



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

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE RESTRICCIONES EN LA OPERACIÓN
DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL RÍO BIO BIO
PARA LA CONSERVACIÓN DEL ECOSISTEMA FLUVIAL.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

FIDEL LUCIANO GARCÉS MASBERNAT

PROFESOR GUÍA:
MARCELO OLIVARES ALVEAL

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
EDUARDO PEREIRA BONVALLET
RODRIGO MORENO VIEYRA

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
POR: **FIDEL LUCIANO GARCÉS MASBERNAT**
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: MARCELO OLIVARES ALVEAL

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE RESTRICCIONES EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA CUENCA DEL RÍO BIO BIO PARA LA CONSERVACIÓN DEL ECOSISTEMA FLUVIAL.

La cuenca del Río Biobío, ubicada en el centro-sur de Chile, destaca por su alta biodiversidad en comparación con otros ríos del país. Sin embargo, la operación de centrales hidroeléctricas de embalse, como las de Pangue y Angostura, puede generar impactos negativos en los ecosistemas fluviales debido a la alteración del régimen hidrológico natural, afectando el hábitat de las especies locales. Estas centrales, al adaptarse rápidamente a la demanda eléctrica, generan fluctuaciones significativas en los caudales aguas abajo.

Este estudio tiene como objetivo diseñar e implementar restricciones operacionales en las mencionadas centrales para reducir la alteración hidrológica y conservar el ecosistema fluvial. Se comparan un caso base (sin restricciones) con otros que incluyen restricciones de caudal y rampas.

Se realiza una revisión de diagnósticos de alteración hidrológica, asumiendo que el embalse Pangue actúa como disipador de la alteración provocada por la central Ralco debido a su proximidad. Las restricciones de caudal mínimo y rampas máximas se aplican en las centrales Pangue y Angostura debido a su alto impacto sobre el régimen del cauce.

El diseño de las restricciones se basa en registros de escurrimiento horaria de tres estaciones fluviométricas del Río Biobío. Se diseñan 4 series de restricciones de caudal mínimo (30 %, 40 %, 50 % y 60 % del caudal medio mensual) y 4 series de rampas máximas (28 %, 14 %, 12 % y 6 % del caudal medio mensual).

Las restricciones se implementan en la plataforma de simulación de mercados eléctricos Ameba, para analizar su impacto sobre la alteración hidrológica y los costos sistémicos. Se calcula el indicador de alteración hidrológica Richard-Baker (RBF) y se comparan los resultados con el caso base.

Finalmente, se evalúan los efectos de cada tipo de restricción sobre la alteración hidrológica y los costos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Los resultados indican que las restricciones de rampas son más eficientes que la combinación de rampas y caudal mínimo, debido al aumento significativo de los costos al aplicar restricciones de caudal mínimo.

Tabla de Contenidos

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivo General	2
1.1.2. Objetivos Específicos	2
2. Marco Teórico	3
2.1. Estudios de alteración hidrológica en la cuenca del Río Biobío	3
3. Antecedentes	6
3.1. Zona de Estudio	6
3.2. Información fluviométrica	7
3.2.1. Estaciones fluviométricas	7
3.3. Descripción del Sistema Ralco-Pangue-Angostura	8
3.3.1. Central Ralco	9
3.3.2. Central Pangue	9
3.3.3. Central Angostura	9
3.3.4. Operación de centrales hidroeléctricas	10
4. Metodología	12
4.1. Recopilación de datos	12
4.1.1. Datos hidrológicos	12
4.1.2. Operación hidroeléctrica	13
4.1.3. Determinación de series de caudales turbinados	13
4.2. Análisis de alteración hidrológica	13
4.3. Diseño de restricciones	14
4.3.1. Caudal mínimo turbinado	14
4.3.2. Rampas máximas	15
4.4. Modelación implementado restricciones operacionales	16
4.5. Definición de escenarios	16
4.5.1. Caso Base sistema eléctrico	16
4.5.2. Escenarios incorporando restricciones	16
4.5.3. Escenarios hidrológicos	17
4.5.4. Configuración temporal	17
5. Resultados	18
5.1. Resultados preliminares	18
5.1.1. Relleno de datos	18

5.1.2.	Régimen de cuenca.	19
5.2.	Análisis de caudales turbinados históricos	20
5.2.1.	Curva de acumulación caudales turbinados mínimos diarios	20
5.3.	Diseño de restricciones operacionales	23
5.3.1.	Central hidroeléctrica Pangué	23
5.3.1.1.	Caudal mínimo	23
5.3.1.2.	Variación máxima de caudal horario (Rampa Máxima)	25
5.3.2.	Central hidroeléctrica Angostura	26
5.3.2.1.	Caudal mínimo	26
5.3.2.2.	Variación máxima de caudal horario (Rampa Máxima)	27
5.4.	Resultados Modelación	28
5.4.1.	Caso 1	28
5.4.1.1.	Impacto en Generación hidroeléctrica	28
5.4.1.1.1.	Central Pangué	29
5.4.1.1.2.	Central Angostura	30
5.4.1.2.	Efecto en la Alteración hidrológica	32
5.4.1.2.1.	Central Pangué	32
5.4.1.2.2.	Central Angostura	34
5.4.2.	Caso 2	37
5.4.2.1.	Impacto en Generación hidroeléctrica	37
5.4.2.1.1.	Central Pangué	37
5.4.2.1.2.	Central Angostura	39
5.4.2.2.	Efecto en la Alteración hidrológica	41
5.4.2.2.1.	Central Pangué	41
5.4.2.2.2.	Central Angostura	43
5.4.3.	Caso 3	46
5.4.3.1.	Impacto en Generación hidroeléctrica	46
5.4.3.1.1.	Central Pangué	46
5.4.3.1.2.	Central Angostura	47
5.4.3.2.	Efecto en la Alteración hidrológica	49
5.4.3.2.1.	Central Pangué	49
5.4.3.2.2.	Central Angostura	51
5.4.3.3.	Costos inducidos por las restricciones	53
5.4.4.	Análisis de costos a nivel sistema eléctrico	54
5.4.4.1.	Eficiencia en términos de Pareto	56
6.	Análisis de Resultados	58
6.1.	Diseño de las restricciones diseñadas	58
6.2.	Desempeño de restricciones diseñadas	59
6.2.1.	Generación Hidroeléctrica	59
6.2.2.	Alteración hidrológica	59
6.2.3.	Costos inducidos al implementar las restricciones	60
6.2.4.	Eficiencia en términos de Pareto.	60
7.	Conclusiones	61
8.	Bibliografía	62

Índice de Tablas

Índice de Ilustraciones

Capítulo 1

Introducción

Una de las grandes problemáticas que debe afrontar todo sistema eléctrico en la actualidad es satisfacer la variabilidad en la demanda de manera rápida y eficiente, por lo cual debe contar con centrales que puedan responder velozmente a los momentos críticos producto de las fluctuaciones en la demanda, más aun cuando las fluctuaciones de demanda eléctrica aumentan debido al ingreso de energías renovables no convencionales (ERNC) a la matriz energética, como por ejemplo, la energía eólica (Haas, J. 2014). En base a lo anterior, de las alternativas más prácticas y utilizadas en el mundo para cumplir con ese objetivo ha sido la hidroelectricidad, mediante la construcción de centrales de embalse. No obstante, la alteración hidrológica producto de las operaciones de los embalses es una de las principales preocupaciones no sólo en Chile, sino en el mundo.

En Chile, la operación de embalses hidroeléctricos viene determinado por la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), mediante el Coordinador Eléctrico Nacional. Esto dificulta prever algunos impactos producto de la operación, en particular, las fluctuaciones intradiarias del caudal de los ríos aguas abajo de las centrales hidroeléctricas, fenómeno conocido como hydropeaking y que tiene asociada bruscas, repetitivas e impredecibles fluctuaciones de caudal (Contreras, M. 2021). Estas fluctuaciones bruscas pueden alterar considerablemente el desarrollo de ecosistemas fluviales aguas abajo del embalse (Zimmerman, J. et al 2010), por lo que es de vital importancia estudiar las consecuencias de la alteración hidrológica producto de la operación de los embalses para poder desarrollar restricciones con el objetivo de preservar estos ecosistemas.

En base a lo anterior, la motivación del presente trabajo título es diseñar e implementar restricciones en la operación del sistema Ralco, Pangue y Angostura con el fin de analizar los tradeoffs entre costo sistémico y alteración hidrológica. Además, evaluar si las restricciones propuestas son eficientes desde el punto de vista de Pareto, según los costos asociados al sistema eléctrico y la alteración hidrológica que daña los ecosistemas fluviales.

Este trabajo de investigación se enmarca dentro del Proyecto Chile-China NSFC 190025, titulado “Comparative Study on water-food-energy nexus at the river basin level in Chile and China: Reconciling Hydropower and competing water uses”, el cual recibe financiamiento por parte de la ANID. El propósito fundamental de este proyecto es ahondar en la comprensión de los intercambios entre la generación hidroeléctrica y otros usos del agua, como el riego, la recreación y la preservación de los ecosistemas, con el fin de proponer alternativas de gestión

hídrica que reduzcan los conflictos asociados.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo General

El objetivo general de este trabajo consiste en diseñar, implementar y evaluar restricciones en la operación de las centrales hidroeléctricas Pangué y Angostura para reducir la alteración hidrológica.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Diseñar e implementar restricciones operacionales de rampas máximas de caudal en las centrales Pangué y Angostura.
- Evaluar el impacto en la alteración hidrológica y costo sistémico de las restricciones propuestas en la operación del SEN.
- Analizar los tradeoffs entre costo sistémico y alteración hidrológica, con tal de alcanzar los objetivos medioambientales al menor costo sistémico inducido posible.

Capítulo 2

Marco Teórico

La cuenca del río Biobío desempeña un papel crucial en el desarrollo de los ecosistemas locales, ya que alberga una rica diversidad de vida silvestre caracterizándose principalmente por exhibir la mayor riqueza en cuanto especies se trata en comparación con el resto de ríos del país (Muñoz, 2015).

A pesar de la presencia de una rica fauna íctica endémica de alto valor de conservación, la cuenca del Río Biobío se encuentra fuertemente impactada por diversas actividades humanas que implican el uso del agua del cauce y la modificación del ecosistema fluvial, donde la hidroelectricidad destaca como el principal uso del recurso hídrico en la región, motivada por su notable potencial de generación, el cual permite satisfacer la necesidad del sistema eléctrico de contar con centrales de punta capaces de responder rápidamente a los momentos de mayor consumo energético para cubrir la demanda del sistema eléctrico nacional (SEN). En ese sentido, se ha observado un aumento en la construcción y operación de centrales hidroeléctricas de embalse en las últimas décadas en este lugar, lo cual puede causar efectos perjudiciales para la conservación de los ecosistemas fluviales en los que se sitúan, dado que modifican el régimen hidrológico natural de la zona, modificando las condiciones naturales del hábitat de estas especies. (Habit, 2006), por lo que es de suma importancia tomar medidas que protejan los ecosistemas de las distintas especies. En esta misma línea, imponer restricciones operacionales en la centrales hidroeléctricas pueden ser alternativas potencialmente beneficiarias a la hora de mitigar los impactos negativos generados por la operación de los embalses en la cuenca del río Biobío. Sin embargo, estas acotan la flexibilidad de operación de las centrales hidroeléctricas, lo que probablemente pueda generar un mayor costo sistémico inducido para el sistema eléctrico (Olivares, 2015). Además, en el contexto de cambio climático, se debe tener en cuenta escenarios futuros para la hidrología en la cuenca del Río Biobío a la hora de diseñar las restricciones ambientales pues la hidroelectricidad es sensible a los impactos del cambio climático en el ciclo del agua (Vicuña, S. et al 2021).

2.1. Estudios de alteración hidrológica en la cuenca del Río Biobío

Un estudio llevado a cabo por (Gracia, 2015) contempla 8 especies de peces nativos en un tramo aguas abajo de la central Pangué, el cual figura como representativo del río Bío-bío

para determinar la escala del problema. El estudio estaba enfocado en las preferencias de hábitat, integrando un modelo hidrodinámico con el modelo de simulación de hábitat de peces CASiMiR para evaluar cómo varían las condiciones físicas del hábitat con la dinámica del flujo (velocidad del flujo, altura de agua, etc). Sus hallazgos subrayaron que la operación con hydropeaking afecta en número y calidad de habitats debido a que esos niveles de alteración no permiten el correcto desarrollo de las especies en estudio.

De manera similar, debido a la integración de nuevas fuentes de energía fluctuantes en el sistema interconectado central, ha habido un aumento en el hydropeaking para equilibrar la producción y la demanda de energía. Este aumento en el hydropeaking plantea desafíos para el ecosistema fluvial. (Olivares, 2015) propusieron una metodología para mejorar la condición del ecosistema fluvial refinando las restricciones operacionales, simplificando el SIC y considerando diferentes escenarios hidrológicos. Evaluaron estas restricciones ambientales utilizando índices de alteración hidrológica intradiaria (SDHA), prestando especial atención al índice de flashiness de Richard-Baker (Baker, 2004). Su análisis identificó configuraciones Pareto-eficientes con costos de implementación mínimos (2% de los costos del sistema) mientras mejoraban SDHA en un 28% a un 90%.

Estudios recientes, como (Elgueta, 2019), asocian el desarrollo de comunidades de peces con la morfología del río delineando zonas de procesos funcionales y comunidades de peces endémicos.

Además, (Habit, 2019) sintetizó los hallazgos de estudios con especies ícticas en (García 2011), (García, 2015), (Habit, 2007) para aclarar el conflicto entre la generación hidroeléctrica y el desarrollo de las comunidades de peces en el ecosistema fluvia. En este estudio, se hace énfasis en proyectar un desarrollo hidroeléctrico sostenible, encapsulando el conocimiento acumulado para subrayar esta imperativa.

Por otra parte, se analiza el diagnóstico de alteración hidrológica que afecta al río Biobío producto de la operación de las centrales hidroeléctricas Ralco y Pangué (Fernández, 2012), el cual se centra en la comparación entre el escenario actual y el escenario natural en el contexto de la alteración hidrológica intrahoraria causada por la operación de dos centrales hidroeléctricas, Ralco y Pangué. Se destaca que Ralco muestra una mayor perturbación en los patrones de flujo de agua en la mayoría de los meses del año, mientras que Pangué presenta un comportamiento más favorable en términos de tiempo de permanencia dentro del rango natural. Además, se menciona que la central Pangué desempeña un papel de mitigación al reducir el impacto de las variaciones de caudal causadas por la operación de Ralco, aunque este efecto es limitado. En general, se enfatiza la necesidad de aplicar restricciones en la operación de las centrales para preservar el equilibrio ambiental.

En contraste, el diagnóstico revisado (Contreras, 2021), se centra en la alteración hidrológica provocada por el fenómeno conocido como "hydropeaking". Se observa que la central Ralco presenta los valores más altos en los índices evaluados, lo que sugiere una mayor alteración hidrológica debido a su operación. Se menciona que la estación Río Bío-Bío antes de la confluencia con Huirí Huirí tiene los valores más altos en ciertos índices, lo que indica una mayor alteración en esa ubicación debido a la operación de Ralco. Además, al analizar las curvas de duración de los indicadores según las temporadas, se notan diferencias entre las centrales. En la temporada seca, la central Angostura muestra valores más altos para los índices RBF, PTF y CDV con la misma probabilidad de excedencia. Por otro lado, tanto Ralco como Pangué muestran una tendencia opuesta, con valores más altos en la temporada húmeda. En resumen, el segundo diagnóstico destaca la mayor alteración hidrológica causada

por la operación de la central Ralco en comparación con las centrales Pangué y Angostura, con diferencias significativas en las temporadas húmedas y secas. Esto refleja cómo la operación de estas centrales influye en los patrones de flujo de agua en la cuenca y resalta la importancia de comprender y mitigar los efectos del "hydropeaking" en la gestión de recursos hídricos.

En este contexto, tanto el diagnóstico de 2012 como el de 2021 emplearon los mismos indicadores de alteración hidrológica a escala intrahoraria, lo que asegura se muestran en la tabla 2.1:

Tabla 2.1: Descripción de los indicadores hidrológicos utilizados en estudios anteriores.

Indicador	Descripción	Bibliografía
Richard-Baker flashiness index (RBF)	$R - BIndex = \frac{\sum_{i=1}^n 0.5 (q_{i+1} - q_i)}{\sum_{i=1}^n q_i}$, donde q corresponde al caudal horario y n es el número de mediciones en el periodo de análisis (24 h)	(Baker et al., 2004)
Inversiones (NREVS)	Cuenta el número de cambios entre periodos de subida y bajada del hidrograma en un periodo de 24 h	(The Nature Conservancy, 2007)
% del caudal total	Razón entre el rango de descarga y la descarga total en el periodo de análisis (24 h)	(Lundquist and Cayan, 2002)
Coefficient of diel variation (CDV)	Desviación estándar del caudal horario, dividida por el caudal medio en un periodo de 24 horas	(McKinnet et al., 2001)

En relación con los dos últimos estudios presentados, en ambos se concluye que la operación de la central que Ralco es la que genera mayor alteración hidrológica en comparación al resto (Pangué en 2012; Pangué y Angostura 2021). No obstante, se indica que la distancia entre la cola del embalse Pangué y el punto de restitución de los caudales turbinados por la central Ralco alcanza una distancia de 2.5 km aproximadamente, por lo que se sugiere que el embalse Pangué tiene un efecto de amortiguamiento de la alteración producida por la operación de la central Ralco, es decir, funciona como contraembalse.

El presente estudio, al igual que el estudio de (Fernández 2012), se enfoca en diseñar restricciones operacionales y evaluar el impacto de estas en el costo sistémico y alteración hidrológica, solo que ahora el sistema de centrales hidroeléctricas contempla la puesta en marcha de la central Angostura y además contempla el Sistema Eléctrico Nacional interconectado. Es importante señalar que este estudio se enfocará únicamente en el diagnóstico realizado a escala intrahoraria, ya que el objetivo es cuantificar la alteración del régimen natural del cauce debido al hydropeaking.

Capítulo 3

Antecedentes

3.1. Zona de Estudio

La cuenca del Río Biobío está ubicada en la zona centro sur de Chile, específicamente, se encuentra en la Región del Biobío y parte de la Región de la Araucanía entre los paralelos 36°42' - 38°49' Latitud Sur y los meridianos 71° - 73°20' Longitud Oeste, abarcando parte de las provincias de Concepción, Biobío, Ñuble, Arauco, Malleco y Cautín. La cuenca del Río Biobío es la tercera mayor cuenca del país, la cual abarca 24.264 km² y se ubica en la zona centro sur de Chile. El principal cauce es el río Biobío, el cual tiene una extensión de 380 kilómetros desde su origen en la laguna Galletue, ubicada en la cordillera de Los Andes a una altitud de 1.160 m.s.n.m. hasta su desembocadura en el Océano Pacífico entre las comunas de Hualpén y San Pedro de la Paz. Esta cuenca hidrográfica es esencial para diversas actividades, como la generación de energía hidroeléctrica, la agricultura y la pesca, así como para el abastecimiento de agua potable a las comunidades a lo largo de su curso.

La región en cuestión es un eje crucial para el crecimiento económico a nivel nacional. Sus principales actividades productivas están vinculadas con la industria forestal, la agricultura y la ganadería, especialmente arraigadas en las provincias de Ñuble y Bío Bío. Además, destaca por su robusto sector industrial, abarcando metalurgia, química, refinación de petróleo, textiles, celulosa, entre otras ramas. Asimismo, la generación hidroeléctrica es una piedra angular en la provisión de energía eléctrica a nivel nacional, según señala la Dirección General de Aguas en 2004.

En la zona de estudio operan las centrales hidroeléctricas de embalse Angostura, Pangué y Ralco, ubicadas en las comunas de Santa Bárbara y Quilaco para Angostura, y en Alto Bío Bío para Pangué y Ralco, respectivamente. Las centrales presentan una configuración en serie donde el orden es Ralco>Pangué>Angostura desde aguas arriba hacia aguas abajo y las características principales de estas instalaciones hidroeléctricas se presentan en el cuadro 3.4.

Para evaluar el impacto producto de Hydropeaking derivado de la operación de las centrales hidroeléctricas mencionadas anteriormente, se analizaron dos estudios anteriores en la zona. Además, se emplean los registros de operación por hora de cada central para cuantificar los efectos del funcionamiento en horas punta (hydropeaking) en el punto de restitución de las aguas turbinadas.

Centrales Hidroeléctricas Cuenca Río Biobío

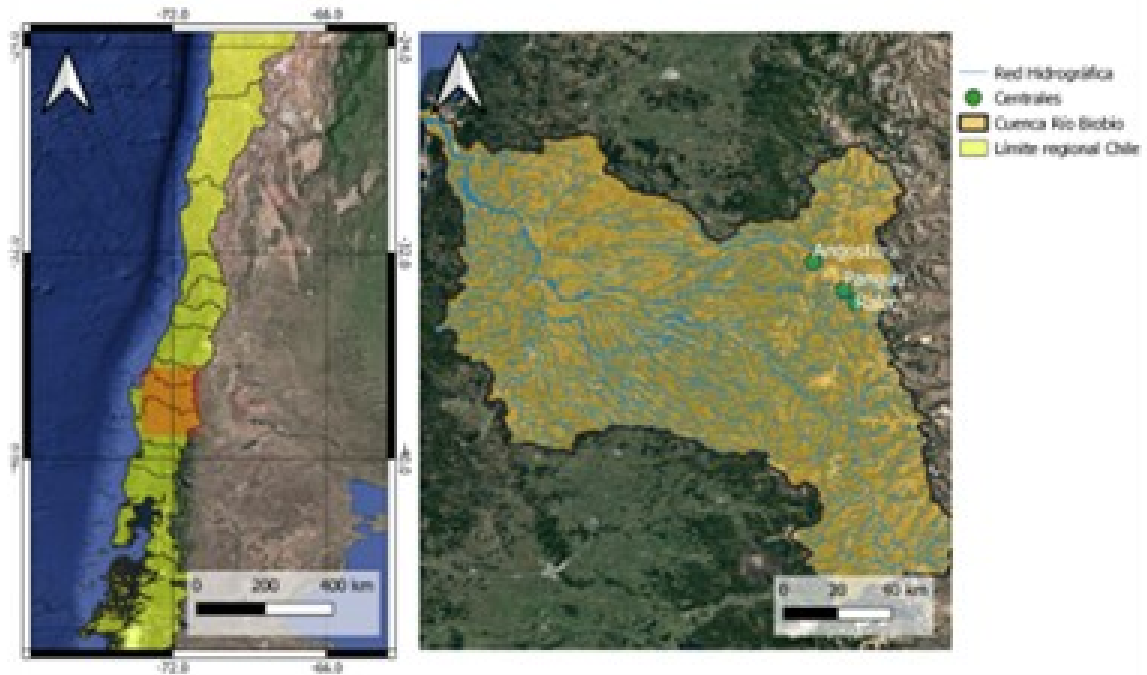


Figura 3.1: Zona de Estudio, elaboración propia.

3.2. Información fluviométrica

En el presente trabajo de título, se utilizaron datos fluviométricos obtenidos de dos fuentes distintas. Por un lado, se recopilieron datos hidrológicos de estaciones fluviométricas de la Dirección General de Aguas, ubicadas aguas abajo del punto de restitución de las centrales hidroeléctricas. Por otro lado, se obtuvieron datos sobre la operación de las centrales Ralco, Pangué y Angostura de las bases de datos del coordinador eléctrico nacional. Específicamente, se obtuvieron las potencias generadas horarias de las centrales y posteriormente se obtuvieron las series de caudales turbinados horarios.

3.2.1. Estaciones fluviométricas

Se realizará un análisis de los caudales naturales en el área de estudio utilizando estaciones fluviométricas de la Dirección General de Aguas. Estas estaciones se encuentran ubicadas aguas abajo del punto de restitución de las centrales Ralco, Pangué y Angostura. El objetivo es evaluar el impacto de la operación de estas centrales en el régimen hidrológico de la cuenca. Se examinarán los caudales durante dos períodos: uno que refleje las condiciones naturales y otro que considere la influencia de la actividad humana. Se proporcionará una tabla resumiendo las estaciones fluviométricas seleccionadas y sus características principales.

Tabla 3.1: Estaciones fluviométricas seleccionadas y sus principales características.

Estación	UTM Este	UTM Norte	Fecha inicio
Río Bío-Bío en Rucalhue	244.156	5.822.433	01/08/1985
Río Bío-Bío ante junta Pangué	269.071	5.801.713	01/10/2002
Río Bío-Bío ante junta Huirí Huirí	278.593	5.791.985	01/09/2002
Río Bío-Bío en Llanquén	298.494	5.769.032	01/09/2002

Tras cuantificar la información disponible en cada estación, se identifican aquellas ubicadas en los puntos de interés, es decir, cercanas a las centrales Ralco, Pangué y Angostura. El objetivo es analizar el impacto de la operación de dichas centrales, excluyendo posibles efectos de afluentes, variaciones en el régimen hidrológico, entre otros factores. Además, se requiere que estas estaciones cuenten con un alto porcentaje de registros durante el periodo analizado. Por lo tanto, las estaciones que se seleccionaron son: Río Bío-Bío en Rucalhue, el Río Bío-Bío antes de la Junta Huirí Huirí, el Río Bío-Bío antes de la Junta Pangué y el Río Bío-Bío en Llanquén (ver Tabla 3.3). Cabe destacar que de estas últimas la única que se ha mantenido con un régimen natural luego de la puesta en marcha de la primera central es la estación Río Bio-Bío en Llanquén debido a que se ubica aguas arriba de la central Ralco.

Tabla 3.2: Características de las cuencas de los ríos Biobío en Llanquén, ante junta Huirí Huirí, ante junta Pangué y en Rucalhue.

Cuenca	Río Biobío en Llanquén	Río Biobío ante junta Huirí Huirí	Río Biobío ante junta Pangué
Río Biobío en Rucalhue			
Área [km ²]	3361	5232	5462
Área Pluvial [km ²]	1327	2121	2259
Área Nival [km ²]	2034	3111	3203
Longitud Cauce Principal [km]	123	162	186
Pendiente Media [m/m]	25	28	28
Cota Media [msnm]	1470	1460	1450

Tabla 3.3: Estaciones seleccionadas y sus características principales.

Estación	UTM Este	UTM Norte	Caudal medio (m ³ /s)
Río Bío-Bío en Rucalhue	244.156	5.822.433	7252,5
Río Bío-Bío ante junta Pangué	269.071	5.801.713	5437,8
Río Bío-Bío antes junta Huirí Huirí	278.593	5.791.985	5233,1
Río Bío-Bío en Llanquén	298.494	5.769.032	3355,6

3.3. Descripción del Sistema Ralco-Pangué-Angostura

El sistema Ralco-Pangué-Angostura está compuesto por estas 3 centrales hidroeléctricas mencionadas anteriormente, las cuales presentan una disposición en serie.

3.3.1. Central Ralco

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: el caudal turbinado por la central hidroeléctrica Ralco, así como el caudal turbinado por la central hidroeléctrica de pasada Palmucho. Además, se considera el caudal aportante de la cuenca intermedia, definida por la misma estación y el muro del embalse Ralco.

3.3.2. Central Pangue

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: el caudal turbinado por la central hidroeléctrica Pangue como el caudal aportante de la cuenca intermedia, definida por la misma estación y el muro del embalse Pangue.

•

3.3.3. Central Angostura

Para el caso de la central hidroeléctrica Angostura, la estación fluviométrica Río Bío-Bío en Rucalhue es la estación más cercana. El caudal medido en esta estación está compuesto por: el caudal turbinado por la central hidroeléctrica Angostura como el caudal aportante de la cuenca intermedia, definida por la misma estación y el muro del embalse Angostura.

Tabla 3.4: Características de las centrales hidroeléctricas Ralco, Pangue y Angostura.

