



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

**ESTUDIO DEL GRADO DE ALTERACIÓN HIDROLÓGICA INTRADIARIA POR
OPERACIONES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE RALCO Y
PANGUE DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
MAURICIO ANDRÉS FERNÁNDEZ CALLEJAS

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
XIMENA VARGAS MESA

SANTIAGO DE CHILE
JUNIO 2012

ESTUDIO DEL GRADO DE ALTERACIÓN HIDROLÓGICA INTRADIARIA POR OPERACIONES DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE EMBALSE RALCO Y PANGUE DEL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL

La programación de la operación intradiaria de centrales hidroeléctricas de embalse, está determinada por la capacidad de éstas para responder de manera rápida y económica frente a cambios en la demanda eléctrica. Esta variabilidad en la operación provoca fluctuaciones importantes en los caudales aguas abajo del punto de restitución de la central.

El objetivo de la presente memoria es evaluar el grado de alteración hidrológica intradiaria debido a las operaciones de las centrales hidroeléctricas Ralco y Pangue del Sistema Interconectado Central (SIC), tanto para las condiciones actuales de operación como para escenarios alternativos de restricciones operacionales que apunten a limitar la alteración hidrológica intradiaria.

La alteración hidrológica intradiaria se cuantificó en base a los cuatro indicadores propuestos por Zimmerman *et al.* (2010). Estos indicadores se obtienen a partir de series de tiempo de caudales horarios en un período de 24 horas. Estas series de operación se obtienen mediante la utilización del modelo MIPUC, modelo de pre-despacho del SIC, que resuelve el problema de coordinación hidrotérmica de corto plazo. Los resultados del modelo MIPUC permiten, además, analizar el impacto económico producto de las restricciones a la operación.

El diagnóstico consistió en comparar los indicadores de alteración hidrológica intradiaria obtenidos bajo la operación real observada y una situación natural definida por la ausencia de los embalses. Dado que el diagnóstico arrojó un grado de alteración significativo respecto del régimen natural de caudales en el período de estudio, se definieron e impusieron restricciones de caudal mínimo y variación máxima horaria de caudal sobre la operación de la central Pangue. Se consideraron caudales mínimos entre un 30% y un 60% del caudal medio mensual histórico del río Biobío en el punto de interés. Las variaciones de caudal entre horas consecutivas se limitaron entre $14 \text{ m}^3/\text{s}$ y $68 \text{ m}^3/\text{s}$.

Ambos tipos de restricciones a la operación de la central Pangue producen mejoras en los indicadores de alteración hidrológica intradiaria. La restricción de variación máxima horaria de caudal produce una mejora significativa de los indicadores durante todo el período de evaluación, mientras que la restricción de caudal mínimo sólo es efectiva en cierto período del año. Adicionalmente, se observó que el efecto sobre el grado de alteración hidrológica no es proporcional a la magnitud de las restricciones. Restricciones de pequeña magnitud no producen una mejora muy significativa sobre los indicadores.

En términos económicos, el aumento del costo total del sistema debido a las restricciones sobre la operación de la central Pangue resulta del efecto neto entre las variaciones del costo futuro del agua y del costo de producción térmica. Al comparar los efectos de ambas restricciones sobre los indicadores de alteración hidrológica con el aumento de los costos, se deduce que la restricción de variación máxima horaria de caudal mejora los indicadores a un menor costo que la restricción de caudal mínimo mensual. Se determinó que para el caso más restrictivo, el aumento de costo representa un 0,2% de los ingresos a nivel semanal de la central Pangue.

Se concluye que la restricción de variación máxima horaria de caudal obtiene mejores resultados tanto en términos de efectividad como de eficiencia económica. Adicionalmente, las restricciones ambientales parecen no producir un aumento excesivo de costos sobre la operación del sistema.

Agradecimientos

Agradezco a la escuela básica Monte Grande de la humilde comuna de Cerro Navia, gracias a sus profesores y directora que me motivaron a seguir este camino. Agradezco al Liceo José Victorino Lastarria, a sus profesores y amigos que me dieron las herramientas para ingresar a la Universidad de Chile. Agradezco a la empresa Cimagroup por su ayuda durante el comienzo de mi etapa universitaria.

Agradezco a la Universidad de Chile, en particular a la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas y a la División de Recursos Hídricos y Medio Ambiente del Departamento de Ingeniería Civil, a sus académicos y funcionarios que hicieron posible mi formación como profesional. Agradezco a la fundación Moisés Mellado por su ayuda durante cinco años. Agradezco a mis amigos formados en esta casa de estudios, a los cuales agradezco su tiempo, ayuda y cariño. Gracias por esos momentos de alegría y por su apoyo en momentos difíciles, un abrazo a todos ellos.

Agradezco a los profesores de mi comisión, Ximena Vargas y Rodrigo Palma y al Centro de Energía (CE-FCFM), en particular al excelente profesional Carlos Benavides, quienes ayudaron a la confección del presente Trabajo de Título. Un especial agradecimiento a mi profesor guía Marcelo Olivares, gracias por su tiempo y buena disposición para resolver mis dudas y gracias por darme soluciones en momentos complicados.

Agradezco a mi familia, a mi madre María Callejas, a mi padre Patricio Fernández, a mis hermanos Yohan y Yesenia, a mi abuela Rosa Ibacache, a mi abuelo Andrés Fernández, a mis tíos y primos, y un especial agradecimiento a mi novia Catalina Vilches. Gracias a todos ustedes por formar la persona que soy, por entregarme valores y apoyarme en este desafío, para ser el primer profesional de la familia. Los amo.

Finalmente agradezco a Dios.

“Vivimos en el mundo cuando amamos. Sólo una vida vivida para los demás merece la pena ser vivida” (Albert Einstein).

Tabla de Contenido

1	Introducción	4
1.1	Motivación	4
1.2	Alcances.....	5
1.3	Objetivos	5
1.3.1	Objetivo General	5
1.3.2	Objetivos Específicos	5
1.4	Organización del Informe.....	6
2	Revisión de Antecedentes	7
2.1	Efectos de las Fluctuaciones de Caudal sobre Ecosistemas Acuáticos	8
2.2	Métodos para Determinar el Grado de Alteración Hidrológica	9
2.3	Descripción General del Sistema Interconectado Central en Chile	11
2.4	Coordinación Hidrotérmica	12
2.4.1	Modelos de Programación de Pre-despacho Usados por el CDEC-SIC.....	13
2.4.2	Modelos SEEDS y MIPUC	14
3	Descripción del Sistema Ralco-Pangue	17
3.1	Variabilidad Horaria en la Operación	20
3.2	Descripción Detallada del Sistema Ralco-Pangue	21
3.2.1	Ubicación Geográfica y Puntos de Interés.....	21
3.2.2	Características Morfológicas de la Cuenca	23
3.2.3	Régimen Hidrológico	24
4	Diagnóstico del Sistema Ralco-Pangue	26
4.1	Escenario Natural	26
4.1.1	Definición y Descripción	26
4.1.2	Series de Tiempo de Caudales Medios Horarios, Escenario Natural.....	27
4.1.3	Indicadores de Alteración Hidrológica, Escenario Natural	29
4.1.4	Análisis de Sensibilidad.....	32
4.2	Escenario Actual.....	35

4.2.1	Definición y Descripción	35
4.2.2	Series de Tiempo de Caudales Horarios, Escenario Actual	36
4.2.3	Indicadores de Alteración Hidrológica, Escenario Actual	36
4.3	Comparación de Escenarios	39
5	Restricciones Ambientales	46
5.1	Caudal Mínimo de Operación	47
5.2	Variación Máxima Horaria de Caudal (<i>Ramping</i>)	48
5.3	Selección de Casos Usando Modelos MIPUC y PCP	49
5.3.1	Aplicación de Modelo MIPUC	51
5.4	Resultados de Indicadores de Alteración Hidrológica Intradiarios	52
5.4.1	Caudal Mínimo Mensual	52
5.4.2	Variación Máxima Horaria de Caudal	59
5.5	Desempeño Económico del Sistema	65
5.6	Análisis Multiobjetivo	71
5.6.1	Análisis del Costo de Retiro de Energía	74
5.6.2	Efectos Sobre Otras Centrales Hidroeléctricas de Embalse	75
6	Conclusiones y Recomendaciones	80
6.1	Limitaciones, Recomendaciones y Trabajo Futuro	81
	Bibliografía	84

Anexos:

Anexo A: Diagnóstico del Sistema, Comparación Mensual

Anexo B: Costo Total, Costo de Producción Térmica y Costo Futuro

Anexo C: Variación de Costo Total vs Variación de Indicador de Alteración Hidrológica

Anexos en Digital:

Anexo D: Serie de Tiempo de Caudales en Régimen Natural

Anexo E: Comparación de Series de Indicadores de Alteración Hidrológica Intradiarios en Escenario Natural

Anexo F: Resultados de Análisis de Sensibilidad de Series de Indicadores de Alteración Hidrológica Intradiarios en Escenario Natural

Anexo G: Serie de Tiempo de Caudales Medios Horarios y Potencias Medias Generadas

1 Introducción

“El uso del agua por parte del hombre está alterando substancialmente los regímenes hidrológicos, por lo que se requiere mejores evaluaciones cuantitativas de los cambios hidrológicos para avanzar en la investigación de las implicancias de la alteración hidrológica sobre la biota y llevar a cabo planes de manejo de restauración del ecosistema” (Richter *et al.*, 1996).

El presente trabajo de título tiene como objetivo principal evaluar el grado de alteración hidrológica de un sistema de centrales hidroeléctricas de embalses del Sistema Interconectado Central (SIC). Para ello, se realiza un diagnóstico de la situación actual de operación del sistema y por otro lado, se predice el comportamiento del mismo al imponer restricciones ambientales a la operación de las centrales hidroeléctricas seleccionadas.

1.1 Motivación

La programación de la generación de energía hidroeléctrica se lleva a cabo de manera mensual, semanal, diaria u horaria, donde las operaciones y su variabilidad en cada una de las escalas de tiempo afectan de manera distinta a los procesos ambientales. En particular la programación del funcionamiento de las centrales hidroeléctricas con embalses en escalas cortas de tiempo (diario u horario), se debe a la capacidad de éstas para responder de manera rápida y económica frente a cambios en la demanda energética. Este esquema de funcionamiento contrasta con la falta de flexibilidad de las centrales térmicas, particularmente a

carbón, que no pueden responder rápidamente frente a cambios bruscos de la demanda energética.

Las fluctuaciones de caudal aguas abajo del punto de restitución producto de la operación de las centrales hidroeléctricas, según la magnitud, frecuencia y duración de la variación hidrológica, tienen un efecto variable sobre la fauna del cauce, el efecto principal es la disminución de las poblaciones debido a la disminución del hábitat, disminución del alimento y arrastre de crías y huevos (Scruton *et al.* 2005; Moog, 1993).

En Chile, la evaluación de impacto ambiental de los nuevos proyectos hidroeléctricos no considera los efectos de las operaciones de éstos sobre la variabilidad hidrológica natural, sino que solo se limita a exigir caudales mínimos en el tramo de cauce afectado, sin tener presente en forma explícita las fluctuaciones productos de las operaciones, en particular las variaciones de corto plazo.

1.2 Alcances

El presente trabajo de título tiene como propósito evaluar el grado de alteración del régimen de caudales de los cauces aguas abajo del punto de restitución por operaciones de corto plazo de las centrales hidroeléctricas Ralco y Pangué y no tiene como objetivo determinar los efectos sobre la biota.

El modelo utilizado para el desarrollo de este trabajo (MIPUC) es una réplica del modelo de programación de corto plazo (PCP) utilizado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC). El modelo MIPUC se encuentra disponible en el centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

El objetivo principal de la presente memoria es evaluar el grado de alteración hidrológica debido a las operaciones de corto plazo de las centrales hidroeléctricas Ralco y Pangué del Sistema Interconectado Central, tanto para el escenario actual de operación como para diversos escenarios de restricciones ambientales a su operación.

1.3.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos se detallan a continuación:

- Contar con diagnóstico del sistema Ralco-Pangue, evaluando el grado de alteración hidrológica para la situación actual y para la situación natural (sin embalses).
- Definir restricciones ambientales a la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse en estudio y evaluar el grado de alteración hidrológica bajo este escenario mediante el uso de un modelo de despacho económico.
- Comparar el grado de alteración hidrológica del escenario actual y el escenario bajo restricciones ambientales.
- Realizar un análisis económico general para el caso que se imponen restricciones a la operación de la central hidroeléctrica (comparar diversos indicadores económicos de la operación del sistema para ambos casos).
- Identificar efectos sobre otras grandes centrales hidroeléctricas del sistema.

1.4 Organización del Informe

El presente trabajo de título contiene la siguiente organización:

- Capítulo N°1: Introducción y objetivos del presente trabajo de título.
- Capítulo N°2: Revisión de Antecedentes, se abordan temas de manera general, como efectos de las fluctuaciones de caudal sobre el ecosistema, descripción del Sistema Interconectado Central, indicadores de alteración hidrológica, coordinación hidrotérmica y modelos de despacho económico de carga.
- Capítulo N°3: Se describe de manera detallada el sistema Ralco-Pangue.
- Capítulo N°4: Se realiza el diagnóstico del sistema Ralco-Pangue evaluando el grado de alteración hidrológica para la situación actual y para la situación natural
- Capítulo N°5: Se definen restricciones ambientales para la operación de las centrales hidroeléctricas seleccionadas. Para determinar las consecuencias de las restricciones ambientales sobre el régimen hidrológico, se utiliza una herramienta de modelación que permite simular la metodología de despacho que realiza el CDEC-SIC. Este modelo es llamado MIPUC, el cual realiza la programación de corto plazo. Luego, se compara el grado de alteración hidrológica del escenario actual y el escenario bajo restricciones ambientales. Además, se realiza un análisis económico general para el caso que se imponen restricciones a la operación de la central hidroeléctrica. Por último, se identifican efectos sobre otras centrales hidroeléctricas del SIC.
- Capítulo N°6: Se realizan los comentarios y conclusiones del presente trabajo de título.

2 Revisión de Antecedentes

Las presas son una barrera física en un cauce, cuyo efecto más evidente es la creación de un embalse, provocando el cambio de régimen de caudales bajo distintas escalas de tiempo, además del bloqueo de nutrientes y arrastre de sedimentos, cambio en la temperatura del agua y niveles de oxígeno e impedimento de migraciones de peces y fauna (Petts, 1989). Por esto toma importancia el estudio de los efectos sobre el ecosistema la construcción de un embalse y, en particular, para efectos de este estudio, la operación de las centrales hidroeléctricas con regulación de un gran embalse, ya que producto de las fluctuaciones de generación de energía de éstas es que se altera el régimen de caudales del cauce aguas abajo del punto de restitución en distintas escalas de tiempo.

Un impacto potencialmente considerable en el régimen de caudales aguas abajo del punto de restitución de las centrales hidroeléctricas es causado por las fluctuaciones de corto plazo en los caudales turbinados (*hydropeaking*) (Hunter, 1992). Por otro lado, el aumento de la variabilidad hidrológica de corto plazo (escalas intra-diarias) asociada al *hydropeaking* no mitiga la pérdida de variabilidad del régimen hidrológico natural a escala de tiempo mayor (anual, mensual) que controla la diversidad de la fauna acuática (Moyle and Mount; 2007).

En este capítulo se presenta una revisión de los temas relevantes para el entendimiento y comprensión de la motivación, desarrollo y finalidad del presente Trabajo de Título. Los temas cubiertos incluyen una revisión de los efectos de las fluctuaciones sobre el ecosistema acuático, métodos propuestos para la evaluar el grado de alteración hidrológica, descripción general del sistema interconectado central en Chile, descripción de la coordinación hidrotérmica y por

último, una revisión general de los modelos de Pre-despacho usados por CDEC-SIC y los que son usados en este estudio.

2.1 Efectos de las Fluctuaciones de Caudal sobre Ecosistemas Acuáticos

El principal efecto ambiental producto de las operaciones de las centrales hidroeléctricas de embalse, es la alteración de caudales a diferentes escalas de tiempo, mensual, diaria y horaria. Esta alteración tiene un efecto sobre el ecosistema ribereño de los cauces asociado a la cantidad y calidad del hábitat y la disponibilidad de alimento (Valentin *et al.*, 1996; Scruton *et al.*, 2005)

Moog (1993) estudió los efectos de las variaciones en el régimen hidrológico, producto de la generación hidroeléctrica, sobre la población de peces e invertebrados bentónicos, obteniendo resultados agrupados según aumentos o bajas repentinas de caudal.

Los efectos negativos del aumento de caudal sobre animales acuáticos son los siguientes (Moog, 1993):

- Arrastre: arrastre de animales que no están adaptados a las corrientes de altas velocidades, inclusive elimina los huevos y las crías.
- Hábitat: Cambios en la morfología de la corriente del canal, así como acumulación y/o erosión del sedimento, alteran la composición de los sedimentos. Grandes cargas de sedimentos en suspensión mata a los peces debido a la obstrucción de las agallas o produce que los animales abandonen el área.
- Comida: Disminución de los invertebrados bénticos y peces debido al arrastre del alimento.

Los efectos negativos producto de bajas repentinas de caudal sobre animales acuáticos se muestran a continuación:

- Limitaciones fisiológicas y comportamiento: Limitaciones fisiológicas de las especies de alta demanda de oxígeno bajo condiciones de poco flujo podrían multiplicarse si el cauce es poco profundo y/o falta de vegetación en riberas. Limitaciones en el comportamiento e interferencias en los mecanismos de alimentación inducidas por el flujo.
- Limitaciones físicas: Varado y muerte de organismos debido a la desecación y/o asfixia durante el desagüe de grandes áreas de cauce.

- **Hábitat:** Reducción del espacio para vivir, afectando al tamaño de la población. Depósito de material en las riberas afecta la composición y heterogeneidad de sustratos, causando cambios en el número de invertebrados bénticos, huevos de pez y crías.
- **Comida:** Reduce el alimento de los productores primarios por desecación, afectando al tamaño de la población de invertebrados bénticos y peces.

2.2 Métodos para Determinar el Grado de Alteración Hidrológica

Un enfoque para estudiar los efectos de la regulación de un embalse en los ríos sobre el régimen hidrológico es la comparación entre la situación con y sin embalse, representada por series de tiempo de caudales medios diarios. Bajo este razonamiento, Richter *et al.* (1996), proponen 32 atributos hidrológicos intra-anales de importancia ecológica, o también llamados Indicadores de Alteración Hidrológica (IHA, por sus siglas en inglés), agrupados en cinco categorías, que incluyen magnitud de caudales mensuales, magnitud y duración de eventos extremos anuales, momento de las condiciones extremas, frecuencia y duración de pulsos altos y bajos, y tasa y frecuencia de cambios de flujos. La Figura 2.1 muestra los indicadores propuestos por Richter *et al.* (1996).

El método considera que estén disponibles series de tiempo de varios años (se recomienda 20 años de estadística), por lo que la comparación entre el régimen natural y el régimen alterado se basa sobre el cálculo de estadísticas interanuales representadas por medidas de tendencia central y dispersión. Son estos parámetros, media y dispersión, usados por Richter *et al.* (1997) para caracterizar sobre una serie de tiempo de caudales los valores aceptables para una determinada situación de régimen de caudales.

El análisis de los IHA se basa en series de tiempo a una escala de tiempo diaria, por lo que el enfoque no permite estudiar la variabilidad intradiaria. Alternativamente, que se han propuesto diversas formas para cuantificar las fluctuaciones de caudales intradiarios, como por ejemplo, coeficientes de variación de caudal medio horario (McKinney *et al.*, 2001). Zimmerman *et al.* (2010) proponen caracterizar las fluctuaciones de caudales intradiarios en diferentes sitios dentro de una cuenca con cuatro medidas, que se describen más adelante. Son estos los indicadores usados en este estudio, llamados también, métricas de alteración hidrológica, misma escala de tiempo del efecto de *hydropeaking* de las centrales hidroeléctricas. En este trabajo, a diferencia de Richter *et al.* (1997), se adopta considerar curvas de duración sobre los indicadores seleccionados, con la finalidad de facilitar el entendimiento y manejo de los datos disponibles.

Grupo Estadístico de Indicadores de Alteración Hidrológica	Características del Régimen	Parámetros Hidrológicos
Grupo 1: Magnitud de caudal medio mensual	Magnitud Tiempo	Valor promedio de cada mes
Grupo 2: Magnitud y duración de condición de caudal extremo anual	Magnitud Duración	Promedio mínimo anual de 1 día de duración Promedio máximo anual de 1 día de duración Promedio mínimo anual de 3 días de duración Promedio máximo anual de 3 días de duración Promedio mínimo anual de 7 días de duración Promedio máximo anual de 7 días de duración Promedio mínimo anual de 30 días de duración Promedio máximo anual de 30 días de duración Promedio mínimo anual de 90 días de duración Promedio máximo anual de 90 días de duración
Grupo 3: Tiempo de Condición de caudal extremo anual	Tiempo	Fecha juliana de caudal máximo anual de 1 día de duración Fecha juliana de caudal mínimo anual de 1 día de duración
Grupo 4: Frecuencia y duración de pulsos altos y bajos	Frecuencia Duración	Número de pulsos altos en cada año Número de pulsos bajos en cada año Duración promedio de pulsos altos en cada año (días) Duración promedio de pulsos bajos en cada año (días)
Grupo 5: Tasas/Frecuencia de cambios de caudal	Tasas de cambio Frecuencia	Promedio de todas las diferencias positivas de caudal entre días consecutivos Promedio de todas las diferencias negativas de caudal entre días consecutivos Número de peaks Número de caídas

Figura 2.1: Indicadores de Alteración Hidrológica. (Fuente: Richter *et al.*, 1996)

Índice de Fluctuación Richards-Baker (R-B Index): El índice representa la suma absoluta de las fluctuaciones a nivel horario.

$$R - B \text{ Index} = \frac{\sum_{i=1}^n 0,5 (|q_{i+1} - q_i| + |q_i - q_{i-1}|)}{\sum_{i=1}^n q_i}$$

Donde q_i es el caudal horario y n es el número de datos en un día (24 horas). Este indicador fue propuesto por Baker *et al.*, 2004.

Número de Cambios (NREVS): Corresponde al número de cambios entre aumentos y caídas en el hidrograma sobre un período de 24 horas. Este indicador fue propuesto por The Nature Conservancy, 2007.

Porcentaje de Flujo Total (PTF): Relación entre el rango máximo de variabilidad del ciclo diario y la descarga total diaria.

$$PTF = \frac{q_{max} - q_{min}}{\sum_{i=1}^n q_i}$$

Donde q_i es el caudal horario, q_{max} es el caudal máximo horario, q_{min} es el caudal mínimo horario y n es el número de datos en un día (24 horas). Este indicador fue propuesto por Lundquist and Cayan, 2002.

Coefficiente de Variación (CDV): Corresponde a la desviación estándar de los caudales horarios sobre el promedio de estos, en un período de 24 horas. Este indicador fue propuesto por McKinney *et al.*, 2001.

Cabe destacar, que mientras más alto es el valor del indicador, mas alterado se encuentra el régimen de caudales en un punto específico a nivel intradiario. Los valores considerados aceptables son independientes de cada zona de estudio, por esto, se considera el estudio del sistema Ralco-Pangue para un escenario sin embalses, de manera de reproducir el régimen natural de caudales, y así, obtener valores considerados aceptables para la zona.

2.3 Descripción General del Sistema Interconectado Central en Chile

En Chile, el sistema eléctrico se subdivide en 4 subsistemas, estos son:

- Sistema Interconectado del Norte Grande: Abarca a la I, II y XIV regiones del país. Posee una capacidad instalada de un 27% de la capacidad total de Chile.
- Sistema Interconectado Central: Abarca desde Taltal a Chiloé, con una capacidad instalada de un 72% de la capacidad total del país.
- Sistema de Aysén: XI región.
- Sistema de Magallanes: XII región.

Los últimos dos sistemas mencionados representan el 1% restante de la capacidad instalada del país.

Este estudio se limita al Sistema Interconectado Central (SIC), dado que las centrales hidroeléctricas con regulación de embalse que serán analizadas inyectan la energía generada a este sistema. En la actualidad son ocho las centrales de generación hidroeléctrica consideradas de embalse según el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), éstas se muestran en la Tabla 2.1

Tabla 2.1: Centrales Hidroeléctricas de Embalse del SIC.

Central Hidroeléctrica de Embalse	Región	Potencia Instalada	Caudal de diseño	Capacidad del Embalse
		[MW]	[m ³ /s]	[millones m ³]
El Toro	VIII	450	97	7700
Rapel	VI	378	535	695
Canutillar	X	172	76	---
Cipreses	VII	370	36	170
Colbún	VII	400	280	1500
Pehuenche	VII	566	300	133
Pangué	VIII	450	500	175
Ralco	VIII y IX	690	368	1200

2.4 Coordinación Hidrotérmica

La coordinación hidrotérmica (CHT) corresponde a la optimización simultánea del abastecimiento de la demanda en una red eléctrica mediante el uso de los recursos hídricos y térmicos. Este proceso juega un rol fundamental en la operación de los sistemas eléctricos de carácter hidrotérmico con capacidad de almacenamiento hidráulico, dado principalmente por el uso de embalses. Dependiendo del horizonte a considerar y del objetivo que se persigue, el problema se plantea matemáticamente distinto. En el corto plazo, cuando se toman decisiones de operación a nivel horario para un horizonte semanal, no se suele considerar la incertidumbre asociada a la hidrología y a la demanda, mientras que en el mediano y largo plazo, con el objetivo de simular alternativas de expansión o tarificación, la modelación estocástica de estas variables es de gran importancia (Troncoso, 2010).

La característica más llamativa de un sistema hidrotérmico con embalses es poder administrar aquella energía con costo de operación despreciable proveniente de afluentes naturales como la ya almacenada, logrando así disminuir en gastos de combustible utilizado en las unidades termoeléctricas. Sin embargo, debido a que el recurso hídrico es incierto y limitado, se quiere utilizar de forma oportuna (el recurso hídrico tiene un costo de oportunidad). Para enfrentar este dilema, el operador del sistema hidrotérmico debe balancear el beneficio que se obtiene por el uso inmediato del agua disponible con el beneficio esperado a futuro que se obtendría de almacenarla (Troncoso, 2010). La Figura 2.2 representa el dilema del operador, explicado anteriormente, donde FCI es la función de Costo Inmediato y FCFE es la Función de Costo Futuro Esperado.

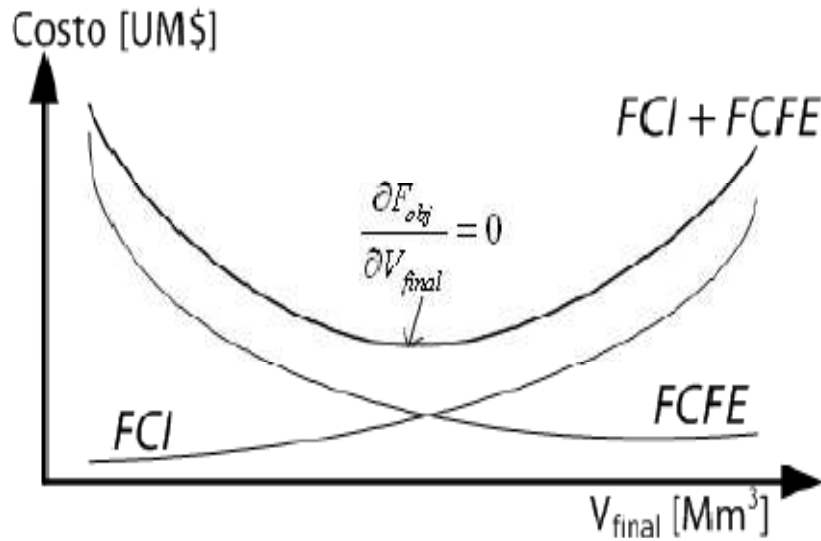


Figura 2.2: Función objetivo de cada etapa (Fuente: Troncoso, 2010).

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC-SIC), como se mencionó anteriormente, es el operador del Sistema Interconectado Central. Al 31 de Mayo de 2011, el CDEC-SIC administra un parque generador cercano a los 12200 MW de potencia instalada, descompuestos en 44% de generación de carácter hídrica, un 54,6% de generación de carácter térmico y un 1,4% de generación eólica. A continuación se presentan algunas de las funciones básicas del CDEC (www.cdec-sic.cl):

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión.

Para cumplir con sus funciones básicas, el CDEC-SIC utiliza distintos modelos, los cuales se describen en el punto 2.4.1

2.4.1 Modelos de Programación de Pre-despacho Usados por el CDEC-SIC

Existen varios modelos de pre-despacho, que resuelven problemas de coordinación hidrotérmica para largo, mediano y/o corto plazo. Los modelos de largo plazo se pueden clasificar entre los que usan la programación dinámica estocástica clásica (PDE) y en los que usan la programación dinámica dual estocástica (PDDE). La PDDE se usa en problemas más complejos y se basa en la observación de la Función de Costo Futuro Esperado (FCFE), la cual se puede representar como una función lineal por partes (Palacios, 2004). La FCFE

corresponde a la valorización del costo para el sistema del uso del agua embalsada en una determinada etapa.

En particular, el CDEC-SIC utiliza dos modelos, uno de largo plazo (PLP) y otro de corto plazo (PCP), los cuales se detallan en la Tabla 2.2.

Hoy existen replicas de los modelos PLP y PCP, disponibles en el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CE-FCFM), denominados SEEDS (PLP) y MIPUC (PCP). Estos son descritos en el punto 2.4.2.

2.4.2 Modelos SEEDS y MIPUC

Como se mencionó anteriormente, el CE-FCFM dispone de réplicas de los modelos PLP y PCP. Estos, respectivamente son:

- SEEDS: Stochastic Electric Economic Dispatch Scheduling (Programación de Despacho Eléctrico Económico Estocástico).
- MIPUC: Mixed Integer Programming Unit Commitment (Programación Entero-Mixta Unit Commitment).

Cabe destacar que el modelo SEEDS cuenta con una plataforma computacional denominada DeepEdit, la cual se creó con fines docentes, es decir, de manera de facilitar el entendimiento y uso del problema de CHT.

El modelo SEEDS, al igual que el modelo PLP, tiene como uno de sus resultados la Función de Costo Futuro Esperado (FCFE). Esta función es entregada luego como dato de entrada al modelo MIPUC, o al modelo PCP. Con esto, finalmente se obtienen series de tiempo de caudales turbinados para el sistema de interés (a escala horaria). La Figura 2.3 resume el proceso que se llevará a cabo con los modelos en el presente trabajo.

Tabla 2.2: Modelos utilizados por el CDEC (Fuente: CE-FCFM, 2011).

Nombre	Metodología	Características	Resultados del modelo	Usos de los resultados
Programación de Largo Plazo (PLP). Modelo SEEDS. (Resultados a nivel semanal).	<ul style="list-style-type: none"> -Modelo de operación de largo y mediano plazo. -Utiliza PDDE. -Utilizado por el CDEC-SIC y algunas empresas eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Representación multinodal de la Red incluyendo pérdidas. -Tiempo mínimo de representación: semanal. -Representación aleatoria de la hidrología. Series históricas ingresadas por archivos. -Ignora indisponibilidad en centrales hidráulicas. -Indisponibilidad de centrales térmicas considera por la vía de reducir la capacidad. -Desarrollado para el SIC. Incluye contratos de riego. 	<ul style="list-style-type: none"> -Producción de centrales. -Costo marginal por nudo. -Disponibilidad del sistema y de cada central. -Costos operativos. -Racionamientos del sistema. Estadígrafos de generaciones. -Estadígrafos de embalses. -Estadígrafos de consumos de combustibles. -Flujos de potencia en líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Planificación de la operación de corto plazo. -Planificación de inversiones en generación y transporte. -Determinar precios de nudo. -Cálculo de peajes en sistemas de transmisión. -Cálculo de tarifas en subtransmisión. -Planificación de la Red de transmisión
Programación de Corto Plazo (PCP). Modelo MIPUC. (Resultados a nivel horaria).	<ul style="list-style-type: none"> -Modelo de operación de corto plazo. -Utiliza PDDD. -Utilizado por el CDEC-SIC y algunas empresas eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Representación multinodal de la Red incluyendo pérdidas. -Tiempo mínimo de representación; horaria. -Representación determinística de la hidrología. -Desarrollado para el SIC. 	<ul style="list-style-type: none"> -Programación de generación semanal de centrales. -Costo marginal por nudo. -Costos operativos. -Racionamientos del sistema. -Flujos de potencia en líneas. 	<ul style="list-style-type: none"> -Planificación de la operación de corto plazo.

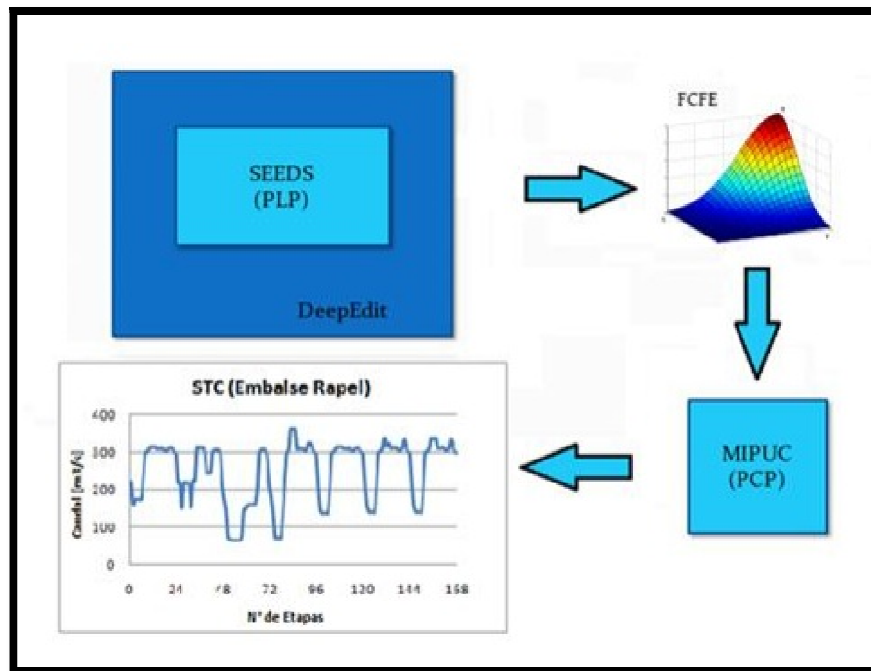


Figura 2.3: Metodología del uso de los modelos SEEDS y MIPUC (Fuente: Avilés, 2011).

Por otra parte, el CE-FCFM tiene a su disposición el modelo real que utiliza el CDEC-SIC para realizar la programación de corto plazo (de aquí en adelante se llamará modelo PCP), junto además, a los datos de entrada necesarios para su uso de todo el año 2011. Por lo tanto, se tiene disponible la FCFE para cada uno de los casos, lo que permite usar solamente el modelo MIPUC en el presente trabajo.

El uso del modelo MIPUC (que emula lo que realiza el CDEC-SIC) en lugar del modelo PCP, se explica principalmente por la facilidad y transparencia para introducir restricciones a la operación de las centrales hidroeléctricas.

3 Descripción del Sistema Ralco-Pangue

Como el criterio principal de selección del sistema a estudiar es que presenten gran variabilidad de caudal en el cauce aguas abajo del punto de restitución del caudal turbinado, se grafican las potencias medias generadas horarias durante dos meses elegidos al azar. Estos meses corresponden a Mayo del año 2011 y Octubre del año 2010. De los gráficos se concluye que las centrales hidroeléctricas de embalse que presentan mayor variabilidad a nivel intra-diario, son Ralco, Pangue y Colbún. Finalmente se decide estudiar el sistema de embalses de Ralco y Pangue, ya que a diferencia de Colbún, en este sistema resulta interesante realizar una comparación entre ambas centrales de los efectos sobre el régimen del cauce intervenido y determinar si el embalse de la central Pangue se comporta como contraembalse. Las series de tiempo de potencia generada del sistema seleccionado se muestran en la Figura 3.1 a Figura 3.4

Las series de potencias generadas por las centrales Ralco y Pangue muestran la variabilidad que estas producen a nivel intradiario. En la central Ralco se tienen días con más de 3 peaks, variaciones que van desde una producción nula a una producción de aproximadamente 580 MWh a nivel intradiario. En la central Pangue se produce un comportamiento similar, días con más de 2 peaks en su operación, y variaciones en su producción que van desde aproximadamente 50 MWh a 450 MWh (capacidad máxima) Estas variaciones producen una alteración a nivel de régimen de caudales aguas abajo del punto de restitución de la central.

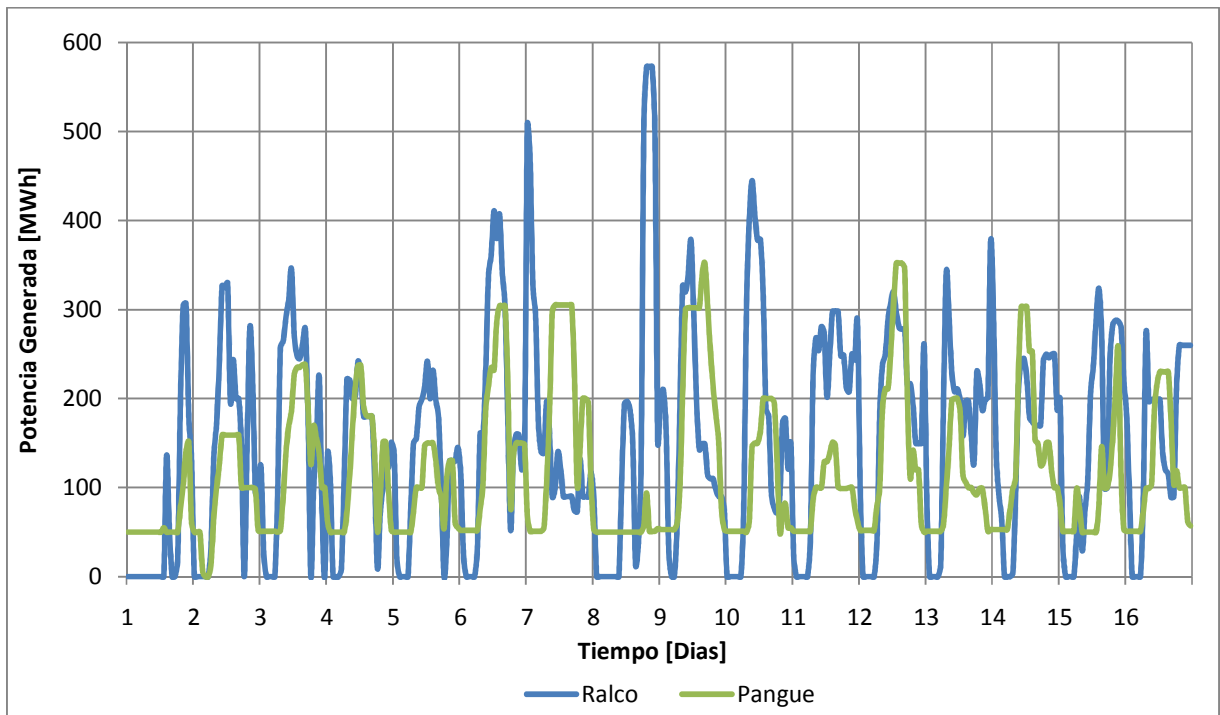


Figura 3.1: Serie de Potencia Media Generada, Mes de Mayo de 2011. Días 1-16. Sistema Ralco-Pangue.

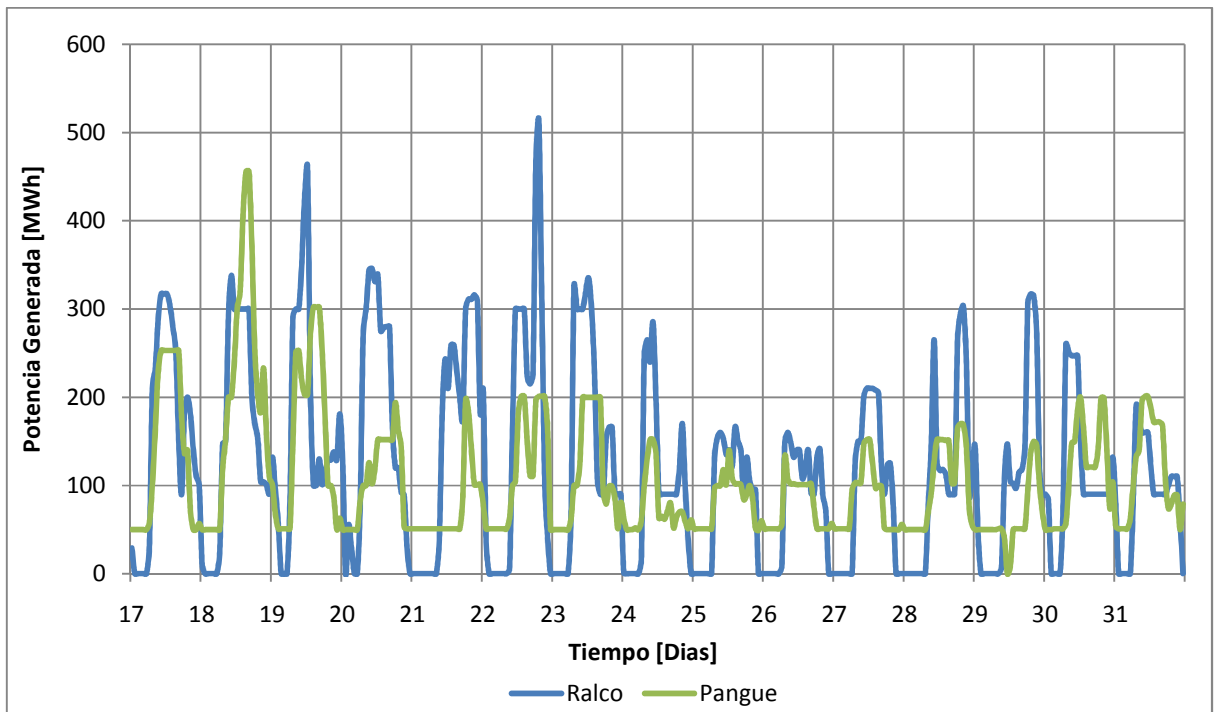


Figura 3.2: Serie de Potencia Media Generada, Mes de Mayo de 2011. Días 17-31. Sistema Ralco-Pangue.

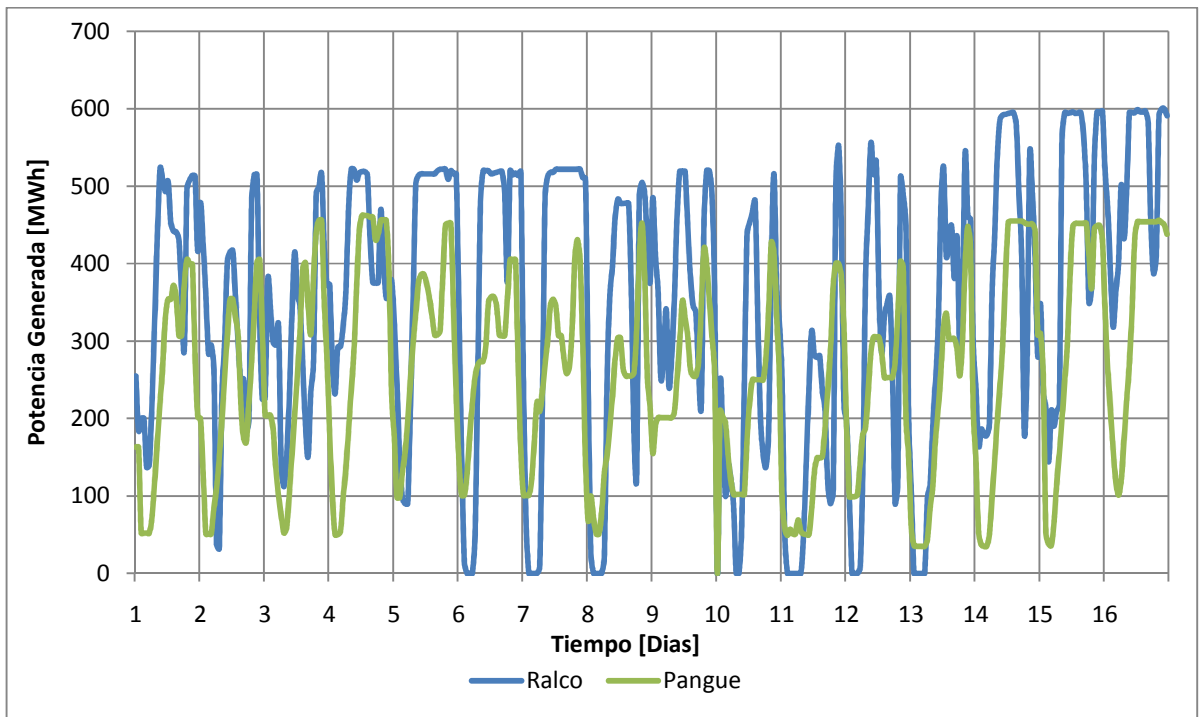


Figura 3.3: Serie de Potencia Media Generada, Mes de Octubre de 2010. Días 1-16. Sistema Ralco-Pangué.

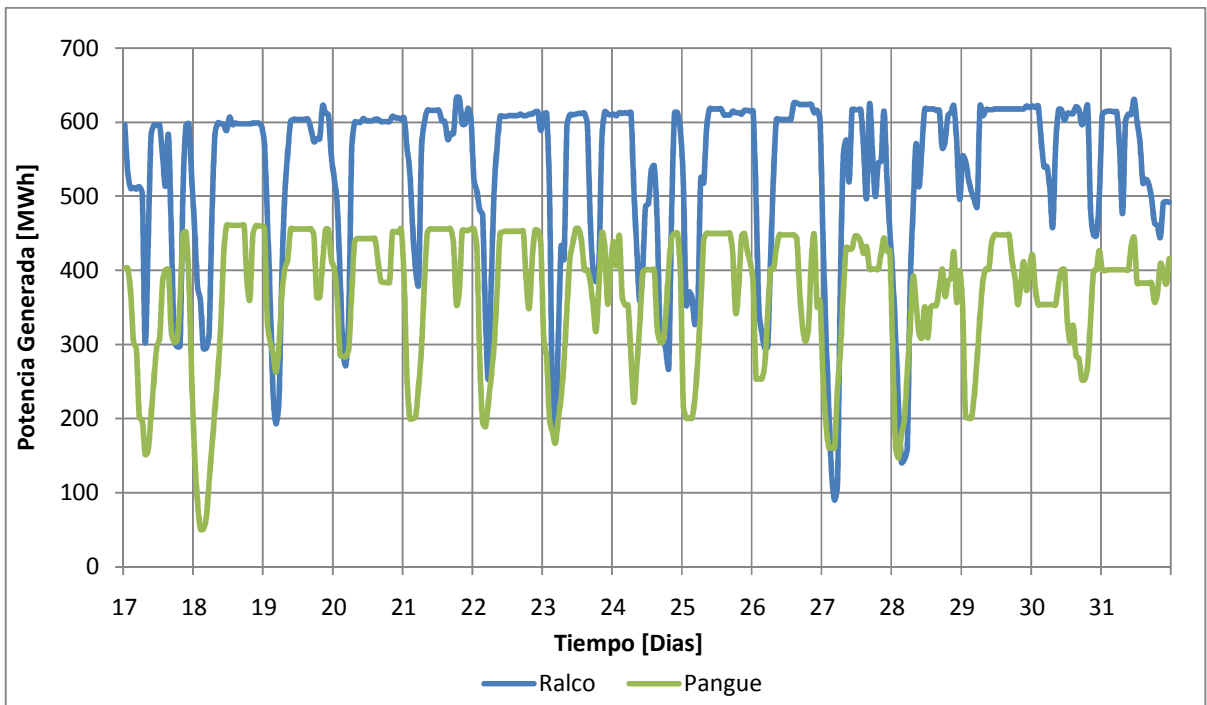


Figura 3.4: Serie de Potencia Media Generada, Mes de Octubre de 2010. Días 17-31. Sistema Ralco-Pangué.

3.1 Variabilidad Horaria en la Operación

Desde el sitio web del CDEC-SIC es posible obtener información de series de potencias medias generadas a nivel horario, a partir del año 2000 a la actualidad, de las centrales hidroeléctricas de embalse identificadas en la Tabla N^o1. Con ello se puede inferir las variaciones a nivel horario del régimen hidrológico aguas abajo del punto de restitución del caudal turbinado, ya que la potencia generada por la central y el caudal turbinado se relacionan mediante la fórmula:

$$P = K * Q * H_n \quad (1)$$

Con:

$$K = \eta_T * \eta_G * \eta_t * (1 - C_p) * \rho * g$$

Donde:

P: Potencia eléctrica generada.

Q: Caudal turbinado.

H_n : Altura neta.

η_T : Rendimiento de la Turbina.

η_G : Rendimiento del Generador.

η_t : Rendimiento del Transformador.

C_p : Consumos propios de la Central hidroeléctrica (Ejemplo: Iluminación).

ρ : Densidad del agua.

g: Aceleración de gravedad.

Tanto la altura neta y el factor K dependen del caudal, pero las variaciones que se producen en estas dos variables se pueden considerar de baja magnitud, aproximando la relación entre el factor K y la altura neta como constantes. La ecuación (1) se puede aproximar como (2):

$$P = \alpha * Q \quad (2)$$

Con:

α : Valor constante para cada central hidroeléctrica de embalse.

3.2 Descripción Detallada del Sistema Ralco-Pangue

La descripción se basa principalmente en el informe de la Empresa Nacional de Electricidad S.A., ENDESA, (1990).

3.2.1 Ubicación Geográfica y Puntos de Interés

La zona de interés se encuentra ubicada en la VIII Región del país, a unos 110 km al sureste de la ciudad de Los Ángeles, en el curso cordillerano del río Bío-Bío. La parte cordillerana de la zona se denomina Alto Bío-Bío. La ubicación de la zona, de los embalses y puntos relevantes se muestra en la Figura 3.5.



Figura 3.5: Sistema Ralco-Pangue.

Las estaciones fluviométricas mostradas en la Figura 3.5 y que se indican en la Tabla 3.1 miden caudales instantáneos horarios. Esta información es pública en el sitio web de la DGA y son registros fundamentales para la elaboración de la presente memoria. Además, en la zona existe la central hidroeléctrica Palmucho, la cual será descrita más adelante. Cabe destacar que el

punto de restitución del caudal turbinado por la central Ralco se ubica aproximadamente a nueve kilómetros desde el muro del embalse.

De manera de facilitar la descripción de la zona de estudio, en la Figura 3.6 se muestra un esquema simplificado que muestra los elementos más importantes a considerar para este estudio.

Tabla 3.1: Estaciones Fluviométricas.

Nombre	Río Bío-Bío en Llanquén	Río Bío-Bío en Angostura Ralco	Río Bío-Bío ante junta Huirihuirihui	Río Bío-Bío ante junta Pangue
UTM Este [m]	298.494	282.32	278.497	269.092
UTM Norte [m]	5.769.032	5.786.815	5.791.957	5.801.693
Altitud [msnm]	750	650	520	420
Vigencia	Vigente	Vigente	Vigente	Vigente
Inicio Mediciones	Septiembre 2002	Septiembre 2002	Septiembre 2002	Octubre 2002
Ubicación	27 km. Aguas Arriba de muro de Embalse Ralco	0,7 km. Aguas Abajo de muro de Embalse Ralco	9,5 km. Aguas Abajo de muro de Embalse Ralco	1,6 km. Aguas Abajo de muro de Embalse Pangue

De las estaciones fluviométricas descritas, la estación Río Bío-Bío en Angostura Ralco, es la única que no será utilizada para efectos de cálculo en el presente trabajo, ya que no mide los caudales turbinados por la central Ralco, tal como se muestra en la Figura 3.6. Las tres estaciones fluviométricas a usar definen una cuenca, las cuales serán detalladas en el punto 3.2.2.

Por otro lado, se debe considerar la existencia de la central hidroeléctrica Palmucho, propiedad de ENDESA, utiliza las aguas del Embalse Ralco y tiene como objetivo turbinar el caudal ecológico del embalse Ralco, descargando aguas abajo del muro de la presa. Las principales características de esta central son:

- Potencia Instalada: 32 MW.
- Caudal de Diseño: 27 m³/s.
- Tipo Central: De Pasada.
- Factor de Planta: 0,96

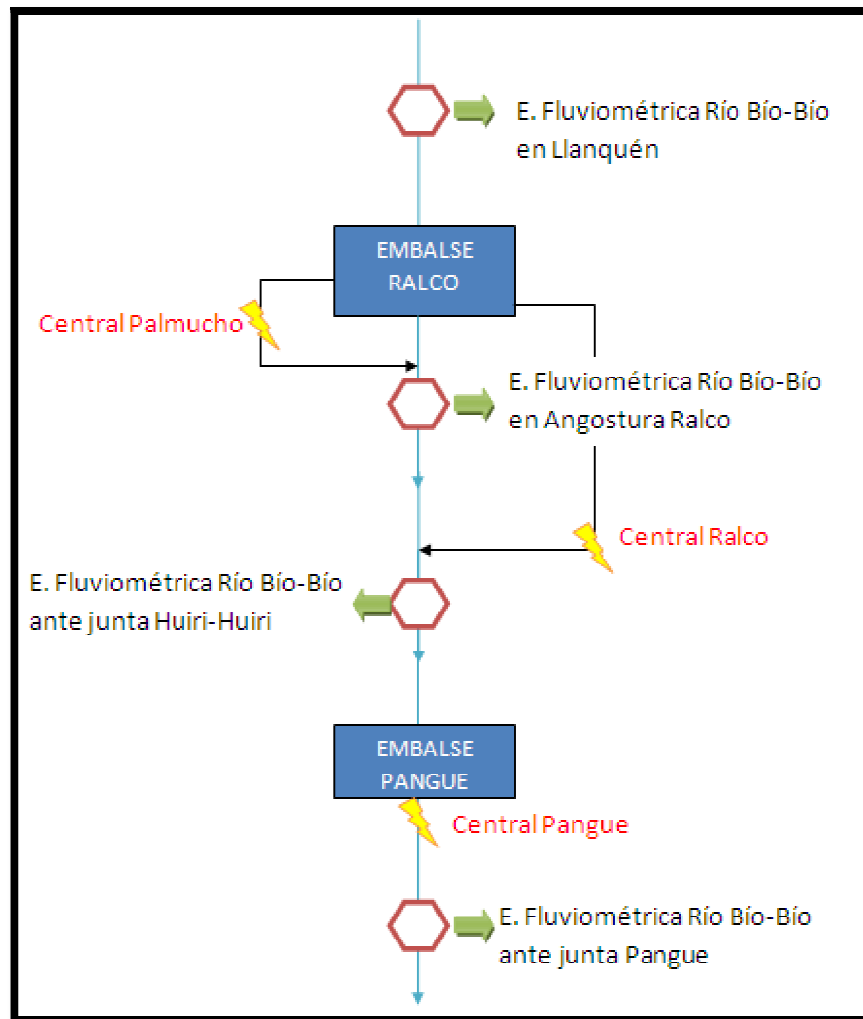


Figura 3.6: Diagrama Simplificado de Zona de Interés.

3.2.2 Características Morfológicas de la Cuenca

Para el análisis hidrológico que se desarrolla en el capítulo 4 del presente documento, es necesario definir el área aportante pluvial y nival, para ello se determina la línea de nieve semipermanente promedio de la zona. Esta información se extrae del documento “Manual de cálculo de crecidas y caudales mínimos en cuencas sin información fluviométrica” de la Dirección General de Aguas.

La línea de nieve semipermanente se define como la cota mínima sobre la cual la nieve acumulada durante el período pluvial se mantiene en estado sólido hasta la temporada de deshielo. Luego en el período de deshielo la temperatura del manto de nieve comienza a elevarse, derritiéndose ésta, producto del aumento de calor proporcionado principalmente por la radiación solar, cuando se alcanza el punto de fusión. Además se define el área nival como el

área de la cuenca que se encuentra sobre la línea de nieve semipermanente. La cota adoptada es de 1350 msnm, valor recomendado para la latitud de esta zona de aproximadamente 38°.

Bajo la línea de nieve semipermanente, en el período pluvial, la precipitación puede producirse en forma de nieve o líquida dependiendo de la temperatura del aire durante la tormenta, principalmente. Si la precipitación se produce en forma líquida sobre esta zona, se generará una rápida respuesta de la escorrentía superficial, en cambio si se acumula nieve durante la tormenta, ésta quedará sometida a un aumento de temperatura luego del término de la tormenta, por tanto se producirá un deshielo paulatino y gradual durante los días posteriores al evento, no siendo concurrentes estos deshielos con los producidos en el período nival.

Utilizando el software WMS versión 7.1, se presentan en la Tabla 3.2 las características de las cuencas definidas en el punto 3.2.1.

Tabla 3.2: Características principales de cada cuenca.

