



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

**EXPANSIÓN GENERACIÓN-TRASMISIÓN A LARGO PLAZO EN  
LATINOAMÉRICA: HORIZONTE 2040 CON ESCENARIOS DE ENERGÍA  
SOLAR EN CHILE Y DESCARBONIZACIÓN**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

**BÁRBARA ANDREA BLANCO CONTRERAS**

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
LUIS VARGAS DÍAZ  
ENZO SAUMA SANTIS

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
FONDECYT N°1181532, ANID/Fondap/15110019 SERC Chile

SANTIAGO DE CHILE  
2021

*Haz que tus ideas cambien el mundo.*

# Agradecimientos

Tengo a tantos a quienes agradecerles, así que intentaré reducir lo más que se pueda:

Quiero agradecer a mis padres Celia y Andrés por todo el esfuerzo que han realizado a lo largo de sus vidas para sacar adelante a mis hermanos y a mí, quienes siempre enfocaron los recursos a la educación como la principal herramienta de vida. También, a mis hermanos por darme de su experiencia, en especial a Alonso, quien fue mi primer ejemplo a seguir.

El apoyo y motivación que el profesor Rodrigo a lo largo de estos años en que hemos trabajado juntos, han sido la inspiración para seguir esforzándome y de lo cual estoy profundamente agradecida. Sin duda ha sido un gran guía y jamás dejó de creer en mí como profesional y alumna.

Gracias a mis amigas del colegio: Mirza y Ruth. Podemos no vernos mucho, pero siempre están presentes y cada reencuentro es como si jamás hubiésemos dejado de vernos.

Guardo lindos recuerdos con todos mis amigos y conocidos de la universidad con quienes compartí momentos tan especiales. Fue muy importante la Rama Estudiantil IEEE de la Universidad de Chile y todos sus integrantes, sin duda fue la mejor iniciativa en la cual pude haber participado, y a las chicas de Women in Power, con quienes hemos y seguimos liderando tantos proyectos en ayuda a la formación profesional y a la sociedad.

Destaco a Alfonso, mi compañero de trasnoches y gran amigo. Agradezco también a Pía, Daniela, Pablo, Camilo, Miguel, Valentina, Alejandro, Hectór, Tomás, así como a tantos más. Saludo especialmente a Javiera quien fue mi apoyo en los momentos más difíciles y me ha enseñado muchísimo de la amistad, sin duda fuimos un gran equipo.

No puedo no mencionar a mi compañero de vida Bryan, quien ha aguantado mi mal carácter desde hace 10 años, acompañándome en las desveladas estudiando y ayudándome siempre con mis dudas en diversos temas, consolándome cuando algo no me resultaba bien, y dándome muchísimo apoyo moral para poder finalizar este importante trabajo. Hemos crecido juntos durante estos años y sin duda el futuro juntos es prometedor.

Agradezco a mis conejitos hermosos, incondicionales y que sólo saben dar amor: Semolina y mis *pancitos* Moka y Avena.

Finalmente, agradezco al proyecto de FONDECYT N°1181532 y a ANID/Fondap/15110019 SERC-Chile por financiar parcialmente esta investigación.

# Tabla de Contenido

<b>Índice de Tablas</b>	<b>vii</b>
<b>Índice de Ilustraciones</b>	<b>ix</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Objetivos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Alcance . . . . .	2
1.4. Hipótesis . . . . .	3
1.5. Estructura del documento . . . . .	3
<b>2. Marco teórico y antecedentes</b>	<b>4</b>
2.1. Operación y planificación de los sistemas eléctricos . . . . .	4
2.1.1. Planificación de largo plazo . . . . .	5
2.2. Trabajos previos del grupo de investigación . . . . .	6
2.2.1. Alcances de planificación . . . . .	6
2.2.2. Escenarios Primera Fase . . . . .	7
2.2.3. Escenarios Segunda Fase . . . . .	7
2.3. Estudios de interconexiones latinoamericanas . . . . .	8
2.3.1. Estudios interconexión: Arco Norte . . . . .	9
2.3.2. Marco basado en excedentes para comercio transfronterizo . . . . .	11
2.4. Interconexiones internacionales de sistemas eléctricos . . . . .	12
2.4.1. Europa . . . . .	12
2.4.2. Norteamérica . . . . .	13
2.4.3. América Central . . . . .	14
2.4.4. Sudamérica . . . . .	15
2.5. Planes y metas para disminuir emisiones de la matriz energética en Latinoamérica	16
2.5.1. Planificación energética de largo plazo - IAA 2019 . . . . .	18
2.6. Aspectos específicos de la modelación . . . . .	19
2.6.1. Cronologías según horizonte de tiempo . . . . .	19
2.6.1.1. Cronología Muestreada . . . . .	19
2.6.1.2. Cronología Ajustada . . . . .	19
2.6.1.3. Cronología Parcial . . . . .	20
2.6.1.4. Slicing block . . . . .	21
2.6.2. Integración de sistemas de almacenamiento . . . . .	22



2.6.2.1.	Bombeo hidroeléctrico . . . . .	23
2.6.2.2.	Aire comprimido . . . . .	24
2.6.2.3.	Almacenamiento térmico . . . . .	25
2.6.2.4.	Supercondensador . . . . .	26
2.6.2.5.	Volante de inercia . . . . .	27
2.6.2.6.	Baterías . . . . .	27
2.6.2.7.	Almacenamiento de hidrógeno . . . . .	28
2.6.3.	Integración de generación distribuida . . . . .	29
2.6.4.	Visualización de resultados . . . . .	29
<b>3.</b>	<b>Propuesta metodológica</b>	<b>30</b>
3.1.	Visión general del modelo . . . . .	30
3.2.	Descripción de etapas . . . . .	30
3.2.1.	Etapa 1: Base de datos . . . . .	31
3.2.2.	Etapa 2: Actualización base de datos . . . . .	32
3.2.3.	Etapa 3: Selección de estrategias y árbol de escenarios . . . . .	33
3.2.3.1.	Estrategias . . . . .	33
3.2.3.2.	Escenarios . . . . .	34
3.2.4.	Etapa 4: Simulación - Modelo de optimización . . . . .	34
3.2.4.1.	Sistemas de transmisión . . . . .	39
3.2.4.1.1.	Flujo de potencia DC linealizado . . . . .	39
3.2.4.2.	Pérdidas por líneas . . . . .	40
3.2.5.	Etapa 5: Obtención de resultados . . . . .	40
3.2.5.1.	Visualización de resultados . . . . .	41
3.2.6.	Etapa 6: Análisis y comparación de resultados . . . . .	41
3.3.	Implementación y validación de las modificaciones . . . . .	41
3.3.1.	Validación del modelo . . . . .	42
3.3.1.1.	Validación de la cronología . . . . .	42
3.3.1.2.	Implementación de sistemas de almacenamiento . . . . .	44
3.3.1.3.	Intercambio de energía . . . . .	45
<b>4.</b>	<b>Caso de estudio</b>	<b>46</b>
4.1.	Etapa 1: Base de datos . . . . .	46
4.2.	Etapa 2: Actualización base de datos . . . . .	47
4.2.1.	Proyección costos de combustibles . . . . .	49
4.2.2.	Proyección costos de inversión generadores . . . . .	53
4.2.3.	Incorporación sistemas de almacenamiento de energía . . . . .	54
4.2.4.	Generación distribuida . . . . .	55
4.3.	Etapa 3: Estrategias y árbol de escenarios . . . . .	55
4.3.1.	Estrategias . . . . .	55
4.3.2.	Escenarios . . . . .	56
4.4.	Etapa 4: Simulación - Modelo de optimización . . . . .	60
4.4.1.	Margen de suficiencia . . . . .	61
4.4.2.	Capacidad instalada mínima de generación de un tipo de tecnología en una zona determinada . . . . .	61
4.4.3.	Restricciones emisiones de CO <sub>2</sub> anual . . . . .	62
4.5.	Etapa 5: Obtención de resultados . . . . .	63

4.6.	Recomendaciones y comentarios . . . . .	64
<b>5.</b>	<b>Resultados</b>	<b>65</b>
5.1.	Matriz energética . . . . .	65
5.1.1.	Capacidad instalada en Latinoamérica . . . . .	65
5.1.1.1.	Margen de suficiencia . . . . .	67
5.1.1.2.	Capacidad instalada solar . . . . .	68
5.1.1.3.	Capacidad instalada de almacenamiento . . . . .	68
5.1.1.4.	Generación en Latinoamérica . . . . .	69
5.1.2.	Capacidad instalada en Chile . . . . .	70
5.1.2.1.	Margen de suficiencia en Chile . . . . .	72
5.1.2.2.	Capacidad solar en Chile . . . . .	73
5.1.2.3.	Capacidad instalada almacenamiento en Chile . . . . .	73
5.1.3.	Generación anual en Chile . . . . .	74
5.2.	Capacidad de transmisión . . . . .	75
5.2.1.	Intercambio neto en Chile . . . . .	76
5.2.1.1.	Intercambio neto 2020 . . . . .	76
5.2.1.2.	Intercambio neto 2025 . . . . .	77
5.2.1.3.	Intercambio neto 2030 . . . . .	77
5.2.1.4.	Intercambio neto 2035 . . . . .	78
5.2.1.5.	Intercambio neto 2040 . . . . .	78
5.2.1.6.	Intercambio neto acumulado todo el periodo de planificación . . . . .	79
5.3.	Costos del sistema . . . . .	79
5.3.1.	Costos totales del sistema en Latinoamérica . . . . .	79
5.3.2.	Costos totales en Chile . . . . .	81
5.4.	Emisiones GEI acumuladas . . . . .	82
5.4.1.	Emisiones de Latinoamérica . . . . .	82
5.4.2.	Emisiones de Chile . . . . .	83
5.5.	Costos marginales . . . . .	84
5.5.1.	Costos marginales ponderados de Latinoamérica . . . . .	84
5.5.2.	Costos marginales de Chile . . . . .	86
5.6.	Complementariedad recursos energéticos de Latinoamérica . . . . .	87
5.6.1.	Complementariedad diaria . . . . .	87
5.6.2.	Complementariedad estacional . . . . .	89
5.7.	Análisis integrado . . . . .	90
5.7.1.	Latinoamérica . . . . .	90
5.7.1.1.	Costos totales del sistema y emisiones . . . . .	90
5.7.1.2.	Costos variables de M&O y costos de inversión . . . . .	92
5.7.1.3.	Costos marginales y capacidad instalada solar . . . . .	93
5.7.1.4.	Recomendación en base al análisis en Latinoamérica . . . . .	94
5.7.2.	Chile . . . . .	95
5.7.2.1.	Costos totales del sistema y emisiones en Chile . . . . .	95
5.7.2.2.	Costos variables de M&O y costos de inversión en Chile . . . . .	96
5.7.2.3.	Costos marginales y capacidad instalada solar en Chile . . . . .	98
5.7.2.4.	Recomendación en base al análisis en Chile . . . . .	98

<b>6. Conclusiones</b>	<b>99</b>
6.1. Conclusiones generales y recomendaciones . . . . .	99
6.2. Trabajo futuro . . . . .	101
<b>Bibliografía</b>	<b>103</b>
<b>Anexo A. Glosario</b>	<b>107</b>
A.1. Índices de variables y parámetros . . . . .	107
A.2. Variables y parámetros de entrada . . . . .	107
A.3. Abreviaciones y acrónimos . . . . .	109

# Índice de Tablas

2.1.	Características de los escenarios modelados en la estudio de la Fase 1 . . . . .	7
2.2.	Características de los escenarios modelados en la estudio de la Fase 2 . . . . .	8
2.3.	Ejemplificación modelamiento Slicing Block . . . . .	21
4.1.	Número de nodos en el modelo . . . . .	47
4.2.	Factores de participación costos de combustible por país. . . . .	50
4.3.	Proyección precios de combustibles por unidades de energía [GJ]. . . . .	52
4.4.	Proyección precios de inversión de tecnologías. . . . .	53
4.5.	Factores por país costos de inversión. . . . .	54
4.6.	Propiedades sistemas de almacenamiento. . . . .	54
4.7.	Costos sistemas de almacenamiento. . . . .	55
4.8.	Características de los escenarios seleccionados. . . . .	58
4.9.	Horizonte de planificación dividido en 8 pasos y superposición de 1 año. . . . .	60
4.10.	Límite de emisiones anuales impuesta en la Región para las estrategias DESC+. . . . .	62
5.1.	Capacidad instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica . . . . .	66
5.2.	Capacidad firme total de generación al 2040 en Latinoamérica . . . . .	67
5.3.	Margen de suficiencia total al 2040 en Latinoamérica . . . . .	68
5.4.	Capacidad solar instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica . . . . .	68
5.5.	Capacidad total de almacenamiento instalado al 2040 en Latinoamérica . . . . .	69
5.6.	Capacidad instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica . . . . .	70
5.7.	Capacidad firme total de generación al 2040 en Chile . . . . .	72
5.8.	Capacidad de reservas totales de generación al 2040 en Chile . . . . .	72
5.9.	Capacidad instalada solar total de generación al 2040 en Chile . . . . .	73
5.10.	Capacidad total de almacenamiento instalado al 2040 en Chile . . . . .	74
5.11.	Capacidad de transmisión instalada al 2040 internacional casos BAUs . . . . .	76
5.12.	Capacidad de transmisión instalada al 2040 internacional casos TXs y TXSOs . . . . .	76
5.13.	Intercambio neto de energía en el año 2020. . . . .	77
5.14.	Intercambio neto de energía en el año 2025. . . . .	77
5.15.	Intercambio neto de energía en el año 2030. . . . .	78
5.16.	Intercambio neto de energía en el año 2035. . . . .	78
5.17.	Intercambio neto de energía en el año 2040. . . . .	79
5.18.	Intercambio neto de energía hasta el año 2040. . . . .	79
5.19.	Costos totales. . . . .	80
5.20.	Diferencia costos totales. . . . .	80
5.21.	Costos totales en Chile. . . . .	81
5.22.	Diferencia costos totales en Chile. . . . .	81
5.23.	Emisiones. . . . .	82
5.24.	Diferencia de emisiones estrategias BAU y TXSOLAR versus TX. . . . .	83

5.25.	Emisiones producidas solo por biomasa [MMt] . . . . .	83
5.26.	Emisiones producidas por Chile [MMt] . . . . .	84
5.27.	Emisiones de biomasa producidas por Chile [MMt] . . . . .	84
5.28.	Costos marginales . . . . .	85
5.29.	Desviación estándar de costos marginales entre países, ponderada por generación	85
5.30.	Tasa de crecimiento promedio de los CMg en Latinoamérica por período desde 2020 al 2040 . . . . .	86
5.31.	Costos marginales Chile . . . . .	86
5.32.	Tasa de crecimiento promedio de CMg en Chile por período desde 2020 al 2040	87

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Región de Arco Norte, con tramo de conexión propuesto [21]. . . . .	10
2.2.	Diagrama cobertura geográfica la red de interconexiones europeas [7]. . . . .	13
2.3.	Diagrama red eléctrica interconectada de Norteamérica [7]. . . . .	14
2.4.	Sistema de Interconexión América Central - SIEPAC [24]. . . . .	15
2.5.	Redes de interconexión en Sudamérica [7]. . . . .	16
2.6.	Trayectoria de intensidad de retiro de centrales eléctricas a carbón [27]. . . . .	18
2.7.	Comparación curva de demanda original horaria versus el uso de la cronología ajustada. Elaboración propia, basado en [30]. . . . .	20
2.8.	Comparación de la curva de demanda horaria original versus el uso de la cronología parcial con 5 bloques por mes. Elaboración propia, basado en [31]. . . . .	20
2.9.	Ejemplo de uso <i>Slicing Block</i> . Elaboración propia, basado en [29]. . . . .	22
2.10.	Clasificación sistemas de almacenamiento de energía según tecnología. <i>Elaboración propia basado en [33, 34].</i> . . . .	23
2.11.	Representación de una central de bombeo [33]. . . . .	24
2.12.	Representación sistema de almacenamiento por aire comprimido [33]. . . . .	25
2.13.	Representación de un sistema de almacenamiento de energía térmica [33]. . . . .	26
2.14.	Representación de un supercondensador doble capa [33]. . . . .	26
2.15.	Representación de volante de inercia [33]. . . . .	27
2.16.	Representación esquemática almacenamiento en batería [33]. . . . .	28
2.17.	Representación esquemática membrana de intercambio de protones [33]. . . . .	28
3.1.	Esquema metodológico. . . . .	30
3.2.	Elementos base de datos. . . . .	31
3.3.	Diagrama conjunto de estrategias y sus variaciones . . . . .	33
3.4.	Árboles de escenarios para dos estrategias . . . . .	34
3.5.	Minimización de costos totales del sistema . . . . .	35
3.6.	Framework PLEXOS ® . . . . .	42
3.7.	Comportamiento generación solar. Metodología curva de duración . . . . .	43
3.8.	Comportamiento generación solar. Metodología Slicing Block . . . . .	43
3.9.	Perfil generación hora a hora de central solar . . . . .	44
3.10.	Carga y descarga sistema de almacenamiento . . . . .	45
3.11.	Ejemplo flujo línea de transmisión . . . . .	45
4.1.	Sistema de transmisión. . . . .	48
4.2.	Proyección de demanda anual implementada [TWh]. . . . .	49
4.3.	Proyección de precios de combustible . . . . .	51
4.4.	Diagrama de las estrategias con sus variantes . . . . .	56
4.5.	Selección de casos de estudio de la propuesta . . . . .	59
4.6.	Curva capacidad instalada solar mínima impuesta en las estrategias TXSOL*. . . . .	62

4.7.	Visualización de resultados elaborada en Power BI . . . . .	63
5.1.	Capacidad instalada: Contraste suficiencia . . . . .	66
5.2.	Capacidad instalada: Contraste mix tecnológico . . . . .	67
5.3.	Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización estrategias BAU*	69
5.4.	Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización escenario fos-ind .	70
5.5.	Capacidad instalada: Contraste mix tecnológico . . . . .	71
5.6.	Capacidad instalada: contraste alta penetración solar . . . . .	71
5.7.	Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización en estrategia BAU	74
5.8.	Generación anual Chile: contraste escenarios en estrategias DESC+ . . . . .	75
5.9.	Complementariedad diaria junio 2040. Ejemplo de TXSOLDESC+ int . . . . .	88
5.10.	Complementariedad estacional 18:00 GMT-4. Ejemplo de TXSOLDESC+ int .	89
5.11.	Costos totales del sistema versus emisiones en Latinoamérica, agrupadas por escenario. . . . .	91
5.12.	Costos totales del sistema versus emisiones en Latinoamérica, agrupadas por estrategia. . . . .	92
5.13.	Costos de inversión versus costos variables de O&M en Latinoamérica. . . . .	93
5.14.	Costos marginales ponderados versus capacidad instalada solar en Latinoaméri- ca. . . . .	94
5.15.	Costos totales del sistema versus emisiones visto por estrategia en Chile. . . .	95
5.16.	Costos totales del sistema versus emisiones por escenario en Chile. . . . .	96
5.17.	Costos de inversión versus costos variables de O&M en Chile. . . . .	97
5.18.	Costos de inversión versus costos variables de O&M en Chile por estrategias. .	97
5.19.	Costos marginales versus capacidad instalada solar en Chile. . . . .	98

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA  
Y AL TÍTULO DE INGENIERÍA CIVIL ELÉCTRICA  
POR: **BÁRBARA ANDREA BLANCO CONTRERAS**  
FECHA: 2021  
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

## **EXPANSIÓN GENERACIÓN-TRASMISIÓN A LARGO PLAZO EN LATINOAMÉRICA: HORIZONTE 2040 CON ESCENARIOS DE ENERGÍA SOLAR EN CHILE Y DESCARBONIZACIÓN**

El potencial en recursos energéticos renovables que tiene Latinoamérica y la diversidad territorial de la región motiva a explorar la complementariedad y aporte de dichos recursos. Esto se puede lograr mediante la interconexión entre los países que conforman la región, en conjunto con el uso de tecnologías habilitantes. Más aún, el cambio climático está impulsando una transición energética a una matriz conformada por fuentes no contaminantes.

En esta tesis se aborda la planificación de generación-transmisión de toda la región de Latinoamérica al año 2040, con un énfasis en el análisis para Chile. Se extiende la modelación e implementación en el ámbito de representación cronológica de consumos, sistemas de almacenamiento, generación distribuida y visualización de resultados. Este trabajo busca generar evidencia actualizada e informar a tomadores de decisión respecto de las opciones de expansión, ya que se exploran distintos escenarios (futuros posibles) y estrategias de expansión, además de analizar las emisiones en conjunto con los costos de operación e inversión.

Específicamente, a partir de una actualización de las bases de datos y la implementación de las extensiones en modelación usando las herramientas PLEXOS y Power BI, se presentan 54 casos de estudio que permiten evaluar en forma novedosa estrategias propuestas ante diferentes escenarios futuros. El análisis evidencia en forma cuantitativa que aumentar las líneas de interconexión candidatas y la descarbonización, puede proveer beneficios tanto económicos como medioambientales, así como también el beneficio para Chile de aumentar su capacidad instalada de generación solar, convirtiéndose en un exportador de energía en la región. El trabajo resultante sirve de base para nuevos desarrollos, habiendo podido consolidar diversos esfuerzos previos de la materia.



# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

La problemática medioambiental que se está viviendo en la actualidad hace que cada vez sea más urgente tomar medidas que permitan combatir el alza de la temperatura promedio mundial y otros efectos del cambio climático. Parte importante de las metas propuestas es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo cual se alinea con el desarrollo de fuentes de energía renovables, limpias y sostenibles. Es por esta razón que se esperan instalaciones de generación renovable masivamente en los próximos años, que incluso ya se está notando.

Es este mismo desarrollo en las fuentes renovables, en particular sistemas fotovoltaicos y eólicos, donde se observa que los costos de inversión de este tipo de proyectos va disminuyendo mientras madura la tecnología año a año [1]. No obstante, estas energías renovables son variables y estacionales, lo cual afecta la confiabilidad de los sistemas. Así, uno de los desafíos que conlleva la penetración de energías renovables es garantizar un suministro confiable, por lo que flexibilizar los sistemas eléctricos es fundamental [2, 3]. Para lograr esta flexibilidad, los sistemas de almacenamiento surgen como una alternativa viable para el desarrollo y prosperidad de sistemas electrificados, principalmente por fuentes de generación renovables [4].

De igual modo, las interconexiones internacionales de los sistemas eléctricos permiten la complementariedad de recursos en regiones con distintas matrices energéticas, lo cual aumenta la flexibilidad en los sistemas, permitiendo la inserción de grandes cantidades fuentes de energías limpias y libres de emisiones de gases de efecto invernadero [5]. En el caso de la región de Latinoamérica, los índices de viento, radiación solar, y grandes costas evidencian un potencial de complementariedad de recursos energéticos entre los países que la conforman. De igual modo, las interconexiones permiten incrementar el nivel de seguridad energética, reducir la necesidad de reservas de capacidad de generación y reducir los precios de la energía en el largo plazo [6]. Sin embargo, Latinoamérica es una de las regiones con menor capacidad instalada de infraestructura de transmisión internacional en el mundo, comparado con Europa, América del Norte, y Asia [7].

Para la integración de los distintos elementos en los sistemas eléctricos, se hace fundamental realizar una planificación de la expansión de largo plazo, de modo de saber cuáles, dónde y cuándo se incorporan las diferentes tecnologías disponibles en los planes de expansión, de

manera de minimizar el costo total de los sistemas. Sin embargo, el resolver un problema de optimización con un horizonte amplio de tiempo, como lo es la planificación de largo plazo, puede complicarse según el tamaño del sistema, número de nodos, generadores, líneas de transmisión, entre otros. Por esto, la capacidad computacional disponible para el planificador y estrategias de simplificación del sistema (como cronologías a utilizar), son de relevancia y deben ser tratadas con cuidado, de modo de no incurrir en simplificaciones que pueden, por ejemplo, subestimar los requerimientos de flexibilidad en el sistema.

## 1.2. Objetivos

### 1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis consiste en disponer de un análisis actualizado de la expansión generación-trasmisión a largo plazo en Latinoamérica. Para ello, se considera un horizonte de planificación al año 2040, junto con escenarios de penetración de energía solar en Chile y descarbonización a nivel global. El enfoque del análisis es de carácter técnico-económico, buscando perfeccionar resultados obtenidos anteriormente. En concreto se provee de una herramienta de apoyo a la toma de decisiones, anticipándose a distintos escenarios futuros.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Proveer una base de datos actualizada que permita realizar estudios de expansión de generación-trasmisión a nivel Latinoamericano, de manera de poder explorar las oportunidades de exportación de energía solar desde Chile.
- Disponer de una propuesta actualizada de la metodología de expansión de generación-trasmisión haciendo uso de la herramienta PLEXOS, de manera de incorporar escenarios de descarbonización, límites de suficiencia, sistemas de almacenamiento, pérdidas de transmisión y generación distribuida.
- Elaborar escenarios futuros de expansión de manera de representar las principales incertidumbres y estrategias que reflejen el desarrollo tendencial del sistema y aquellos con una alta penetración de energía solar de Chile.
- Disponer de un análisis integral de los resultados, identificando tendencias, estructuras de costos, impactos en emisiones y robustez de las estrategias seleccionadas.
- Realizar recomendaciones en relación a posibles escenarios de desarrollo para la expansión en el contexto latinoamericano y chileno.

## 1.3. Alcance

El modelo propuesto de planificación de la expansión de generación y transmisión co-optimiza de manera simultánea los costos asociados a la inversión y operación del sistema

eléctrico, en un horizonte de tiempo de 20 años, hasta el 2040.

Asimismo, se propone un enfoque de modelación de tipo determinístico, donde se considera una hidrología de tipo medio y series sintéticas que reflejan valores esperados de energía solar y eólica.

Los ajustes en los parámetros de optimización buscan alcanzar un balance entre un nivel de modelación adecuado y los tiempos de ejecución/memoria requeridos por la herramienta PLEXOS.

Para esta tesis se utiliza como base de datos de referencia el estudio elaborado por el Banco Interamericano del Desarrollo (BID) “Red del Futuro - Desarrollo de una Red Limpia y Sostenible para América Latina” [8] que toma un horizonte de estudio al año 2030 con el año 2016 como inicial.

## 1.4. Hipótesis

La principal hipótesis de este trabajo es que el potencial de energías renovables de Latinoamérica, en particular de energía solar en Chile, ofrece opciones costo-eficientes para potenciar un desarrollo sostenible de la región.

Consecuentemente, un análisis integral de distintos escenarios de expansión de generación-transmisión, a través de una planificación centralizada, entrega información clave para los tomadores de decisiones y brinda evidencia del beneficio de interconectar países en Latinoamérica y potenciar la energía solar en Chile.

## 1.5. Estructura del documento

En el Capítulo 2 se describen los conceptos y estado del arte de la literatura fundamental para situar la problemática señalada. Esta revisión tiene un énfasis en trabajos que se han realizado en relación a la interconexión latinoamericana y los aportes del equipo de investigación en esta área.

En el Capítulo 3 se presenta la propuesta metodológica, describiendo cada una de sus etapas, además de la presentación del modelo matemático. Adicionalmente, se incluye la validación y aspectos relevantes de la implementación.

En el Capítulo 4 se describe la metodología, para lo cual se presenta y caracteriza el caso de estudio.

Luego, en el Capítulo 5 se exponen tanto los resultados como los análisis de cada uno de los casos de estudio desarrollados.

Finalmente, el Capítulo 6 está dedicado a presentar las principales conclusiones de la investigación, junto con las propuestas de trabajo futuro.

# Capítulo 2

## Marco teórico y antecedentes

### 2.1. Operación y planificación de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos son complejos y de carácter dinámico, por lo cual es difícil obtener decisiones inmediatas para poder controlar todas las variables que tienen estos sistemas. Es por esta razón que se necesita contar con estrategias de operación y control que permitan mantener la estabilidad y seguridad del sistema.

Para lograr una operación correcta de los sistemas de potencia, es importante no sólo tener una estrategia a corto plazo, sino que también hay decisiones que se deben tomar con anticipación y con distintos horizontes de tiempo. Por otro lado, a la temporalidad del estudio se le atribuyen sus propias restricciones de modelamiento, desafíos, requerimientos y simplificaciones según corresponda [9].

Los problemas de operación se resuelven en ventanas de corto plazo, mientras que la planificación se considera en el largo plazo, tomando en cuenta la vida útil y técnica de las unidades. A continuación, se enumeran algunos de los estudios con sus características más relevantes, según su horizonte de tiempo:

- **Fracciones de segundos hasta minutos:** corresponden a estudios que garantizan una operación confiable y segura, sea en condiciones normales o bajo falla. Entre estos se encuentran los estudios llamados *Transitorio del sistema* y *Dinámica del sistema*, en los cuales el foco es mantener el voltaje y frecuencia dentro de los límites permitidos.
- **Minutos a semanas:** se encuentran *Control de generación automática*, *Despacho económico y operación flujo de potencia* y *Predespacho*, siendo el objetivo determinar el nivel de generación de las centrales para satisfacer la demanda. Asimismo, se determinan las fechas de encendido y apagado de las máquinas, con el fin de optimizar los costos de operación del sistema.
- **Meses a año:** se realizan tanto estudios de *Planificación de mantenimiento* a modo de asegurar la confiabilidad del sistema y evitar fallas de las unidades generadoras. De igual modo, la *Coordinación hidrotérmica* está en este rango y permite optimizar el uso del agua durante el horizonte de tiempo para una operación óptima que prevenga escasez.

- **Anual:** en esta ventana tenemos el *Plan de operación* que entrega los costos esperados que tendrá la operación según los costos de producción.
- **Año a décadas:** estudios conocidos como *Planificación de la expansión* en el cual se ven los requerimientos de capacidad e infraestructura del sistema, definiendo en qué tecnologías deben invertir, cuándo y dónde deben entrar al sistema. Esto a modo de lograr minimizar costos y mantener la seguridad.

Uno de los factores relevantes a la hora de planificar los sistemas eléctricos es tener presente el crecimiento demográfico que se tiene de la zona, a modo de considerar tanto cuantitativa como cualitativamente el tipo de demanda que se espera incorporar al sistema [10]. Por otro lado, trabajar con horizontes de planificación extensos complica implementar un nivel de detalle en la programación, más aún considerando las capacidades computacionales que se deben tener disponibles, por lo cual se deben realizar simplificaciones. En este mismo sentido, es importante considerar el comportamiento de corto plazo que tienen las energías renovables. Principalmente, se debe considerar su intermitencia para no subestimar la flexibilidad que necesitan los sistemas eléctricos frente a una sobre-estimación de capacidad instalada de energías renovables en la planificación de largo plazo [11].

### 2.1.1. Planificación de largo plazo

También conocida como planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, la planificación de largo plazo consiste en la evaluación que se realiza para poder modificar una red existente. Se estima un crecimiento de la demanda o cambios de tecnologías que se utilizan en el sistema eléctrico, como se puede observar hoy en día con la incorporación masiva de energías renovables solares y eólicas. En este sentido, el problema de planificación se ocupa de determinar qué, cuándo y dónde se incorporarán en el sistema, a modo de optimizar la red. Uno de los criterios más utilizado es la minimización de los costos totales de operación e inversión del sistema, siempre cumpliendo con otros criterios que permitan mantener la calidad y seguridad de suministro.

La planificación de la expansión de transmisión (TEP) generalmente se aborda de forma independiente al problema de planificación de la expansión de generación (GEP) debido a los tipos de modelos de mercados que se consideran. Es así como en la actualidad, en gran parte de los países, la red de transmisión es regulada, mientras que empresas privadas deciden si invierten en capacidad de generación [12]. De igual manera, el realizar una planificación de la expansión conjunta hace más complejo el problema de optimización, que puede incluir millones de restricciones. Sin embargo, no es indiferente a la interrelación que tienen estos dos ámbitos. El no considerarlos conjuntamente causaría la obtención de resultados subóptimos para la red. Este es uno de los puntos claves para abordar el problema de planificación de la expansión abordando generación y transmisión, conocido como GTEP (por sus siglas en inglés) [13]. No obstante, es importante destacar que esta tarea es compleja y requiere de un procesamiento computacional de gran escala.

De igual manera, otra forma de simplificar la planificación es el uso de modelos estáticos, a modo de simplificar la implementación y suplir una falta de herramientas computacionales suficientes para el problema completo. En estos modelos se suele no indicar el tiempo de construcción de las instalaciones (o más bien se define un año específico para el cual ya

debieran estar en operación) y las simulaciones con frecuencia sólo son programadas con un año inicial y uno final más el año de interés de estudio [14]. En cambio, los dinámicos son capaces de incluir todo el horizonte de planificación, indicando los años en los cuales se debe invertir y se considera un problema de una sola etapa.

## 2.2. Trabajos previos del grupo de investigación

Esta tesis continúa la investigación en interconexiones regionales en Latinoamérica que se ha desempeñado en dos diferentes etapas previas. La primera fase consiste en el estudio "La red del futuro - Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina"[8] en la que participaron investigadores del *Centro de Energía*<sup>1</sup> de la Universidad de Chile (CE-FCFM). Desde esta participación del CE-FCFM se obtuvieron tanto los informes preliminares como la tesis "Electrical Interation and Development of a Renewable Electric Grid in Latinoamerica" [15]. En cuanto a la segunda fase, ésta se desarrolló posteriormente a la participación en el estudio del BID, continuando con la memoria "Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de Chile con enfoque en alta penetración de energía solar" [16].

A continuación, se describen los alcances de planificación, escenarios de estudio y resultados de cada uno de éstos.

