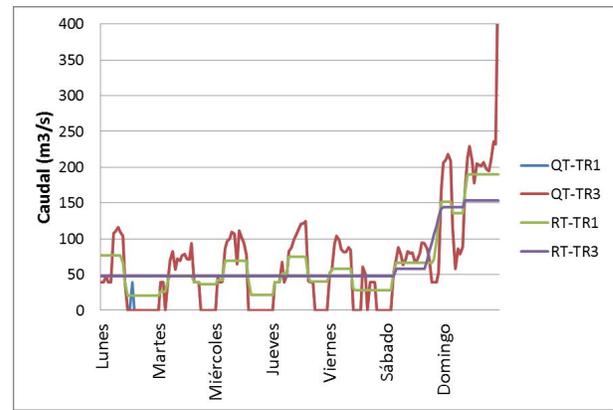
Con el objetivo de apreciar la manera en que el contraembalse entrega los caudales turbinados por parte de la central es que se muestra a continuación las series de caudales turbinados y entregados de dos casos cualquiera mostrados en las figuras 6.9 y 6.10, los cuales pueden reproducirse a todos los casos en análisis.

Se puede observar como el contraembalse le otorga flexibilidad a la central, permitiendo operar con *peaking*, y entregando posteriormente los caudales de manera suave. Se observa en el caso Febrero-seco, el mismo analizado en la figura 6.1 que las series de caudales turbinados con y sin restricciones son casi idénticas independiente del tiempo de retención, lo que permite decir que ya para pequeñas capacidades de contraembalse la central puede operar sin sentir las restricciones de caudal. Por otro lado se puede apreciar que las curvas en el caso de un tiempo de retención mayor tienen menores pendientes, por ende la entrega es más suave, lo que permite afirmar que mayores capacidades logran entregar de mejor manera los caudales. Ahora bien, al comparar este caso con el sin contraembalse se puede apreciar que las series de caudales turbinados con contraembalse independiente del tiempo de retención son casi idénticas al caso sin contraembalse y sin restricciones, lo que permite decir que el contraembalse permite una operación casi económicamente óptima.

Un análisis similar puede realizarse al observar el caso Agosto-seco de la figura 6.10, sin embargo en este caso si se observan pequeñas diferencias entre las series de caudales turbinados con y sin restricciones, pudiendo entonces decir que la central si siente las restricciones y que una capacidad mayor del contraembalse permite una operación más libre de esta. Por otro lado se puede apreciar claramente la manera suave que tiene el contraembalse de entregar los caudales, viendo que ya para TR3 el caudal entregado es constante, permitiendo a la central operar con un alto *peaking*.

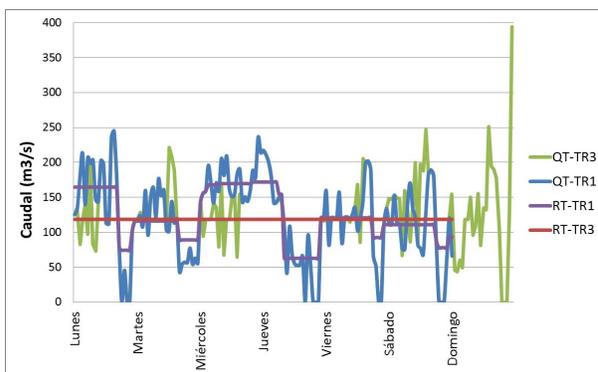


(a)

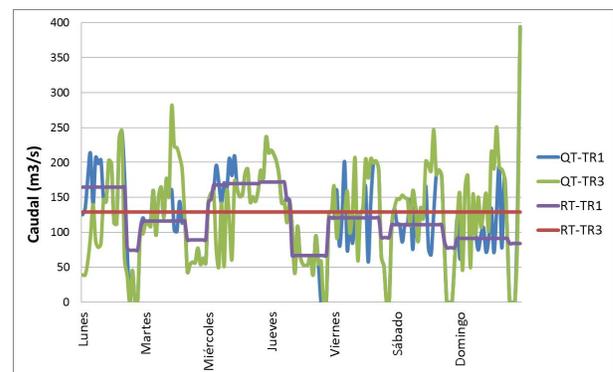


(b)

Figura 6.9: Febrero-seco, series turbinadas (QT) y entregadas (RT) para distintos tiempos de retención (TR), en la figura 6.9a se aprecia el caso sin restricciones (Q1-R1) y en la figura 6.9b el con caso restricciones máximas (Q5-R5)



(a)



(b)

Figura 6.10: Agosto-seco, series turbinadas (QT) y entregadas (RT) para distintos tiempos de retención (TR), en la figura 6.9a se aprecia el caso sin restricciones (Q1-R1) y en la figura 6.9b el con caso restricciones máximas (Q5-R5)

6.2.3. Costos Totales

En la figura 6.11 se muestran los costos totales (aumento porcentual de costos con respecto al caso sin restricciones y sin contraembalse) del sistema para distintos casos, escogidos por ser los más recurrentes y representativos dentro de los casos simulados, en la situación con contraembalse y para distintas capacidades de este.

Como primera observación se puede apreciar en la figura 6.11, salvo para el caso Mayo-húmedo que el aumento de costos en el caso con contraembalse varían significativamente con respecto a la restricción de entregas mínimas y es casi insensible a la restricción de rampas salvo en ciertos casos. Esto se debe a que el sistema a través del contraembalse busca minimizar las rampas de los

caudales de entrega y ya para pequeñas capacidades este permite que la restricción sea inactiva, dejando solo la restricción de entregas como un factor que afecta los costos. Junto con esto se debe recalcar que para ayudar a la disminución de las rampas lo que el sistema hace es ajustar levemente las generaciones térmicas para cubrir las fluctuaciones, sin cambiar el total generado por tecnología.

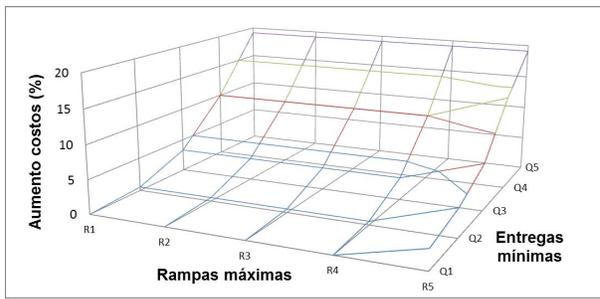
Ahora bien en las figuras 6.11a y 6.11b se aprecia el mismo caso, para capacidades distintas de contraembalse. Se puede ver claramente como un pequeño aumento en el tiempo de retención provoca una drástica disminución en los costos del sistema, observando que para TR1 los aumentos de costos por las restricciones de caudal llegan a 19 %, y para TR3 estos no superan el 2.5 %. En este mismo caso y TR4 el aumento de costo llega a 0 % haciendo independiente la operación de la central de las restricciones de caudal.

En las figuras 6.11c y 6.11d se aprecia la misma situación, es decir, una disminución significativa de los costos al aumentar a 2 horas el tiempo de retención del contraembalse, yendo desde aumentos máximos del orden de 70 % a aproximadamente 45 % para TR2. Una observación importante es que estos aumentos en los costos se aprecian con mayor claridad en escenarios secos, para escenarios normales y húmedos como se verá más adelante, las pérdidas son muy inferiores y cercanas a cero.

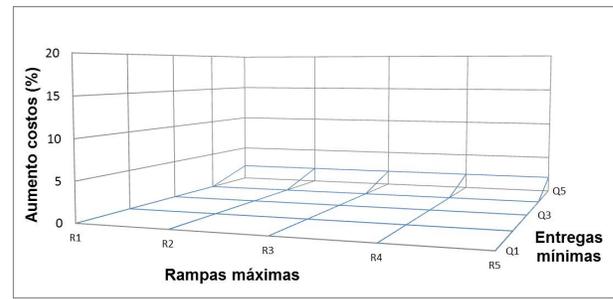
Por último se aprecia en la figura 6.11e, un caso especial en donde las pérdidas son más sensibles a las restricciones de rampas. Esto se debe a que por la gran disponibilidad de agua del escenario, siempre se turbinaba más que el mínimo haciendo las restricciones de entrega mínima inactivas. Por último en los casos Noviembre seco y húmedo no mostrados en la figura se aprecia como para la capacidad más pequeña de contraembalse ya los costos son independientes de las restricciones, como se revisó anteriormente esto se explica por el funcionamiento a capacidad de la central debido a la gran disponibilidad de recurso hídrico.