Cuenca	Río Bío-Bío en Llanquén	Río Bío-Bío ante junta Huirí Huirí	Río Bío-Bío ante junta Pangue
Área [km ²]	3.361	5.232	5.462
Área Pluvial [km ²]	1.327	2.121	2.259
Área Nival [km ²]	2.034	3.111	3.203
Longitud Cauce Principal [km]	123	162	186
Pendiente Media [m/m]	0.25	0.28	0.28
Cota Media [msnm]	1.470	1.460	1.450

Esta información es de importancia para el análisis y generación de la serie de caudales en el Escenario Natural

3.2.3 Régimen Hidrológico

Los caudales medios mensuales máximos se producen en el período pluvial, en los meses de Mayo, Junio y Julio. Sin embargo, los caudales de deshielo no son menos importantes y éstos se producen en los meses de Octubre y Noviembre, siendo los más altos del período de deshielo. Los caudales más pequeños se presentan en los meses de Febrero y Marzo, pero los valores mínimos se registran en Abril, correspondiente al mes de transición entre un año hidrológico y otro.

Registros históricos permiten generar una estadística general de caudales mes a mes para los puntos definidos por la estaciones fluviométricas de Río Bío-Bío antes junta Llanquén y Río Bío-Bío en Angostura Ralco. Los valores promedios de caudales medios mensuales para la

estación fluviométrica Río Bío-Bío en Angostura Ralco se muestran en la Tabla 3.3 y en la Figura 3.7.

Tabla 3.3: Caudales Medios Mensuales Promedios, Bío-Bío en Central Ralco. Período 1941/42 - 1988/89.

Mes	Caudal [m ³ /s]	Desv. Estándar [m ³ /s]	Caudal Máx. [m ³ /s]	Caudal Mín. [m ³ /s]
Abr	99,7	68,5	408	45
May	245,8	176,1	772	59
Jun	344,2	186,7	844	95
Jul	366,5	157,0	759	121
Ago	336,4	130,3	706	148
Sep	341,5	103,0	626	132
Oct	425,1	115,8	696	204
Nov	429,0	129,9	702	164
Dic	292,7	125,9	614	101
Ene	159,4	55,5	299	69
Feb	109,4	33,0	189	64
Mar	86,3	33,6	192	52

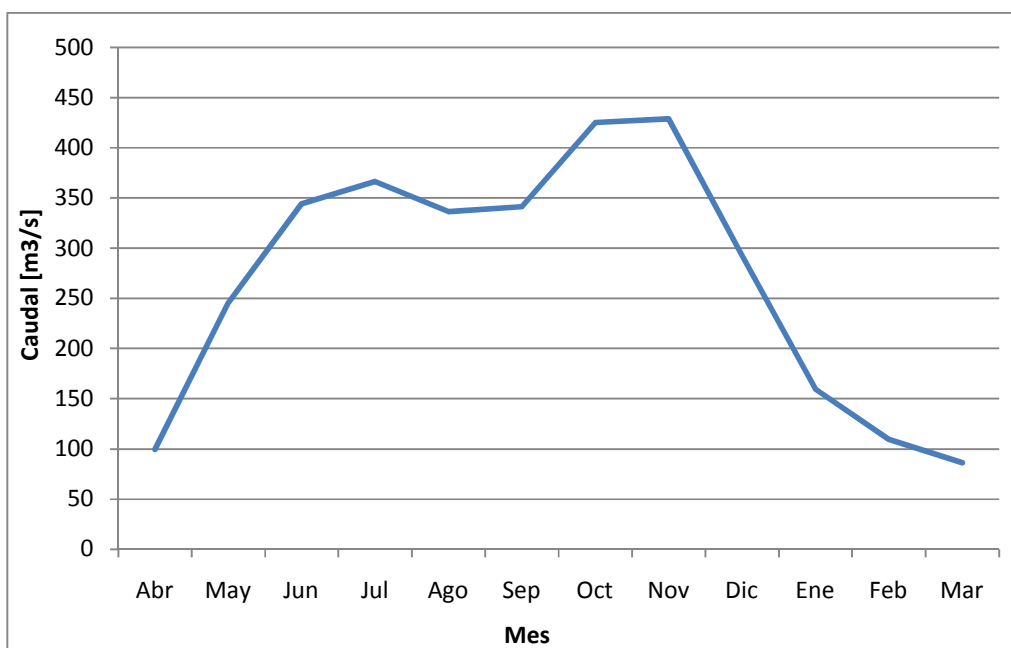


Figura 3.7: Caudales Medios Mensuales Promedio, Bío-Bío en Central Ralco. Período 1941/42 - 1988/89

4 Diagnóstico del Sistema Ralco-Pangue

El presente estudio se divide en dos partes. La primera parte corresponde a efectuar el diagnóstico de la situación actual del sistema Ralco-Pangue y la segunda consiste en evaluar el comportamiento del sistema bajo restricciones ambientales que serán impuestas a la operación del sistema Ralco-Pangue. El diagnóstico se realiza a partir de la comparación de dos escenarios, definidos como “Escenario Natural” y “Escenario Actual”, que se definen y describen a continuación.

4.1 Escenario Natural

4.1.1 Definición y Descripción

El Escenario Natural corresponde al caso en que el río Bío-Bío no se encuentra intervenido, es decir, es el escenario en el cual el sistema que se analiza no posee los embalses Ralco y Pangue como componentes de regulación. La comparación de los indicadores de alteración hidrológica de este escenario y el escenario actual permitirá hacer el diagnóstico del sistema.

Los puntos considerados para el cálculo de los indicadores son las estaciones fluviométricas aguas abajo más cercana al punto de restitución del caudal turbinado, tanto de la central hidroeléctrica Ralco como de la central hidroeléctrica Pangue. En el caso de la central hidroeléctrica Ralco, el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Huirihuirí, y para el caso de la central hidroeléctrica Pangue, el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Pangue.

Para calcular los indicadores de alteración hidrológica se utilizan caudales medios horarios medidos en la estación fluviométrica Río Bío-Bío en Llanquén, ubicada aguas arriba del embalse Ralco, ya que estos caudales no se encuentran alterados por las operaciones de las centrales (ver Figura 3.6). Luego, mediante métodos comúnmente utilizados en hidrología, detallados en el punto 4.1.2, se determinan los caudales horarios no alterados en los puntos definidos por las estaciones fluviométricas Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí y Río Bío-Bío antes junta Pangué.

El período de evaluación de este escenario es de tres años, correspondiente desde el mes de Octubre del año 2008 al mes de Septiembre del año 2011. La información de caudales instantáneos horarios para ambas estaciones a utilizar se encuentra muy completa, en la cual el registro faltante a rellenar es cercana al 8%.

4.1.2 Series de Tiempo de Caudales Medios Horarios, Escenario Natural

La estación fluviométrica Río Bío-Bío en Llanquén mide caudales que no se encuentran intervenidos. Por ello, se utilizan estos datos para generar la estadística de caudales en la estación fluviométrica Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí. El método de generación es mediante correlaciones entre ambas estaciones, considerando el período de información disponible en el cual los caudales en la estación fluviométrica Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí no se encuentran intervenidos. Este período corresponde desde el mes de junio del año 2003 a diciembre del mismo año. Después de este período, los registros de caudales incluyen el efecto del embalse Ralco.

Como el período para el cual se correlacionarán los valores de caudales horarios es menor a un año, no se pueden construir correlaciones mensuales. Entonces, se decide construir una correlación que abarque el período pluvial (Abril-Septiembre) y otra correlación para el período de deshielo (Octubre-Marzo). Las correlaciones efectuadas se muestran en la Figura 4.1 y la Figura 4.2

De la Figura 4.1 y Figura 4.2, se tiene que el coeficiente de determinación en ambos es mayor a 0,9. Además se observa que la línea de tendencia lineal se ajusta bien a la gran mayoría de los datos. En el punto 4.1.4, se realiza un análisis de sensibilidad de la línea de tendencia generada en las correlaciones.

Utilizando las ecuaciones de las correlaciones, estas son aplicadas a la estadística de la estación fluviométrica Río Bío-Bío en Llanquén, generando la estadística completa en el punto

definido por la estación fluviométrica Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí en régimen natural (las series son presentadas en el Anexo D).

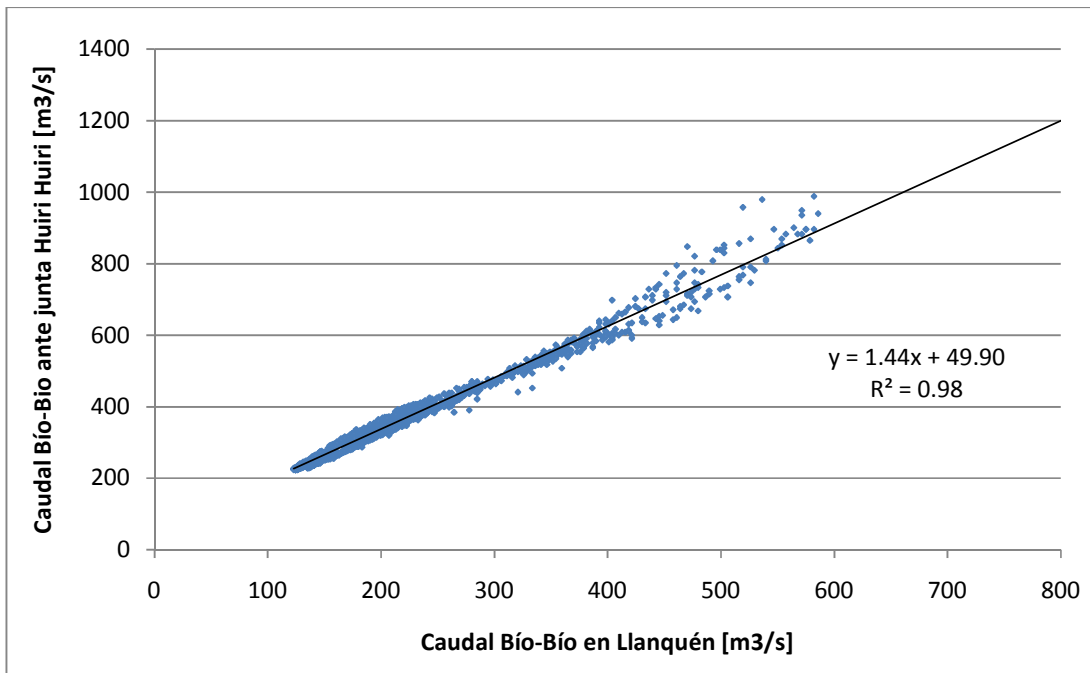


Figura 4.1: Correlación del Período Pluvial

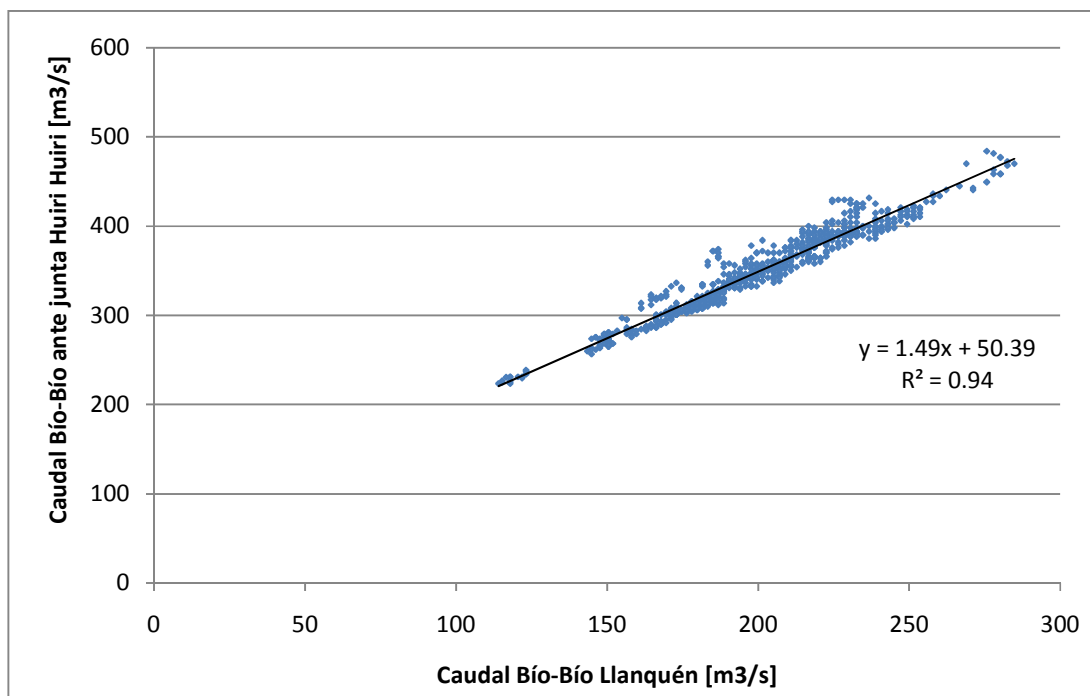


Figura 4.2: Correlación del Período de Deshielo.

Para obtener la serie de tiempo de caudales medios horarios en el punto definido en la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Pangué, se utiliza el método de transposición de caudales, entre este punto y el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí, ya que no se tienen registros a nivel horario de caudales no intervenidos en este punto. Además, como se observa en la Tabla 3.2, el porcentaje de área adicional entre ambos puntos de interés es significativamente menor al área total de cuenca. Por lo tanto, se espera que los caudales aumenten muy levemente y se desfasen en una hora aproximadamente (Avilés, 2011) con respecto a la serie generada obtenida en el punto definido por la estación Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí por la distancia entre ambas estaciones.

Los coeficientes de áreas son los siguientes:

$$\text{Coeficiente de Área Pluvial} = 1,07$$

$$\text{Coeficiente de Área de Deshielo} = 1,03$$

Finalmente se obtiene la serie de tiempo de caudales medios horarios en el punto aguas abajo del embalse Pangué (las series son presentadas en el Anexo D).

4.1.3 Indicadores de Alteración Hidrológica, Escenario Natural

Una vez obtenida la serie de tiempo completa de caudales horarios, se procede al cálculo de los cuatro indicadores de alteración hidrológica mencionados en el punto 2.2. Cada indicador mencionado se obtiene a partir de un día completo de mediciones, es decir, para el cálculo se consideran 24 valores correspondientes al caudal horario medido en cada estación fluviométrica. Por lo tanto, se tiene en promedio, 30 valores por mes de cada indicador para cada uno de los puntos seleccionados.

De manera de facilitar el posterior análisis de los resultados, se decidió agrupar los resultados de los tres años de registro a nivel mensual para cada indicador. Por ejemplo, para el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío ante junta Huirí-Huirí, se tienen 31 valores para el mes de enero de cada año (2009, 2010 y 2011). Esto es, se tienen 93 valores de un indicador para los meses de enero. Con este set de valores, se procede a construir curvas de duración, que permiten una mejor y más rápida comprensión de la distribución del indicador. En un mismo gráfico se muestran las dos curvas de duración asociadas a los puntos elegidos para el análisis. Los gráficos se muestran en el Anexo A del presente informe, estos agrupan las curvas obtenidas en este escenario y del Escenario Natural, lo cual facilita el posterior análisis.

Como se muestra en la Figura 4.3 a la Figura 4.6, las curvas de duración de ambos registros son muy similares, resultado esperado considerando la cercanía de los puntos en relación al tamaño de la cuenca. El mes seleccionado para comparar las curvas de duración de los cuatro indicadores intradiarios es julio, elección dada principalmente porque es un mes lluvioso donde se esperan las mayores fluctuaciones producidas naturalmente.

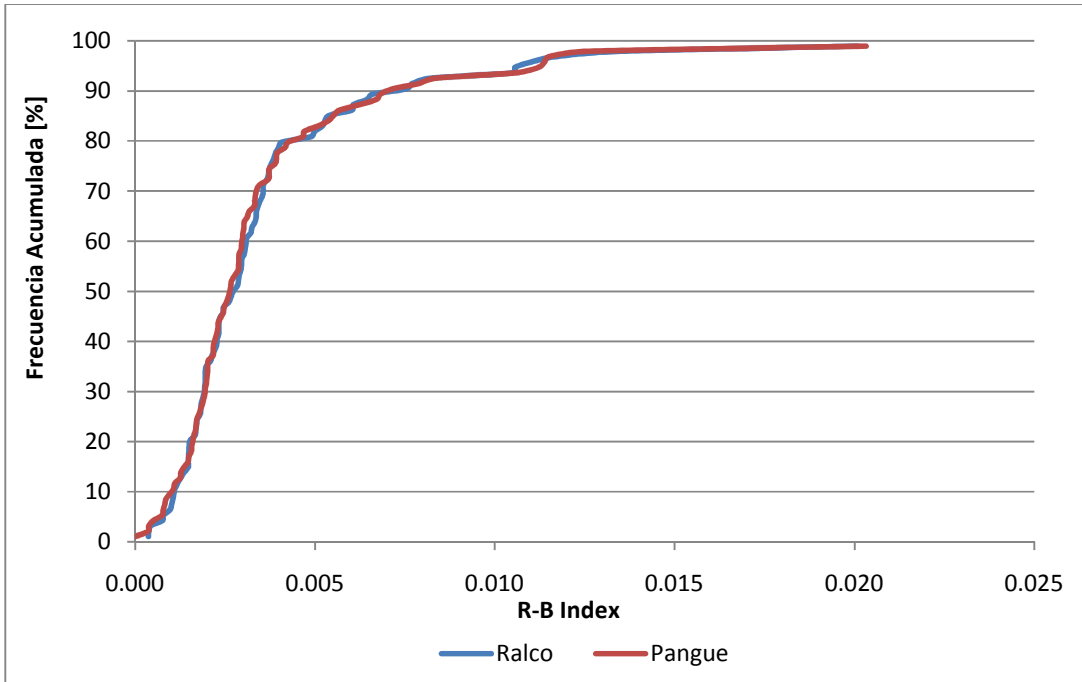


Figura 4.3: Comparación de Indicador R-B Index. Mes de Julio. Escenario Natural.

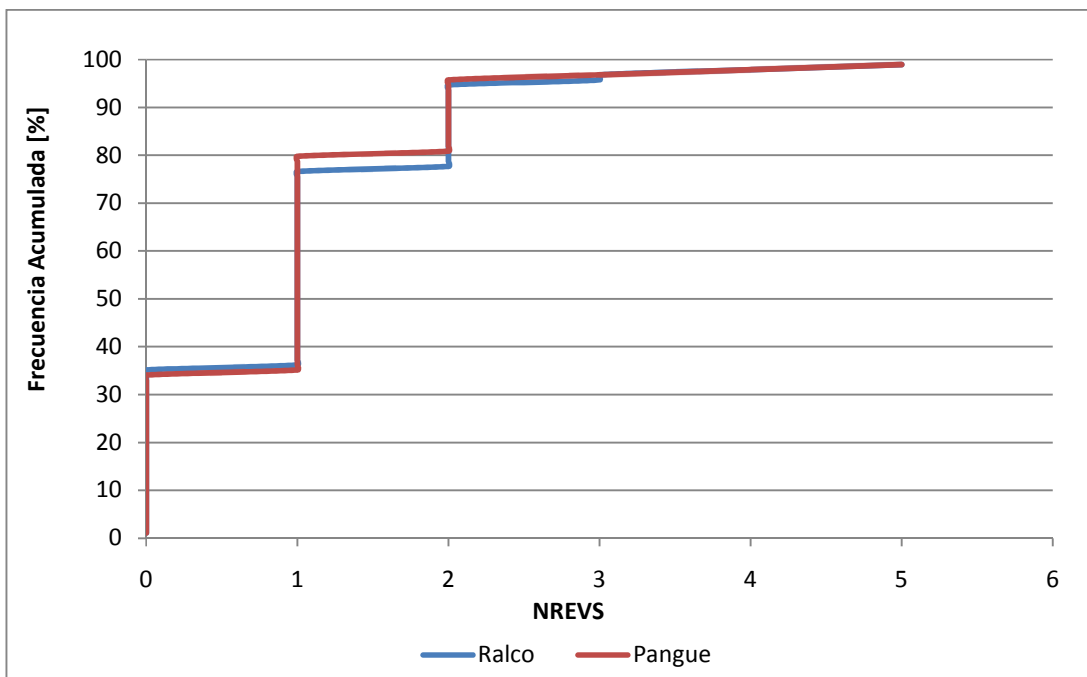


Figura 4.4: Comparación de Indicador NREVS. Mes de Julio. Escenario Natural.

Las curvas de duración son muy similares para los cuatro indicadores, lo mismo ocurre para el resto de los meses (ver Anexo E). Por esta razón, de aquí en adelante basta con considerar sólo una curva de duración para representar el comportamiento del Escenario Natural, así la curva de duración en el punto definido por la estación Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí, será usada como representativa del Escenario Natural.

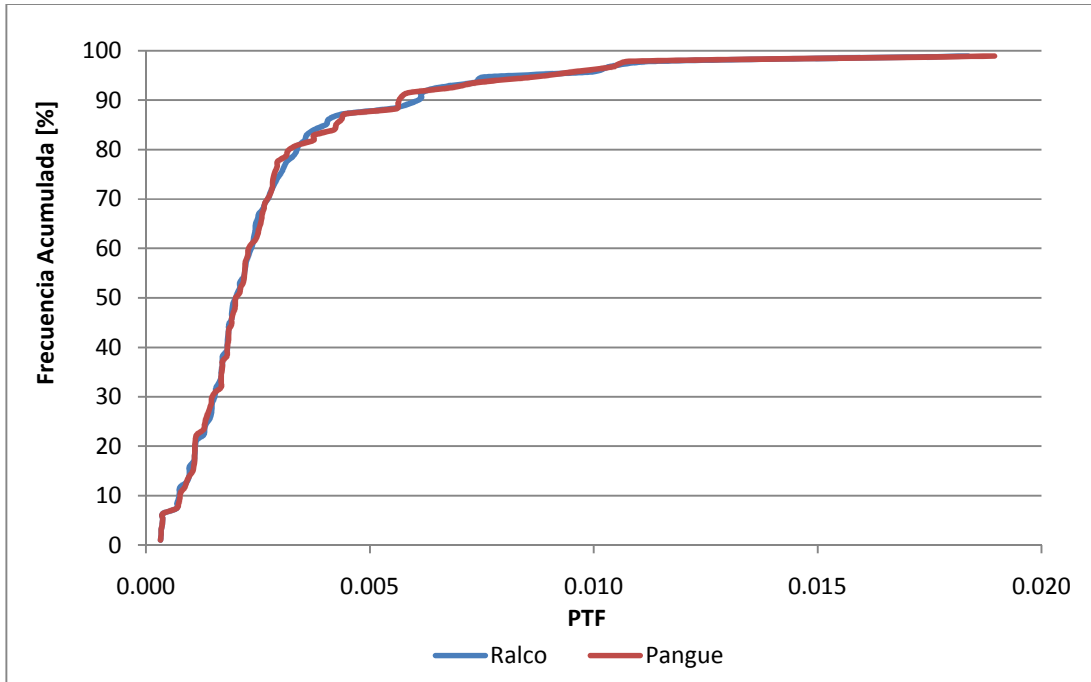


Figura 4.5: Comparación de Indicador PTF. Mes de Julio. Escenario Natural.

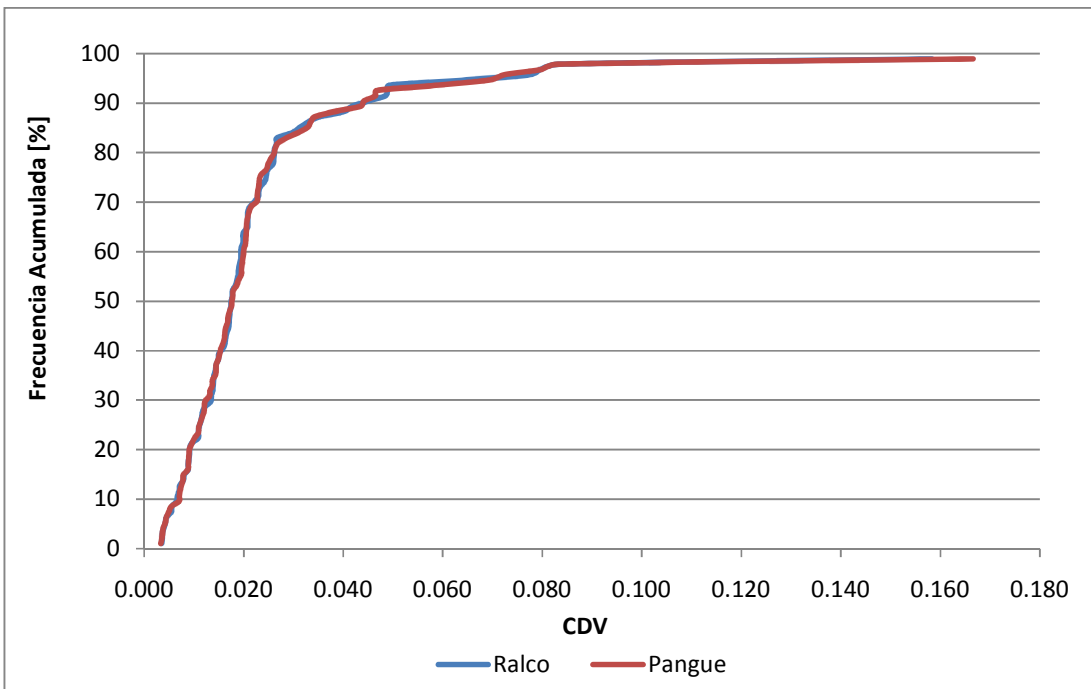


Figura 4.6: Comparación de Indicador CDV. Mes de Julio. Escenario Natural.

4.1.4 Análisis de Sensibilidad

Como ya se explicó, la serie de tiempo de caudales en la estación Río Bío-Bío antes junta Huirihuiri, fue generada mediante correlaciones por período pluvial y de deshielo. Esta metodología idealmente debiese realizarse a nivel mensual, e incluso semanal, pero que no se realizó por falta de datos. Además, en la Figura 4.1 y la Figura 4.2 se observan zonas en las cuales se aprecia una dispersión menor de los datos con respecto al valor entregado por la línea de tendencia. Esta pequeña dispersión podría ser relevante para el cálculo de los indicadores, por ello se decide realizar un análisis de sensibilidad variando las ecuaciones de la línea de tendencia utilizada y así, poder determinar cómo varía el comportamiento de las curvas de frecuencia acumulada.

Se adopta trazar rectas envolventes a la serie de datos usadas en cada correlación. Gráficamente las envolventes y su ecuación respectiva se muestran en la Figura 4.7 y la Figura 4.8.

Se usan las ecuaciones de las envolventes para determinar los caudales en el punto de interés. Al graficar la curva de duración obtenida para la envolvente superior e inferior para los distintos meses, se concluye que las variaciones producidas no son significativas, por lo tanto se valida la metodología utilizada para la generación de la serie de tiempo de caudales horarios. En la Figura 4.9 a la Figura 4.12, a modo de ejemplo se muestran las variaciones para el mes de Julio para los cuatro indicadores (el resto de los meses se presentan en el Anexo F).

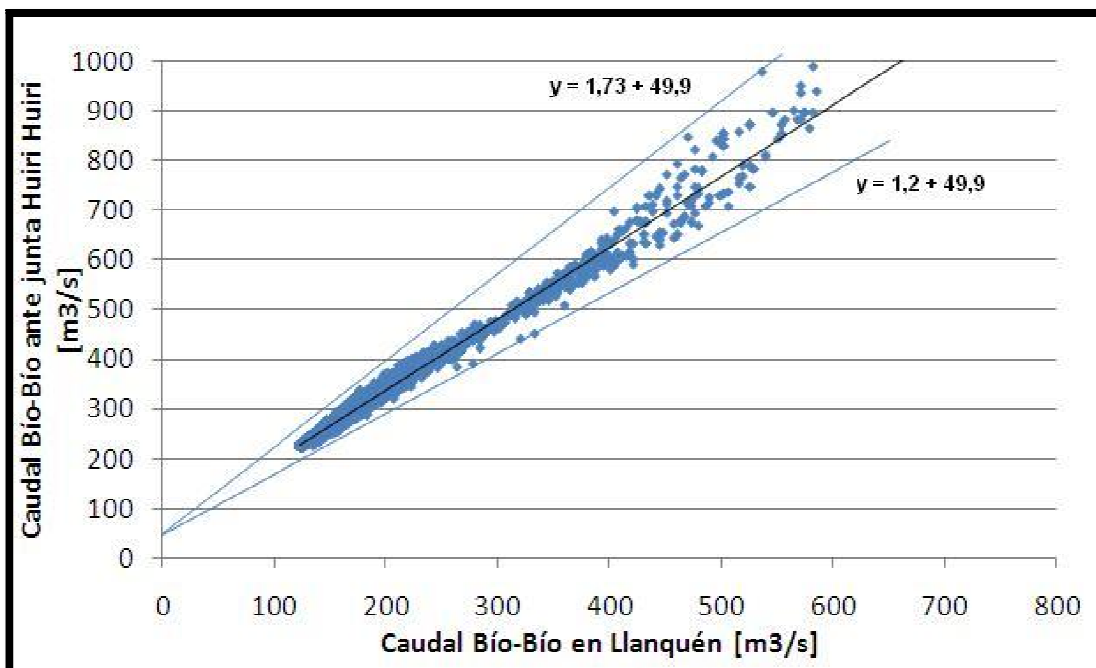


Figura 4.7: Envolventes de Período Pluvial

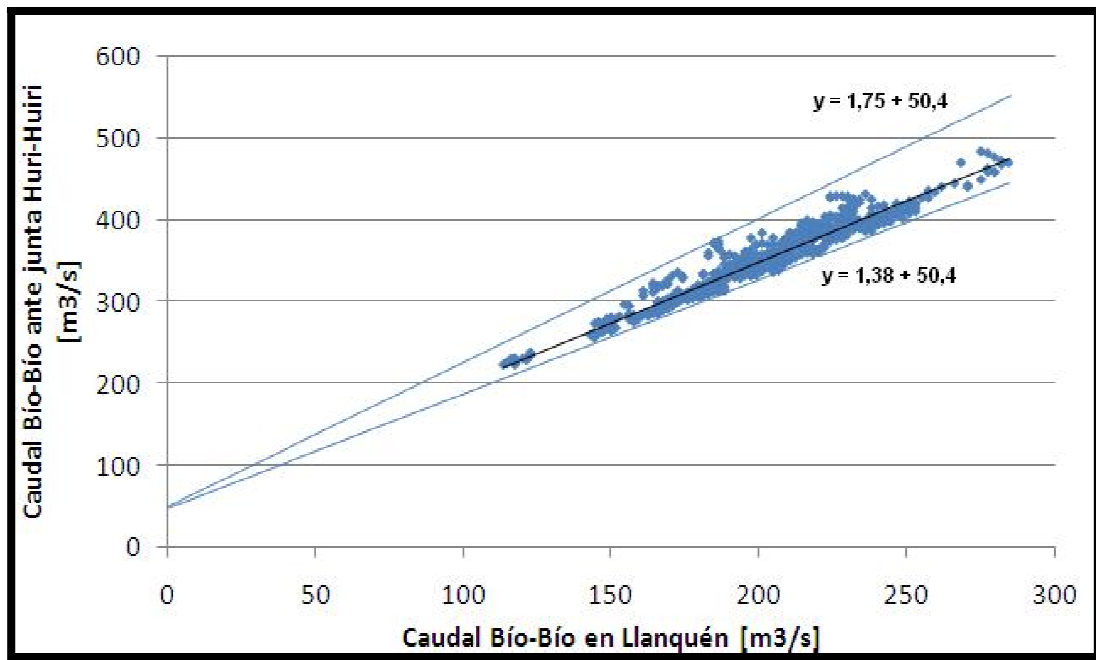


Figura 4.8: Envoltente de Período de Deshielo

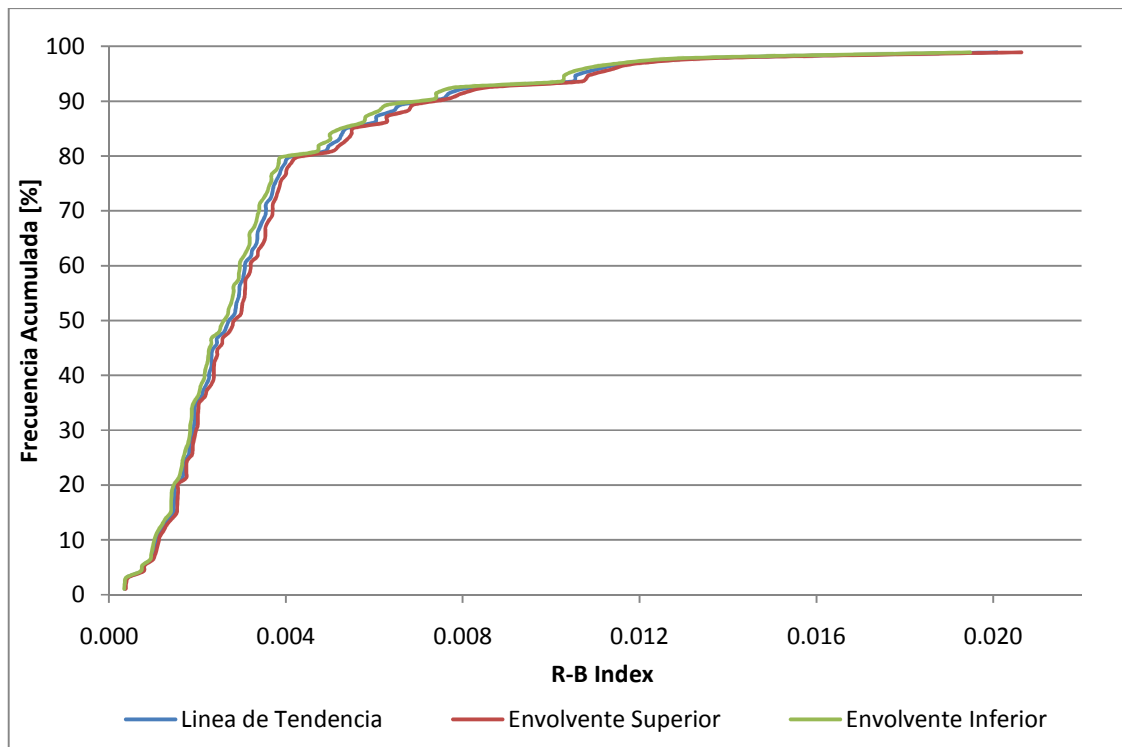


Figura 4.9: Comparación de Resultados, Indicador R-B Index. Mes de Julio.

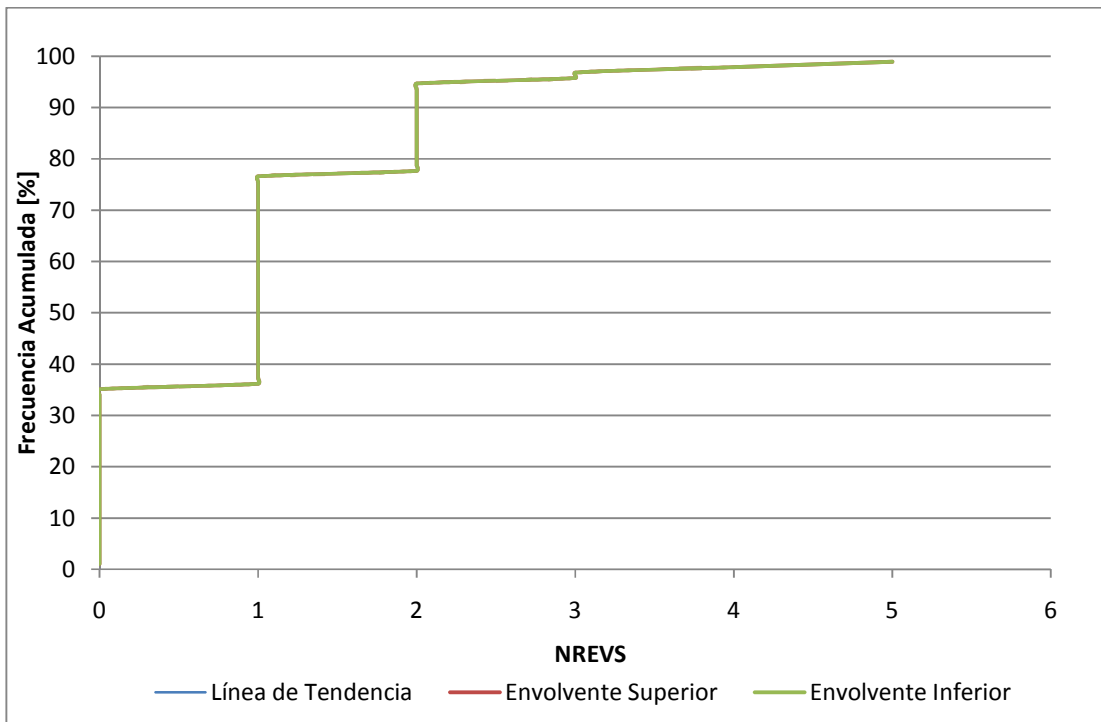


Figura 4.10: Comparación de Resultados, Indicador NREVS. Mes de Julio.

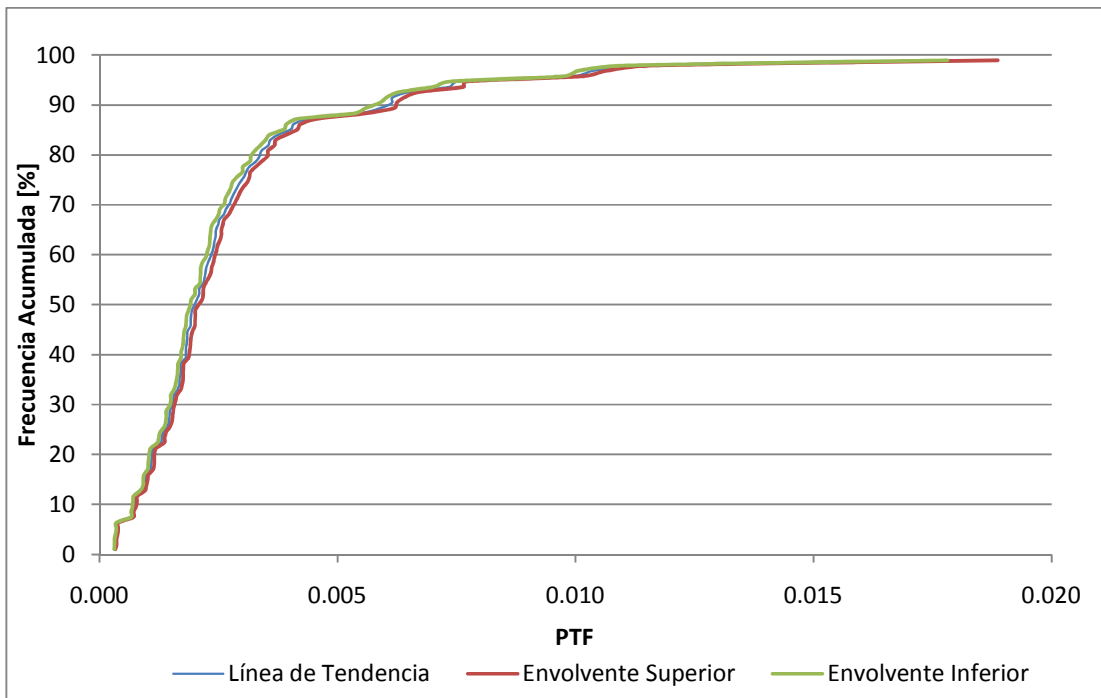


Figura 4.11: Comparación de Resultados, Indicador PTF. Mes de Julio.

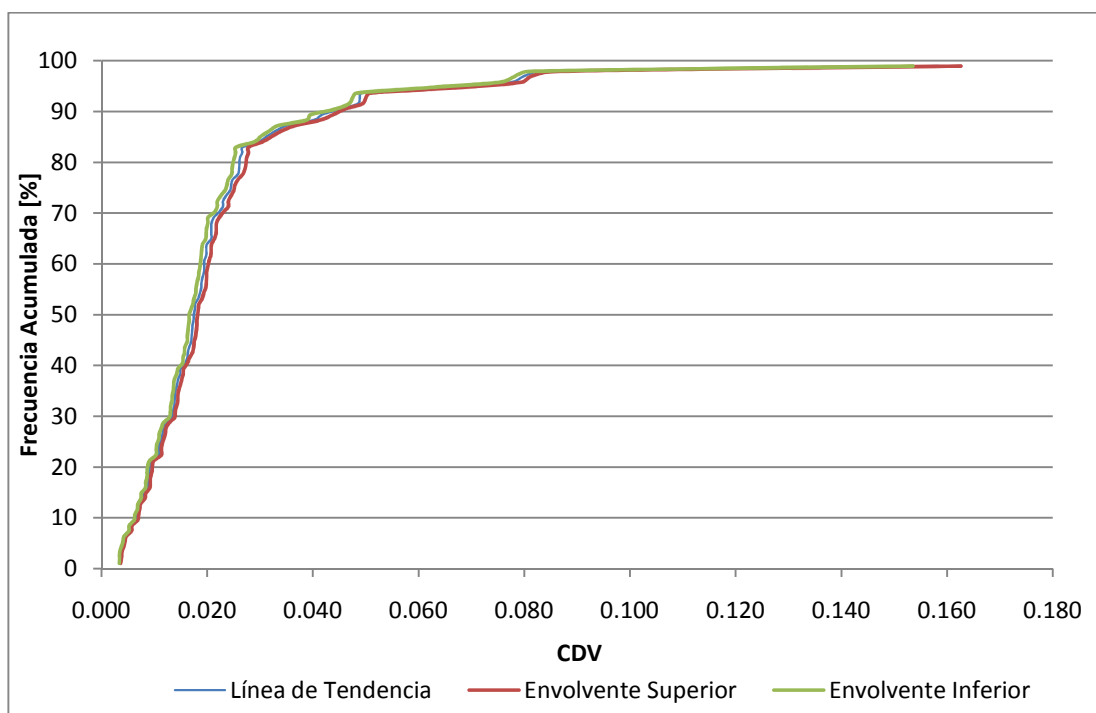


Figura 4.12: Comparación de Resultados, Indicador CDV. Mes de Julio.

4.2 Escenario Actual

4.2.1 Definición y Descripción

El Escenario Actual corresponde a la situación en la que hoy se encuentra la zona seleccionada para este estudio. Los puntos considerados para el cálculo de los indicadores de alteración hidrológica intra-diaria son las estaciones fluviométricas aguas abajo más cercana al punto de restitución del caudal turbinado, para cada una de las centrales. En el caso de la central hidroeléctrica Ralco, la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí es la más cercana luego de la restitución del caudal turbinado de esta central. El caudal registrado en esta estación incluye:

- Caudal turbinado por central hidroeléctrica Ralco.
- Caudal turbinado por central hidroeléctrica de pasada Palmucho.
- Caudal aportante de la cuenca intermedia definida por la misma estación y el muro del embalse Ralco.

Para el caso de la central hidroeléctrica Pangue, la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Pangue es la estación más cercana. El caudal medido en esta estación está compuesto por:

- Caudal turbinado por central hidroeléctrica Pangué.
- Caudal aportante de la cuenca intermedia definida por la misma estación y el muro del embalse Pangué.

El período de evaluación de este escenario es de tres años, correspondiente desde el mes de Octubre del año 2008 al mes de Septiembre del año 2011, al igual que en el escenario natural. La información de caudales instantáneos horarios para ambas estaciones a utilizar se encuentra bastante completa, existiendo solamente un 10% de información faltante.

4.2.2 Series de Tiempo de Caudales Horarios, Escenario Actual

Para calcular los indicadores en el escenario actual, se requiere de la serie de tiempo completa de caudales horarios en los puntos y período seleccionado. Desde el sitio web de la Dirección General de Aguas (www.dga.cl), se obtiene la información de estos caudales a nivel horario para las dos estaciones fluviométricas seleccionadas. Cabe notar que los datos de caudales horarios en todo el período de estudio debiesen ser cercanos a los 26.000 valores.

La estadística de caudales horarios fue rellenada mediante correlaciones mensuales entre caudales medios horarios y potencia media horaria generada por cada una de las centrales hidroeléctricas en estudio. El registro de la potencia media generada a nivel horario se encuentra disponible en el sitio web del CDEC-SIC (www.cdec-sic.cl). El registro de caudales y potencia generada a nivel horario se presenta en el Anexo G.

Los caudales horarios medidos en cada estación fluviométrica no sólo miden los caudales turbinados de su respectiva central hidroeléctrica, como se mencionó en el punto 4.2.1. A pesar de ello, los resultados de las correlaciones mensuales se consideran por inspección visual aceptables y son en parte respaldados por el alto coeficiente de determinación obtenido para cada mes analizado. No fue necesaria una metodología más sofisticada principalmente por el hecho de que la información faltante es considerablemente menor a la disponible.

4.2.3 Indicadores de Alteración Hidrológica, Escenario Actual

El procedimiento para representar los resultados es el mismo utilizado en el escenario natural.

Una vez obtenida la serie de tiempo completa de caudales horarios, se procede al cálculo de los indicadores de alteración hidrológica mencionados en el punto 2.2.

En un mismo gráfico se muestran las dos curvas de duración asociadas a los puntos elegidos para el análisis. Los gráficos se muestran en el Anexo A del presente informe, estos agrupan las

curvas obtenidas en este escenario y del escenario natural, lo cual facilita el posterior análisis. Las Figura 4.13 a la Figura 4.16 se muestran a modo de ejemplo de los resultados obtenidos.

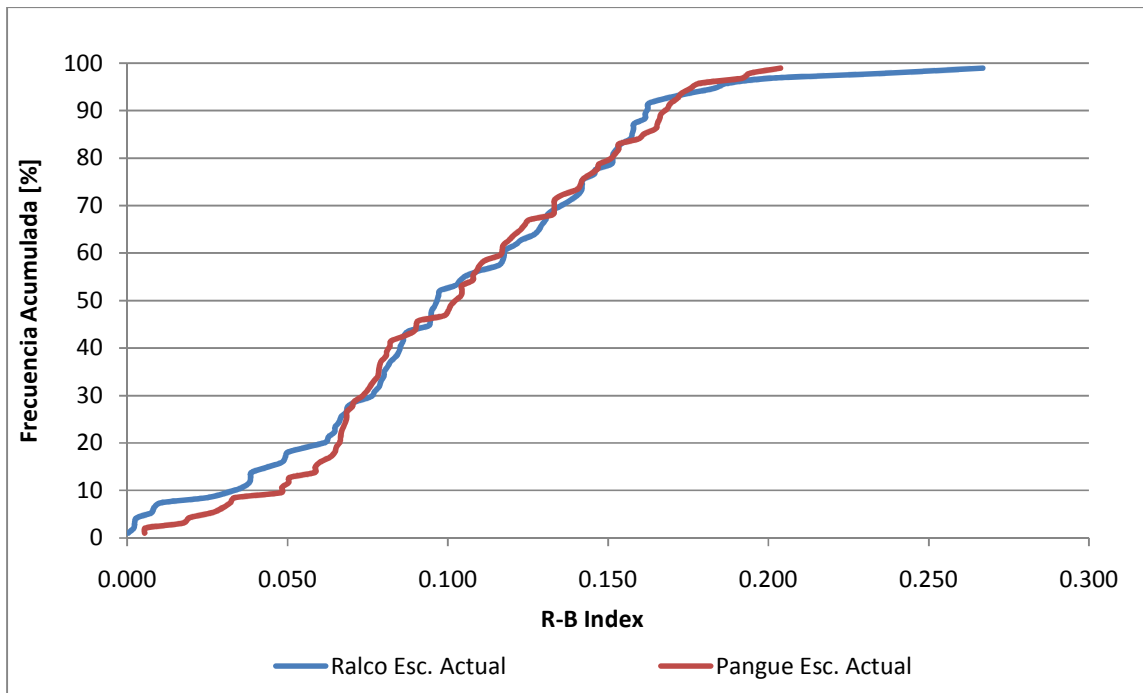


Figura 4.13: Resultados de Escenario Actual de Indicador R-B Index, Mes de Julio

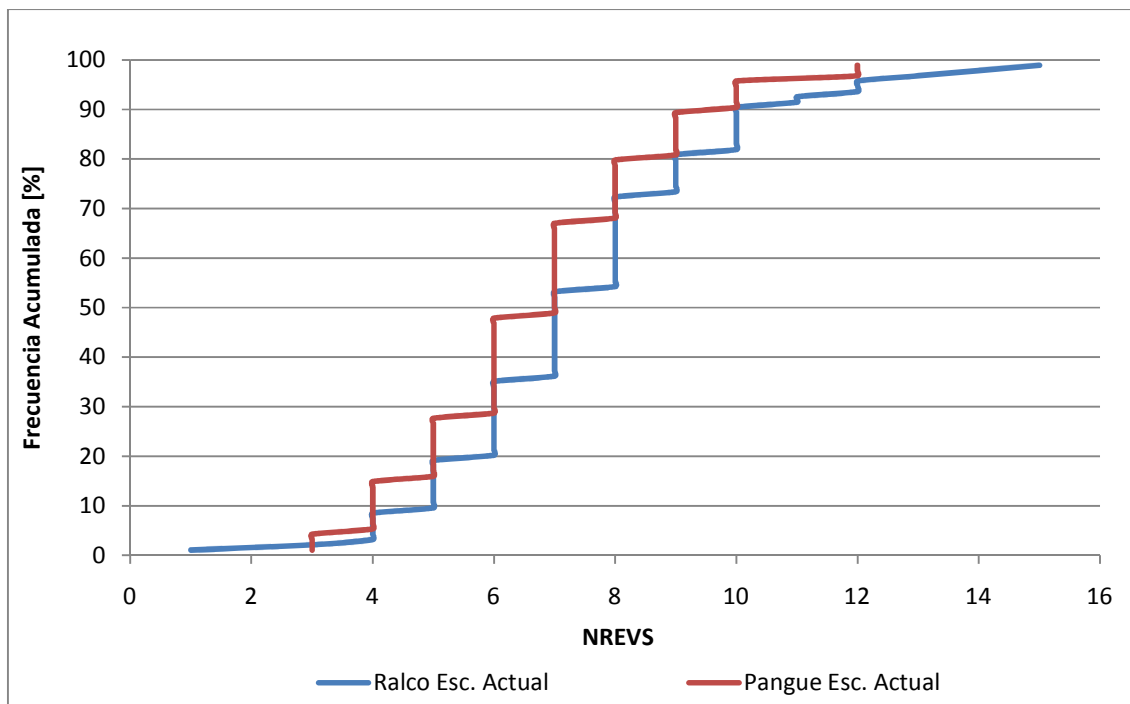


Figura 4.14: Resultados de Escenario Actual de Indicador NREVS, Mes de Julio

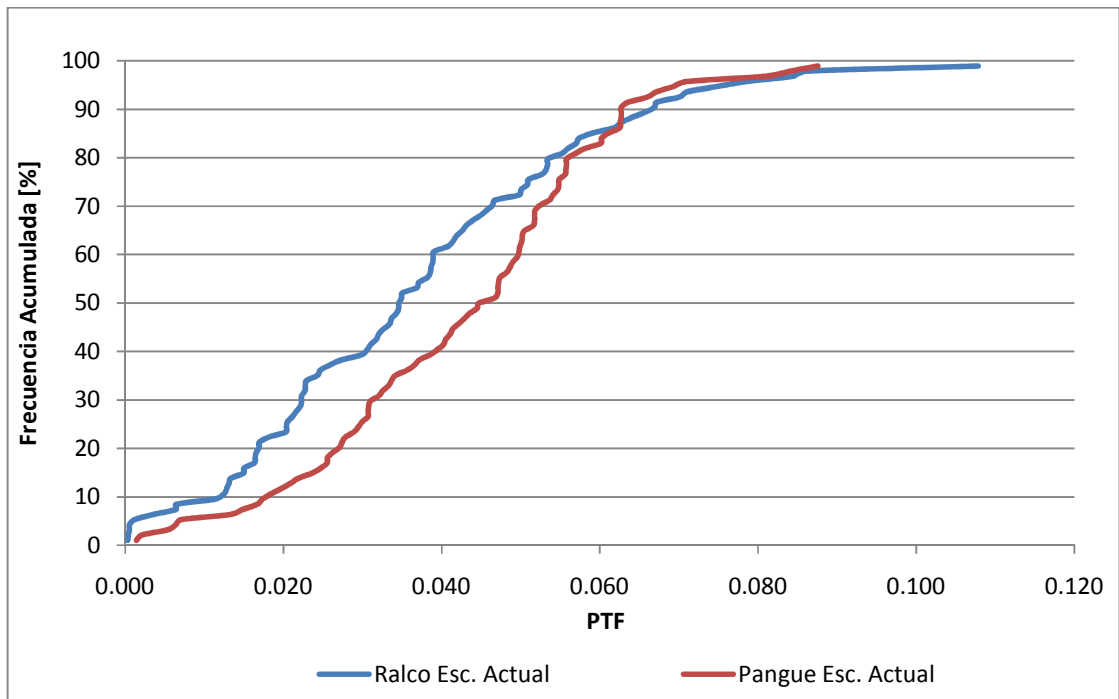


Figura 4.15: Resultados de Escenario Actual de Indicador PTF, Mes de Julio

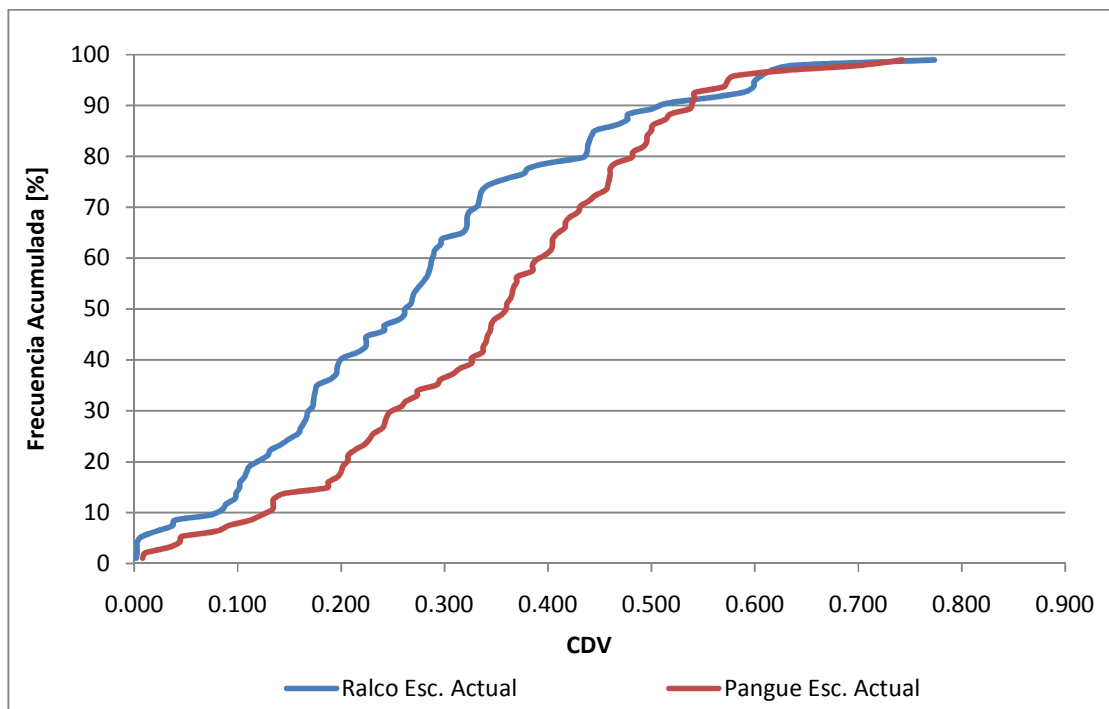


Figura 4.16: Resultados de Escenario Actual de Indicador CDV, Mes de Julio

4.3 Comparación de Escenarios

Para realizar el diagnóstico del sistema Ralco-Pangué, se comparan las curvas de duración generada en el Escenario Actual en ambos puntos relevantes y la curva de duración obtenida en el Escenario Natural.

De manera de cuantificar el impacto de la operación de corto plazo de las centrales hidroeléctricas Ralco y Pangué, se define sobre la curva de duración del Escenario Natural una banda construida a partir de ciertos porcentajes de frecuencia acumulada. Se adopta un 5% y 95% de la curva de frecuencia acumulada como límites de la banda, llamada de aquí en adelante, Banda Natural. Como referencia se considera el estudio realizado por Richter *et al* (1996) el cual considera como límites de la banda un 25% y 75%, pero estos se definen para series de caudales medios diarios e indicadores anuales (un valor por año). Como en este caso se usan caudales medios horarios los cuales presentan mayor variabilidad que los caudales medios diarios, por lo que se considera adecuado aumentar el rango definido en este estudio. Es decir, el rango usado en este trabajo es menos estricto que el usado por Richter *et al* (1996).