### 2.2.1. Alcances de planificación

Tanto para la primera como la segunda fase de investigación, se aborda un problema de planificación de la expansión generación-transmisión en el cual se minimizan los costos de operación e inversión totales del sistema. Estos problemas se diferencian entre sí, principalmente en algunas restricciones y escenarios de estudio que se describirán en las siguientes secciones. En cuanto a las características de modelación, éstas corresponden a:

- **Horizonte de planificación:** se implementa un horizonte de 15 años que inicia el año 2016 y finaliza el 2030. Adicionalmente, se extiende la planificación 2 años al final del período con condiciones iguales a las del último año. Esto tiene la finalidad de disminuir los efectos hídricos al término del horizonte de planificación.
- **Cronología:** se modela el problema con una curva de duración de carga que ordena el perfil horario de carga de mayor a menor potencia, para trabajar con una cantidad reducida de bloques. En estos casos se utilizaron 6 bloques mensuales.
- **Datos de entrada:** tanto las proyecciones de demanda, costos de tecnología, costos de combustible, hidrología, son las mismas para ambas etapas.
- **Plan de generación:** presentan un total de 5062 centrales generadoras y 718 embalses, las que se distribuyen entre los 21 países.

<sup>1</sup> página web: <http://centroenergia.cl>

- **Plan de transmisión:** en el caso de la primera fase, ésta contempla un total de 62 nodos, 107 líneas existentes y un plan de expansión de transmisión que contempla 106 candidatas. Por otra parte, en la segunda fase se realizó un aumento de nodos, al pasar de 2 nodos chilenos a 9 con la finalidad de tener mayor detalle para Chile, por lo tanto se cuenta con un total de 69 nodos. Adicionalmente, hay 119 líneas existentes y 508 candidatas.
- **Pérdidas en las líneas:** se consideran como parte de la demanda en los nodos extremos de las líneas, pero no se implementa endógenamente en la modelación.

### 2.2.2. Escenarios Primera Fase

En los primeros trabajos se implementaron los escenarios que se describen en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Características de los escenarios modelados en la estudio de la Fase 1

Característica	BASE	RE	RE+CO
Penetración energía renovable	Baja penetración de energía renovable. No incorpora restricciones ni incentivos para la instalación de nuevos proyectos. Por lo tanto, se considera una trayectoria tradicional.	Alta penetración de energía renovable. Incorpora restricciones que permiten incorporar un mínimo de energía renovable en la cual se incluyen las centrales hídricas con mínimo de 80%, considera todo Latinoamérica al 2030.	Alta penetración de energía renovables. Como en el escenario RE, incorpora un mínimo de 80% de energías limpias, las que deben incorporarse al continente hasta fines del 2030.
Conexiones internacionales	Baja integración de transmisión internacional. Solamente considera los planes a los cuales se tiene acceso públicamente. Luego, no comprende nuevas integraciones regionales.	Baja integración de transmisión internacional. Al igual que el caso BASE, mantiene las interconexiones existentes y sólo tiene de candidatos planes específicos que son públicamente conocidos.	En este caso se tiene una alta integración de transmisión internacional. Se incorpora un plan de expansión en líneas interfronterizas que permiten de manera óptima el alto grado de integración de energías renovables.
nominación	Business as usual	Renovables	Renovables Conectadas

Dentro de las principales conclusiones para esta primera fase se puede mencionar que un escenario en que es alta integración regional, es posible alcanzar una alta participación renovable sin necesidad de incurrir en un aumento en el costo total del sistema [8, 15].

### 2.2.3. Escenarios Segunda Fase

En la segunda fase, los escenarios implementados se pueden resumir en la siguiente tabla 2.2.

Tabla 2.2: Características de los escenarios modelados en la estudio de la Fase 2

Característica	BAU	MC	SC
Penetración energía renovable	Baja penetración de energía renovables. No incorpora restricciones ni incentivos para la instalación de nuevos proyectos. Por lo tanto, se considera una trayectoria tradicional.	Baja penetración de energía renovable. No incorpora restricciones ni incentivos para la instalación de nuevos proyectos, por tanto se considera una trayectoria tradicional.	Se incorpora una restricción que permite el aumento de la capacidad instalada de generación solar al 2030 de 100 GW.
Conexiones internacionales	Baja integración de transmisión internacional. Solamente considera los planes a los cuales se ha tenido acceso públicamente. Luego, no comprende nuevas integraciones regionales.	En este caso se tiene una alta integración de transmisión internacional. Se incorpora un plan de expansión en líneas interfronterizas.	En este caso se tiene una alta integración de transmisión internacional. Se incorpora un plan de expansión en líneas interfronterizas.
Sensibilidades	Se incorpora sensibilidades en precio de combustible e impuesto al carbono con niveles normal / alto / bajo.	Se incorporan sensibilidades en precios de combustible e impuesto al carbono con niveles normal / alto / bajo.	Se incorporan sensibilidades en precios de combustible e impuesto al carbono con niveles normal / alto / bajo. Adicionalmente, en la restricción que aumenta la capacidad instalada de energía solar en Chile se agrega la sensibilidad 70 / 150 GW.
Nominación	Business as usual	Máxima Coordinación	Alta penetración solar en Chile

Un resultado que diferencia esta fase de la primera consiste en que la exportación desde Chile a Latinoamérica de energía solar permite disminuir tanto los costos totales del sistema como el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero [16].

### 2.3. Estudios de interconexiones latinoamericanas

Los estudios más recientes analizan las posibilidades de integración latinoamericana, en particular cómo la integración de los países permite una transición a una matriz energética compuesta principalmente de recursos renovables. También se consideran temáticas tales como: variación climática, geografía, matriz energética actual, diferencias económicas, tecnológicas, y voluntades políticas. Adicionalmente, se evidencia que, a pesar del potencial renovable de la región, no todos los países tienen acceso a estos recursos, detectándose incluso la dependencia de petróleo en países pertenecientes al Caribe [17].

Otro aspecto relevante que se plantea es la variación de los recursos renovables, lo cual hace necesario buscar mecanismos que contrarresten dicha variabilidad, para lograr una transición energética que permita disminuir el uso de combustibles fósiles y dependencia hídrica. Con este fin, se plantean opciones que permiten flexibilizar el sistema eléctrico, tales como interconexiones nacionales e internacionales, acoplamiento sectorial, desplazamiento de carga, gestión de la demanda, micro-redes y sistemas de almacenamiento [18].

La interconexión de la región latinoamericana permite la complementariedad de recursos energéticos renovables, producto de la extensión geográfica y diferentes husos horarios, dado que la demanda presenta diferentes horarios de *peak* en cada país de la región [19]. Asimismo, la transferencia de excedentes de energía permitiría disminuir inversiones en infraestructura de generación, aprovechando economías de escala, complementando servicios auxiliares y disminuyendo los costos de generación, así abriendo los mercados eléctricos a ser más competitivos [18, 20].



De igual forma que el presentar un esquema de interconexión trae beneficios, a su vez conlleva retos y barreras de entrada que deben tratarse, tales como cuándo tomar decisiones de interconectar. Hoy en día esto se hace de forma bilateral entre dos países, pero no considerando a toda la región. Asimismo, los países no tienen los mismos esquemas técnicos, siendo absolutamente necesario que los sistemas de transmisión locales estén preparados para soportar flujos de intercambios, como así también la línea de interconexión que los una. Otro aspecto a considerar son las diferencias políticas, marcos reguladores y legales que permiten una integración confiable y segura. También, se tiene el temor a perder soberanía energética dentro de un país. Existen posturas que sostienen que pone en riesgo la seguridad eléctrica, al depender de inyecciones de energía de otro, lo cual puede ser crítico considerando la energía como un suministro vital en los países, que podría afectar fuertemente la economía e inclusive la transferencia de divisas del país importador hacia el exportador [20].

A continuación, se presentan algunos de los estudios recientes en los cuales se han tratado algunos de los aspectos mencionados en estudios de interconexiones, en parte o para toda la región de Latinoamérica.

### **2.3.1. Estudios interconexión: Arco Norte**

Estos estudios constan de etapas, la primera realizada el 2016 y y la segunda donde se presenta el estudio de pre-factibilidad el 2017. Se llevó a cabo por el BID y las empresas consultoras CESI, PSR y mercados energéticos consultores. El estudio recibe el nombre *Arco Norte Electrical Interconnection Study* [21] y la segunda parte *Arco Norte Electrical Interconnection Study - Component II: Pre-Feasibility Study* [22]. Estos estudios tienen como objetivo evaluar el potencial de interconexión eléctrica de los sistemas de potencia de la región Arco Norte, conformada por los países Guyana, Surinam, Guayana Francesa y los estados de Amapá y Roraima de Brasil, como se puede ver en la figura 2.1.

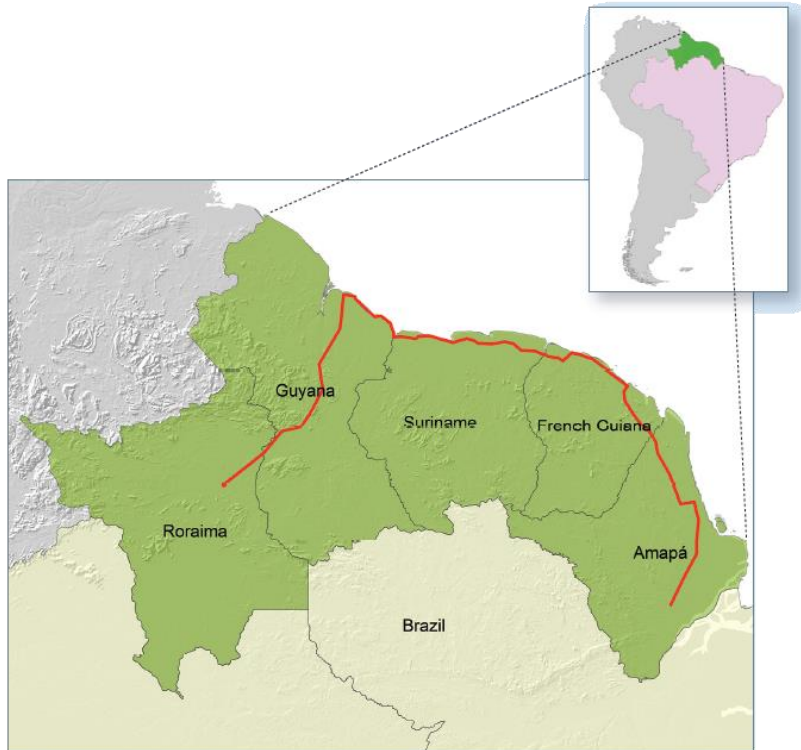


Figura 2.1: Región de Arco Norte, con tramo de conexión propuesto [21].

- En la primera etapa se evalúan las opciones de interconexión de la región Arco Norte, considerando un estudio de línea base. Éste consta de alternativas de capacidades y rutas de las líneas de transmisión, tomando en cuenta las características de la región, más aún en las zonas que pertenecen a la selva Amazonas. También se consideran las proyecciones a futuro de los países que la conforman, opciones de suministro, intercambios, y complementariedad energética. Se presenta un análisis técnico-económico y socio-ambiental, seleccionando las mejores alternativas para ser evaluadas en el estudio II [21].
- En la segunda etapa se ven los principales beneficios que entrega la conexión de estos sistemas eléctricos que están aislados, dándoles la oportunidad de ampliar sus accesos a energías de carácter limpio y de mayor seguridad de suministro. En particular, los principales beneficios que se observaron son:
  - La disminución de costos de generación para Guyana, Guayana Francesa y Surinam.
  - Costos reducidos para los consumidos de Guyana y Surinam a largo plazo.
  - Complementariedad hídrica entre las zonas norte y sur, lo cual aumenta la seguridad de suministro.
  - Reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>.
  - Ganancias en exportaciones especialmente para Guyana, producto del desarrollo hídrico que presenta y exporta energía hacia Brasil [22].

La metodología de trabajo para estos estudios consta de simular un problema de expansión de la generación con un horizonte de expansión al año 2028, donde primero realizan la proyección de demanda de los países involucrados e identifican los posibles candidatos de generación a ser parte de los sistemas eléctricos. Con esto se estudian dos escenarios:

- Escenario 1: en este se evalúan los sistemas aislados, es decir, sin presencia de interconexión, tal como es hoy en día. Adicionalmente, se tienen dos alternativas en este escenario, una en la cual la demanda se sigue abasteciendo a partir de centrales a combustión, y otra en la cual se tiene un mix de tecnologías en el plan de expansión.
- Escenario 2: en este caso se asume la interconexión existente que une los países involucrados. Luego, se identifica el mix de generadores de menor costo en la región y se evalúan 5 alternativas de exportación de energía a Brasil: de 300, 800, 1.500, 3.000 y 4.500 MW. Es decir, se tienen 5 líneas de transmisión a evaluar en el escenario. Posterior a esto, se entrega la evaluación de los costos de inversión de la interconexión propuesta.

En el estudio se define que todas las alternativas exploradas son económicamente viables. Se destaca que una interconexión entre 1.500 y 3.000 MW es la que trae mayores beneficios netos, donde los impactos ambientales y sociales son más bajos, afectando en menor medida a comunidad indígenas y bosques protegidos por la construcción de grandes proyectos de generación y transmisión [21].

### **2.3.2. Marco basado en excedentes para comercio transfronterizo**

En la publicación *A surplus based framework for cross border electricity trade South America* [23], se realiza una propuesta regulatoria para el tratamiento de flujos de intercambio de energía a corto plazo, que permite disponer de las líneas para el intercambio de energía en Sudamérica, particularmente estudiando el caso Chile-Argentina y Chile-Perú. La propuesta del marco regulatorio que se propone busca cumplir con los principios de eficiencia, flexibilidad, transparencia, estabilidad y simetría. Estos se detallan a continuación:

- Eficiencia: disponibilidad diaria de despacho a costo mínimo del mix de generadores que componen el mercado.
- Flexibilidad: facilitar el ajuste de los recursos de generación disponibles, de manera de no poner en riesgo la eficiencia del mercado o de cada país.
- Transparencia: asegurar que no se ejerza poder de mercado y comportamientos estratégicos de cada agente.
- Estabilidad: proporcionar a los participantes las herramientas necesarias para que puedan gestionar su riesgo.
- Simetría: elaborar un diseño que no discrimine entre un países exportadores e importadores, como tampoco entre agentes económicos.

El marco regulatorio propuesto busca un funcionamiento similar entre los sectores involucrados, y en los casos particulares de Argentina, Perú y Chile, tanto la transmisión y distribución son monopolios naturales otorgados por los gobiernos con precios regulados, y

el sector de generación un mercado abierto, competitivo. Siendo mercados de tipo *pool* centralizados administrados por entidades públicas independientes.

El intercambio de energía se basa solo en excedentes de los mercados locales, por lo tanto el operador de cada país, el día antes de la oferta, determina los excedentes disponibles para ser exportados. Esto es propenso a variaciones por no cumplimiento de pronósticos, perturbaciones o fallas. A su vez, el intercambio debe ser menor que la capacidad existente, no producir congestiones en la red local y no afectar la seguridad y calidad de servicio de cada país.

Para efectos del balance generación y cargas, al momento de tener importaciones de energías, éstas se considerarán como un generador local en la operación, por tanto se utilizan para la evaluación los costos marginales locales del importador de energía. De igual modo, en el caso del exportador, se valora el costo marginal del nodo de extracción, debiendo pagar todos los cargos asociados a una carga equivalente en el sistema exportador.

## **2.4. Interconexiones internacionales de sistemas eléctricos**

Tal como ya se ha mencionado, algunos de los grandes beneficios que conlleva interconectar diferentes zonas o regiones es la contribución en flexibilidad que entrega a los sistemas eléctricos, acceso a menores costos de generación, disminución de inversiones autárquicas, complementariedad de recursos renovables y, por ende, mayor conexión de renovables al sistema, entre otros. Sin embargo, requieren de un entendimiento completo, acuerdos, confianza y compromiso cuando la interconexión es con otro país.

A continuación, se presenta un resumen de las principales interconexiones de los sistemas eléctricos de potencia en el mundo.

### **2.4.1. Europa**

Las interconexiones en Europa remontan sus inicios a los años '50. Hoy en día el sistema europeo se compone de cinco redes síncronas interconectadas internacionalmente: Europa Continental, norte de Europa, el Mar Báltico, el Reino Unido e Irlanda, así como dos sistemas de energía independientes en Islandia y Chipre, como se puede ver en la figura 2.2. La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, que se abrevia como su nombre en inglés en ENTSO-E. Esta red reúne a 34 países y 42 operadores de sistemas de transmisión. A fines del 2013, estaba compuesta por 340 líneas de transmisión, con un intercambio de 387,3 [TWh].

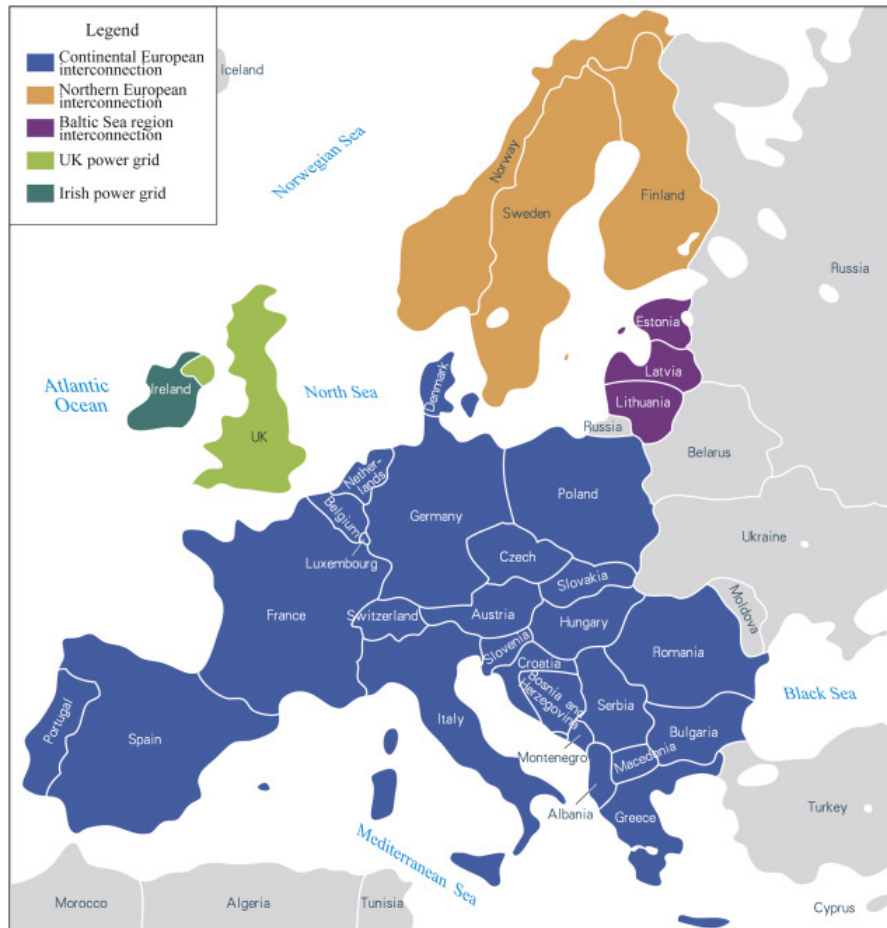


Figura 2.2: Diagrama cobertura geográfica la red de interconexiones europeas [7].

### 2.4.2. Norteamérica

La red actual de América el Norte esta compuesta principalmente por la interconexión de cuatro redes eléctricas síncronas: red eléctrica del este, red occidental, red eléctrica de Texas, Estados Unidos, y la red eléctrica de Quebec en Canadá. Se puede ver en la figura 2.3 .

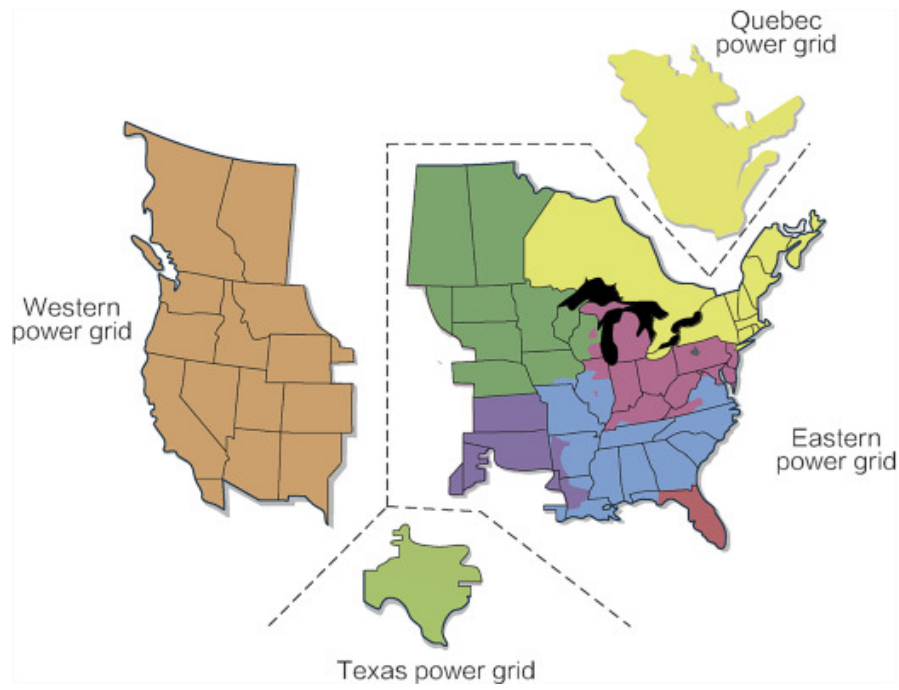


Figura 2.3: Diagrama red eléctrica interconectada de Norteamérica [7].

Entre Estados Unidos y Canadá hay más de 100 líneas de transmisión instaladas y entre Estados Unidos y México hay 27 líneas de transmisión. La capacidad instalada de la red eléctrica interconectada de América del Norte es de 1.1 TW y cubre aproximadamente 340.000 km de longitud.

### 2.4.3. América Central

En 1976, los países de Honduras y Nicaragua fueron los primeros países interconectados de América Central. En 1996 los países de Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador y Guatemala firmaron el tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, (también conocido como MER, ratificado en 1997 y 1998) en el que acuerdan la formación de los organismos regionales de operación y regulación de mercado eléctrico regional, correspondientes al Ente Operador Regional (EOR) <sup>2</sup> y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) <sup>3</sup>. Además, definieron la formación de la infraestructura de transmisión interconectado: Sistema de Interconexión Eléctrica para países de América Central (SIEPAC), a manos de la empresa EPR <sup>4</sup>.

El 2006 se suscribieron los contratos de construcción de la línea de transmisión SIEPAC, en el cual se contempló una capacidad de transmisión de 300 MW en 230 kV y un recorrido de 1793 km desde Guatemala a Panamá, que contempla un segundo circuito a futuro. El 2013 el MER empezó a operar completamente junto con la puesta en marcha de SIEPAC, siendo su último tramo energizado el 2014. En total, la línea de transmisión SIEPAC se conecta a 15 subestaciones, mediante 28 bahías de acceso, entre las cuales se incluyen equipos de

<sup>2</sup> <https://www.enteoperador.org/>

<sup>3</sup> <https://crie.org.gt/mer/>

<sup>4</sup> <https://www.eprsiepac.com>

compensación reactiva, en la figura 2.4 se puede ver la representación de este sistema eléctrico [24].



Figura 2.4: Sistema de Interconexión América Central - SIEPAC [24].

#### 2.4.4. Sudamérica

En el caso de Sudamérica, las líneas de transmisión son acotadas y se basan en contratos bilaterales, contando sólo con 19 proyectos construidos a la fecha y 3 en proceso en planificación o estudio [7]. Todo esto a pesar del gran potencial que se podría explorar a partir de interconexiones [25].

En la figura 2.5 se observa una representación de las interconexiones en Latinoamérica. Se observa cómo la mayoría de las interconexiones se presentan en la Comunidad MERCOSUR, compuesta por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. Chile también es parte hace unos años de MERCOSUR pero sólo se interconecta con Argentina.



Figura 2.5: Redes de interconexión en Sudamérica [7].

## 2.5. Planes y metas para disminuir emisiones de la matriz energética en Latinoamérica

En esta sección se incorporan algunas de las propuestas en relación al sector eléctrico comprometidas en el acuerdo de París [26] para frenar el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C respecto de los niveles preindustriales, persiguiendo el límite de aumento a 1.5°C. Para esto, la descarbonización del sector energético es fundamental para cumplir las metas.

A continuación, se presentan algunas de las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (INDC) por los países pertenecientes a Latinoamérica continental [17]:

**Argentina:** se proponen dos políticas centrales como objetivos. Primero, la diversificación de la matriz energética y, segundo, promover el uso medido y eficiente de la energía. Para esto, implementan planes estratégicos que promueven las energías renovables no convencionales, hidroeléctricas, energía nuclear y reemplazo de fuentes fósiles por biomasa.

**Belize:** aumento de la participación de renovables en el mix tecnológico a un 85% para el año 2027, lo cual incluye una reducción de un 62% de emisiones de CO<sub>2</sub> en sus proyecciones realizadas para un escenario *business as usual*.



**Bolivia:** diversificar la matriz energética, aumentando la participación de renovables a un 79 % al 2030. Además, incrementar la participación de energías alternativas como el ciclo combinado de vapor de un 2 % del año 2010 a un 9 % para el año 2030.

**Brasil:** aumentar un 18 % la participación de biocombustibles en la matriz energética para el año 2030. Adicionalmente, llegar a una participación de un 45 % de energías renovables al año 2030.

**Chile:** 20 % de la matriz energética compuesta con ERNC y una reducción de un 20 % en la predicción del consumo energético el año 2025.

**Colombia:** no hay objetivos indicados.

**Costa Rica:** Lograr y mantener una matriz energética 100 % renovable para el año 2030.

**Ecuador:** reducir un 20-25 % las emisiones.

**El Salvador:** al menos el 12% del crecimiento de la electricidad a partir de fuentes renovables al año 2025.

**Guayana Francesa:** sin información.

**Guyana:** se compromete a tener una matriz energética casi completamente formada de energías renovables, dado su potencial y baja demanda que presenta. Lo cual con un apoyo financiero podría lograr el 100 % renovable para el año 2025.

**Guatemala:** al año 2030 tener como mínimo un 10 % de crecimiento de la electricidad generada por energías renovables, es decir, pasar de un 69,72 % a un 80 % la participación de renovables.

**Honduras:** no especifica.

**México:** no especifica.

**Nicaragua:** matriz energética compuesta por un 60 % de energías renovables para el año 2030.

**Panamá:** matriz energética compuesta por un 30 % de energías ERNC al año 2030.

**Paraguay:** no especifica.

**Perú:** no especifica.

**Surinam:** al menos 25 % de energías renovables para el año 2025.

**Uruguay:** mantener el bajo nivel de emisiones en la matriz energética e incluso reducirla en un 25 % respecto a los valores del año 1990 para el año 2030.

**Venezuela:** sin información.

Como se puede ver, la mayoría de los INDC tomado por algunos de los países latinoamericanos en el acuerdo de París tienen relación con el reemplazo de centrales a base de combustible fósil, por energías renovables y renovables no convencionales. A continuación, se presenta la evaluación que se está realizando en Chile para llegar a una carbono-neutralidad en base a la salida de centrales de carbón.

### 2.5.1. Planificación energética de largo plazo - IAA 2019

También conocido como PELP, es un estudio que lleva a cabo el Ministerio de Energía de Chile, el cual actualiza los antecedentes de 5 escenarios energéticos vigentes, que considera metas y políticas de energía de largo plazo y los ejes de la ruta energética 2018-2022 [27].

En este documento, siguiendo el eje 3 de desarrollo energético, se incluye la propuesta anunciada en junio de 2019 por el gobierno vigente, el plan de descarbonización ‘Energía Zero Carbón’<sup>5</sup>, el cual, como primera fase, contempla el retiro hasta el año 2024 de aproximadamente 1047 MW instalados de centrales a base de carbón.

La propuesta concreta estudiada en el informe IAA 2019 es el retiro de centrales generadoras en base a carbono según la realización de un ranking en el cual consideran los años de operación de cada unidad y el factor de planta histórico de estas unidades. Con esto, se elaboran 3 distintas trayectorias de retiro de carbón de la matriz energética, las cuales se diferencian desde el año 2024.

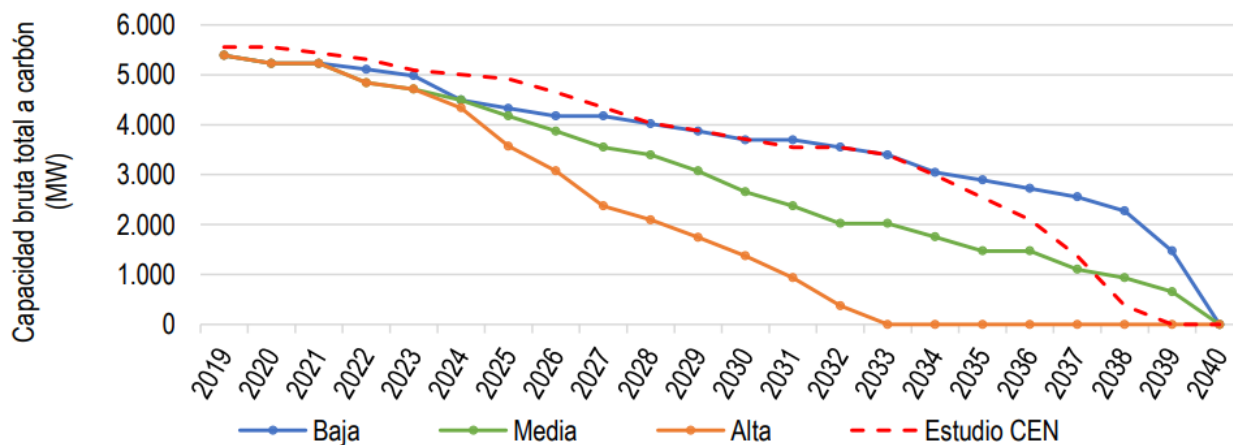


Figura 2.6: Trayectoria de intensidad de retiro de centrales eléctricas a carbón [27].

En la figura 2.6 se puede apreciar la comparación de las tres trayectorias propuestas en el estudio (retiro bajo, retiro medio y retiro alto). Adicionalmente, se presenta una cuarta trayectoria, la cual representa el estudio del Coordinador Eléctrico Nacional [28]. Esta última trayectoria considera un cronograma de retiro de centrales de carbono a partir de la vida útil técnica con un horizonte de 40 años y la vida útil económica de 25 años. Luego, según la fecha de instalación de cada una de las centrales, el período de descarbonización se completa en 20 años.

<sup>5</sup> <https://www.energia.gob.cl/panel/mesa-de-trabajo-descarbonizacion>

## 2.6. Aspectos específicos de la modelación

### 2.6.1. Cronologías según horizonte de tiempo

Dependiendo del detalle que se quiera en la resolución de un problema de optimización, o simplemente la capacidad computacional que se tiene, muchas veces no se logra resolver un problema en detalle, ya sea de segundo a segundo o incluso por horas. En el caso del problema de planificación de largo plazo el cual considera un horizonte de tiempo de entre 10 a 30 años comúnmente, se hace necesario tener un mecanismo que permita simplificar el horizonte de planificación, mucho más si el nivel de restricciones son del orden de los millones.

A continuación, se explicarán algunas de las técnicas utilizadas para modelar la cronología a utilizar, particularmente en el software PLEXOS<sup>6</sup>.

#### 2.6.1.1. Cronología Muestreada

Siendo su nombre en inglés *Sampled*, considera muestras de un día, semana o meses según se desee, en un periodo establecido. Entonces, consiste en elegir una muestra estadísticamente representativa de la serie original eliminando los períodos similares. Se debe tener en cuenta que se toman promedios ponderados para esto [29]. Un tipo de cronología muestreada común en la modelación de sistemas eléctricos es el denominado *Día típico*.

El número de muestras que se obtiene se establece por medio de “Reduced Sample Count” o “Reduction Relative Accuracy”. Este funciona a partir de la eliminación de períodos similares, dejando un conjunto de muestras que es representativo de la variación.

El número de períodos se calcula de la siguiente manera:

$\text{Periodos}_{\text{Sampled}} = (\text{N}^\circ \text{ de muestras reducidas}) \times (\text{períodos del día en el horizonte}) \times (\text{N}^\circ \text{ de días elegidos en la muestra}).$

#### 2.6.1.2. Cronología Ajustada

Conocida como *Fitted*, conserva el orden original de la serie, pero no realiza la simulación para todos los intervalos, sino más bien los combina de manera de seleccionar sólo el número designado por el modelador. Utiliza la función de mínimos cuadrados ponderados para el número total de períodos de simulación por día, semana, mes, trimestre o año [29].

En este caso, las restricciones se mantienen funcionando en la modelación. Sin embargo, se puede ver afectada según el ajuste que se asigne a la precisión en la modelación de rampas, arranque y apagado de máquinas. El cálculo períodos es el siguiente:

$\text{Períodos}_{\text{Fitted}} = (\text{N}^\circ \text{ de Días/Semanas/Meses/Años}) \times (\text{N}^\circ \text{ de bloques})$

<sup>6</sup> *Plexos* es un software comercial que pertenece a la compañía Energy Exemplar. Su página web es: <https://energyexemplar.com/>

En la figura 2.7 se puede ver la comparación de la curva original de demanda en comparación con la configuración de cronología *fitted* con 4 bloques por día.