La figura 6.12 muestra la comparación de las pérdidas del sistema para los casos sin y con contraembalse incluyendo en esta los distintos tiempos de retención simulados. En estas se quiso mostrar la variación del aumento en los costos del sistema dejando fija una restricción (de entrega o rampa según fuese el caso de interés) y variando las otras.

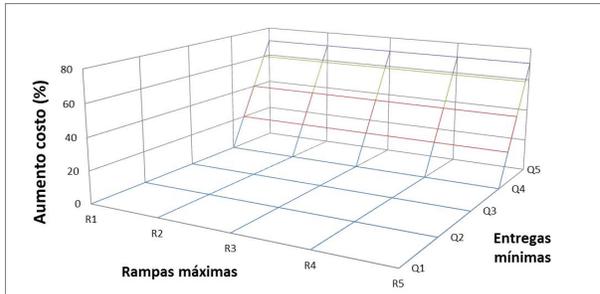
Como ya se mencionó los costos son en la mayoría de los casos independientes de la restricción de rampas, por esta razón es que se muestra la variación de las pérdidas manteniendo restricciones de rampa constantes y variando entregas mínimas. Como primera observación se aprecia claramente como la incorporación de un contraembalse, independiente del caso permite disminuir significativamente los costos del sistema provocadas por las restricciones de caudal.



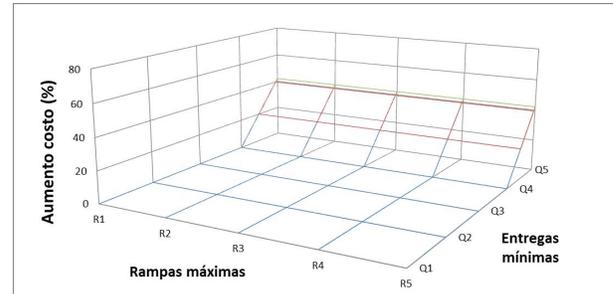
(a) Febrero-seco, TR1



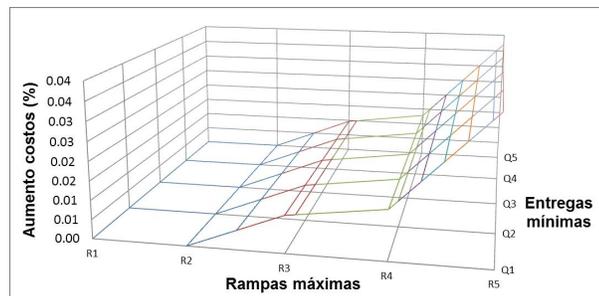
(b) Febrero-seco, TR3



(c) Mayo-seco, TR1



(d) Mayo-seco, TR3



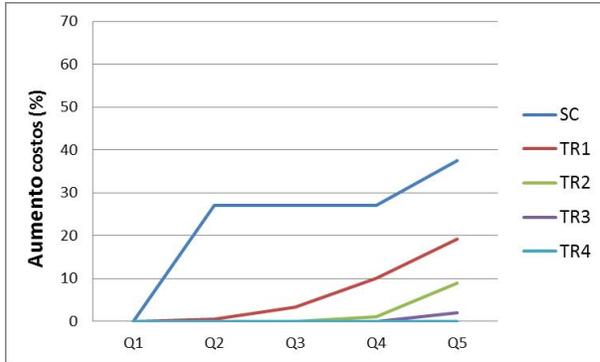
(e) Mayo-húmedo, TR1

Figura 6.11: Aumento porcentual en los costos totales (pérdidas) para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal

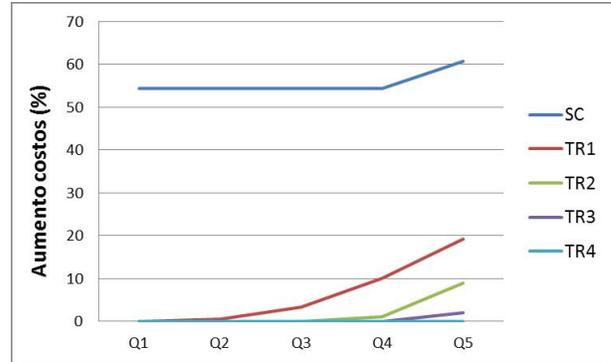
También se aprecia que la tendencia que tienen los aumentos en los costos de crecer a medida que la condición de operación es más restrictiva se mantiene con respecto al caso sin contraembalse. En las figuras 6.12a y 6.12b se logran notar las grandes disminuciones en los aumentos de costos que ocasiona el contraembalse, llegando en el primer caso (R1) a disminuciones máximas del orden de 27 % para la menor capacidad y de 37 % para la mayor. Para el caso de la restricción R3 constante se tienen disminuciones máximas de 55 % para la menor capacidad y de 61 % para el con mayor.

Como última observación que se desprende de estos gráficos es que claramente al aumentar la capacidad disminuyen los costos de manera creciente, es decir, mientras más grande es el contraembalse, menor es el aumento en los costos que las restricciones generan. Casos interesante se aprecian en la figura 6.16 y 6.12d ya que en estos la disminución de los costos aunque se logra apreciar, no es en magnitud tan significativa como la generalidad de los casos, promediando me-

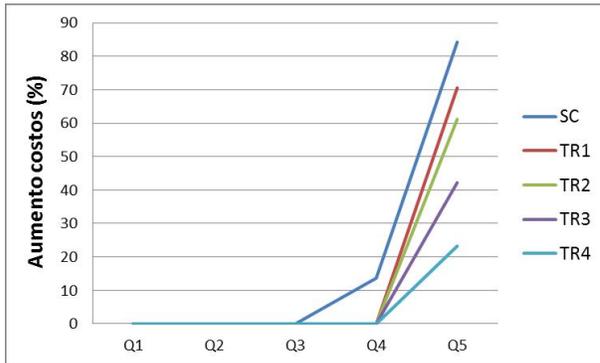
joras desde un 2 a un 7%. Un último caso de análisis es el que se aprecia en la figura 6.13b, en este se ve como para la menor capacidad del contraembalse el aumento en los costos disminuye inmediatamente a cero, esto es lo que se puede apreciar en la mayoría de los escenarios normales y húmedos.



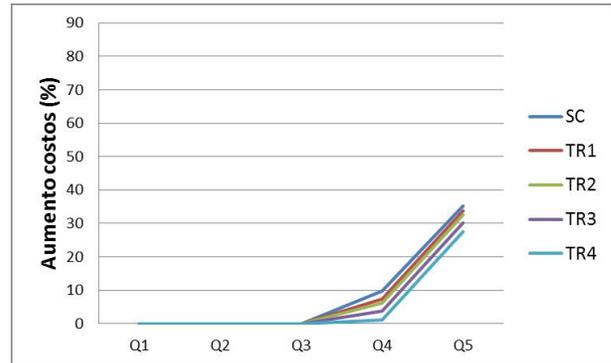
(a) Febrero-seco, restricción R1 constante



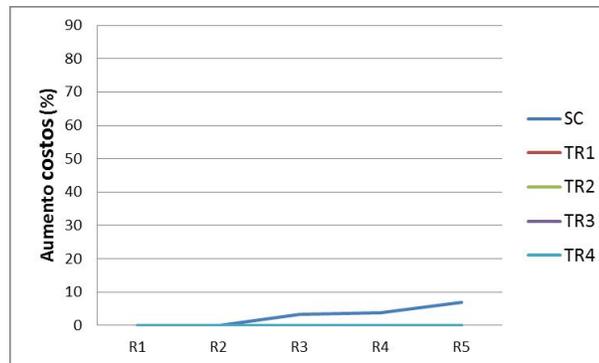
(b) Febrero-seco, restricción R3 constante



(c) Mayo-seco, Restricción R4 constante



(d) Agosto-seco, restricción R5 constante



(e) Mayo-normal, restricción Q2 constante

Figura 6.12: Comparación del aumento en los costos totales del sistema, manteniendo una restricción constante para el caso sin contraembalse (SC) y distintos tiempos de retención.

6.2.4. Costos de Generación

A continuación se muestran los costos de generación térmica para ciertos casos particulares de la simulación, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal en el caso con contraembalse. Estos costos se encuentran normalizados por el costo de generación base, es decir, sin restricciones, todos estos mostrados en la tabla 6.1.

