



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

CO-OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO AGUA Y DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS:
ANÁLISIS EN EL CONTEXTO DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

CAMILA PAMELA SANTIBÁÑEZ GÁLVEZ

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCELO OLIVARES ALVEAL
RODRIGO MORENO VIEYRA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por CONICYT N°22170803

SANTIAGO DE CHILE
2019

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA
Y AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: CAMILA PAMELA SANTIBÁÑEZ GÁLVEZ
FECHA: 2019
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

CO-OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO AGUA Y DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS: ANÁLISIS EN EL CONTEXTO DE LA INTEGRACIÓN REGIONAL

Proyecciones del Banco Mundial y la Agencia Internacional de Energía estiman un aumento de la población, de la demanda de energía y del consumo de agua hacia el año 2040. El impacto del cambio climático modificará la disponibilidad de recursos hídricos en América Latina. Esto último repercute directamente en la hidroelectricidad, que representó el 56 % de la producción total de energía de América Latina en el año 2015, y en la agricultura, la cual es una actividad económica clave en la región y un usuario intensivo de la tierra, agua y energía. La relevancia del nexo Agua-Energía es ampliamente reconocida, pero de los modelos y análisis disponibles no existe ninguno que optimice la operación y planificación del nexo e incluya a su vez todas las dimensiones de esta interdependencia. Tampoco se han considerado sistemas transfronterizos, siendo lo más extenso territorialmente la aplicación a nivel país.

Por medio de una adaptación de la función objetivo y restricciones, e incorporación de nuevas restricciones al modelo de optimización, se estima e integra el costo de riego no suministrado, a un modelo de coordinación hidrotérmica, dada la importancia del uso del agua en la agricultura. A partir de la validación del modelo para un caso base, se presenta el estudio de América Latina continental a través de un sistema interconectado regional. Se analizan 13 escenarios con el fin de capturar las dinámicas y acoplamientos entre los sistemas eléctricos de potencia y el uso del recurso agua en el año 2040.

Los escenarios considerados reflejan los impactos proyectados del cambio climático según las trayectorias de concentración representativas, el uso de sistemas de almacenamiento, la gestión de la demanda eléctrica y un mayor desarrollo de energía solar. Los escenarios de planificación al año 2040 son construídos con el apoyo de una herramienta de planificación centralizada. Así, los resultados obtenidos muestran que la consideración de una matriz con mayor penetración solar aumenta el costo de operación total del sistema, lo que no implica una disminución del riego abastecido, en un contexto sin rivalidad entre hidroelectricidad y riego. Bajo un escenario de rivalidad entre ambos usos y alta penetración de energía solar, se disminuye drásticamente el abastecimiento de riego, producto del uso del agua embalsada como sistema de flexibilidad a bajo costo, para gestionar la variabilidad del recurso solar.

El modelo de co-optimización propuesto y el análisis del caso de estudio, proporcionan una herramienta de apoyo al momento de querer conocer el efecto que tendrían las decisiones tomadas hacia el año 2040 por los diferentes actores del sistema, tanto en el sistema eléctrico como en los recursos hídricos. Todo esto, bajo el supuesto de una operación centralizada e integrada a nivel continental, y en un contexto donde se afirma que operar y planificar de manera independiente no es coherente en el futuro que se proyecta. Se propone como trabajo futuro estudiar nuevos escenarios, complejizar el modelo en otros aspectos como restricciones de pre-despacho y/o alteración hidrológica, expandir esta herramienta a la planificación y que se implemente este modelo con diferentes combinaciones de ubicación de bocatomas de riego, dada la importancia que tiene en el cumplimiento de los requerimientos de riego.

A mis padres, Rosa y César.

Agradecimientos

Gracias infinitas a mis padres, por darme tan linda familia, por hacer lo posible y lo imposible, con tal de que mi única preocupación de la vida fuera estudiar y llegar a ser quien quería. No existen palabras que representen la eterna gratitud y amor que siento por ustedes.

Agradezco a mi hermano Felipe, por ser el mejor (o quizás peor, depende de la perspectiva) roomie. Gracias por soportar mi desorden y mal genio de esas semanas complicadas, por cocinar cosas ricas cuando no tenía tiempo para nada. También, gracias a mi hermana perruna, la famosa Kuki, aunque suene un poco ridículo, me ha enseñado que el amor y la lealtad, van más allá de las palabras.

Gracias totales a Lucas. Esta tesis habría sido imposible sin tu eterna ayuda, tanto técnica como emocional. Y gracias por ayudarme a notar que la vida es mucho más sencilla y bonita, de lo que solía pensar.

Quiero agradecer el constante apoyo de mi profesor guía, Rodrigo Palma, que fue más allá de los contenidos de este trabajo. Gracias por confiar en mí y por incentivar, de muchas formas, mi sueño de algún día llegar a ser académica. También gracias al profesor Marcelo Olivares, por su gran ayuda en los contenidos que no eran de mi especialidad en esta tesis, y al profesor Rodrigo Moreno por sus valiosos comentarios. Gracias a Marcia Montedónico y Francisca Herrera, disfruté mucho trabajando con ustedes en el desarrollo del póster para la conferencia, que se basó en esta tesis.

Gracias a todos los amigos y amigas que he conocido a lo largo de mi estadía en la carrera, también a los compañeros con los que compartí en el camino. Son parte fundamental de que la universidad se convirtiera en la etapa más feliz de mi vida, a pesar de todo el estrés y frustración que llevó consigo.

Agradezco al proyecto Fondecyt N° 1181532 y a SERC-Chile (Conicyt/Fondap/15110019) por financiar parcialmente esta investigación.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y justificación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcance del trabajo	3
1.4. Hipótesis	4
1.5. Estructura del documento	4
2. Antecedentes	5
2.1. Nexos agua energía	5
2.2. Desarrollo de energías renovables	8
2.3. Interconexiones internacionales de sistemas eléctricos	10
2.3.1. Sudamérica	12
2.3.2. América Central	14
2.3.3. América del Norte	15
2.3.4. Europa	16
2.3.5. Asia	17
2.4. Recurso hidráulico en América Latina	17
2.4.1. Hidroelectricidad	18
2.4.2. Agricultura	19
2.4.3. Seguridad alimentaria	22
2.4.3.1. Definición de seguridad alimentaria	23
2.4.3.2. Dimensiones de la seguridad alimentaria	23
2.5. Estado del arte en modelos integrados de energía y agua	24
2.6. Aspectos específicos de modelación	29
2.6.1. Modelos de operación económica de sistemas eléctricos	29
2.6.1.1. Despacho económico clásico	29
2.6.1.2. Despacho económico con restricciones de transmisión	31
2.6.1.3. Coordinación hidrotérmica	31
2.6.1.4. Despacho económico con fuentes renovables no convencionales	34
2.6.2. Modelos de riego	34
2.7. Discusión bibliográfica	35

3. Propuesta del modelo de co-optimización	40
3.1. Visión general de la propuesta	40
3.2. Modelo de co-optimización	44
3.2.1. Nomenclatura	45
3.2.1.1. Variables	45
3.2.1.2. Parámetros	46
3.2.2. Función objetivo	47
3.2.3. Restricciones	47
4. Implementación y validación del modelo	53
4.1. Caso base y estrategia de validación	53
4.1.1. Descripción del caso base	53
4.1.2. Resultados de caso base	56
4.2. Sensibilidades del caso base	58
4.2.1. Inserción de energía solar	59
4.2.2. Capacidad de transmisión	60
4.2.3. Integración de sistemas de almacenamiento en base a baterías	60
4.2.4. Integración de gestión de demanda	61
4.2.5. Variación del nivel de flexibilidad del riego	62
5. Caso de estudio	64
5.1. Definición de escenarios	65
5.1.1. Ubicación de bocatomas de riego	66
5.1.2. Flexibilidad del riego	67
5.1.3. Costos de no suministro, demanda y perfiles anuales de riego	68
5.1.3.1. Función de demanda de riego	69
5.1.3.2. Requerimientos de riego mensuales	71
5.1.3.3. Sensibilización del parámetro para definición de escenario	73
5.1.4. Gestión de la demanda eléctrica	73
5.1.5. Cambio climático	74
5.1.6. Escenarios de planificación	76
5.1.6.1. Demanda	79
5.1.6.2. Costos de combustibles	79
5.1.6.3. Perfiles de generación ERNC y afluentes naturales	80
5.1.6.4. Parque generador	81
5.1.6.5. Sistema de transmisión	84
5.2. Resultados	87
5.2.1. Sensibilidad de parámetros del modelo	91
5.2.1.1. Ubicación de bocatomas de riego	91
5.2.1.2. Flexibilidad del riego	92
5.2.1.3. Costos de no suministro de riego	93
5.2.1.4. Gestión de la demanda eléctrica	94
5.2.1.5. Cambio climático	95
5.2.1.6. Escenarios de planificación	96
5.2.2. Análisis de escenarios y cuencas de interés	98
5.2.2.1. Cuenca N°1, Argentina	100
5.2.2.2. Cuenca N°2, Brasil	102

5.2.2.3. Cuenca N°3, Chile	104
6. Conclusiones	107
6.1. Conclusiones del caso de estudio	108
6.2. Contribuciones adicionales	112
6.3. Trabajo futuro	112
Bibliografía	114

Índice de Tablas

2.1.	Interconexiones de transmisión en operación en América Latina	13
2.2.	Interconexiones de transmisión planificadas para América Latina	13
2.3.	Capacidad de hidroelectricidad instalada México, América Central y el Caribe	19
2.4.	Capacidad de hidroelectricidad instalada América del Sur	19
2.5.	Usos del agua en agricultura en América Latina	21
2.6.	Porcentajes de agua en agricultura en América Latina	22
3.1.	Contexto de usos del agua asociados al sector eléctrico en América Latina. .	42
4.1.	Capacidad de generación instalada en sistema hipotético <i>Caso base</i> . [1] . . .	54
4.2.	Parámetros de embalses de sistema hipotético <i>Caso base</i> . [1]	54
4.3.	Parámetros de la línea de transmisión. [1]	54
4.4.	Costos de Caso Base co-optimizado y con requerimiento de riego fijo.	57
4.5.	Resultados anuales de riego variando el valor de α^w , <i>Caso full tecnologías</i> . . .	63
5.1.	Datos obtenidos desde la FAO [2] y resultados obtenidos para cálculo de de- manda de riego.	70
5.2.	Niveles de autosuficiencia escenarios de planificación BAU y Baterías.	77
5.3.	Objetivo de capacidad de generación solar instalada en Chile por año, escenario Solar.	78
5.4.	Factores regionales y tecnológicos de combustible.	80
5.5.	Sistemas de baterías instalados por nodo, escenario Baterías.	83
5.6.	Nodos utilizados por región	84
5.7.	Capacidad de transmisión total por escenario de planificación.	85
5.8.	Porcentaje de requerimiento de riego abastecido según escenario.	89
5.9.	Costos del sistema por escenario.	89
5.10.	Generación del sistema por escenario de simulación y tecnología, en [GWh]. .	90

Índice de Ilustraciones

2.1. Demanda de electricidad por región y escenario en el año 2040	6
2.2. Demanda global de agua en el año 2040	6
2.3. Intensidad de uso de agua de diferentes tecnologías de generación eléctrica	7
2.4. Diferencia en disponibilidad anual de agua entre un escenario climático moderado y severo en América Latina en el año 2040	8
2.5. Tasas anuales de crecimiento del suministro mundial de energías renovables desde 1990 a 2015 [3]	9
2.6. Producción mundial de electricidad por combustible en 2015 [3]	9
2.7. Costos de inversión proyectados en Escenario de Nuevas Políticas	10
2.8. Interconexiones existentes y proyectadas, el número entre paréntesis indica capacidad en MW	12
2.9. Esquema de interconexiones del SIEPAC	15
2.10. Cobertura geográfica de las interconexiones de América del Norte	16
2.11. Cobertura geográfica de las interconexiones europeas	17
2.12. Capacidad de hidroelectricidad instalada México, América Central y el Caribe	19
2.13. Capacidad de hidroelectricidad instalada América del Sur	19
2.14. Suelo agrícola regado (% del total de suelo agrícola)	20
2.15. Extracción de agua agrícola como % de extracción total (%)	20
2.16. Enfoque totalmente integrado y bidireccional y enfoque con punto de entrada (energía) unidireccional	25
2.17. Componentes principales de la metodología de evaluación del nexo de la FAO.	26
2.18. Volumen del embalse en caso agregado y desagregado	28
2.19. Problema de coordinación hidrotérmica [42].	32
2.20. Uso económico del agua embalsada	32
2.21. Nexo agua y energía abordado en la literatura.	39
3.1. Distintos usos del agua.	40
3.2. Nexo agua-energía-agricultura.	41
3.3. Áreas efectivamente regadas y embalses hidroeléctricos en Latino América Continental.	43
3.4. Aspectos considerados en modelo propuesto	44
3.5. Esquemas de ubicación de bocatomas de riego utilizado	50
4.1. Sistema hipotético <i>Caso base</i>	54
4.2. Demanda eléctrica mensual en sistema hipotético <i>Caso base</i> . [1]	55

4.3. Requerimiento de riego y afluentes naturales en sistema hipotético <i>Caso base</i> . [1]	55
4.4. Costo de generación de centrales eléctricas de sistema hipotético <i>Caso base</i> . [1]	55
4.5. Costos por no abastecimiento de riego. [1]	56
4.6. Generación eléctrica caso base.	56
4.7. Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse, Caso Base.	57
4.8. Generación eléctrica caso base con requerimiento de riego fijo.	58
4.9. Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse, Caso Base con requerimiento de riego fijo.	58
4.10. Estrategia de validación.	59
4.11. Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse con inserción de energía solar.	59
4.12. Resultados de riego según capacidad de transmisión.	60
4.13. Resultados de riego con integración de sistemas de almacenamiento.	61
4.14. Resultados de riego con integración de gestión de demanda.	61
4.15. Resultados de riego variando el valor de α^w , <i>Caso integración generación solar</i> .	62
4.16. Resultados de riego variando el valor de α^w , <i>Caso full tecnologías</i> .	63
5.1. Metodología de caso de estudio.	65
5.2. Definición de escenarios.	66
5.3. Cuencas seleccionadas para cálculo de curvas de demanda y requerimiento de riego.	69
5.4. Procedimiento de estimación curvas de demanda de riego por país.	71
5.5. Estimación de demanda de riego para Chile y Brasil.	72
5.6. Estimación de requerimiento de riego mensual para Chile y Brasil.	72
5.7. Tendencias proyectadas en la temperatura promedio global según escenarios de Trayectorias de Concentración Representativas (RCP).	75
5.8. Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP) según dificultades para mitigación o adaptación al cambio climático.	75
5.9. Tendencias en crecimiento de la población, crecimiento del PIB y tasa de urbanización según Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP).	75
5.10. Cambio proyectado en disponibilidad de recursos hídricos renovables superficiales, año 2040.	76
5.11. Proyección energía anual para América Latina continental.	79
5.12. Tasas de crecimiento promedio de la demanda en América Latina continental	79
5.13. Capacidad instalada por tecnología y escenario, año 2040.	81
5.13. Capacidad instalada por tecnología, escenario y país, año 2040.	82
5.14. Ubicación geográfica de sistemas de batería instalados en escenario Baterías.	83
5.15. Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario BAU.	85
5.16. Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario Solar.	86
5.17. Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario Baterías.	86
5.18. Caracterización de escenarios simulados.	88
5.19. Variación porcentual de riego abastecido, generación solar, costo de no abastecimiento de riego y costo de operación total con respecto al BAU.	90

5.20. Comparación de resultados según ubicación de la bocatoma de riego.	92
5.21. Comparación de resultados según flexibilidad del riego.	93
5.22. Comparación de resultados según costos de no suministro de riego.	94
5.23. Comparación de resultados según gestión de la demanda eléctrica.	95
5.24. Comparación de resultados según cambio climático.	96
5.25. Comparación de resultados según escenario de planificación.	98
5.26. Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca y escenario.	99
5.27. Cuencas seleccionadas para análisis.	100
5.28. Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°1, Argentina.	101
5.29. Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo Almafuerte.	101
5.30. Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo Almafuerte, según escenario.	102
5.31. Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°2, Brasil.	103
5.32. Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo Grande.	103
5.33. Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo Grande, según esce- nario.	103
5.34. Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°3, Chile.	105
5.35. Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo SIC centro.	105
5.36. Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo SIC centro, según escenario.	106
6.1. Síntesis de influencia de parámetros de escenarios en variables de interés. . .	112

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación y justificación

Es de conocimiento general que el cambio climático es uno de los mayores desafíos que presenta la humanidad hoy en día. Los efectos del cambio climático junto al alto crecimiento demográfico previsto para las próximas décadas, suponen una fuerte presión sobre la seguridad hídrica, alimentaria y energética en el mundo.

Es innegable la importancia del agua para la vida, puesto que es la base para el desarrollo socioeconómico, la energía y la producción de alimentos. Solo el 1 % del agua total del planeta es dulce y apta para beber, por lo que su escasez y/o contaminación impacta de manera directa en la producción agrícola y la seguridad alimentaria [4] y por consecuencia, en la vida de millones de personas. Por otro lado, en algunas regiones como Sudamérica, la generación hidroeléctrica representa más del 70 % de la producción total de energía en algunos países [4], por lo que la disponibilidad de agua es un elemento crucial para la seguridad energética en países con estas características.

Por otro lado, se ha hecho inminente una transición energética con el objetivo de desarrollar sistemas con bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Como consecuencia de esto, se ha extendido un mayor interés en incluir fuentes renovables, como las tecnologías eólicas y fotovoltaicas, con el fin de descarbonizar la matriz. Esto último ha sido impulsado, a su vez, por la constante baja en los costos de inversión de este tipo de tecnologías. Sin embargo, la variabilidad e incertidumbre de este tipo de fuentes conlleva también grandes desafíos técnicos y económicos.

Dentro de las estrategias para tener sistemas eléctricos más flexibles para una mayor inserción de energías renovables variables, se encuentra expandir la infraestructura de transmisión y aprovechar la complementariedad de recursos entre diferentes regiones. No obstante, a pesar de la existencia de importantes beneficios económicos y técnicos, en el caso de una integración de sistemas eléctricos transfronteriza, existen grandes desafíos a nivel político, comercial, cultural y social, lo cual dificulta el proceso de integración [5].

A pesar de que el agua da soporte a la vez a la seguridad energética y a la seguridad alimentaria, en general la gestión y planificación de estos sectores se ha realizado hasta la fecha de manera más bien independiente. No obstante, instituciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía [4], el Banco Mundial [6], la Comisión Económica para América Latina y el Caribe [7], entre otros, han empezado a analizar la interdependencia de los mundos del agua, energía y alimentación. Como así mismo el efecto del cambio climático y el crecimiento de la población en los *trade-offs*, sinergias, impactos y conflictos entre los sectores, y los posibles mecanismos para la toma de decisiones en el mediano y largo plazo.

Si bien se han realizado investigaciones en modelos de operación integrados de agua y energía, como se verá en la sección de revisión del estado del arte, ninguno incluye todas las dimensiones de la interdependencia, como lo son por ejemplo la hidroelectricidad, la refrigeración de centrales térmicas, el tratamiento de aguas, entre otros [4], ni tampoco el contexto de una escala regional o transfronteriza. Por otro lado, a pesar de la existencia de estudios de la interconexión eléctrica en América Latina, estos carecen de una representación exhaustiva de otros usos del agua, más allá de la coordinación hidrotérmica.

En este contexto y con el conocimiento de los impactos del cambio climático sobre la disponibilidad de agua [4] y por consecuencia, en la seguridad energética de la región, y la presente transición energética de los sistemas, es necesario profundizar en el estudio de la integración energética regional y sectorial, con el objetivo de contar con herramientas que aporten conocimiento y evidencia en la toma de decisiones de los diferentes países. Se espera poder contribuir a superar los recelos políticos, económicos y sociales actuales.

La siguiente tesis por lo tanto, propone un modelo de co-optimización de la operación económica del sistema eléctrico y el recurso agua, en el contexto de la integración regional de América Latina. En él, se estimará e integrará el costo asociado al no suministro de riego de la agricultura.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es disponer de un análisis en el contexto de la integración energética regional, de las oportunidades que ofrece la co-optimización del recurso agua y los sistemas eléctricos.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta tesis se resumen en los siguientes puntos:

1. Entender las dinámicas y acoplamientos entre los sistemas eléctricos de potencia (SEP) y los sistemas de recursos hídricos (SRH).

2. Contextualizar estos acoplamientos a nivel de las opciones de integración energética regional en un mediano y largo plazo, tomando en cuenta impactos medioambientales (cambio climático).
3. Proponer un modelo que permita representar escenarios de integración regional y de agua- electricidad.
4. Conocer posibles impactos a partir de la implementación y validación del modelo, y del caso de estudio.

1.3. Alcance del trabajo

El modelo de operación económica propuesto y validado, optimiza de manera simultánea los costos asociados a la operación del sistema eléctrico y los costos provocados por el no de suministro de riego en el estudio de aplicación, el cual será estimado mediante una metodología propuesta en esta tesis. La resolución temporal utilizada es horaria, en un horizonte de un año.

En el sistema eléctrico, además de las restricciones propias de las centrales térmicas, renovables, coordinación hidrotérmica y disponibilidad de reservas, se incorporan sistemas de almacenamiento en base a baterías y gestión de la demanda. No se consideran las pérdidas a través de las líneas de transmisión. Con respecto a los perfiles de generación eólica y solar, éstos se modelan de manera determinística, al igual que las series de afluentes hídricos. Por otra parte, dentro de los sistemas de recursos hídricos, se considera la representación del riego de la agricultura, en cuencas que poseen hidroelectricidad de embalse.

La agregación del sistema eléctrico es a través de 64 nodos, representativos de las 24 regiones del América Latina continental. Esto porque la motivación de esta tesis es analizar las oportunidades y equilibrios que se producen con la interconexión de países, y no el detalle de cada subsistema. Para la interconexión regional se utilizan los resultados de un ejercicio de planificación externo a esta tesis, desarrollado a partir de la base de datos del proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina” [8] pero extendido al año 2040. Es importante destacar, que los resultados del ejercicio de planificación previo son un dato de entrada a este modelo, por lo que no se revisarán sus alcances de modelación ni niveles de detalle.

Por otro lado, los embalses serán modelados de manera independiente y respetando su topología en cascada, cuando corresponda, y asociados a una cuenca de riego, con el fin de capturar el cruce con el riego de cada cuenca de la región.

A partir de los resultados obtenidos para el suministro de riego, se entrega un breve análisis de cómo afecta a la seguridad alimentaria de la región.

Queda fuera del alcance de esta tesis la planificación de los sistemas tanto eléctricos como de infraestructura hídrica. Además, a pesar de sólo considerar el riego de la agricultura y la hidroelectricidad en la optimización, no queda descartado que este modelo pueda utilizarse

para otros usos del agua, como recreacionales, uso industrial o doméstico, biodiversidad, etc.

1.4. Hipótesis

La hipótesis central de esta tesis establece que una herramienta de análisis integrado de recursos energéticos e hídricos entrega información clave para la toma de decisiones en la operación y planificación de los sistemas eléctricos. Adicionalmente, brinda evidencia sobre la conveniencia de impulsar las interconexiones a nivel Latino América y así mismo comprender los efectos del cambio climático en estas decisiones.

1.5. Estructura del documento

En el Capítulo 2 de esta tesis se despliega una descripción de los conceptos y revisión de la literatura que permiten situar la problemática que nos ocupa. Se presenta una síntesis de los aspectos más relevantes tratados en la literatura para abordar el análisis del tratamiento conjunto agua-energía.

A continuación, en el Capítulo 3 se presenta el modelo propuesto y los procedimientos metodológicos requeridos en cada una de sus etapas.

Luego el Capítulo 4, expone la implementación y validación del modelo propuesto.

En el Capítulo 5 se aplica el modelo propuesto al caso de la integración regional de América Latina, presentando los resultados y la discusión derivada de los mismos.

Se finaliza con el Capítulo 6, donde se presentan las principales conclusiones de esta investigación y el trabajo futuro.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Nexos agua energía

La energía necesita agua, el agua necesita energía: un vínculo con enorme importancia para el crecimiento económico, la vida y el bienestar. Se necesita agua para generar energía como, por ejemplo: hidroelectricidad, refrigeración de centrales térmicas, geotérmicas y nucleares, extracción de combustibles y su refinación, limpieza de paneles fotovoltaicos, riego de biocombustibles o como fluido para perforar/bombear en sistemas de fracturación hidráulica. Por otro lado, la energía es necesaria para un riego tecnificado, bombeo de agua subterránea, elevación de agua en sistemas de conducción y distribución, y el tratamiento de agua [4].

Según las proyecciones del Banco Mundial, el año 2040 la población mundial habrá aumentado casi un 20 % con respecto al 2018. Por otra parte y como consecuencia de lo anterior, la Agencia Internacional de energía (IEA) estima que la demanda de energía primaria aumentará, entre el 2014 y 2040, en un 43 % en el Escenario de Políticas Actuales¹ y en un 31 % en el Escenario de Nuevas Políticas², mientras que la demanda de electricidad crecerá en dos tercios hacia el año 2040 en el Escenario de Nuevas Políticas, tal como se muestra en la Figura 2.1 [9].

¹ **Escenario de Políticas actuales:** Incluye las políticas en aplicación en cada uno de los países, por lo que se excluyen políticas definidas en United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) COP21. Los subsidios a los combustibles fósiles se eliminan gradualmente en los países que ya llevan a cabo esta política.

² **Escenario de Nuevas Políticas:** Refleja las metas, objetivos e intenciones de los gobiernos, las cuales han sido anunciadas, en materia energética. Basado en los compromisos climáticos de Nationally Determined Contributions (NDCs), del acuerdo de París. Los subsidios a los combustibles fósiles se eliminarán gradualmente en los próximos diez años en todos los países donde ya se han anunciado políticas específicas.

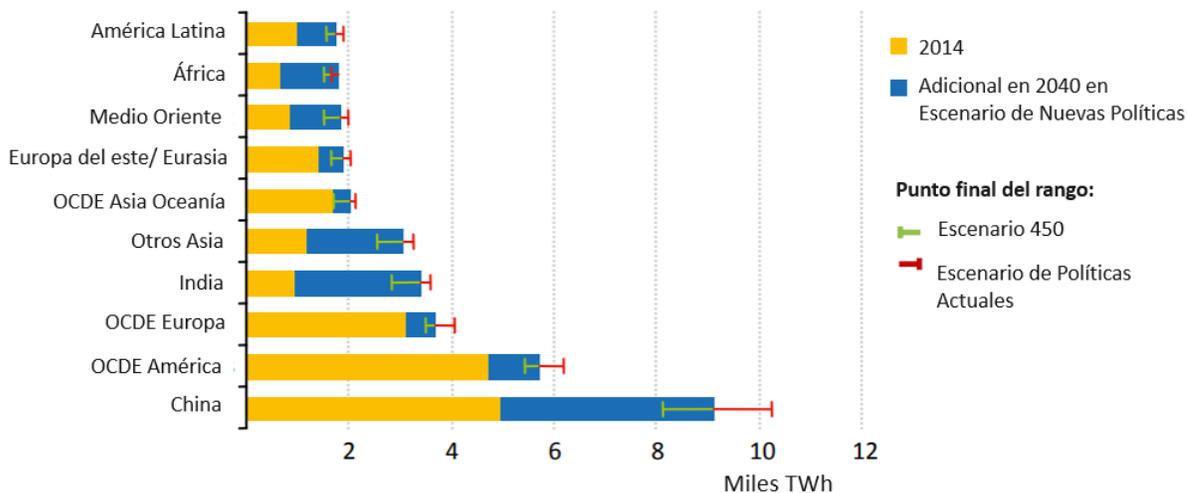


Figura 2.1: Demanda de electricidad por región y escenario en el año 2040.³

Se espera también que el consumo de agua por parte del sector energético incremente en un 85 % [6]. En la Figura 2.2 se muestra la demanda global de agua estimada por la misma fuente para el año 2040, de donde es posible extraer que a pesar de que la agricultura es el principal consumidor, la electricidad no se queda atrás.

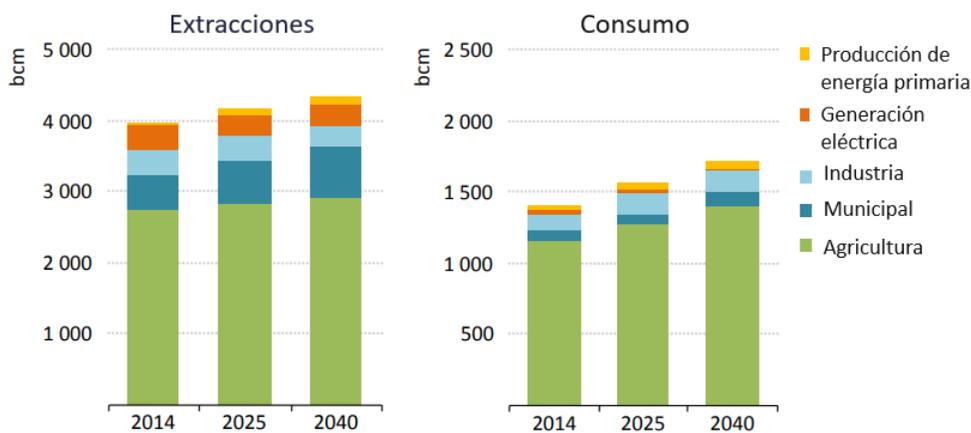


Figura 2.2: Demanda global de agua en el año 2040.⁴

Esta situación se acrecienta en los países en vías de desarrollo, donde gran parte de la generación eléctrica proviene de fuentes térmicas. Si se espera que la cantidad de energía generada aumente 5 veces según dicha fuente, y teniendo en consideración el uso de agua

³**Escenario 450:** Es un escenario de descarbonización. Su objetivo es un incremento de 2° C de la temperatura promedio global al 2100, sobre los niveles de la época pre-industrial. Meta: limitar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera a alrededor de 450 partes por millón de CO₂ equivalente. Introducción escalonada de los precios del CO₂ en todos los países industrializados. Los subsidios a los combustibles fósiles se eliminarán totalmente en 2035.

⁴La unidad *bcm*, corresponde a mil millones de metros cúbicos.

por este tipo de tecnologías, entonces se triplicaría la cantidad de agua necesaria hoy en día. En otras palabras, una mayor demanda de energía ejercerá una presión adicional sobre los recursos hídricos.

No es menor la importancia del uso de agua por parte de otras tecnologías de generación, sobre todo en sus sistemas de refrigeración. En la Figura 2.3 [4] se observa la intensidad de uso de agua de diferentes tecnologías de generación eléctrica y tipos de sistemas de refrigeración, dejando en evidencia la relevancia que tiene el consumo de agua para tecnologías térmicas.

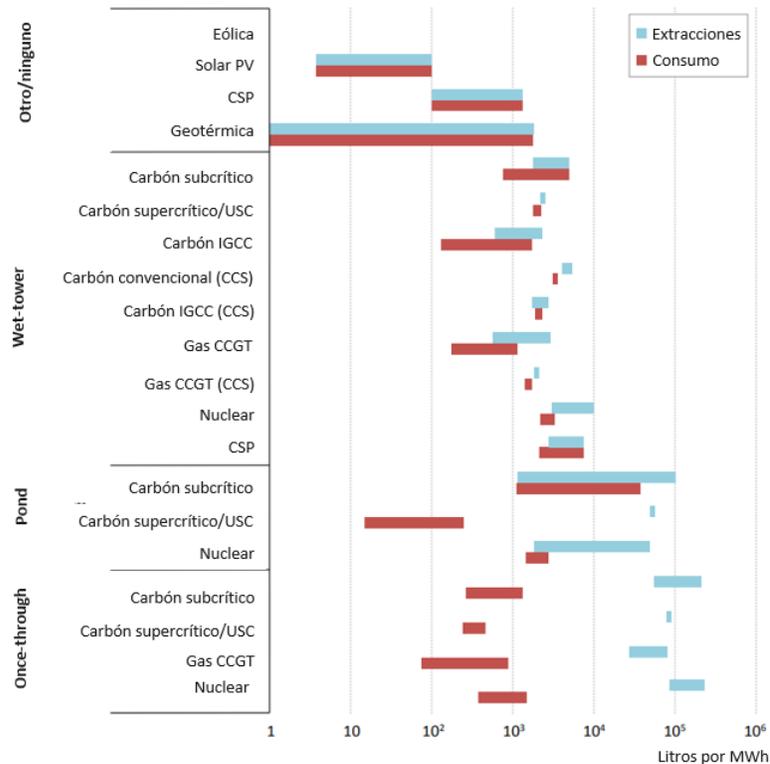


Figura 2.3: Intensidad de uso de agua de diferentes tecnologías de generación eléctrica

Adicionalmente, el crecimiento de la demanda energética mencionado podría aumentar la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y el deterioro en la calidad del agua, provocando a su vez un aumento en los efectos del cambio climático [10]. El impacto que puede tener el cambio climático en el nexo es incierto; en algunas áreas podría ser beneficioso mientras que en otras podría aumentar o introducir una escasez hídrica. La certeza es que se espera que el cambio climático altere la intensidad, frecuencia, estacionalidad y la cantidad de lluvia, alterando completamente el escenario actual [4].

En el caso de América Latina, además del consumo de agua por parte de las tecnologías térmicas, la disponibilidad de agua también jugará un rol importante en la hidroelectricidad, la cual es una componente importante dentro de su matriz energética. Un análisis de sensibilidad entre escenarios climáticos moderados y severos realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA) en conjunto con el MINES ParisTech [4], entregó diferentes comportamientos en los países del continente con respecto a la disponibilidad de agua dentro de los próximos 25

años, como se muestra en la Figura 2.4, siendo los más afectados en su potencia hidroeléctrica Chile y Argentina. Estos cambios no solo serían en el perfil de precipitaciones, si no también en el retroceso de los glaciares de los Andes, acelerados por el cambio climático.

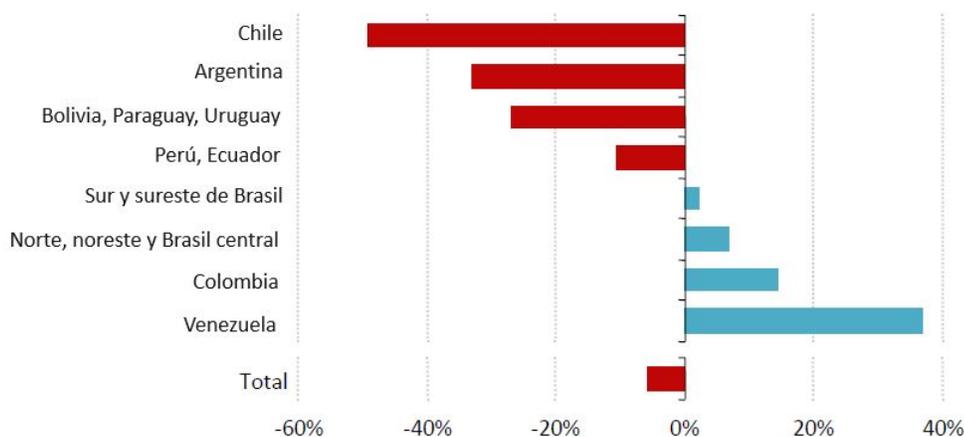


Figura 2.4: Diferencia en disponibilidad anual de agua entre un escenario climático moderado y severo en América Latina en el año 2040. *Fuente: IEA*

Cabe mencionar que en el caso de Chile las centrales térmicas también utilizan agua de mar en sus sistemas de refrigeración, por lo que su vulnerabilidad frente a la disminución de precipitaciones es relativa.

Lo anterior podría llevar consigo graves problemas a nivel energético en el continente, de modo que adaptar la tecnología e infraestructura hidroeléctrica y diversificar la matriz energética, se encuentran dentro de los desafíos a desarrollar. En [4] sin embargo, se proponen otros esfuerzos para enfrentar este problema, como mecanismos de gestión de demanda eléctrica para compensar la variabilidad hidrológica y una mayor integración de la red en todo el continente, lo que permitiría a los países utilizar recursos de otras áreas para compensar las perturbaciones locales.

Pensando en un futuro con grandes cambios en la disponibilidad de agua, una gestión adecuada de las cuencas hidrográficas será fundamental para enfrentar todos los desafíos que presenta el vínculo energía y agua. Por otra parte, la mínima cantidad de agua que utilizan las turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos en su operación, como se observa en la Figura 2.3, convierten a estas tecnologías en buenos candidatos para generar energía en zonas áridas [11].

2.2. Desarrollo de energías renovables

Desde 1990 hasta 2015, las fuentes de energía renovable crecieron en promedio a una tasa de 2% anual [3] a nivel mundial. Este crecimiento ha sido predominantemente de tecnologías fotovoltaicas y eólica, las cuales han crecido en promedio en tasas de 45,5% y 24% anual

respectivamente, tal como se observa en la Figura 2.5. Cabe mencionar que la base de cálculo del solar y eólico es muy pequeña.

Por otro lado, las renovables son el segundo gran productor de electricidad a nivel mundial. En el 2015 generaron 22,8 % de la generación mundial, siendo superada con un 39,3 % en base a carbón (ver Figura 2.6).

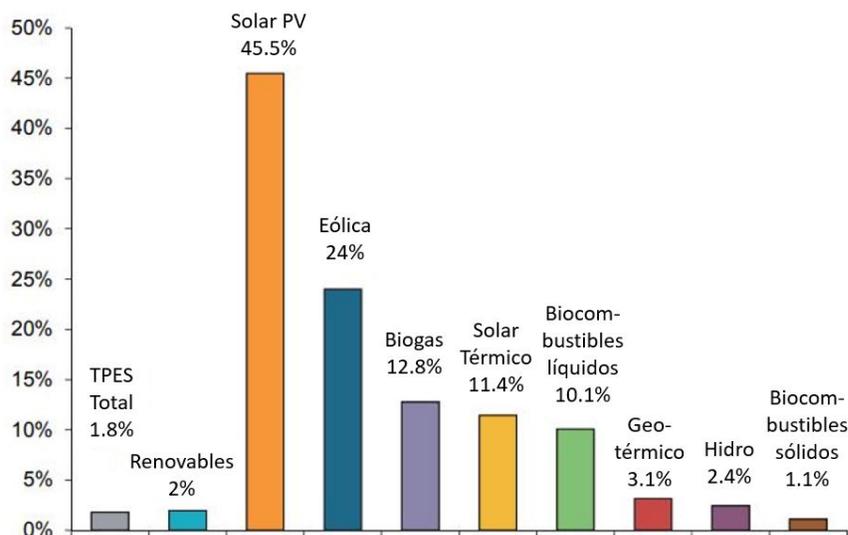


Figura 2.5: Tasas anuales de crecimiento del suministro mundial de energías renovables desde 1990 a 2015 [3]

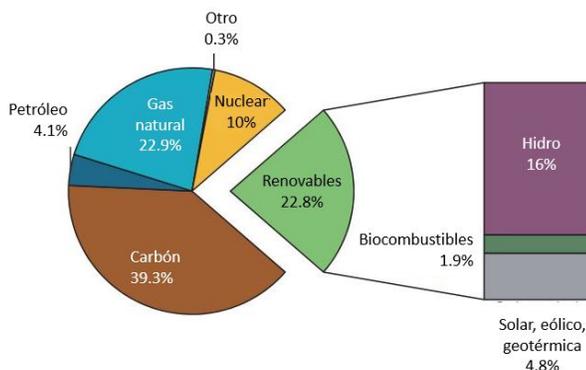


Figura 2.6: Producción mundial de electricidad por combustible en 2015 [3]

Por otro lado las proyecciones sugieren que las energías renovables seguirán en aumento. Esto básicamente porque los costos de inversión de tecnologías solares y eólicas seguirán disminuyendo (ver Figura 2.7), además de la descarbonización del sector.

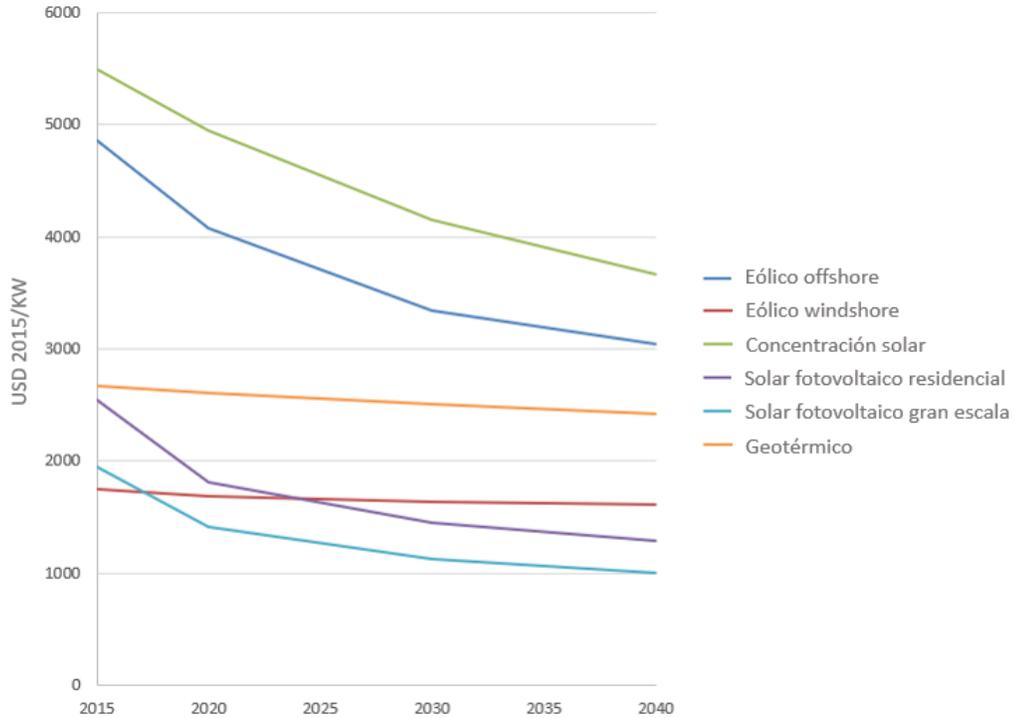


Figura 2.7: Costos de inversión proyectados en Escenario de Nuevas Políticas ² [9]

2.3. Interconexiones internacionales de sistemas eléctricos

El futuro, particularmente en América Latina, se visualiza con una con alta inserción de energías renovables no convencionales y descarbonización de los sistemas eléctricos de energía. Sin embargo, a pesar de los grandes incentivos existentes, también implican grandes desafíos técnicos y económicos (por ejemplo, variabilidad, incertidumbre, etc).

