



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

**ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN HIDRO-TÉRMICA DEL SISTEMA
ELÉCTRICO NACIONAL EN EL CONTEXTO DE CRISIS HÍDRICA.**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO ANTONIO GONZÁLEZ DONOSO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁNGELA FLORES QUIROZ
MARCELO OLIVARES ALVEAL

SANTIAGO DE CHILE
2025

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO ANTONIO GONZÁLEZ DONOSO
FECHA: 2025
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN HIDRO-TÉRMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL EN EL CONTEXTO DE CRISIS HÍDRICA.

La crisis hídrica desde 2010 ha repercutido en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), planteando desafíos cruciales para la coordinación hidro-térmica debido a la disminución e incertidumbre del recurso hídrico. Este trabajo evalúa la eficiencia de las metodologías de coordinación actuales y propone un modelo mejorado para enfrentar estas condiciones adversas. Utilizando el algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP) ajustado con hidrologías históricas sesgadas hacia condiciones más secas, se formula un problema de optimización de costos para una simplificación del SEN, empleando datos históricos y simulaciones de escenarios de sequía mediante el método Modified Fractional Gauss-Noise. Los resultados muestran que las metodologías tradicionales subestiman los costos operativos futuros y aumentan el riesgo de pérdida de carga. En contraste, el modelo propuesto ofrece políticas de operación más adaptativas y eficientes en escenarios de sequía extrema. Aunque el desempeño en escenarios normales resulta más costoso, el incremento no es significativo, y la ganancia en eficiencia y seguridad en condiciones extremas es considerable. La inclusión de políticas de descarbonización y el aumento de la capacidad instalada de energías renovables refuerzan la necesidad de una coordinación más robusta, capaz de anticiparse a las variaciones climáticas actuales y futuras, asegurando la sostenibilidad del suministro energético.

'Es mi primer día.'

Homero Simpson

Agradecimientos

Quisiera expresar mi profunda gratitud a todas las personas que me han brindado su apoyo incondicional durante el arduo proceso de elaboración de esta tesis.

Primero, quiero agradecer a mi familia por su constante apoyo, comprensión y amor. Su aliento y ánimo fueron mi mayor fuente de inspiración en los momentos difíciles. A mis padres, Pamela y Antonio, quienes siempre creyeron en mí y me enseñaron el valor del esfuerzo y la perseverancia, les debo todo lo que he logrado hasta ahora y lo que lograré a futuro.

A mi profesor guía, Rodrigo Moreno, quiero expresarle mis agradecimientos por su orientación, paciencia y dedicación a lo largo de este proceso de Tesis. Sus consejos fueron fundamentales para el desarrollo y mejora de este trabajo. También quiero reconocer el apoyo incondicional a todos mis amigos, los que partimos el primer semestre y esos mismos que nos decidimos por eléctrica, Rafael, Andrés, Nicolás y Matías, al igual al grupo de amigos que se formó en el departamento, Diego, Andrés y Matías quienes estuvieron presentes en cada etapa de este camino, estudiando y trabajando juntos. Sus apoyos y compañía fueron un gran estímulo para seguir adelante.

A todas aquellas personas que, de una forma u otra, contribuyeron a la realización de este trabajo, les estoy profundamente agradecido. Este logro no hubiera sido posible sin su apoyo y colaboración.

¡Gracias a todos!

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivo específicos	2
1.4. Estructura del documento	3
2. Marco Teórico	4
2.1. Sistema Eléctrico Nacional	4
2.1.1. Crecimiento de ERNC	5
2.2. Condición hídrica	7
2.2.1. Contexto nacional	7
2.2.2. Cuencas y caudales históricos	10
2.3. Incertidumbre hidrológica	13
2.4. Despacho eléctrico económico	14
2.5. Programación dinámica dual estocástica	16
2.6. Programación de Largo Plazo	18
2.7. Pérdida de Carga	20
2.8. Series sintéticas	20
3. Estado del arte	23
3.1. Contribución	25
4. Metodología	26
4.1. Modificación de transición	26
4.2. Formulación problema de optimización	27
4.2.1. Restricciones de centrales hidroeléctricas	28
4.2.1.1. Restricción de inventario de central de embalse	28
4.2.1.2. Restricción de inventario de central de pasada	29
4.2.1.3. Condición de cuenca	29
4.2.1.4. Capacidad del embalse	30
4.2.2. Problema Intra-Stage	30
5. Casos de estudio y datos de entrada	32
5.1. Caso de estudio	32
5.1.1. Caracterización del sistema	33
5.1.1.1. Barras y líneas de transmisión	33

5.1.1.2.	Centrales	34
5.1.1.3.	Cuencas	35
5.1.1.4.	Costos Variables	38
5.1.1.5.	Perfiles solar y eólico	40
5.1.1.6.	Demanda	41
5.1.2.	Plan descarbonización y capacidad instalada de ERNC	42
5.2.	Hidrologías utilizadas	43
5.2.1.	Hidrologías sintéticas	44
6.	Resultados	46
6.1.	Sistema SEN de 9 nodos	47
6.2.	Plan de Descarbonización	53
7.	Conclusiones	58
	Bibliografía	60
	Anexos	63
A.	Centrales	63
A.1.	Carbón	63
A.2.	GNL/GN	64
A.3.	Diesel	65
A.4.	Biomasa	68
A.5.	Central pasadas puras	69
A.6.	Centrales hidráulicas embales y pasadas serie.	72

Índice de Tablas

2.1.	Tabla de valores de SSI [10].	13
5.1.	Barras principales categorizadas por nodo del sistema.	33
5.2.	Parámetros de línea para sistema de 9 nodos.	34
5.3.	Centrales térmicas a carbón utilizadas en el sistema.	35
5.4.	Centrales hidroeléctrica del SEN que son parte de una configuración en su respectiva cuenca.	36
5.5.	Casos a estudiar para modificación capacidad instalada del parque eólico.	42
5.6.	Tabla de valores de SSI.	43
5.7.	Tabla de valores de probabilidades de transición de estados hidrológicos para central El Toro.	44
6.1.	Características de simulación.	46
A.1.	Centrales térmicas a carbón del sistema.	63
A.2.	Centrales térmicas a gas del sistema.	64
A.3.	Centrales térmicas diesel del sistema (parte 1).	65
A.4.	Centrales térmicas diesel del sistema (parte 2).	66
A.5.	Centrales térmicas diesel del sistema (parte 3).	67
A.6.	Centrales de recurso biomasa del sistema.	68
A.7.	Centrales de hidráulicas de pasadas puras (parte 1).	69
A.8.	Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 2).	70
A.9.	Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 3).	71
A.10.	Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 4).	72
A.11.	Centrales hidráulicas de embalse y series (parte 1).	73
A.12.	Centrales hidráulicas de embalse y series (parte 2).	74

Índice de Ilustraciones

2.1.	Capacidad instalada del SEN por tecnología.	4
2.2.	Generación mensual de las tecnologías eólica y solar en el SEN desde 2018. . .	6
2.3.	Gráfico box-plot de vertimiento de Centrales ERNC del SEN para año 2023. . .	6
2.4.	Precipitaciones para el periodo de enero 1970 hasta diciembre 2023.	7
2.5.	Evolución temperatura normalizada a promedio 1981-2010 [5].	8
2.6.	Anomalías de temperatura para Chile [5].	9
2.7.	Conexión de hidroeléctricas para sección de cuenca del Laja (Q_t corresponde a los afluentes de cada central).	10
2.8.	Gráfico Box-Plot de los caudales históricos de la central El Toro por semana según Año Hidrológico (Abril-Marzo).	11
2.9.	Gráfico Box-Plot (1960-2009) de los caudales históricos de la central El Toro según Año Hidrológico y promedio (2009-2023).	12
2.10.	Representación del problema de la coordinación hidro-térmica. S : <i>escenario futuro seco</i> y H : <i>escenario futuro húmedo</i> , basada en [11].	13
2.11.	Gráfico representativo de FCF y FCP.	14
2.12.	Sistema eléctrico multinodal	14
2.13.	Representación geométrica de la construcción de la función de costos.	17
2.14.	Árbol extendido de 3 escenarios con un horizonte de tamaño T	19
2.15.	Caudal promedio semanal sintético de la central El Toro.	22
4.1.	Ejemplo de representación de árbol de estados para ambos modelos (izquierda representa el propuesto y derecha el actual).	27
4.2.	Representación de árbol de 2 escenarios con problema intra-stage (color naranja) e inter-stage (color negro).	31
4.3.	Diagrama resumen de los procedimientos de la metodología.	31
5.1.	Sistema SEN resumido en 9 nodos.	33
5.2.	Barras de referencia de transición entre nodos.	33
5.3.	Configuración de cuenca del Maule.	37
5.4.	Configuración de cuenca del Laja.	37
5.5.	Variación horario de caudal de Rio Itata para un mes.	38
5.6.	Costo variable promedio mensual por tecnología térmica.	39
5.7.	Variación horario de radiación solar de estación Inca de Oro (Reg. Atacama) para un mes.	40
5.8.	Variación horario de intensidad del viento de estación Almirante Latorre (Reg. Coquimbo) para un mes.	41
5.9.	Demanda sistémica del SEN para el mes de diciembre.	41
5.10.	Dinámica del vertimiento solar para el SEN del mes de diciembre.	43
5.11.	Valor de SSI para el caudal de la central El Toro.	44
5.12.	Caudales sintéticos con disminución de 10% para central Colbún.	45

6.1.	Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional. . .	47
6.2.	Pérdida de carga del sistema para diferentes casos Equiprobable y Condicional.	48
6.3.	Estado de carga de embalse para $E_E T_{40\%}$	49
6.4.	Estado de carga de embalse para $E_C T_{40\%}$	50
6.5.	Estado de carga de embalse para $E_E T_{30\%}$	50
6.6.	Estado de carga de embalse para $E_C T_{30\%}$	51
6.7.	Estado de carga de embalse para $E_E T_{20\%}$	51
6.8.	Estado de carga de embalse para $E_C T_{20\%}$	52
6.9.	Estado de carga de embalse para $E_E T_{10\%}$	52
6.10.	Estado de carga de embalse para $E_C T_{10\%}$	53
6.11.	Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional considerando el plan de descarbonización.	54
6.12.	Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional considerando el plan de descarbonización + aumento de la capacidad eólica. . . .	55
6.13.	Pérdida de carga del sistema para diferentes casos, considerando el plan de descarbonización.	56
6.14.	Pérdida de carga del sistema para diferentes casos, considerando el plan de descarbonización y aumento de 20% en la capacidad instalada eólica.	56

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La planificación y programación de un sistema eléctrico es una tarea esencial para la operación de este mismo, donde es la regla que determina el camino para responder a las necesidades energéticas del país. Una de estas tareas, es la coordinación hidro-térmica, siendo su labor encontrar la estrategia óptima de operación de las centrales en un sistema, donde las centrales hidroeléctricas toman un gran valor. Este tipo de centrales aprovechan el movimiento de las aguas para transformar la energía mecánica en energía eléctrica, donde el recurso no posee costo variable, por lo que se reduce el costo de operación del sistema al evitar un suministro por parte de otras centrales. En el caso de Chile estas centrales poseen un 24 % de la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional [1], de modo que son un pilar fundamental en la generación eléctrica.

El recurso utilizado por estas centrales, a pesar de ser de costo variable nulo. No es un recurso infinito y existe incertidumbre asociado al desconocimiento de la futura hidrología, por lo que adquiere un costo de oportunidad asociado a su uso. En consecuencia, el Coordinador Eléctrico realiza un programa de optimización (PLP), que se basa en el algoritmo SDDP, para obtener las políticas de operación de estas centrales en base a los afluentes históricos de cada central.

En los presentes años, Chile ha estado inmerso en una mega-sequía desde el año 2010, donde ha habido un déficit de un 30 % de las precipitaciones sumado a estar en la década más cálida de los últimos 100 años [2], provocando una intensificación en el déficit hídrico, lo que conlleva un golpe fuerte a las centrales hidroeléctricas y se origina un nuevo desafío en la operación y programación del SEN, dado a que los actuales datos históricos utilizados para obtener las políticas de operación, no reflejan a cabalidad el contexto hídrico actual.

Por otra parte, la inclusión en el sistema de nuevas tecnologías trae consigo nuevos desafíos y oportunidades para aprovechar, donde se destacan flota de vehículos eléctricos, consumos planificados, y sistemas de almacenamientos que pueden aportar en términos de flexibilidad, al igual que aportar en términos de mejorar la operación técnica-económica. Además, las políticas ambientales sobre el cierre de algunas centrales térmicas hasta un futuro de llegar a una matriz energética mayoritariamente renovable.

Así entonces, lo pretendido en esta tesis es evaluar y cuantificar el desempeño de la plani-

ficación del SEN, considerando la utilización de programas de optimización, con la finalidad de obtener analizar desde un prisma técnico-económico, teniendo en cuenta los desafíos anteriormente explicitados.

1.2. Hipótesis

La hipótesis de investigación que se presenta en este trabajo es que la inclusión de sesgos hacia hidrologías más secas mediante el uso de correlación temporal en los datos históricos utilizados por el algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica mejorará el desempeño y los resultados del modelo en la operación del Sistema Eléctrico Nacional de Chile, tanto económicamente como técnicamente, desde el punto de vista de los costos de operación sistémicos y la confiabilidad del sistema respecto a la energía no suministrada, al ser evaluados en una serie escenarios sintéticos. Específicamente, se plantea que este enfoque permitirá una gestión más eficiente y segura del recurso hídrico en condiciones de sequía, y en condiciones normales que las diferencias no sea tan significantes, comparado con la metodología vigente que no considera las variaciones climáticas actuales.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es desarrollar un modelo para evaluar la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) considerando el uso de afluentes históricos en un contexto de crisis hídrica. Para ello, se propone la aplicación del algoritmo SDDP incorporando probabilidades condicionales y contrastando sus resultados con los obtenidos mediante la metodología tradicional.

1.3.2. Objetivo específicos

Para lograr el objetivo general, se presentan los objetivos específicos que permiten su realización.

- Diseñar un modelo simplificado de 9 nodos que logre simular el sistema eléctrico nacional (SEN) mediante la información disponible, desarrollando perfiles que logren reflejar su comportamiento.
- Determinar las características de las hidrologías históricas de los afluentes usadas por el PLP mediante índices de la literatura, con la finalidad de poder incluir para la probabilidad condicional.
- Implementar el algoritmo SDDP para resolver el modelo estocástico multi-etapa a desarrollar.
- Diseñar escenarios de prueba para representar distintas condiciones hídricas específicas.
- Determinar y cuantificar los costos operacionales totales en la operación del sistema para ambos casos (caso original y caso modificado), con el propósito de analizar los efectos económicos de la planificación.

- Cuantificar la pérdida de carga en la operación del sistema para ambos casos (caso original y caso modificado), a fin de analizar los efectos técnicos de seguridad de la programación y a su vez comprobar la seguridad y desempeño del sistema.
- Determinar cuál o cuáles son los efectos de planificar un sistema eléctrico utilizando diferentes enfoques de manejo de información, considerando las discrepancias entre la realidad actual y los datos históricos disponibles, centrándose en evaluar tanto los resultados técnicos como económicos de la planificación bajo estas condiciones.

1.4. Estructura del documento

En el segundo capítulo de este documento se realiza una revisión del estado del arte o marco teórico, donde se presenta la situación actual del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el contexto de la crisis hídrica, y se revisan la metodología existente de planificación y operación utilizadas. En el tercer capítulo, se presenta el estado del arte, presentando los enfoques y metodologías más recientes en la literatura sobre la coordinación hidrotérmica de sistemas eléctricos. En el cuarto capítulo se detalla la metodología empleada en este estudio, describiendo los modelos matemáticos y las técnicas de optimización aplicadas, con un énfasis particular en el algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP). El quinto capítulo aborda las características generales del caso de estudio, incluyendo la representación simplificada del SEN y los datos de entrada utilizados para las simulaciones. En el sexto capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación del modelo matemático, analizando los efectos económicos y técnicos de la planificación bajo distintos escenarios. Finalmente, en el séptimo capítulo se discuten las conclusiones derivadas del estudio y se proponen posibles líneas de investigación futura que podrían complementar y expandir los hallazgos de este trabajo.

Capítulo 2

Marco Teórico

A continuación, se presentan los conceptos y materias utilizadas a lo largo del trabajo. Dando énfasis en las problemáticas y desafíos del país, al igual que detallar las características de herramientas, como es la programación estocástica.

2.1. Sistema Eléctrico Nacional

Un sistema eléctrico se define como conjunto de instalaciones y equipos necesarios para la generación, transmisión y distribución de la energía¹. En el caso de Chile, el sistema interconectado se denomina Sistema Eléctrico Nacional (SEN), que corresponde a la unión de los anteriores sistemas (SIC y SING) de Chile.

El Sistema Eléctrico Nacional como se mencionó en el capítulo anterior, posee casi un cuarto de tecnologías de generación hidráulicas de la totalidad de generación. Más precisamente, se puede apreciar en la figura 2.1 la capacidad instalada de cada tecnología, donde se destaca que la potencia instalada por parte de las energías provenientes de recursos renovables compone un 58.42 % del sistema y en su mayoría es derivado de las generadores hidráulicas.

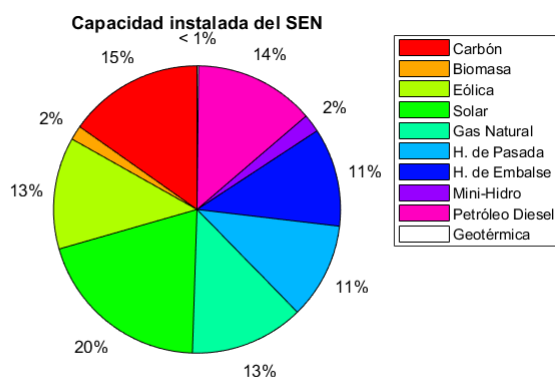


Figura 2.1: Capacidad instalada del SEN por tecnología.

Por otra parte, existe un consenso globalizado sobre la problemática de la situación actual del planeta, por consecuencia Chile no se ha quedado atrás y las autoridades decretaron

¹ Artículo 1-7 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

un plan de descarbonización a 2040, donde junto a los conglomerados más importante del área de generación se comprometieron ² al retiro de las centrales termoeléctricas a carbón, considerando la comprobación en la suficiencia y seguridad del sistema, de modo que sea una transición confiable. Por lo que se espera que el porcentaje de las energías renovables aumente a lo largo de estos años.

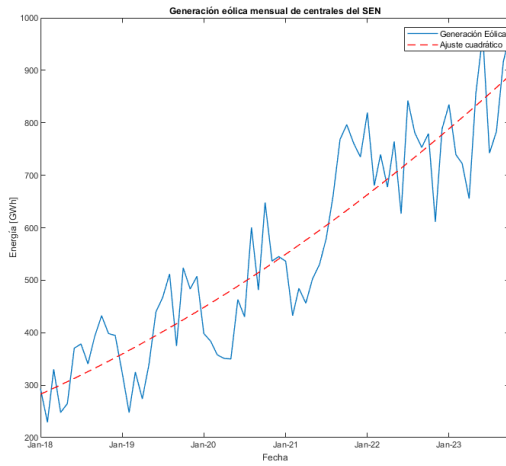
Además de las empresas o entidades de las áreas de generación, distribución y transmisión, dentro del sector eléctrico existen otras instituciones que se encargan de diferentes temáticas dentro del sistema, donde se destacan:

- El Ministerio de Energía, es la institución encargada de coordinar y elaborar, los planes y políticas relacionadas con el sector energético, considerando un enfoque técnico y social.
- Comisión Nacional de Energía, es un organismo público y descentralizado, con el poder ejercer derechos y obligaciones, guardando directa relación con el Ministerio de Energía, siendo su asesor. Además, este se destaca por realizar estudios del sistema, normas técnicas de calidad, fijación de tarifas, etc.
- La Superintendencia de Electricidad y Combustibles, es la institución delegada a la fiscalización de todas las áreas del sector eléctrico, gas y combustibles, en términos de calidad y precio de estas mismas.
- Por último, el Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo autónomo, que no forma parte del Estado, donde posee su objetivo principal es coordinar la operación de todas las instalaciones del SEN, de acuerdo a las normas técnicas existentes y garantizando la operación más económica. Dentro de los programas de operación, se encuentra el PLP (programación de largo plazo), que es un modelo para la coordinación hidro-térmica del sistema, utilizando las series hidrológicas históricas como variables de entrada para obtener las políticas de operación que garanticen la operación más económica.

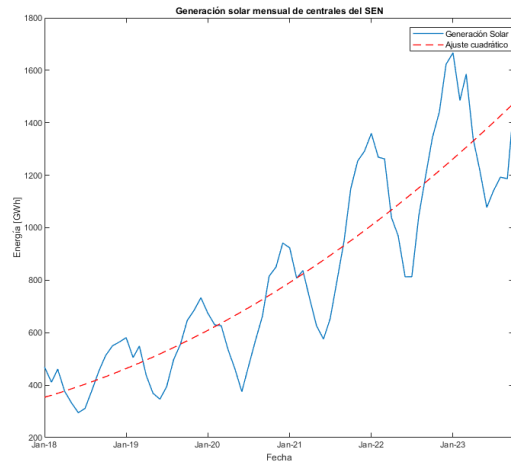
2.1.1. Crecimiento de ERNC

Actualmente, junto con la promesa de reducir la generación de centrales de tecnología tipo carbón, las cuales se han ido retirando del sistema y algunas están en el proceso para el año 2024 de cierre de operaciones. Se han estado acrecentando la generación de tecnologías del tipo ERNC, principalmente generación eólica y solar que viene por el aumento de la capacidad instalada de estas mismas, y se prevé que siga aumentando en el paso de los años. Esta situación, junto con la previamente mencionada, conlleva nuevos desafíos tanto en la operación, seguridad y la planificación, debido a que estas nuevas tecnologías por si solas presentan por naturaleza cierta incertidumbre. En los gráficos 2.2 se puede apreciar el constante aumento que ha tenido estas tecnologías a partir del año 2018 en el SEN.

² Decreto exento N°50, Aprueba acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón, 13 de Marzo 2020.

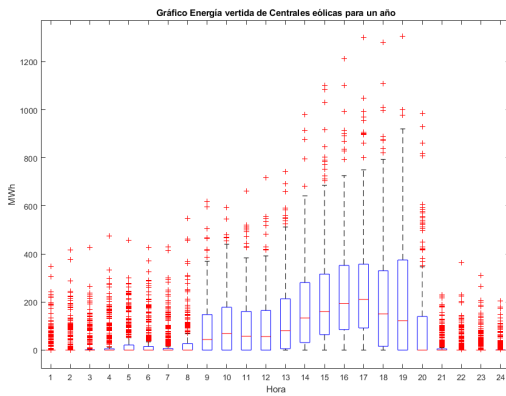


(a) Generación Eólica mensual en el SEN.

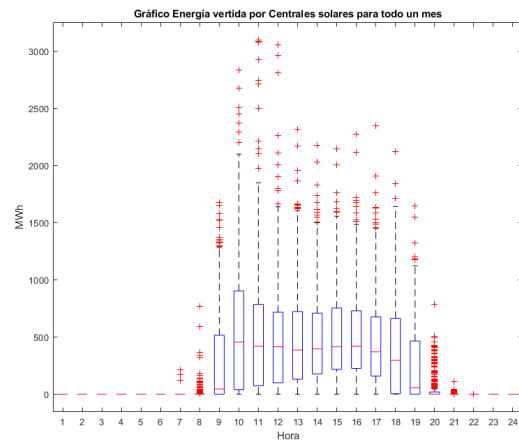


(b) Generación Solar mensual en el SEN.

Figura 2.2: Generación mensual de las tecnologías eólica y solar en el SEN desde 2018.



(a) Vertimiento centrales eólicas.



(b) Vertimiento centrales solares.

Figura 2.3: Gráfico box-plot de vertimiento de Centrales ERNC del SEN para año 2023.

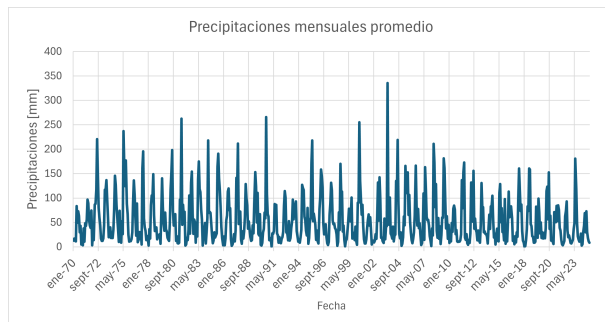
Por consiguiente, se debe tener en consideración la situación de este constante aumento en este tipo de generación, al igual que la disminución de centrales carboneras por decisiones políticas y medioambientales. Igualmente, se observa la constancia y la dinámica de los vertimientos de los recursos del SEN para todo un año.