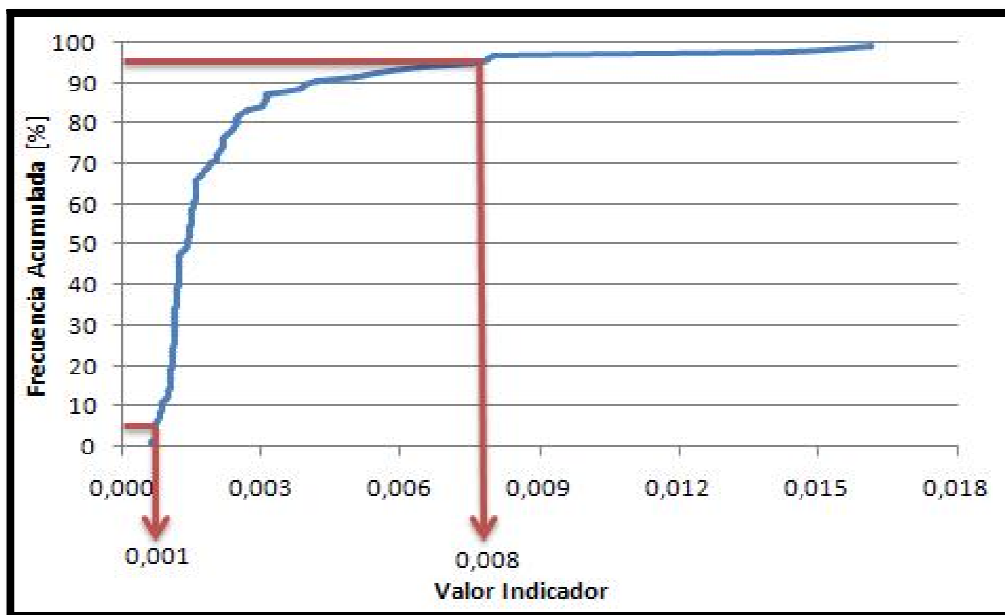


Figura 4.17: Ejemplo de Definición de Banda Natural.

La Figura 4.17 ejemplifica lo explicado anteriormente. En este ejemplo se tiene que un 90% del tiempo el valor del indicador se encuentra entre 0,001 y 0,008 en régimen natural. Este porcentaje define el rango de valores de los indicadores de alteración hidrológica intradiaria considerados aceptables. Por lo tanto, el diagnóstico se basa en determinar el porcentaje de tiempo para el cual el sistema alterado se comporta dentro de la banda natural.

El análisis se realiza para cada mes reuniendo los tres años de registro. Es decir, se determinaran los valores para cada indicador, de los doce meses, que definen la Banda Natural, para luego realizar el diagnóstico. Los gráficos usados, mes a mes, para cada indicador, son los mostrados en el Anexo A.

En la Tabla 4.1 se detallan los valores del porcentaje de tiempo en Banda Natural. En la Figura 4.18 a Figura 4.21 se presenta un gráfico de barras para cada indicador.

Tabla 4.1: Porcentaje de Tiempo en Banda Natural (%)

Mes	Ralco	Pangue	Ralco	Pangue	Ralco	Pangue	Ralco	Pangue
	R-B Index		NREVS		PTF		CDV	
ENE	2.1	5.3	6.4	18.1	2.1	5.3	2.1	5.3
FEB	0.0	5.9	9.4	3.5	0.0	7.1	0.0	8.2
MAR	1.1	24.5	8.5	4.3	1.1	25.5	1.1	25.5
ABR	0.0	27.5	12.1	1.1	0.0	30.8	0.0	30.8
MAY	3.2	8.5	9.6	8.5	7.4	14.9	8.5	10.6
JUN	3.3	13.2	9.9	2.2	8.8	16.5	11.0	16.5
JUL	6.4	2.1	2.1	4.3	7.4	5.3	5.3	5.3
AGO	5.3	5.3	1.1	3.2	11.7	12.8	22.3	13.8
SEP	13.2	7.7	0.0	4.4	9.9	9.9	7.7	12.1
OCT	10.6	4.3	0.0	1.1	10.6	6.4	7.4	7.4
NOV	0.0	3.3	0.0	2.2	1.6	7.7	1.6	8.8
DIC	2.1	9.6	24.5	27.7	3.2	10.6	7.4	10.6

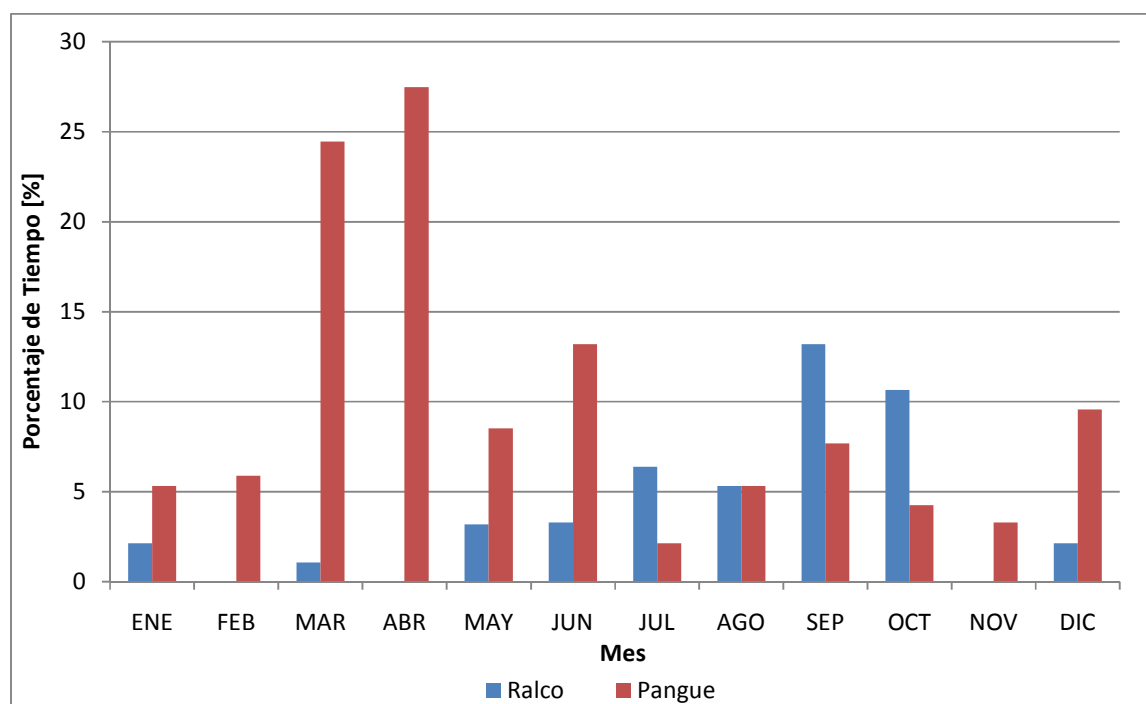


Figura 4.18: Porcentaje de Tiempo en Banda Natural, Indicador R-B Index.

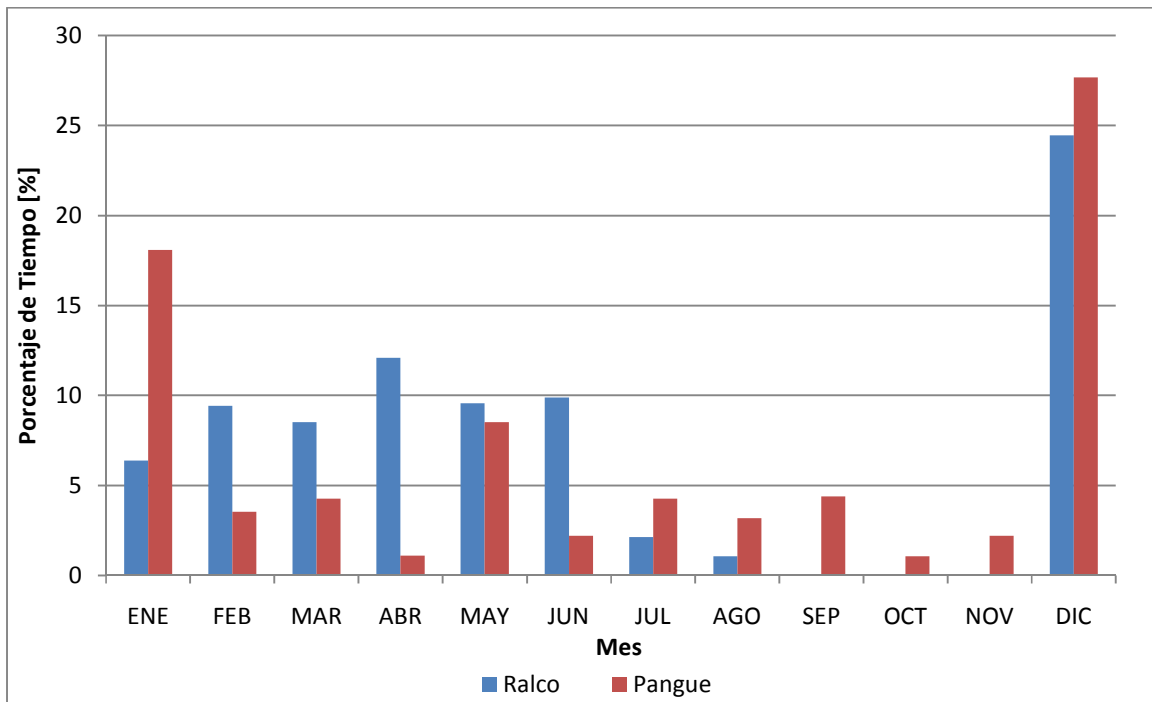


Figura 4.19: Porcentaje de Tiempo en Banda Natural, Indicador NREVS

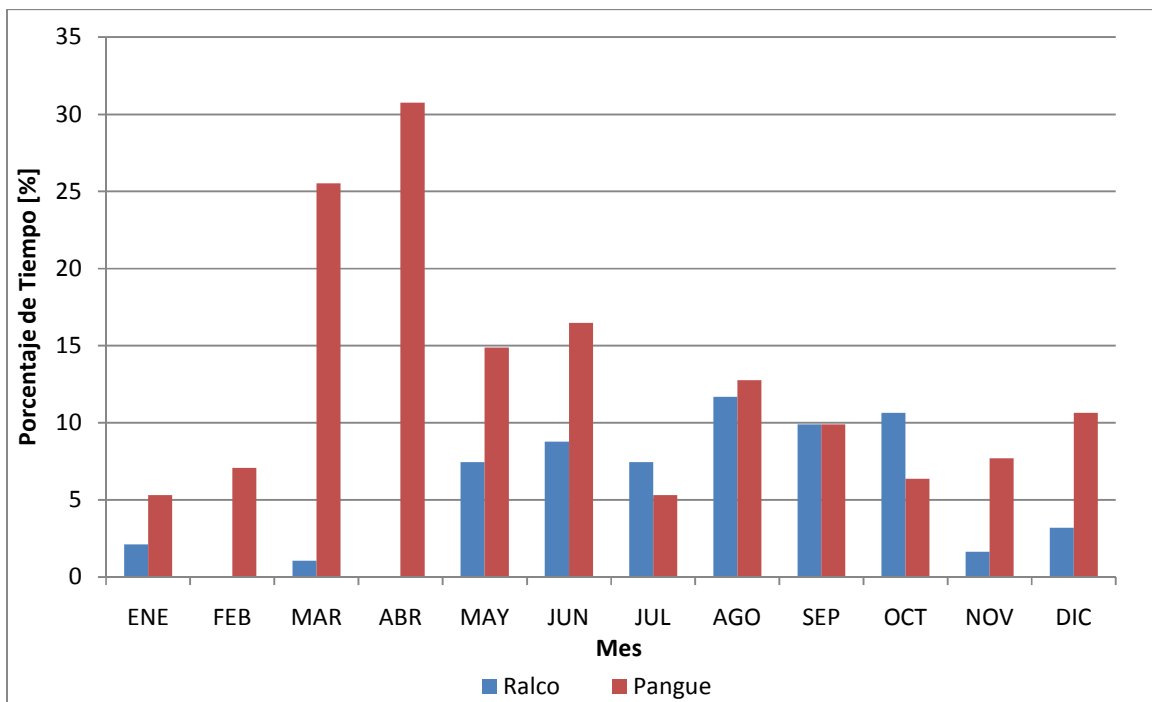


Figura 4.20: Porcentaje de Tiempo en Banda Natural, Indicador PTF

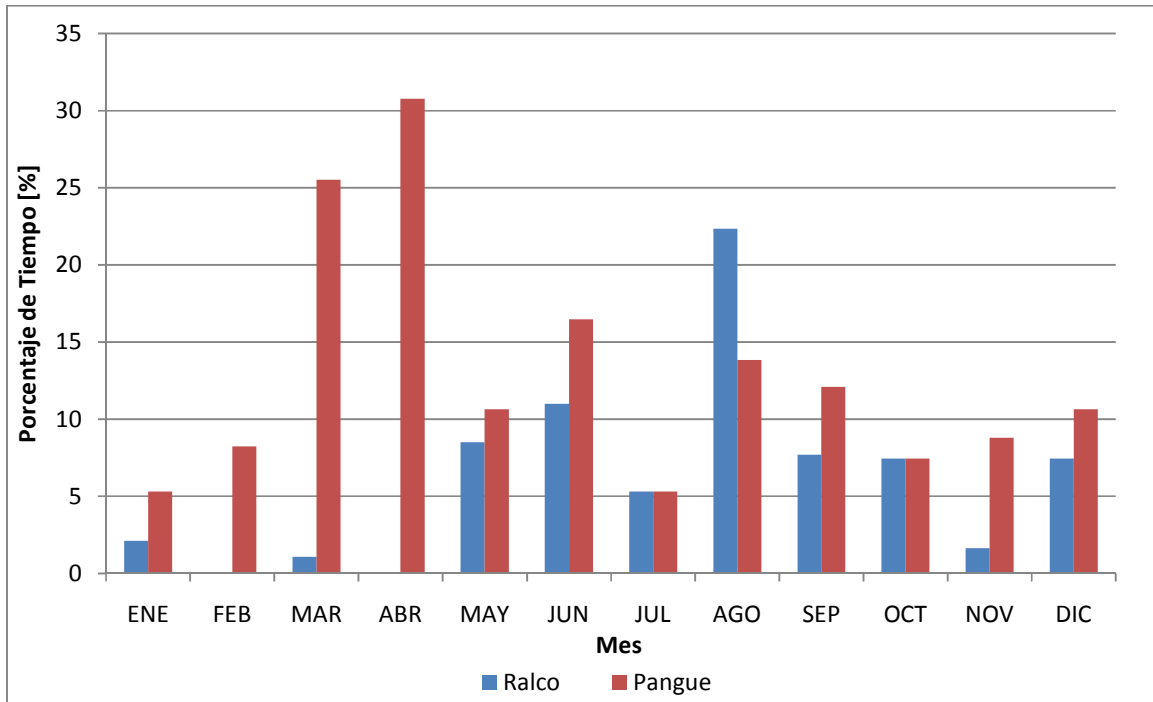


Figura 4.21: Porcentaje de Tiempo en Banda Natural, Indicador CDV

Para un mejor y más completo análisis, se representan también los indicadores obtenidos para los 3 años de registros de cada escenario en un mismo gráfico. Estas curvas de duración incluyen 1095 (365 x 3) valores de cada indicador. Las curvas se presentan en la Figura 4.22 a la Figura 4.25.

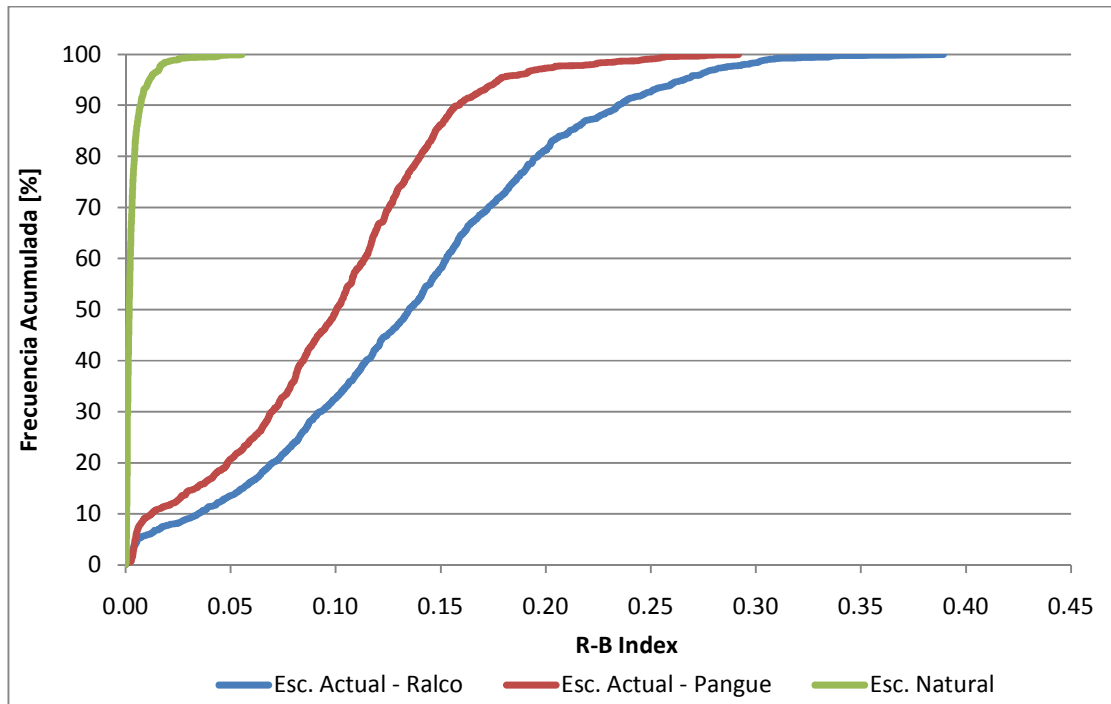


Figura 4.22: Indicador R-B Index, Período Octubre 2008 – Septiembre 2011.

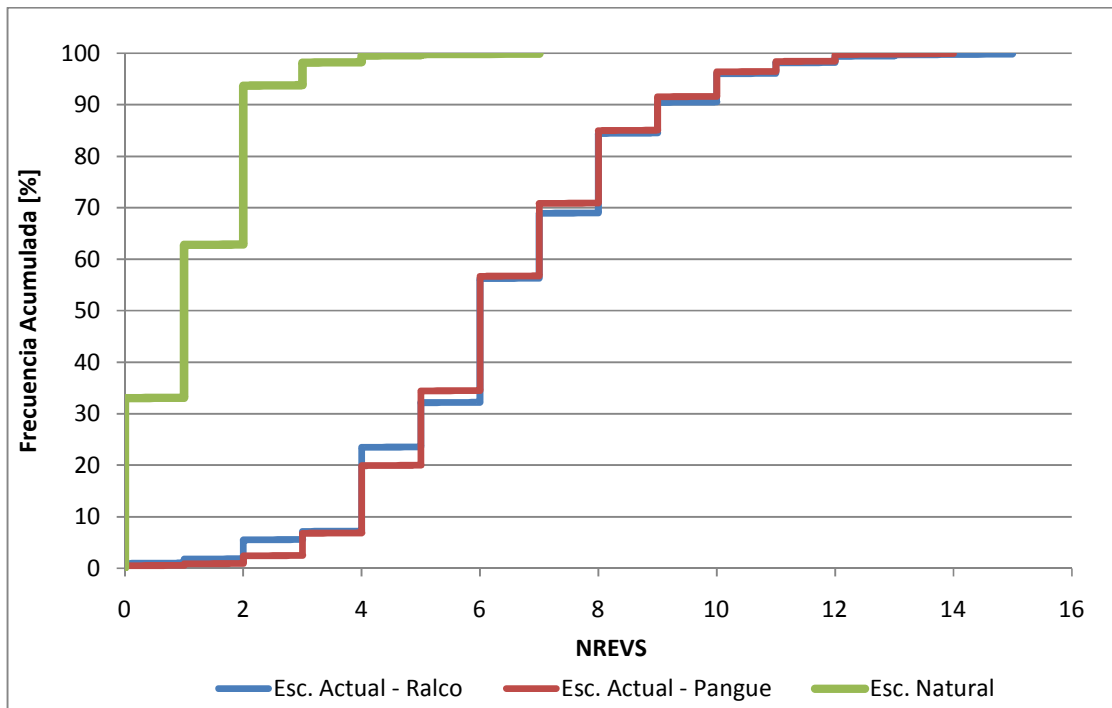


Figura 4.23: Indicador NREVS, Período Octubre 2008 – Septiembre 2011.

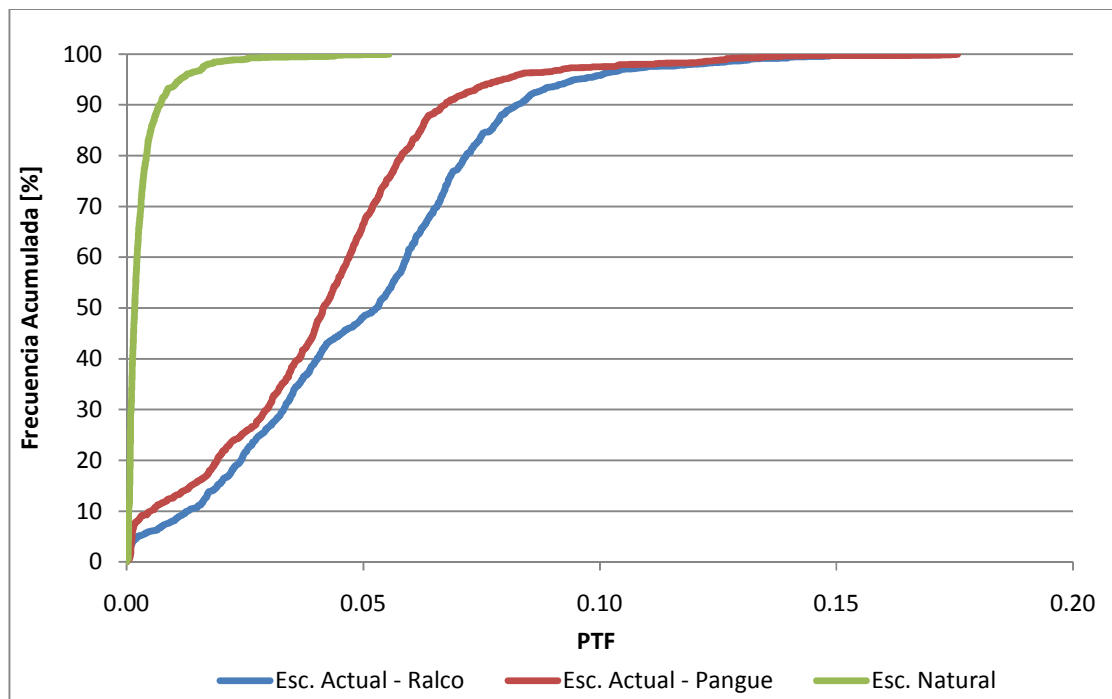


Figura 4.24: Indicador PTF, Período Octubre 2008 – Septiembre 2011.

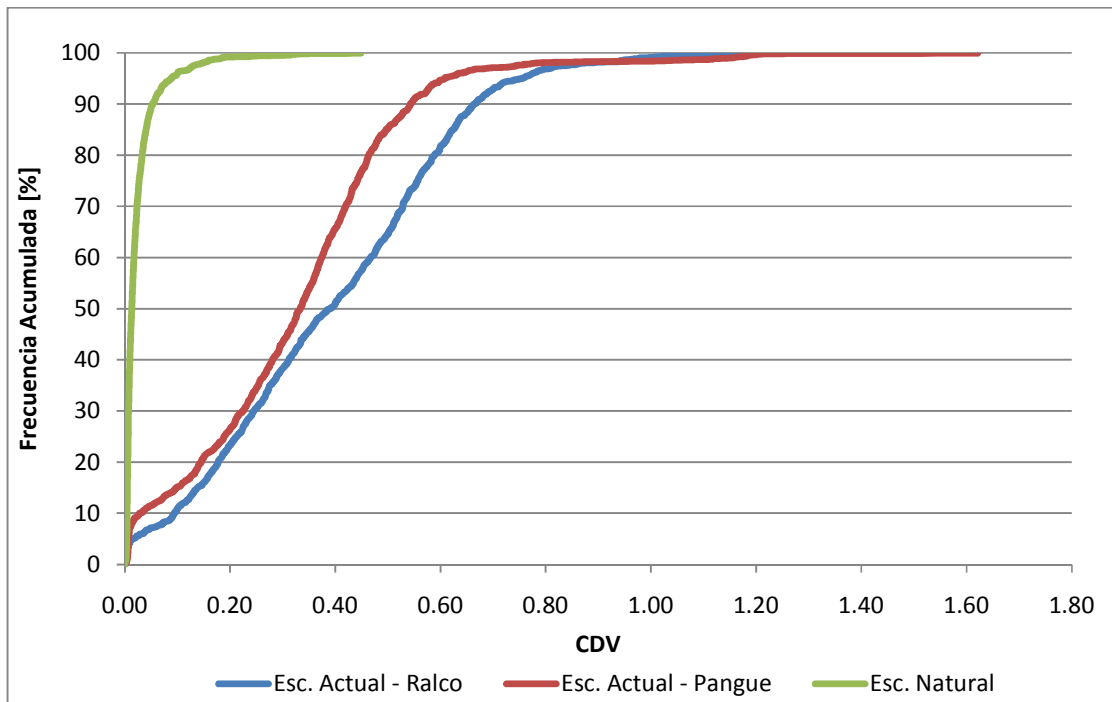


Figura 4.25: Indicador CDV, Período Octubre 2008 – Septiembre 2011.

Al observar los gráficos de cada uno de los indicadores para cada mes presentados en el Anexo A, la Tabla 4.1, la Figura 4.18 a la Figura 4.21, se aprecia a priori, un nivel de alteración intradiario mayor aguas abajo de la central hidroeléctrica Ralco con respecto a la central hidroeléctrica Pangué. En los meses de enero, noviembre y diciembre se observa que todos los indicadores, calculado en el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Pangué, presentan un tiempo mayor de permanencia dentro del rango natural (en promedio un 9,5% de permanencia) con respecto a la central Ralco (en promedio un 4,4% de permanencia); lo mismo ocurre para los meses de febrero, marzo, abril, mayo y junio, que con excepción del indicador *NREVS*, se tiene un 3,0 % de permanencia para Ralco y un 17,7% de permanencia para Pangué en promedio. Sólo en los meses de julio agosto y octubre el comportamiento de la central Ralco es mejor, con un tiempo de permanencia de un 7,5% contra un 5,9% de Pangué en promedio. En el mes de Septiembre no se puede definir que central tiene un mejor comportamiento.

Al observar los resultados para todo el período de evaluación, expuestos en las Figura 4.22 a la Figura 4.25, se deduce que el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Pangué tiene mejores resultados que el punto definido por la fluviométrica Río Bío-Bío antes junta Huirí-Huirí. Es decir, las operaciones realizadas por la central Ralco inducen una mayor alteración hidrológica intradiaria que las operaciones realizadas por la central Pangué. Esto permite concluir que la central Pangué indirectamente realiza una labor de contraembalse,

esto quiere decir que la central Pangué amortigua el efecto de las variaciones en las series de caudal provenientes, en gran medida, de la operación de Ralco, aunque este efecto es leve, es factor importante al momento de definir donde se imponen las restricciones ambientales.

Comparando el escenario actual del sistema con el escenario natural, se concluye que el sistema se encuentra altamente alterado a nivel de régimen de caudales intradiarios, logrando tiempos de permanencia dentro de la banda natural muy bajos, en su mayoría, según cada indicador, menores a un 15%. Esto justifica una evaluación del sistema bajo restricciones en la operación de las centrales.

El siguiente capítulo corresponde al escenario bajo restricciones operacionales.

5 Restricciones Ambientales

La segunda parte de este estudio corresponde a la evaluación del comportamiento del sistema bajo dos tipos de restricciones ambientales que serán impuestas, de forma independiente, sobre la operación de la central hidroeléctrica Pangué, con la finalidad de disminuir el grado de alteración hidrológica intradiaria. Las restricciones son definidas en base a la revisión bibliográfica realizada (Olivares, 2008), donde se hace hincapié en la importancia de un caudal mínimo en un cauce (Jowett, 1997) y restringir la alta variabilidad de caudal turbinado hora a hora de una central hidroeléctrica.

La decisión de imponer restricciones solamente a la central Pangué se debe al efecto de amortiguamiento que tendría el embalse de esta central sobre las fluctuaciones producidas por la operación de la central Ralco. Es decir, el embalse de la central Pangué se comportaría como un contraembalse. Además, el tramo entre el caudal de restitución de la central Ralco y la cola del embalse de la central Pangué es muy menor (aproximadamente 2,5 km.), por lo tanto se espera una zona de alteración despreciable en comparación a la afectada por la central Pangué.

Hoy en Chile existe una única restricción ambiental sobre el manejo de las fuentes superficiales, y está relacionada a la cantidad del recurso hídrico. Esta restricción es impuesta por la Dirección General de Aguas, a través de la ley 20017 (2005) en su artículo 129 bis 1, la cual establece para los nuevos derechos de aprovechamiento de aguas, un caudal ecológico mínimo para la preservación de la naturaleza y el medio ambiente, cuyo valor no podrá ser superior al

20% del caudal medio anual de la fuente superficial. Como se observa, no existen restricciones directas sobre la operación de las centrales hidroeléctricas.

5.1 Caudal Mínimo de Operación

Esta restricción consiste en imponer a la central hidroeléctrica un caudal horario mínimo turbinado, el cual puede ser constante durante todo el año o puede ser variable según el mes en que opera. El criterio para seleccionar el valor del caudal mínimo se basa en los registros históricos de caudales medios mensuales mostrados en la Tabla 3.3.

Es importante destacar que un criterio a considerar es el caudal mínimo que puede turbinar una central por razones técnicas (capacidad mínima de la turbina). Para el caso de la central hidroeléctrica Pangué, la potencia mínima de operación es de 35 MW, que equivale a aproximadamente 40 m³/s. Las dos opciones para definir esta restricción son.

- **Caudal Mínimo Constante:** Esta restricción a la operación de la central hidroeléctrica es constante durante todo el año.
- **Caudal Mínimo Mensual:** Esta restricción a la operación a la central hidroeléctrica varía mes a mes.

La variabilidad del caudal, ya sea horario, diario, mensual o estacional, es importante en el equilibrio del ecosistema, el cual, presenta distintos procesos y necesidades en diferentes meses (Poff *et al.*1997). Es por esta razón que se seleccionará imponer una restricción que varíe mes a mes, con el objetivo de reproducir un escenario en el que el comportamiento del sistema se acerque más al comportamiento natural de este.

Bajo el criterio anterior, y a partir del valor promedio de los caudales medios mensuales de cada mes, se fija un porcentaje de éste como restricción. Se adoptan caudales mínimos de operación que van desde un 30%, 40%, 50% y hasta a un 60% del promedio histórico mensual. La razón por la cual no se adoptan caudales iguales a un 10% o 20% es para evitar que estos sean iguales o menores a los caudales mínimos turbinables en los meses más secos. La Tabla 5.1 muestra los valores de la restricción de caudal mínimo mensual.

Notar que se decide usar porcentajes de los promedios históricos de medición de caudales, para emular la metodología generalmente usada por la Dirección General de Aguas para determinar el caudal ecológico, el cual es definido como máximo un 20% del caudal medio anual del período de registro (artículo 129 bis 1 de la Ley 20.017 de 2005).

Es importante notar que en los meses de marzo y abril para los porcentajes 30% y 40%, se alcanza el caudal mínimo técnico de operación de la central Pangué.

Tabla 5.1: Restricción Mensual de Caudal Mínimo Mensual.

Mes	30%		40%		50%		60%	
	Caudal	Potencia	Caudal	Potencia	Caudal	Potencia	Caudal	Potencia
	[m3/s]	[MW]	[m3/s]	[MW]	[m3/s]	[MW]	[m3/s]	[MW]
Abr	40	35	40	35	50	44	60	53
May	74	65	98	87	123	108	147	130
Jun	103	91	138	121	172	151	207	182
Jul	110	97	147	129	183	161	220	194
Ago	101	89	135	118	168	148	202	178
Sep	102	90	137	120	171	150	205	180
Oct	128	112	170	150	213	187	255	224
Nov	129	113	172	151	215	189	257	227
Dic	88	77	117	103	146	129	176	155
Ene	48	42	64	56	80	70	96	84
Feb	40	35	44	39	55	48	66	58
Mar	40	35	40	35	43	38	52	46

5.2 Variación Máxima Horaria de Caudal (*Ramping*)

Esta restricción tiene por objetivo disminuir la diferencia de caudal turbinado entre horas consecutivas y se define como una diferencia máxima de variación de caudal en base a los registros históricos de potencia media horaria generada de la Central Pangué.

Para definir los valores de esta restricción, se realiza un análisis de frecuencia de las diferencias de potencia media horaria generada entre una hora y la siguiente para el período comprendido entre Otoño 2008 y Septiembre 2011. Un valor para esta restricción muy permisivo (poco restrictivo) podría no ser lo suficientemente estricta para notar el efecto en las operaciones a analizar, mientras que una restricción muy estricta eliminaría un atributo positivo de las centrales hidroeléctricas, que es la capacidad de responder rápidamente a las fluctuaciones de la demanda energética. Finalmente son adoptados los valores mostrados en la Tabla 5.2 como restricción a la operación de la central Pangué.

Tabla 5.2: Valores de Restricción, Central Pangué.

Frecuencia Acumulada	Potencia	Variación de Caudal
[%]	[MW]	[m3/s]
60	12	14
70	26	30
80	42	48
90	60	69

5.3 Selección de Casos Usando Modelos MIPUC y PCP

Como se explica en el capítulo 2, el modelo MIPUC, desarrollado por el Centro de Energía de la FCFM (CE-FCFM), emula al modelo PCP utilizado por el CDEC-SIC. Por otro lado, el CE-FCFM posee los datos de entrada y resultados del modelo PCP para todas las semanas del año 2011. Con esto, es posible comparar la programación realizada por ambos modelos, a fin de escoger semanas en que las programaciones son similares.

Para seleccionar las semanas a usar en el escenario bajo restricciones, es realizada una comparación de los modelos observando la programación horaria de la central Pangué y la central Ralco. Con las series de tiempo de caudal horario programado obtenida por ambos modelos se realiza una comparación de estas, definiendo criterios para seleccionar las semanas a usar en el escenario bajo restricciones. Estos criterios son el coeficiente de determinación ($R^2 > 0,75$), el error cuadrático medio ($ECM > 45$) y la comparación de promedios (diferencia menor a un 5%) y desviación estándar (diferencia menor a un 45%) de las series.

Adicionalmente, se comparan también los costos totales óptimos de la operación semanal del sistema. Una diferencia de costo total óptimo mayor a un 0,0001% entre ambos modelos no valida la semana correspondiente

Los resultados semana a semana de todos los casos del año 2011 se muestran en la Tabla 5.3. El resultado "SI" indica que se cumplieron los criterios definidos tanto para la central Pangué y Ralco en su operación, además del criterio económico definido. El resultado "NO" indica que no se cumple al menos uno de los criterios definidos.

Como se observa en la Tabla 5.3, los resultados indican un período donde no se cumplen ciertos criterios definidos, que va desde la semana 25 de febrero al 15 de abril, pertenecientes al período seco. En los meses desde Julio a Enero se tienen resultados positivos, en particular para los meses del período de deshielo (Septiembre-Diciembre). En general el modelo MIPUC emula de buena manera la mayor parte de los casos analizados.

Por último, se debe tener presente que la programación realizada por los modelos difiere de la operación observada o real. Esto se explica por diversos factores que pueden provocar una variación de lo programado, como por ejemplo, cambio en los caudales afluentes definidos para una semana, considerada constante en los modelos o eventos inesperados dentro de las semanas ya programadas. Algo relevante a considerar, es que según lo observado la generación real presenta mayor variabilidad que la programada, por tanto se esperarían

mejores resultados de los indicadores de alteración hidrológica para un escenario bajo restricciones, las cuales se respeten en la realidad.

Tabla 5.3: Resultados de Selección de Casos a través de Modelo MIPUC y PCP

Semana	Resultado
7-Enero	NO
14-Enero	SI
21-Enero	SI
28-Enero	SI
4-Febrero	SI
11-Febrero	SI
18-Febrero	SI
25-Febrero	NO
4-Marzo	NO
11-Marzo	NO
18-Marzo	NO
25-Marzo	NO
1-Abril	NO
8-Abril	NO
15-Abril	NO
22-Abril	SI
29-Abril	NO
6-Mayo	NO
13-Mayo	SI
20-Mayo	SI
27-Mayo	NO
3-Junio	NO
10-Junio	NO
17-Junio	SI
24-Junio	SI
1-Julio	SI
8-Julio	SI
15-Julio	NO
22-Julio	SI
29-Julio	SI
5-Agosto	SI
12-Agosto	SI
19-Agosto	NO
26-Agosto	SI
2-Septiembre	SI
9-Septiembre	SI
16-Septiembre	SI
23-Septiembre	NO
30-Septiembre	SI
7-October	SI
14-October	SI
21-October	SI
28-October	SI
4-Noviembre	SI
11-Noviembre	SI
18-Noviembre	SI
25-Noviembre	SI
2-Diciembre	NO
9-Diciembre	SI
16-Diciembre	SI
23-Diciembre	SI

5.3.1 Aplicación de Modelo MIPUC

- Período de Evaluación

El período de evaluación de las restricciones ambientales para el posterior cálculo de los indicadores de alteración hidrológica es semanal y se utilizan casos del año 2011, cuyos datos de entradas están disponibles en el CE-FCFM. Las semanas seleccionadas corresponden a meses críticos en cuanto a disponibilidad del recurso hídrico. Son elegidos los meses de enero y febrero por ser meses de muy bajo caudal afluente, los meses de junio y julio por ser lluviosos y, finalmente, los meses de noviembre y diciembre por ser meses con aporte importante de caudal producto de los deshielos. La Figura 3.7 muestra los caudales medios mensuales promedios.

Se adopta realizar simulaciones para dos semanas, no necesariamente consecutivas, de cada mes, considerando además la selección de los casos mostrada en la Tabla 5.3. Finalmente se aplican las simulaciones para las siguientes semanas, que representan un período del año en particular en términos de caudales (la fecha indica el primer día de la semana seleccionada).

- Período Seco: 14 y 28 de enero y 11 y 18 de febrero.
- Período Pluvial: 17 y 24 de junio y 8 y 22 de julio.
- Período de Deshielo: 4 y 18 de noviembre y 9 y 23 de diciembre.

- Consideraciones Generales

Con la finalidad de facilitar el entendimiento de los resultados del modelo MIPUC, se usa la nomenclatura señalada en la Tabla 5.4 y la Tabla 5.5. El caso sin restricción se denomina con índice cero, mientras mayor es el índice la restricción es más estricta.

Tabla 5.4: Nomenclatura de Restricciones de Caudal Mínimo Mensual

Restricción	Caudal Mínimo Mensual [%]
QMIN 0	Sin Restricción
QMIN 1	30
QMIN 2	40
QMIN 3	50
QMIN 4	60

Tabla 5.5: Nomenclatura de Restricciones de Variación Máxima Horaria de Caudal

Restricción	Variación Máx. Horaria de Caudal [m3/s]
DQMAX 0	Sin Restricción
DQMAX 1	68
DQMAX 2	48
DQMAX 3	30
DQMAX 4	14

5.4 Resultados de Indicadores de Alteración Hidrológica Intradiarios

A partir de las series de tiempo de potencias obtenidas del modelo, se elaboran curvas de duración de cada indicador de alteración hidrológica intradiario para cada período definido, seco, pluvial y de deshielo. Cada curva fue construida a partir de 28 valores de un indicador (lo que equivale a 28 días de programación horaria), para cada una de las restricciones impuestas. A continuación se presentan los resultados para cada tipo de restricción, caudal mínimo mensual y variación máxima horaria de caudal. Se incluye además la curva de duración del régimen natural del sistema en el período correspondiente. Notar que los caudales obtenidos por el modelo son turbinados, por lo que usan las correlaciones determinadas en el capítulo 4 para el relleno de caudales horarios, para lograr así, generar caudales en el punto definido por la estación fluviométrica Río Bío- Bío junta Pangué, aguas abajo de la central Pangué.

5.4.1 Caudal Mínimo Mensual

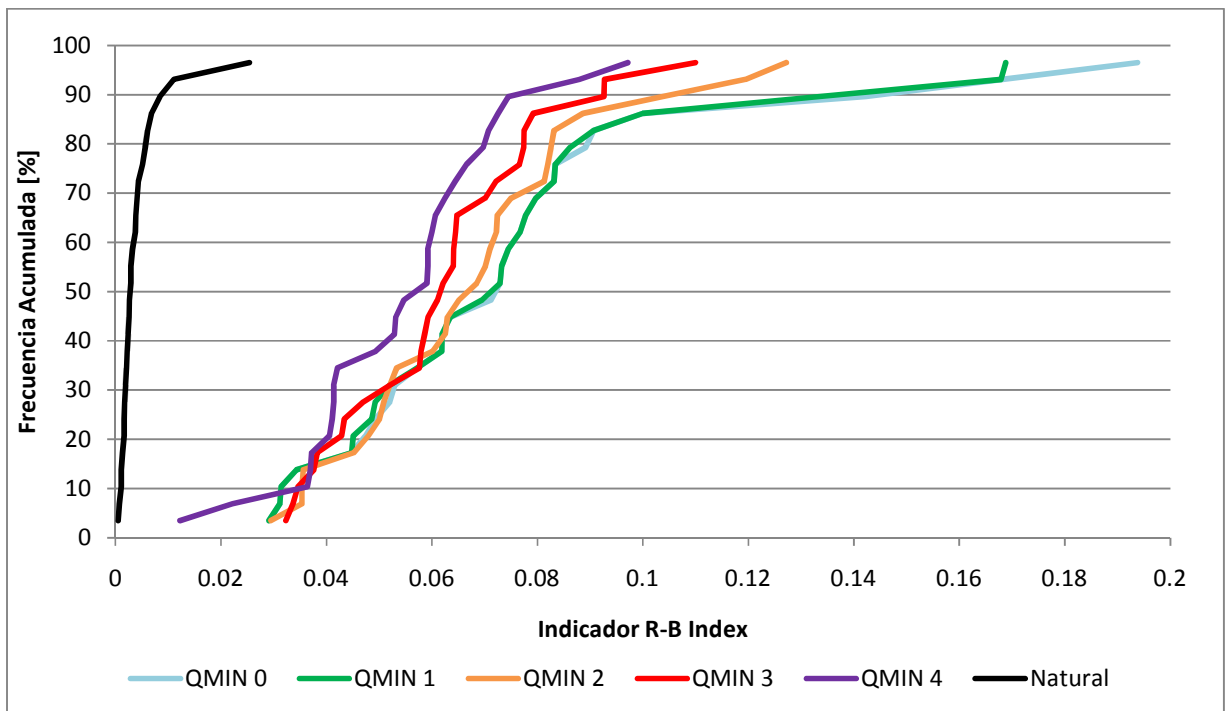


Figura 5.1: Indicador R-B Index, Período Seco. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

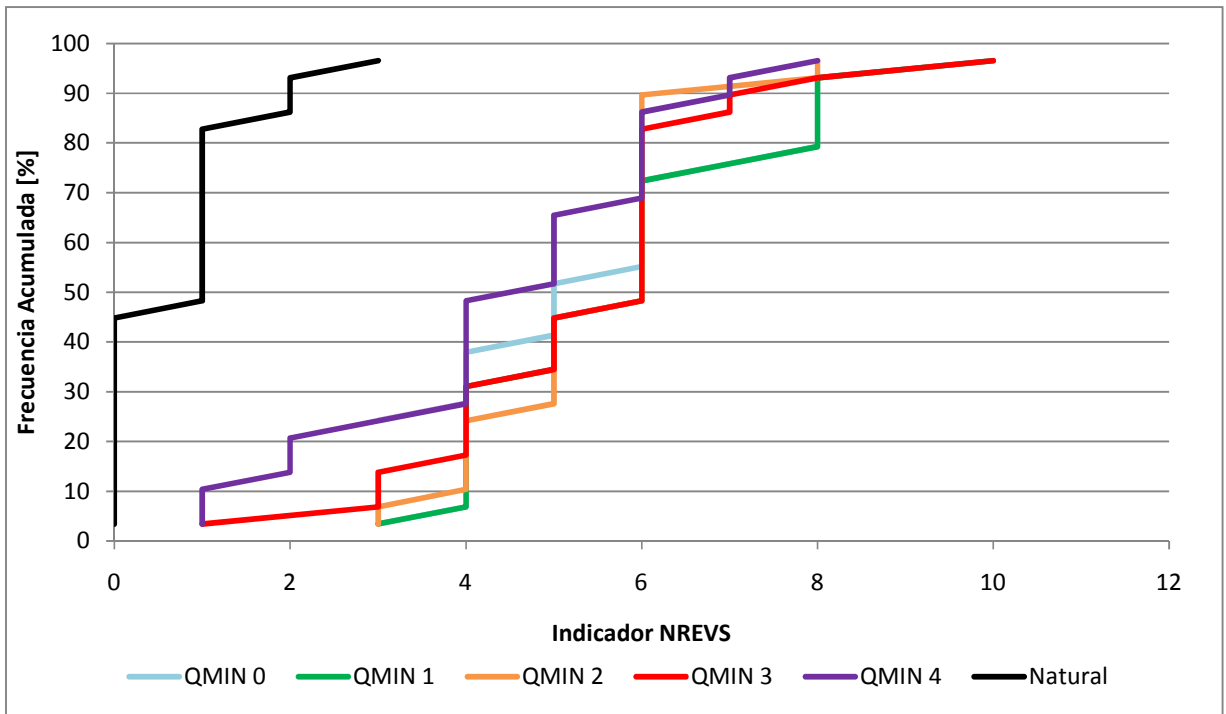


Figura 5.2: Indicador NREVS, Período Seco. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

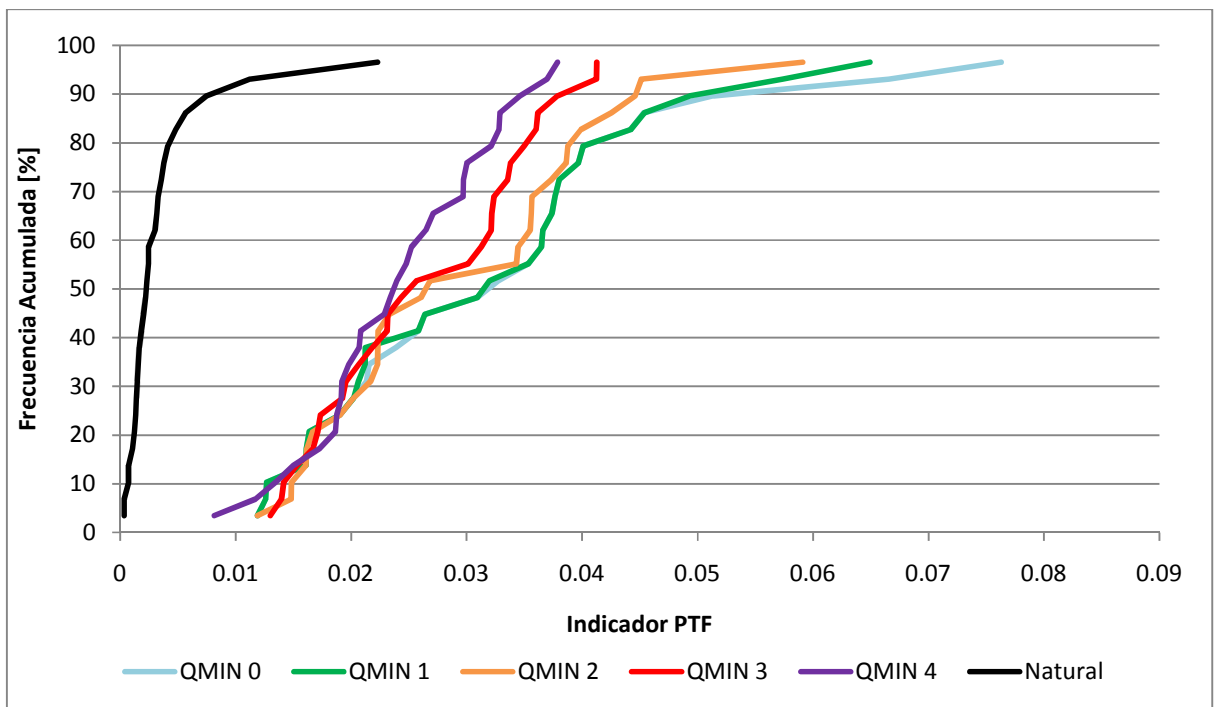


Figura 5.3: Indicador PTF, Período Seco. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

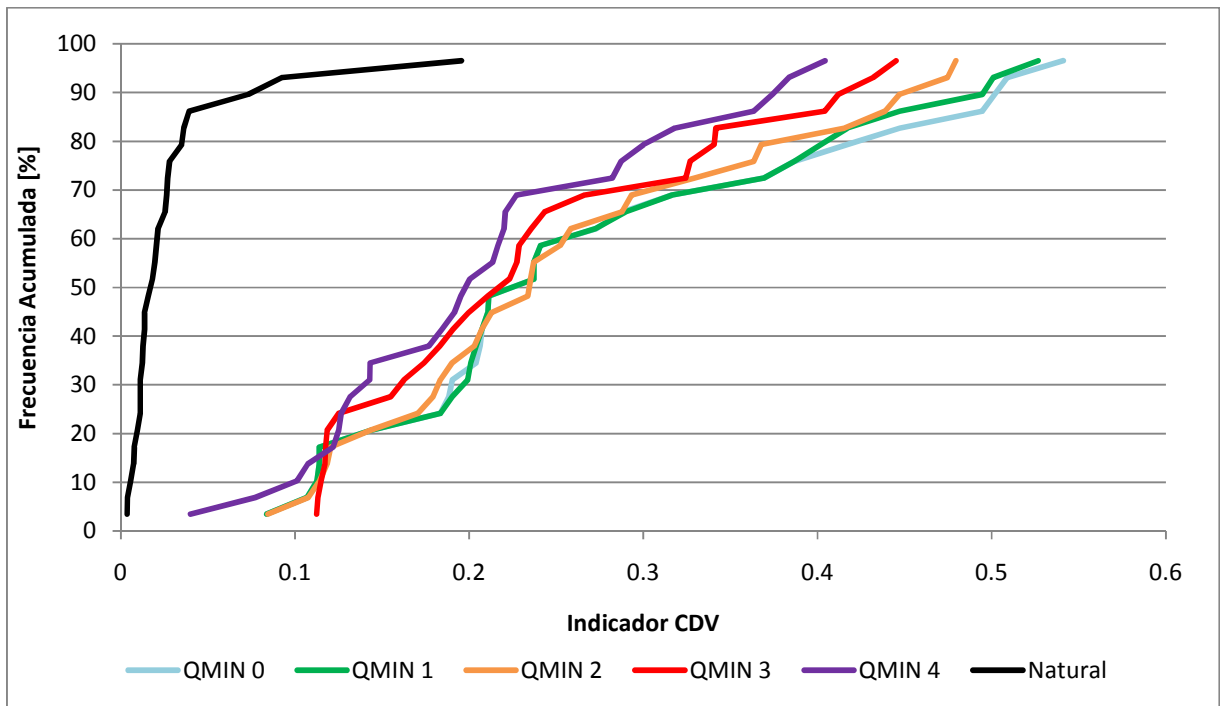


Figura 5.4: Indicador CDV, Período Seco. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

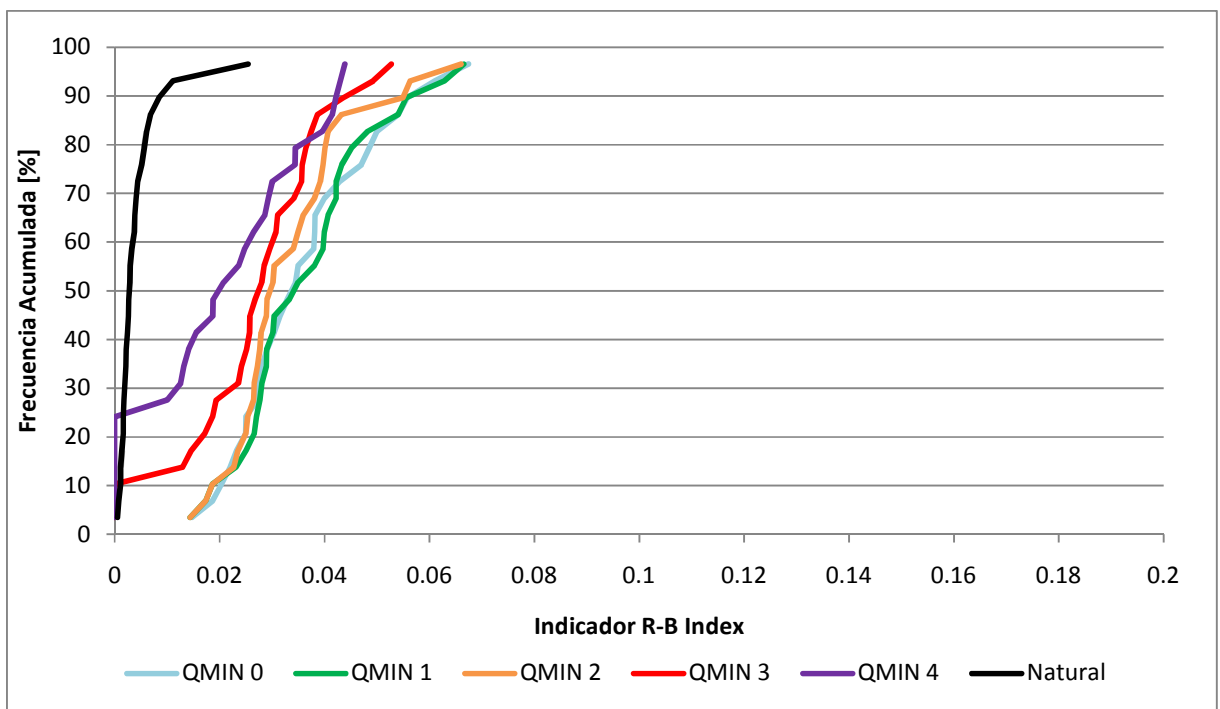


Figura 5.5: Indicador R-B Index, Período Pluvial. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

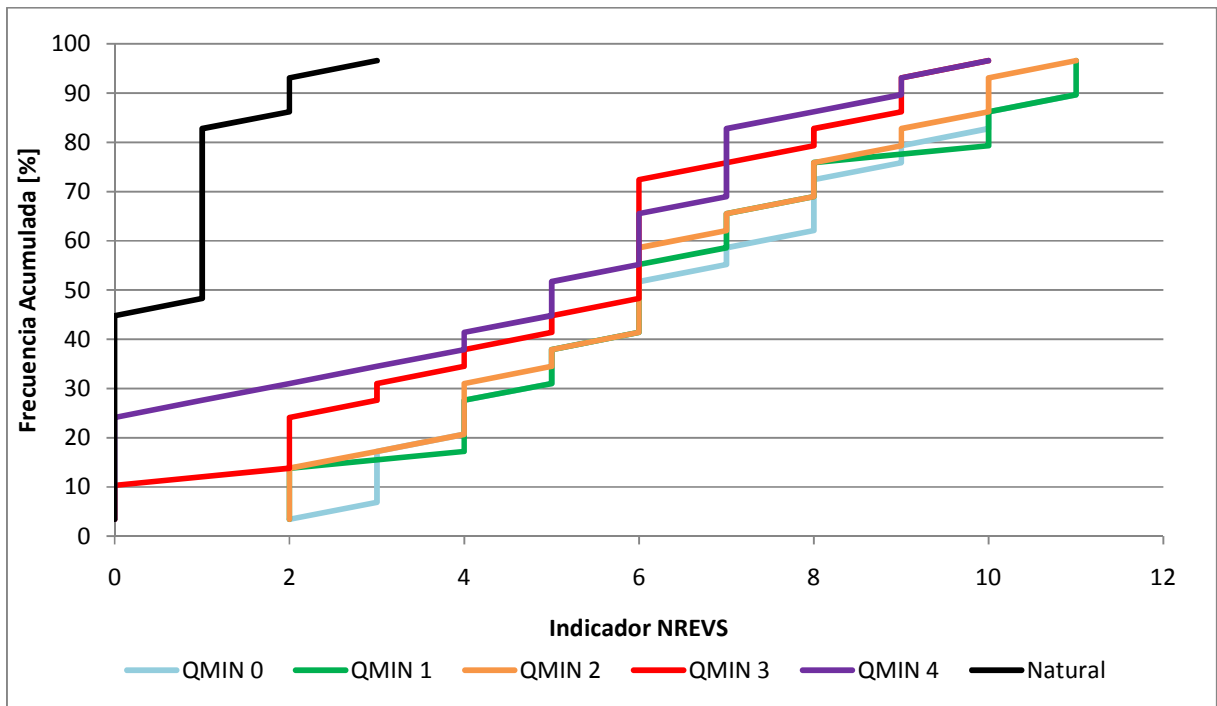


Figura 5.6: Indicador NREVS, Período Pluvial. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