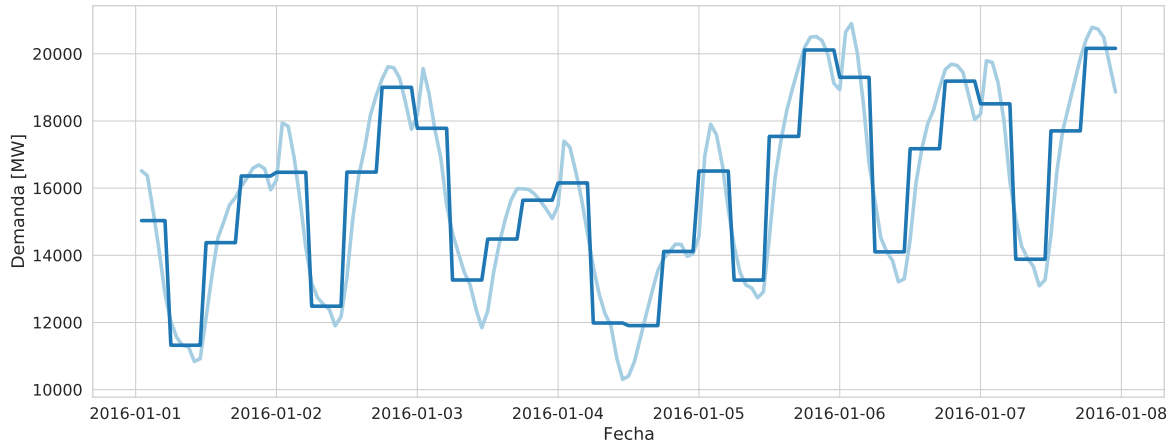


Figura 2.7: Comparación curva de demanda original horaria versus el uso de la cronología ajustada. Elaboración propia, basado en [30].

### 2.6.1.3. Cronología Parcial

Llamada en inglés *Partial* es la cronología que utiliza curvas de duración de carga, la cual se puede definir ya sea por día, semana, mes o año. Cada una de las curvas de duración contiene el número de bloques de períodos que se definen en la simulación.

$$\text{Período}_{\text{Partial}} = \text{N}^\circ \text{ de días/semanas/meses/años} \times \text{N}^\circ \text{ de bloques.}$$

Se debe tener en cuenta que se modelan las restricciones intertemporales sólo hasta el nivel diario. Un ejemplo de la aplicación de la cronología *Partial* se puede ver en la figura 2.8, donde se cuenta con 5 bloques por mes.

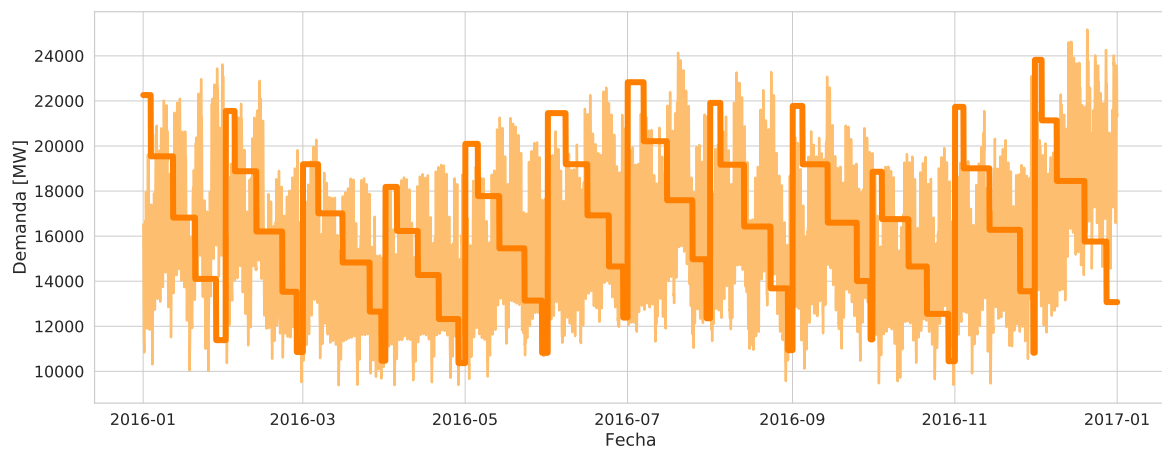


Figura 2.8: Comparación de la curva de demanda horaria original versus el uso de la cronología parcial con 5 bloques por mes. Elaboración propia, basado en [31].

Cuando se utiliza la cronología *Partial* en el problema de planificación de largo plazo no se puede representar de forma correcta la generación fotovoltaica en las horas que corresponde, es decir, sólo de día y que no se esté generando en horas de la noche. Para esto PLEXOS incorporó la función *Slicing Block* o bloques de corte global, que nos permite modelar de mejor manera los sistemas con alta penetración renovable [29].

#### 2.6.1.4. Slicing block

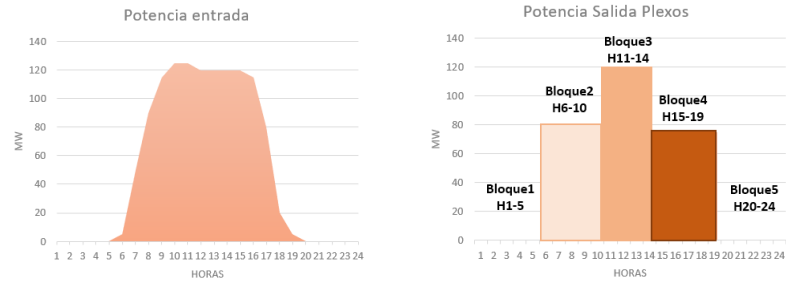
Esta opción permite al modelador asignar en forma manual cada hora del día a los bloques definidos. De esta forma, define bloques de tiempo que deben mantenerse unidos al realizar el corte temporal para la utilización de la cronología *partial*. Esto permite modelar mejor aspectos de la demanda relevantes, tales como lo son las horas puntas o valles. A su vez, también es útil representando adecuadamente los perfiles solares, por lo cual se logra realizar la distinción entre las horas de generación.

Esta configuración permite tener mayor detalle de la flexibilidad que se necesita en el sistema cuando se presenta una alta penetración de recursos renovables, sin necesidad de hacer uso de las otras cronologías que incrementan la cantidad de variables en el problema. En la tabla 2.3 hay un ejemplo en que se tienen 5 bloques mensuales, en estos se seleccionan las horas que pertenecen a un mismo bloque de modo de poder representar un perfil solar en el hemisferio norte, mediante el uso de curvas de carga.

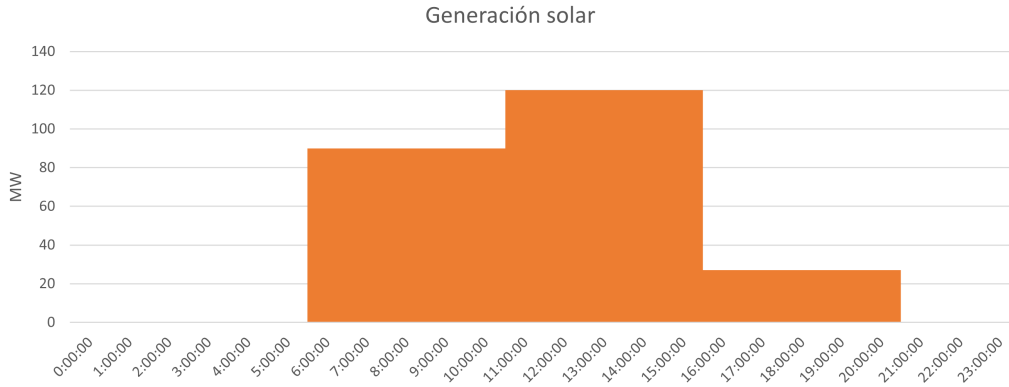
Se definen 5 bloques estacionales que deben mantenerse juntos, y estos varían a través del año según intensidad de la radiación solar. La figura 2.9c muestra la generación fotovoltaica de salida en PLEXOS.

Tabla 2.3: Ejemplificación modelamiento Slicing Block

Hora \ Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1
6	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
7	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
8	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
9	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
12	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
13	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
15	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
16	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
17	5	5	5	5	4	4	4	4	5	5	5	5
18	5	5	5	5	4	4	4	4	5	5	5	5
19	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
20	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
21	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
22	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
23	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
24	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5



(a) Ejemplo perfil de entrada diaria de una central fotovoltaica      (b) Ejemplo selección de Bloques según disponibilidad solar



(c) Perfil de generación solar diaria con el método *Slicing Block*

Figura 2.9: Ejemplo de uso *Slicing Block*. Elaboración propia, basado en [29].

## 2.6.2. Integración de sistemas de almacenamiento

Una barrera de entrada a la instalación masiva de centrales de energía renovable es la variabilidad y la poca flexibilidad que tienen estas tecnologías. La evolución que están teniendo los sistemas de almacenamiento es fundamental para la transición energética a sistemas eléctricos con alta incorporación de centrales renovables y la descarbonización de la matriz energética del mundo, y generar una operación más competitiva con los activos existentes en los mercados liberalizados[5, 32].

En la actualidad, el principal problema en la inserción de sistemas de almacenamiento a los sistemas eléctricos de potencia corresponde al costo de capital inicial y de operación que dificultan tu ingreso masivo [33].

Existen diferentes formas de clasificar los sistemas de almacenamiento de energía, entre los cuales están: respuesta de entrega de suministro de energía, servicios proporcionados a la red, tipo de tecnología utilizada para el almacenaje de energía, entre otros. En el diagrama 2.10 se observa una clasificación sencilla por tipo de tecnología.

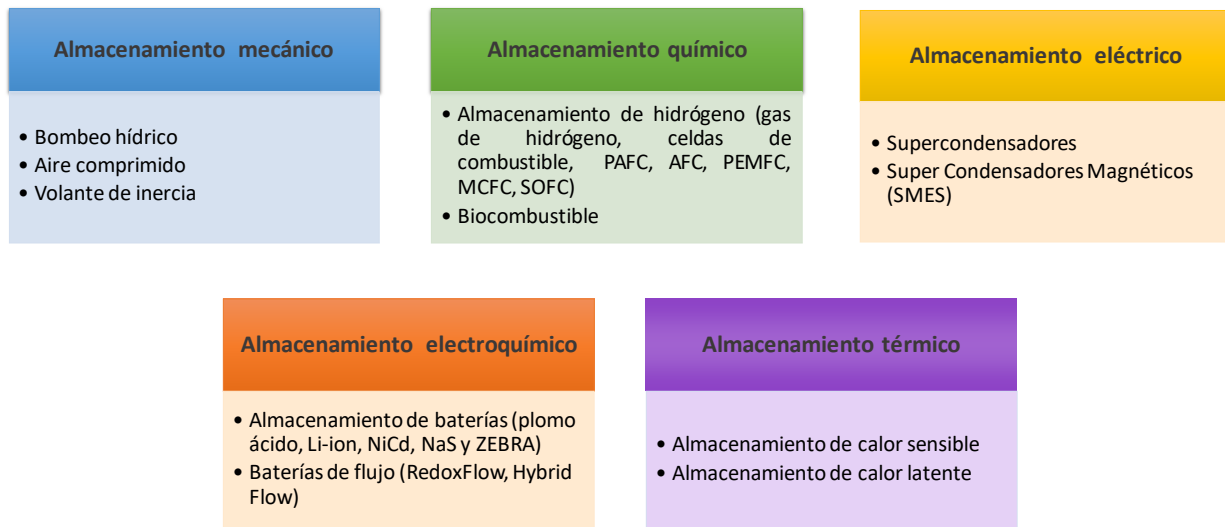


Figura 2.10: Clasificación sistemas de almacenamiento de energía según tecnología. *Elaboración propia basado en [33, 34].*

En las siguientes subdivisiones se presenta una breve descripción de los tipos de sistemas de almacenamientos más utilizados e investigados en la actualidad.

### 2.6.2.1. Bombeo hidroeléctrico

Conocidos como PHES (por su nombre en inglés *Pumped Hydro Energy Storage*), clasificado como sistema de almacenamiento de energía mecánica, los cuales se caracterizan por ser de gran escala, vida útil de hasta 40 años y con alta eficiencia de ida y vuelta, entre 65 % - 85 % según antigüedad [35]. Los sistemas de bombeo son muy importantes para la confiabilidad del sistema y servicios auxiliares, debido a que tienen tiempos de respuesta relativamente rápido en el rango de minutos y un costo bajo por kWh [33]. Son estas características las que hacen que los sistemas de bombeo hídrico representen más del 96 % de la potencia instalada de los sistemas almacenamientos en todo el mundo [34].

El la figura 2.11 se puede ver una representación de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. El funcionamiento de este tipo de sistemas cuando la demanda es baja el agua del pozo inferior asciende a pozo superior de modo de reservarla para el uso posterior en momentos que la demanda es alta, por tanto se almacena en forma de energía potencia.

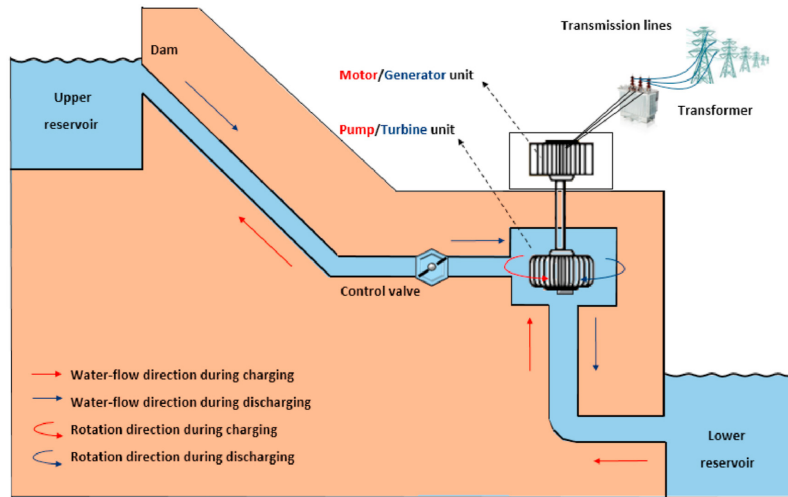


Figura 2.11: Representación de una central de bombeo [33].

Dentro de las desventajas de el almacenamiento por bombeo se encuentra el alto costo de capital que requiere debido a la magnitud en la construcción de este tipo de proyecto. De igual manera, los costos medioambientales también son un problema debido a la extracción de vegetación de gran extensión antes de la inundación del embalse [36].

### 2.6.2.2. Aire comprimido

*Compressed Air Energy Storage* (CAES) es el nombre que recibe en inglés. Se basa en un sistema de acumulación de aire comprimido en cavernas subterráneas o tuberías superficiales en horarios en que la producción de energía es superior a la demanda. En el caso de la inyección de energía al sistema eléctrico, el aire comprimido se extrae y calienta para luego pasar por tuberías de alta y baja presión, de esta forma se transforma en energía cinética rotacional y en combinación con la combustión de un combustible es utilizado en generadores convencionales [32, 33, 36].

Los CAES suelen considerarse hídricos debido a tener comúnmente una turbina de gas y tener la capacidad de almacenar. La vida útil de los CAES es aproximadamente de 40 años al igual que las PHES. Sin embargo, la eficiencia de los CAES es relativamente baja: entre un 45 %-55 % y es la única tecnología de almacenamiento que emite en forma directa gases de efecto invernadero [35].

En base al principio de almacenar aire comprimido, pero que no utilicen combustibles fósiles, aparecen los sistemas de almacenamiento por aire comprimido adiabáticas (AA-CAES) las cuales almacenan el calor de compresión para ser utilizada en la descarga en reemplazo del combustible. El problema que se tiene en esta aplicación son los costos elevados para la aplicación de intercambio de calor [33].

Cabe mencionar que los CAES tienen una baja autodescarga, por lo que se les consideran instalaciones de almacenamiento a largo plazo. En la figura 2.12 se puede ver una representación de este sistema de almacenamiento.



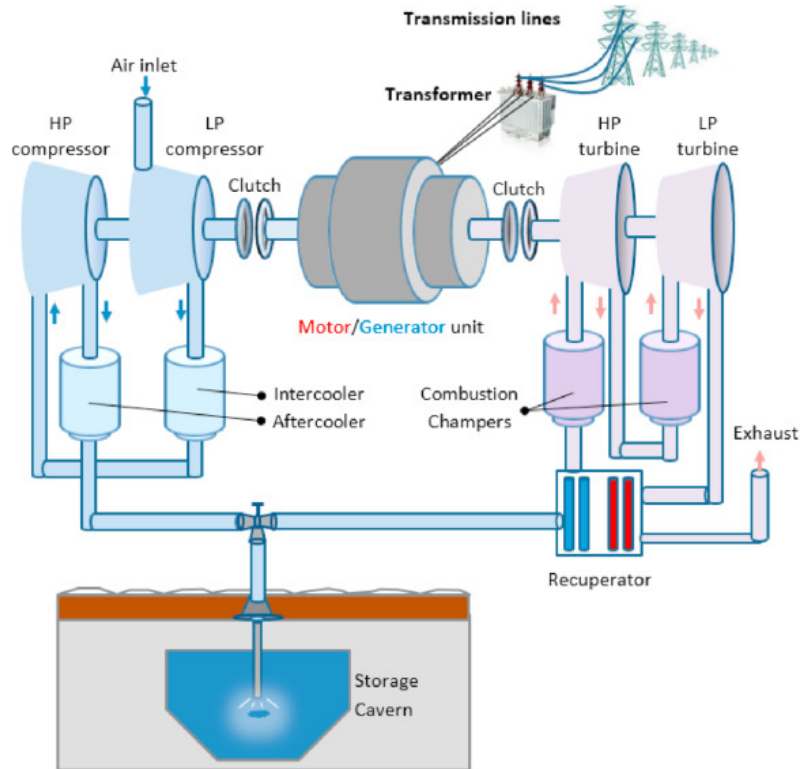


Figura 2.12: Representación sistema de almacenamiento por aire comprimido [33].

### 2.6.2.3. Almacenamiento térmico

Conocidos como TES por su abreviación en inglés *Thermal Energy Storage*, su uso es frecuentemente en las necesidades de calefacción y refrigeración con una capacidad instalada del 1,9% mundial [32]. El proceso para almacenar es el siguiente: el calor accede a un deposito térmico, posteriormente este se extrae mediante la transferencia de calor directa o indirectamente y puede ser para uso térmico o generación eléctrica, mediante el uso de un motor térmico. Los TES se pueden dividir en diferentes tecnologías, entre los cuales se encuentra el sistema de calor sensible, calor latente, absorción y adsorción [36].

Dentro de las características que presentan los TES aún cuando su eficiencia es baja en un rango de 30 %-50 % [33], tiene una capacidad energética y de autodescarga diaria. En la figura 2.13 se pueden el sistema de almacenamiento térmico esquemáticamente.

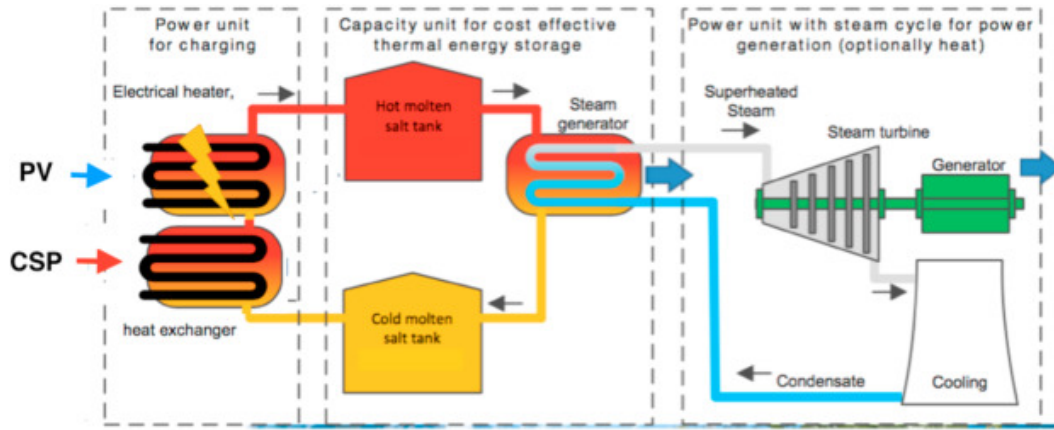


Figura 2.13: Representación de un sistema de almacenamiento de energía térmica [33].

#### 2.6.2.4. Supercondensador

Los supercondensadores o ultracondensadores son condensadores electroquímicos de doble capa que no utilizan reacciones químicas para el almacenamiento de energía, si no más bien a partir del campo eléctrico entre dos electrodos. Los supercondensadores se diferencian de un condensador normal por tener una alta densidad de energía, producto de una superficie de electrodos más grande y una capa eléctrica delgada entre el electrodo y el electrolito. El conductor del supercondensador es iónico de electrolito [34].

La eficiencia que presentan los supercondensadores es entre 85 %- 98 % y tienen un tiempo de respuesta menor a 5ms, lo cual es bastante rápido. Por otra parte, tiene de desventaja que el tiempo de carga y descarga es corto y los altos costos. Su vida útil es de hasta 20 años [34, 37]. En la figura 2.14 se puede ver una representación de un supercondensador.

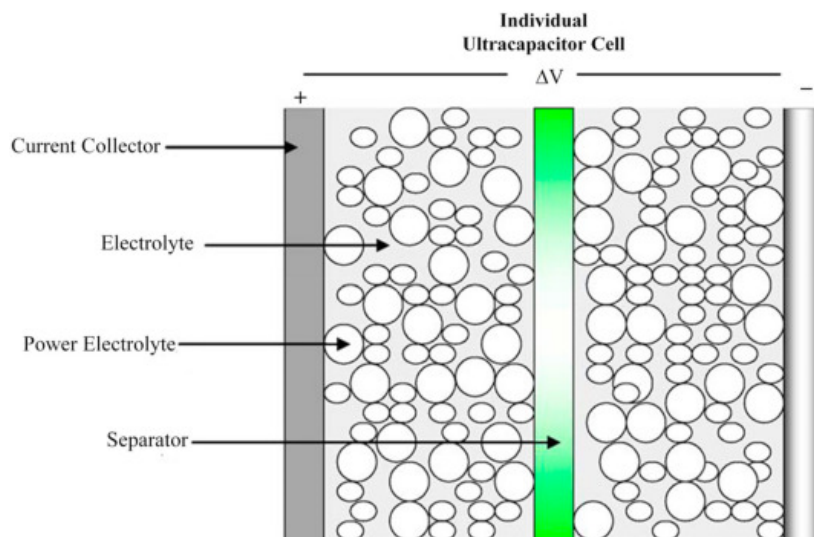


Figura 2.14: Representación de un supercondensador doble capa [33].

### 2.6.2.5. Volante de inercia

Conocido como FESS por su nombre en inglés *Flywheel*, este se compone por un gran cilindro giratorio que se carga y descarga mediante un motor-generador para convertir electricidad en energía cinética. Corresponde a un sistema de corta duración, el cual almacena energía cinética a partir de un rotor de giro [38].

Los volantes de inercia tienen una alta eficiencia de aproximadamente 93 %, vida útil de 20 años, recarga, respuesta rápida y alta densidad de energía. Ahora bien, como desventaja es el alto nivel de autodescarga producto de pérdidas [38]. en la figura 2.15 se puede ver una representación de los volantes de inercia.

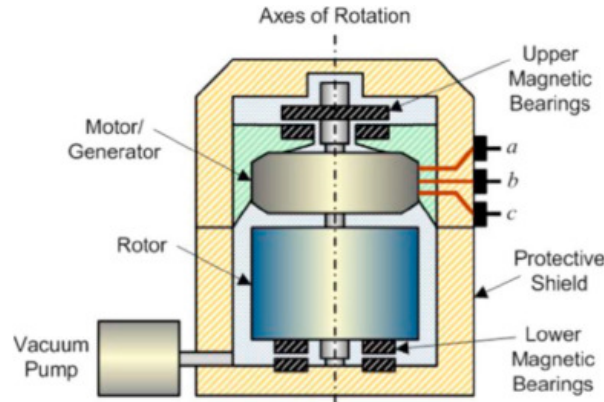


Figura 2.15: Representación de volante de inercia [33].

### 2.6.2.6. Baterías

Denominadas BESS por sus siglas en inglés (*Battery Energy Storage System*). Corresponde a un sistema de almacenamiento electroquímico, el cual consta de múltiples celdas, unidos en un contenedor sellado y conectado a una fuente y/o carga externa. La aplicación de batería generalmente se realiza por módulos de bajo voltaje que se conectan en series o paralelo manteniendo constante la corriente mientras la potencia aumenta [33].

Existen diferentes tipos de baterías tales como compuestas por: plomo-ácido, sodio-azufre, vanadio-redox, ZEBRA, ion-litio, níquel, zinc-bromo, NiMH, entre otras. Estas tienen diferentes características y vidas útiles muy variadas, entre los 2 y 20 años. La figura 2.16 muestra una representación esquemática de estas.

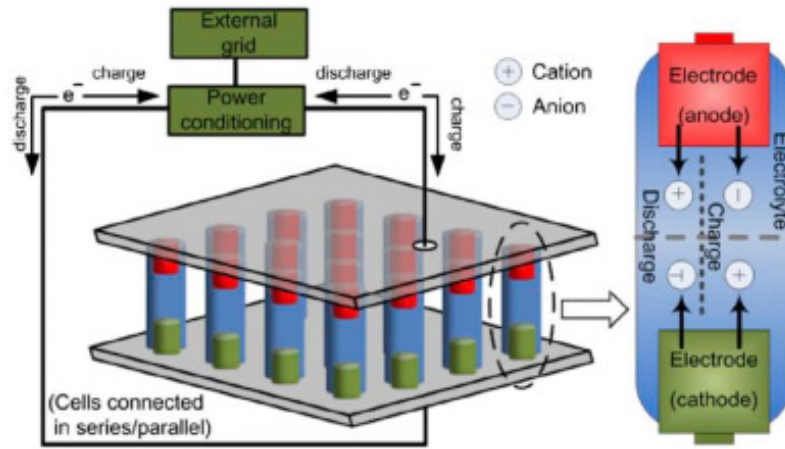


Figura 2.16: Representación esquemática almacenamiento en batería [33].

### 2.6.2.7. Almacenamiento de hidrógeno

Conocido como FC-HES por sus siglas en inglés *Fuel Cells - Hydrogen Energy Storage*.

Se caracterizan por tener un alta densidad de energía y respuesta rápida, sin embargo, actualmente siguen teniendo costos elevados y la eficiencia de ida y vuelta es sólo entre 29 % - 59 % [38].

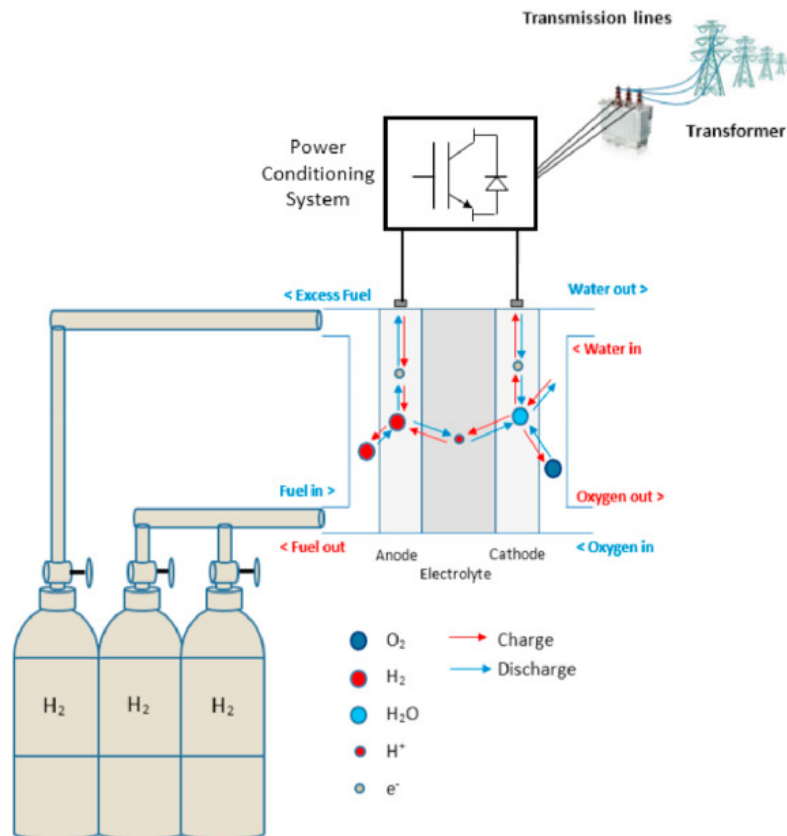


Figura 2.17: Representación esquemática membrana de intercambio de protones [33].

### 2.6.3. Integración de generación distribuida

La generación distribuida (GD) corresponde a fuentes de generación en baja capacidad que se instalan cerca de los puntos de demanda, directo a la red de distribución [39], lo cual permite disminuir costos, complejidad y pérdidas en transmisión y distribución.

En particular, las GD renovables presentan beneficios como también desafíos económicos y técnicos que pueden afectar a las redes, especialmente las de distribución al incorporarse de forma inadecuada. Dentro de los beneficios que presenta la inclusión de este tipo de tecnología a la red está el refuerzo del sistema, reducción de pérdidas de energía, aporte de mayor confiabilidad, calidad y seguridad de servicio, estabilidad de voltaje, reducción de costos de operación en la transmisión y distribución, reducción de combustibles fósiles y, por ende, reducción de emisiones de gases de efecto invernadero [40].

Si bien presenta muchos beneficios, es importante tener presente que la ubicación y tamaño inadecuado de las GD pueden provocar problemas en la estabilidad de tensión, disminución de la calidad y protección de las redes y grandes pérdidas de potencia [41].

### 2.6.4. Visualización de resultados

La producción de datos asociada a las múltiples simulaciones en estudios eléctricos de sistemas, tales como la operación y planificación ha ido en aumento a medida que los proyectos y estudios crecen, como también avanzan las tecnologías responsables del modelamiento de la red y los recursos computacionales disponibles que permiten un mayor detalle de en los estudios. Este crecimiento de detalle puede venir de un aumento en el territorio considerado, un mayor horizonte a evaluar, así como en el detalle de definición temporal (qué tan pequeño es el intervalo de tiempo en los datos) y en la inclusión de precisión en las ecuaciones que gobiernan los fenómenos, etc.

A raíz de este aumento en el volumen y complejidad de los outputs de los software o programas de estudios eléctricos, se hace una labor desafiante su tratamiento, de manera de extraer ágilmente información valiosa de ellos. Por esto es de ayuda el contar con herramientas especializadas de visualización de datos, que permitan pasar rápidamente de datos desagregados y opacos a tablas, visualizaciones, *dashboards* y *widgets* que condensen el conocimiento sobre fenómenos que suceden en la red. De otra manera, los métodos tradicionales basados en hojas de cálculo se vuelven difíciles de reproducir y actualizar, si es que no se ven truncados por la máxima capacidad en celdas que poseen.

Existen varios ejemplos de software que cumplan esta función, como Power BI<sup>7</sup>, Tableau<sup>8</sup>, QlikView<sup>9</sup> y Google Data Studio<sup>10</sup>. Todas estas tienen diferentes planes de costos, pero coinciden en su función de análisis, visualización, publicación a la web y las múltiples formas de conexión a fuentes de datos (como archivos de texto o bases de datos).

<sup>7</sup> <https://powerbi.microsoft.com>

<sup>8</sup> <https://www.tableau.com/>

<sup>9</sup> <https://www.qlik.com/es-es/products/qlikview>

<sup>10</sup> <https://datastudio.google.com/>

# Capítulo 3

## Propuesta metodológica

### 3.1. Visión general del modelo

En esta sección se presenta la metodología de trabajo utilizada, para cumplir con el objetivo de presentar una herramienta que permita apoyar en la toma de decisiones de planificación de sistemas eléctricos. Se entrega un análisis técnico-económico que conlleva diferentes estrategias y escenarios del caso de estudio planteado, y los efectos de cada propuesta en las emisiones de gases de efecto invernadero, tanto a nivel global como particular del sistema eléctrico. En la figura 3.1 se encuentra el esquema de las principales etapas de la propuesta planteada.

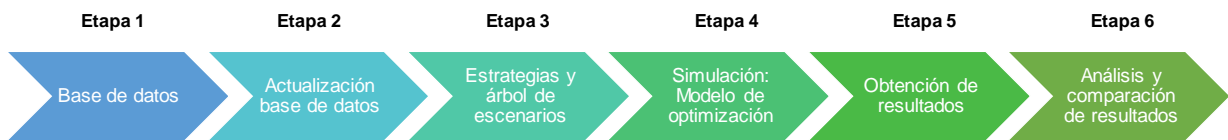


Figura 3.1: Esquema metodológico.

En términos generales, se recepciona una base de datos ya existente (proveniente de un estudio anterior), la cual se actualiza con nuevas proyecciones y parámetros relevantes para la incorporar en el problema de planificación. Luego, se definen los casos de estudio, con cada una de las estrategias y posibles escenarios futuros. Posteriormente, se utiliza un modelo que permita resolver el problema de optimización planteado, el cual tiene como salida un conjunto de resultados seleccionados para ser analizados y comparados con la finalidad de ser un apoyo en la toma de decisiones de interconexiones y distribución de recursos renovables.

### 3.2. Descripción de etapas

A continuación, se explica con mayor detalle cada una de las etapas señaladas, junto con los elementos principales que las conforman.

### 3.2.1. Etapa 1: Base de datos

La primera etapa consta de la recepción la base de datos correspondiente al conjunto de entradas al modelo de optimización. Estos parámetros y perfiles de entradas se pueden visualizar mejor en el diagrama de la figura 3.2.