2.2. Condición hídrica

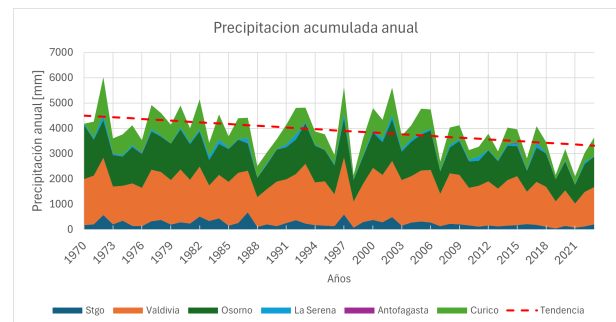
2.2.1. Contexto nacional

Como se mencionó en el capítulo 1, actualmente Chile se encuentra en un déficit hídrico importante. Una sequía es la disminución significativa y temporal de la disponibilidad de agua, y a partir del año 2010 se entró en una secuencia de años con estas características, por lo que sumado a la intensidad de estas mismas, se denominó como mega-sequía [3].

El descenso de las precipitaciones es un ámbito importante de abarcar en esta actual condición hídrica, debido a que guarda directa relación con la situación de algunos afluentes y embalses. Para ser más precisos, las precipitaciones en Chile han registrado una baja constante, como se puede apreciar en la figura 2.4.b, donde nos encontramos con una diferencia en los valores comparados con años anteriores, siendo este índice uno de los más importantes para formar o determinar la calidad de sequía, debido a que afecta a todos los compuestos por igual, como lo son las cotas actuales, mayor flujo de caudales, disminución propia de la temperatura por el tipo de clima del país, etc. A modo de ejemplificar estos cambios se extraen la información de 6 estaciones a lo largo del país, para mostrar la dinámica completa y no extraer solo de una zona en específico. En efecto, se saca la información de las estaciones aeronáuticas que recogen la información horaria, para apreciar su variación anual, esta información es expuesta de forma mensual y anual como la suma total de las precipitaciones ocurridas, tal como se presentan en la figura 2.4, Donde se puede apreciar cierta disminución en los últimos años. Asimismo, hay estudios que exponen que no ha habido algún evento similar hace más de 1000 años [4], este estudio paleoclimático se basó en el análisis de los anillos de los árboles de la zona central y se reveló que estos últimos años se ha ingresado a una secuencia de años secos que no se ha tenido registro de acuerdo con el estudio.



(a) Precipitaciones promedio mensuales para estas estaciones.



(b) Precipitaciones acumuladas anuales para cada estación y la tendencia de estas mismas.

Figura 2.4: Precipitaciones para el periodo de enero 1970 hasta diciembre 2023.

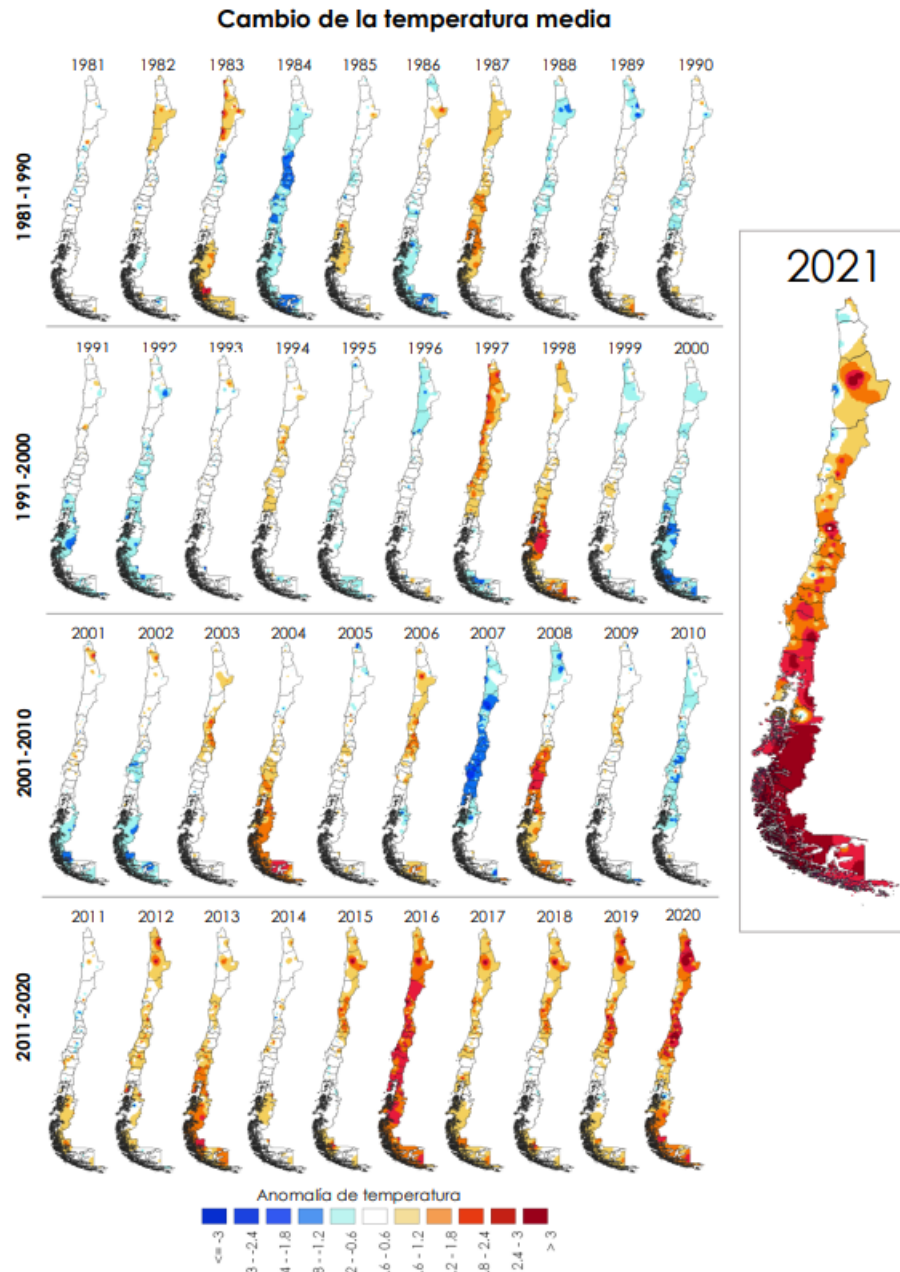


Figura 2.5: Evolución temperatura normalizada a promedio 1981-2010 [5].

Al igual que las precipitaciones, las altas temperaturas tienen un efecto en el déficit hídrico nacional. Estas altas temperaturas promueven la pérdida de grandes cantidades de agua por la sublimación de las zonas nevadas, disminución de los volúmenes de lagos y embalses a través de la evaporación, al igual que la evapotranspiración por parte de la vegetación [4]. El aumento de estos valores se puede apreciar en la figura 2.5, representando las regiones del país, y comparando las temperaturas medias de cada región, donde a un color más rojizo es más potente su aumento, por consiguiente, es posible observar que en los últimos años de la figura, existen regiones que llegan a valores superiores a los 3 °C. Cabe precisar, que el año 2022 la temperatura media de Chile continental disminuyó en comparación años anteriores, debido a un impacto causado por el fenómeno de La Niña. No obstante, se definen como anomalías absolutas de temperatura de la media nacional, por parte de las entidades

gubernamentales, como la comparación respecto al periodo 1961-1990, de modo a que Chile se encuentra con 11 años consecutivos más cálidos de lo normal, como es posible de distinguir en la siguiente figura.

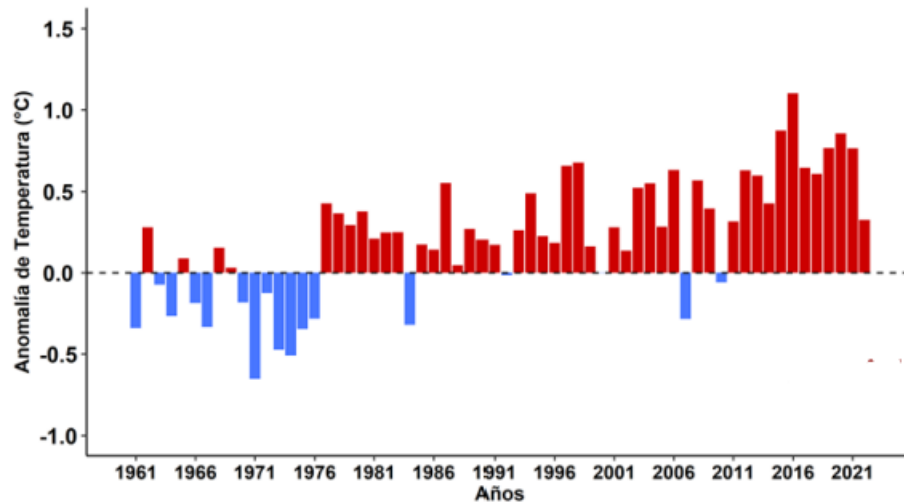


Figura 2.6: Anomalías de temperatura para Chile [5].

Este incremento fue precisado mayormente en las áreas del centro de Chile, donde se llegó a valores máximos, promedio anuales y valores por si solos. Dejando como resultado a que la pasada década sea la más cálida desde 1961, y si continúan algunos efectos climáticos se mantenga para la década actual parte de estos altos valores, lo que trae consigo unos efectos importantes y fuertes en el medio ambiente nacional, que son observados de gran manera por las unidades especializadas. Un ejemplo de ellas es la Dirección Nacional de Aguas (DGA), donde en base a sus facultades propias, han efectuado una serie de Decretos de *Declaración de Zona de Escasez Hídrica* siendo el año 2021, la fecha con mayores decretos (38) realizados por la agencia, que estipulan los criterios y delimitaciones para operar, con el objeto de proveer determinadas herramientas y límites a todos los usuarios del agua, incluyendo a la población en general para reducir al mínimo los daños derivados de la sequía.

Además, las proyecciones climáticas para Chile indican un escenario de calentamiento progresivo y una reducción significativa de las precipitaciones. Según diversos modelos, se estima un aumento de temperatura de hasta $5^{\circ}C$ en las regiones centrales del país, lo que impactará en la acumulación de nieve y reducirá la disponibilidad de agua durante los meses más secos. De manera similar, se proyecta una disminución en las precipitaciones de hasta un 30 – 40 % [6]. Estos cambios representan desafíos críticos para la seguridad hídrica y energética del país, así como para la resiliencia de los ecosistemas ante el cambio climático. En este contexto, la implementación de estrategias de adaptación y mitigación se vuelve una necesidad imperativa para enfrentar los escenarios futuros.

Finalmente, integrando los aspectos previamente mencionados, se puede comprender la mega-sequía que ha afectado a Chile en las últimas décadas, así como las condiciones que la han originado y su posible persistencia en el presente y futuro. Este fenómeno se ha caracterizado por una prolongada reducción de las precipitaciones y aumento de la temperatura vinculada tanto a la variabilidad climática natural como a los efectos del cambio climático.

Como consecuencia, se ha observado una disminución en los caudales de los afluentes naturales de las cuencas chilenas. No obstante, en la siguiente sección se abordará este tema con mayor profundidad.

2.2.2. Cuencas y caudales históricos

La Hidrografía chilena se puede dividir en cuencas, siendo esta, el área geográfica cuyas aguas superficiales y subterráneas drenan o vierten a una red hidrográfica común y finalmente hacia un curso mayor o principal que desemboca en el mar o lago [7]. Actualmente en Chile existen 101 cuencas, que abarcan todo el territorio nacional siendo las de localización centro-sur, las más importantes en términos de generación hidroeléctrica.

El concepto de cuenca es fundamental, ya que define la zona de captación natural del agua proveniente de las precipitaciones y el deshielo. La escorrentía generada en estas áreas, que es el desplazamiento del agua (superficial o subterránea), alimenta ríos y embalses, que actúan como la principal fuente para la operación de las centrales hidroeléctricas. En la figura 2.7, se puede observar una parte de la cuenca del Laja, donde se presentan como se relacionan las centrales generadoras entre sí. De una forma más precisa, se observa que el caudal turbinado por la central El Toro va a influir en la generación procedente de la central Antuco, debido a que es una variable de entrada de esta.

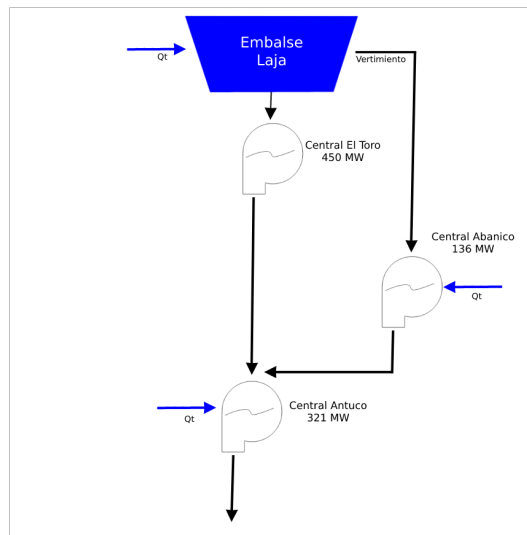


Figura 2.7: Conexión de hidroeléctricas para sección de cuenca del Laja (Q_t corresponde a los afluentes de cada central).

Se entiende a partir de la imagen anterior, que existen centrales que dependen de centrales aguas arriba. Este tipo de centrales se denominan centrales serie y usualmente corresponden a centrales hidroeléctricas de pasada.

Como se mencionó en el capítulo anterior, los afluentes naturales también han sufrido una disminución estos últimos años, debido a las condiciones anteriormente expuestas. Por consecuencia, esta reducción afecta en gran medida a la energía proveniente de las centrales

hidroeléctricas, ya que como se pudo observar en la figura anterior, los afluentes naturales de las centrales son el material de entrada que permite a las unidades hidroeléctricas transformar el paso de agua a energía eléctrica con el uso de sus turbinas, que a su vez son aprovechados por las unidades más abajo. Entonces, analizando los afluentes históricos de las unidades podemos ver cómo han variado al paso de los años. La información que se posee abarca desde el año 1961 hasta la actualidad. Sin pérdida de generalidad, se presenta los caudales históricos de la central El Toro para apreciar como varían. Cabe destacar que existe cierta correlación entre el comportamiento de los afluentes por cuenca, por lo tanto, la fuerza o intensidad que se han visto afectados los afluentes va a depender a la cuenca a la que pertenece. No obstante, la totalidad de los afluentes se ven afectados por este contexto.

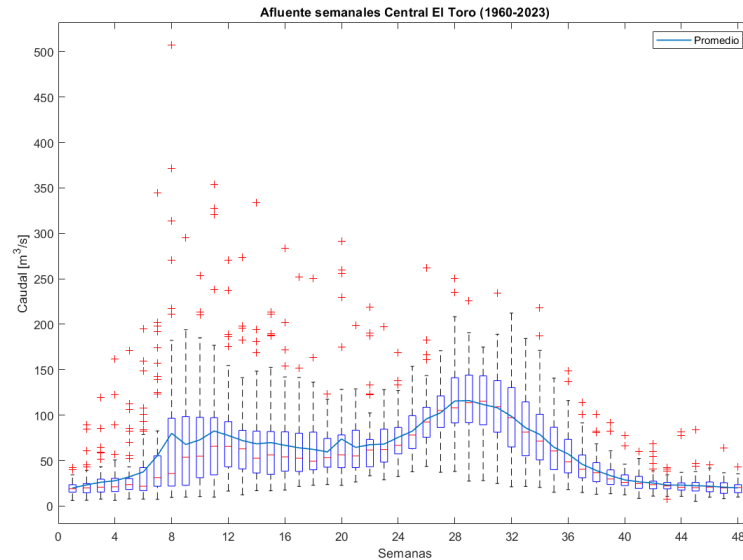


Figura 2.8: Gráfico Box-Plot de los caudales históricos de la central El Toro por semana según Año Hidrológico (Abril-Marzo).

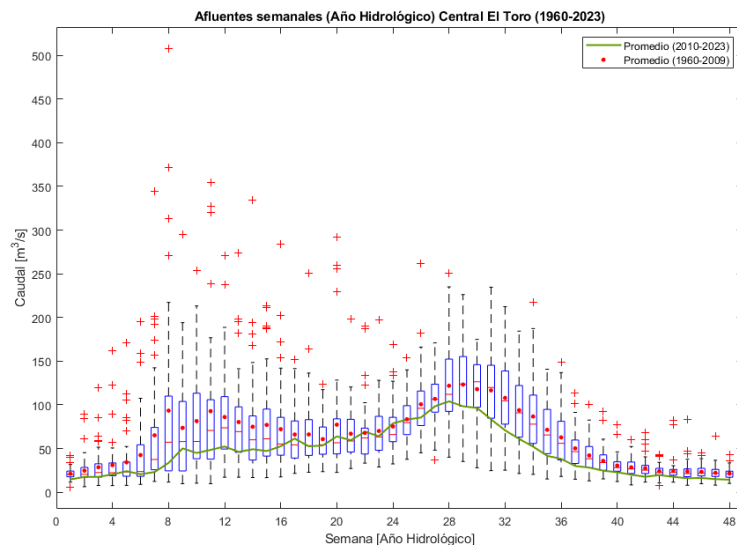


Figura 2.9: Gráfico Box-Plot (1960-2009) de los caudales históricos de la central El Toro según Año Hidrológico y promedio (2009-2023).

De la figura 2.8 se puede observar que hay una tendencia periódica en los mayores afluentes del año, lo cual tiene sentido debido a que existe temporalidad dada a las estaciones del año. Igualmente, se aprecia que para las semanas donde ocurren estos mayores caudales, existe una mayor varianza si se compara con las semanas de los extremos por corresponder a la estación de verano. Por otra parte, al comparar los datos segregados en dos periodos (1960-2009 y 2010-2023) en la figura 2.9, existe cierta disminución en los valores de los afluentes dado a que en estas dos últimas décadas ha sido afectado intensamente por los conceptos mencionados en la sección anterior, lo que repercute directamente en la generación, y en un punto de vista más importante en la programación dado a que como veremos en la próxima sección, existe una dependencia en como operamos nuestra central, más específicamente, de embalses dado a que los caudales o afluentes naturales de entrada serán los que sustenten las cotas o volúmenes de cada uno de ellos, dado a que como se pueden ver en los números estos tienen un gran rango de variación. Por consiguiente, considerando esta diferencia y las que se presentarán posteriormente, la Comisión Nacional de Energía publica un estudio donde se puede concluir que las hidrologías del país demuestran que la estadística histórica no es representativa del periodo futuro que se pretende modelar en la programación, ya que los efectos de cambio climático parecen ser suficientemente grandes para tener un impacto significativo en la planificación del sistema interconectado [8].

Además, existe un índice que permite categorizar la naturaleza en términos hídricos del afluente, este se denomina SSI (Standardized Streamflow Index) y en base a sus valores, logra clasificar que tan seco o húmedo es un caudal. Hay 3 y 5 categorías normalmente para representar una serie hidrológica, en este caso nos enfocamos en un orden de 3 grupos, los cuales se dividen en seco, normal y húmedo, donde existen rangos de los valores para determinar cuál es su respectivo tipo (Tabla 2.1). Su valor se define como la diferencia entre el caudal en un periodo determinado y el promedio, dividido por la desviación estándar [9].

Tabla 2.1: Tabla de valores de SSI [10].

SSI	Categoría
≥ 1	Húmedo
$-0.99 < \text{SSI} < 0.99$	Normal
≤ -1	Seco

2.3. Incertidumbre hidrológica

En consideración a lo presentado en la sección anterior, se comprueba que existe una variabilidad latente en los valores de los caudales para las centrales hidroeléctricas. Esta diferencia desde un punto de vista económico es importante, debido a que al ser un recurso finito y en los presentes años un tanto escaso, su utilización tiene un gran valor.

En otras palabras, el agua adquiere un costo de oportunidad debido a que de por sí no tiene un costo variable por producción, pero sí tiene un costo asociado al uso, donde la decisión de utilizar x cantidad hoy repercutirá en la disponibilidad y decisiones en un futuro próximo. A modo de ilustración, si se consume bastante agua en el presente y se considera que la hidrología futura puede ser seca o húmeda, las implicancias van a ser diferentes. En el caso de que sea seca, el costo de operación futuro será mayor porque no habría disponibilidad para utilizar en ese momento (déficit), y se suplirá la demanda con tecnologías más caras. En caso contrario, si el futuro es una hidrología húmeda, este costo de operación futuro habría sido mayor. De manera inversa, si se almacena la mayor parte del recurso hídrico (se utiliza poca agua), el costo presente se acrecienta, y el costo futuro dependerá de la condición hídrica, y en caso de ser un futuro húmedo probablemente ocurrirá vertimiento. Esta explicación se puede apreciar de mejor manera en la figura 2.10.

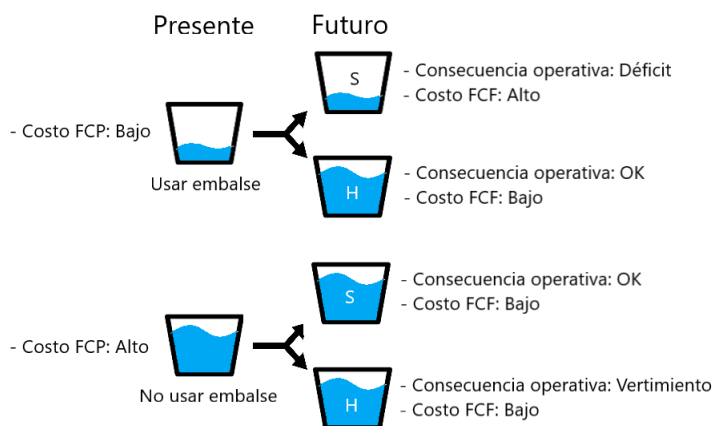


Figura 2.10: Representación del problema de la coordinación hidro-térmica. *S*: escenario futuro seco y *H*: escenario futuro húmedo, basada en [11].

Este desafío del trade-off del uso del agua entre presente y futuro, existe actualmente en la coordinación hidro-térmica. Para esta situación, se deben utilizar herramientas de optimización, ya que existe una gran correlación entre las decisiones que se toman en el presente

y los resultados/decisiones futuras, por lo que la programación dinámica, más precisamente incluyendo variables estocásticas deben ser utilizadas. A continuación, se presenta un ejemplo sobre cómo se adscriben los costos de operación en ambos tiempos (presente y futuro), en razón del recurso utilizado.

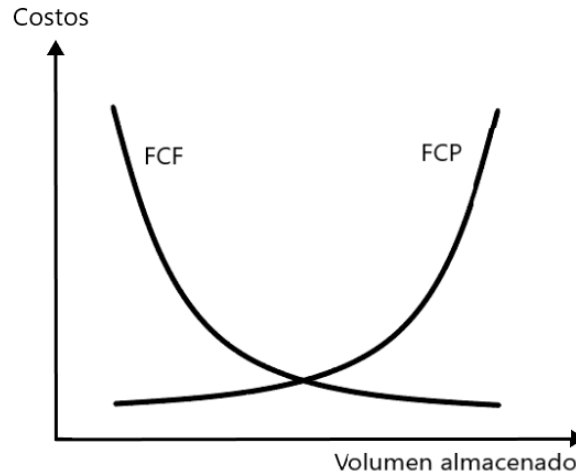


Figura 2.11: Gráfico representativo de FCF y FCP.

2.4. Despacho eléctrico económico

El despacho económico es el proceso asignado al ente coordinador, que tiene como misión encontrar el nivel de producción adecuado para cada generador activo, de manera que se cumplan las restricciones del sistema y que se minimicen los costos de operación [12].

Esta labor se basa en un modelo de optimización asociado al sistema eléctrico de potencia, como el que se presenta en la figura 2.12 para efectos ilustrativos. Cabe destacar que este modelo corresponde a un sistema multinodal. Sin embargo, también es posible en un sistema uninodal, solo que la formulación no tendría condiciones asociadas a las líneas de transmisión, debido a que no existirían.

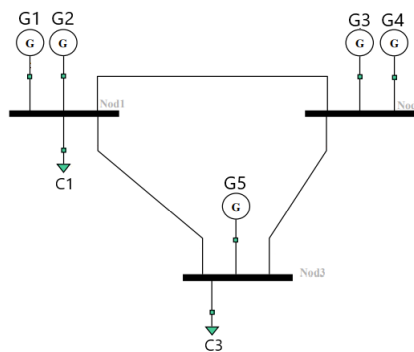


Figura 2.12: Sistema eléctrico multinodal

Conjuntos

- $\mathcal{T} = \{1, \dots, T\}$ índices asociados a cada hora en análisis en el problema.
- $\mathcal{G} = \{1, \dots, 5\}$ índices asociados a cada generador convencional del sistema.
- $\mathcal{B} = \{1, \dots, 3\}$ índices de cada barra del sistema.
- $\mathcal{L} = \{1, \dots, 3\}$ índices de cada línea de transmisión en el sistema.
- $To(l)$ indica la barra b hacia el cual la línea $l \in \mathcal{L}$ entra.
- $From(l)$ indica la barra b hacia el cual la línea $l \in \mathcal{L}$ sale.