Por lo anterior, los sistemas eléctricos deben comenzar a ser más flexibles [12] a través de distintas estrategias operacionales como: la gestión de la demanda, tecnologías de generación flexibles, sistemas de almacenamiento e infraestructura de transmisión [13][14][15]. Con respecto a la infraestructura de transmisión ya existen estudios que demuestran la factibilidad a nivel económico y técnico de las interconexiones regionales, a pesar de los diversos desafíos políticos [16] [17] [8].

La interconexión entre sistemas es necesaria para alcanzar los objetivos climáticos, de seguridad y accesibilidad en el suministro de electricidad en el siglo veintiuno [16]. Dos ventajas principales de la integración de sistemas serían una mayor seguridad de suministro y una mayor eficiencia [18], además de ofrecer los siguientes beneficios [16]:

- Equilibrar los desajustes entre oferta y demanda.

- Integración de energías renovables variables: está demostrado que la interconexión sistemas es una valiosa herramienta de flexibilidad para facilitar la integración de recursos renovables variables.
- Acceso a recursos energéticos remotos: las tres fuentes de energía renovables más importantes (hidráulica, eólica y solar) tienen una ubicación altamente específica, y las áreas geográficas con mayor disponibilidad de estos recursos a menudo se encuentran en regiones remotas, lejos de los principales centros de demanda. De esta forma, la expansión de la infraestructura de transmisión, sería un apoyo importante al momento de querer acceder a la energía que se encuentra en zonas geográficamente alejadas de los principales centros de demanda.

Además, los sistemas más grandes pueden reducir costos a través del aprovechamiento de las economías de escala, la diversidad de recursos y de la integración la generación renovable variable. Sin embargo, también son más complejos y difíciles al momento de gestionarlos. La complejidad es aún mayor cuando la interconexión es entre diferentes países [18]. Por ejemplo, un operador de sistema que priorice la suficiencia del sistema completo tendería a incentivar una red lo más grande posible y, por lo tanto, apoyaría una interconexión transfronteriza. Por otra parte los tomadores de decisión a nivel político, pueden priorizar la autosuficiencia del país y por ende un sistema eléctrico que se expande más allá de sus fronteras puede socavar sus prioridades nacionales.

Por lo anterior, el desarrollo de interconexiones transfronterizas no estará determinado por la tecnología [18]. A pesar de que el desarrollo tecnológico podría acelerar la implementación, es el contexto de mercado, regulatorio, financiero y político el que determinará la inversión en interconexiones. En la literatura se registran dos métodos para integrar sistemas de energía: coordinación y consolidación completa [18].

La consolidación completa optimiza las operaciones diarias y la planificación de todo el sistema de manera conjunta, lo que no significa que las decisiones de inversiones sean tomadas por un planificador centralizado. Ejemplos de sistemas con consolidación completa es la interconexión PJM en Estados Unidos.

Por otro lado, en el modelo de coordinación cada sistema mantiene su estructura de control (a nivel nacional o subnacional), pero coordina los flujos transfronterizos. Como ejemplo se encuentra Europa, donde las decisiones de despacho son tomadas por cada país, pero son coordinadas entre los distintos países a través de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). En la literatura se han identificado distintos modelos de mercado para las transacciones de energía entre distintos sistemas coordinados, tales como [16]:

- Intercambios unidireccionales basados en diferencias de costos o precios de paridad de importación (IPP)
- Intercambios bidireccionales o multinacionales, entre empresas nacionales.
- Mercado multi-comprador, multi-vendedor.

Tabla 2.1: Interconexiones de transmisión en operación en América Latina. [8]

Línea	Desde	Hacia	F_{max} [MVA]	Voltaje [kV]	CAPEX [MUSD/km]
Brazil-Paraguay	Itaipu	Asuncion	2000	500	1,59
Brazil-Paraguay	Itaipu	Ayolas	550	230	0,28
Argentina-Brazil	Yacyreta	Porto Alegre	2000	500	1,59
Paraguay-Argentina	Ayolas	Yacyreta	3200	500	1,59
Argentina-Uruguay	SanTome	Palmar	1890	500	1,59
Argentina-Uruguay	SanTome	Palmar	1386	500	1,59
Uruguay-Brazil	Palmar	Porto Alegre	500	500	0,87
Uruguay-Brazil	Palmar	Porto Alegre	70	230	2,50
Brazil-Venezuela	BoaVista	Guri	200	230	0,95
Colombia-Ecuador	LaViginia	Santa Rosa	500	230	0,21
Peru-Ecuador	SINC	Pascuales	332	230	0,14
Colombia-Venezuela	Copey	Yaracuy	100	230	0,08
Colombia-Venezuela	Sogamoso	Yaracuy	150	230	0,10
Chile-Argentina	SING	Cobos	717	345	0,26
Panama-CostaRica	Panama	Costa Rica	300	230	0,28
Nicaragua-CostaRica	Nicaragua	Costa Rica	300	230	0,080
Honduras-Nicaragua	AguaCaliente	Nicaragua	300	230	0,033
ElSalvador-Honduras	ElSalvador	AguaCaliente	300	230	0,020
ElSalvador-Guatemala	ElSalvador	AguaCApa	300	230	0,039
Guatemala-Honduras	GU	HO	300	230	0,046
Guatemala-Mexico	GU	Occidental	200	400	0,64
Mexico-Belice	Peninsular	Belice	50	115	0,10

Tabla 2.2: Interconexiones de transmisión planificadas para América Latina. [8]

Línea	Desde	Hacia	F_{max} [MVA]	Voltaje [kV]	Año	CAPEX [MUSD/km]
Brazil_Paraguay	Itaipu	Asuncion	2000	500	2019	1,59
Brazil_Paraguay	Itaipu	Asuncion	2000	500	2023	1,59
Brazil_Paraguay	Itaipu	Ayolas	2000	500	2017	1,59
Colombia_Ecuador	LaViginia	SantaRosa	1500	500	2018	0,38
Peru_Ecuador	SINC	Pascuales	1000	500	2017	0,68
Bolivia_Argentina	SIN	Cobos	440	500	2018	0,64
Chile_Peru	SING	SIS	100	220	2020	1,51
Panama_Colombia	Panama	Colombia	400	400	2020	0,35

Debido al bajo nivel de integración regional, sobre todo en lo que respecta a la integración entre mercados y planificación conjunta, existen estudios que demuestran la factibilidad a nivel económico y técnico de las interconexiones regionales en el continente.

Un ejemplo de aquellos estudios es el realizado por el Banco Interamericano de Desarrollo, dentro de su Proyecto *Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina* [8]. En él se cuantifican los beneficios de una interconexión regional de América Latina, determinando de manera analítica la rentabilidad y factibilidad técnica de las inversiones en generación y transmisión, a partir de un modelo que incluye tanto las redes eléctricas como también redes hidráulicas simplificadas para cada país. Dicho modelo contiene 62 nodos eléctricos, 213 líneas de transmisión eléctrica entre existentes, planificadas y candidatas, 718 nodos hidráulicos y 5041 generadores entre existentes, planificados y candidatos. Se considera un horizonte de simulación de 15 años (hasta el año 2030), y una resolución de 6 bloques mensuales.

Las simulaciones que se realizan, consideran tres escenarios principales:

- Escenario Base: no se consideran objetivos específicos de penetración de energía renovable.
- Escenario Renovable Optimista (RE): se impone como objetivo al año 2030 un 80 % de generación renovable en toda Latinoamérica y la instalación de nuevas líneas de interconexión está limitada sólo a un conjunto acotado de candidatas.
- Escenario Renovables Interconectadas (CORE): se impone como objetivo al año 2030 un 80 % de generación renovable en toda Latinoamérica y se permite la instalación de todas las líneas candidatas de interconexión de forma óptima.

Uno de los principales resultados es que mediante esta interconexión regional se podría alcanzar un nivel de generación de energía renovable igual o superior al 80 % de la demanda al año 2030 (incluye hidroeléctrica, solar, eólica, biomasa, geotérmica). También se lograría mejorar el factor de capacidad de los recursos construidos, lo que a su vez provocaría una disminución en el costo total del abastecimiento de la demanda eléctrica.

Como consecuencia de lo anterior, se observa que en el escenario de interconexión con alta penetración de energías renovables, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se reducirían en un 11,6 %, confirmando el efecto positivo de las tecnologías renovables en los esfuerzos globales por la mitigación del cambio climático.

2.3.2. América Central

El Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC) es una interconexión de las redes eléctricas Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala (ver Figura 2.9). El objetivo de esta interconexión y mercado integrado de electricidad, que data desde la creación del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH) en 1958 y fue concretada en 1996 con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, fue contribuir a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, implementar economías de escala, generar mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y atraer inversión extranjera [17].

La estructura del mercado de los seis países involucrados son totalmente diferentes, desde modelos basados en mercados mayoristas totalmente competitivos hasta servicios integrados verticalmente. Dado lo anterior se conforma el Mercado Eléctrico Regional (MER) en el año 2000, el cual opera separado de los mercados de los países individuales, realizando transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana [20]. Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado: Mercado de Contratos Regional, conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, instrumentados entre agentes; y el Mercado de Oportunidad Regional, el cual es un mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada hora [17]. Durante el año 2015, el 58 % de las transacciones fueron del Mercado de Contratos Regional y el 42% fueron transacciones de energía a corto plazo (en el Mercado de Oportunidad Regional) [16].

Las evaluaciones económicas del SIEPAC han concluido que los beneficios derivados únicamente de una operación coordinada entre los países, con bajo crecimiento de la demanda, y sin planificación de la expansión integrada, no son mayores que el costo de la inversión en el proyecto. Por otro lado a pesar de la implementación del MER, el hecho de que cada país planifique su expansión en base a asegurar su autosuficiencia, provoca que el MER se comporte como un mercado de excedentes, dificultando el desarrollo de proyectos de generación regionales [17].



Figura 2.9: Esquema de interconexiones del SIEPAC. [19]

2.3.3. América del Norte

El desarrollo de interconexiones de sistemas eléctricos se remonta a la época entre 1930-1950. Actualmente Estados Unidos, Canadá y México se encuentran interconectados (ver

Figura 2.10), incluyendo los sistemas interconectados del este y oeste de Estados Unidos, y las redes de Texas y Quebec. El intercambio entre Canada y Estados Unidos se estima en 20 GW al año.

En América del Norte, los intercambios se basan en acuerdos unilaterales o multilaterales, con un mecanismo de gestión, coordinación y despacho tipo pool conjunto, con tal de mejorar la confiabilidad de los sistemas.

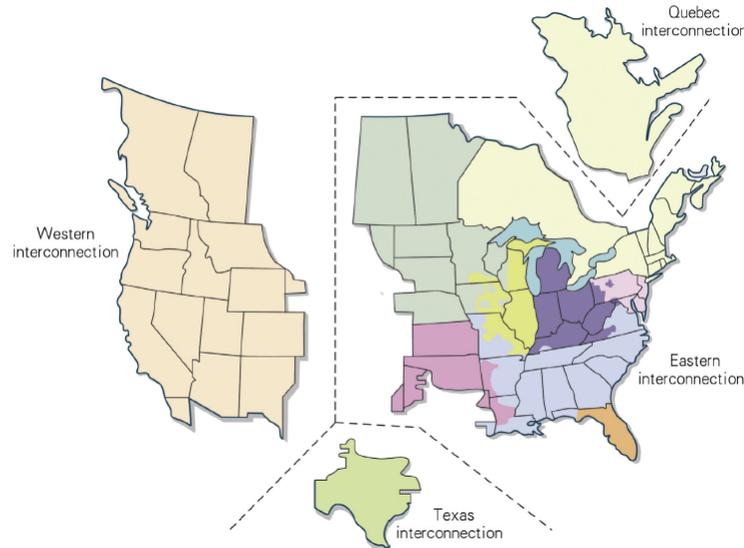


Figura 2.10: Cobertura geográfica de las interconexiones de América del Norte. [19]

2.3.4. Europa

El sistema interconectado europeo tiene sus inicios en el año 1958. De hecho antes de la segunda guerra mundial ninguno de los países europeos se encontraban interconectados. En 1996 se concretó la interconexión con Europa central, mientras que el 2009, junto a la liberalización de los mercados de energía, fue fundada la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) [19], la cual incluye 36 países y 43 operadores de sistema [21].

El área geográfica cubierta por los miembros de la ENTSO-E se divide en 5 regiones sincrónicas (Europa Continental, Báltica, Nórdica, Británica, Irlanda) y los sistemas aislados de Chipre e Islandia, como se ve la Figura 2.11. Las diferentes áreas sincrónicas están conectadas a través de enlaces de corriente continua (HVDC), en caso de que cada región no pueda abastecer su propia demanda o tenga excedentes de generación [22].

La Comisión Europea enfatiza en la importancia de una suficiente capacidad de interconexión con tal de impulsar un mercado integrado de la electricidad en Europa, seguridad del suministro de electricidad y la integración de una mayor capacidad de energía renovable. La Comisión instó a todos los países de la Unión Europea a lograr la interconexión de al menos el 10 % de su capacidad instalada de generación eléctrica para 2020 y un 15 % para 2030 [16]. Esto significa que cada país debe tener una capacidad de transmisión instalada suficiente,

para que al menos el 10 % de su generación, pueda ser transportada a sus países vecinos.

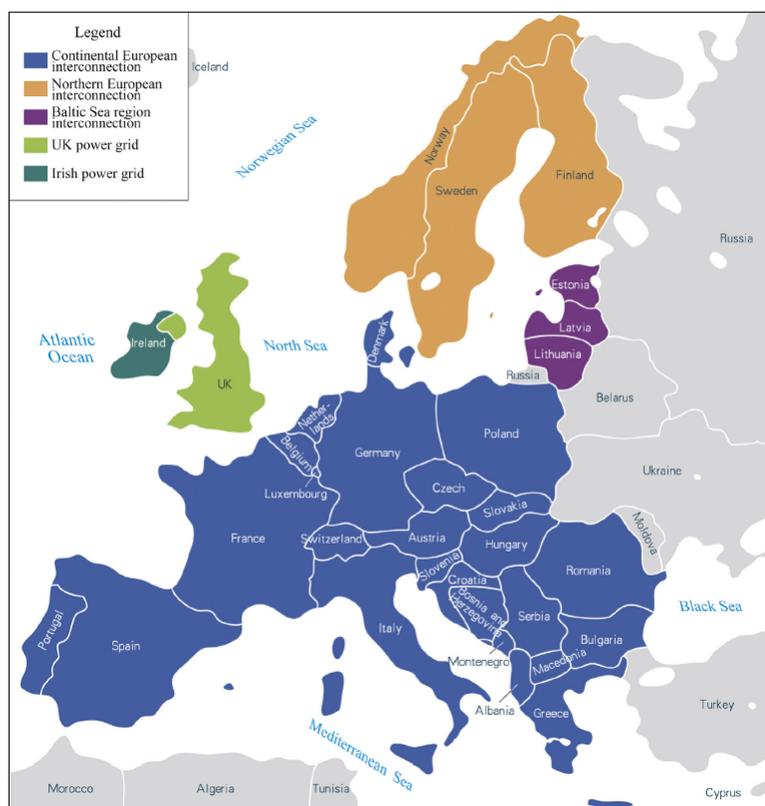


Figura 2.11: Cobertura geográfica de las interconexiones europeas. [19]

2.3.5. Asia

Los jefes de estado de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN) concibieron por primera vez el concepto de red de energía asiática en 1997. El objetivo central era mejorar la seguridad energética en el sudeste asiático desarrollando e invirtiendo en interconexiones regionales. Actualmente, el mercado de energía en la región se limita a una serie de intercambios bilaterales de electricidad entre países vecinos, como Malasia-Singapur; Malasia-Tailandia; Malasia-Indonesia; Lao PDR-Tailandia; Lao PDR-Vietnam; y Vietnam-Camboya [16].

2.4. Recurso hidráulico en América Latina

Es evidente que los sectores de agua, energía y alimentación son cada vez más interdependientes en un contexto de cambio climático y crecimiento demográfico, el que a su vez afecta directamente en la seguridad de estos. Sin embargo, en América Latina no existen organismos ni mecanismos encargados de la coordinación formal entre los tres sectores, o al menos entre dos de ellos.

Como consecuencia, el proyecto *“Nexo agua-energía-agricultura/alimentación en América Latina y el Caribe: políticas públicas para la gestión de las interconexiones entre agua, energía y alimentación”* de la CEPAL y la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ)[7], define una lista de interacciones prioritarias que deberían ser traducidas en políticas públicas concretas, para así aumentar los niveles de seguridad hídrica, alimentaria y energética de América Latina. Estas interacciones prioritarias se resumen en:

1. La agricultura.
2. La generación hidroeléctrica.
3. La explotación hidrocarburífera y minera.
4. La producción de biocombustibles.
5. El uso de los desechos agrícolas, agroindustriales y de alimentos.

La generación hidroeléctrica es la forma de producción de energía más importante de la región, y su vulnerabilidad frente a la variabilidad climática amenaza la seguridad hídrica, energética y alimentaria. Por otro lado, la relevancia de la agricultura radica en su consumo de agua (es el mayor consumidor a nivel mundial, como se muestra en la Figura 2.2), participación en el producto interno bruto y provisión de trabajo, abarcando casi la totalidad de los países.

Dado el alcance de esta tesis, estas dos interacciones prioritarias definidas por la CEPAL serán las consideradas dentro del estudio y por lo tanto revisadas en profundidad.

2.4.1. Hidroelectricidad

Tal como se observa en la Figura 2.6, la hidroelectricidad correspondió al 16 % de la producción mundial de electricidad en el año 2015, además de proveer almacenamiento de energía en el caso de las plantas hidroeléctricas de embalse. En el caso de América Latina, la hidroelectricidad cumple un rol aún más importante, generando el 56 % de la producción y siendo el 54 % de capacidad instalada total de la región el año 2014 [9].

Las fluctuaciones en la disponibilidad del agua, en el corto o mediano plazo debidas a la variabilidad temporal o en el largo plazo por el cambio climático, tienen un impacto directo en la seguridad energética de América Latina. Por esto, es importante que la hidroelectricidad y los impactos del cambio climático en esta, sean considerados en una planificación integrada de agua y energía.

En la Figura 2.12 y la Tabla 2.3 se muestra la capacidad de hidroelectricidad instalada en México, América Central y el Caribe. Por otro lado, en la Figura 2.13 y la Tabla 2.4 se expone la capacidad de hidroelectricidad instalada en América del Sur, siendo liderada por Brasil y seguida a gran distancia por Venezuela.

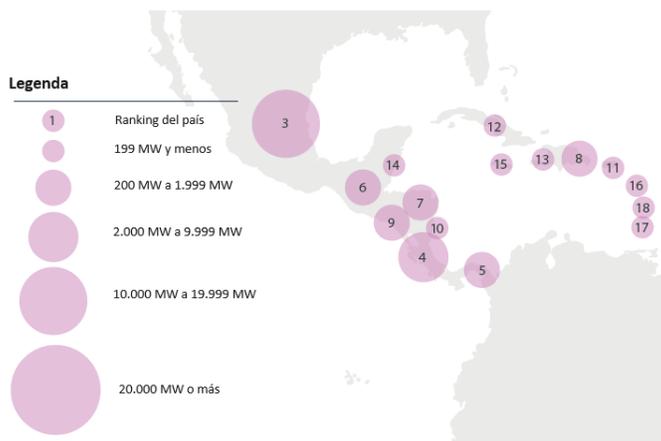


Figura 2.12: Capacidad de hidroelectricidad instalada México, América Central y el Caribe, año 2017 [23]

	País	Capacidad Instalada (MW)
3	México	12.125
4	Costa Rica	2.123
5	Panamá	1.777
6	Guatemala	1.156
7	Honduras	558
8	República Dominicana	543
9	El Salvador	471
10	Nicaragua	123
11	Puerto Rico	100
12	Cuba	65
13	Haiti	61
14	Belize	53
15	Jamaica	23

Tabla 2.3: Capacidad de hidroelectricidad instalada México, América Central y el Caribe, año 2017[23]



Figura 2.13: Capacidad de hidroelectricidad instalada América del Sur, año 2017 [23]

	País	Capacidad Instalada (MW)
1	Brasil	100.273
2	Venezuela	15.393
3	Colombia	11.726
4	Argentina	11.242
5	Paraguay	8.810
6	Chile	7.271
7	Perú	5.385
8	Ecuador	4.409
9	Uruguay	1.538
10	Bolivia	603
11	Surinam	189
12	Guayana Francesa	119
13	Guyana	1

Tabla 2.4: Capacidad de hidroelectricidad instalada América del Sur, año 2017 [23]

2.4.2. Agricultura

En América Latina el 71 % de las extracciones de agua dulce se utiliza con fines agrícolas ⁵[4]. Puesto que el enfoque de esta tesis es el agua, en la Figura 2.14 se muestra la superficie con infraestructura de riego que efectivamente es regada, mientras que el detalle por país de las extracciones de agua con fines agrícolas se expone en la Figura 2.15 y Tabla 2.5 y 2.6.

Es importante destacar que la diferencia entre las extracciones y necesidades de agua para riego de la Tabla 2.5 se debe a la baja eficiencia de los sistemas de regadío. Por otro lado es evidente de la información disponible, que ésta es escasa y desactualizada, siendo una de las principales limitaciones para lograr una gestión integrada de los recursos.

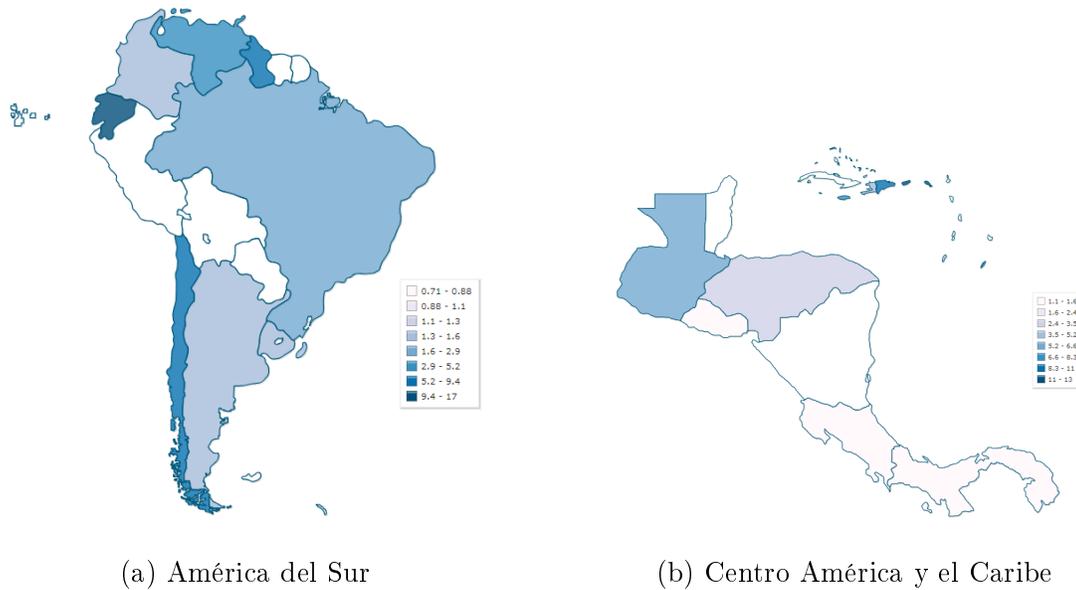


Figura 2.14: Suelo agrícola regado (% del total de suelo agrícola). Mapas obtenidos de [24].

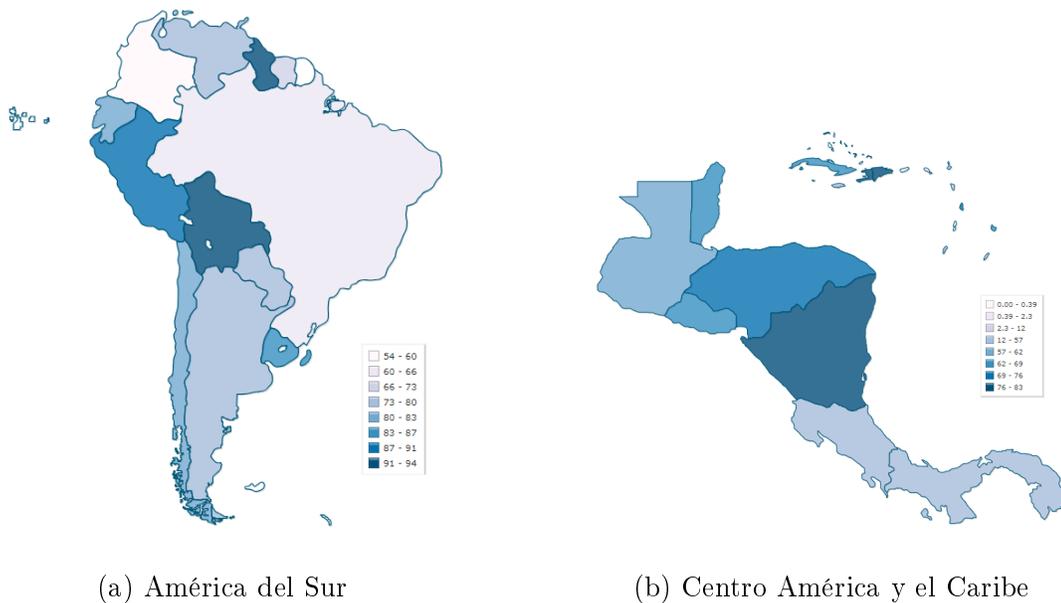


Figura 2.15: Extracción de agua agrícola como % de extracción total (%). Mapas obtenidos de [24].

⁵Existen tres principales sectores de uso consuntivo del agua: agricultura (riego, ganadería y acuicultura), abastecimiento municipal (para uso doméstico y otros usos municipales) e industrial (incluye el agua para el enfriamiento de plantas termoeléctricas).

Tabla 2.5: Usos del agua en agricultura⁶ en América Latina [25]. Entre paréntesis se encuentra el año del último dato obtenido.

País	Extracción de agua agrícola (10 ⁹ m ³ /año)	Necesidades de agua de riego (10 ⁹ m ³ /año)	Extracción de agua para el riego (10 ⁹ m ³ /año)
Belice	0,0684 (2000)		
Costa Rica	1,33 (2013)		1,11 (2013)
El Salvador	1,431 (2005)		1,389 (2005)
Guatemala	1,886 (2006)	0,4389 (2007)	
Honduras	1,178 (2003)		1,153 (2003)
Nicaragua	1,185 (2011)	0,512 (2006)	1,11 (2011)
Panamá	0,446 (2010)		0,446 (2010)
Cuba	4,519 (2013)	0,6854 (2007)	
Haití	1,209 (2009)	0,348 (2009)	1,209 (2009)
Jamaica	0,448 (2007)	0,129 (2007)	0,448 (2007)
República Dominicana	5,715 (2010)	1,136 (2004)	4,879 (2010)
Antigua y Barbuda	0,0018 (2012)	0,0003 (1997)	0,0013 (2005)
Bahamas			
Barbados	0,0548 (2005)	0,0137 (1989)	0,0548 (2005)
Dominica	0,001 (2010)		
Granada	0,0021 (2014)	0,0006 (1997)	0,0021 (2014)
Saint Kitts y Nevis	0,0002 (2012)	0,00005 (1997)	0,0002 (1997)
Santa Lucía	0,0304 (2007)	0,0076 (2007)	
San Vicente y las Granadinas	0 (2013)	0,0025 (1990)	0,0101 (1990)
Trinidad y Tabago	0,0167 (2011)	0,0091 (1997)	
México	65,36 (2015)	26,03 (2007)	59,38 (2008)
Guyana	1,363 (2010)	0,5278 (2010)	1,363 (2010)
Surinam	0,4311 (2006)	0,167 (2006)	0,4311 (2006)
Bolivia	1,92 (2008)	0,6884 (1999)	1,777 (1999)
Colombia	6,391 (2008)	2,273 (2011)	5,867 (2010)
Ecuador	8,076 (2005)	3,129 (2000)	8,076 (2005)
Perú	12,12 (2008)	5,663 (1994)	
Venezuela	16,71 (2008)	6,472 (2008)	16,71 (2008)
Brasil	44,9 (2010)	15,3 (2006)	
Argentina	27,93 (2011)	12,23 (2008)	
Chile	29,42 (2006)		16,64 (2006)
Paraguay	1,897 (2012)	1,6 (2012)	
Uruguay	3,17 (2000)	1,077 (2009)	
Total	239,21		

⁶Existen tres principales sectores de uso consuntivo del agua: agricultura (riego, ganadería y acuicultura), abastecimiento municipal (para uso doméstico y otros usos municipales) e industrial (incluye el agua para el enfriamiento de plantas termoeléctricas).

Tabla 2.6: Porcentajes de agua en agricultura en América Latina [25]. Entre paréntesis se encuentra el año del último dato obtenido.

País	Extracción de agua agrícola como % de extracción total (%)	Extracción de agua para el riego como % de extracción de agua agrícola (%)
Belice	67,72 (2000)	
Costa Rica	56,6 (2013)	83,46
El Salvador	67,56 (2005)	97,06
Guatemala	56,74 (2006)	
Honduras	73,3 (2003)	97,88
Nicaragua	76,7 (2011)	93,67
Panamá	43,01 (2010)	100,00
Cuba	64,94 (2013)	
Haití	83,38 (2009)	100,00
Jamaica	55,17 (2007)	100,00
República Dominicana	79,86 (2010)	85,37
Antigua y Barbuda	15,65 (2012)	72,22
Bahamas		
Barbados	67,65 (2005)	100,00
Dominica	5 (2010)	
Granada	14,89 (2014)	100,00
Saint Kitts y Nevis	1,282 (2012)	100,00
Santa Lucía	70,86 (2007)	
San Vicente y las Granadinas	0 (2013)	
Trinidad y Tabago	4,358 (2011)	
México	76,3 (2015)	90,85
Guyana	94,33 (2010)	100,00
Surinam	70 (2006)	100,00
Bolivia	91,95 (2009)	92,55
Colombia	54,3 (2008)	91,80
Ecuador	81,43 (2005)	100,00
Perú	88,73 (2008)	
Venezuela	73,84 (2007)	100,00
Brasil	60 (2010)	
Argentina	73,93 (2011)	
Chile	83,04 (2006)	56,56
Paraguay	78,62 (2012)	
Uruguay	86,61 (2000)	
Promedio	59,93	93,29

2.4.3. Seguridad alimentaria

A continuación, se presenta una definición del concepto “seguridad alimentaria” y sus dimensiones, analizando cómo estas dimensiones se verían afectadas en cada una de las variables definidas en los distintos escenarios propuestos del caso de estudio.

2.4.3.1. Definición de seguridad alimentaria

Situación que se da cuando todas las personas tienen, en todo momento, acceso físico, social y económico a suficientes alimentos inocuos y nutritivos para satisfacer sus necesidades alimenticias y sus preferencias en cuanto a los alimentos a fin de llevar una vida activa y sana [26].

La seguridad alimentaria se determina con cuatro dimensiones: disponibilidad de alimentos, acceso físico y económico a los mismos, utilización de los alimentos y estabilidad a lo largo del tiempo [26].

2.4.3.2. Dimensiones de la seguridad alimentaria

Disponibilidad

Esta dimensión establece si los alimentos se encuentran efectiva o potencialmente presentes en forma física o no, y trata además aspectos de producción, reservas alimentarias, mercados y transporte así como alimentos silvestres. Para sus estimaciones se debe tener en cuenta las pérdidas post cosecha y las exportaciones. Este puede ser un indicador sensible a disponibilidad o escasez de riego.

Acceso

Si los alimentos se encuentran efectiva o potencialmente presentes en forma física, la siguiente pregunta es si los hogares y las personas tienen o no acceso suficiente a tales alimentos. De manera que esto dependerá de la capacidad de pago de las personas, de manera que las variables que afectan el costo de los alimentos impactarán a esta dimensión.

Utilización

Si hay disponibilidad de alimentos y los hogares tienen acceso adecuado a ellos, la siguiente pregunta es si los hogares están aprovechando al máximo el consumo de nutrientes y energía alimentaria. Una ingesta suficiente de calorías y nutrientes es el resultado de las buenas prácticas de atención y alimentación, la elaboración de los alimentos, la diversidad alimentaria y una distribución adecuada de alimentos dentro del hogar. En combinación con una utilización biológica adecuada de los alimentos consumidos, esto determina el estado nutricional de las personas

Estabilidad

Si las dimensiones de disponibilidad, acceso y utilización se cumplen de manera adecuada, la estabilidad es la condición de que todo el sistema sea estable, garantizando de esta manera la seguridad alimentaria de los hogares en todo momento. Los problemas de estabilidad pueden referirse a la inestabilidad a corto plazo (que puede llegar a inseguridad alimentaria aguda) o inestabilidad a mediano o largo plazo (que puede redundar en inseguridad alimentaria crónica). Los factores climáticos, económicos, sociales y políticos pueden ser fuente de inestabilidad.

Con tal de asegurar la seguridad alimentaria debe considerarse la existencia de almacenes o silos en buenas condiciones así como la posibilidad de contar con alimentos e insumos de contingencia para las épocas de déficit alimentarios. Frente a desastres naturales o crisis económicas, se debe tener la capacidad para proveer a la población de alimentos necesarios, o alimentos de consumo.

2.5. Estado del arte en modelos integrados de energía y agua

Sobre la base de los antecedentes mostrados, a nivel de América Latina, la coincidencia territorial del recurso agua y su uso, en conjunto con el desarrollo de las redes eléctricas es evidente. Esto genera grandes desafíos con respecto al uso, gestión y planificación de estos dos recursos, situación que podría verse agravada por el crecimiento de la población y el cambio climático como fue mencionado en la sección 2.1, con lo que se vuelve necesaria una operación y planificación integrada, de tal modo que se encuentren sinergias entre agua y energía y se garantice un desarrollo sustentable.

En general, se podrían tener tres enfoques posibles para la operación integrada:

- (i) Incorporar recursos hídricos y sus usos, en modelos de energía existentes
- (ii) Incorporar la producción de energía y sus usos, en modelos de recursos hídricos existentes
- (iii) Construir un nuevo sistema integrado.

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) [27] realiza una revisión de las herramientas de análisis del nexo agua-energía-alimentación disponibles en la actualidad que tienen el objetivo de ser un apoyo a la toma de decisiones y el desarrollo de políticas. Estas herramientas son revisadas en función de los parámetros de entrada que requieren, los resultados que proporcionan y algunas de sus características analíticas. Dichas herramientas y métodos pueden ser cuantitativos o cualitativos. Dentro de las herramientas cuantitativas, IRENA identifica dos grandes enfoques: uno totalmente integrado, donde se representan todas las interdependencias entre agua, energía y alimentación; y otro considerando el nexo pero con un punto de entrada, es decir ver la influencia de un sector en el otro. La esquematización de ambos enfoques se muestra en la Figura 2.16.

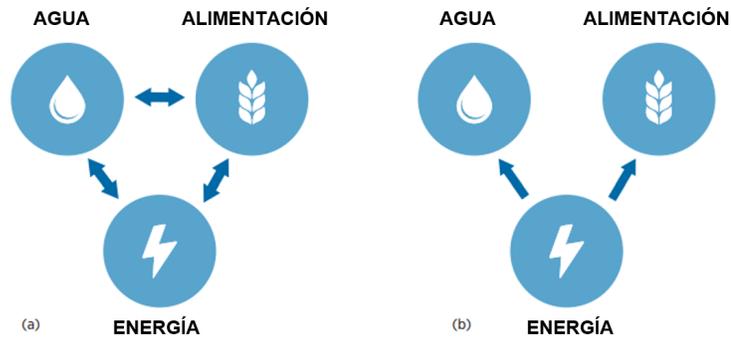


Figura 2.16: Enfoque totalmente integrado y bidireccional (a) y enfoque con punto de entrada (energía) unidireccional(b).

Según IRENA, el enfoque con punto de entrada puede entregar una primera idea o información acerca de los principales *trade-offs* que se enfrentan, en ausencia de un enfoque totalmente integrado. Un ejemplo de este enfoque sería el modelo MARKAL/TIMES usa como punto de entrada la energía [28], donde podría ser analizado el impacto de políticas energéticas en el nexo. Por otro lado, uno de los ejemplos revisados dentro de las herramientas cualitativas y cuantitativas (es decir, una combinación) es la propuesta metodológica para evaluar y gestionar el nexo entre agua, energía y alimentación proporcionada por las Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura [29], la cual tiene como punto de entrada la alimentación y ve la influencia de esta en los sectores de energía y agua. En la Figura 2.17 se muestra un esquema de la metodología propuesta por la FAO, donde:

- **Análisis del contexto:** Evaluación cualitativa del contexto donde se llevarán a cabo las intervenciones.
- **Evaluación cuantitativa:** Idealmente, debería realizarse después del análisis de contexto porque una intervención podría tener el mismo resultado en dos contextos diferentes, pero solo sería aceptable en uno de ellos.
- **Opciones de respuesta:** se deben identificar las posibles respuestas y/o reacciones sobre políticas, marcos regulatorios, etc., que garanticen la sustentabilidad del medio ambiente.

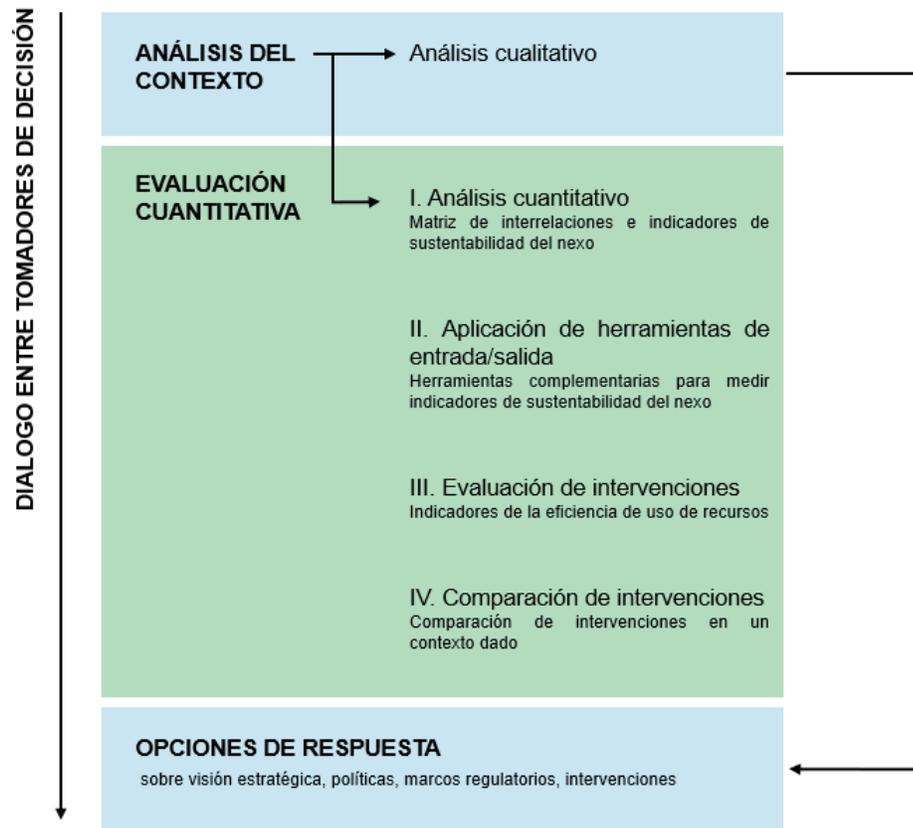


Figura 2.17: Componentes principales de la metodología de evaluación del nexo de la FAO.

Por otra parte en [30], [31] y [32], se han realizado revisiones de los modelos y metodologías propuestas en la literatura para la integración de los sectores de agua y energía, desde una perspectiva sistémica (es decir, sin considerar temas específicos sobre procesos y tecnologías).

En [32] se plantea que uno de los mayores desafíos a resolver es la gestión de los recursos a nivel regional. Pocos estudios realizan un análisis más exhaustivo del nexo a escalas geográficas relevantes, como a nivel de ciudad, nacional o regional/transfronterizo, y los ejemplos existentes no comparten una tendencia clara de métodos ni modelos utilizados.

Por otro lado en [30] se destaca la importancia de compatibilizar la escala temporal de ambos sectores, puesto que los procesos de la energía y los recursos hídricos van desde los segundos a los años. Además, se agrega que un punto importante para la integración de ambos sectores es la forma en la que se gestionan los embalses multipropósito del sistema [1] [33].

Dentro de los modelos y métodos utilizados en la literatura, la tendencia es la modificación de modelos de energía existentes a través de sus restricciones o de su función objetivo a optimizar, con tal de poder representar el sistema hídrico y poder obtener un análisis holístico del nexo. Aun así, también existen estudios donde se utilizan modelos individuales de energía y agua, y las entradas y salidas respectivas de cada modelo se relacionan con tal de modelar las interdependencias de ambos sectores.