Características	Ralco	Pangue	Angostura
Ubicación (EPGS:4236)	37°5954S 71°3103O	37°5435S 71°3638O	37°4246S 71°4901O
Potencia Máxima (MW)	690	467	316
Factor de planta (%)	68	54	58
Capacidad Embalse (Mm ³)	1222	175	100
Turbina (cantidad)	Francis (3)	Francis (2)	Francis (2)
Año inicio	2004	1996	2014

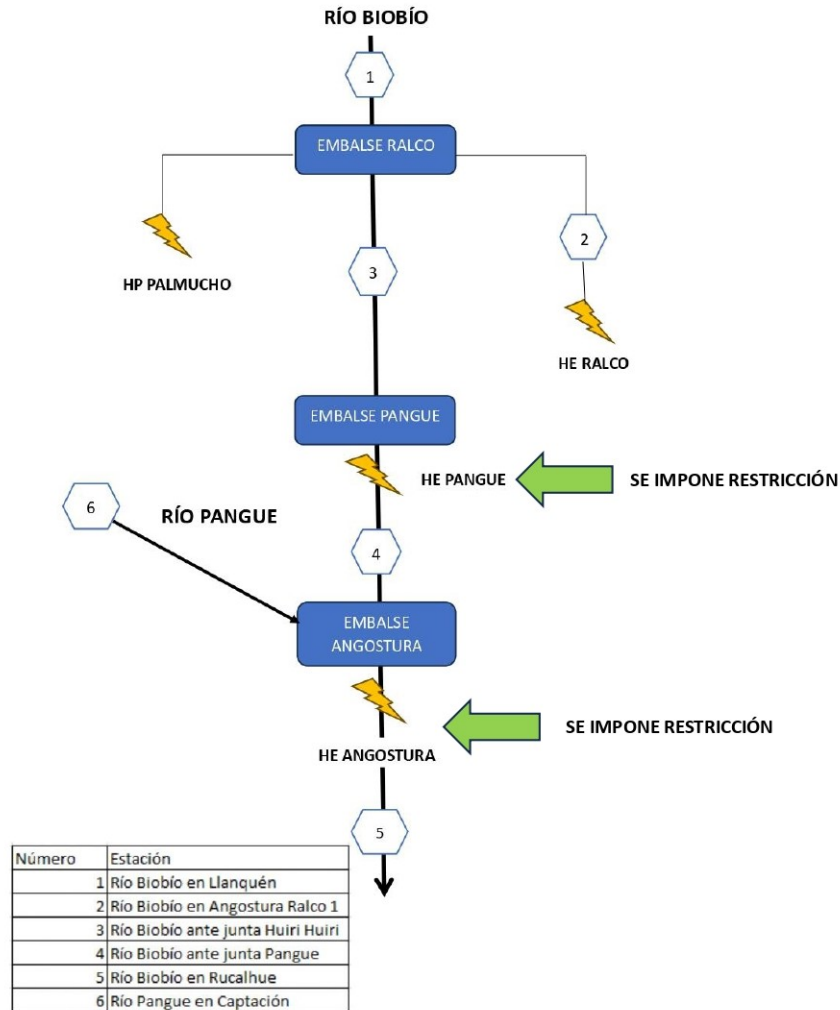


Figura 3.2: Diagrama unifilar sistema Ralco-Pangue-Angostura, elaboración propia.

3.3.4. Operación de centrales hidroeléctricas

Los datos de funcionamiento de las centrales hidroeléctricas Pangue y Angostura se adquieren de la base de datos del coordinador eléctrico nacional, durante los períodos indicados en la tabla 3.5. Estos registros consisten en la potencia eléctrica entregada por cada central de forma horaria, la cual se transforma en caudal horario de operación de las plantas generadoras, mediante un factor de conversión el cual consiste en el cociente entre la potencia generada y la eficiencia de la central. Cabe destacar que existen datos de potencia horaria desde la puesta en marcha de cada central hasta el 31 de diciembre de 2022 excepto en el caso de la central Pangue, en la cual solo existen registros de la potencia generada horaria a partir desde el 01 de enero del año 2000 hasta el 31 de diciembre del año 2022, como se detalla en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Períodos de funcionamiento de las centrales hidroeléctricas.

Central Hidroeléctrica	Período (mes/año - mes/año)
Ralco	01/2009 - 12/2022
Pangue	01/2000 - 12/2022
Angostura	01/2014 - 12/2022

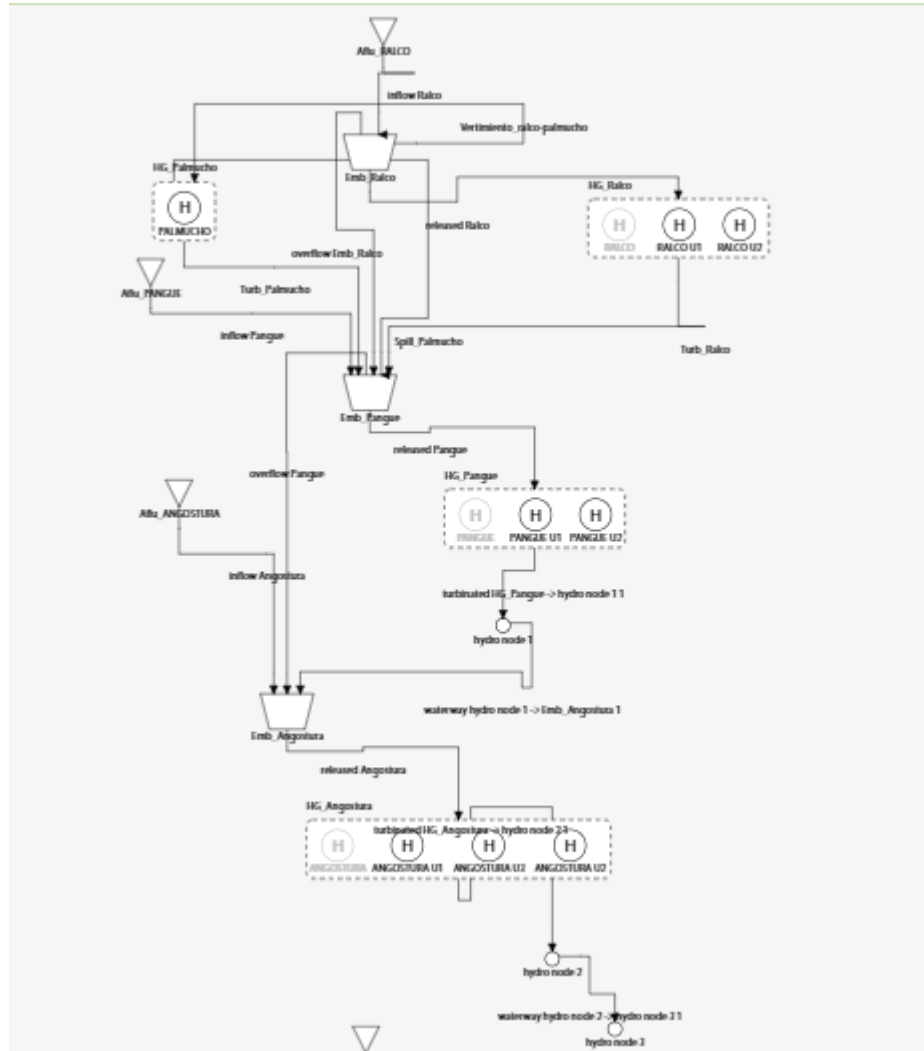


Figura 3.3: Diagrama eléctrico sistema Ralco-Pangue-Angostura desde la interfaz de Ameba.

Estos registros de potencia horaria se utilizan para posteriormente generar las curvas de duración de los caudales turbinados de las centrales hidroeléctricas Pangue y Angostura para así poder definir los caudales mínimos técnicos a modelar en el caso base.

Capítulo 4

Metodología

En esta sección, se describen los métodos y actividades utilizados para analizar la alteración hidrológica causada por la operación de las centrales hidroeléctricas y el impacto de las fluctuaciones intradiarias asociadas al hydropeaking.

Primero, se realizará una recopilación exhaustiva de datos que incluye la obtención de series de caudales medios horarios, así como la recopilación de información sobre la operación de las centrales hidroeléctricas de la misma escala temporal. Estos datos, obtenidos a partir de fuentes oficiales como la Dirección General de Aguas y el Coordinador Eléctrico Nacional, servirán de base para llevar a cabo el diseño e implementación de restricciones operacionales en las centrales Pangué y Angostura, enfocadas en limitar las rampas máximas de caudal turbinado y cumplir con un caudal mínimo de operación. Estas restricciones se evaluarán para determinar su impacto tanto en la alteración hidrológica del río como en el costo sistémico de la operación hidroeléctrica.

Finalmente, se llevará a cabo un análisis detallado de los trade-offs entre los objetivos medioambientales y los costos sistémicos, con el fin de encontrar un equilibrio óptimo que permita minimizar la alteración hidrológica mientras se mantienen los costos operacionales dentro de márgenes aceptables.

Estas actividades están alineadas con los objetivos específicos del estudio, que incluyen el diagnóstico de los indicadores de alteración, la implementación de restricciones operacionales, la evaluación del impacto de dichas restricciones y el análisis de los compromisos entre los costos y la protección del medio ambiente.

4.1. Recopilación de datos

La recopilación de datos se efectúa a partir de dos fuentes distintas, las cuales pueden categorizarse según su objetivo: datos hidrológicos, información sobre la operación de las centrales hidroeléctricas.

4.1.1. Datos hidrológicos

Se han recopilado series de caudales medios horarios y diarios para las estaciones seleccionadas. Estos datos se obtienen del sistema hidrométrico en línea de la Dirección General de Aguas de Chile (DGA) del ministerio de Obras Públicas, específicamente de las estaciones fluviométricas mencionadas en la tabla 3.1. Se descargan las mediciones correspondientes

entre los años 1985 a 2022 y luego se dividen el período analizado según la fecha de entrada en operación de las centrales Pangué y Angostura, respectivamente (ver tabla 3.1). Después de dividir las series de caudales de cada estación según los periodos definidos, se verifica la disponibilidad de registros en cada una de ellas.

4.1.2. Operación hidroeléctrica

Se obtienen las mediciones de la potencia horaria generada real de las centrales hidroeléctricas Angostura y Pangué, las cuales se descargan del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional en <https://www.coordinador.cl>. Estas series entregan la generación en unidades de MW/h

4.1.3. Determinación de series de caudales turbinados

Posteriormente, para examinar el conflicto entre la operación hidroeléctrica punta y la conservación del ecosistema fluvial se cuantifican los caudales turbinados por cada central, convirtiendo la potencia generada horaria a caudal mediante los factores de rendimiento respectivos de cada central. Este factor de rendimiento depende de variables como la cota del embalse, entre otras. De esta manera, es posible deducir las fluctuaciones en el régimen hidrológico a lo largo del día aguas abajo del punto de retorno del caudal turbinado, dado que la potencia generada por la central y el caudal turbinado están interrelacionados a través de la fórmula:

$$P = k \cdot Q \cdot H_n \quad (4.1)$$

Donde:

P: Potencia eléctrica generada.

Q: Caudal turbinado.

H_n : Altura neta.

ρ : Densidad del agua.

g: Aceleración de gravedad.

Tanto la altura neta como el factor K están condicionados por el caudal, sin embargo, los cambios que ocurren en estas dos variables son marginales a nivel horario y horizonte mensual, lo que permite aproximar la relación entre el factor K y la altura neta como constantes. Por lo que en este caso se utiliza una simplificación de la ecuación 4.1 para obtener la potencia en función del caudal turbinado ponderado por un factor constante el cual corresponde a la eficiencia de cada planta, dicho factor tiene un valor de 0.88 en la central Pangué y un valor de 0.45 en el caso de la central Angostura.. Finalmente, los caudales turbinados por cada central constituyen los datos de entrada para calcular el indicador RBF según las métricas propuestas establecidas por Zimmerman et al. [2010]

4.2. Análisis de alteración hidrológica

Para cuantificar la alteración hidrológica a nivel intrahorario en el cauce, emplea el índice de Richard-Baker, en adelante RBF, que permite cuantificar las oscilaciones en el caudal con respecto al flujo total en cierto período, como se plantea en Baker et al. (2004). Tomando como

entradas los caudales medios diarios y horarios es posible calcular los índices de Richards-Baker diario (RBF diario)

$$\frac{\sum_{i=1}^n 0.5 \cdot (|q_{i+1} - q_i|)}{\sum_{i=1}^n q_i} \quad (4.2)$$

Donde q corresponde es el caudal horario y n al total de registros dentro del período. Este índice se puede interpretar como la suma en valor absoluto de las rampas en la serie de caudales, hacia delante y atrás. Un valor mayor de RBF indica una mayor rapidez y frecuencia en los cambios de escorrentía en el corto plazo, es decir, a mayor valor de este indicador, mayor es la alteración en el cauce.

4.3. Diseño de restricciones

En esta fase del estudio se busca diseñar restricciones y evaluar el comportamiento del sistema Pangué-Angostura frente a dos tipos de restricciones operacionales que serán aplicadas según los casos definidos en la operación de las centrales hidroeléctricas Pangué y Angostura con el propósito de que estas restricciones reduzcan el nivel de alteración hidrológica intradiaria en el Río Biobío. Dichas restricciones, se generan a partir de la metodología propuesta por (Olivares, 2015), en la cual se hace énfasis en la importancia de mantener un caudal mínimo en un curso de agua y en la necesidad de limitar la alta variabilidad en el caudal turbinado hora a hora de una central hidroeléctrica al momento de operar con el objetivo de conservar las condiciones del ecosistema fluvial del cauce.

En base a los antecedentes revisados, se decide aplicar restricciones a la central Pangué y no a Ralco debido al efecto de amortiguamiento que el embalse de esta central tendría sobre las fluctuaciones generadas por la operación de la central Ralco, es decir, se espera que el embalse de la central Pangué actúe como un contraembalse. Además, la distancia entre el caudal de restitución de la central Ralco y la cola del embalse de la central Pangué es muy corta (aproximadamente 2,5 km), lo que sugiere que la zona afectada por la central Pangué será considerablemente mayor en comparación con la afectada por la central Ralco. Otro punto importante, es que el requerimiento de caudal mínimo aguas abajo del punto de restitución de las aguas se cumple por el funcionamiento de la central de pasada Palmucho. Por otra parte, se decide aplicar restricciones en la operación de la central Angostura debido a que los caudales turbinados producto de la operación de la central influyen en gran medida en el régimen del cauce aguas abajo del punto de restitución de las aguas hasta su desembocadura que según los estudios revisados anteriormente corresponde a la zona que presenta mayor fauna íctica.

4.3.1. Caudal mínimo turbinado

En la actualidad, en Chile, existe una restricción ambiental relacionada con la gestión de las fuentes superficiales, la cual está vinculada a la cantidad de recurso hídrico. Esta restricción es establecida por la Dirección General de Aguas, según lo establecido en el artículo 129 bis 1 de la Ley 20.017 (2005), para los nuevos derechos de aprovechamiento de aguas. Esta ley establece un caudal ecológico mínimo para la preservación del medio ambiente, que no puede

exceder el 20 % del caudal medio anual de la fuente superficial. Es importante destacar que no existen restricciones directas sobre la operación de las centrales hidroeléctricas. No obstante, la única central hidroeléctrica que fue puesta en marcha después de que se promulgara dicha ley es la central hidroeléctrica Angostura.

En ese sentido, una de las restricciones propuestas es la imposición de un caudal mínimo horario de operación en la central hidroeléctrica, el diseño de esta restricción se considera a nivel mensual, es decir, varía según el mes en el que se opera. La determinación del valor del caudal mínimo se basa en los registros históricos de los caudales medios mensuales, como se muestra en la Tabla X.

$$Q_t \geq Q_{mt} \quad (4.3)$$

Donde:

Q_t : Caudal turbinado.

Q_{mt} : Caudal mínimo turbinado.

Siguiendo este criterio, se establecen caudales mínimos de operación que varían desde el 30 % hasta el 60 % del promedio histórico mensual. Se evita adoptar caudales iguales o inferiores al 10 % o 20 % para evitar que sean menores que los caudales mínimos turbinables en los meses más secos.

4.3.2. Rampas máximas

En el caso de diseño de restricciones máximas, es necesario considerar que la variabilidad en el caudal, ya sea horaria, diaria, mensual o estacional, es crucial para el equilibrio del ecosistema, el cual presenta diferentes procesos y necesidades en diferentes meses (Poff et al., 1997). Por lo tanto, se opta por imponer una restricción que varíe mensualmente, con el objetivo de simular un escenario en el que el comportamiento del sistema se asemeje más al comportamiento natural.

$$Q_t - Q_{t-1} \leq |R_{max}| \quad (4.4)$$

Donde:

Q_t : Caudal turbinado en el tiempo t.

Q_{t-1} : Caudal turbinado en el tiempo t-1.

R_{max} : Tasas máximas de rampa.

En el caso del diseño de la restricción de rampas máximas de variación de caudal entre horas consecutivas, se diseñan 4 series de variación de caudal. Se definen como variaciones relativas de caudal horarias del 6 %, 12 %, 14 % y 28 % (más el caso no restringido) respecto al caudal natural medio calculado a partir de las series de caudal horario. Los valores de caudal medio están asociados con valores de probabilidad de excedencia en régimen natural del 0,01 %, 0,05 %, 0,1 % y 0,5 %.

4.4. Modelación implementado restricciones operacionales

La elección de las combinaciones de restricciones de caudal mínimo y rampas máximas a nivel mensual diseñadas anteriormente depende de varios factores, como las características específicas del sistema hidroeléctrico, los objetivos operativos y las condiciones hidrológicas esperadas, por lo que se decide seleccionar combinaciones de estas que representen una variedad de escenarios hidrológicos y operativos, además, que proporcionen un margen de seguridad adecuado para evitar situaciones operativas críticas o impactos negativos en el sistema eléctrico y el medio ambiente. Finalmente, se realizará una evaluación del desempeño de cada combinación en términos de objetivos operativos y criterios de desempeño predefinidos (minimizar costos sistémicos y reducir la alteración hidrológica en el cauce) para identificar las combinaciones más efectivas y eficientes para el sistema hidroeléctrico.

Para llevar a cabo lo mencionado se utiliza una plataforma llamada Ameba, un software desarrollado por la empresa SPECenergy Consulting el cual corresponde a una plataforma conformada por un conjunto de algoritmos computacionales, metodologías y modelos matemáticos para abordar íntegramente y de manera óptima la toma de decisiones en los mercados eléctricos.

Ameba contiene una variedad de modelos matemáticos para simular la operación y planificación de sistemas eléctricos, en este caso se utilizará el modelo de Despacho Económico para determinar la operación de mínimo costo del sistema, respetando las principales restricciones operacionales asociadas a los sistemas eléctricos y las cuencas hidrográficas, en estas últimas se agregarán las restricciones asociadas al diagnóstico de alteración hidrológica realizado.

4.5. Definición de escenarios

4.5.1. Caso Base sistema eléctrico

Se define el caso base como el escenario sin la implementación de las restricciones a nivel operacional, asociadas a la alteración hidrológica de las centrales hidroeléctrica Pangue y Angostura en la cuenca del Río Bio Bio. Específicamente, el caso base corresponde a una simulación que representa la operación del año 2022 que utiliza los datos de caudales horarios del año mencionado.

4.5.2. Escenarios incorporando restricciones

Se definen 3 escenarios a partir de la incorporación de las restricciones:

- Se aplican restricciones en ambas centrales (Caso 1)
- Solo se aplican restricciones en la central Pangue (Caso 2).
- Solo se aplican restricciones en la central Angostura (Caso 3).

Tabla 4.1: Nomenclatura de restricciones de rampa máxima o variación máxima de caudal horario.

Nomenclatura	Restricción
R28	Solo Rampa 28 %
R14	Solo Rampa 14 %
R12	Solo Rampa 12 %
R6	Solo Rampa 6 %

Tabla 4.2: Nomenclatura y Restricción

Nomenclatura	Restricción
R28-Q60	Rampa 28 % y Qmin 60 %
R14-Q40	Rampa 14 % y Qmin 40 %
R12-Q50	Rampa 12 % y Qmin 50 %
R6-Q30	Rampa 6 % y Qmin 30 %

Cabe destacar que cada escenario podría contemplar varias combinaciones de restricciones de caudal mínimo y variación de caudal máximo según como se diseñaron las restricciones. Sin embargo, en base a que en los diagnósticos revisados en la revisión bibliográfica mencionan que las restricciones con mejor desempeño son las de rampa o variación máxima de caudal, se decide revisar los casos R28, R14, R12 y R6. (ver tabla 4.2) Además, se decide revisar los casos R28-Q30, R14-Q40, R12-Q50 y R6-Q60, por lo cual se contabilizan un total de 8 combinaciones de restricciones por cada caso definido.

4.5.3. Escenarios hidrológicos

Se analizaran series de tiempo de caudales en la Cuenca del Río Bio Bio, estas corresponden a series de caudales medios semanales afluentes a cada central y embalse del sistema, las cuales son utilizadas por el Coordinador Electrico Nacional para la programación semanal de la operación. En este caso, los caudales afluentes fueron otorgados por el equipo de Spec Energy y estos representan los caudales afluentes simulados del año 2022.

4.5.4. Configuración temporal

Se genera una estructura temporal para poder correr la simulación de escenarios en Ameba, esta divide el período de tiempo a simular en etapas y las etapas a su vez en bloques. Para el caso particular de estudiar la alteración por hydropeaking, es necesario contar con una resolución horaria, de modo que cada etapa se define de 1 hora de extensión, y a su vez se utiliza 1 bloque dentro de cada etapa. El horizonte de tiempo usado para cada corrida es de 1 mes, es decir, por cada central y en cada escenario, se obtuvo una serie de potencia simulada horaria a nivel mensual la cual posteriormente se traspasa a unidades de caudales turbinados horarios utilizando la ecuación 4.1.

Capítulo 5

Resultados

En el presente capítulo, se muestran los principales resultados obtenidos a partir del extensivo análisis cualitativo y cuantitativo de los datos recopilados que se mencionan en el capítulo anterior. En primer lugar, se presenta los resultados tras el análisis de los diagnósticos revisados. Posteriormente, se observa el desempeño de las restricciones con respecto a tres aspectos: Generación Hidroeléctrica, Indicadores de alteración hidrológica y los costos inducidos por la implementación de las restricciones diseñadas.

5.1. Resultados preliminares

En esta sección, se presentan los resultados de los análisis preliminares que se llevan a cabo en este estudio. En primer lugar se presentan los resultados del relleno de datos de caudales horarios a nivel diario de las estaciones fluviométricas seleccionadas para llevar a cabo el estudio.

5.1.1. Relleno de datos

En este punto, se procede a rellenar los datos faltantes de la estaciones en estudio a partir de correlaciones a nivel mensual de los datos de caudales horarios. A continuación, se muestran algunos ejemplos de la correlación entre la estación Río Biobío antes junta Pangué con la estación Río Bío en Rucalhue.

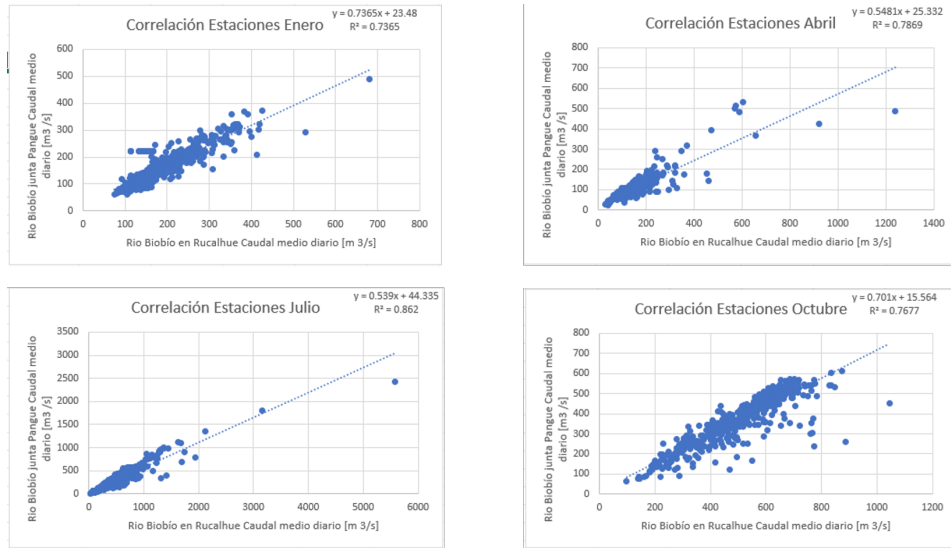


Figura 5.1: Correlación estación Río Biobío antes junta Pangué y estación Río Biobío en Rucalhue meses de Enero, Abril, Julio y Abril.

5.1.2. Régimen de cuenca.

A partir de los caudales medios diarios, se obtienen las curvas de variación estacional para las cuencas que tienen como punto de salida la estación Río Biobío ante Junta Pangué y Río Biobío en Rucalhue para así determinar el régimen de las cuencas. A continuación se muestran los gráficos de variación estacional en la figura 3.2 y 3.3 respectivamente.

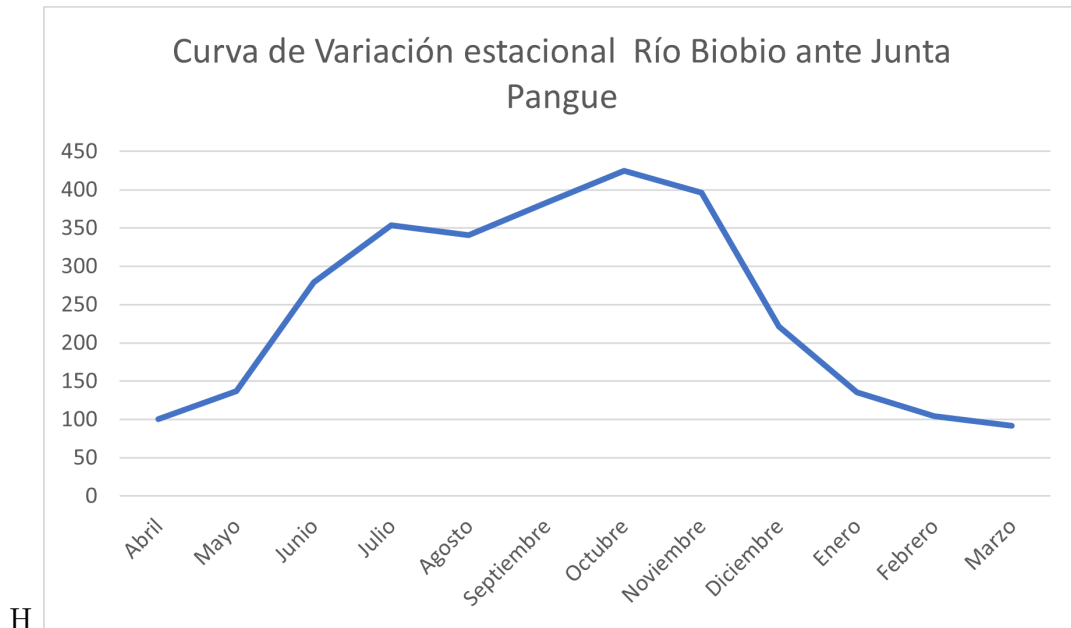
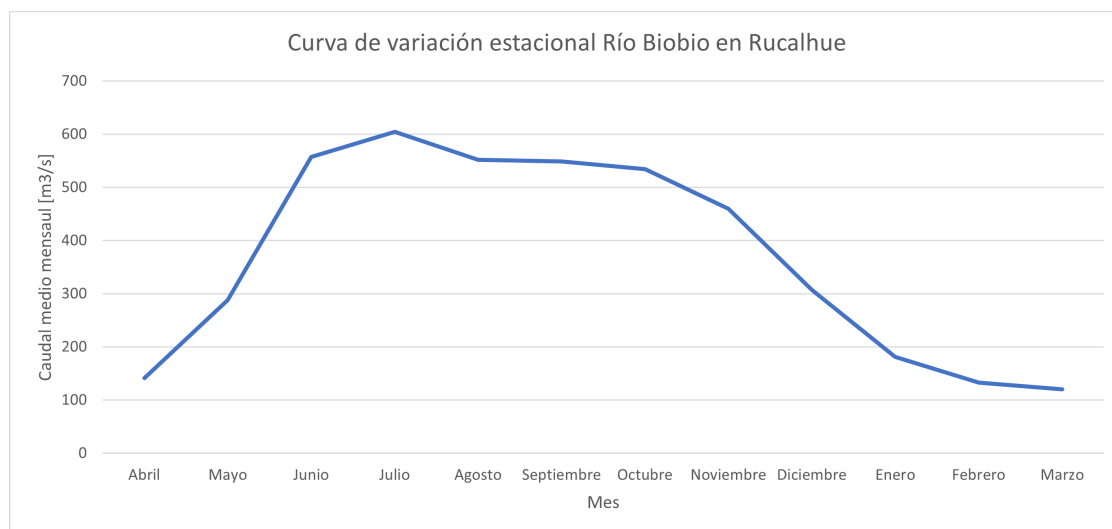


Figura 5.2: Curva de variación estacional estación Río Biobío ante Junta Pangué.