Parámetros

- c_g : costo variable del generador $g \in \mathcal{G}$.
- \underline{p}_g : potencia mínima del generador $g \in \mathcal{G}$ cuando está encendido.
- \bar{p}_g : potencia máxima del generador $g \in \mathcal{G}$ cuando está encendido.
- Δ_g^{up} : capacidad máxima de rampa de subida del generador $g \in \mathcal{G}$.
- Δ_g^{down} : capacidad máxima de rampa de bajada del generador $g \in \mathcal{G}$.
- $D_{b,t}$: demanda en la barra $b \in \mathcal{B}$ en la hora $t \in \mathcal{T}$.
- $\bar{f}_{i,j}$: flujo máximo permitido por la línea de transmisión $i, j \in \mathcal{B}$
- $VOLL$: Valor de penalización por pérdida de carga.

Variable de decisión

- $P_{g,t}$: potencia generada por cada generador convencional $g \in \mathcal{G}$ en la hora $t \in \mathcal{T}$.
- $X_{g,t}$: Variable binaria que define el estado de encendido/apagado para cada generador $g \in \mathcal{G}$ en la hora $t \in \mathcal{T}$.
- $F_{i,j,t}$: flujo de potencia que va desde la barra i hasta la barra j en la hora $t \in \mathcal{T}$.
- $Perd_{b,t}$: potencia no suministrada en la barra $b \in \mathcal{B}$, en la hora $t \in \mathcal{T}$.
- $\theta_{i,t}$: Ángulo de fase de la barra $b \in \mathcal{B}$, en la hora $t \in \mathcal{T}$.

De acuerdo con la figura anterior y los parámetros/conjuntos, se obtiene el siguiente problema de optimización.

1. Función objetivo: Como se expresó anteriormente, el despacho económico busca la minimización de los costos totales de operación.

$$\min F_{costos} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\sum_{g \in \mathcal{G}} P_{g,t} \cdot C_{g,t} + \sum_{b \in \mathcal{B}} Perd_{b,t} \cdot VOLL \right] \quad (2.1)$$

2. Restricción de balance: Es la restricción asociada a que los generadores deben suplir la demanda de cada barra del sistema.

$$\sum_{g \in \mathcal{G}_b} P_{g,t} + Perd_{b,t} + \sum_{i \in To(l=b)} F_{i,j,t} - \sum_{j \in From(l=b)} F_{i,j,t} = D_{b,t} \quad \forall b \in \mathcal{B}, t \in \mathcal{T} \quad (2.2)$$

Se agrega la variable $Perd_{b,t}$ para ofrecer flexibilidad al problema, al igual que simular una característica real de un sistema eléctrico. Cabe mencionar que esta pérdida de carga es penalizada por un valor, de modo de castigar al modelo en caso de que ocurra. El valor utilizado será explicado en 2.7

3. Restricción de mínimo y máximo técnico: Restringe en base a las capacidades técnicas de cada generador

$$X_{g,t} \cdot \underline{p}_g \leq P_{g,t} \leq \bar{p}_g \cdot X_{g,t}, \quad \forall g \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.3)$$

4. Restricción de flujo: Capacidad de flujo de la línea para ambos sentidos.

$$-\bar{f}_{i,j} \leq F_{i,j,t} \leq \bar{f}_{i,j}, \quad \forall i, j \in \mathcal{B}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.4)$$

$$\frac{\Delta\theta_{j,t} - \Delta\theta_{i,t}}{X_{i,j}} = F_{i,j,t} \quad (2.5)$$

5. Restricción de rampa de subida/bajada: Se limita el aumento o disminución de la potencia para los generadores.

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq \Delta_g^{up}, \quad \forall g \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.6)$$

$$P_{g,t} - P_{g,t-1} \leq \Delta_g^{down}, \quad \forall g \in \mathcal{G}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (2.7)$$

Se pueden incluir más características que componen a un sistema eléctrico, como lo son: el estado de los generadores, switch de líneas, restricciones de tiempo apagado/encendido, etc. No obstante, no son necesarios para la formulación y análisis del contenido de esta tesis.

Así, resolviendo el problema de corto plazo (incluye resolución horaria) de optimización y considerando los parámetros se puede llegar a un resultado esperado que minimice los costos de operación. Sin embargo, al considerar generadores del tipo hidroeléctricos, existe incertidumbre asociada a los valores de los afluentes, como se mencionó anteriormente, lo que produce desafíos en la decisión de cuando usar este recurso (ver sección 2.3), y se agrega nuevo eje en el problema de forma estocástica. De este modo, se deben utilizar herramientas tales que sea posible resolver este mayor problema.

2.5. Programación dinámica dual estocástica

Una de estas herramientas de optimización, es la programación dinámica dual estocástica (SDDP). Este algoritmo, se destaca por incorporar la incertidumbre en el problema, en este caso, el valor del caudal, a través de la función de costo de oportunidad del agua mediante el valor esperado. De esta manera, se forma una nuevo problema de optimización, que se refleja en la siguiente función, donde cada etapa sería la función de costos de la ecuación 2.1, además de incluir la variables de estado y decisión de las centrales hidroeléctricas (ver Capítulo 4).

$$\min_{\substack{A_1 x_1 = b_1 \\ x_1 \geq 0}} c_1^\top x_1 + \mathbb{E} \left[\min_{\substack{B_2 x_1 + A_2 x_2 \\ x_2 \geq 0}} c_2^\top x_2 + \mathbb{E} \left[\cdots + \mathbb{E} \left[\min_{\substack{B_T x_{T-1} + A_T x_T = b_T \\ x_T \geq 0}} c_T^\top x_T \right] \right] \right] \quad (2.8)$$

Fue desarrollado por Pereira y Pinto [13] para la resolución de problemas de optimización multi-etapas que posean incertidumbre en base a la división en sub-problemas. Si se estudia un sistema con $x = [x_1, x_2, \dots, x_5]$, un vector con incertidumbre, donde pueden tomar 10 posibles valores, existen 100.000 posibles estados por cada etapa, lo cual si se expande en un horizonte de tiempo, sale a la luz un problema de dimensionalidad. No obstante, este método

hace uso de la transformación dual (TD) en los problemas de optimización para superar la dificultad de resolver sistemas de grandes dimensiones [13, 14]. De este modo, se obtiene la construcción de la función de costos futuros (FCF) a través del dual de las restricciones generando funciones lineales (ver figura 2.13), donde su envolvente forma la FCF.

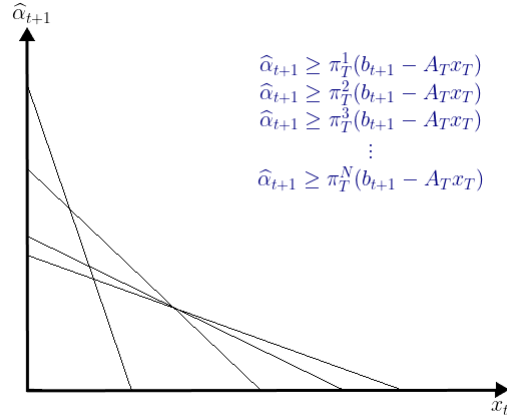


Figura 2.13: Representación geométrica de la construcción de la función de costos.

De una forma más detallada, este algoritmo tiene una serie de pasos que se presentan a continuación.

Se inicia con el árbol de escenarios, que representa los posibles valores de la variable con incertidumbre en cada etapa. Es un árbol finito y los escenarios utilizados son una representación de cada posible valor que puede tomar. Cabe destacar que, a mayor cantidad de escenarios, mayor dificultad computacional, por lo que los escenarios utilizados para el árbol deben ser representativos. Además, se considera que las variables aleatorias son independientes entre etapas, al igual que equiprobables por simplicidad.

El algoritmo posee dos pasos *forward* y *backward*, tal como se aprecia en el cuadro a continuación.

Algoritmo SDDP

```

1 #Inicialización
2  $J = 0$  (número de iteraciones)
3  $x_0^* = 0$  (solución primera etapa)
4  $z_{tol} = M$  (valor de tolerancia)
5  $\bar{z} = +\infty$  (cota superior)
6  $\hat{\alpha}_{t+1} = 0 \forall t$  (costo futuro)
7 #Paso Forward
8 for  $t = 1, \dots, T$  (etapas)
9   for  $k = 1, \dots, K$  (escenarios)
10    solve ( $\forall j \in J$ )  $\min c_t x_{t,k} + \hat{\alpha}_{t+1,k}$ 
11    s.a  $A_t x_{t,k} \geq b_{t,k} - A_{t-1} x_{t-1,k}^*$ 
12     $\hat{\alpha}_{t+1,k} \geq \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \pi_{t+1,k}^j (b_{t+1,k} - A_t x_{t,k})$ 

```

```

13      #Almacenar el vector óptimo
14
15       $\underline{z} = c_1 x_1^* + \hat{\alpha}_2$  (cota inferior)
16       $\bar{z} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K c_1^\top x_{1,k}^*$  (cota superior)
17      #Comprobar gap
18      if ( $\bar{z} - \underline{z} > z_{tol}$ )
19          J=J+1 (actualizar el número de iteraciones)
20          #Paso Backward
21          for  $t = T, T - 1, \dots, 2$ 
22              for  $k = 1, \dots, K$ 
23                  solve ( $\forall j \in J$ )      min  $c_t x_{t,k} + \hat{\alpha}_{t+1,k}$ 
24                  s.a  $A_t x_{t,k} \geq b_{t,k} - A_{t-1} x_{t-1,k}^*$ 
25                   $\hat{\alpha}_{t+1,k} \geq \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K \pi_{t+1,k}^j (b_{t+1,k} - A_t x_{t,k})$ 
26                  #Se almacena el dual de la restricción para la aproximación del costo futuro
27          go to line 8
28
29      else (se cumplió el valor de tolerancia)
30      end

```

Este algoritmo, logra poder desarrollar de buena manera la inclusión de una variable con incertidumbre, descomponiendo el problema en etapas y permite la no expansión extrema, debido a la construcción de una función de costos futuros aproximada. En términos de dimensionalidad, permite trabajar con sistemas a optimizar de gran tamaño, con variadas variables y restricciones. No obstante, la formulación y resolución puede requerir alto recurso computacional, lo cual es un aspecto a considerar para formular un problema de optimización de la forma más eficiente posible.

Finalmente, el algoritmo permite la generación de políticas de operación que equilibran las decisiones actuales con sus impactos futuros, evaluando escenarios alternativos para analizar la robustez del modelo. Por lo tanto, es necesario considerar escenarios que no formen parte del conjunto de entrenamiento y que reflejen tanto las condiciones actuales como situaciones extremas. En este contexto, el uso de series sintéticas se presenta como una buena opción, la cual será explicada con mayor detalle más adelante.

2.6. Programación de Largo Plazo

El modelo de Programación de Largo Plazo (PLP) es el actual programa que utiliza el Coordinador Eléctrico Nacional para la programación de la operación del SEN que fue confeccionado por Colbún el año 2000. Este se encarga de realizar la coordinación hidro-térmica de los generadores del sistema. El algoritmo se basa en la aplicación del SDDP considerando la misma probabilidad para las distintas hidrologías.

Este programa utiliza las hidrologías históricas de centrales hidroeléctricas del país, que corresponde a los promedios semanales desde el año 1960 hasta la actualidad, para la construcción de un árbol de escenarios. En sus inicios, como se menciona anteriormente, utilizaban la totalidad de registros que se poseían. Sin embargo, en el presente es posible emplear subconjuntos de años tal como se hace en 'Programas de Generación de 12 Meses' entregado por

el Coordinador. No obstante, para algunos conceptos eléctricos como la 'Valorización de los Sistemas de Transmisión' y la 'Fijación de Precios Nudo' ambos generados por la CNE, utilizan todas las hidrologías a partir del año 1960, los cuales se definen por el Decreto N°86/2012 (Modificado por Decreto N°68/2015) y el Decreto N° 23T/2015 respectivamente.

De este modo, se define un horizonte de planificación (T) y la cantidad de escenarios posibles (N), por lo que se concatenan las series hidrológicas anuales de forma secuencial hasta formar el tiempo del horizonte y se reitera hasta llegar N escenarios. Ejemplificando, si se considera la cantidad de aperturas del árbol igual a la cantidad de escenarios se forma el árbol (extendido) presente en la figura 2.14 con $N = 3$ escenarios por etapa.

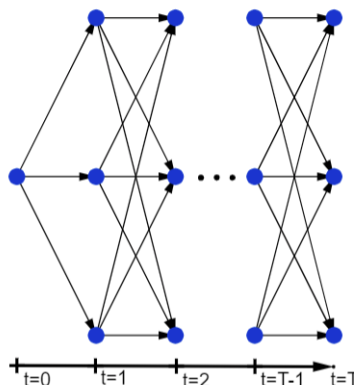


Figura 2.14: Árbol extendido de 3 escenarios con un horizonte de tamaño T .

Ahora bien, si se considera la cantidad de años que se tiene registro, es decir 1960-2023, el árbol producido sería de grandes dimensiones. Por ello, el uso de algoritmos diseñados para abordar problemas de alta dimensionalidad y que incorporen una descomposición vertical por etapas resulta una estrategia efectiva. Concretamente el algoritmo SDDP cumple con estas condiciones, tal como se explica en la sección 2.5.

Esta forma de formar el árbol de escenarios, donde cada apertura posee la misma probabilidad de ocurrencia, trae consigo una encrucijada, dado a que como se contempló el contexto hídrico actual de Chile, las últimas hidrologías y los causales expuestos en la sección 2.2.1 suponen que se mantenga esta condición o que desde un punto de vista más catastrófico se acentúen a futuro. Por lo tanto, no es correcto del todo considerar una misma probabilidad de apertura a una hidrología seca con una hidrología húmeda, al igual que no es lo mismo estar en una condición seca en actualmente y pasar a una condición húmeda o viceversa, es decir, que no se refleja la correlación temporal existente en la realidad, donde la actual hidrología va a repercutir en cierto modo en la hidrología de la próxima etapa.

2.7. Pérdida de Carga

La pérdida de carga, es una variable utilizada en las modelaciones de la operación de los sistemas eléctricos, en vista de que en estos sistemas puede ocurrir que no se suministre energía a un consumidor en un instante de tiempo, por cualquier razón. Principalmente estas razones son debido a las propias restricciones del sistema como límites técnicos de las líneas, restricciones de rampa de las centrales, etc. Considerando esto, la incorporación de este componente es importante, ya que entrega flexibilidad a la optimización provocando que su resultado no sea infactible.

El Value of the Load Lost (VOLL), es el valor que se fija para esta variable. Donde la decisión de su valorización puede depender de múltiples factores como el tipo de consumidor, la localización de este mismo, condiciones económicas y demográficas, duración de la pérdida, etc [15]. En vista de esto, existe una disyuntiva a evaluar y analizar, de que valor seleccionar. Dado a que este valor tiene directa relación con el nivel de fiabilidad de un sistema [16, 17] puesto que, al tener un valor muy bajo la programación va a considerar una sub-estimación de esta energía no suministrada, por lo que no va a intentar formar un conjunto de acciones para evitar esto. Por otra parte, si se sobrestima este valor, el operador está yendo contra la mejor operación económica del sistema evitando que haya consumidores sin suministro, pero a un precio exorbitante, que en la realidad no es viable.

En vista de la dificultad que tiene tomar un valor, se considera como una buena opción tomar los valores que publica la CNE en el Informe Técnico 'Estudio Costo de Falla Corta y Larga Duración SEN y SSMM' como los Costos de Falla de Larga Duración (CFLD). Estos valores pueden ser tomados para el VOLL como se entiende en publicaciones de la CNE y Coordinador [18]. Para este caso, se utilizan los valores de la resolución exenta de la Comisión de Energía N°400 – 2023, con un valor de CFLD de $650.82 \left[\frac{MWh}{USD} \right]$.

2.8. Series sintéticas

La generación de series sintéticas, como se mencionó en la sección 2.5, permite explorar una amplia variedad de posibles condiciones futuras, incluyendo eventos extremos o combinaciones de variables ausentes en los datos históricos. Este enfoque facilita la evaluación del desempeño de las políticas propuestas bajo diferentes escenarios, proporcionando una visión más robusta.

Las series sintéticas pueden ser creadas mediante diferentes métodos que existen en la literatura, donde se destacan los modelos auto-regresivos, las redes neuronales, métodos correlacionados variados, etc. En este caso, se considera el método de Modified Fractional Gauss-Noise (mFGN) que es una modificación del FGN con la virtud de poder modificar los parámetros de las series como lo son el promedio y la desviación, lo que es beneficioso si se trata de crear escenarios con un objetivo específico.

El mFGN ofrece una ventaja importante al desarrollar escenarios hidrológicos alternativos. A diferencia de los modelos auto-regresivos (y similares) que asumen una completa estacionariedad, el método mFGN conserva los patrones estacionales en la estructura de correlación,

lo que proporciona algunas ventajas al modificar los registros históricos de caudales para reflejar escenarios hidrológicos alternativos. Esto significa que el mFGN puede capturar de manera más precisa y realista la variabilidad estacional y la correlación presente en los datos históricos, lo que lo hace más adecuado para simular condiciones hidrológicas bajo diferentes escenarios climáticos, como aquellos influenciados por el cambio climático [19].

El proceso de FGN se resume como un manejo de matrices, donde tomando la matriz de afluentes, que vamos a denominar \mathcal{Y} , aplicamos el logaritmo \widehat{Y} , el cual debe ser normalizado:

$$Y_{ij} = \frac{\widehat{Y}_{ij} - \bar{Y}_j}{\sigma_j} \quad (2.9)$$

Donde \bar{Y} y σ_j corresponden al promedio y desviación estándar de la columna j , respectivamente, donde en este caso las columnas corresponden al afluente de una semana promedio (48 semanas por serie hidrológica anual). Ahora bien, se identifican dos nuevas matrices X y M , donde M es una matriz auxiliar de tamaño $N \times 48$, con N la cantidad de series sintéticas a crear. Esta matriz se forma seleccionando al azar las filas de la matriz $Y_{i,j}$, para luego ser utilizado por X de la siguiente manera:

$$X_{ij} = Y_{(M_{ij},j)} \quad (2.10)$$

Luego se utilizan técnicas matriciales, como la descomposición de Choelsky para imponer la característica de correlación histórica para la matriz X .

$$Z = XQ, \text{ Con } Corr(Y) = QQ^T \quad (2.11)$$

Donde Z corresponde a la matriz sintética para el FGN. No obstante, para el mFGN se tiene el paso extra de crear dos matrices Y , donde la matriz nueva es un arreglo de la original de la forma que se divide en dos grupos, uno desde la semana 1-24 y otro hasta 25-48. Entonces se forman una nueva matriz Y' que une el grupo de 25-48 con el 1-24 pero del siguiente año, con el objetivo de poder incluir tanto la correlación inter-anual como la intra-anual. Con estas dos matrices se repite el proceso para cada matriz (Y, Y'), para luego unir ambos Z y así obtener una mejor representación de la data histórica a crear.

A modo de ejemplificar los resultados de este método, se presentan 50 caudales sintéticos correspondientes a la central El Toro, los cuales fueron generadas a partir de los registros históricos (1960-2023) de afluentes semanales de dicha central.

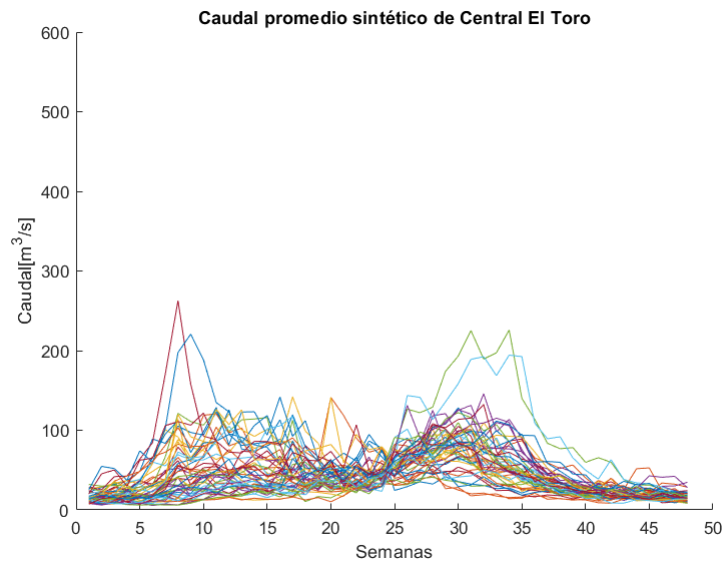


Figura 2.15: Caudal promedio semanal sintético de la central El Toro.

Capítulo 3

Estado del arte

La coordinación hidro-térmica en sistemas eléctricos es una problemática ampliamente abordada en la literatura técnica, especialmente en el presente donde se ha acrecentado los desafíos de crisis hídrica y variabilidad climática. Este desafío implica decidir la operación óptima de centrales hidroeléctricas y térmicas considerando la incertidumbre asociada a las condiciones hidrológicas futuras.

Inicialmente, se han empleado métodos deterministas para abordar el problema de coordinación hidrotérmica. Por ejemplo, en [20] se utiliza un modelo determinístico para el sistema eléctrico de Brasil, considerando el peor escenario de afluencia registrado. No obstante, estos modelos presentan ciertas limitaciones, ya que están diseñados para resolver problemas específicos y omiten explícitamente la naturaleza estocástica del recurso hídrico. En respuesta a esta problemática, la academia ha desarrollado diversos modelos de optimización que permiten gestionar la estocasticidad propia de los afluentes de manera más efectiva.

Una de las metodologías desarrolladas para abordar la estocasticidad en la coordinación hidrotérmica es la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP, por sus siglas en inglés), propuesta por Pereira y Pinto [13]. Este enfoque incorpora explícitamente escenarios probabilísticos para modelar las incertidumbres hidrológicas. El método SDDP resuelve de manera eficiente problemas de optimización estocástica multi-etapa mediante la generación iterativa de cortes de Benders, lo que permite formar la función de costos futuros. Entre las aplicaciones de este algoritmo se encuentran [21, 22]. En [21], se implementa el SDDP en el sistema eléctrico de Grecia, mientras que en [22] se introduce una variante denominada Asynchronous SDDP Parallel (ASDDP), la cual permite ejecutar el algoritmo de manera paralela mediante un esquema asíncrono, utilizándose en el sistema eléctrico de Brasil.

En un contexto relacionado, Rockafellar y Wets introdujeron el algoritmo Progressive Hedging (PH) [23] como respuesta a la optimización bajo incertidumbre, al que describen como una instancia particular del método de Spingarn. A diferencia del algoritmo SDDP, que se descompone por etapas, el PH emplea una descomposición por escenarios, lo que le permite abordar problemas de optimización estocástica desde otro enfoque. En [24], el algoritmo PH se aplica para la planificación operativa a mediano plazo en sistemas hidro-térmicos bajo incertidumbre hidrológica. En este estudio, los autores analizan dos aspectos clave en su implementación: la selección adecuada del valor inicial (warm start) y la determinación óptima del parámetro de penalización, ambos factores fundamentales para mejorar la eficiencia y la

convergencia del método.

Para enmarcar los enfoques desarrollados en la literatura frente a los desafíos que plantea la crisis hídrica, así como la inclusión de otras fuentes de incertidumbre y la aversión al riesgo, es fundamental reconocer que la gestión eficiente de los recursos constituye un aspecto clave. Dentro de este marco, se destacan las siguientes metodologías:

Entre los enfoques más destacados y utilizado en esta tesis es el SDDP, por ejemplo [25] considera explícitamente enfoques neutrales al riesgo y aversos al riesgo dentro del método SDDP, donde se enfoca particularmente en la integración de medidas de aversión al riesgo, utilizando indicadores como el Average Value-at-Risk (AVaR), con el fin de gestionar de mejor manera la aversión al riesgo asociado a la incertidumbre hidrológica. De manera similar, [26] desarrolla un enfoque de optimización en dos etapas diseñado para mejorar la resiliencia de los sistemas energéticos ante eventos extremos. Su propuesta metodológica considera dos etapas diferenciadas por la ocurrencia del evento disruptivo. La primera etapa aborda la optimización en condiciones normales y la segunda etapa busca minimizar el costo total y la energía no suministrada del sistema tras el evento. Además, incorporan distintos indicadores de resiliencia para la optimización.

En [27] se propone una metodología para la coordinación hidrotérmica con aversión al riesgo, basada en un enfoque de ventana móvil con reglas de no anticipación. La resolución del problema se lleva a cabo mediante una secuencia de optimizaciones, en la que se emplean restricciones deterministas para el período actual dentro de la ventana y restricciones basadas en Conditional Value-at-Risk (CVaR) para los períodos futuros. Además, en [28] se presenta una metodología para abordar problemas de programación estocástica multi-etapa considerando aversión al riesgo. Para ello, se emplea el algoritmo SDDP, incorporando cadenas de Markov para modelar las dependencias temporales y combinándolo con el CVaR. La metodología se aplica en la planificación hidro-térmica del sistema eléctrico de Nueva Zelanda, demostrando su efectividad a través de resultados positivos. Por otro lado, en [29] se propone una metodología que combina Programación Dinámica Estocástica (SDP) y SDDP específicamente adaptada para considerar la coordinación hidrotérmica junto a los mercados de energía y de reserva con un enfoque secuencial, considerando la maximización de las ventas en ambos mercados.