Dentro de los modelos individuales más conocidos se encuentran los modelos de simulación como por ejemplo WEAP (agua)⁷, LEAP (energía)⁸ y de optimización como IWROM (agua)⁹, MARKAL/TIMES (energía)¹⁰. A pesar de la ventaja de ya contar con estos modelos, al momento de interconectarlos se tiene una alta complejidad a nivel de recursos computacionales [30].

Dentro de los modelos de operación más antiguos que se mencionan son los de coordinación hidrotérmica profundizados en la sección 2.6.1.3. Estos son modelos de energía con restricciones del sistema hídrico, donde se optimiza la operación de los embalses de manera multianual y estocástica, por medio de populares técnicas como programación dinámica estocástica (SDP) y programación dinámica dual estocástica (SDDP).

El uso adicional considerado en general en el problema de coordinación hidrotérmica es el riego, los cuales son incorporados a la optimización en los balances hídricos de las centrales hidroeléctricas como requerimientos y no como variable de decisión. Por consiguiente, dichos modelos no logran representar en forma completa las interacciones entre los sistemas eléctricos y el recurso agua vistas en la sección 2.1.

En los modelos propuestos por [35] y [1], se modifica el modelo de coordinación hidrotérmica a largo plazo, incluyendo en la función objetivo el beneficio (o costo asociado) al suministro (o no suministro) de riego.

Por una parte, en [35] se utiliza la metodología optimización dinámica dual estocástica (SDDP) para acoplar un modelo de mercado eléctrico y otro del sistema hídrico principales cuencas hidrográficas de la Península Ibérica. Para el desarrollo del modelo, se construyeron funciones de demanda de riego para cada cuenca de acuerdo a la metodología de [36], obteniendo los diversos beneficios netos marginales para el año; el requerimiento de riego mensual se escala de acuerdo a datos históricos. Para representar toda la matriz energética, se construye una función de demanda equivalente.

De esta forma, el modelo consiste en minimizar los costos asociados a la generación eléctrica por parte de tecnologías térmicas y maximizar el beneficio entregado por abastecer el requerimiento de riego, todo esto sujeto a las restricciones de balance de energía de los embalses, balance de potencia, cotas de embalses, capacidad de potencia instalada y requerimiento máximo de riego. El resultado más importante de este modelo es al modificar el nivel de agregación del problema. La estrategia de almacenamiento de agua al utilizar un solo un

⁷WEAP (*Water Evaluation And Planning System*) es una herramienta de simulación para la planificación integrada de recursos hídricos, que analiza sistemas de suministro de agua enmarcados en un contexto de demanda de uso, calidad de agua y protección y preservación de ecosistemas. Fue desarrollada por el Stockholm Environment Institute (SEI)

⁸LEAP (*Long-range Energy Alternatives Planning System*) es un software ampliamente utilizado para el análisis y evaluación de políticas energéticas y la mitigación del cambio climático desarrollada en el Stockholm Environment Institute (SEI)

⁹IWROM (*Integrated Water Resources Optimization Models*) [34]

¹⁰El modelo TIMES (*The Integrated MARKAL-EFOM System*) fue desarrollado como parte del IEA-ETSAP (Programa de Análisis de Sistemas de Tecnología Energética), una comunidad internacional que utiliza escenarios de energía a largo plazo para realizar análisis energéticos y ambientales [28]

embalse para representar todas las cuencas resulta similar al caso no desagregado, tal como se observa la Figura 2.18.

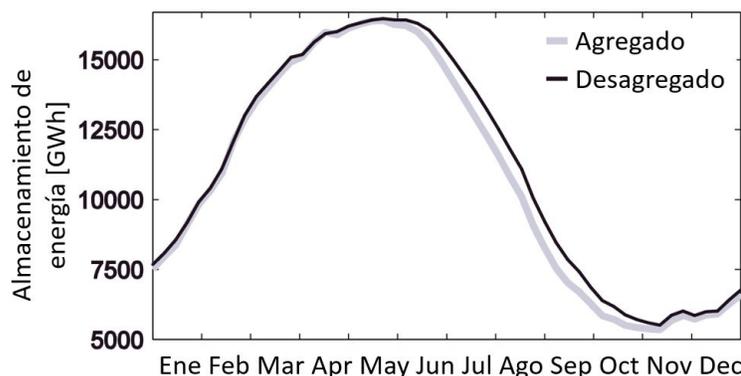


Figura 2.18: Volumen del embalse en caso agregado y desagregado [35].

En [1], se formula el problema de coordinación hidrotérmica de largo plazo incorporando riego como un requerimiento de agua fijo como es lo usual pero contrastándolo cuando es agregado en la función objetivo, junto a los costos de generación, como una función de costos por riego no satisfecho, donde a cada tipo de costo se le asigna una ponderación para transformarlo en una optimización multi-objetivo.

El caso de estudio se basa en el Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), considerando generación de tipo térmica e hidroeléctrica, y en las cuencas donde existe un conflicto entre riego y generación hidroeléctrica. Al igual que en [35] se utiliza la metodología SDDP. Sin embargo, la función de costos por riego no satisfecho se basa en [37][38].

Los resultados obtenidos al modificar la ponderación de la optimización multi-objetivo, permiten concluir que los costos de riego se pueden reducir un 98 % al incluir el riego en el modelo, sin afectar de manera considerable los costos de generación, que aumentan solamente un 2 % con respecto al caso donde se optimiza el sistema eléctrico de manera aislada.

En [39] se modifica el modelo optimización de energía ReEDS con el objetivo de visualizar las vulnerabilidades de la planta térmica y su sistema de refrigeración con los cambios climáticos. Para esto define diversos escenarios y se optimiza la expansión del sistema de generación y de nuevas tecnologías de refrigeración, caracterizadas por un factor de consumo de agua. De manera análoga, el modelo TIAM-FR [40] modifica el modelo optimización de energía TIMES para comprobar que incluir la dimensión del agua se relaciona con la necesidad de contar con sistemas de refrigeración más eficientes para plantas térmicas.

El modelo SATIM (South African TIMES) [6] modifica el modelo TIMES de manera similar al TIAM-FR, pero sin una representación física del sistema hídrico o sus restricciones. Sin embargo, se le agregan algunos impactos de la escasez del recurso hídrico, como la disminución de la demanda energética con tal de reflejar el incremento de los precios de energía.

Por otra parte el Instituto del Medioambiente de Estocolmo [41], integra el módulo de análisis de agua WEAP, el modelo de planificación energética LEAP y otros software como

AEZ¹¹ y OSeMOSYS¹², los cuales operan juntos de manera iterativa para conformar una herramienta que entregue metodologías como las planteadas por CLEWS (*Climate, Land-use, Energy and Water Strategies*), pero con la simulación del nexo entregada por WEAP/LEAP/OSeMOSYS. Sin embargo, los desarrolladores de CLEWS manifiestan que esta aún no es una herramienta que represente el nexo de una manera completamente integrada.

2.6. Aspectos específicos de modelación

2.6.1. Modelos de operación económica de sistemas eléctricos

Tal como se vio en la sección 2.1, los sistemas eléctricos son una pieza clave en los desafíos que presenta el nexo agua energía. Por otro lado y de acuerdo al alcance de la tesis, será de gran importancia conocer en detalle los modelos económicos que gobiernan a los sistemas eléctricos, puesto que tal como se mencionó anteriormente, es fundamental su conocimiento para aplicar los diferentes enfoques de la operación integrada (sección 2.5).

2.6.1.1. Despacho económico clásico

El problema de despacho económico de sistemas eléctricos busca determinar la generación de las centrales del sistema minimizando la suma de sus costos de operación, sujeto a que se abastezca la demanda del sistema y a las respectivas restricciones técnicas de cada central o normativas del sistema eléctrico [42]. En otras palabras, para cada bloque temporal se resuelve lo siguiente [43]:

- **Variables del problema**

$p_{kn,t}$: Flujo de potencia desde barra k a barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$

$P_{n,t}^{unserved}$: Potencia no servida en la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$.

$P_{j,n,t}$: Potencia generada por la central j de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$.

¹¹AEZ: *Agro-Ecological Zones*

¹²OSeMOSYS: *The Open Source Energy Modeling System*

- **Parámetros del problema**

Sea $C_j(P_{j,n,t}) = \gamma P_{gen_j}^2 + \beta P_{gen_j} + \alpha$ es la función de costos de operación de cada generador. En caso de que $\gamma = 0$ y $\beta = c_j^{var}$ se estaría en presencia de un problema con costos variables lineales.

c^{LS} : Costo asignado por la potencia no suministrada en unidades de $[USD/MWh]$

c_j^{var} : Costo incremental de operación de la central j en unidades de $[USD/MWh]$

$D_{n,t}$: Demanda en la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$

\overline{P}_j : Potencia máxima del generador J en unidades de $[MW]$

\underline{P}_j : Potencia mínima del generador J en unidades de $[MW]$

N_{gen} : Número de generadores.

- **Función objetivo:**

Tal como se mencionó, el objetivo principal es minimizar la suma de los costos variables de operación de las centrales térmicas y las potencias no servidas en el sistema

$$\min \sum_{t=1}^T \left(\sum_{j=1}^{N_{gen}} C_j(P_{j,n,t}) + \sum_n c^{LS} P_{n,t}^{unserved} \right) \quad (2.1)$$

- **Balance nodal:**

En un modelo de operación económica multinodal, en cada barra n del sistema para todo tiempo t , debe cumplirse la igualdad entre potencias inyectadas y retiradas. Estas potencias están dadas por la generación de todas las centrales, los flujos por las líneas y la potencia no suministrada. En este caso no se están considerando las pérdidas por transmisión.

$$\sum_j P_{j,n,t} + P_{n,t}^{unserved} + \sum_{k \neq n} p_{kn,t} = D_{n,t} \quad (2.2)$$

- **Restricciones de generación térmica:**

La potencia generada por cada central estará limitada por la capacidad máxima de generación, la cual está determinada por el diseño, límite de combustibles, mantenimiento, etc. También existirá un mínimo técnico bajo el cual no se podrá operar.

$$\underline{P}_j \leq P_{gen_j} \leq \overline{P}_j \quad (2.3)$$

2.6.1.2. Despacho económico con restricciones de transmisión

Anteriormente se muestra el problema de operación económica sin tomar en cuenta los límites en que deben encontrarse los flujos a través de las líneas [42]. Estos márgenes están dados por la capacidad máxima de la línea, cuyo valor dependerá de los límites técnicos y/o térmicos, también de los límites por seguridad de servicio, etc. Para esta ocasión se imponen límites del flujo de forma simétrica para ambos sentidos.

$$-\overline{p}_{kn} \leq p_{kn,t} \leq \overline{p}_{kn} \quad (2.4)$$

Donde

\overline{p}_{kn} : Flujo máximo a través de la línea desde barra k a barra n en unidades de $[MW]$

2.6.1.3. Coordinación hidrotérmica

El valor del agua almacenada en los sistemas eléctricos es considerado en diversos modelos de operación usados actualmente, conocidos como modelos de operación hidrotérmica (o coordinación hidrotérmica). La variedad de modelos es tan amplia como la variedad de sistemas hidrotérmicos existentes en el mundo; las causas de estas diferencias son básicamente las diferencias naturales en las cuencas hidrográficas, tipos de embalses como lo son los embalses multipropósito, que además de suministrar agua a la hidroelectricidad también deben hacerlo a la agricultura, fines recreacionales, uso doméstico o industrial, restricciones para preservar la biodiversidad o calidad ambiental, etc.

El espíritu que comparten todos estos modelos se basa en que una decisión operativa del embalse tomada hoy afectará el costo operación en el futuro. En otras palabras y tal como se muestra en la Figura 2.19, mientras más agua sea usada hoy el costo futuro será mayor, porque en caso de poca disponibilidad de agua en el futuro, habrá que incurrir en gastos de combustible para satisfacer la demanda energética o un racionamiento de costo elevado. En cambio, si se deja más agua para el futuro los costos futuros de generación serán menores en caso de una sequía pero en caso de una hidrología húmeda, podría converger en vertimientos de los embalses, es decir, en un desperdicio de energía [42].

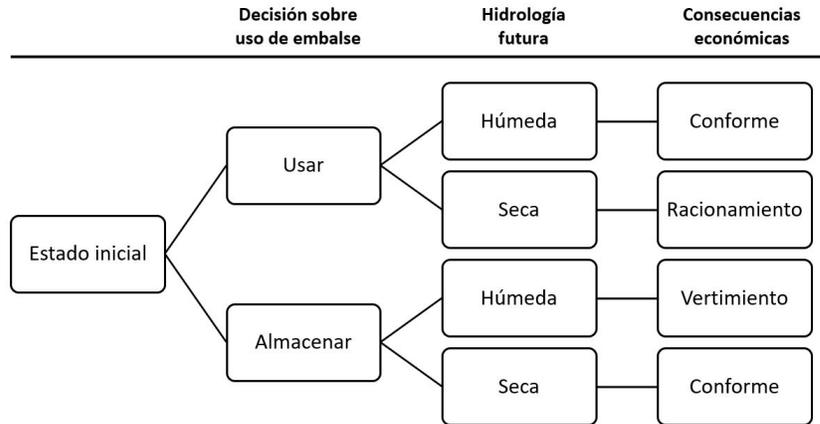


Figura 2.19: Problema de coordinación hidrotérmica [42].

En cada etapa por lo tanto será posible determinar el costo presente (CP) del uso de los recursos utilizados por adoptar una cierta estrategia de operación, lo cual a su vez redundará en un costo futuro (CF) incurrido por adoptar esa estrategia. Los costos mencionados anteriormente quedan determinados por la forma como se operen los embalses, es decir del volumen alcanzado al final de la etapa. Tal como se observa en la Figura 2.20, el uso óptimo del agua estará dado por la minimización conjunta de los costos inmediatos y los costos futuros esperados [42].

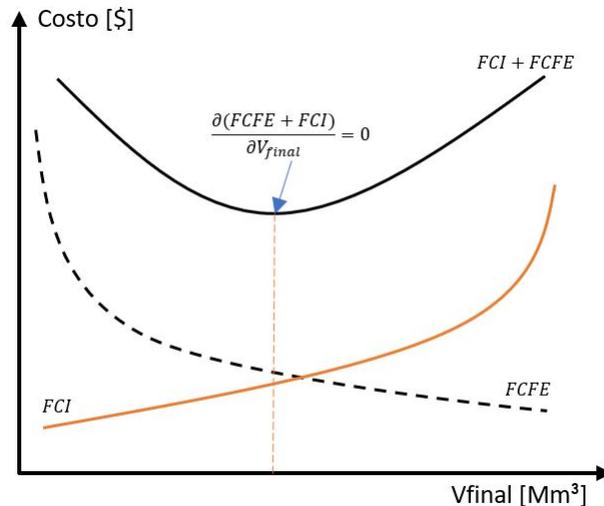


Figura 2.20: Uso económico del agua embalsada ¹³.

Ejemplos de softwares utilizados para resolver el problema de optimización con la componente hidráulica son muchos. Entre ellos destaca en Chile el utilizado por el ex CDEC-SIC, el modelo de programación de corto plazo (PCP) y largo plazo (PLP) y el empleado por la

¹³FCI: Función de costos inmediatos
FCFE: Función de costos futuros esperados

comisión nacional de energía, el modelo OSE2000. Conocido también es el modelo SDDP, utilizado por la Operadora Nacional del Sistema Eléctrico brasileño y por otro lado Plexos, software desarrollado por la empresa australiana Energy Exemplar.

Cuando en el modelo de operación económica visto en 2.6.1.1 se incluyen embalses, las decisiones que se toman pasan a estar acopladas en el tiempo como ya fue mencionado. En otras palabras, la capacidad limitada de almacenamiento en los embalses impondrá una restricción a la disponibilidad de energía hidroeléctrica. Este acople en el tiempo puede representarse a través del balance de masa del embalse (o energía de este) de la ecuación 2.5, donde el estado del embalse en el tiempo $t+1$ depende del estado y los caudales respectivos en el tiempo t [43]. Esta ecuación despreja pérdidas por evaporación o infiltración, que en la realidad pueden ser relevantes.

$$V_{h,t+1} = V_{h,t} + (q_{h,t}^{in} - q_{h,t}^{turb} - q_{h,t}^{spill})3600\Delta t \quad (2.5)$$

Donde:

$q_{h,t}^{in}$: Afluente natural en el embalse h en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$

$q_{h,t}^{spill}$: Caudal vertido en el embalse h en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$

$q_{h,t}^{turb}$: Caudal turbinado en el embalse h en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$

\underline{V}_h : Volumen del embalse de el embalse h en unidades de $[m^3]$

Por otra parte, se fijan las condiciones de borde del embalse, es decir el volumen mínimo y máximo.

$$\underline{V}_h \leq V_{h,t} \leq \overline{V}_h \quad (2.6)$$

Donde:

\overline{V}_h : Volumen máximo de embalse de el embalse h en unidades de $[m^3]$

\underline{V}_h : Volumen mínimo de embalse de el embalse h en unidades de $[m^3]$

Además de las condiciones iniciales y finales (modelo con cota final), con lo cual se asegura el uso óptimo del embalse en el tiempo.

$$V_{t=0,h} = V_{ini,h} \quad \forall h, s \quad (2.7)$$

$$V_{t=T,h} = V_{fin,h} \quad \forall h, s \quad (2.8)$$

Finalmente, la potencia generada por cada central hidroeléctrica del sistema dependerá del caudal turbinado $q_{h,t}^{turbinated}$ asociado a una embalse en particular y a su coeficiente de producción o eficiencia k_h .

$$P_{h,t} = k_h q_{h,t}^{turbinated} \quad (2.9)$$

Donde

k_h : Coeficiente de producción de central hidráulica asociada a el embalse h en unidades de $[\frac{MW}{m^3/s}]$

$p_{h,t}$: Potencia generada por la central hidráulica asociada a el embalse h en el periodo de tiempo t y escenario s en unidades de $[MW]$

2.6.1.4. Despacho económico con fuentes renovables no convencionales

Al igual que la generación térmica e hidroeléctrica, los generadores renovables no convencionales (como los generadores eólicos y fotovoltaicos) tienen limitada su generación por la capacidad máxima instalada.

$$P_{j,n,t} \leq \overline{P_{j,n}} \quad (2.10)$$

La diferencia es que la potencia total está limitada por la disponibilidad del recurso, que se puede representar a través de un perfil horario $Profile_{j,n,t}$.

$$P_{j,n,t} \leq \overline{P_{j,n}} Profile_{j,n,t} \quad (2.11)$$

Donde:

$Profile_{j,n,t}$: Perfil de disponibilidad del recurso variable del generador j de la barra n en el periodo de tiempo t .

2.6.2. Modelos de riego

La agricultura es el mayor usuario de agua dulce del mundo, correspondiente el 70 % del total de retiros de agua dulce[4]. Además, sus retiros son de tipo consuntivo, en otras palabras, el agua utilizada no es devuelta a sus cursos naturales como en la hidroelectricidad, de modo que juega un rol fundamental en el impacto sobre los recursos hídricos.

Dado el alcance de esta tesis, es importante cuantificar el valor económico del agua vinculada al riego de la agricultura, para poder integrarlo al modelo de operación económica de sistemas eléctricos. Para esto, una de las herramientas más utilizadas son las funciones de demanda de riego, que logran representar económicamente la contribución incremental del agua en la producción agrícola [33] [1] [37].

Uno de los métodos más utilizados para obtener las curvas de demanda de riego es el Positive Mathematical Programming (PMP) [44]. Este modelo que tiene como entrada los tipos de cultivos, la caracterización de sus costos e ingresos y los requerimientos de riego calculados según la metodología de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO)[45].

Para esta investigación se utilizarán las curvas de demanda generadas siguiendo la metodología de [37] tal como se realiza en el modelo de co-optimización propuesto por [1], que se explicará en detalle en 2.5. Obtenida la curva para cada cuenca, se integra de tal forma que se obtiene la función de costo por riego no suministrado para toda la temporada; la curva se desagrega mensualmente bajo el supuesto de equimarginalidad.

2.7. Discusión bibliográfica

En los últimos años diferentes entidades como la Agencia Internacional de Energía [4], el Banco Mundial [6], la Agencia Internacional de las Energías Renovables [27] y las Naciones Unidas [29] han puesto énfasis en la proyección de un aumento de la población mundial hacia el año 2040, que tendrá como consecuencia un aumento de la demanda de energía y de recursos hídricos, acompañados del crecimiento en la demanda de alimentos, de la economía, la actividad industrial y el desarrollo tecnológico.

La preocupación recae en que la disponibilidad de agua dulce se verá afectada por la creciente contaminación y el cambio climático, lo que a su vez agregará presión en el sector energético debido a la gran interconexión que existe entre agua y energía [4].

En las publicaciones mencionadas, se ha hecho énfasis en que una gestión y planificación conjunta de los sistemas de energía y los recursos hídricos sería la mejor opción para gestionar el nexo dentro del contexto futuro expuesto. Sin embargo no es una tarea sencilla dada la separación actual que existe en la gestión y planificación de ambos sectores, de modo que es importante analizar cómo las decisiones tomadas para un sector afectan a los demás, con tal de facilitar la toma de decisiones [27][29].

Adicionalmente, desde un enfoque desacoplado, se ha propuesto diversificar la matriz energética con fuentes que no tengan un uso intensivo del agua, como los generadores eólicos y fotovoltaicos, además de interconectar sistemas eléctricos regionales, ya que el cambio climático afectará de diferente manera la disponibilidad de agua según la región geográfica y de este modo habrá un mejor aprovechamiento de los recursos [4].

A pesar de que la opción de interconectar sistemas eléctricos transfronterizos es interesante, la experiencia dice que es un desafío a nivel político, a pesar de que diversos estudios aseguran

la factibilidad y los beneficios a nivel técnico y económico que ofrece una interconexión de gran escala.

En [27] se menciona que para adoptar un enfoque basado en el nexo para la gestión de los sectores, existe una amplia gama de herramientas y métodos cuantitativos y cualitativos para toma de decisiones según el propósito del análisis y el acceso a los datos. Dentro de las herramientas cuantitativas, define dos enfoques posibles: uno totalmente integrado, donde se representan todas las interdependencias entre agua y energía; y otro considerando el nexo pero con un punto de entrada, es decir ver la influencia de un sector en el otro. Ejemplo de este último enfoque es la propuesta metodológica proporcionada por las Naciones Unidas [29]. Su punto de entrada son los alimentos para se estima su influencia de estos en los sectores de energía y agua. Por otro lado el modelo MARKAL/TIMES usa como punto de entrada la energía [28].

Por otra parte en [30], [31] y [32], se han realizado revisiones de los modelos y metodologías propuestas en la literatura para la integración de los sectores de agua y energía, desde una perspectiva sistémica (es decir, sin considerar temas específicos sobre procesos y tecnologías), de modo que el mayor desafío de esta integración sería poder compatibilizar las escalas temporales (segundos, horas, días, meses, años) y espaciales (por cuenca, ciudad, región o transfronterizo) [32] de cada sector. Otro desafío destacado en [30] para la integración de ambos sectores es la forma en la que se gestionan los embalses multipropósito del sistema.

Se destaca que lo que más se repite es modificar modelos de energía con tal de integrarlo con el sistema hídrico. Esta integración puede ser por medio de restricciones o también agregándose en la función objetivo. También existen metodologías donde se conectan modelos individuales de energía y agua por medio de enlaces explícitos con tal de modelar las interdependencias. A pesar de la ventaja de contar con estos modelos de simulación como por ejemplo WEAP (agua), LEAP (energía) y de optimización como IWROM (agua), MARKAL/TIMES (energía), al momento de interconectarlos se tiene una alta complejidad a nivel de recursos computacionales [30].

Dentro de los modelos de operación más antiguos que se mencionan destacan los de coordinación hidrotérmica vistos en la sección 2.5, los que serían a modelos de energía con restricciones del sistema hídrico. En ellos se optimiza la operación de los embalses de manera multianual y estocástica, por medio de populares técnicas SDP y SDDP. En los modelos propuestos por [35] y [1], se modifica el modelo de coordinación hidrotérmica a largo plazo, incluyendo en la función objetivo el beneficio (o costo asociado) al suministro (o no suministro) de riego.

Por otro lado en [40] y [39] se modifica el modelo optimización de energía TIMES y ReEDS respectivamente, con tal de representar la demanda de agua en la refrigeración de plantas térmicas. En [6] se modifica también el modelo TIMES, pero sin una representación del sistema físico del agua. Por otra parte el Instituto del Medioambiente de Estocolmo [41], integra el módulo de análisis de agua WEAP y el modelo de planificación energética LEAP, ambos de simulación, donde se incluye el uso del agua en la agricultura y el consumo humano.

De los modelos vistos, no existe ninguno que optimice la operación y planificación del nexo agua-energía e incluya todas las dimensiones de esta interdependencia. Tampoco se han

considerado sistemas transfronterizos, siendo lo más extenso territorialmente la aplicación en las cuencas hidrográficas de España [35][30].

En la siguiente Figura 2.21 se sintetiza lo expuesto. Se distinguen los elementos forzantes y desafíos centrales en la modelación del nexo agua-energía, como lo es el crecimiento de la población que lleva consigo un aumento de las demandas energéticas y de agua. Por otra parte, factores como el cambio climático y la contaminación afectarían la disponibilidad de agua dulce, lo que pondrá en peligro la seguridad energética y alimentaria.

Por otro lado se distinguen tres tipos de enfoques principales. En primer lugar se tiene un enfoque con punto de entrada como el propuesto por [27] (Figura 2.16). Después, en base a la literatura revisada, se pueden diferenciar los enfoques acoplados en operación y los acoplados en operación y planificación de infraestructura. En contraste a estos tres enfoques de integración del nexo, también existen propuestas desde un punto de vista desacoplado, como diversificar la matriz energética con fuentes que no tengan uso intensivo de agua.

Dada la elección de algún enfoque, los tipos de modelación pueden ser analizados a través de siete dimensiones:

- **Tipo de estudio:** Los tipos de han mostrado tener enfoques cualitativos y/o cualitativos.
- **Tipo de modelo:** Si el tipo de estudio es cualitativo, puede desarrollarse a través de un modelo de simulación, o por el contrario, por uno de optimización.
- **Tipo de integración del nexo:** De acuerdo a lo desarrollado hasta la actualidad, la evidencia muestra que el nexo ha sido modelo a través de modelos de energía que integran restricciones de aguas. También se han utilizados modelos individuales de energía y agua, donde adicionalmente se han vinculado entre sí, lo cual ha sido más recurrente en modelos de simulación. Y finalmente, también se han propuesto modelos integrados a través de funciones multiobjetivo.
- **Escala temporal:** Uno de los grandes desafíos para modelar el nexo ha sido compatibilizar las escalas temporales de ambos sectores, de modo que su elección es de gran importancia al momento de la modelación.
- **Escala espacial:** Esta dimensión es válida tanto para el sector de energía y el de recursos hídricos. La mayor parte de los estudios que consideran riego de agricultura, por ejemplo, han utilizado una escala espacial a nivel de cuenca, con tal de capturar el uso de esta. Sin embargo, a nivel eléctrico la escala espacial suele ser a escala regional o incluso transfronteriza. Compatibilizar ambas se plantea entonces, como un desafío para la modelación.
- **Nivel de agregación de embalses:** Estudios como el de [35] han mostrado las diferencias al cambiar el nivel de agregación de los embalses para hidroelectricidad y riego. Por otra parte, en estudios de integración eléctrica regional como el del BID [8], los embalses y centrales hidroeléctricas respetivas, son modelados en cascada.

- **Links modelados:** Existen diversos acoples entre el sector energético y los recursos hídricos que pueden estudiarse. De acuerdo a la revisión bibliográfica, los más comunes son el consumo de agua por los procesos energéticos, el consumo de energía por los procesos de agua y la modelación de embalses multipropósito.

Esta taxonomía en la modelación servirá de base para la propuesta del modelo de co-optimización presentado en esta tesis.

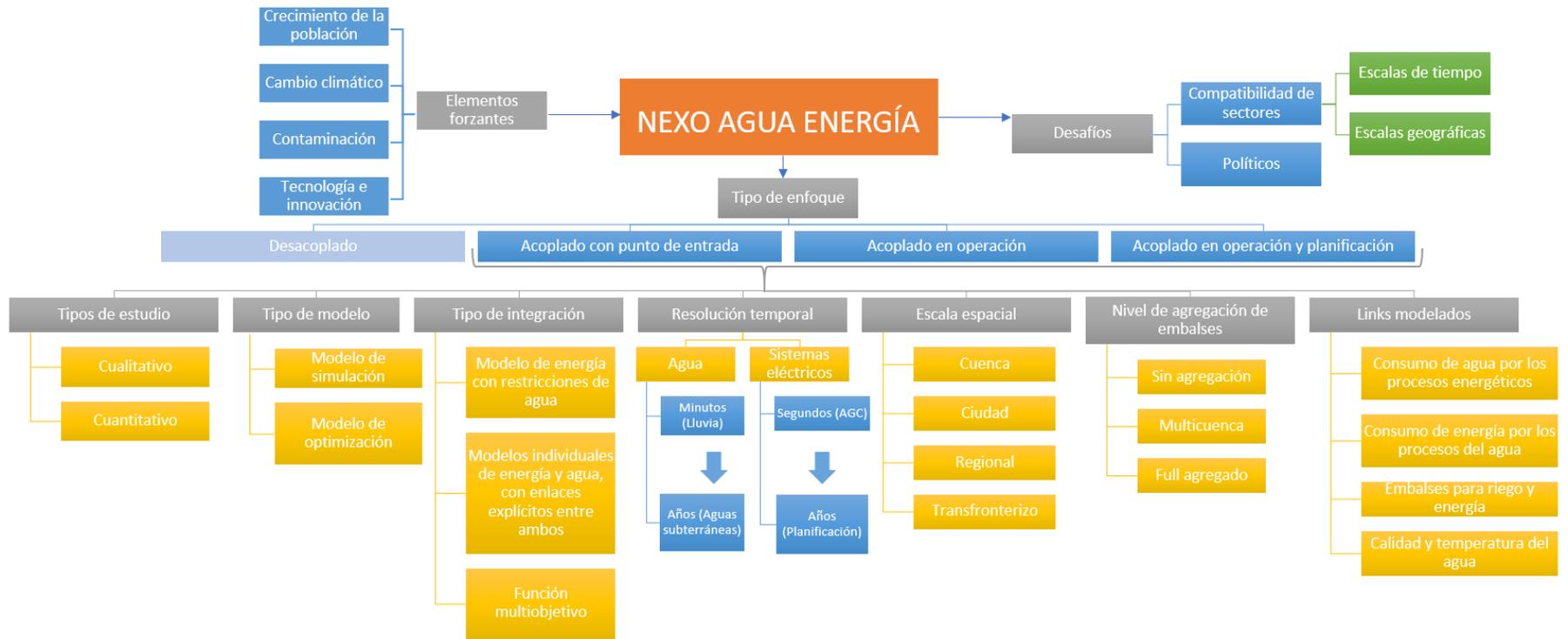


Figura 2.21: Nexo agua y energía abordado en la literatura.

Capítulo 3

Propuesta del modelo de co-optimización

3.1. Visión general de la propuesta

En la sección de revisión del estado del arte se pudo obtener el estado de conocimiento de la relación agua-energía. A pesar de la existencia de modelos de operación integrados de agua y energía, ninguno incluye todas las dimensiones de la interdependencia ni tampoco el contexto de una escala regional o transfronteriza. Por otra parte, los estudios de la interconexión eléctrica en América Latina carecen de una representación exhaustiva de los temas de agua, más allá de la coordinación hidrotérmica.

A partir de esto, es que para proponer un modelo de co-optimización del recurso agua y los sistemas eléctricos en el contexto de la interconexión eléctrica en América Latina, se deben establecer las relaciones críticas entre los sectores de agua y energía en la región. En la Figura 3.1 se muestran los principales usos del agua en la región, diferenciados entre los usos consuntivos (el agua es consumida) y no consuntivos (agua no se gasta y puede volver a utilizarse para otra finalidad).

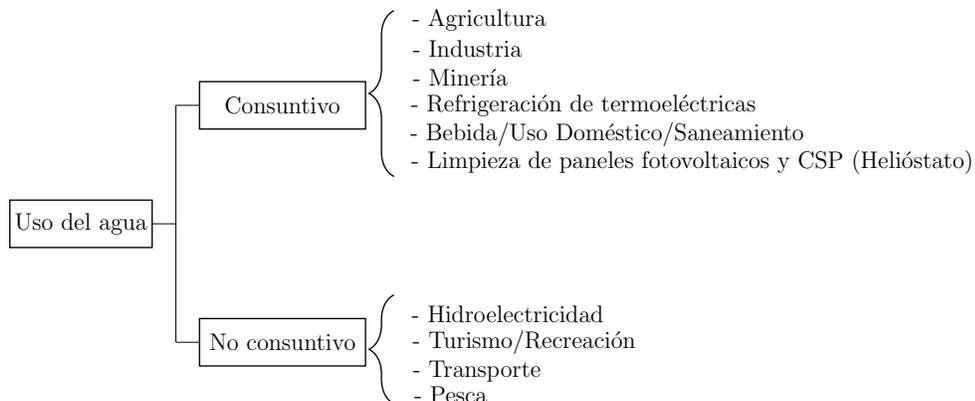


Figura 3.1: Distintos usos del agua.

Por otro lado, en la Figura 3.2, se muestran las relaciones críticas entre los sectores de agua-energía-agricultura, donde se observan usos del agua¹ relacionados al sector eléctrico que pueden generar conflictos o sinergias con el recurso de agua, y como estos a su vez, inciden en la agricultura y por ende, a la seguridad alimentaria. De esta manera, es posible notar que el enfoque de esta investigación analizará las dimensiones de seguridad energética (a través de la modelación del sistema eléctrico interconectado), hídrica (el uso del agua en el riego de agricultura y uso en hidroelectricidad) y alimentaria (aunque no esté explícitamente modelada, el cumplimiento del requerimiento de riego afecta directamente en la producción de alimentos).



Figura 3.2: Nexo agua-energía-agricultura.

En la Tabla 3.1 se expone el contexto en América Latina de cada uso del agua asociado al sector eléctrico, y por ende, es evidente la decisión de estudiar en esta tesis las centrales hidroeléctricas, dada su importancia. Por otra parte, en la Figura 3.3 se muestran las áreas agrícolas efectivamente regadas y los embalses hidroeléctricos de Latino América, con el objetivo de mostrar el fuerte cruce geográfico que existe, entre ambos usos del agua en el continente.

A pesar de que este modelo sólo considera el riego de la agricultura y la hidroelectricidad, no queda descartado que se puedan incluir otros usos del agua, como los expuestos en la Figura 3.2.

¹Enfriamiento de centrales considera tecnologías como: *carbón, nuclear, CSP, ciclo combinado, geotermia*

Tabla 3.1: Contexto de usos del agua asociados al sector eléctrico en América Latina.

<i>Centrales hidroeléctricas convencionales</i>	Tal como fue mostrado en la sección 2.4.1, la hidroelectricidad correspondió al 56 % de la producción y 54% de capacidad instalada total (aproximadamente 150 [GW]) en América Latina, el año 2014 [9]. En la Figura 3.3 se muestran las centrales hidroeléctricas de embalse (de acuerdo a [8]) y las áreas de riego efectivamente regadas [45] en Latino América.
<i>Centrales de bombeo</i>	En América Latina el desarrollo es incipiente. Sólo se encuentran en operación dos centrales en Argentina de 224 [MW] (Los Reyunos) y 750 [MW] (Río Grande), mientras que en Chile la central Espejo de Tarapacá de 300 [MW] está planificada para el año 2020 [23].
<i>Enfriamiento de las centrales</i>	Gran parte de las unidades de generación termoeléctrica en América Latina se ubican de preferencia en el borde costero, de modo que utilizan agua de mar en su mayoría. El objetivo de esto es principalmente por la simplicidad operativa, como abundancia de agua y/o suministro de combustibles importados. La gran disponibilidad de agua que provee el borde costero ha resultado en que el tipo de sistema de enfriamiento predominante en las centrales termoeléctricas basadas a vapor sea el sistema abierto de paso único. Cuando se encuentran al interior del continente, se suele optar por sistemas de enfriamiento cerrados con torres, debido a la limitación en la disponibilidad de agua.
<i>Limpieza de sistemas fotovoltaicos y CSP (helióstato)</i>	Durante el año 2016 en América Latina, fueron producidos 5.668 [GWh] de energía correspondiente a centrales fotovoltaicas [46]. Considerando un factor promedio de uso de agua para tareas de mantenimiento de 0,125 [m ³ /MWh][47](como la limpieza de los paneles), se tendría entonces que al año se extraen aproximadamente 560.000 [m ³] con este fin. Por otro lado, el agua utilizada en la agricultura puede ser estimada de acuerdo a los datos proporcionados en las Tablas 2.5 y 2.6. Considerando que el 93 % de las extracciones de agua agrícola corresponden a riego según la información mencionada, entonces en un año se destinarían 239.210 [Hm ³] de agua al riego, lo que en orden de magnitud es un millón de veces mayor que la utilizada en la limpieza de los paneles fotovoltaicos.



Figura 3.3: Áreas efectivamente regadas y embalses hidroeléctricos en Latino América Continental.

Bajo esta perspectiva de estudio, se decide proponer un modelo de co-optimización del recurso agua y los sistemas eléctricos. El modelo propuesto incorpora el costo de no suministrar riego en su función objetivo, y considera restricciones de operación de este, en un modelo de optimización de operación del sistema eléctrico. Un resumen de los aspectos considerados en este modelo se muestran en la Figura 3.4.

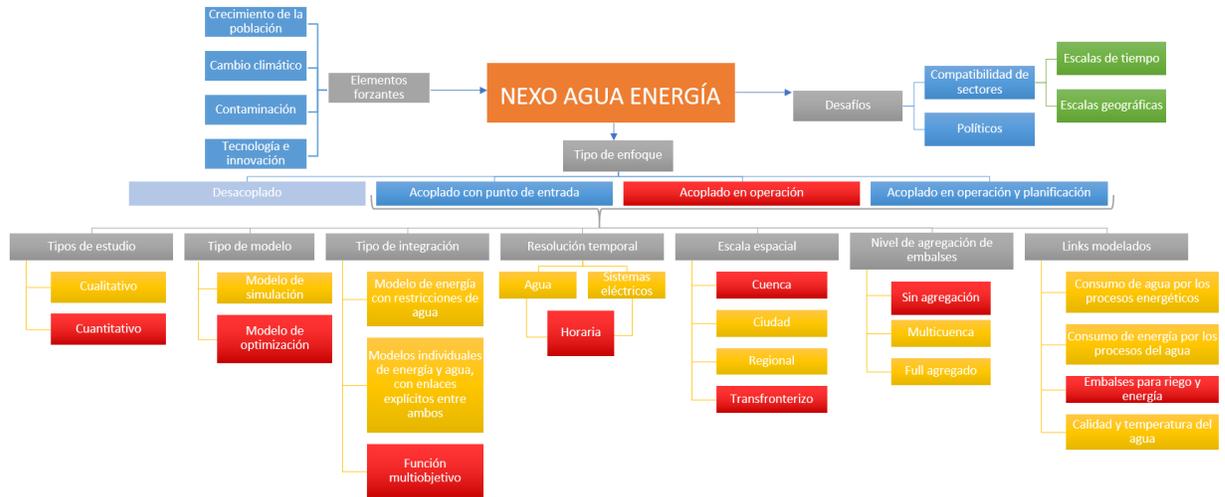


Figura 3.4: Aspectos considerados en modelo propuesto (*se encuentran en color rojo*).

Se decide utilizar una resolución horaria con el fin de poder observar los efectos sistémicos de tecnologías de generación solar, dado que su variabilidad se puede estudiar de manera mas pertinente a nivel horario. El horizonte de tiempo a utilizar es de un año por motivos de capacidad computacional, además de representar el modelo como un problema lineal. La función objetivo a minimizar integra los costos de operación de las centrales eléctricas y los costos por no suministrar el total del requerimiento de riego. Las restricciones incluyen las consideraciones técnicas de cada central eléctrica, el cumplimiento de la demanda eléctrica por nodo del sistema, los balances de energía correspondientes a los embalses, gestión de demanda, sistemas de almacenamiento en base a baterías y los límites de generación para tecnologías ERNC en base a la disponibilidad del recurso primario, lo cual se introduce de manera determinística. Para los embalses se impone que la cota final del horizonte de modelamiento considerado debe ser igual a la del inicio.

Es importante recordar que dado el alcance de esta tesis, la agregación del sistema eléctrico será a través de un número limitado de nodos representativos por país, mientras que los embalses serán modelados sin agregación, respetando su topología en cascada cuando corresponda, y asociados a una cuenca de riego. Junto con esto, si bien no se da un tratamiento estocástico a los afluentes y por lo tanto las decisiones resultantes con respecto a la gestión de recursos hídricos y eléctricos tendrán un grado de incertidumbre, la resolución horaria utilizada si daría cuenta de los efectos sistémicos, que es el objetivo principal de esta investigación.

3.2. Modelo de co-optimización

En el modelo propuesto se basa en su mayor parte en el problema de operación mostrado en la sección 2.6.1, de modo que gran parte de su nomenclatura, variables y ecuaciones son rescatadas. Lo importante es mencionar es que en esta sección se adicionan:

- Costos de no suministro de riego
- Costos correspondiente a la gestión de la demanda
- Restricciones de reservas eléctricas
- Restricciones de riego
- Restricciones de gestión de la demanda
- Restricciones de sistemas de almacenamiento en base a baterías.

3.2.1. Nomenclatura

A continuación, se presenta la nomenclatura adicional a la ya vista en la sección 2.6.1.