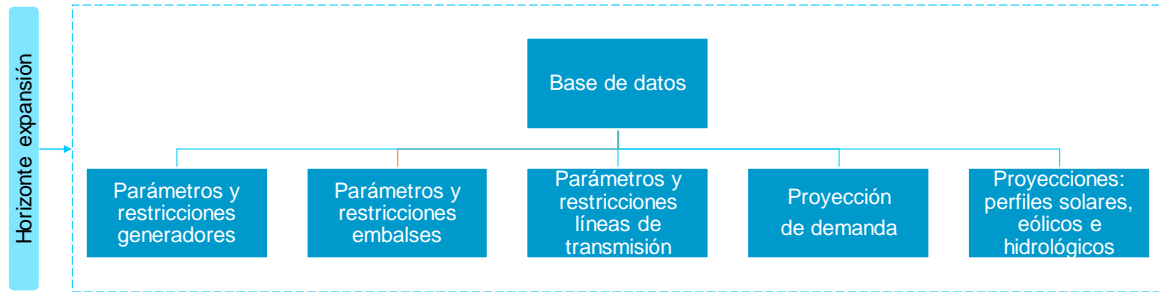


Figura 3.2: Elementos base de datos.

En específico, los parámetros y restricciones que incluyen los generadores corresponden a variables técnicas y económicas que se mencionan a continuación:

- Capacidad máxima de generación [MW].
- Capacidad firme, contribución del generador a reservas de capacidad [MW].
- Unidades generadoras [–].
- Unidades máximas candidatas a construir [–].
- Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles [USD/MW].
- Costos de inversión por capacidad para cada tipo de tecnología de generación [USD/kW].
- Año de entrada de servicio [día/mes/año].
- Costos fijos de operación y mantenimiento [USD/kW/año].
- Costos de combustibles [USD/GJ].
- Consumo específico (*Heat rate*) [USD/MWh].

En el caso de los generadores hídricos de embalse, adicionalmente necesitan parámetros como:

- Cotas máximas y mínimas del embalse [1000 m<sup>3</sup>].
- Afluente [cumec].
- Eficiencia [MW/cumec].

Las líneas equivalentes que conectan los distintos nodos que conforman el sistema tienen los siguientes parámetros y restricciones:

- Resistencia [p.u].
- Reactancia [p.u].
- Capacidad máxima y mínima [MVA].
- Unidades existentes [–].
- Máximas unidades candidatas a construir [–].
- Costos de inversión [USD].

En cuanto a los perfiles de proyección de demanda, perfiles solares, eólicos, e hidrológicos, se entregan en formatos horarios para diferentes zonas o nodos que conforman la implementación.

### 3.2.2. Etapa 2: Actualización base de datos

En esta etapa fundamentalmente se realiza la actualización de los parámetros y restricciones obtenidas en la etapa 1, para poder realizar el problema de planificación planteado e incorporar elementos claves que no vengán incluidos en la base de datos. De ser necesario, también se efectúan actualizaciones.

A modo de enriquecer el problema de planificación y, considerando las generación renovable que puede ingresar al sistema, se decidió incorporar 3 tipos de almacenamiento de energía que se diferencian en sus capacidades instaladas, con la finalidad de flexibilizar el sistema eléctrico y favorecer el ingreso de energía renovable no convencional.

Se incorpora al problema de planificación sistemas de almacenamiento de energía con la información de necesaria que se enumera a continuación:

- Capacidad instalada [MWh].
- Máxima potencia [MW].
- Máximo SoC [%].
- Mínimo SoC [%].
- Eficiencia de carga [%].
- Eficiencia de descarga [%].
- Máximas unidades por construir [–].
- Costo de inversión [USD/kW].



A lo anterior se incorpora generación distribuida de energías renovables no convencionales. Al igual que los generadores solares y eólicos de gran capacidad, es necesaria la siguiente información:

- Perfiles de potencia máxima y mínima [MW].
- Unidades construidas [—].
- Unidades máximas por construir [—].
- Puesta en marcha [año].

Adicionalmente, a las proyecciones de demanda, perfiles solares, eólicos, e hidrologías que están en formato hora a hora, se realiza el proceso de bloques representativos, con 5 mensuales. Esto tiene el objetivo de disminuir los tiempos de simulación.

### 3.2.3. Etapa 3: Selección de estrategias y árbol de escenarios

Los casos de estudios se definen por dos aspectos principales: estrategias y escenarios, los que se explican a continuación.

#### 3.2.3.1. Estrategias

Las estrategias corresponden a aspectos de decisión que se pueden tomar con el objetivo de cumplir metas claves, tales como incentivos a la inserción de renovables, planes de conexiones transfronterizas con países vecinos, planes de descarbonización de la matriz energética, impuestos a emisiones, leyes de protección de ecosistemas que restrinjan el uso de suelo y aguas, etc. Cada una de las estrategias se pueden implementar vía diferentes mecanismos, como lo son las restricciones o incentivos. Cada una de las propuestas pueden tener variaciones en las cuales se incorporan nuevas propuestas o restricciones. En la figura 3.3 se puede ver la presentación para  $n$  conjuntos de estrategias con  $m$  posibles variaciones, lo que da en total  $m \cdot n$  estrategias.

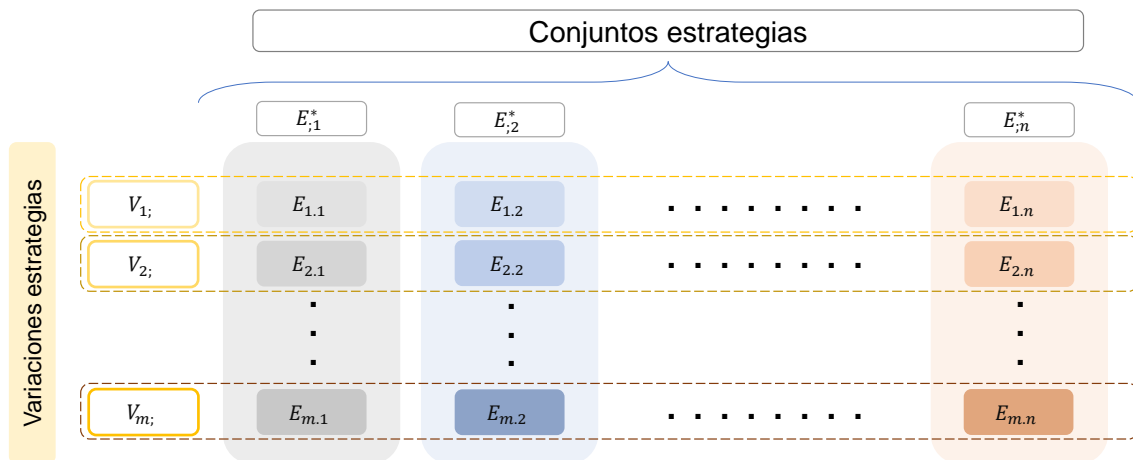


Figura 3.3: Diagrama conjunto de estrategias y sus variaciones

### 3.2.3.2. Escenarios

Los escenarios consisten en futuros posibles que pueden ocurrir y quedan fuera del alcance del tomador de decisiones, a los cuales también se les puede llamar incertidumbre. Estos se conforman mediante la combinación de diferentes atributos ( $A_a$ ), los cuales tienen diferentes sensibilidades o niveles ( $S_{b,c}$ ), y por ende pueden modelarse con diferentes valores de los estándar o esperados. Ejemplos de estos atributos pueden ser: la evolución económica del mercado de combustibles y capital de inversiones, hidrologías, disponibilidad de recursos, etc. En la figura 3.4 aparece un ejemplo de la conformación de escenarios para dos estrategias:  $E_{1.1}$  y  $E_{m.n}$ , donde se tienen sólo dos atributos  $A_1$  y  $A_2$ , con tres posibles sensibilidades cada uno de éstos.

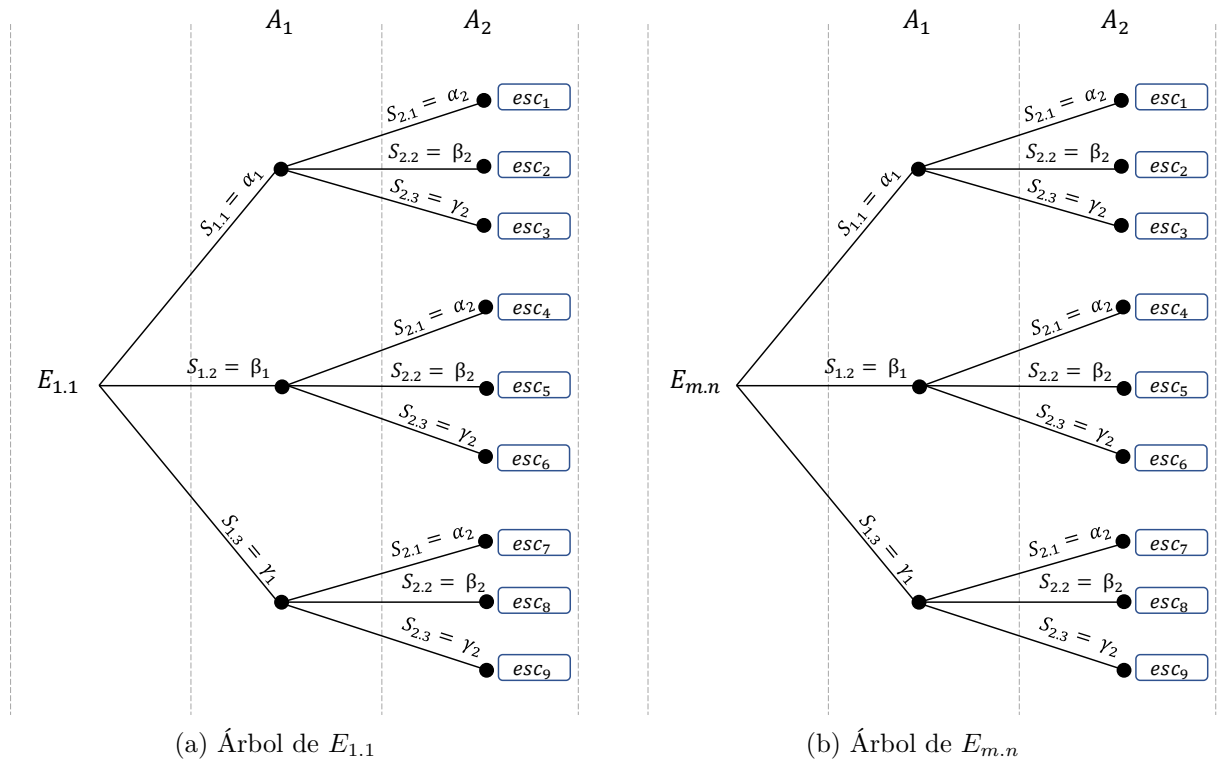


Figura 3.4: Árboles de escenarios para dos estrategias

### 3.2.4. Etapa 4: Simulación - Modelo de optimización

El problema de planificación de la expansión generación-transmisión es resuelto mediante el modelo de minimización lineal del valor actual neto de los costos totales del sistema, como se muestra en la figura 3.5. Por lo tanto, suma los costos de inversión y operación de los diferentes elementos involucrados, resolviendo simultáneamente la minimización de costos con la operación del sistema (despacho) de cada bloque de tiempo a lo largo del horizonte de planificación. El problema se resume en la ecuación 3.1 .

Es importante mencionar que el modelo seleccionado asume una perspectiva centralizada de generación-transmisión, lo que es una simplificación de lo que ocurre en la realidad.

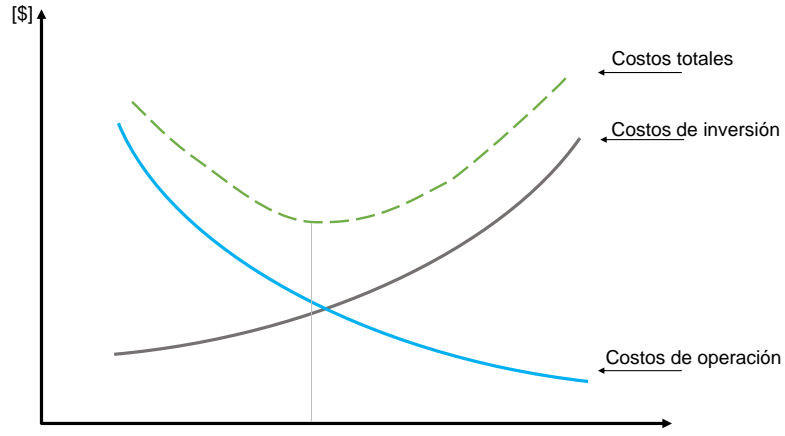


Figura 3.5: Minimización de costos totales del sistema

$$\min(\text{CostInv} + \text{CostOp}) \quad (3.1)$$

Donde CostInv corresponde a los costos de inversión y CostOp los costos de operación del sistema completo en todo el horizonte de planificación y se define cada uno en las ecuaciones 3.2 y 3.3 respectivamente.

$$\text{CostInv} = \sum_t^T \left( \sum_g^G (\text{CostBuildG}_t^g \cdot \text{CapG}_t^g) + \sum_b^B (\text{CostBuildESS}_t^b \cdot \text{CapESS}_t^b) + \sum_n^N \sum_m^{n-1} \sum_i^{I(n,m)} (\text{CostBuildL}_t^{n,m,i} \cdot \text{CapL}_t^{n,m,i}) \right) \quad (3.2)$$

$$\text{CostOp} = \sum_t^T \left( \sum_g^G (\text{CV}_t^g \cdot \text{Pgen}_t^g + \text{CF}_t^g \cdot \text{CapG}_t^g) + \sum_n^N (\text{VoLL} \cdot \text{USE}_t^n) \right) \quad (3.3)$$

Los términos involucrados se definen a continuación:

$t$ : Índice asociado a cada intervalo de tiempo.

$T$ : Tiempo total de simulación.

$g$ : Índice asociado a cada generador.

$G$ : Número total de generadores.

$b$ : Índice asociado a cada sistema de almacenamiento de energía (ESS).

$B$ : Número total de sistemas de almacenamiento de energía (ESS).

$m, n$ : Índices asociados a los nodos del sistema.

$N$ : Número total de nodos.

$i$ : Índice asociado al número de líneas que pueden haber en entre dos nodos.

$I(n,m)$ : Número total de líneas entre los nodos  $n,m$ .

$\text{CostBuildG}^g$ : Costos de inversión del generador  $g$ .

$\text{CapG}^g$ : Capacidad máxima instalada del generador  $g$ .

$\text{CV}^g$ : Costos variables totales del generador  $g$ .

$\text{Pgen}^g$ : Potencia generada por el generador  $g$ .

$\text{CF}^g$ : Costos fijos del generador  $g$ .

$\text{CostBuildL}^{n,m,i}$ : Costos de inversión de la línea de transmisión  $i$  entre los nodos  $n,m$ .

$\text{CapL}^{n,m,i}$ : Capacidad máxima instalada de la línea  $i$  entre los nodos  $n,m$ .

$\text{CostBuildESS}^b$ : Costos de inversión del sistema de almacenamiento  $b$ .

$\text{CapESS}^b$ : Capacidad instalada del sistema de almacenamiento  $b$ .

$\text{VoLL}$ : Costo de no abastecimiento de la demanda.

$\text{USE}^n$ : Demanda no suministrada en el nodo  $n$ .

Las restricciones asociadas al problema de optimización son las siguientes:

- Balance nodal de potencia en el instante  $t$ :

$$\begin{aligned} \sum_g^G \text{Pgen}_t^{n,g} + \sum_b^B (\text{Pess}_t^{n,b \text{ discharge}} - \text{Pess}_t^{n,b \text{ charge}}) \\ + \text{F}_t^n + \text{Ploss}_t^n + \text{USE}_t^n = \text{PLoad}_t^n, \quad \forall t, n \end{aligned} \quad (3.4)$$

Donde los términos correspondientes se describen como:

$\text{Pess}_t^{n,b \text{ discharge}}$ : Potencia de descarga del sistema de almacenamiento  $b$ .

$\text{Pess}_t^{n,b \text{ charge}}$ : Potencia de carga del sistema de almacenamiento  $b$ .

$\text{F}_t^n$ : Flujo de intercambio neto en el nodo  $n$ .

$\text{Ploss}_t^n$ : Pérdidas en las líneas correspondiente al nodo  $n$ .

$\text{PLoad}_t^n$ : Potencia demandada en el nodo  $n$ .

- Capacidad máxima del generador:

$$\text{Pgen}_t^g \leq \text{CapG}_t^g \quad \forall t, g \quad (3.5)$$

- Límites flujos de líneas:

$$\underline{\text{CapL}}_t^{n,m,i} \leq F_t^{n,m,i} \leq \overline{\text{CapL}}_t^{n,m,i} \quad \forall t, n, m, i \quad (3.6)$$

Donde,

$F_t^{n,m}$ : Flujo en la línea  $i$  entre los nodos  $n, m$  en el instante  $t$ .

$\overline{\text{CapL}}_t^{n,m}$ : Máximo flujo por la línea  $i$  entre los nodos  $n, m$  en el instante  $t$ .

$\underline{\text{CapL}}_t^{n,m}$ : Mínimo flujo por la línea  $i$  entre los nodos  $n, m$  en el instante  $t$ .

- Restricción máxima carga y descarga de los sistemas de almacenamientos:

$$\text{Pess}_t^{\text{charge } b} \leq \text{CapESS}_t^{\text{charge } b} \quad \forall t, b \quad (3.7)$$

$$\text{Pess}_t^{\text{discharge } b} \leq \text{CapESS}_t^{\text{discharge } b} \quad \forall t, b \quad (3.8)$$

Donde los términos  $\text{CapESS}_t^{\text{charge } b}$  y  $\text{CapESS}_t^{\text{discharge } b}$  se definen a continuación:

$\text{CapESS}_t^{\text{charge } b}$ : potencia máxima instalada a plena carga del sistema de generación  $b$ , incluyendo pérdidas del inversor en el tiempo  $t$ .

$\text{CapESS}_t^{\text{discharge } b}$ : potencia máxima instalada a plena descarga en el punto de conexión del sistema de generación  $b$ , es decir, excluyendo las pérdidas del inversor en el tiempo  $t$ .

- Capacidad de energía almacenada:

$$\text{EndVol}_t^b \leq \text{EnergyESS}_t^b \quad \forall t, b \quad (3.9)$$

Con,

$\text{EndVol}_t^b$ : Energía almacenada por la unidad de almacenamiento  $b$  al final del tiempo  $t^1$ .

$\text{EnergyESS}_t^b$ : Potencial técnico de energía de la unidad de almacenamiento  $b$  en el tiempo  $t$ .

- Balance de energía almacenada:

$$\text{EndVol}_{t+1}^b = \text{EndVol}_t^b + (\eta^{\text{charge } b} \cdot \text{Pess}_t^{\text{charge } b} - \frac{\text{Pess}_t^{\text{discharge } b}}{\eta^{\text{discharge } b}}) \quad (3.10)$$

$\eta^{\text{charge}}$ : Eficiencia de carga del sistema de almacenamiento  $b$ .

$\eta^{\text{discharge}}$ : Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento  $b$ .

Adicionalmente se incorporan restricciones que diferencian cada uno de los casos de estudio tales como:

<sup>1</sup> Considerar que durante cada período  $t$  se pueden construir más unidades de sistemas de almacenamiento.

- Margen de suficiencia:

Esta restricción permite representar la confianza o desconfianza de los países al importar energía desde países vecinos, al depender del otro para suministrar su propia demanda.

$$\sum_{n \in N_z} \sum_g^G \text{FirmCapG}_t^{n,g} \geq (1 + \text{MCRM}) \cdot \sum_{n \in N_z} \text{PeakLoad}_t^n, \quad \forall t, N_z \quad (3.11)$$

Donde,

$N_z$ : Conjunto de nodos de la zona  $z$  (ejemplo: una zona puede representar un país).

$\text{FirmCapG}_t^{n,g}$ : Capacidad firme de la unidad generadora en  $t$ .

MCRM: Margen de suficiencia. Se define entre 0 y 1.

$\text{PeakLoad}_t^n$ : Carga máxima planificada en  $t$ .

Hay que tener presente que el margen de suficiencia no es estricto. Al aplicarle una penalización por escasez de reservas de capacidad directamente en la función objetivo, mediante un costo de escasez, permite suavizar la restricción de margen de suficiencia.

- Capacidad instalada mínima de generación de un tipo de tecnología en una zona determinada,

$$\sum_{n \in N_z} \sum_{g \in G_c} \text{CapG}_t^{n,g} \geq \text{CapGForced}_t^{n,g} \quad \forall t, N_z, G_c \quad (3.12)$$

Con,

$G_c$ : Conjunto de generadores pertenecientes al tipo de tecnología  $c$  en  $t$ .

$\text{CapGForced}_t^{n,g}$ : Capacidad instalada de los generadores de tecnología  $G_c$  impuesta por el modelador para un conjunto de nodos de la zona  $N_z$  en  $t$ .

Esta restricción permite imponer un mínimo de capacidad instalada de un tipo de generación en un nodo, zona o toda la región de estudio.

- Restricciones de emisiones de CO<sub>2</sub> anual

Las emisiones producidas de CO<sub>2</sub> en el período determinado por el intervalo  $T_p = [t_{ini}, t_{end}]$  se calculan con la ecuación 3.13:

$$\sum_{t \in T_p} \sum_g^G (\text{Cesp}_t^g \cdot \text{ProdRateCO}_2_t^g) = \text{Emissions}_{T_p} \quad (3.13)$$

Para poder realizar una curva de disminución gradual de emisiones en el problema planteado se puede utilizar la ecuación 3.14, determinando un valor límite diferente y menor al período anterior  $T_{p-1}$  a la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por el sistema completo.

$$\text{Emissions}_{T_p} \leq \overline{\text{Emissions}_{T_p}} \quad (3.14)$$

Donde,

$\text{ProdRateCO}_2^g$ : Define al velocidad de producción de emisiones de  $\text{CO}_2$  como una función del combustible consumido.

$\overline{\text{Emissions}}_{T_p}$ : límite del período  $T_p$  de emisiones para todo el sistema. Esta cantidad es una restricción impuesta por el modelador.

Existen restricciones adicionales al modelo relacionadas con el uso del agua de su país respectivo, tales como los factores máximos y mínimos de los generadores hídricos. De igual modo los embalses consideran cotas mínimas y máximas, a modo de mantener el balance hidrológico.

### 3.2.4.1. Sistemas de transmisión

El problema se resuelve representando la red eléctrica mediante el modelo de flujo de potencia DC, también conocido como DC-OPF que se explica a continuación:

#### 3.2.4.1.1. Flujo de potencia DC linealizado

Este método utiliza sólo flujos potencia activa en corriente alterna, a partir de una formulación que resulta de suponer resistencias óhmicas pequeñas y módulos de tensión cercanos a los valores nominales [29].

Por tanto, supone que en grandes sistemas de potencia de alta tensión se tienen los siguientes postulados:

- La reactancia de línea es significativamente mayor que la resistencia.
- Las tensiones de los nodos son similares asumiendo voltaje 1 p.u.
- La diferencia del ángulo de fase sobre las líneas es pequeña.

Por lo cual se pueden realizar las siguientes simplificaciones:

$$G = \frac{r}{(r^2 + x^2)} \cong 0 \quad (3.15)$$

Con  $G$  la parte real de la admitancia,  $r$  la parte real de la impedancia o resistencia y  $x$  la parte imaginaria de la impedancia.

$$B = \frac{-x}{(r^2 + x^2)} \cong \frac{1}{x} \quad (3.16)$$

Donde  $B$  corresponde a la parte imaginaria de la admitancia.

Adicionalmente, considerando  $q$  el ángulo de fase de un nodo del sistema se tienen los primeros términos de la serie de potencia expresados:

$$\cos(q_k - q_1) \cong 1 \quad (3.17)$$

$$\sin(q_k - q_1) \cong q_k - q_1 \quad (3.18)$$

En cuanto a  $q_k - q_l$ , es la diferencia del ángulo de fase entre los nodos en cada extremo de la línea.

La susceptancia se expresa mediante  $B$  por tanto se puede calcular con la reactancia con la siguiente transformación:

$$g_{kl} = -B_{kl} = \frac{1}{x} \quad (3.19)$$

Con estos supuestos, la ecuación del flujo de potencia en la línea se expresa:

$$f_{kl} = -B_{kl}(q_k - q_l) = g_{kl}(q_k - q_l) \quad (3.20)$$

Por lo tanto, el flujo de potencia queda expresado de forma lineal para poder ser utilizado en un marco de programación lineal como el propuesto [29].

### 3.2.4.2. Pérdidas por líneas

Las pérdidas térmicas de las líneas son una función cuadrática del flujo, por lo que las pérdidas totales del sistema se pueden expresar como sigue:

$$L = \sum_j r_j f_j^2 \quad (3.21)$$

Aquí,  $r_j$  es la resistencia en p.u. y  $f_j$  es el flujo de energía que pasa por la línea.

### 3.2.5. Etapa 5: Obtención de resultados

Los resultados que entrega la resolución del problema de optimización presentan diferentes detalles, tanto horarios, mensuales y anuales. Se pueden tratar los resultados como un todo para el sistema eléctrico de potencia, así como de forma local, ya sea en una mirada nodal o sectorial si es que distintos nodos pertenecen a una zona o país en particular. De igual modo, la cantidad de variables a evaluar son amplias; a continuación se enuncian las principales seleccionadas para este estudio:

$CMg_t^n$ : corresponde a los costos marginales de corto plazo en el nodo  $n$  para el tiempo  $t$ .

$Pgen_t^{n,g}$ : energía generada por el generador  $g$  en el instante de tiempo  $t$ .

$CapG_t^g$ : capacidad instalada del generador  $g$  en el tiempo  $t$ .

$CostBuildG_t^g$ : costos de inversión  $g$  en el tiempo  $t$ .

$CapL_t^{m,n,i}$ : capacidad instalada de la línea  $m, n, i$  en el tiempo  $t$ .

$CostBuildL_t^{m,n,i}$ : costos de inversión de la línea  $m, n, i$  en el tiempo  $t$ .

$CostBuildEss_t^b$ : costo de inversión del sistema de almacenamiento en el tiempo  $t$ .

$CV_t$ : costos variables de operación y mantenimiento en el tiempo  $t$ .

$CF_t$ : costos fijos de operación y mantenimiento en el tiempo  $t$ .



$F_t^{m,n,i}$ : flujo por la línea  $m, n, i$  en el tiempo  $t$ .

Emissions $_t$ : emisiones de gases de efecto invernadero CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> en el tiempo  $t$ .

### 3.2.5.1. Visualización de resultados

Se debe tener presente que el manejo de grandes cantidades de datos es una dificultad, junto con la visualización de éstos. Para este esfuerzo, se realiza un proceso posterior a la extracción de los datos que permita manejar de mejor manera cada una de las variantes seleccionadas. Este postprocesamiento se realiza con scripts en lenguaje Python, culminando con salidas de archivos .csv o .xlsx que pueden ser abiertos por programas especializados en la visualización de datos, que permiten un manejo amigable con usuarios finales mediante *dashboards* (paneles) o *widjets*.

### 3.2.6. Etapa 6: Análisis y comparación de resultados

Finalmente, a partir de los resultados seleccionados, se presentan tablas de calor que permiten visualizar qué caso de estudio tiene mayor o menor costo, capacidad instalada, costos marginales, entre otros. Estas variables se pueden evaluar de forma anual, recorriendo cada uno de los años pertenecientes al horizonte de planificación. Todo esto se muestra a través de algún software de visualización de datos.

Adicionalmente, se incorpora un análisis trade-off donde se seleccionan pares de atributos principales de los casos de estudio, y se comparan visualmente los distintos casos a partir de dichos atributos. En concreto, son gráficos bidireccionales que permiten visualizar dispersiones en cada uno de los casos de estudio, ya sea agrupando estrategias o escenarios evaluados. También se puede asesorar qué tan cerca están del punto óptimo e identificar rangos de distanciamiento entre cada uno de estos.

## 3.3. Implementación y validación de las modificaciones

La implementación se realiza utilizando el software comercial PLEXOS ®<sup>2</sup>, desarrollado por la empresa Energy Exemplar. Se utiliza la versión 8.2 R05 64bits. El problema de optimización planeado es resuelto mediante técnicas de programación lineal y seleccionando el optimizador comercial CPLEX ®<sup>3</sup> versión 12.10 desarrollado por la empresa IBM. En cuanto a los recursos computacionales, dada la simplificación de un problema dinámico a un problema cuasiestático, se logró utilizar un computador de escritorio de 32 GB de memoria RAM y procesador 8 núcleos de 3.60 GHz, en vez de un servidor de mayor capacidad que se tenía en un inicio. En la figura 3.6 se observa una simplificación del marco de trabajo (*framework*) del software.

<sup>2</sup> <https://energyexemplar.com/client-login/>

<sup>3</sup> <https://www.ibm.com/es-es/products/ilog-cplex-optimization-studio>

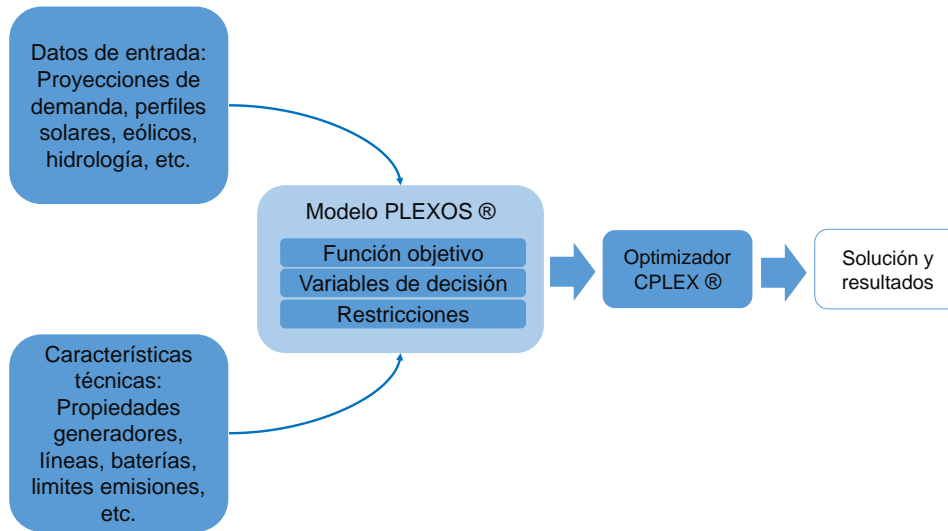


Figura 3.6: Framework PLEXOS ®

El problema de planificación de la expansión es resuelto mediante el modelo de minimización del valor actual neto de los costos totales del sistema. Por lo tanto, suma los costos de inversión y operación de los diferentes elementos involucrados y resuelve la operación del sistema (despacho) de forma simultánea a lo largo del horizonte de planificación. Este problema recibe el nombre de *LT PLAN Long Term Plan* en PLEXOS [29].

### 3.3.1. Validación del modelo

La validación del modelo se realiza mediante la replicación de casos de estudios realizados anteriormente, y evaluando las modificaciones realizadas en el problema de planificación.

Para validar el caso de estudio, primero se realizó la recreación de el caso de estudio BAU de la fase 2 del equipo de investigación. Dicho estudio utilizó versiones diferentes de PLEXOS 7.4 R02 y CPLEX 12.7, no obstante se logra llegar a resultados similares con una diferencia de un 0,24% en los costos totales del sistema, con un valor de 837,91 MMMUSD versus un 835,56 MMMUSD. También se comprobaron las emisiones acumuladas producidas durante el largo del período, las cuales siguen la misma lógica y rangos que en el estudio previo. Con estos casos se aprecia la alteración que se produce en el ingreso de centrales solares al sistema eléctrico, dada la utilización de curvas de duración de 6 bloques mensuales como cronología, lo que invisibiliza las horas correctas en las cuales la radiación solar está actuando, como también los peaks de demanda en horarios que habitualmente son bajos. Es por esto que se propuso modificar la cronología utilizada para captar mejor dichos efectos en el problema planteado.

#### 3.3.1.1. Validación de la cronología

A continuación, se presentan perfiles de generación solar representados con dos métodos de reducción de perfiles hora a hora a bloques. En ambos perfiles se denota la hora en huso horario UTC+0.

En la figura 3.7 se observa el comportamiento de un conjunto de generadores solares durante 48 horas al utilizar la cronología con 6 bloques mensuales para una curva de duración simple. En esta imagen se puede ver cómo la central genera energía durante todas las horas del día, e incluso la curva asciende por más horas de las que se espera en un día típico.