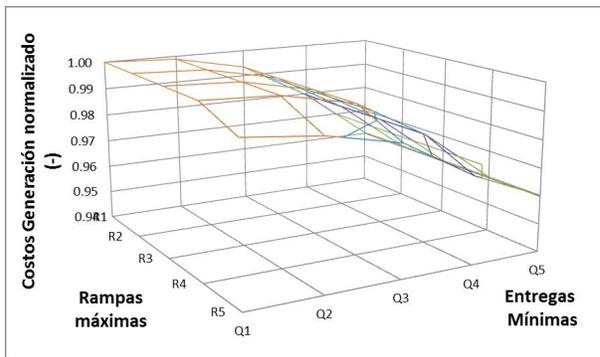
Como ya se vio anteriormente el comportamiento de los costos de generación dependía del caso simulado, es decir, cuando el sistema prefiere no generar utilizando agua y las restricciones de caudal lo obligan a realizar esto, se aprecia un costo térmico que disminuye a medida que la condición se hace más restrictiva. En el otro extremo, cuando se tiene mucha agua los costos aumentan con condiciones más restrictivas, debido a que el impedimento del *peaking* hídrico, es suplido con la entrada de tecnologías térmicas.

Lo mismo se aprecia para el caso con contraembalse, es decir, las mismas tendencias en los mismos casos. Ahora bien se aprecia que el efecto del contraembalse independiente del comportamiento de los costos es tender hacia la condición sin restricciones, es decir, si los costos bajan con condiciones más restrictivas (figuras 6.13a y 6.13b, entonces el contraembalse provoca que estos aumenten hasta llegar al caso base (Q1-R1). Al contrario si los costos aumentaban con las restricciones (figuras 6.13c y 6.13d), el contraembalse los disminuye hacia el caso base.

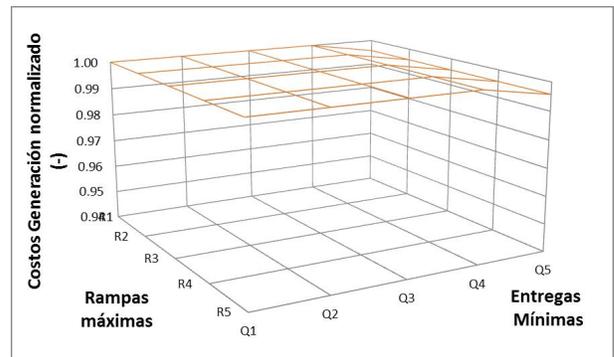
Junto con esto se aprecia como el aumento de la capacidad del contraembalse (figuras 6.13a y 6.13b), provocan que los costos se acerquen de manera creciente hacia el caso base (Q1-R1), es decir, mientras mayor el contraembalse, más independientes son los costos de generación de las restricciones de caudal. En general para escenarios normales y húmedos un tiempo de retención de 2 horas es suficiente para estabilizar el costo y hacerlo independiente de las restricciones.

Cabe mencionar que al igual que en los costos totales, en el caso de Noviembre tanto seco como húmedo, se tiene que los costos de generación son independiente de las restricciones, esto se debe tanto a la gran disponibilidad de recurso hídrico, como a la mayor flexibilidad que existe en las restricciones para este mes, por tener siempre caudales afluentes muy superiores al resto.

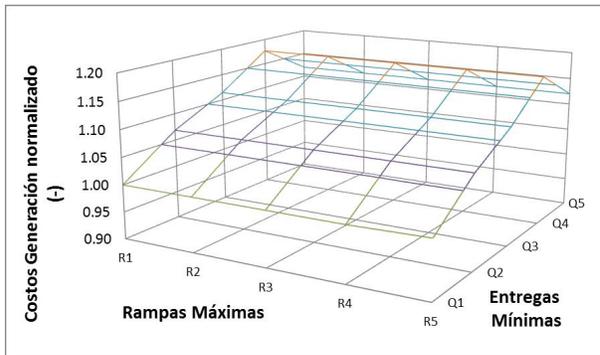
Ahora bien para ejemplificar de mejor manera el efecto del contraembalse en los costos de generación, se aprecia en la figura 6.14 como el aumento de la capacidad del contraembalse lleva los costos cada vez más cerca de la recta dada por el costo base (Q1-R1), notando que ya para capacidades de 2 horas de TRH, la diferencia es despreciable y para 3 horas la central opera independiente de las restricciones de caudal, lo que ocurre para casi todos los casos simulados.



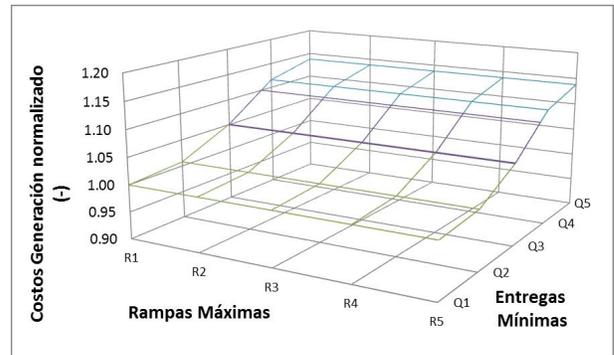
(a) Febrero-seco, TR1



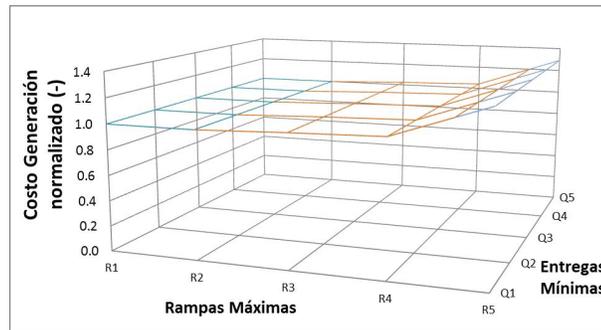
(b) Febrero-seco, TR3



(c) Mayo-seco, TR1



(d) Mayo-seco, TR4



(e) Mayo-húmedo, TR2

Figura 6.13: Costos de generación térmica normalizado para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal

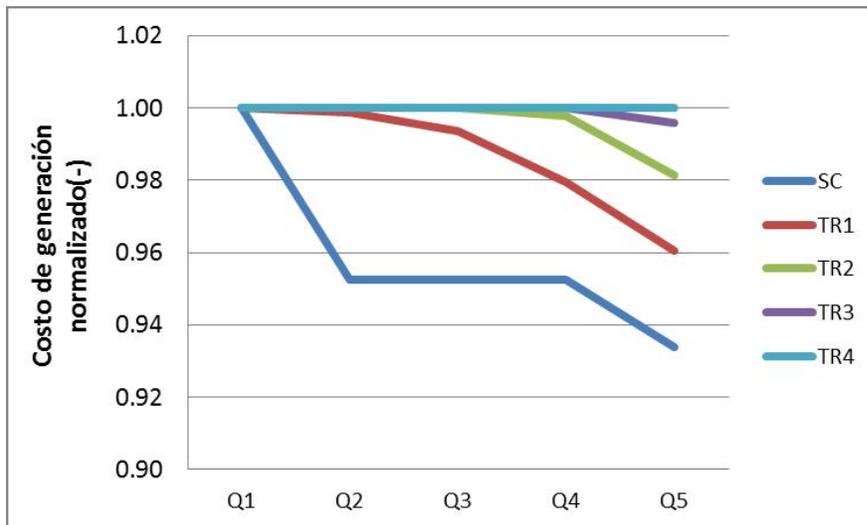


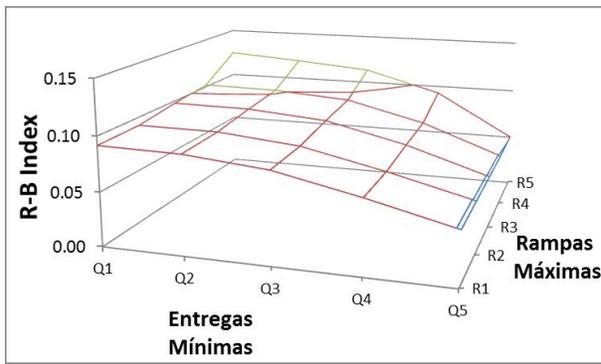
Figura 6.14: Variación del costo de generación con respecto a las entregas mínimas manteniendo R1 constante, Febrero-seco.