3.2.1.1. Variables

- $b_{a,n,t}^{\text{dis}}$: Variable binaria, 1 significa que el almacenamiento a se está descargando en el periodo de tiempo t .
- $fRes_{j,n,t}$: Reserva rápida entregada por la central j de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $fRes_t^{\text{system}}$: Reserva rápida del sistema en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $p_{a,n,t}^{\text{charge}}$: Potencia extraída de la red por el almacenamiento a de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $p_{a,n,t}^{\text{discharge}}$: Potencia descargada a la red por el almacenamiento a de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $oRes_t^{\text{system}}$: Reserva operacional del sistema en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $oRes_{j,n,t}$: Reserva operacional entregada por la central j de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$
- $q_{h,t}^r$: Diferencia entre el caudal de salida del embalse y el riego suministrado $w_{h,t}$, cuando la ubicación de la bocatoma de riego es aguas abajo, por el embalse h en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$
- $stored_{a,n,t}$: Energía almacenada en el almacenamiento a de la barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MWh]$
- $w_{h,t}$: Caudal abastecido de riego por el embalse h en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$

- $w_{h,t}$: Caudal abastecido de riego para la cuenca h^* en el periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$
- $\Delta Load_{n,t}^{down}$: Disminución de la demanda en barra n en el periodo de tiempo t en unidades de $[MW]$

3.2.1.2. Parámetros

- $P^{largest\ unit}$: Potencia del generador con mayor capacidad del sistema en unidades de $[MW]$
- $P_{a,n}^{max}$: Capacidad de potencia máxima del almacenamiento a de la barra n en unidades de $[MW]$
- $\overline{w_{h^*,t}}$: Requerimiento de riego máximo de la cuenca h^* en periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$
- $\underline{w_{h,t}}$: Requerimiento de riego mínimo de la cuenca h en periodo de tiempo t en unidades de $[m^3/s]$
- $stored_{a,n}^{max}$: Capacidad máxima de energía almacenada en el almacenamiento a de la barra n en unidades de $[MWh]$
- $stored_{a,n}^{min}$: Capacidad mínima de energía almacenada en el almacenamiento a de la barra n en unidades de $[MWh]$
- α^{Load} : Porcentaje de la demanda correspondiente a reserva operacional.
- α^{VR} : Porcentaje de la generación variable despachada correspondiente a reserva operacional.
- α^w : Flexibilidad del requerimiento de riego.
- β_{down} : Porcentaje de máxima disminución de la demanda
- β_{up} : Porcentaje de máximo incremento de la demanda
- η_{charge} : Coeficiente de pérdidas por conversión en la carga del almacenamiento
- $\eta_{discharge}$: Coeficiente de pérdidas por conversión en la descarga del almacenamiento
- $\eta_{g,n}^f$: Factor de reserva rápida de la central g del nodo n .
- $\eta_{g,n}^o$: Factor de reserva operacional de la central g del nodo n .

3.2.2. Función objetivo

En los modelos vistos de operación económica de sistemas eléctricos, el objetivo principal es minimizar la suma de los costos variables por generación de las centrales térmicas $c_j^{var} P_{j,n,t}$ y las potencias no servidas en el sistema $c^{LS} P_{n,t}^{unserved}$. En el modelo propuesto se agregan además los costos variables asociados al riesgo no suministrado $CI^{unmet}(w_{h,t})$.

$$\min \sum_t \left[\sum_{j=1}^{N_{gen}} C_j(P_{j,n}) + \sum_n c^{LS} p_{t,n}^{unserved} + \sum_h CI^{unmet}(w_{h,t}) \right] \quad (3.1)$$

3.2.3. Restricciones

- a) **Balance nodal:** El objetivo de esta restricción es el mismo que se expuso en la sección 2.6.1.1. En esta ocasión se agrega a la ecuación 2.2 la potencia entregada o consumida por los sistemas de almacenamiento y los cambios en la demanda debido a la gestión de ésta.

$$\begin{aligned} \sum_j P_{j,t,n} + \sum_a \left(p_{a,n,t}^{discharge} - p_{a,n,t}^{charge} \right) + P_{n,t}^{unserved} \\ + \sum_{k \neq n} p_{kn,t} - \Delta Load_{n,t}^{up} + \Delta Load_{n,t}^{down} = D_{n,t} \end{aligned} \quad (3.2)$$

- b) **Restricción de flujo por las líneas:** Se conserva la restricción vista en la ecuación 2.4.
- c) **Restricciones de reserva:** El sistema debe seguir operando después de alguna contingencia, en otras palabras, la generación total debe continuar siendo igual a la demanda. Frente a esto, el operador tomará acciones tanto preventivas como correctivas para continuar abasteciendo la demanda. Una de estas acciones corresponden a las reservas que debe tener disponible el sistema frente a cualquier evento, es decir, la capacidad de poder modificar la generación para cumplir con la demanda del sistema.

- i. **Reserva rápida:** Utilizada durante contingencias para compensar la pérdida inesperada de una unidad de generación. El valor de esta reserva para el sistema será igual a la capacidad instalada de la unidad de generación más grande.

$$fRes_t^{system} = P^{largest\ unit} \quad (3.3)$$

Por otro lado, cada unidad del sistema aportará con una cantidad de reserva rápida. Su aporte a la reserva total estará determinado según el tipo de tecnología de acuerdo al factor $\eta_{g,n}^f$.

$$fRes_t^{system} \leq \sum_{j,n} \eta_{j,n}^f fRes_{j,n,t} \quad (3.4)$$

- ii. **Reservas operacionales:** Utilizada para corregir errores de pronóstico por hora tanto de la generación renovable variable y de la demanda. El valor de esta reserva para el sistema estará dado por un porcentaje $\alpha^{VR} = 5\%$ de la potencia despachada de la generación renovable variable y un $\alpha^{Load} = 3\%$ de la demanda real en la hora t .

$$\begin{aligned} oRes_t^{system} = & \alpha^{VR} \sum_{(j \in VR),n} P_{j,n,t} \\ & + \alpha^{Load} \sum_n (D_{t,n} + \Delta Load_{n,t}^{up} - \Delta Load_{n,t}^{down}) \end{aligned} \quad (3.5)$$

Análogo a la reserva rápida, cada unidad del sistema aportará con una cantidad de reserva operacional. Su aporte a la reserva total estará determinado según el tipo de tecnología de acuerdo al factor $\eta_{g,n}^o$.

$$oRes_t^{system} \leq \sum_{j,n} \eta_{j,n}^o oRes_{j,n,t} \quad (3.6)$$

- d) **Restricciones de generación térmica e hidroeléctrica :** Se conserva la restricción vista en la ecuación 2.3. No obstante debido a la consideración de reservas, se considerará la potencia total comprometida del generador, es decir, la suma de su generación y su disponibilidad de reserva.

$$0 \leq P_{j,n,t} + oRes_{j,n,t} + fRes_{j,n,t} \leq \overline{P_{j,n}} \quad (\forall j \in TH) \quad (3.7)$$

- e) **Restricciones de generadores ERNC:** Análogo a la generación térmica e hidroeléctrica, los generadores variables renovables (como los generadores eólicos y fotovoltaicos) la suma de su generación y su disponibilidad de reserva estará limitada por la capacidad máxima de generación.

$$P_{j,n,t} + oRes_{j,n,t} + fRes_{j,n,t} \leq \overline{P_{j,n}} \quad \forall (j \in VR) \quad (3.8)$$

La diferencia radica en que en el caso de los generadores eólicos y fotovoltaicos, la potencia total comprometida estará limitada por la disponibilidad del recurso.

$$P_{j,n,t} + oRes_{j,n,t} + fRes_{j,n,t} \leq \overline{P_{j,n}} Profile_{j,n,t} \quad \forall (j \in VR) \quad (3.9)$$

f) Restricciones de embalses y riego

- i. **Generación hidroeléctrica:** Se conserva la restricción vista en la ecuación 2.9.
- ii. **Balance de masa de embalse:** Se conserva la ecuación 2.5, sin embargo el valor de $q_{h,t}^{in}$ dependerá de la ubicación que tenga la bocatoma de riego.

$$V_{h,t+1} = V_{h,t} + (q_{h,t}^{in} - q_{h,t}^{out}) 3600 \Delta t \quad (3.10)$$

$$q_{h,t}^{out} = q_{h,t}^{turb} + q_{h,t}^{spill} \quad (3.11)$$

En el caso de que la bocatoma de riego se ubique aguas arriba del embalse (ver Figura 3.5a), el riego $w_{h,t}$ se considerará en el caudal de entrada del embalse $q_{h,t}^{in}$.

$$q_{h,t}^{in} = inflow - w_{h,t} \quad (3.12)$$

Por otra parte, cuando la bocatoma de riego es abajo del embalse y el riego $w_{h,t}$ no es rival de la hidroelectricidad, el valor de $q_{h,t}^{in}$ será igual al afluente de entrada. Además, el riego se compatibilizará con el uso no consuntivo de la hidroelectricidad (ver Figura 3.5b), cumpliendo con la ecuación 3.14, donde $q_{h,t}^r$ corresponde a la diferencia entre el caudal de salida del embalse $q_{h,t}^{out}$ y el riego suministrado $w_{h,t}$.

$$q_{h,t}^{in} = inflow \quad (3.13)$$

$$q_{h,t}^{out} = q_{h,t}^r + w_{h,t} \quad (3.14)$$

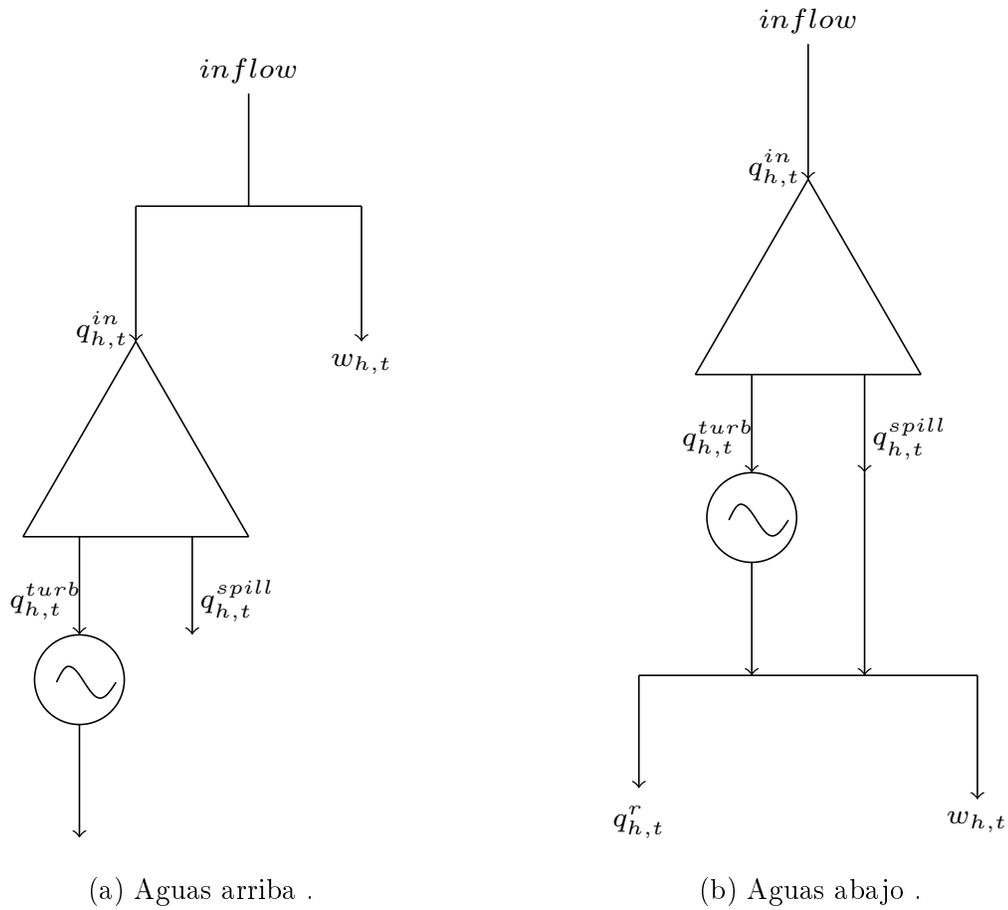


Figura 3.5: Esquemas de ubicación de bocatomas de riego utilizado

iii. Límite de nivel de embalse: Se mantienen las restricciones vistas en las ecuaciones 2.6, 2.7 y 2.8.

iv. Requerimiento de riego: La decisión del riego estará inicialmente limitada por el perfil dado para la temporada. Sin embargo debido a la limitación dada por la desagregación temporal de la demanda de riego, donde el sentido económico es de la temporada completa, la decisión tomada para un periodo t no puede ser independiente de la que se tomará en el periodo $t+1$, puesto que además de ser una decisión económica también es fisiológica del cultivo. Para esto se propone una restricción a la variación en el riego entre dos meses contiguos, capturando de esta forma el acople temporal y siendo congruente con el perfil de la temporada.

Además se considera un parámetro de flexibilidad α^w para determinar la forma en que se entrega el requerimiento de riego a lo largo de la temporada, en otras palabras, la magnitud de cuanto puede recuperar en el mes t lo no regado en el mes anterior $t-1$, sin afectar la fisiología del cultivo.

Meses de "subida"

$$0 \leq w_{h^*,t+1} - w_{h^*,t} \leq \overline{w_{h^*,t+1}} - \overline{w_{h^*,t}} + \alpha^w \overline{w_{h^*,t}}, \quad (t = \text{mes}) \quad (3.15)$$

Meses de "bajada"

$$\overline{w_{h^*,t+1}} - \overline{w_{h^*,t}} - \alpha^w \overline{w_{h^*,t}} \leq w_{h^*,t+1} - w_{h^*,t} \leq \alpha^w \overline{w_{h^*,t}}, \quad (t = \text{mes}) \quad (3.16)$$

Donde, $w_{h^*,t}$ corresponde a la suma de los aportes de diferentes embalses h a la cuenca h^* :

$$w_{h^*,t} = \sum_h w_{h,t} \quad (3.17)$$

g) Restricciones de sistemas de almacenamiento: Se definirán las restricciones asociadas a los sistemas de almacenamiento en base a baterías (conocidos por su sigla BESS, por su nombre en inglés "Battery Energy Storage Systems").

i. Capacidad de carga y descarga: Tanto la potencia en estado de carga (extraída de la red) y de descarga (inyectada a la red) deben estar limitadas por la capacidad máxima de la batería $P_{a,n}^{max}$. A modo conceptual, se utiliza la variable binaria $b_{a,n,t}^{dis}$ para asegurar que la batería esté exclusivamente en modo de carga o descarga y no ambos simultáneamente.

$$p_{a,n,t}^{discharge} \leq b_{a,n,t}^{dis} P_{a,n}^{max} \quad (3.18)$$

$$p_{a,n,t}^{charge} \leq (1 - b_{a,n,t}^{dis}) P_{a,n}^{max} \quad (3.19)$$

ii. Capacidad de energía almacenada: Análogo a las condiciones de borde de los embalses, las baterías tendrán un estado de carga mínimo y máximo.

$$stored_{a,n}^{min} \leq stored_{a,n,t} \leq stored_{a,n}^{max} \quad (3.20)$$

iii. Balance de energía: El estado de la batería se encuentra acoplado en el tiempo, de modo que el estado de carga $stored$ en el tiempo $t + 1$ estará dado por el estado en el tiempo t , más la energía almacenada $\eta_{charge} p_{a,n,t}^{charge} \Delta t$, menos la energía descargada al sistema $1/\eta_{discharge} p_{a,n,t}^{discharge} \Delta t$. Notar que se consideran las pérdidas por los sistemas de conversión.

$$stored_{a,n,t+1} = stored_{a,n,t} + (\eta_{charge} p_{a,n,t}^{charge} - 1/\eta_{discharge} p_{a,n,t}^{discharge}) \Delta t \quad (3.21)$$

h) Restricciones de gestión de demanda: La gestión de la demanda será entendida como la respuesta de la demanda frente a situaciones del sistema. Por ejemplo, se podría reducir el consumo en horas de alta demanda o aumentarlo en horas de baja demanda. Lo importante, es que la demanda total no cambia de modo que la variación neta en un mes dado será nula.

$$\sum_{mes} \Delta Load_{n,t}^{up} = \sum_{mes} \Delta Load_{n,t}^{down} \quad (3.22)$$

Por otro lado, la variación horaria también estará limitada por un porcentaje β_{down} o β_{up} de la demanda original.

$$\Delta Load_{n,t}^{down} \leq \beta_{down} Load_{n,t} \quad (3.23)$$

$$\Delta Load_{n,t}^{up} \leq \beta_{up} Load_{n,t} \quad (3.24)$$

Capítulo 4

Implementación y validación del modelo

El modelo lineal propuesto en la sección 3, fue programado en lenguaje Julia y que utiliza CPLEX como herramienta de optimización; en el caso de esta tesis, fue utilizada la licencia académica de CPLEX.

4.1. Caso base y estrategia de validación

4.1.1. Descripción del caso base

Para validar esta propuesta, se estudia un caso ejemplo basado en la investigación realizada por [1]. El caso base considera un sistema hipotético de 2 barras que están conectadas a través de una línea de transmisión, donde en cada nodo existirá una central hidroeléctrica, una térmica y una demanda eléctrica, mostrado en la Figura 4.1. Además, cada central hidroeléctrica estará conectada a un respectivo embalse, y será un agente rival del correspondiente requerimiento de riego, el cual se ubicará aguas arriba como se mostró anteriormente en la Figura 3.5a. A continuación se detalla la base de datos utilizada.

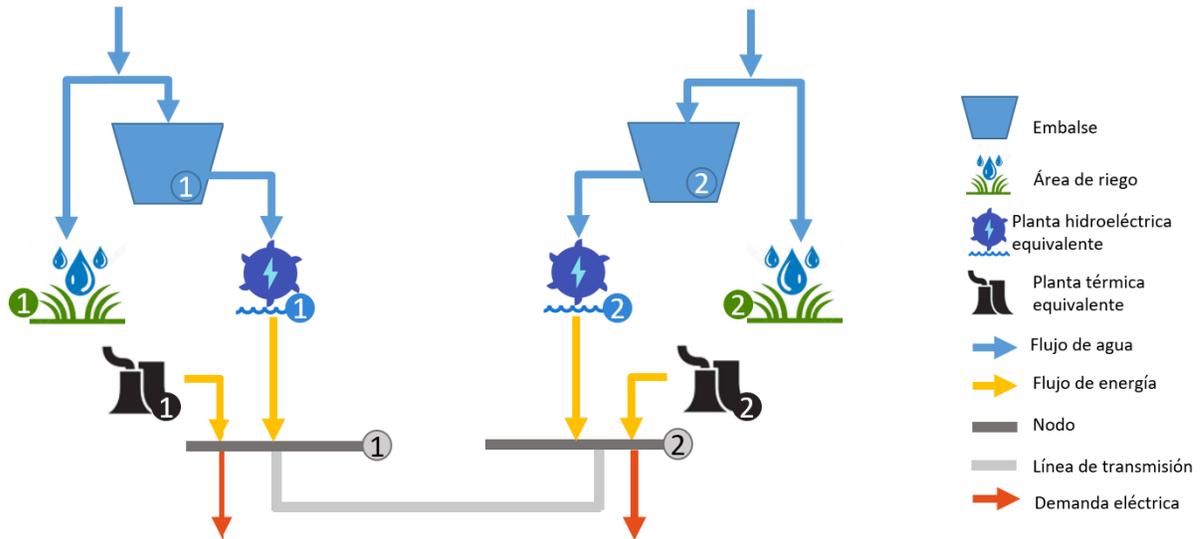


Figura 4.1: Sistema hipotético *Caso base*.

Tabla 4.1: Capacidad de generación instalada en sistema hipotético *Caso base*. [1]

Generador	Capacidad [MW]	Nodo
Hidro 1	1.500	1
Hidro 2	1.200	2
Termoeléctrico 1	5.200	1
Termoeléctrico 2	3.000	2

Tabla 4.2: Parámetros de embalses de sistema hipotético *Caso base*. [1]

Embalse	Capacidad [Hm^3]	Volumen inicial [HMC]	Nodo
Embalse 1	750	450	1
Embalse 2	2.500	500	2

Tabla 4.3: Parámetros de la línea de transmisión. [1]

Línea de transmisión	Capacidad [MW]	Desde	Hacia
Línea 1	2.500	2	1

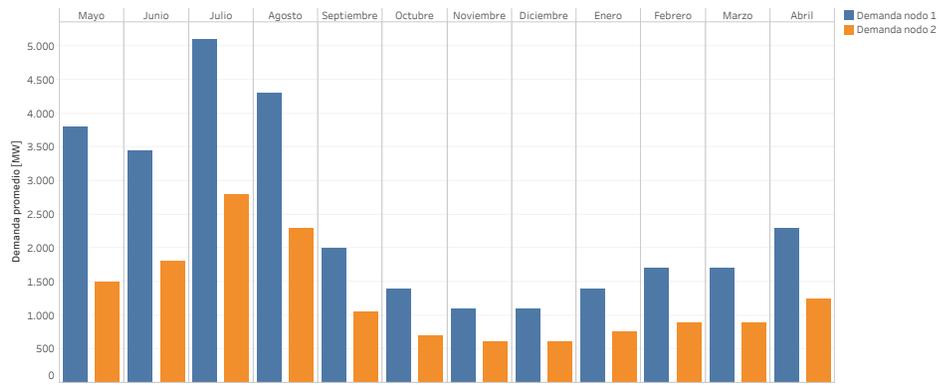


Figura 4.2: Demanda eléctrica mensual en sistema hipotético *Caso base*. [1]

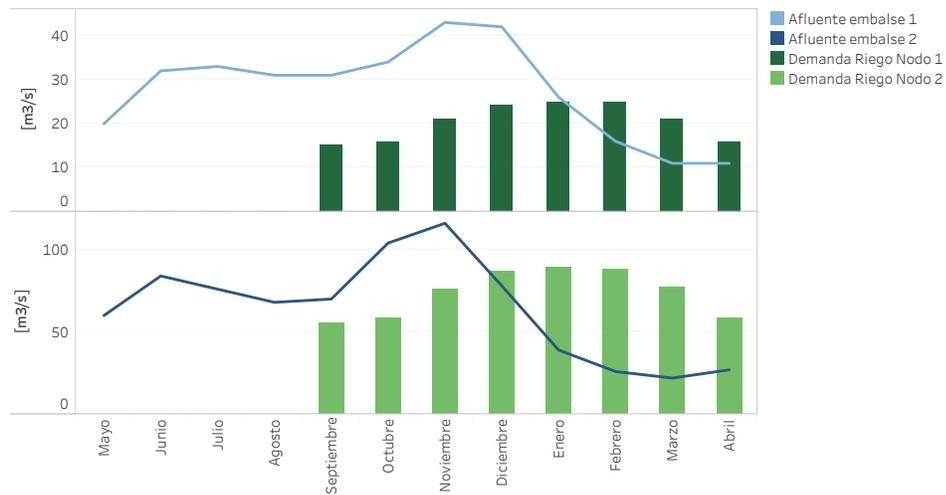


Figura 4.3: Requerimiento de riego y afluentes naturales en sistema hipotético *Caso base*. [1]

Es importante notar de que a pesar de que los costos mostrados en la Figura 4.4 y 4.5 no son lineales, estos fueron linealizados por tramos para poder integrarlos en el modelo lineal propuesto.

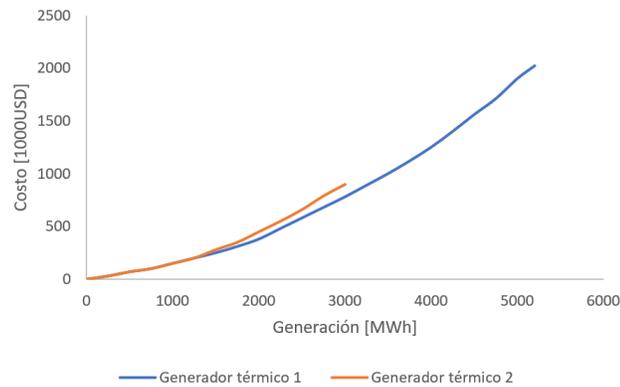


Figura 4.4: Costo de generación de centrales eléctricas de sistema hipotético *Caso base*. [1]

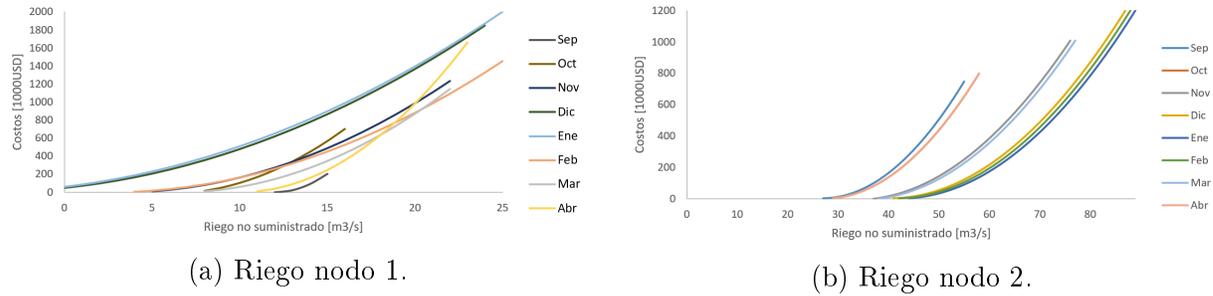


Figura 4.5: Costos por no abastecimiento de riego. [1]

4.1.2. Resultados de caso base

A continuación se presentan los principales resultados del caso base, aplicando el modelo presentado en la sección 3 pero sin incluir sistemas de almacenamiento en base a baterías ni gestión de demanda. Se resuelve con resolución horaria y horizonte de un año.

Como es posible observar en las Figuras 4.6 y 4.7, el manejo del embalse se relaciona con la turbinación de una mayor cantidad de agua en los períodos de alta demanda eléctrica y almacenando en los períodos de baja demanda, con tal de cumplir la cota final, que es un indicador del costo oportunidad del agua al final del horizonte de tiempo. El parámetro de flexibilidad asociado al cumplimiento del requerimiento de riego se fija en $\alpha^w = 0$, es decir, con cero flexibilidad.

Bajo este contexto, también es posible notar que la decisión es no regar en ninguno de los dos nodos, puesto que en las condiciones de una matriz totalmente hidrotérmica y una alta rivalidad de la hidroelectricidad con el riego, es preferible turbinar el agua, reduciendo el nivel de generación de las centrales térmicas, que asignarla para riego. Es evidente que no regar es una condición desfavorable para la agricultura, por lo que en un caso como este, en la realidad se debería compatibilizar el uso no consuntivo de la hidroelectricidad con el riego, como lo visto en la Figura 3.5b.

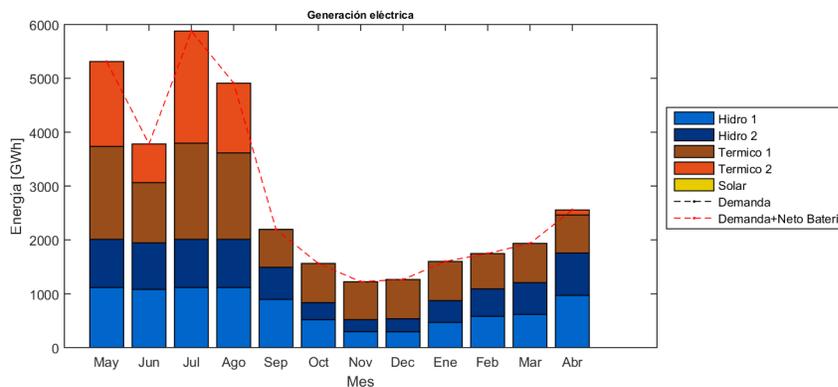


Figura 4.6: Generación eléctrica caso base.

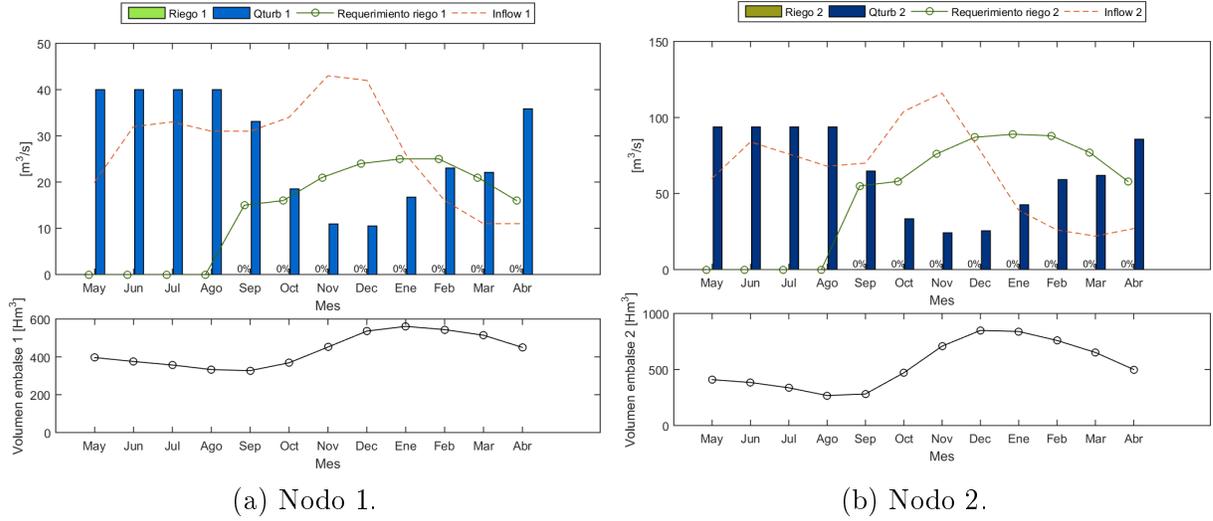


Figura 4.7: Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse, Caso Base.

Además, también se considera el caso donde el requerimiento de riego es una restricción fija. En otras palabras, las ecuaciones 3.15 y 3.16, son reemplazadas por la ecuación 4.1, es decir, que se cumple completamente el requerimiento de riego, lo que es equivalente a gestionar los sistemas de energía y riego por separado.

$$w_{h^*,t} = \overline{w_{h^*,t}}, \quad (t = \text{mes}) \quad (4.1)$$

En la Tabla 4.4 se observan las diferencias en los costos de operación de cada sistema. El hecho de reducir a cero los costos de no suministro de riego en el Caso Base con el requerimiento de riego fijo, significa un aumento de 2152 [MMUSD] en los costos de generación eléctrica. Comparado con el caso base co-optimizado, es un aumento de 61 % en los costos totales.

Esto también se ve reflejado en los resultados mostrados en las Figuras 4.8 y 4.9, donde es evidente la disminución de la generación hidroeléctrica y el aumento de la generación a partir de fuentes térmicas, lo que eleva los costos de operación.

Tabla 4.4: Costos de Caso Base co-optimizado y con requerimiento de riego fijo.

	Costos generación eléctrica [MMUSD]	Costos de no suministro de riego [MMUSD]	Costos totales [MMUSD]
Caso Base	3.459,3	16.6	3.475,9
Caso Base con requerimiento de riego fijo	5.611,1	0	5.611,1

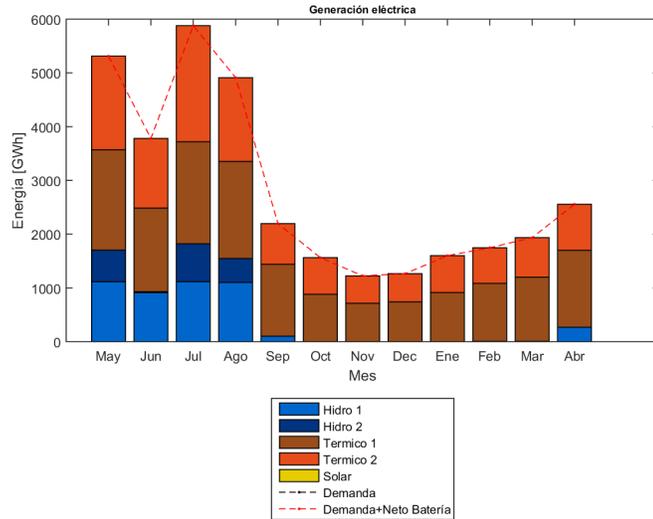
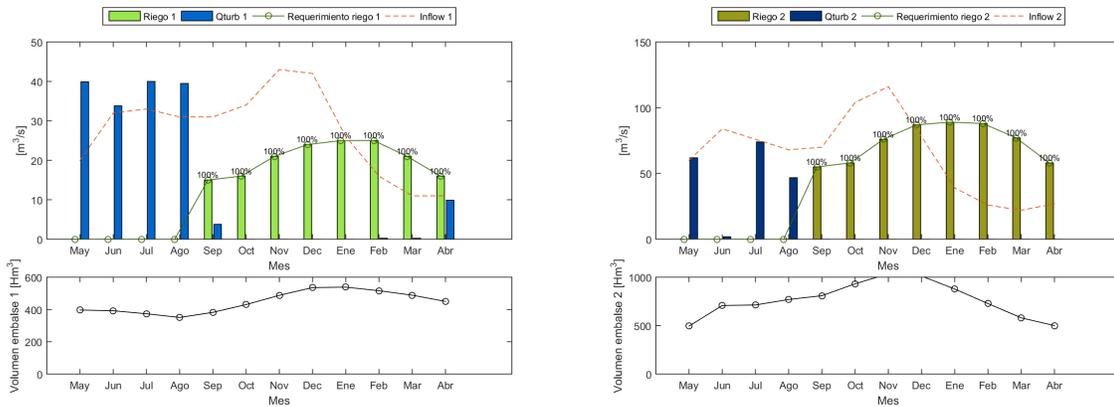


Figura 4.8: Generación eléctrica caso base con requerimiento de riego fijo.



(a) Nodo 1.

(b) Nodo 2.

Figura 4.9: Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse, Caso Base con requerimiento de riego fijo.

4.2. Sensibilidades del caso base

Teniendo en cuenta lo detallado anteriormente como caso base y con motivo de validar el modelo visto en el capítulo 3, se realizará un análisis de sensibilidad frente al cambio de algunos parámetros de éste.

En principio será integrado el recurso solar al caso base, tal como se observa en la Figura 4.10. Puesto que acciones como la incorporación de sistemas de almacenamiento en base a baterías, aumento en la capacidad de transmisión y gestión de la demanda pueden mostrar

un efecto más evidente si se tiene la generación solar incluida, estas medidas se compararán con respecto al caso base con la central fotovoltaica incluida.

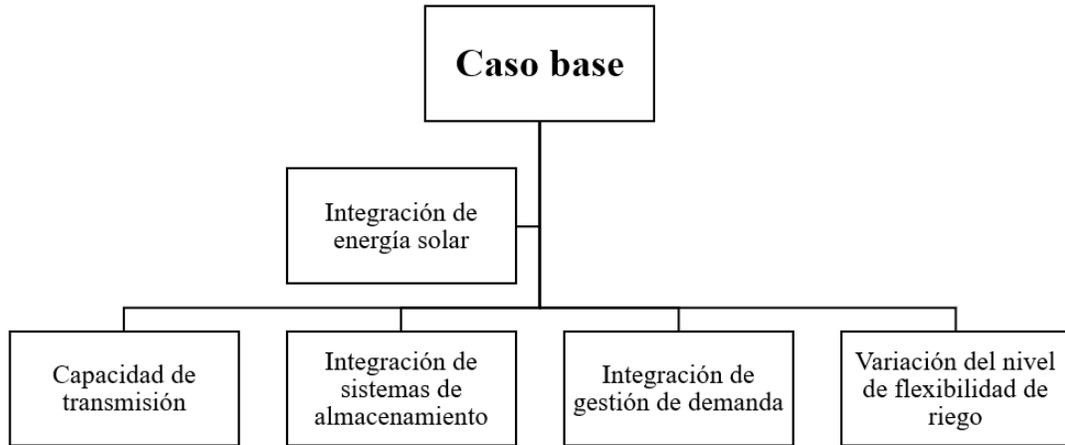
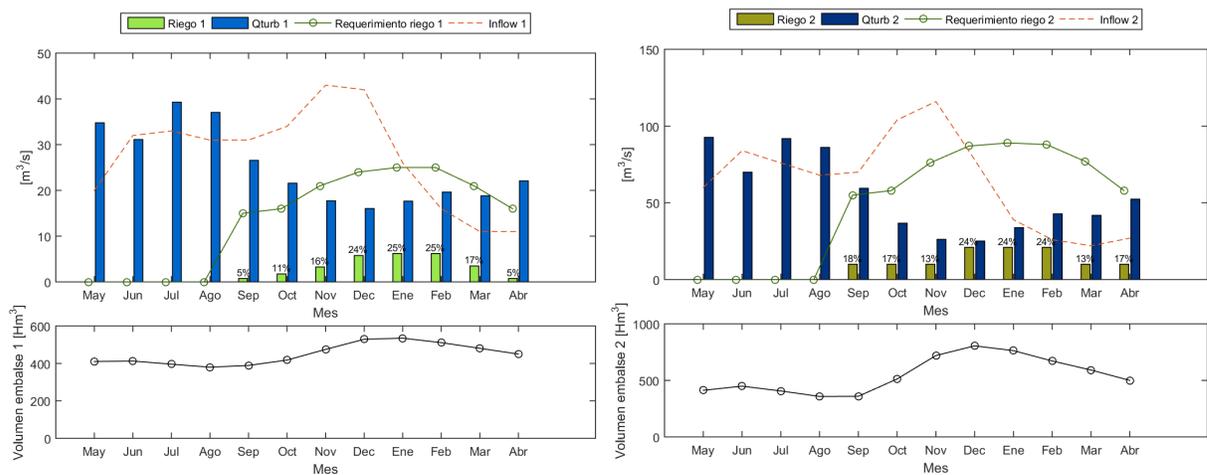


Figura 4.10: Estrategia de validación.

4.2.1. Inserción de energía solar

Para este escenario se agrega una central fotovoltaica de 6000 [MW] en el nodo 1 del sistema, equivalentes aproximadamente a la demanda máxima anual del sistema y cercano a la capacidad hidrotérmica del nodo respectivo. El parámetro de flexibilidad asociado al cumplimiento del requerimiento de riego se fija en $\alpha^w = 0$, es decir, con cero flexibilidad.

En este caso es evidente el aumento en la asignación de agua al riego, tal como se observa en la Figura 4.11. Esto es consecuencia de que se reemplazó parte de la generación hidroeléctrica con generación solar y por ende, se pudo cumplir una parte del requerimiento de riego.



(a) Riego nodo 1.

(b) Riego nodo 2.

Figura 4.11: Resultados de generación hídrica, riego y nivel de embalse con inserción de energía solar.

4.2.2. Capacidad de transmisión

Para este escenario se mantiene la central fotovoltaica de 6000 [MW] en el nodo 1 del sistema y el valor en $\alpha^w = 0$. Lo que si se varía es la capacidad de transmisión de la línea, desde un escenario con capacidad de transmisión reducida a otro que lo deja sin restricción de este tipo.

Como se observa en la Figura 4.12, el cambio en la asignación del riego depende de la barra en la que se encuentre. En el caso de la barra 1, donde se encuentra la generación solar, cuando la capacidad de transmisión es reducida y por ende la generación en aquella barra no puede transmitirse a la barra 2, la asignación de riego es mayor, consecuencia de que se tiene a disposición la energía solar que no está siendo transmitida. En este mismo escenario, el riego en la barra 2 se comporta tal como en el caso base, ya que al funcionar casi como un sistema aislado, no tiene la componente solar que permite sustituir la generación hidroeléctrica.

Por otro lado, cuando no hay restricción en la transmisión, existe abastecimiento de riego en la barra 2 puesto que la generación solar si puede ser transmitida. Producto de esto, disminuye la asignación de riego en la barra 1.

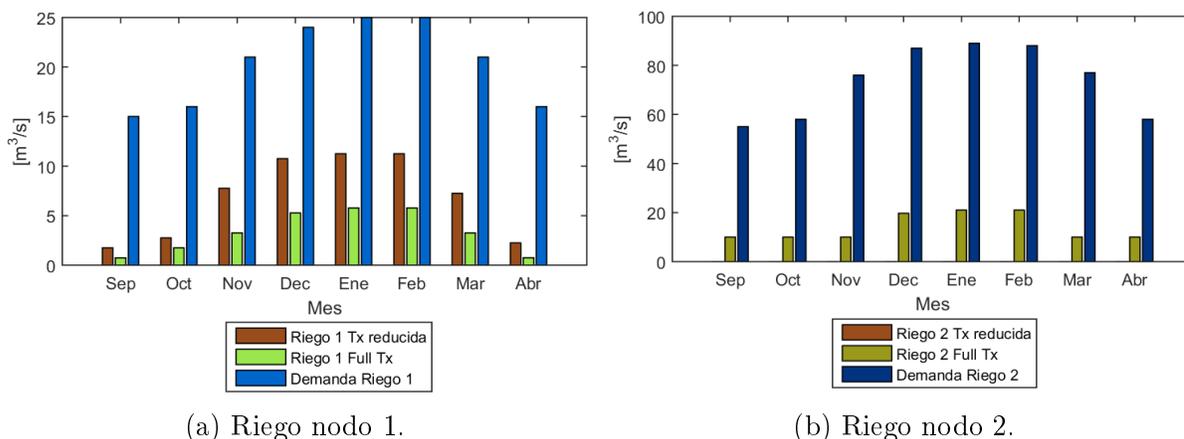
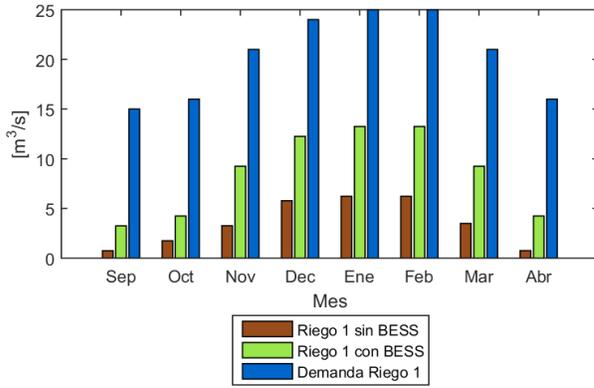


Figura 4.12: Resultados de riego según capacidad de transmisión.