H

Figura 5.3: Curva de variación estacional estación Río Biobio en Rucalhue.

A partir de lo evidenciado en las figuras 5.2 y 5.3, se puede decir lo siguiente: En el caso de la curva de variación estacional de la estación Río Biobio ante Junta Pangué se aprecia un régimen Nivo-pluvial. En cambio, el régimen de la cuenca que tiene como punto de salida la estación Río Biobio en Rucalhue presenta es Pluvo-nival.

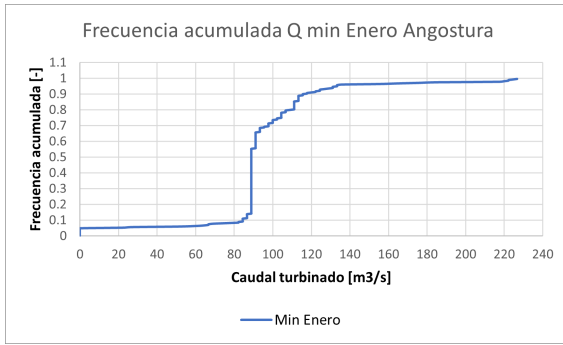
5.2. Análisis de caudales turbinados históricos

En esta sección, se muestran los principales resultados obtenidos a partir de los datos de generación horaria de las centrales hidroeléctrica Pangué y Angostura en el período entre los años 2014 y 2022. En primer lugar, se obtienen las series de caudales turbinados horarios, a partir de las series de generación horarias obtenidas desde la página web del Coordinador Eléctrico Nacional.

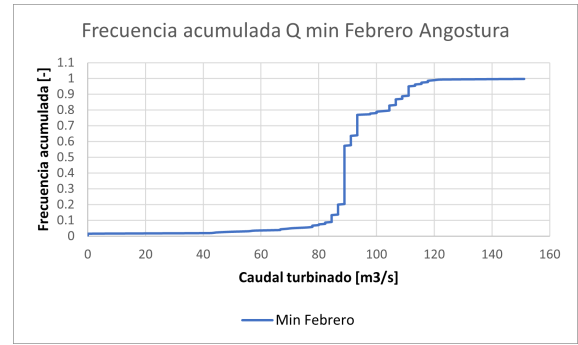
Una vez obtenidos los caudales turbinados horarios se generan las series de indicador de alteración hidrológica para

5.2.1. Curva de acumulación caudales turbinados mínimos diarios

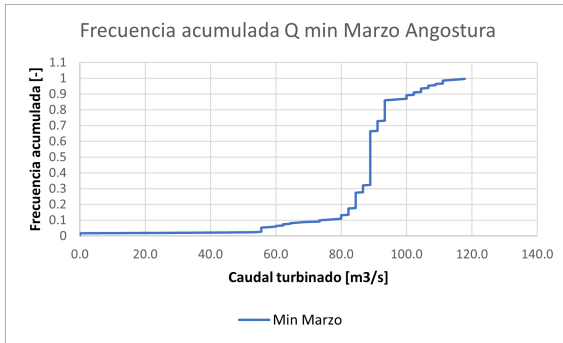
Se realiza un extensivo análisis de los caudales turbinados mínimos diarios operados por las centrales Pangué y Angostura durante el período que comprende los años 2014 y 2022. Específicamente, se generan las curvas de frecuencia acumulada de los caudales mínimos diarios turbinados por las centrales Pangué y Angostura durante el período antes mencionado con el objetivo de obtener una condición de caudal mínimo al cual operan históricamente las respectivas centrales hidroeléctricas y así definir el caudal mínimo técnico por central como dato de entrada para la posterior modelación.



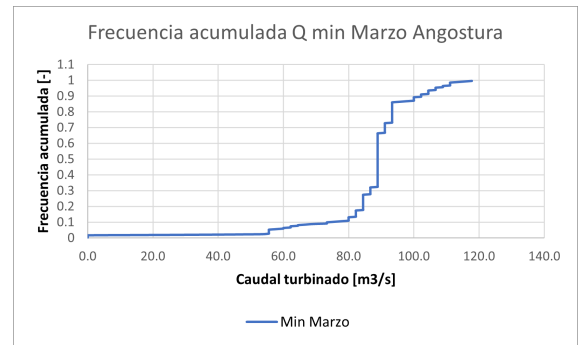
(a) Curva de duración caudales turbinados Enero.



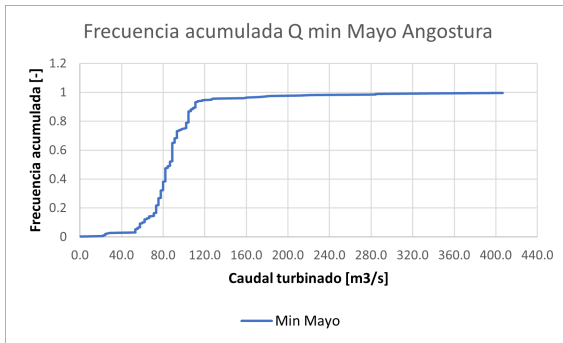
(b) Curva de duración caudales turbinados Febrero.



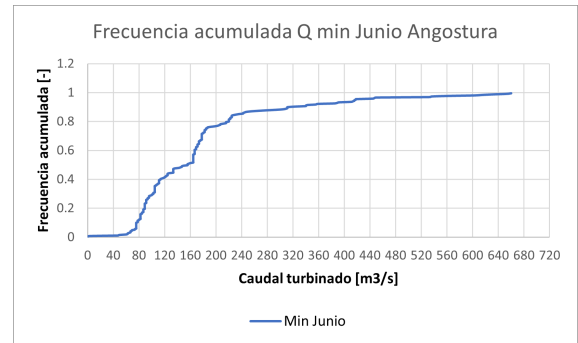
(c) Curva de duración caudales turbinados Marzo.



(d) Curva de duración caudales turbinados Abril.

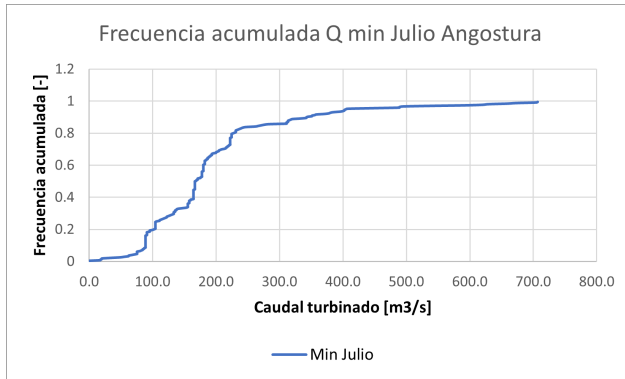


(e) Curva de duración caudales turbinados Mayo.

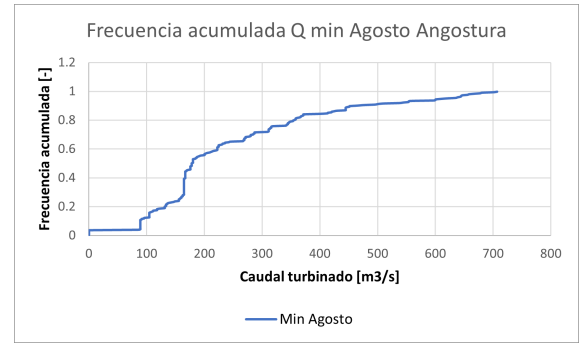


(f) Curva de duración caudales turbinados Junio.

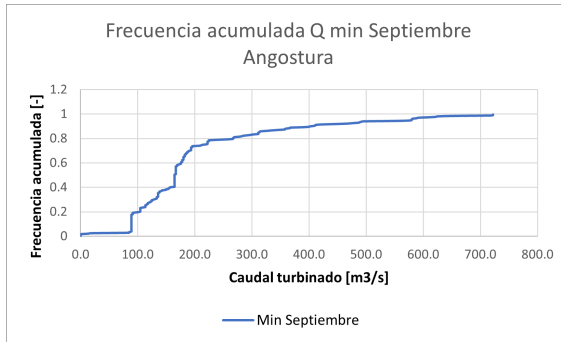
Figura 5.4: Frecuencia acumulada de caudales mínimos diarios turbinados Central Angostura período enero-junio.



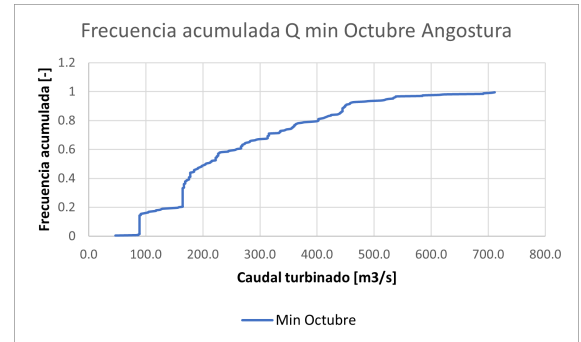
(a) Curva de duración caudales turbinados Julio.



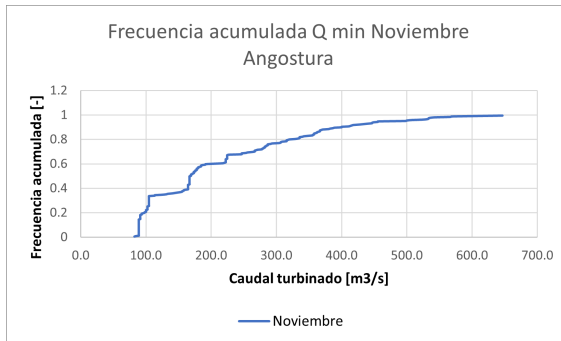
(b) Curva de duración caudales turbinados Agosto.



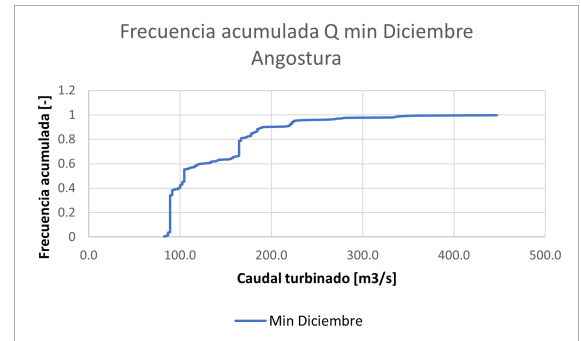
(c) Curva de duración caudales turbinados Septiembre.



(d) Curva de duración caudales turbinados Octubre.



(e) Curva de duración caudales turbinados Noviembre.



(f) Curva de duración caudales turbinados Diciembre.

Figura 5.5: Frecuencia acumulada de caudales mínimos diarios turbinados Central Angostura período julio-diciembre.

A partir de los resultados obtenidos de la frecuencia acumulada de los caudales diarios mínimos de la central Angostura, en la figura 5.2 y 5.3, muestra que desde los meses de diciembre a mayo, los caudales mínimos diarios se concentran entre un 90% y un 75% de las veces en un rango entre los 80 m³/s y 90 m³/s. En cambio, para el resto de los meses la tendencia no es tan clara, pero se observa un punto de inflexión en la curva de duración al momento pasar los 80m³/s. En ese sentido, se define el caudal mínimo turbinado de 85.55 m³/s.

5.3. Diseño de restricciones operacionales

Si bien la operación de la central Ralco es la que genera mayor alteración hidrológica intradiaria en el cauce, el embalse Pangue, de manera indirecta, atenúa el efecto de las fluctuaciones en los caudales, lo cual es un factor importante al momento de establecer restricciones operacionales. En base a lo anterior, se decide descartar imponer restricciones de operación en la central Ralco y de esa manera solo definir restricciones operacionales en la central Pangue debido a la alta presencia de fauna íctica aguas abajo de la central y además se decide imponer restricciones operacionales en la central Angostura debido al que la operación de esta tiene un impacto en un tramo extenso del río Biobío aguas abajo del punto de restitución de las aguas.

Para llevar a cabo el diseño de las restricciones en la operación de las centrales Pangue y Angostura, se realiza un análisis exhaustivo de la información de caudales horarios disponibles en las estaciones en estudio para el caso de las restricciones de caudal mínimo. Por otra parte, en el caso de las rampas máximas, se diseñan a partir de la realización de un análisis de frecuencia de las potencias horarias generas por las respectivas centrales.

5.3.1. Central hidroeléctrica Pangue

5.3.1.1. Caudal mínimo

En primer lugar, se decide realizar la naturalización de caudales de las series de caudales horarios de las estaciones fluviométricas en estudio. La determinación del caudal natural asociado a la estación Río Biobío antes Junta Pangue se lleva a cabo utilizando los datos de la estación Río Biobío en Llanquén, que se encuentra aguas arriba de la central Ralco y no ha sido afectada por intervenciones humanas.

Luego, se lleva a cabo una correlación de los datos de la estación Río Biobío antes Junta Huirí Huirí y Río Biobío en Llanquén antes de la operación de la central Ralco previo a cualquier intervención humana.

Se examina la relación entre ambas estaciones durante el año 2003 y tras observar un alto coeficiente de determinación que indica una fuerte correlación entre ellas, se emplea la ecuación del modelo lineal (5.1) para estimar el caudal naturalizado de la estación Río Biobío antes Junta Huirí Huirí hasta la fecha actual. La ecuación utilizada es:

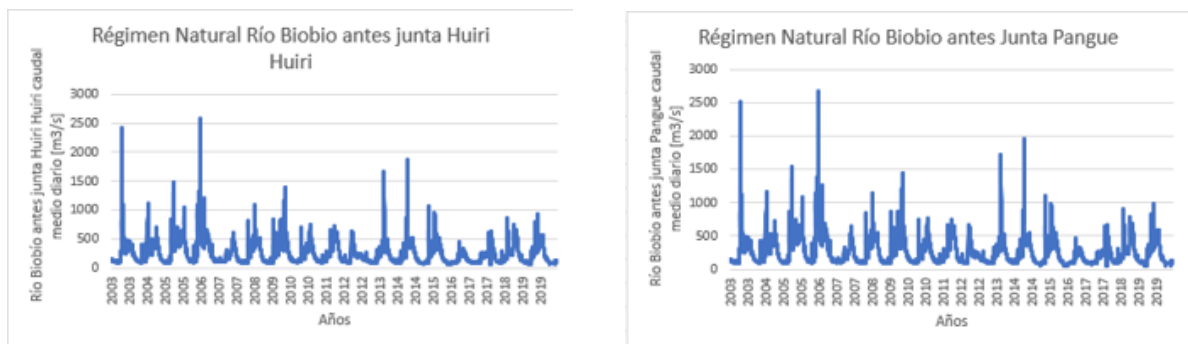
$$Q_{HuiríNat} = 1,594 \cdot Q_{Llanquen} + 46,816 \quad (5.1)$$

Posteriormente, este caudal naturalizado de la estación Río Biobío antes Junta Huirí Huirí se utiliza como dato de entrada para generar la serie de régimen natural de la estación Río Biobío antes Junta Pangue, la cual se obtiene a partir del método de transposición de caudales debido a que las características evaluar el grado de alteración hidrológica causado por la operación de la central hidroeléctrica Ralco. Finalmente, en la Figura 5.9 se presenta la comparación entre el caudal naturalizado de la estación Río Biobío antes Junta Huirí Huirí y el caudal medido por la misma estación.



Figura 5.6: Correlación estación Río Biobío en Llanquén y Río Biobío en Huirí Huirí

Luego, se obtiene la serie de caudal natural en la estación Río Biobío antes junta Pangué mediante transposición de caudales. Finalmente, se obtiene la serie de caudal natural en la estación Río Biobío en Rucalhue a partir de la suma de los caudales de Río Biobío antes junta Pangué naturalizados y Río Pangué en Captación. A continuación se muestran las series de caudales en régimen natural para las estaciones en estudio:



(a) Serie naturalizada estación Río Biobío en Huirí Huirí.

(b) Serie naturalizada Río Biobío antes junta Pangué.

Figura 5.7: Frecuencia acumulada de caudales mínimos diarios turbinados Central Angostura período julio-diciembre.

Finalmente, para el diseño de la restricción de caudal mínimo se decide generar 4 series de caudales mínimos turbinados entre el 30 % y 60 % del caudal medio mensual alfuente natural. Además, se define que el caudal mínimo que puede ser turbinado es igual a 22.72 m³/s asociado al mínimo técnico, observado en las curvas de duración de caudal mínimo diario turbinado, por lo que si se obtiene un valor menor que el mínimo técnico, se decide que alcanza el valor de 22.72 m³/s. A continuación se muestran los resultados obtenidos del diseño de restricción de caudal mínimo: Los valores de la restricción de caudal mínimo mensual para la central Pangué y Angostura se presentan en la Tabla 5.1 y 5.2 respectivamente.

Tabla 5.1: Series de restricción de caudales mínimos central Pangué.

30%		40%		50%		60%	
Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]
Enero	40.60	Enero	54.14	Enero	67.67	Enero	81.20
Febrero	31.22	Febrero	41.63	Febrero	52.03	Febrero	62.44
Marzo	27.48	Marzo	36.64	Marzo	45.80	Marzo	54.96
Abril	30.09	Abril	40.11	Abril	50.14	Abril	60.17
Mayo	41.21	Mayo	54.94	Mayo	68.68	Mayo	82.41
Junio	83.66	Junio	111.54	Junio	139.43	Junio	167.31
Julio	106.12	Julio	141.49	Julio	176.87	Julio	212.24
Agosto	102.17	Agosto	136.23	Agosto	170.29	Agosto	204.35
Septiembre	114.92	Septiembre	153.23	Septiembre	191.54	Septiembre	229.85
Octubre	127.42	Octubre	169.89	Octubre	212.36	Octubre	254.84
Noviembre	118.82	Noviembre	158.42	Noviembre	198.03	Noviembre	237.64
Diciembre	66.45	Diciembre	88.61	Diciembre	110.76	Diciembre	132.91

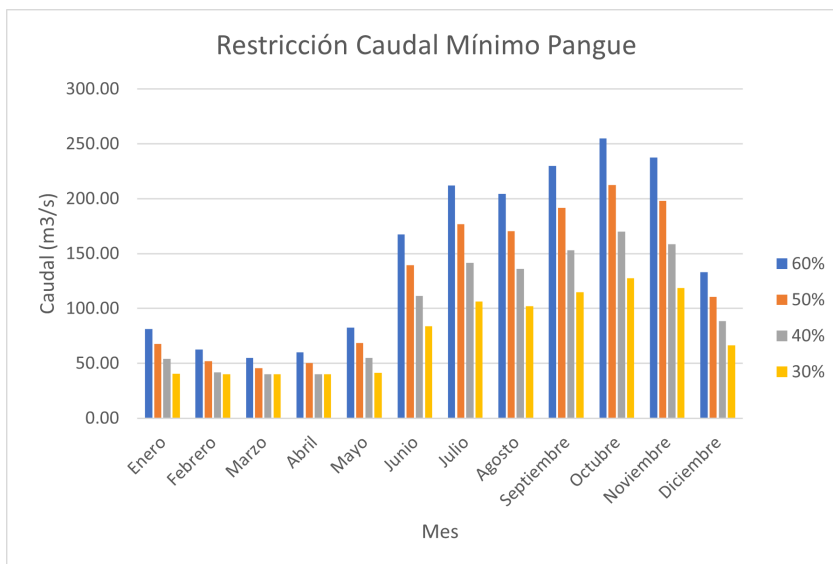


Figura 5.8: Restricción de caudal mínimo central Pangué.

5.3.1.2. Variación máxima de caudal horario (Rampa Máxima)

En el caso del diseño de la restricción de rampas máximas de variación de caudal entre horas consecutivas, se diseñan 4 series de variación de caudal. Se definen como variaciones relativas de caudal horarias del 6 %, 12 %, 14 % y 28 % (más el caso no restringido) respecto al caudal natural medio, estos valores están asociados con valores de probabilidad de exceedencia en régimen natural del 0,01 %, 0,05 %, 0,1 % y 0,5 %. A continuación, se presentan los resultados obtenidos:

Tabla 5.2: Variación de caudales mensuales para diferentes porcentajes de restricción

Mes	Variación Caudal [m ³ /s/min]	Mes	Variación Caudal [m ³ /s/min]	Mes	Variación Caudal [m ³ /s/min]	Mes	Variación Caudal [m ³ /s/min]
Enero	0.63	Enero	0.32	Enero	0.27	Enero	0.14
Febrero	0.49	Febrero	0.24	Febrero	0.21	Febrero	0.10
Marzo	0.43	Marzo	0.21	Marzo	0.18	Marzo	0.09
Abril	0.47	Abril	0.23	Abril	0.20	Abril	0.10
Mayo	0.64	Mayo	0.32	Mayo	0.27	Mayo	0.14
Junio	1.30	Junio	0.65	Junio	0.56	Junio	0.28
Julio	1.65	Julio	0.83	Julio	0.71	Julio	0.35
Agosto	1.59	Agosto	0.79	Agosto	0.68	Agosto	0.34
Septiembre	1.79	Septiembre	0.89	Septiembre	0.77	Septiembre	0.38
Octubre	1.98	Octubre	0.99	Octubre	0.85	Octubre	0.42
Noviembre	1.85	Noviembre	0.92	Noviembre	0.79	Noviembre	0.40
Diciembre	1.03	Diciembre	0.52	Diciembre	0.44	Diciembre	0.22

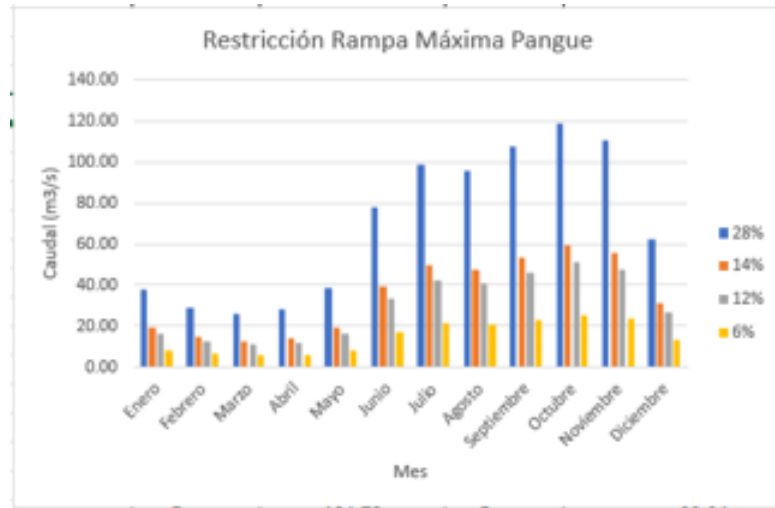


Figura 5.9: Restricción de rampa máxima central Pangué.

5.3.2. Central hidroeléctrica Angostura

5.3.2.1. Caudal mínimo

Para llevar a cabo el diseño de la restricción de caudal mínimo en la central Angostura, se decide generar 4 series de caudales mínimos turbinados entre el 30% y 60% a partir de las potencias generadas horarias convertidas en los caudales medios mensuales turbinados a partir del cociente entre potencia horaria y eficiencia. En el caso de la central Angostura, se define el caudal mínimo técnico de 38.5 MW, según la ficha técnica y de la unidad 3 de la central Angostura, además, el caudal mínimo que se observe en los datos de operación en unidades de caudales turbinados es de 85.55 m³/s, lo que coincide con el mínimo técnico. A continuación, se muestran las series de caudales mínimos que componen la restricción diseñada en la central Angostura.

Tabla 5.3: Restricciones de caudales mínimos central Angostura.

30%		40%		50%		60%	
Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]	Mes	Caudal [m ³ /s]
Enero	52.70	Enero	70.27	Enero	87.83	Enero	105.40
Febrero	40.44	Febrero	53.93	Febrero	67.41	Febrero	80.89
Marzo	35.55	Marzo	47.40	Marzo	59.25	Marzo	71.10
Abril	40.16	Abril	53.54	Abril	66.93	Abril	80.32
Mayo	53.63	Mayo	71.51	Mayo	89.39	Mayo	107.26
Junio	109.06	Junio	145.41	Junio	181.76	Junio	218.11
Julio	137.55	Julio	183.40	Julio	229.25	Julio	275.10
Agosto	132.13	Agosto	176.17	Agosto	220.21	Agosto	264.25
Septiembre	147.99	Septiembre	197.32	Septiembre	246.66	Septiembre	295.99
Octubre	163.58	Octubre	218.11	Octubre	272.63	Octubre	327.16
Noviembre	152.61	Noviembre	203.48	Noviembre	254.36	Noviembre	305.23
Diciembre	85.91	Diciembre	114.55	Diciembre	143.19	Diciembre	171.82

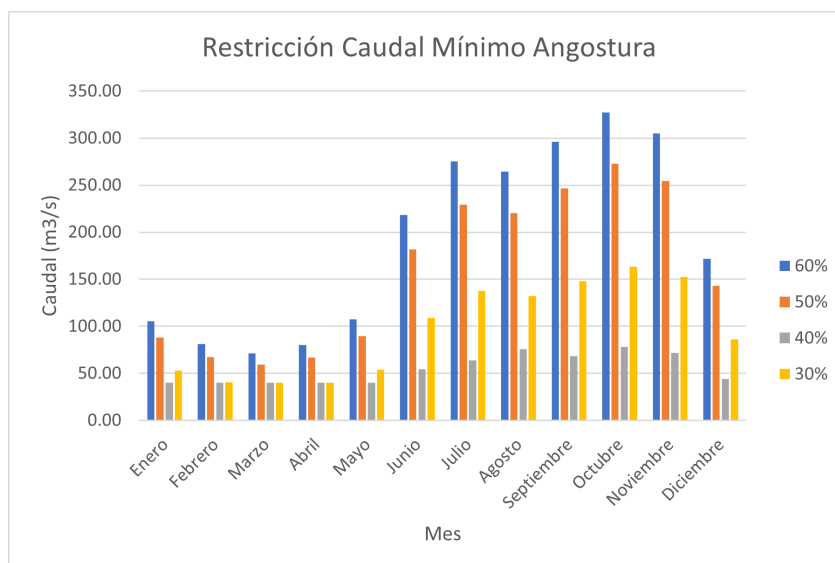


Figura 5.10: Restricción de caudal mínimo central Angostura.

5.3.2.2. Variación máxima de caudal horario (Rampa Máxima)

En el caso del diseño de la restricción de rampas máximas de variación de caudal entre horas consecutivas, se diseñan 4 series de variación de caudal. Se definen como variaciones relativas de caudal horarias del 6 %, 12 %, 14 % y 28 % (más el caso no restringido) respecto al caudal natural medio, estos valores están asociados con valores de probabilidad de excedencia en régimen natural del 0,01 %, 0,05 %, 0,1 % y 0,5 %. al igual que en el caso de Pangué. A continuación, se presentan los resultados obtenidos en la tabla 5.2 y figura 5.7.