En síntesis, la literatura reciente reconoce que el algoritmo SDDP constituye una herramienta efectiva para abordar problemas estocásticos multi-etapa en la coordinación hidrotérmica, que junto con una representación de la interdependencia temporal de las hidrologías puede ser una opción efectiva. Para ello, una categorización de los estados hidrológicos es necesaria (por ejemplo, mediante el SSI) y la implementación de transiciones probabilísticas ajustadas a la auto-correlación de los afluentes ofrecen una mejor aproximación, reduciendo el riesgo de subestimar costos y la posibilidad de desabastecimiento. Este enfoque no solo equilibra con mayor precisión la operación presente y futura de embalses y centrales, sino que fortalece la robustez de la planificación y la confiabilidad del sistema eléctrico ante condiciones de eventos extremos. En este contexto, la presente tesis profundiza en la evaluación de esta estrategia, contrastando sus beneficios y limitaciones frente a los modelos tradicionales.

3.1. Contribución

En la actualidad, la planificación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) enfrenta desafíos significativos debido a la creciente variabilidad hidrológica y el impacto del cambio climático. La disponibilidad de recursos hídricos se ha visto afectada por la prolongada sequía que afecta a diversas regiones, generando incertidumbre en la generación hidroeléctrica y aumentando la necesidad de estrategias más resilientes y eficientes para la gestión energética.

En este contexto, el uso de modelos de optimización que incorporen enfoques probabilísticos es fundamental para mejorar la planificación del SEN. Tradicionalmente, el PLP ha utilizado hidrologías equiprobables basadas en registros históricos, lo que puede resultar insuficiente para representar de manera precisa la evolución de los recursos hídricos en un escenario de cambio climático. Por esta razón, se hace necesario adaptar estas metodologías, integrando información más realista sobre la evolución de los caudales y su dependencia temporal.

La principal contribución de este estudio radica en la aplicación de un enfoque probabilístico para la planificación del SEN en contextos de crisis hídrica. En particular, se considera la dependencia temporal entre estados hidrológicos, es decir, la auto-correlación de estados, lo que permite modelar de manera más precisa la evolución de los caudales en el tiempo. Para ello, se emplean datos hidrológicos históricos junto con un sesgo hacia hidrologías más secas, incorporando una matriz de correlación entre estados. El uso de esta metodología ha permitido una mejor adaptación del sistema a condiciones extremas de estrés hídrico, si se contrasta con la metodología tradicional, asegurando un desempeño similar en escenarios normales. Esto se traduce en una mejora en la seguridad operativa del sistema y en la reducción de costos de operación. Es importante destacar que el modelo propuesto permite superar las limitaciones del modelo convencional, que asume equiprobabilidad en las series hidrológicas, brindando así una mayor capacidad de adaptación ante eventos extremos.

Además, el estudio proporciona un marco metodológico que puede ser utilizado en futuras investigaciones y aplicaciones prácticas. La inclusión de probabilidades condicionadas en la planificación energética ofrece una herramienta valiosa para los responsables de la gestión del SEN, no solo en Chile, sino también en otros sistemas eléctricos con características similares.

En conclusión, este trabajo aporta resultados relevantes para enfrentar los desafíos del cambio climático y la crisis hídrica en la planificación del sistema eléctrico chileno. La incorporación de enfoques probabilísticos avanzados en la modelación hidrológica permite mejorar la resiliencia y eficiencia del SEN, asegurando un suministro energético más confiable y sostenible en el largo plazo.

Capítulo 4

Metodología

En este capítulo, se detallan los pasos y procedimientos empleados para analizar y cuantificar el impacto de la condición hídrica actual en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. En particular, se describe el proceso de modelado y simulación considerando variaciones en el uso de los caudales, así como su influencia en la planificación y gestión del sistema.

El desarrollo de este trabajo se basará en la aplicación del algoritmo SDDP, que será entrenado con los afluentes históricos con la salvedad que se hará un análisis de sensibilidad, modificando la probabilidad de los escenarios incluyendo auto-correlación, en función de un contexto más cercano a la realidad, para luego ser evaluado en un set de escenarios sintéticos, gracias a la aplicación de mFGN a fin de estudiar los resultados obtenidos.

4.1. Modificación de transición

Se comprende que los estados hidrológicos de una serie, es decir, si es seca, húmeda o normal, guarda relación con su estado en la etapa anterior. Es debido a esto que usualmente desde un año seco, existe una mayor probabilidad de que el año que lo siga sea así. Una forma de apreciar esto, es observando el gráfico presentado anteriormente, donde se ve que existe una relación temporal con el estado, más precisamente, no es equiprobable la transición entre estados.

El método PLP, no considera la diferenciación entre las series, es decir, la probabilidad de apertura del árbol de estados es equiprobable para cada etapa. Además, el algoritmo de SDDP original por su naturaleza, no posee por defecto la capacidad de tener dependencia inter-etapas [30], por lo que la probabilidad de transición entre estados tan disimiles como seco-húmedo, no es posible reflejar de una manera sencilla. Por este motivo, en este trabajo, se hace cargo de esta situación y se aplica una variación en el algoritmo de SDDP que nos presenta la literatura, para analizar la diferencia entre estas modelaciones.

Existe en la literatura ejemplos de cómo incluir esta dependencia inter-stage, donde [31, 32] utilizan una modelación lineal, y otros modelan como una cadena de Markov la dependencia [28, 33], entre otros. En este caso, para la resolución de problemas con la auto-correlación de los estados, se hace uso de una variante que no considera la propiedad de cut-sharing³

³ Es la propiedad que cuando un corte es realizado en un sub-problema, es equivalente para todos los sub-problemas en la misma etapa[31].

como algunos de las modelaciones anteriores y se basa en *importance technique* [34, 35]. En base a esto, se formula un problema de optimización con dependencia inter-stage para poder exponer la importancia de reflejar de buena manera las dinámicas de las series hidrológicas en un contexto de variabilidad climática.

El índice SSI, empleado para clasificar las series hidrológicas, permite establecer la dependencia entre etapas al identificar la característica hidrológica de la serie, determinando si corresponde a una condición seca, húmeda o normal. Con base en esta clasificación, se estima la probabilidad de transición entre estos tres estados, utilizando información histórica y analizando la frecuencia con la que han ocurrido dichas transiciones en el pasado. Para ello, la probabilidad de transición se calcula como la frecuencia con la que se produjo un cambio de estado $X \rightarrow Y$, normalizada por el número total de transiciones desde el estado X .

Por el contrario, en el algoritmo PLP las aperturas son equiprobables sin considerar el estado actual ni el siguiente. Esto se relaciona con lo que en capítulos anteriores se denominó la inclusión de un sesgo para series secas, ya que el PLP no distingue entre diferentes estados hidrológicos. A modo de ejemplo, se presenta la figura a continuación para evidenciar la diferencia de los modelos.

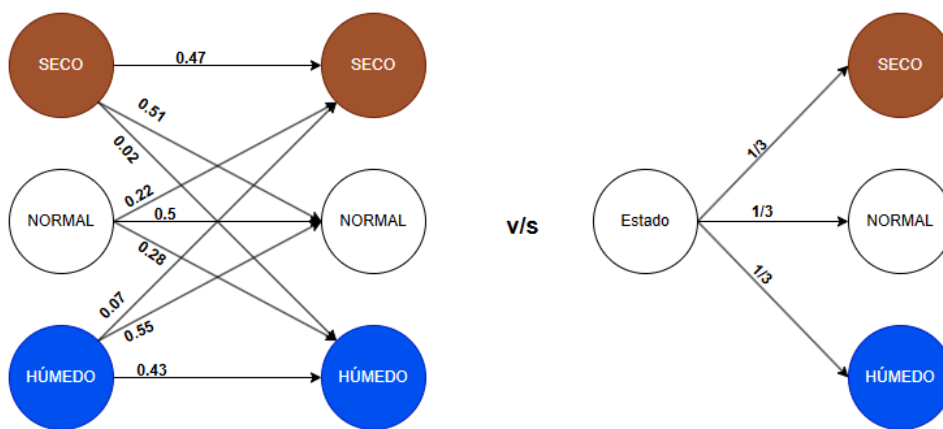


Figura 4.1: Ejemplo de representación de árbol de estados para ambos modelos (izquierda representa el propuesto y derecha el actual).

4.2. Formulación problema de optimización

Tal como se mencionó anteriormente, el problema de optimización será basado en la coordinación hidro-térmica, por lo que se requiere la utilización de herramientas, más precisamente, un algoritmo que permita la inclusión de la incertidumbre hidrológica, donde en esta investigación se elige el algoritmo SDDP por las razones que se explicitan en el Marco Teórico.

Por lo tanto, este modelo busca reducir los costos operacionales del sistema haciendo un buen uso de los recursos disponibles, en base a una incertidumbre hidrológica. Entonces se expone la función objetivo a minimizar, que incluye tanto los costos operacionales de las centrales térmicas como una inclusión a la pérdida de carga valorizada al VOLL según las

ecuaciones expuestas en el capítulo anterior.

$$\min_x \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^S p(s | \xi_{t-1}) (C_{\text{oper}}(x_t, \xi_t^s) + \text{Perd}(x_t, \xi_t^s) \cdot \text{VOLL}) + \hat{Q}_{t+1}(x_t, \xi_t) \quad (4.1)$$

Donde:

- x representa las variables de decisión.
- t es el índice de tiempo.
- S es el conjunto de escenarios.
- $p(s | \xi_{t-1})$ es la probabilidad del escenario s dado el estado anterior ξ_{t-1} .
- ξ_t^s representa las variables de incertidumbre hidrológica en el tiempo t y escenario s .
- C_{oper} es el costo operativo en el tiempo t y escenario s .
- Perd es la cantidad de energía no suministrada en el tiempo t y escenario s .
- VOLL es la valorización en $[\text{USD}/\text{MWh}]$ de la pérdida de carga.
- $\hat{Q}_{t+1}(x_t, \xi_t)$ denota la aproximación de la función de costos futuros.

En este caso la variable $p(s | \xi_{t-1})$ es aquella que nosotros modificamos para que cada estado tenga cierta probabilidad de ocurrencia, al contrario con el modelo tradicional que incluye una probabilidad de tipo equiprobable y que no depende del estado anterior. Con la función objetivo en la ecuación 4.1, se definen los Costos operacionales tal como se expuso en el marco teórico, donde corresponde a la multiplicación del costo variable de la unidad g ($CV_{g,t}$) y su generación en tiempo t y escenario s $P_{g,t,s}$. Además las variables de decisión x_t de este problema son tanto la generación de las unidades del sistema $P_{g,t,s}$, como los volúmenes de los embalses y los afluentes de salida (vertimiento y caudal turbinado), debido a la utilización de un modelo de multi-cuencas.

Con esto en mente, se presentan en la siguiente sección las restricciones que abarcan esta situación y además, se incluyen al problema de optimización las restricciones que se encuentran disponible en el rango de ecuaciones entre 2.2 y 2.7, salvo que ahora se agrega una nueva dimensión llamada *escenario*.

4.2.1. Restricciones de centrales hidroeléctricas

4.2.1.1. Restricción de inventario de central de embalse

Las centrales hidroeléctricas de embalse tienen la capacidad de almacenar agua y, a su vez, regular su vertimiento según las necesidades operativas. Esta restricción, relaciona el volumen en la etapa t y $t - 1$, donde se incluye los afluentes de entrada que tiene cada central, al igual que el caudal turbinado que va ser retirado del embalse.

$$V_{i,t,s} = V_{i,t-1,s} + \left[\text{afl}_{i,t,s} - \frac{P_{i,t,s}}{\eta_i} - \text{vert}_{i,t,s} \right] \cdot \Delta T \quad (4.2)$$

- $V_{i,t,s}$: Volumen de la central i , en el tiempo t y el escenario s .

- $afl_{i,t,s}$: Afluente o caudal de entrada de la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- $P_{i,t,s}$: Potencia generada por la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- η_i : Rendimiento de la turbina de la central i .
- $vert_{i,t,s}$: Caudal vertido por la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- ΔT : Delta de tiempo entre la diferencia de t y $t - 1$.

Esta ecuación expone la dinámica del embalse del agua en el paso del tiempo estudiado. La información de cada central, específicamente de los rendimientos de las turbinas y los afluentes, se puede obtener en los programas de operación, infotécnica y PLP, todas secciones presentadas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

4.2.1.2. Restricción de inventario de central de pasada

Al igual que las centrales de embalse, las centrales de pasada tienen una restricción que manifiesta las relaciones de los afluentes. En este caso, no existe un almacenamiento del agua, por lo que el caudal de entrada debe ser a la totalidad del caudal de salida.

$$\left[afl_{i,t,s} - \frac{P_{i,t,s}}{\eta_i} - vert_{i,t,s} \right] \cdot \Delta T = 0 \quad (4.3)$$

- $afl_{i,t,s}$: Afluente o caudal de entrada de la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- $P_{i,t,s}$: Potencia generada por la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- η_i : Rendimiento de la turbina de la central i .
- $vert_{i,t,s}$: Caudal vertido por la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- ΔT : Delta de tiempo entre la diferencia de t y $t - 1$.

Cabe mencionar que tanto para estas centrales, como las centrales de embalse, los afluentes de entrada consideran los afluentes naturales de cada central y los afluentes desde centrales aguas arriba, tal como se aprecia en la sección 2.2.2.

4.2.1.3. Condición de cuenca

Tal como se presentó en la sección 2.2.2, algunas de las centrales hidroeléctricas poseen una configuración enmallada que dependen de centrales aguas arriba, las cuales entregan un caudal que puede ser turbinado o bien vertido. Teniendo esto en consideración, se crean las siguientes restricciones para definir los afluentes de entrada para cada central, y además se le debe incluir el afluente natural en caso de tener uno.

Para esto se definen lo siguiente.

- $Spill_{i,j}$: Matriz que relaciona con 1 ó 0 si la central j recibe vertimiento de la central i
- $Mt_{i,j}$: Matriz que relaciona con 1 ó 0 si la central j recibe el caudal turbinado de la central i
- $afl_{i,t,s}^{natural}$: Corresponde al afluente natural de la central i en caso de tener uno.
- G_{cuenca} : Conjunto de centrales que forman parte de una misma cuenca.
- $afl_{i,t,s}$: Afluente o caudal de entrada de la central i , en el tiempo t y el escenario s .

- $P_{i,t,s}$: Potencia generada por la central i , en el tiempo t y el escenario s .
- η_i : Rendimiento de la turbina de la central i .
- $vert_{i,t,s}$: Caudal vertido por la central i , en el tiempo t y el escenario s .

Finalmente se formulan las siguientes restricciones, que permiten definir la correcta asociación de centrales en una misma cuenca, relacionando los caudales de salida de unos con los caudales de entrada de otros.

$$afl_{i,t,s} = afl_{i,t,s}^{natural} + \sum_k^{G_{cuenca}} \left[\frac{P_{k,t,s}}{\eta_k} \cdot Mt_{k,i} + vert_{i,t,s} \cdot Spill_{k,i} \right] \quad (4.4)$$

4.2.1.4. Capacidad del embalse

Los embalses presentes en el sistema tienen una restricción física y política asociada a su capacidad en almacenar agua, donde las cotas de cada uno definen el volumen máximo y mínimo a embalsar.

$$V_i^{min} \leq V_{i,t,s} \leq V_i^{max} \quad (4.5)$$

- V_i^{min} : Volumen mínimo para la central i .
- $V_{i,t,s}$: Volumen de la centra i en el tiempo t para el escenario s .
- V_i^{max} : Volumen máximo para la central i .

4.2.2. Problema Intra-Stage

La resolución de las etapas en el algoritmo de SDDP utilizado es semanal, debido a que los datos, como los afluentes, son de tipo semanal, igual que una resolución mayor expande en gran medida el problema. No obstante, en vista de que los afluentes para las centrales hidroeléctricas de pasada tienen una variación horaria, análogamente la demanda y la generación solar/eólica tiene una fuerte variación en las horas del día, se debe hacer cargo de esta situación. Como se aprecia en el conjunto de figuras a continuación, donde se presentan la variabilidad horaria de cada uno.

Considerar una resolución horaria para un sistema multinodal y multi-cuencas es un desafío computacional gigante. Pongámonos en la situación de un horizonte de simulación a 10 años, lo que equivale a 480 semanas. Ahora bien, si se considera una resolución horaria, estas 480 etapas, más bien serían 80640 ($168 \cdot 480$) etapas, donde en cada etapa va tener x cantidad de estados, produciendo un tamaño inmenso en términos de dimensionalidad. En este contexto, se trabaja el algoritmo SDDP con una resolución de etapas semanales. Sin embargo, existe una resolución horaria dentro de cada etapa que será un nuevo problema de optimización. De este modo, se acerca un tanto en la resolución horaria, aumentando la granularidad del sistema, sin explotar la dimensión matemática y computacional del problema. Sobre la base de lo anteriormente dicho, se presenta en la figura 4.2 el nuevo concepto de árbol que se va a utilizar, donde dentro de las etapas existe una nueva resolución.

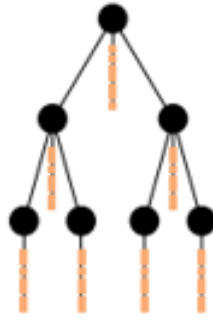


Figura 4.2: Representación de árbol de 2 escenarios con problema intra-stage (color naranja) e inter-stage (color negro).

Finalmente, a modo de resumen se presenta el siguiente diagrama, donde se muestra a simples rasgos los procedimientos a seguir en base a un modelo que utiliza algunos datos de entrada como los perfiles de demanda y generación solar/eólica, centrales, transmisión del sistema, etc. Y que es entrenado tanto por el procedimiento estándar de probabilidades equiprobables y por unas probabilidades con sesgo.

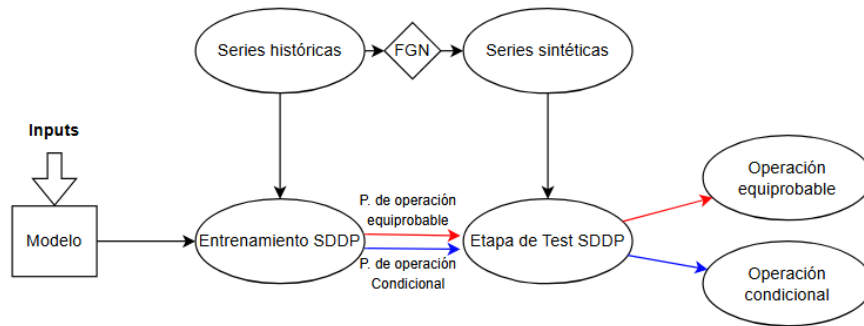


Figura 4.3: Diagrama resumen de los procedimientos de la metodología.

Capítulo 5

Casos de estudio y datos de entrada

El modelo detallado en el capítulo anterior se aplicará a una simplificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. Este sistema es de vital importancia para el país, ya que abastece de energía a la mayor parte de la población y soporta diversas actividades económicas críticas. El SEN se enfrenta a desafíos significativos debido a la crisis hídrica, que ha afectado la disponibilidad de recursos hídricos para la generación de energía y la buena gestión de estos. El Sistema Eléctrico Nacional cubre la mayor parte del territorio chileno, sirviendo a una población de aproximadamente 18 millones de habitantes y cubriendo una vasta área geográfica que incluye diversas zonas climáticas y económicas, es por esto que se incluyen nodos que puedan representar de mejor manera las dinámicas propias de cada lugar. Como se mencionó en la introducción de esta tesis, el sistema en estudio es relevante y atractivo de analizar debido a su complejidad y los desafíos únicos que presenta. La dependencia de la generación hidroeléctrica y la variabilidad climática hacen del SEN un caso de estudio ideal para evaluar y comparar el modelo actual y el modelo propuesto, el cual se espera que mejore la eficiencia económica y la seguridad operativa del sistema.

5.1. Caso de estudio

En vista de lo anterior, se va a utilizar una simplificación del SEN, donde se divide en 9 nodos referenciales a cada zona del país, donde en cada punto va a existir una demanda, unidades generadoras, una radiación solar y una intensidad del viento específica. Este sistema va a poseer un sistema de transmisión donde las líneas entre los nodos van a poseer la capacidad técnica respectiva. A continuación, se presenta el sistema a estudiar.

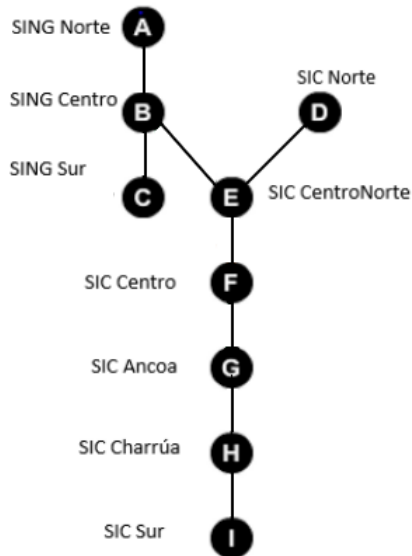


Figura 5.1: Sistema SEN resumido en 9 nodos.

5.1.1. Caracterización del sistema

5.1.1.1. Barras y líneas de transmisión

El sistema de la figura 5.1 posee 9 nodos que resumen las barras del SEN. Esta división se basa en el estudio que del Centro de Energía [36], la cual fue validada tanto por el mismo Centro como por la mesa ERNC impulsada por el Ministerio de Energía dentro del programa Energía 2050. Estos 9 nodos agrupan ciertas barras para su análisis, las cuales destacan:

Tabla 5.1: Barras principales categorizadas por nodo del sistema.

SING Norte	SING Centro	SING Sur	SIC Norte	SIC Centro Norte	SIC Centro	SIC Ancoa	SIC Charrúa	SIC Sur
Alto Hospicio 110	Encuentro 220	Domeyko 220	Paposo220	Pan de Azucar	Polpaico 220	Ancoa 220	Charrua 220	Ciruelos 220
Tarapaca 220	Tocopilla 220	Chacaya 220	Diego de Almagro 220	Maitencillo 220	A.Jahuel 220	Colbun 220	Rucue 220	Chiloe 220
Lagunas 220	Crucero 220	Atacama 220	Illapa 220	Guacolda 220	Ventanas 220	Pehuenche 220	Ralco 220	Canutillar 220
Nueva Pozo Almonte 220	Chacaya 220	Mantos Blancos 220	El Salado 110	Cardones 220	Quintero 220	Maule 154	Temuco 220	Degan 110
Pozo Almonte 220	Laberinto 220	Andes 220	San Francisco 220	La Cebada 220	Renca 110	Itahue 154	Chillan 154	Valdivia 220
Parinacota 220	Crucero 220	Mejillones 220	L.Luces 110	Huasco 110	Rapel 220	Cipreses 154	Bocamina 154	Pto Montt 220
Condores 220	Norgener 220			Ovalle 220	San Luis 220		Mulchen 220	Melipulli 220
Collihuasi 220	Catama 220			P.Colorada 220	Chena 220			

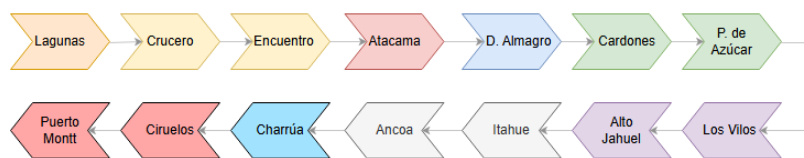


Figura 5.2: Barras de referencia de transición entre nodos.

Las barras que se colocaron corresponden a puntos de referencia para exponer como se dispuso este nuevo sistema o re-estructuración del SEN en 9 nodos. Cabe destacar, que existen más de las barras que se exponen en la tabla, como las otras barras de la misma Subestación y otras subestaciones que están en sus alrededores. Por otra parte, el sistema de transmisión se compone de 8 líneas como se extrae de la figura, donde utilizando la base de datos del

Coordinador se pueden estimar parámetros equivalentes a las líneas utilizadas entre cada nodo. Cabe mencionar que las líneas no consideran pérdidas

Tabla 5.2: Parámetros de línea para sistema de 9 nodos.

Línea	Zona inicial	Zona Final	Nodo desde	Nodo hasta	Capacidad [MW]
1	Lagunas	Crucero - Encuentro	1	2	473
2	Crucero - Encuentro	Atacama	2	3	691
3	Crucero - Encuentro	Cardones a Pan de Azúcar	2	5	1439
4	Diego de Almagro	Cardones a Pan de Azúcar	4	5	715
5	Cardones a Pan de Azúcar	Los Vilos a Alto Jahuel	5	6	1442
6	Los Vilos a Alto Jahuel	Itahue - Ancoa	6	7	2806
7	Itahue - Ancoa	Charrúa	7	8	3479
8	Charrúa	Cautín a Puerto Montt	8	9	2028

5.1.1.2. Centrales

Un aspecto fundamental de un sistema eléctrico es la composición de sus centrales generadoras, las cuales son responsables de suministrar la energía necesaria para satisfacer la demanda. En este análisis, se consideran múltiples unidades de generación pertenecientes a distintas tecnologías, cada una asociada a un nodo específico y caracterizada por atributos técnicos particulares. Estas características pueden obtenerse a través de la plataforma Info-técnica del Coordinador Eléctrico Nacional o bien de los modelos PLP/OSE.