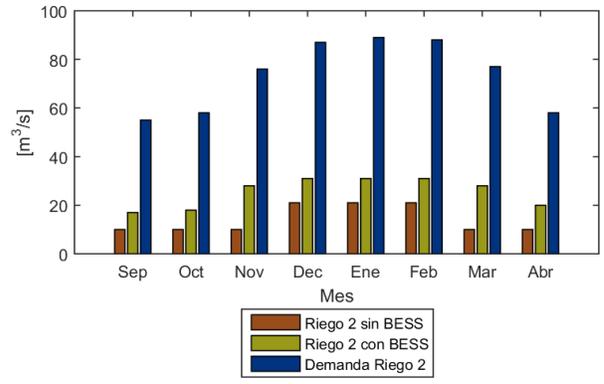
4.2.3. Integración de sistemas de almacenamiento en base a baterías

Para este escenario se mantiene la central fotovoltaica de 6000 [MW] en el nodo 1 del sistema y el valor en $\alpha^w = 0$. Sin embargo se agrega un sistema de almacenamiento en base a baterías en el nodo 1, con una capacidad de 66.523 [MWh].

En este caso, se puede observar que incluir sistemas de almacenamiento refuerza el efecto que tiene la integración de energía solar al sistema, tal como se observa en la Figura 4.13.



(a) Riego nodo 1.



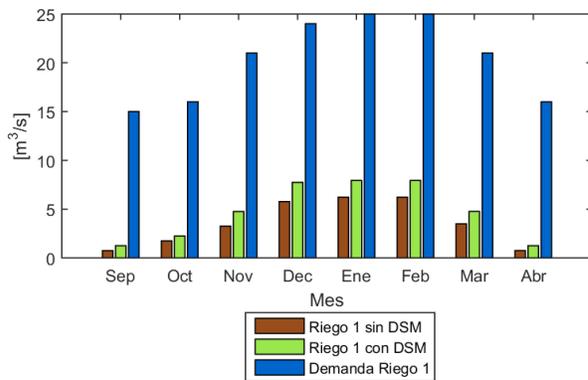
(b) Riego nodo 2.

Figura 4.13: Resultados de riego con integración de sistemas de almacenamiento.

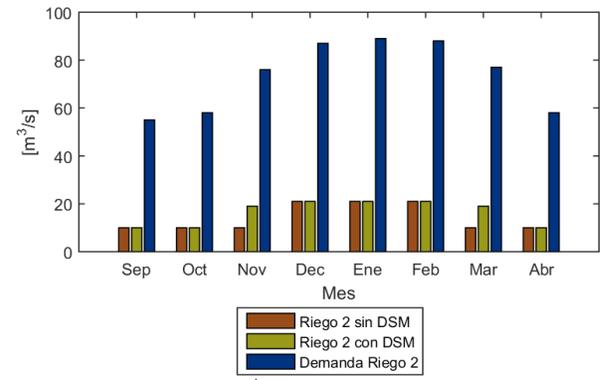
4.2.4. Integración de gestión de demanda

Para este escenario se mantiene la central fotovoltaica de 6000 [MW] en el nodo 1 del sistema y el valor en $\alpha^w = 0$. En esta ocasión se da la posibilidad de gestionar la demanda horaria, imponiendo que puede desviarse solo un 30 % de su valor original.

Análogo a la integración de sistemas de almacenamiento, la gestión de la demanda incrementa la asignación de riego en cada barra comparado con el caso base con integración solar, sobre todo en el nodo 1 donde se encuentra la generación solar. Sin embargo, este efecto es menos acentuado que con baterías, lo que es evidente en los resultados obtenidos para el nodo 2.



(a) Riego nodo 1.



(b) Riego nodo 2.

Figura 4.14: Resultados de riego con integración de gestión de demanda.

4.2.5. Variación del nivel de flexibilidad del riego

Para este escenario se mantiene la central fotovoltaica de 6000 [MW], pero se varía el parámetro de flexibilidad asociado al cumplimiento del requerimiento de riego entre cero y uno.

Tal como se observa en la Figura 4.15 un cambio en el parámetro de flexibilidad no denota un gran cambio (siendo en efecto nulo en la barra 2) en la asignación de riego.

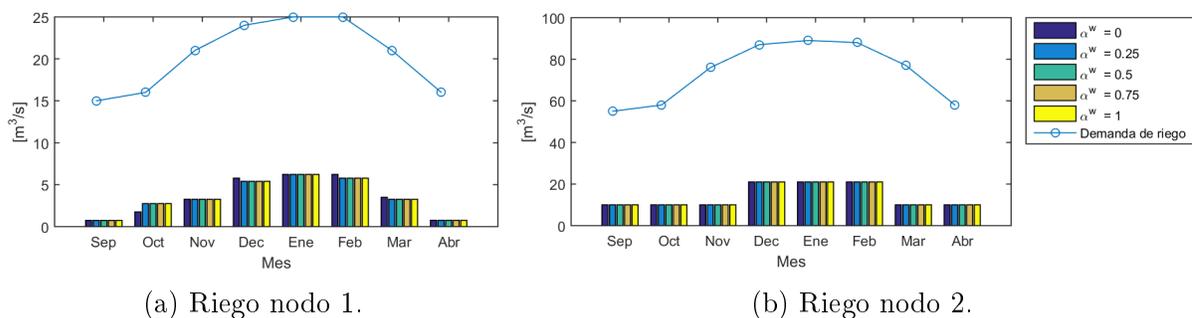


Figura 4.15: Resultados de riego variando el valor de α^w , *Caso integración generación solar*.

Debido a lo anterior y bajo el supuesto de que el parámetro de flexibilidad tendrá una mayor incidencia para niveles de suministro de riego mayores, se agregan los casos vistos en 4.2.3 y 4.2.4, y se realiza la misma variación.

Así es como se obtienen los resultados de la Figura 4.16. Acá es posible advertir que el parámetro de flexibilidad de riego α^w , si modifica la forma en cómo se abastece el requerimiento de riego a lo largo de la temporada. Un mayor valor de α^w , en otras palabras una mayor flexibilidad, permitirá tener la posibilidad de que a pesar de no regar lo suficiente en un mes, pueda recuperar en el mes siguiente, siempre siendo coherente en lo posible con el perfil de la temporada.

Por otro lado en la Tabla 4.5 se muestra la suma total anual del riego abastecido según la variación del parámetro α^w y nodo. Así se da cuenta que en el nodo 1, aumentar la flexibilidad del riego permite a su vez incrementar el riego total abastecido en el año. Caso contrario ocurre en el nodo 2, donde a partir de noviembre el riego suministrado es igual independiente del valor de α^w , de modo que mientras mayor es el valor α^w , menor es el riego anual suministrado. Se debe destacar que aumentar el nivel de flexibilidad del riego afecta directamente en el rendimiento del cultivo, de modo que la producción de alimento y la calidad de estos se ve afectada, independiente si el total regado en total es mayor que en un caso inflexible.

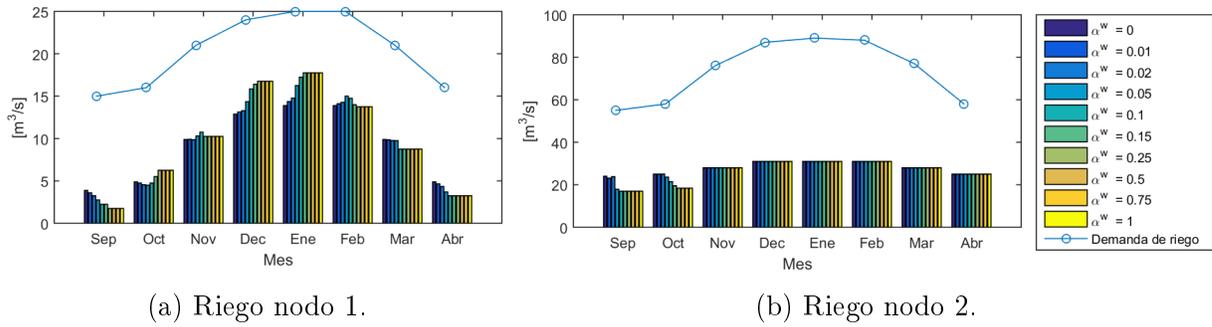


Figura 4.16: Resultados de riego variando el valor de α^w , *Caso full tecnologías*.

Tabla 4.5: Resultados anuales de riego variando el valor de α^w , *Caso full tecnologías*.

Valor de α^w	Nodo 1 [Hm ³]	Nodo 2 [Hm ³]
0	193.16	582.60
0,01	193.93	580.34
0,02	193.32	582.14
0,05	199.86	562.97
0,1	202.61	554.90
0,15	204.33	549.86
0,25	205.39	546.77
0,5	205.39	546.77
0,75	205.39	546.77
1	205.39	546.77

Capítulo 5

Caso de estudio

Tal como se ha mencionado, el espíritu de esta investigación es contar con una herramienta que apoye la toma de decisiones de los diferentes actores de América Latina, en el contexto de la integración energética regional y sectorial. Con el objetivo de lo anterior y de conocer los posibles impactos de la gestión conjunta de operación de los sistemas eléctricos y de riego, se aplica el modelo de co-optimización planteado y validado en los capítulos 3 y 4 respectivamente, al caso de América Latina continental integrado eléctricamente.

Por otro lado, también se desean ver los impactos del cambio climático, el uso de sistemas de almacenamiento, la gestión de la demanda eléctrica y un mayor desarrollo de energía solar. Para lo anterior el año de estudio es el 2040, donde el parque generador, la infraestructura del sistema de transmisión y la demanda son proyecciones basadas en los resultados de un ejercicio de planificación externo a esta tesis, desarrollado a partir de la base de datos del proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina” [8].

Con respecto a la agricultura y su consumo de agua asociado, la información necesaria para construir la curvas de demanda de riego y el requerimiento mensual se obtiene en su mayoría de la base de datos de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) y de investigaciones que han realizado el ejercicio de calcular curvas de demanda de riego anteriormente para las cuencas del Laja y Maule en Chile [48].

Dadas estas tres fuentes de datos principales y con el fin de analizar los distintos impactos e interrelaciones, se procede a armar la base de datos para diferentes escenarios, como se detalla en la sección 5.1. Posterior a esto, se simula el modelo de co-optimización propuesto en esta tesis para cada escenario seleccionado, para posteriormente realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de los resultados obtenidos en cada caso, como se puede observar en el esquema de la Figura 5.1.

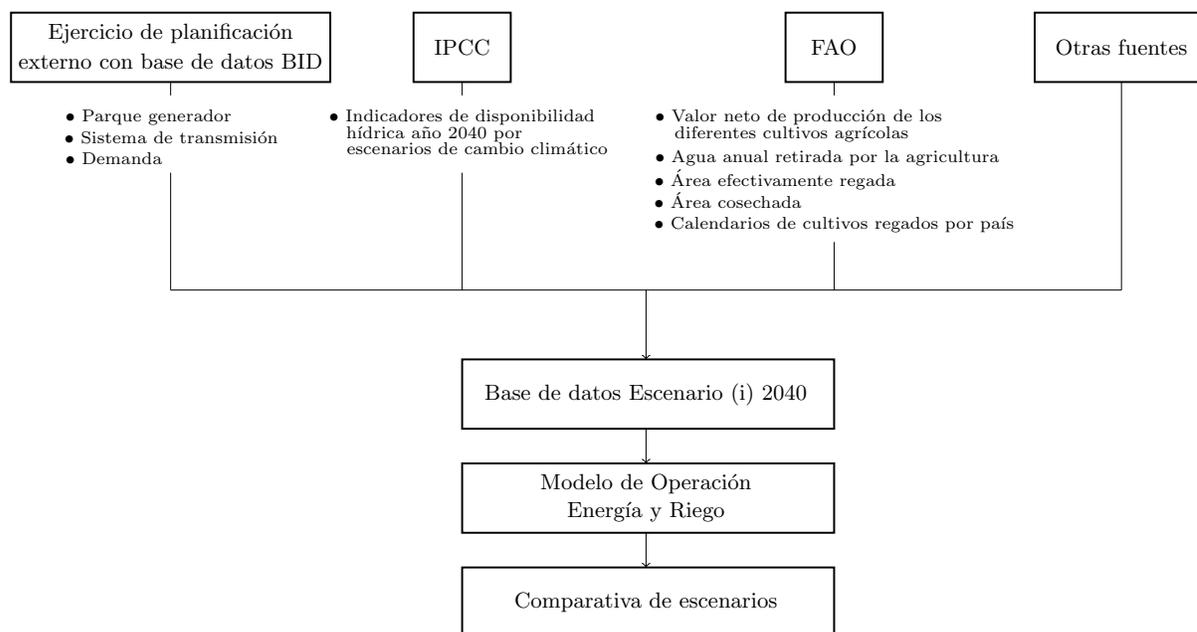


Figura 5.1: Metodología de caso de estudio.

5.1. Definición de escenarios

El uso de escenarios para analizar los impactos de los diferentes parámetros de entrada al modelo y sus interrelaciones, tiene como objetivo poder representar las decisiones y/o estados del sistema en el año 2040 y poder analizar a través de la sensibilización de ciertas variables, la respuesta del modelo frente a este cambio.

De esta forma, los diferentes escenarios estarán caracterizados según el valor definido hipotéticamente para algunos parámetros como la ubicación de las bocatomas de riego, el nivel de flexibilidad y costo asignado a los requerimientos de riego, presencia de gestión de demanda eléctrica y los cambios en la disponibilidad de agua en distintos escenarios de cambio climático.

Por otro lado, los parámetros de entrada al modelo dependientes de la planificación de la infraestructura eléctrica serán resultado de una herramienta de planificación basada en los datos del proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo “*Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina*” [8] pero extendido al año 2040 y con una nueva definición de escenarios de planificación.

En la Figura 5.2 se muestra de manera resumida los diferentes parámetros que caracterizan cada escenario y los diversos valores que pueden adoptar y/o ecuaciones que cambian (ejemplo de esto último, es la ubicación de las bocatomas de riego), los cuales serán detallados en las siguientes secciones. En rojo se destaca el escenario definido como escenario base o “*business as usual*” (BAU), que considera un escenario donde el sistema operaría de manera similar a como lo hace hoy en día.

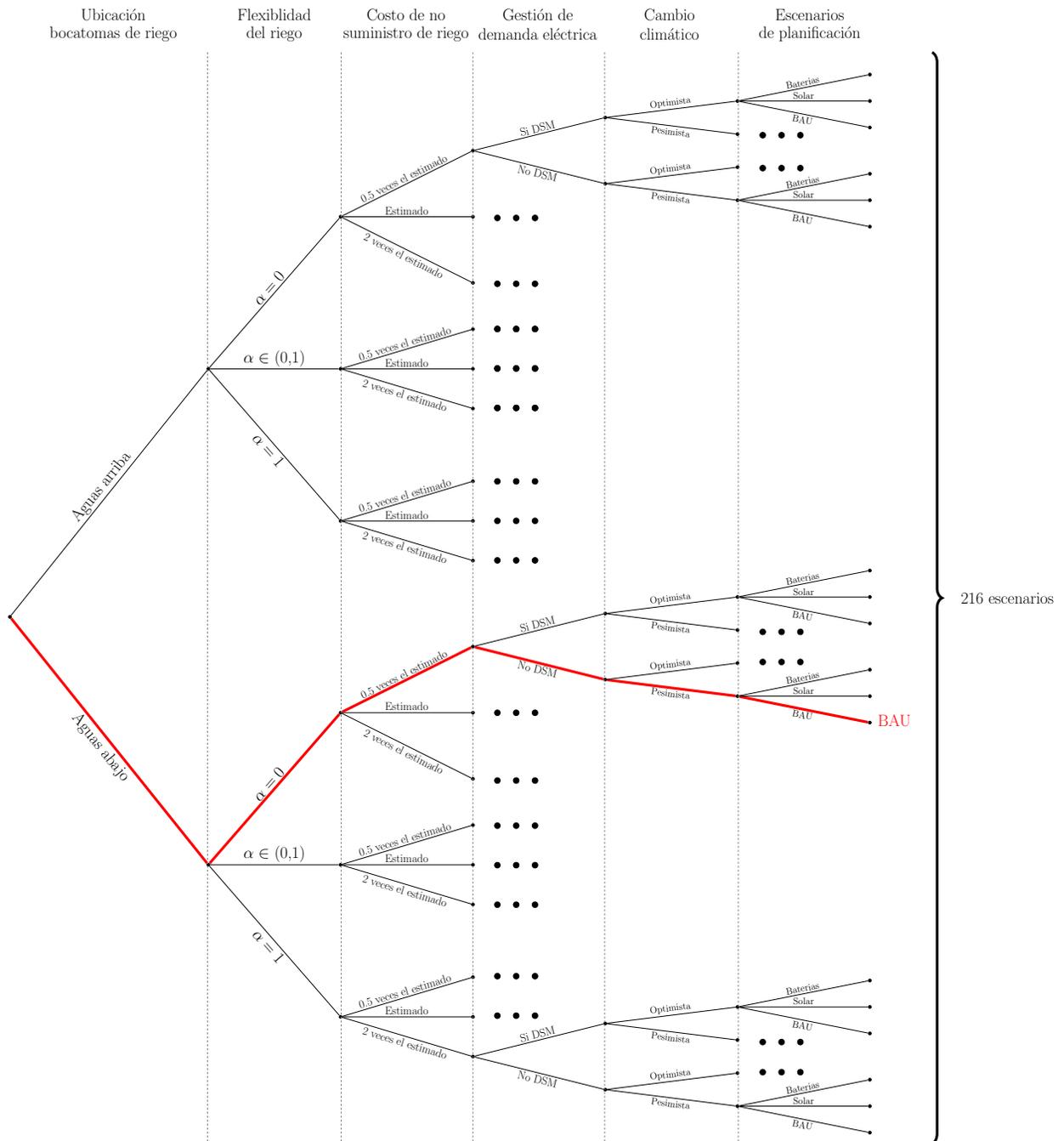


Figura 5.2: Definición de escenarios.

5.1.1. Ubicación de bocatomas de riego

Tal como destaca la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en su análisis del Nexo entre agua, energía y alimentación en el continente [7], es evidente que la escasa o inexistente disponibilidad de información es una limitación importante en el desarrollo de herramientas para apoyar la gestión conjunta de recursos. Por ejemplo en el caso

de la información relacionada con recursos hídricos utilizados a nivel nacional, la CEPAL da a conocer que de los 25 países relevados, 14 (56 %) no presentan datos para el año 2010 o posterior, ni datos sobre usos consuntivos y extracciones de agua o datos desagregados sobre clima, suelo y consumos estacionales.

Por el mismo motivo, la ubicación geográfica de las bocatomas de riego en toda la región es desconocida en datos oficiales de cada país u otras organizaciones. Por consecuencia, y debido a la importancia que tiene su ubicación en el sistema, es que en la siguiente tesis se adoptan dos enfoques principales para la totalidad de las cuencas:

1. **Aguas arriba:**

Considera que las extracciones de riego son realizadas aguas arriba de los embalses mas altos de cada cuenca (análogo a la Figura 3.5a), de modo que en este caso la agricultura es un usuario rival de la hidroelectricidad, puesto que el agua utilizada en una o la otra no podrá ser reutilizada por su competencia. El valor asignado a cada uno de los usuarios en este caso será altamente resolutivo en la decisión de asignación de la unidad de agua respectiva.

2. **Aguas abajo:**

Considera que las extracciones de riego son realizadas aguas abajo de los embalses mas bajos de cada cuenca, de modo que en este caso la agricultura se compatibiliza con el uso no consuntivo de la hidroelectricidad y por lo tanto, no son usuarios rivales (análogo a la Figura 3.5b), dado que el agua turbinada por una central hidroeléctrica si puede ser utilizada posteriormente por el riego de agricultura. Es importante destacar que la competencia entra en juego sobre todo en el uso temporal del recurso de agua, en otras palabras, el comportamiento agua embalsada afecta directamente en el cumplimiento de los requerimientos de riego.

Su ubicación además afecta distinta manera a la generación de alimentos y por tanto a la seguridad alimentaria.

5.1.2. **Flexibilidad del riego**

Se utiliza la formulación detallada en la sección 3.2.3, de las ecuaciones 3.15 y 3.16, donde el parámetro de flexibilidad α^w determina la forma en que se entrega el requerimiento de riego a lo largo de la temporada.

La sensibilización de este parámetro permite que pueda adoptar los valores de cero flexibilidad ($\alpha^w = 0$), alta flexibilidad ($\alpha^w = 1$) o una flexibilidad intermedia ($\alpha^w \in (0, 1)$).

Con respecto a la seguridad alimentaria, la flexibilidad del riego puede afectar de la siguiente manera:

- **No flexible al riego:** Garantiza la demanda de riego de una superficie definida, por lo tanto asegura la producción de alimentos y por ende la dimensión de disponibilidad de la seguridad alimentaria no debiera verse mayormente afectada..
- **Flexibilidad variable:** Debido a que puede moverse dentro del mismo mes la distribución del riego, esta alternativa afectará la producción de alimentos.
- **Completamente flexible:** Debido a que en esta alternativa se puede mover la distribución del riego desde un mes a otro, la producción de alimentos se verá afectada con mayor severidad.

5.1.3. Costos de no suministro, demanda y perfiles anuales de riego

Con el fin de poder integrar el riego en el modelo de co-optimización, como se detalló en la sección 3.2, es necesario conocer el costo variable debido al no suministro del requerimiento total de riego. Cabe destacar que no fueron consideradas las dimensiones de la seguridad alimentaria en el cálculo de este parámetro. A continuación, se profundiza en el procedimiento utilizado en esta tesis para estimar aquellos costos.

Tal como fue mencionado en la sección 2.6.2, uno de los métodos más utilizados para obtener las curvas de demanda de riego es el *Positive Mathematical Programming* (PMP) [44], el cual está enfocado en caracterizar los cultivos de una cuenca determinada con sus costos y beneficios en una temporada. Por otro lado, para calcular los requerimientos mensuales de agua de riego utilizando la metodología de la FAO, es necesario conocer el agua disponible en forma de precipitaciones, humedad del suelo, etc., además de los procesos fisiológicos de la planta y las condiciones climáticas [25].

Debido lo anterior, es evidente que dada la escala geográfica que se considera en este estudio y la ausencia de información oficial en esta área por algunos países, la metodología anteriormente mencionada se vuelve compleja de realizar. Por este motivo, a continuación se propone una metodología basada en las curvas obtenidas a través de PMP, para estimar el impacto económico del riego de la agricultura en cada país de la región.

De esta forma, para estimar tanto el impacto económico del riego de la agricultura en la economía de cada país y el requerimiento mensual de riego, se extrae de la base de datos de la FAO lo siguiente:

- Valor neto de producción de los diferentes cultivos agrícolas [2].
- Agua anual retirada por la agricultura [25].
- Área efectivamente regada [25].
- Área cosechada [2].
- Calendarios de cultivos regados por país [25].

Lo anterior es utilizado en las secciones 5.1.3.1 y 5.1.3.2 para obtener la función de demanda y requerimiento mensual de riego por país, respectivamente.

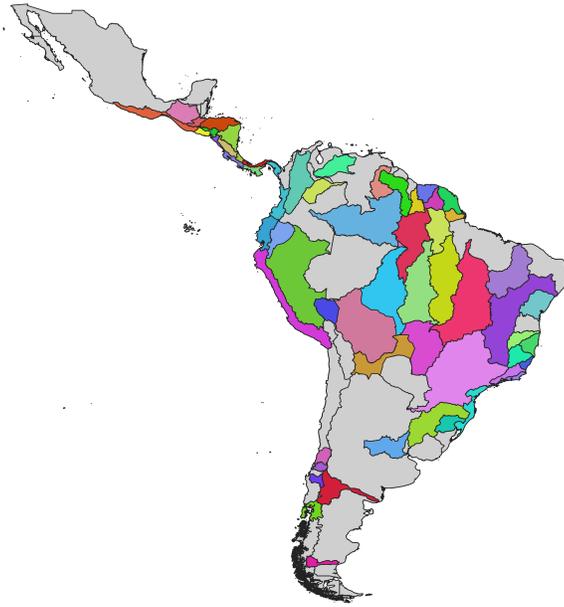


Figura 5.3: Cuencas seleccionadas para cálculo de curvas de demanda y requerimiento de riego.

5.1.3.1. Función de demanda de riego

Bajo el supuesto de que las curvas de Riego abastecido/Beneficio que son obtenidas a través de PMP son cuadráticas [1][44], el procedimiento para estimar la función de demanda de riego por país se muestra en la Figura 5.4 y se detalla a continuación.

- a) Dada el área total cosechada total (A_h), lo superficie cosechada total de cultivos regados (A_{hi}) y el valor neto de producción total del país (NPV_{total}) se obtiene proporcionalmente el valor neto de producción correspondiente al área cosechada regada (NPV_i), según la ecuación 5.1. El supuesto principal es que el rendimiento de la producción del área regada es dos veces el rendimiento del área no regada [49], y que el área no regada corresponde a $\overline{A}_{hi} = A_h - A_{hi}$

$$NPV_i = \frac{A_{hi}}{0,5 \cdot \overline{A}_{hi} + A_{hi}} \cdot NPV_{total} \quad (5.1)$$

Los datos utilizados y los valores netos de producción de área regada por país se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Datos obtenidos desde la FAO [2] y resultados obtenidos para cálculo de demanda de riego.

País	Año de último registro	Extracción de agua para el riego [$10^9 m^3$]	Área cosechada regada [ha]	Área cosechada total [ha]	Valor neto de producción de cultivos regados [USD]
Argentina	2011	27,93	2.300.000	34.329.942.000	5.694.415
Belice	1997	0,10	3.000	84.594.000	9.326
Bolivia	1999	1,78	128.000	2.209.569.000	245.159
Brasil	2006	31,70	5.329.000	62.351.224.000	19.041.921
Chile	2007	22,89	1.094.000	1.100.200.000	14.622.365
Colombia	2011	5,87	524.000	4.224.624.000	3.195.012
Costa Rica	2006	3,20	124.000	477.698.000	1.417.320
Ecuador	2000	8,08	666.300	2.558.828.000	2.268.344
Guatemala	2007	1,89	352.000	2.030.713.000	1.408.118
Guyana	2010	1,36	179.000	223.409.000	540.179
Honduras	2006	1,28	72.000	990.164.000	251.321
México	2007	58,78	5.798.000	16.097.465.000	23.437.951
Nicaragua	2006	1,18	86.000	986.986.000	221.490
Panamá	1997	0,69	27.890	272.466.000	159.078
Perú	1994	16,35	1.124.000	1.945.341.000	4.461.238
Paraguay	2012	1,90	136.200	5.411.558.000	204.501
El Salvador	2007	1,18	33.000	690.319.000	95.526
Surinam	2006	0,43	51.120	54.990.000	172.666
Uruguay	2009	3,17	213.000	1.755.250.000	868.626
Venezuela	2008	16,71	978.800	2.103.151.000	5.498.760

Este valor se considera como el beneficio neto máximo ($B_{max} = NPV_i$) para el caudal máximo de demanda de riego (Q_{max}), derivado del valor disponible de agua retirada anualmente por la agricultura. En este caso se toma como supuesto que en el año de registro no hubo déficit de riego. Considerando el hecho de que la curva de demanda es de forma cuadrática, como se muestra en la Figura 5.4a, se pueden obtener los parámetros que la caracterizan.

Sea una curva de beneficio en función del caudal de riego abastecido, de la forma:

$$B(Q) = aQ^2 + bQ + c \quad (5.2)$$

Con los supuestos antes mencionados, se pueden obtener los parámetros que caracterizan la función, como:

$$a = -\frac{B_{max}}{Q_{max}} \quad b = 2\frac{B_{max}}{Q_{max}} \quad c = 0 \quad (5.3)$$

- b) Conocida la curva de Caudal/Beneficio, se puede obtener a partir de su derivada la curva de Caudal/Beneficio marginal, mostrada en la Figura 5.4b
- c) Calculados los caudales mensuales (como se detalla más adelante), se puede desagregar la curva de Caudal/Beneficio marginal bajo el supuesto de equimarginalidad, el que considera que “el aumento de beneficio producido por el aumento de un 1 % del caudal

abastecido para todos los meses, es equivalente al aumento de beneficio producido por el aumento de un 1 % del caudal abastecido en la temporada completa” [48](Figura 5.4c).

d) Dadas las curvas Caudal/Beneficio marginal para cada mes, se integran de derecha a izquierda con tal de obtener las curvas de Caudal no abastecido/Costo (Figura 5.4c).

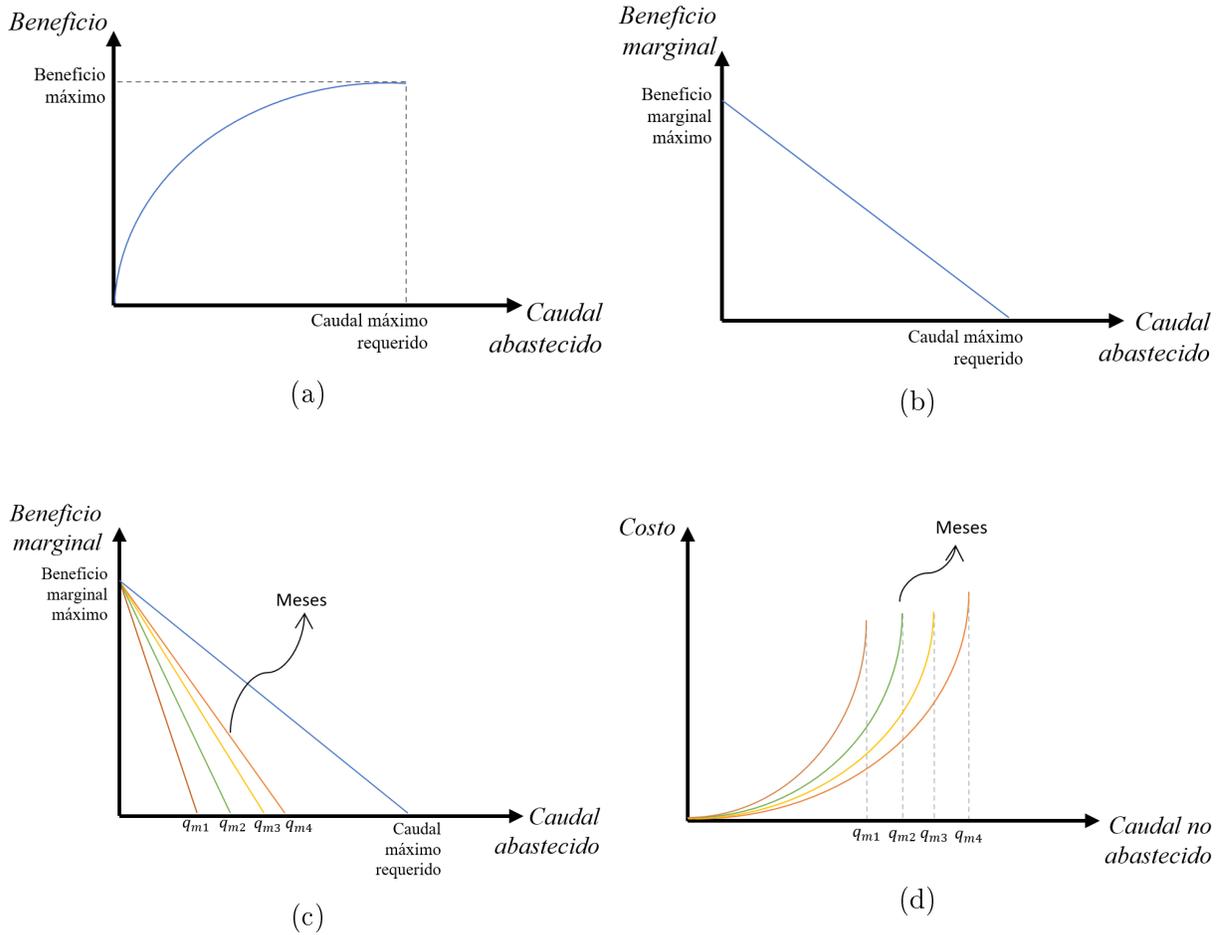


Figura 5.4: Procedimiento de estimación curvas de demanda de riego por país.

5.1.3.2. Requerimientos de riego mensuales

Para calcular los requerimientos de riego mensuales, se asume que a la superficie total efectivamente regada (A_{ei}) le corresponde el total de agua retirada por la agricultura (Q_{max}). Dado esto, el requerimiento de agua por cultivo (Q_c) será asumido proporcional a su área efectivamente regada (A_{eic}) como se muestra en la ecuación 5.4, es decir, no se considerará que algunos cultivos son más intensivos en el uso de agua que otros.

$$Q_c = \frac{A_{eic}}{A_{ei}} Q_{max} \quad (5.4)$$

Finalmente, para la desagregación mensual del requerimiento anual de agua de cada cultivo, se supondrá que la necesidad de agua mensual del cultivo (Q_{c-mes}) es proporcional a su coeficiente de cultivo (K_{c-mes}) según su etapa de crecimiento (ecuación 5.5). Puesto que son 4 etapas de crecimiento [25], se divide la temporada de riego en 4 y de esta forma se asigna el coeficiente respectivo.

$$Q_c \propto \sum_{mes=1}^{12} K_{c-mes} \cdot Q_{c-mes} \quad (5.5)$$

En las Figuras 5.5 y 5.6 se muestran las curvas de demanda de riego y requerimiento mensual de riego respectivamente, en los casos de Chile y Brasil.

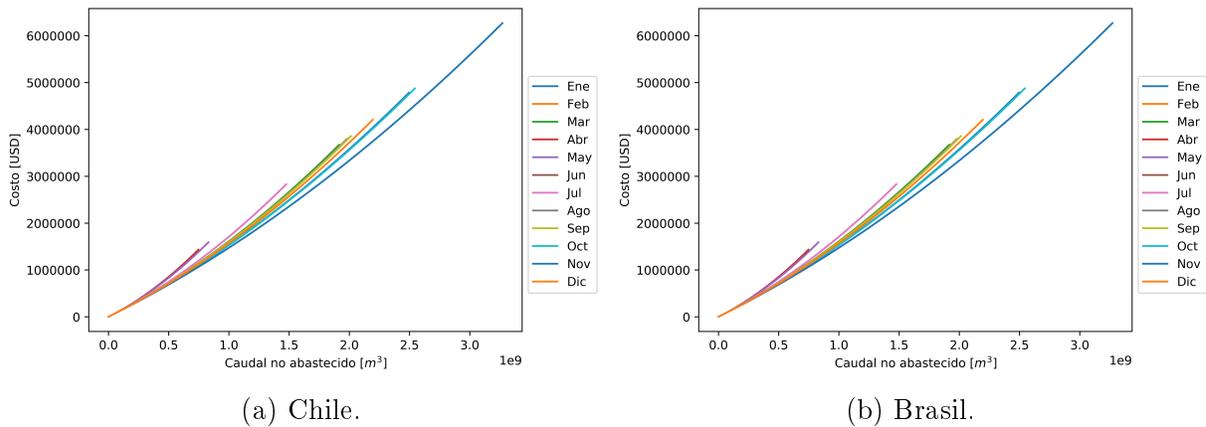


Figura 5.5: Estimación de demanda de riego para Chile y Brasil.

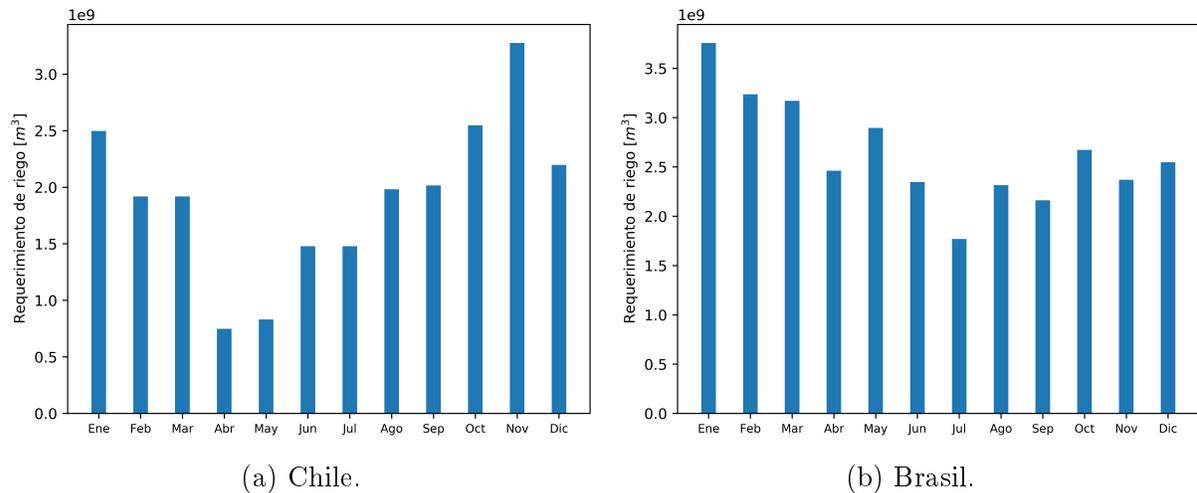


Figura 5.6: Estimación de requerimiento de riego mensual para Chile y Brasil.

5.1.3.3. Sensibilización del parámetro para definición de escenario

Dados los costos estimados de no riego para cada cuenca de estudio, como los mostrados en la Figura 5.5, se considerarán tres casos en el árbol de escenarios mostrado en la Figura 5.2.

- **Costo estimado**

De acuerdo a la función objetivo del modelo de co-optimización, mostrada en la ecuación 3.1, el término $\sum_h CI^{unmet}(w_{t,h})$ asociado al costo de no suministro de riego, corresponde al costo estimado anteriormente (Figura 5.5). De esta manera, la función objetivo no experimenta un cambio.

$$\min \sum_t \left[\sum_{j=1}^{N_{gen}} C_j(P_{j,n}) + \sum_n c^{LS} p_{t,n}^{unserved} + \sum_h CI^{unmet}(w_{t,h}) \right] \quad (5.6)$$

- **0.5 veces el costo estimado**

En este caso el término $\sum_h CI^{unmet}(w_{t,h})$ será ponderado por un factor de 0.5, de modo que tendrá un menor peso en la función objetivo, como se muestra en la ecuación 5.7.

$$\min \sum_t \left[\sum_{j=1}^{N_{gen}} C_j(P_{j,n}) + \sum_n c^{LS} p_{t,n}^{unserved} + 0,5 \cdot \sum_h CI^{unmet}(w_{t,h}) \right] \quad (5.7)$$

- **2 veces el costo estimado**

El término $\sum_h CI^{unmet}(w_{t,h})$ será ponderado por un factor de 2, de modo que tendrá un mayor peso en la función objetivo, como se muestra en la ecuación 5.8.

$$\min \sum_t \left[\sum_{j=1}^{N_{gen}} C_j(P_{j,n}) + \sum_n c^{LS} p_{t,n}^{unserved} + 2 \cdot \sum_h CI^{unmet}(w_{t,h}) \right] \quad (5.8)$$

5.1.4. Gestión de la demanda eléctrica

Se utiliza la formulación de detallada en la sección 3.2.3, de las ecuaciones 3.22, 3.23 y 3.24. En el caso de estudio cuando exista en algún escenario gestión de la demanda eléctrica, los parámetros β_{down} y β_{up} tomarán un valor máximo de 30 %.

5.1.5. Cambio climático

Con el fin de estudiar el impacto del cambio climático en el año 2040, se utiliza el indicador de "suministro hídrico", que estima el cambio de los recursos hídricos renovables superficiales, obtenido por el Instituto de Recursos Mundiales (WRI) en sus proyecciones decadales de demanda y suministro hídrico [50].

El objetivo de este estudio [50] es generar información para las próximas tres décadas (2020, 2030 y 2040) sobre potenciales cambios en el futuro de la demanda y suministro de agua a nivel mundial y ser un apoyo para ejercicios de planificación y adaptación al cambio climático.

Los indicadores estimados por el WRI se enfocan en 3 grandes aspectos: competencia por los recursos hídricos (estrés hídrico), suministro hídrico total (promedio de afluentes anuales) y variabilidad del suministro hídrico. Por otro lado, los indicadores mencionados fueron estimados por [50] para diferentes escenarios, que son el resultado de la combinación de los escenarios definidos por:

- **Trayectorias de Concentración Representativas (RCP)**

Representan el forzamiento radiativo total calculado para el año 2100 respecto al año 1750 (Figura 5.7). Estos escenarios han sido definidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC).

- **RCP 8.5:** es un escenario “*business-as-usual*” (*BAU*), es decir un escenario sin cambios, con pocas restricciones en emisiones. Temperaturas globales aumentan entre 2.6-4.8°C al año 2100.
- **RCP 4.5:** representa un escenario “cautelosamente optimista”. Las temperaturas aumentan entre 1.1-2.6°C al año 2100.

- **Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP)**

Escenarios futuros de desarrollo con distintos desafíos de mitigación y de adaptación al cambio climático (Figura 5.8 y 5.9), definidos por el International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA).

- **SSP2:** es un escenario “*business-as-usual*”.
- **SSP3:** es un escenario “pesimista” con un mayor crecimiento de la población, menor crecimiento del PIB y una menor tasa de urbanización.