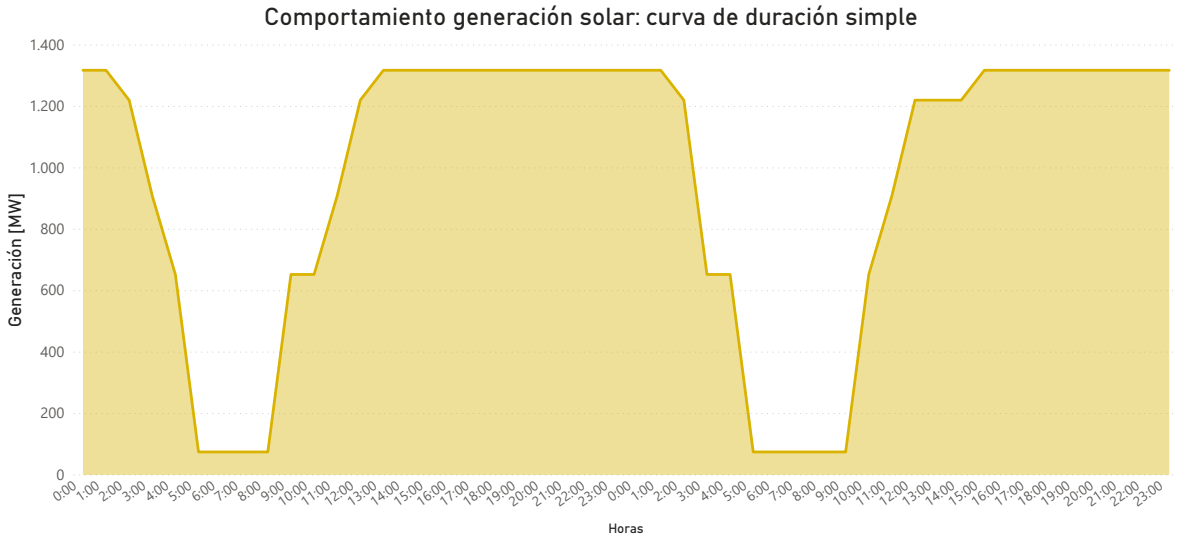


Figura 3.7: Comportamiento generación solar. Metodología curva de duración

La modificación de la cronología se hace con la función *Slicing Block*, es decir, bloques conformados por horas que no pueden separarse, y permite visualizar el comportamiento de los perfiles solares. Para esto se utilizaron 5 bloques mensuales. En la figura 3.8 se aprecia el comportamiento en los generadores solares con este tipo de cronología y los bloques que se definen para esto.

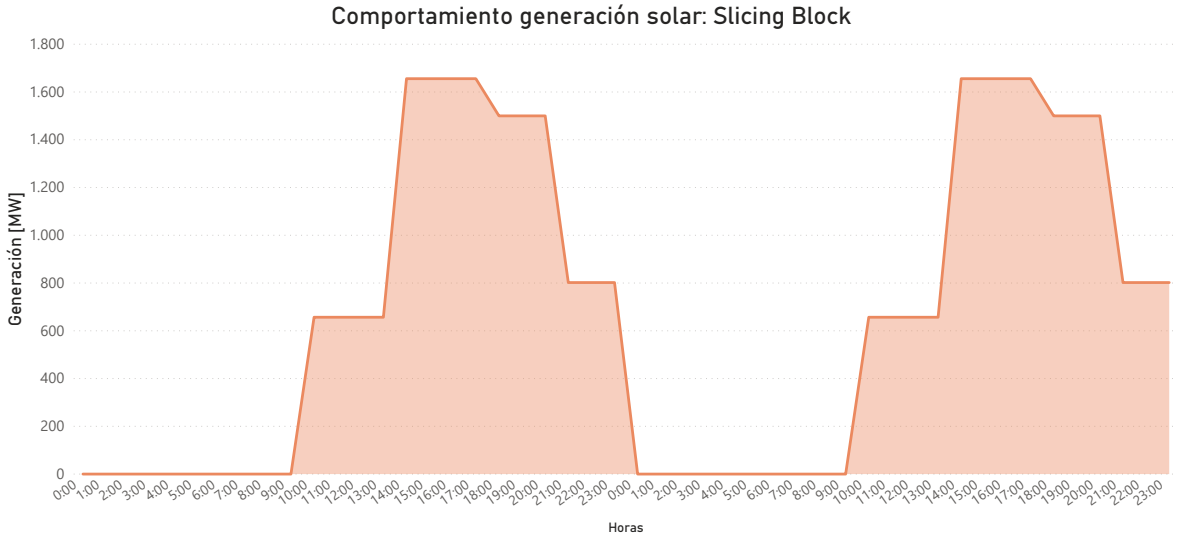


Figura 3.8: Comportamiento generación solar. Metodología Slicing Block

A modo de ejemplo, en la figura 3.9 se presenta un perfil horario proyectado para una

central solar, donde se puede ver que las horas de generación son más acotadas en las presentadas en la figura 3.7, donde la generación es casi constante por gran parte del día. Por otro lado, en comparación a la figura 3.8 se puede ver cómo se inicia y termina en las mismas horas del día la generación y, sobre todo, los dos bloques de mayor generación están representados más cercanos a la realidad.

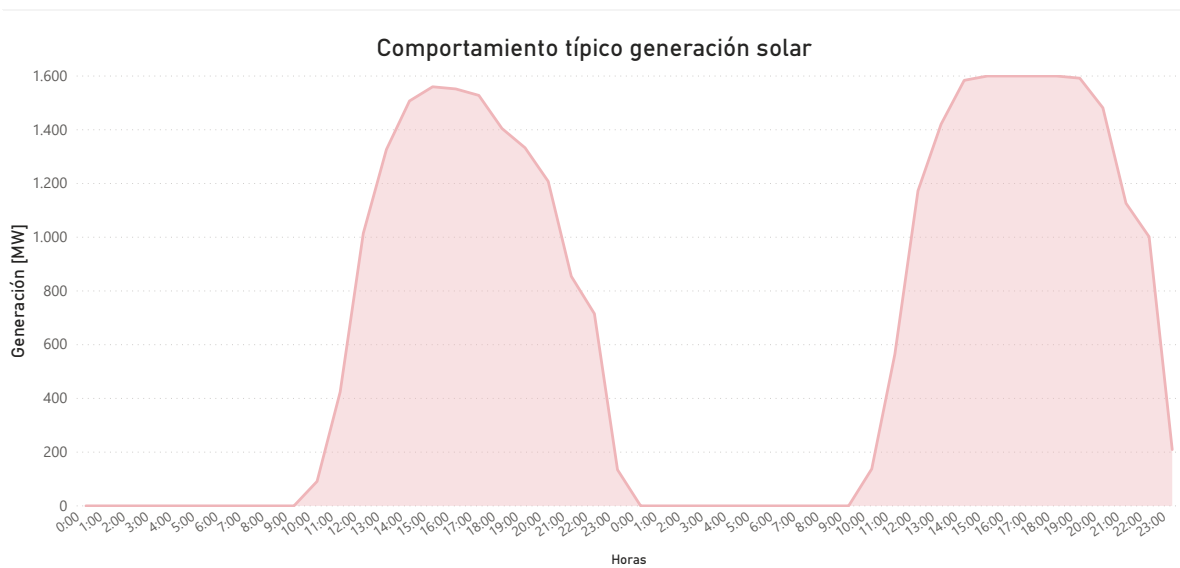


Figura 3.9: Perfil generación hora a hora de central solar

### 3.3.1.2. Implementación de sistemas de almacenamiento

Para la implementación de los sistemas de almacenamiento, se verifica su comportamiento de carga y descarga, lo cual se puede ver en la figura 3.10. De ésta se puede apreciar cómo su uso tiene relación la ausencia y presencia de generación renovable, particularmente solar. Es así como las horas en las cuales se carga presentan generación solar, comportándose como una carga más del sistema. De igual modo, en horas de ausencia de sol es cuando el sistema de almacenamiento se comporta como un generador más de la matriz energética.

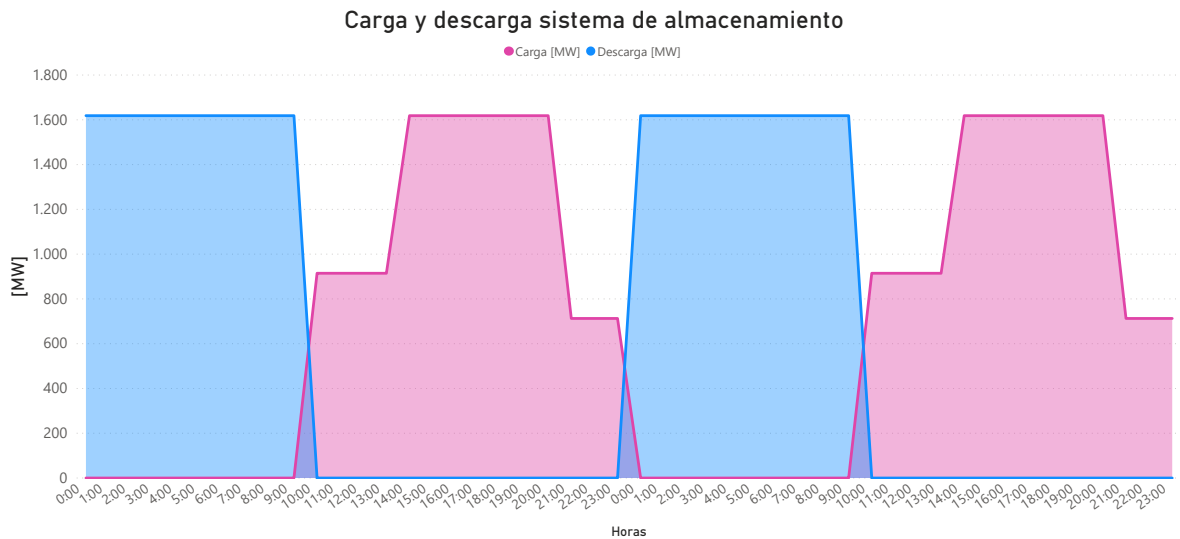


Figura 3.10: Carga y descarga sistema de almacenamiento

### 3.3.1.3. Intercambio de energía

Es interesante observar el comportamiento que se tiene en las líneas de transmisión cuando se tiene presencia de recursos renovables, tales como la generación solar. En la figura 3.11 se selecciona la línea de transmisión  $L_{n,m,i}$  que une dos nodos del sistema de transmisión, siendo el nodo  $n$  de alta penetración de energía solar. Como se puede apreciar, en las horas en las cuales las generadoras solares están activas, la línea exporta energía al nodo  $m$ , llegando a la capacidad máxima de exportación de energía. A su vez, en horarios en que no se tiene generación solar, el flujo por la línea es negativo, es decir, el nodo  $n$  está recibiendo energía proveniente de  $m$ .

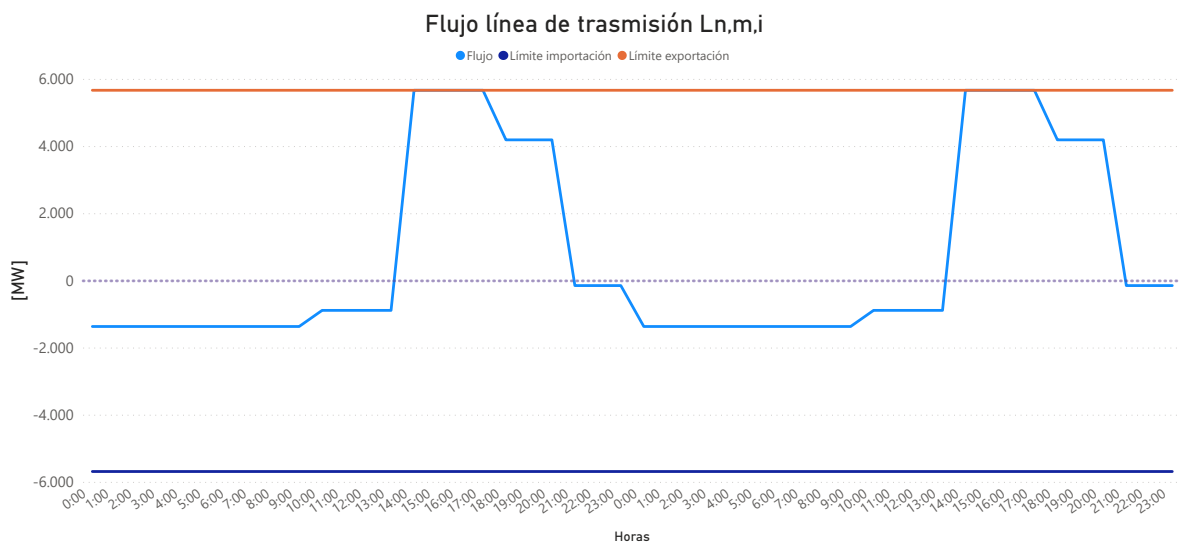


Figura 3.11: Ejemplo flujo línea de transmisión

# Capítulo 4

## Caso de estudio

Considerando la metodología presentada en el capítulo anterior, en esta sección se partirá detallando las etapas 1 a la 4, siendo la 5 y 6 parte del capítulo de Resultados.

Como se indicó en la Metodología, el caso de estudio contempla la planificación de la expansión generación-transmisión, que se resuelve mediante la minimización de los costos a valor presente de inversión y operación de todos los elementos involucrados en el sistema. Éste se desarrolla bajo el carácter de tomas de decisiones centralizada.

La aplicación del problema planteado se lleva a cabo para el análisis de Latinoamérica, con un horizonte de planificación hasta el año 2040 (con dos años adicionales con la finalidad de mitigar los efectos hidrológicos al final del período. A continuación se describe cada una de las etapas desarrolladas para definir los casos de estudio.

### 4.1. Etapa 1: Base de datos

En la primera etapa se receptiona y recopila la base de datos desarrollada en las fase 1 y 2 del equipo de investigación [8, 16]. Estos datos constan de información recopilada para 21 países de Latinoamérica y fue diseñada para la realización de estudios de planificación de la expansión de generación-transmisión para un horizonte de 15 años, desde el 2016 al 2030. Por lo tanto, se hace necesario realizar modificaciones para poder cumplir con el objetivo propuesto, es decir, una planificación al año 2040. Dichas modificaciones se detallan en la etapa 2.

La base de datos incluye los 21 países representados por 69 nodos en total y se reparten como se indica en la tabla 4.1. La matriz de generación esta compuesta por 5062 centrales de generación y 718 embalses, los cuales incluyen unidades existentes, planificadas y candidatas. Éstas últimas corresponden a 1613 unidades, las cuales se dividen entre 9 tecnologías principales. En tanto, el sistema de transmisión contempla 107 líneas existentes y 106 candidatas en el estudio del BID, el cual posteriormente fue ampliado en el trabajo [16] a 114 existentes (Chile pasa de 2 a 9 nodos) y 508 líneas candidatas.

Tabla 4.1: Número de nodos en el modelo

Países	Abreviación	N° nodos
Argentina	AR	8
Belice	BZ	1
Bolivia	BO	1
Brasil	BR	15
Chile	CL	9
Colombia	CO	6
Costa Rica	CR	1
Ecuador	EC	2
El Salvador	EL	1
Guatemala	GU	1
Guayana Francesa	FG	1
Guyana	GY	1
Honduras	HO	1
México	MX	11
Nicaragua	NI	1
Panamá	PA	1
Paraguay	PY	2
Perú	PE	2
Surinam	SU	1
Uruguay	UY	1
Venezuela	VE	2
<b>TOTAL</b>		<b>69</b>

En cuanto a los perfiles de proyección de demanda, estos se encuentran en formato hora a hora, el cual fue generado utilizando el software PLEXOS, mediante la función *Build Forecast*. Usando un perfil base de demanda horaria por país, proyección de demanda máxima anual, y consumo anual de energía, esta función genera la proyección de demanda para el horizonte que se plantee. Posteriormente, en la etapa de simulación, los datos horarios son reducidos a 5 bloques horarios por mes para reducir las muestras y, por ende, el tiempo de cómputo.

Al igual que las proyecciones de demanda, los perfiles solares, eólicos e hidrológicos son entregados en formato horario para diferentes zonas de Latinoamérica desde el 2016 al 2030.

## 4.2. Etapa 2: Actualización base de datos

Para la actualización de la base de datos recopilada en la etapa 1, se necesita expandir el horizonte de planificación hasta el 2040. Adicionalmente, se incorporan nuevos elementos a la base, los cuales incluyen 3 tipos de almacenamiento de energía, generación distribuida, junto con un portafolio modificado de líneas candidatas y restricciones en emisiones de CO<sub>2</sub>.

Se actualizan los proyectos planificados de los que se tiene conocimiento de que están en

funcionamiento a la fecha (tanto para los generadores y sistemas de transmisión). Es decir, se cambia el estatus de candidatos a pertenecientes cuando corresponde. En particular, el sistema de transmisión mantuvo la cantidad de nodos en 69, y a la fecha no han ingresado proyectos transfronterizos nuevos. Sin embargo, el portafolio de líneas candidatas se modificó según los objetivos. Se tienen 108 líneas existentes y 132 candidatas, las cuales equivalen a 330 líneas, dado que al tener un problema lineal se modificaron líneas para obtener su equivalente en un conjunto de varias idénticas de menos capacidad. En la figura 4.1 se muestra una representación del sistema de transmisión, donde las líneas verdes interfronterizas en escenarios de alta transmisión también tienen candidatas para ampliar su capacidad, lo cual se explicará en la etapa siguiente.



Figura 4.1: Sistema de transmisión.

Luego, se ajustan los generadores candidatos para los requerimientos energéticos al 2040. Con respecto a la proyección de demanda, se mantiene la tasa de crecimiento anual que se presenta en el estudio del BID [8] para cada país, a excepción de Brasil y México. Por incompatibilidad de los parámetros necesarios para su extensión, se fija el último año proyectado hasta el 2040. Es por esta razón que disminuye la pendiente de crecimiento de la demanda proyectada desde el 2030 al 2040, más aún considerando que Brasil abarca casi el 40 % de



demanda [42]. En la figura 4.2 se puede ver la proyección de demanda utilizada.

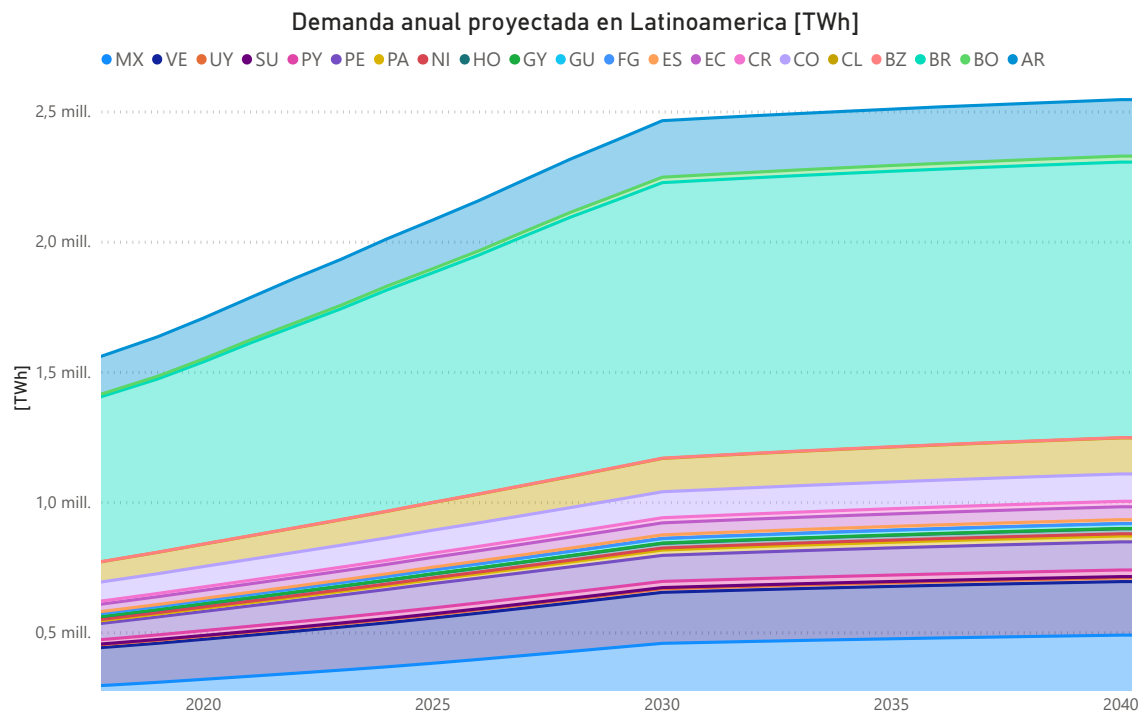


Figura 4.2: Proyección de demanda anual implementada [TWh].

Para el caso de los perfiles solares, eólicos e hídricos, se hace uso de los perfiles del último período de la base de datos previa para extenderlos en el horizonte de planificación al 2040.

#### 4.2.1. Proyección costos de combustibles

Respecto de los costos de combustible para las diferentes tecnologías implementadas en la modelación, se decide utilizar un mismo precio unificado para toda la región. Sin embargo, debido a la disponibilidad local y accesibilidad a los diferentes recursos combustibles de cada uno de los países, se utilizan factores definidos en la fase 1 del grupo de investigación que permiten corregir las diferencias de precios. Esto corresponde a un relación entre el precio de combustible en cada uno de los países al año de cálculo y el precio internacional registrado del combustible en el mismo año. En la tabla 4.2 se pueden ver los factores utilizados por país.

Tabla 4.2: Factores de participación costos de combustible por país.

País	Cárbon	Oil	LNG	NG	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	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
Guyana Francesa	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

En cuanto a los costos combustibles como tal, se utilizan las mismas tendencias de crecimiento de los estudios previos, los cuales fueron corroborados con los informes presentados anualmente por EIA [43]. Una excepción es la proyección de costos de la tecnología gas, el cual, siguiendo las tendencias presentadas en [44], indica que las políticas climáticas para limitar el aumento de la temperatura global a 2 grados darían lugar desde el 2030 a la disminución de los precios de gas. En la figura 4.3 se pueden visualizar las curvas de costos para cada uno de los combustibles en sus unidades de medida habituales. Adicionalmente, en la tabla 4.3 se realiza la conversión a USD/GJ, tal como se ingresan al software PLEXOS.

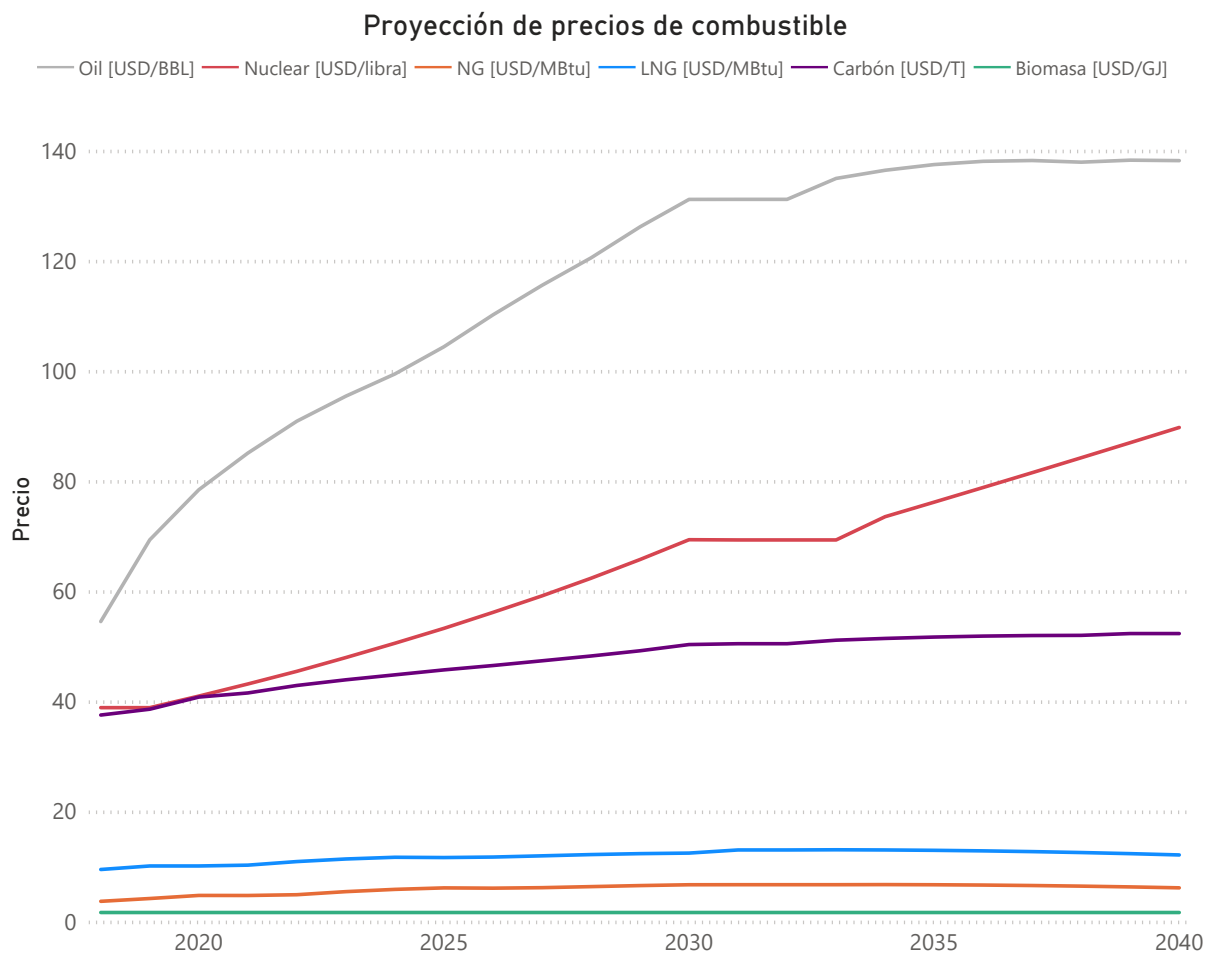


Figura 4.3: Proyección de precios de combustible

Tabla 4.3: Proyección precios de combustibles por unidades de energía [GJ].

Año	[USD/GJ]					
	Carbón	Oil	LNG	NG	Biomasa	Nuclear
2018	1.57	9.86	9.03	3.63	1.80	0.32
2019	1.62	12.53	9.61	4.11	1.80	0.32
2020	1.71	14.17	10.25	4.64	1.80	0.34
2021	1.74	15.38	10.25	4.64	1.80	0.36
2022	1.80	16.42	10.40	4.77	1.80	0.37
2023	1.84	17.24	11.05	5.30	1.80	0.40
2024	1.88	17.97	11.52	5.69	1.80	0.42
2025	1.91	18.86	11.83	5.94	1.80	0.44
2026	1.95	19.90	11.78	5.90	1.80	0.46
2027	1.98	20.87	11.87	5.98	1.80	0.49
2028	2.02	21.77	12.09	6.16	1.80	0.51
2029	2.06	22.79	12.32	6.35	1.80	0.54
2030	2.11	23.69	12.49	6.48	1.80	0.57
2031	2.11	23.69	12.49	6.48	1.80	0.57
2032	2.11	23.69	12.49	6.48	1.80	0.57
2033	2.13	24.37	12.52	6.50	1.80	0.61
2034	2.15	24.64	12.49	6.47	1.80	0.63
2035	2.16	24.83	12.42	6.42	1.80	0.65
2036	2.16	24.93	12.33	6.34	1.80	0.67
2037	2.17	24.96	12.20	6.24	1.80	0.69
2038	2.17	24.91	12.04	6.10	1.80	0.72
2039	2.18	24.97	11.85	5.94	1.80	0.74
2040	2.18	24.96	11.63	5.76	1.80	0.76

## 4.2.2. Proyección costos de inversión generadores

Las proyecciones de costos de capital de las diferentes tecnologías de generadores mantuvo las tendencias de crecimiento expuestas en [8], verificadas con el reporte de EIA [43]. A éstas, al igual que los costos de combustibles, se les aplica un factor multiplicativo según el país. En la tabla 4.4 se encuentran los costos globales de inversión en USD/kW y en la tabla 4.5 se indican los factores por país.

Tabla 4.4: Proyección precios de inversión de tecnologías.

Año	Carbón	Biomasa	GT	CCGT	Geotermia	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro
2018	2836	3160	1094	1114	6280	5462	1180	1615	2887
2019	2833	3106	1094	1112	6260	5462	1130	1609	2887
2020	2830	3052	1094	1110	6230	5462	1090	1602	2887
2021	2827	3052	1094	1107	6200	5462	1073	1591	2887
2022	2824	3052	1094	1105	6164	5462	1054	1585	2887
2023	2821	3052	1094	1103	6127	5462	1035	1573	2887
2024	2817	3052	1094	1100	6091	5462	1018	1562	2887
2025	2813	3052	1094	1098	6054	5462	1001	1555	2887
2026	2809	3052	1094	1095	6018	5462	982	1543	2887
2027	2805	3052	1094	1093	5981	5462	963	1531	2887
2028	2801	3052	1094	1090	5945	5462	946	1519	2887
2029	2798	3052	1094	1088	5908	5462	943	1502	2887
2030	2794	3052	1094	1085	5872	5462	934	1489	2887
2031	2789	3052	1094	1083	5835	5462	923	1480	2887
2032	2785	3050	1094	1082	5799	5462	884	1471	2887
2033	2780	3045	1094	1080	5762	5462	865	1462	2887
2034	2776	3040	1094	1078	5726	5462	850	1453	2887
2035	2771	3035	1094	1076	5689	5462	823	1448	2887
2036	2766	3030	1094	1075	5653	5462	805	1444	2887
2037	2762	3025	1094	1073	5616	5462	784	1439	2887
2038	2757	3020	1094	1071	5580	5462	752	1435	2887
2039	2751	3015	1094	1069	5544	5462	734	1429	2887
2040	2746	3010	1094	1067	5507	5462	702	1425	2887

Tabla 4.5: Factores por país costos de inversión.

País	Carbón	GT	CCGT	Geotermia	Biomasa	Nuclear	Solar	Eólica	Hidro
Argentina	1.000	1.100	1.000	0.894	0.788	1.373	1.017	1.259	1.017
Bolivia	1.000	1.000	1.000	1.100	1.000	1.000	1.053	1.000	0.669
Brasil	0.540	1.000	0.971	1.000	0.315	1.545	1.000	1.000	0.434
Chile	1.321	1.000	1.312	1.756	0.941	1.000	1.511	1.402	0.935
Colombia	0.474	1.000	1.569	0.669	1.000	1.000	1.000	1.359	1.060
Ecuador	1.000	1.642	1.334	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.504
guyana Francesa	1.000	0.731	1.000	1.000	0.602	1.000	1.439	1.220	1.039
Guyana	1.000	0.731	1.000	1.000	0.602	1.000	1.439	1.220	1.039
Paraguay	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.200	1.200	1.000
Perú	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Surinam	1.000	0.731	1.000	1.000	0.602	1.000	1.439	1.220	1.039
Uruguay	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Venezuela	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.100	1.100	0.556
Belice	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.150	1.000
Costa Rica	1.448	0.991	4.140	0.971	0.843	1.000	1.000	1.735	1.076
El Salvador	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.181
Guatemala	1.000	1.000	1.000	0.852	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Honduras	1.000	1.627	1.000	0.901	0.843	1.000	1.390	1.446	1.000
Nicaragua	1.000	1.000	1.000	0.923	0.843	1.000	1.390	1.446	1.000
Panamá	1.325	0.625	1.005	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.027
México	0.501	0.567	0.743	0.288	1.000	0.729	0.968	0.976	0.607

### 4.2.3. Incorporación sistemas de almacenamiento de energía

Los parámetros que se utilizan para cada uno de los tipos de batería fueron escogidos en base a valores estándares para representar diferentes capacidades de almacenamiento, las cuales se pueden en en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Propiedades sistemas de almacenamiento.

Propiedades	Medida	ESS200	ESS1200	ESS12000
Capacidad	MWh	200	1200	12000
Maxima potencia	MW	100	100	100
Max SoC	%	100	100	100
Min SoC	%	20	10	10
Eficiencia de Carga	%	95	95	85
Eficiencia de descarga	%	100	100	100
Unidades máximas de contrucción	-	100	100	100
Vida técnica	años	10	10	40

En cuanto a las proyecciones de costo, se calculan mediante el conjunto de datos “Inputs for LEELO (Long-term Energy Expansion Linear Optimization)” [45]. En éste, se presentan los costos de sistemas de almacenamiento para el año 2015 y el esperado al 2050. Teniendo

esta herramienta, se estima el costo inicial y final del período a partir de la suma de costos de inversión de potencia y energía, escalando los costos para todos los años que pertenecen a horizonte. Luego de esto, se seleccionan los costos hasta el año 2040 para los tres tipos de almacenamientos establecidos. Para los almacenamientos ESS200 y ESS1200, se consideran los costos de *Li-on BESS* del conjunto de datos LEELO y en el caso de ESS12000, se considera la de tipo *Pumped hydro*, teniendo presente las capacidades de cada tipo de almacenamiento propuesto en la tabla 4.6. Los costos se presentan en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Costos sistemas de almacenamiento.

años	unidades	ESS200	ESS1200	ESS12000
2018	USD\MWh	1474	7744	2530
2040	USD\MWh	572	3080	2530

#### 4.2.4. Generación distribuida

Para el caso de la generación distribuida, se utiliza de tipo solar y eólico. Estos generadores se colocan de candidatos en cada uno de los nodos según el potencial que tiene la zona. Para esto se lleva a cabo una modificación en los costos de dichas las centrales de gran capacidad por un factor de aumento del 30 % y se incorporan pérdidas en las líneas de transmisión.

### 4.3. Etapa 3: Estrategias y árbol de escenarios

#### 4.3.1. Estrategias

Las estrategias corresponden a decisiones que pueden tomar los agentes encargados de la toma de decisiones que afectan la conformación del sistema eléctrico.

Las estrategias implementadas en este trabajo se definen de la siguiente manera:

- **BAU\***: conjunto considerado *Business as Usual*, donde se tiene un portafolio reducido de interconexiones candidatas, siendo principalmente expansión de las líneas de ya existentes. Esta estrategia busca representar el comportamiento que tiene la planificación cuando los países no tienen interés en tener conexiones con otros, por tanto el grado de desconfianza al depender de las exportaciones de energía de países vecinos.
- **TX\***: conjunto de estrategias que tiene un portafolio mayor de candidatas a interconexión que el BAU\*. Busca reflejar el beneficio de tener disponibilidad a interconectarse con otros países y evaluar la complementariedad de recursos energéticos.
- **TXSOL\***: al igual que la estrategia TX\*, se tiene el mismo portafolio de líneas candidatas a interconexión. Sin embargo, se incorpora una restricción que exige la entrada paulatina de generadores solares en Chile superior o igual a 53 GW al año 2040. Por lo tanto, esta estrategia busca reflejar los beneficios que se tienen tanto locales, como para la región, direccionar parte de los recursos renovables a Chile.