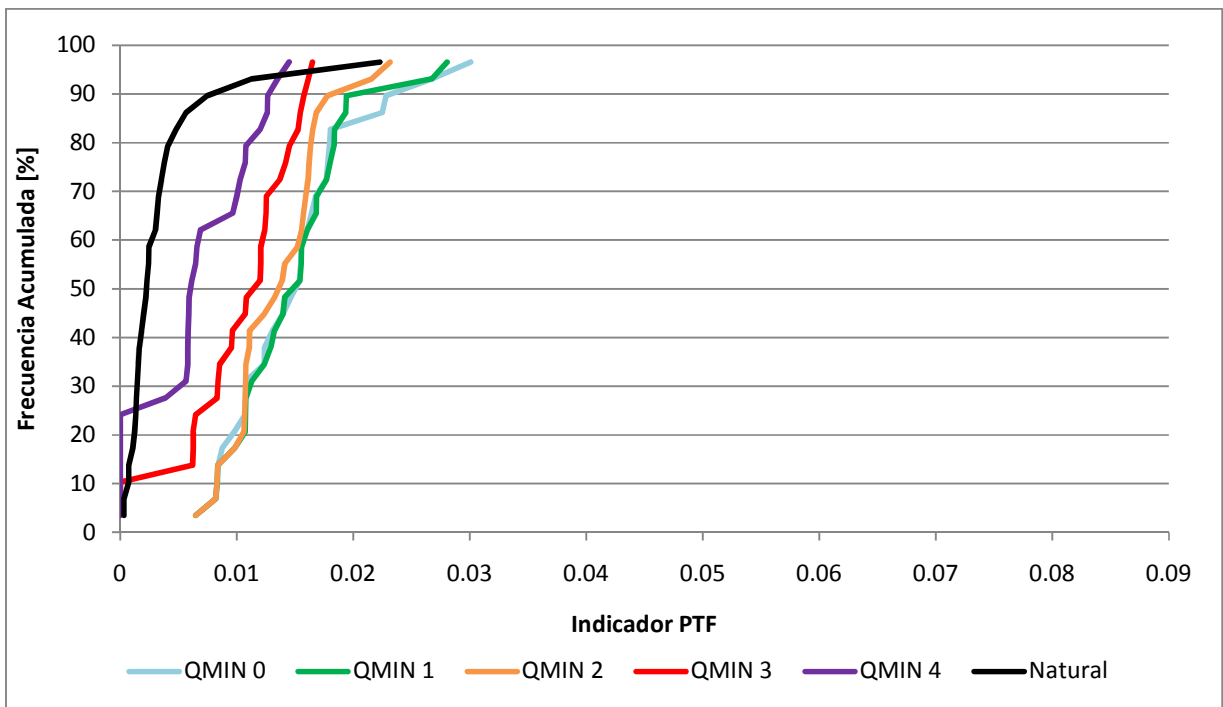


Figura 5.7: Indicador PTF, Período Pluvial. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

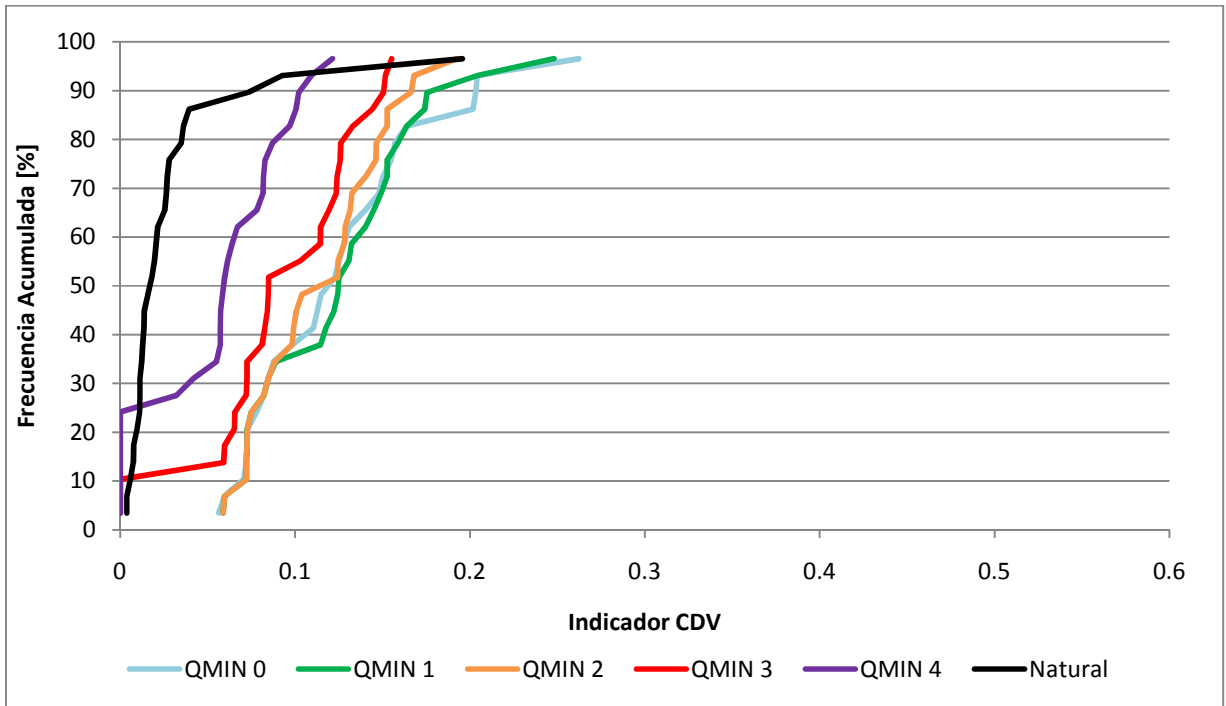


Figura 5.8: Indicador CDV, Período Pluvial. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

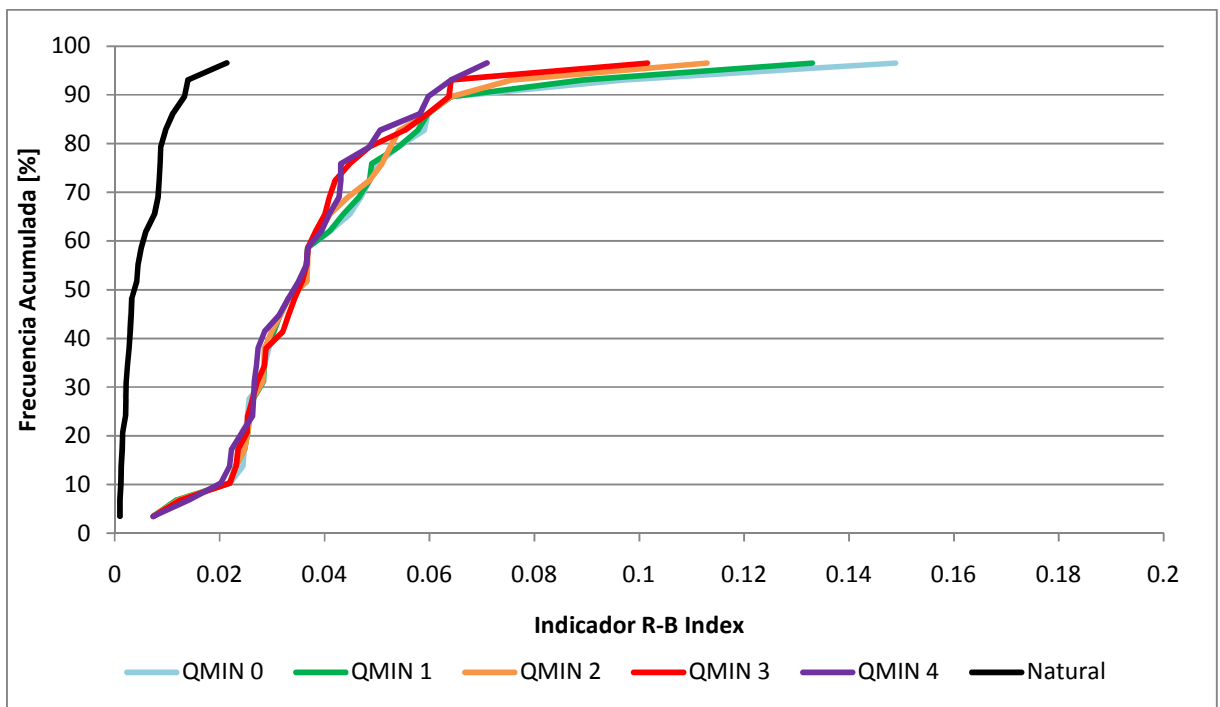


Figura 5.9: Indicador R-B Index, Período de Deshielo. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

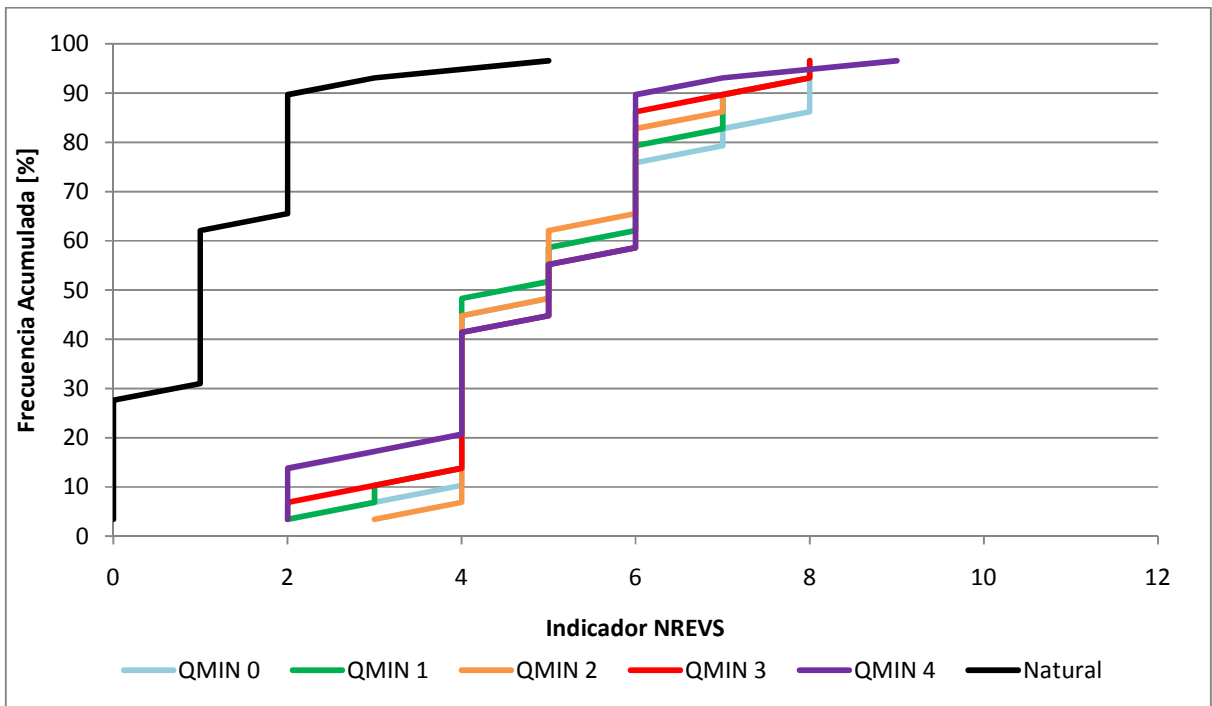


Figura 5.10: Indicador NREVS, Período de Deshielo. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

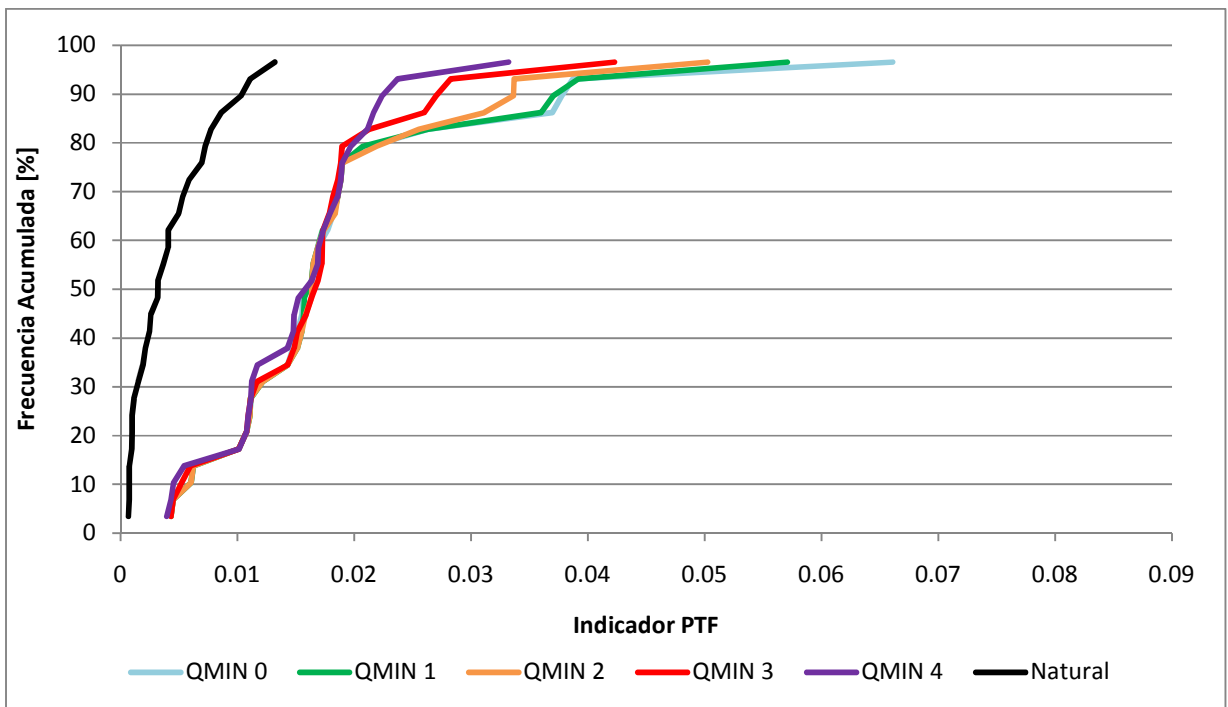


Figura 5.11: Indicador PTF, Período de Deshielo. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

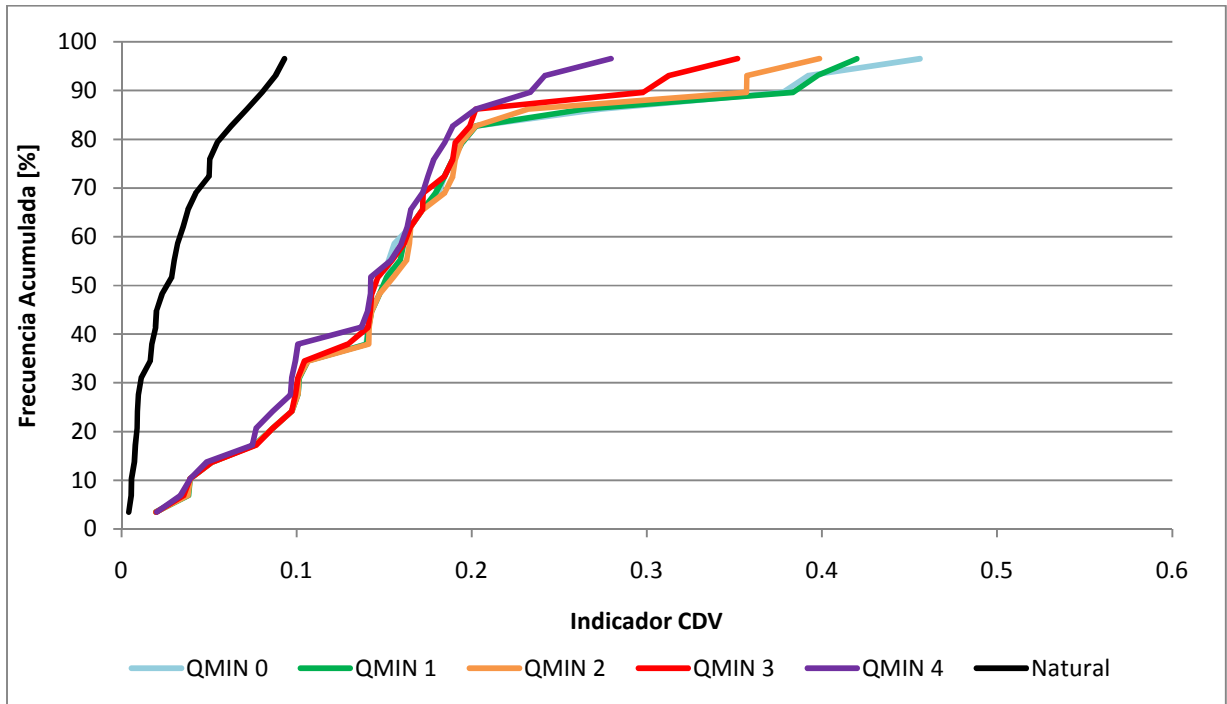


Figura 5.12: Indicador CDV, Período de Deshielo. Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

La restricción impuesta de caudal mínimo mensual a la operación de la central hidroeléctrica Pangué disminuye en general el valor de los indicadores de alteración hidrológica. En el período pluvial se ve claramente la baja en el valor de los indicadores. El efecto es menor en el período seco y aún menor en el período de deshielo. La razón por la cual se obtienen mejores resultados en el período pluvial se debe al valor de la restricción de caudal mínimo con respecto al período seco, mientras que en el período de deshielo las restricciones de caudal mínimo tienen un alto valor, pero al mismo tiempo la central está operando a mayor capacidad, lo que provoca que la restricción en ciertos períodos no esté activa.

A pesar de que en el período de deshielo no se producen variaciones importantes de los indicadores de alteración hidrológica, existe una variación importante para los valores más altos de los indicadores *R-B Index*, *CDV* y *PTF* (ver Figura 5.9, Figura 5.11 y Figura 5.12). Resultado similar para el período seco, donde las variaciones para valores altos de los indicadores *R-B Index*, *CDV* y *PTF* son aún más notorias (ver Figura 5.1, Figura 5.3 y Figura 5.4). Para valores bajos en los indicadores en los períodos pluvial y seco, las variaciones son muy menores y en algunos casos casi nula (por ejemplo Figura 5.9). Para el indicador *NREVS* en general se produce una reducción de su valor (ver Figura 5.6), pero existen períodos donde estos no es claro (ver Figura 5.2).

5.4.2 Variación Máxima Horaria de Caudal

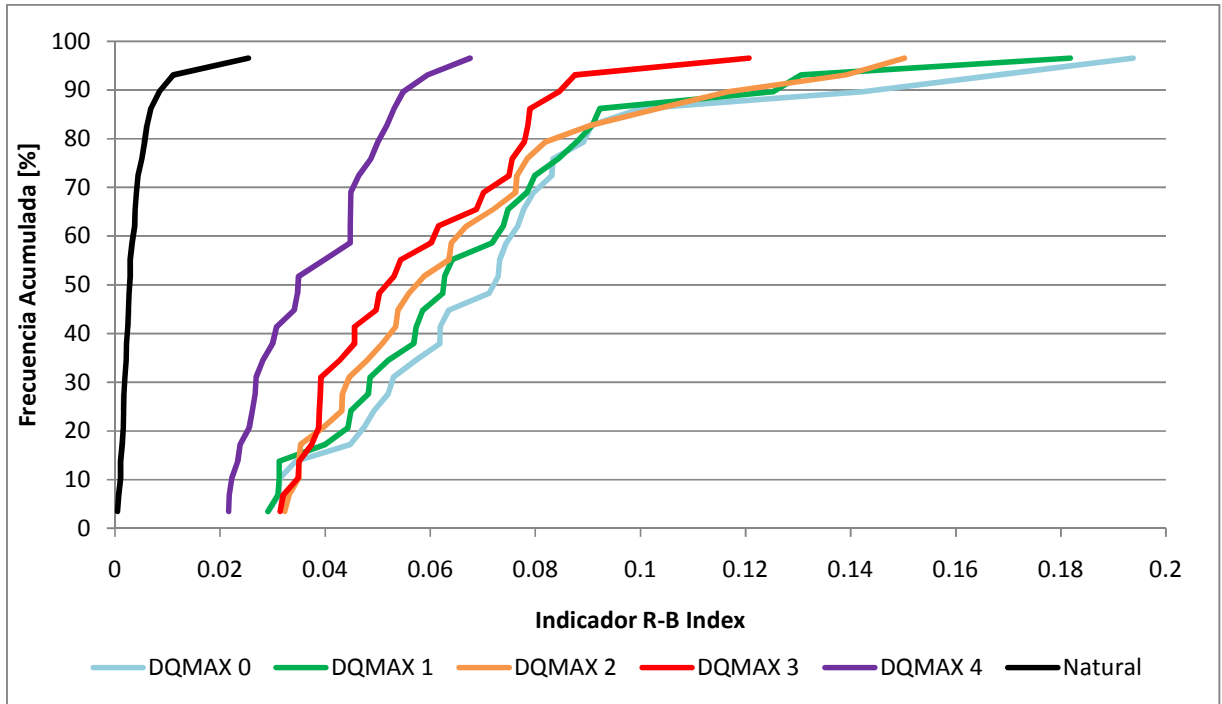


Figura 5.13: Indicador R-B Index, Período Seco. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

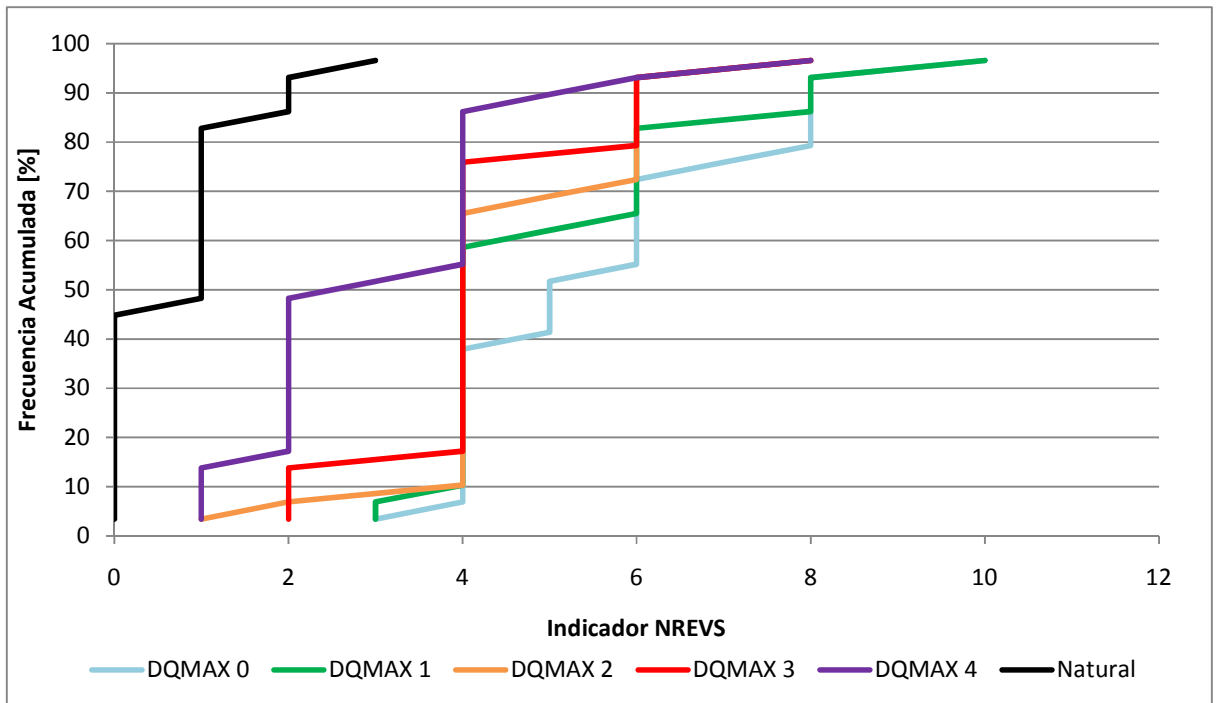


Figura 5.14: Indicador NREVS, Período Seco. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

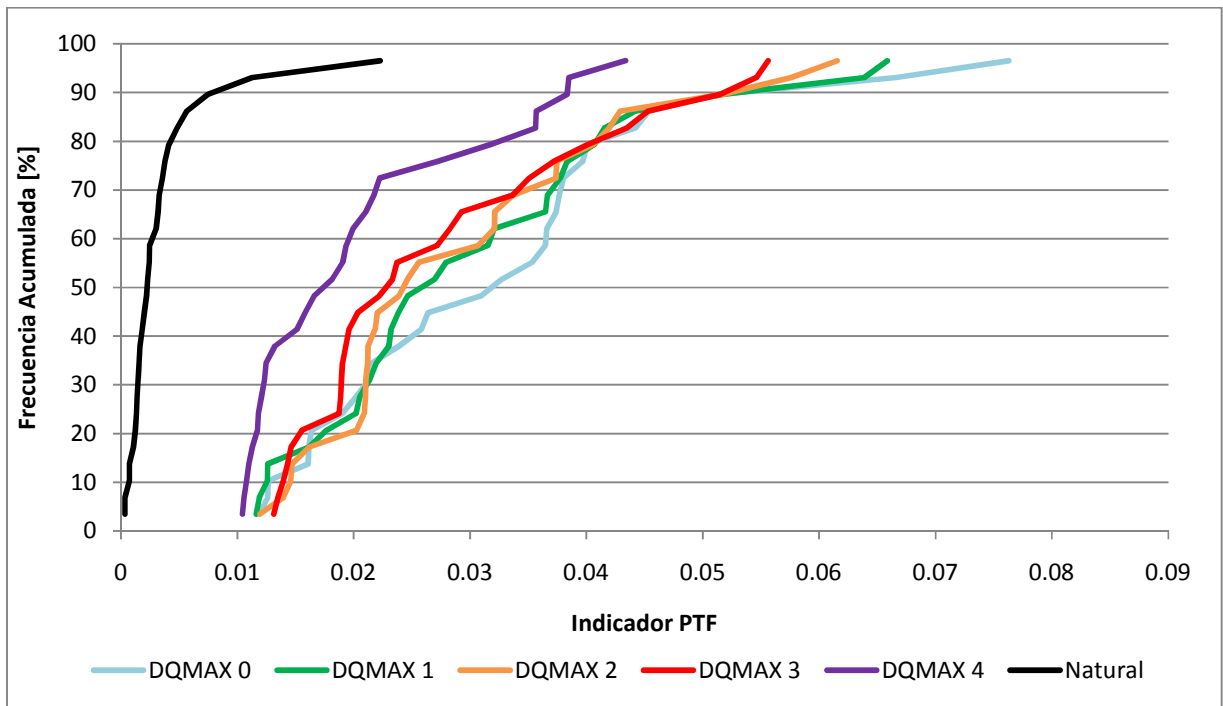


Figura 5.15: Indicador PTF, Período Seco. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

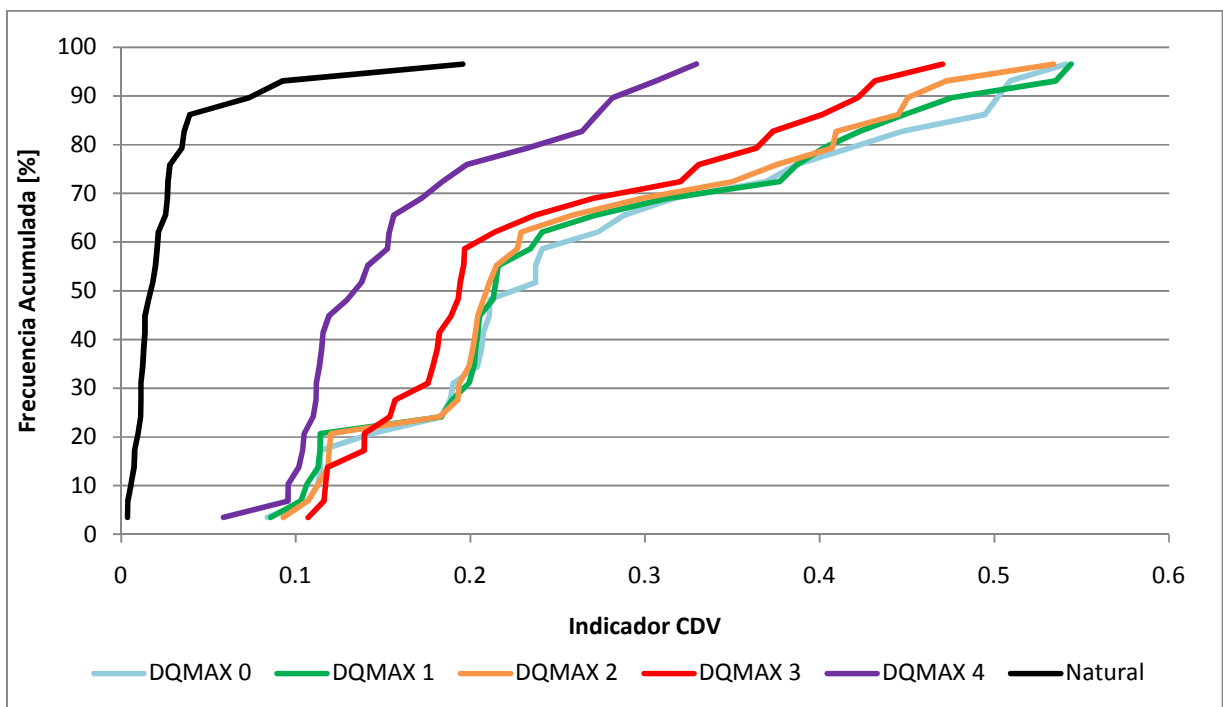


Figura 5.16: Indicador CDV, Período Seco. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

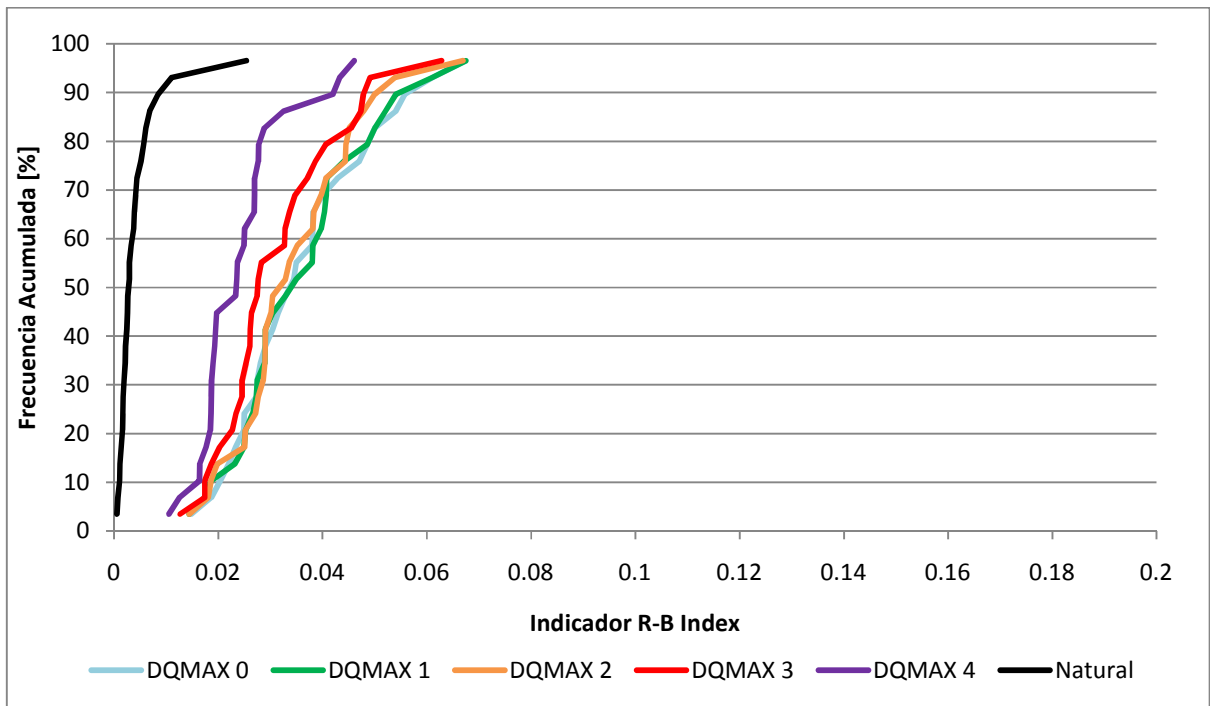


Figura 5.17: Indicador R-B Index, Período Pluvial. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

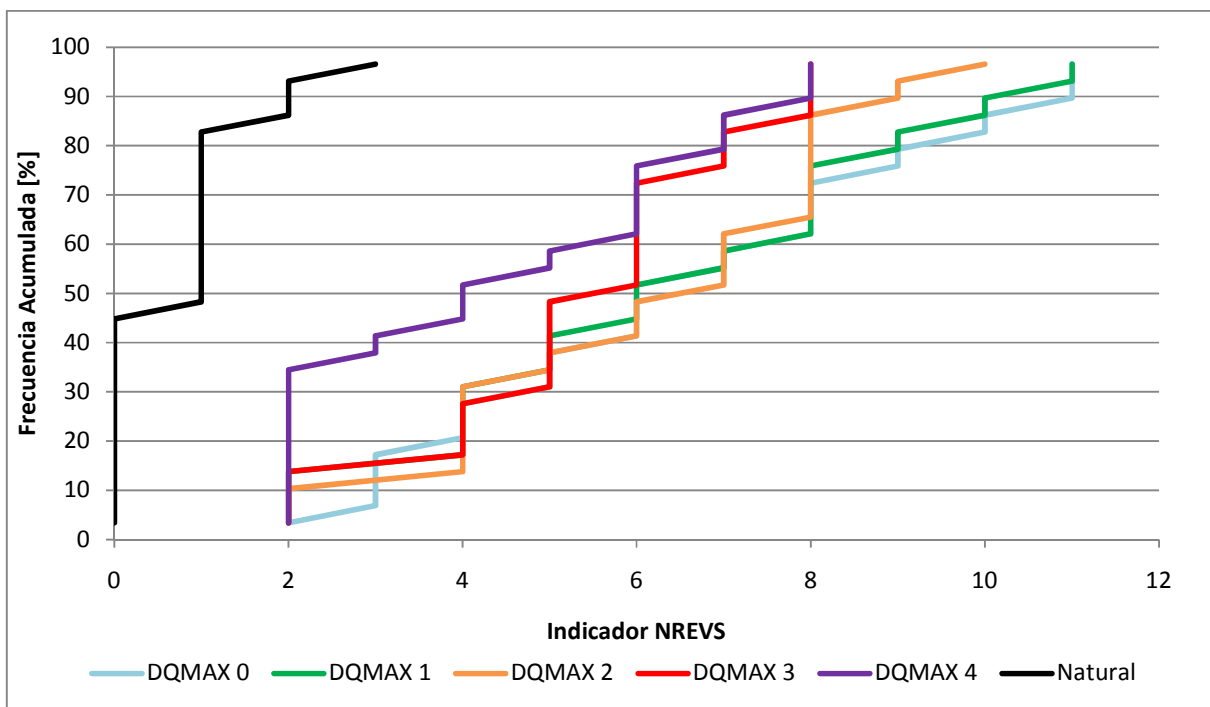


Figura 5.18: Indicador NREVS, Período Pluvial. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

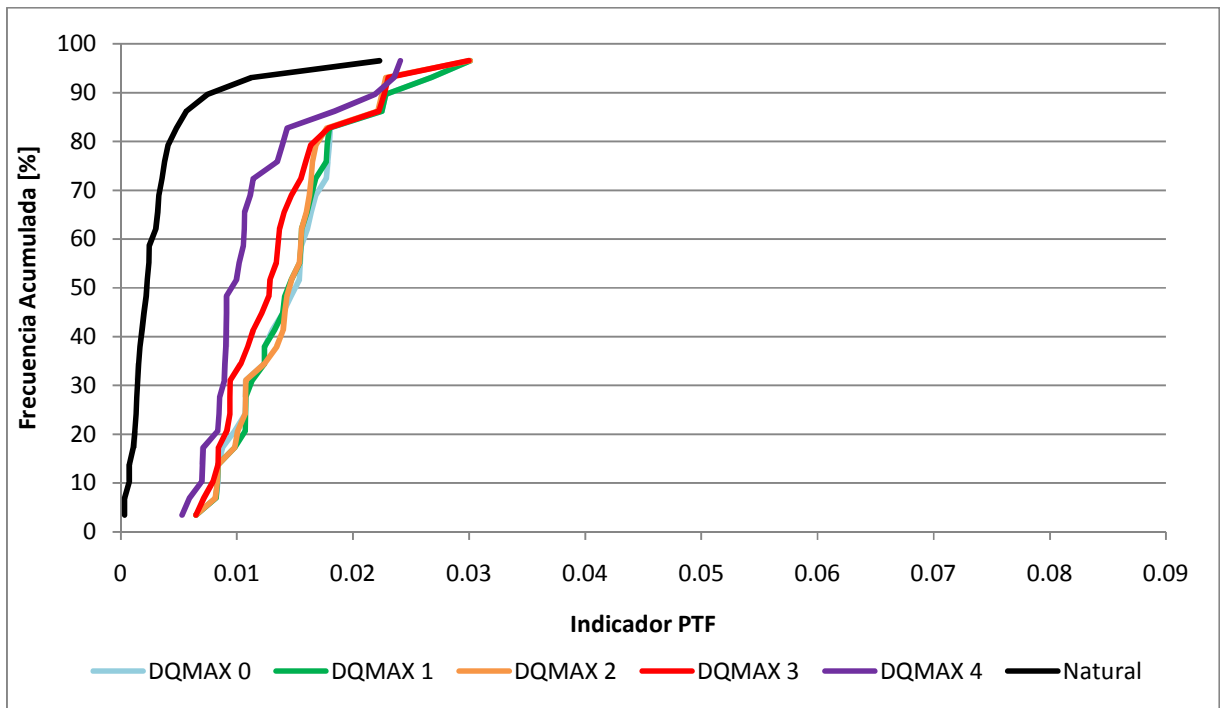


Figura 5.19: Indicador PTF, Período Pluvial. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

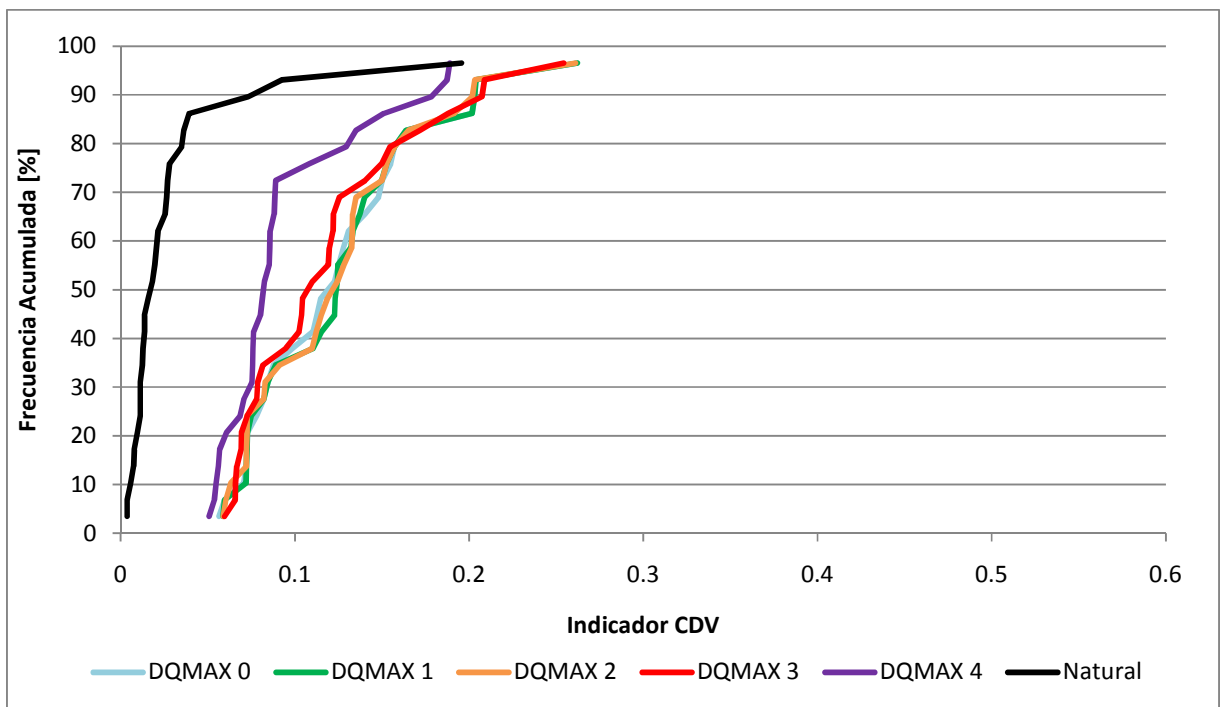


Figura 5.20: Indicador CDV, Período Pluvial. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

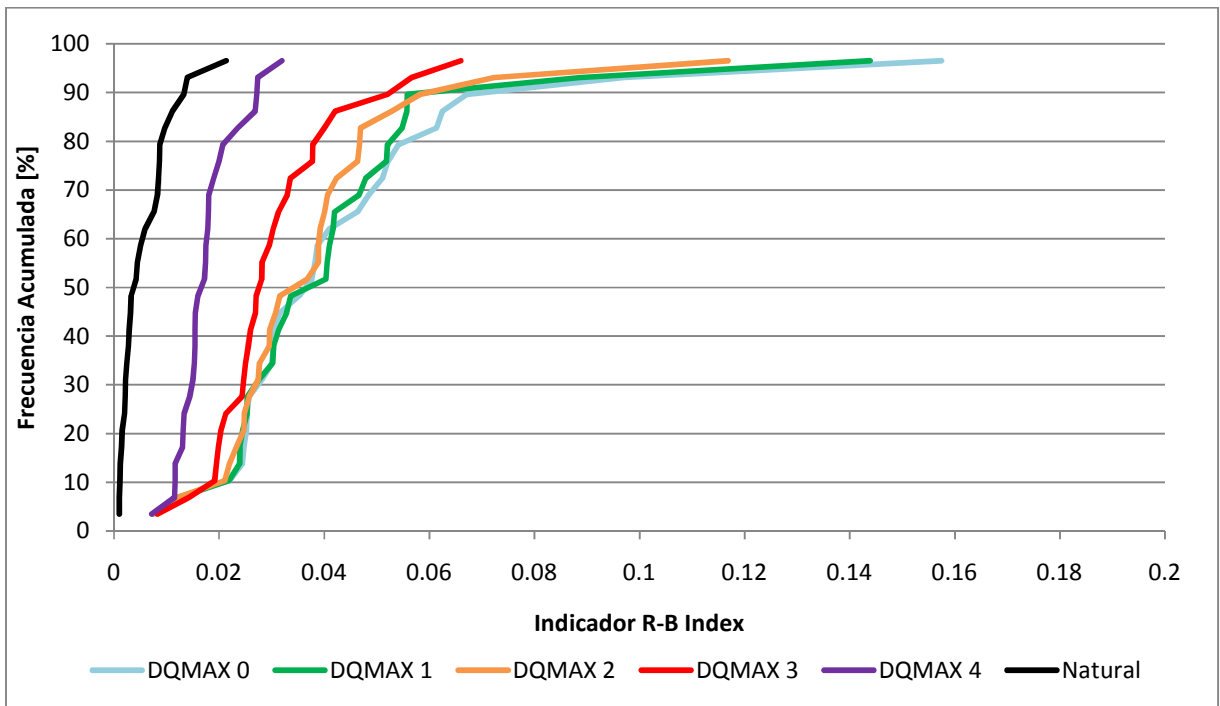


Figura 5.21: Indicador R-B Index, Período de Deshielo. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

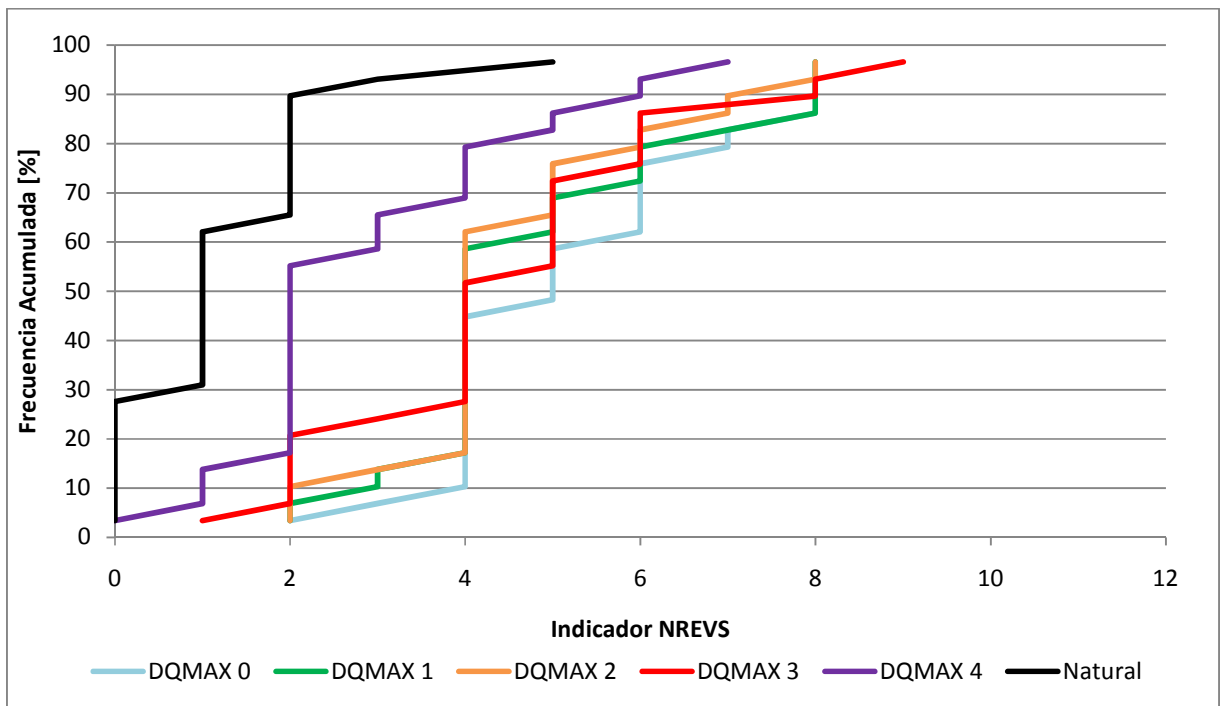


Figura 5.22: Indicador NREVS, Período de Deshielo. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

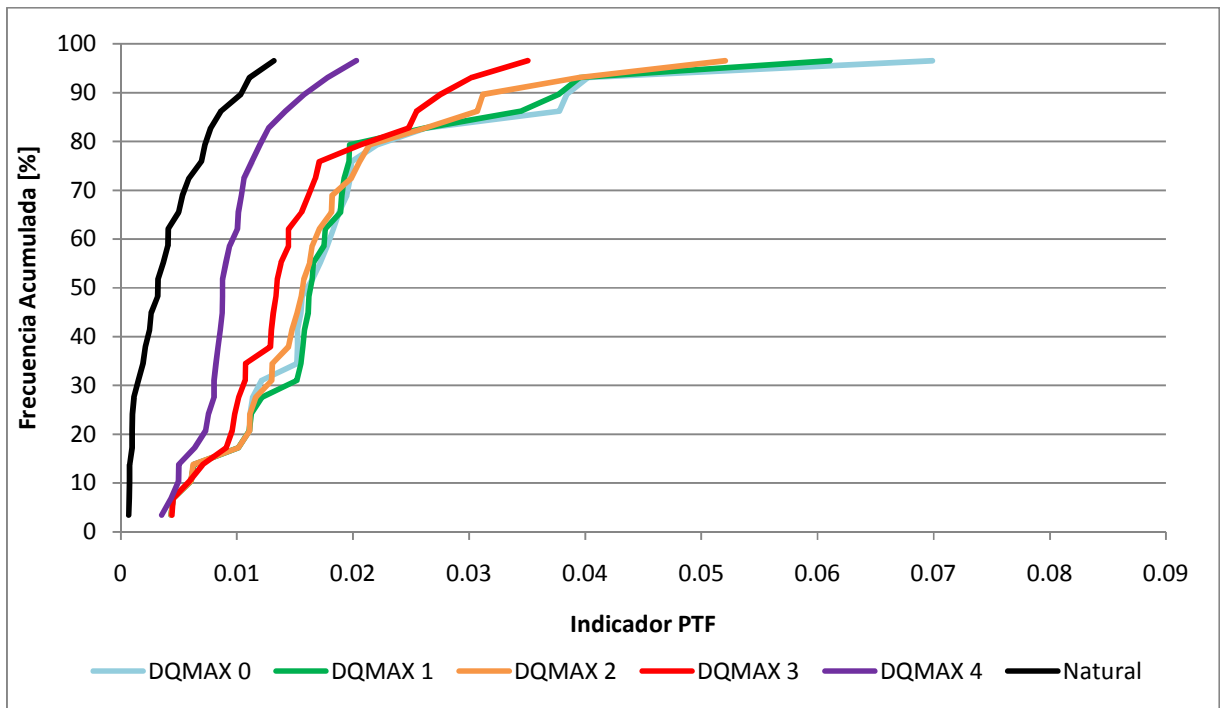


Figura 5.23: Indicador PTF, Período de Deshielo. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

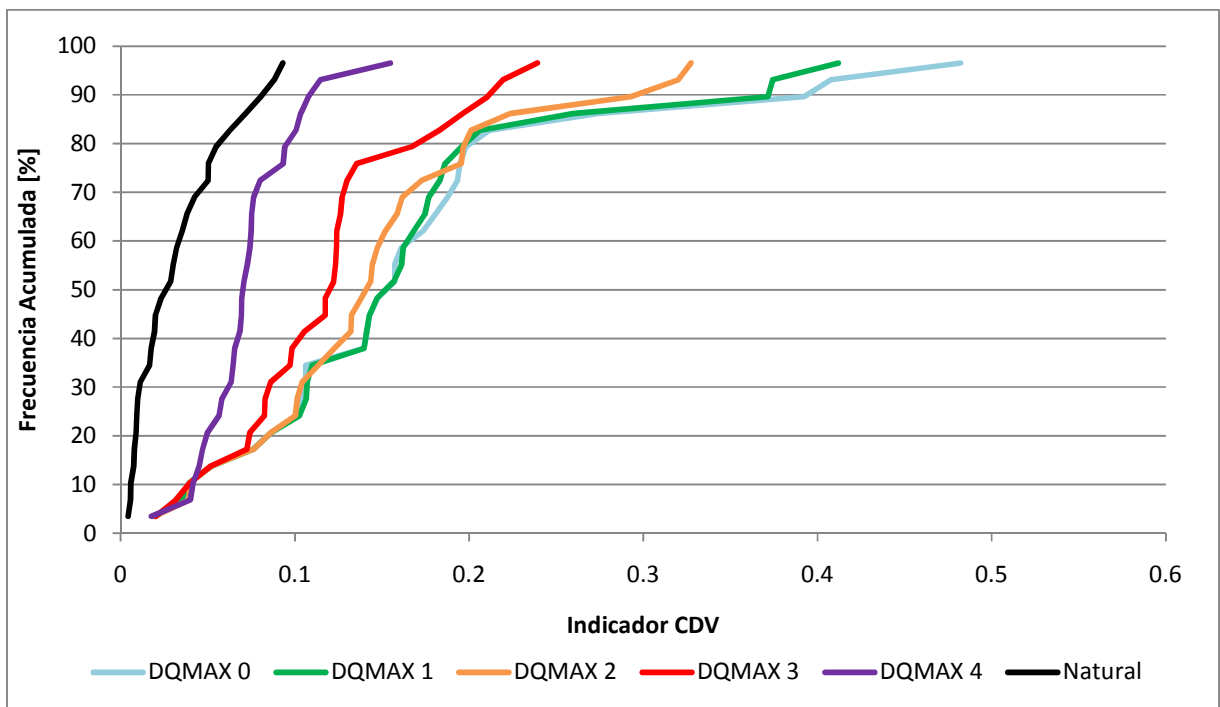


Figura 5.24: Indicador CDV, Período de Deshielo. Restricción de Variación Máx. Horaria de Caudal.

La restricción de variación máxima horaria de caudal a la operación de la central hidroeléctrica Pangué disminuye en todos los períodos el valor de los indicadores de alteración hidrológica. No existe un período donde se obtengan mejores resultados para los indicadores. Este resultado se explica porque al imponer una restricción de variación de caudal horario esta se activa independiente si la central está operando a una mayor o menor capacidad, además de ser restricciones constantes durante todo el año, a diferencia de la restricción de caudal mínimo mensual.

Un elemento común a los resultados obtenidos bajo la restricción de caudal mínimo mensual, es que para valores bajos de los indicadores el efecto de la restricción de variación máxima horaria de caudal es menor o casi nulo (ver Figura 5.21, Figura 5.23 y Figura 5.24)

Al comparar los resultados de ambas restricciones se concluye que la restricción de variación máxima horaria de caudal logra mejoras en el sistema durante todo el año, a diferencia de la restricción de caudal mínimo mensual que logra mejores importantes sólo en el período pluvial del año. Además, si se analiza el efecto de ambas restricciones y los indicadores obtenidos, se concluye que la restricción de caudal mínimo mensual apunta a disminuir los valores del indicador *PTF*, indicador que relaciona la diferencia entre el caudal mínimo y máximo observado en un período de 24 horas, y en menor medida los indicadores *R-B Index* y *CDV*. Por otro lado, la restricción de variación máxima horaria apunta directamente a disminuir los valores de los indicadores *R-B Index*, *PTF* y *CDV*, esto se explica porque estos indicadores se relacionan con variaciones de caudal hora a hora. Dado lo anterior, se concluye que la restricción de variación máxima horaria es más efectiva desde el punto de vista del cuidado del ecosistema que la restricción de caudal mínimo mensual.

5.5 Desempeño Económico del Sistema

Un aspecto relevante que debe ser considerado al momento de analizar los efectos de restringir el funcionamiento del sistema en estudio, son sus impactos sobre el desempeño económico del sistema. Por otro lado, como el objetivo de este estudio no es el de realizar un análisis profundo del comportamiento económico del SIC, se realiza una evaluación general de este, considerando indicadores económicos, como el costo total del sistema, costo total de producción térmica, costo total futuro del agua y costo del retiro de la energía.

El costo total del sistema considera principalmente el costo total de producción térmica y el costo total futuro del agua más otros costos muy menores. El costo de producción térmica representa el costo de producir energía a través de centrales termoeléctricas. El costo total futuro del agua representa el valor del agua embalsada. Por último, el costo del retiro de la

energía es el costo que pagan las personas por el uso de la energía de una determinada barra. Una barra es un punto del sistema donde confluyen los aportes de energía eléctrica de ciertas centrales termoeléctricas, hidroeléctricas y/o eólicas.

A continuación, se muestran los resultados para ambas restricciones de las variaciones de los costos con respecto al caso base. El detalle de los costos se tabula en el Anexo B.

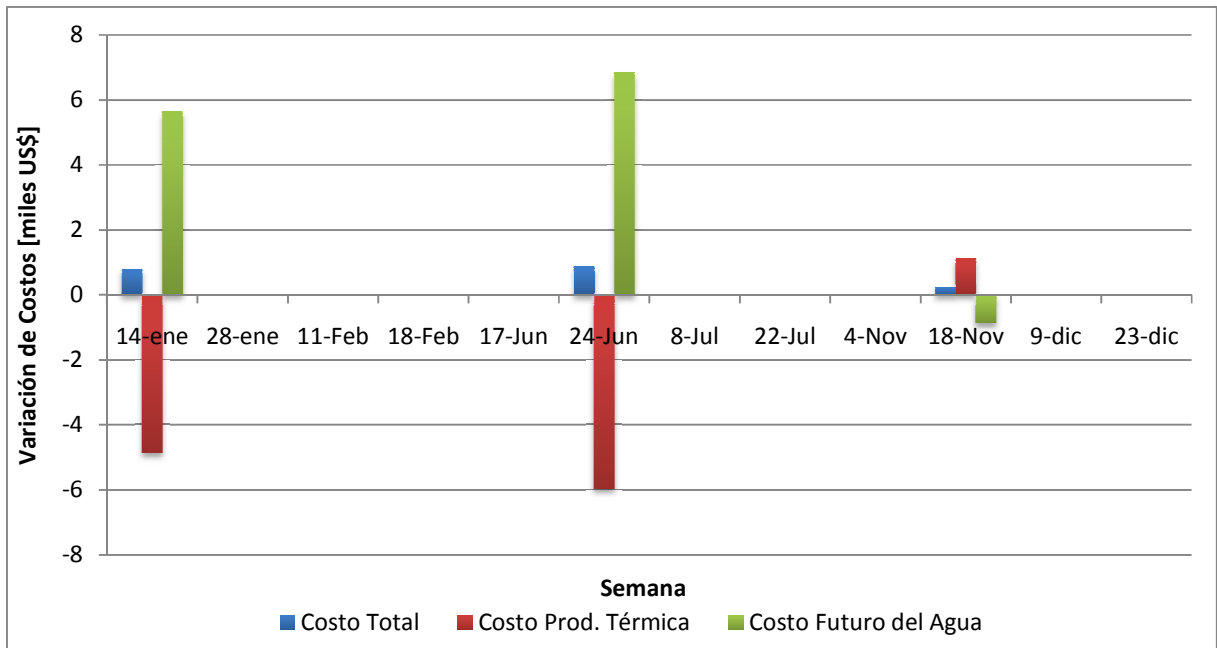


Figura 5.25: Variación de Costos, Restricción de Caudal Mínimo Mensual QMIN1.