6.2.5. Índices de alteración hidrológica

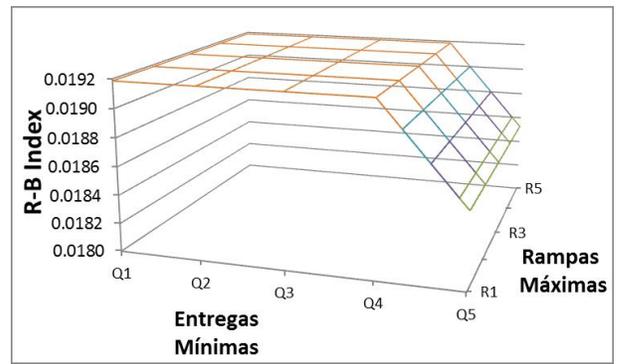
Para estudiar los efectos a nivel hidrológico de la medida de mitigación es que se calculó el índice de Richard-Baker, para las series de caudales entregados por el contraembalse a nivel semanal, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal y tiempos de retención, para el total de los casos simulados. A continuación se muestran los casos más representativos para realizar el análisis. Cabe mencionar que en la figura 6.15 y 6.16 los distintos casos se muestran con distintas escalas para poder apreciar las tendencias del indicador.

La primera observación sobre la figura 6.15, es que al igual que los costos totales y de generación, la sensibilidad logra apreciarse mayoritariamente con respecto a las entregas mínimas, sin embargo se aprecian casos en que la restricción de rampas es activa provocando cambios en el indicador, esto se debe a que el indicador opera de manera directa sobre los caudales entregados, a los cuales se les aplican las restricciones. Por otro lado la tendencia que se observa en la generalidad de los casos es que el indicador tiende a mejorar (disminuir) a medida que la operación se hace más restrictiva.

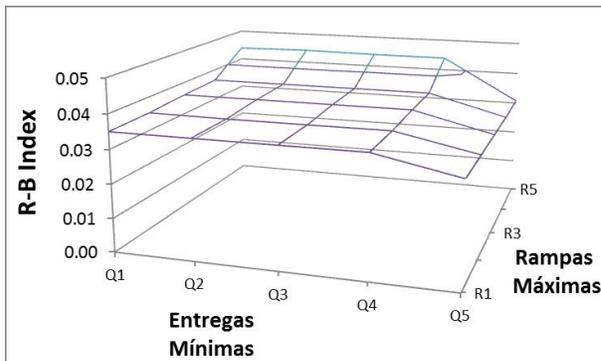
Por otro lado también se puede apreciar como para escenarios secos la variación de los indicadores es mucho más notoria, para escenarios normales y húmedos esta variación es muy inferior. Junto con esto también se aprecia como el aumento de la capacidad del contraembalse contribuye a disminuir considerablemente tanto el valor del indicador como la variación de este con respecto a las restricciones como se aprecia en las figuras 6.15a y 6.15b, en la primera se aprecia un valor promedio del indicador del orden de 0.09 y ya con un tiempo de retención de 2 horas el indicador baja a un promedio de 0.019, es decir una disminución de 78 %.



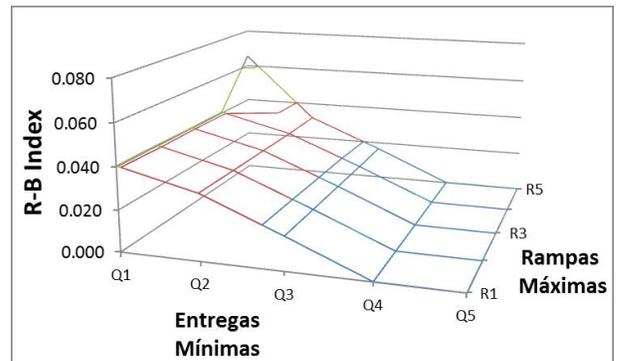
(a) Febrero-seco, TR1



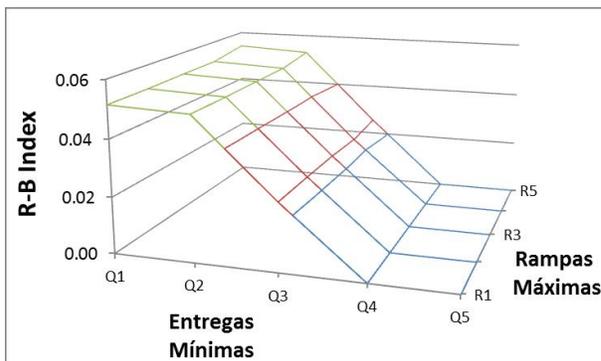
(b) Febrero-seco, TR3



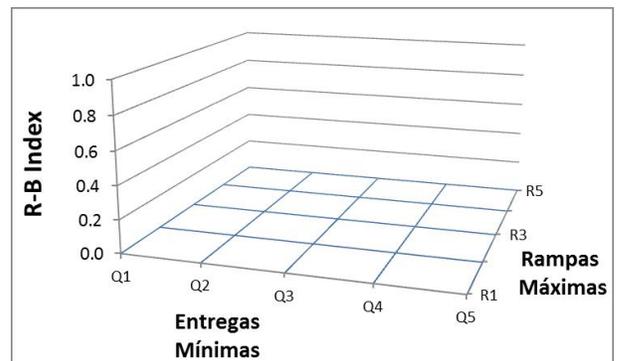
(c) Febrero-húmedo, TR1



(d) Mayo-seco, TR2



(e) Agosto-seco, TR1



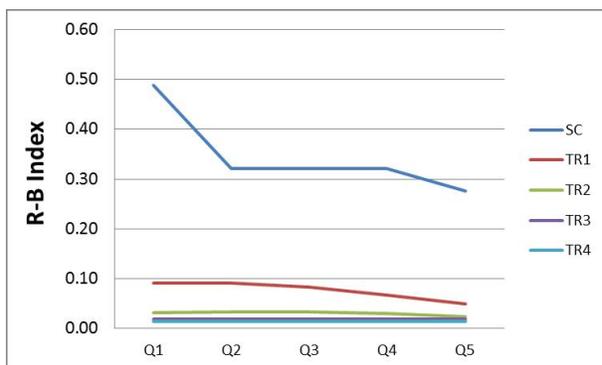
(f) Agosto-seco, TR3

Figura 6.15: Índices de alteración hidrológica para distintos casos con contraembalse, bajo todas las combinaciones de restricciones de caudal.

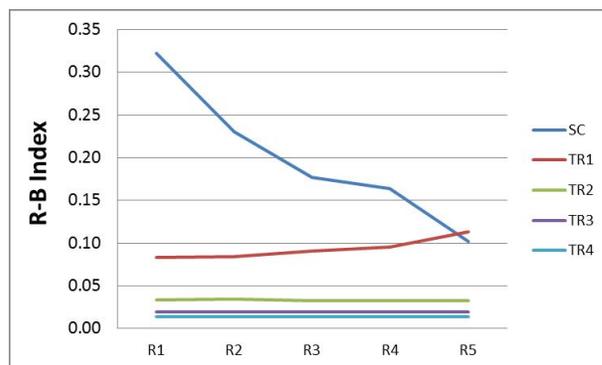
Un caso interesante de analizar es el que se observa en la figura 6.15c, en donde se aprecia un empeoramiento del indicador al aumentar la restricción de rampas, lo que indica que es preferible en este caso operar de una manera menos restrictiva el contraembalse para obtener un mejor desempeño. Por esto además es posible decir que una condición más restrictiva no implica directamente un indicador menor, debiendo diferenciarse según el caso la condición óptima de operación con respecto a restricciones de caudal utilizadas.

Por último en las figuras 6.15e y 6.15f se aprecia que para capacidades pequeñas, es decir, del orden de 2 horas ya es posible ver que el indicador llega a un mínimo, en este caso cero, haciendo la operación del contraembalse independiente de las restricciones.

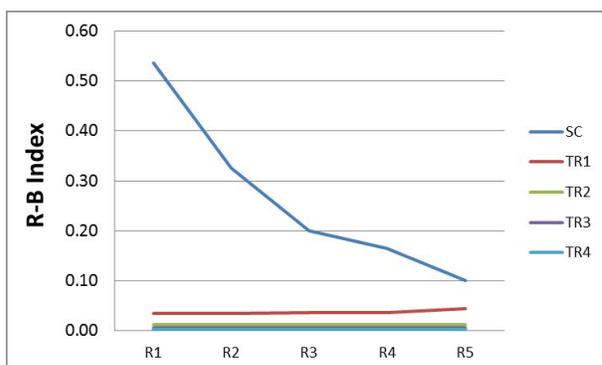
Con el objetivo de verificar la efectividad de la medida con respecto al caso sin contraembalse (SC) se muestra a continuación el comportamiento del indicador para algunos casos representativos, manteniendo restricciones constantes (de entrega mínima o rampa máxima según sea el caso) bajo las distintas capacidades simuladas.