Tabla 5.4: Series de rampa máxima de caudales horarios

28 %		14 %		12 %		6 %	
Mes	Variación Caudal [m³/s/min]	Mes	Variación Caudal [m³/s/min]	Mes	Variación Caudal [m³/s/min]	Mes	Variación Caudal [m³/s/min]
Enero	0.49	Enero	0.24	Enero	0.21	Enero	0.10
Febrero	0.31	Febrero	0.15	Febrero	0.13	Febrero	0.07
Marzo	0.24	Marzo	0.12	Marzo	0.10	Marzo	0.05
Abril	0.27	Abril	0.14	Abril	0.12	Abril	0.06
Mayo	0.50	Mayo	0.25	Mayo	0.21	Mayo	0.11
Junio	0.85	Junio	0.42	Junio	0.36	Junio	0.18
Julio	1.08	Julio	0.54	Julio	0.46	Julio	0.23
Agosto	1.03	Agosto	0.51	Agosto	0.44	Agosto	0.22
Septiembre	1.27	Septiembre	0.63	Septiembre	0.54	Septiembre	0.27
Octubre	1.56	Octubre	0.78	Octubre	0.67	Octubre	0.33
Noviembre	1.38	Noviembre	0.69	Noviembre	0.59	Noviembre	0.30
Diciembre	0.68	Diciembre	0.34	Diciembre	0.29	Diciembre	0.15

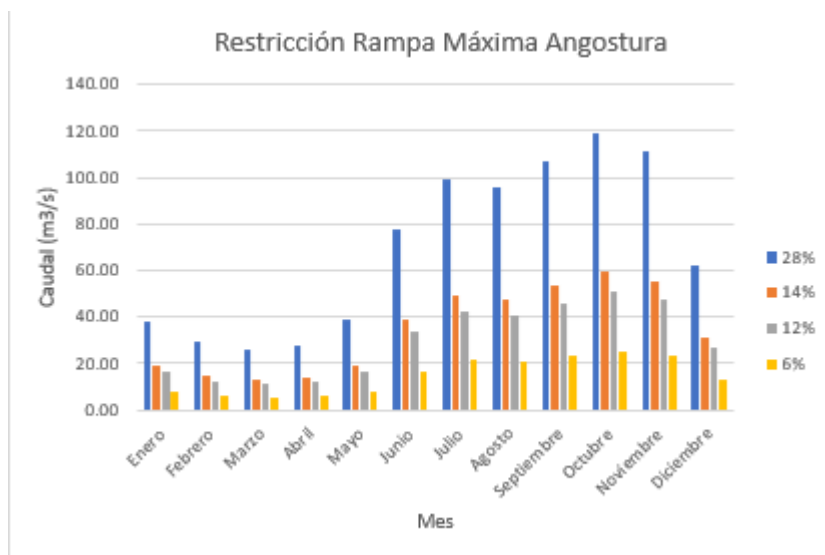


Figura 5.11: Restricción diseñada rampa máxima Angostura.

5.4. Resultados Modelación

En esta sección del informe, se presentan los resultados obtenidos tras aplicar las combinaciones de restricciones sobre la operación de las centrales Pangué y Angostura y luego correr las modelaciones en la plataforma Ameba. El desempeño de las restricciones diseñadas se evalúa en base a 3 aspectos, el impacto en la generación hidroeléctrica, la capacidad de poder amortiguar la alteración hidrológica y con respecto al desempeño económico.

Los resultados de caudales turbinados son presentados según los 3 casos considerados en la metodología: Caso con restricción en ambas centrales, caso con restricción solo en Pangué y caso con restricción solo en Angostura.

A continuación, se presentan resultados donde se aprecia la comparación entre la operación del caso base versus casos con solo restricciones de rampa máxima debido a que los casos donde se implementan restricciones donde se combinan las exigencias de caudal mínimo y rampas máximas no son del todo eficientes y más bien corresponden a soluciones menores.

5.4.1. Caso 1

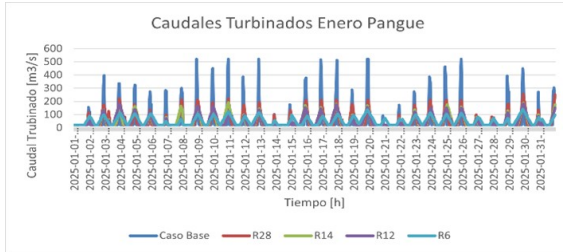
Los resultados que se muestran en esta sección corresponden a la serie de caudales turbinados y la frecuencia acumulada del indicador RBF para el caso en que se imponen restricciones a nivel operacional, diseñadas previamente, en ambas centrales hidroeléctricas en estudio.

5.4.1.1. Impacto en Generación hidroeléctrica

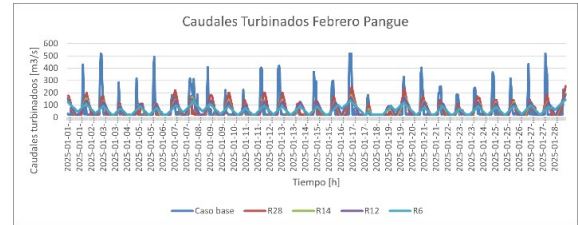
Como resultado se obtienen gráficos de la evolución temporal de la generación eléctrica horaria en unidades de caudales turbinados con horizonte mensual en metros cúbicos por segundo. En cada gráfico se observa los caudales turbinados del caso base representada por una línea azul, luego las restricciones de

5.4.1.1.1. Central Pangué

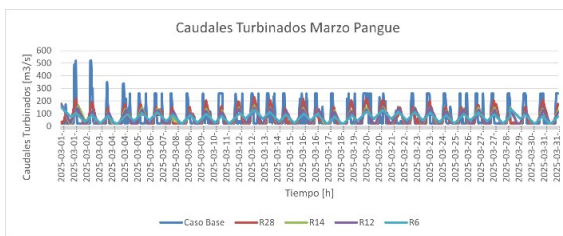
En los gráficos de la figura 5.11 y 5.12, se muestran los resultados de las simulaciones los cuales representan el efecto que tiene sobre la operación aplicar las restricciones diseñadas en comparación con el caso base, en estos se observan los caudales turbinados horarios en unidades de m³/s.



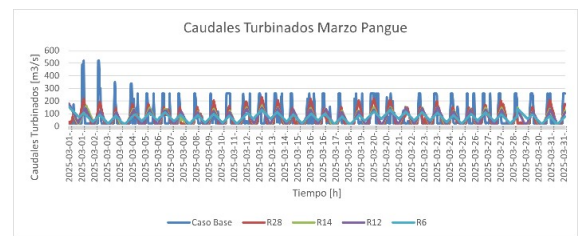
(a) Caudales Turbinados Enero.



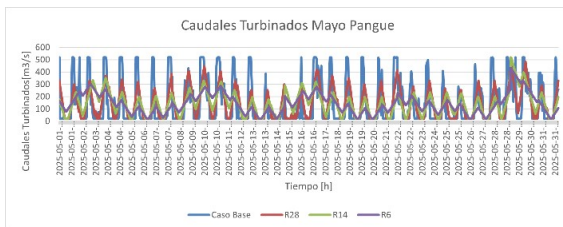
(b) Caudales Turbinados Febrero.



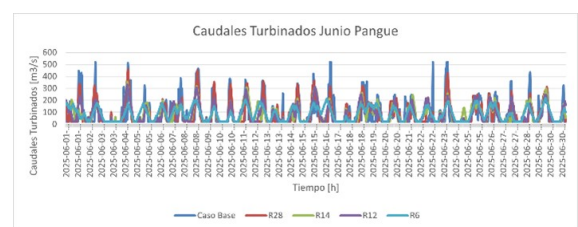
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

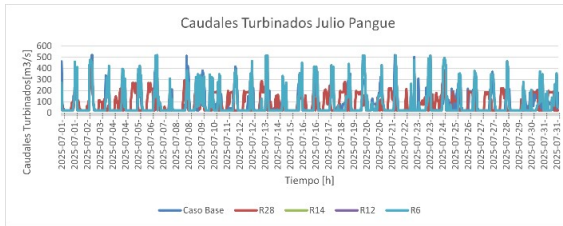


(e) Caudales Turbinados Mayo.

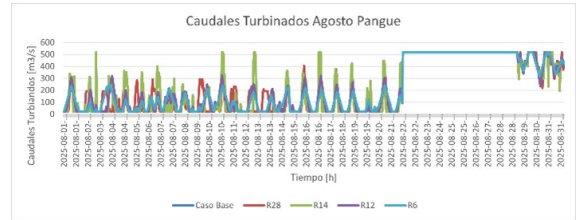


(f) Caudales Turbinados Junio.

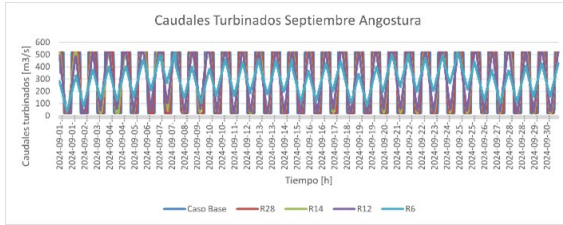
Figura 5.12: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.



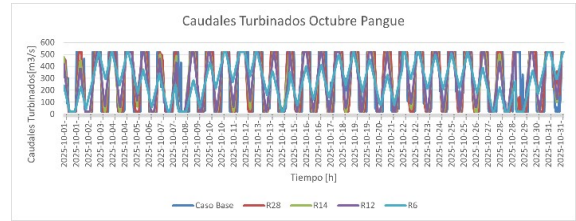
(a) Caudales Turbinados Julio.



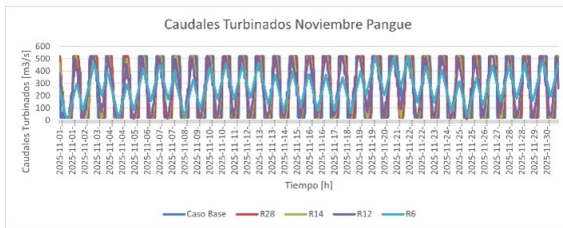
(b) Caudales Turbinados Agosto.



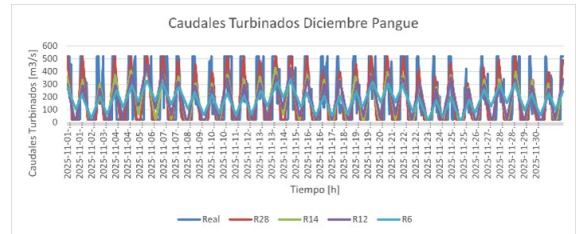
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.

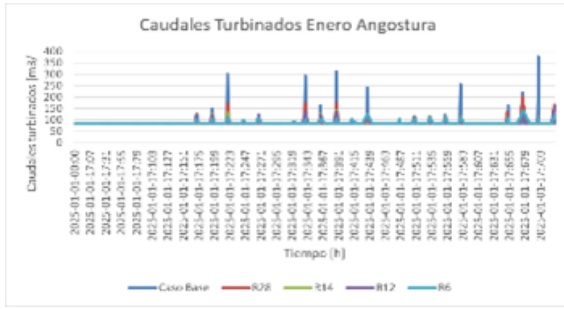


(f) Caudales Turbinados Diciembre.

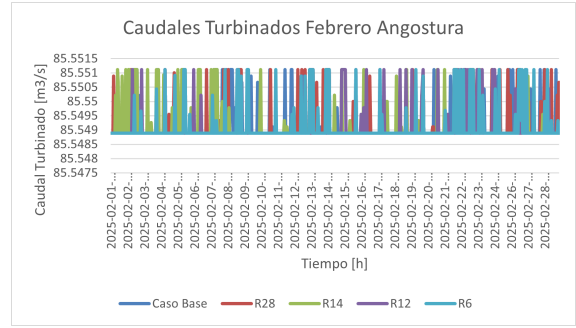
Figura 5.13: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.

5.4.1.1.2. Central Angostura

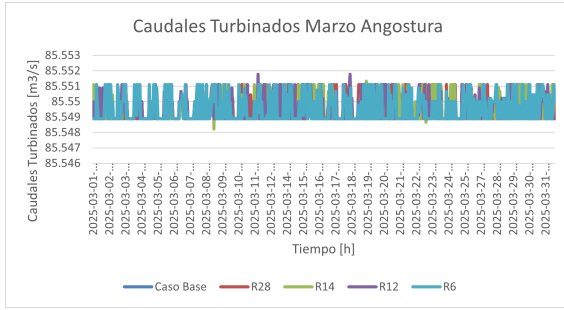
En la figura 5.13 y 5.14, se aprecian los resultados de los caudales obtenidos a partir de las simulaciones del caso base y las restricciones de rampa máxima en Ameba.



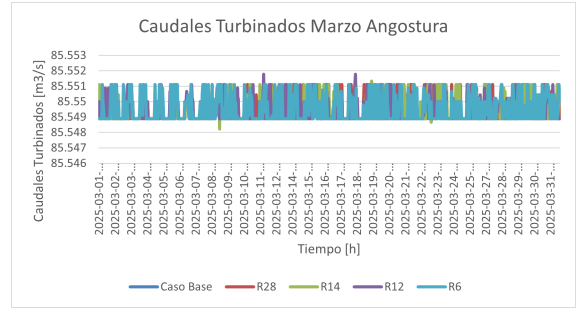
(a) Caudales Turbinados Enero.



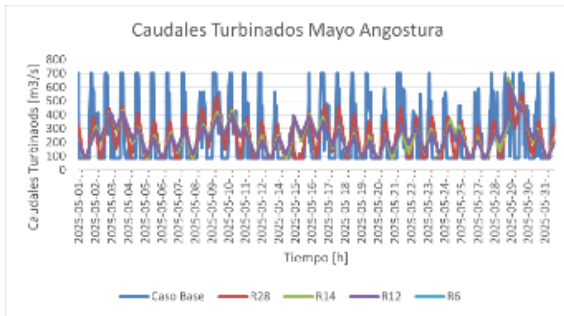
(b) Caudales Turbinados Febrero.



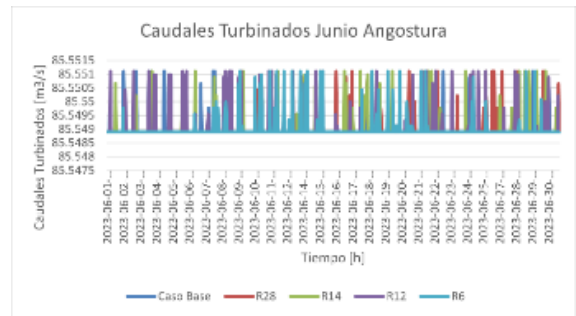
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

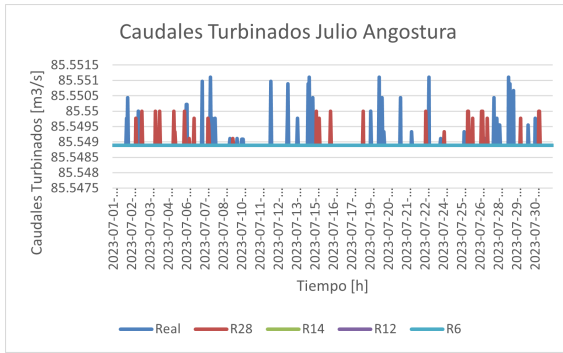


(e) Caudales Turbinados Mayo.

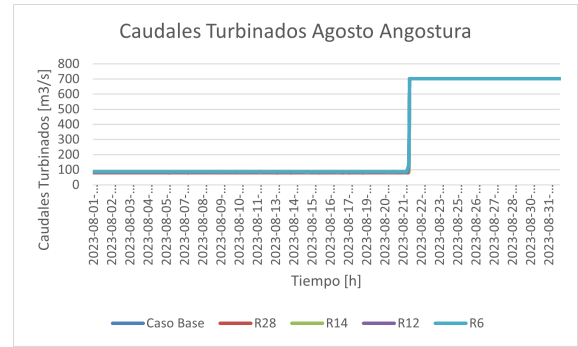


(f) Caudales Turbinados Junio.

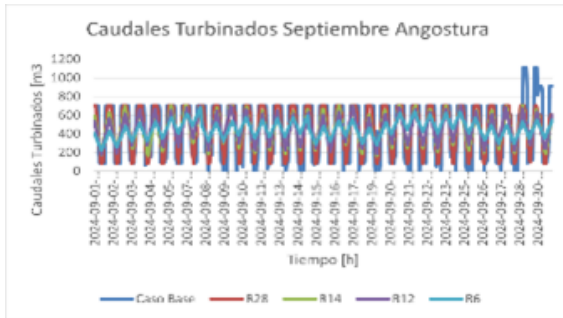
Figura 5.14: Caudales Turbinados horarios central Angostura período enero-junio.



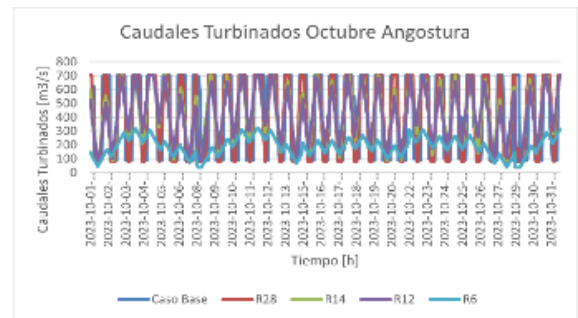
(a) Caudales Turbinados Julio.



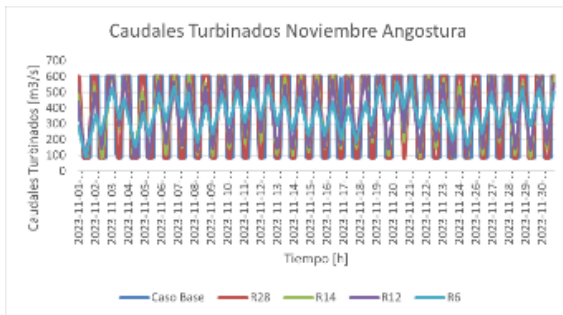
(b) Caudales Turbinados Agosto.



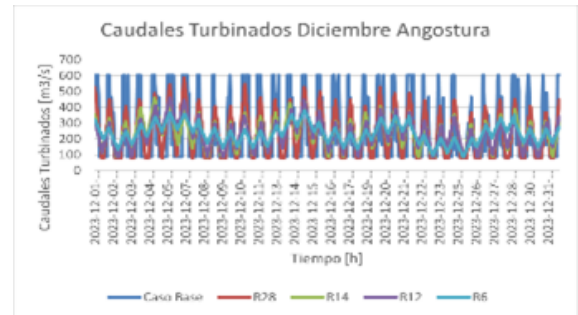
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.



(f) Caudales Turbinados Diciembre.

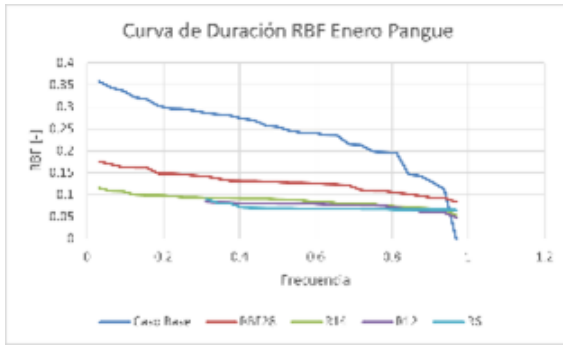
Figura 5.15: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Angostura.

5.4.1.2. Efecto en la Alteración hidrológica

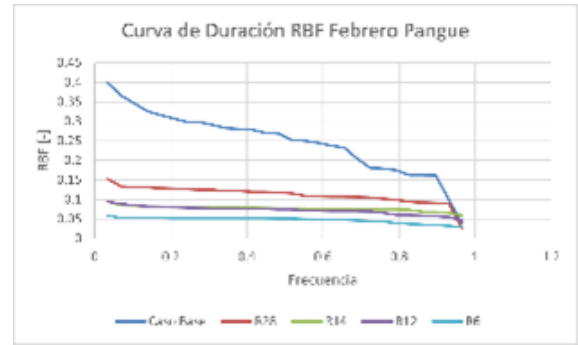
En esta sección, se muestran los principales resultados, en los gráficos, se comparan las curvas de duración del indicador Richard-Baker (RBF) del caso base y de los casos con restricciones operacionales impuestas.

5.4.1.2.1. Central Pangué

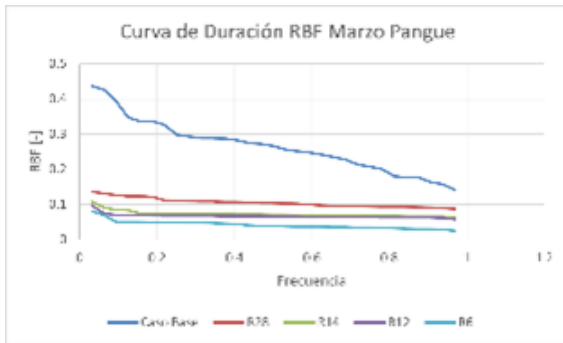
En la figura 5.15 y 5.16, se presentan las curvas de duración de índices Richard Baker que se obtienen a partir de las series de caudales turbinados horarios de la central Pangué como resultado de las modelaciones del caso base y caso con restricciones en la operación de ambas centrales en estudio.



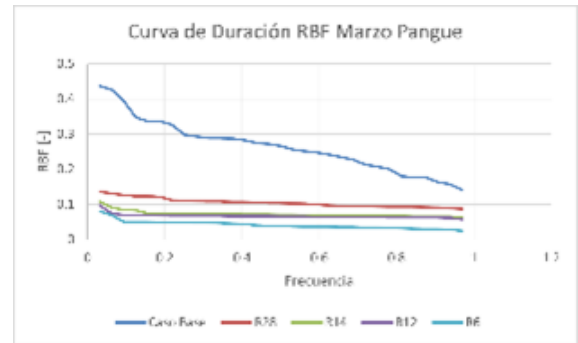
(a) Curva de duración RBF Enero.



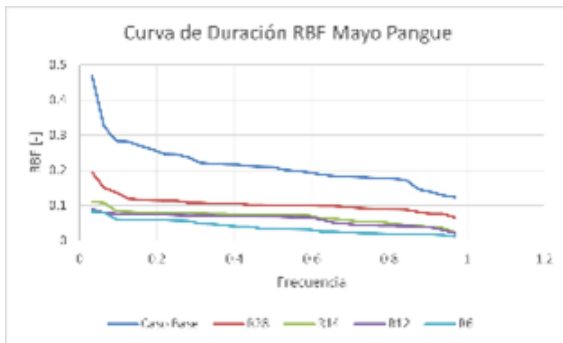
(b) Curva de duración RBF Febrero.



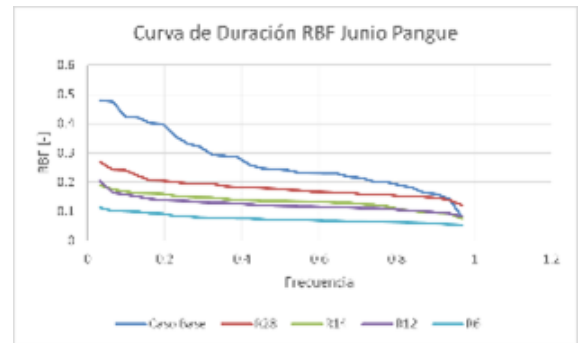
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

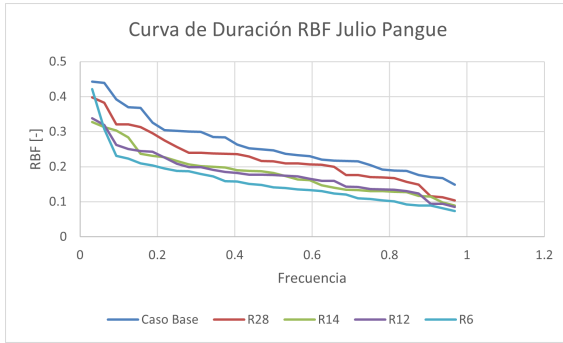


(e) Curva de duración RBF Mayo.

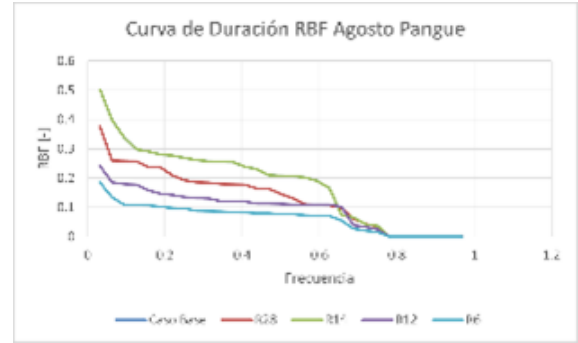


(f) Curva de duración RBF Junio.

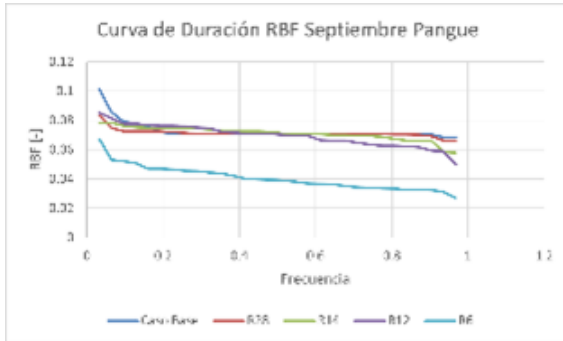
Figura 5.16: Curva de duración RBF central Pangue período enero-junio.



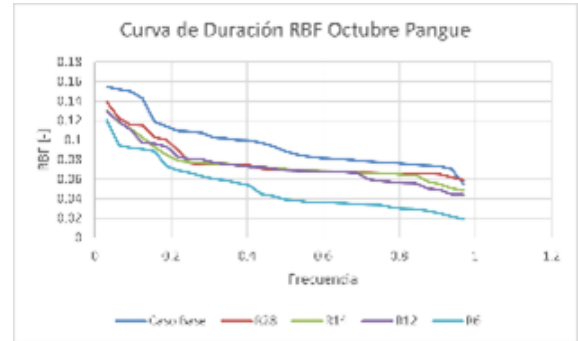
(a) Curva de duración RBF Julio.



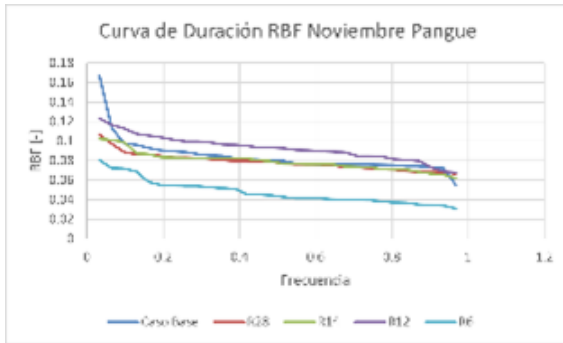
(b) Curva de duración RBF Agosto.



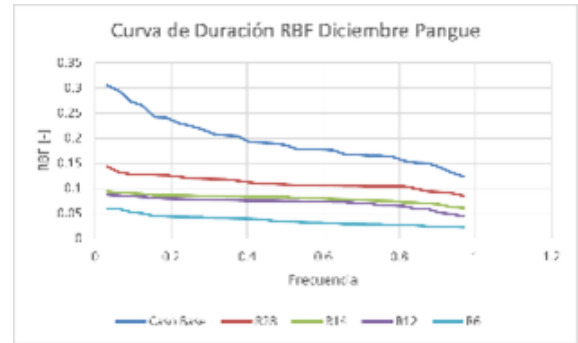
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.

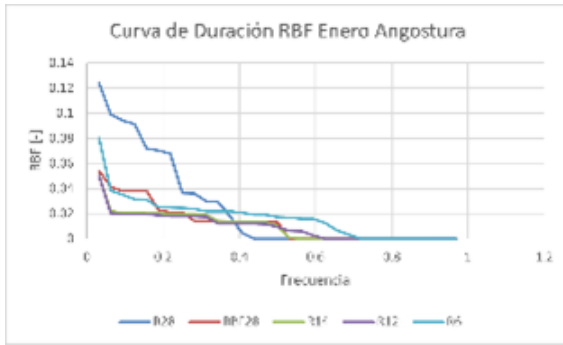


(f) Curva de duración RBF Diciembre.

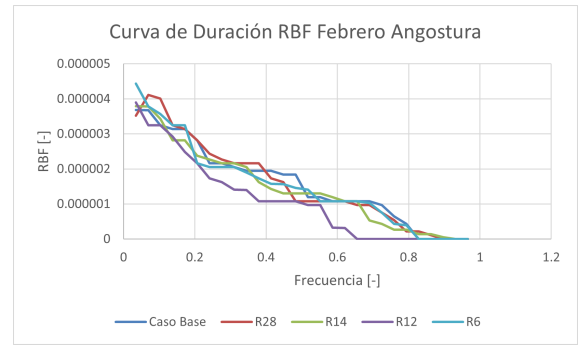
Figura 5.17: Curva de duración RBF central Pangue período julio-diciembre.