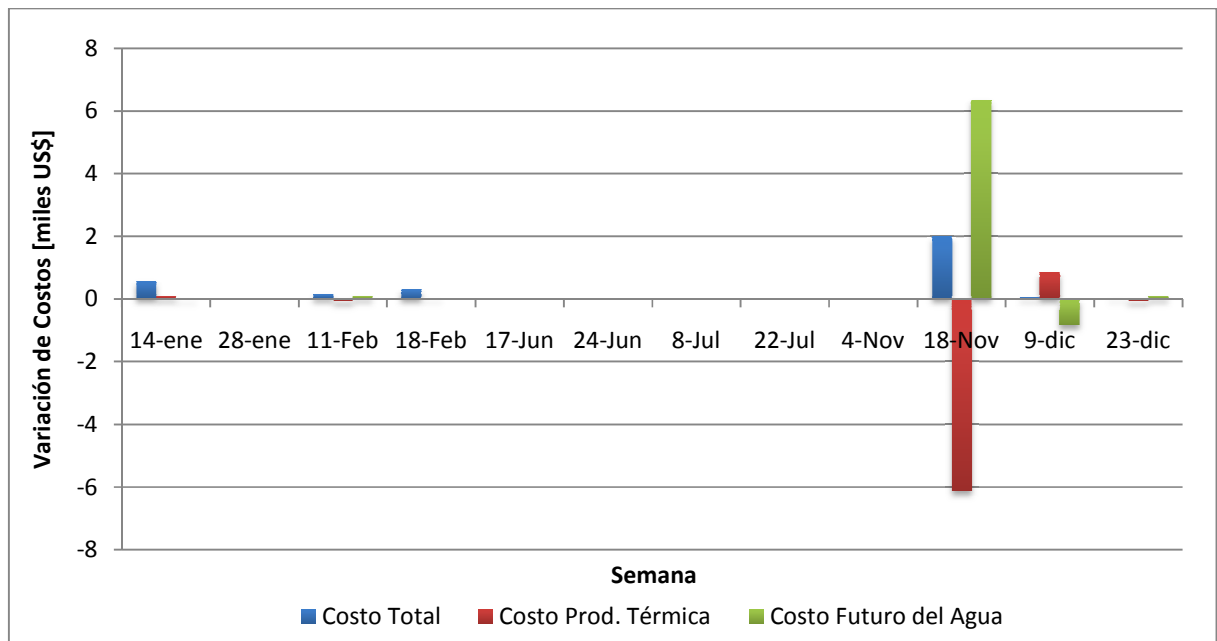


Figura 5.26: Variación de Costos, Restricción de Variación Máxima Horaria de Caudal DQMAX1.

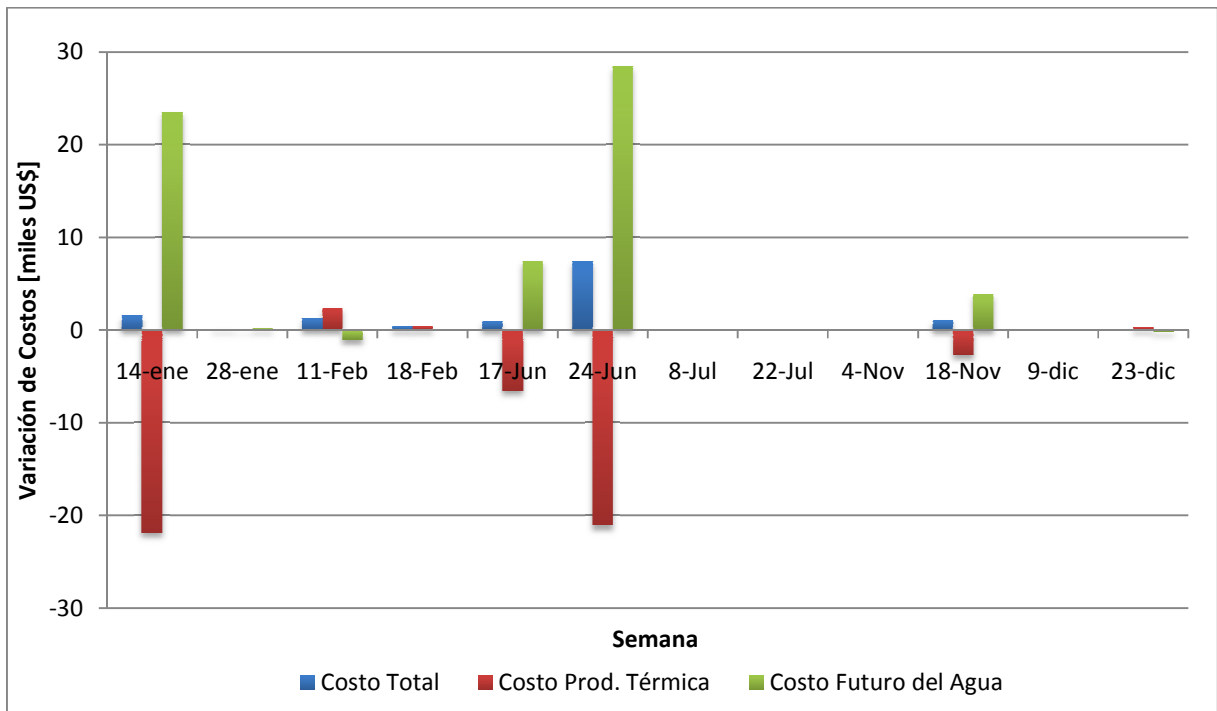


Figura 5.27: Variación de Costos, Restricción de Caudal Mínimo Mensual QMIN2.

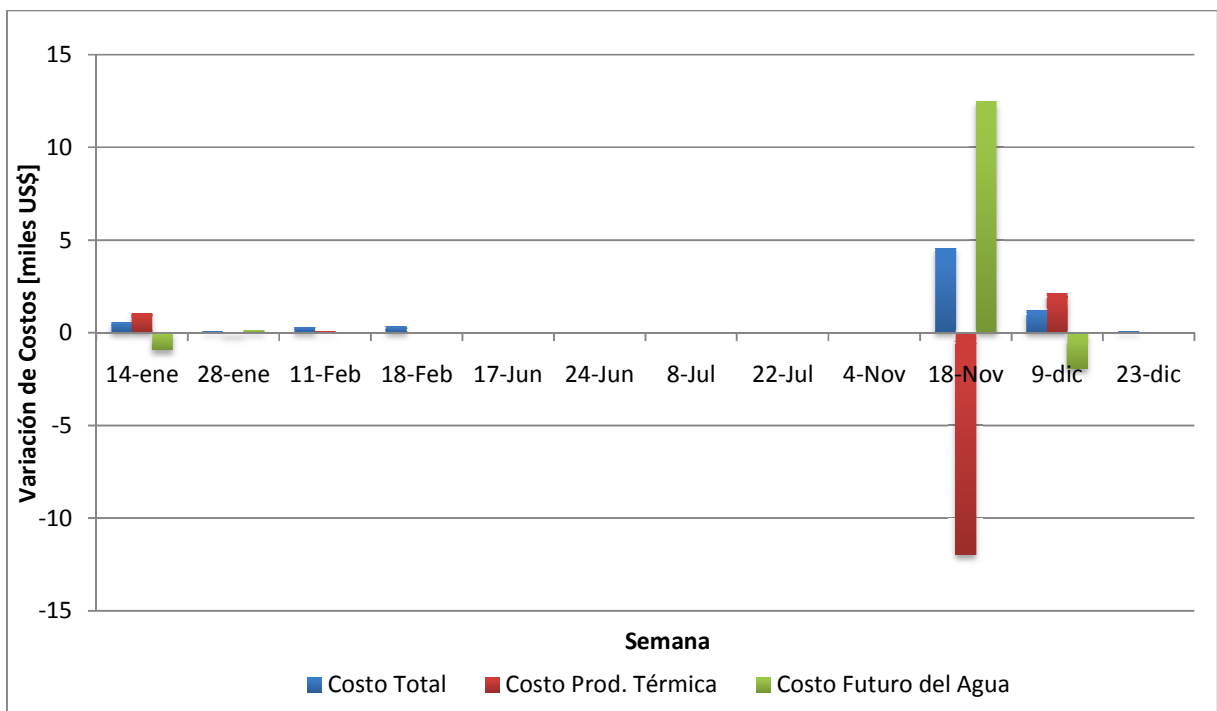


Figura 5.28: Variación de Costos, Restricción de Variación Máxima Horaria de Caudal DQMAX2.

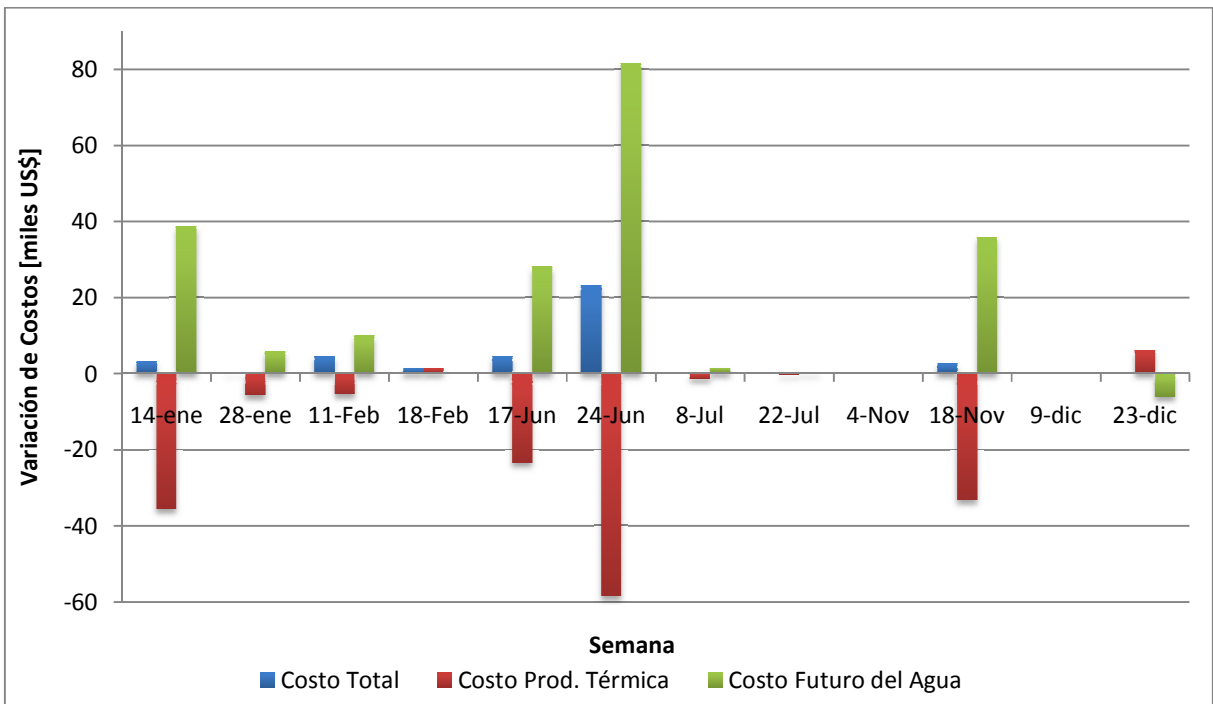


Figura 5.29: Variación de Costos, Restricción de Caudal Mínimo Mensual QMIN3.

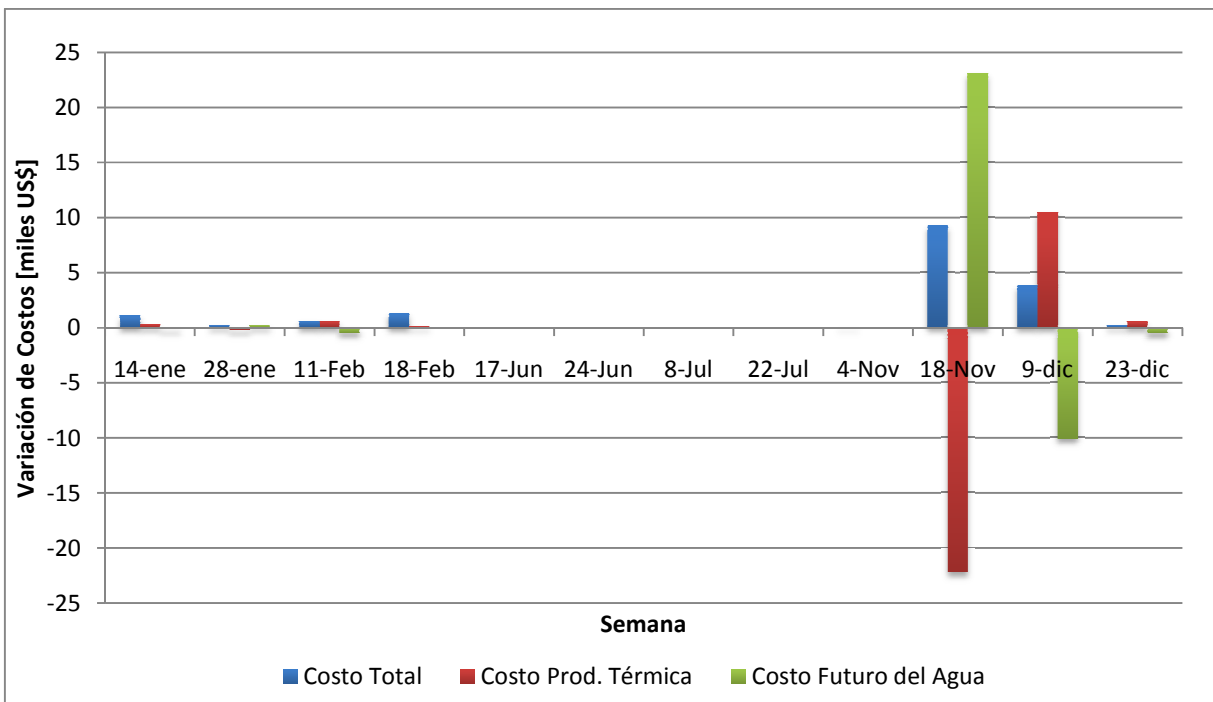


Figura 5.30: Variación de Costos, Restricción de Variación Máxima Horaria de Caudal DQMAX3.

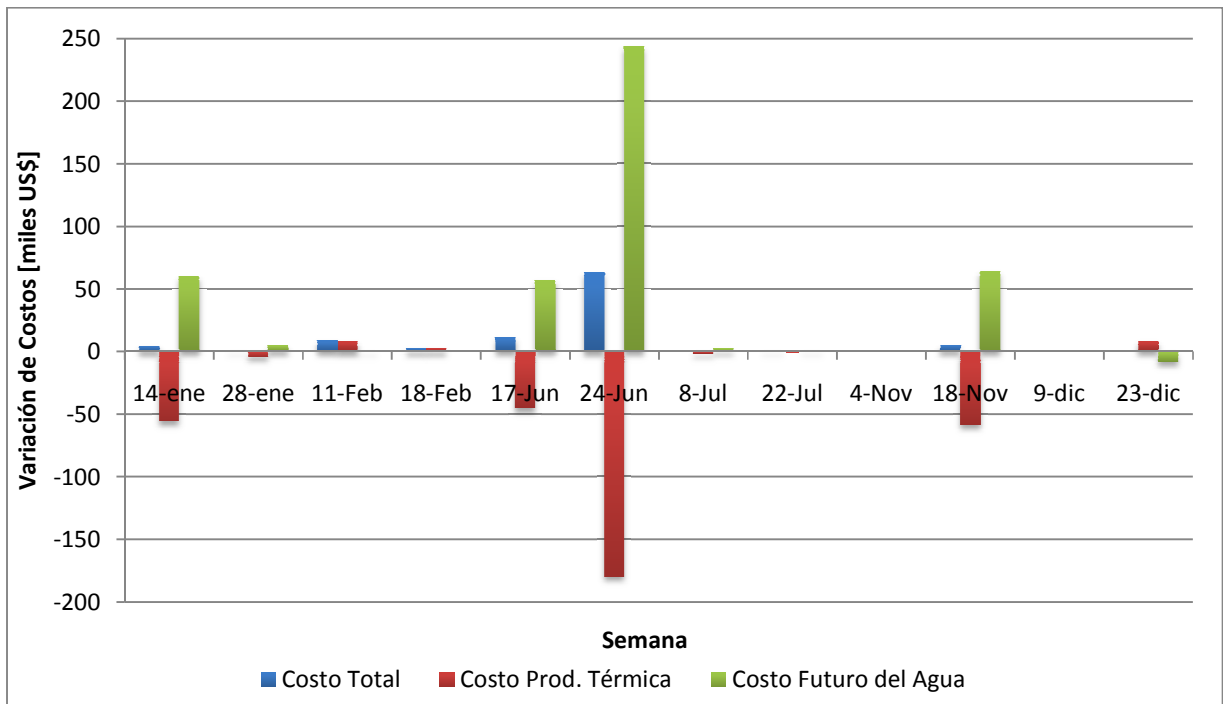


Figura 5.31: Variación de Costos, Restricción de Caudal Mínimo Mensual QMIN4.

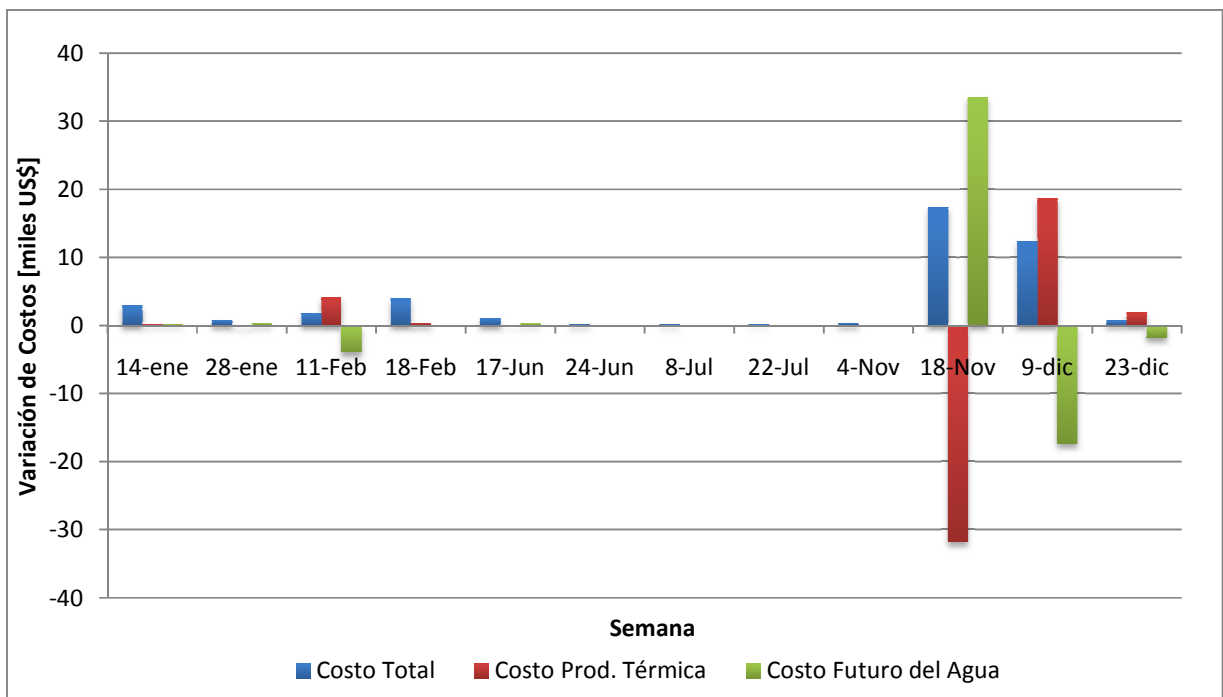


Figura 5.32: Variación de Costos, Restricción de Variación Máxima Horaria de Caudal DQMAX4.

Como se observa desde la Figura 5.25 a la Figura 5.32, los costos totales aumentan a medida que la restricción es más estricta para la operación de la central hidroeléctrica Pangué, resultado esperado ya que se trata de un problema de optimización. Sin embargo, dos de los parámetros que determinan el costo total del sistema, costo de producción térmica y costo futuro del agua, muestran un comportamiento que no es intuitivo. Se observa que si el costo de producción térmica disminuye, el costo futuro del agua aumenta (por ej. Figura 5.32, semana 18-nov) y si el costo futuro esperado del agua disminuye, el costo de producción térmica aumenta (por ej. Figura 5.32, semana 9-dic.). Este comportamiento se explica porque si se imponen restricciones al sistema que impliquen que la central Pangué genere menos energía en cierto período de tiempo, otra central deberá responder al efecto, si lo hace una central térmica el costo producción térmica aumenta (costo futuro esperado del agua disminuye) y si lo realiza una central hidroeléctrica el costo futuro esperado del agua aumenta. Por el contrario, si las restricciones al sistema implican que la central Pangué genere más energía en cierto período de tiempo, puede que una central térmica disminuya su generación, por tanto el costo de producción térmica disminuye (costo futuro esperado del agua aumenta), mientras que si una central hidroeléctrica disminuye su generación el costo futuro esperado del agua aumenta, por usar un agua de mayor valor.

Notar que la central Pangué puede generar más energía que en un caso sin restricción. Por ejemplo, si se impone un caudal mínimo de generación a la central, puede que no permita producir a un caudal técnico mínimo (dado por las características de las turbinas), como lo haría en un caso sin restricción, por tanto se usaría más agua desde este embalse.

En las semanas de los meses junio y julio hasta las semanas del mes de noviembre se ve que, en general, el costo de producción térmica disminuye, mientras que el costo futuro del agua embalsada aumenta. Por otro lado, en las semanas de diciembre, enero y febrero existen semanas donde el costo de producción térmica aumenta y el costo futuro disminuye. Esto se podría explicar porque los meses de junio, julio y noviembre presentan mayor cantidad de agua en los embalses, lo que hace más barato el uso del agua, mientras que en los meses de enero, febrero y diciembre los embalses presentan menor cantidad de agua, sumado a un caudal afluente bajo, lo que hace más económico el uso de la energía térmica.

Para tener una referencia del impacto de las restricciones, si se considera la restricción más eficiente, que es la de variación máxima horaria de caudal, junto al caso de mayor aumento del costo total del sistema (18 de noviembre). Se tiene un aumento del costo total de aproximadamente US\$17000, con una ganancia de la central Pangué en promedio de US\$125/MWh, con una producción promedio de 350 MWh en una semana. Los ingresos se

estiman en aproximadamente US\$ 7,3 millones, lo que arroja como resultado, para el caso de mayor aumento de costo, un 0,2% de pérdida para la central si la restricción hubiese sido aplicada.

5.6 Análisis Multiobjetivo

Para complementar el análisis de las variaciones de los costos totales se decide comparar estos resultados con las variaciones de los indicadores de alteración hidrológica (trade off), para ello, se determina el valor de cada indicador para cada período de la curva de régimen natural con una frecuencia acumulada igual a un 95%, el cual es el valor máximo aceptable para el escenario natural definido en el punto 4.3 del presente documento. Este valor define un valor del indicador para la curva construida en base al caso sin restricción y casos bajo restricción, cada uno de estos valores tiene una probabilidad de excedencia asociada.

Como los indicadores se calcularon para períodos y no semana a semana, se adopta calcular un promedio de las variaciones de los costos totales de las semanas correspondientes. Con esto, se construyen gráficos del promedio de las variaciones de los costos totales para cada período versus la probabilidad de excedencia de un determinado indicador para el caso sin restricción y los cuatro casos con restricción. Esta probabilidad de excedencia está asociada al valor del indicador y mientras más alta es esta probabilidad, peor es el escenario en términos de alteración hidrológica. Por otro parte, una menor probabilidad de excedencia menor indica que los indicadores han bajado su valor, es decir, el grado de alteración hidrológica ha mejorado. A continuación se presentan los resultados para el período Pluvial. Los resultados para los demás períodos se muestran en el Anexo C; en un mismo gráfico se comparan los efectos de ambas restricciones (caudal mínimo mensual y variación máxima horaria de caudal).

Al realizar la comparación del costo económico y efecto sobre los indicadores de alteración hidrológica en la central Pangué (ver además Anexo C), se concluye que la restricción de variación máxima horaria de caudal es más eficiente para reducir la probabilidad de excedencia del indicador que la restricción de caudal mínimo mensual, sin embargo, esta restricción posee un intervalo pequeño de reducción de la probabilidad de excedencia con respecto a la restricción de caudal mínimo mensual (por ej. En Figura 5.35, se reduce la probabilidad de un 36% a un 18% aproximadamente, mientras que la restricción de caudal mínimo mensual reduce la probabilidad a un 2%). Cabe destacar que no siempre se obtuvo un resultado mejor en los indicadores al aumentar la restricción (aumento de costo total), por lo que se deben identificar puntos ineficientes al momento de determinar que restricción y cuánto es lo que se debe restringir a una central cualquiera para lograr los efectos deseados.

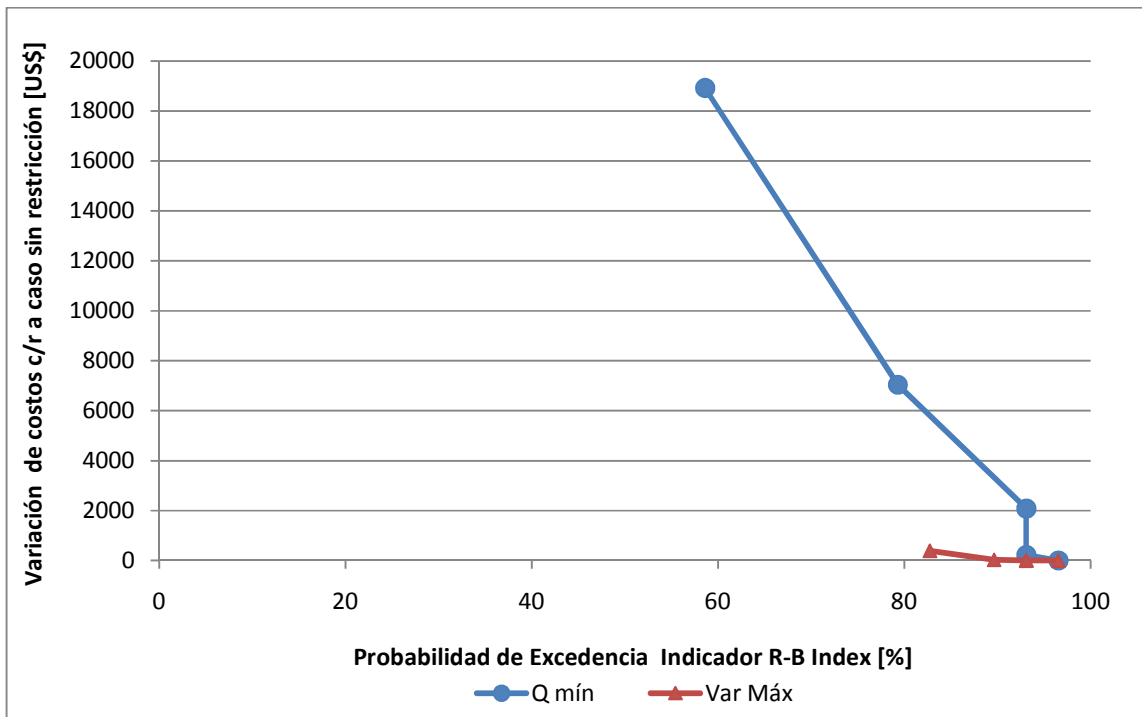


Figura 5.33: Variación de Costos, Indicador R-B Index. Período Pluvial.

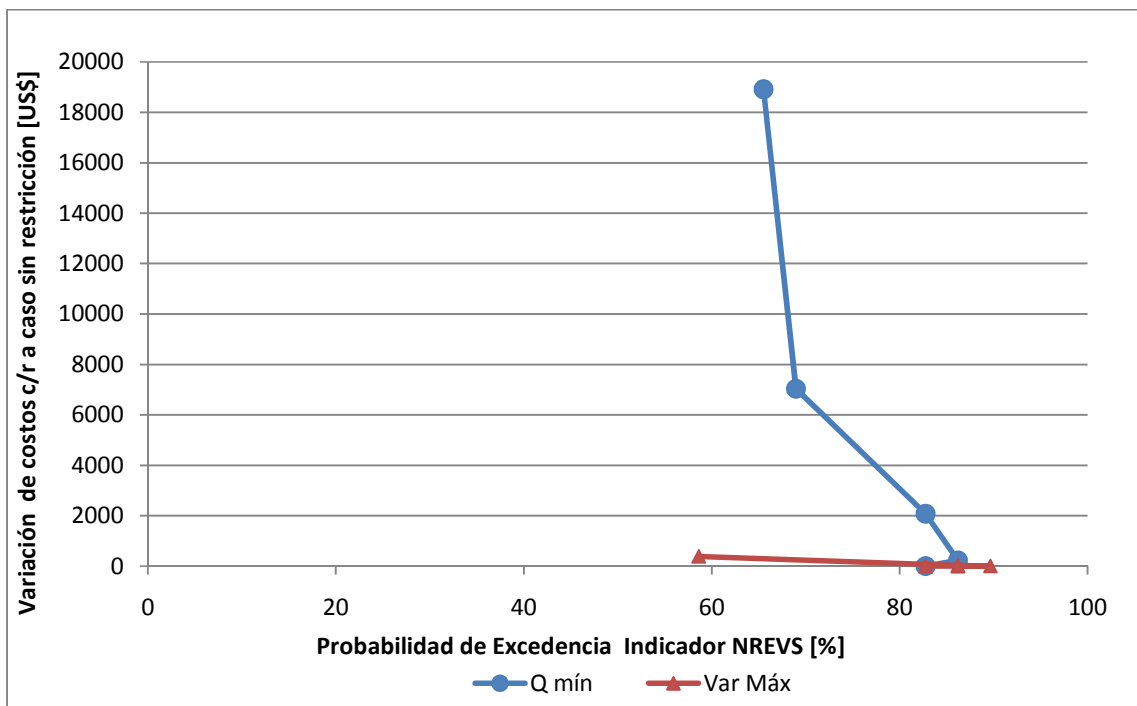


Figura 5.34: Variación de Costos, Indicador NREVS. Período Pluvial.

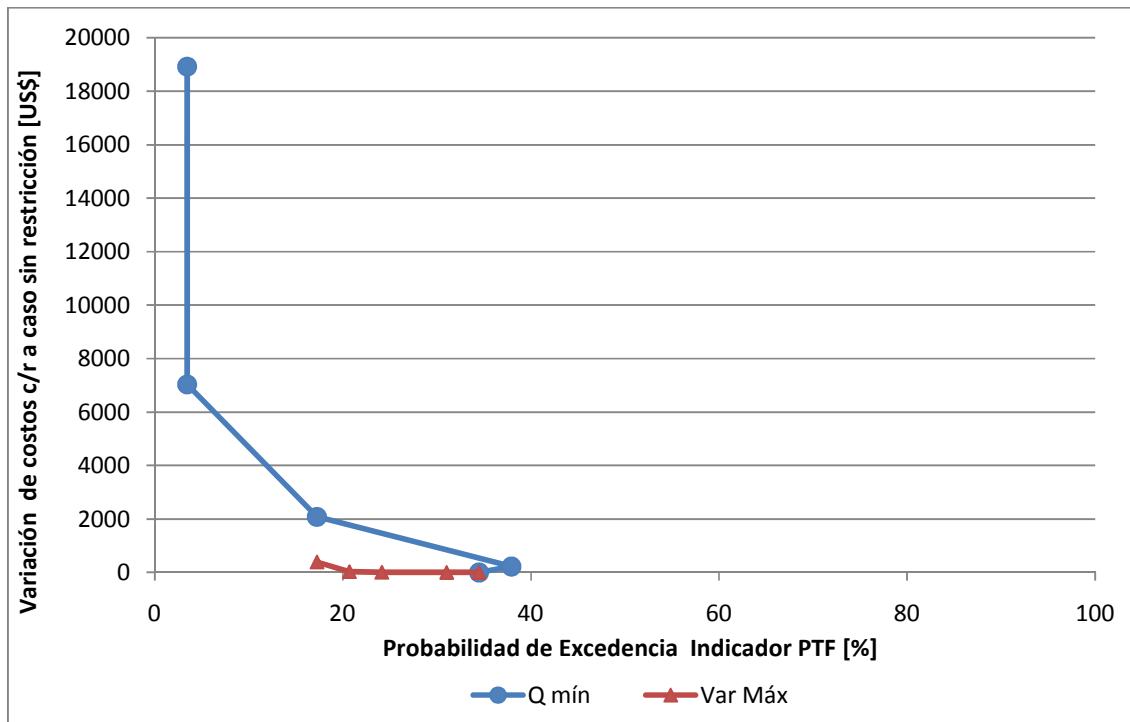


Figura 5.35: Variación de Costos, Indicador PTF. Período Pluvial.

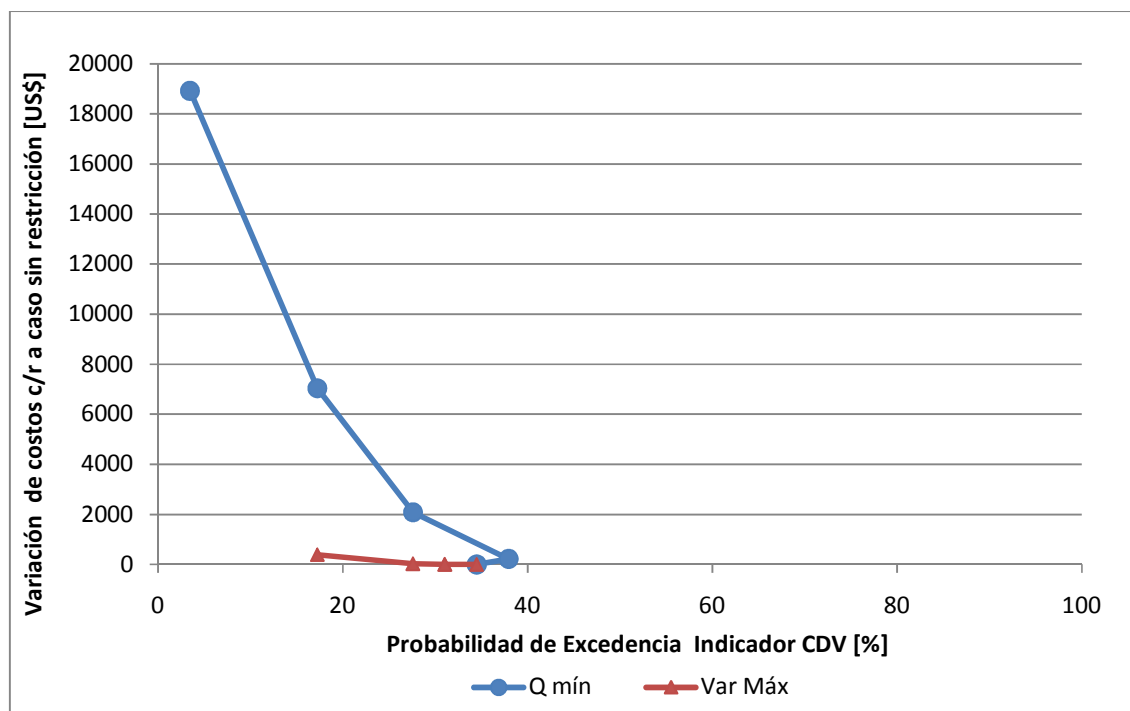


Figura 5.36: Variación de Costos, Indicador CDV. Período Pluvial

5.6.1 Análisis del Costo de Retiro de Energía

Por último, con respecto al costo del retiro de la energía, que es el costo que pagan las personas por el uso de la energía de una determinada barra, se analizó el comportamiento para cada una de las barras del sistema, con el objetivo de identificar que parte del sistema asume los costos de restringir el sistema. El costo del retiro de la energía viene dado por la relación:

$$C_{retiro} = CMg_i * D_{Energía_i}$$

Donde CM_g es el costo marginal en la barra i , y $D_{Energía}$ es la demanda de la energía en la barra i .

Al analizar los resultados, las variaciones en los costos se producen en la gran mayoría de las barras. No se identifica alguna barra que tome una variación mayor por sobre el resto, no encontrando un patrón alguno de comportamiento en los casos analizados. Es por esto, que se adopta realizar una evaluación del costo total de retiro, es decir, calcular la suma de todos los costos de retiro de todas las barras del sistema, para cada restricción para cada una de las semanas.

La Tabla 5.6 y la Tabla 5.7 muestran, para los dos tipos de restricción, los resultados del costo total del retiro de energía para el caso sin restricción y las variaciones en el costo con respecto al caso sin restricción.

El costo del retiro de la energía no muestra un patrón claro de comportamiento sobre algún punto en particular del sistema. Al realizar la evaluación para la suma de todos los costos de los retiros de todas las barras del sistema, se observa una variación a medida que se restringe aun más la operación de la central Pangué tanto positiva como negativa. Las variaciones de estos costos se comportan en general similar al costo de producción térmica, lo que explica el resultado obtenido. Se concluye que los costos disminuyen para la población, esto se debe al mayor uso de energía proveniente del uso del agua embalsada. Esta variación en un largo plazo debiese tender a un aumento de los costos, debido al aumento a futuro del valor del agua embalsada.

Tabla 5.6: Costo del Retiro de la Energía, Bajo Restricción de Caudal Mínimo Mensual.

Semana	Costo Sin Restricción [millones US\$]	Variación de costo c/r a caso sin restricción [US\$]			
		R1	R2	R3	R4
14-ene	151,7	107510	68180	21480	11880
28-ene	129,0	0	-2160	-12480	-10020
11-Feb	143,3	0	-41230	-148540	-307970
18-Feb	186,6	0	14950	18860	-40640
17-Jun	152,9	-2490	15870	-369620	-358340
24-Jun	166,2	-202470	-671300	-1562980	-3210980
08-Jul	146,5	0	0	-14380	-40260
22-Jul	144,9	0	190	-610	-89630
04-Nov	104,3	0	-2860	-2040	-8580
18-Nov	153,4	-25070	-86170	-127760	-191420
9-dic	165,2	0	0	0	0
23-dic	154,9	-8	-2400	-2440	-10140

Tabla 5.7: Costo del Retiro de la Energía, Bajo Restricción de Variación Máxima Horaria de Caudal.

Semana	Costo Sin Restricción [millones US\$]	Variación de costo c/r a caso sin restricción [US\$]			
		R1	R2	R3	R4
14-ene	151,7	-90080	178690	68970	119720
28-ene	129,0	370	-3000	-6000	18170
11-Feb	143,3	12190	12040	-6970	-82900
18-Feb	186,6	-40740	-15480	7270	-130830
17-Jun	152,9	-1500	1390	-7700	-60680
24-Jun	166,2	40	170	2260	-11140
08-Jul	146,5	0	-1410	-710	-11140
22-Jul	144,9	0	340	1210	110
04-Nov	104,3	-130	-2250	-6400	-9180
18-Nov	153,4	-122810	-150040	-166670	-234390
9-dic	165,2	21670	81230	240320	746570
23-dic	154,9	-2600	-2120	-2310	-14850

5.6.2 Efectos Sobre Otras Centrales Hidroeléctricas de Embalse.

Dado que el sistema está interconectado y luego de imponer restricciones a la operación de la central hidroeléctrica Pangué, es intuitivo cuestionarse qué sucede con la operación del resto de las centrales hidroeléctricas de grandes embalses, específicamente, interesa estudiar cómo cambia el grado de alteración hidrológica en otras centrales hidroeléctricas.

La evaluación se realiza para las centrales Canutillar, Cipreses, Pehuenche, Rapel, Colbún y el Toro, para ambas restricciones durante los tres períodos.

En general, las centrales hidroeléctricas El Toro, Colbún y Cipreses experimentan variaciones importantes en la serie de caudales turbinados en la situación actual. Sin embargo, no se observa siempre una variación negativa de los indicadores como respuesta a las restricciones impuestas al sistema Ralco-Pangue, dicho de otra forma, se obtienen cambios tanto positivos como negativos en los indicadores de alteración hidrológica. Las variaciones de la serie de caudales e indicadores de las centrales hidroeléctricas Canutillar, Rapel y Pehuenche son despreciables.

A continuación y a modo de ejemplo, se presenta el caso donde la influencia de la restricción en la operación de la central Pangue es más notoria visualmente. Este caso es el obtenido en el período seco en la central hidroeléctrica El Toro bajo la restricción de variación máxima horaria de caudal. En la Figura 5.37 se presenta una semana de la serie de caudales turbinados por la central.

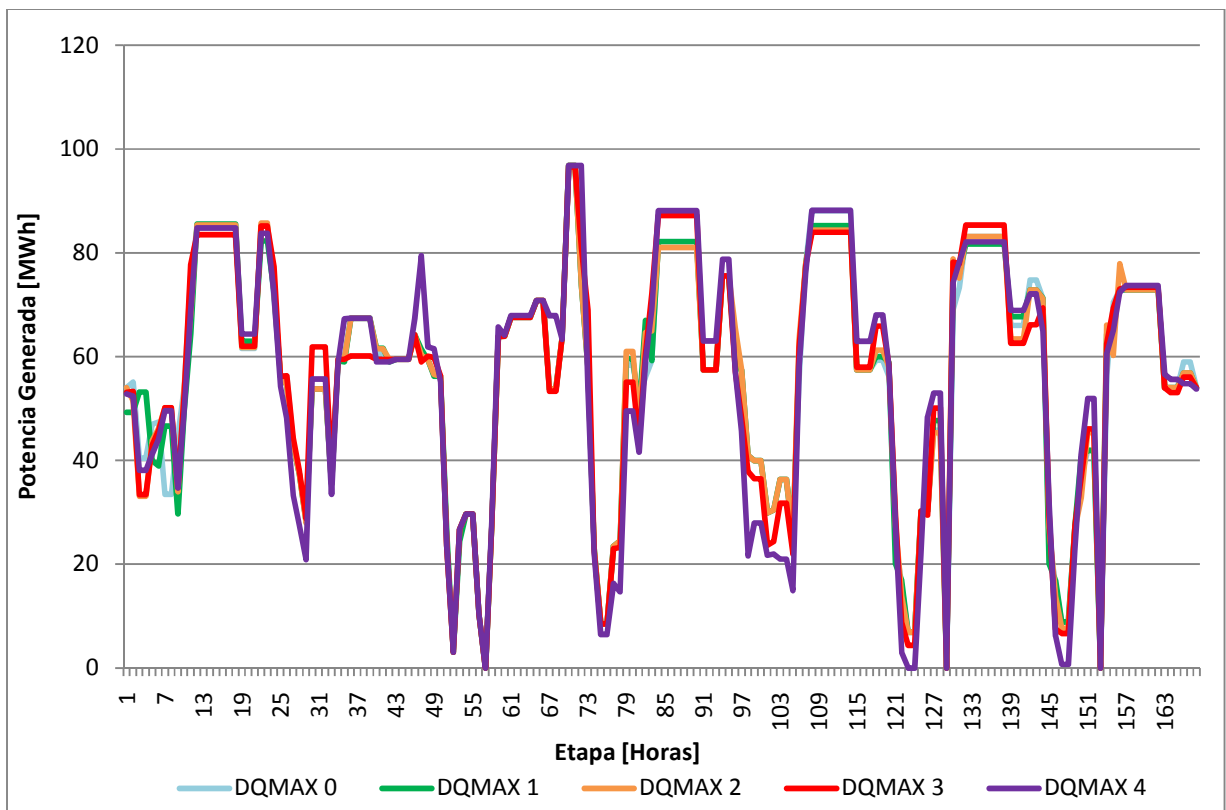


Figura 5.37: Serie de caudales turbinados por central El Toro, bajo restricción de Variación máxima horaria de caudal en central Pangue. Semana del 18 de Febrero (correspondiente al período seco).

Luego, de la operación anteriormente mostrada más el resto de las semanas correspondientes al período seco, se determinan los indicadores usando la serie de caudales turbinados con la finalidad de observar el efecto en la alteración hidrológica. Esto se muestra en la Figura 5.38 a la Figura 5.41.

Como se observa, el indicador R-B Index no presenta un comportamiento claro con respecto a las variaciones debido al aumento de la restricción. Tanto el indicador CDV y PTF presentan un rango entre el 30 % y 70% de frecuencia acumulada donde se observa un empeoramiento debido a la restricción DQMAX4 sobre la operación de la central Pangué. Mientras que el indicador NREVS presenta una leve mejora para la situación más restrictiva. Se aprecia en general que las variaciones en la operación de la central no tiene un patrón claro de comportamiento, obteniendo mejoras o empeoramientos en los indicadores.

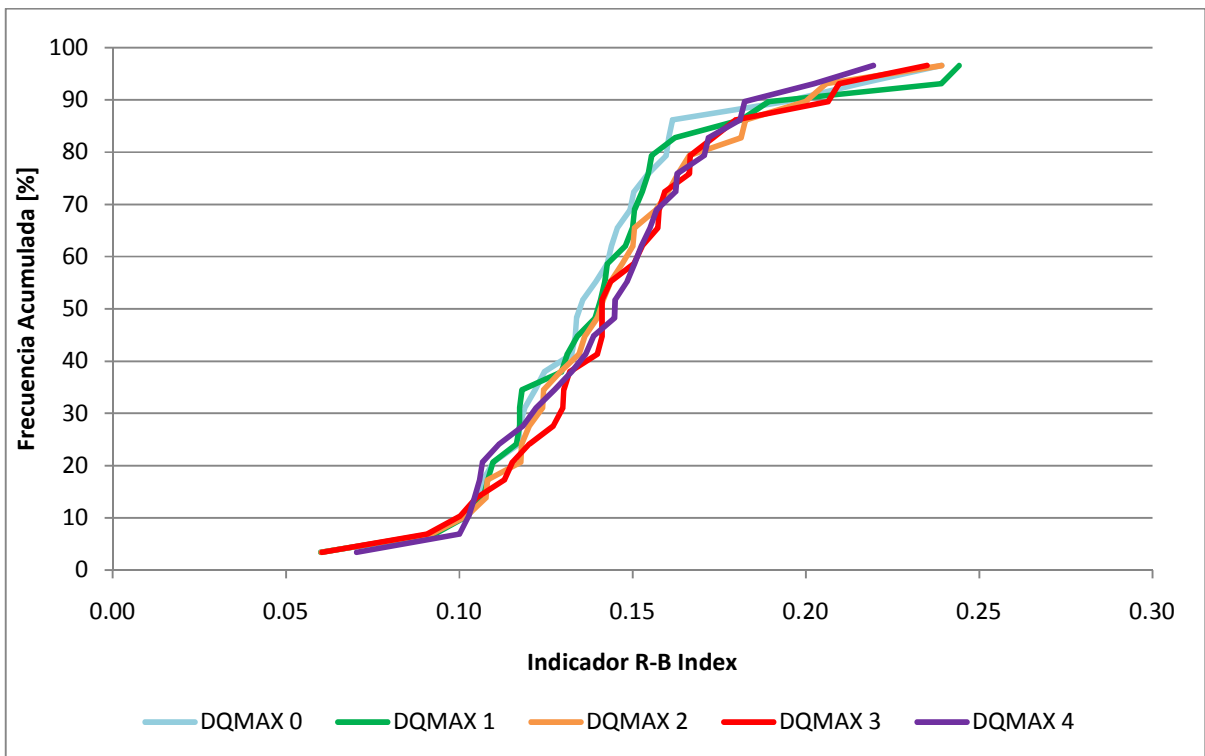


Figura 5.38: Indicador R-B Index, Serie de caudales turbinados por central El Toro. Período Seco.

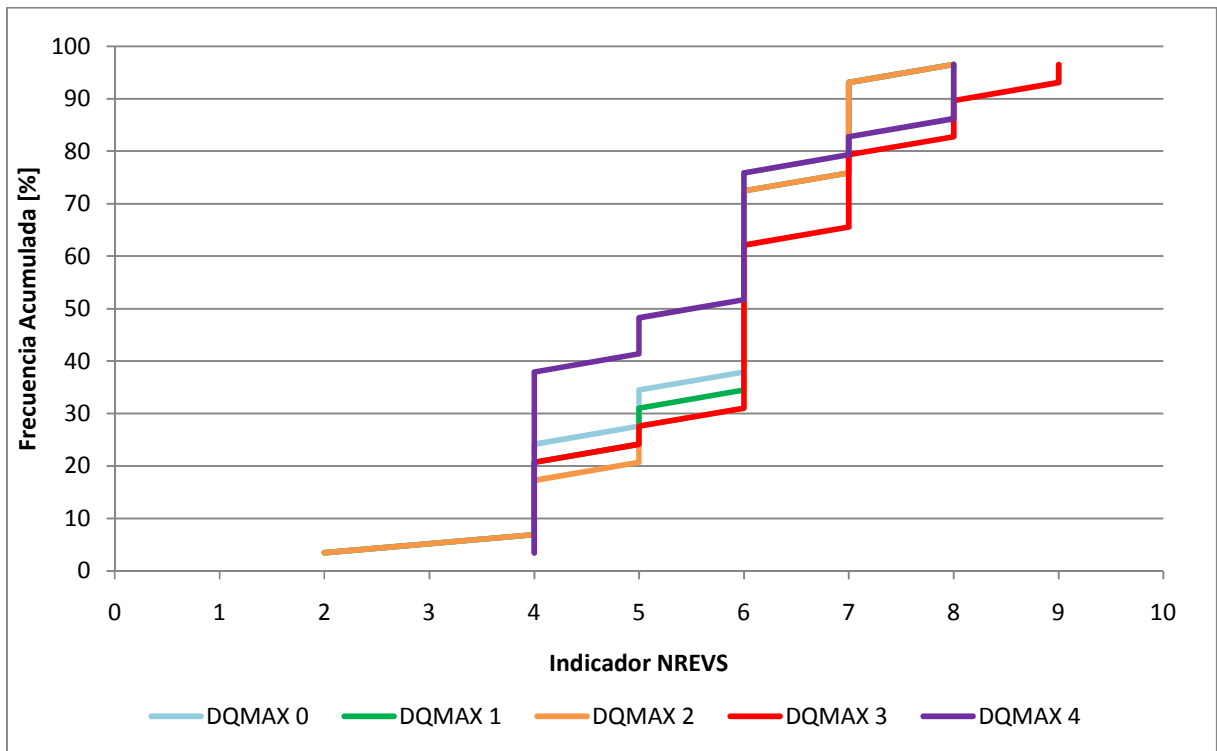


Figura 5.39: Indicador NREVS, Serie de caudales turbinados por central El Toro. Período Seco.

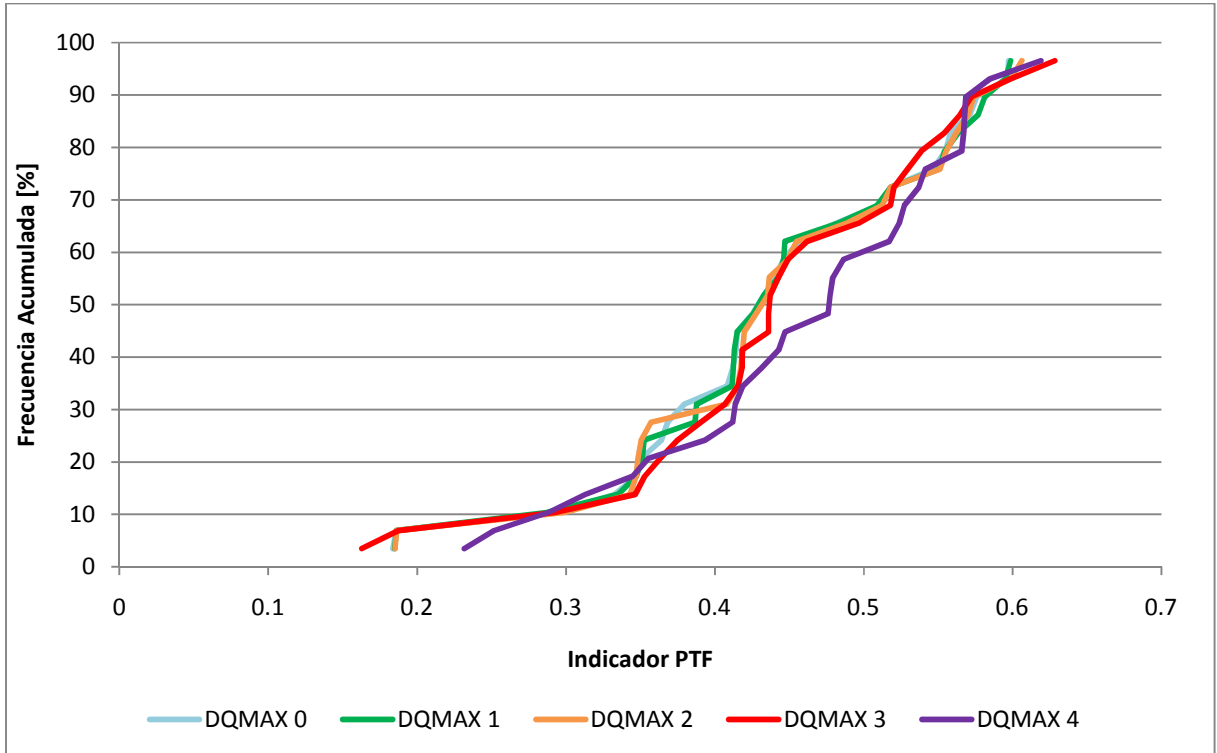


Figura 5.40: Indicador PTF, Serie de caudales turbinados por central El Toro. Período Seco.

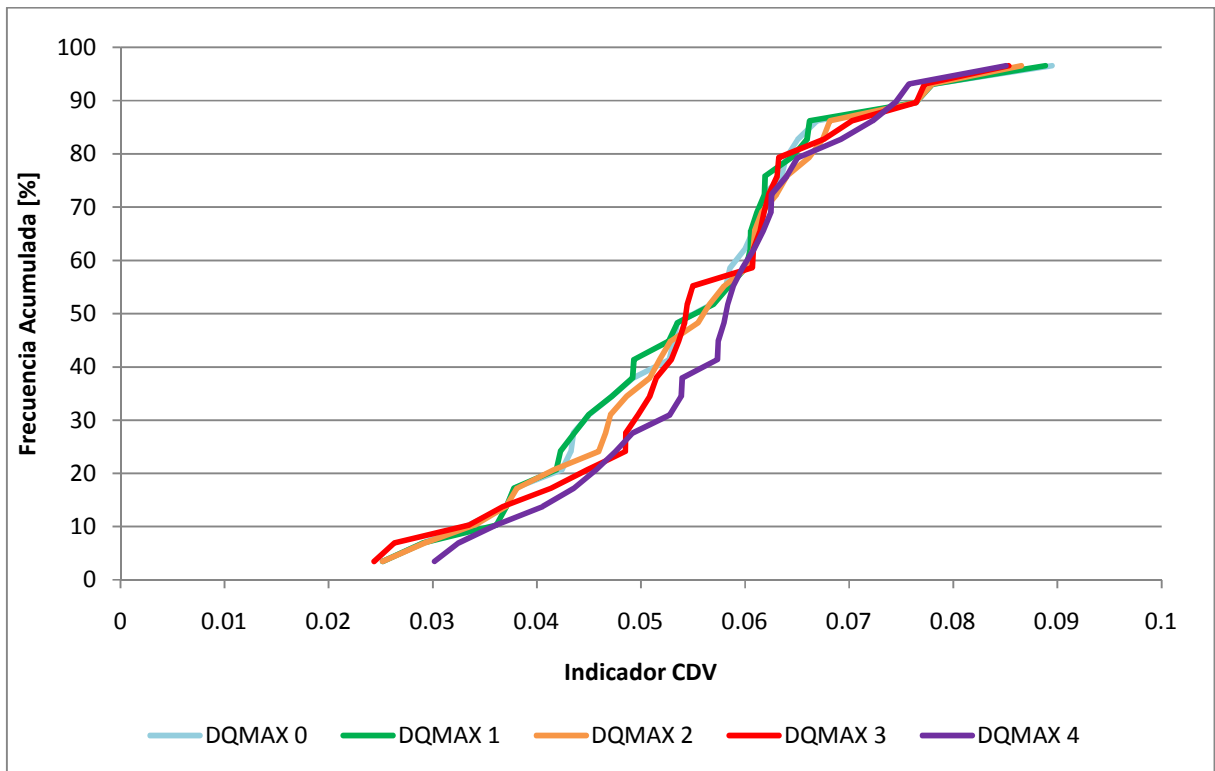


Figura 5.41: Indicador CDV, Serie de caudales turbinados por central El Toro. Período Seco.

6 Conclusiones y Recomendaciones

Como primera conclusión señalar que el sistema Ralco-Pangue alteró de manera importante el régimen natural de caudales de parte del río Bío-Bío en el período Octubre 2008 a Septiembre 2011, resultados que corroboran el efecto de las operaciones de corto plazo de las centrales hidroeléctricas sobre el régimen de caudales en el cauce. La alteración hidrológica producida por la central Ralco es mayor que la producida por la central Pangue durante gran parte del tiempo analizado. Se observa un efecto leve de contraembalse por parte de la central Pangue, es decir, ésta central amortigua de alguna manera las fluctuaciones producidas por la operación de la central Ralco.