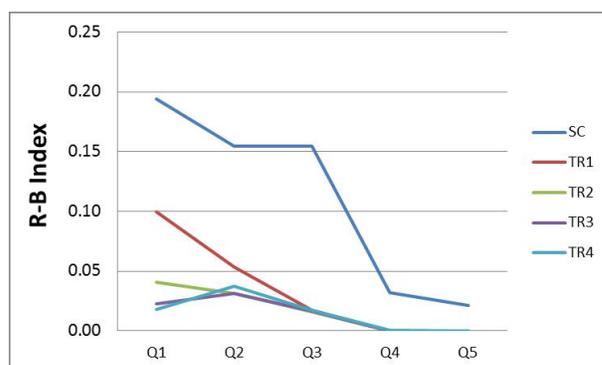
(a) Febrero-seco, restricción R1 constante



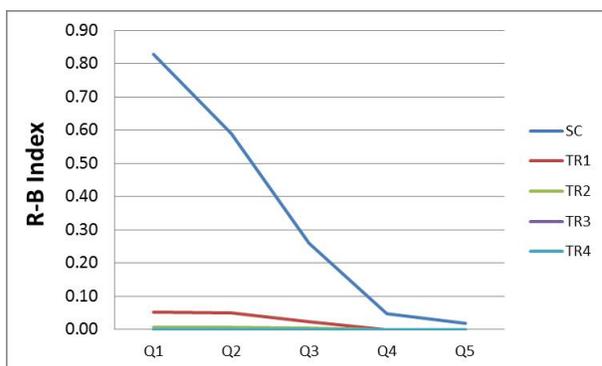
(b) Febrero-seco, restricción Q3 constante



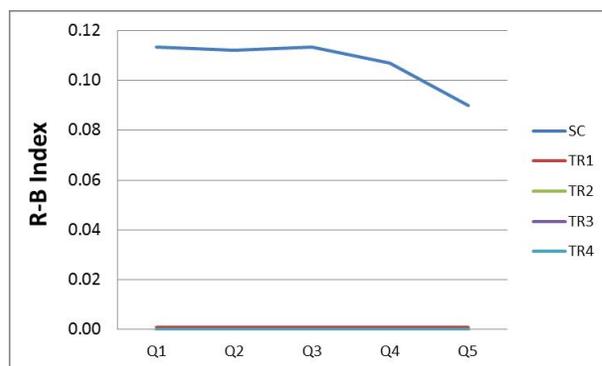
(c) Febrero-húmedo, Restricción Q4 constante



(d) Mayo-seco, restricción R3 constante



(e) Agosto-seco, Restricción R1 constante



(f) Noviembre-seco, restricción R3 constante

Figura 6.16: Comparación de los índices de alteración hidrológica, manteniendo una restricción constante para el caso sin contraembalse (SC) y distintos tiempos de retención (capacidad del contraembalse).

Se puede ver claramente en la figura 6.16 como la incorporación del contraembalse disminuye de manera considerable los indicadores con respecto al caso sin este. Ahora bien en estas figuras se logra apreciar la magnitud de la disminución de los indicadores, a modo de ejemplo en la figura 6.16c, se aprecia que para R1, se produce una disminución máxima del orden de 93 % para la menor capacidad y de un 100 % para la mayor, es decir, esta capacidad hizo nulo el indicador. También para condiciones más restrictivas, las mejoras son considerables, por ejemplo en la figura 6.16a, para la restricción Q5, se tiene una disminución de 82 % para la menor capacidad y de un 95 % para la mayor.

Un caso particular es el que se aprecia en la figura 6.16b, en donde para la menor capacidad de contraembalse se logra apreciar una pequeña empeora con respecto al mismo caso sin contraembalse, esto debido a que en este caso la condición más restrictiva no es la de operación óptima. Ahora bien es importante señalar que aunque el indicador es peor que en el mismo caso sin contraembalse (Q3-R5), sigue siendo mejor que el caso base (Q1-R1) en la situación sin contraembalse.

Por último se muestra en la figura 6.16f el caso Noviembre-seco, en donde se observa como para la menor capacidad de contraembalse ya se logra que el indicador sea nulo, es decir, una disminución del 100 %.

6.2.6. Tradeoff entre costos del sistema e indicadores de alteración hidrológica

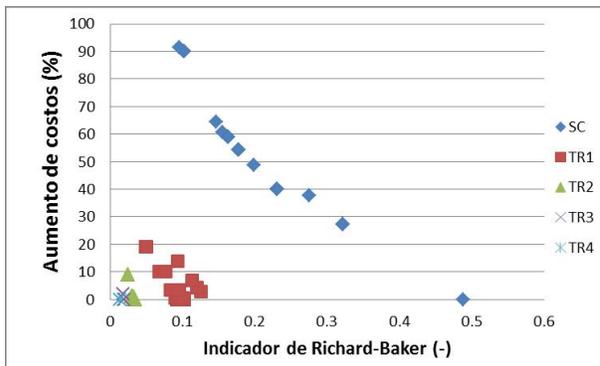
En la siguiente sección se realizará un análisis de soluciones eficientes entre los costos totales del sistema eléctrico y los indicadores de alteración hidrológica. Para esto se crearon las curvas de aumento de costo versus el indicador obtenido para ese costo, en donde cada punto de las curvas mostradas representa una combinación de restricciones. Estas se aprecian en la figura 6.17, cabe destacar que el análisis fue realizado para el caso sin y con contraembalse y para los distintos tiempos de retención con el objetivo de apreciar el comportamiento de las curvas al incorporar la medida de mitigación.

Se presentan tres casos, en el lado izquierdo de la figura se muestran las curvas originales producto de incorporar todas las combinaciones de restricciones y en el lado derecho se aprecian las curvas obtenidas con el análisis de soluciones eficientes.

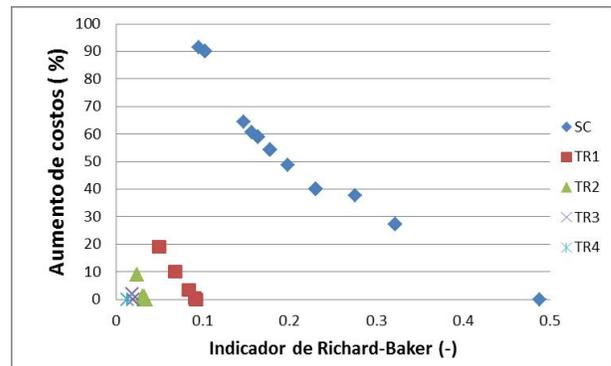
Lo primero que logra apreciarse en estas curvas una vez quitadas las soluciones no eficientes, es la relación que existe entre ambos parámetros analizados, se observa que un menor indicador implica un mayor costo para el sistema, tanto para el caso sin y con contraembalse bajo los distintos tiempos de retención. Esto quiere decir que para entregar el caudal de una manera más amigable con el ambiente se requiere de un mayor gasto por parte del sistema. Es importante recalcar que el costo incluido es solo el operacional sin incorporar la inversión requerida en la obra.

Ahora bien al apreciar cada uno de los casos que se muestran en la figura 6.17, se observa que la curva o conjunto de puntos obtenidos al incorporar contraembalse se desplaza hacia el origen, es decir, para obtener un mismo valor de indicador, en el caso con contraembalse el costo es inferior, así como para un mismo costo en el caso con contraembalse el indicador es menor. Esto se repite al aumentar la capacidad del contraembalse, desplazando las curvas cada vez más hacia el origen. Este efecto se ve mejor representado en la figura 6.18b, donde las curvas y su desplazamiento se aprecian claramente.

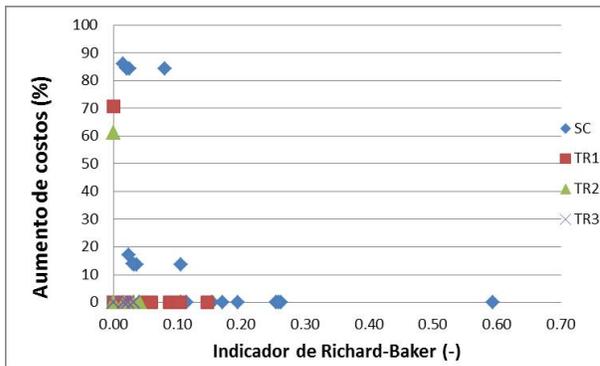
Ahora bien, para el caso de la figura 6.17d se aprecia que la solución eficiente para los casos con contraembalse es única para cada tiempo de retención, alcanzando un indicador nulo. En resumen, el efecto del contraembalse consiste en hacer más eficiente el conjunto de soluciones obtenidas en la operación del contraembalse.