5.4.1.2.2. Central Angostura

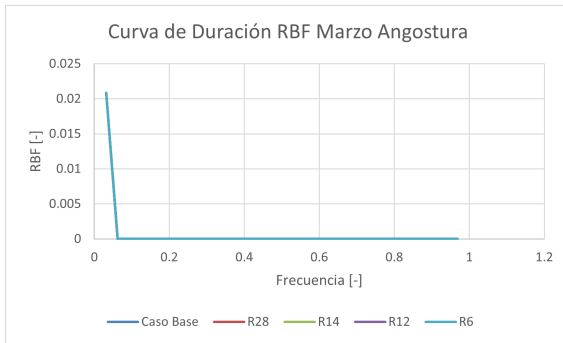
También se obtienen las curvas de duración para el caso de la central Pangue.



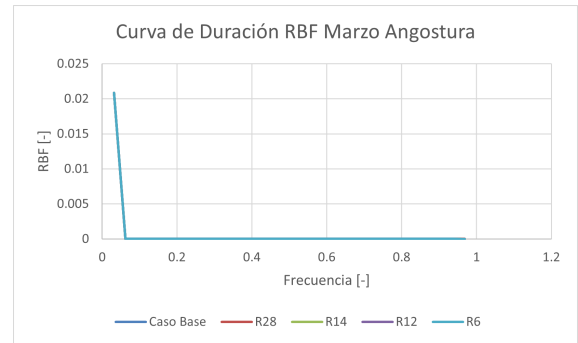
(a) Curva de duración RBF Enero.



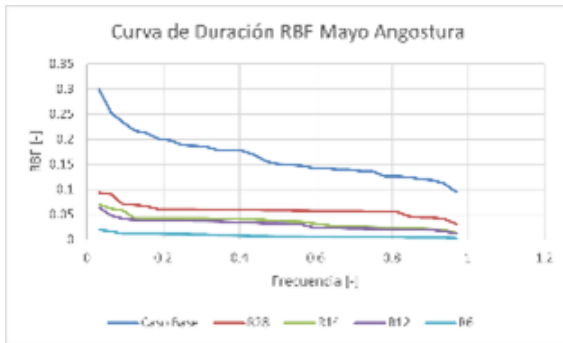
(b) Curva de duración RBF Febrero.



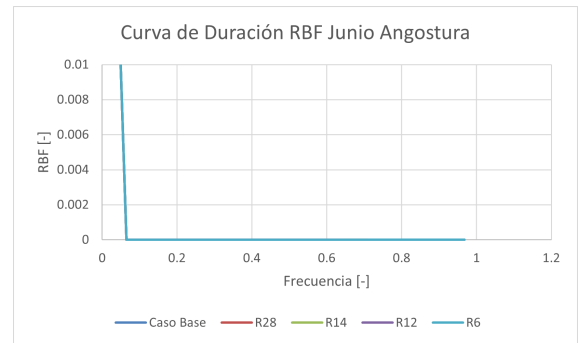
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

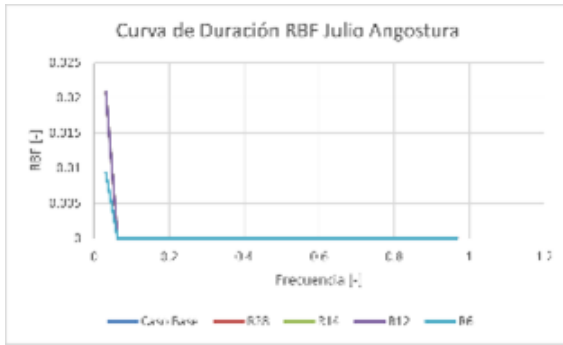


(e) Curva de duración RBF Mayo.

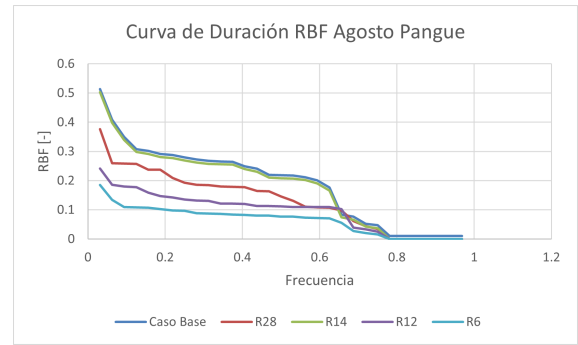


(f) Curva de duración RBF Junio.

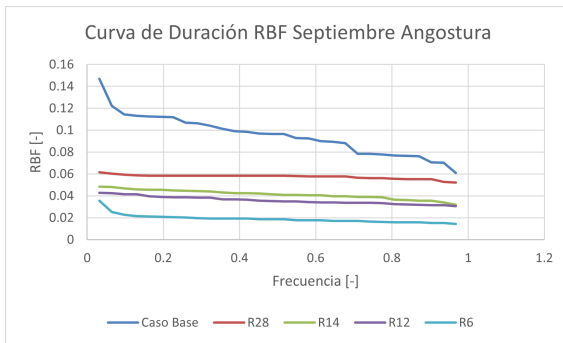
Figura 5.18: Curva de duración RBF central Angostura período enero-junio.



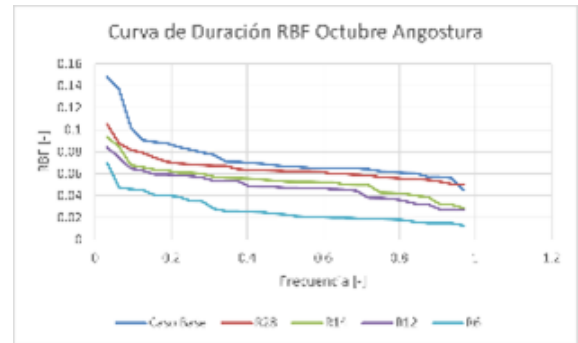
(a) Curva de duración RBF Julio.



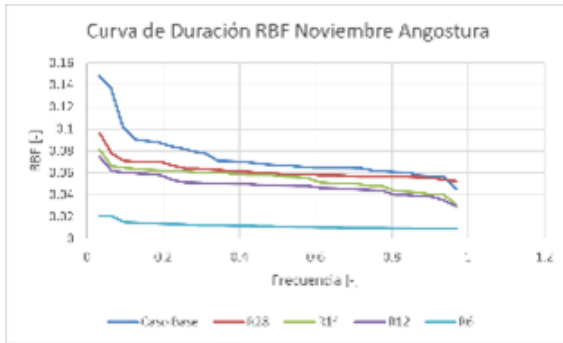
(b) Curva de duración RBF Agosto.



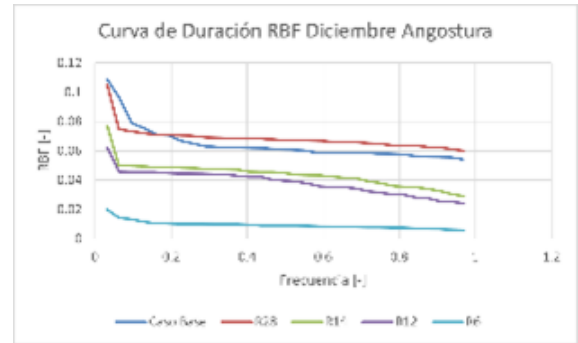
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.



(f) Curva de duración RBF Diciembre.

Figura 5.19: Curva de duración RBF central Angostura período julio-diciembre.

5.4.2. Caso 2

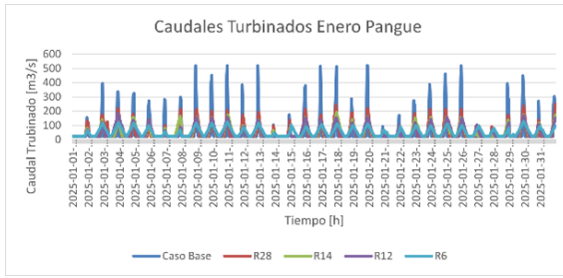
En esta sección se muestran los resultados de las modelaciones de Ameba en la cual se consideraron solo restricciones en la central Pangué. En primer lugar, se observan los gráficos de las series de caudales turbinados horarios, luego, la curva de duración del indicador Richar-Baker para cuantificar el atenuamiento del hydropeaking producto de la implementación de las restricciones diseñadas.

5.4.2.1. Impacto en Generación hidroeléctrica

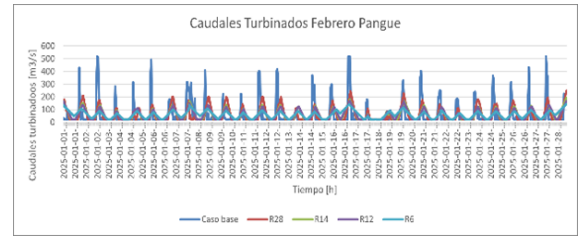
Para evidenciar el efecto que tienen las restricciones diseñadas en la operación de las centrales, se obtuvieron como resultado gráficos de la evolución temporal de la generación eléctrica horaria en unidades de caudales turbinados en metros cúbicos por segundo. con horizonte mensual.

5.4.2.1.1. Central Pangué

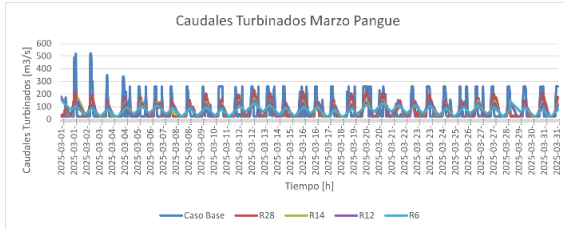
A continuación, se visualiza la consecuencia que tiene en la operación el aplicar restricciones en las simulaciones solo en el central Pangué en semejanza al caso base. En este caso, solo se muestran las restricciones de rampa máxima o variación de caudal máxima. (ver figura 5.18 y 5.19) en donde se aprecia de manera clara el efecto de contrarrestar el fenómeno del hydropeaking en la operación con respecto al caso base el cual presenta un empuntamiento importante.



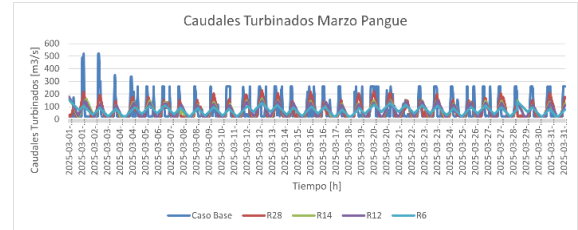
(a) Caudales Turbinados Enero.



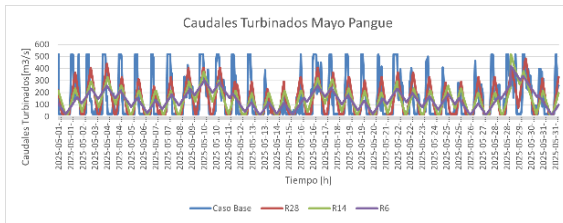
(b) Caudales Turbinados Febrero.



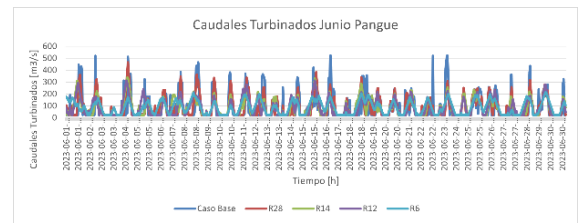
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

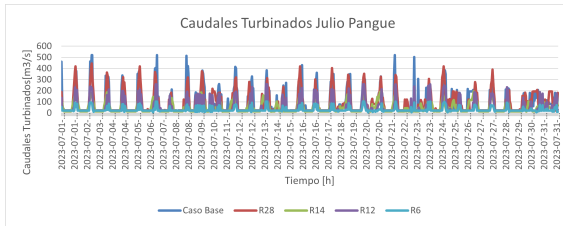


(e) Caudales Turbinados Mayo.

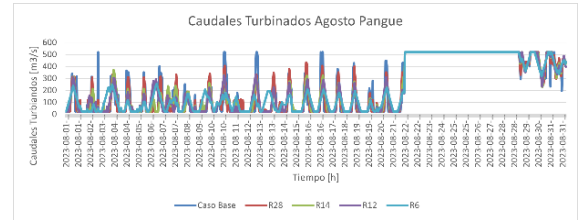


(f) Caudales Turbinados Junio.

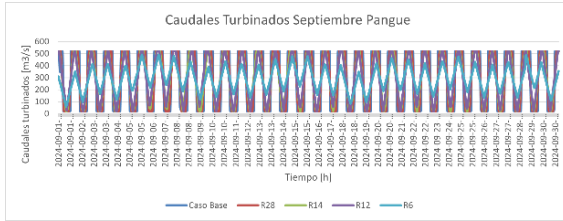
Figura 5.20: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangue.



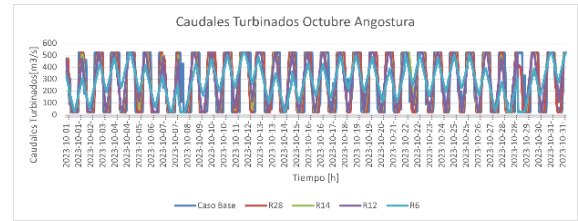
(a) Caudales Turbinados Julio.



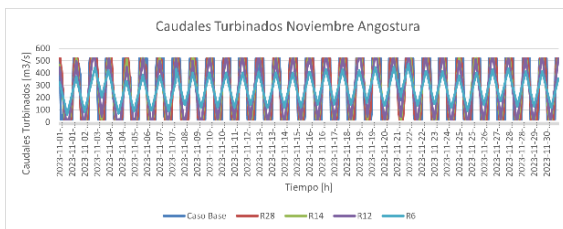
(b) Caudales Turbinados Agosto.



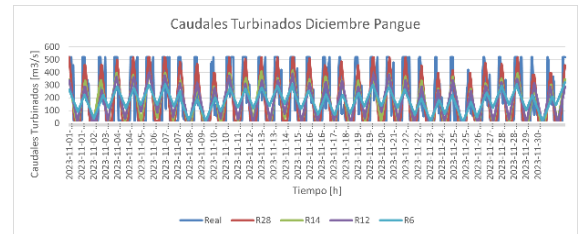
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.

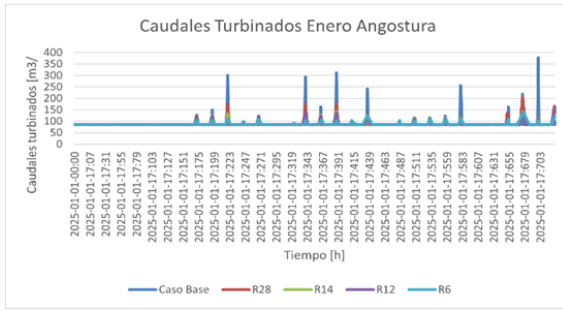


(f) Caudales Turbinados Diciembre.

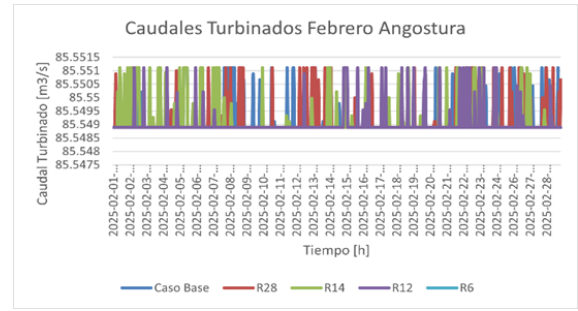
Figura 5.21: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.

5.4.2.1.2. Central Angostura

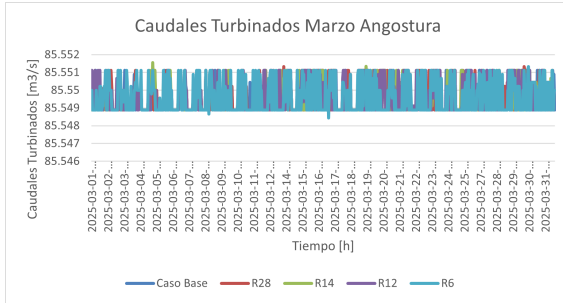
Las figuras 5.20 y 5.21 muestran la operación horaria, en valores de caudales de la central angostura según el caso base y la por medio de la implementación de las restricciones, en este caso, solo aplicada a la central pangué en la modelación.



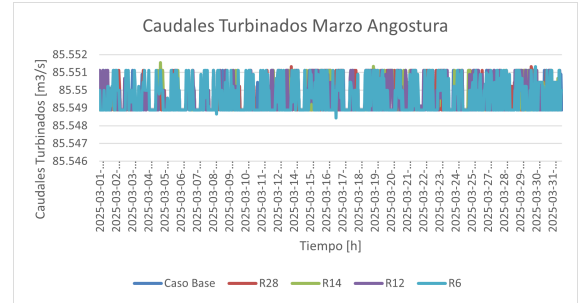
(a) Caudales Turbinados Enero.



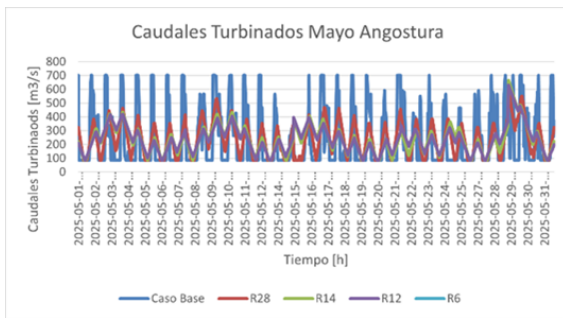
(b) Caudales Turbinados Febrero.



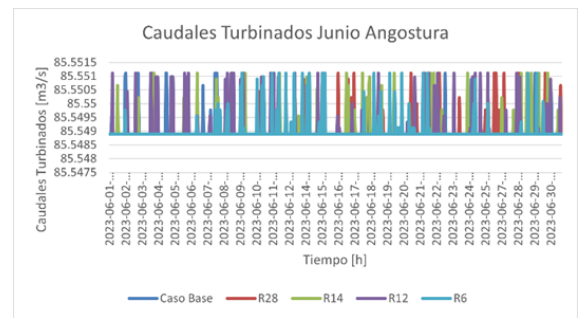
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

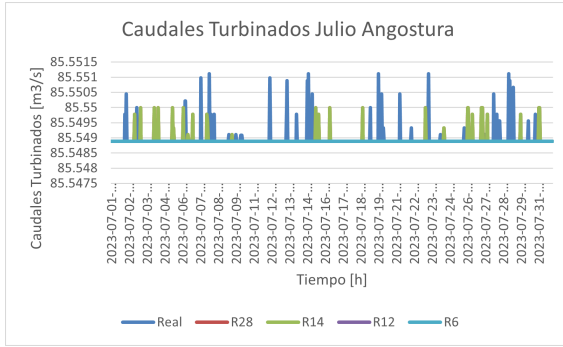


(e) Caudales Turbinados Mayo.

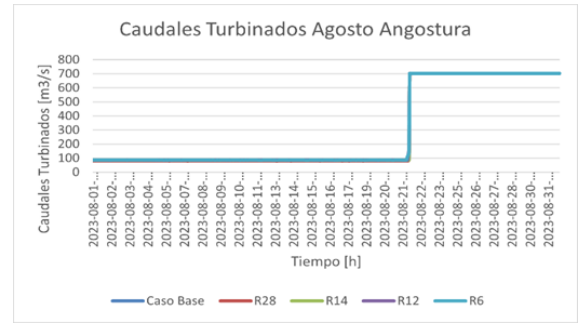


(f) Caudales Turbinados Junio.

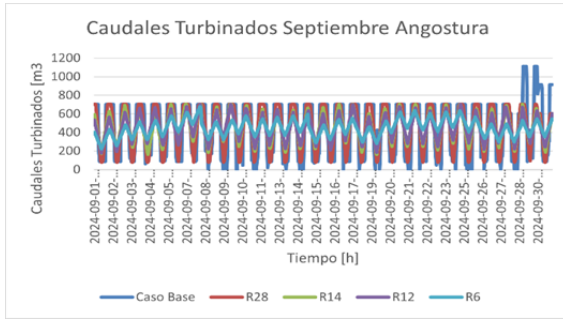
Figura 5.22: Caudales Turbinados horarios central Angostura período enero-junio.



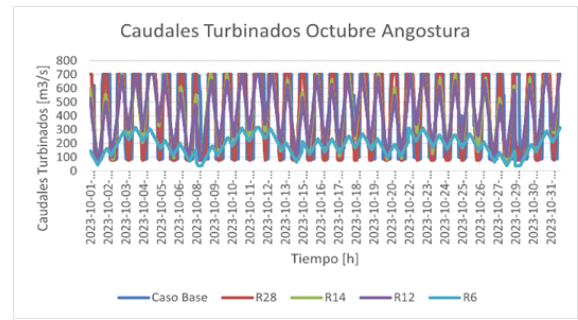
(a) Caudales Turbinados Julio.



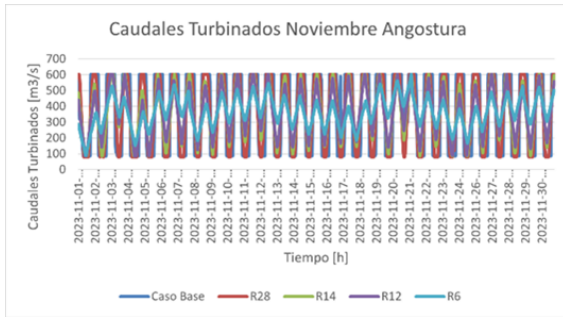
(b) Caudales Turbinados Agosto.



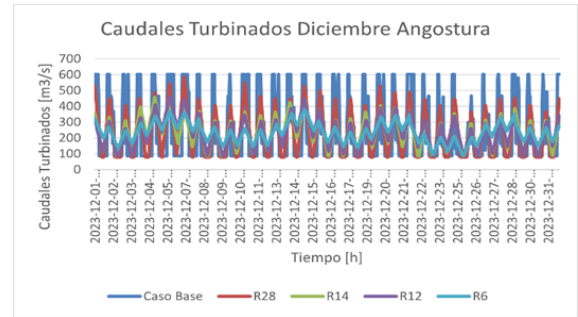
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.



(f) Caudales Turbinados Diciembre.

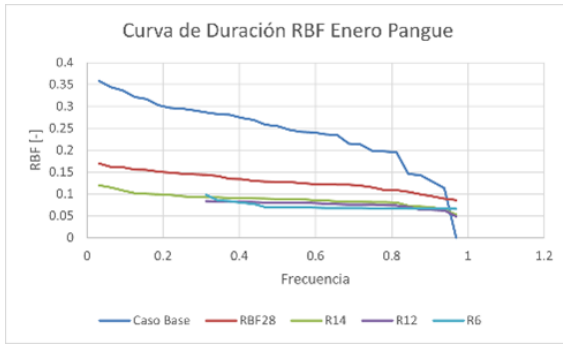
Figura 5.23: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Angostura.

5.4.2.2. Efecto en la Alteración hidrológica

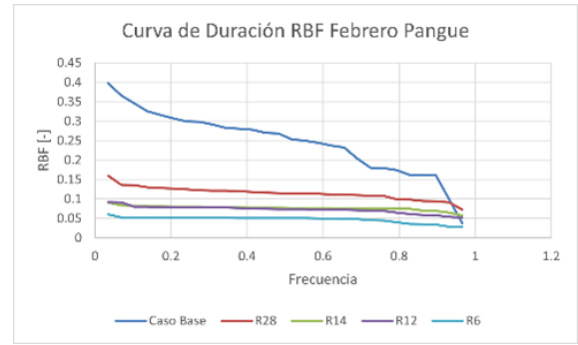
En la siguiente sección se presenta mediante gráficos los resultados principales, realizando comparaciones en las curvas de duración del indicador Rihard-Bakes (RBF) del caso base y de los casos con restricciones operacionales impuestas en la Central Pangué

5.4.2.2.1. Central Pangué

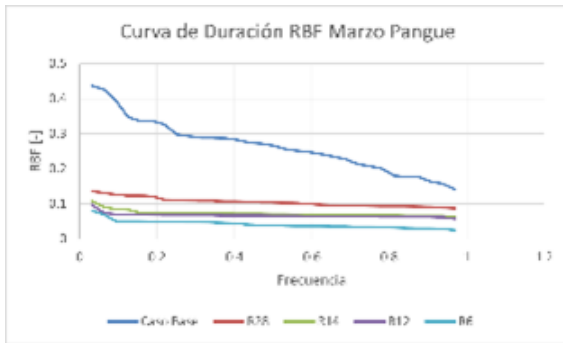
Las figuras 5.23 y 5.24 muestran la curva de duración del indicador RBF calculado a partir de la serie de caudales turbinados horarios de la central pangué en resultado de la modelación del caso base y las restricciones aplicadas solo en la centra hidroeléctrica mencionada.



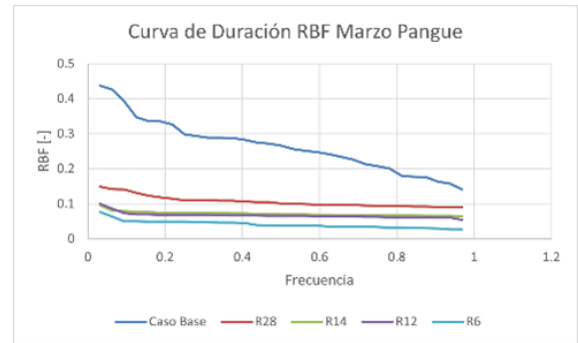
(a) Curva de duración RBF Enero.



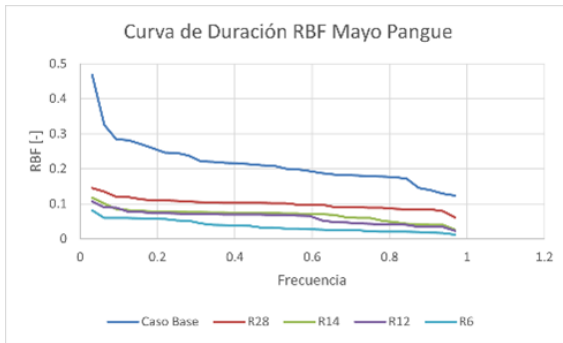
(b) Curva de duración RBF Febrero.



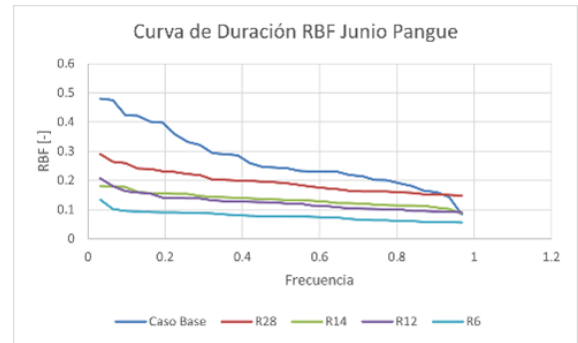
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

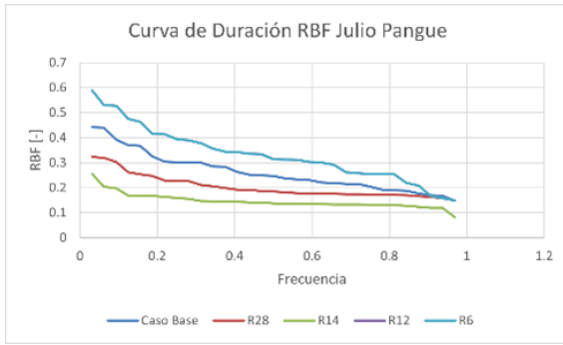


(e) Curva de duración RBF Mayo.

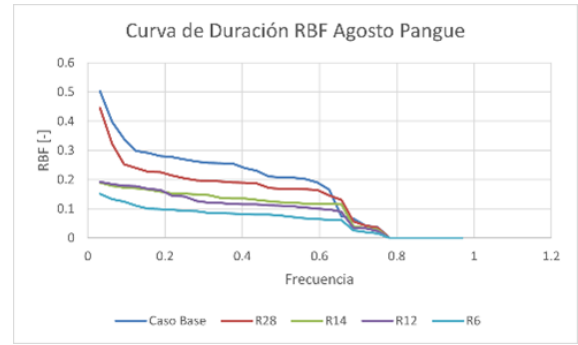


(f) Curva de duración RBF Junio.