Al imponer restricciones ambientales a la operación de la central hidroeléctrica Pangue, de caudal mínimo mensual y variación máxima horaria de caudal, se observa una mejora de los indicadores de alteración hidrológica a medida que el escenario se vuelve más restrictivo. Por lo tanto, se concluye que estas restricciones cumplen con el propósito de mejorar la situación actual del régimen de caudales del tramo de cauce en estudio. Al comparar los efectos de ambas restricciones se obtiene que la restricción de variación máxima horaria de caudal produce una mejora significativa de los indicadores durante todo el año, a diferencia de la restricción de caudal mínimo mensual, en que la mejora sólo se observa de manera clara en el período pluvial. Adicionalmente, se observó que el efecto sobre el grado de alteración hidrológica no es proporcional a la magnitud de las restricciones. Restricciones de pequeña magnitud no producen una mejora muy significativa sobre los indicadores.

En términos económicos, el aumento del costo total del sistema debido a las restricciones sobre la operación de la central Pangué resulta del efecto neto entre las variaciones del costo futuro del agua y del costo de producción térmica. Al comparar los efectos de ambas restricciones sobre los indicadores de alteración hidrológica con el aumento de los costos, se deduce que la restricción de variación máxima horaria de caudal mejora los indicadores a un menor costo que la restricción de caudal mínimo mensual. Además, el efecto de las variaciones de costos sobre el costo del retiro de la energía, que es el costo que pagan las personas por el uso de la energía de una determinada barra, se produce en todo el sistema y no en algún punto o barra en particular.

Por lo tanto, se concluye que la restricción de variación máxima horaria de caudal obtiene mejores resultados tanto en la disminución del grado de alteración hidrológica sobre el cauce en estudio como en el ámbito económico comparado a la restricción de caudal mínimo mensual. Dicho de otra forma, la restricción de variación máxima horaria de caudal obtiene mejores resultados tanto en términos de efectividad como de eficiencia económica.

Con respecto a la alteración hidrológica que se produciría en las otras centrales hidroeléctricas del embalse del SIC, no se aprecia un claro patrón de comportamiento del grado de alteración hidrológica. Se observan pequeñas variaciones en la programación de la potencia generada a nivel horario para una semana, pero muy menores para observar un real impacto.

Resumiendo, se concluye que sistema Ralco-Pangué alteró de manera importante el régimen natural de caudales de parte del río Bío-Bío en el período estudiado. Además se observa que al imponer restricciones ambientales a la operación de la central hidroeléctrica Pangué, de caudal mínimo mensual y variación máxima horaria de caudal, se observa una mejora de los indicadores de alteración hidrológica, siendo esta última restricción la más eficiente. Por último, como se mencionó en el presente documento, para el caso más restrictivo, el aumento de costo representa un 0,2% de los ingresos a nivel semanal de la central Pangué. Las restricciones ambientales parecen no producir un aumento excesivo de costos sobre la operación del sistema. Todo lo anterior justifica y motiva a avanzar en planes de manejo de las operaciones de las centrales hidroeléctricas con el fin de mitigar o reducir la alteración hidrológica intradiaria de los cauces.

6.1 Limitaciones, Recomendaciones y Trabajo Futuro

El presente estudio posee limitaciones que es importante considerar. En primer lugar, se debe tener presente que la programación del Sistema Interconectado Central sigue la metodología mostrado en la Figura 2.3, por lo tanto, se aprecia que en este estudio se utilizó la misma

función de costo futuro para el caso sin y con restricciones. Esto implica un error, considerado mínimo al restringir solo una central hidroeléctrica de un sistema tan grande. Si se realiza un estudio restringiendo la operación de todas las centrales del SIC, se debería calcular la nueva función de costo futuro al imponer restricciones para la programación de largo plazo.

Como segunda consideración, al momento de calcular la variación de costos del retiro de energía ésta se produce en un corto plazo, pero al largo plazo los costos deben aumentar, esto se produce porque a largo plazo el costo del agua aumenta o la producción térmica aumenta, dependiendo de qué tipo de central toma el efecto de la restricción sobre la central Pangué, tomando la población el aumento de costos. Como se dijo anteriormente, la función de costo futuro debe calcularse bajo restricciones, tomando el efecto de menor eficiencia que se genera en el sistema.

Por último, se debe tener presente que la programación realizada por los modelos difiere de la generación observada o real. Algo relevante a considerar, es que según lo observado la generación real presenta mayor variabilidad que la programada, por tanto se esperarían mejores resultados de los indicadores de alteración hidrológica para un escenario bajo restricciones, las cuales se respeten en la realidad.

Al momento de decidir si se adopta o no restringir las operaciones de una central hidroeléctrica, no se recomienda hacer una comparación directa del beneficio en el medioambiente versus el aumento del costo total del sistema, ya que cuantificar el beneficio es muy subjetivo. Si se deberían seguir ciertos pasos, como por ejemplo determinar si producto de restringir el sistema se produce mayor energía por centrales térmicas u otra central hidroeléctrica toma el efecto. Si se produce un aumento de producción de energía por centrales térmicas, quiere decir, que otro punto del sistema aumenta sus niveles de emisiones. Por otro lado, si alguna central hidroeléctrica toma el efecto (como se observó en este trabajo en el punto 5.6.2) se debe determinar si este efecto es negativo o positivo para ese ecosistema en términos de alteración hidrológica.

Como se observa, la decisión se vuelve difícil, es por ello que se debe avanzar en la investigación de este tema, analizando y cuantificando los beneficios y costos que trae consigo la modificación o restricción de un sistema tan grande y complejo, como lo es el Sistema Interconectado Central.

Como trabajo futuro, es interesante evaluar el comportamiento de las centrales hidroeléctricas del sistema interconectado central al ingresar nuevas centrales, que inyecten al sistema

grandes cantidades de energía, o al ingresar centrales de generación de energía eólica o minicentrales hidroeléctricas a gran escala.

Finalmente, en el presente informe no se cubre el efecto de las operaciones sobre la calidad del agua. Hoy en día existen modelos disponibles para la realización de estudios en este tema, por tanto es interesante complementar el presente trabajo con un estudio sobre calidad del agua.

Bibliografía

1. Avilés, Nicolás. (2011). "Estudio y mejoramiento de un modelo de predespacho aplicado a la operación de embalses hidroeléctricos del Sistema Interconectado Central". Memoria para optar al título de Ingeniero Civil. Universidad de Chile.
2. Baker D.B., Richards R.P., Loftus T.T., Kramer J.W. (2004). "A new flashiness index: characteristics and applications to Midwestern rivers and streams." *Journal of the American Water Resources Association* 40: 503–522.
3. Benavides, Carlos. (2008). "Herramienta Computacional para modelo de pre-despacho económico de carga". Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.
4. Dirección General de Aguas, 1995. "Manual de cálculo de crecidas y caudales mínimos en cuencas sin información fluviométrica".
5. ENDESA, 1990. "Central Ralco, Estudio de los Recursos Hídricos".
6. Hunter, M. (1992) "Hydropower flow fluctuations and salmonids: A review of the biological effects, mechanical causes, and options for mitigation", State of Washington Department of Fisheries.
7. Jowett, I. G. (1997). "Instream flow methods: A comparison of approaches." *Regulated Rivers-Research and Management* 13(2): 115-127.
8. Lundquist, Jessica; Cayan, Daniel. (2002). Seasonal and Spatial Patterns in Diurnal Cycles in Streamflow in the Western United States. *Journal of Hydrometeorology* 3: 591–603.
9. McKinney T., Speas D.W., Rogers R.S., Persons W. (2001). "Rainbow trout in a regulated river below Glen Canyon Dam, Arizona, following increased minimum flows and reduced discharge variability." *North American Journal of Fisheries Management* 21: 216–222.

10. Ministerio de Obras Públicas, Dirección General de Aguas (2005). Ley 20017: "Modifica el Código de Aguas".
11. Moog, O., (1993). "Quantification of daily peak hydropower effects on aquatic fauna and management to minimize environmental impacts" Department of hydrobiology, State University of agriculture, Vienna, Austria.
12. Olivares, M. A., (2008). "Optimal hydropower reservoir with environmental requirements". University of California.
13. Poff, N. L., Allan, J. D., *et al.* (1997). "The Natural Flow Regime. A paradigm for river conservation and restoration". *Bioscience* 47(11).
14. Richter, B. D., Baumgartner, J. V., *et al.* (1996). "A method for assessing hydrologic alteration within ecosystems." *Conservation Biology*, Vol. 10(4), pp. 1163-1174.
15. Richter, B. D., Baumgartner, J. V., *et al.* (1997). "How much water does a river need?" *Freshwater Biology* 37: 231-249.
16. Scruton, D. A., Pennell, C. J., *et al.* (2005). "Seasonal response of juvenile atlantic salmon to experimental hydropeaking power generation in Newfoundland, Canada" *North American Journal of Fisheries Management* 25: 964-974.
17. The Nature Conservancy. (2007). *Indicators of Hydrologic Alteration Version7 User's Manual*. The Nature Conservancy: Arlington, VA.
18. Troncoso, Claudio. (2010). "Herramienta Docente para Estudios de Coordinación Hidrotérmica". Tesis para optar al título de Magister en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica. Universidad de Chile.
19. Zimmerman, J. K., Letcher, B. H., Nislow, K. H., Lutz, K. A. and Magilligan, F. J. (2010). "Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a whole-basin scale." *River Research and Applications*, Vol.26: pp.1246–1260.

Anexos

Anexo A:
Diagnóstico del Sistema, Comparación Mensual.

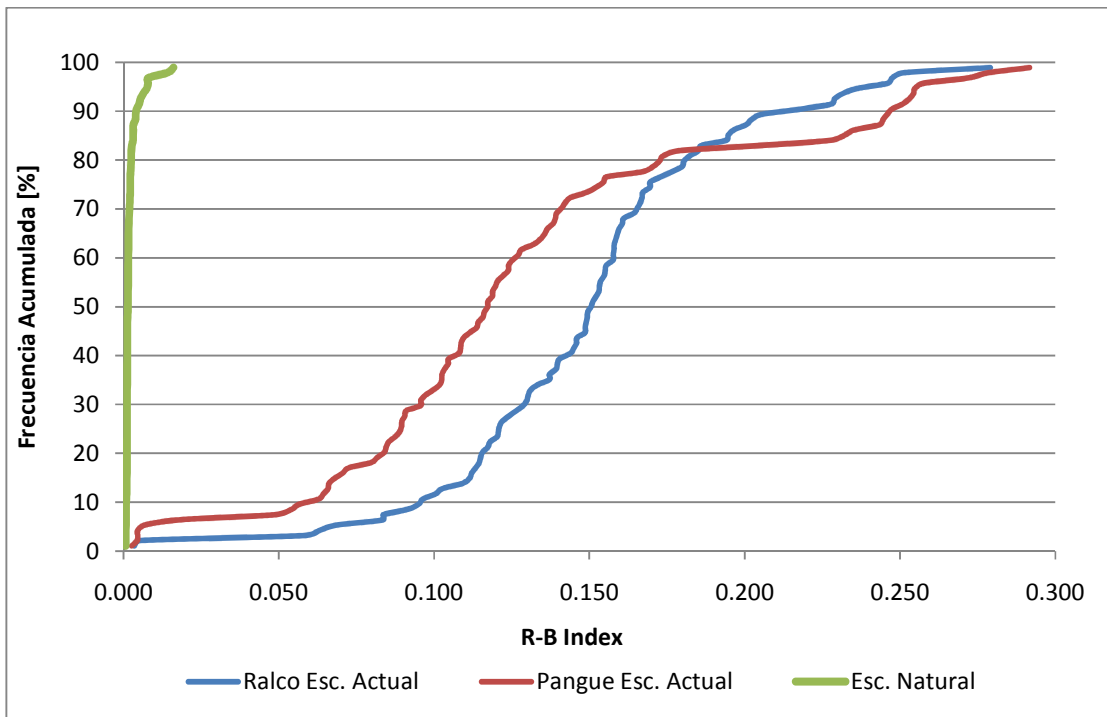


Gráfico I: Comparación Indicador R-B Index, Mes de Enero.

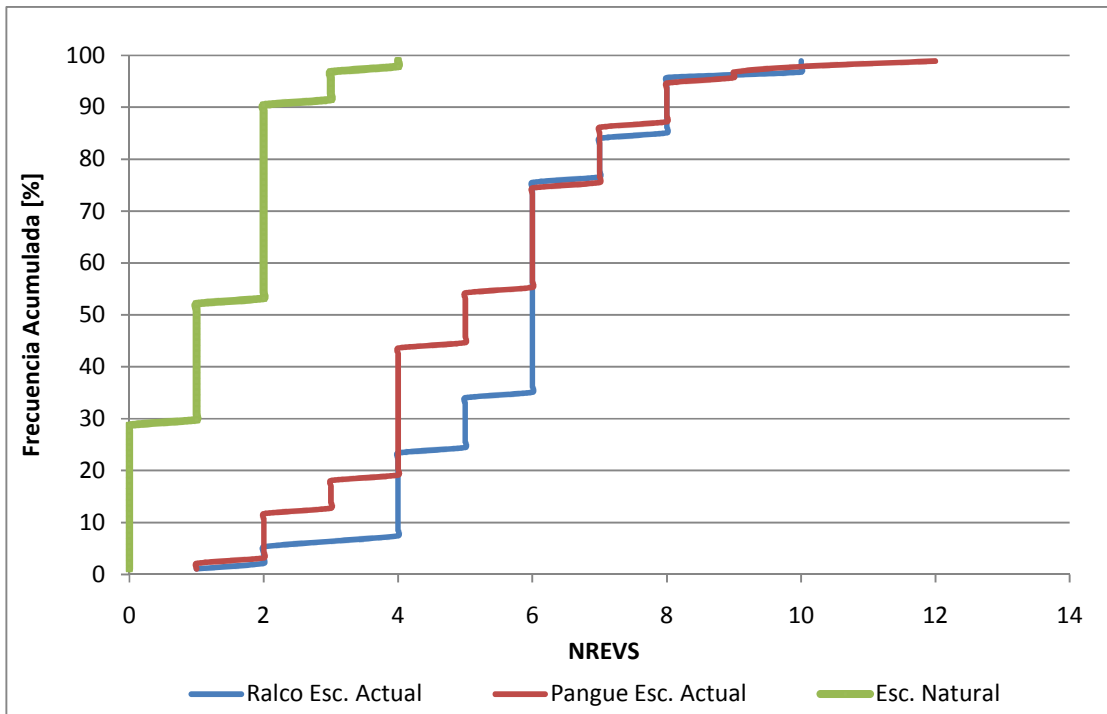


Gráfico II: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Enero.

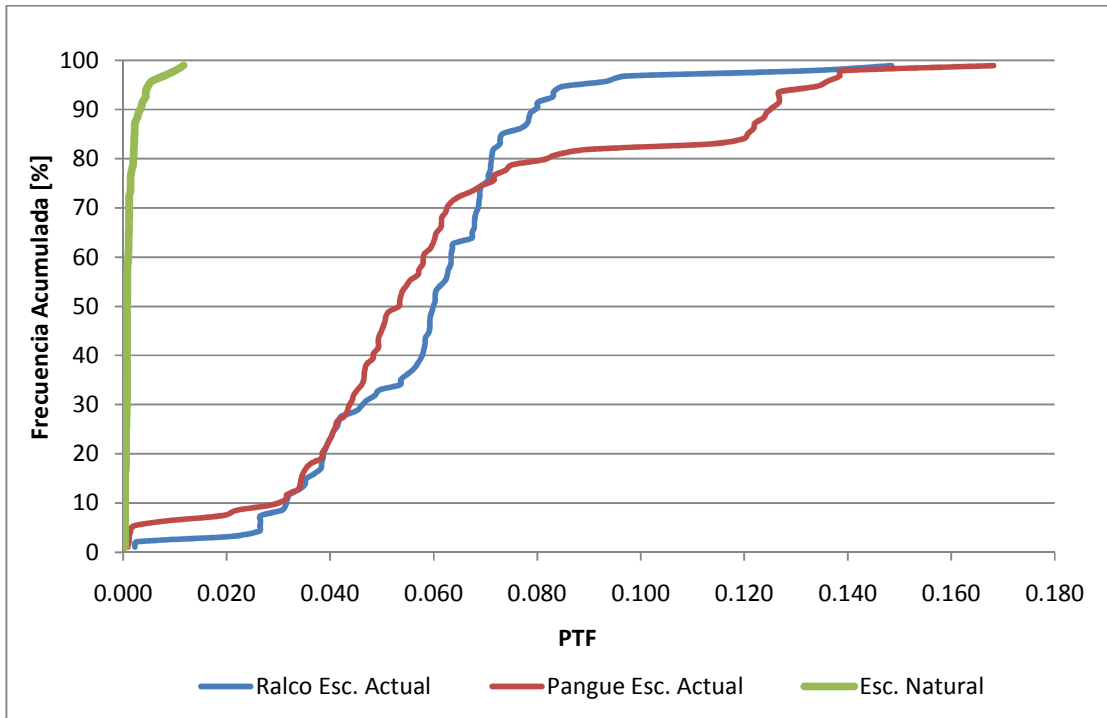


Gráfico III: Comparación de Indicador PTF, Mes de Enero.

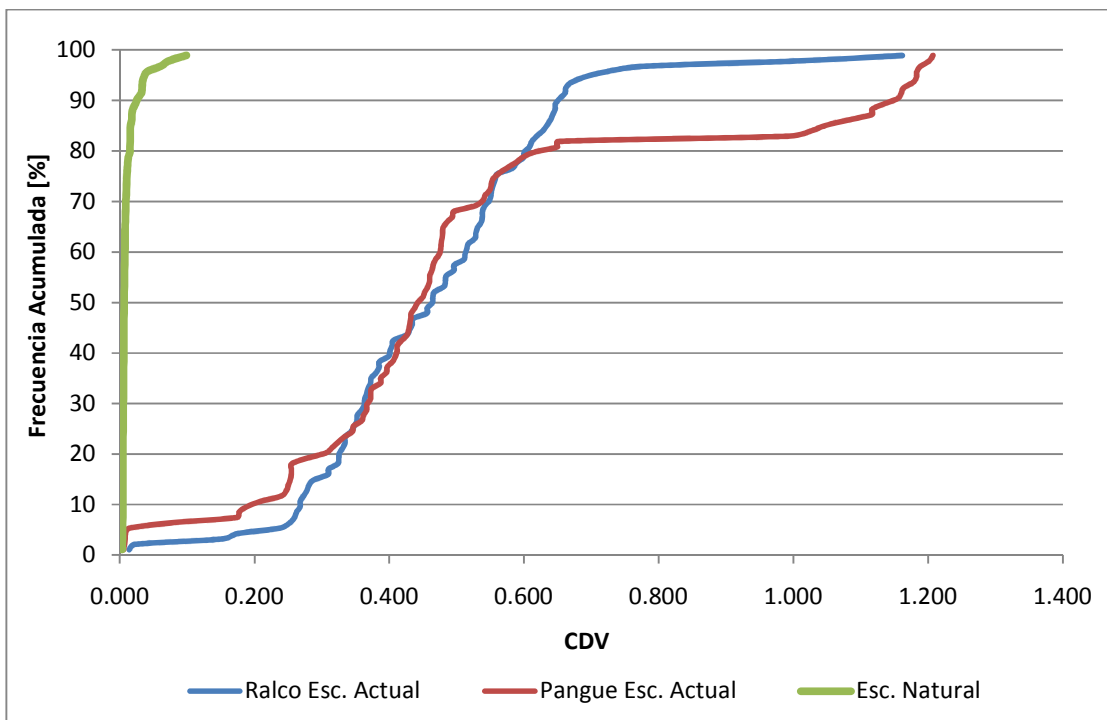


Gráfico IV: Comparación de Indicador CDV, Mes de Enero.

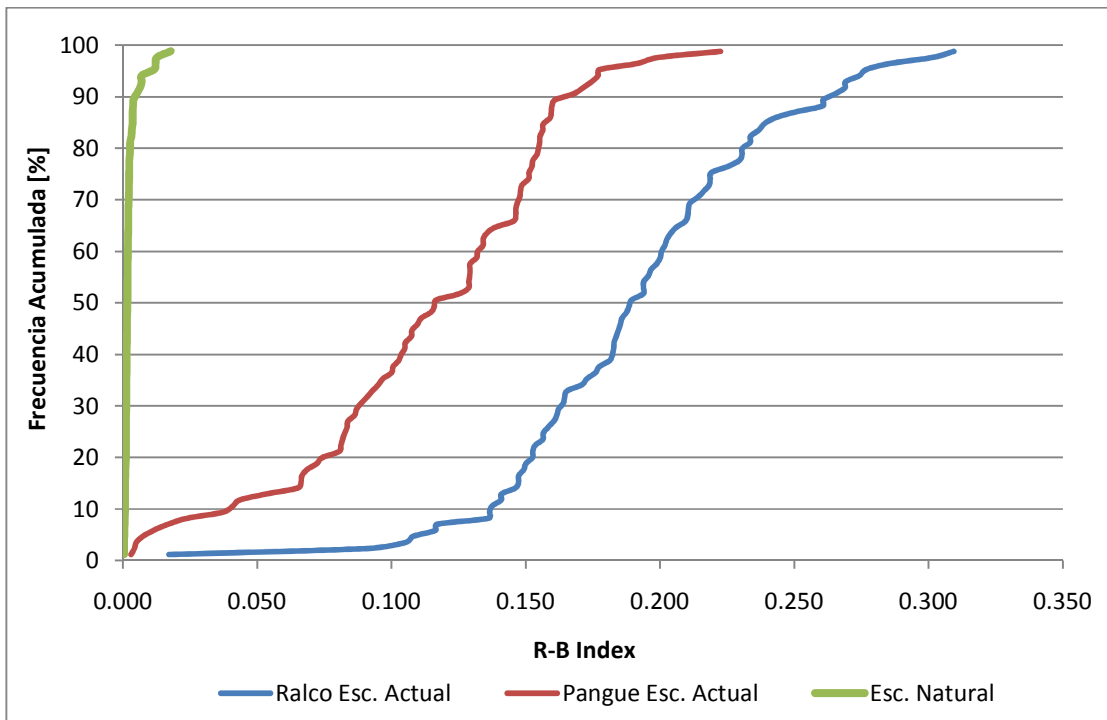


Gráfico V: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Febrero.

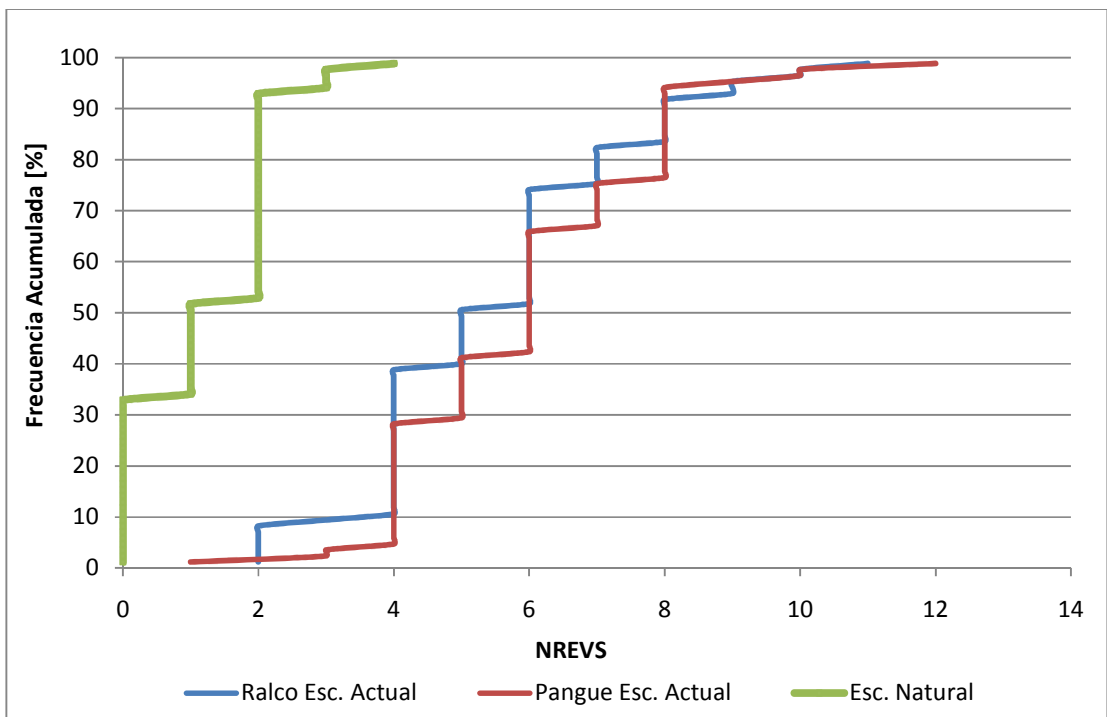


Gráfico VI: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Febrero.

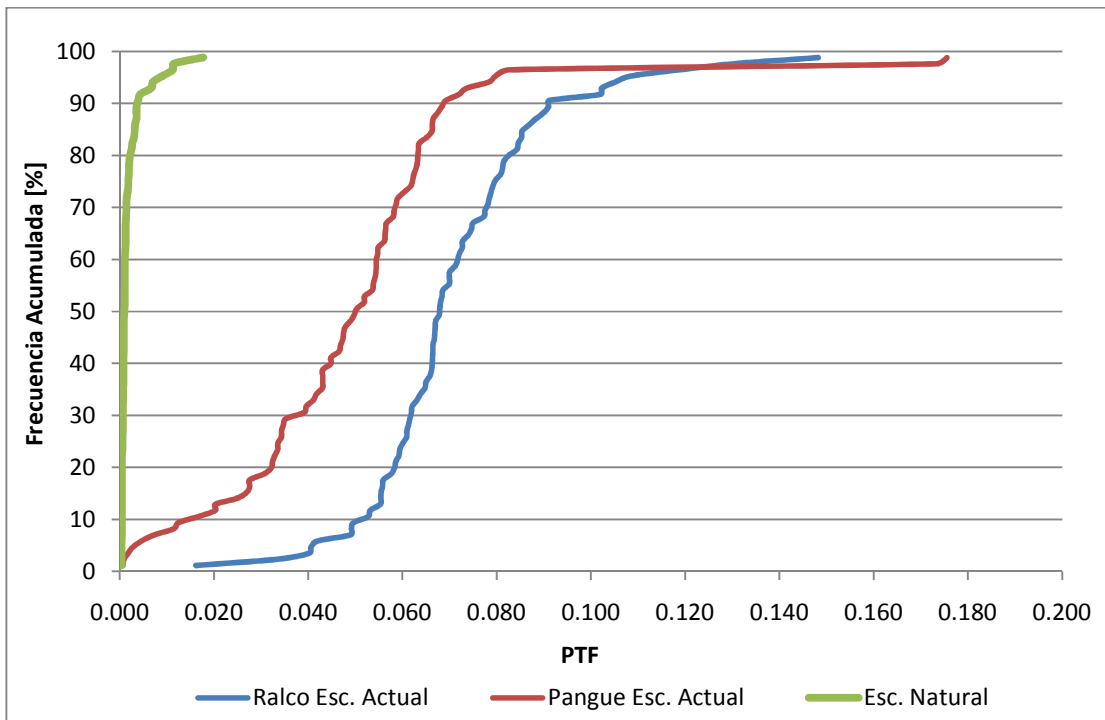


Gráfico VII: Comparación de Indicador PTF, Mes de Febrero.

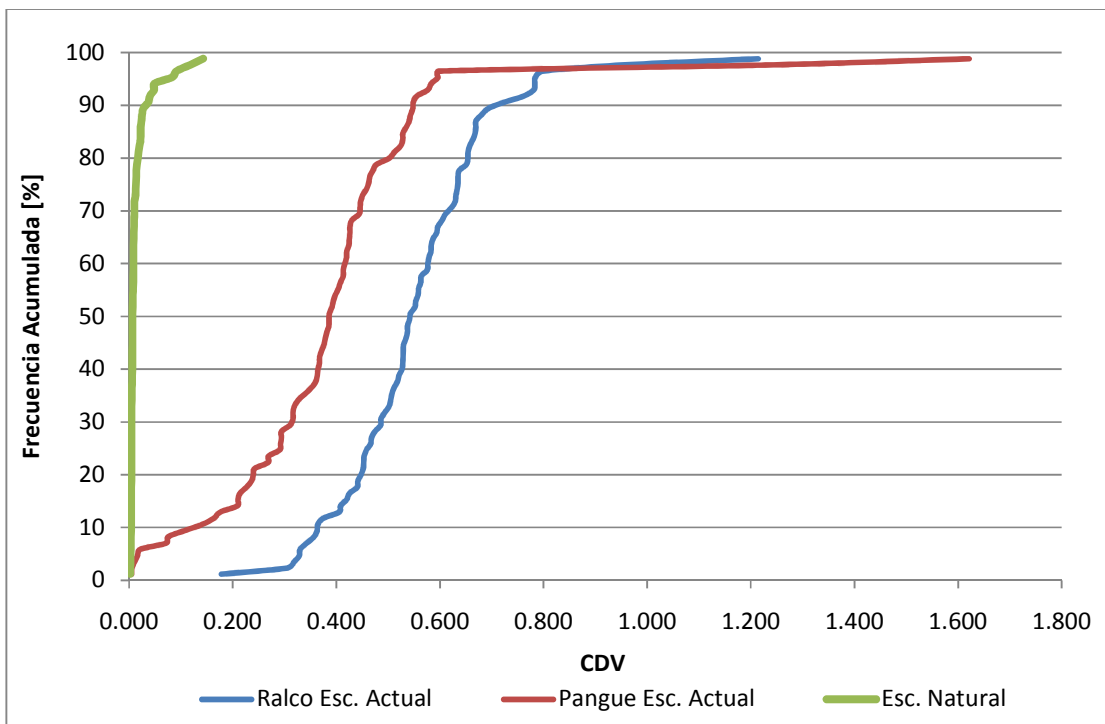


Gráfico VIII: Comparación de Indicador CDV, Mes de Febrero.

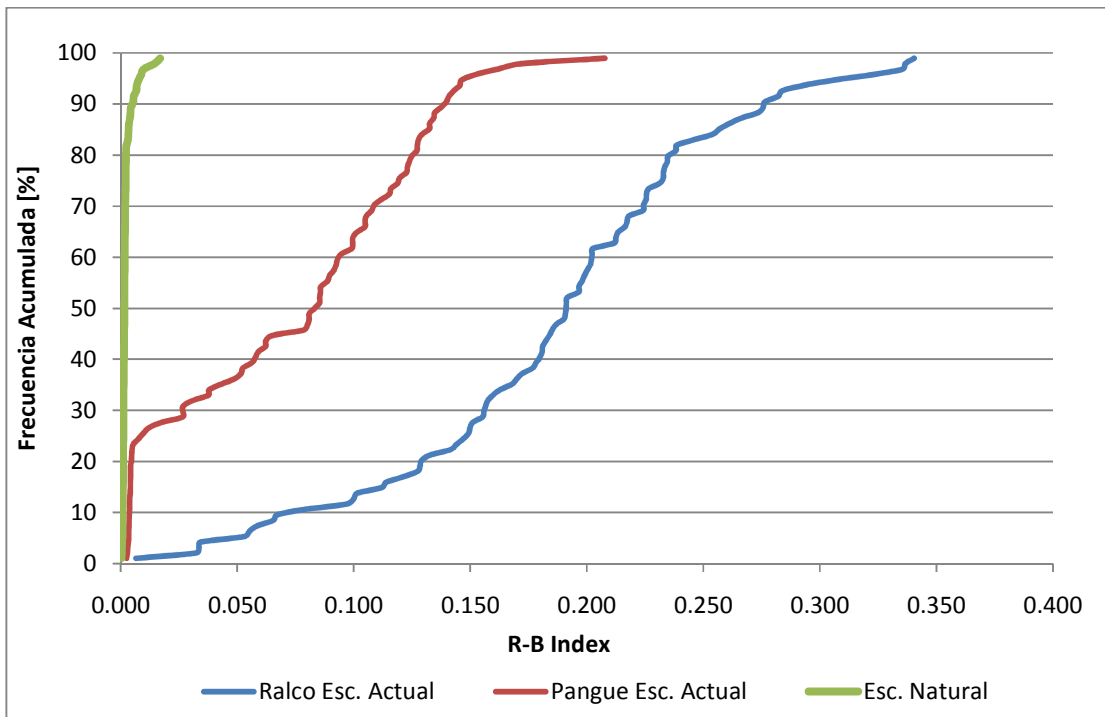


Gráfico IX: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Marzo.

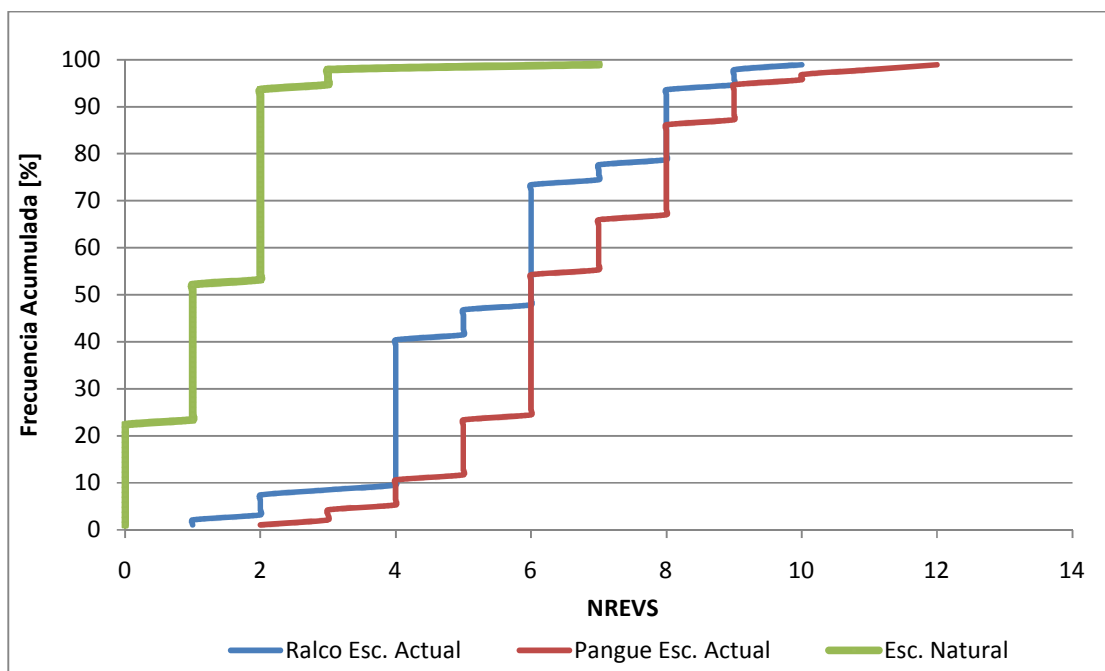


Gráfico X: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Marzo.

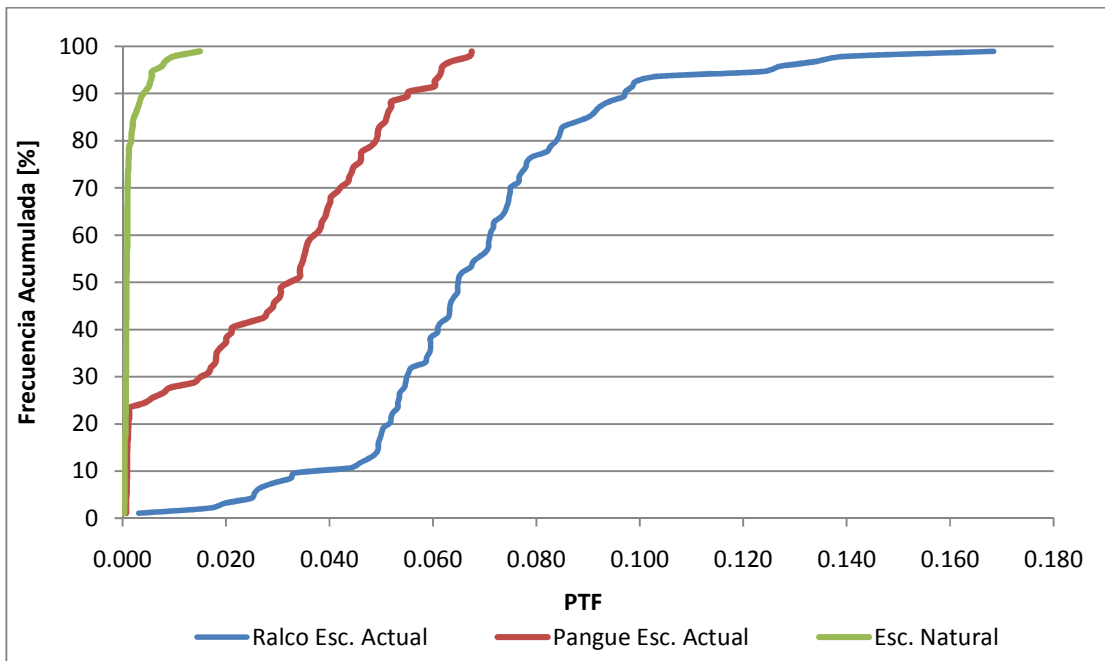


Gráfico XI: Comparación de Indicador PTF, Mes de Marzo.

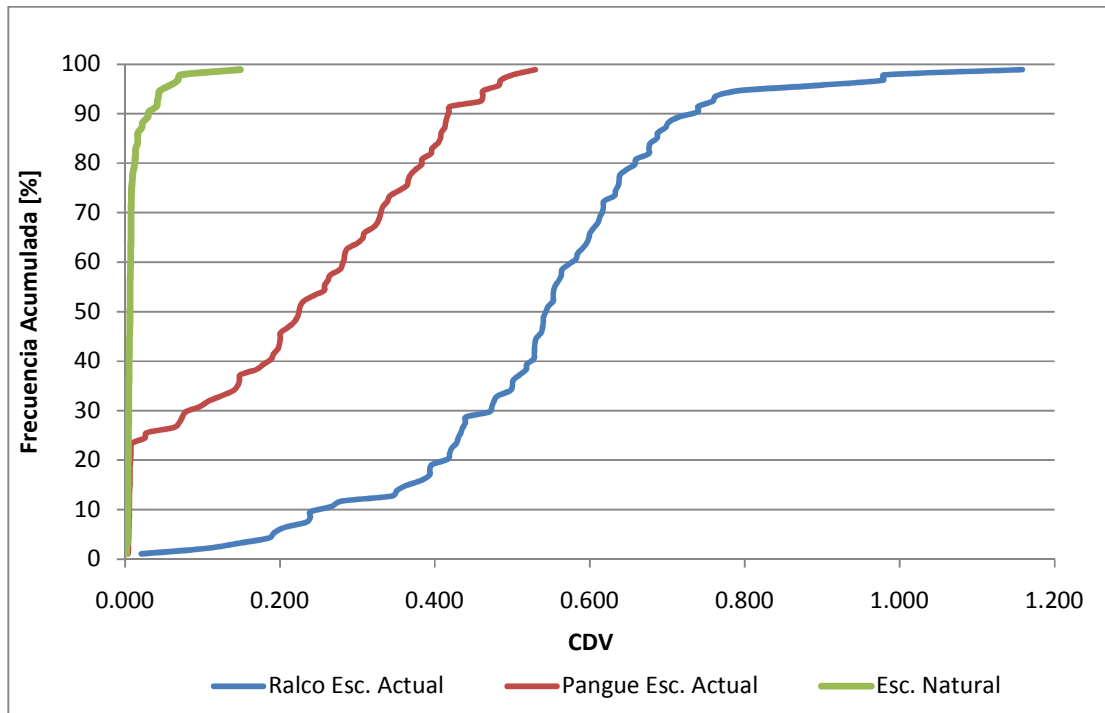


Gráfico XII: Comparación de Indicador CDV, Mes de Marzo.

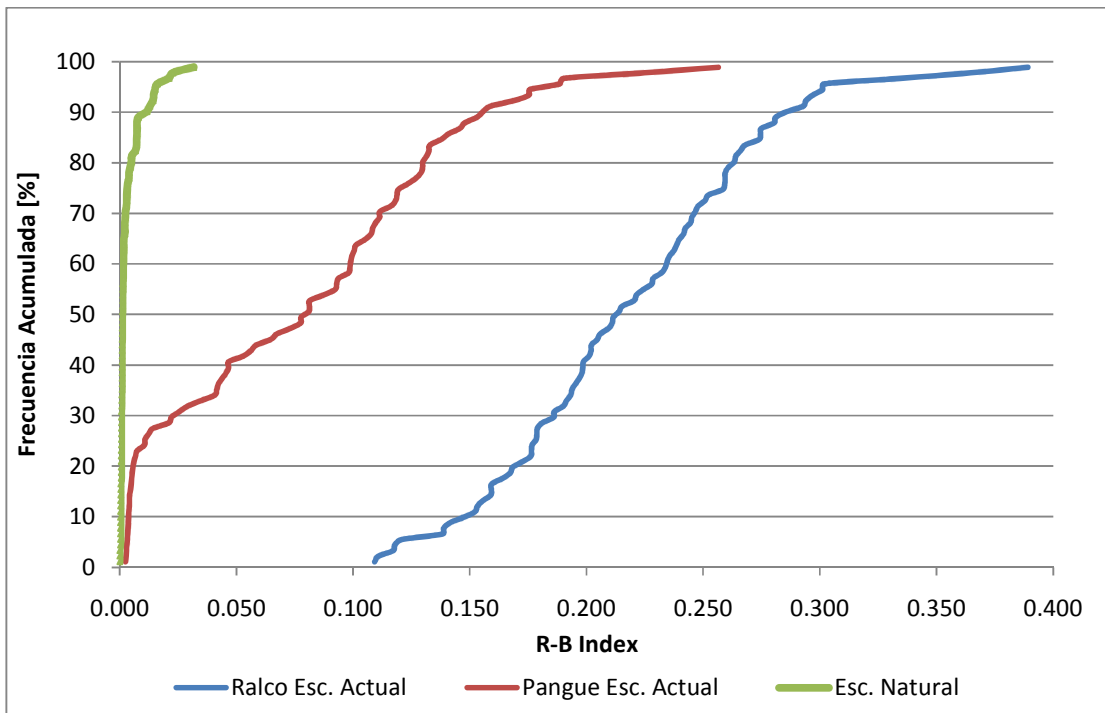


Gráfico XIII: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Abril.

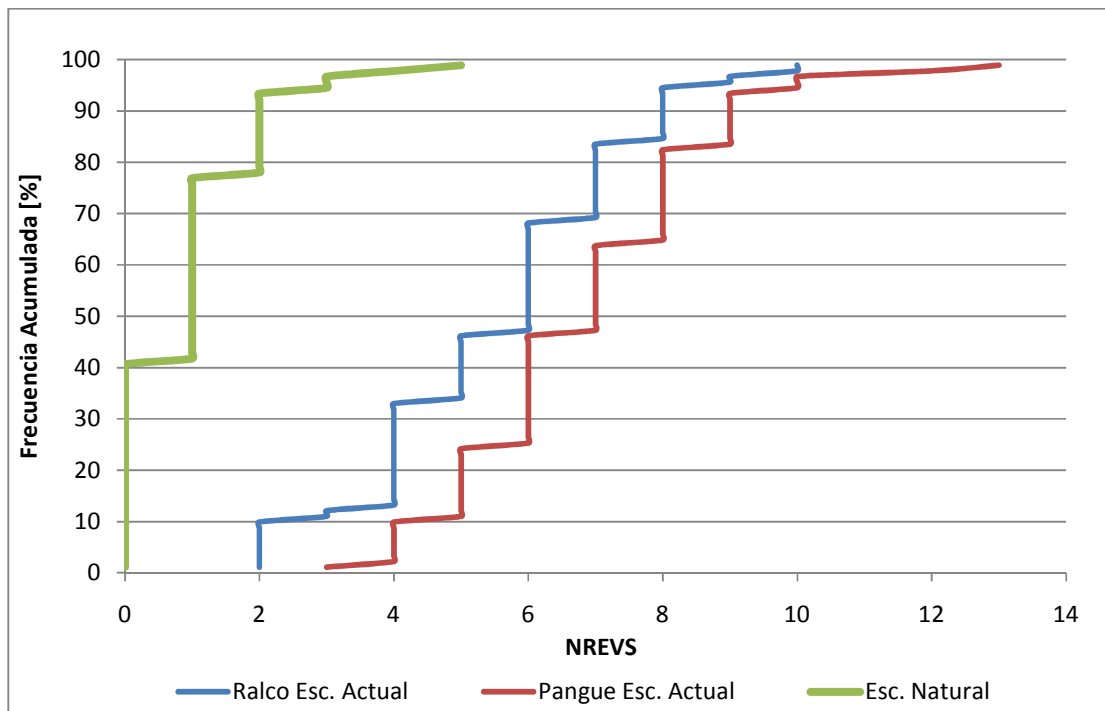


Gráfico XIV: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Abril.

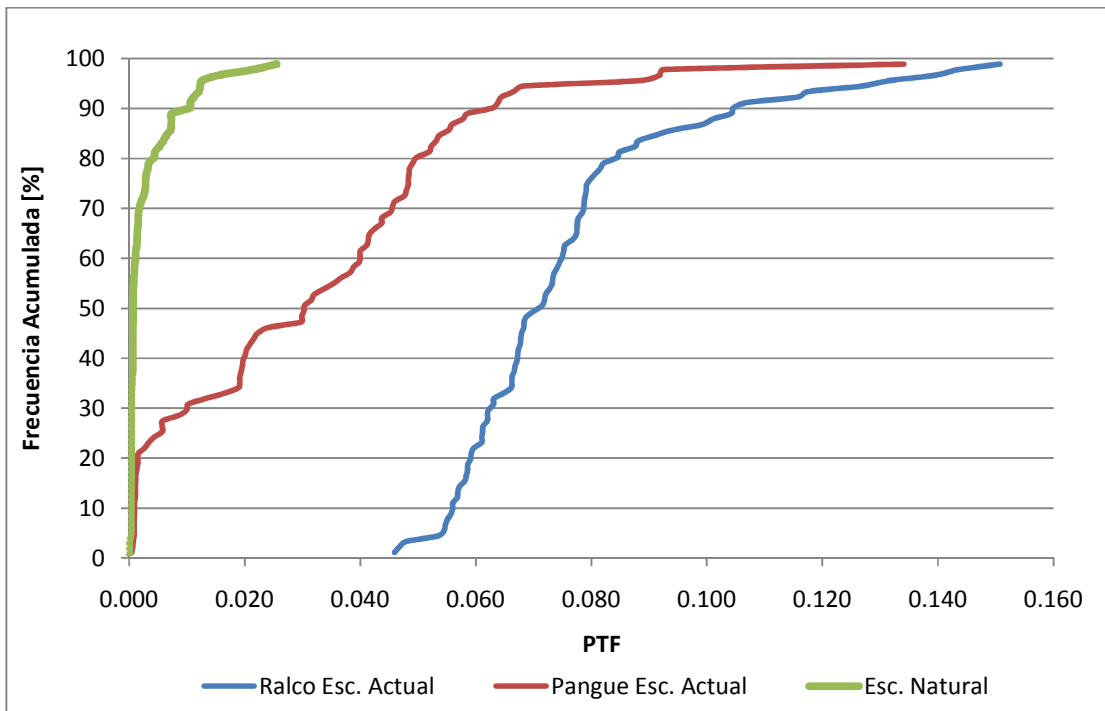


Gráfico XV: Comparación de Indicador PTF, Mes de Abril.

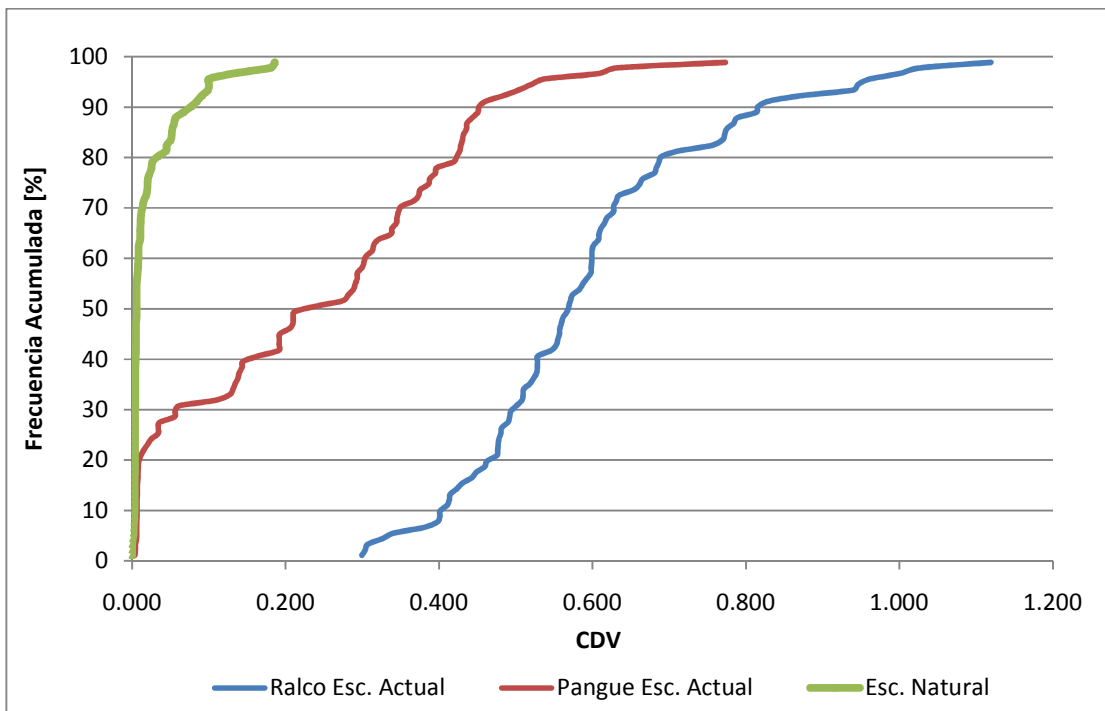


Gráfico XVI: Comparación de Indicador CDV, Mes de Abril.

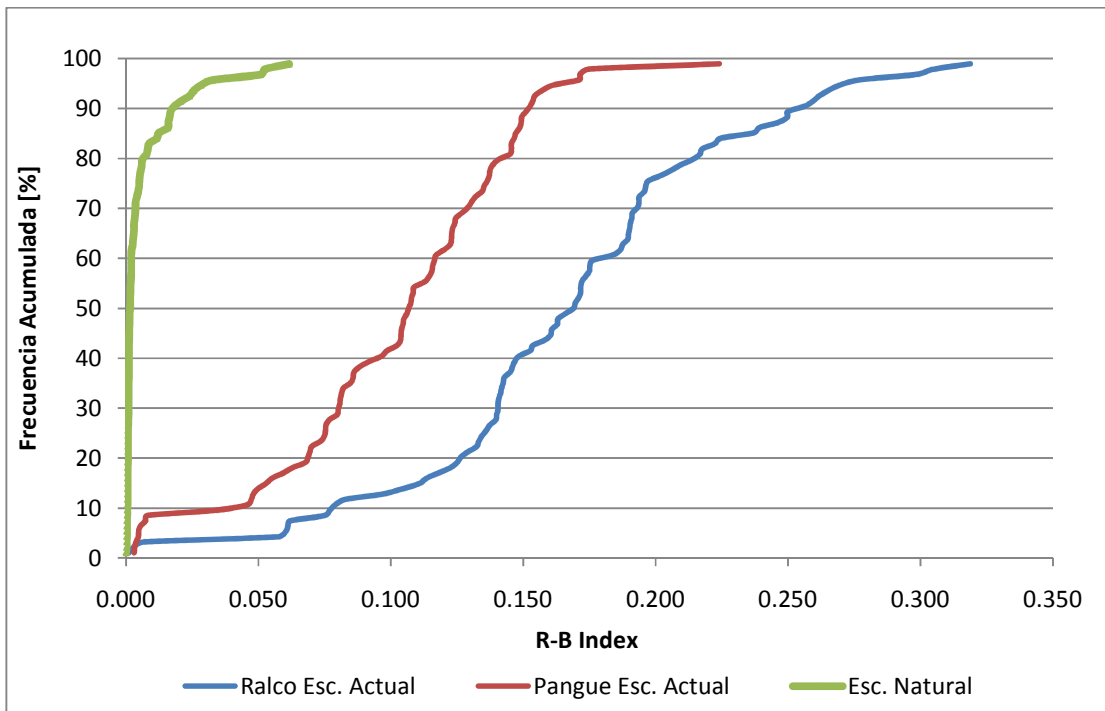


Gráfico XVII: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Mayo.

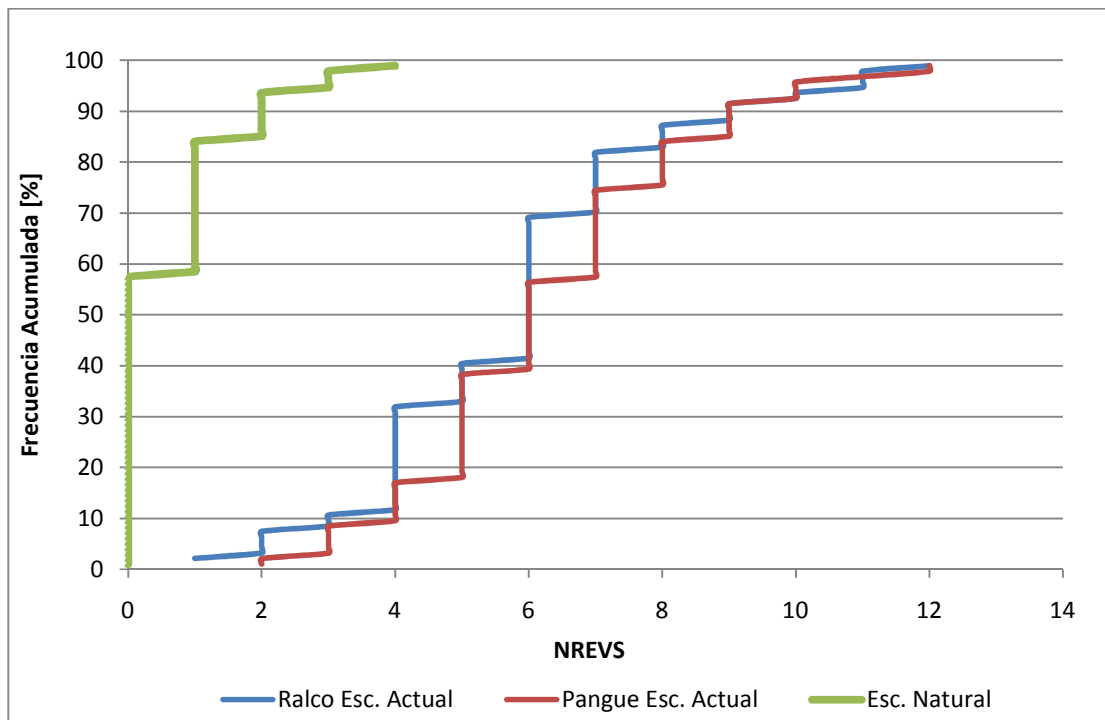


Gráfico XVIII: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Mayo.

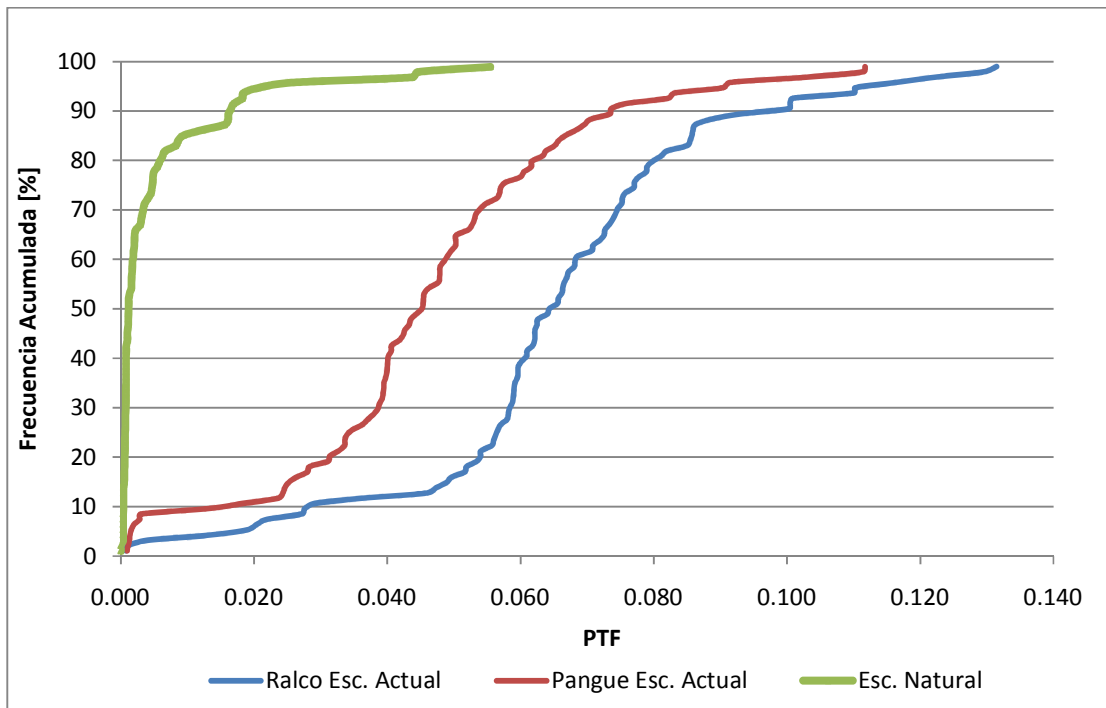


Gráfico XIX: Comparación de Indicador PTF, Mes de Mayo.