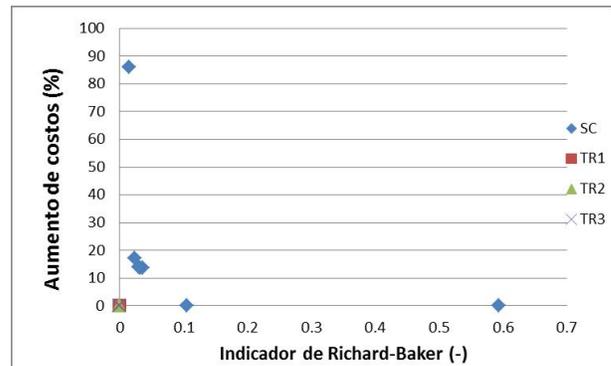
(a) Febrero-seco, solución original



(b) Febrero-seco, soluciones eficientes



(c) Mayo-seco, soluciones eficientes

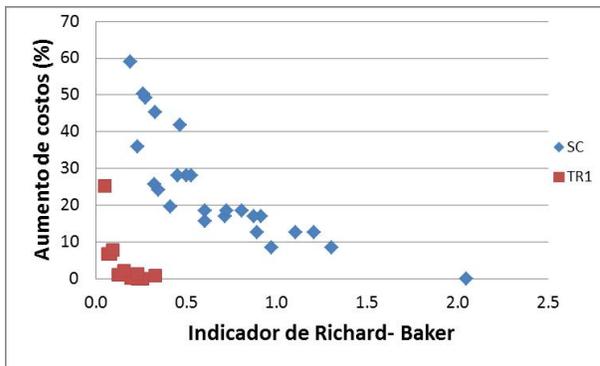


(d) Mayo-seco, soluciones eficientes

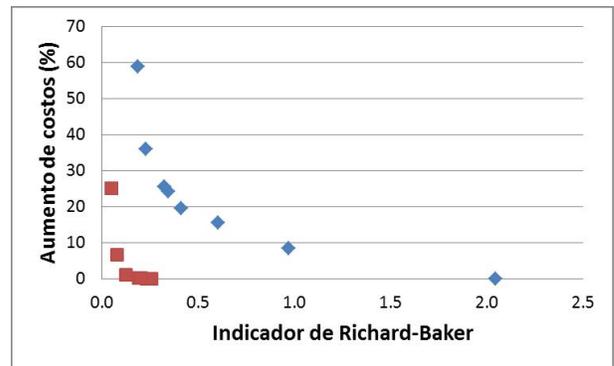
Figura 6.17: Análisis de soluciones eficientes entre el costo del sistema e indicador de alteración hidrológica (Richard-Baker) para distintos casos.

Finalmente, para obtener un resultado más global del trabajo presentado se muestra a continuación el mismo análisis, realizado para la hidrología seca de manera anual, es decir, se globalizaron los costos e indicadores obtenidos para esta hidrología, mostrando el aumento de costos anual y el efecto del contraembalse para un tiempo de retención de 0.5 horas.

Se aprecia en la figura 6.18 que el efecto obtenido por el contraembalse de manera anual es el mismo que se aprecia de manera individual en cada semana, apreciando como este desplaza el conjunto de soluciones hacia el origen, haciéndolo más eficiente.



(a) Anual, solución original, solución original



(b) Anual, soluciones eficientes

Figura 6.18: Análisis soluciones eficientes entre el costo del sistema e indicador de alteración hidrológica (Richard-Baker) para el caso anual, hidrología seca.

7. Discusión y Conclusiones

Al analizar los resultados para el caso sin contraembalse se pudo llegar a una serie de conclusiones, coherentes y concordantes con trabajos previamente realizados por otros autores. Entre estas se deben mencionar que la incorporación de restricciones de caudal limitan notablemente las fluctuaciones sobre todo en casos con poca disponibilidad de recursos hídricos, pero esto provoca una disminución en la flexibilidad de la central en respuesta a las demandas.

Por otro lado, contrario a lo mostrado por Pérez-Díaz et al. (2010), se aprecia que aunque en la mayoría de los casos al incorporar restricciones de caudal aumenta la generación hídrica, al incluir estas restricciones en un sistema eléctrico, en casos con mucha agua y restricciones de entrega mínima inactivas, la generación hídrica semanal disminuye por la restricción de rampas, aumentando la generación térmica.

Todo esto se ve reflejado como sistema en la obligación de las centrales térmicas de operar de manera fluctuante al incorporar restricciones de caudal para suplir la baja en la flexibilidad de las centrales hidráulicas. Ahora bien con respecto a los costos totales del sistema se concluye que las restricciones provocan un aumento monótono y creciente en estos llegando a máximos del orden de 91 %, además son más sensibles a las restricciones de rampas debido a los requerimientos del sistema de que la central de embalse siempre entregue más de lo requerido por la restricción de entrega mínima. Sin embargo esto sucede por la configuración del sistema simplificado, debido a que si hubiese más centrales que suplieran las demandas probablemente la restricción de entregas sería activa en muchos más casos.

Con respecto a los costos de generación se puede desprender que estos dependen del caso en análisis, es decir, en casos muy secos estos tienden a disminuir al imponer restricciones y en casos con mucha agua tienden a aumentar, esto debido a que la generación térmica asume el *peaking* del sistema (ya sea con carbón o diésel dependiendo del caso). Por último como se esperaba, se aprecia un comportamiento monótono y decreciente del indicador de Richard-Baker al aumentar el grado de las restricciones llegando a disminuciones del 97 %, es decir, estas provocan claras mejoras en los impactos hidrológicos que la central ejerce al medio ambiente, sin obviar el alto costo asociado a esta reducción de algunos de los casos.

Ahora bien, con respecto a la incorporación del contraembalse al sistema eléctrico, se puede decir que es fundamental determinar la correcta operación de contraembalse. Se pudo apreciar que una operación desacoplada Embalse-Contraembalse, provoca infactibilidades en los resultados, para ciertas combinaciones de restricciones en varios de los casos estudiados. Esto quiere decir que el contraembalse no logra entregar lo que la central turbina, lo que se representa físicamente con un vertimiento de este, lo que claramente debe evitarse, pues es energía no aprovechada por el sistema.

Por este motivo es que la alternativa 3 planteada, que consistía en una modelo que define la operación conjunta de ambos elementos, incorporando a los costos del sistema las penalidades por rampas, es la mejor opción para definir las entregas obteniendo series de caudales suaves, consistencia en las series de generación por tecnología, los mismos óptimos económicos y por último una

gran disminución en los indicadores que además tienen tendencias monótonas.

En cuanto al objetivo del contraembalse, de disminuir las fluctuaciones de caudal, y otorgarle flexibilidad a la central se puede concluir que este lo cumple, hasta el punto de entregar un caudal constante como se aprecia en la figura 6.10 para un tiempo de retención de tan solo dos horas en este caso, permitiendo a la central operar libremente sin sentir las restricciones de caudal.

Con respecto a los costos totales, se concluye que el contraembalse disminuye los costos de manera creciente con su capacidad, notando que para el caso sin contraembalse la pérdida promedio máxima es de 56.6 % y al incorporar contraembalse el con menor capacidad tiene una pérdida promedio máxima de 14.7 % y así sigue disminuyendo al aumentar el tiempo de retención. A diferencia del caso sin contraembalse la generalidad de los casos muestra que la sensibilidad de los costos se produce con respecto a las entregas mínimas, esto debido a que al incorporar la penalización por rampas se está indirectamente provocando que esta restricción sea inactiva.

Con respecto a los costos de generación se desprende que el efecto del contraembalse en estos es llevarlos hacia el costo base, o el que se obtiene para el caso sin restricciones, es decir, si los costos son crecientes con las restricciones, el contraembalse los disminuye y en caso contrario si estos son decrecientes, el contraembalse los aumenta.

Con respecto a los indicadores de alteración hidrológica, como ya se mencionó se cumple el objetivo de disminuirlos, apreciando un comportamiento monótono y decreciente al aumentar la restricción. Ahora bien, la magnitud de las mejoras es muy considerable, hasta el punto de provocar que el indicador sea nulo en ciertos casos. Con respecto a este punto se puede agregar que estos valores casi nulos del indicador en muchos de los casos se asemejan a lo requerido por el régimen natural, que como se revisó según Olivares et al.(2015), es la manera de entregar que menor impacto provoca en el río.