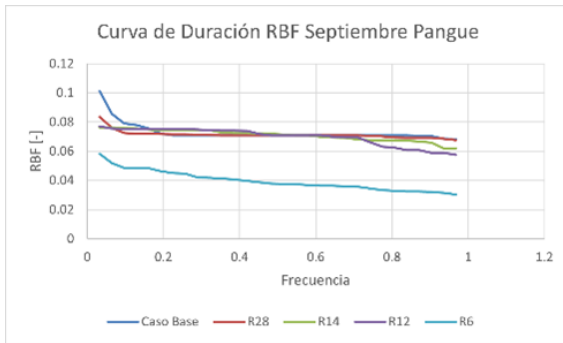
Figura 5.24: Curva de duración RBF central Pangué período enero-junio.



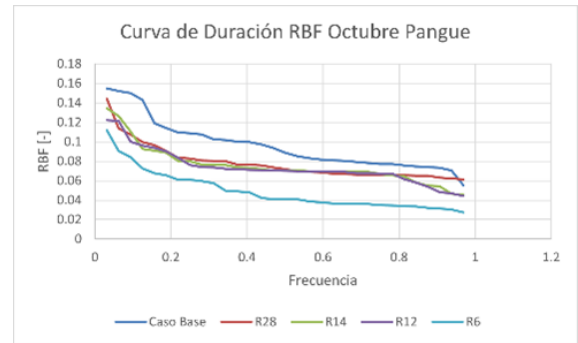
(a) Curva de duración RBF Julio.



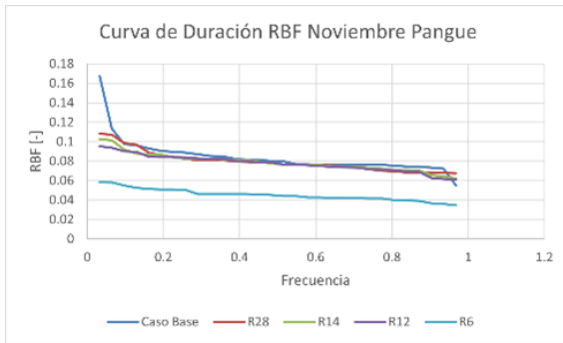
(b) Curva de duración RBF Agosto.



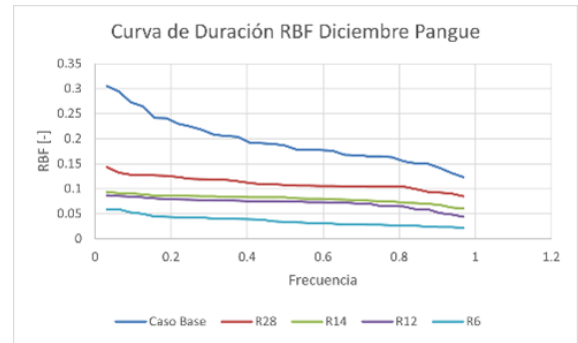
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.

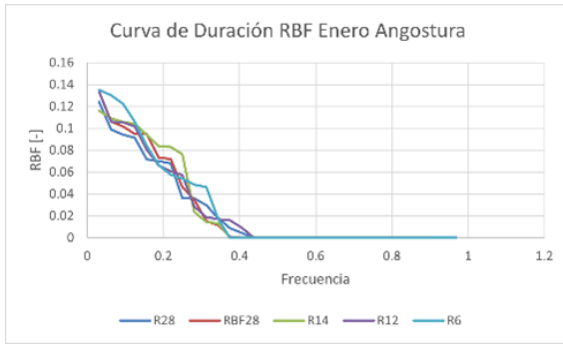


(f) Curva de duración RBF Diciembre.

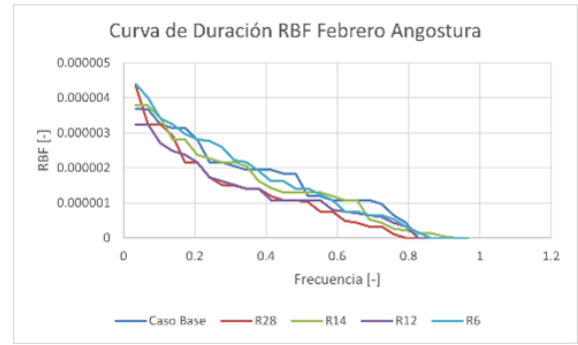
Figura 5.25: Curva de duración RBF central Pangue período julio-diciembre.

5.4.2.2.2. Central Angostura

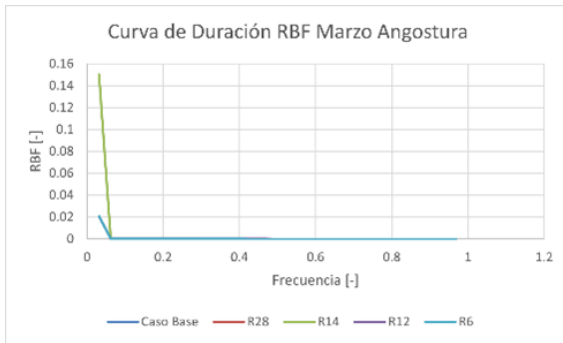
Mediante la modelación en la cual solo se considero imponer restricciones a la operación de la central Pangue, se muestra la curva de duración por medio del indicador Richard-Baker (RBF) para la central Angostura de forma comparativa al caso base.



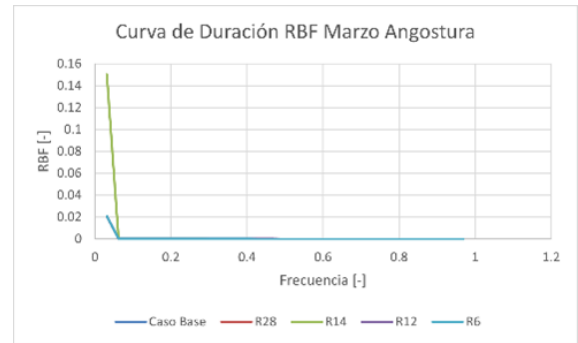
(a) Curva de duración RBF Enero.



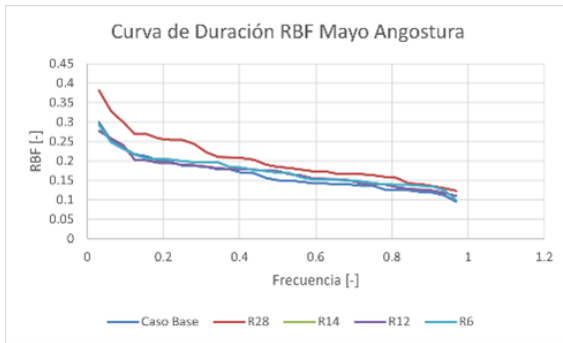
(b) Curva de duración RBF Febrero.



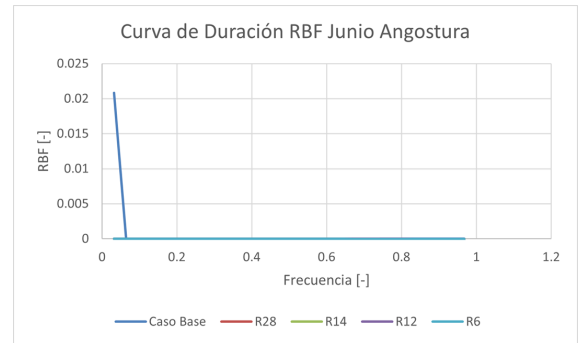
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

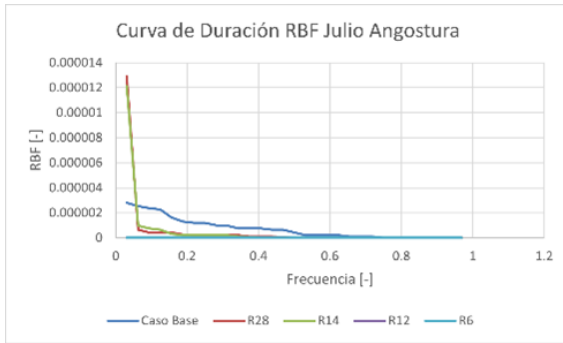


(e) Curva de duración RBF Mayo.

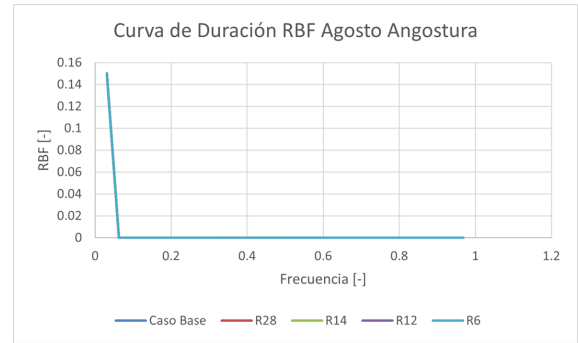


(f) Curva de duración RBF Junio.

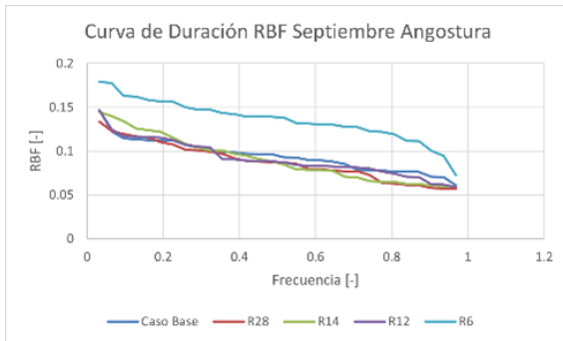
Figura 5.26: Curva de duración RBF central Angostura período enero-junio.



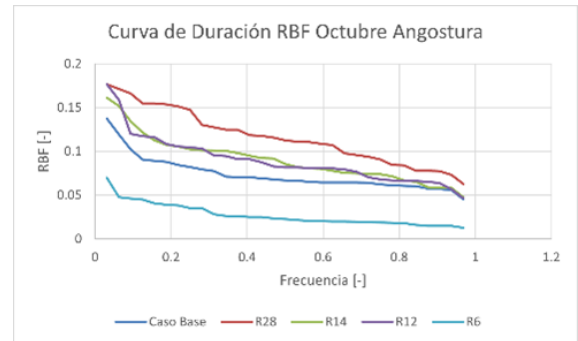
(a) Curva de duración RBF Julio.



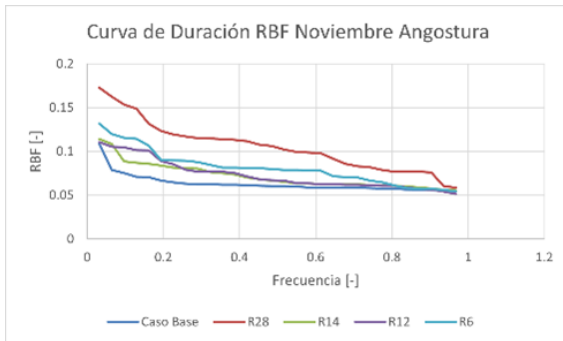
(b) Curva de duración RBF Agosto.



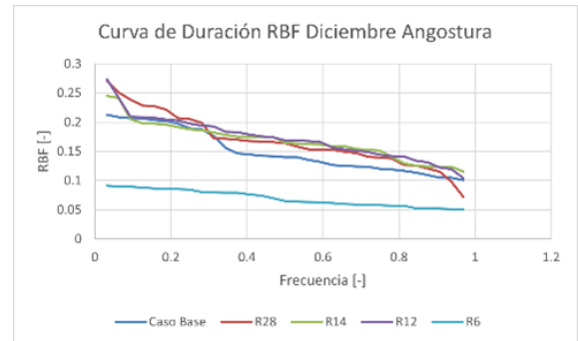
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.



(f) Curva de duración RBF Diciembre.

Figura 5.27: Curva de duración RBF central Angostura período julio-diciembre.

5.4.3. Caso 3

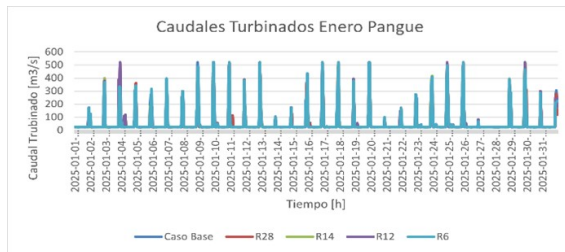
En este caso, se estudia el impacto en la operación del sistema Pangué-Angostura bajo la implementación de las restricciones diseñadas pero solo en la operación de la central Angostura.

5.4.3.1. Impacto en Generación hidroeléctrica

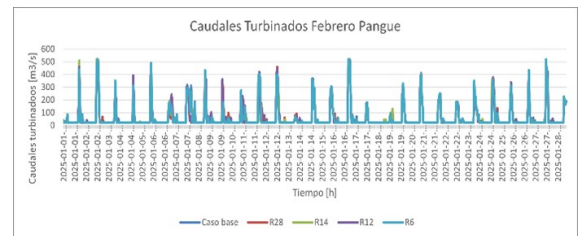
Las series temporales de la generación eléctrica horaria en valores caudales turbinados son el resultado que se obtiene en esta sección del estudio.

5.4.3.1.1. Central Pangué

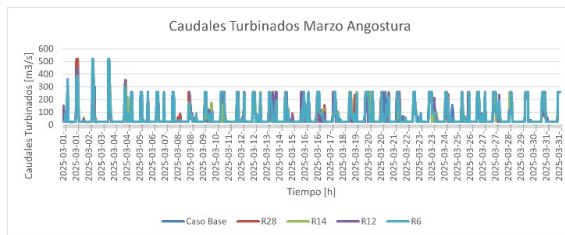
A continuación, se puede observar los efectos en los caudales turbinados en la central Pangué por causa de las restricciones aplicadas a la central Angostura con respecto al caso base, en los gráficos que se muestran en las figuras 5.26 y 5.27 se aprecia de manera nítida el hydropeaking del caso base y como este fenómeno es atenuado según la configuración de las restricciones impuestas.



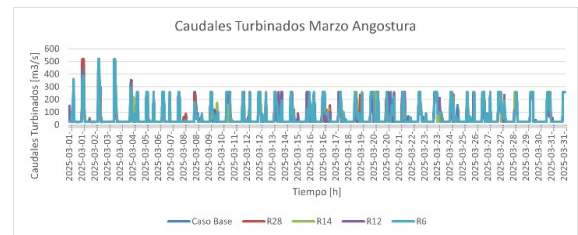
(a) Caudales Turbinados Enero.



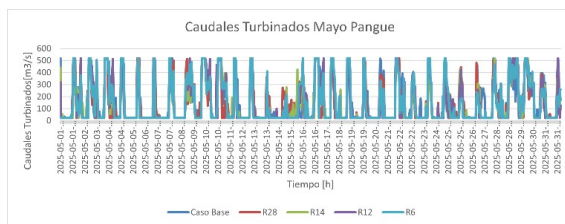
(b) Caudales Turbinados Febrero.



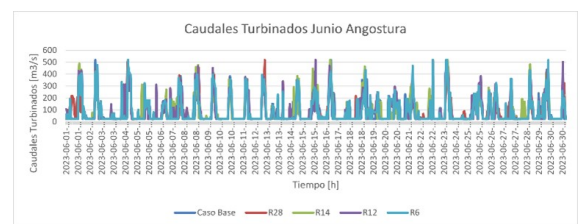
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

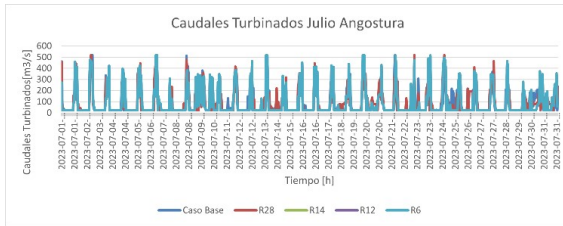


(e) Caudales Turbinados Mayo.

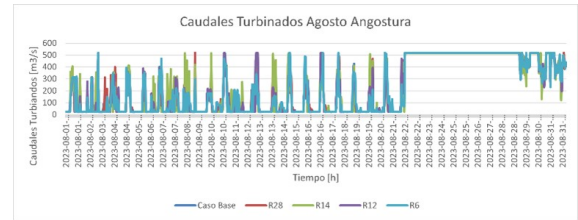


(f) Caudales Turbinados Junio.

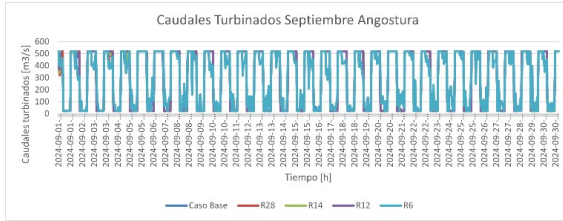
Figura 5.28: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.



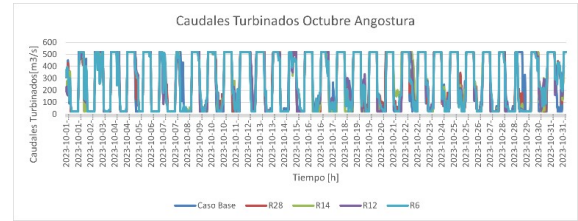
(a) Caudales Turbinados Julio.



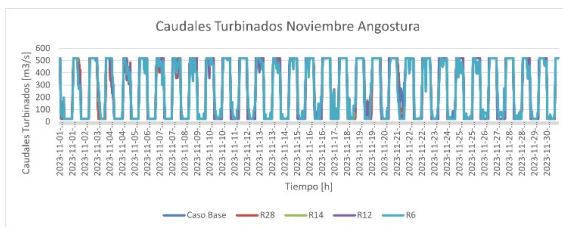
(b) Caudales Turbinados Agosto.



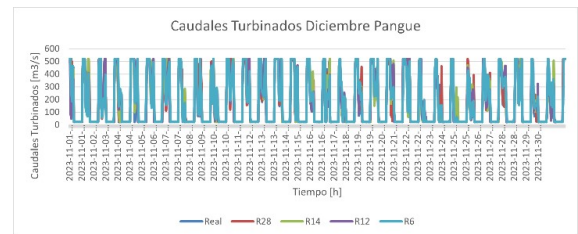
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.

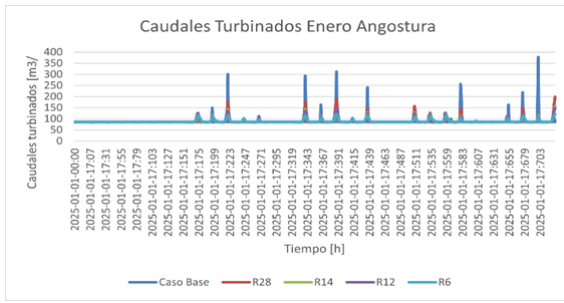


(f) Caudales Turbinados Diciembre.

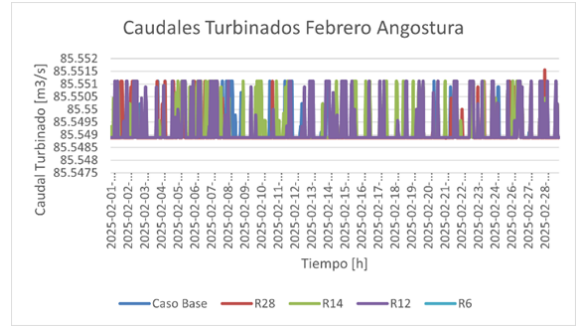
Figura 5.29: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.

5.4.3.1.2. Central Angostura

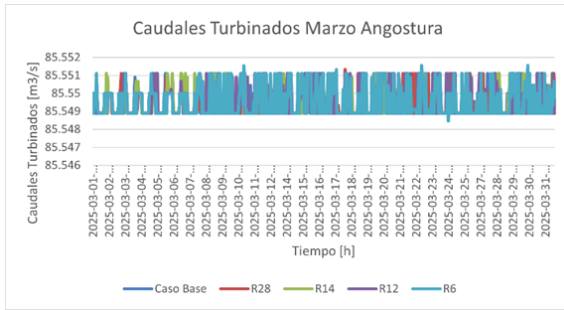
En la figura 5.28 y 5.29, se visualizan los resultados de los caudales obtenidos a partir de las simulaciones del caso base y las restricciones aplicadas solo en la central angostura.



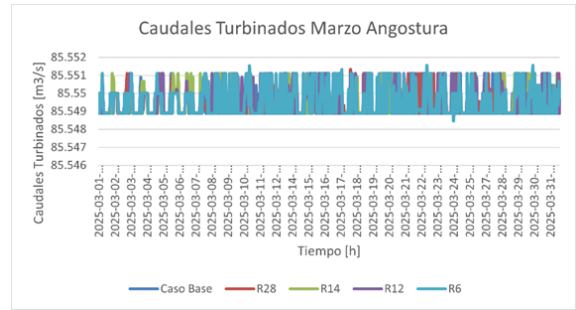
(a) Caudales Turbinados Enero.



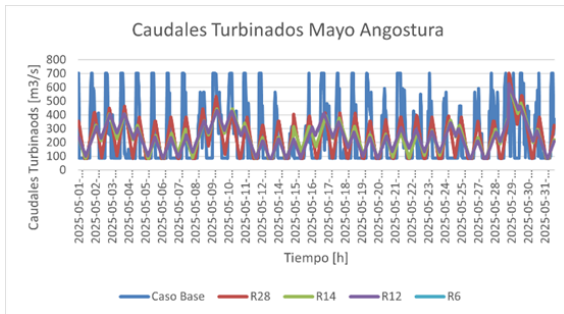
(b) Caudales Turbinados Febrero.



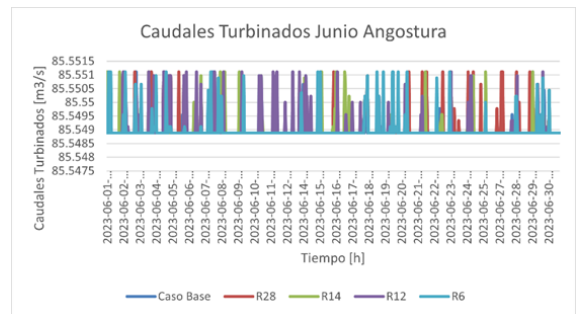
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

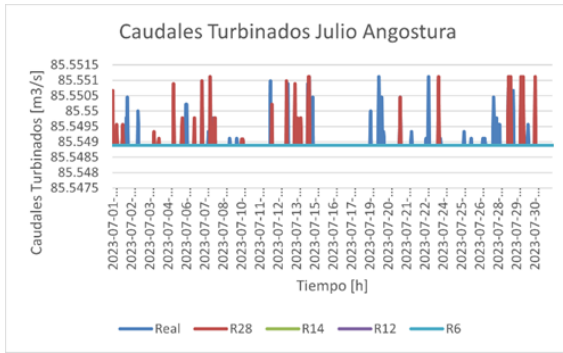


(e) Caudales Turbinados Mayo.

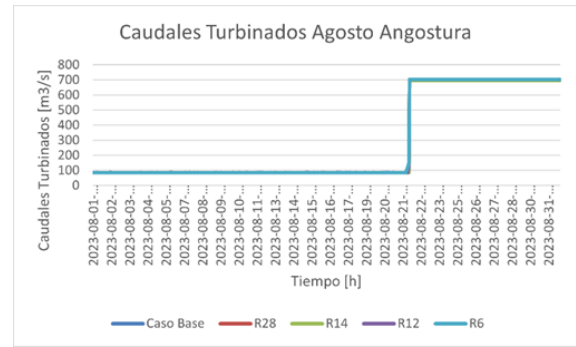


(f) Caudales Turbinados Junio.

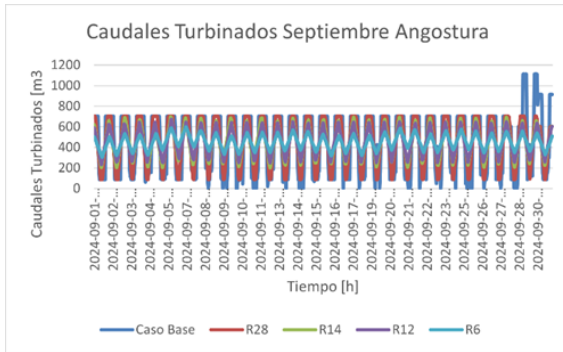
Figura 5.30: Caudales Turbinados horarios central Angostura período enero-junio.



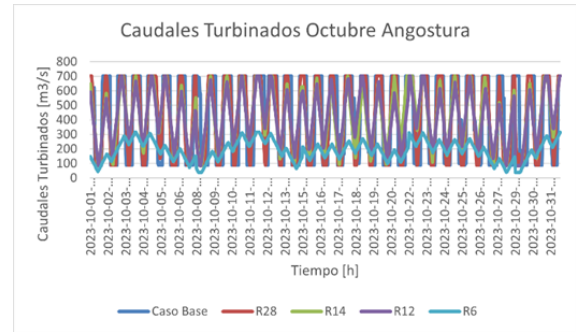
(a) Caudales Turbinados Julio.



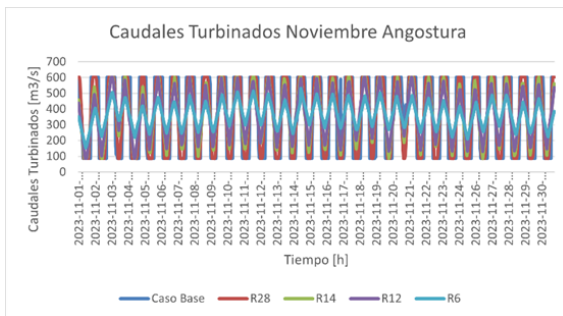
(b) Caudales Turbinados Agosto.



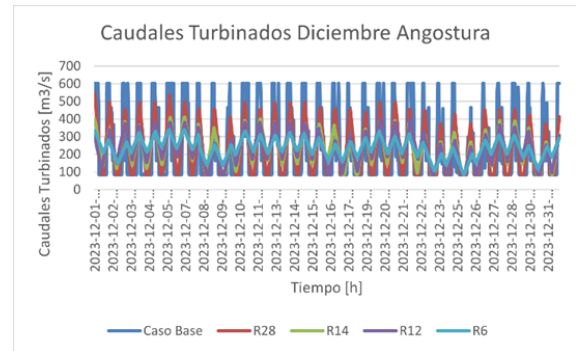
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.



(f) Caudales Turbinados Diciembre.

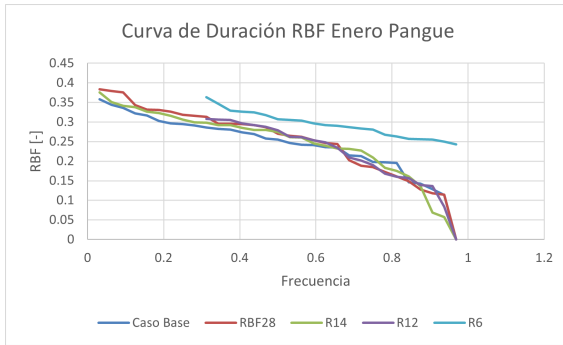
Figura 5.31: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Angostura.

5.4.3.2. Efecto en la Alteración hidrológica

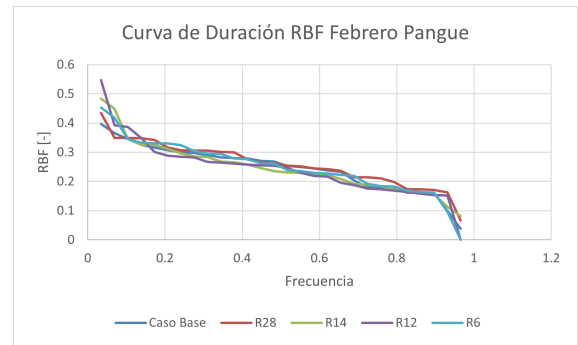
Los siguientes gráficos muestran los resultados relacionados a la frecuencia acumulada del indicador richar-baker en el los cuales se realizan una comparación de las curvas de duración del caso base y de el caso de restricción operacional impuesta a central pague para el caso en que solo se imponen restricciones a la central Angostura.