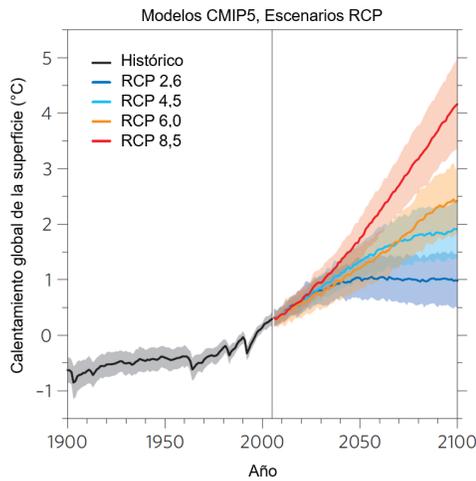


Figura 5.7: Tendencias proyectadas en la temperatura promedio global según escenarios de Trayectorias de Concentración Representativas (RCP).



Figura 5.8: Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP) según dificultades para mitigación o adaptación al cambio climático.

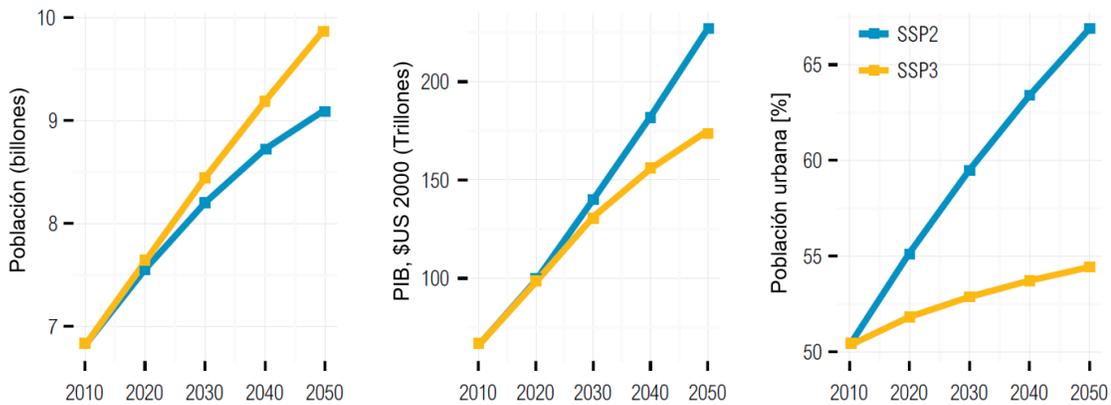


Figura 5.9: Tendencias en crecimiento de la población, crecimiento del PIB y tasa de urbanización según Trayectorias Socioeconómicas Compartidas (SSP).

De esta forma, en [50] se estiman indicadores para las combinaciones:

- **Optimista:** SSP2-RCP 4.5
- **Business as usual (BAU):** SSP2-RCP 8.5
- **Pesimista:** SSP3-RCP 8.5

Por otra parte el indicador de "suministro hídrico" (bt_i) que estima el cambio de los recursos hídricos renovables superficiales usado en esta tesis, es calculado en relación al promedio de los datos históricos del período 1950-2010 ($\overline{U_{his}}$) y considera el promedio de las proyecciones de 21 años en torno al año objetivo ($\overline{U_i}$) (ecuación 5.9)

$$bt_i = \frac{\overline{U}_i}{\overline{U}_{his}} \quad (5.9)$$

En la Figura 5.10 se muestra el cambio proyectado al año 2040 de los recursos hídricos renovables superficiales en Latino América continental, los cuales serán aplicados en los afluentes históricos disponibles para cada embalse hidroeléctrico del sistema. En la Figura 5.10a se muestra el escenario SSP3-RCP 8.5 (Pesimista), y en la Figura 5.10b el escenario SSP2-RCP 4.5 (Optimista).

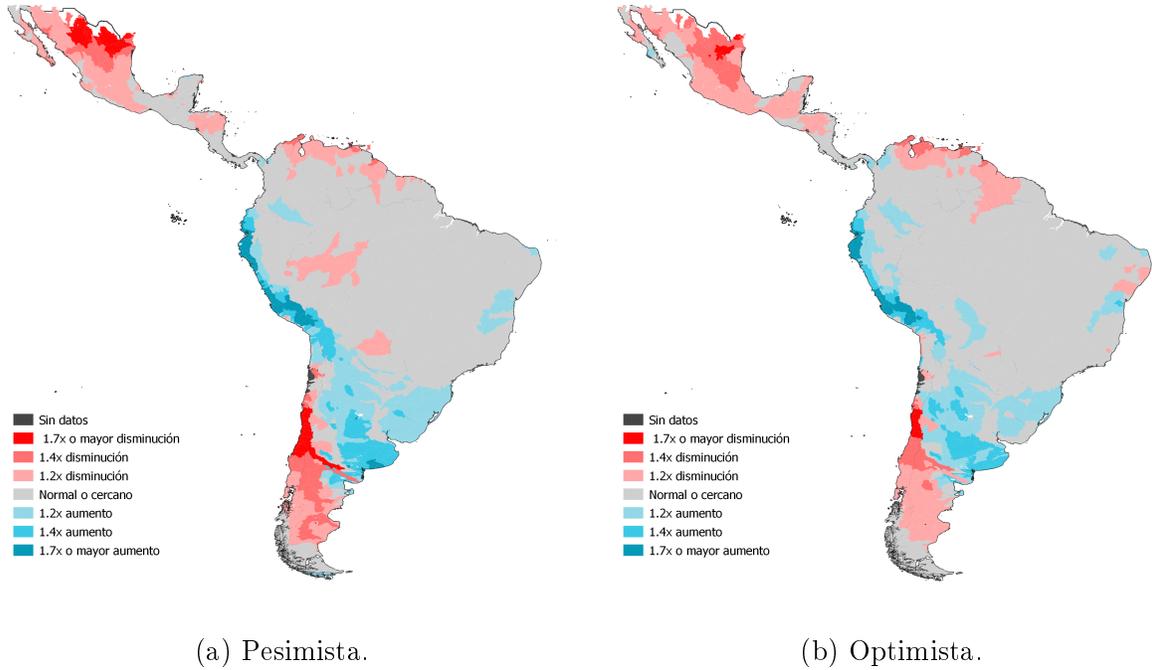


Figura 5.10: Cambio proyectado en disponibilidad de recursos hídricos renovables superficiales, año 2040.

5.1.6. Escenarios de planificación

Finalmente, cada escenario se encuentra caracterizado por el resultado del ejercicio de planificación de la infraestructura eléctrica externo a esta tesis, desarrollado a partir de la base de datos del proyecto del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) “Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina” [8] pero extendido al año 2040.

Las simulaciones fueron realizadas para tres escenarios principales:

- **Bussines as usual (BAU):** no se consideran objetivos específicos de penetración de energía renovable y busca reflejar el nivel de autosuficiencia de cada país. Los valores de autosuficiencia utilizados se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2: Niveles de autosuficiencia escenarios de planificación BAU y Baterías.

Región	Autosuficiencia [%]
Argentina	17
Bolivia	40
Brasil N	40
Brasil NE	40
Brasil SECO	40
Brasil Sul	40
Belice	12
Chile	40
Colombia	37.7
Costa Rica	40
Ecuador	17.7
El Salvador	40
Guayana Francesa	40
Guatemala	40
Guyana	40
Honduras	40
México	40
Nicaragua	40
Panamá	40
Perú	28.8
Surinam	40
Uruguay	40
Venezuela	40

- **Solar:** se impone como objetivo año a año instalar una capacidad energía solar en Chile igual a la mostrada en la Tabla 5.3. Por otro lado se relaja la restricción de autosuficiencia por país.

Tabla 5.3: Objetivo de capacidad de generación solar instalada en Chile por año, escenario Solar.

Año	Objetivo de capacidad solar instalada [MW]
2018	2.001
2019	2.554
2020	3.314
2021	4.486
2022	6.283
2023	8.895
2024	12.466
2025	17.075
2026	22.728
2027	29.351
2028	36.787
2029	44.808
2030	53.127
2031	61.411
2032	69.312
2033	76.494
2034	82.671
2035	87.648
2036	91.371
2037	93.980
2038	95.871
2039	97.761
2040	100.000

- **Baterías:** Considera la mismas restricciones que el escenario BAU, pero este escenario permite planificar expansión de baterías.

En los tres escenarios mencionados se permite la instalación de todas las líneas candidatas de interconexión de forma óptima.

Los datos de entrada considerados en aquel modelo son definidos para los 21 países que conforman América Latina continental, los cuales son: Argentina, Brasil, Belice, Bolivia, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guayana Francesa, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela. En la siguientes secciones se detallan datos de entrada para los tres escenarios y finalmente los resultados de expansión de cada uno.

5.1.6.1. Demanda

El perfil horario de demanda del año 2040 utilizado en este estudio corresponde a la proyección realizada por el estudio [8]. Para realizar esta proyección, se considera:

- Perfil horario de la demanda del año base.
- Proyección de la energía total (GWh) en el horizonte de estudio.
- Proyección de la demanda máxima (MW) en el horizonte de estudio.

Estos datos son extraídos de publicaciones y datos oficiales de cada país, mientras que en los países donde no existe información, las tasas de crecimiento promedio para los últimos años disponibles se extienden hasta el resto del horizonte de planificación.

En este estudio, se proyecta que la demanda total de energía para América Latina continental aumenta de 1.500 TWh en 2016 a 2.700 TWh aproximadamente para el año 2040.

La Figura 5.11 muestra la suma de las proyecciones anuales de energía para los 21 países de América Latina continental. Por otro lado, la Figura 5.12 muestra crecimiento promedio anual de la demanda para los 21 países de América Latina continental, donde la tasa de crecimiento promedio para el continente es de 3,7%.

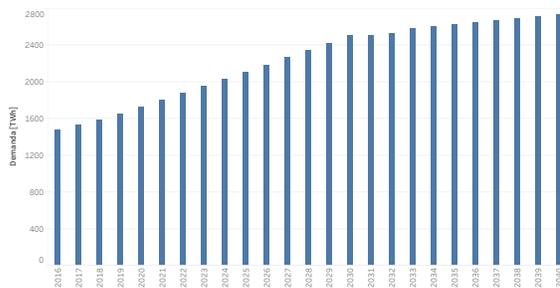


Figura 5.11: Proyección energía anual para América Latina continental.

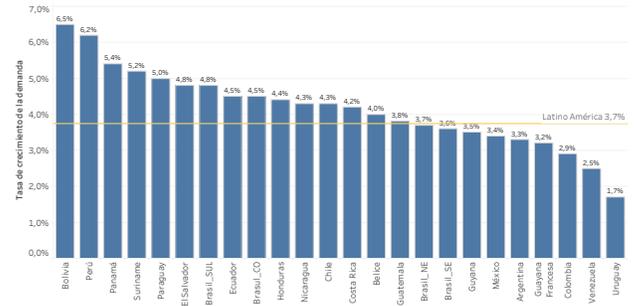


Figura 5.12: Tasas de crecimiento promedio de la demanda en América Latina continental

5.1.6.2. Costos de combustibles

Las proyecciones locales de precios de combustible por país y por tipo de combustible se computan como el producto del precio internacional proyectado multiplicado por el factor regional y el factor de tecnología correspondiente, tal como lo realizado por el estudio del BID. Los factores regionales y tecnológicos se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Factores regionales y tecnológicos de combustible.

País	Carbón	Petróleo	Gas natural licuado	Gas natural	Biomasa	Nuclear
Argentina	2,232	0,844	1,000	1,956	0,943	3,028
Bolivia	1,100	1,005	1,100	0,455	1,477	1,100
Brasil N	2,618	2,400	1,667	2,934	1,000	1,800
Brasil NE	2,618	2,400	1,667	2,934	1,000	1,800
Brasil SECO	2,618	2,400	1,667	2,934	1,000	1,800
Brasil Sul	2,618	2,400	1,667	2,934	1,000	1,800
Chile	2,273	1,560	1,000	3,060	1,000	1,000
Colombia	1,278	1,380	1,000	1,360	1,000	1,000
Ecuador	1,100	0,712	1,000	2,689	1,013	1,100
French Guiana	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Guyana	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Paraguay	1,100	1,100	1,100	8,608	1,319	1,100
Perú	2,824	1,540	1,000	0,750	1,000	1,000
Surinam	2,856	1,582	2,228	1,480	1,000	1,000
Uruguay	1,000	1,537	1,000	0,870	1,000	1,000
Venezuela	1,634	0,968	1,100	0,410	1,047	1,100
Belize	1,000	2,315	1,000	1,000	1,000	1,000
Costa Rica	1,112	2,142	2,635	1,750	1,000	1,000
El Salvador	1,112	1,482	1,200	1,750	1,000	1,000
Guatemala	2,220	1,766	1,200	1,750	1,000	1,000
Honduras	1,112	1,454	4,488	4,488	0,600	1,000
Nicaragua	1,112	1,381	1,678	1,750	0,000	1,000
Panamá	2,476	1,674	1,200	1,750	1,000	1,000
México	1,435	0,785	0,653	1,567	1,000	7,493

5.1.6.3. Perfiles de generación ERNC y afluentes naturales

Análogo a los datos de entrada anteriores, las series temporales de viento y sol usadas en este caso corresponden a las utilizadas por el estudio del BID. Estos perfiles son definidos para 256 zonas en el caso de generación eólica y para 200 en el caso de generación fotovoltaica.

Por otra parte, el estudio realizado por el BID considera los afluentes naturales históricos para las cuencas de América Latina, y genera series representativas de estos generando un total de 872 perfiles. El algoritmo utilizado para estimar estas series hídricas, utiliza los valores históricos (los cuales entregan la correlación espacial y temporal de los valores) junto con estadísticas descriptivas (valor medio y varianza).

Para el modelo de co-optimización propuesto en esta tesis, se utilizarán las mismas series temporales de viento y sol. Por otro lado los afluentes naturales históricos serán ponderados por el factor de cambio climático mostrado en la Figura 5.10.

5.1.6.4. Parque generador

Los resultados obtenidos por el ejercicio de planificación externo a esta tesis, para la capacidad de generación instalada proyectada en el año 2040, según escenario se muestran en la Figura 5.13 para Latino América continental, mientras que en la Figura 5.13 se muestra por tecnología y país.

Es importante destacar que en el escenario Solar, al forzar la capacidad de generación solar instalada en Chile, no tiene como consecuencia directa una disminución en la capacidad de generación convencional instalada en otras regiones.

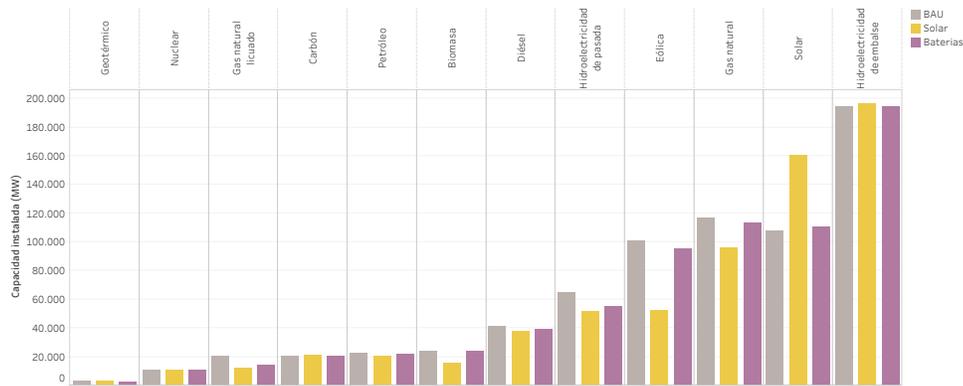


Figura 5.13: Capacidad instalada por tecnología y escenario, año 2040.



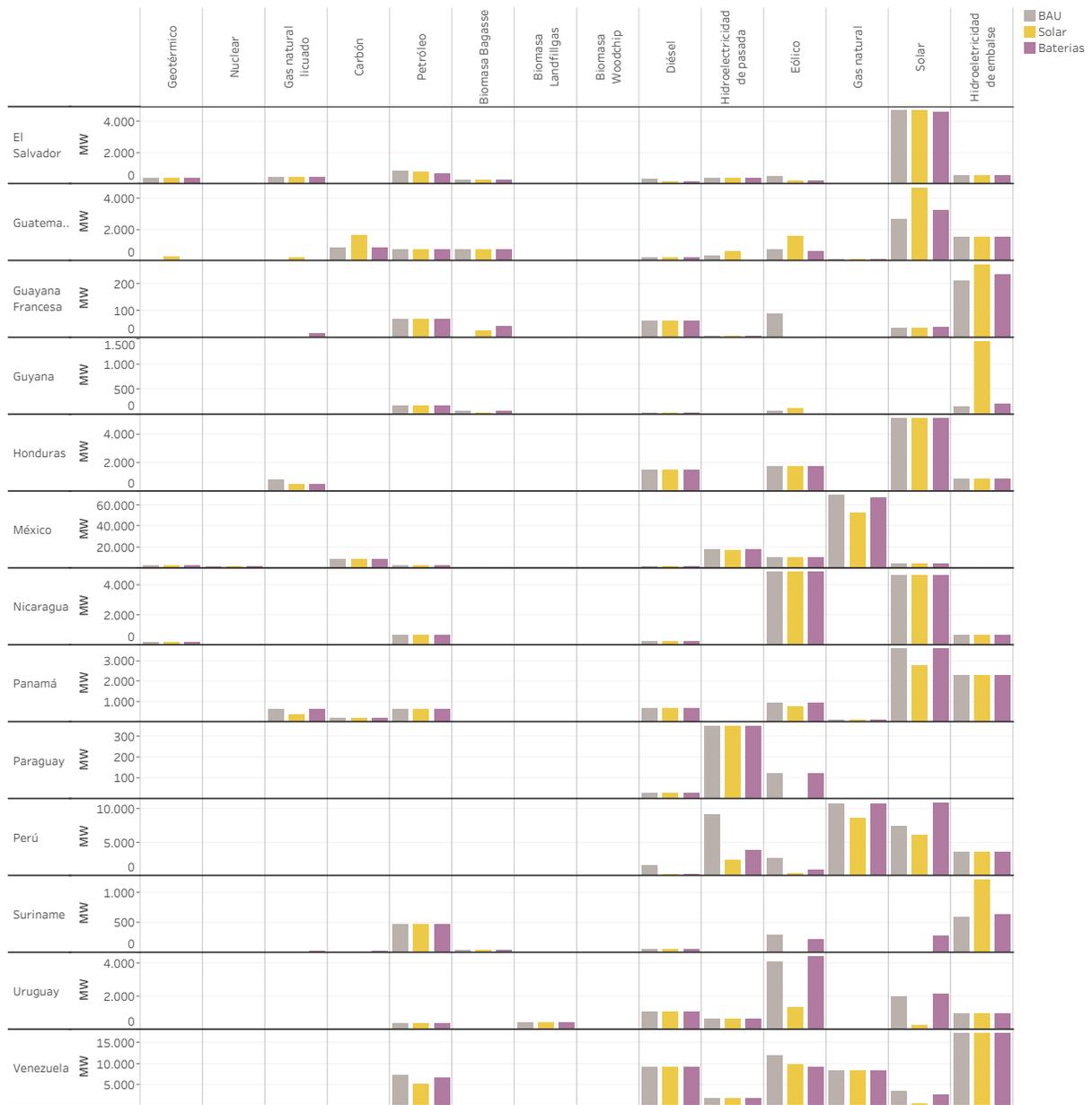


Figura 5.13: Capacidad instalada por tecnología, escenario y país, año 2040.

En el modelo de operación utilizado en esta tesis, debido a la complejidad computacional que presenta simular el parque generador mencionado para 8760 horas, la mayoría de las centrales, exceptuando las centrales hidroeléctricas, se agregan por nodo y tecnología. Esto último se decide con el motivo de poder preservar el detalle del sistema hídrico en las respectivas cuencas y poder analizar de mejor forma la interrelación con el requerimiento de agua por parte de la agricultura y los cambios en los afluentes debido a los diferentes escenarios de cambio climático.

Por otra parte, en la Figura 5.14 se muestra la ubicación geográfica de los sistemas de almacenamiento instalados en el escenario Baterías, y sus parámetros técnicos en la Tabla 5.5.

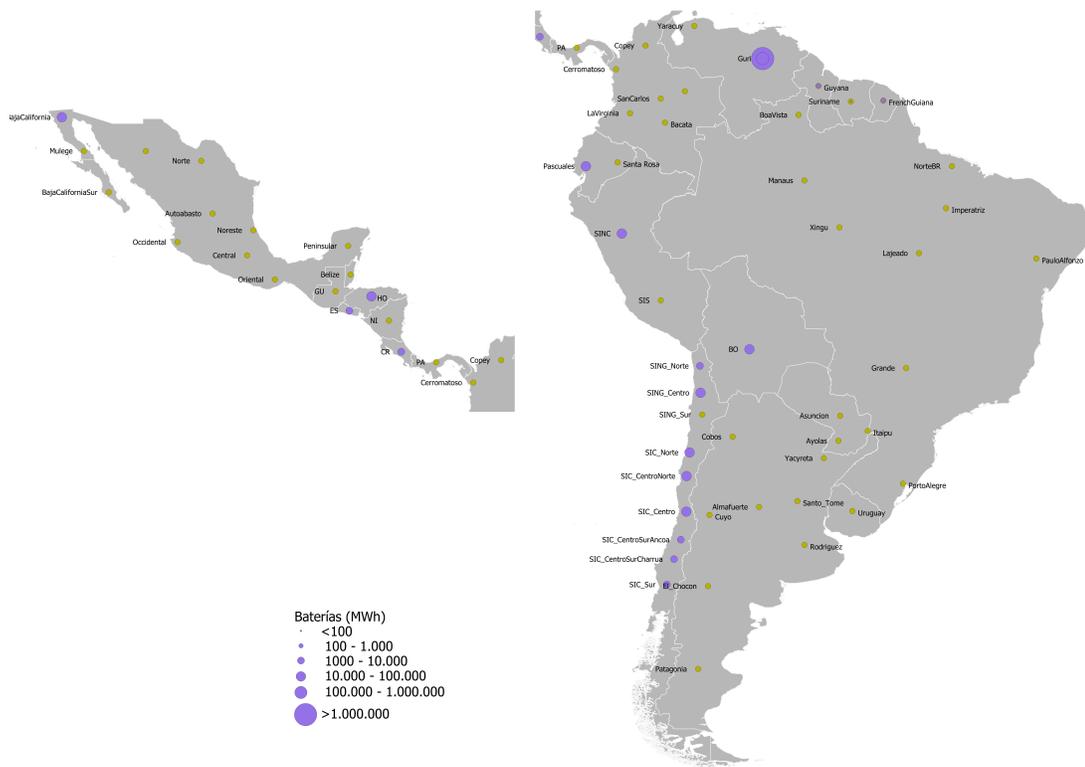


Figura 5.14: Ubicación geográfica de sistemas de batería instalados en escenario Baterías.

Tabla 5.5: Sistemas de baterías instalados por nodo, escenario Baterías.

Nodo	Capacidad instalada (MWh)	Máximo Estado de Carga %	Mínimo Estado de Carga SoC %	Eficiencia de carga %	Eficiencia de descarga %
Bolivia	30.436	0,6	0,4	0,95	1
Bolivia	30.436	0,6	0,4	0,95	1
Guri	4.800.000	1	0,3	0,75	1
Guri	140.000	0,6	0,4	0,95	1
Costa Rica	2.646	0,6	0,4	0,95	1
Honduras	12.390	0,6	0,4	0,95	1
El Salvador	4.760	0,6	0,4	0,95	1
SINC	81.788	0,6	0,4	0,95	1
SIC Centro	11.550	0,6	0,4	0,95	1
SIC Centro Norte	33.796	0,6	0,4	0,95	1
SIC Centro Sur Ancoa	1.190	0,6	0,4	0,95	1
SIC Centro Sur Charrúa	1.414	0,6	0,4	0,95	1
SIC Norte	11.284	0,6	0,4	0,95	1
SIC Sur	2.142	0,6	0,4	0,95	1
SING Centro	26.488	0,6	0,4	0,95	1
SING Norte	3.500	0,6	0,4	0,95	1
Guyana	392	0,6	0,4	0,95	1
Surinam	84	0,6	0,4	0,95	1
Guayana Francesa	266	0,6	0,4	0,95	1
Pascuales	32.606	0,6	0,4	0,95	1
Baja California	37.884	0,6	0,4	0,95	1

5.1.6.5. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión se representa por medio de nodos representativos para cada país, tal como se muestra en la Tabla 5.6, los que en total suman 64 para 24 regiones (notar que Brasil es representado por 4 regiones). Estos nodos definidos en el ejercicio de planificación externo, serán los mismos a utilizar en el caso de estudio de esta tesis.

Tabla 5.6: Nodos utilizados por región

Región	Nodos
Argentina	7
Belice	1
Bolivia	1
Brasil SECO	1
Brasil NE	7
Brasil SE	5
Brasil Sul	1
Chile	8
Colombia	6
Costa Rica	1
Ecuador	2
El Salvador	1
Guayana Francesa	1
Guatemala	2
Guyana	1
Honduras	2
México	10
Nicaragua	1
Panamá	1
Paraguay	3
Perú	2
Surinam	1
Uruguay	1
Venezuela	2

Los resultados obtenidos para la capacidad de transmisión instalada proyectada en el año 2040 según escenario se muestran en la Tabla 5.7 para Latino América continental, donde también se destaca la capacidad instalada al año 2019 que se considera en los parámetros de entrada al modelo de planificación. Por otra parte, la ubicación geográfica de las líneas instaladas al año 2019 y las proyectadas al año 2040 puede observarse en la Figura 5.15 para el BAU, Figura 5.16 para el escenario Solar y finalmente en la Figura 5.17 para el escenario Baterías.

Cabe destacar que frente a una mayor penetración de energía solar en la región, el modelo responde reforzando la capacidad de transmisión, con tal de tener un aprovechamiento óptimo

de la energía.

Tabla 5.7: Capacidad de transmisión total por escenario de planificación.

Escenario	Número de líneas	Capacidad de transmisión total (MW)
2019	111	185.122
BAU	130	223.705
Solar	246	321.224
Baterías	131	223.751



Figura 5.15: Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario BAU.

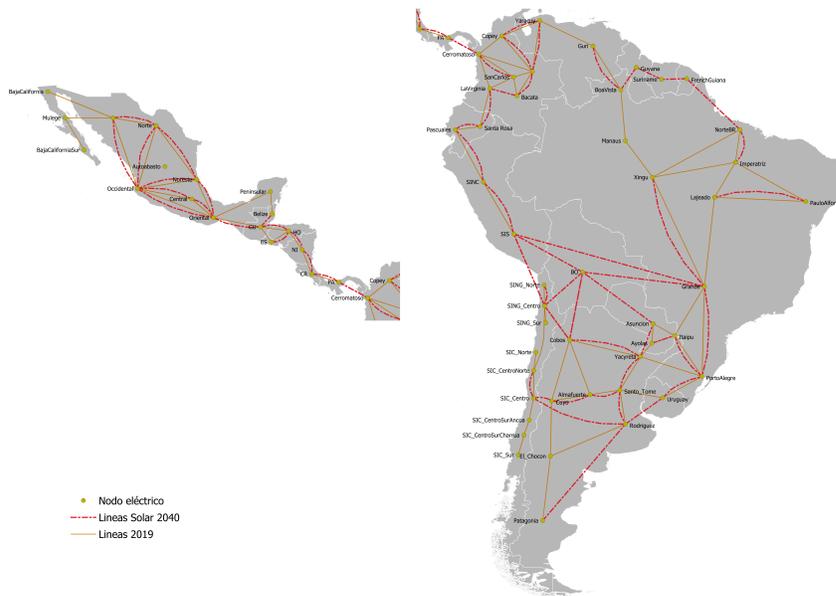


Figura 5.16: Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario Solar.



Figura 5.17: Líneas instaladas en el año 2019 y proyectadas (en rojo) para el 2040, escenario Baterías.

Con respecto a las interconexiones internacionales representadas, en la actualidad sólo existen el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), Interconexión Eléctrica Andina (Colombia, Ecuador, Perú), y Mercosur (Brasil, Argentina, Paraguay, Uruguay).

5.2. Resultados

En la siguiente sección se presentan los resultados del caso de estudio, donde fueron simulados 13 escenarios distintos según los parámetros de entrada explicados en la sección 5.1 y detallados en la Figura 5.18 a continuación. Cabe destacar la presencia de un caso base o BAU, cuya elección fue basada en elegir los parámetros que fueran más cercanos a la realidad actual, en otras palabras:

- **Ubicación de bocatoma de riego aguas abajo:** Las decisiones del sistema son dominadas por el sector eléctrico. Es una aproximación, que en el caso de Chile por ejemplo, se acerca a la realidad, dada la altura en la cuenca en la que se encuentran los embalses hidroeléctricos, abastecidos en su mayoría de aguas de deshielo. Sin embargo, se debe tener en consideración que en el resto de Latinoamérica la situación es variada, llegando incluso a ser opuesta en algunas regiones.
- **Flexibilidad del riego:** Se considera que actualmente se cumple fielmente a los requerimientos físicos de los cultivos, solo teniendo la opción de acotar el área regada en caso de falta de suministro.
- **Costo de no suministro de riego:** Se estima que actualmente a la operación de la agricultura en lo que respecta a su riego, no es prioritaria con respecto a la hidroelectricidad.
- **Gestión de la demanda:** Actualmente la tendencia de los sistemas eléctricos en su mayoría es no disponer de este servicio.
- **Cambio climático:** Se define un escenario pesimista, que está en concordancia con las proyecciones de crecimiento de la población y aumento de la temperatura global al año 2040.
- **Escenario de planificación:** Siendo consecuente con el criterio del escenario buscado, se selecciona el escenario de planificación BAU, donde no se consideran objetivos específicos de penetración de energía renovable y cada país tiene un nivel de autosuficiencia.

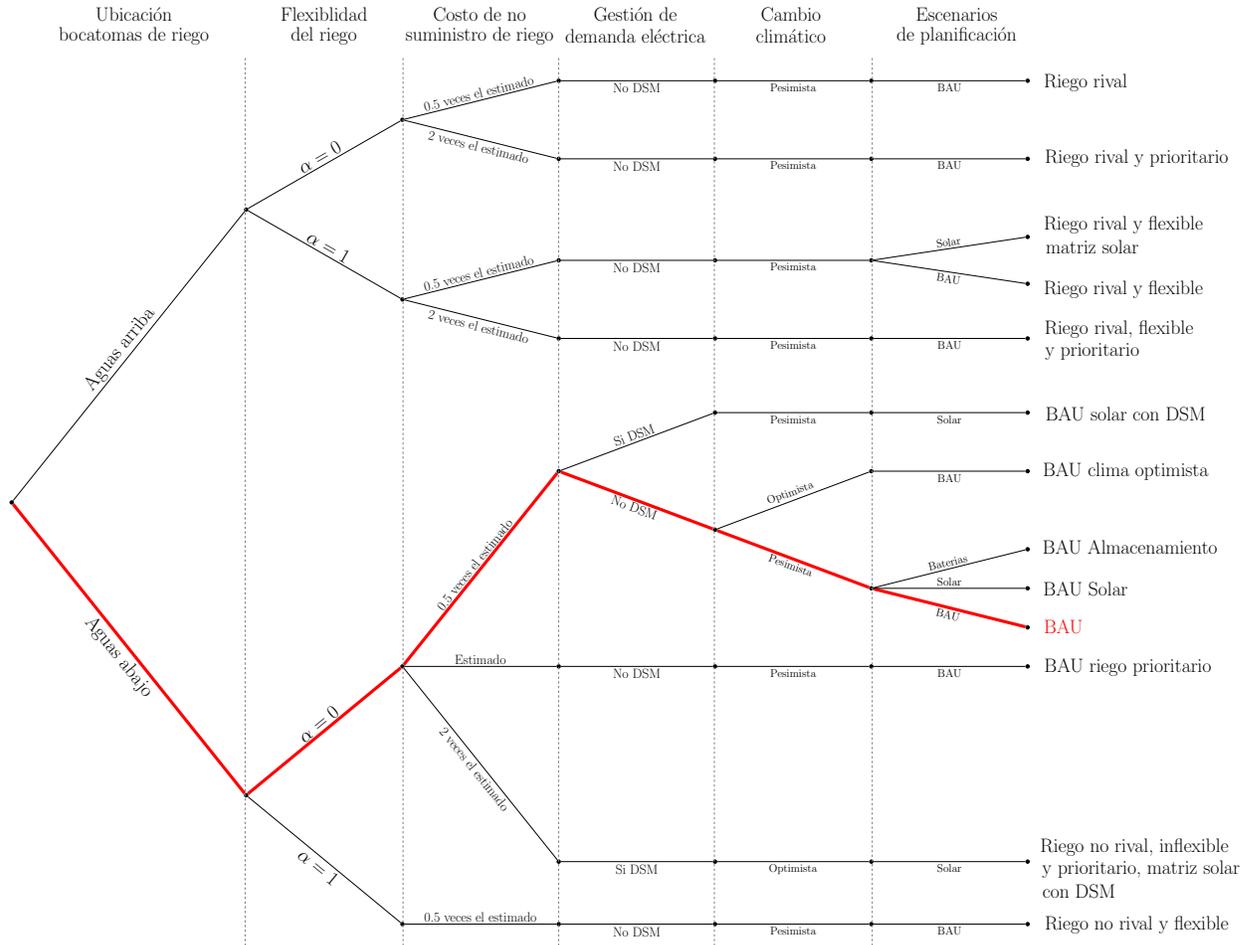


Figura 5.18: Caracterización de escenarios simulados.

De esta manera se simulan los 13 escenarios utilizando el modelo descrito en la sección 3, con la intención de poder representar de la mejor forma posible las 216 posibilidades existentes (Figura 5.2). El problema fue resuelto en un Google Cloud Virtual Machine con 12 núcleos y 52 GB RAM. Se utilizaron las tolerancias de factibilidad y optimalidad por defecto de CPLEX, correspondientes a 10^{-6} cada una.

Los principales resultados obtenidos de este ejercicio de co-optimización por escenario, se muestran en la Tabla 5.8, 5.9 y 5.10. Los escenarios mostrados son ordenados de acuerdo al escenario de planificación BAU, Solar o Baterías, y dentro de cada uno de ellos están distribuidos de mayor a menor abastecimiento total de riego, mostrado en la Tabla 5.8. El escenario BAU se mantiene a parte de los demás.

De acuerdo a los costos de la Tabla 5.9, es posible observar la gran diferencia de magnitud existente entre el costo asociado a la generación térmica y el costo de no suministro de riego, donde este último no sobrepasa un valor equivalente al 3,5% (Escenario “Riego rival prioritario”) del costo del sistema eléctrico.

Por otro lado, se evidencia el alto costo de operación de los escenarios con un escenario de planificación Solar, lo que es consecuente con el hecho de que al aumentar de manera forzada la capacidad de generación solar instalada en Chile produzca una disminución de la capacidad eólica instalada con respecto al BAU. Esta disminución de capacidad eólica eleva los costos al ser reemplazada con generación térmica, a pesar de contar con una mayor generación solar.

Tabla 5.8: Porcentaje de requerimiento de riego abastecido según escenario.

Escenario de planificación	Escenario	Porcentaje de requerimiento de riego abastecido [%]
BAU	BAU	84,75
BAU	BAU clima optimista	88,48
	Riego no rival y flexible	86,09
	BAU riego prioritario	84,77
	Riego rival, flexible y prioritario	63,84
	Riego rival y prioritario	62,58
	Riego rival	56,35
	Riego rival y flexible	55,47
Solar	Riego no rival, inflexible y prioritario, matriz solar con DSM	87,93
	BAU Solar	83,66
	BAU Solar con DSM	83,55
	Riego rival y flexible, matriz solar	36,27
Baterías	BAU Almacenamiento	84,49

Tabla 5.9: Costos del sistema por escenario.

Escenario de planificación	Escenario	Costo total [MMUSD]	Costo eléctrico [MMUSD]	Costo no abastecimiento de riego [MMUSD]
BAU	BAU	32.535,27	32.408,46	126,81
BAU	BAU clima optimista	32.299,02	32.203,05	95,97
	Riego no rival y flexible	32.523,01	32.408,35	114,66
	BAU riego prioritario	32.661,84	32.408,95	252,89
	Riego rival, flexible y prioritario	33.741,22	32.662,26	1.078,96
	Riego rival y prioritario	33.770,91	32.644,87	1.126,04
	Riego rival	32.890,90	32.554,10	336,80
	Riego rival y flexible	32.884,00	32.538,40	345,60
Solar	Riego no rival, inflexible y prioritario, matriz solar con DSM	42.623,02	42.211,69	411,33
	BAU Solar	54.783,04	54.644,62	138,43
	BAU Solar con DSM	42.969,25	42.828,85	140,40
	Riego rival y flexible, matriz solar	55.460,58	54.941,18	519,40
Baterías	BAU Almacenamiento	35.638,90	35.509,86	129,03

Tabla 5.10: Generación del sistema por escenario de simulación y tecnología, en [GWh].

Escenario de planificación	Escenario	Térmica	Solar	Eólica	Geotérmica	Hidroelectricidad de embalse	Hidroelectricidad de pasada
BAU	BAU	682.670	257.332	432.425	24.653	912.923	428.509
BAU	BAU clima optimista	678.598	257.348	432.214	24.669	917.336	428.346
	Riego no rival y flexible	682.669	257.332	432.397	24.649	912.993	428.471
	BAU riego prioritario	682.672	257.338	432.420	24.652	912.921	428.508
	Riego rival, flexible y prioritario	686.896	257.746	432.190	24.649	908.363	428.668
	Riego rival y prioritario	686.843	257.752	432.157	24.637	908.439	428.683
	Riego rival	685.668	257.756	432.141	24.638	909.641	428.669
Solar	Riego rival y flexible	685.499	257.750	432.184	24.649	909.768	428.661
	Riego no rival, inflexible y prioritario, matriz solar con DSM	834.428	350.501	243.730	25.478	934.476	349.899
	BAU Solar	864.536	330.123	242.468	25.257	928.350	347.777
	BAU Solar con DSM	837.839	350.541	243.750	25.465	930.909	350.008
Baterías	Riego rival y flexible, matriz solar	866.875	330.145	242.327	25.266	926.025	347.872
	BAU Almacenamiento	746.997	264.912	414.100	23.668	914.770	374.561

A partir de lo anterior, es posible comparar los resultados de cada escenario con respecto al caso base o BAU, tal como se muestra en la Figura 5.19.

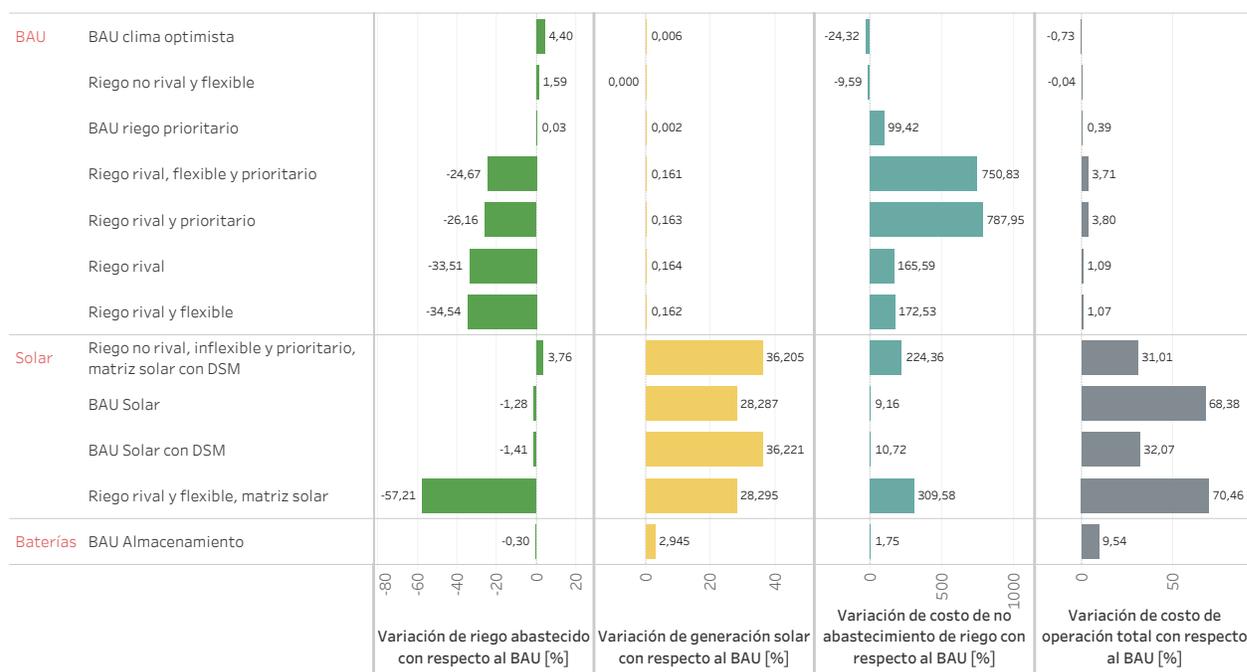


Figura 5.19: Variación porcentual de riego abastecido, generación solar, costo de no abastecimiento de riego y costo de operación total con respecto al BAU.

En las siguientes secciones se presenta el análisis de los principales resultados.

5.2.1. Sensibilidad de parámetros del modelo

5.2.1.1. Ubicación de bocatomas de riego

Tal como fue descrito anteriormente, la ubicación elegida para las bocatomas de riego tiene una implicancia directa en que el riego de agricultura sea un agente rival o no de la hidroelectricidad. En la Figura 5.20 se muestran los resultados de la generación hidroeléctrica de embalse, solar y el abastecimiento de riego total del año 2040, obtenido para diferentes escenarios, pero agrupados según la ubicación de la bocatoma y ordenados de manera decreciente según el abastecimiento de riego, dentro de cada grupo.