Incorporando los puntos recién mencionados, es decir, costos e indicadores es que se generan las curvas de soluciones eficientes y con respecto a éstas es importante concluir que la incorporación de un contraembalse junto con el aumento de la capacidad de este, provoca un desplazamiento de la curva hacia el origen, haciendo el sistema más eficiente en ambos parámetros.

Por otro lado se concluye que mientras mayor es la capacidad del contraembalse, menor es la magnitud del indicador. Sin embargo, se puede apreciar que las diferencias entre los indicadores obtenidos al aumentar las capacidades del contraembalse para ciertos casos es despreciable, a modo de ejemplo se tiene una diferencia máxima entre TR3 y TR4 de 5 % lo que lleva a analizar cuan significativa es esa disminución al aumentar la capacidad, pensando en los costos de inversión que conllevan, además surge la pregunta de cuán importante es esta diferencia en el impacto que se tiene en el río para ambos casos, ya que ambos promedios son muy pequeños y muy inferiores al caso sin contraembalse.

Esto lleva a discusión la definición de capacidad óptima de contraembalse. Si se mira solo del punto de vista operacional, se podría decir que una capacidad de tres horas provoca que el aumento en los costos producto de las restricciones lleguen a cero en todos los casos, junto con esto se aprecia que

los indicadores llegan a valores casi nulos en todo los casos, por ende bajo esta visión esta debería ser la capacidad óptima. Sin embargo, no se consideran en este estudio los costos de inversión en las obras civiles que requiere un proyecto así, de esta manera para determinar la capacidad óptima real se debe hacer un análisis económico costo-beneficio de la implementación de la medida de mitigación incorporando además los beneficios hidrológicos que se generan y por ende una manera de cuantificarlos que se relacione con los costos económicos.

Bajo esta concepción ya que se verificaron los beneficios tanto económicos como hidrológicos así como la flexibilidad otorgada a la central y al sistema eléctrico en general para operar, es que se plantea como trabajo futuro la realización de este análisis costo-beneficio de su implementación, como también la incorporación de estaciones de bombeo que agreguen un beneficio económico extra a la medida. Por otro lado se plantea el estudio del comportamiento del contraembalse al relacionar el modelo de despacho de corto plazo con el de largo para poder incorporar el valor del agua como variable del problema.

Bibliografía

- [1] Pérez-Díaz, J., Wilhelmi, J. Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation, *Energy Policy* 38 (2010), pp. 7960–7970.
- [2] Pérez-Díaz, J., Millán, R., García, D., Guisández, I., Wilhelmi, J. Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation, *Energy* 48 (2012), pp. 144-152.
- [3] Haas, J., Olivares, M., Palma-Behnke, R. Grid-wide subdaily hydrologic alteration under massive wind power penetration in Chile, *Journal of Environmental Management* 154 (2015), pp. 183-189.
- [4] Olivares, M., Haas, J., Palma-Behnke, R., Benavides, C. A framework to identify Pareto-efficient subdaily environmental flow constraints on hydropower reservoirs using a grid-wide power dispatch model, *Water Resources Research*, 10.1002/2014WR016215, (2015), pp. 3664-3680.
- [5] Haas, J. (2014), Análisis de interacciones a nivel horario entre centrales hidroeléctricas y eólicas en el Sistema Interconectado Central de Chile, Tesis para optar al grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Recursos y Medio Ambiente Hídrico, Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile.
- [6] Escobar N. (2016), Análisis conceptual del efecto de un contraembalse como medida de mitigación de las fluctuaciones intradiarias de caudal inducidas por la operación de una central hidroeléctrica de embalse, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil, Departamento de Ingeniería Civil, Universidad de Chile.
- [7] Poff, N.L., Zimmerman, J.K.H., , Ecological responses to altered flow regimes: a literature review to inform the science and management of environmental flows. *Freshw. Biol.* 55(2010), pp. 194e205.
- [8] Baker, D., Richards, R., Loftus, T., Kramer, J. A new flashiness index: characteristics and applications to midwestern rivers and streams. *J. Am. Water Resour. Assoc.* 40 (2004), pp.503-522.
- [9] Guisández, I., Pérez-Díaz, J., Wilhelmi, J. The Influence of Environmental Constraints on the Water Value”, *ResearchGate, Energies* (2016), 9, 446.
- [10] Bruder, A., et al., A conceptual framework for hydropeaking mitigation, *Sci Total Environ* (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.scitotenv.2016.05.032>
- [11] Scheidegger, K., Bain, M. Larval Fish Distribution and Microhabitat Use in Free-Flowing and Regulated Rivers, *American Society of Ichthyologists and Herpetologists (ASIH)*, Vol. 1995, No. 1 (1995), pp. 125-135.
- [12] Standford, J., et al., A general protocol for restoration of regulated rivers, *Regulated rivers: Research & Management*, Vol. 12, (1996), pp. 391-413.

- [13] U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Outlook 2016, www.eia.gov
- [14] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, Chile.
- [15] Ferguson, T., Linear Programming a Concise Introduction, Department of Mathematics, University of California at Los Angeles, pp. 37-38.

Anexos

A. Nomenclatura modelo de optimización

Tabla A-A1: Simbología índices utilizados en el modelo de optimización

Índice	Descripción
t	Paso de tiempo (hora)
T	Horizonte temporal de evaluación (168 horas)
G	Conjunto de centrales de generación
GT	Conjunto de centrales Térmicas
g	Central de generación
b	Barra del sistema eléctrico
S	Conjunto de escenarios hidrológicos simulados

Tabla A-A2: Variables de decisión del modelo de optimización

Variable	Unidad	Descripción
$P_{g,t}$	MW	Potencia generada por la central g en el tiempo t
$UE_{b,t}$	MW	Energía no suministrada en la barra b el tiempo t
FCF	USD	Valor de la función de costo futuro
$B_{g,t}$	(-)	Variable binaria que toma el valor de 1 cuando la central g está encendida en el tiempo t y cero sino.
$QT_{g,t}$	m^3/s	Caudal turbinado por la central g en el tiempo t
$QV_{g,t}$	m^3/s	Caudal vertido por la central g en el tiempo t
$V_{g,t}$	m^3	Volumen del embalse asociado a la central g en el tiempo t
$AF_{g,t}$	m^3/s	Afluente ficticio a la central g en el tiempo t
$RT_{g,t}$	m^3/s	Caudal entregado por en contraembalse de la central g en el tiempo t
$RV_{g,t}$	m^3/s	Caudal vertido por en contraembalse de la central g en el tiempo t
S_t	m^3	Volumen del contraembalse en el tiempo t

Tabla A-A3: Parámetros del modelo de optimización

Parámetro	Unidad	Descripción
$c_{g,t}$	USD	Costo de generación de la central g en el tiempo t
CUE	USD	Costo de energía no suministrada
η	m	Constante asociada a la carga en la generación hidroeléctrica
γ	$Kg/(m^2 * s^2)$	Peso específico del agua
$D_{b,t}$	MW	Demanda en la barra b y tiempo t
P_g^{min}	MW	Potencia mínima generada por la central g
P_g^{max}	MW	Potencia máxima generada por la central g
tOn_g^{min}	horas	Tiempo mínimo de encendido de la central g
$tOff_g^{min}$	horas	Tiempo mínimo de apagado de la central g
$\beta_{k,s}$	USD	Intercepto función costo futuro
$\alpha_{k,s,g}$	USD/ m^3	Pendiente de la función de costo futuro asociada a la central g
$QA_{g,t}$	m^3/s	Caudal afluente al embalse asociado a la central g
QT_g^{min}	m^3/s	Caudal mínimo turbinado por la central g
QT_g^{max}	m^3/s	Caudal máximo turbinado por la central g
QV_g^{min}	m^3/s	Caudal mínimo vertido por la central g
QV_g^{max}	m^3/s	Caudal máximo vertido por la central g
V_g^{min}	m^3	Volumen mínimo del embalse asociado a la central g
V_g^{max}	m^3	Volumen máximo del embalse asociado a la central g
$Q_{g,min}$	m^3/s	Caudal mínimo de entrega de la central g
$\Delta R_{g,max}^{up}$	m^3/s	Rampa máxima de subida para la central g
$\Delta R_{g,max}^{down}$	m^3/s	Rampa máxima de bajada para la central g
S_{max}	m^3	Capacidad máxima del contraembalse

B. Resultados alternativas de optimización de caudales descartadas

A continuación se muestran los resultados de las alternativas de optimización de caudales entregados por el contraembalse que no fueron utilizadas.