A modo de exponer las unidades utilizadas, se presentan a continuación las centrales a carbón y GNL utilizadas. Cabe destacar que la lista completa de unidades usadas se puede observar en el Anexo.

Tabla 5.3: Centrales térmicas a carbón utilizadas en el sistema.

Centrales	Tipo	Potencia Máxima [MW]	Nodo (1-9)
Guacolda 1	Carbon	136	5
Guacolda 2	Carbon	130	5
Guacolda 3	Carbon	137	5
Guacolda 4	Carbon	140	5
Guacolda 5	Carbon	138	5
Nueva ventanas 1	Carbon	238	6
Ventanas 2	Carbon	154	6
Campiche	Carbon	241	6
Santa Maria	Carbon	310	8
Angamos 1	Carbon	229	3
Angamos 2	Carbon	223	3
Cochrane 1	Carbon	232	2
Cochrane 2	Carbon	232	2
Andina U1	Carbon	149	3
Hornitos U1	Carbon	150	3
Mejillones 1	Carbon	135	3
Mejillones 2	Carbon	141	3
IeMejillones	Carbon	330	2
NT01	Carbon	122	2
NT02	Carbon	117	2

Cabe mencionar que para las centrales del tipo eólicas y solares, se considera una central modelo en cada nodo, con perfil de generación que será visto más adelante, y la capacidad instalada corresponde a la agrupación de las centrales disponibles por cada recurso.

5.1.1.3. Cuencas

En la anterior imagen se puede ver que se resumió en un sistema de 9 nodos el SEN, donde se divide principalmente en SING y SIC, dentro de estos nodos como se mencionó existe ciertas características como la demanda nodal, radiación solar, intensidad eólica, etc. Además, de igual manera se integran cuencas dentro de cada nodo, donde se destacan centrales hidroeléctricas tanto de embalse como de pasada que poseen una relación en base a los afluentes de entrada y salida como se entendió en el capítulo 2.2.2, de este modo se presenta a continuación a las centrales que están dentro de una configuración en las distintas cuencas del país que fueron utilizadas en el análisis. Cabe destacar que existen más centrales hidroeléctricas de pasada en el SEN, pero estas son centrales de pasada 'únicas' que no poseen una central aguas arriba como caudales turbinados o vertidos.

Tabla 5.4: Centrales hidroeléctrica del SEN que son parte de una configuración en su respectiva cuenca.

SIC Centro	SIC Ancoa	SIC Charrua	SIC Sur
Hornitos	Colbún	El Toro	Pilmaiquen
Juncal	Los Condores	Ralco	Rucatayo
Blanco	La Mina	Pangue	Canutillar
Chacabuquito	Loma Alta	Abanico	
Los Quilos	Ojos de Agua	Antuco	
	Isla	Rucue	
	Curillinque	Quileco	
	Roblería	El Diuto	
	Ancoa	Laja I	
	Machicura	Angostura	
	San Ignacio	Palmucho	
	Pehuenche		
	La Higuera		
	La Confluencia		
	Los Hierros		

En la Tabla 5.4 se presentan las centrales que poseen una conexión hidráulica entre sí, es decir, aquellas que, al encontrarse en la misma cuenca, están interrelacionadas. A modo de ejemplo, se muestran las configuraciones de algunas cuencas, donde se puede apreciar cómo se relacionan los caudales turbinados y vertidos por las unidades ubicadas aguas arriba y cómo estos son utilizados por las centrales situadas aguas abajo. Específicamente, se presentan las configuraciones de las cuencas del Maule y del Laja en las Figuras 5.3 y 5.4, respectivamente.

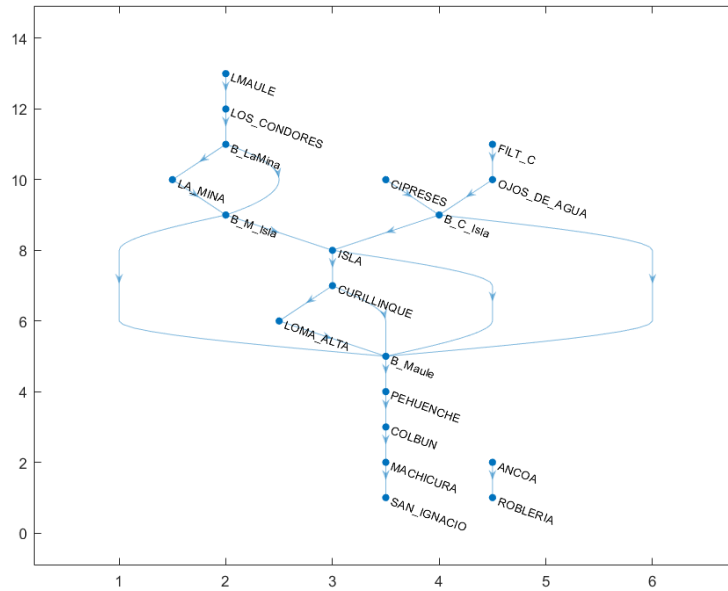


Figura 5.3: Configuración de cuenca del Maule.

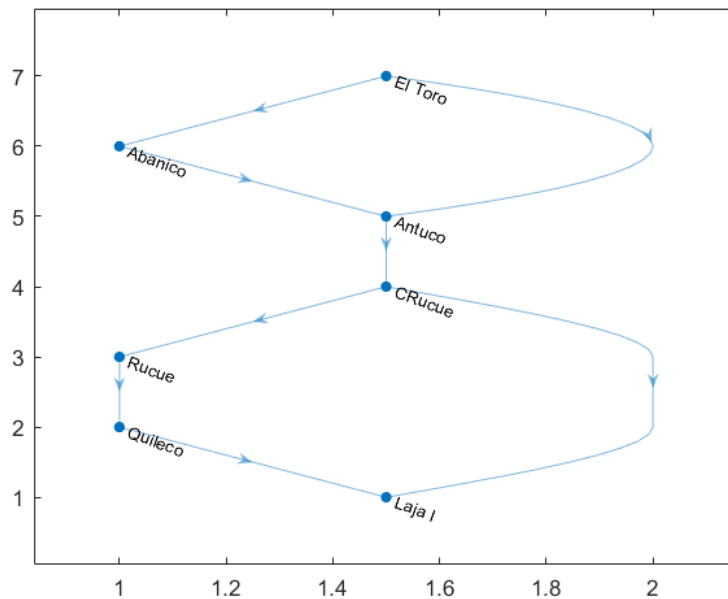


Figura 5.4: Configuración de cuenca del Laja.

Cabe destacar que los convenios de Riego para cada cuenca y/o central no serán considerados, por lo que las bifurcaciones o centrales 'virtuales' (centrales que simulan los convenios de riego) que estén presentes, su afluente de salida será 0. Por consiguiente, serán solo centrales de pasada sin generación.

Además, las centrales de pasada puras, es decir, que no poseen una central aguas arriba

sino más bien solo el caudal del río también son utilizadas en este modelo, y dada la resolución que se usa se puede apreciar las dinámicas que poseen horariamente, tal como se aprecia en la figura 5.5.

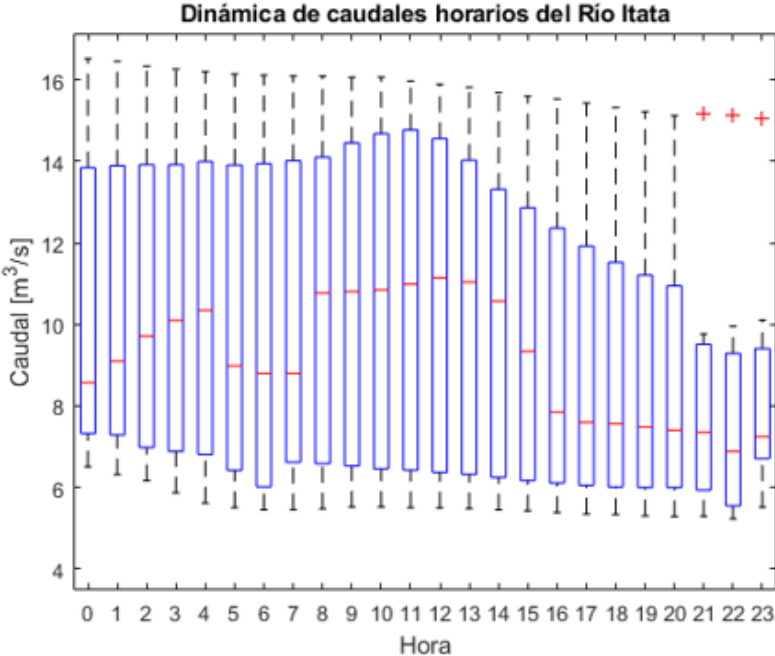


Figura 5.5: Variación horario de caudal de Río Itata para un mes.

5.1.1.4. Costos Variables

Los costos variables de las centrales son un punto importante a destacar y exponer, debido a que sus valores van a enfocar el desarrollo de la operación del sistema. Actualmente, el Coordinador entrega día a día las políticas de operación del SEN, por ende, se puede obtener una idea y valores acordes a los que se manejan en la realidad.

A modo de ejemplificar los datos, se extrajeron la información de 6 años para exponer cómo se comportan estos valores y que no siempre son fijos y que provocan un efecto sobre las operaciones del sistema. Cabe destacar, que la figura que se presenta a continuación representa el promedio por tecnología mensual.

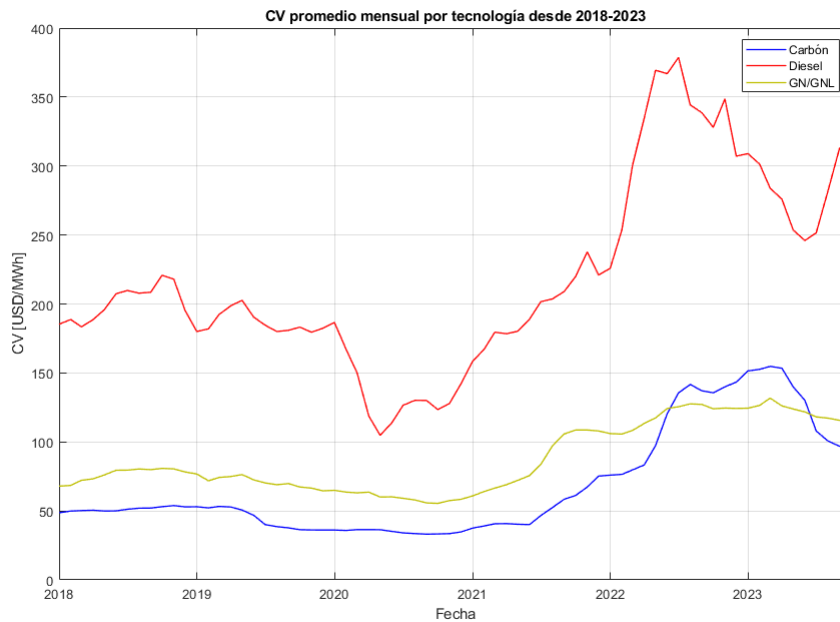


Figura 5.6: Costo variable promedio mensual por tecnología térmica.

Se puede observar que existe cierta variación al paso del tiempo por parte de los costos variables. Principalmente, ya que al ser unidades térmicas que utilizan como insumo principal recursos que tienen cierta variación mundial debido a causas externas, presentan volatilidad de precios, como se puede verificar en el inicio de la guerra Rusia-Ucrania la cual comenzó en febrero 2022. Además, se aprecia que los costos de las tecnologías tienen un orden entre ellas. Sin embargo, se ve que existe un traslape entre los costos de GNL y Carbón, lo cual es interesante debido a que en para ese periodo el promedio de las centrales GNL tenían prioridad por orden económico en la operación.

Finalmente, sin pérdida de generalidad, los costos variables de las centrales a utilizar corresponden al promedio del mes de Mayo-Junio del 2022, debido a que semanalmente puede variar estos valores, gracias a diferentes factores como lo son las indisponibilidades, manejos de cancha, inventario de insumos, etc. Además, la consideración de promediar dos meses tiene como justificación la realización de algunos estudios efectuados por la CNE, como lo son los Informe Técnico Definitivo para Precio Nudo de Corto Plazo (ITD PNCP) que se basa en la norma 10° de la Resolución N° 641. Por otra parte, para las tecnologías como eólicas, solar e hidráulicas, estas tienen un costo variable asociado igual a 0, pero como vimos en las secciones anteriores, estas poseen un costo oportunidad, más precisamente para la tecnología hidráulica que es el análisis de este estudio.

Cabe destacar que, para las unidades térmicas de ciclo combinado, las cuales poseen distintos costos variables según su configuración, será considerado solo una configuración promedio para la respectiva central. Esto se realiza porque, para el análisis de este trabajo, no es necesario conocer la dinámica de las configuraciones de las centrales.

5.1.1.5. Perfiles solar y eólico

La generación solar y eólica del sistema se estiman determinando un perfil solar y eólico para cada nodo. Esto se realiza obteniendo la información a través de la generación por unidad del coordinador, donde se tiene cuál es su generación horaria, además conocemos cuáles son sus parámetros de potencia máxima, por lo que tenemos una idea de cuál es su grado de generación, del mismo modo se tiene la radiación/intensidad del recurso que se puede extraer de los medios que ofrece el Ministerio de Energía. Combinando esta información se puede estimar un promedio esperado horario de un perfil de generación solar y eólico para cada nodo. Por ende, la generación de la central es igual a su capacidad instalada por el perfil de generación de ese nodo.

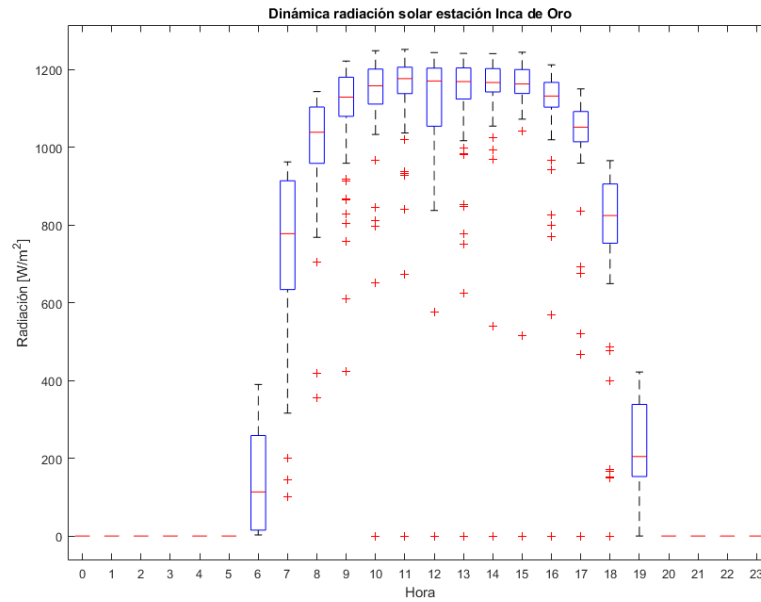


Figura 5.7: Variación horario de radiación solar de estación Inca de Oro (Reg. Atacama) para un mes.

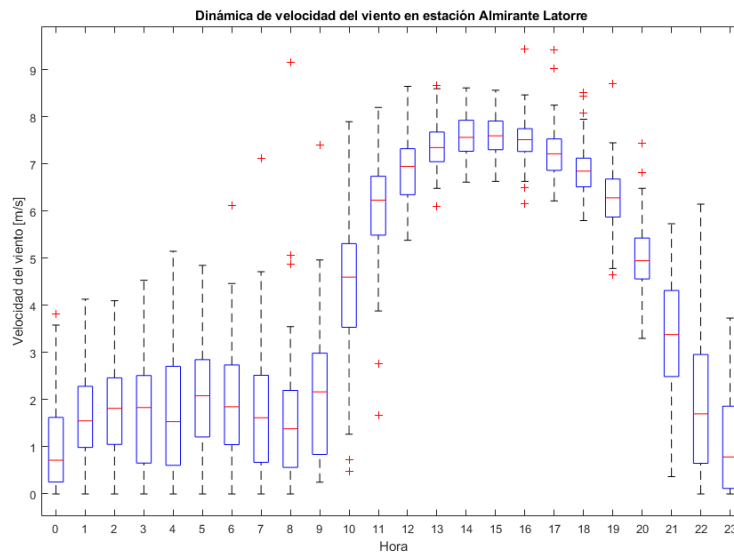


Figura 5.8: Variación horario de intensidad del viento de estación Almirante Latorre (Reg. Coquimbo) para un mes.

5.1.1.6. Demanda

Los perfiles de demanda de los 9 nodos se definen extrayendo los retiros horarios por barra a través de los balances definitivos de energía que son preparados de manera mensual por parte del Coordinador. Estos datos (tipo R: Retiros) en los balances, son expuestos por hora tanto para los clientes libres como regulados y para todas las barras del sistema, las cuales como se definió en las secciones anteriores, cada nodo corresponde a ciertas barras del SEN, entonces utilizando esa información podemos obtener la demanda por nodo horario para nuestro análisis. A modo de ejemplificación se puede ver la siguiente figura, donde se agrupo la demanda nodal, para mostrar la demanda sistémica para el mes de diciembre.

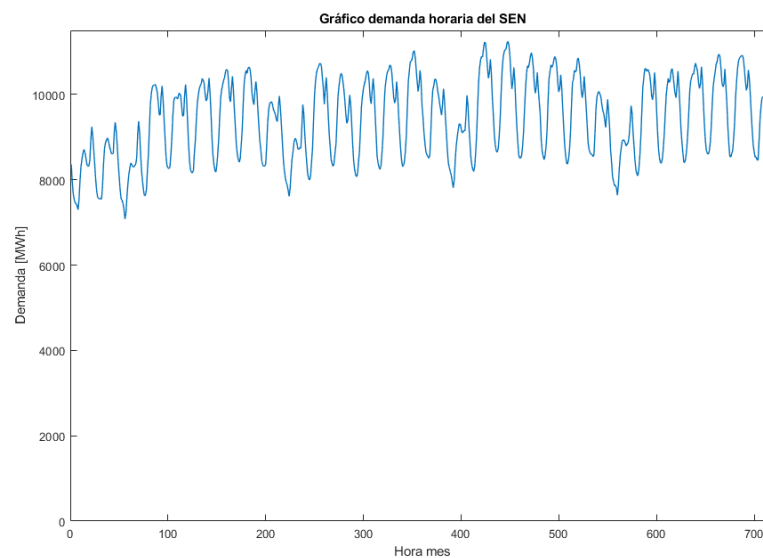


Figura 5.9: Demanda sistémica del SEN para el mes de diciembre.

5.1.2. Plan descarbonización y capacidad instalada de ERNC

Tal como se expuso en el Capítulo 1, en la actualidad se observa un crecimiento sostenido de la capacidad instalada de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en particular solar y eólica. En este contexto, resulta relevante analizar el efecto de incrementar la capacidad instalada de centrales eólicas, dado que su producción puede considerarse relativamente más constante que la energía solar en lo que respecta a la variación horaria (aunque, en la práctica, el viento también presenta variabilidad). De este modo, se busca evitar un aumento desproporcionado del vertimiento de energía. A modo de ejemplo, en la Figura 5.10 se presenta la magnitud del vertimiento observado durante el mes de diciembre. Por otra parte, la descarbonización progresiva del parque generador nacional, reflejada en la salida programada de unidades a carbón o su conversión a tecnologías menos contaminantes, introduce nuevos desafíos que podrían generar un estrés en el sistema SEN.

Esto se realiza debido a que las salidas de las centrales a carbón es un punto interesante para estudiar, ya que son unidades que están presentes en la mayoría de la generación horaria contribuyendo como energía base y ser un conjunto importante en la prestación de servicios complementarios para un mejor desempeño del sistema. Al igual, de ver como unidades de insumo principal renovable pueden aportar de buena forma, tanto económicamente como técnica y de seguridad. Por consiguiente, se hace también un estudio para los siguientes casos:

Tabla 5.5: Casos a estudiar para modificación capacidad instalada del parque eólico.

Caso	Capacidad instalada eólica
1	0 %
2	+ 20 %

Además, es importante destacar que para la fecha de inicios del 2024 se han retirado o se van a retirar en un futuro muy próximo algunas centrales a carbón que están presentes en la tabla 5.3, por lo tanto, es posible realizar el análisis sacando de operación esta centrales para ver el funcionamiento del modelo. Las centrales futuras en salida o que ya se han retirado son: Bocamina-2, Ventanas-2, Norgener-1 y Norgener-2 (NT01 y NT02 respectivamente), y para fines del año 2025 Mejillones-1 y Mejillones-2 (CTM1 yC CTM2 respectivamente).

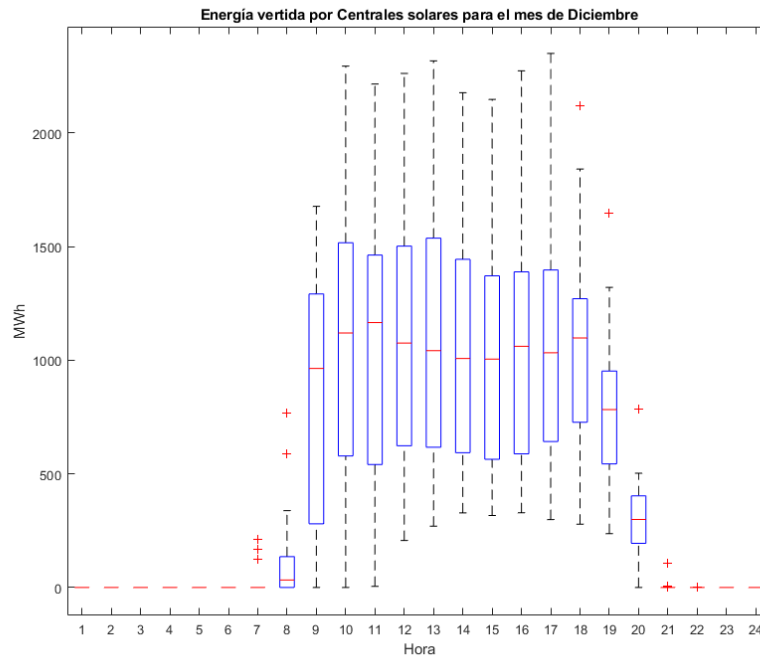


Figura 5.10: Dinámica del vertimiento solar para el SEN del mes de diciembre.

5.2. Hidrologías utilizadas

Se utiliza los caudales históricos de las centrales hidroeléctricas del SEN, obtenidos de la programación PLP por parte del Coordinador Eléctrico para poder ser utilizados en el SDDP, y así recoger la política de operación del despacho. En otras palabras, estos datos son utilizados como set de entrenamiento del algoritmo para poder obtener la función de costos futuro (FCF) para ambos casos, la simulación equiprobable y la simulación con las series auto-correlacionadas.

Estos caudales son categorizados según el valor del índice Standardised Streamflow Index (SSI). Según sea el valor, la serie puede ser considerada húmeda, normal o seca. En la tabla 5.6, se puede apreciar los rangos de cada característica.

Tabla 5.6: Tabla de valores de SSI.

SSI	Categoría ^a
≥ 1	Húmedo
$-0.99 < \& < 0.99$	Normal
≤ -1	Seco

^a Existe una categorización de 5 estados. No obstante, para efectos de este análisis se consideran solo 3.

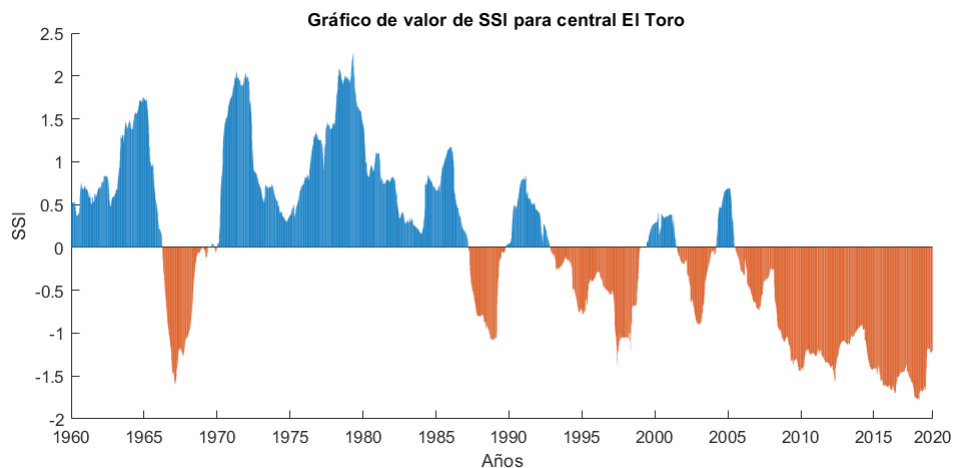


Figura 5.11: Valor de SSI para el caudal de la central El Toro.