Se vuelve evidente en base a esto y la Figura 5.19, que la ubicación de la bocatoma es un parámetro importante en lo que respecta al abastecimiento de riego. En el caso de que la ubicación de la bocatoma sea aguas abajo, el abastecimiento de riego tiene una variación máxima de un 4,40 % con respecto al BAU, donde el mejor escenario “*BAU clima optimista*” abastece un 88 % del requerimiento total de riego, lo que conlleva una disminución del 24 % en el costo de no abastecimiento de riego y un 0,73 % en el costo de operación total.

Por otro lado, la respuesta del sistema cuando las bocatomas se ubican aguas arriba, es opuesta a lo visto anteriormente. En el escenario “*Riego rival*”, en el que sólo cambia la ubicación de la bocatoma con respecto al BAU, el riego abastecido disminuye en un 34 %, equivalente a abastecer un 56 % del requerimiento total y aumentar un 166 % y 1,09 % los costos de no abastecimiento de riego y costos de operación total, respectivamente.

Con la modificación adicional de otros parámetros del escenario, esta reducción en el riego abastecido puede incrementarse, como lo es en el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”, donde sólo se abastece un 36 % del requerimiento total de riego. Sin embargo, si se observa el escenario “*Riego no rival y flexible, matriz solar*” el cual establece una bocatoma de riego aguas abajo, este abastece un 88 % del requerimiento total de riego.

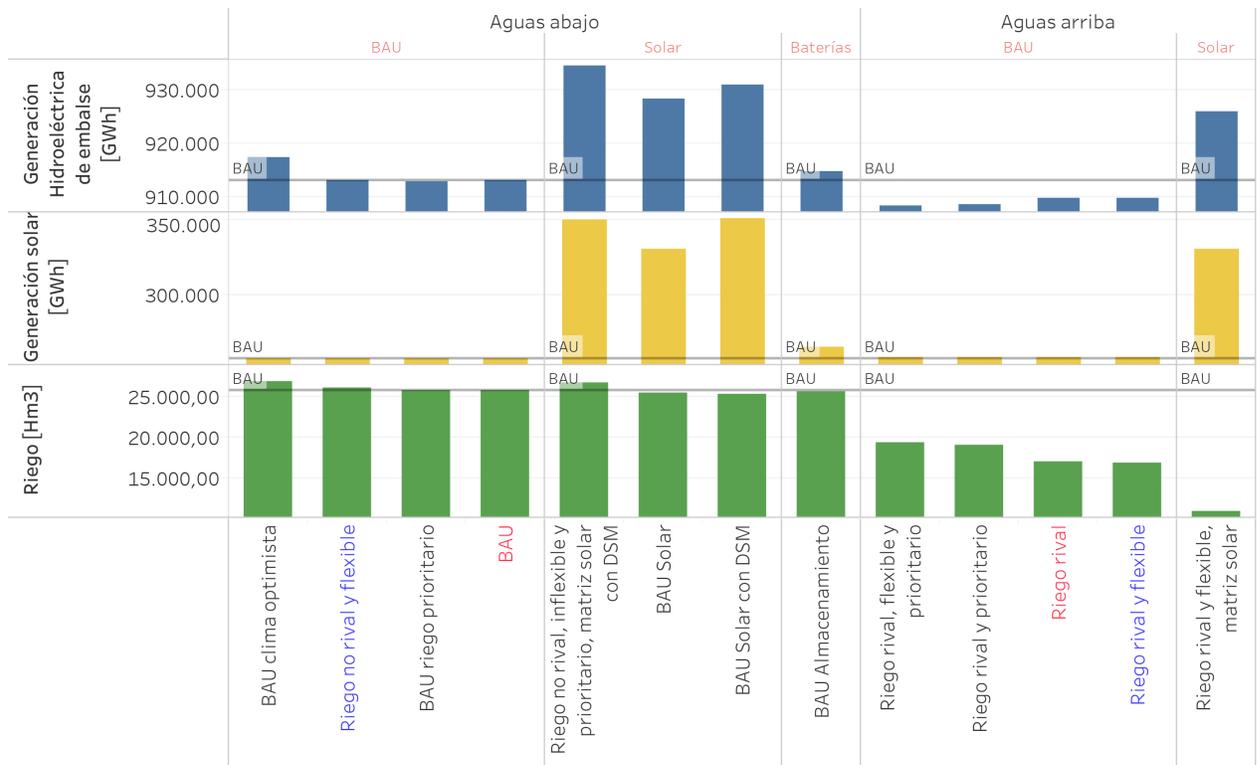


Figura 5.20: Comparación de resultados según ubicación de la bocatoma de riego.

5.2.1.2. Flexibilidad del riego

En la Figura 5.21 se muestran los resultados de la generación hidroeléctrica de embalse, solar y el abastecimiento de riego total del año 2040, obtenido para diferentes escenarios, pero agrupados según la flexibilidad de riego y ordenados de manera decreciente según el abastecimiento de riego, dentro de cada grupo. En base a estos resultados y los mostrados en la Figura 5.19, se observa un aumento de tan solo un 1,5 % en el riego abastecido con respecto al BAU, cuando es modificado el parámetro de flexibilidad desde cero (BAU) a full flexible (“Riego no rival y flexible”, en color rojo en la Figura 5.21), que es equivalente a una disminución de un 9,59 % en los costos de no abastecimiento de riego y de un 0,04 % en los costos totales de operación.

Al comparar otros escenarios donde la flexibilidad de riego sea el único parámetro que difiere entre ellos, se observa que en el caso de los escenarios marcados en azul en la Figura 5.21 (“Riego rival y prioritario” y “Riego rival, flexible y prioritario”), hay un aumento de un 2,01 % en el abastecimiento de riego total cuando el escenario es full flexible, que implica a su vez un costo de operación 0.09 % menor. Por otro lado, cuando se comparan escenarios análogos a los anteriores pero con una menor prioridad del riego (en otras palabras, un menor costo de no abastecimiento de riego por m^3), como lo son los marcados en café en la Figura 5.21 (“Riego rival” y “Riego rival y flexible”), aumentar la flexibilidad del riego disminuye en un 1,56 % el abastecimiento total de este, incrementando en un 2,61 % los costos de no abastecimiento de riego pero disminuyendo en un 0,02 % los costos totales de operación.

De esta manera, modificar la flexibilidad del riego no produce cambios significantes a nivel de costos de operación del sistema. Sin embargo, pese a que la variación del riego abastecido no supera el 1,5 %, este puede ser significativo a nivel de seguridad alimentaria, ya que esta flexibilización del riego no está considerando la pérdida económica que puede significar regar un cultivo alejado de sus requerimientos fisiológicos y por ende, la pérdida de productividad y calidad del mismo.

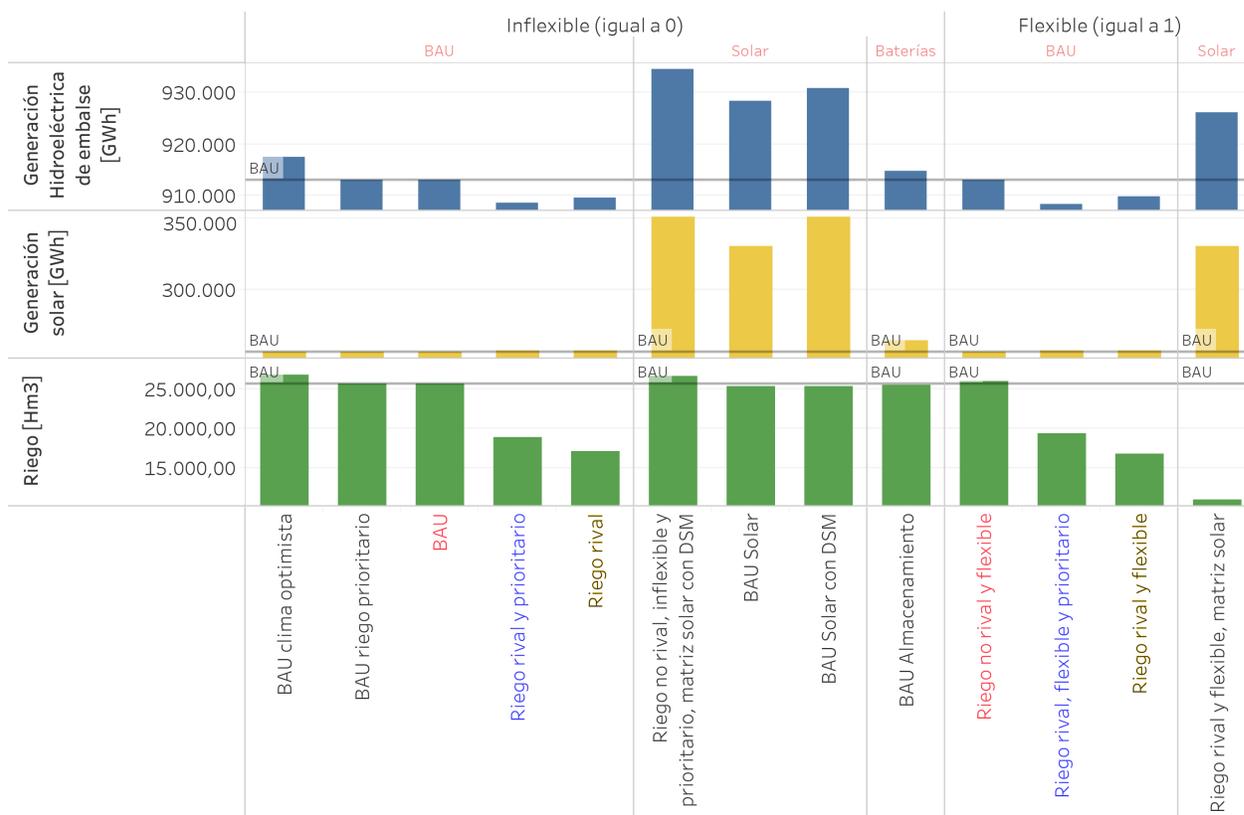


Figura 5.21: Comparación de resultados según flexibilidad del riego.

5.2.1.3. Costos de no suministro de riego

En la Figura 5.22 se muestran los resultados de la generación hidroeléctrica de embalse, solar y el abastecimiento de riego total del año 2040, obtenido para diferentes escenarios, pero agrupados según el costo de no suministro de riego y ordenados de manera decreciente según el abastecimiento de riego, dentro de cada grupo.

Con respecto al BAU, aumentar al doble el costo de no suministro de riego (“BAU riego prioritario”, en color rojo en la Figura 5.22), implica aumentar sólo en un 0,03 % el riego abastecido. A pesar de esto, la diferencia que marca este parámetro es mayor cuando se comparan escenarios donde la bocatoma de riego es aguas arriba y por ende, el riego se convierte en un usuario rival.

Por ejemplo, la comparación entre los escenarios en color azul de la Figura 5.22 (“Riego rival y flexible” y “Riego rival, flexible y prioritario”) y los marcados en café (“Riego rival”

y “Riego rival y prioritario”), muestran que el aumentar en cuatro veces el costo de no suministro de riego resulta en un aumento de 15,08 % y 11,05 % en el abastecimiento total de riego, con incremento de 2,61 % y 2,68 % en los costos totales de operación.

De esta manera, se puede confirmar que el costo asignado al no suministro cobra mayor importancia al momento de tratar al riego como un usuario rival de la hidroelectricidad.

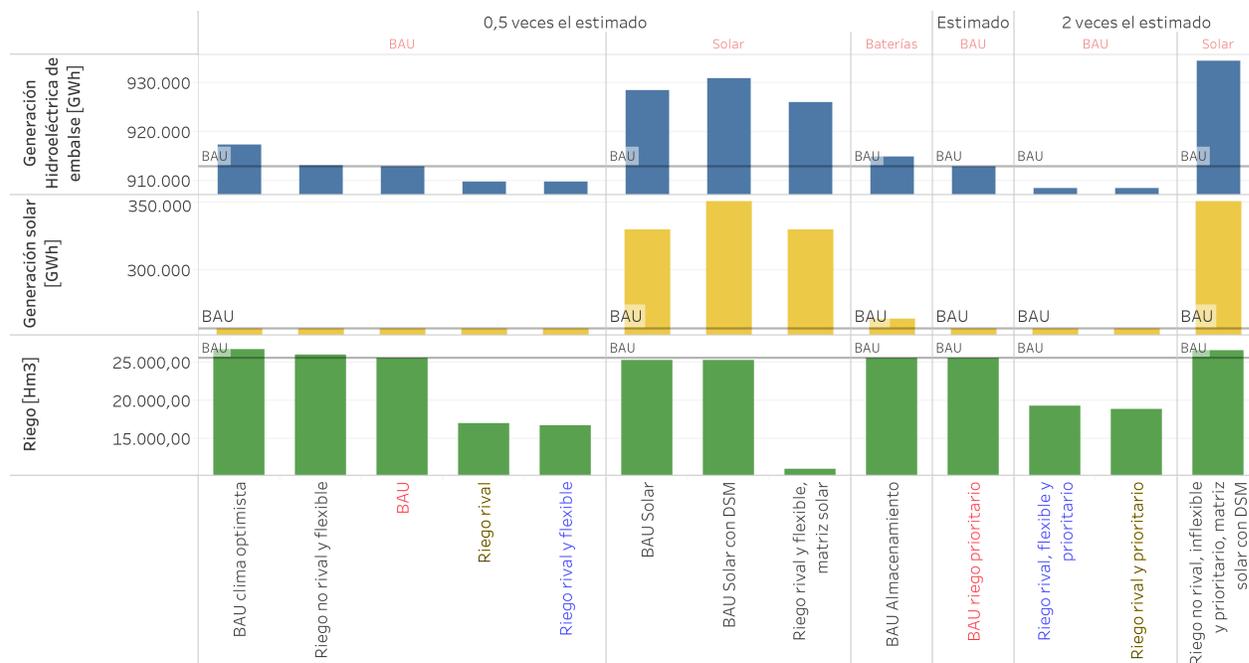


Figura 5.22: Comparación de resultados según costos de no suministro de riego.

5.2.1.4. Gestión de la demanda eléctrica

En la Figura 5.23 se muestran los resultados de la generación hidroeléctrica de embalse, solar y el abastecimiento de riego total del año 2040, obtenido para diferentes escenarios, pero agrupados según la presencia o no de gestión de la demanda eléctrica y ordenados de manera decreciente según el abastecimiento de riego, dentro de cada grupo.

Un escenario con gran penetración de energía solar como “BAU Solar” (marcado en rojo en la Figura 5.23) genera un 28,29 % más con capacidad solar que el escenario BAU, como es lo esperable. Sin embargo, esto puede verse incrementado en un 6,18 %, cuando adicionalmente se cuenta con gestión de la demanda eléctrica (“BAU Solar con DSM”, marcado en rojo en la Figura 5.23), que en costos de operación total significa una disminución de un 21,56 % (Tabla 5.10 y Figura 5.19). Esto es consecuencia directa de la capacidad del sistema para aprovechar las horas con menor costo cuando se cuenta con gestión de la demanda. Desde la perspectiva del riego en esta comparación de escenarios, considerar gestión de demanda implica un disminución de un 0,13 % en el riego abastecido.

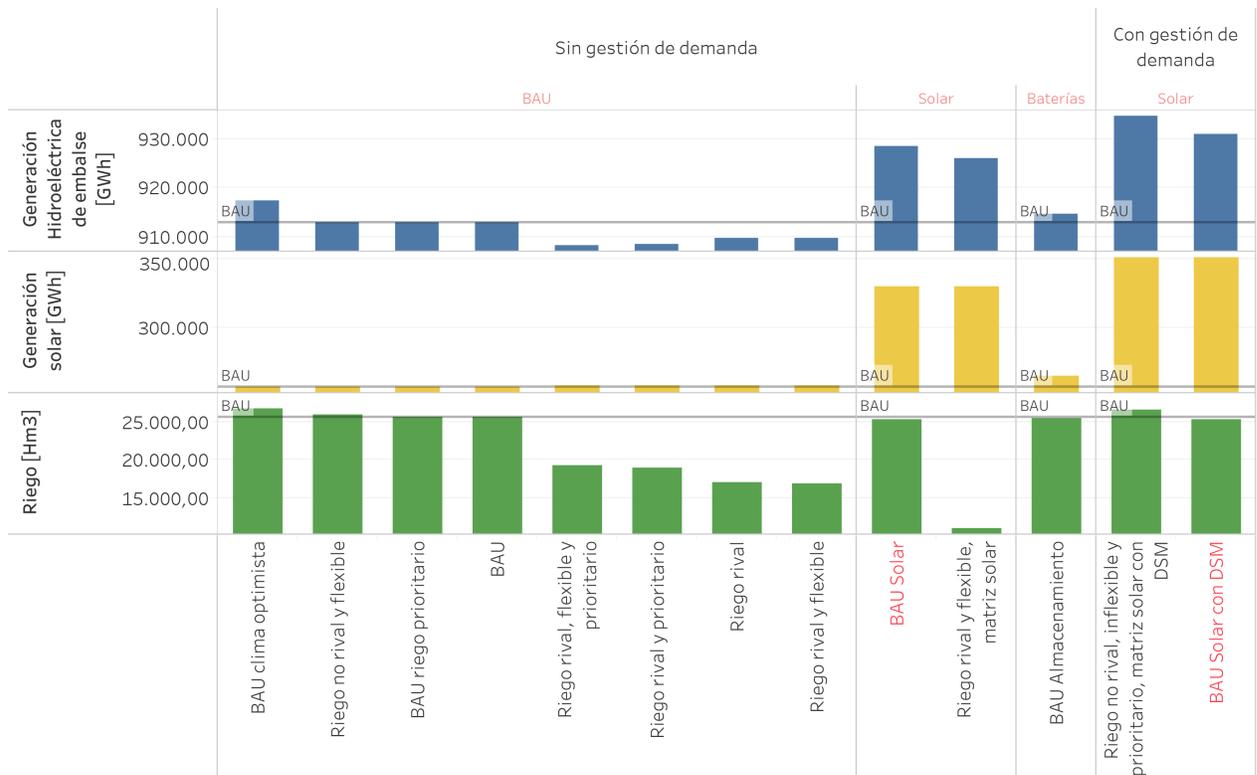


Figura 5.23: Comparación de resultados según gestión de la demanda eléctrica.

5.2.1.5. Cambio climático

Como ha sido mencionado anteriormente, la variable de cambio climático afecta de manera directa en la disponibilidad de agua superficial (afuentes) según la zona geográfica, con respecto a sus datos históricos. De acuerdo a lo observado en la Figura 5.10, en la mayoría de las zonas se espera menor disponibilidad hídrica en el caso pesimista, que en el optimista, a pesar de la existencia de zonas donde la tendencia es a un aumento de esta disponibilidad.

Con respecto al escenario BAU, el escenario “BAU clima optimista” (marcados en rojo en la Figura 5.10) sólo se diferencia de este en cuanto al parámetro de cambio climático. Dado los resultados mostrados en la Figura 5.19, 5.24 y Tabla 5.10, se puede observar que en este escenario, la diferencia en la proyección del cambio climático tiene como consecuencia un aumento de un 4,4 % en el abastecimiento de riego y un 0,48 % en la generación de hidroelectricidad de embalse en el caso optimista, lo que se condice con el hecho de que la magnitud del incremento o disminución de la disponibilidad de recursos hídricos, es dependiente de la zona geográfica y que la dirección de este cambio no es la misma para todas las zonas. Por otro lado, no es menor el hecho de que el caso optimista es el que presenta el mayor abastecimiento de riego (88 % del total de requerimiento) entre todos los escenarios.

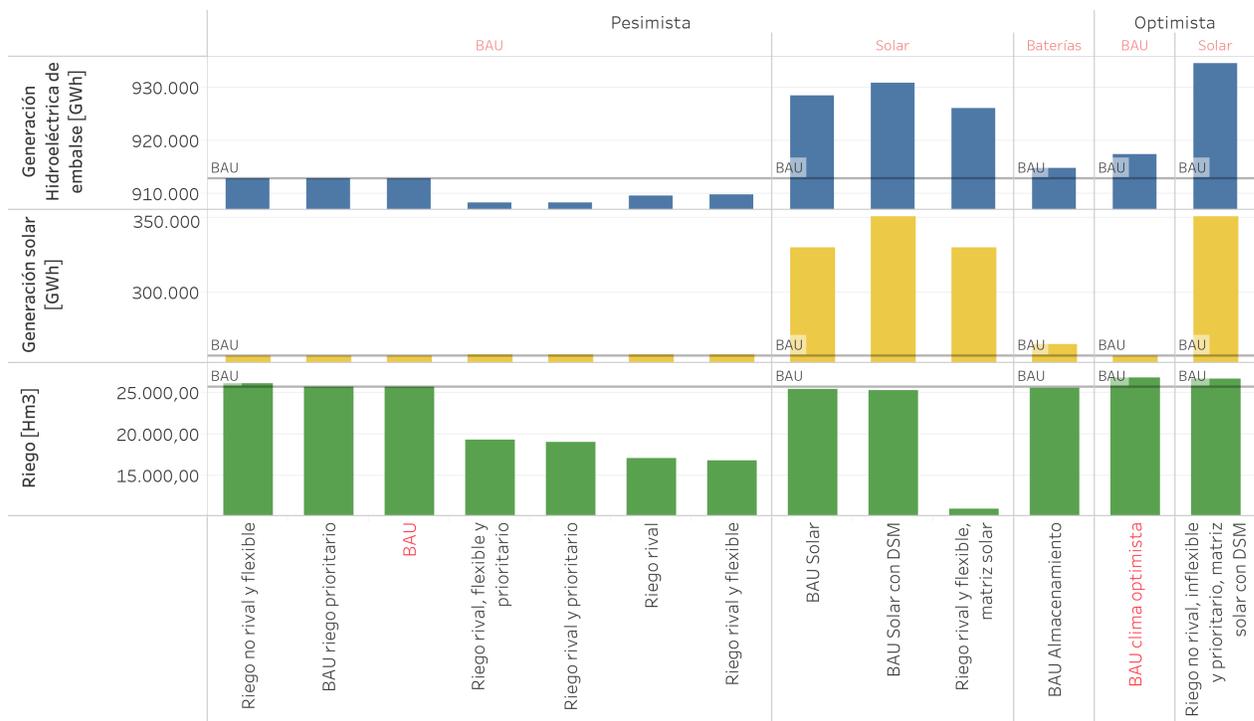


Figura 5.24: Comparación de resultados según cambio climático.

5.2.1.6. Escenarios de planificación

La Figura 5.25 muestra los resultados de la generación hidroeléctrica de embalse, solar y el abastecimiento de riego total del año 2040, obtenido para diferentes escenarios, pero agrupados según el escenario de planificación elegido y ordenados de manera decreciente según el abastecimiento de riego, dentro de cada grupo. A partir de esto y lo visto en la Tabla 5.10 y Figura 5.19, se puede observar que el escenario de planificación Solar es el que presenta mayor generación de este tipo, alcanzando en el mejor caso un incremento de 36,22% con respecto al BAU, como es lo esperado, debido a la presencia de gestión de demanda (Figura 5.13).

Sin embargo, este aumento en la generación solar con respecto a los otros escenarios, también va acompañado de un aumento del costo total de operación del sistema, que en el peor caso es de un 70,46% con respecto al BAU. Esto se debe a que, a pesar de que se dispone de una capacidad solar instalada equivalente a 100 GW en Chile (y en total un aumento de 52 GW de capacidad solar total en el continente con respecto al escenario BAU), se observan vertimientos de generación solar de hasta un 64% en Chile durante algunos bloques horarios, puesto que la capacidad de transmisión planificada, no es suficiente para poder exportar a otras zonas del sistema las grandes cantidades de energía solar desde Chile. Esto último tiene como consecuencia que no se pueda aprovechar el máximo potencial solar planificado, teniendo que recurrir a generación térmica en su defecto, y aumentando los costos del sistema (ya que anteriormente, las demás zonas del sistema contaban con un mayor potencial renovable. Lo anterior, dado que el aumento de capacidad solar instalada se compensa instalando 48 GW menos de capacidad eólica que en un escenario de planificación

BAU (Figura 5.13)). El motivo de esto radica en la forma en que, el modelo de planificación utilizado, trata el perfil de generación solar (ya que lo simplifica a 6 bloques mensuales), dando señales erráticas en la planificación al no poder visualizar los efectos de corto plazo, como el mencionado anteriormente.

Desde la perspectiva del riego, en la Figura 5.19 y 5.25 se puede observar que en el caso de el escenario “*Riego no rival, inflexible y prioritario, matriz solar con DSM*”, el abastecimiento de riego aumenta un 3,76 % , mientras que en “*BAU Solar*” (marcado en rojo en la Figura 5.25) y “*BAU Solar con DSM*” disminuye un 1,28 % y 1,41 %, respetivamente. Esto demuestra que una matriz con gran penetración solar no impacta en gran magnitud al abastecimiento de riego cuando se observa de manera general el comportamiento de todos los escenarios.

No obstante, se debe destacar que los casos mencionados, tienen ubicadas sus bocatomas de riego aguas abajo, lo que cumple un rol clave el abastecimiento del requerimiento de riego, como fue visto anteriormente. Un ejemplo de esto, es el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*” (marcado en azul en la Figura 5.25), que a diferencia de los escenarios mencionados tiene ubicada su bocatoma aguas arriba, y por ende el riego es rival de la hidroelectricidad. En este, se disminuye en un 34,62% el abastecimiento de riego con respecto al escenario “*Riego rival y flexible*” (en azul en la Figura 5.25), que se diferencia tan sólo en la ubicación de la bocatoma, lo que lo convierte en el peor escenario visto en relación con el porcentaje de riego abastecido (36,27% del total) y el con mayor aumento de costos de operación (70,46% con respecto al BAU). Por otra parte, también se puede observar, que un escenario de planificación solar genera más electricidad a partir de hidroelectricidad de embalse, que el resto de escenarios. Esto resulta del hecho de que al haber un aumento de generación solar, se requiere una mayor flexibilidad del sistema (donde flexibilidad se entiende como la capacidad de diversas tecnologías de gestionar la variabilidad de energías como la solar y eólica, y por ende, den seguridad al sistema), de modo que se recurre a la flexibilidad dada por el agua embalsada, que en términos de costos es la más barata. En un escenario donde el riego es rival de la hidroelectricidad y son usos mutuamente excluyentes, se le da prioridad a esta última, de modo que se disminuye drásticamente el abastecimiento de riego de las diferentes cuencas.

Por otro lado, se puede observar un aumento de 2,95% en la generación solar del escenario “*BAU Almacenamiento*” (marcado en rojo en la Figura 5.25) con respecto al BAU, lo que se traduce en un 9% de incremento de los costos de operación del sistema y una disminución de 0,3% del abastecimiento de riego total. Es importante destacar que la razón del aumento en costos de operación va de la mano con que en el resultado del ejercicio de planificación, el parque generador fue modificado al mismo tiempo que la adición de sistemas de almacenamiento con respecto al BAU, de modo que los porcentajes de participación de cada tecnología son distintos en cada caso (Figura 5.13) y por ende, resulta en una mayor generación térmica por parte del escenario “*BAU Almacenamiento*”.

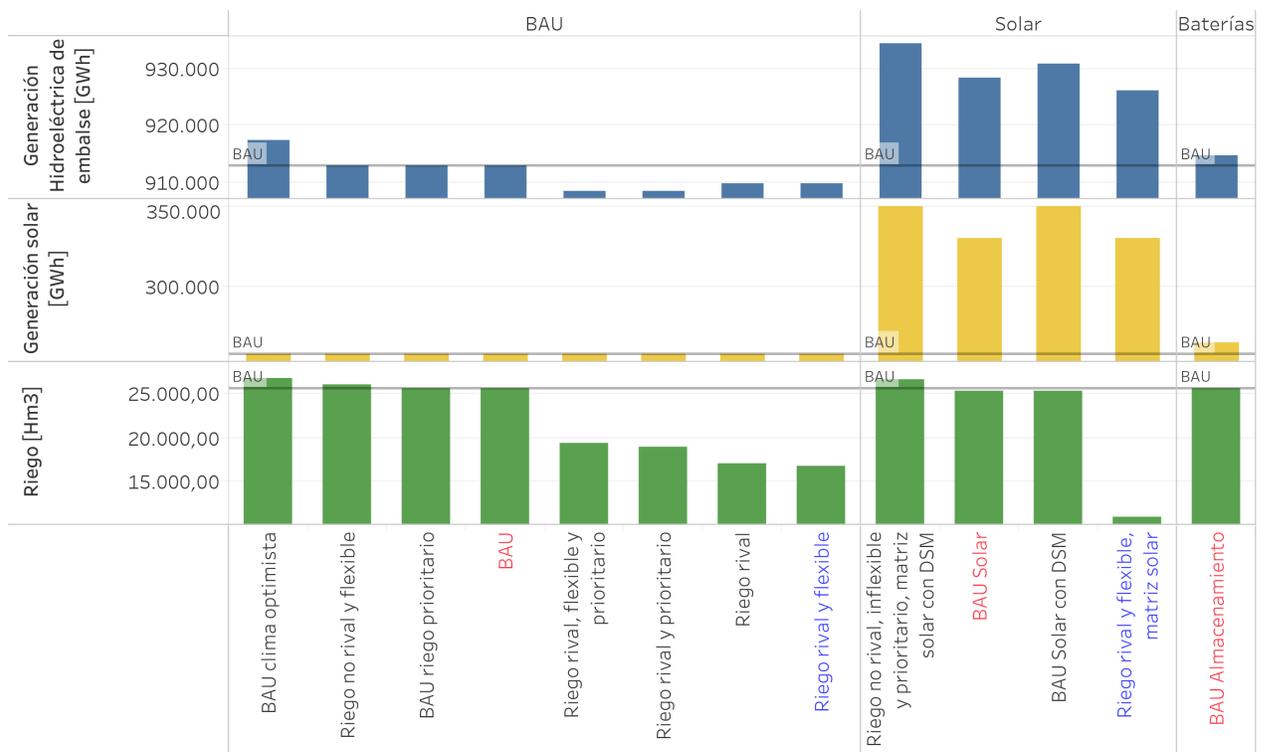


Figura 5.25: Comparación de resultados según escenario de planificación.

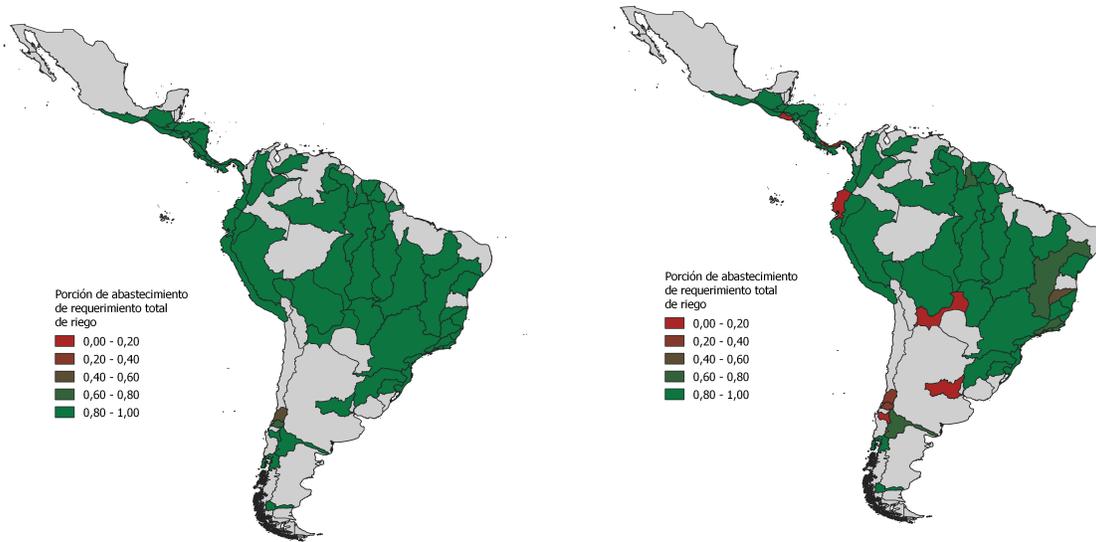
5.2.2. Análisis de escenarios y cuencas de interés

De los resultados obtenidos, se seleccionan aquellos escenarios que presentan las mayores diferencias entre sí el abastecimiento de riego. El escenario BAU se selecciona con el objetivo de tener una referencia para el análisis. Por otra parte se elige el escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”, ya que se considera que desde un punto de vista de abastecimiento de riego y seguridad alimentaria, presenta el escenario más favorable dentro de los climas pesimistas. Por otro lado, se seleccionan los escenarios “*Riego rival y flexible*” y “*Riego rival y flexible, matriz solar*”, ya que presentan los menores porcentajes de requerimiento de riego abastecido dentro de todos los escenarios (55,47 % y 36,27 %, respectivamente), de modo que su análisis puede entregar información de interés.

En la Figura 5.26 se muestra el porcentaje de requerimiento de riego abastecido por cuenca y escenario respectivo. Tal como se observó en la sección anterior, los escenarios BAU (Figura 5.26a) y “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*” (Figura 5.26c) presentan el abastecimiento del requerimiento de riego más alto entre todos los escenarios, siendo mayor a un 80 % en la mayor parte de las cuencas del continente. Por otra parte, el escenario “*Riego rival y flexible*”, presenta algunas cuencas con menos del 20 % del riego total abastecido, mismo abastecimiento que disminuye de manera notoria en cuencas del sur del continente (Chile y Argentina), las cuales se abastecían en menos del 80 % en los mejores escenarios.

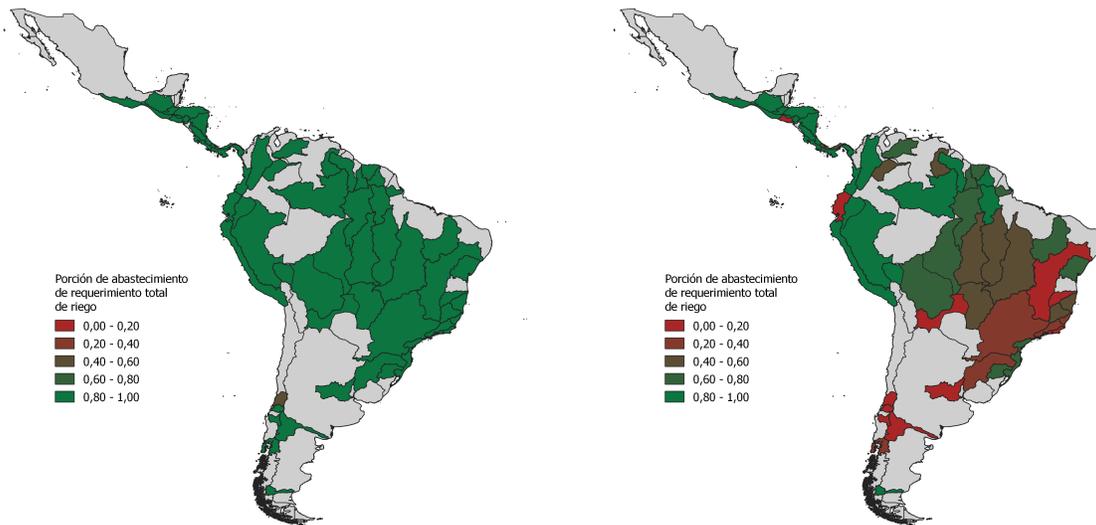
Por último se observa el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*” (Figura 5.26d), que tal como se comentó anteriormente, es el escenario más crítico desde una perspectiva

del riego de agricultura. Algunas cuencas de Chile y Argentina, presentan menos del 20 % de abastecimiento de riego abastecido, el cual también empeora con respecto al BAU en zonas como Brasil, Paraguay, Uruguay y Bolivia, entre otros.



(a) Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca, Escenario BAU.

(b) Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca, Escenario “Riego rival y flexible”.



(c) Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca, Escenario “Riego rival e inflexible, matriz solar”.

(d) Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca, Escenario “Riego rival y flexible, matriz solar”.

Figura 5.26: Porción de abastecimiento de requerimiento total de riego por cuenca y escenario.

Para contar con un análisis más detallado que el realizado en la sección anterior, se seleccionan las cuencas mostradas en la Figura 5.27, que corresponden a los países de Argentina, Chile y Brasil. El criterio de selección se basa en que estas cuencas son las que experimentan mayores cambios a lo largo de los diferentes escenarios mostrados en la Figura 5.26, con respecto al abastecimiento de riego, y además sus hidroeléctricas de embalses, están conectadas a nodos eléctricos que se caracterizan por ser centros de alta demanda eléctrica.



Figura 5.27: Cuencas seleccionadas para análisis.

5.2.2.1. Cuenca N°1, Argentina

Esta cuenca presenta dos situaciones opuestas con respecto al abastecimiento del requerimiento de riego, según el escenario respectivo:

- **100 % abastecimiento:** Escenarios BAU y “*Riego no rival, inflexible y prioritario, matriz solar con DSM*”
- **0 % abastecimiento:** Escenarios “*Riego rival y flexible*” y “*Riego rival y flexible, matriz solar*”.

La primera apreciación de acuerdo a lo anterior, es que una situación como 0 % de abastecimiento de riego es independiente en este caso del escenario de planificación, a diferencia de la rivalidad del riego o ubicación de la bocatoma, la cual determina si se riega la totalidad o nada del requerimiento.

Es importante notar de acuerdo a la Figura 5.29, que este nodo de generación asociado a las hidroeléctricas de embalse de esta cuenca (Almafuerte), no presenta capacidad solar, y además de la hidroelectricidad, no cuenta con otra fuente de generación renovable. Así, sin considerar las importaciones/exportaciones del nodo, generar a bajo costo depende en gran medida de la posibilidad de generar a través de hidroelectricidad. Dado que la capacidad hidroeléctrica de embalse disponible es pequeña comparada con el resto de tecnologías, y es la

que compite directamente con el riego, en un escenario donde existe una alta rivalidad entre ambos, se puede observar que la condición económica más favorable es utilizar el agua para generación de energía. Esto se refleja a través del agua embalsada durante la primera mitad del año (Figura 5.28), que posteriormente es turbinada en los períodos de mayor demanda (Figura 5.29).

Por otro lado, el aumento en la generación en los meses de julio a noviembre del escenario “Riego rival y flexible, matriz solar”, guarda relación con la disminución de energía importada desde otros nodos de generación, como se observa en la Figura 5.30.

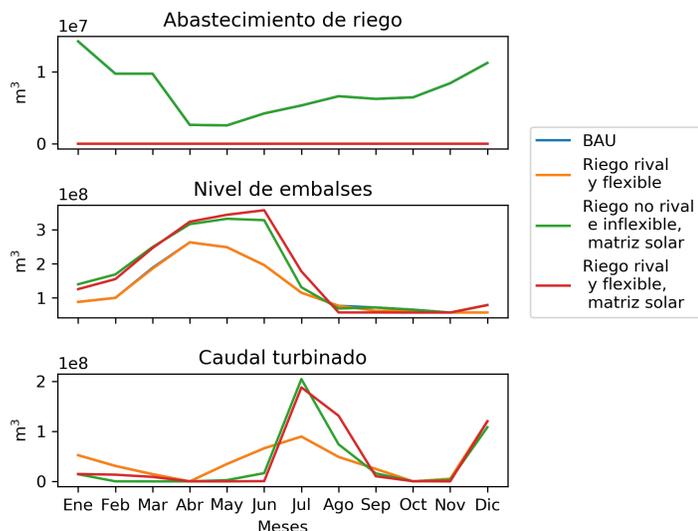


Figura 5.28: Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°1, Argentina.

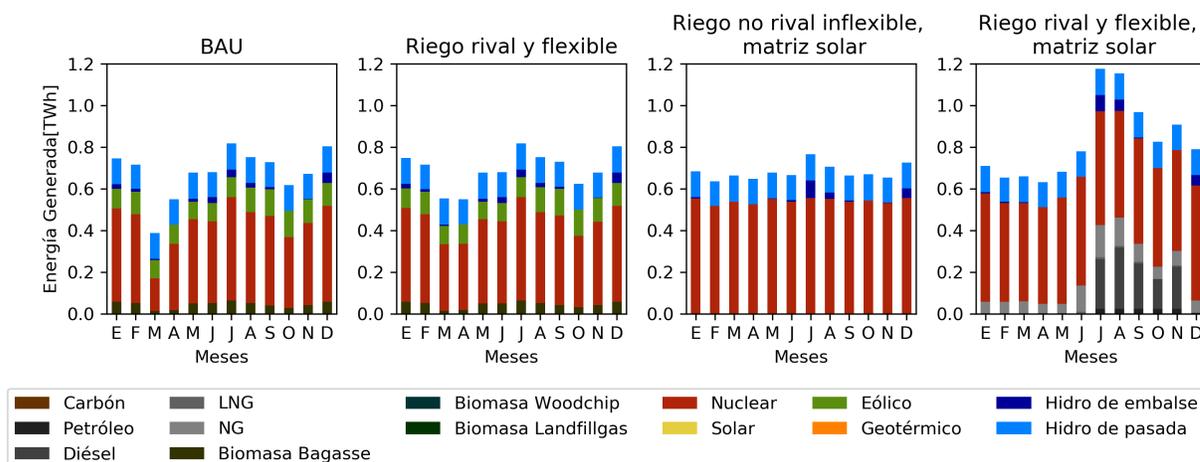


Figura 5.29: Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo Almafuerde.