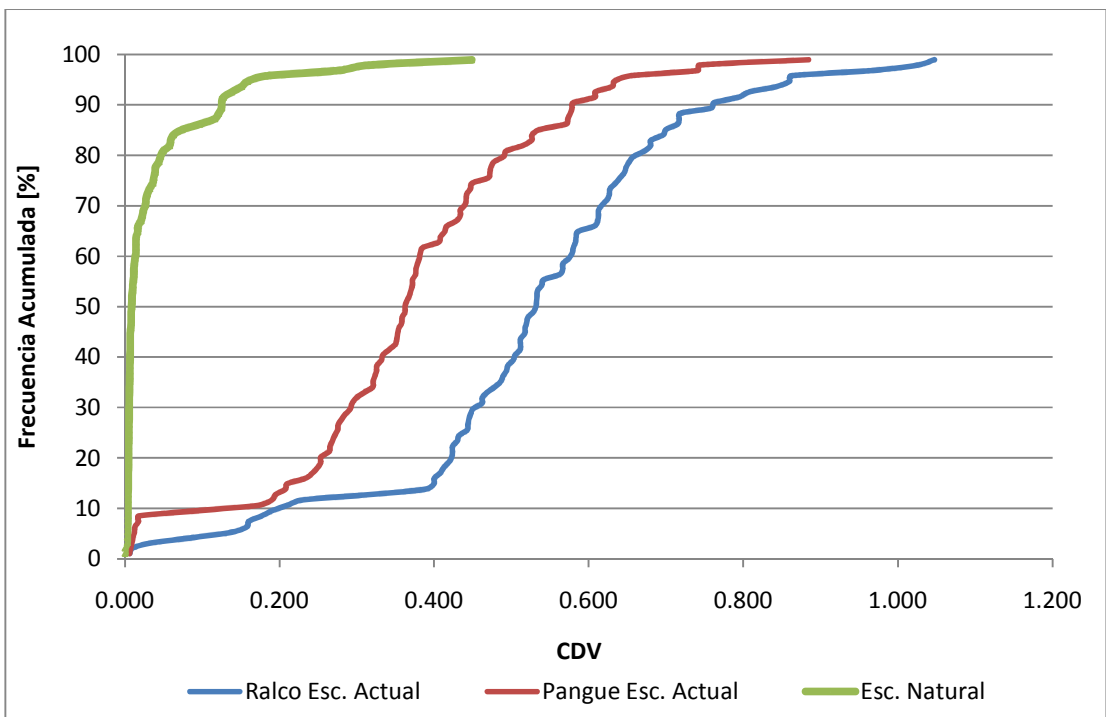


Gráfico XX: Comparación de Indicador CDV, Mes de Mayo.

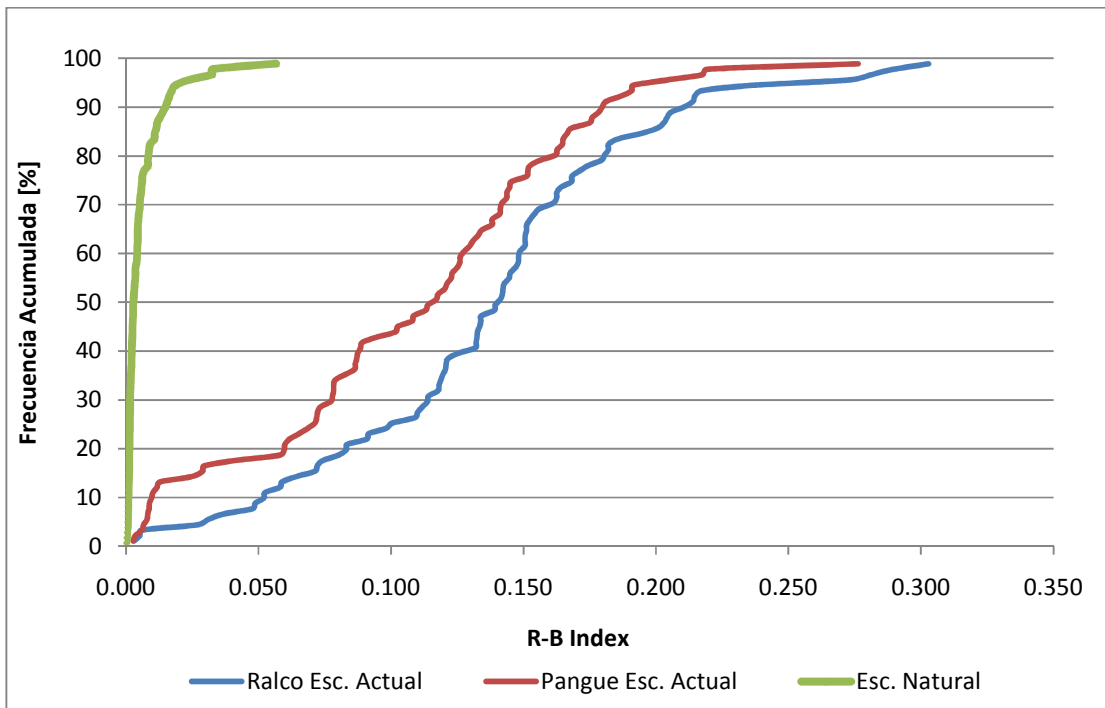


Gráfico XXI: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Junio.

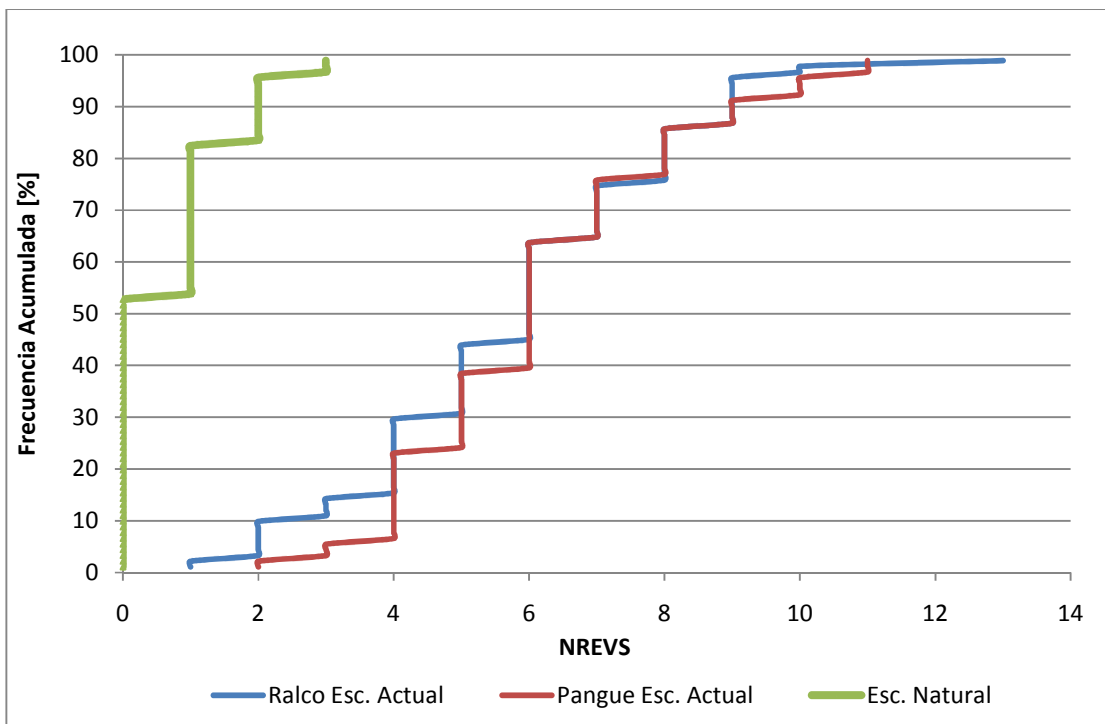


Gráfico XXII: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Junio.

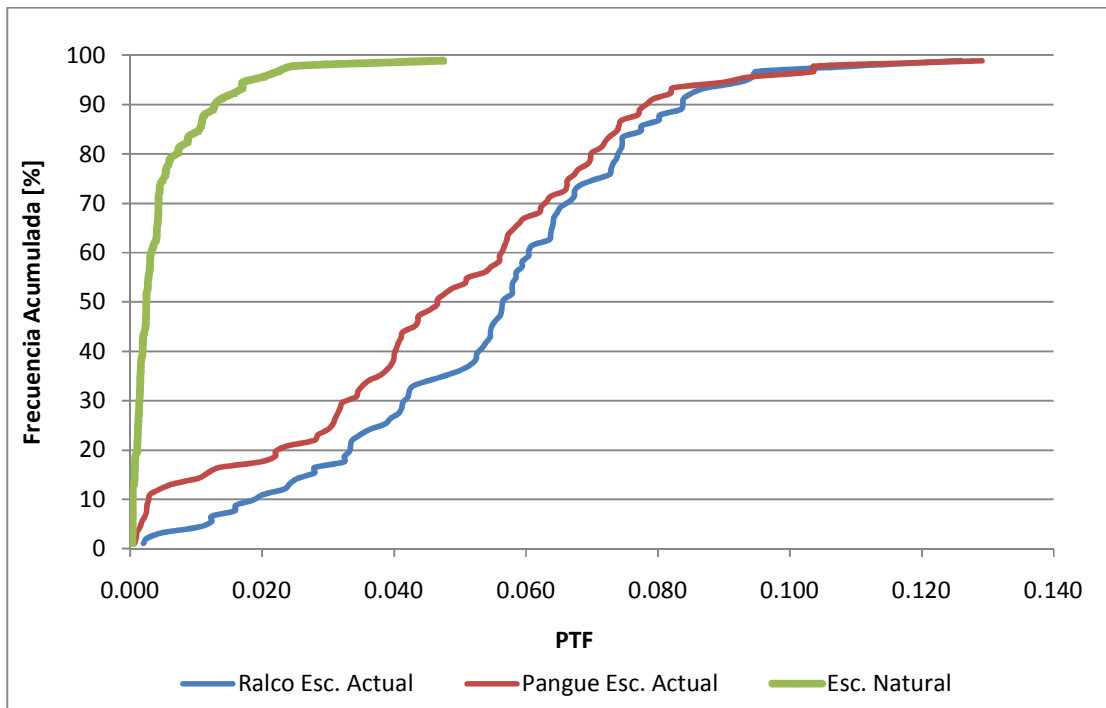


Gráfico XXIII: Comparación de Indicador PTF, Mes de Junio.

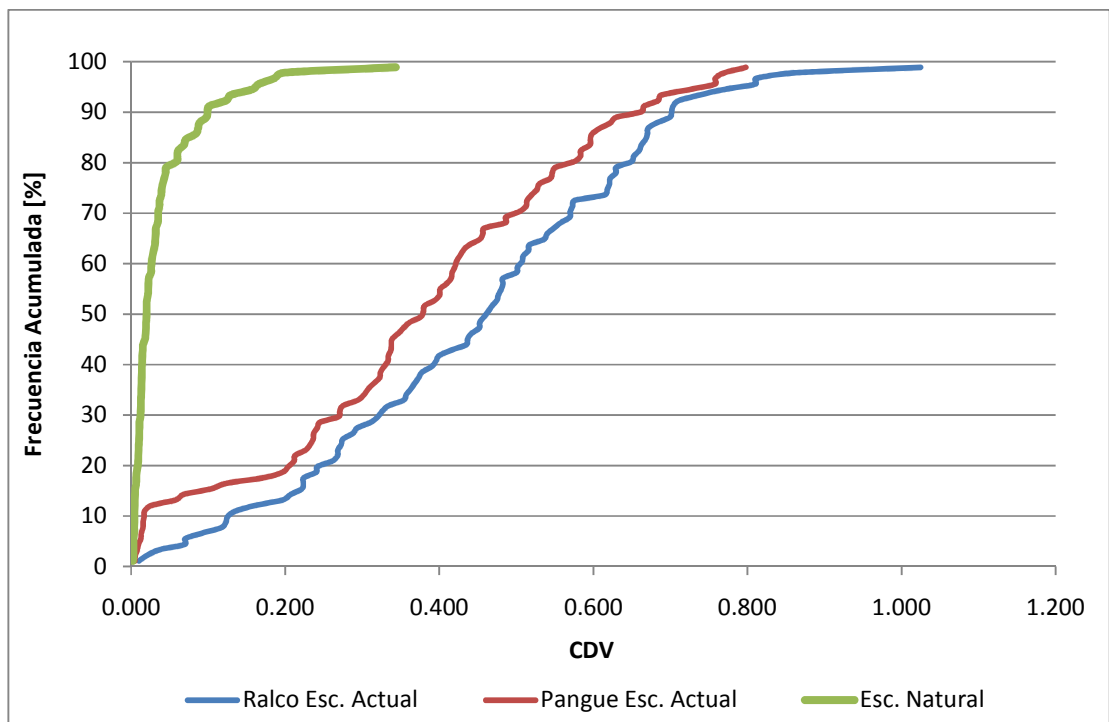


Gráfico XXIV: Comparación de Indicador CDV, Mes de Junio.

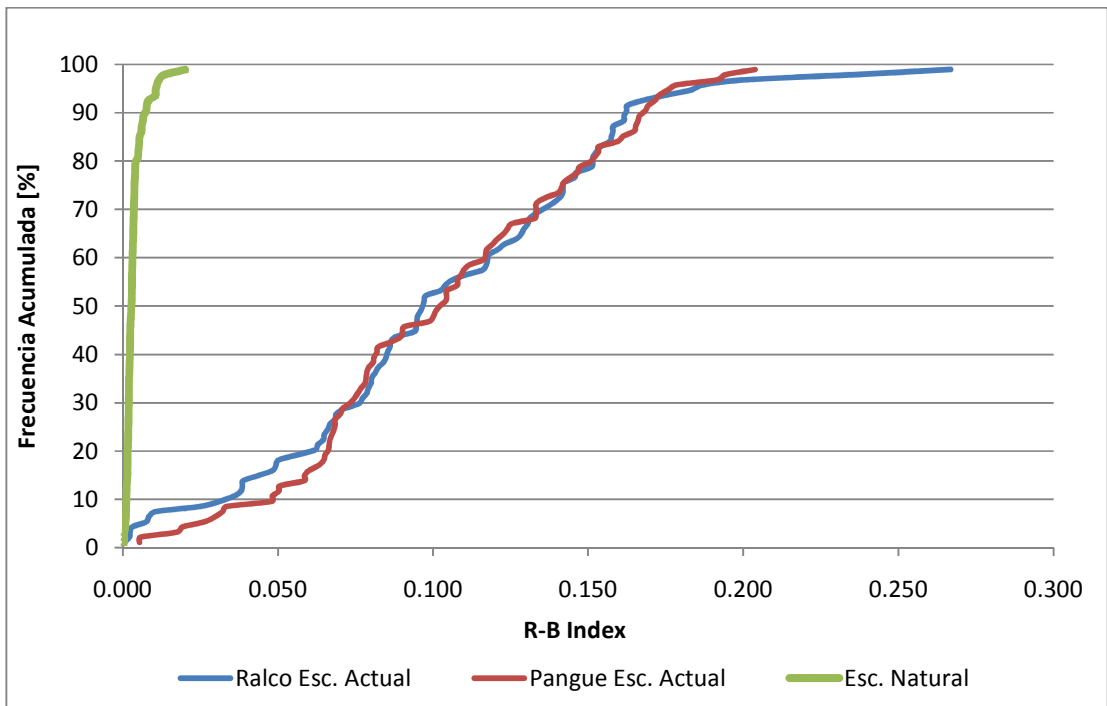


Gráfico XXV: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Julio.

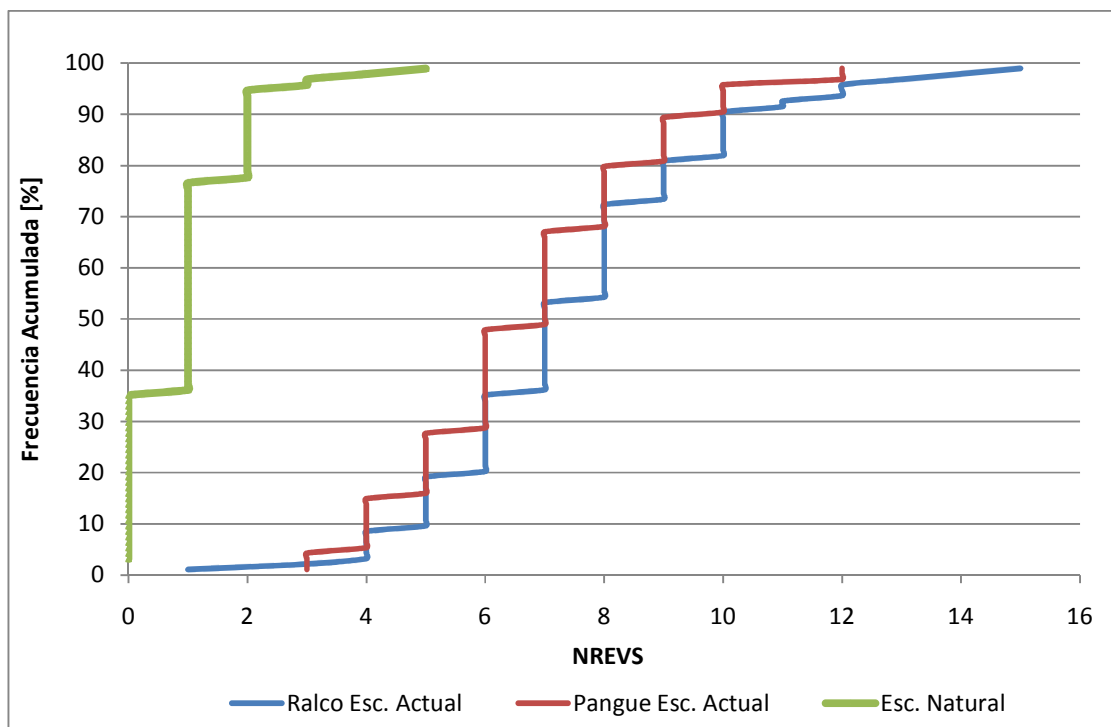


Gráfico XXVI: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Julio.

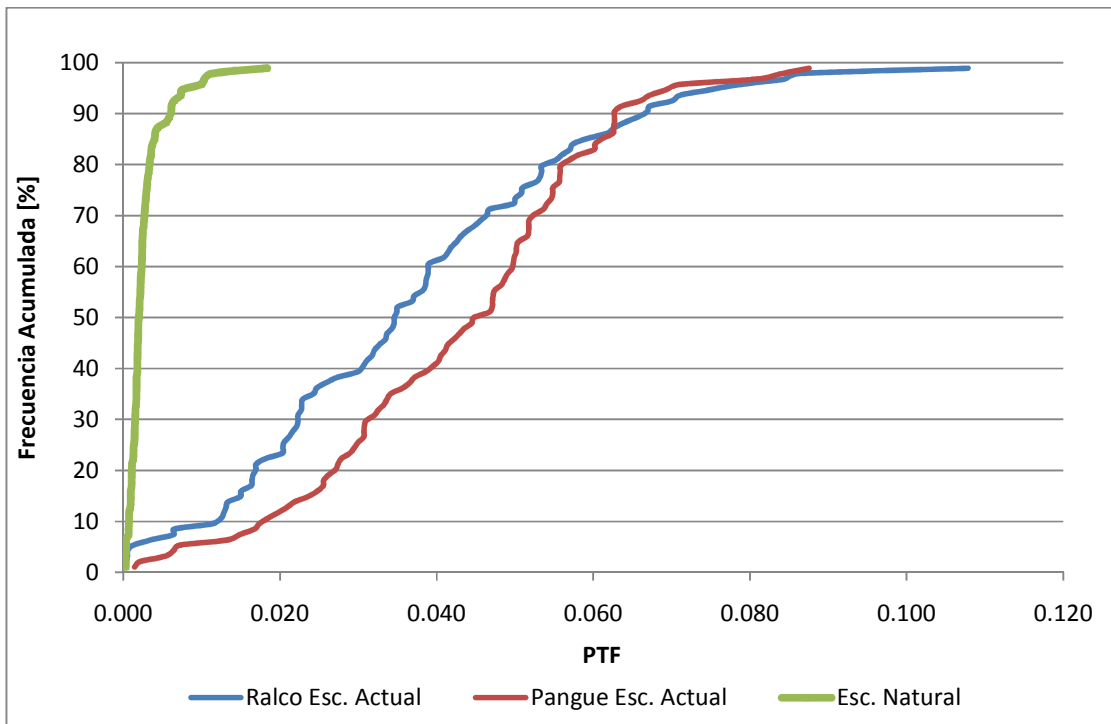


Gráfico XXVII: Comparación de Indicador PTF, Mes de Julio

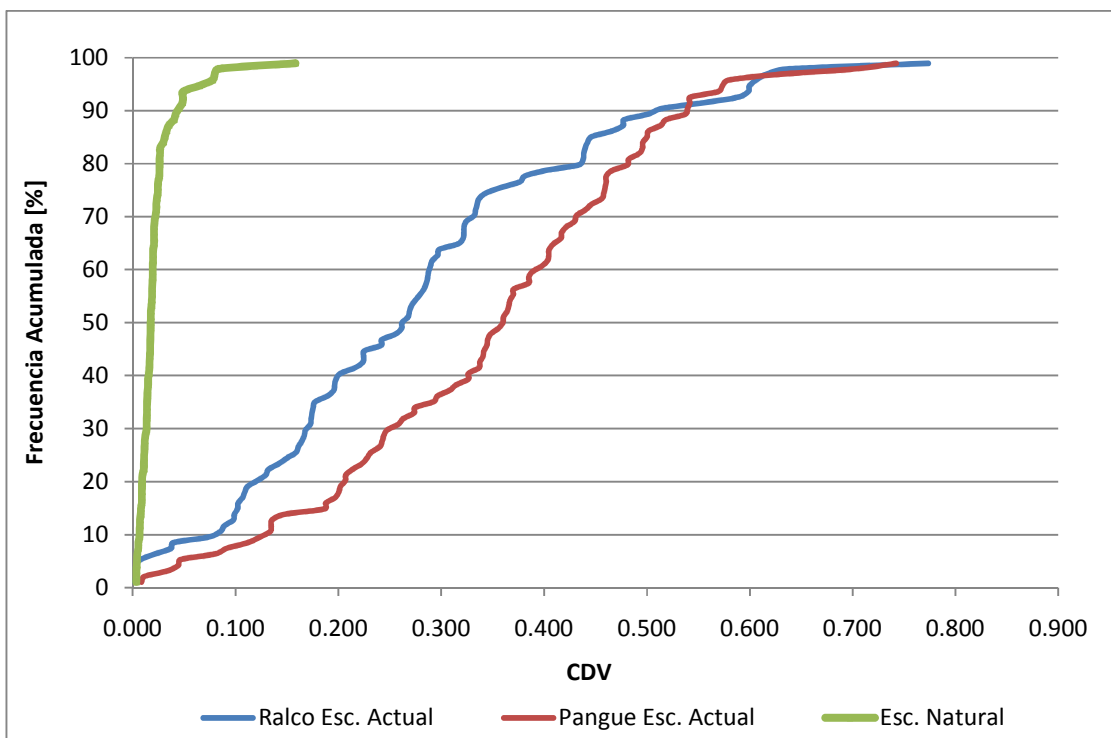


Gráfico XXVIII: Comparación de Indicador CDV, Mes de Julio.

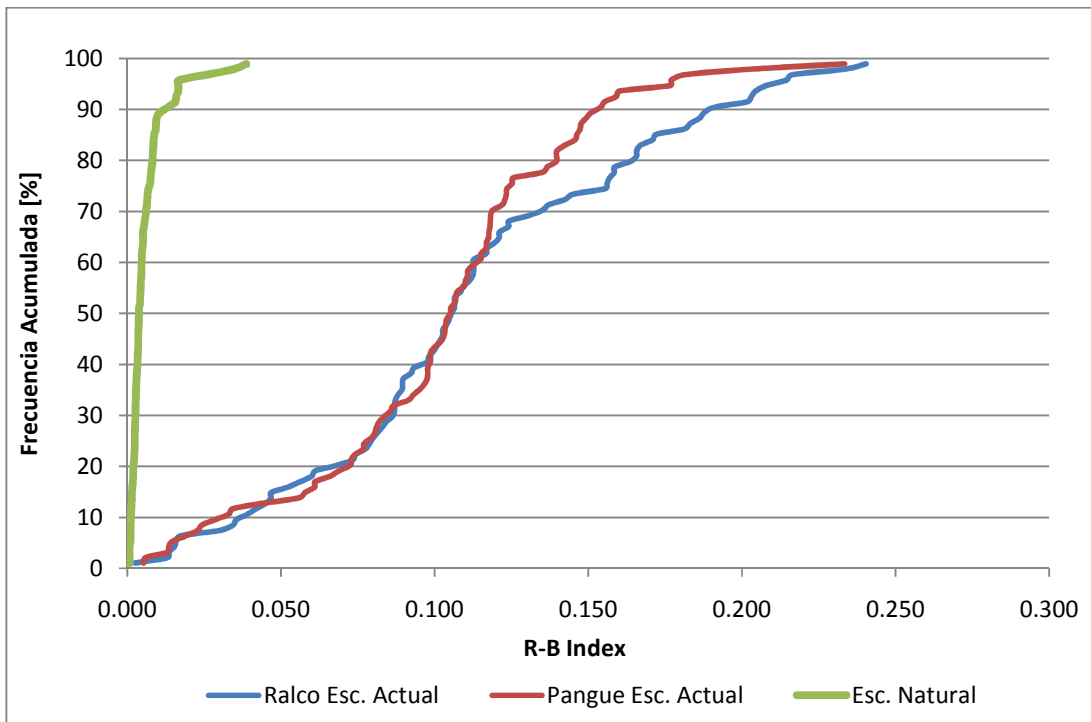


Gráfico XXIX: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Agosto.

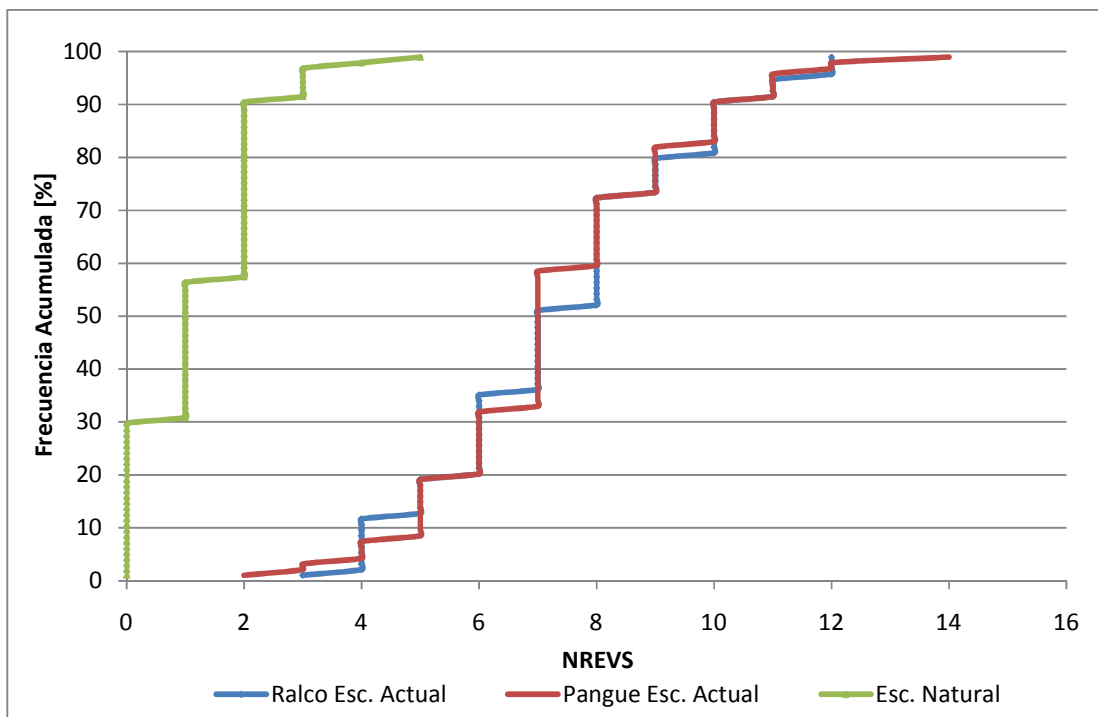


Gráfico XXX: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Agosto.

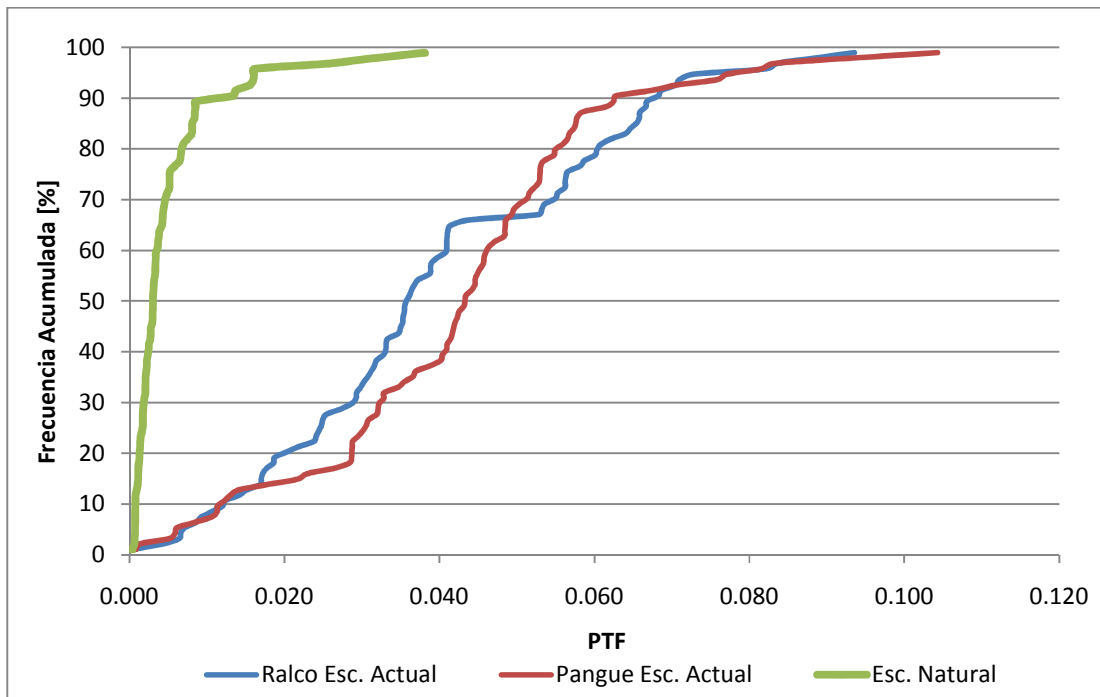


Gráfico XXXI: Comparación de Indicador PTF, Mes de Agosto.

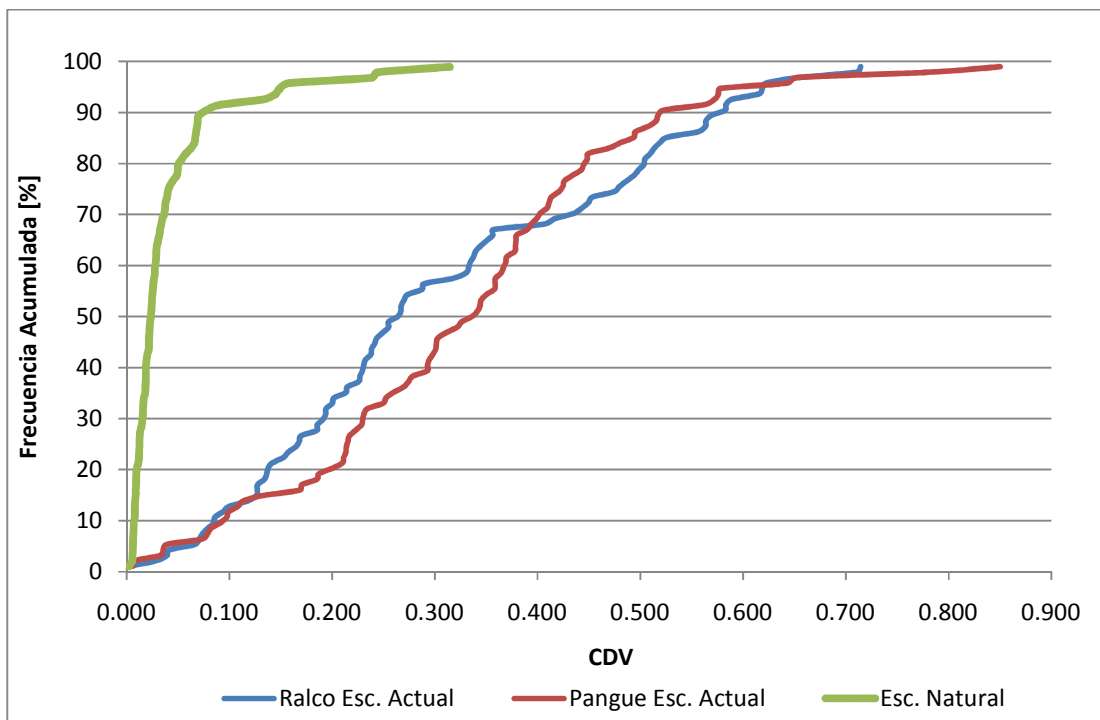


Gráfico XXXII: Comparación de Indicador CDV, Mes de Agosto.

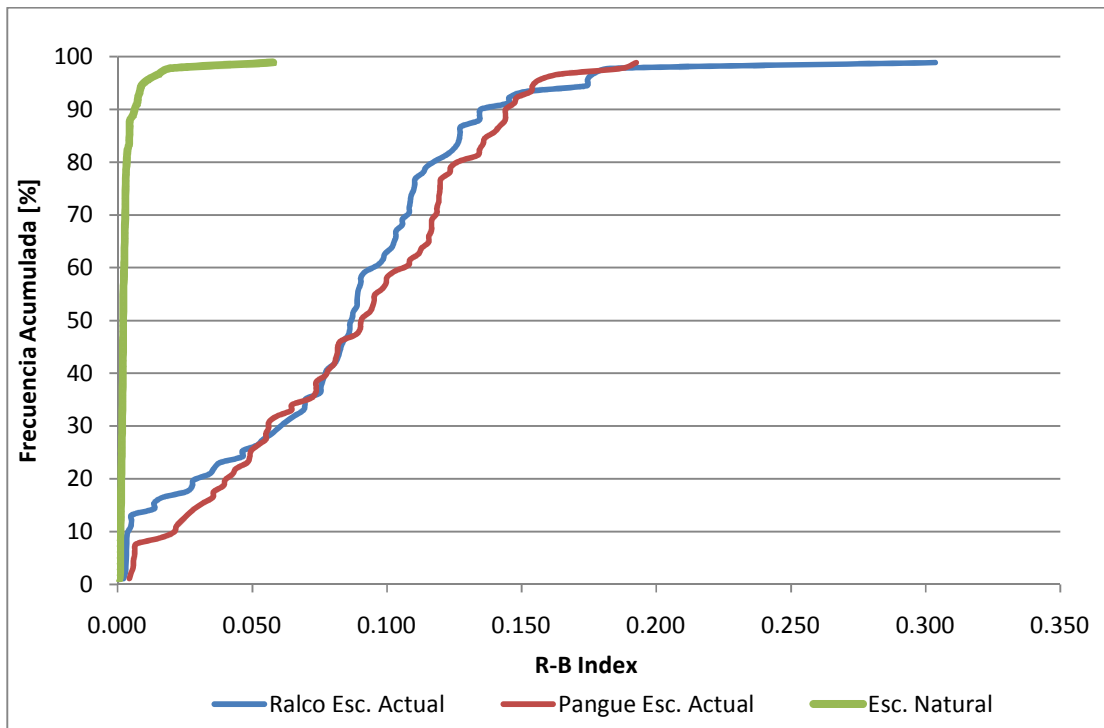


Gráfico XXXIII: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Septiembre.

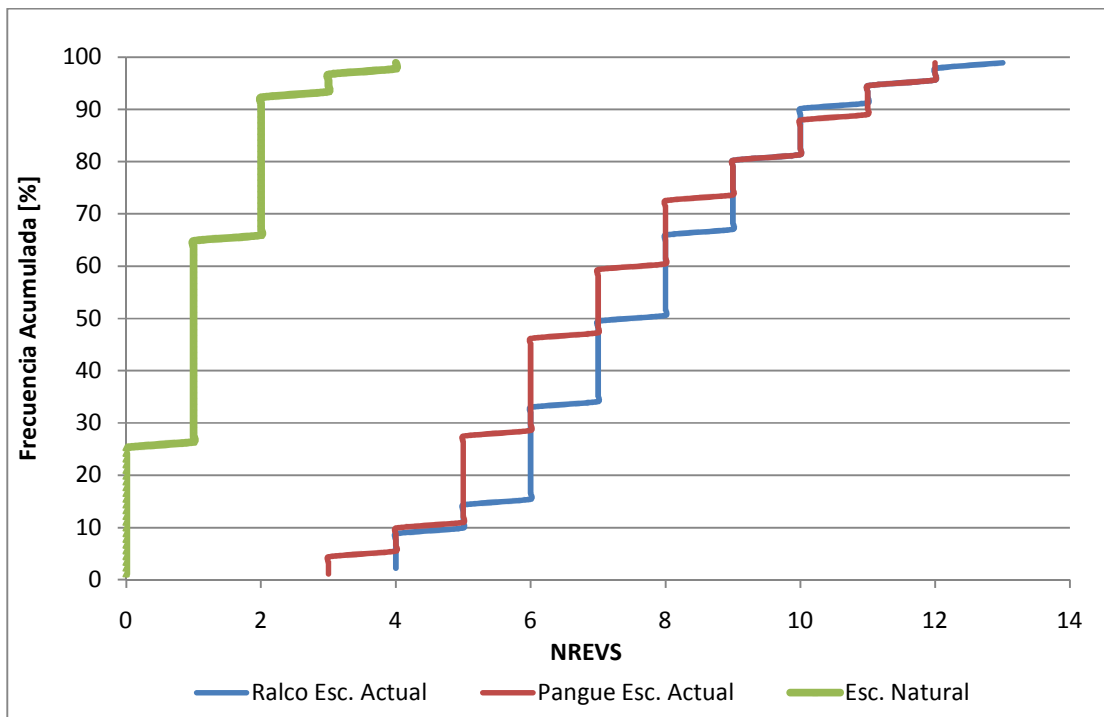


Gráfico XXXIV: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Septiembre.

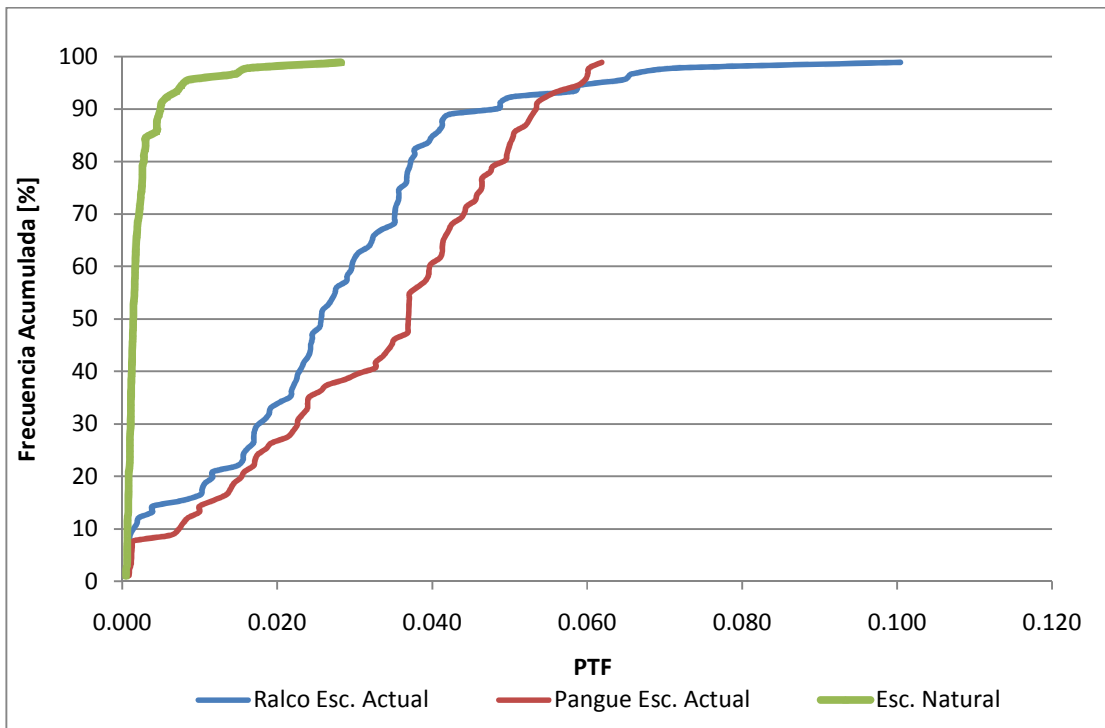


Gráfico XXXV: Comparación de Indicador PTF, Mes de Septiembre.

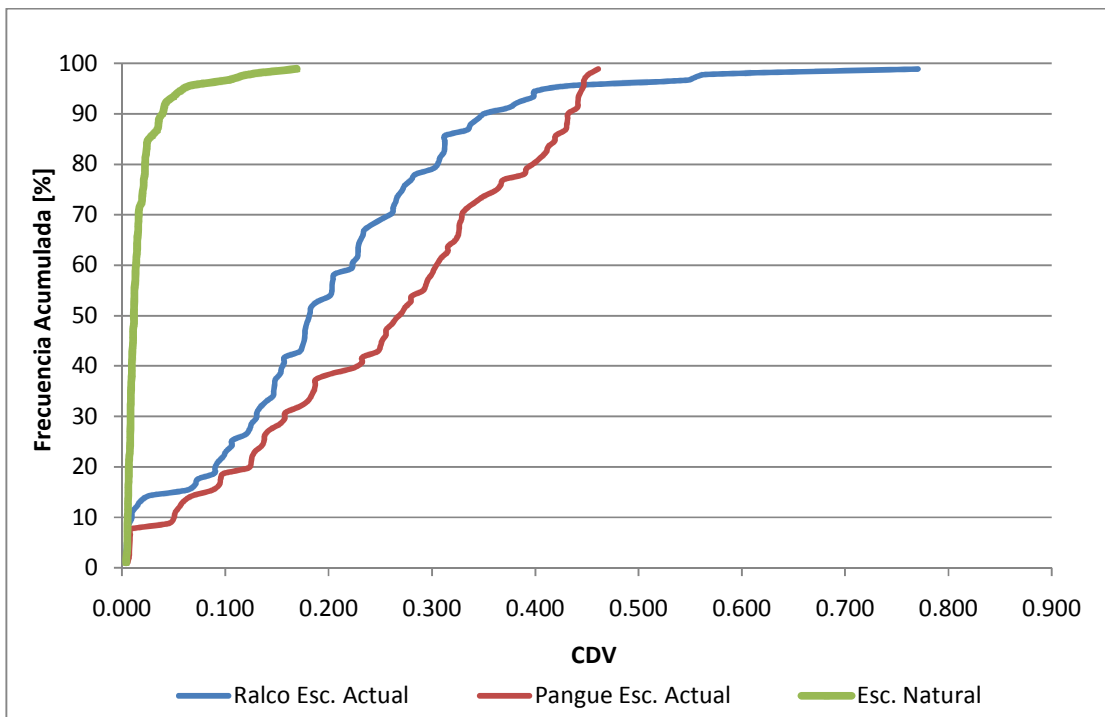


Gráfico XXXVI: Comparación de Indicador CDV, Mes de Septiembre.

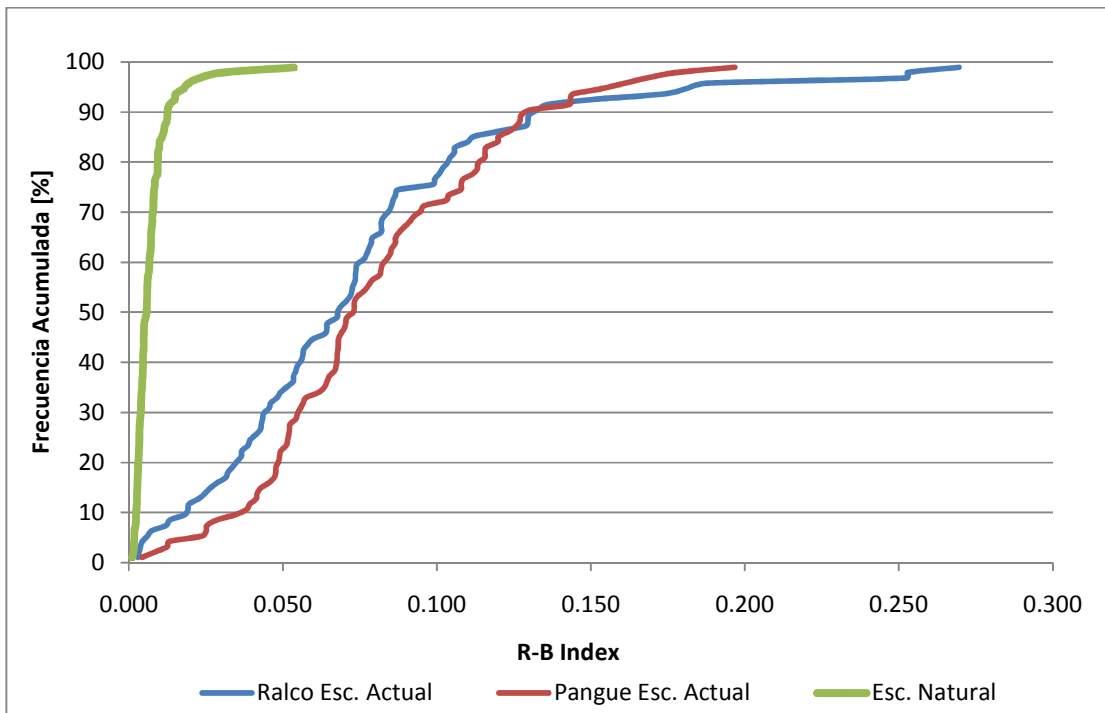


Gráfico XXXVII: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Octubre.

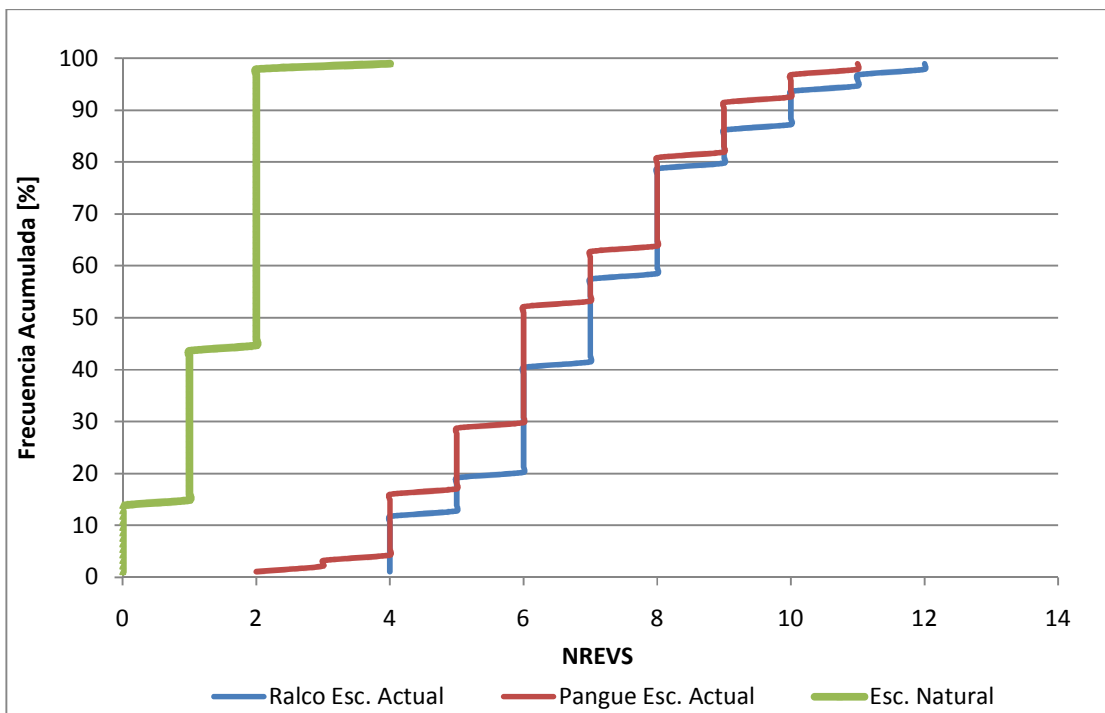


Gráfico XXXVIII: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Octubre.

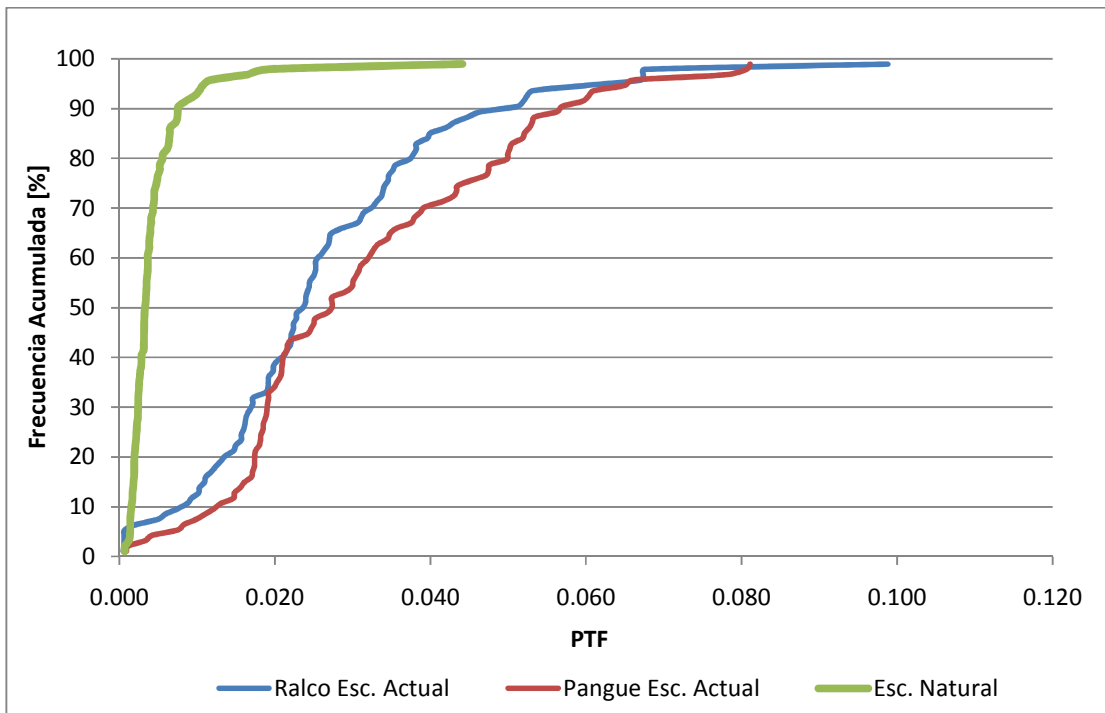


Gráfico XXXIX: Comparación de Indicador PTF, Mes de Octubre.

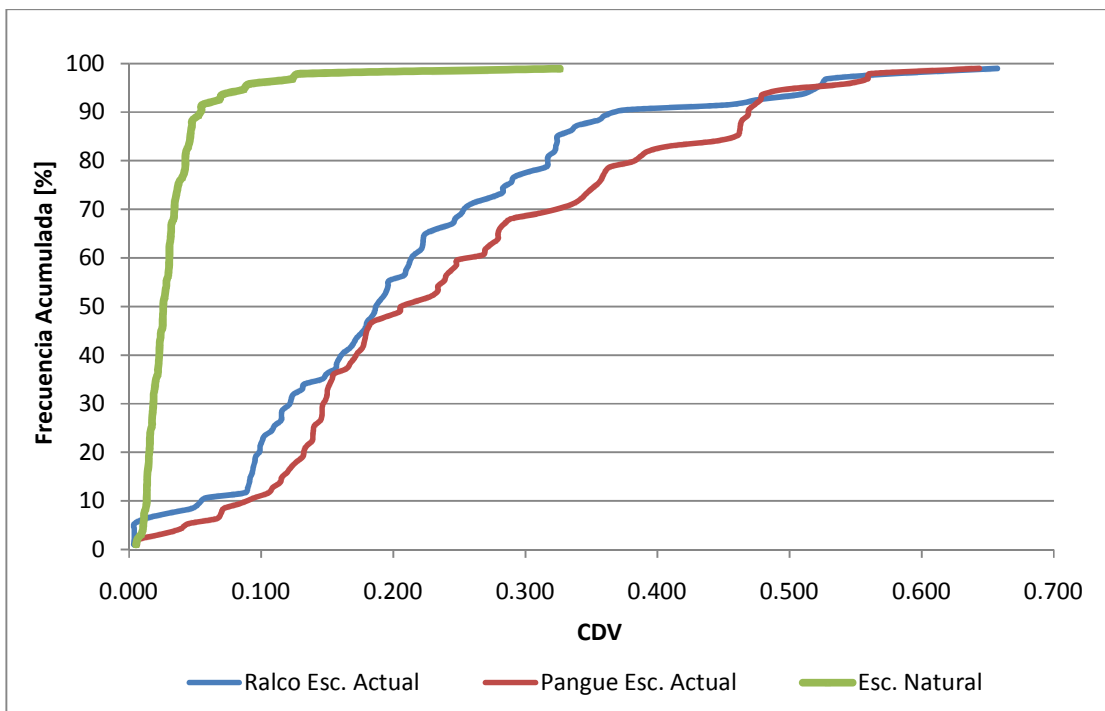


Gráfico XL: Comparación de Indicador CDV, Mes de Octubre.

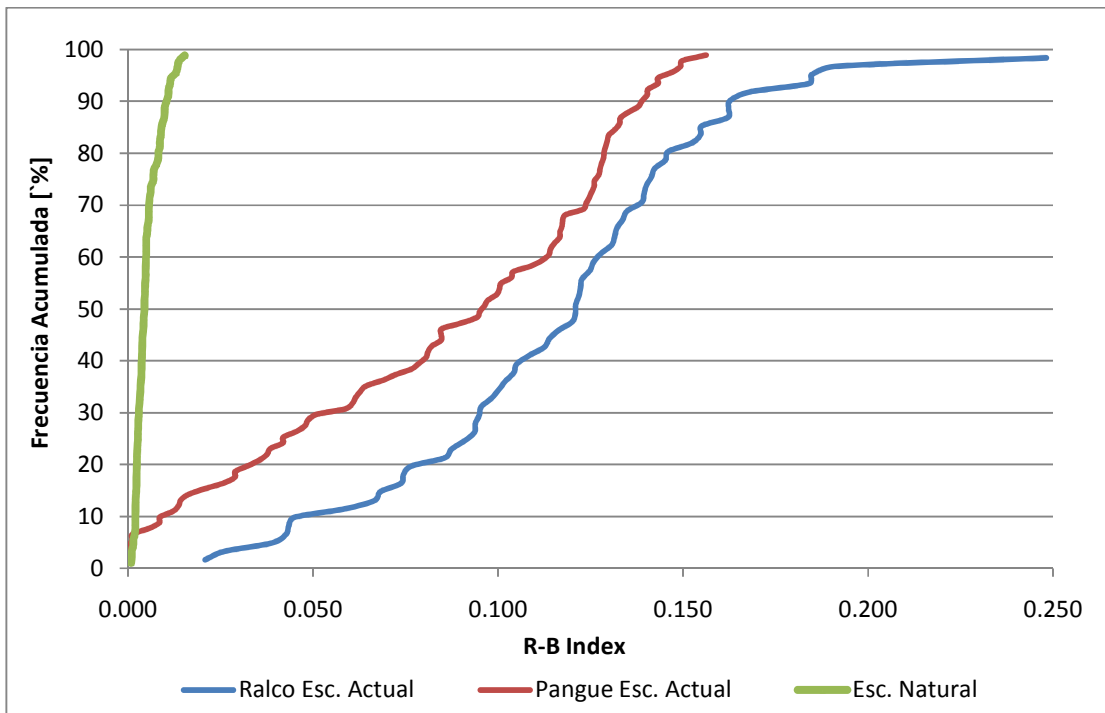


Gráfico XLI: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Noviembre.