En el diagrama de la figura 4.4 se ve el resumen de las estrategias junto con sus variaciones.

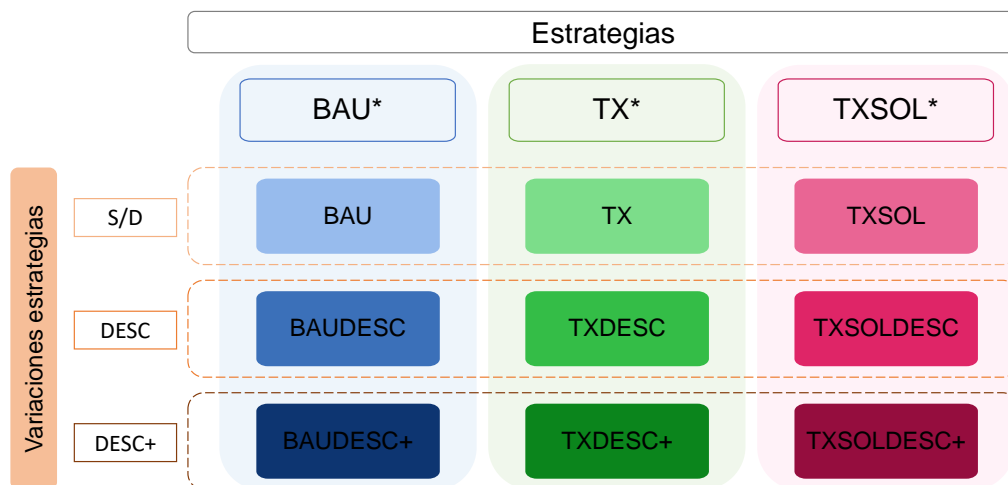


Figura 4.4: Diagrama de las estrategias con sus variantes

Con respecto a las variaciones que toman cada uno de los conjuntos de estrategias, estas se diferencian principalmente en si implican o no descarbonización y la metodología que se utiliza para descarbonizar la matriz energética latinoamericana. A continuación, se explica cada una de las variaciones implementadas.

- **S/D:** refleja las estrategias en las cuales no se tiene ningún plan de descarbonización vigente a lo largo del horizonte de planificación, por ende no se activa la posibilidad de retirar centrales contaminantes.
- **DESC:** en este caso, el plan de descarbonización exige el retiro de las centrales térmicas, principalmente de carbón y diésel al final del período de planificación (en el cual se contemplan los 2 años adicionales que se incorporan al final del horizonte).
- **DESC+:** para esta metodología de descarbonización se decide realizar una limitación de las emisiones de CO<sub>2</sub>, exigiendo la disminución de estas año a año hasta llegar a los 285 MMt/año el 2040. Plan que con puesta en marcha el 2025 y permite el retiro de centrales térmicas sin restricción.

Con esto se tienen en total 3 conjuntos de estrategias que se subdividen en 3 variaciones, formando en total 9 estrategias. Los conjuntos se conforman de acuerdo al diagrama de la figura 4.4.

- Conjunto BAU\*: BAU, BAUDESC y BAUDESC+.
- Conjunto TX\*: TX, TXDESC y TXDESC+.
- Conjunto TXSOL\*: TXSOL, TXSOLDESC y TXSOLDESC+.

### 4.3.2. Escenarios

Los escenarios consisten en futuros posibles que pueden ocurrir y quedan fuera del alcance del tomador de decisiones, a los cuales también se les puede llamar incertidumbre. En este estudio se considera la suficiencia de los países, que representa el nivel de seguridad



energética o desconfianza que tomará cada país, por ello se considera como una incertidumbre.

Los escenarios se conforman a partir de diferentes sensibilidades, que toman valores distintos al estándar o esperado (ya sea según una proyección en el tiempo o tendencia histórica). Se escogen principalmente sensibilidades de índole económica, a diferencia de la suficiencia, las que se indican a continuación:

- **Suficiencia:** margen de capacidad firme que indica el nivel de seguridad energética o desconfianza al depender de exportaciones de países vecinos. Se establecen los niveles ALTO (valor aspiracional 75 %), BASE (valor aspiracional 50 %) y sin suficiencia, es decir no se incorporan restricciones de reservas de capacidad en el sistema.
- **Costos combustibles fósiles:** sensibilidad que refleja los posibles valores que puede tomar el costo de combustible ante la economía global. Los costos de combustible definidos en la etapa anterior se les llama costo BASE, siendo los otros niveles llamados ALTO =  $1.5 \cdot \text{BASE}$  y el BAJO =  $0.5 \cdot \text{BASE}$ . En este caso, un valor alto del combustible se puede traducir como el impuesto que se tiene al usarlos, así como también a crisis en el mercado de esos activos.
- **Costos de inversión en centrales renovables y GD:** sensibilidad que refleja los posibles valores que puede tomar el costo de inversión en tecnologías renovables ante la economía global. Los costos de inversión renovable y GD definidos en la etapa anterior se les llama costo BASE, siendo los otros niveles llamados ALTO =  $1.5 \cdot \text{BASE}$  y el BAJO =  $0.5 \cdot \text{BASE}$ . En este caso, tener un costo bajo en costos de inversión a este tipo de tecnologías se puede traducir en subsidios que incentivan su participación en la matriz energética.
- **Costos inversión en sistemas de almacenamiento:** sensibilidad sobre los posibles valores que puede tomar el costo de inversión en sistemas de almacenamiento de energía ante la economía global. Los costos de inversión en almacenamiento definidos en la etapa anterior se les llama costo BASE, siendo los otros niveles llamados ALTO =  $1.5 \cdot \text{BASE}$  y el BAJO =  $0.5 \cdot \text{BASE}$ . Al igual que los costos de inversión de las centrales renovables, un costo bajo en sistemas de almacenamiento puede significar políticas que incentiven su participación en el mercado eléctrico.

Cabe mencionar que no se escogen como sensibilidad la evolución de la demanda, pese a la gran incertidumbre que presenta, más aún con la transformación tecnológica que se está viviendo. Esta decisión se realizó para limitar y simplificar la selección de escenarios a recorrer.

La variación de cada una de estas sensibilidades permite la conformación de 81 combinaciones posibles de escenarios para cada una de las estrategias planteadas, como se puede ver en el árbol de escenarios de la figura 4.5, donde también se indica el nivel que toma cada sensibilidad. Tomando en cuenta que en total se proponen 9 estrategias, entonces se tienen 729 casos de estudios posibles a seleccionar. Esta cantidad está fuera del alcance de cualquier estudio en la actualidad. Es por esto que se seleccionan algunas de las ramas del árbol que se indican en color rojo, las cuales según el conjunto de sensibilidades que toma, se les asigna un nombre representativo como se indica en la tabla 4.8, y representan los escenarios seleccionados.

Tabla 4.8: Características de los escenarios seleccionados.

Escenario	Suficiencia	Costo Fósil	Costo renovable +GD	Costo almacenamiento
Esperado (esp)	BASE	BASE	BASE	BASE
Integración (int)	-	BASE	BASE	BASE
Independencia (ind)	ALTO	BASE	BASE	BASE
Renovable independiente (ren-ind)	ALTO	ALTO	BAJO	BAJO
Renovable integración (ren-int)	-	ALTO	BAJO	BAJO
Fósil independiente (fos-ind)	ALTO	BAJO	ALTO	ALTO

- Esperado (esp): considera todas las sensibilidades bases, es decir valores esperados según tendencias históricas y proyecciones de éstas.
- Integración (int): se diferencia del esperado por la ausencia de margen de suficiencia. El nombrarlo integrado apela al tener menos restricciones de capacidad firme reservada por un único lugar. Se espera que de lugar a un aumento de intercambios energéticos en la región.
- Independiente (ind): se diferencia del esperado por el incremento de margen de suficiencia en los países de la región. El nombre de independiente se asigna teniendo presente que al tener mayor variedad de recursos dentro de un país, se hace innecesario depender de exportaciones de otros.
- Renovable integración (ren-int): costos bajos de renovables, GD y almacenamiento versus costos altos en combustibles, además de ausencia de suficiencia.
- Renovable integración (ren-ind): costos bajos de renovables, GD y almacenamiento versus costos altos en combustibles, además tiene suficiencia alta.
- Fósil independiente (fos-ind): costos altos de renovables, GD y almacenamiento versus costos bajos en combustibles, además es de suficiencia alta.

Se pueden realizar subconjuntos por las diferencias en la opción de margen de suficiencia, de la siguiente manera:

- **int\*** = (int, ren.int)
- **esp\*** = (esp)
- **ind\*** = (ind, ren-ind, fos-ind)

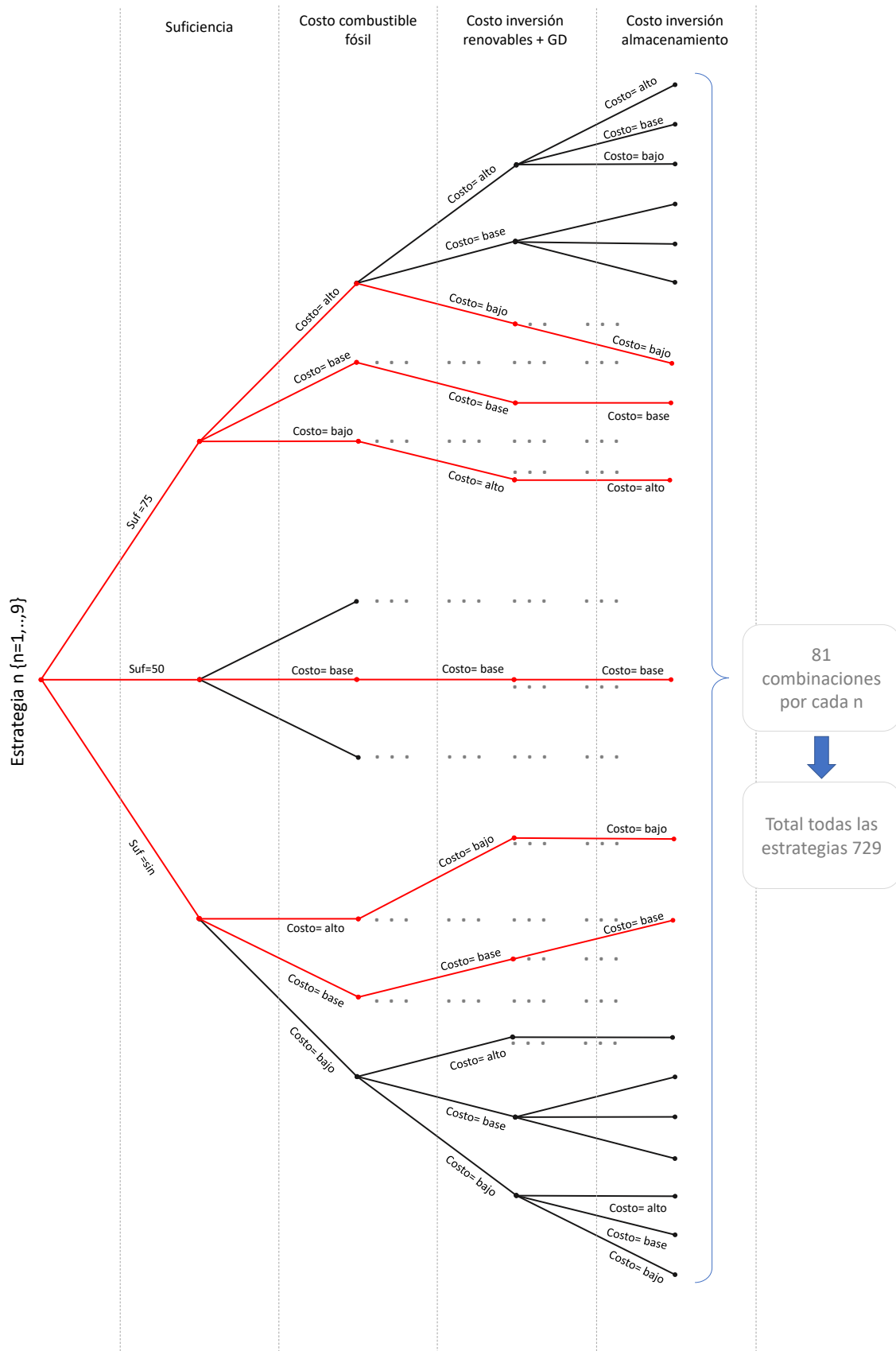


Figura 4.5: Selección de casos de estudio de la propuesta

## 4.4. Etapa 4: Simulación - Modelo de optimización

El modelo matemático utilizado es el mismo señalado en la sección 3.2.4 del capítulo de metodología aplicado al sistema de Latinoamérica donde se asume que la toma de decisiones en el mercado eléctrico es centralizada. La región está compuesta por 21 países continentales, para un horizonte de planificación de 25 años.

Para llevar a cabo la modelación en tiempos de cómputo más llevaderos en el software PLEXOS, se decide dividir el horizonte de planificación cada 4 años con un solape de 1 año, correspondiente a un modelo cuasiestático. Luego, el problema queda dividido en 8 pasos más cortos de planificación, los cuales, para no comprometer la falta de “anticipación” en el problema, se les aplica superposición del último paso con el año del paso anterior como se muestra en la tabla 4.9. En ella se indican en celeste los años que se superponen y en naranja los años que entregan los resultados del conjunto de la planificación.

Tabla 4.9: Horizonte de planificación dividido en 8 pasos y superposición de 1 año.

Año	Paso 1	Paso 2	Paso 3	Paso 4	Paso 5	Paso 6	Paso 7	Paso 8
2018								
2019								
2020								
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								

Los tiempos de cómputo para cada uno de los casos de estudio, con la versión 8.2 R05 de PLEXOS están en un rango de entre 12 y 18 horas de duración. En cuanto al tamaño del problema, éste depende del caso de estudio, los que van entre 13 millones a 16 millones de variables por cada paso. En total, hay más de 100 millones de variables para cada caso de estudio.

En cuanto a las restricciones que permiten diferenciar el problema de planificación, se consideraron los siguientes aspectos en las restricciones correspondientes a la suficiencia, mínima capacidad instalada de una tecnología y reducción de emisiones.

#### 4.4.1. Margen de suficiencia

La restricción establecida en la ecuación 3.11, se aplica definiendo los siguientes valores de MCRM:

- MCRM = −, equivalente a no tener activa la suficiencia.
- MCRM = 0.5, aplicada en la sensibilidad BASE.
- MCRM = 0.75, aplicada en la sensibilidad ALTA.

Es importante mencionar que estos parámetros son suficiencias que se espera tener en algún período. Pero, hay que tener presente que los países inician suficiencias diferentes según la capacidad firme que tienen en el inicio del período y el consumo en éste. Luego, no se puede utilizar la restricción estricta. Por ende, se utiliza un precio de escasez de capacidad como se mencionó en el capítulo anterior. Este precio de escasez se incluye en la función objetivo cuando se tiene la restricción activa, multiplicando la capacidad reservada. Para este problema se utilizaron precios de escasez entre 1500 y 1600 USD/kW por año en cada país.

No obstante, aún cuando se aplican costos de escasez en toda la región, al aplicar un MCRM= 0.5 siempre es más baja la suficiencia que al aplicar un MCRM = 0.75. En el caso de no MCRM, la optimización hace que la región completa esté abierta a intercambiar energía, por lo cual incluso se tienen países con suficiencias negativas.

#### 4.4.2. Capacidad instalada mínima de generación de un tipo de tecnología en una zona determinada

En el caso de la restricción expresada en la ecuación 3.12, se escoge como zona determinada a Chile, y el tipo de tecnología de interés como la solar. De este modo se puede observar cómo afecta la penetración Solar en Chile la situación de Latinoamérica. Por tanto, la ecuación se puede redefinir de la siguiente manera:

$$\sum_{n \in N_{\text{Chile}}} \sum_{g \in G_{\text{Solar}}} \text{CapG}_t^{n,g} \geq \text{CapGForced}_t^{n,g} \quad \forall t \quad (4.1)$$

Donde,

$N_{\text{Chile}}$ : Corresponde al conjunto de nueve nodos pertenecientes a Chile.

$G_{\text{Solar}}$ : Conjunto de generadores pertenecientes al tipo de tecnología Solar en Chile.

En el caso de la capacidad impuesta por el modelador CapGForced, esta se define por año, de modo de que al año 2040 en las estrategias TXSOL\* haya un mínimo de 53 GW instalados. La curva completa se puede ver en la figura 4.6.

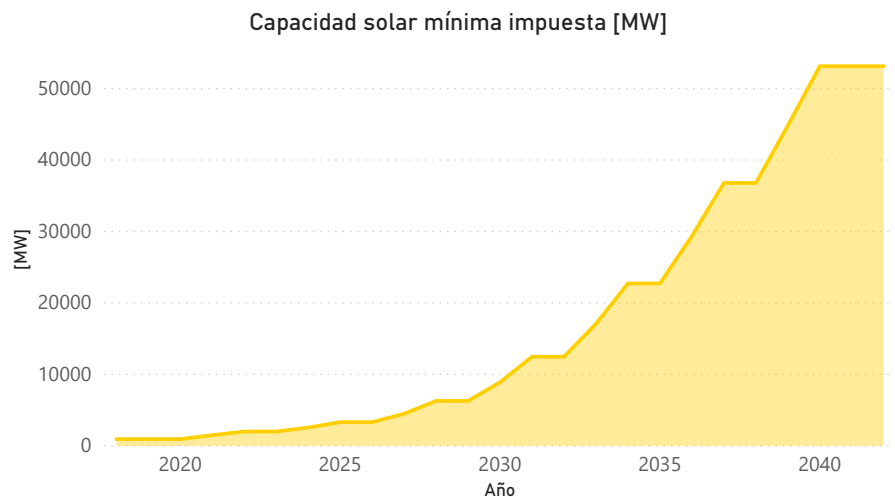


Figura 4.6: Curva capacidad instalada solar mínima impuesta en las estrategias TXSOL\*.

### 4.4.3. Restricciones emisiones de CO<sub>2</sub> anual

La restricción de emisiones presentada en la ecuación 3.14 se aplica para todos los generadores que emiten CO<sub>2</sub> en Latinoamérica. Para esto, se realiza una curva de disminución gradual que se impone al sistema de tal forma de no sobrepasar el límite de las emisiones de CO<sub>2</sub> en las estrategias DESC+ seleccionadas. Esta restricción se aplica desde el año 2025 hasta el final del período de planificación, tal como se muestra en la tabla 4.10.

Tabla 4.10: Límite de emisiones anuales impuesta en la Región para las estrategias DESC+.

Año	Límite de emisiones de CO <sub>2</sub> [t]
2025	360.000.000
2026	355.000.000
2027	350.000.000
2028	345.000.000
2029	340.000.000
2030	335.000.000
2031	330.000.000
2032	325.000.000
2033	320.000.000
2034	315.000.000
2035	310.000.000
2036	305.000.000
2037	300.000.000
2038	295.000.000
2039	290.000.000
2040	285.000.000
2041	280.000.000
2042	275.000.000

## 4.5. Etapa 5: Obtención de resultados

Esta sección se presenta la plataforma de visualización de resultados que se elaboró con Power BI, de Microsoft.

La visualización incluye algunos de los resultados relevantes del estudio realizado, los cuales pueden ser recorridos por año, país, escenario, estrategia, tecnología, entre otros. La página web donde se aloja esta visualización se encuentra en el siguiente enlace:

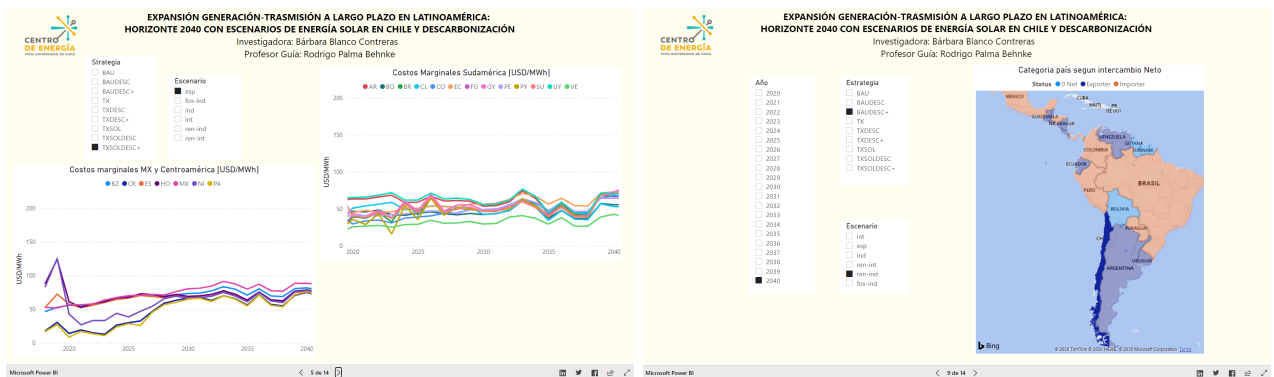
<https://bit.ly/39G30gz>

Al inicio se presenta una imagen con el sistema de estudio propuesto, junto con el listado de países y acrónimos de estos. En las siguientes páginas se hace un recorrido de la capacidad instalada, generación, costos totales del sistema, emisiones, costos marginales, capacidad de las líneas interfronterizas y un mapa de intercambio neto entre países, de los cuales se puede filtrar por las variables de interés por el usuario. Finalmente, se incluyen 4 imágenes correspondientes al análisis *trade-off* que se realiza en Latinoamérica. En la figura 4.7 se presentan algunos ejemplos del *dashboard* elaborado.



(a) Portada

(b) Capacidad instalada



(c) Costos marginales

(d) Intercambio neto de energía

Figura 4.7: Visualización de resultados elaborada en Power BI

## 4.6. Recomendaciones y comentarios

En base a la experiencia obtenida durante el desarrollo de esta investigación, a continuación se incorporan algunas de las recomendaciones y comentarios sobre la modelación del problema, como también el uso del software PLEXOS.

- El problema inicialmente se resolvió en un paso. Sin embargo, se utilizaban curvas de duración simples, lo cual impide representar de forma correcta el comportamiento de los recursos renovables, fundamentalmente solar. Es por esto que se decidió buscar otro mecanismo que permita no incrementar significativamente las variables del problema, pero que permita incorporar de forma más adecuada el comportamiento de los recursos renovables. Así, se decidió dividir el horizonte en 8 pasos con un año sobrepuesto y la utilización del *Slicing Block* para fijar qué horas pertenecen a cada uno de los 5 bloques mensuales configurados.

Ideal sería no realizar las particiones del problema y dejarlo totalmente dinámico. Sin embargo, existe un trade-off entre el recurso computacional que se necesita ante la magnitud del problema y los detalles, elementos que se incorporan, así como también los años de planificación. Por lo cual se recomienda evaluar lo que se quiere representar considerando el servidor o computador que se tiene disponible para ello.

- Se sugiere revisar y mejorar las proyecciones de demanda de cada uno de los países. De igual modo, evaluar las proyecciones de perfiles solares, eólicos e hídricos que se utilizan producto de las fuertes variaciones que se están produciendo hoy en día con el cambio climático, las cuales pueden modificar las proyecciones drásticamente.
- Es importante monitorear que no se tenga desprendimiento de carga, también conocida como energía no servida (*USE*), la cual se debe dejar activada para una correcta modelación, pero con un costo alto de penalización, de modo que no se haga presente en la resolución del problema.
- De igual modo, hay que asegurar que no haya presencia de vertimiento de energía, también denominada capacidad reducida de generadores con costos de combustible, como lo son los convencionales. En el caso de los generadores sin costos, como los renovables, puede haber vertimiento pero este sólo puede ser por carácter económico y no por falta de capacidad de transmisión del sistema. Luego, es de importancia de revisar el porcentaje de vertimiento que se tiene y verificar si el portafolio de líneas de transmisión es el indicado.
- Se recomienda incluir límites anuales de incorporación de tecnologías, ya sean generadores, baterías o líneas, de modo de repartir mejor los recursos a lo largo del horizonte de planificación, para ser realista y no tener grandes inversiones al inicio del período. Asimismo, verificar la correcta conexión o desconexión de los elementos cuando se incluyen o no en una estrategia.
- Por último, es importante mencionar que para los proyectos de líneas y baterías que tengan vida económica menor al horizonte de planificación, sus costos de inversiones no se anualizan, considerando que el horizonte es lo suficientemente largo para amortizar completamente el costo de construcción. En el caso de los generadores, el costo de construcción siempre es anualizado.



# Capítulo 5

## Resultados

En esta sección equivale a la realización de las etapas 5 y 6 descritas en la metodología. En esta se presentan los resultados de los 54 casos de estudio correspondientes a estrategias y escenarios que se detallan en el capítulo 3. Para ello, se irán discutiendo los casos resultantes en base a aspectos claves (como costos y matriz energética) que se consideran necesarios para la toma de decisiones tanto en lo global, es decir, para toda la región de Latinoamérica, y local, para Chile.

### 5.1. Matriz energética

A continuación, se muestra un resumen de los aspectos más relevantes de la matriz energética del sistema eléctrico, a destacar tanto en Latinoamérica como en Chile.

#### 5.1.1. Capacidad instalada en Latinoamérica

La capacidad instalada de generadores en la región se resume en la tabla 5.1. En esta, se puede comprobar el efecto que tiene el nivel de suficiencia que se impone en toda la región, según la cantidad de generadores que se van a instalar o retirar y, por ende, la inversión necesaria que conlleva ese nivel de capacidad en el sistema. Así, al comparar escenarios que se encuentran en las primeras 3 filas (int, esp, ind) con los mismos costos de combustible y capital de inversión, pero con diferente suficiencia, se ve la prominencia en capacidad de los casos ind. Este mismo efecto ocurre cuando se comparan los escenarios ren-int y ren-ind, donde los escenarios ren-ind tienen capacidad instalada mayor. No obstante, en el caso de los escenarios fos-ind se puede ver cómo tienen la menor capacidad. Sin embargo, es importante recordar que en este caso la matriz energética tiene escasas renovables por el alto costo de capital que estas conllevan y la suficiencia depende de la capacidad firme que se tenga en el sistema, donde los generadores convencionales aportan a tener mayor capacidad firme. Esto, se puede ver en la tabla 5.2.

Tabla 5.1: Capacidad instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica

Capacidad instalada total [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	668.686	643.100	639.968	663.105	633.679	627.795	676.074	645.482	624.288
esp	710.194	689.865	708.100	695.091	679.026	690.165	704.071	688.579	692.982
ind	762.841	744.390	755.269	734.095	714.306	729.895	747.827	722.574	731.117
ren-int	755.934	718.517	678.995	745.188	708.850	666.179	761.172	721.243	674.368
ren-ind	782.333	760.236	753.403	780.031	758.808	753.907	789.233	768.537	761.351
fos-ind	661.559	651.766	733.995	625.177	608.556	713.155	668.615	652.540	717.474

A continuación, se puede ver un ejemplo de las capacidades instaladas en donde se incluye la capacidad instalada de las baterías, las cuales se contabilizan y muestran más adelante en la tabla 5.5. En la figura 5.1 se puede ver la diferencia en capacidad instalada para dos casos de estudio correspondientes a TXSOLDESC+ ren-int y TXDESC+ ren-ind. En ella se evidencia la diferencia en capacidad instalada que se presenta cuando se impone una restricción alta de suficiencia como en los casos ind\*. Es importante destacar que los casos presentados incluyen planes de descarbonización drástica en donde se observa el retiro de centrales de carbón, diésel y gas, siendo la tecnología gas menos afectada cuando la suficiencia requerida es alta.

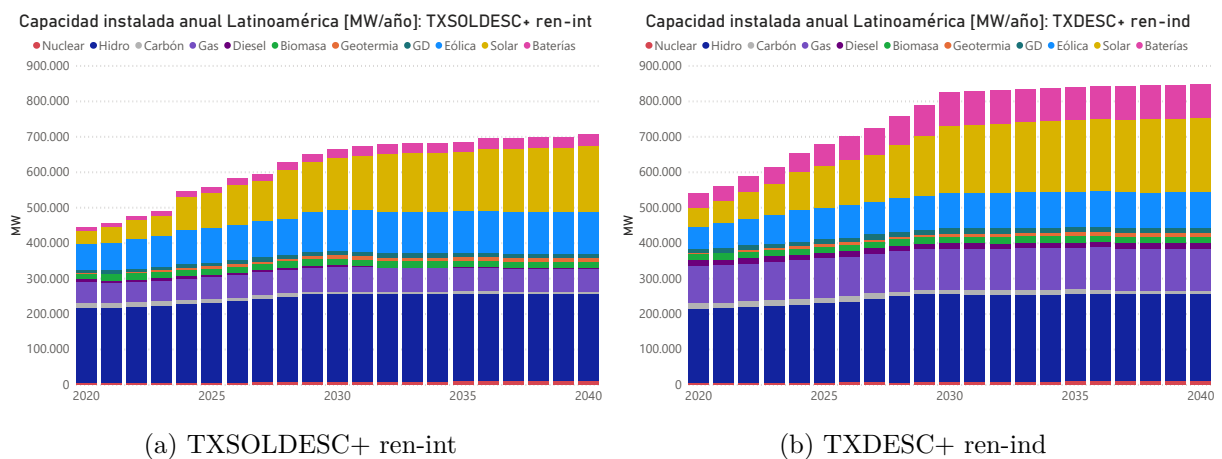


Figura 5.1: Capacidad instalada: Contraste suficiencia

En las figuras de 5.2 se ve el contraste en el mix tecnológico cuando se presenta un escenario que disminuye los costos de combustibles como lo es el fos-ind versus un escenario esp. Dicha diferencia se puede ver también al comparar las figuras 5.1 y 5.2.

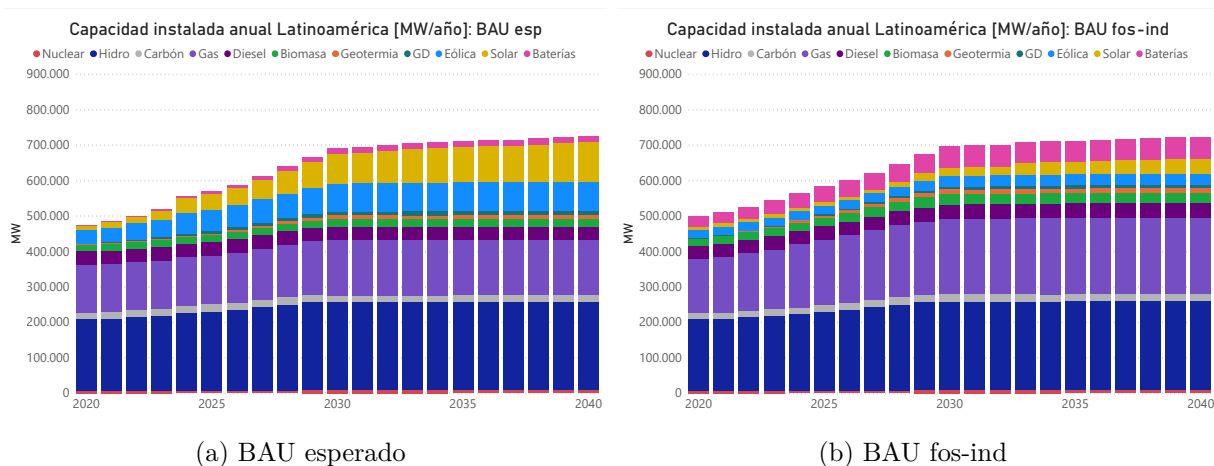


Figura 5.2: Capacidad instalada: Contraste mix tecnológico

Otra diferencia que se observa en las capacidades instaladas, es la cantidad de sistemas de almacenamiento en cada uno de los casos, cantidad que depende fuertemente de la suficiencia y penetración de energías renovables, lo cual se detalla en la subsección de almacenamiento.

Con respecto a las estrategias, cuando se tienen retiros de centrales generadoras contaminantes, la capacidad instalada total y firme se disminuyen según el nivel de la descarbonización. Es así cómo las estrategias DESC+ tienen la menor capacidad firme, llevando incluso a 481.815 MW en el caso TXSOLDESC+ int, donde no se imponen restricciones de suficiencia a la optimización.

Tabla 5.2: Capacidad firme total de generación al 2040 en Latinoamérica

Capacidad firme Latinoamérica [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	527.684	501.722	483.380	538.664	510.027	483.479	541.249	510.706	481.815
esp	566.995	556.027	555.542	577.258	563.386	559.643	578.348	562.877	558.752
ind	640.881	634.023	632.586	630.775	615.277	613.822	631.960	621.215	618.997
ren-int	572.447	536.367	502.588	571.358	537.551	497.692	579.252	542.018	498.083
ren-ind	652.995	642.912	637.708	643.994	632.410	627.416	645.060	634.061	628.355
fos-ind	632.701	628.729	629.946	617.716	613.223	611.466	623.159	617.193	610.888

#### 5.1.1.1. Margen de suficiencia

Las reservas totales de capacidad para los niveles de suficiencia en Latinoamérica se muestran en la tabla 5.3, donde se comprueba el mismo efecto mencionado con respecto a la capacidad firme. Desde aquí, se visualiza que los escenarios ren-ind son los que tienen mayor índice de margen de suficiencia debido al menor costo en inversiones renovables y la disminución de capacidad de transmisión. Al tener una alta suficiencia hace necesario tener un mayor mix de reservas para contrarrestar los efectos de intermitencia producidos con las energías renovables.