Estos valores se determinan utilizando el SSI-48, es decir, agrupaciones en ventanas de 48 semanas (equivalente a 12 meses), dado a que es recomendado para cuencas mixtas y cuencas nivales [37]. Posteriormente, se clasifica en función de la mayor ocurrencia de la categoría dentro del año. A modo de ejemplo, se expone en la figura 5.12, la curva de valores de SSI para los afluentes de la central El Toro, donde se puede apreciar como en los últimos años se ha permanecido en valores bajos (años secos), lo que coincide con la condición hídrica expuesta en la sección 2.2.1.

Además, los valores en la tabla 5.7 son un ejemplo para una central que serán utilizados para asignar la probabilidad en las aperturas sesgadas del árbol de escenarios explicado en el capítulo anterior, donde en base a su estado actual tendrá cierta probabilidad para cada caso.

Tabla 5.7: Tabla de valores de probabilidades de transición de estados hidrológicos para central El Toro.

Tipo de Hidrología	Seco	Normal	Húmedo
Seco	0.47	0.51	0.02
Normal	0.22	0.5	0.28
Húmedo	0.07	0.55	0.43

5.2.1. Hidrologías sintéticas

Ahora bien, una vez que se tenga el set de escenarios de entrenamiento en función de las hidrologías históricas. Se da paso a la obtención de las hidrologías de prueba o test, que serán las utilizadas para evidenciar cómo se comporta la política de operación conseguida. Estas hidrologías pueden ser producidas a través de distintos algoritmos de generación sintética, como lo son modelos auto-regresivos, redes neuronales, etc. En este caso, como se mencionó en la sección 2.8 el mFGN, con la ventaja de la flexibilidad que ofrece al poder modificar ciertos parámetros para poder crear escenarios en específico [19].

En este caso se realiza la creación de 5 set de series de 50 hidrologías cada una, con la precisión de que cada set tiene la característica de disminuir el promedio de las series,

característica que es posible realizar gracias a la propiedad del método mFGN, donde las disminuciones son [0 %, 10 %, 20 %, 30 %, 40 %].

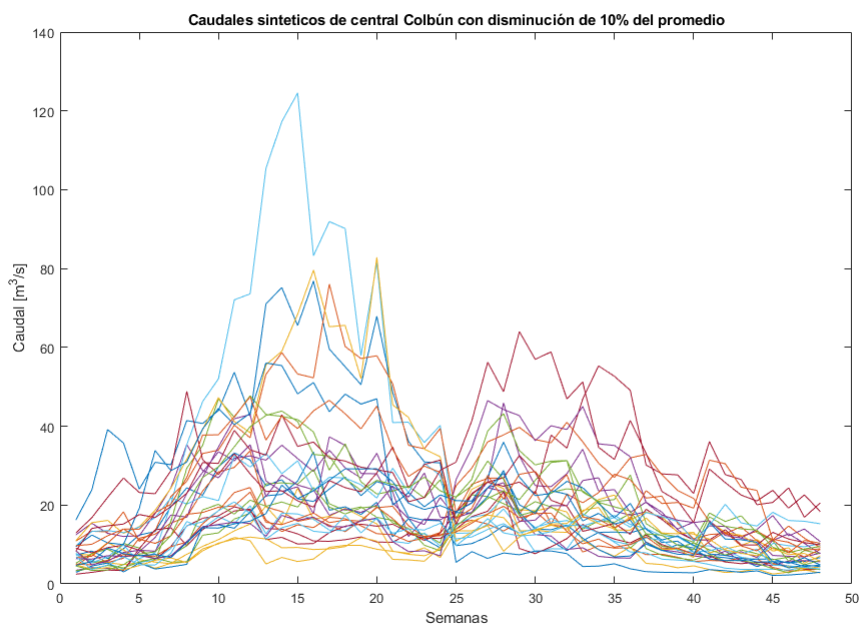


Figura 5.12: Caudales sintéticos con disminución de 10 % para central Colbún.

Capítulo 6

Resultados

A continuación, se presentan los resultados y análisis de este estudio. Para un mejor entendimiento, se divide en 2 grandes secciones, la primera es la comparación entre la operación del sistema de 9 nodos, que sería una aproximación del SEN, utilizando una programación de tipo equiprobable, replicando una programación del modelo PLP y otra con probabilidades con sesgo o condicionales como las vamos a denominar en este capítulo, teniendo en cuenta los estados actuales y futuros, es decir, diferenciando entre hidrologías húmedas, secas y normales.

Por otra parte, la segunda sección corresponderá la inclusión de la modificación del sistema, considerando el plan de descarbonización por parte del estado y la modificación de la capacidad instalada de las ERNC, más precisamente, las centrales de recurso eólico.

Es importante mencionar que los resultados que se mostrarán a continuación, consideran el sistema expuesto en el capítulo 4, y tendrá las siguientes características.

Tabla 6.1: Características de simulación.

Etapas SDDP	120 (semanales)
Nº de series históricas	60
Nº de series sintéticas	50

Por último, para un mejor entendimiento se presentará una nomenclatura para poder entender mejor el análisis.

- E_x : Define la situación como el escenario de entrenamiento x al que se está entrenando el sistema.
- T_y : Define la situación como el escenario de test o prueba x al que se está evaluando la política de operación.
- X : Conjunto de casos que puede tomar $x \in X = \{\text{Equiprobable, Condicional}\} = \{E, C\}$.
- Y : Conjunto de casos que puede tomar $y \in Y = \{10\%, 20\%, 30\%, 40\%\}$.

6.1. Sistema SEN de 9 nodos

A partir de los resultados obtenidos y reflejados en la figura 6.1, que muestra los costos operacionales totales esperados asociados a los escenarios de prueba, se observa una correlación directa entre el aumento del estrés hídrico y el incremento de los costos. Este comportamiento es previsible, ya que la disminución de recursos hídricos disponibles para las centrales hidroeléctricas obliga al sistema a recurrir a centrales térmicas con costos variables más elevados, o en su defecto, a enfrentar situaciones de pérdida de carga debido a la incapacidad de satisfacer la demanda energética, lo cual implica un perjuicio económico representado por el VOLL debido a la energía no suministrada. Además, se aprecia la dinámica entre dos modelos distintos: uno entrenado con hidrología equiprobable y otro ajustado según su estado hidrológico. Aunque el modelo con probabilidad con sesgo presenta un desempeño económico ligeramente inferior durante las primeras reducciones del promedio de las series T (10 %, 20 %), a medida que el porcentaje de reducción aumenta, este modelo supera al equiprobable en términos económicos, especialmente en escenarios de estrés hídrico extremo. Esto se debe principalmente a que el modelo condicionado permite una mejor adaptación a las condiciones hidrológicas reales, optimizando la utilización del recurso hídrico.

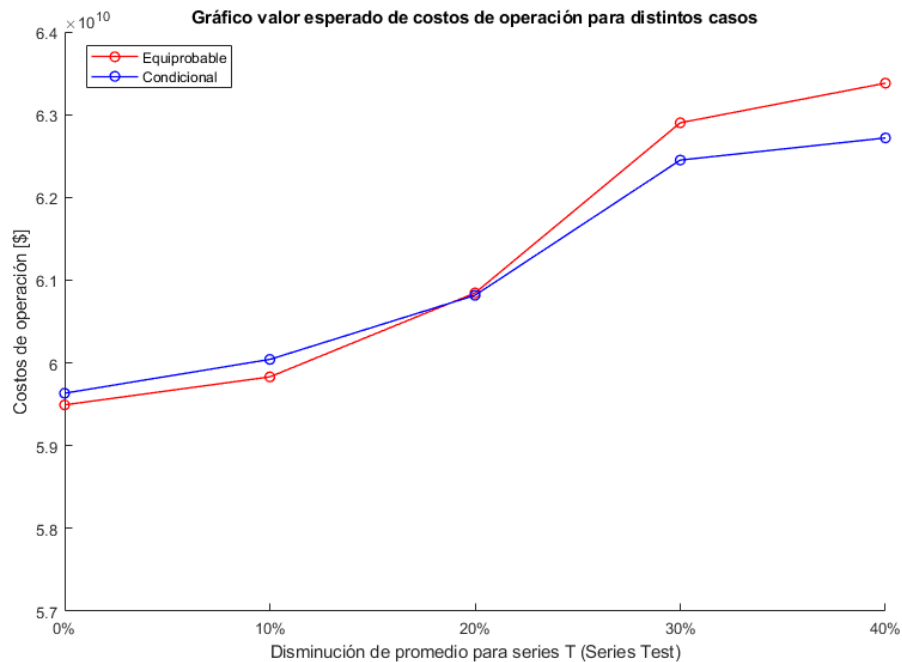


Figura 6.1: Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional.

Esta diferencia se debe principalmente al aumento de la energía no suministrada del sistema, como se puede apreciar en la figura 6.2, extendiéndose a valores elevados al paso de la curva, donde esta cantidad se valoriza al VOLL provocando el aumento en los costos de operación. Si bien esto es un perjuicio económico, también hay que tomarlo desde un punto de vista técnico, más precisamente desde la confiabilidad y seguridad del sistema, ya que, para un elevado estrés hídrico, como se menciona, existen situaciones que provocan un aumento en la pérdida de carga, lo que significa que se asume el costo del VOLL sobre el valor de suministrar una unidad de energía a la demanda, provocando que algún cliente no reciba su demanda. Es interesante las razones por las cuales se genera esta pérdida de carga, una de las razones se debe a los casos con mayor estrés hídrico, donde no existe una constante fuente de generación por parte de las centrales hidroeléctricas, las cuales son base importante en la generación horaria del sistema, otro punto es las rampas de las centrales térmicas especialmente. Las centrales a carbón las cuales poseen unas rampas de subida/bajada [MW/min] de bajo valor, provocando que normalmente para las fuertes variaciones de la curva pato (curva de generación neta - generación ERNC (solar y eólica) y de la variación de demanda, generen que no se logre cumplir esta dinámica de las centrales térmicas, aumentando la cantidad de energía no suministrada.

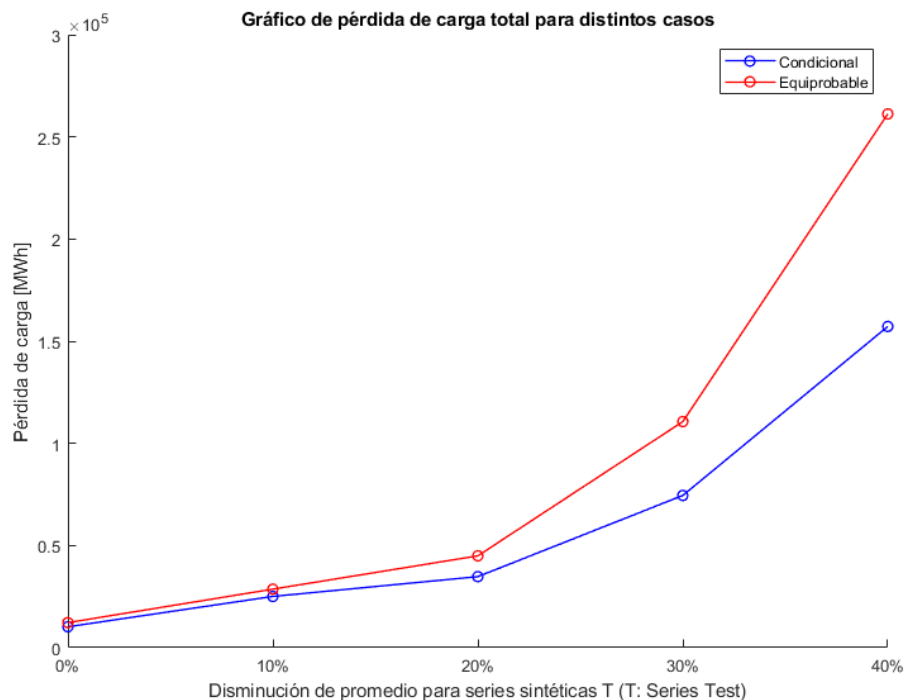


Figura 6.2: Pérdida de carga del sistema para diferentes casos Equiprobable y Condicional.

La comparación de la evaluación de las políticas, al entrenar el modelo utilizando enfoques equiprobables y condicionales, puede realizarse tanto en función de los costos operacionales totales como en términos de confiabilidad, considerando la pérdida de carga, tal como se desarrolló en párrafos anteriores. Sin embargo, desde la perspectiva del uso del agua, se observa que el estado de carga del embalse presenta distintos comportamientos. Esto es coherente, ya que en el caso condicional se asigna una probabilidad a la ocurrencia de ciertas series

hidrológicas y se incluye una auto-correlación, en contraste con el caso equiprobable. En este último, al no existir diferenciación en las series históricas y dado que estas no representan completamente el periodo futuro [8], como se analizó en el capítulo 2, su aplicación podría ser menos precisa. De este modo, la inclusión de una probabilidad condicionada a la característica de la hidrología permite obtener mejores resultados al evaluar escenarios de Test bajo condiciones de mayor estrés hídrico. Este es un ejemplo de los $T_{40\%}$ y $T_{30\%}$ (figuras 6.4–6.3 y 6.6–6.5 respectivamente), donde para escenarios más extremos el entrenamiento con probabilidad condicional (E_C), tiende a asignarle un mayor valor al uso del agua, al contrario del caso equiprobable (E_E), donde se encamine a embalsar mayor agua en periodos iniciales versus la otra política de operación, donde al subestimar el futuro hidrológico hace uso del recurso sin pensar en el futuro provocando un constante bajo nivel en el estado de carga para esa situación.

Por otra parte, si consideramos escenarios de test sin tanto estrés hídrico $T_{10\%}$ y $T_{20\%}$ (figuras 6.10 y 6.8 respectivamente) se puede observar un tanto similar para ambos casos donde existe igualmente cierta tendencia a embalsar mayor agua en etapas tempranas, pero si se compara con los costos operacionales totales esta posición no repercute de manera tan directa, si bien tienen un mayor costo, no se diferencia por mucho, lo cual es interesante debido a que la inclusión de E_E promueve un mejor desempeño para situaciones de estrés hídrico tanto de forma económica como de seguridad, y para situaciones menos extremas se logra comportar de manera similar pero con un costo superior, pero que se compensa a medida que los escenarios de Test se extienden.

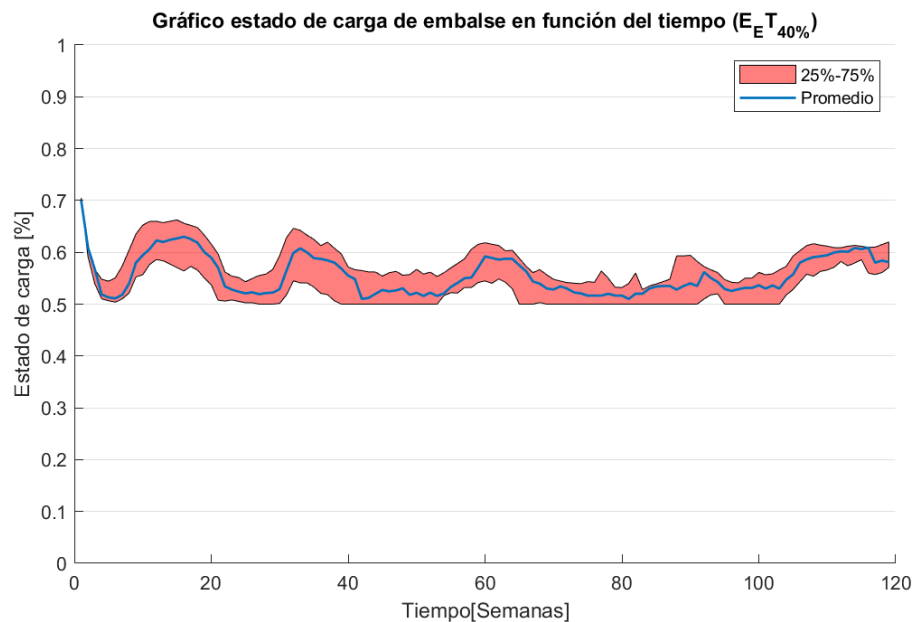


Figura 6.3: Estado de carga de embalse para $E_E T_{40\%}$.

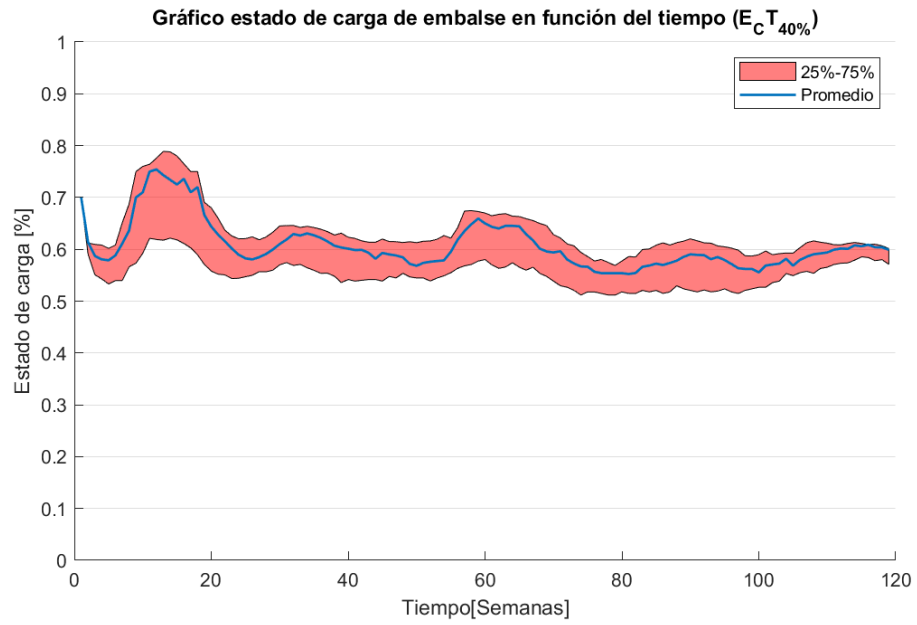


Figura 6.4: Estado de carga de embalse para $E_C T_{40\%}$.

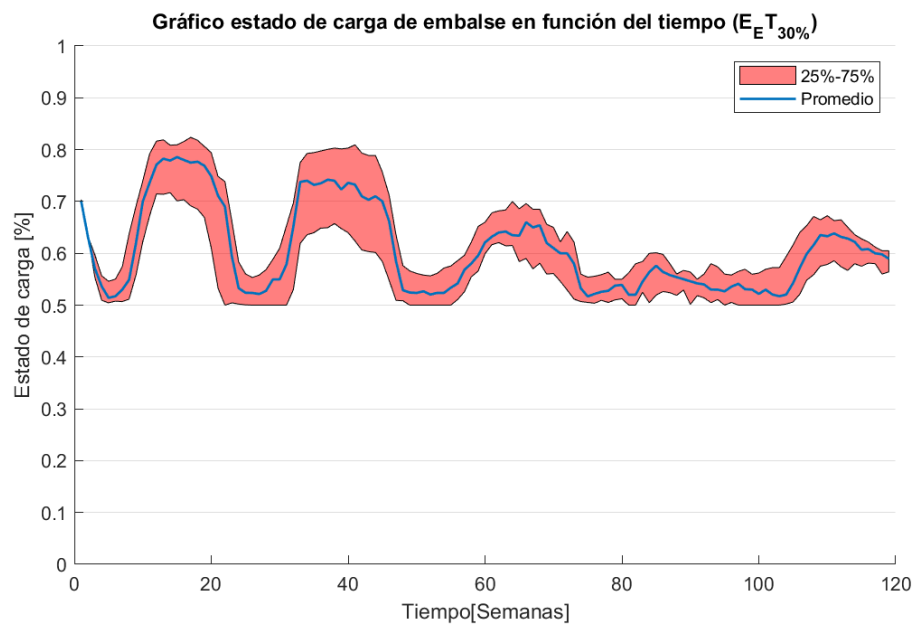


Figura 6.5: Estado de carga de embalse para $E_E T_{30\%}$.

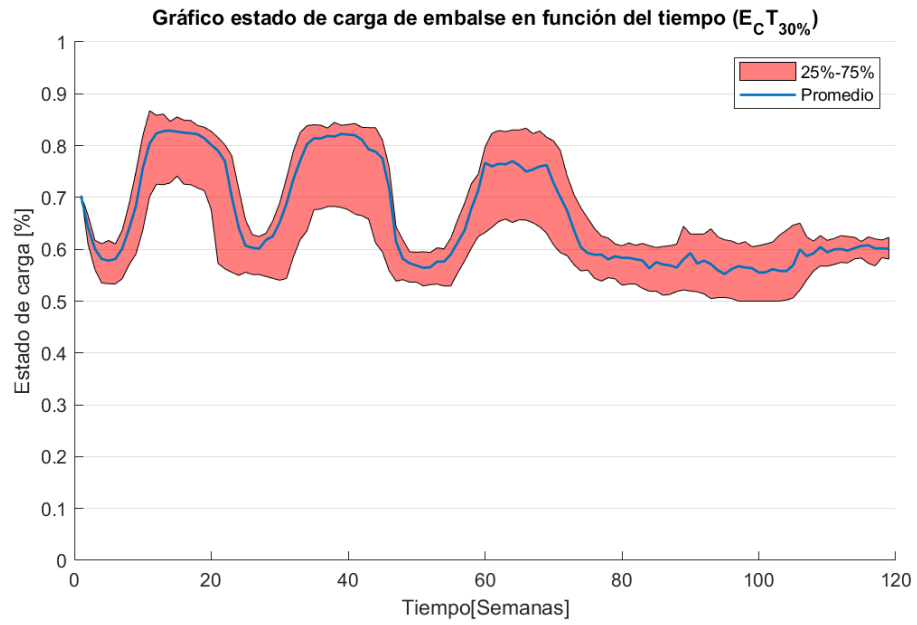


Figura 6.6: Estado de carga de embalse para $E_C T_{30\%}$.

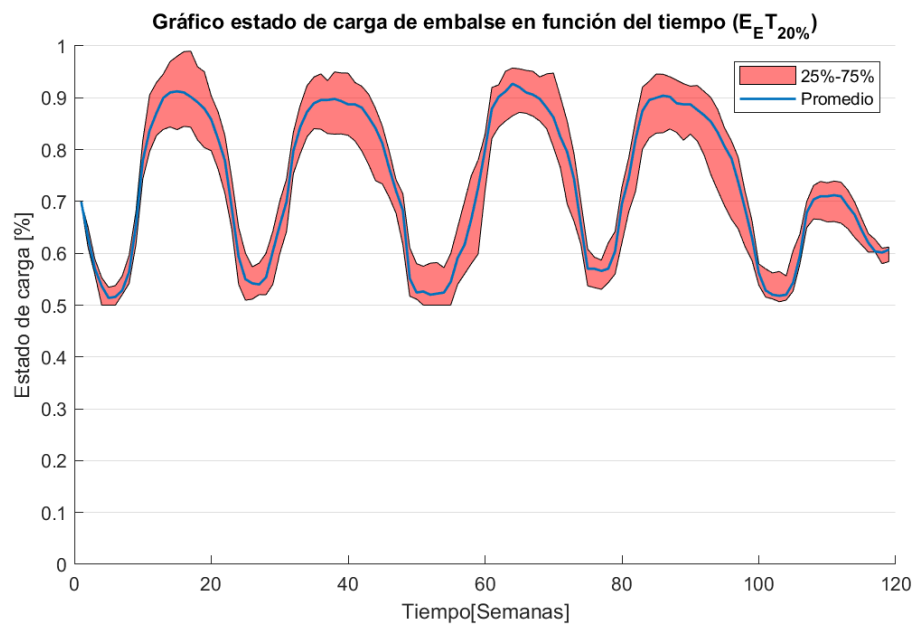


Figura 6.7: Estado de carga de embalse para $E_E T_{20\%}$.

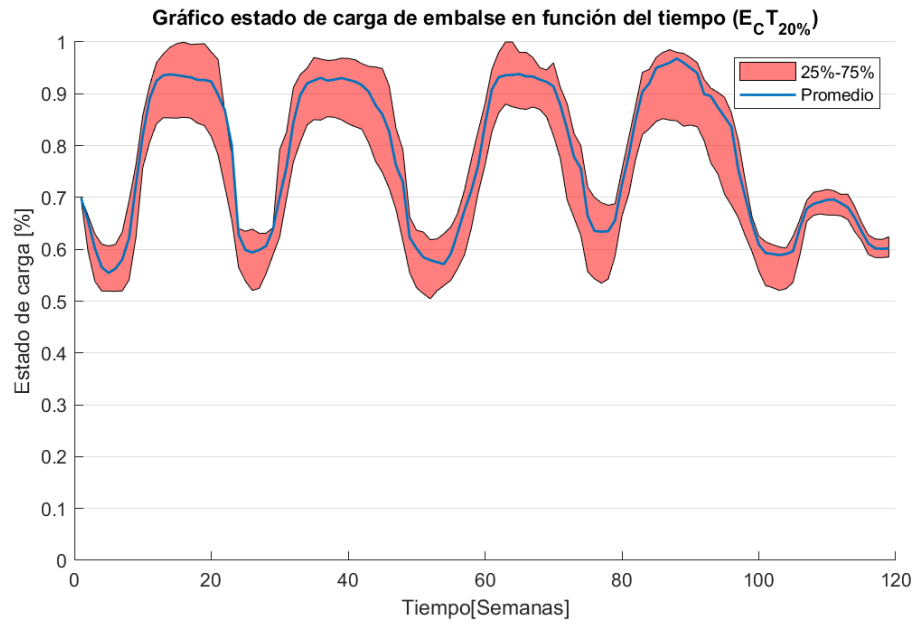


Figura 6.8: Estado de carga de embalse para $E_C T_{20\%}$.