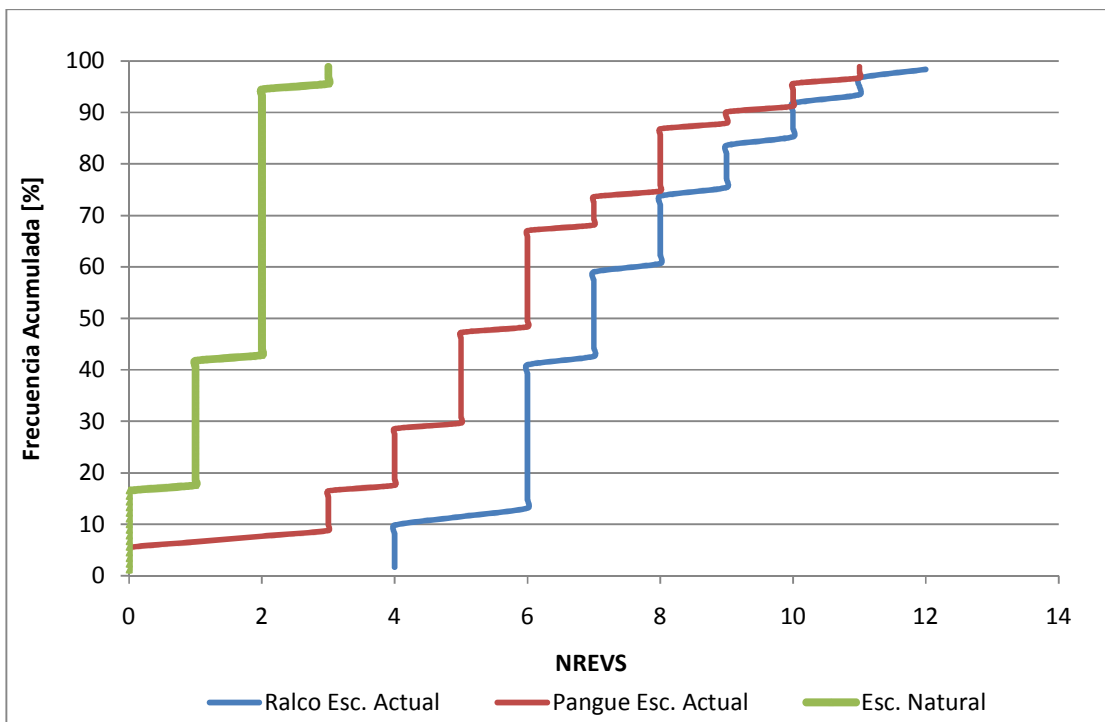


Gráfico XLII: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Noviembre.

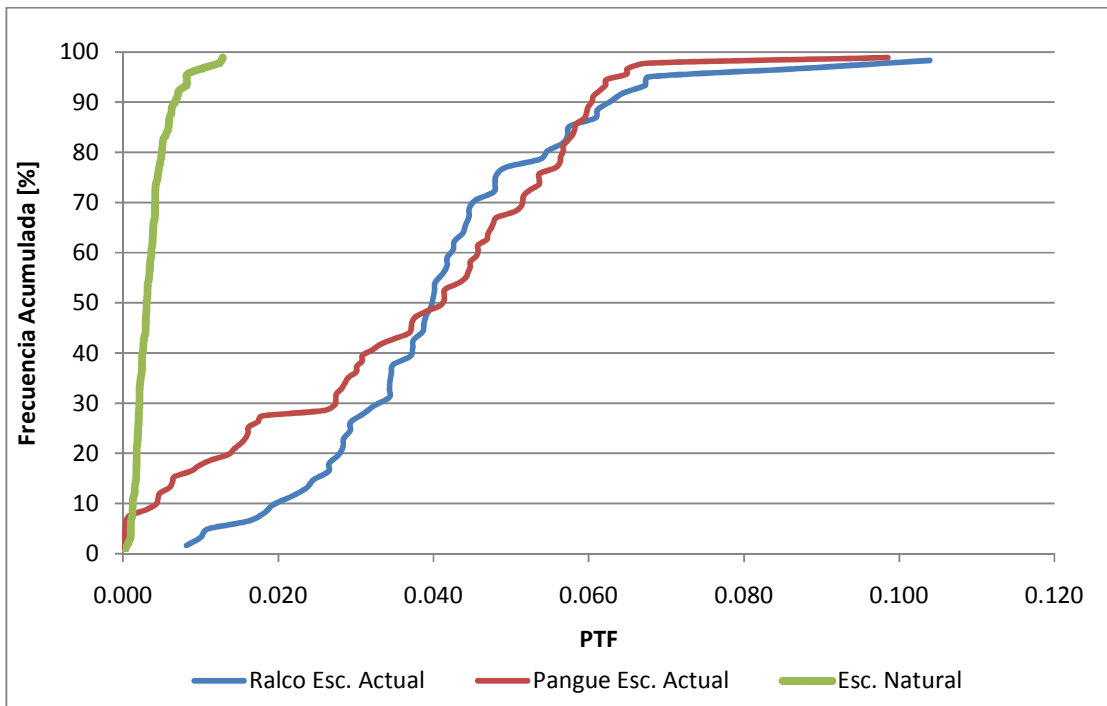


Gráfico XLIII: Comparación de Indicador PTF, Mes de Noviembre.

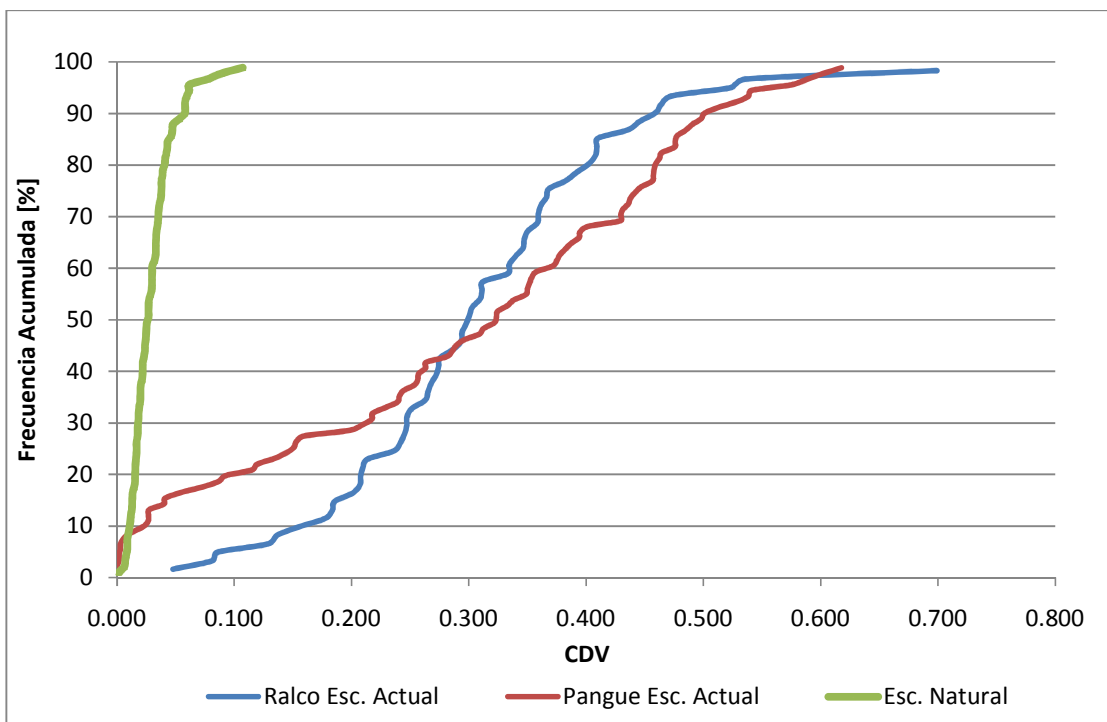


Gráfico XLIV: Comparación de Indicador CDV, Mes de Noviembre.

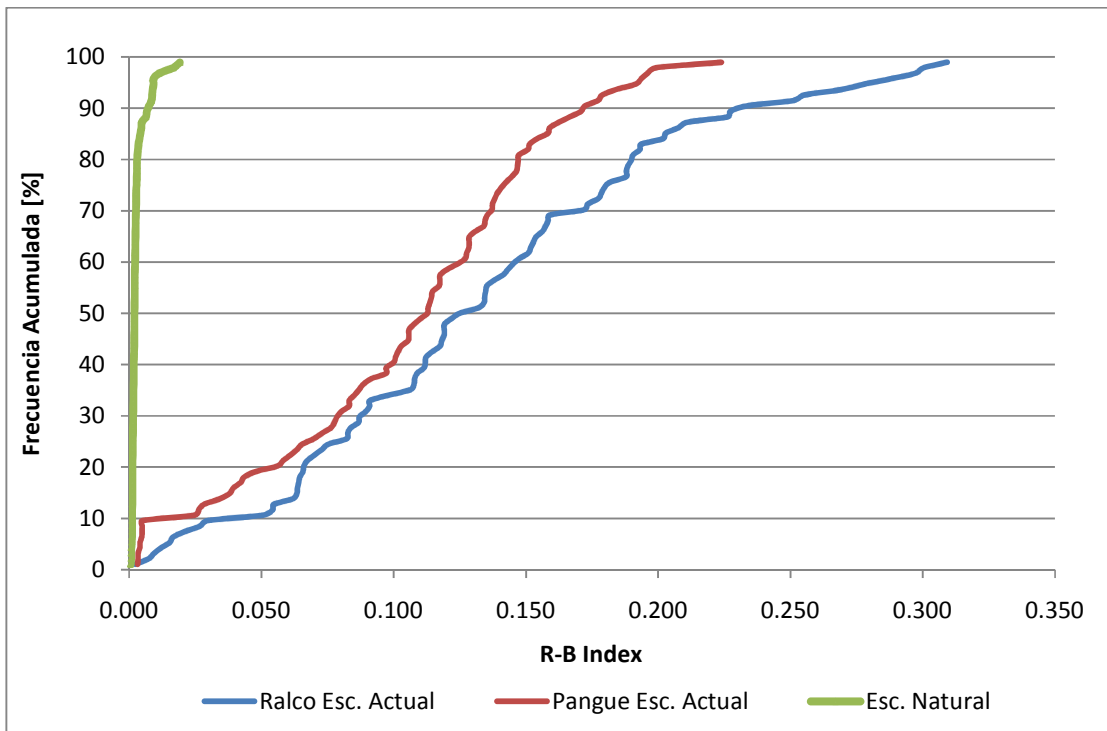


Gráfico XLV: Comparación de Indicador R-B Index, Mes de Diciembre.

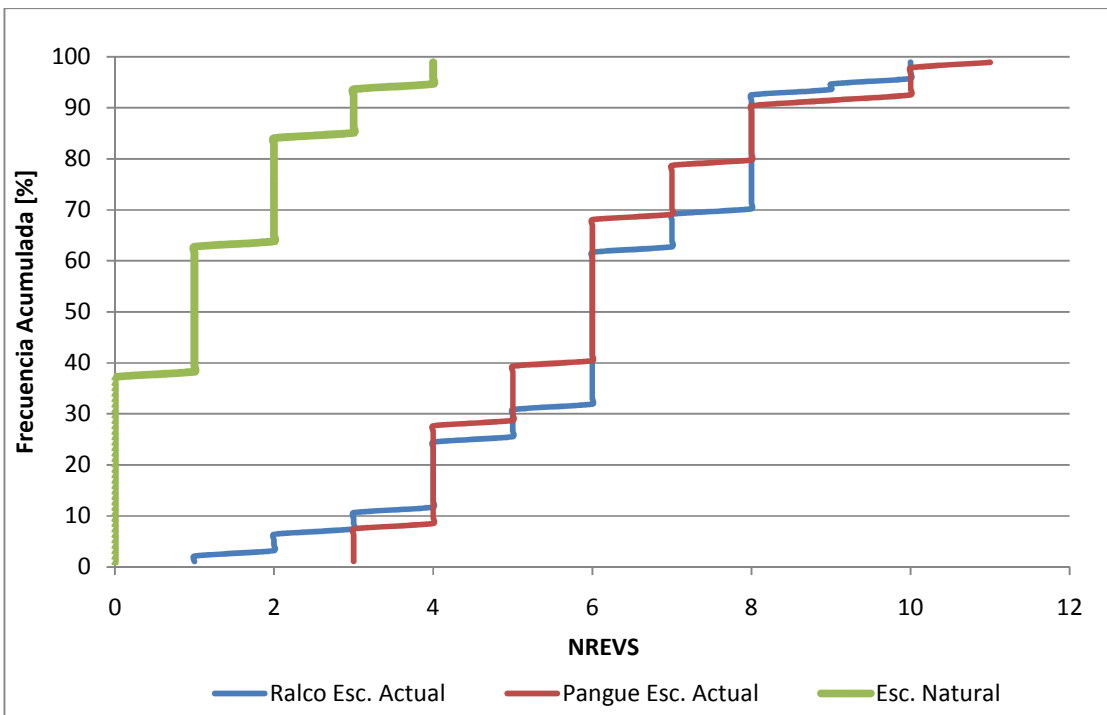


Gráfico XLVI: Comparación de Indicador NREVS, Mes de Diciembre.

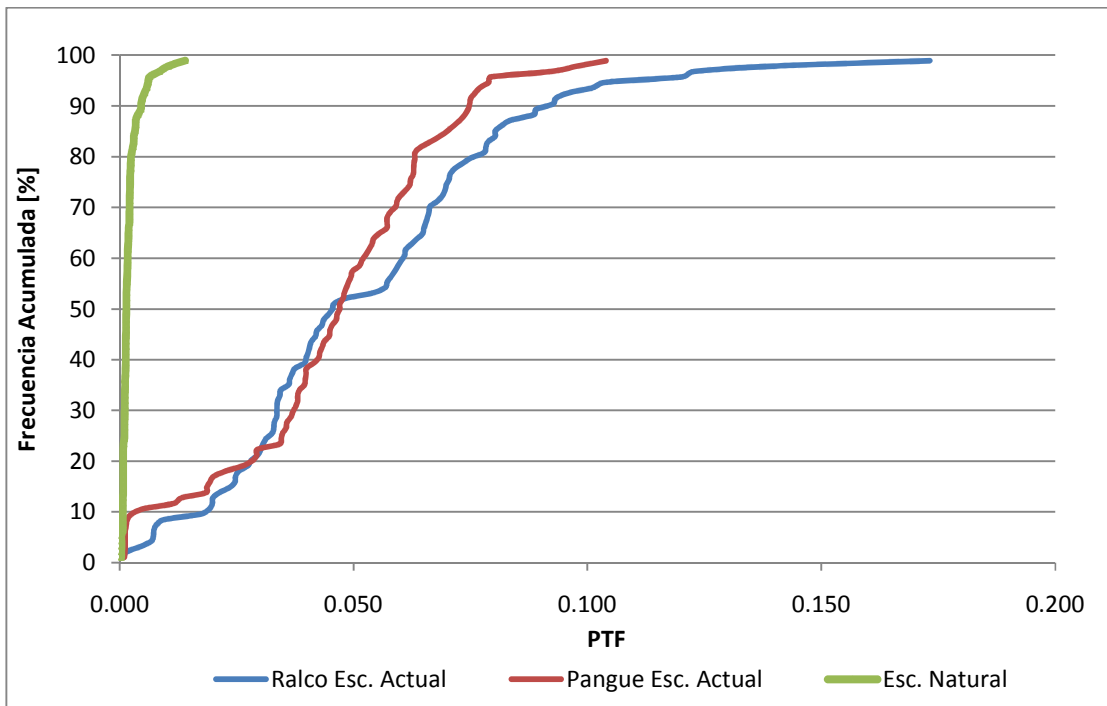


Gráfico XLVII: Comparación de Indicador PTF, Mes de Diciembre.

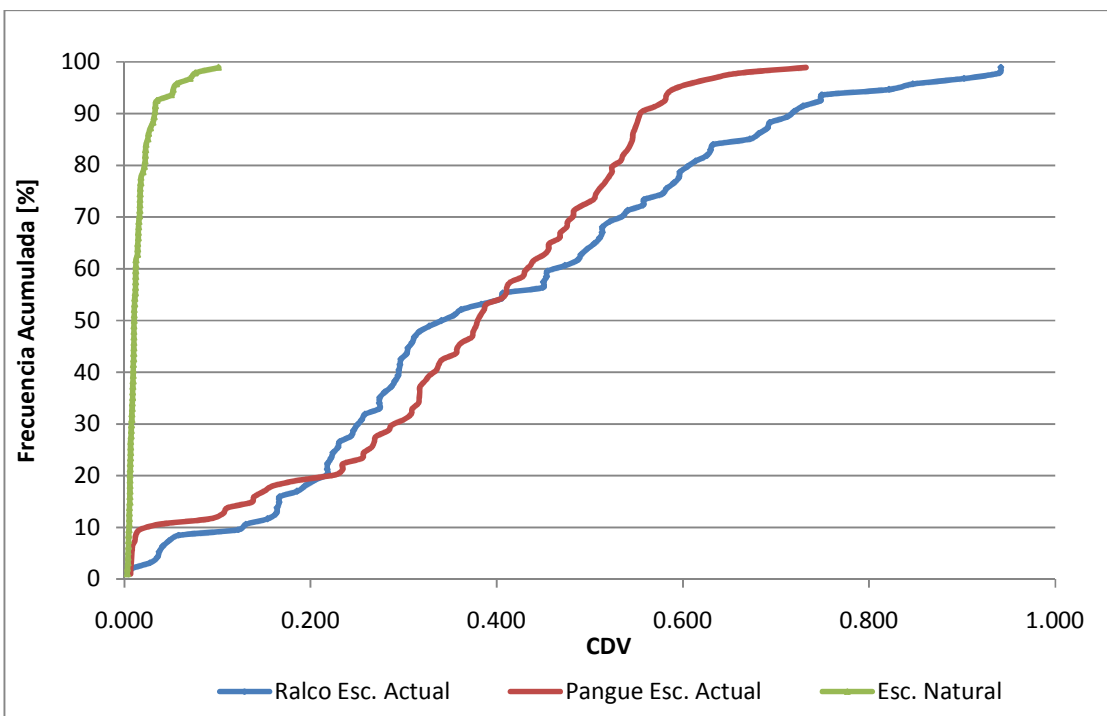


Gráfico XLVIII: Comparación de Indicador CDV, Mes de Diciembre.

Anexo B:
**Costo Total, Costo de Producción Térmica y Costo
Futuro.**

Tabla I: Costos y variaciones según semana y restricción. Caudal mínimo mensual – Parte I.

Costo Total [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN0	10387.91	10312.87	10205.88	10216.71	9612.74	9554.00
QMIN1	10387.91	10312.87	10205.88	10216.71	9612.74	9554.00
QMIN2	10387.91	10312.87	10205.88	10216.71	9612.74	9554.01
QMIN3	10387.91	10312.87	10205.88	10216.71	9612.75	9554.02
QMIN4	10387.91	10312.87	10205.89	10216.71	9612.75	9554.06
Aumento del Costo Total c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN1	789	0	0	0	6	881
QMIN2	1572	136	1297	371	931	7389
QMIN3	3178	208	4608	1441	4672	23221
QMIN4	4510	386	8838	2578	11766	63244
Costo Producción Centrales Térmicas [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN0	26.18	22.99	25.81	37.14	38.42	38.88
QMIN1	26.17	22.99	25.81	37.14	38.42	38.87
QMIN2	26.16	22.99	25.81	37.14	38.41	38.86
QMIN3	26.14	22.99	25.80	37.14	38.39	38.82
QMIN4	26.12	22.99	25.81	37.14	38.37	38.70
Variación del Costo Producción de Centrales Térmicas c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN1	-4875	0	0	0	0	-5974
QMIN2	-21915	-68	2395	372	-6583	-21118
QMIN3	-35722	-5785	-5471	1449	-23473	-58444
QMIN4	-56017	-4389	8448	2556	-45371	-179909
Costo Futuro del Agua [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN0	10361.65	10289.80	10180.01	10179.50	9574.24	9515.04
QMIN1	10361.66	10289.80	10180.01	10179.50	9574.24	9515.04
QMIN2	10361.68	10289.80	10180.01	10179.50	9574.25	9515.07
QMIN3	10361.69	10289.80	10180.02	10179.50	9574.27	9515.12
QMIN4	10361.71	10289.80	10180.01	10179.50	9574.30	9515.28
Variación del Costo Futuro del Agua c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
QMIN1	5632	0	0	0	6	6847
QMIN2	23452	224	-1104	0	7473	28467
QMIN3	38803	5975	10070	0	28106	81644
QMIN4	60445	4754	396	0	57110	243748

Tabla II: Costos y variaciones según semana y restricción. Caudal mínimo mensual - Parte II.

Costo Total [Millones US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN0	9192.92	9219.08	9034.28	8992.96	8927.32	8775.70
QMIN1	9192.92	9219.08	9034.28	8992.96	8927.32	8775.70
QMIN2	9192.92	9219.08	9034.28	8992.96	8927.32	8775.70
QMIN3	9192.92	9219.08	9034.28	8992.96	8927.32	8775.70
QMIN4	9192.92	9219.08	9034.28	8992.96	8927.32	8775.70
Aumento del Costo Total c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN1	0	0	0	235	0	5
QMIN2	0	3	1	1050	0	44
QMIN3	150	94	49	2667	0	136
QMIN4	296	371	158	5203	0	299
Costo Producción Centrales Térmicas [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN0	33.96	34.00	26.32	27.03	31.16	30.64
QMIN1	33.96	34.00	26.32	27.03	31.16	30.64
QMIN2	33.96	34.00	26.32	27.03	31.16	30.64
QMIN3	33.96	34.00	26.32	27.00	31.16	30.64
QMIN4	33.96	34.00	26.32	26.97	31.16	30.65
Variación del Costo Producción de Centrales Térmicas c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN1	0	0	0	1121	0	0
QMIN2	0	1	0	-2734	0	278
QMIN3	-1429	-296	0	-33193	0	6278
QMIN4	-1918	-11	0	-58678	0	8658
Costo Futuro del Agua [Millones US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN0	9158.87	9184.99	9007.84	8965.82	8896.05	8744.95
QMIN1	9158.87	9184.99	9007.84	8965.82	8896.05	8744.95
QMIN2	9158.87	9184.99	9007.84	8965.82	8896.05	8744.95
QMIN3	9158.87	9184.99	9007.84	8965.85	8896.05	8744.95
QMIN4	9158.87	9184.99	9007.84	8965.88	8896.05	8744.95
Variación del Costo Futuro del Agua c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
QMIN1	0	0	0	-879	0	5
QMIN2	0	0	1	3848	0	-233
QMIN3	1594	386	50	35938	0	-6126
QMIN4	2274	386	157	64077	0	-8339

Tabla III: Costos y variaciones según semana y restricción. Variación máxima horaria de caudal - Parte I.

Costo Total [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX0	1038.79	1031.29	1020.59	1021.67	961.27	955.40
DQMAX1	1038.79	1031.29	1020.59	1021.67	961.27	955.40
DQMAX2	1038.79	1031.29	1020.59	1021.67	961.27	955.40
DQMAX3	1038.79	1031.29	1020.59	1021.67	961.27	955.40
DQMAX4	1038.79	1031.29	1020.59	1021.67	961.27	955.40
Aumento del Costo Total c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX1	575	0	142	297	2	0
DQMAX2	584	89	279	305	11	8
DQMAX3	1092	228	629	1303	48	28
DQMAX4	2969	828	1804	3979	1030	215
Costo Producción Centrales Térmicas [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX0	26.18	22.99	25.81	37.14	38.42	38.88
DQMAX1	26.18	22.99	25.81	37.14	38.42	38.88
DQMAX2	26.19	22.99	25.81	37.14	38.42	38.88
DQMAX3	26.18	22.99	25.81	37.14	38.42	38.88
DQMAX4	26.18	22.99	25.85	37.15	38.42	38.88
Variación del Costo Producción de Centrales Térmicas c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX1	877	0	-807	329	0	0
DQMAX2	10081	-1038	504	313	0	0
DQMAX3	3014	-2458	5688	1363	0	0
DQMAX4	1226	-2590	41619	3996	-1399	0
Costo Futuro del Agua [Millones US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX0	10361.65	10289.80	10180.01	10179.50	9574.24	9515.04
DQMAX1	10361.65	10289.80	10180.01	10179.50	9574.24	9515.04
DQMAX2	10361.64	10289.80	10180.01	10179.50	9574.24	9515.04
DQMAX3	10361.65	10289.80	10180.00	10179.50	9574.24	9515.04
DQMAX4	10361.65	10289.80	10179.97	10179.50	9574.24	9515.04
Variación del Costo Futuro del Agua c/r caso base [US\$]						
Semana	14-ene	28-ene	11-Feb	18-Feb	17-Jun	24-Jun
DQMAX1	-317	1	944	0	2	0
DQMAX2	-9474	1124	-217	0	9	8
DQMAX3	-2024	2686	-5045	0	28	29
DQMAX4	1730	3408	-39795	0	2396	214

Tabla IV: Costos y variaciones según semana y restricción. Variación máxima horaria de caudal – Parte II.

Costo Total [Millones US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX0	919.29	921.91	903.43	899.30	892.73	877.57
DQMAX1	919.29	921.91	903.43	899.30	892.73	877.57
DQMAX2	919.29	921.91	903.43	899.30	892.73	877.57
DQMAX3	919.29	921.91	903.43	899.30	892.73	877.57
DQMAX4	919.29	921.91	903.43	899.30	892.73	877.57
Aumento del Costo Total c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX1	0	0	1	1987	53	35
DQMAX2	0	3	7	4543	1190	89
DQMAX3	10	23	88	9298	3834	210
DQMAX4	176	139	388	17387	12430	697
Costo Producción Centrales Térmicas [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX0	33.96	34.00	26.32	27.03	31.16	30.64
DQMAX1	33.96	34.00	26.32	26.97	31.17	30.64
DQMAX2	33.96	34.00	26.32	26.91	31.18	30.64
DQMAX3	33.96	34.00	26.32	26.81	31.27	30.64
DQMAX4	33.96	34.00	26.32	26.71	31.35	30.66
Variación del Costo Producción de Centrales Térmicas c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX1	0	0	0	-61396	8437	-887
DQMAX2	0	0	0	-120073	20983	139
DQMAX3	0	15	0	-221988	104805	5395
DQMAX4	0	134	0	-318014	186482	19035
Costo Futuro del Agua [Millones US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX0	9158.87	9184.99	9007.84	8965.82	8896.05	8744.95
DQMAX1	9158.87	9184.99	9007.84	8965.88	8896.04	8744.95
DQMAX2	9158.87	9184.99	9007.84	8965.94	8896.03	8744.95
DQMAX3	9158.87	9184.99	9007.84	8966.05	8895.95	8744.95
DQMAX4	9158.87	9184.99	9007.84	8966.15	8895.87	8744.94
Variación del Costo Futuro del Agua c/r caso base [US\$]						
Semana	8-Jul	22-Jul	4-Nov	18-Nov	9-dic	23-dic
DQMAX1	0	0	1	63416	-8408	913
DQMAX2	0	0	7	124694	-19815	-52
DQMAX3	13	0	93	231374	-100941	-5173
DQMAX4	200	0	396	335541	-173857	-18310

Anexo C:

**Variación de Costo Total vs Variación de Indicador de
Alteración Hidrológica.**

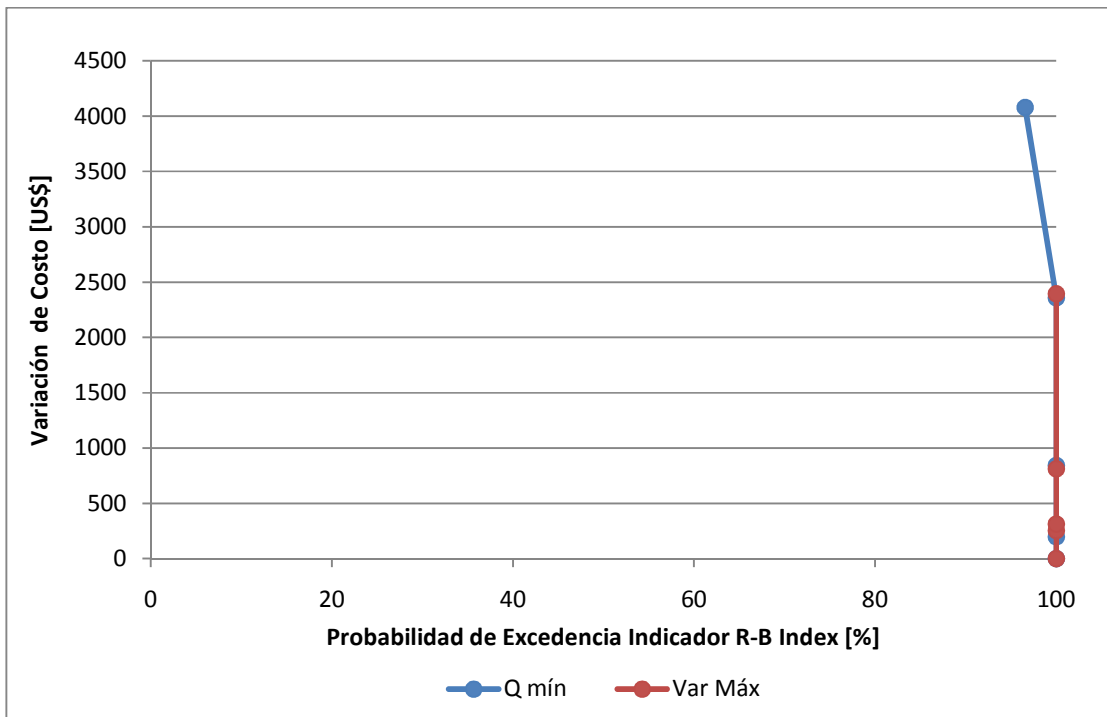


Gráfico XLIX: Variación de Costos, Indicador R-B Index. Período Seco.

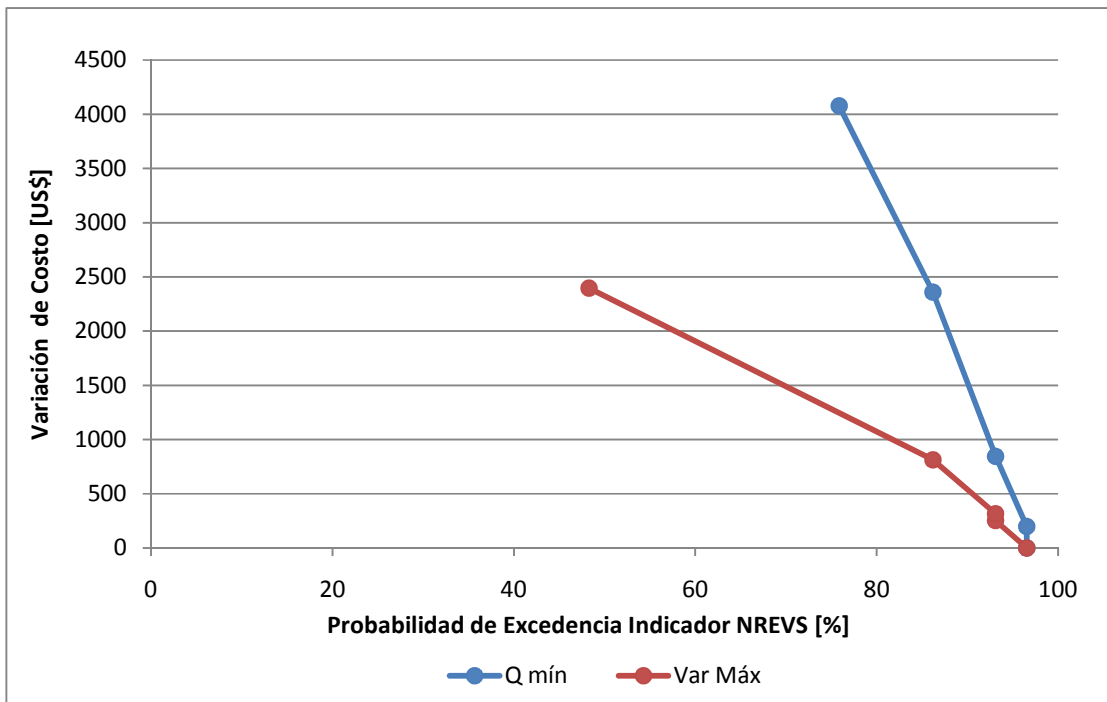


Gráfico L: Variación de Costos, Indicador NREVS. Período Seco.

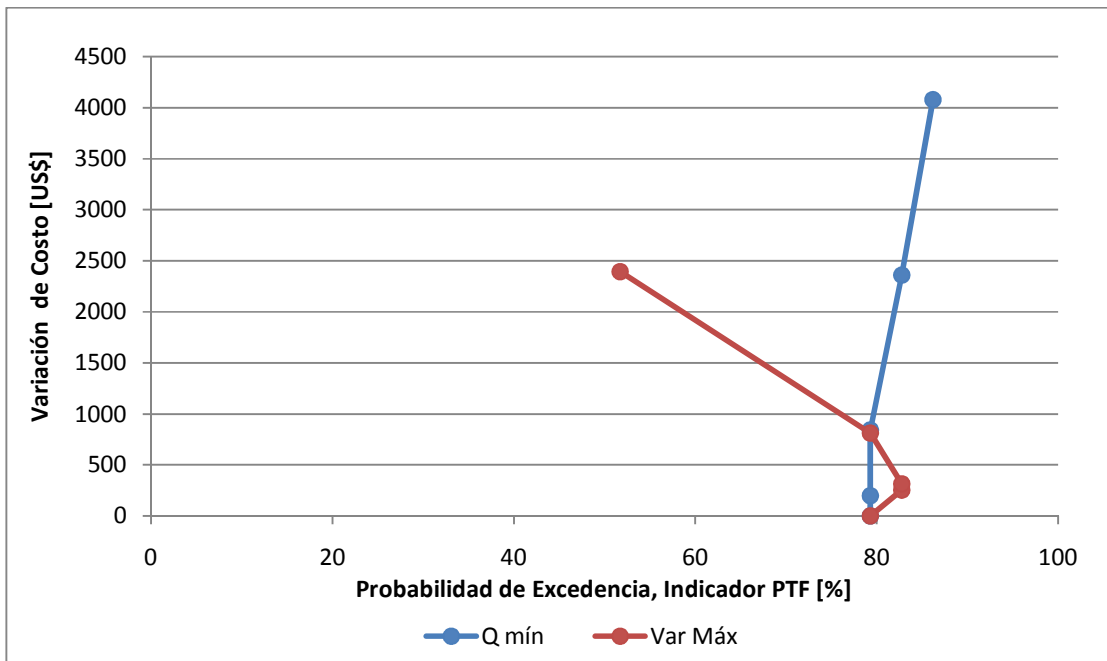


Gráfico LI: Variación de Costos, Indicador PTF. Período Seco.

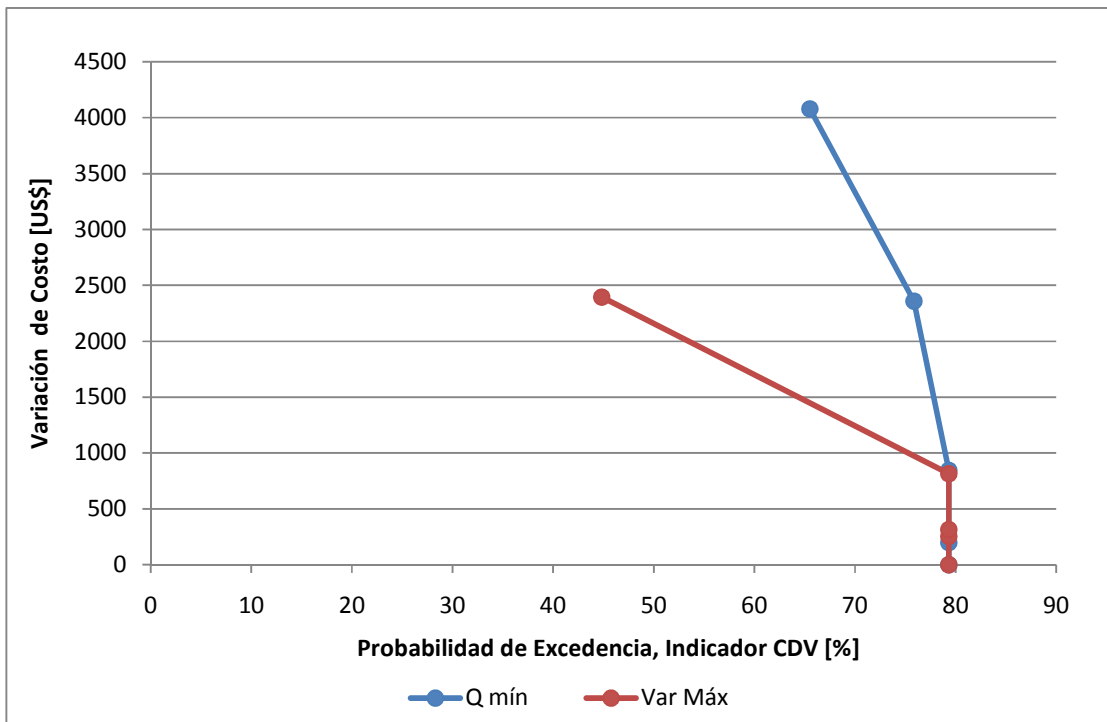


Gráfico LII: Variación de Costos, Indicador CDV. Período Seco.

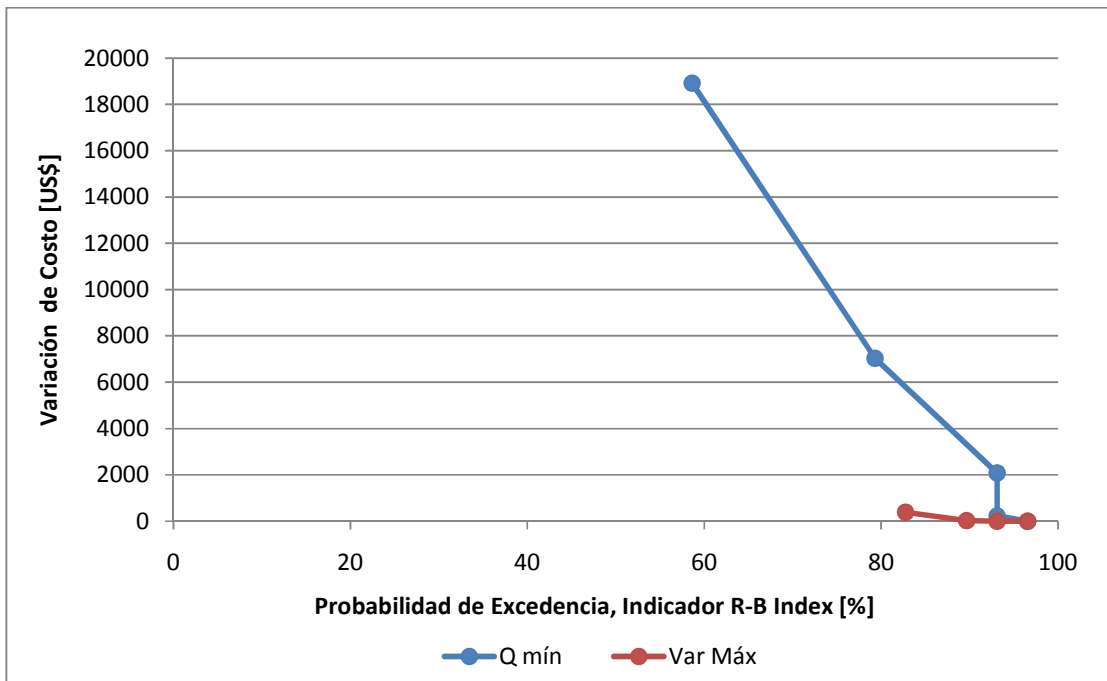


Gráfico LIII: Variación de Costos, Indicador R-B Index. Período Pluvial.

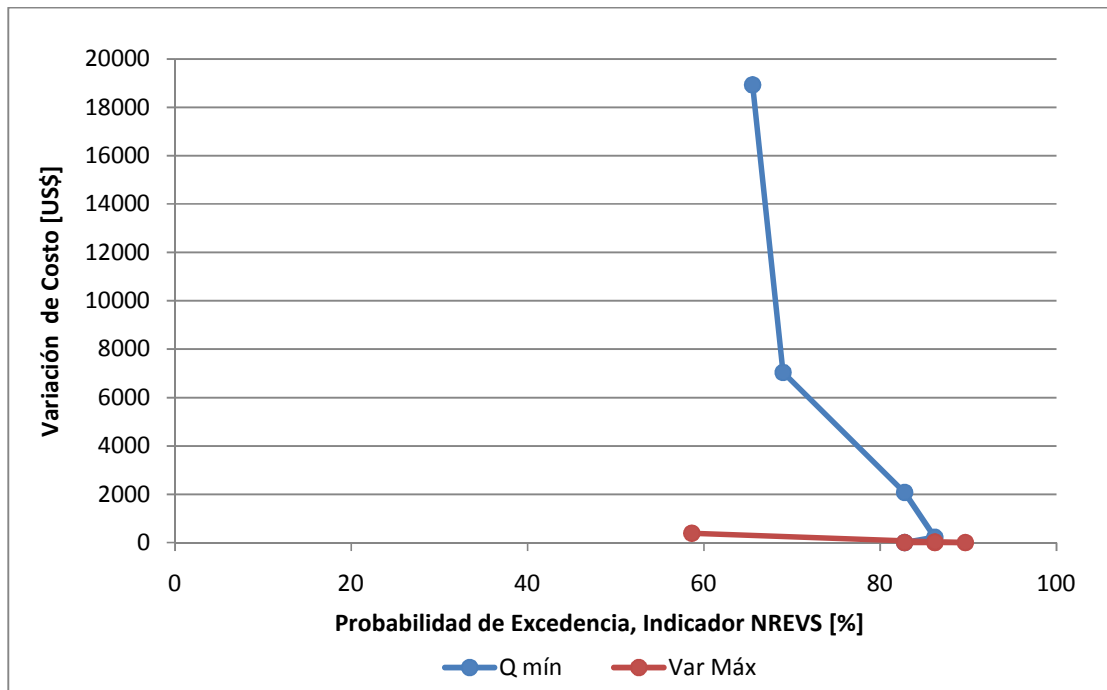


Gráfico LIV: Variación de Costos, Indicador NREVS. Período Pluvial.

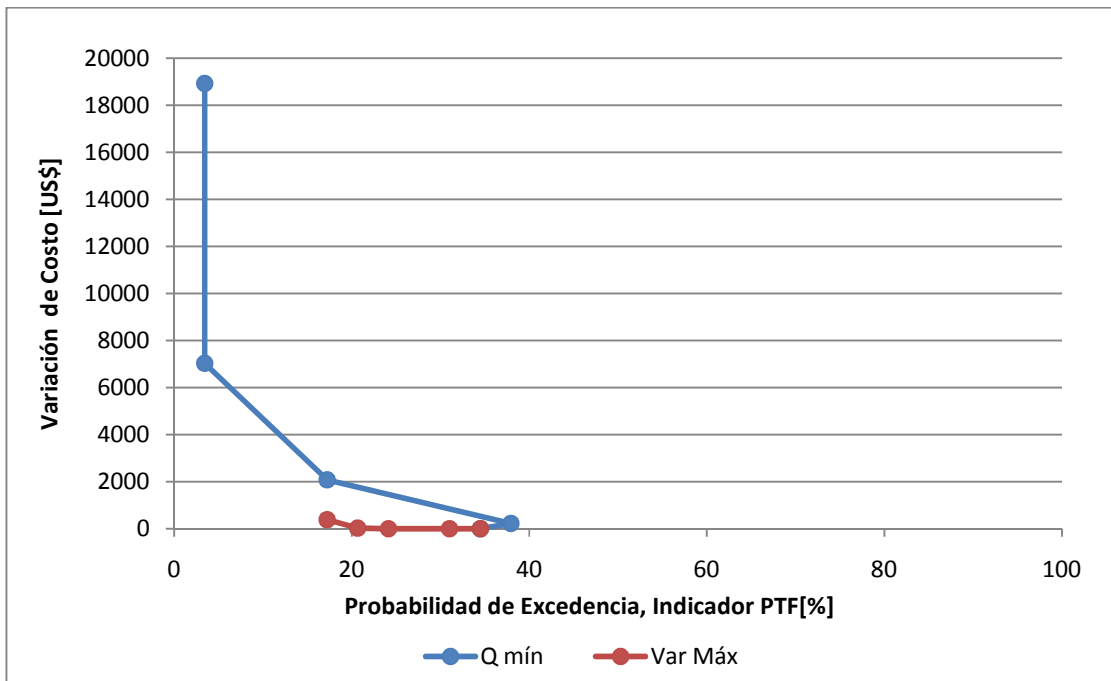


Gráfico LV: Variación de Costos, Indicador PTF. Período Pluvial.

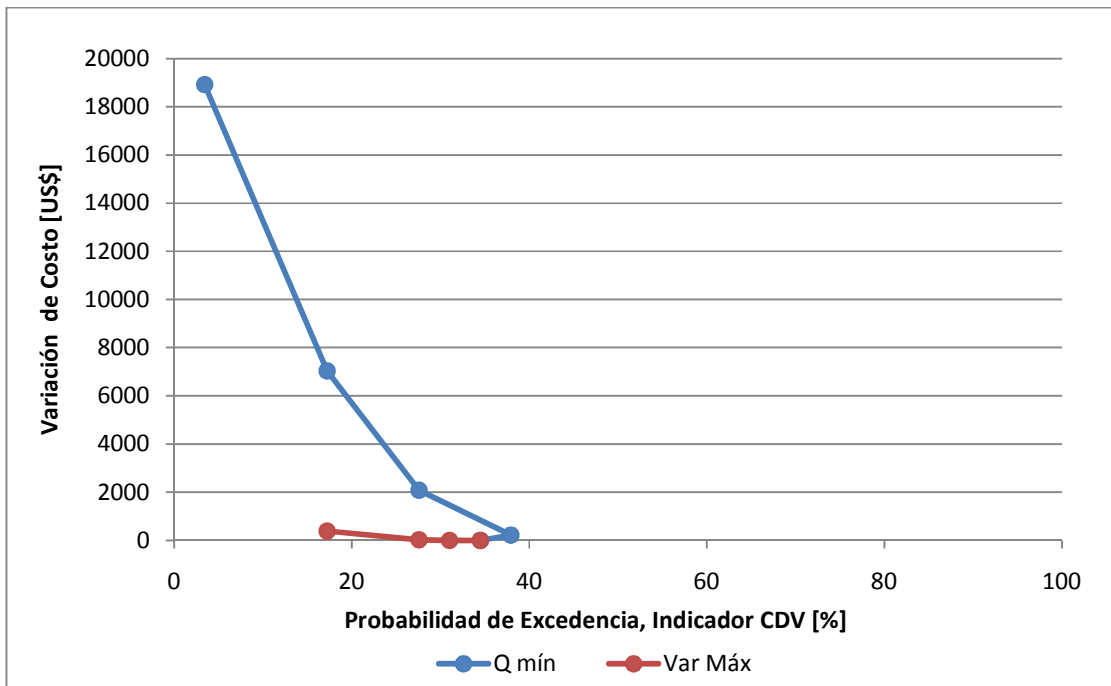


Gráfico LVI: Variación de Costos, Indicador CDV. Período Pluvial

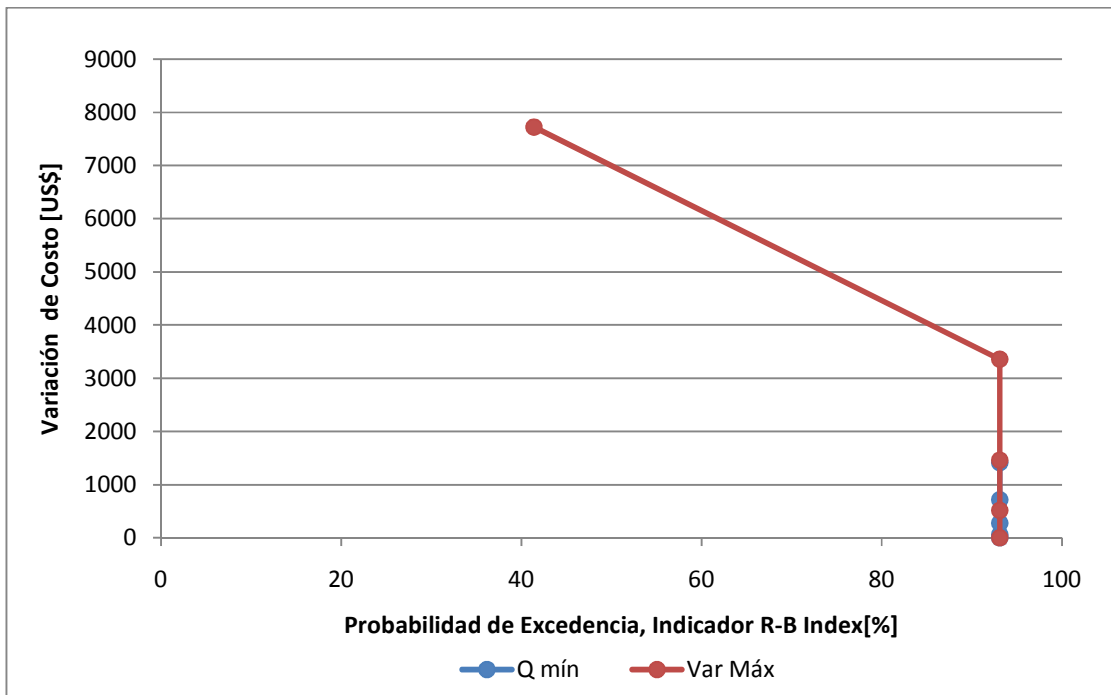


Gráfico LVII: Variación de Costos, Indicador R-B Index. Período de Deshielo.

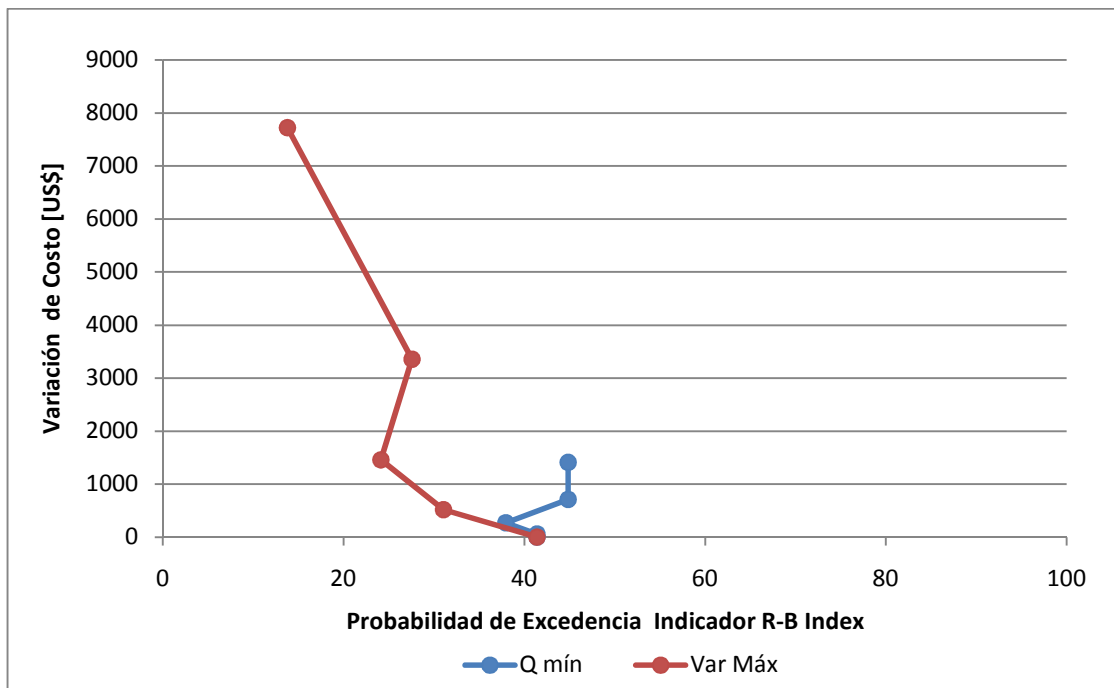


Gráfico LVIII: Variación de Costos, Indicador NREVS. Período de Deshielo.

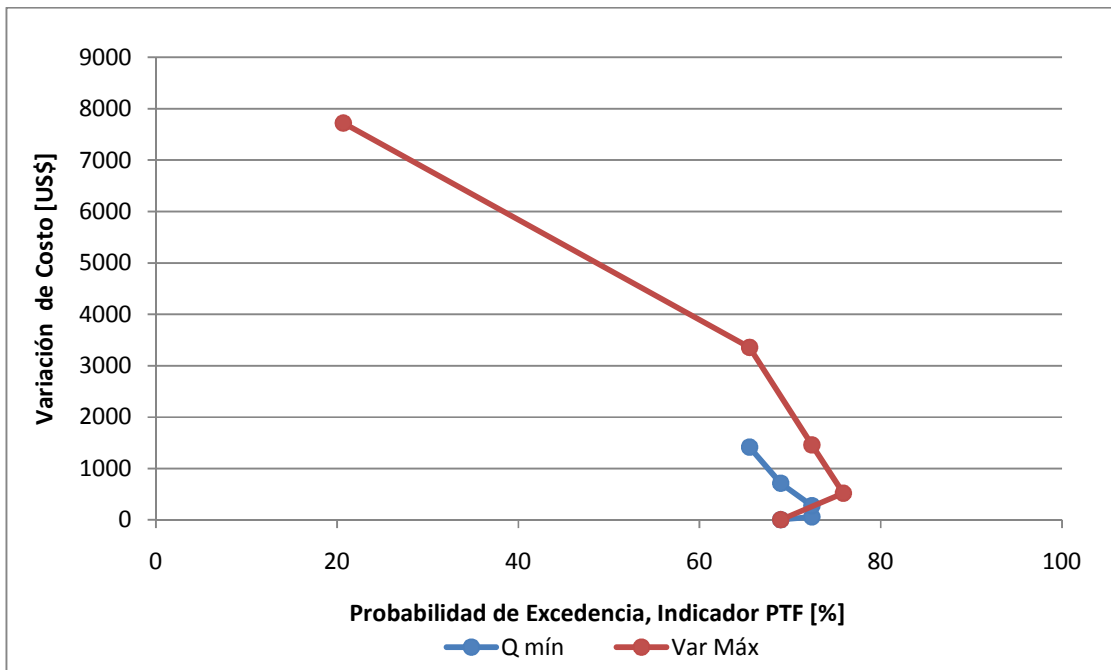


Gráfico LIX: Variación de Costos, Indicador PTF. Período de Deshielo.

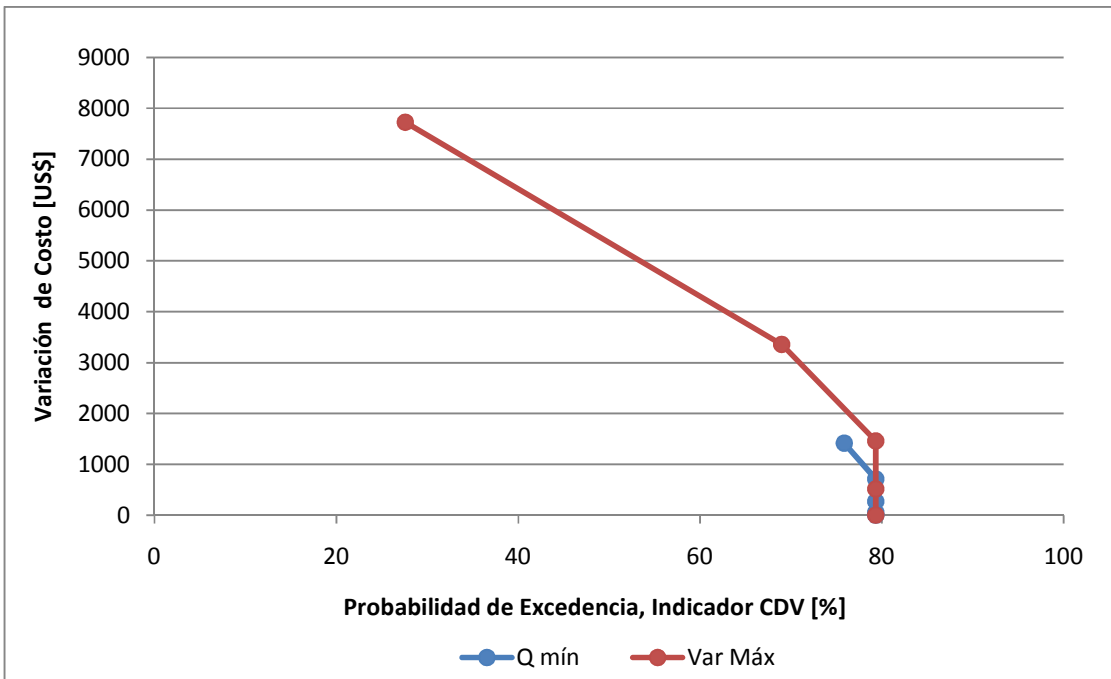


Gráfico LX: Variación de Costos, Indicador CDV. Período de Deshielo.