Tabla 5.3: Margen de suficiencia total al 2040 en Latinoamérica

Margen de suficiencia Latinoamérica [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	154.979	129.016	110.674	166.399	137.322	109.893	168.544	138.001	109.550
esp	194.290	183.321	182.837	204.993	190.681	186.058	206.082	190.172	186.486
ind	268.175	261.318	260.321	258.070	242.572	240.237	259.694	248.510	246.732
ren-int	199.742	163.662	129.443	198.653	164.846	124.106	206.547	169.313	125.818
ren-ind	280.290	270.207	265.003	271.729	259.705	253.831	272.794	261.356	256.090
fos-ind	259.995	256.024	257.241	245.891	240.518	237.881	250.454	244.488	238.622

### 5.1.1.2. Capacidad instalada solar

Dado el énfasis a la penetración solar, se muestra a continuación la tabla 5.4 donde se encuentra la capacidad instalada solar y GD solar en toda la región. Desde esta tabla, se puede ver cómo influye la opción de tener más candidatos de interconexiones entre los países y su relación con las energías renovables. El caso TXSOLDESC+ ren-ind, presenta la mayor penetración solar alcanzando los 227.729 MW. En el caso de tener estrategias de descarbonización se aprecia cómo estas incentivan de igual forma el aumento de centrales fotovoltaicas.

Tabla 5.4: Capacidad solar instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica

Capacidad instalada solar total Latinoamérica [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	103.021	107.790	134.239	111.986	116.302	146.768	127.582	131.597	154.705
esp	118.075	119.133	146.240	121.337	132.210	153.418	131.500	146.592	164.262
ind	146.596	148.135	169.770	142.040	147.066	168.305	154.112	156.561	172.148
ren-int	162.952	166.535	176.151	158.504	168.395	176.243	179.720	183.729	192.478
ren-ind	193.489	197.137	206.046	194.002	213.205	218.832	207.446	222.079	227.729
fos-ind	48.336	55.638	128.575	38.815	37.169	124.203	81.870	83.367	143.554

### 5.1.1.3. Capacidad instalada de almacenamiento

Otra relación de interés es la penetración renovable y la instalación de sistemas de almacenamiento. En la tabla 5.5 se puede ver la capacidad instalada de dichos sistemas. Se aprecia cómo al tener una mayor inserción de renovables al sistema, el aumento de los sistemas de almacenamiento es directamente proporcional. Este comportamiento se puede detectar al comparar las tres primeras filas (int, esp e ind) y las filas 4 y 5 (ren-int y ren-ind) donde, a medida que se exige una mayor suficiencia al sistema, la capacidad instalada renovable es mayor, por ende también la de almacenamiento. Por otro lado, se ve que la fila con suficiencia alta fos-ind tiene una capacidad instalada predominante de almacenamiento, aún cuando la capacidad renovable es baja. Esto se explica producto de que los sistemas de almacenamiento entran en la ecuación de margen de suficiencia considerando su capacidad como capacidad firme.

Tabla 5.5: Capacidad total de almacenamiento instalado al 2040 en Latinoamérica

Capacidad instalada almacenamientos [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	5.944	6.146	13.727	14.581	15.785	15.905	13.832	14.120	20.655
esp	16.782	25.544	29.203	29.549	36.843	38.420	28.251	35.622	39.573
ind	56.282	67.445	70.920	59.331	64.941	62.032	54.868	68.840	67.518
ren-int	23.737	23.918	29.843	21.562	25.388	29.745	25.370	26.438	31.459
ren-ind	93.040	103.976	107.957	76.910	92.765	94.677	76.520	90.721	94.045
fos-ind	59.911	68.742	54.893	70.035	78.783	49.733	63.223	71.565	53.517

#### 5.1.1.4. Generación en Latinoamérica

A modo de ilustración, a continuación hay ejemplos del comportamiento de la generación en Latinoamérica para algunos casos de estudio. En la figura 5.3 se encuentran los casos BAU esp y BAUDESC+ esp. Desde aquí se puede ver que al aplicar una estrategia DESC+ se reemplaza el suministro de generadores que emiten gases de efecto invernadero correspondientes a carbón, diésel, gas y incluso biomasa. Por lo cual, aumenta la generación de eólicas, energía solar y GD.

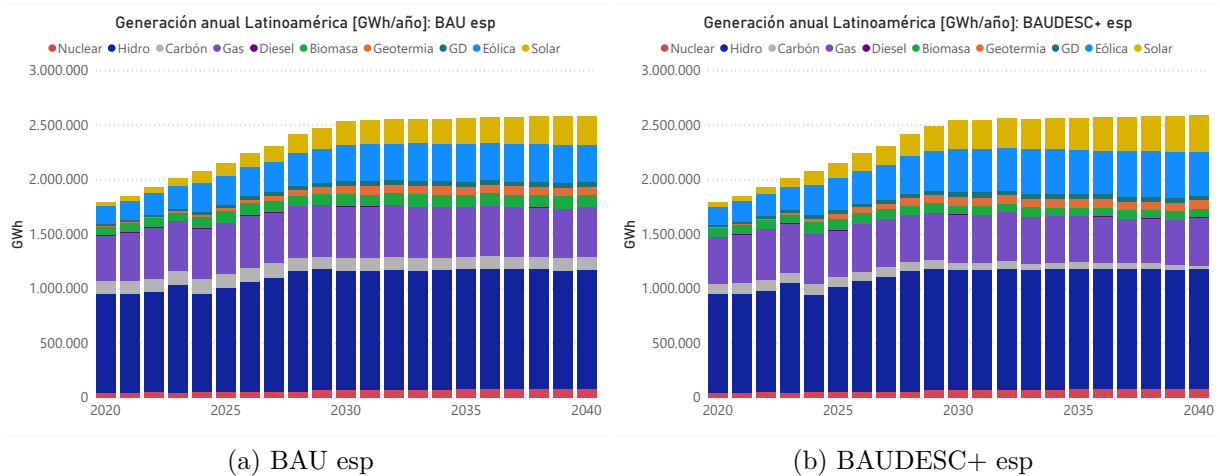


Figura 5.3: Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización estrategias BAU\*

Es interesante ver el comportamiento que tienen las estrategias que incluyen un plan de transmisión aumentado, como lo son TX\* y TXSOL\*. En la figura 5.4 se puede ver 5.4a un aumento considerable del uso de las tecnologías de gas y biomasa. Esto, primero, por el bajo costo combustible del gas y, segundo, por el alto costo de inversión en eólicas y solares, por lo cual se prefiere aumentar tecnologías con costos bases, como es el caso de la biomasa. Ahora bien, cuando se aplica la estrategia DESC+, para cumplir las metas anuales de emisiones, está restringido el uso de las tecnologías fósiles. Aún teniendo costos de inversión altos las renovables, se invierte en ellas para reemplazar la generación convencional como se ve en la figura 5.4b.

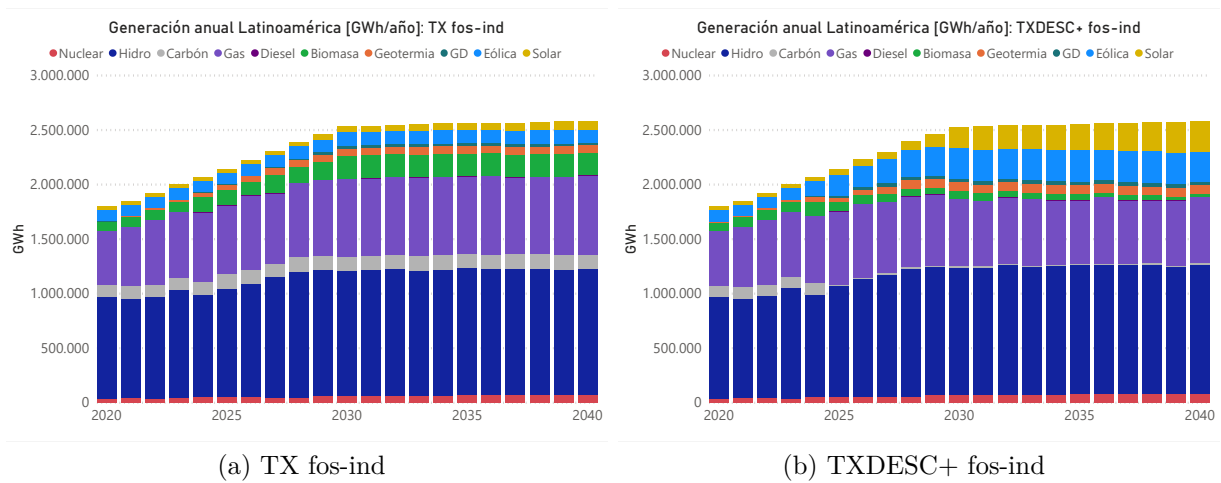


Figura 5.4: Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización escenario fos-ind

### 5.1.2. Capacidad instalada en Chile

En el caso local de Chile, la capacidad instalada de los generadores proyectada al año 2040 se resume en la tabla 5.6. Se observa cómo un aumento de los candidatos en líneas de transmisión como estrategia permite un aumento de la capacidad instalada de generación local, lo cual es acorde a las posibilidades de Chile de ser exportador de energía a la región.

Al igual que en Latinoamérica, la capacidad instalada en Chile tiende a aumentar a medida que se va cambiando la suficiencia, tal como se ve en las filas int, esp y ind, como también al comparar los escenarios ren-int y ren-ind. Respecto de las estrategias, se puede ver cómo las DESC\* y DESC+\* van disminuyendo sus capacidades instaladas al permitir el retiro de centrales, más aún cuando es drástica la descarbonización.

Tabla 5.6: Capacidad instalada total de generación al 2040 en Latinoamérica

Capacidad instalada total Chile [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	44.529	43.442	43.000	56.953	55.147	55.767	77.104	73.051	65.515
esp	43.434	42.386	42.352	65.696	60.115	62.115	76.174	72.290	70.744
ind	45.527	44.608	44.853	64.233	61.978	64.510	77.488	70.340	70.462
ren-int	54.820	50.681	46.489	51.143	49.635	48.206	77.409	71.774	65.487
ren-ind	53.719	49.747	46.631	61.566	57.790	57.772	77.284	71.302	70.106
fos-ind	38.471	38.410	43.437	40.899	40.867	61.782	86.686	84.025	76.652

A continuación, se ven ejemplos de distintos casos de estudio en donde se visualiza el mix de tecnologías en Chile. En la figura 5.5 se encuentran los casos BAU esp y BAUDESC fos-ind. Se observa la matriz energética cuando se presenta un escenario fos-ind, en donde la capacidad instalada en Chile mayoritariamente está compuesta por gas. En cambio en el caso BAU esp se ve el como Chile predomina un aumento de las tecnologías renovables, aún cuando los costos de inversión son los esperados.

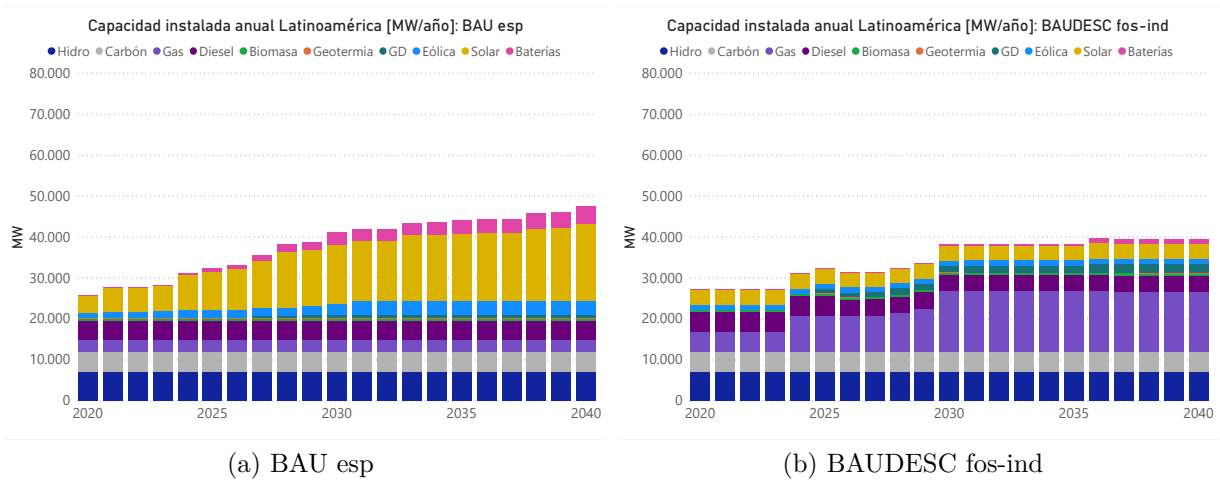


Figura 5.5: Capacidad instalada: Contraste mix tecnológico

En los escenarios ren-int se puede apreciar más aún el aumento de las tecnologías renovables y sistemas de almacenamiento. Al tener estrategias DESC+ se puede ver cómo se retiran las centrales de carbón. También, al aplicar estrategias TXSOLDESC+ el retiro de centrales es mayor y permite la eliminación casi total de las centrales de gas y diésel, lo cual se logra por el mismo reemplazo de sistemas solares. De igual modo, la estrategia TXSOLDESC+ tiene un aumento en la capacidad instalada al 2040, lo cual se traduce en más energía solar exportada. Es importante destacar en los escenarios ren\* al tener bajos costos de inversión renovables como se tiene un aumento de generadores mayor al inicio del periodo de planificación.

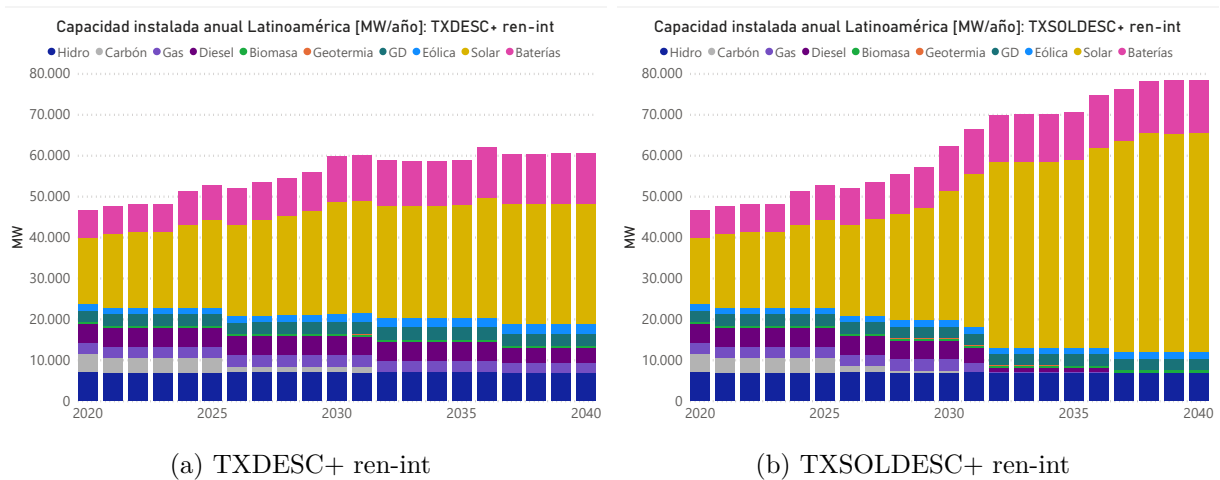


Figura 5.6: Capacidad instalada: contraste alta penetración solar

La capacidad firme del sistema se encuentra en la tabla 5.7. Aquí se observa que las estrategias TX\* y TXSOL\* tienen una capacidad firme mayor y a su vez también aumenta cuando la energía renovable es mayor.

Al comparar el comportamiento de la capacidad firme de Chile con la de Latinoamérica, se puede ver que para las estrategias TX\* y TXSOL\* el nivel de suficiencia aumenta la

capacidad firme del sistema, lo cual se observa comparando el conjunto de escenarios int, esp e ind, y el conjunto ren-int y ren-ind. En contraste, en las estrategias BAU\* solamente ocurre este fenómeno para los escenarios esp e ind, pero en los escenarios int la capacidad firme toma un valor intermedio a las estrategias esp e ind. Cabe recordar que en estos casos no se tiene restricción de suficiencia activa.

Tabla 5.7: Capacidad firme total de generación al 2040 en Chile

Capacidad firme Chile [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	31.390	30.437	30.446	38.594	37.487	37.232	43.627	40.165	39.144
esp	30.406	29.404	29.937	47.933	47.686	47.749	49.262	47.232	47.367
ind	33.262	32.919	32.879	50.735	50.048	50.685	52.055	49.048	49.110
ren-int	41.002	36.859	32.326	38.594	38.080	37.162	50.753	46.300	39.212
ren-ind	39.578	35.774	34.154	50.860	48.372	48.372	53.058	50.705	49.647
fos-ind	33.273	33.164	32.667	49.435	49.420	48.684	54.856	53.297	48.759

### 5.1.2.1. Margen de suficiencia en Chile

Con respecto al margen de suficiencia en el sistema chileno, se puede ver en la tabla 5.8 cómo en los escenarios int\* de las estrategias TX\* y TXSOL\*, al no imponer límites de suficiencia a seguir, producen el menor de los requerimientos de reserva. Estos requerimientos incluso son negativos, producto del intercambio que se produce en la región. Por ende, Chile tiene una dependencia con otros países para abastecer su suministro, aún cuando sigue siendo exportador energético en los casos de TXSOL\*. Otro aspecto relevante se observa en las estrategias BAU\*, que presentan mayor cantidad de reservas de capacidad, producto de la poca conexión y, en el caso de los escenarios ren-int y ren-ind, se decide instalar mayor cantidad de centrales renovables por sus precios, llevando incluso a 20.624 MW de reservas.

Tabla 5.8: Capacidad de reservas totales de generación al 2040 en Chile

Margen de suficiencia Chile [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	11.011	10.059	10.068	-984	-2.091	-2.347	4.049	587	-434
esp	10.028	9.026	9.559	8.355	8.108	8.170	9.683	7.653	7.788
ind	12.884	12.541	12.501	11.156	10.470	11.106	12.476	9.470	9.531
ren-int	20.624	16.480	11.947	-984	-1.498	-2.416	11.175	6.721	-367
ren-ind	19.199	15.396	13.775	11.282	8.793	8.793	13.480	11.126	10.069
fos-ind	12.895	12.785	12.288	9.856	9.842	9.106	15.277	13.719	9.181



### 5.1.2.2. Capacidad solar en Chile

La capacidad solar en Chile se resume en la tabla 5.9, de la cual se extrae que llevar a cabo estrategias con mayor número de interconexiones resulta en el aumento de sistemas de generación solar. Por otro lado, la seguridad de suministro es relevante y parte fundamental, tal como se puede ver en los escenarios ren-int de las estrategias TXSOL\*. Aquí la capacidad solar es menor comparada con otros posibles futuros, a causa de la nula suficiencia requerida. Por lo tanto, se importa energía desde fuera del país.

Es importante notar la restricción de capacidad solar impuesta: está siempre activa en todos los escenarios solares donde se superan los 53 GW instalados y la capacidad máxima se presenta en el caso de estudio TXSOLDESC esp con 55.933 MW.

Tabla 5.9: Capacidad instalada solar total de generación al 2040 en Chile

Capacidad instalada solar total Chile [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	20.034	19.877	25.885	33.846	34.964	35.875	55.289	55.592	55.761
esp	18.863	18.873	25.463	42.768	39.976	41.668	54.323	55.933	55.614
ind	21.234	21.824	26.891	41.741	42.524	44.712	55.760	54.469	54.404
ren-int	27.866	27.768	29.203	27.208	31.779	31.565	54.885	55.025	55.711
ren-ind	26.388	26.737	30.339	38.599	39.225	39.062	55.203	55.452	55.520
fos-ind	5.917	5.934	20.049	5.777	5.777	28.931	53.198	53.041	54.731

La capacidad instalada solar en Chile, al igual que en Latinoamérica, siempre para las estrategias DESC+\* es mayor el aumento de potencial solar, en contraste con las otras estrategias. De igual modo, para los escenarios fos-ind se ve una clara disminución de la capacidad renovable solar, al igual que Latinoamérica. En las estrategias TXSOL\* el aumento que se tiene es solamente por la restricción activa de aumento solar y se ve reflejada la cifra en la tabla 5.4 de Latinoamérica, comparando con las estrategias BAU\* y TX\*.

### 5.1.2.3. Capacidad instalada almacenamiento en Chile

Con respecto a la capacidad de almacenamiento instalada al año 2040 en Chile, se presenta en la tabla 5.10. De esta se infiere la predominancia de este tipo de tecnologías al ser usada en los casos de descarbonización, viendo un gran aumento en su uso. De igual manera, al ser elementos que aportan a la suficiencia en el sistema, se ve presente su crecimiento cuando se tienen restricciones de reservas mínimas, como en los escenarios esp\* e ind\*, con un comportamiento similar a lo ocurrido en toda la región.

Tabla 5.10: Capacidad total de almacenamiento instalado al 2040 en Chile

Capacidad instalada almacenamiento Chile [MW]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	4.833	4.821	10.038	7.324	8.520	8.474	6.566	6.856	12.897
esp	4.171	4.110	9.426	14.058	16.957	16.350	12.473	14.672	16.144
ind	5.691	6.427	9.901	17.417	19.098	18.829	14.904	17.378	17.294
ren-int	11.113	10.928	11.311	8.985	12.273	12.338	13.427	13.964	12.938
ren-ind	9.980	10.097	12.058	18.220	19.115	19.058	15.883	18.748	18.844
fos-ind	1.064	1.058	4.301	14.822	14.839	9.027	8.376	9.185	11.322

### 5.1.3. Generación anual en Chile

Al igual que para Latinoamérica, se seleccionan algunos de los casos de estudios para ilustrar el comportamiento de la generación en Chile. Uno de los primeros aspectos notables, tanto en la figura 5.7 como en 5.8, aumenta durante el horizonte de planificación la generación solar independiente si se está en un escenario favorable.

En las figuras 5.7 se compara la estrategia BAU en los escenarios int e ind. Desde ésta, se infiere cómo tener un margen de suficiencia mayor como en los escenarios ind, por ende mayor capacidad de instalada, permite abastecer con mayor generación renovable, como se ve en 5.7b con un aumento en eólicas, solares y GD, en contraste con la disminución del uso de gas y carbón.

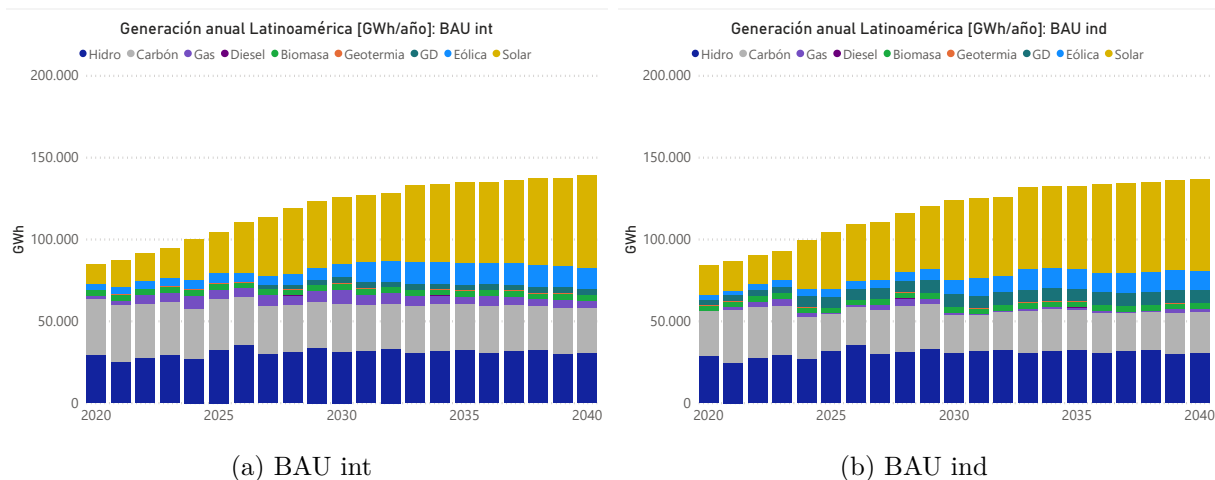


Figura 5.7: Generación anual Latinoamérica: contraste descarbonización en estrategia BAU

En la figura 5.8 se observa el efecto de la descarbonización en los casos TXDESC+ fos-ind y TXSOLDESC+ ren-int. Cuando se tienen escenarios fos-ind se puede ver como aún teniendo un gran aumento de generación por gas, la generación solar incrementa drásticamente aunque no se tiene un plan de alta penetración solar, como se aprecia en 5.8a. De igual modo en Latinoamérica, el uso del carbón desde el 2025 disminuye drásticamente, período en donde inicia la restricción de emisiones. Por otro lado, en presencia de un escenario ren-int, como se muestra en la figura 5.8b desde el inicio del período de planificación se puede ver cómo Chile

prácticamente abastece su demanda energética con 100% energías renovables y, en el caso de tener una estrategia TXSOL\*, la generación es mayor producto de que las exportaciones también aumentan.

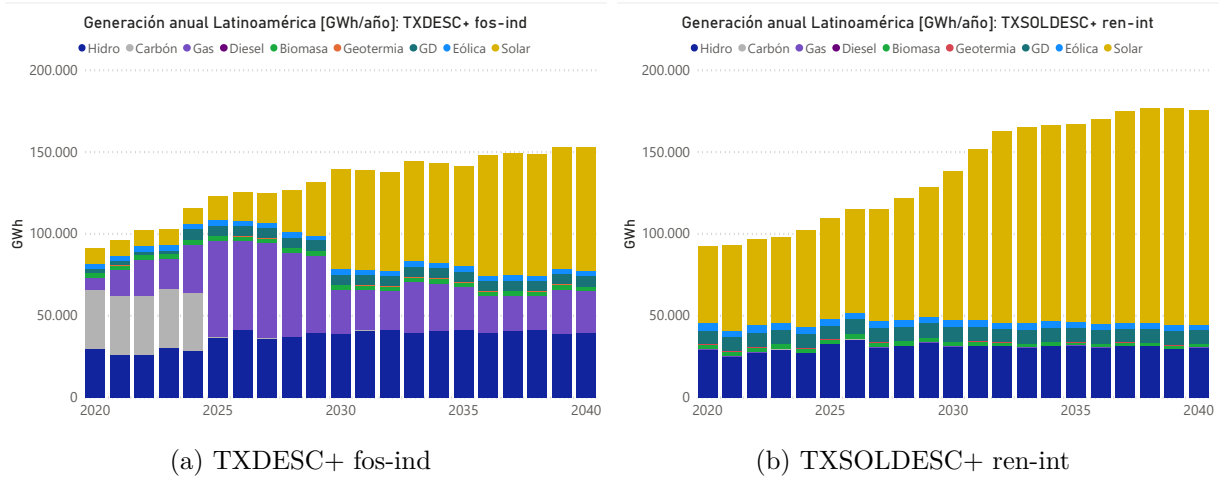


Figura 5.8: Generación anual Chile: contraste escenarios en estrategias DESC+

## 5.2. Capacidad de transmisión

El sistema de transmisión es parte fundamental del problema planteado. Es importante recordar que los candidatos de transmisión en las estrategias BAU son restringidos, por lo cual se decide presentar en forma segmentada la tabla 5.11. Desde aquí, se puede observar una simetría en la totalidad de los casos, siendo la diferencia entre el de menor capacidad instalada en el BASUDESC+ ren-ind y el BAU int de 535 MW. En este mismo sentido, los casos de ind\* presentan menor grado de interconexión con respecto a los escenarios esp, int y ren-int, a excepción del escenario fos-ind.

Un aspecto a destacar es el comportamiento que se presenta en los escenarios fos-ind, donde la interconexión permite adquirir el menor costo fósil de la región a partir del aumento de interconexiones. Este fenómeno se puede observar en mayor medida en la tabla de costos marginales ponderados 5.28 con las estrategias BAU y BAUDESC, y en la tabla de desviación estándar 5.29. En esta tabla, aún cuando los costos marginales aumentan en el caso BAUDESC+ en la región, se tiene una menor desviación estándar en los costos marginales, producto del reemplazo de carbón y diésel que se debe realizar para mantener el límite de emisiones permitidas al 2040, pero un aumento en la capacidad de transmisión.

Tabla 5.11: Capacidad de transmisión instalada al 2040 internacional casos BAUs

Capacidad de exportación [MW]			
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+
int	18.297	18.252	18.243
esp	18.246	18.202	18.195
ind	18.192	18.174	18.165
ren-int	17.992	17.856	17.908
ren-ind	17.953	17.843	17.762
fos-ind	18.291	18.136	18.285

En relación a la capacidad de exportación de las estrategias TX\* y TXSOL\*, cerca de 15 GW son excluidos de sumarse en la tabla 5.12, puesto que se incorporan al inicio del período de estudio, como se detalló en el capítulo previo.

Comparando cómo actúa la capacidad en las diferentes estrategias de alta transmisión, en la tabla 5.12 se aprecia un aumento en las interconexiones cuando se tiene una mayor penetración solar desde Chile, de hasta un 65.577 MW en el caso TXSOLDESC+ int. Esto es equivalente a un aumento del 16 % en comparación con su símil de la estrategia TXDESC+.

Por otro lado, se observa que los escenarios ren-int y ren-ind no tienen la mayor capacidad instalada de intercambio transfronterizo, debido a que los costos de almacenamientos también son bajos en estos escenarios, por ende permite gestionar de manera interna mejor los recursos energéticos.

Tabla 5.12: Capacidad de transmisión instalada al 2040 internacional casos TXs y TXSOs

Capacidad de exportación [MW]				Capacidad de exportación [MW]			
	TX	TXDESC	TXDESC+		TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	55.786	55.313	56.597	int	64.994	64.336	65.577
esp	53.815	49.781	53.249	esp	59.180	58.450	61.275
ind	50.508	49.846	51.270	ind	58.738	55.752	58.373
ren-int	47.064	48.402	48.586	ren-int	53.323	54.289	54.047
ren-ind	47.344	46.968	46.797	ren-ind	52.794	52.147	51.908
fos-ind	45.889	45.432	49.930	fos-ind	59.858	59.760	61.689

## 5.2.1. Intercambio neto en Chile

A continuación, se mostrarán los intercambios netos energéticos que se tienen en Chile en diferentes períodos del horizonte de planificación.

### 5.2.1.1. Intercambio neto 2020

En la tabla 5.13 se encuentra el intercambio neto que se realiza al final del año 2020 en todos los casos de estudio. En esta se puede ver cómo las estrategias BAU presentan intercambio negativo en escenarios int, esp, ind y ren-ind. En estas estrategias Chile se

comporta como importador de energía en toda la región. En contraste, en los casos ren-int, los bajos costos de capital para las energías renovables facilitan el ingreso de esta tecnología. De igual modo, en las estrategias fos-ind, los bajos costos combustibles permiten que Chile genere energía de exportación a partir del gas.

Tabla 5.13: Intercambio neto de energía en el año 2020.

Intercambio neto Chile 2020 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	-1.316	-1.206	-1.023	27.845	27.934	28.635	27.845	27.934	28.635
esp	-2.374	-2.345	-1.804	33.259	32.448	32.519	33.259	32.447	32.520
ind	-1.474	-1.512	-1.448	31.365	31.090	30.949	31.365	31.089	30.946
ren-int	2.106	1.959	1.012	5.290	5.826	5.341	5.291	5.826	5.341
ren-ind	-1.685	-1.681	-530	21.816	19.707	19.626	21.815	19.708	19.626
fos-ind	2.703	2.635	2.640	4.746	5.402	5.282	5.695	6.170	6.892

Otro aspecto importante a resaltar en el inicio del período de planificación consta en que no se presentan grandes diferencias de intercambio neto entre los casos de TX\* y TXSOL\*. Por otro lado, es de notar que al inicio del período se agregan candidatos de líneas que hacen la diferencia entre las estrategias TX\* y TXSOL\* con las estrategias BAU\*.

### 5.2.1.2. Intercambio neto 2025

La tabla 5.14 muestra el intercambio neto que se realiza al final del año 2025 en todos los casos de estudio. En esta, se puede ver la evolución que presenta el intercambio energético chileno, siendo ahora las estrategias BAU\* principalmente importadoras de energía. De igual modo, se ve una disminución del intercambio energético en las estrategias de TX\* y TXSOL\*, debido al desarrollo renovable que se empieza a llevar a cabo en el resto de la región.

Tabla 5.14: Intercambio neto de energía en el año 2025.

Intercambio neto Chile 2025 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	-1.868	-1.616	-102	25.286	26.193	20.900	25.285	26.194	20.901
esp	-3.801	-3.114	-2.828	37.003	32.077	31.049	37.002	31.649	31.047
ind	-1.828	-1.860	-2.585	39.548	30.058	31.859	39.715	30.671	32.041
ren-int	-255	-558	-411	-1.036	3.116	2.436	-1.060	3.116	2.494
ren-ind	-3.879	-3.524	-1.219	22.786	20.564	20.516	22.787	20.564	20.514
fos-ind	3.873	3.815	-537	15.048	12.542	16.710	24.052	21.607	27.003

### 5.2.1.3. Intercambio neto 2030

En la tabla 5.15 se detalla el intercambio neto al finalizar el año 2030 en cada caso de estudio. En esta tabla ya se puede notar una mayor diferencia en las exportaciones que realiza Chile al extranjero en las estrategias de TX\* y TXSOL\*, donde esta última presenta mayor exportaciones.