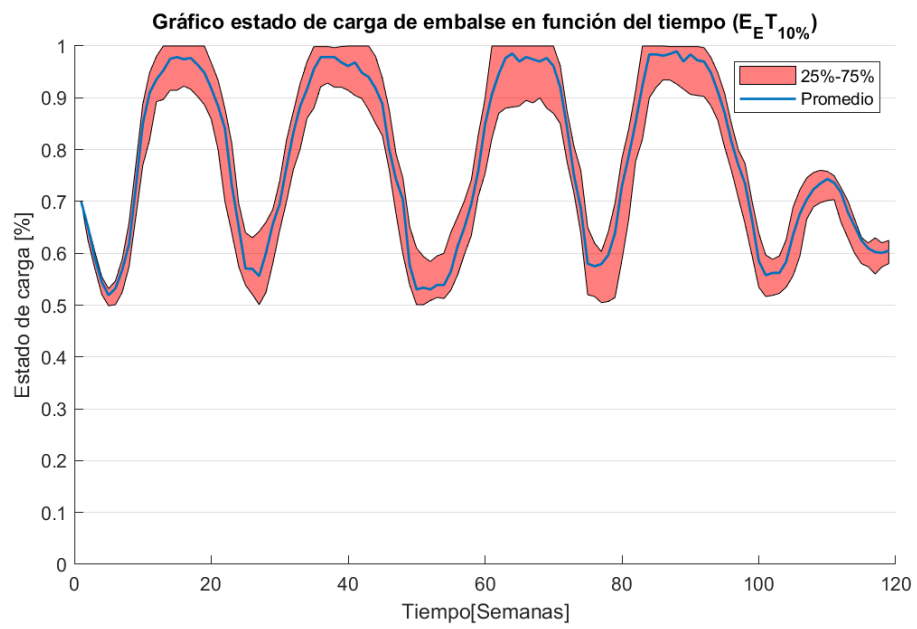


Figura 6.9: Estado de carga de embalse para $E_E T_{10\%}$.

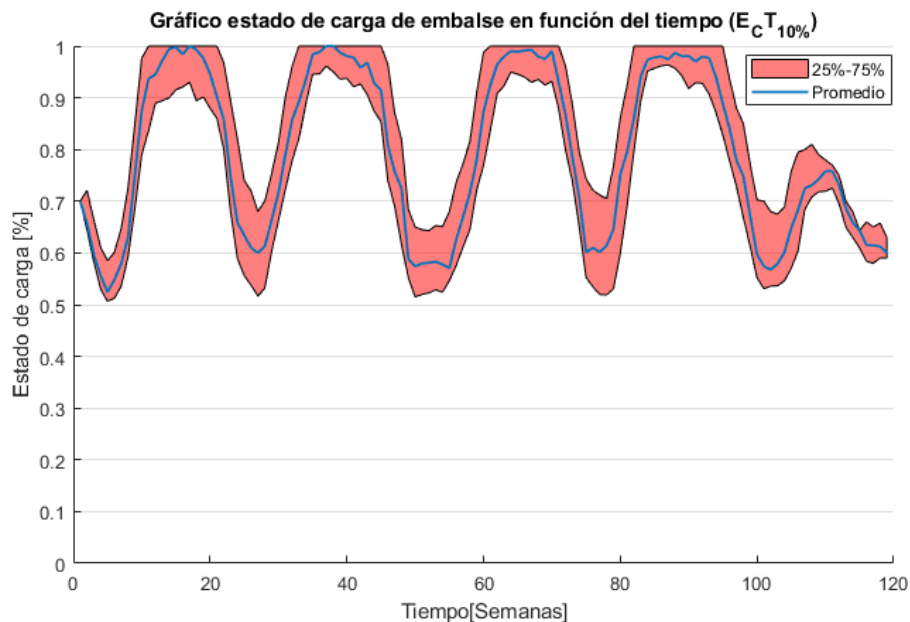


Figura 6.10: Estado de carga de embalse para $E_C T_{10\%}$.

En resumen, se puede identificar que la inclusión de la probabilidad condicionada en el modelo de evaluación hidrológica promueve un mejor desempeño en escenarios de estrés hídrico extremo⁴, tanto en términos económicos como de seguridad del sistema. Este enfoque permite una adaptación más precisa a las condiciones hidrológicas actuales, lo cual se traduce en una utilización más eficiente del recurso hídrico y una reducción de la energía no suministrada. Asimismo, es importante considerar el impacto de las políticas de operación en la confiabilidad del sistema, especialmente en situaciones de elevado estrés hídrico donde se incrementa la pérdida de carga. El análisis detallado de los costos operacionales y la gestión del embalse evidencia que el modelo condicional se ajusta mejor a escenarios de mayor estrés, mientras que el modelo equiprobable subestima las condiciones futuras, resultando en un uso sub-óptimo del agua. Asimismo, aunque los escenarios extremos T_{30} y T_{40} presentan una mayor intensidad en comparación con los registros actuales, no se puede ignorar su posible ocurrencia en el futuro, según las proyecciones de temperatura y precipitaciones expuestas en capítulos anteriores. Este análisis destaca la relevancia de integrar enfoques probabilísticos avanzados para mejorar la resiliencia y eficiencia de los sistemas hidroeléctricos bajo condiciones cambiantes, tal como lo son las actuales debido al cambio climático, asegurando un suministro energético más confiable y económico.

6.2. Plan de Descarbonización

Ahora bien, al considerar la inclusión de un estrés en el parque generador, disminuyendo la capacidad instalada térmica, más precisamente, una disminución de las centrales de tecnología de tipo carbón por el plan de descarbonización del país, se generan los resultados presentados en esta sección.

Como es de esperarse, en la figura 6.11 se observa un incremento en los costos operacio-

⁴ Considerando que el promedio del escenario T_{20} es similar a los caudales registrados en el período 2010-2023.

nales asociado a esta disminución del parque generador, en comparación con los resultados de la sección anterior (ver figura 6.1). Esto se debe a que otras centrales deben suplir la generación que aportaban las cinco centrales de carbón que salen de operación, las cuales poseían un costo variable promedio cercano a los $95[\frac{USD}{MWh}]$. Como resultado, centrales más costosas, como otras centrales térmicas o de diferentes tecnologías, deben complementar la demanda requerida.

Ahora bien, al analizar las dos metodologías se puede observar en la figura 6.11 una tendencia similar a la sección anterior, donde a medida que los escenarios de prueba se vuelven más extremos, el modelo condicional entrega un mejor desempeño, más precisamente, a partir de T_{30} , se obtienen resultados superiores, atribuibles a una mayor valorización de la pérdida de energía de suministro por parte del modelo equiprobable y a un uso más eficiente del recurso hídrico por parte del modelo condicional. Además, al considerar el aumento de la capacidad instalada eólica representado en la figura 6.12, se observa una disminución en los costos operacionales para ambos modelos, y manteniéndose el modelo condicional como la opción con mejores costos de operación en escenarios de prueba extremos. Sin embargo, resulta interesante que existen mayores beneficios a partir de T_{20} . Esto se explica porque la generación eólica tiene una mayor constancia en el tiempo en comparación con su contraparte de energías renovables no convencionales (ERNC), como la tecnología solar. Por lo tanto, la generación eólica contribuye a mitigar el estrés provocado por la reducción del parque térmico y mejora el rendimiento al disminuir la pérdida de carga total del sistema, especialmente cuando se complementa adecuadamente con el modelo condicional.

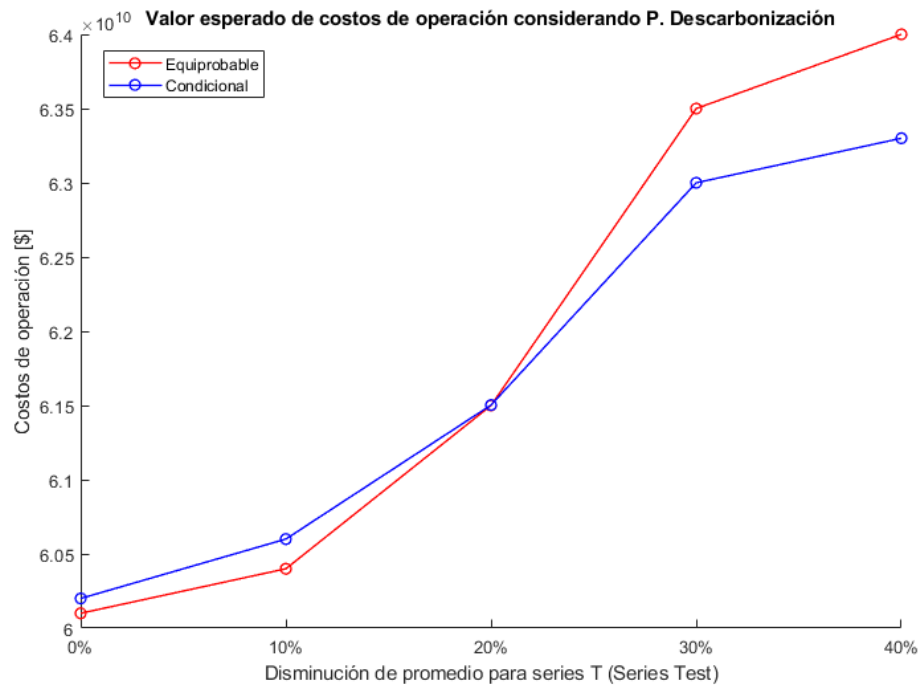


Figura 6.11: Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional considerando el plan de descarbonización.

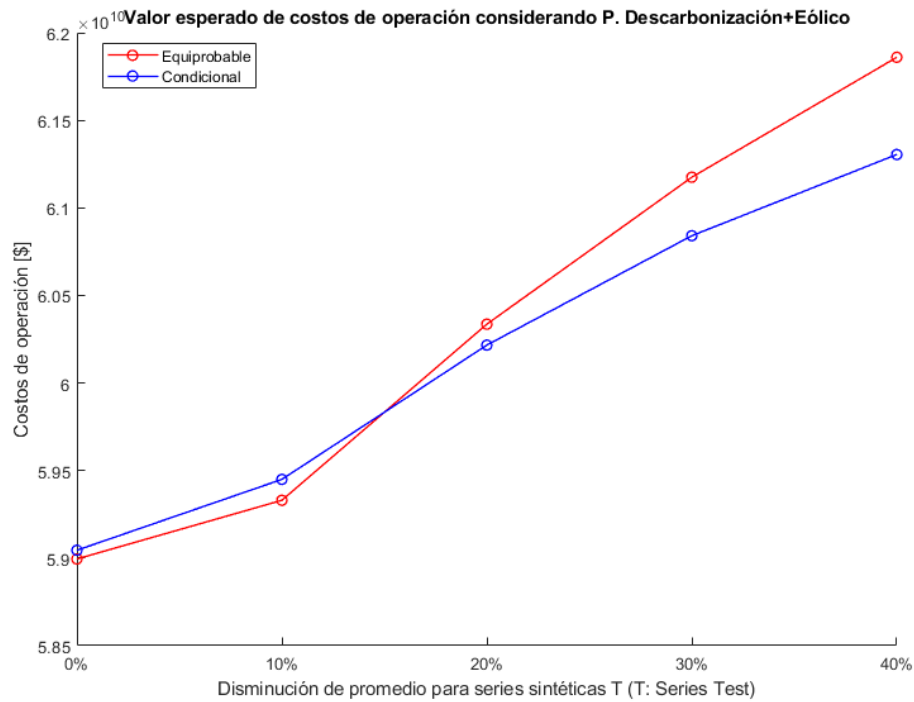


Figura 6.12: Costos de operación para los diferentes casos Equiprobable y Condicional considerando el plan de descarbonización + aumento de la capacidad eólica.

Los resultados presentados en las figuras 6.13 y 6.14 evidencian la evolución de la pérdida de carga del sistema al considerar un parque generador en proceso de descarbonización. En ambos casos, como es de esperarse, se observa que a medida que los escenarios se tornan más secos, la pérdida de carga aumenta en base al modelo utilizado. Al comparar el desempeño de los modelos, se identifica que el enfoque condicional mantiene sistemáticamente menores niveles de energía no suministrada en comparación con el modelo equiprobable, con una diferencia que se acentúa en escenarios de mayor estrés hídrico. Esto sugiere que el modelo condicional permite una gestión más eficiente de los recursos hídricos, optimizando la operación en condiciones críticas que, aunque extremas, no son improbables en un futuro cercano.

Adicionalmente, la comparación entre ambas figuras permite evaluar el impacto del aumento en la capacidad eólica. En la Figura 6.14, donde se considera un incremento del 20% en la generación eólica, se aprecia una reducción general en la pérdida de carga para ambos modelos respecto a la Figura 6.13. No obstante, el modelo condicional sigue mostrando un mejor desempeño en todos los casos, lo que indica que, si bien la expansión de la generación eólica contribuye a mitigar los efectos de la reducción del parque térmico y la menor disponibilidad hídrica, no reemplaza la necesidad de estrategias operativas más eficientes, siendo este factor el principal determinante de la diferencia entre los valores en la energía no suministrada. En este sentido, al igual que en la sección anterior los resultados destacan la importancia de integrar enfoques probabilísticos y auto-correlación para mejorar la resiliencia del sistema eléctrico y reducir la vulnerabilidad ante condiciones de sequía prolongada.

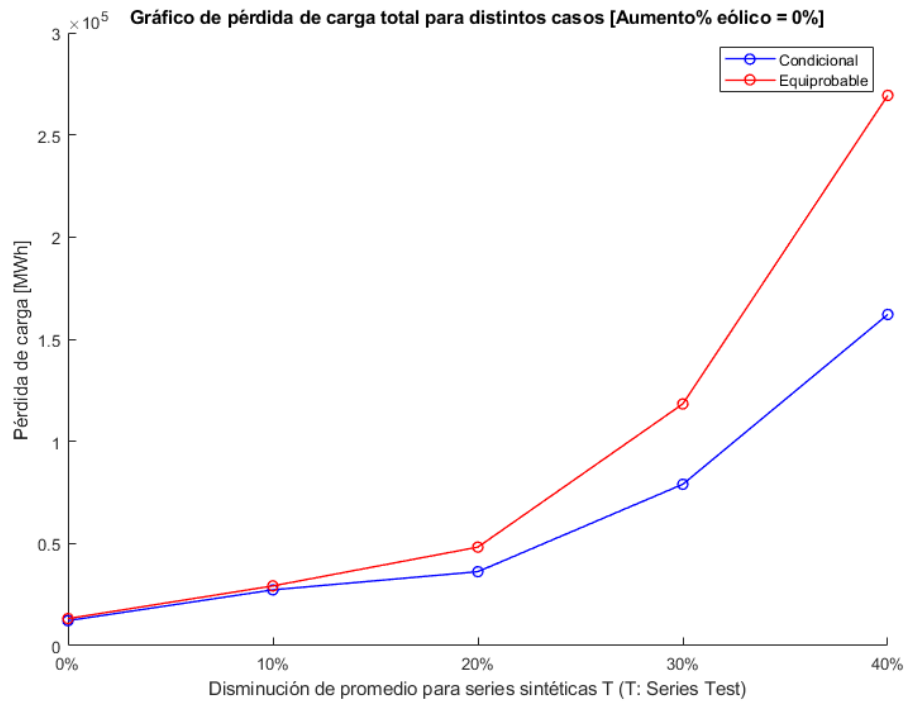


Figura 6.13: Pérdida de carga del sistema para diferentes casos, considerando el plan de descarbonización.

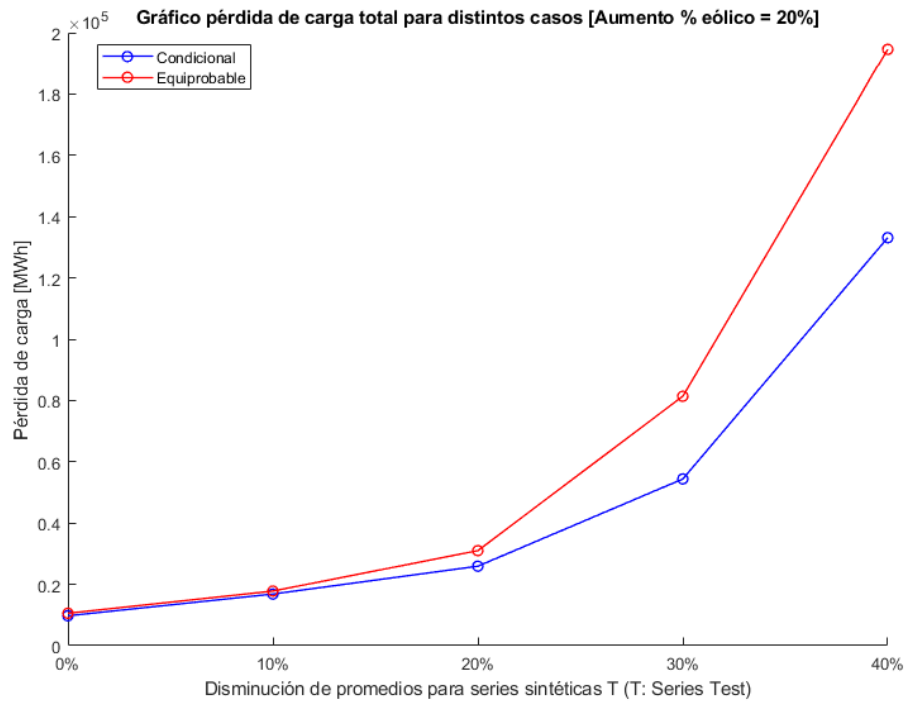


Figura 6.14: Pérdida de carga del sistema para diferentes casos, considerando el plan de descarbonización y aumento de 20% en la capacidad instalada eólica.

La generación eólica, al tener un costo operativo prácticamente nulo, contribuye significativamente a la reducción de los costos totales del sistema. Además, esta capacidad eólica adicional permite un mejor desempeño en términos de seguridad del sistema, ya que estabiliza la tasa de aumento de la pérdida de carga en comparación con la sección anterior, donde altos valores de estrés hídrico provocaban un aumento considerable en la pérdida de carga.

Por otro lado, es relevante mencionar que la integración de nuevas tecnologías y fuentes de energía renovable no solo impacta positivamente los costos operacionales, sino que también mejora la resiliencia del sistema frente a variaciones hidrológicas y cambios en la demanda. La mayor flexibilidad operativa proporcionada por fuentes como la energía eólica y los sistemas de almacenamiento energético juega un papel crucial en la mitigación de los efectos adversos de la descarbonización.

No obstante, hay que hablar de las limitaciones que tiene el modelo. Cabe mencionar que, dado cómo están construidos los perfiles de demanda, solar y eólico, estos corresponden a datos conocidos, es decir, no son estocásticos. Por lo tanto, el modelo conoce de antemano la energía disponible proveniente de estas tecnologías, de modo que la incertidumbre del recurso no es considerada, sino solo su variabilidad horaria, que está previamente determinada. Esto implica que no es necesario asignar una reserva en las unidades para el seguimiento de la demanda, lo cual no afecta nuestro análisis en general, pero hay que tener en consideración esta situación, dado a que varias de las centrales prestan estos tipos de servicio. Sin embargo, si se desea abarcar un espectro más amplio y considerar posibles variaciones, se puede incorporar estocasticidad tanto en la demanda como en las tecnologías solar y eólica. Esto permitiría la necesidad de servicios complementarios para cumplir con los requerimientos establecidos por la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT SSCC) y que son publicados en estudios de control de frecuencia o en los informes de SSCC.

En resumen, aunque la disminución de la capacidad instalada de centrales térmicas de carbón según el plan de descarbonización provoca un aumento inicial en los costos operacionales y una leve subida en la pérdida de carga, la integración de capacidad eólica adicional logra compensar estos efectos. La generación eólica no solo reduce los costos debido a su naturaleza de costo variable nulo, sino que también proporciona estabilidad al sistema, mejorando su desempeño técnico y económico en escenarios de estrés hídrico. Este análisis subraya la importancia de adoptar un enfoque integral en la planificación energética, que considere tanto la diversificación de fuentes de energía como la adaptación a las condiciones hidrológicas cambiantes, asegurando así un suministro energético más confiable y sostenible.

Capítulo 7

Conclusiones

El análisis realizado en este trabajo de tesis ha permitido estudiar y analizar la planificación del SEN considerando la incertidumbre hidrológica y la utilización de afluentes históricos en un contexto de crisis hídrica. En particular, se ha evaluado el impacto de programar la operación del sistema incorporando auto-correlación y probabilidades para los caudales según su característica hidrológica y en este contexto se contrasta con el modelo tradicional. Esta metodología ha sido aplicada en escenarios con reducciones de hasta un 40 % promedio en los afluentes, permitiendo analizar el desempeño del sistema bajo condiciones de estrés hídrico. Donde las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

En primer lugar, se ha demostrado que el uso de un modelo de evaluación hidrológica basado en probabilidades condicionadas, en lugar de equiprobables, proporciona un mejor desempeño en escenarios de estrés hídrico extremo. Aunque en condiciones de bajo estrés el modelo condicional puede presentar costos operativos ligeramente superiores, en situaciones críticas optimiza la utilización del recurso hídrico, reduciendo la energía no suministrada y mejorando la confiabilidad del sistema. La inclusión de probabilidades condicionadas permite evaluar escenarios hidrológicos extremos, que, aunque representan condiciones severas, son posibles en un futuro. Más precisamente, los escenarios de prueba de 20 % presentan semejanzas con los registros observados en el período 2010-2023, lo que refuerza la relevancia del análisis. Además, los escenarios más extremos, aunque menos frecuentes, no pueden ser descartados como posibilidades futuras, lo que subraya la importancia de estrategias de gestión adaptativas. Así, este enfoque se evidencia como ventajoso tanto económica como operativamente, al reducir la pérdida de carga y fortalecer la resiliencia del sistema ante condiciones de sequía prolongada.

El estudio también subraya la importancia de integrar enfoques probabilísticos avanzados en la planificación y operación de sistemas hidroeléctricos para mejorar su resiliencia y eficiencia bajo condiciones cambiantes. La adopción de un modelo condicional permite una gestión más efectiva del embalse, ajustándose mejor a las condiciones actuales y futuras del recurso hídrico, asegurando un suministro energético más confiable y económico. Este enfoque es particularmente relevante en el contexto de cambio climático y variabilidad hidrológica, donde la capacidad de anticiparse y adaptarse a escenarios de estrés hídrico extremo es crucial para la sostenibilidad y seguridad del sistema energético.

Además, en el contexto del plan de descarbonización, la integración de un incremento del

20 % en la capacidad instalada eólica mitiga parcialmente los efectos, reduciendo los costos operacionales gracias a su generación con costo variable nulo y contribuyendo a estabilizar la tasa de pérdida de carga. No obstante, el principal factor determinante para ambos puntos es la gestión del recurso hídrico. En este sentido, el modelo condicional ofrece mejores resultados, obteniéndose incluso mejor desempeño en T_{20} . Asimismo, cabe destacar que el recurso eólico se modela de forma determinista, es decir, no es estocástico, por lo que los modelos disponían de esta información y su impacto se reflejaba únicamente en su variabilidad horaria.

En resumen, la implementación de políticas de operación que consideren la incertidumbre hidrológica mediante la probabilidad condicionada y la integración de energías renovables no solo es viable, sino necesaria para la sostenibilidad y eficiencia del SEN. Este enfoque permite una adaptación más precisa a las condiciones hidrológicas reales, optimizando la utilización del recurso hídrico y mejorando la resiliencia del sistema eléctrico ante escenarios de crisis hídrica y descarbonización. La capacidad de adaptarse a condiciones hidrológicas variables y la inclusión de fuentes de energía renovable contribuyen a una operación más confiable y eficiente del sistema eléctrico.