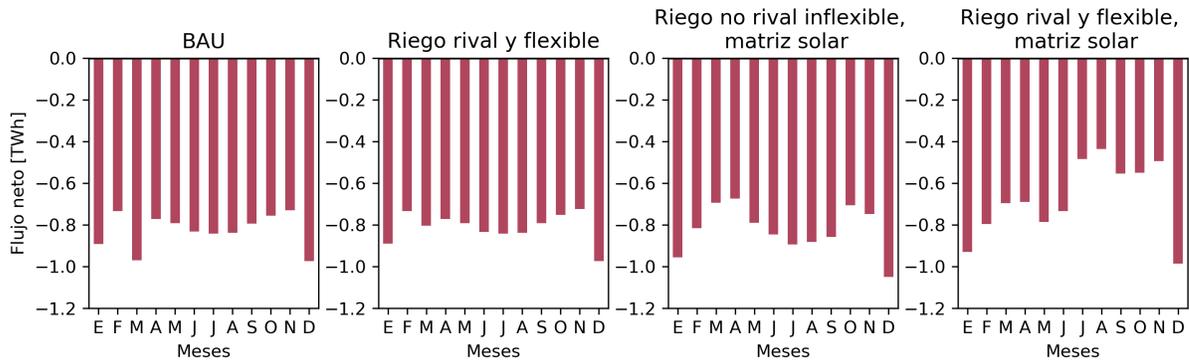


Figura 5.30: Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo Almafuerte, según escenario.

5.2.2.2. Cuenca N°2, Brasil

Esta cuenca presenta, respecto al abastecimiento del requerimiento de riego, los siguientes resultados según el escenario respectivo:

- **Escenario BAU:** 100 %
- **Escenario “*Riego rival y flexible*”:** 90 %
- **Escenario “*Riego no rival , inflexible y prioritario, matriz solar con DSM*”:** 100 %
- **Escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”:** 23 %

Los resultados de la Figura 5.31 confirman que el escenario BAU y “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”, son favorables para el abastecimiento de riego. Por otro lado, en el escenario “*Riego rival y flexible*”, disminuye a un 90 % el abastecimiento de riego, el cual sigue siendo un alto valor considerando que la bocatoma de riego es aguas arriba y por ende, usuario rival de la hidroelectricidad. Esto es resultado de la gran disponibilidad de los recursos hídricos de esta cuenca.

A pesar de lo anterior, en el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”, el nodo asociado a las hidroeléctricas de embalse de esta cuenca (Grande), al no disponer de capacidad solar y eólica (Figura 5.32), como en el escenario Escenario “*Riego rival y flexible*”, la decisión entre turbinar el agua disponible o destinarla para riego se vuelve aún más conflictiva que un escenario con planificación BAU y las mismas condiciones, resultando en una disminución drástica del porcentaje de riego abastecido (un 23 % del total), con tal de usarlo en generación hidroeléctrica y por ende, privilegiar la generación en base a energías de costo cero.

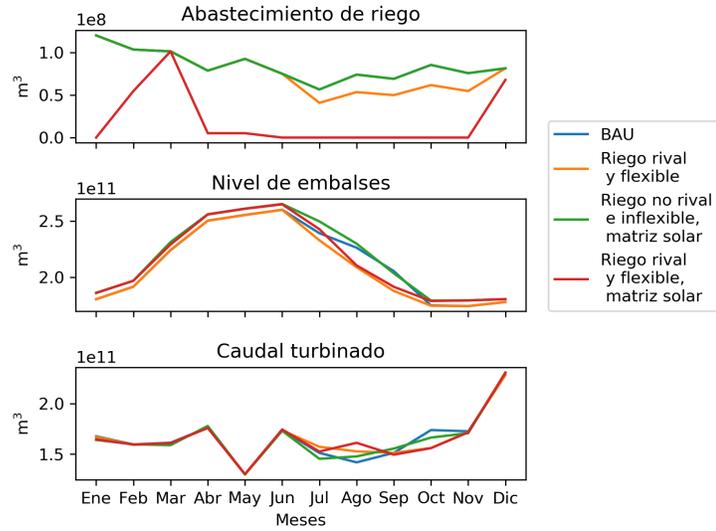


Figura 5.31: Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°2, Brasil.

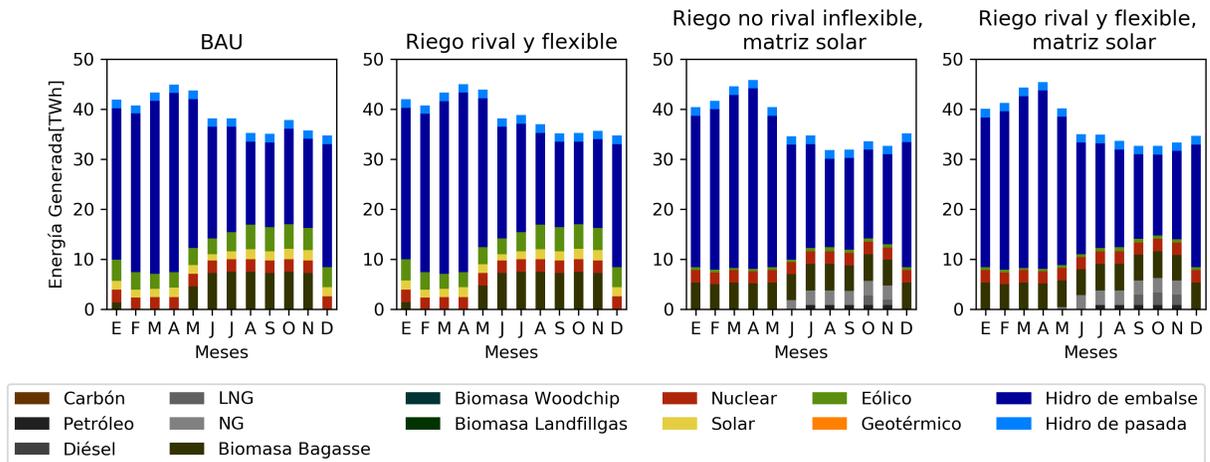


Figura 5.32: Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo Grande.

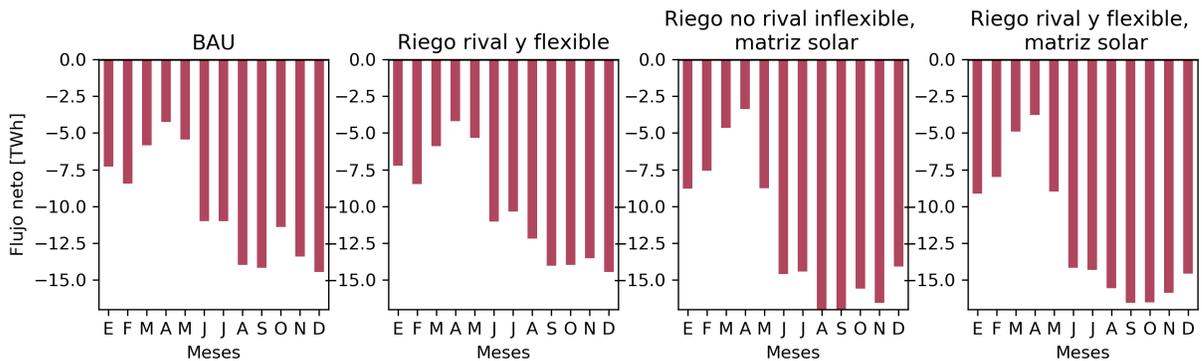


Figura 5.33: Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo Grande, según escenario.

5.2.2.3. Cuenca N°3, Chile

Esta cuenca presenta, respecto al abastecimiento del requerimiento de riego, los siguientes resultados según el escenario respectivo:

- Escenario BAU: 46 %
- Escenario “*Riego rival y flexible*”: 38 %
- Escenario “*Riego no rival , inflexible y prioritario, matriz solar con DSM*”:50 %
- Escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”: 6 %

’ Es en el escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*” donde se alcanza el mayor suministro de riego, y el menor es en el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”. Por otro lado, como se observa en la Figura 5.35, la matriz de generación en el nodo asociado a las hidroeléctricas de embalse de esta cuenca (SIC centro), tiene una gran presencia de capacidad solar, sobre todo en los escenarios “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*” y “*Riego rival y flexible, matriz solar*”. De acuerdo a los resultados mostrados, se pueden identificar dos situaciones:

- Considerando bocatomas de riego aguas abajo (no rivalidad del riego), modificar el escenario de planificación desde uno BAU (Escenario BAU) a uno solar (Escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”) implica un aumento de 4 % en el abastecimiento de riego.
- Considerando bocatomas de riego aguas arriba (rivalidad del riego), modificar el escenario de planificación desde uno BAU (Escenario “*Riego rival y flexible*”) a uno solar (Escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”) implica una disminución de 32 % en el abastecimiento de riego.

Con respecto al primer caso (bocatomas de riego aguas abajo), de acuerdo a la Figura 5.34 se puede observar que en el caso de una matriz con mayor penetración solar (Escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”), el nivel de agua embalsada es mayor hasta el mes de junio, comparado con el escenario con planificación BAU (Escenario BAU), meses en los cuales el riego abastecido es del mismo orden en ambos escenarios. Una mayor capacidad de generación solar del escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”, tiene como consecuencia que el valor de embalsar agua en estos meses sea menor con respecto al BAU, el que debería generar a través de fuentes convencionales en caso de hacerlo. Esto permite turbinar más agua en la segunda mitad del año, y a la vez abastecer un porcentaje mayor de riego. Por otro lado, el objetivo de embalsar agua durante estos meses se condice con el hecho que el requerimiento de riego aumenta a partir de mayo, y en junio se dispone de la menor cantidad de energía proveniente del sol en el año.

Efecto contrario se produce en el segundo caso, con una ubicación de bocatomas aguas arriba y por ende, la existencia de una mayor rivalidad entre el riego y la hidroelectricidad. El incremento de la capacidad solar disponible en este nodo (Escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”) produce una disminución de un 32 % en el abastecimiento del requerimiento de

riego, con respecto al escenario “*Riego rival y flexible*”, llegando a abastecer tan solo un 6 % del total. En principio, el comportamiento es análogo al escenario “*Riego no rival e inflexible, matriz solar*”, embalsando agua la primera parte del año gracias a la capacidad de generación solar existente, para posteriormente turbinarla. La diferencia radica en que esta agua turbinada no puede ser regada posteriormente, ya que la bocatoma de riego se encuentra aguas arriba del embalse, provocando la disminución en el abastecimiento de riego, comentada anteriormente.

Por otra parte, en el escenario “*Riego rival y flexible*”, el caudal turbinado a lo largo del año es el menor entre todos los escenarios, pero esto a su vez permite que se pueda abastecer un mayor porcentaje de riego, comparado con el escenario “*Riego rival y flexible, matriz solar*”. Esto es causa directa de que en un escenario con planificación BAU, este nodo se comporta como importador de energía (Figura 5.36), de modo que esta disminución en el agua turbinada de esta cuenca específica, puede ser reemplazada por otra fuente de generación de costo cero en el sistema.

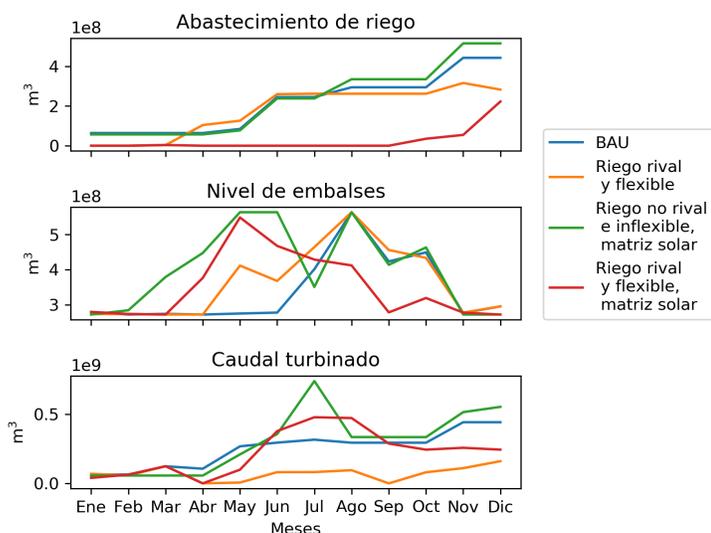


Figura 5.34: Resultados de recursos hídricos involucrados según escenario, Cuenca N°3, Chile.

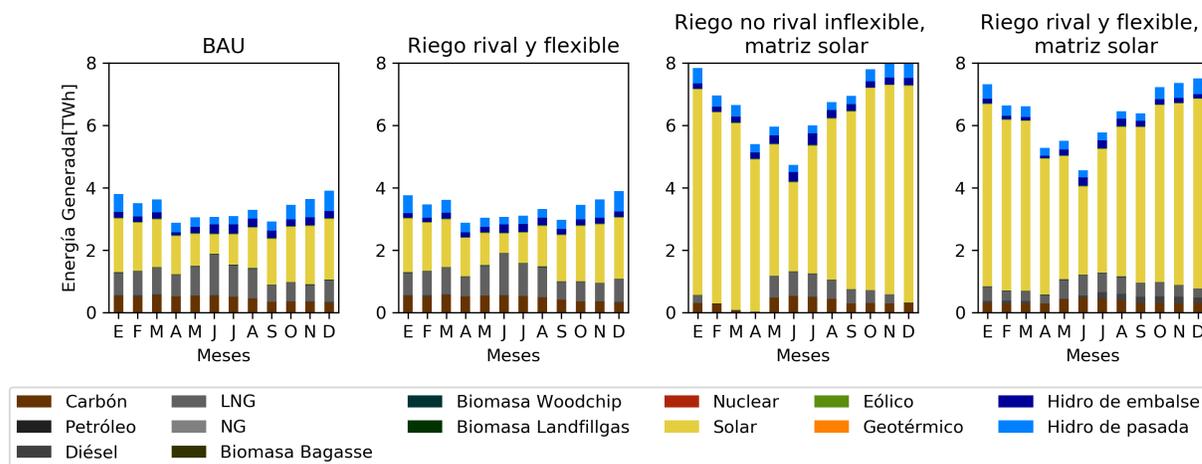


Figura 5.35: Resultados de generación eléctrica según escenario, nodo SIC centro.

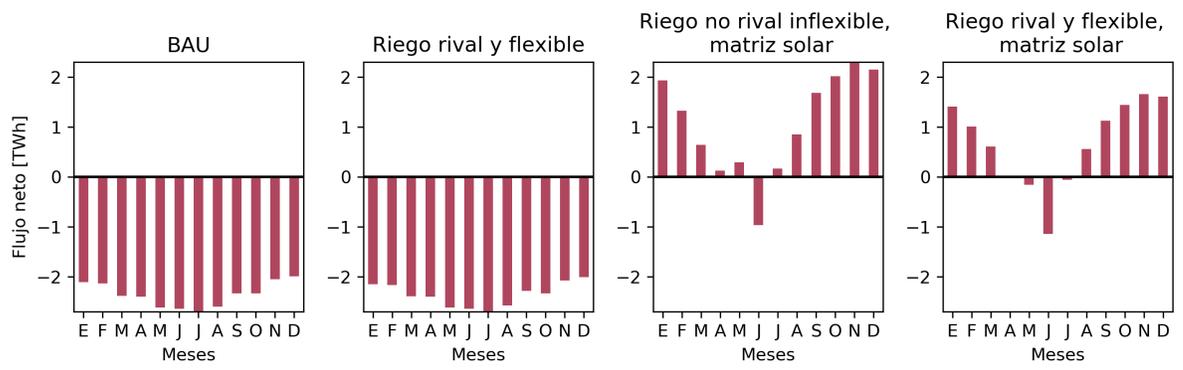


Figura 5.36: Resultados de exportaciones netas de energía desde nodo SIC centro, según escenario.

Capítulo 6

Conclusiones

Frente a un contexto de escenarios de cambio climático y aumento de requerimientos energéticos de la sociedad a nivel de América Latina hacia el año 2040 se desarrolla un análisis integrado del uso optimizado del sistema eléctrico y de los recursos hídricos. Esto último se resuelve para diferentes escenarios de planificación de la infraestructura eléctrica y valoración económica del riego de la agricultura, con el fin de poder proveer información significativa y adecuada para los procesos de toma de decisiones en la operación y planificación de los sistemas eléctricos futuros y la promoción de interconexiones a nivel regional.

Se ha cumplido el objetivo general de esta tesis dado que se dispone de un modelo de co-optimización del recurso agua y los sistemas eléctricos, el cual incorpora el valor económico asignado al riego dada la importancia del uso de agua en la agricultura latinoamericana, en un modelo de operación de sistemas eléctricos, y se desarrolla en el caso de estudio de América Latina continental integrada eléctricamente a través de un análisis de escenarios, con el fin de analizar las oportunidades que ofrece la co-optimización del recurso agua y los sistemas eléctricos en el año 2040.

A través de la bibliografía presentada se dilucida el gran acoplamiento existente entre los sistemas eléctricos y los recursos hídricos. Por una parte, el sector energético depende en gran parte del uso de agua para la hidroelectricidad y los sistemas de refrigeración de centrales térmicas, entre otros. Así mismo, aplicaciones como el tratamiento de agua requieren energía para sus procesos. Estos acoplamientos se vuelven críticos al contextualizarlos en un escenario donde el aumento proyectado de la población mundial hacia el año 2040, tendrá como consecuencia un incremento de la demanda energética y de recursos hídricos. Adicionalmente se proyecta un crecimiento de la emisión de gases de efecto invernadero, los cuales intensificarán los efectos del cambio climático. Entre las repercusiones de este, se encuentra la variación en la disponibilidad de agua dulce, que afectará directamente al sector energético, dado el uso de agua por parte de la hidroelectricidad. Puesto que magnitud del cambio en la disponibilidad de agua dependerá de la ubicación geográfica, interconectar sistemas eléctricos regionales se vuelve una opción válida para afrontar este desafío gracias a su factibilidad técnica y económica, a pesar de los recelos políticos que han dificultado su desarrollo. Adicionalmente, en la bibliografía revisada, se ha afirmado que una gestión y planificación conjunta de los sistemas de energía y los recursos hídricos es la mejor opción para gestionar el nexo dentro

del contexto futuro.

Se propone un modelo que permite establecer un caso que puede ser validado. Así es posible confirmar en el caso de validación, que frente una mayor inserción de energía solar en el sistema, aumenta la asignación de agua al suministro de riego para la agricultura como consecuencia del reemplazo de parte de la generación hidroeléctrica con este tipo de energía renovable variable. Además, una mayor capacidad de transmisión, de almacenamiento o presencia de gestión de demanda eléctrica en un contexto con una matriz mayoritariamente solar, producen efectos sinérgicos a lo mencionado anteriormente, intensificando el cambio en la asignación de recursos hídricos.

Este modelo a su vez es capaz de abordar la complejidad de toda Latino América continental interconectada eléctricamente, de modo que a través de los resultados que se presentarán a continuación en cada uno de los ámbitos, es posible conocer los impactos de la implementación del modelo.

6.1. Conclusiones del caso de estudio

De acuerdo con el análisis de sensibilidad con respecto a los parámetros del modelo que caracterizan cada escenario, se presenta a modo de síntesis, las principales conclusiones de los efectos de cada parámetro.

1. Ubicación de bocatoma de riego

El comportamiento del sistema se contrapone cuando las bocatomas de riego se ubican aguas abajo (no rival) o aguas arriba (rival) de los embalses. En el caso de aguas arriba, la diferencia en términos del riego abastecido puede ser hasta 34 % menor con respecto al caso base en escenarios con planificación BAU, e incluso disminuir en un 57 % en escenarios con alta penetración solar en Chile. Fijar la ubicación de la bocatoma de riego aguas abajo y mantener constante el resto de parámetros, puede significar un aumento de hasta un 33 % en el riego abastecido equivalente a una disminución de un 165 % en el costo de no suministro de riego, a pesar de presentar un cambio marginal en el costo de generación eléctrica.

De esta manera, la ubicación geográfica de las bocatomas de riego en el modelo es determinante en la asignación de recursos hídricos en cada cuenca de estudio, donde en el caso de que se encuentre aguas arriba de los embalses hidroeléctricos, se produce una rivalidad geográfica y temporal del recurso hídrico entre riego e hidroelectricidad.

2. Flexibilidad del riego

Modificar el parámetro de flexibilidad del riego permite establecer con respecto al caso base, que es una variable que disminuye en un 0,04 % los costos operacionales totales y aumenta un 1,58 % el abastecimiento de riego, de modo que comparado con otras dimensiones del modelo, presenta un efecto marginal. Algo semejante ocurre cuando se

comparan escenarios que se diferencian entre sí sólo por el valor de la flexibilidad, ya que considerar el máximo valor de flexibilidad, no logra un incremento mayor que un 2,01 % en el riego abastecido .

A pesar de que la introducción de este parámetro no es relevante en los resultados mostrados, comparado con el resto de dimensiones, considerar un riego flexible afecta directamente en la producción de alimentos y la calidad de estos, lo que puede influir a nivel de seguridad alimentaria y también en las importaciones, debido a una menor productividad. De esta forma, un escenario con riego inflexible, asegura el correcto suministro de agua según la fisiología del cultivo, y por lo consecuencia, la seguridad alimentaria.

3. Costo de no suministro de riego

Los efectos del cambio en el valor asignado al costo de no suministro de riego son evidentes en escenarios donde el abastecimiento de la demanda de riego se ve mermado con respecto al BAU, ya que el aumentar el valor económico asociado al riego puede significar un incremento de hasta un 15,08 % en el riego abastecido de la región, sin alcanzar un 3 % de aumento del costo total de operación.

Tal como se ha planteado a lo largo de esta tesis, la falta de información relacionada con los recursos hídricos y la agricultura en Latino América es un desafío para los diferentes estudios y procesos de toma de decisiones. Sin embargo, a pesar de lo anterior, la aproximación para el costo de no suministro realizada en esta investigación entrega la mejor información disponible en la actualidad y logra representar el nivel de prioridad que posee el abastecimiento de riego en el sistema.

Por otro lado, es importante destacar que la aproximación utilizada en esta tesis está basada en parámetros representativos del valor económico de los cultivos en grandes mercados nacionales e internacionales, y no son indicadores de la seguridad alimentaria.

4. Gestión de la demanda

A pesar de que la gestión de la demanda eléctrica es una opción para mejorar la operación del sistema en presencia de gran capacidad de generación renovable variable, en que lo respecta a esta tesis, sólo dos de los escenarios consideran gestión de demanda en su representación, lo que dificulta un análisis del impacto de esta variable. Aún así, en escenarios que sólo se diferencian por este parámetro se constata una disminución de 21,56 % de los costos totales de operación del sistema, consecuencia directa del aumento de generación solar. Sin embargo, se disminuye un 0,13 % el riego total abastecido, pero dada la evidencia disponible no es factible determinar esto como un efecto extrapolable a otros escenarios.

5. Cambio climático

El factor de cambio climático influye directamente en la asignación de recursos hí-

dricos, debido a su relación con la disponibilidad de aguas superficiales. Un escenario optimista a nivel de cambio climático, significa hasta un 24 % menos en costos de no abastecimiento de riego con respecto al BAU, debido al aumento de este en 4,4 %. Sin embargo, el cambio es marginal a nivel de costos de generación eléctrica, disminuyendo tan solo un 0,73 %.

De esta manera, la proyección de los efectos del cambio climático no puede ser ignorada en los análisis ni en la toma de decisiones a futuro, sobre todo por su gran influencia en la asignación de recursos hídricos para la agricultura y por consecuencia, por su importancia al momento de evaluar la seguridad alimentaria de la región. Es importante destacar que un escenario de cambio climático optimista, guarda directa relación con las acciones de mitigación tomadas al año 2040, de modo que es un parámetro de gran importancia para los tomadores de decisiones.

6. Escenario de planificación

El escenario de planificación es uno de los parámetros más significativos dentro del análisis del sistema co-optimizado. El conocimiento de su influencia puede ser fundamental en las decisiones de planificación, puesto que la decisión sobre un sector como el eléctrico sin tomar en consideración otros usos del recurso hídrico, el cual tiene gran importancia en Latino América, puede afectar de una manera negativa en este caso al riego de la agricultura.

La consideración de escenario de planificación con gran desarrollo de energía solar en Chile, el cual podría generar inflexibilidades en el sistema que podrían traducirse de una manera negativa en el abastecimiento de riego, sólo disminuye en un 1,2 % el riego abastecido con respecto al BAU cuando sólo se modifica este parámetro del modelo y se considera la bocatoma de riego aguas abajo y el riego es usuario no rival de la hidroelectricidad. Incluso, con una matriz solar y modificando otros parámetros del BAU, se puede conseguir un aumento de un 3,75 % en el riego abastecido.

En el caso opuesto, donde el riego y la hidroelectricidad son rivales, cambiar el escenario de planificación desde uno BAU a uno Solar, llega a disminuir hasta en un 35 % el riego abastecido. Un gran aumento de la capacidad solar instalada en Chile, y por consecuencia, un aumento de la generación de electricidad a partir de este tipo de tecnologías, demanda una mayor flexibilidad del sistema debido a la naturaleza del recurso solar. De esta manera, se recurre a una flexibilidad de bajo costo como es el agua almacenada por la hidroelectricidad, produciendo un desmedro en el abastecimiento de agua para el riego, puesto que la decisión de asignar el agua para riego de agricultura implica un aumento en los costos de generación eléctrica.

Por otra parte, el aumento de costos de generación eléctrica que presenta el escenario de planificación con gran desarrollo de energía solar, se debe a la forma en que se trata el perfil solar en la herramienta de planificación, la que entrega señales erráticas en la inversión de generación y transmisión. Al operar esta planificación en un modelo de corto plazo, se obtienen grandes cantidades de vertimiento de energía solar debido a la insuficiente capacidad de transmisión desde Chile a otras regiones. Debido a que

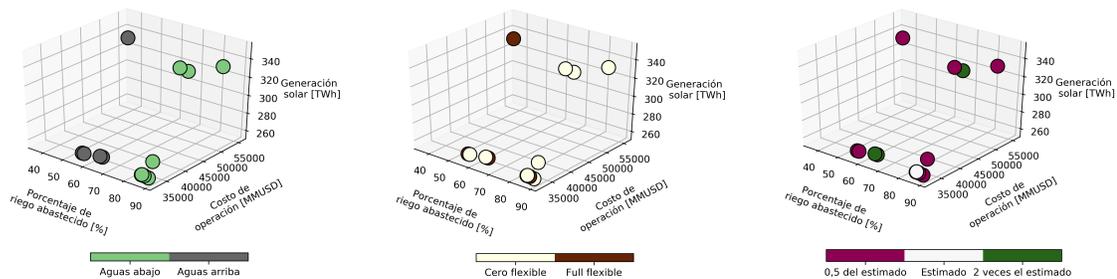
en la planificación disminuye la cantidad energía eólica instalada en otras regiones, como reemplazo de la inversión en energía solar, estas zonas quedan desprovistas de esta capacidad renovable, teniendo que recurrir a generación térmica y aumentando los costos de generación. Este resultado grafica algo conocido en la literatura, donde se resalta la necesidad de incorporar efectos de corto plazo en los ejercicios de planificación con energía renovable variable.

Finalmente, un escenario de similares características al BAU pero con presencia de sistemas de almacenamiento, aumenta los costos de operación del sistema eléctrico en un 9 % y disminuye sólo un 0,3 % el abastecimiento de riego, a pesar de presentar un aumento en la generación solar. El motivo del aumento del costo de generación eléctrica, es análogo al caso de escenarios con alta penetración solar, reafirmando la influencia del hecho de que la capacidad solar adicional no implica necesariamente una disminución de la generación a partir de tecnologías convencionales.

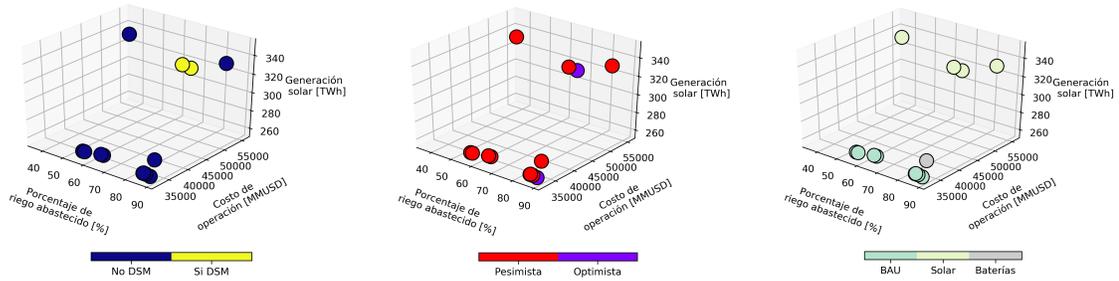
Para finalizar, en la Figura 6.1 se muestra una síntesis de la influencia comentada anteriormente de los diferentes parámetros en el riego abastecido, el costo de operación del sistema y la generación solar total. Para los casos analizados, es evidente que la consideración de una matriz con mayor penetración solar aumenta el costo de operación total del sistema, lo que no implica necesariamente una disminución del riego abastecido, como se comentó anteriormente.

Por otro lado, la ubicación de las bocatomas de riego tiene gran relevancia en cumplimiento de los requerimientos de riego, cambiando por completo la respuesta del sistema y de cuencas particulares. Así, se comprueba que la ubicación de éstas no puede ser arbitraria, ya que el conocimiento de su ubicación puede entregar información relevante en los diversos resultados.

El modelo de co-optimización propuesto, permite estimar el costo económico de no cumplir con el requerimiento de riego y poder integrarlo a un modelo de optimización de la operación del sistema eléctrico. De esta manera, en el caso de estudio explora la influencia de los diferentes parámetros disponibles en el modelo, los cuales son equivalentes a las posibles decisiones tomadas hacia el año 2040 por los diferentes actores del sistema. Así, el modelo propuesto proporciona una herramienta de apoyo al momento de querer conocer el efecto que tendrían estas decisiones, tanto el sistema eléctrico y los recursos hídricos, bajo el supuesto de una operación centralizada e integrada a nivel continental.



(a) Ubicación de las bocatomas de riego. (b) Flexibilidad de riego. (c) Costo de no suministro de riego.



(d) Gestión de demanda eléctrica. (e) Cambio climático. (f) Escenario de planificación.

Figura 6.1: Síntesis de influencia de parámetros de escenarios en variables de interés.

6.2. Contribuciones adicionales

Además de las contribuciones principales, presentadas en los alcances, objetivos y conclusiones de la investigación, es posible identificar aportes adicionales que brinda este trabajo. Estos son detallados a continuación.

- El trabajo resultó en un marco conceptual que sirve como material de referencia inicial para entender los desafíos de la co-optimización agua, energía y alimento a escala regional, tema de creciente importancia en los análisis de planificación.
- La herramienta desarrollada puede constituirse en un material docente en la materia, ya que permite mostrar de manera simple el efecto en las decisiones de los principales parámetros involucrados y la estructura general del problema.

6.3. Trabajo futuro

Se propone en primera instancia el estudio de nuevos escenarios que respondan a narrativas de interés por parte de los interesados, como por ejemplo, evaluar más a fondo los efectos de incluir gestión de la demanda.

Es necesario revisar la coherencia entre el modelo de planificación utilizado en relación a los efectos de corto plazo, en particular para los escenarios de alta penetración de energía variable como es el caso solar.

Por otra parte, en base a los alcances de esta tesis se sugiere complejizar el modelo en otros aspectos: restricciones de pre-despacho, alteración hidrológica, entre otros. También se considera que expandir este modelo de operación a uno de planificación, y que considere por lo tanto el uso del recurso agua para riego de agricultura u otro, agregaría valor al proceso de toma de decisiones.

Como fue mencionado anteriormente, es fundamental que se mejore la calidad de infor-

mación disponible con respecto a los recursos hídricos de la región. Como esto sólo podría estar al alcance de los gobierno o grandes instituciones no gubernamentales, se propone que este modelo sea implementado con diferentes combinaciones de ubicación de bocatomas de riego, dada la importancia que tiene en la asignación de recursos hídricos.

A partir de los resultados preliminares alcanzados, es importante considerar el costo oportunidad y otros efectos, que tiene el agua de riego en relación a la seguridad alimentaria, dado el papel actual y futuro que cumple el nexo agua-energía y alimentación.

Bibliografía

- [1] P. Rojas. Tradeoffs entre hidroelectricidad y riego en un sistema eléctrico hidrotérmico multi-cuenca. Master's thesis, Universidad de Chile - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2018.
- [2] Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). Datos sobre alimentación y agricultura, faostat. <http://www.fao.org/faostat/en/#data/QV>, 2016. Último acceso: 19-03-2019.
- [3] *Renewables Information 2017*. OECD, aug 2017.
- [4] International Energy Agency (IEA). Water energy nexus: Excerpt from the world energy outlook 2016. Technical report, IEA, Paris, 2016.
- [5] Venkat Krishnan, Jonathan Ho, Benjamin F. Hobbs, Andrew L. Liu, James D. McCalley, Mohammad Shahidehpour, and Qipeng P. Zheng. Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches. *Energy Systems*, 7(2):297–332, May 2016.
- [6] D. Rodriguez, A. Delgado, P. DeLaquil, and A. Sohns. Thirsty energy. Technical report, Water Papers; World Bank, Washington, DC, 2013. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/16536License:CCBY3.0IGO>.
- [7] A. Embid and L. Martín. El nexo entre el agua, la energía y la alimentación en américa latina y el caribe: planificación, marco normativo e identificación de interconexiones prioritarias. Recursos Naturales e Infraestructura 179, Naciones Unidas Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2017.
- [8] J. Paredes. *La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina*. Inter-American Development Bank, dec 2017.
- [9] International Energy Agency. *World Energy Outlook 2016*. 2016.
- [10] World Bank Group. Modeling the water-energy nexus : How do water constraints affect energy planning in south africa? Technical report, World Bank, Washington, DC, 2017. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/26255License:CCBY3.0IGO>.
- [11] A. Delgado, D. Rodriguez, and A. Sohns. Thirsty energy : Understanding the

- linkages between energy and water. Technical report, World Bank, Washington, DC, 2015. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/21576License:CCBY3.0IGO>.
- [12] J. Cochran, M. Miller, O. Zinaman, M. Milligan, D. Arent, B. Palmintier, M. O'Malley, S. Mueller, E. Lannoye, A. Tuohy, B. Kujala, M. Sommer, H. Holttinen, J. Kiviluoma, and S. K. Soonee. Flexibility in 21st century power systems. Technical report, The 21st Century Power Partnership, 2014.
- [13] F. Rahman, S. Rehman, and M. Abdul-Majeed. Overview of energy storage systems for storing electricity from renewable energy sources in saudi arabia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1):274 – 283, 2012.
- [14] V. Krishnan, J. Ho, B. Hobbs, A. Liu, J. McCalley, M. Shahidehpour, and Q. Zheng. Co-optimization of electricity transmission and generation resources for planning and policy analysis: review of concepts and modeling approaches. *Energy Systems*, 7(2):297–332, May 2016.
- [15] H. Lund and W. Kempton. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through v2g. *Energy Policy*, 36(9):3578 – 3587, 2008.
- [16] International Energy Agency (IEA). Large-scale electricity interconnection: Technology and prospects for cross-regional networks. Technical report, IEA, Paris, 2016. <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Interconnection.pdf>.
- [17] C. Echevarría, N. Jesurun-Clements, J. Mercado, and C. Trujillo. Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y prospectiva del proyecto SIEPAC: Sistema de interconexión eléctrica de los países de américa central. Technical report, apr 2017.
- [18] *Development Prospects of the ASEAN Power Sector*. OECD, dec 2015.
- [19] Z. Liu. *Global Energy Interconnection*. Academic Press, aug 2015.
- [20] Comisión regional de interconexión eléctrica. <http://crie.org.gt>. Último acceso: 16-09-2018.
- [21] Red europea de gestores de redes de transporte de electricidad. <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>. Último acceso: 16-09-2018.
- [22] European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E). Entso-e at a glance. Technical report, ENTSO-E, Belgium, 2015. https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/ENTSO-E%20general%20publications/entsoe_at_a_glance_2015_web.pdf.
- [23] Hydropower status report 2018. Technical report, International Hydropower Association, 2018. Último acceso: 23-09-2018.
- [24] IndexMundi. [https://www.indexmundi.com/facts/topics/environment#Land%](https://www.indexmundi.com/facts/topics/environment#Land%20and%20water)

20use, 2018. Último acceso: 23-09-2018.

- [25] Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). Sitio web aquastat. <http://www.fao.org/nr/water/aquastat>, 2016. Último acceso: 23-09-2018.
- [26] Food, Agriculture Organization of the United, United Nations International Children’s Emergency Fund, World Health Organization, World Food Programme, and International Fund for Agriculture Development. *El estado de la seguridad alimentaria y la nutrición en el mundo 2018*. 09 2018.
- [27] R. Ferroukhi, D. Nagpal, A. Lopez-Peña, T. Hodges, R. H. Mohtar, B. Daher, S. Mohtar, and M. Keulertz. Renewable energy in the water, energy & food nexus. Technical report, International Renewable Energy Agency) (IRENA), 2015.
- [28] R. Loulou. *Documentation for the TIMES Model. Part I: General Description of the TIMES Paradigm*. ETSAP, 2005.
- [29] A. Flammini. *Walking the nexus talk : assessing the water-energy-food nexus in the context of the Sustainable Energy for All initiative*. Climate, Energy and Tenure Division (NRC), Food and Agriculture Organization of the United Nations, Rome, 2014.
- [30] Z. Khan, P. Linares, and J. García-González. Integrating water and energy models for policy driven applications. a review of contemporary work and recommendations for future developments. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:1123–1138, jan 2017.
- [31] S. Shannak, D. Mabrey, and M. Vittorio. Moving from theory to practice in the water–energy–food nexus: An evaluation of existing models and frameworks. *Water-Energy Nexus*, 1(1):17–25, jun 2018.
- [32] J. Dai, S. Wu, G. Han, J. Weinberg, X. Xie, X. Wu, X. Song, B. Jia, W. Xue, and Q. Yang. Water-energy nexus: A review of methods and tools for macro-assessment. *Applied Energy*, 210:393–408, jan 2018.
- [33] J. González. Operación de embalses multipropósito: trade-offs entre producción agrícola e hidroelectricidad. Master’s thesis, Universidad de Chile - Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2017.
- [34] A. Mayer and A. Muñoz-Hernandez. Integrated water resources optimization models: An assessment of a multidisciplinary tool for sustainable water resources management strategies. *Geography Compass*, 3(3):1176–1195.
- [35] S. J. Pereira-Cardenal, B. Mo, A. Gjelsvik, N. D. Riegels, K. Arnbjerg-Nielsen, and P. Bauer-Gottwein. Joint optimization of regional water-power systems. *Advances in Water Resources*, 92:200 – 207, 2016.
- [36] G. Wriedt, M. Van der Velde, A. Aloe, and F. Bouraoui. Estimating irrigation water requirements in europe. *Journal of Hydrology*, 373(3):527 – 544, 2009.

- [37] J. Medellín-Azuara, J. J. Harou, and R. E. Howitt. Estimating economic value of agricultural water under changing conditions and the effects of spatial aggregation. *Science of The Total Environment*, 408(23):5639 – 5648, 2010. Special Section: Integrating Water and Agricultural Management Under Climate Change.
- [38] J. Medellin-Azuara. Economic-engineering analysis of water management for restoring the colorado river delta. phd, University of California, 2006.
- [39] S. M. Cohen, K. Averyt, J. Macknick, and J. Meldrum. Modeling climate-water impacts on electricity sector capacity expansion. In *Volume 2: Simple and Combined Cycles; Advanced Energy Systems and Renewables (Wind, Solar and Geothermal); Energy Water Nexus; Thermal Hydraulics and CFD; Nuclear Plant Design, Licensing and Construction; Performance Testing and Performance Test Codes; Student Paper Competition*. ASME, jul 2014.
- [40] S. Bouckaert, E. Assoumou, S. Selosse, and N. Maïzi. A prospective analysis of waste heat management at power plants and water conservation issues using a global TIMES model. *Energy*, 68:80–91, apr 2014.
- [41] M. Welsch, S. Hermann, M. Howells, H.H. Rogner, C. Young, I. Ramma, M. Bazilian, G. Fischer, T. Alfstad, D. Gielen, D. Le Blanc, A. Röhrli, P. Steduto, and A. Müller. Adding value with CLEWS – modelling the energy system and its interdependencies for mauritius. *Applied Energy*, 113:1434–1445, jan 2014.
- [42] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas. *Ñom Lúfke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia*. Prentice Hall - Pearson Educación, Santiago de Chile, 1 edition, 2008.
- [43] A. J. Wood and B. F. Wollenberg. *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, New Jersey, United States of America, 3 edition, 2014.
- [44] R. Howitt. A calibration method for agricultural economic production models. *Journal of Agricultural Economics*, 46(2):147–159, may 1995.
- [45] The Food and Agriculture Organization (FAO). Irrigation water requirement. http://www.fao.org/nr/water/aquastat/water_use_agr/index3.stm.
- [46] *Renewable energy statistics 2018*. IRENA, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2018.
- [47] G. Frisvold and T. Marquez. Water requirements for large-scale solar energy projects in the west. *Journal of Contemporary Water Research & Education*, 151(1):106–116, aug 2013.
- [48] I. Toro. Incorporación del objeto del uso en riego en la operación de largo plazo de embalses hidroeléctricos maule y laja en el sistema eléctrico nacional, chile. Master’s thesis, Universidad de Chile, 2017.
- [49] FAO. *The state of the world’s land and water resources for food and agriculture : ma-*

naging systems at risk. The Food and Agriculture Organization, Rome and Earthscan, London, 2011.

- [50] F. Gassert, M. Landis, M. Luck, P. Reig, and T. Shiao. Aqueduct water stress projections: Decadal projections of water supply and demand using cmip5 gcms. Technical report, Water Resources Institute (WRI), Washington, DC, 2015.