B.0.1. Minimización de rampas utilizando caudales turbinados como dato de entrada.

Esta alternativa utiliza como ya se mencionó la serie de caudales turbinados proveniente del modelo de minimización de costos como dato de entrada en un modelo complementario y lo que hace es minimizar la suma de rampas absolutas en la entrega del contraembalse.

A continuación se muestra el comportamiento del R-B index para distintas restricciones, bajo esta alternativa de optimización de entregas, para un caso representativo y distintos tiempos de retención.

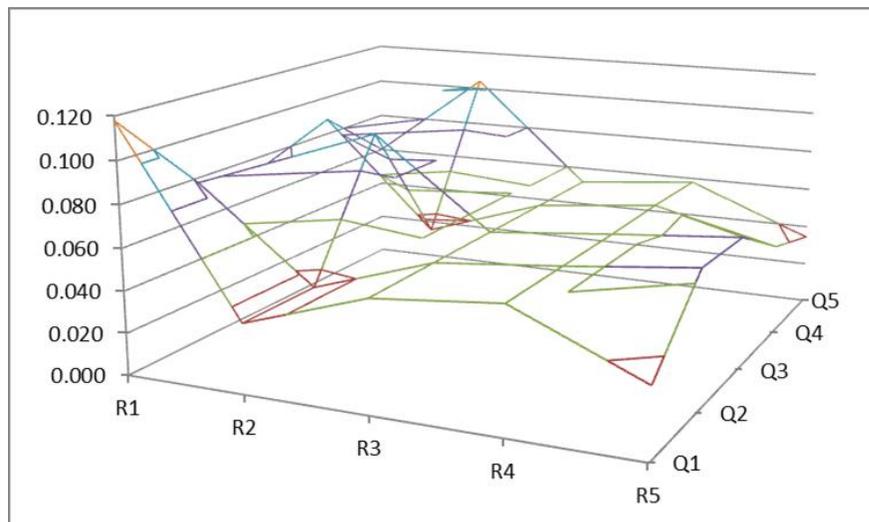


Figura A-B1: Alternativa 1, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas

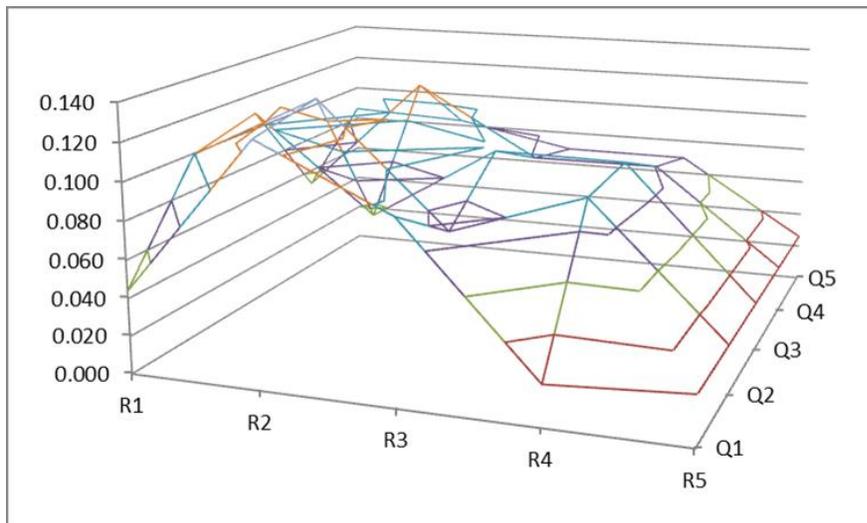


Figura A-B2: Alternativa1, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=2 horas

Se puede apreciar claramente un comportamiento errático del indicador, sin tendencias ni monotonía en su forma para ambos tiempos de retención mostrados, inclusive empeorando el indicador al aumentar la capacidad del contraembalse. Se espera que el indicador tenga al menos una forma similar al caso sin contraembalse o que tenga el mismo comportamiento debido a que ahora tiene mayor flexibilidad en la operación, esto se observa en la totalidad de los casos simulados. Junto con esto se encuentra que para ciertos casos el modelo entrega que la solución es infactible para ciertas restricciones. Por estas razones es que se descarta la alternativa.

B.0.2. Minimización de rampas, sujeto a restricción de costos

Esta alternativa utiliza el modelo de programación entera mixta restringiendo los costos y buscando minimizar la suma de las rampas absolutas de las entregas del contraembalse. A continuación se muestra el comportamiento del R-B index para distintas restricciones, bajo esta alternativa de optimización de entregas, para un caso representativo y distintos tiempos de retención.

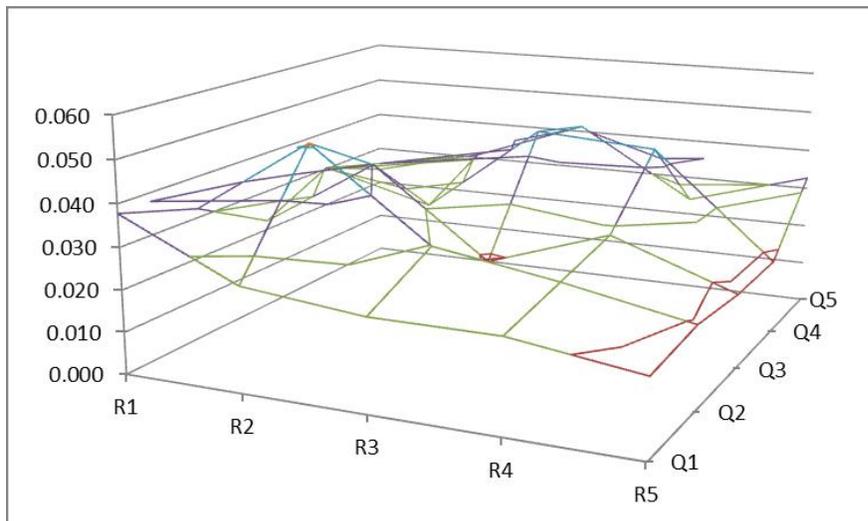


Figura A-B3: Alternativa 2, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=0.5 horas

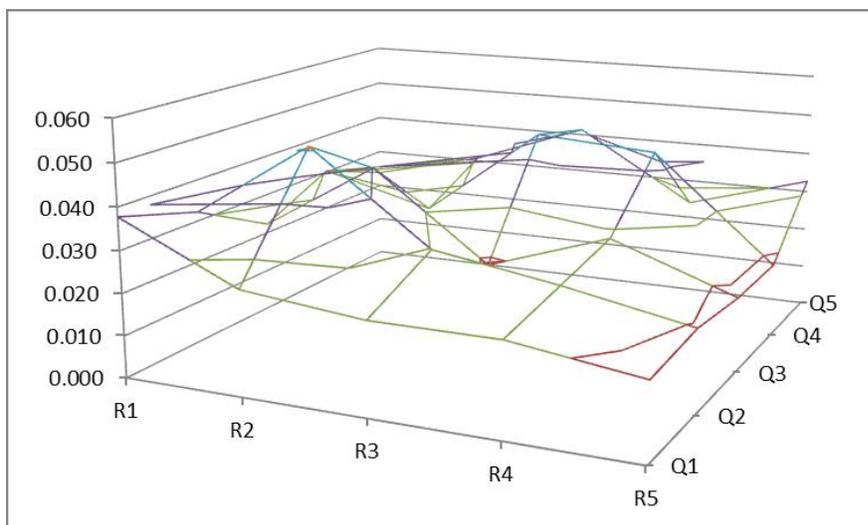


Figura A-B4: Alternativa 2, indicador de Richard-Baker para distintas restricciones, Mayo-normal, TR=2 horas

Se aprecia en las figuras que al igual que en el caso anterior el comportamiento del índice es errático sin ninguna tendencia aparente. Junto con esto se observa que para lograr minimizar las rampas y mantener el costo lo que el modelo hace es intercambiar energía hidráulica por generación térmica (carbón y diésel las cuales realizan el *peaking*) por lo cual las series turbinadas son casi constantes y la generación total de cada tecnología no permanece constante lo que dista mucho de lo entregado por el modelo de minimización de costos por ende se descarta la alternativa. Cabe mencionar que estos resultados muestran que el problema de minimización de costos es degenerado, es decir, no existe una única serie de generación que permita obtener el óptimo económico.