5.4.3.2.1. Central Pague

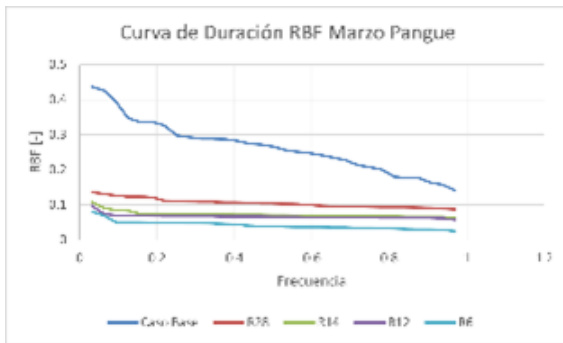
En primer lugar, se aprecian las curvas de duración de los RBF para la central Pague en la figura 5.30 y 5.31.



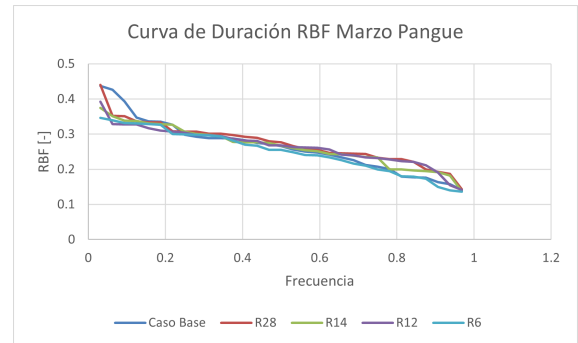
(a) Curva de duración RBF Enero.



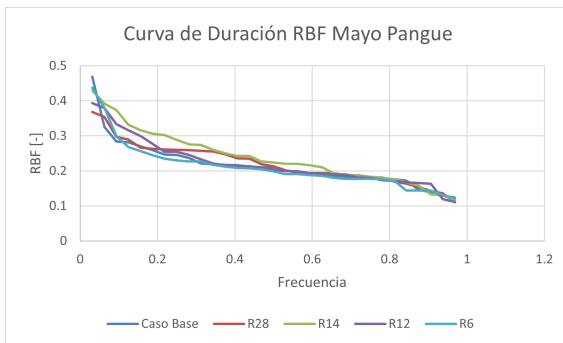
(b) Curva de duración RBF Febrero.



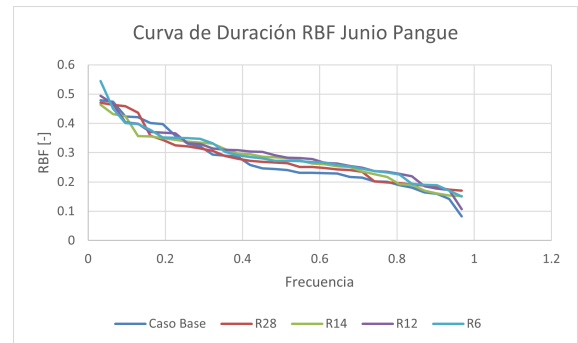
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

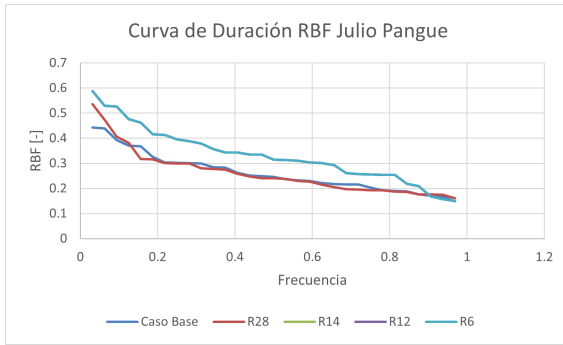


(e) Curva de duración RBF Mayo.

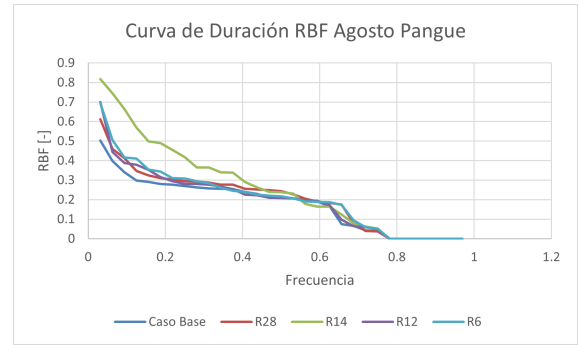


(f) Curva de duración RBF Junio.

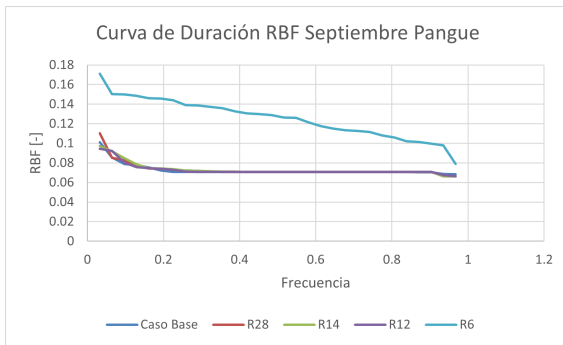
Figura 5.32: Curva de duración RBF central Pangué período enero-junio.



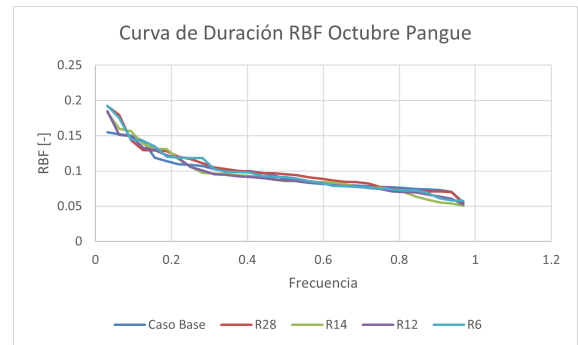
(a) Curva de duración RBF Julio.



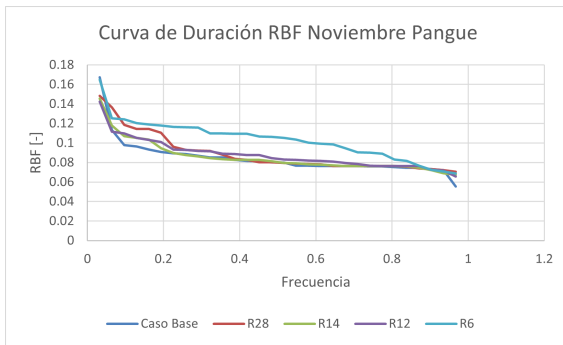
(b) Curva de duración RBF Agosto.



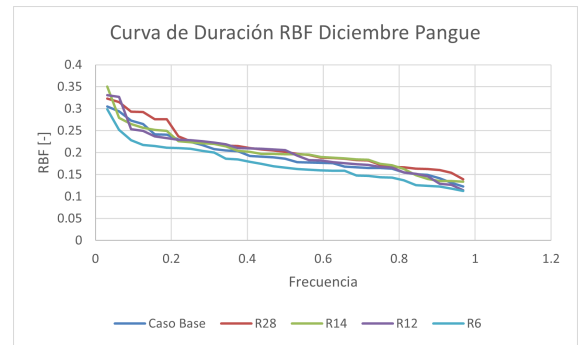
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.

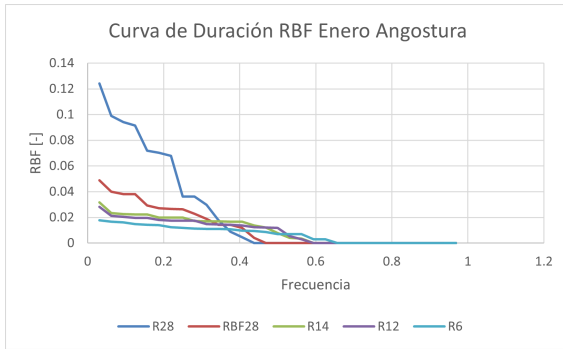


(f) Curva de duración RBF Diciembre.

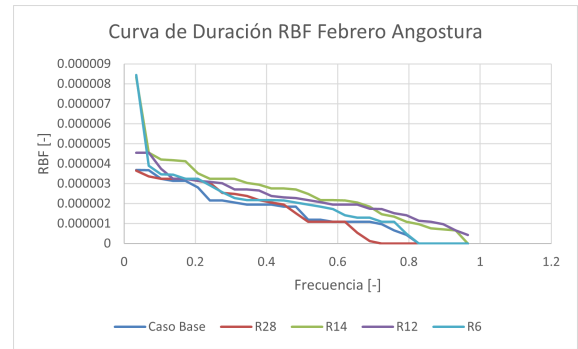
Figura 5.33: Curva de duración RBF central Pangue período julio-diciembre.

5.4.3.2.2. Central Angostura

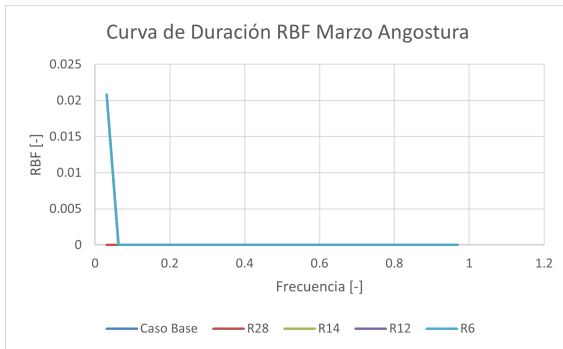
Una vez obtenidos los caudales turbinados horarios de la central angostura, se cuantifica la alteración hidrológica mediante el indicador RBF, obteniendo las curvas de duración las cuales pueden ser visualizadas en las figuras 5.32 y 5.33



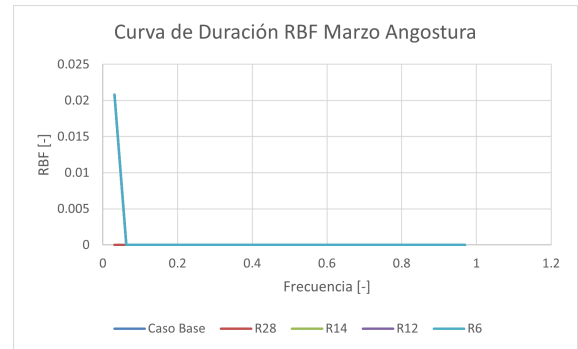
(a) Curva de duración RBF Enero.



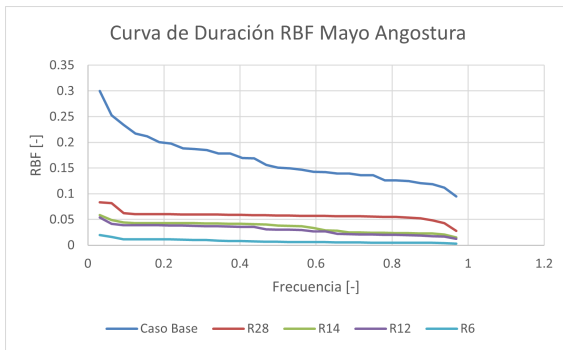
(b) Curva de duración RBF Febrero.



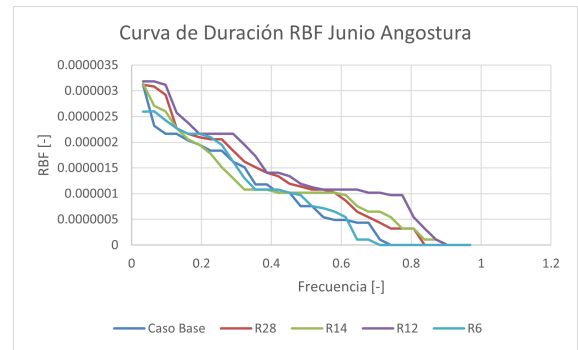
(c) Curva de duración RBF Marzo.



(d) Curva de duración RBF Abril.

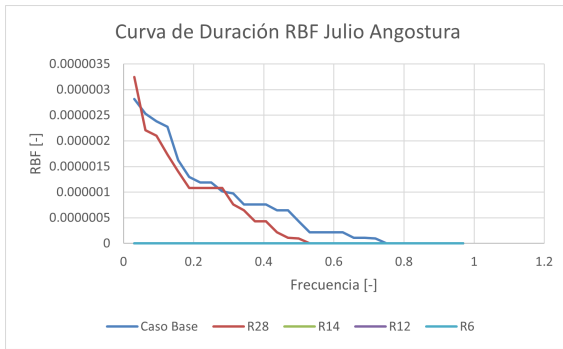


(e) Curva de duración RBF Mayo.

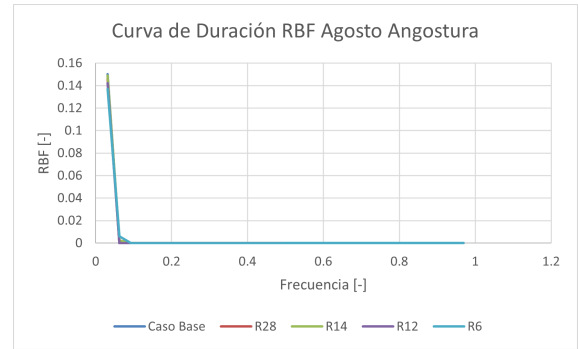


(f) Curva de duración RBF Junio.

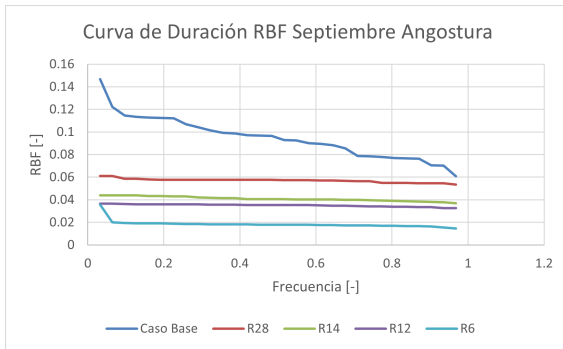
Figura 5.34: Curva de duración RBF central Angostura período enero-junio.



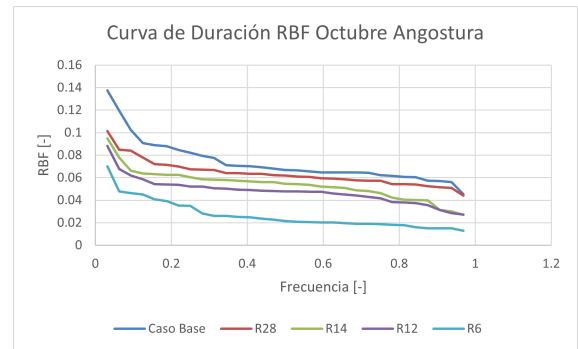
(a) Curva de duración RBF Julio.



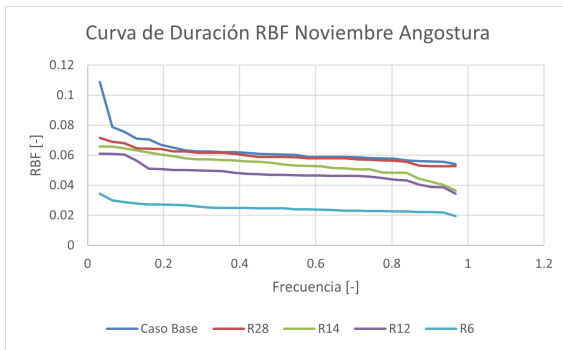
(b) Curva de duración RBF Agosto.



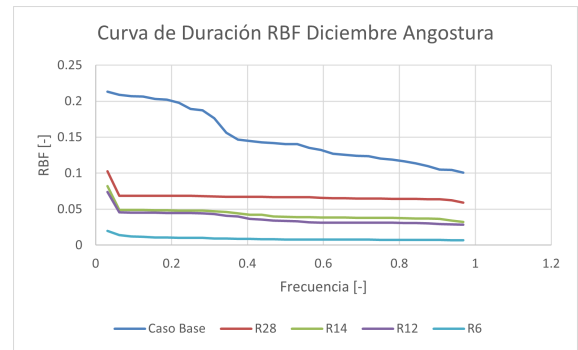
(c) Curva de duración RBF Septiembre.



(d) Curva de duración RBF Octubre.



(e) Curva de duración RBF Noviembre.



(f) Curva de duración RBF Diciembre.

Figura 5.35: Curva de duración RBF central Angostura período julio-diciembre.

5.4.3.3. Costos inducidos por las restricciones

Además de analizar el impacto en el desempeño de las restricciones con respecto a la alteración hidrológica, es importante apreciar el impacto en los costos del sistema del capítulo al momento de implementar dichas restricciones en la operación de las centrales Pangue y Angostura. A continuación, se muestran los principales resultados de los precios marginales en unidades de Dolares por MW/h y se compara el costo

5.4.4. Análisis de costos a nivel sistema eléctrico

Además de analizar el impacto en el desempeño de las restricciones con respecto a la alteración hidrológica, es importante apreciar el impacto en los costos del sistema al momento de implementar dichas restricciones en la operación de las centrales Pangué y Angostura, es decir, las restricciones impuestas generan efectos en la toma de decisiones del sistema eléctrico nacional y es por eso que se decide analizar la variación de los costos del sistema a nivel anual para los distintos casos considerando el conjunto de combinación de restricciones estipulado.

Tabla 5.5: Tabla de variación de costos a nivel sistema eléctrico con respecto al caso base.

Tipo Restricción	Caso 1	Caso 2	Caso 3
R28	0.43	0.28	0.26
R14	0.93	0.59	0.41
R12	1.32	0.59	0.57
R6	2.09	1.19	0.67

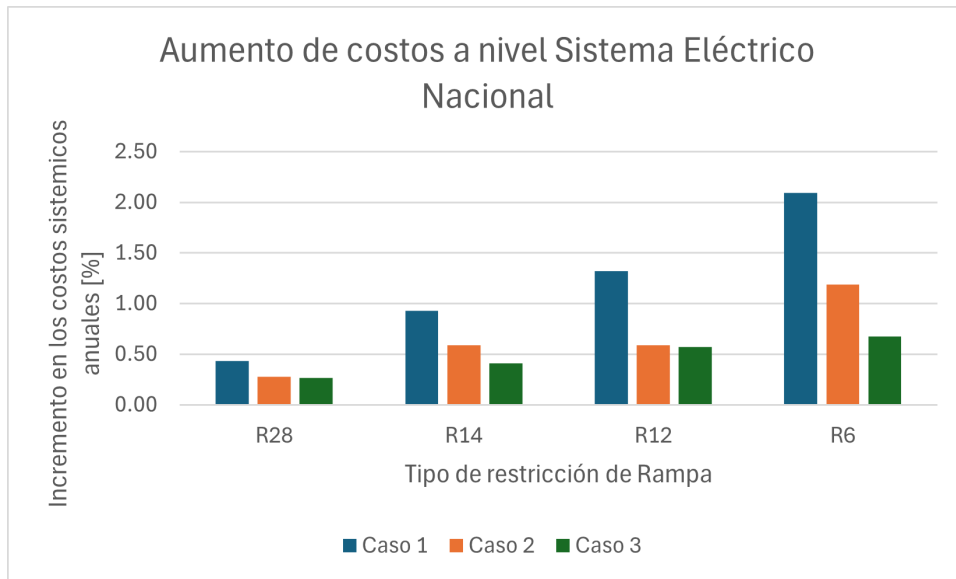


Figura 5.36: Incremento de los costos del sistema al comparar con caso base, según las restricciones impuestas en unidades de porcentaje (caso solo rampas).

Una vez obtenidos los resultados, se busca cuantificar qué conjunto de restricciones diseñadas son las más eficientes en términos de Pareto. En la tabla 5.2 y 5.2, se aprecia que se muestra el mejoramiento (disminución en porcentaje con respecto al caso base) del indicador RBF en función de los casos que se estudiaron.

Tabla 5.6: Tabla de mejoramiento del indicador RBF en central Pangué a nivel anual en unidades de porcentaje (%).

Tipo Restricción	Caso 1	Caso 2	Caso 3
R28	39.67	37.06	-4.53
R14	48.03	49.84	-6.13
R12	53.66	54.33	-3.09
R6	68.66	69.43	-4.71

Tabla 5.7: Tabla de mejoramiento del indicador RBF en central Angostura a nivel anual en unidades de porcentaje (%).

Tipo Restricción	Caso 1	Caso 2	Caso 3
R28	42.97	-22.67	44.87
R14	57.56	-8.24	58.64
R12	62.31	-8.32	63.66
R6	82.86	-7.05	83.18

En relación a los resultados de costos del sistema para el caso de las restricciones que combinan caudal mínimo y rampa se obtienen los siguientes resultados:

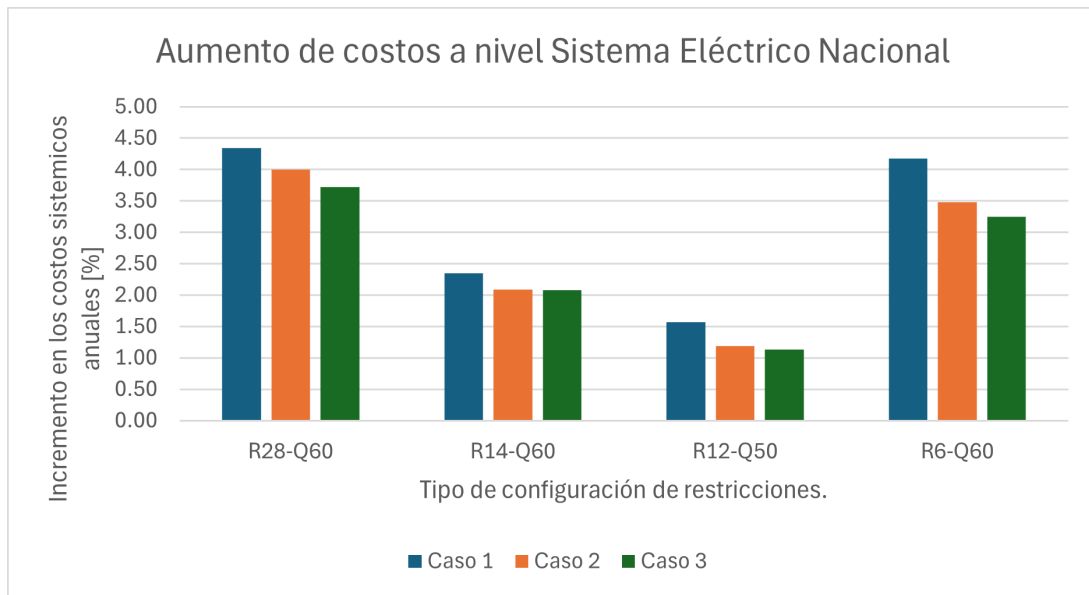


Figura 5.37: Incremento en los costos del sistema, en unidades de porcentaje, al comparar las restricciones versus el caso base.

5.4.4.1. Eficiencia en términos de Pareto

Para identificar qué restricción tiene un mejor desempeño más eficiente en términos de Pareto (eficiencia en atenuar la alteración hidrológica y el impacto económico), se utilizan los datos obtenidos partir de la información relacionada al mejoramiento porcentual del indicador RBF de las tablas 5.6 y 5.7 que corresponden información de las centrales Pangué y Angostura respectivamente además de los datos de costos del sistema que se muestran en la tabla 5.5, en base a esto se generan los gráficos mostrados en la figura 5.35 y 5.36.

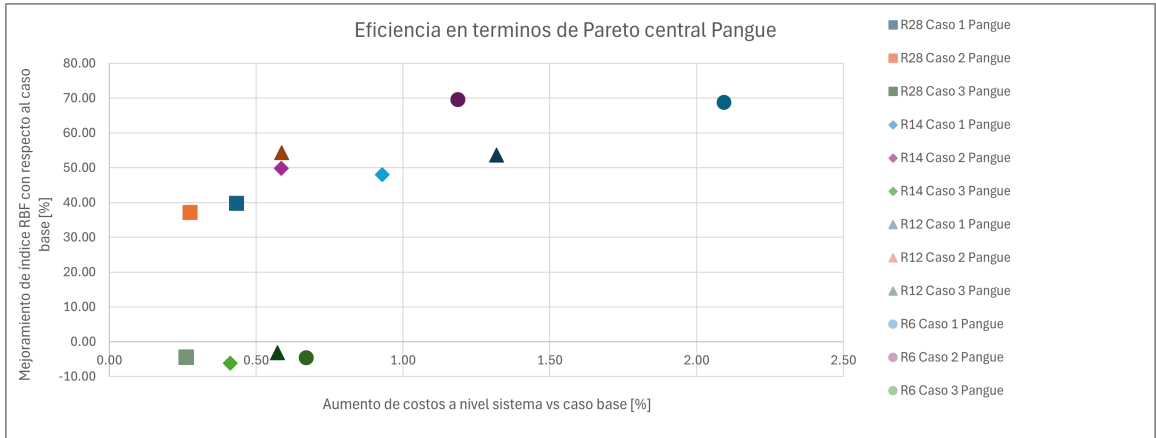


Figura 5.38: Eficiencia en términos de Pareto central Pangué.

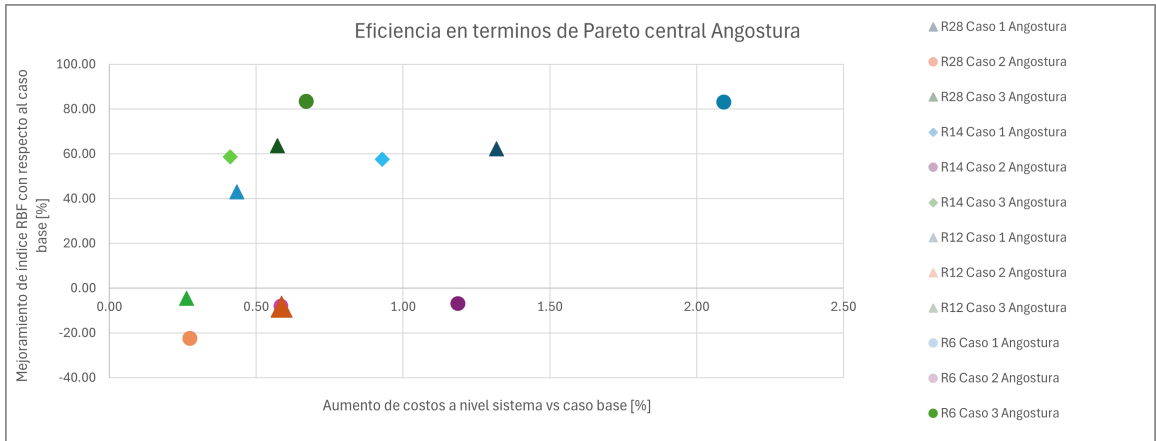


Figura 5.39: Eficiencia en términos de Pareto central Angostura.

Al realizar el análisis por separado por cada central hidroeléctrica, se aprecia que hay diferencias en los casos y conjunto de restricciones más eficientes, debido a que para el caso de Pangué la configuración más eficiente corresponde a R28 Caso 2 Pangué y para el caso de Angostura la más eficiente es la restricción R14 Angostura 3, esto debido a que el análisis no está considerando el impacto a nivel sistema. Además, en los casos en que se imponen restricción en solo una central hidroeléctrica, se aprecia claramente el contra efecto que sufren las centrales a las cuales no se le implementan restricciones, pues se observan valores de negativos en el mejoramiento del indicador RBF, es decir, el indicador se ve aumentado.