Por último, como trabajo futuro sería beneficioso investigar el impacto de la integración de nuevas tecnologías de almacenamiento de energía en la planificación del SEN, especialmente en el contexto de una mayor penetración de energías renovables. Segundo, se podría analizar el efecto de diferentes políticas regulatorias y económicas sobre la planificación y operación del sistema eléctrico, más precisamente las nuevas políticas ambientales. Además, la investigación de incluir una modelación en el sistema que considere los servicios complementarios y como repercute en los costos si se agregan los pagos laterales en el análisis. Esto proporcionará una comprensión más profunda y completa de los desafíos y oportunidades en la planificación del SEN, contribuyendo así a un suministro eléctrico más seguro, resiliente y más económico.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía, “Reporte Mensual, sector energético,” 2022, https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/11/RMensual_v202211.pdf.
- [2] R. Garreaud, J. Boisier, R. Rondanelli, A. Montecinos, H. Sepúlveda and D. Veloso-Aguila, “The central Chile mega drought (2010–2018): a climate dynamics perspective,” *International Journal of Climatology*, 2019, doi:10.1002/joc.6219.
- [3] C. Alvarez-Garreton, J. P. Boisier, R. Garreaud, J. Seibert and M. Vis, “Progressive water deficits during multiyear droughts in basins with long hydrological memory in Chile,” *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 25, no. 1, pp. 429–446, 2021, doi:10.5194/hess-25-429-2021.
- [4] Center for Climate and Resilience Research (CR)2, “Report to the Nation The 2010-2015 mega-drought: A lesson for the future,” 2015, <https://www.cr2.cl/eng/wp-content/uploads/2020/07/Mega-drought-Report.pdf>.
- [5] Dirección Meteorológica de Chile and Dirección General de Aeronáutica Civil, “Reporte Anual de la evolución del clima en Chile,” 2022, <https://climatologia.meteochile.gob.cl/publicaciones/reporteEvolucionClima/reporteEvolucionClima2021.pdf>.
- [6] A. Salazar, M. Thatcher and K. Goubanova, “Cmip6 precipitation and temperature projections for Chile,” *Climate Dynamics*, 2024, doi:10.1007/s00382-023-07034-9.
- [7] Instituto Geográfico Militar (Chile), “Hidrografía Volumen VIII Geografía de Chile,” 1984.
- [8] Comisión Nacional de Energía and Meteodata, “Análisis de la Estadística Hidrológica utilizada en los procesos de la Comisión Nacional de Energía ,” 2020.
- [9] R. Modarres, “Streamflow drought time series forecasting,” *Stoch Environ Res Assess*, vol. 21, pp. 223–233, 2007, doi:10.1007/s00477-006-0058-1.
- [10] E. T. de Jesus, J. da Silva Amorim, R. Junqueira, M. R. Viola and C. R. de Mello, “Meteorological and hydrological drought from 1987 to 2017 in doce river basin, southeastern Brazil,” *RBRH*, 2020, doi:10.1590/2318-0331.252020190181.
- [11] W. Brokering and R. Palma, “Atrapando el sol en los sistemas eléctricos de potencia,” 2018. ISBN: 978-956-398-395-1.
- [12] F. N. Al Farsi, M. H. Albadi, N. Hosseinzadeh and A. H. Al Badi, “Economic dispatch in power systems,” in *2015 IEEE 8th GCC Conference Exhibition*, pp. 1–6, 2015, doi:10.1109/IEEGCC.2015.7060068.
- [13] M. V. F. Pereira and L. M. V. Pinto, “Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning,” *Mathematical programming*, vol. 52, pp. 359–375, 1991, doi:10.1007/BF01582895.

- [14] M. V. F. Pereira, “Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 11, pp. 161–169, 1989, [doi:10.1016/0142-0615\(89\)90025-2](https://doi.org/10.1016/0142-0615(89)90025-2).
- [15] M. Najafi, A. Akhavein, A. Akbari and M. Dashtdar, “Value of the lost load with consideration of the failure probability,” *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 12, no. 1, pp. 659–663, 2021, [doi:10.1016/j.asej.2020.05.012](https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.012).
- [16] Swinand, G. Peter, Natraj and Ashwini, “The value of lost load (voll) in european electricity markets: Uses, methodologies, future directions,” in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–6, 2019, [doi:10.1109/EEM.2019.8916400](https://doi.org/10.1109/EEM.2019.8916400).
- [17] M. Ovaere, E. Heylen, S. Proost, G. Deconinck and D. Van Hertem, “How detailed value of lost load data impact power system reliability decisions,” *Energy Policy*, vol. 132, pp. 1064–1075, 2019, [doi:10.1016/j.enpol.2019.06.058](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.058).
- [18] Comisión Nacional de Energía and E2BIZ, “Informe Técnico: Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM,” 2021,
- [19] B. R. Kirsch, G. W. Characklis and H. B. Zeff, “Evaluating the impact of alternative hydro-climate scenarios on transfer agreements: Practical improvement for generating synthetic streamflows,” *Journal of Water Resources Planning and Management*, vol. 139, no. 4, pp. 396–406, 2013, [doi:10.1061/\(ASCE\)WR.1943-5452.0000287](https://doi.org/10.1061/(ASCE)WR.1943-5452.0000287).
- [20] A. Carneiro, S. Soares and P. S. Bond, “A large scale of an optimal deterministic hydrothermal scheduling algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, pp. 204–211, 1990, [doi:10.1109/59.49107](https://doi.org/10.1109/59.49107).
- [21] K. Ourani, C. Baslis and A. Bakirtzis, “A stochastic dual dynamic programming model for medium-term hydrothermal scheduling in greece,” in *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1–6, 2012, [doi:10.1109/UPEC.2012.6398566](https://doi.org/10.1109/UPEC.2012.6398566).
- [22] F. D. Machado, A. L. Diniz, C. L. Borges and L. C. Brandão, “Asynchronous parallel stochastic dual dynamic programming applied to hydrothermal generation planning,” *Electric Power Systems Research*, vol. 191, p. 106907, 2021, [doi:10.1016/j.epsr.2020.106907](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106907).
- [23] R. T. Rockafellar and R. J. Wets, “Scenarios and policy aggregation in optimization under uncertainty,” *Mathematics of Operations Research*, vol. 16, no. 1, pp. 119–147, 1991, [doi:10.1287/moor.16.1.119](https://doi.org/10.1287/moor.16.1.119).
- [24] M. dos Santos, E. L. da Silva, E. C. Finardi and R. Gonçalves, “Practical aspects in solving the medium-term operation planning problem of hydrothermal power systems by using the progressive hedging method,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 31, no. 9, pp. 546–552, 2009, [doi:10.1016/j.ijepes.2009.03.032](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2009.03.032).
- [25] A. Shapiro, W. Tekaya, J. P. da Costa and M. P. Soares, “Risk neutral and risk averse stochastic dual dynamic programming method,” *European Journal of Operational Research*, vol. 224, no. 2, pp. 375–391, 2013, [doi:10.1016/j.ejor.2012.08.022](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.08.022).
- [26] S. Ahmadi, Y. Saboohi, G. Tsatsaronis and A. Vakili, “Energy system improvement planning under drought condition based on a two-stage optimization model: The desire for sustainability through the promoting of system’s resilience,” *Energy Reports*, vol. 7,

- pp. 3556–3569, 2021, [doi:10.1016/j.egy.2021.06.010](https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.010).
- [27] V. Guigues and C. Sagastizábal, “The value of rolling-horizon policies for risk-averse hydro-thermal planning,” *European Journal of Operational Research*, vol. 217, no. 1, pp. 129–140, 2012, [doi:10.1016/j.ejor.2011.08.017](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2011.08.017).
- [28] A. Philpott and V. de Matos, “Dynamic sampling algorithms for multi-stage stochastic programs with risk aversion,” *European Journal of Operational Research*, vol. 218, no. 2, pp. 470–483, 2012, [doi:10.1016/j.ejor.2011.10.056](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2011.10.056).
- [29] A. Helseth and M. F. B. Mo, “Optimal medium-term hydropower scheduling considering energy and reserve capacity markets,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 934–942, 2016, [doi:10.1109/TSTE.2015.2509447](https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2509447).
- [30] A. Downward, O. Dowson and R. Baucke, “Stochastic dual dynamic programming with stagewise-dependent objective uncertainty,” *Operations Research Letters*, vol. 48, no. 1, pp. 33–39, 2020, [doi:10.1016/j.orl.2019.11.002](https://doi.org/10.1016/j.orl.2019.11.002).
- [31] G. Infanger and D. P. Morton, “Cut sharing for multistage stochastic linear programs with interstage dependency,” *Mathematical Programming*, vol. 75, pp. 241–256, 1996, [doi:10.1007/BF02592154](https://doi.org/10.1007/BF02592154).
- [32] N. Löhdorf and A. Shapiro, “Modeling time-dependent randomness in stochastic dual dynamic programming,” *European Journal of Operational Research*, vol. 273, no. 2, pp. 650–661, 2019, [doi:10.1016/j.ejor.2018.08.001](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.08.001).
- [33] S. Rebennack, “Combining sampling-based and scenario-based nested benders decomposition methods: application to stochastic dual dynamic programming,” *Mathematical Programming*, vol. 156, pp. 343–389, 2016, [doi:10.1007/s10107-015-0884-3](https://doi.org/10.1007/s10107-015-0884-3).
- [34] F. Cordera, “Programación dinámica dual estocástica aplicada a la operación de embalses: limitaciones en el modelamiento de la incertidumbre y presentación de un método eficiente para combatirlas,” M.S thesis, Universidad de Chile, 2020.
- [35] F. Cordera, R. Moreno and F. Ordoñez, “Unit commitment problem with energy storage under correlated renewables uncertainty,” *Operations Research*, vol. 71, no. 6, pp. 1960–1977, 2023, [doi:10.1287/opre.2021.0211](https://doi.org/10.1287/opre.2021.0211).
- [36] R. Moreno, E. Pereira and F. González, “Informe final: Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico y seguro,” Centro de Energía, 2015.
- [37] O. Baez-Villanueva, M. Zambrano-Bigiarini and D. Miralles, “On the timescale of drought indices for monitoring streamflow drought considering catchment hydrological regimes,” *Hydrology and Earth System Sciences*, vol. 28, no. 6, pp. 1415–1439, 2024, [doi:10.5194/hess-28-1415-2024](https://doi.org/10.5194/hess-28-1415-2024).
- [38] O. Mégel, J. L. Mathieu and G. Andersson, “Stochastic dual dynamic programming to schedule energy storage units providing multiple services,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pp. 1–6, 2015, [doi:10.1109/PTC.2015.7232775](https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232775).
- [39] M. Gómez, “Impactos de posibles megasequías en la generación hidroeléctrica del sistema eléctrico nacional de Chile,” Pregrado tesis, Universidad de Chile, 2019.

Anexos

Anexo A. Centrales

A.1. Carbón

Tabla A.1: Centrales térmicas a carbón del sistema.

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
Guacolda 1	Carbon	136
Guacolda 2	Carbon	130
Guacolda 3	Carbon	137
Guacolda 4	Carbon	140
Guacolda 5	Carbon	138
Nueva ventanas 1	Carbon	238
Ventanas 2	Carbon	154
Campiche	Carbon	241
Santa Maria	Carbon	310
Angamos 1	Carbon	229
Angamos 2	Carbon	223
Cochrane 1	Carbon	232
Cochrane 2	Carbon	232
Andina U1	Carbon	149
Hornitos U1	Carbon	150
Mejillones 1	Carbon	135
Mejillones 2	Carbon	141
IeMejillones	Carbon	330
NT01	Carbon	122
NT02	Carbon	117

A.2. GNL/GN

Tabla A.2: Centrales térmicas a gas del sistema.

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
CMPC_CORDILLERA	GNL/GN	51.6
CANDELARIA_1	GNL/GN	122
CANDELARIA_2	GNL/GN	123
NEHUENCO_1	GNL/GN	320
NEHUENCO_2	GNL/GN	405.5
NEHUENCO_9B	GNL/GN	106.9
NUEVA_RENCA	GNL/GN	370.1
ATA	GNL/GN	716.3
QUINTERO_1	GNL/GN	127.3
QUINTERO_2	GNL/GN	127.3
SAN_ISIDRO_2	GNL/GN	370
SAN_ISIDRO	GNL/GN	371.6
TALTAL_1	GNL/GN	113
TALTAL_2	GNL/GN	120
MEJILLONES_3	GNL/GN	150
TOCOPILLA_U16	GNL/GN	316
TOCOPILLA-TG3	GNL/GN	18.2
NEWEN	GNL/GN	13
YUNGAY_U1	GNL/GN	52.3
YUNGAY_U2	GNL/GN	52
YUNGAY_U3	GNL/GN	53
CORONEL	GNL/GN	43
KELAR	GNL/GN	528
COLMITO	GNL/GN	57

A.3. Diesel

Tabla A.3: Centrales térmicas diesel del sistema (parte 1).

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
ANDES_U1_DIE	Diesel	6
ANDES_U2_DIE	Diesel	6
ANDES_U3_DIE	Diesel	6
ANDES_U4_DIE	Diesel	12
HORCONES_DIE	Diesel	24.1
NUEVA_ALDEA_2	Diesel	10
PUNTA_COLORADA_DIE	Diesel	16.4
CEMENTOS_BIOBIO_DIE	Diesel	12
MAULE	Diesel	6
CARDONES	Diesel	154
ANTILHUE_U1	Diesel	48.8
ANTILHUE_U2	Diesel	48.8
CANDELARIA_1_DIE	Diesel	116
CANDELARIA_2_DIE	Diesel	118
LOS_PINOS	Diesel	94.7
COLIHUES_U1_DIE	Diesel	9
COLIHUES_U2_DIE	Diesel	9
CENIZAS	Diesel	5
LOS_VIENTOS	Diesel	131
RENCA_U1	Diesel	47
RENCA_U2	Diesel	47
SANTA_LIDIA	Diesel	140
CHILOE	Diesel	9
CONSTITUCION-EGEN	Diesel	8
EMELDA_U1	Diesel	35
EMELDA_U2	Diesel	33
DIEGO_DE_ALMAGRO	Diesel	23
HUASCO_DIE	Diesel	36
QUINTERO_1A_DIE	Diesel	123
QUINTERO_1B_DIE	Diesel	127
TALTAL_1_DIE	Diesel	115
TALTAL_2_DIE	Diesel	120
ARICA_GM	Diesel	6
ARICA_M1	Diesel	2
ARICA_M2	Diesel	2

Tabla A.4: Centrales térmicas diesel del sistema (parte 2).

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
EL_PENON	Diesel	80
SAN_LORENZO_U1	Diesel	29
SAN_LORENZO_U2	Diesel	26
SAN_LORENZO_U3	Diesel	7.3
TENO	Diesel	58
TRAPEN	Diesel	79
ESPERANZA_DS1	Diesel	1.6
ESPERANZA_DS2	Diesel	1.8
ESPERANZA_TG1	Diesel	19
MANTOS_BLANCOS	Diesel	23.2
UJINA_U1_DIE	Diesel	6.2
UJINA_U2_DIE	Diesel	6
UJINA_U3_DIE	Diesel	6
UJINA_U4_DIE	Diesel	6
ZOFRI_1	Diesel	5
ZOFRI_2	Diesel	1
ZOFRI_3	Diesel	6
INACAL	Diesel	6
NEWEN_DIE	Diesel	11
TERMOPACIFICO	Diesel	86
ESPINOS_BL1	Diesel	99
ESPINOS_BL2	Diesel	24
LOS_GUINDOS	Diesel	132
LOS_GUINDOS_2	Diesel	134
DEGAN_2	Diesel	8
DEGAN_NAV12	Diesel	28
DEGAN_NAV5	Diesel	4
AGUAS_BLANCAS	Diesel	1.8
YUNGAY_U1_DIE	Diesel	52
YUNGAY_U2_DIE	Diesel	54
YUNGAY_U3_DIE	Diesel	54
YUNGAY_U4_DIE	Diesel	36.6
CHAGUAL	Diesel	94.1

Tabla A.5: Centrales térmicas diesel del sistema (parte 3).

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
COMBARBALA	Diesel	71
LLANOS_BLANCOS	Diesel	150
PAJONALES	Diesel	95.2
SAN_JAVIER_1	Diesel	24
SAN_JAVIER_2	Diesel	24
CALLECALLE	Diesel	9.7
CORONEL_DIE	Diesel	40
TRINCAO	Diesel	12.8
EL_SALVADOR	Diesel	17.7
LA_PORTADA	Diesel	3
CONCON	Diesel	2.2
EL_TOTORAL	Diesel	3
LAS_VEGAS	Diesel	2
LINARES	Diesel	1
PLACILLA	Diesel	2.9
QUINTAY	Diesel	2.9
SAN_GREGORIO	Diesel	1
COLMITO_DIE	Diesel	56.7

A.4. Biomasa

Tabla A.6: Centrales de recurso biomasa del sistema.

Centrales	Tipo	Potencia máxima [MW]
LAJA-EVE_1	Biomasa	7.9
LAJA-EVE_2	Biomasa	3.5
VINALES_BL1	Biomasa	9.9
VINALES_BL2	Biomasa	11.9
CMPC_LAJA_BL1	Biomasa	4.7
CMPC_LAJA_BL2	Biomasa	9.5
CMPC_LAJA_BL3	Biomasa	9.5
CMPC_LAJA_BL4	Biomasa	11.3
CMPC_PACIFICO_BL1	Biomasa	11.4
CMPC_PACIFICO_BL2	Biomasa	10.7
SANTA_FE_BL1	Biomasa	15.9
SANTA_FE_BL2	Biomasa	17.6
SANTA_FE_BL3	Biomasa	15.1
SANTA_FE_BL4	Biomasa	10.1
ARAUCO	Biomasa	22.7
CELCO_BL1	Biomasa	4.8
LICANTEN_BL1	Biomasa	2.5
LICANTEN_BL2	Biomasa	3.4
NUEVA_ALDEA_1_BL1	Biomasa	6.7
NUEVA_ALDEA_1_BL2	Biomasa	6.7
NUEVA_ALDEA_3	Biomasa	34.8
VALDIVIA_BL1_EUCA	Biomasa	15.7
VALDIVIA_BL1_PINO	Biomasa	7.4
VALDIVIA_BL2_EUCA	Biomasa	9.2
VALDIVIA_BL2_PINO	Biomasa	7.4
VALDIVIA_BL3_EUCA	Biomasa	13.8
VALDIVIA_BL3_PINO	Biomasa	4.6
LAUTARO_1_BL1	Biomasa	19.1
LAUTARO_1_BL2	Biomasa	3.8
LAUTARO_2_BL1	Biomasa	12.9
LAUTARO_2_BL2	Biomasa	5.4
ENERGIA_PACIFICO	Biomasa	12.6
MASISA	Biomasa	7.3
ESCUADRON	Biomasa	11.6
CHOLGUAN_BL1	Biomasa	8.8

A.5. Central pasadas puras

Tabla A.7: Centrales de hidráulicas de pasadas puras (parte 1).

Centrales	Potencia máxima [MW]
LOS_MOLLES	18
SANTA_ELENA	2.8
VOLCAN	14
QUELTEHUES	48
FLORIDA_1	6
FLORIDA_2	19.1
FLORIDA_3	2.5
SAUCEANDES	1.4
PEHUI	1.1
CHANLEUFU	3.4
TRANQUIL	2.9
LOS_MORROS	2.6
MAITENES	24
PUNTILLA	22.2
LAS_VERTIENTES	1.7
EL_LLANO	2
ALFALFAL	178
SAUZAL	76.8
SAUZALITO	12
PEUCHEN	85.6
MAMPIL	55
PULLINQUE	51.4
CAPULLO	12
EYZAGUIRRE	2.1
COYA	12
LA_PALOMA	4.6
PUCLARO	5.6
LICAN	17
EL_PASO	60
RIO_TRUENO	5.8
GUAYACAN	12
PULELFU	9
MARIPOSAS	6
EL_MANZANO	4.9

Tabla A.8: Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 2).

Centrales	Potencia máxima [MW]
HIDRO_BONITO_MC1	9
HIDRO_BONITO_MC2	3.2
RIO_PICOIQUEN	19.2
ITATA	20
RIO_COLORADO	16.5
LIRCAY	19
SAN_ANDRES	40
LA_ARENA	3
MUCHI	1
MALLARAUCO	3.4
PROVIDENCIA	14
ALLIPEN	2.7
EL_CANELO	6.1
LOS_BAJOS	5.6
AUX_DEL_MAIPO	5.1
DONGO	6
PURISIMA	0.4
CARENA	10
RECA	1.6
DON_WALTERIO	3
RENAICO	6.2
ALTO_RENAICO	1.4
TRAILELFU	2.5
NALCAS	6.8
CALLAO	3.3
ENSENADA	6.6
RIO_HUASCO	5.1
LLAUQUEREO	1.8
NUBLE	136
LAS_LAJAS	267
ALFALFAL_2	264
LAS_NIEVES	6.5
SAN_PEDRO	170
LOS_PADRES	2.2
CUMBRES	17.9
CONVENTO_VIEJO	15.7
LA_MONTANA_1	3

Tabla A.9: Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 3).

Centrales	Potencia máxima [MW]
CUMPEO	5.8
EL_AGRIO	2.5
EL_GALPON	1.3
MELO	3
CALIBORO	1.4
SANTA_ISABEL	1.4
LA_MONTANA_2	1.9
TRUFUL-TRUFUL	0.9
DONGUIL	0.3
COLLIL	7
EL_MIRADOR	3
MARIA_ELENA	0.3
EL_ARRAYAN	0.2
PIUTEL	0.5
DOS_VALLES	3
PALACIOS	3
EL_COLORADO	2
MSA_1	3
MALALCAHUELLO	9.2
CARILAFQUEN	19.8
MOLINERA_VILLARRICA	0.6
MAISAN	0.6
LOS_CORRALES_1	0.8
LOS_CORRALES_2	1
LOS_PORTONES	1.9
CHAPIQUINA	10.1
EL_RINCON	0.3
QUILLAILEO	0.8
MULCHEN	3
LA_VINA	0.6
EL_TARTARO	0.1
LAS_FLORES	1.6
PICHILONCO	1.2
BOQUIAMARGO	1.1

Tabla A.10: Centrales hidráulicas de pasadas puras (parte 4).

Centrales	Potencia máxima [MW]
DOSAL	0.3
PANGUIPULLI	0.4
CONTRA	0.3
CURILEUFU	0.2
BUREO	2.2
MUNILQUE_1	0.6
MUNILQUE_2	0.6
BIFURCADA	0.2
EL_BRINCO	0.2
PALMAR	8.6
CORRENTOSO	8.4
EL_PINAR	11.4
DONA_HILDA	0.4
CIPRESILLOS	9
DIGUA	20
HIDROMOCHO	14.8
EL_ATAJO	1.2
CORRALES	3
COMPANIA_2	2.6
COSAPILLA	0.5

A.6. Centrales hidráulicas embales y pasadas serie.

Se presentan las configuraciones de las cuencas utilizadas, donde se presentan las salidas de cada unidad en base a la información del PLP. En caso de ser 0 en las salida de afluente generado (Gen N°) o Vertimiento (Vert N°) quiere decir que no tiene una central que la sigue en ese brazo. Además, la columna afluente significa que si la central posee un afluente natural asociado a su unidad.

Tabla A.11: Centrales hidráulicas de embalse y series (parte 1).

Centrales	Nº central	P. máxima [MW]	Afluente	Gen Nº	Vert Nº
LOS_CONDORES	2	150	0	3	3
B_LaMina	3	7	1	5	4
LA_MINA	4	36.7	1	5	5
B_M_Isla	5	48	1	10	13
CIPRESES	6	105	1	9	9
FILT_CIPRESES	7	20.1	0	8	8
OJOS_DE_AGUA	8	9	0	9	9
B_C_Isla	9	50	0	10	13
ISLA	10	69	1	11	13
CURILLINQUE	11	87	0	12	13
LOMA_ALTA	12	39	0	13	13
B_Maule	13	140	1	21	22
ANCOA	18	24.1	1	19	19
ROBLERIA	19	4	0	0	0
PEHUENCHE	21	550	0	25	22
COLBUN	28	474	1	33	0
MACHICURA	33	90	0	34	34
SAN_IGNACIO	35	36	0	36	36
ELTORO	37	450	1	39	38
ABANICO	38	93	1	39	39
ANTUCO	39	320	1	40	40
CLAJRUCUE	43	120	0	44	46
RUCUE	44	178.4	0	45	45
QUILLECO	45	70	0	46	46
TUCAPEL	46	-	1	47	48
LAJA_I	49	34.3	1	0	0
CANHORN	52	12.1	1	53	54
HORNITOS_CH	53	55	0	54	54
JUNCAL	54	32	0	57	57
CANBLANCO	55	9.2	1	56	57

Tabla A.12: Centrales hidráulicas de embalse y series (parte 2).

Centrales	Nº central	P. máxima [MW]	Afluente	Gen Nº	Vert Nº
BLANCO	56	57	0	57	57
CANACO	57	14.5	0	59	60
LOS_QUILOS	59	39.9	0	61	0
CANCHAC	60	2.5	0	61	0
CHACABUQUITO	61	25.7	0	0	0
RIO_TENO	62	65	1	63	0
RAPEL	63	375	1	0	0
CANUTILLAR	64	170.2	1	0	0
RALCO	65	690	1	67	67
PANGUE	67	450	1	68	68
ANGOSTURA	68	328.1	1	0	0
HLH_TINGUIRIRICA	71	23	1	73	0
HLH_AZUFRE	72	32	1	73	0
LA_HIGUERA	73	155	0	0	0
HLC_TINGUIRIRICA	76	21.4	1	78	0
HLC_PORTILLO	77	29.7	1	78	0
LA_CONFLUENCIA	78	163.2	0	0	0
A_CHACAYES	81	154	1	82	0
CHACAYES	82	111.7	0	0	0
PILMAIQUEN	83	39	1	84	84
RUCATAYO	84	55	0	0	0