Debido a lo anterior, se decide graficar la suma de los porcentajes en los que se ve incrementado el indicador RBF por ambas centrales cuando los casos y configuración de restricciones

coincidan. A partir de eso, se puede escoger la configuración de restricciones eficiente pero ahora considerando el sistema completo. En base a los resultados observados en la figura 5.37, se dice que la restricción más eficiente

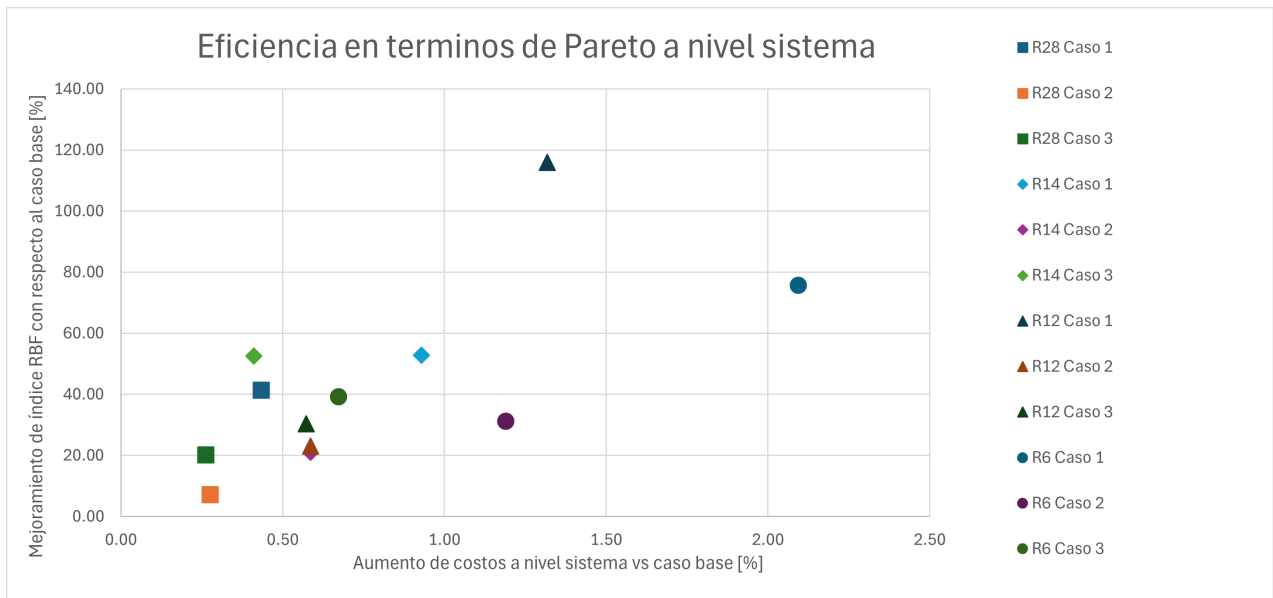


Figura 5.40: Eficiencia en términos de Pareto.

En la figura anterior, se aprecia un gráfico de dispersión en el cual se muestra la mejora del índice RBF de cada central hidroeléctrica versus el aumento de los costos del sistema eléctrico para cada caso contemplando las combinaciones de restricciones diseñadas.

En este gráfico las soluciones eficientes son las que más se aproximan al 0 en el eje de las abscisas y tienen un mayor valor en el eje de las ordenadas. Cabe destacar que en los casos donde se aprecian valores con mejoramiento negativo en el índice RBF, significa que el indicador ve aumentado su valor. En base al gráfico anterior, se aprecia que las restricciones que presentan mejor rendimiento son:

Capítulo 6

Análisis de Resultados

En esta sección se lleva a cabo un análisis exhaustivo de los resultados que se obtuvieron en el estudio realizado. En primer lugar, se analizan los resultados preliminares, específicamente, el análisis de caudales y potencias horarias. Posteriormente, se lleva a cabo una evaluación del desempeño de las restricciones diseñadas para los casos establecidos: Restricción en ambas centrales, restricción solo en Pangué y restricción solo en Angostura; con respecto a tres aspectos: El impacto en la generación hidroeléctrica, la alteración hidrológica y el desempeño económico que las restricciones ejercen en comparación a la operación del caso base.

6.1. Diseño de las restricciones diseñadas

La restricción diseñada para a central Pangué tiene una buena evaluación pues permite aproximarse a los niveles de operación real de la central y en los resultados de caudales turbinados, se aprecian claramente el efecto de todas las restricciones. En cambio, por el lado de la central Angostura, se infiere desde los gráficos de caudales turbinados, que el mínimo técnico de 38.5 MW que se definió al momento diseñar las restricciones de caudal mínimo turbinado impuesto en la central Angostura es muy exigente, esto produce que en varios meses estudiados se observen caudales prácticamente constantes (las variaciones son marginales).

6.2. Desempeño de restricciones diseñadas

En esta parte del estudio, se analiza el rendimiento de las restricciones diseñadas en base a el impacto en la generación eléctrica y los costos del sistema asociados a imponer una nueva restricción, como también en términos de cuan efectivas son las restricciones para disipar el efecto del hydropeaking.

6.2.1. Generación Hidroeléctrica

En primer lugar, en cuanto a los resultados del impacto en la generación eléctrica inducido por la implementación de las restricciones solo de rampa, se aprecia que el hydropeaking es atenuado por las restricciones de rampa en mayor medida en el caso 1 en el cual se imponen restricciones de ambas centrales. También, se aprecia que en los casos 2 y 3, en los cuales hay solo una central hidroeléctrica a la cual se le impone restricciones, no se apreciaba un cambio significativo al momento de compararla con la operación del caso base, es decir, se alcanzan casi los mismos valores de generación que el caso sin restricciones solo se agudizan pero no de manera significativa.

Al momento de separar el análisis por central hidroeléctrica y tras analizar los gráficos de caudales turbinados que se presentaron en el capítulo anterior, se puede afirmar que para el caso de la central Pangué, el efecto de atenuamiento del hydropeaking se observa claramente a lo largo de todos los meses simulados en el cual se implementan las restricciones de rampa y que mientras más exigente es la restricción, más notorio el atenuamiento en los peaks de caudales turbinados.

En los casos donde se implementan restricciones a nivel operacional en la central Angostura, se visualiza claramente el efecto de amotiguamiento que genera la implementación de de las restricciones de rampa en los meses de Enero, Mayo, Septiembre, Octubre, Noviembre Diciembre. Sin embargo, en el resto de los meses no se aprecia un mayor impacto y se observa una operación prácticamente constante generando el caudal mínimo asociado al mínimo técnico.

Además, en el gráfico de caudales turbinados del mes de Agosto, tanto para la central Pangué como la central Angostura, se aprecia un aumento considerable de caudal debido a una crecida, lo cual demuestra que los caudales alfuente que se ingresaron a la plataforma AMEBA pueden influir directamente en el rendimiento de las restricciones implementadas.

6.2.2. Alteración hidrológica

El impacto de restricción de variación máxima horaria de caudal o rampa máxima, produce una mejora significativa del indicador RBF durante todos los meses del año en el caso de la central Pangué. Por otra parte, en la central Angostura solo en los meses de enero, mayo, septiembre, octubre, noviembre y diciembre se aprecia el comportamiento evidenciado en Pangué, en el resto de los meses no se observa un mejoramiento el indicador Richard-Baker.

Al comparar los efectos de ambos tipos de restricciones, se deduce que la restricción de variación máxima horaria de caudal mejora los indicadores a un menor costo que al combinar restricciones de caudal mínimo y rampa máxima, debido principalmente a los altos costos asociados a la implementación de restricciones que en su configuración contemplen caudales mínimos debido a que las centrales se ven obligados a turbinar caudales en momentos en los cuales los costos marginales no necesariamente son los óptimos.

En relación a los casos con combinaciones solo con rampas máximas de caudal horario, se observó en la figura 5.35, que los resultados más eficientes corresponden a los valores de rampas menos estrictas, en otras palabras, para un caudal fijo, la restricción de rampa más exigente consigue los índices de flashiness (RBF) más bajos pero esto conlleva un aumento de costos del sistema. Además, se observa que en los casos en los cuales se impone restricciones solo a una central hidroeléctrica (Caso 2 y 3), la central a la cual no se le ha impuesto restricciones ve empeorado los valores del indicador RBF como lo es en el caso 3 para Pangue y el caso 2 para Angostura.

6.2.3. Costos inducidos al implementar las restricciones

En relación a los resultados que detallan el impacto económico, a nivel de costos del sistema, que tuvo la implementación de las combinaciones de restricciones diseñadas en las centrales a nivel operacional, se puede decir lo siguiente:

En primer lugar, al comparar los efectos de ambos tipos de restricciones y determinar qué tipo de estas son las que presentan el mejor desempeño en cuanto a la relación entre el mejoramiento del indicador RBF y minimizar los costos extras a nivel sistema producidos por la implementación de las restricciones diseñadas, se asevera que la restricción de variación máxima horaria de caudal mejora los indicadores a un menor costo que al combinar restricciones de caudal mínimo y rampa máxima, debido principalmente a los altos costos asociados a la implementación de restricciones que en su configuración contemplen caudales mínimos debido a que las centrales se ven obligados a turbinar caudales en momentos en los cuales los costos marginales no necesariamente son los óptimos. Esto se ve reflejado en

6.2.4. Eficiencia en términos de Pareto.

Realizando un análisis a los resultados que se obtuvieron al solo implementar las restricciones de rampas máximas. Se observa que al momento de comparar la operación de las centrales por si solas no funciona, debido a que si se impone una restricción en la central Pangue ya se vió que también verá afectada la operación de Angostura. En ese sentido, la forma correcta de abordar el análisis para cuantificar realmente la alteración hidrológica, es generar un indicador arbitrario a partir de los dos indicadores RBF obtenidos de la operación de la central Pangue y Angostura. En este caso, se definió el indicador arbitrario como la suma de los dos mejoramientos en términos del indicador Richard-Baker.

Capítulo 7

Conclusiones

A modo de conclusión, es categórico que el cauce del río Biobio ha estado expuesto a altos niveles de hydropeaking producto principalmente, por la puesta en marcha y operación del sistema Ralco-Pangué-Angostura. En ese sentido, claramente se evidencia el empuntamiento al momento de operar en ambas centrales, tanto en la generación real como el caso base que intenta representar la realidad.

Ahora, con respecto al diseño de restricciones, se infiere que el mínimo técnico de 38.5 MW en la central Angostura es muy exigente pues hay meses que al momento de operar la central Angostura se ve obligada a turbinar caudales de manera constante, independiente de los casos o conjunto de restricciones empleados, por lo que se sugiere revisar dicho valor.

Por otra parte, se consideraron series de caudales afluente semanales y estas series se mantuvieron constante a lo largo del mes simulado, es decir, se estaba asumiendo que la variación de los caudales es marginal y no influiría en los resultados que se obtuvieran. Sin embargo, los resultados observados caso de la operación de Angostura en el mes de Agosto dicen lo contrario demuestra que si bien no necesariamente es una constante, que los caudales afluentes que se ingresaron a la plataforma AMEBA pueden influir en el rendimiento que alcanzan las restricciones.

En cuanto a los resultados de los casos en que se impone solo restricción en una central, se infiere que en las centrales que no se impuso restricción puede verse reflejado un impacto en la operación, tanto en la generación hidroeléctrica, alteración hidrológica y costos a nivel sistema. Es decir, si se restringe el sistema eléctrico en alguna central, se puede llegar a producir un aumento en la generación en otra parte del sistema (eólica, solar, geotermia, termoeléctricas (carbón, diesel), otras centrales hidroeléctricas, etc).

Cabe destacar que el análisis llevado a cabo solo en términos de la alteración de hidrológica y los costos para determinar si una restricción o un conjunto de estas sea eficiente, no necesariamente entregará información precisa, debido a que hay otros factores que influyen y podría generar un sesgo. Por ejemplo, si revisamos el caso En ese sentido, se sugiere como trabajo a futuro en la entrega de correcciones, entregar información acerca de las emisiones de cada caso estudiado y también analizar los niveles de embalses para dimensionar el efecto indirecto de las restricciones sobre la operación de las centrales donde no se imponen restricciones.

Capítulo 8

Bibliografía

1. Contreras González, M. I. (2021). Análisis del conflicto a nivel operacional entre la hidroelectricidad y la conservación del ecosistema fluvial en la Cuenca del río BíoBío.
2. Haas, J., Olivares, M. A., Palma-Behnke, R. (2015). Grid-wide subdaily hydrologic alteration under massive wind power penetration in Chile. *Journal of environmental management*, 154, 183-189.
3. Zimmerman, J. K., Letcher, B. H., Nislow, K. H., Lutz, K. A., Magilligan, F. J. (2010). Determining the effects of dams on subdaily variation in river flows at a whole-basin scale. *River research and applications*, 26(10), 1246-1260.
4. Habit, E., Belk, M. C., Cary Tuckfield, R., Parra, O. (2006). Response of the fish community to human-induced changes in the Biobío River in Chile. *Freshwater Biology*, 51(1), 1-11.
5. Vicuña, S., Olivares, M., Hermansen, C., Falvey, M., Purcell, F. (2021). Hydroelectric Uses. In *Water Resources of Chile* (pp. 285-299). Springer, Cham.
6. Olivares, M. A., Haas, J., Palma-Behnke, R., Benavides, C. (2015). A framework to identify Pareto-efficient subdaily environmental flow constraints on hydropower reservoirs using a grid-wide power dispatch model. *Water Resources Research*, 51(5), 3664-3680.
7. Paredes Vergara, M. I. (2017). Análisis de alteración hidrológica producto de la interconexión SIC-SING en un escenario de incorporación masiva de energía solar en el Norte Grande de Chile.
8. Muñoz, C., Escribano, R., Arcos, D. (2015). Diversidad ictiofaunística de la cuenca del río Bío-Bío, Chile central. *Revista de Biología Marina y Oceanografía*, 50(1), 135-145
9. Poff, N. L., Hart, D. D. (2002). How dams vary and why it matters for the emerging science of dam removal. *Bioscience*, 52(8), 659-668.
10. Contreras González, M. I. (2021). Análisis del conflicto a nivel operacional entre la hidroelectricidad y la conservación del ecosistema fluvial en la Cuenca del río BíoBío.

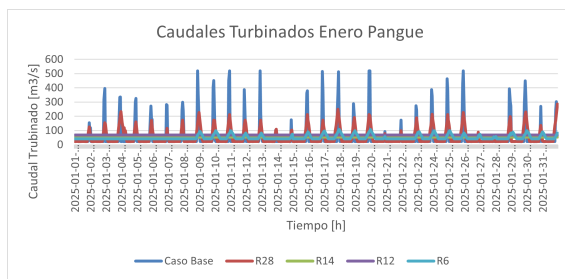
11. Elgueta, A., Thoms, M. C., Górski, K., Díaz, G., Habit, E. M. (2019). Functional process zones and their fish communities in temperate Andean river networks. *River Research and Applications*, 35(10), 1702-1711.
12. Mauricio Fernández. Estudio del grado de alteración hidrológica intradiaria por operaciones de las centrales hidroeléctricas de embalses Ralco y Pangue del Sistema Interconectado Central (Subdaily hydrologic alteration due to hydropower reservoirs Ralco and Pangue of Chile's. PhD thesis, Universidad de Chile, 2012. URL <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111255>.
13. García, A., Jorde, K., Habit, E., Caamaño, D., Parra, O. (2011). Downstream environmental effects of dam operations: changes in habitat quality for native fish species. *River Research and Applications*, 27(3), 312-327.
14. García Lancaster, A. D. R. (2011). Respuesta de peces nativos a fluctuaciones de caudal producidas por la operación de centrales hidroeléctricas en el río Biobío.

Capítulo 9

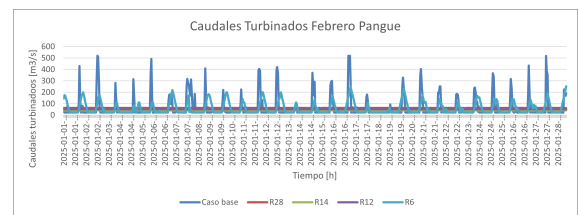
Anexos

Anexo A

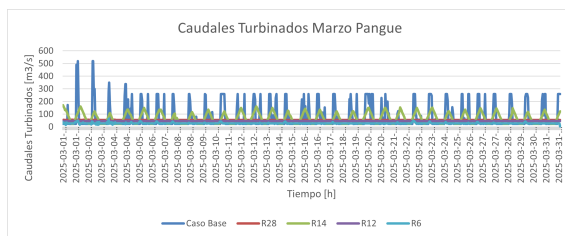
Caso 1: restricción de caudal mínimo y rampa máxima, caudales turbinados central hidroeléctrica Pangué



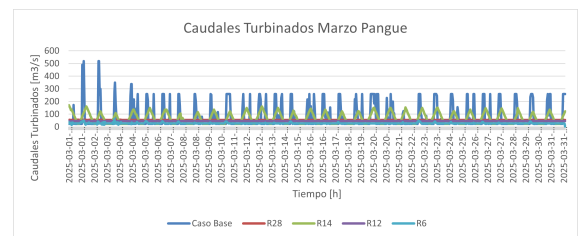
(a) Caudales Turbinados Enero.



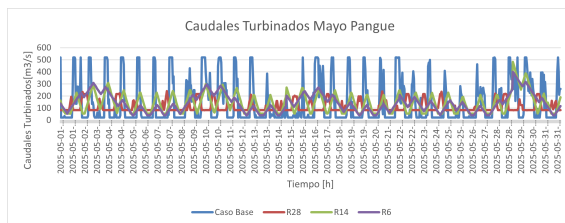
(b) Caudales Turbinados Febrero.



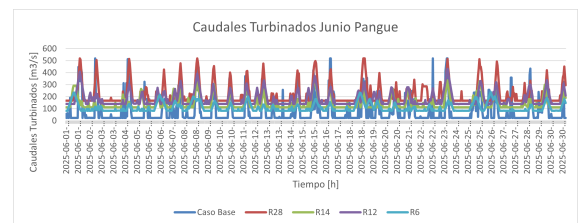
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

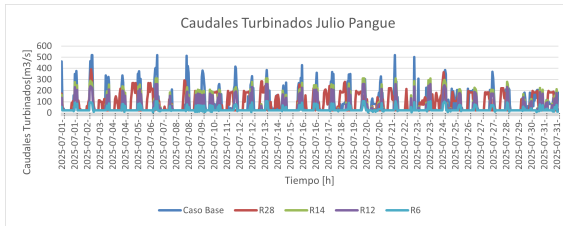


(e) Caudales Turbinados Mayo.

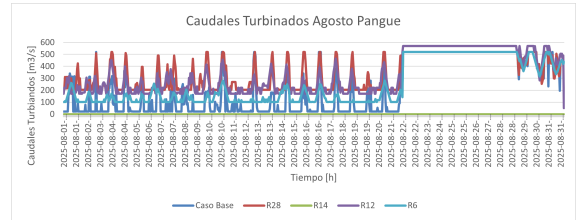


(f) Caudales Turbinados Junio.

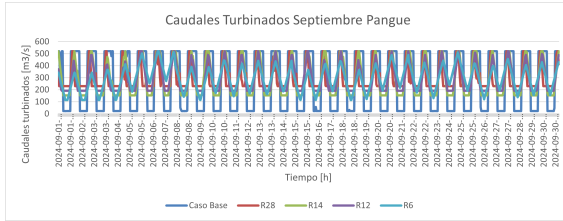
Figura 9.1: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.



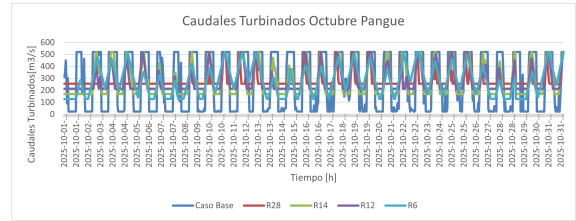
(a) Caudales Turbinados Julio.



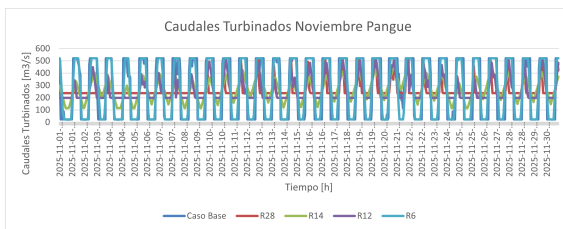
(b) Caudales Turbinados Agosto.



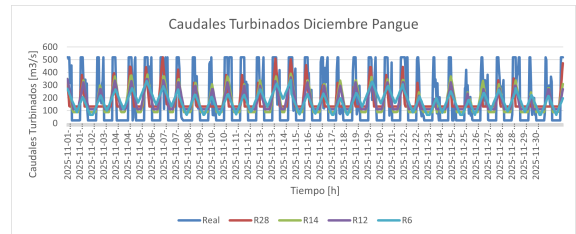
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.

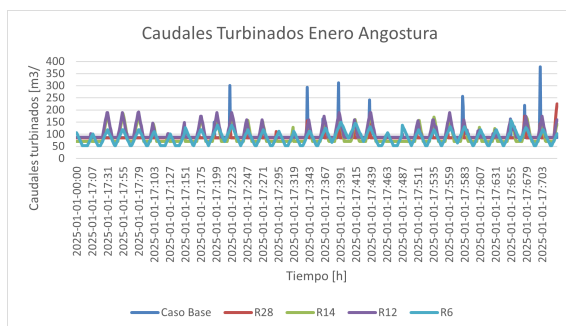


(f) Caudales Turbinados Diciembre.

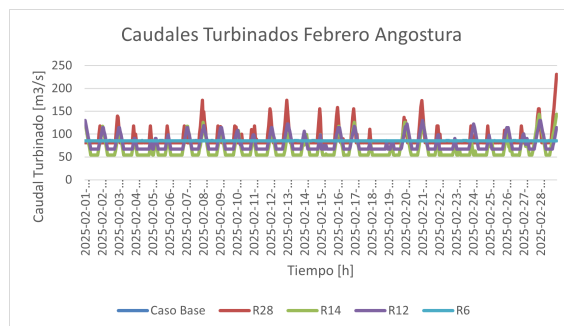
Figura 9.2: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangue.

Anexo B

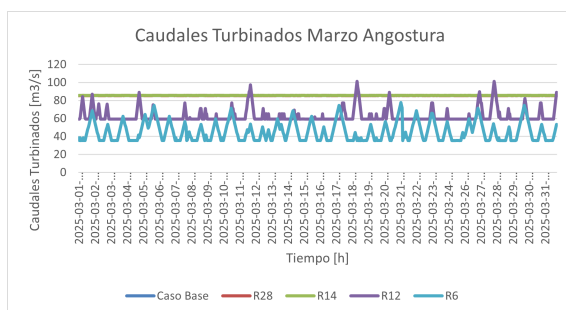
Caudales turbinados central hidroeléctrica Angostura



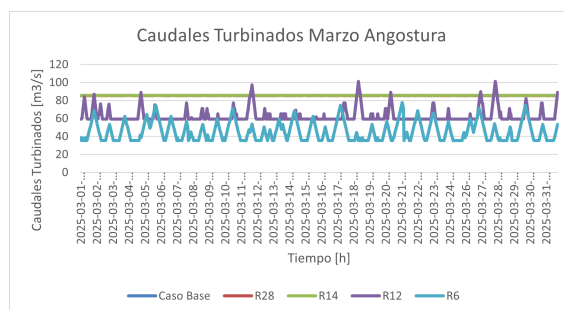
(a) Caudales Turbinados Enero.



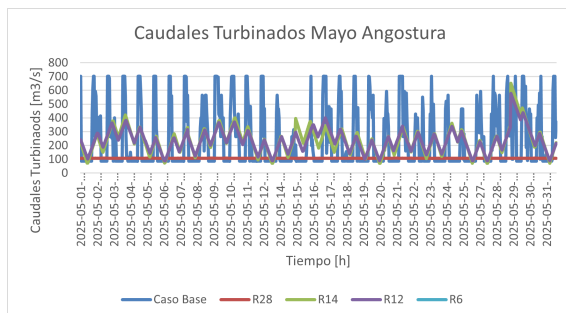
(b) Caudales Turbinados Febrero.



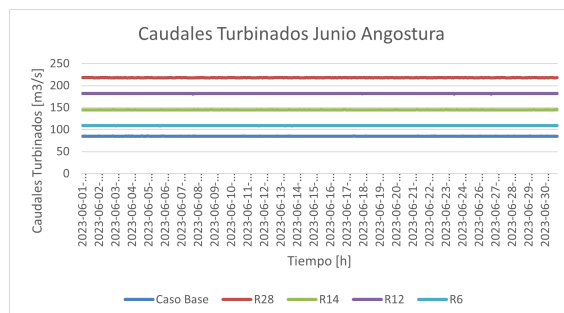
(c) Caudales Turbinados Marzo.



(d) Caudales Turbinados Abril.

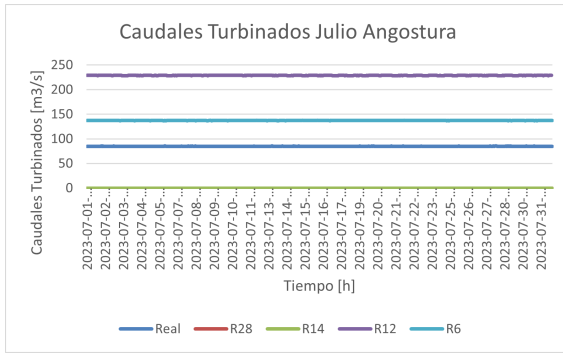


(e) Caudales Turbinados Mayo.

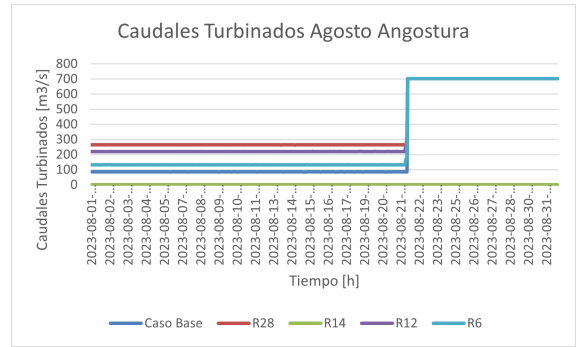


(f) Caudales Turbinados Junio.

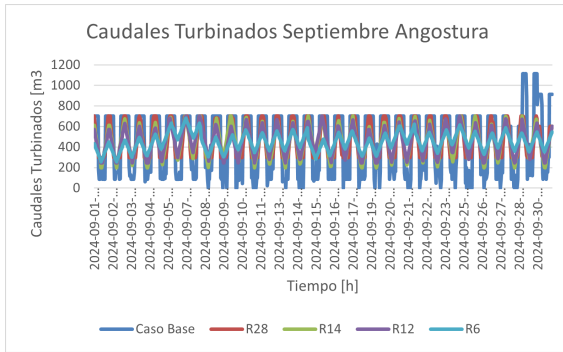
Figura 9.3: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.



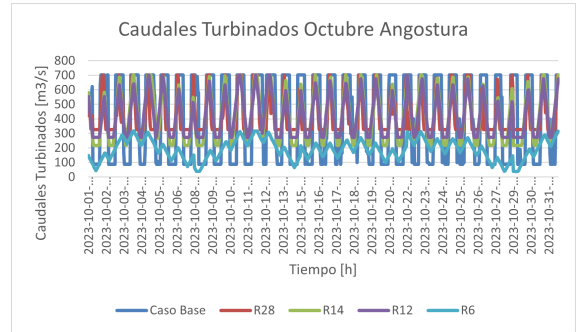
(a) Caudales Turbinados Julio.



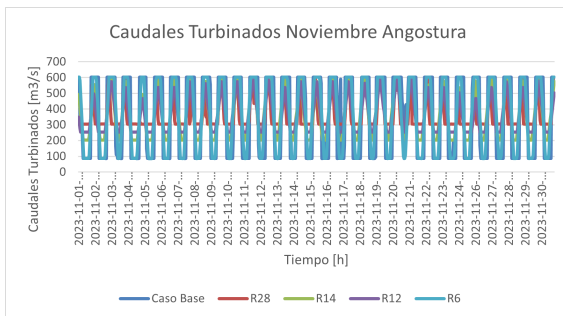
(b) Caudales Turbinados Agosto.



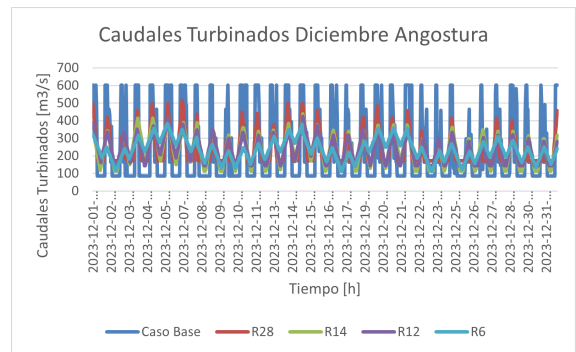
(c) Caudales Turbinados Septiembre.



(d) Caudales Turbinados Octubre.



(e) Caudales Turbinados Noviembre.



(f) Caudales Turbinados Diciembre.

Figura 9.4: Caudales Turbinados horarios con horizonte mensual Central Pangué.