Tabla 5.15: Intercambio neto de energía en el año 2030.

Intercambio neto Chile 2030 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	-2.225	-2.053	-627	22.206	22.057	13.562	26.325	26.894	21.230
esp	-5.072	-4.749	-4.671	40.028	26.272	26.132	43.515	34.933	32.668
ind	-4.813	-4.709	-4.993	34.157	31.781	30.890	44.889	38.888	37.875
ren-int	-652	-509	513	-6.719	2.902	-210	2.306	9.895	8.774
ren-ind	-3.815	-2.941	274	20.497	17.079	17.019	27.549	20.236	20.299
fos-ind	3.693	3.867	-446	10.776	9.920	10.947	50.085	53.666	45.577

#### 5.2.1.4. Intercambio neto 2035

Para el año 2035 el intercambio neto en Chile se muestra en la tabla 5.16 en todos los casos de estudio. En esta, la transferencia de energía es más notoria entre las estrategias de TX\* y TXSOL\* con diferencias incluso cuatro veces mayor para las TXSOL\*. En este año se pueden apreciar las variaciones en las estrategias BAU\*, donde en algunos posibles futuros Chile cambia a ser exportador de energía a la región pese a las escasas candidatas líneas de transmisión.

Tabla 5.16: Intercambio neto de energía en el año 2035.

Intercambio neto Chile 2035 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	309	207	756	15.834	16.341	10.770	45.242	41.119	41.517
esp	-2.969	-3.146	-2.920	35.430	21.280	21.024	48.582	49.071	50.662
ind	-2.040	-2.772	-3.036	30.157	27.155	26.260	41.648	44.954	44.542
ren-int	-453	41	1.010	-10.047	427	-2.284	30.099	30.848	31.237
ren-ind	-1.897	-909	542	17.861	14.357	14.304	44.376	43.853	44.062
fos-ind	3.628	3.636	-1.029	7.675	7.055	6.679	62.856	60.962	55.156

#### 5.2.1.5. Intercambio neto 2040

Ya en el último período, en la tabla 5.17 se encuentra el intercambio neto de energía que se tiene en Chile en el año 2040. En este se caso se puede ver que Chile en las estrategias TX\* y TXSOL\* es exportador de energía. Adicionalmente, es interesante ver la exportación que se presenta las estrategias fos-ind, donde no solamente se exporta energía solar producto de la restricción de aumento de la energía fotovoltaica en Chile mayor a 50 GW, sino que también se exporta energía fósil dado el bajo costo de combustible, que vienen principalmente de generadores de tecnología a gas.

Tabla 5.17: Intercambio neto de energía en el año 2040.

Intercambio neto Chile 2040 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	76	-277	463	13.337	13.203	12.771	48.674	45.845	54.972
esp	-2.768	-3.329	-2.132	32.272	20.525	22.244	51.875	50.679	54.019
ind	-2.299	-2.969	-2.168	25.480	25.629	28.922	53.892	47.402	49.940
ren-int	-7	469	1.194	-13.351	-2.373	-4.414	36.664	37.982	35.109
ren-ind	-1.823	-1.362	1.309	13.745	12.523	12.297	42.520	44.896	45.153
fos-ind	2.781	2.952	-673	4.862	4.434	14.118	64.368	61.785	62.035

### 5.2.1.6. Intercambio neto acumulado todo el periodo de planificación

Como balance completo del intercambio energético que se realiza durante todo el período de planificación para Chile se encuentra en la tabla 5.18. La cantidad de intercambio neto de energía permite cuantificar el beneficio que le trae a Chile la interconexión, más aún tener una estrategia de penetración solar.

Tabla 5.18: Intercambio neto de energía hasta el año 2040.

Intercambio neto Chile horizonte 2020-2040 [GWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	-23.215	-22.567	-5.908	428.314	432.920	346.088	731.862	708.638	686.176
esp	-76.675	-75.461	-68.735	732.033	537.394	521.018	844.919	747.523	739.088
ind	-61.230	-66.253	-71.518	659.670	582.864	591.657	853.353	737.710	748.369
ren-int	6.698	8.743	15.073	-118.436	47.347	407	314.277	371.039	354.659
ren-ind	-54.369	-41.273	-1.408	382.969	328.071	323.433	593.264	557.034	555.363
fos-ind	77.149	77.197	-142	207.725	186.156	220.751	881.074	863.037	823.579

## 5.3. Costos del sistema

### 5.3.1. Costos totales del sistema en Latinoamérica

La tabla 5.19 presenta los costos totales del sistema, correspondientes a costos de inversión y operación a lo largo del horizonte de planificación planteado al 2040. La tabla incluye un mapa de calor que hace más visibles las diferencias entre los casos estudiados. De este modo, la tonalidad azul oscuro presenta los costos más elevados en el sistema, mientras que los espacios en blanco los más bajos. Como es de esperar, al tener estrategias reacias a la integración latinoamericana como lo son BAU, BAUDESC y BAUDESC+, el costo total del sistema es mayor que en los casos estratégicos TX\* y TXSOL\*. Siguiendo la lógica anterior, las estrategias TXSOL\* también tienen costos mayores a los TX\*, lo cual concuerda que el aumento de flexibilidad al incorporar una mayor cantidad de candidatos de transmisión, aplicándole una restricción adicional, como lo es la capacidad instalada mayor o igual a 50 GW de sol en Chile al 2040.

Tabla 5.19: Costos totales.

Costos totales del sistema [MMM USD]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	1.622	1.612	1.618	1.529	1.517	1.518	1.538	1.525	1.525
esp	1.686	1.686	1.685	1.578	1.585	1.600	1.581	1.589	1.602
ind	1.789	1.790	1.790	1.663	1.667	1.668	1.672	1.685	1.679
ren-int	1.628	1.611	1.579	1.491	1.473	1.444	1.499	1.479	1.449
ren-ind	1.679	1.681	1.657	1.534	1.540	1.515	1.535	1.543	1.520
fos-ind	1.536	1.546	1.684	1.444	1.453	1.592	1.486	1.505	1.611

En la tabla 5.19 el costo mayor del sistema es para el caso BAUDESC ind, equivalente a 1.790 MMM USD. Por el contrario, el caso con menor alza es el TXDESC+ ren-int de 1.444 MMM USD. Por lo tanto, el rango de diferencia que tienen los costos del sistema según estrategia considerada y escenario posible es de 346 MMM USD.

Otro aspecto que se puede notar es la imposición de margen de suficiencia mínima en la capacidad de cada uno de los países. Esto implica tener instalada mayor cantidad de máquinas dispuestas a operar, lo cual se traduce en un aumento de los costos fijos de mantenimiento y operación. Es por esta razón que los escenarios ind tienen un costo más elevado que los esp e int. Este efecto se destaca con mayor claridad cuando se permite el retiro de centrales contaminantes, más aún cuando los costos de combustibles son mayores, como en los escenarios renovables propuestos.

La tabla 5.20 presenta el margen porcentual de elevación en los costos del sistema, al comparar las estrategias de carácter BAU\* y TXSOL\* con las estrategias TX\* que presentan los costos más bajos. Desde aquí, se observa que las mayores diferencias son al tener un sistema con escasas opciones de integración, llegando a tener un aumento de costos de 9,5% y 9,4% en los casos BAU ren-ind y BAUDESC+ ren-int. Estos casos BAU\* reflejan no tener suficientes posibilidades de expansión en transmisión e impiden el desarrollo de renovables libremente, aún cuando sus costos de inversión son bajos.

Tabla 5.20: Diferencia costos totales.

Escenario	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	6,11 %	6,24 %	6,62 %	0,57 %	0,53 %	0,48 %
esp	6,87 %	6,35 %	5,36 %	0,19 %	0,24 %	0,15 %
ind	7,54 %	7,38 %	7,29 %	0,53 %	1,05 %	0,65 %
ren-int	9,13 %	9,38 %	9,40 %	0,49 %	0,41 %	0,34 %
ren-ind	9,50 %	9,20 %	9,39 %	0,12 %	0,20 %	0,33 %
fos-ind	6,38 %	6,39 %	5,78 %	2,89 %	3,58 %	1,22 %

En relación a la diferencia de los casos TX\* y TXSOL\*, se puede ver en la tabla 5.20 que el aumento de costos esta en el rango del 3,58% y 0,12%, alza que refleja la capacidad solar forzada que se impone como restricción.



### 5.3.2. Costos totales en Chile

En el caso de Chile, los costos de inversión y operación se resumen en la tabla 5.21, los cuales no tienen el mismo comportamiento que en el global de la región. En esta, se observa que la mayoría de los casos los costos de inversión son mayores en las estrategias TX\* y TXSOL\*, versus la situación BAU\*. Con la excepción el escenario ren-int, siendo mayor el costo en las estrategias BAU\* que en las TX\*. La razón por la cual las estrategias BAU\* son más económicos en Chile, es por las escasas opciones candidatas de líneas, lo cual no permite aprovechar el potencial renovable en Chile, impidiéndole a su vez convertirse en exportador de energía a la región.

Tabla 5.21: Costos totales en Chile.

Costos totales Chile [MMM USD]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	106	106	109	137	137	132	156	154	153
esp	102	101	102	160	150	148	166	160	159
ind	103	102	103	158	154	154	168	161	161
ren-int	80	76	76	67	71	70	86	85	84
ren-ind	77	74	74	88	85	85	95	92	92
fos-ind	103	105	114	152	151	173	219	219	227

Las diferencias se pueden ilustrar con mayor claridad en la tabla 5.22. En azul se muestran las estrategias BAU\* y TXSOL\* con una disminución de costos totales y en rojo los casos donde hay un aumento de costos versus las estrategias de TX\*. Es importante recordar que aún cuando se tienen costos mayores en el sistema, esta inversión refleja la oportunidad que tiene Chile de exportar energía en los casos de TXSOL\*. En cuanto a las excepciones producidas en las estrategias BAU\* para el escenario ren-int, donde el costo es mayor, refleja el costo de oportunidad de exportar energía desde Chile a la región que va entre un 4,62% y 44,93% del costo total del sistema, al no tener capacidad instalada mayor como se indica en la sección de matriz energética.

Tabla 5.22: Diferencia costos totales en Chile.

Escenario	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	-22,06 %	-22,47 %	-17,43 %	14,00 %	12,29 %	16,11 %
esp	-36,07 %	-32,40 %	-30,99 %	3,67 %	6,75 %	7,35 %
ind	-34,93 %	-33,41 %	-32,95 %	6,09 %	4,62 %	4,83 %
ren-int	18,10 %	6,74 %	8,36 %	28,22 %	19,46 %	20,29 %
ren-ind	-12,31 %	-12,73 %	-12,25 %	8,40 %	8,07 %	8,05 %
fos-ind	-32,06 %	-30,67 %	-33,89 %	44,04 %	44,93 %	31,45 %

## 5.4. Emisiones GEI acumuladas

### 5.4.1. Emisiones de Latinoamérica

Con respecto al impacto ambiental en toda la región de Latinoamérica que presentan las 54 matrices energéticas estudiadas, se resume en la tabla 5.23. Nuevamente se ilustra con un mapa de calor en donde los tonos rojos oscuros son los más críticos y preocupantes (con mayores emisiones), versus los tonos blancos con menor emisión. El mayor número de emisiones se puede ver en el futuro donde el combustible fósil tiene menor costo y las inversiones en renovables y almacenamiento un costo mayor, correspondiente al escenario fos-ind. Esto concuerda con lo esperado y llega incluso a 9.999 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>x</sub> para el caso BAU fos-ind. Por el contrario, se encuentran los casos con incentivo a las renovables donde el nivel de emisiones desciende hasta 3.545 millones de toneladas en el caso TXSOLDESC+ ren-ind.

Tabla 5.23: Emisiones.

Emisiones [MMt]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	7.935	7.392	6.310	7.306	6.678	6.010	7.203	6.568	6.009
esp	7.537	6.901	6.192	6.878	6.137	5.759	6.826	6.078	5.767
ind	7.009	6.533	6.040	6.537	5.953	5.735	6.477	5.902	5.747
ren-int	5.206	4.567	4.343	4.453	3.863	3.653	4.446	3.860	3.653
ren-ind	4.975	4.422	4.272	4.197	3.656	3.550	4.190	3.650	3.545
fos-ind	9.999	9.644	6.989	9.848	9.491	6.923	9.261	8.817	6.852

En este caso, los escenarios fos-ind, las emisiones de gases de efecto invernadero se ven ampliamente elevadas, siendo sólo las estrategia DESC+ que limitan las emisiones desde el 2025 a disminuir prolongadamente. Sin embargo, siguen siendo los casos DESC+ fos-ind los que presentan mayor índice de emisiones de cualquiera de los otros escenarios. En contraste, se observan escenarios ren-int y ren-ind, que permiten la disminución drástica de gases contaminantes hasta en un 45 %.

Es importante mencionar que los escenarios de integración no presentan menores emisiones en comparación con los esperados e independientes, producto de una matriz energética reducida, con menor capacidad de renovables. Por lo cual, aprovecha lo que ya está instalado, a diferencia de las estrategias ind que tienen alta inversión en el mix de tecnologías. Así, permite elegir centrales a menor costo que emiten menos gases de efecto invernadero.

En la tabla 5.24 se encuentra un resumen de las diferencias entre las estrategias BAU\* y TXSOLAR\* comparadas con las estrategias TX\*. En la tabla se observa cómo las estrategias BAU\* tienen mayor índice de emisiones producto de la limitada cartera de candidatas a invertir en líneas de transmisión. Por el contrario, en las estrategias TXSOLAR\* predomina la disminución de emisiones de efecto invernadero exceptuando los escenarios esp e ind producto del costo que conlleva el reemplazo de tecnologías fósiles.

Tabla 5.24: Diferencia de emisiones estrategias BAU y TXSOLAR versus TX.

Escenario	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	8,61 %	10,69 %	4,98 %	-1,41 %	-1,65 %	-0,02 %
esp	9,59 %	12,45 %	7,53 %	-0,76 %	-0,96 %	0,15 %
ind	7,23 %	9,74 %	5,32 %	-0,91 %	-0,86 %	0,21 %
ren-int	16,93 %	18,20 %	18,88 %	-0,16 %	-0,08 %	-0,02 %
ren-ind	18,56 %	20,94 %	20,34 %	-0,16 %	-0,16 %	-0,13 %
fos-ind	1,54 %	1,61 %	0,95 %	-5,96 %	-7,10 %	-1,02 %

Cabe mencionar que las emisiones mostradas en la tabla 5.23 excluyen producción de gases de efecto invernadero de las centrales de biomasa. Al considerarse una tecnología renovable, se estima que se neutralicen sus emisiones al venir directamente de vegetación que debe ser reforestada. Sin embargo, es pertinente mostrar las cifras de emisiones netas en biomasa para tenerlas en cuenta como políticas a nivel regional de neutralización de este tipo tecnología, en la tabla 5.25 se resume por cada uno de los casos.

Tabla 5.25: Emisiones producidas solo por biomasa [MMt]

Emisiones [MMt]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	1.703	1.764	1.409	2.152	2.179	1.532	2.114	2.139	1.533
esp	1.808	1.747	1.466	2.134	2.074	1.744	2.110	2.017	1.736
ind	1.656	1.693	1.521	2.008	2.007	1.737	1.980	1.973	1.727
ren-int	1.168	1.158	1.154	1.318	1.326	1.280	1.261	1.271	1.231
ren-ind	1.098	1.070	1.067	1.209	1.127	1.109	1.173	1.117	1.101
fos-ind	2.914	2.943	1.129	2.913	3.020	1.138	2.835	2.970	1.196

Tal como es de notar en la tabla 5.25, las emisiones de biomasa también son afectadas al incorporar la restricción de emisiones anual en las estrategias DESC+. Por otra parte, se evidencia el reemplazo que tiene la producción de energía de solares y eólicas por biomasa, en particular en los escenarios fos-ind donde los costos de inversión solar, eólico y GD son mayores.

#### 5.4.2. Emisiones de Chile

En el caso de la matriz energética chilena, se puede ver el índice de emisiones acumuladas durante todo el período de planificación a partir de la tabla 5.26. En el caso de Chile, el comportamiento de emisiones es igual al regional, donde queda en evidencia cómo las estrategias DESC+ permiten una disminución de emisiones de incluso más de la mitad para cualquiera de los escenarios posibles. De igual modo, las estrategias TXSOL\* son las que tienen mejor registro en disminuir la producción de GEI.

Tabla 5.26: Emisiones producidas por Chile [MMt]

Emisiones Chile [MMt]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	831	825	490	423	396	244	381	346	236
esp	814	793	535	341	265	205	321	239	203
ind	684	649	511	287	258	224	269	230	212
ren-int	116	58	42	6	2	3	6	2	2
ren-ind	127	66	34	2	3	2	2	3	2
fos-ind	1.258	1.254	601	1.261	1.254	534	894	843	483

En cuanto a las emisiones de biomasa, el comportamiento que tiene Chile es diferente al de Latinoamérica, se puede ver como las emisiones de biomasa son suprimidas por la generación solar como se muestra en la tabla 5.27.

Tabla 5.27: Emisiones de biomasa producidas por Chile [MMt]

Emisiones Chile [MMt]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	11	11	11	8	8	8	8	8	8
esp	11	11	11	7	7	7	7	6	6
ind	10	10	10	7	6	7	6	6	6
ren-int	7	7	5	4	4	4	4	4	4
ren-ind	7	7	5	4	4	3	3	3	3
fos-ind	4	4	5	4	4	4	3	3	4

## 5.5. Costos marginales

### 5.5.1. Costos marginales ponderados de Latinoamérica

Los costos marginales ponderados de toda Latinoamérica en el año 2040 se presentan en tabla 5.28. Como se puede observar, los costos marginales disminuyen a medida que aumenta la penetración solar, y también en los casos en que los costos de combustible fósil son bajos. Por otra parte, cuando hay descarbonización, se incrementan los costos marginales, producto de la limitación del uso de las máquinas de carbón y diésel, las cuales son más económicas para marginar y deben ser reemplazadas por otras. El rango en el cual se encuentran los costos marginales es entre 39,03 USD/MWh para el caso TXSOLDESC fos-ind y 94,48 USD/MWh para su equivalente en BAUDESC+ fos-ind. Por ende, la elección de estrategia es fundamental ante cualquier escenario que se pueda presentar.

Tabla 5.28: Costos marginales

Costos marginales ponderados [USD/MWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	63,12	61,84	85,65	59,19	58,00	87,68	57,55	56,11	81,07
esp	56,32	56,62	75,45	53,49	51,62	74,05	51,74	49,64	70,02
ind	50,88	51,43	72,96	48,12	48,37	71,82	45,79	47,11	70,22
ren-int	53,22	56,89	65,51	49,77	51,60	66,48	47,26	49,63	62,60
ren-ind	45,08	45,07	51,76	44,24	42,46	42,22	41,61	39,57	39,23
fos-ind	42,92	42,97	94,48	41,83	41,79	87,42	39,19	39,03	81,75

Para ilustrar qué efectos tienen una mayor integración en el sistema para cualquiera de las estrategias, se realizó el cálculo de la desviación estándar entre países de los costos marginales, ponderados por la generación en cada país. Se observa en la tabla 5.29 que las primeras tres filas como un escenario de int tienen las desviaciones más bajas. Por otro lado, las estrategias BAU\* son los que tienen una desviación estándar mayor que las estrategias TX\* y TXSOL\*. Al comparar En los escenarios también ren-int y ren-ind, se puede ver que la integración vuelve a ser fundamental en homogeneizar los costos a nivel regional. En relación al escenario fos-ind, presenta desviaciones estándares menores, debido a los costos combustibles bajos, y a la mayor capacidad instalada disponible de máquinas por cada uno de los países.

Tabla 5.29: Desviación estándar de costos marginales entre países, ponderada por generación

Desviación estándar ponderada CMg									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	9,65	10,53	11,71	8,69	9,43	8,28	10,91	11,16	9,84
esp	13,16	12,20	16,47	8,32	9,44	11,94	9,80	11,25	12,86
ind	14,14	13,86	15,69	11,53	11,68	12,01	12,29	12,18	12,23
ren-int	27,01	25,87	31,65	26,54	26,15	23,25	28,24	27,82	27,17
ren-ind	29,12	29,85	41,09	26,34	27,70	27,76	28,12	29,23	29,38
fos-ind	11,75	11,99	13,04	6,71	6,51	9,00	6,95	6,65	10,05

La tasa de crecimiento media acumulada para cada período desde el 2020 al 2040 se presenta en la tabla 5.30. De esta se infiere que las tasas de crecimiento mayor son asociadas a estrategias de descarbonización. En un escenario fos-ind alcanza el 18,61% anual. Por el contrario, en un futuro ren\*, la tasa de crecimiento de los CMg es baja, alcanzando un 0,29% en el caso TXSOLDESC+ ren-ind. Cabe mencionar que las estrategias TXSOL\* son las que presentan menores tasas de crecimiento de los CMg en toda Latinoamérica, una clara señal de cómo favorece la exportación de energía renovable desde Chile a toda la región.

Tabla 5.30: Tasa de crecimiento promedio de los CMg en Latinoamérica por período desde 2020 al 2040

Tasa de crecimiento CMg por período promedio									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	4,10 %	3,47 %	7,95 %	4,43 %	3,89 %	9,61 %	4,09 %	3,49 %	8,51 %
esp	3,30 %	3,13 %	7,52 %	3,40 %	2,71 %	7,91 %	3,00 %	2,24 %	7,16 %
ind	2,63 %	2,76 %	7,88 %	2,23 %	2,03 %	7,75 %	1,61 %	1,70 %	7,45 %
ren-int	1,81 %	2,09 %	4,13 %	3,19 %	3,16 %	6,33 %	2,47 %	2,63 %	5,56 %
ren-ind	0,52 %	0,39 %	2,27 %	2,30 %	1,45 %	1,38 %	1,42 %	0,41 %	0,29 %
fos-ind	5,89 %	5,95 %	18,61 %	5,99 %	5,86 %	17,75 %	5,20 %	5,04 %	16,74 %

## 5.5.2. Costos marginales de Chile

Para el caso particular de Chile, los costos marginales en el año 2040 se encuentran en la tabla 5.31. Desde aquí se observa cómo tener una mayor capacidad de expansión de transmisión, como lo son las estrategias TX\* y TXSOL\* disminuye los costos marginales del sistema y esta disminución es mayor cuando se presenta las estrategias TXSOL\*, al igual que los costos marginales ponderados de la región. En cuanto a la comparación de estrategias, se aprecia que la descarbonización forzada implica un aumento de los costos, los cuales son mayores en BAUDESC+, alcanzando incluso los 169,39 USD/MWh en un escenario renovable independiente, donde los costos de las centrales a combustión fósil son elevados. Es interesante notar que en el mismo escenario con una estrategia de TXSOL\* y descarbonización forzada se presenta el valor más bajo de costos marginales, de 12,99 USD/MWh.

Los costos marginales de Chile al 2040 en las estrategias BAU\* son más altos que en Latinoamérica, a diferencia de en el caso TX\* y TXSOL\* donde los costos marginales disminuyen a excepción de los escenarios fos-ind, lo cual refleja el beneficio que presentan las interconexiones, más aún con energías renovables.

Tabla 5.31: Costos marginales Chile

Costos marginales Chile 2040 [USD/MWh]									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	69,33	69,41	109,97	52,60	52,04	79,28	36,81	37,58	61,24
esp	69,15	69,54	104,75	48,31	44,14	68,46	35,98	31,32	53,26
ind	62,63	62,26	95,10	44,90	44,64	66,40	32,91	34,60	56,77
ren-int	45,85	47,43	151,00	36,93	34,61	35,79	18,36	18,51	17,33
ren-ind	44,99	46,42	169,39	30,27	26,44	26,39	17,10	13,22	12,99
fos-ind	44,78	44,98	91,85	44,43	44,47	79,28	28,66	29,39	63,55

La tasa de crecimiento promedio por período desde el 2020 al 2040 en el caso de los costos marginales de Chile se presenta en la tabla 5.32. Desde esta tabla se infiere cómo los estrategias TX\* y TXSOL\* permiten la disminución de los costos marginales locales, con excepción de las estrategias de descarbonización forzada. Por otro lado, el mantener una

estrategia BAU\*, y considerando las políticas que se están llevando a cabo para llegar a una carbono-neutralidad en Chile, implican un alza en los costos marginales, así como se puede ver en la columna BAUDESC+. No obstante, si la disminución de GEI se acompaña de una inserción de centrales renovables, la variación de los CMg en el largo plazo es menor e incluso negativa como los escenarios ren-int y ren-ind con tasas de  $-3,34\%$  y  $-3,90\%$ , para las estrategias TXSOLDESC+ respectivamente.

Tabla 5.32: Tasa de crecimiento promedio de CMg en Chile por período desde 2020 al 2040

Tasa de crecimiento CMg por período promedio de Chile									
	BAU	BAUDESC	BAUDESC+	TX	TXDESC	TXDESC+	TXSOL	TXSOLDESC	TXSOLDESC+
int	0,20 %	0,20 %	2,52 %	0,04 %	-0,04 %	2,07 %	-1,73 %	-1,65 %	0,76 %
esp	0,25 %	0,28 %	2,68 %	-0,30 %	-0,71 %	1,48 %	-1,76 %	-2,40 %	0,21 %
ind	0,91 %	0,89 %	3,04 %	-0,62 %	-0,64 %	1,35 %	-2,15 %	-1,90 %	0,56 %
ren-int	-0,04 %	0,10 %	5,99 %	1,04 %	-0,00 %	0,23 %	-2,42 %	-3,08 %	-3,34 %
ren-ind	-0,09 %	0,05 %	7,03 %	1,07 %	-0,44 %	-0,43 %	-1,78 %	-3,83 %	-3,90 %
fos-ind	1,07 %	1,10 %	4,77 %	1,01 %	1,00 %	3,97 %	-1,16 %	-1,03 %	2,86 %

## 5.6. Complementariedad recursos energéticos de Latinoamérica

Un aspecto importante a destacar es la complementariedad de los recursos energéticos. Dicha complementariedad viene implícita en los datos de entrada al problema de optimización correspondientes a las series sintéticas para cada uno de los recursos hidráulicos, solares y eólicos en cada zona de Latinoamérica. He aquí la importancia de la modelación correcta para una representación adecuada de bloques representativos diarios. Estos bloques permiten captar dichas complementariedades de los recursos renovables en distintos husos horarios de la región a partir del intercambio energéticos vía las extensas líneas de transmisión que interconectan cada uno de los países.

Dentro de la modelación cronológica se decidió utilizar 5 bloques representativos por cada mes de los 25 años modelados y la técnica *Slicing Block* que permite mantener horas sucesivas en un mismo bloque representativo. Es por esta razón que se puede observar tanto complementariedad diaria como estacional en la planificación resultante.

### 5.6.1. Complementariedad diaria

A continuación, se presenta un ejemplo para observar la complementariedad horaria a partir de la representación de intercambio de energía entre los países. Para esto se escoge el día representativo de junio 2040 del caso de estudio TXSOLDESC+ int.





(a) 3:00 GMT-4



(b) 9:00 GMT-4



(c) 14:00 GMT-4



(d) 19:00 GMT-4

Figura 5.9: Complementariedad diaria junio 2040. Ejemplo de TXSOLDESC+ int

Como es posible observar, dentro del día los países cambian de categoría exportador/importador producto de los recursos que van teniendo a disposición. Hay que recordar que se está considerando una estrategia favorable al ingreso de centrales solares en Chile y se puede ver que en las horas en que hay radiación solar, Chile es un exportador de energía, en contraste con las horas de menos radiación como las indicadas en las (a) y (d) de la figura 5.9. Del mismo modo se puede ir evaluando y comparando cada uno de los países. Esto confirma que la dinámica de complementariedad está siendo incorporada dentro de las decisiones de



inversión a nivel regional.

### 5.6.2. Complementariedad estacional

En el caso estacional se escoge la hora fija de 18:00 horas para el año 2040 y caso de estudio TXSOLDESC+ int.

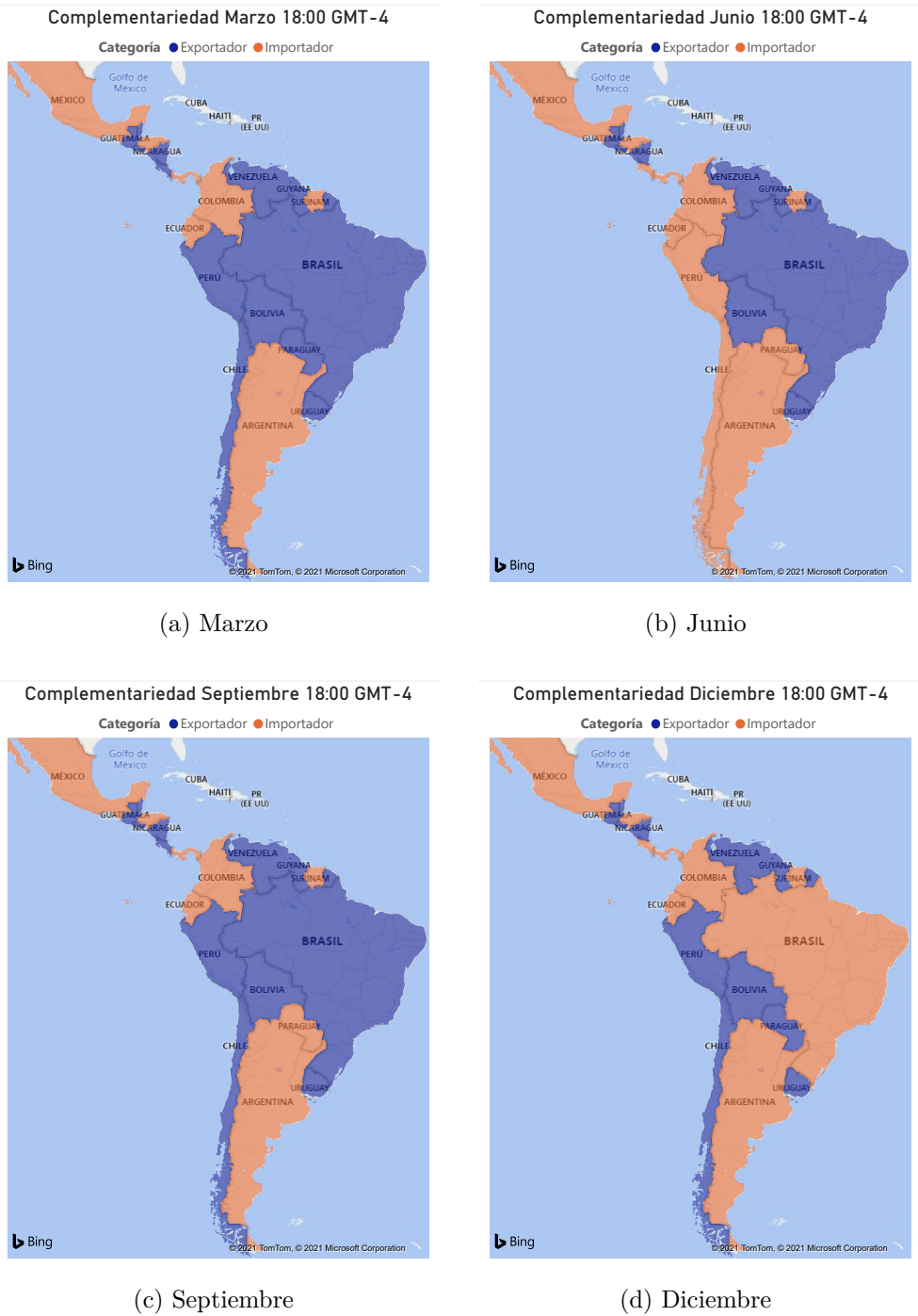


Figura 5.10: Complementariedad estacional 18:00 GMT-4. Ejemplo de TXSOLDESC+ int

En este caso nuevamente se ve cómo va cambiando la categoría de exportador/importador de cada uno de los países según el mes escogido. Es así como Chile en los meses de invierno en las horas de la tarde (como el caso de junio) deja su estatus de exportador y se convierte en importador. Similar al caso de Brasil, que sabemos es principalmente hídrico, en verano (como en diciembre) deja de exportar energía para ser un importador igualmente.

## 5.7. Análisis integrado

A continuación, se presenta un estudio de trade-off seleccionando los principales parámetros que se muestran en las secciones anteriores. Para llevarlo a cabo, se presentan los 54 casos de estudio en conjunto y se analizan aspectos cualitativos presentados junto con las grandes diferencias, ventajas y desventajas en un marco de estudio pareto-eficiente. El análisis se dividirá en dos subsecciones, centradas en Latinoamérica y Chile.

### 5.7.1. Latinoamérica

#### 5.7.1.1. Costos totales del sistema y emisiones

El gráfico comparativo de la figura 5.11 presenta los aspectos de costos totales del sistema versus emisiones. En él se puede apreciar con mayor claridad tres familias que se agrupan naturalmente los diferentes escenarios. Con un círculo rojo se marca el objetivo de disminuir costos y emisiones en conjunto.

Las estrategias BAU\* en los escenarios de costos base (esp, ind y int) presentan los mayores costos totales del sistema, entre un rango de 180 MMM USD. En cuanto a las emisiones, las estrategias BAUDESC+ presentan el menor rango en emisiones con 200 MMt versus la estrategia BAU de 1000 MMt. Comportamiento similar se puede ver en estrategias TX y TXSOL. Adicionalmente, los escenarios ren\* tienen un rango menor de 75 MMM USD en costos totales. La variación sigue siendo mayor en las estrategias no descarbonizadas.

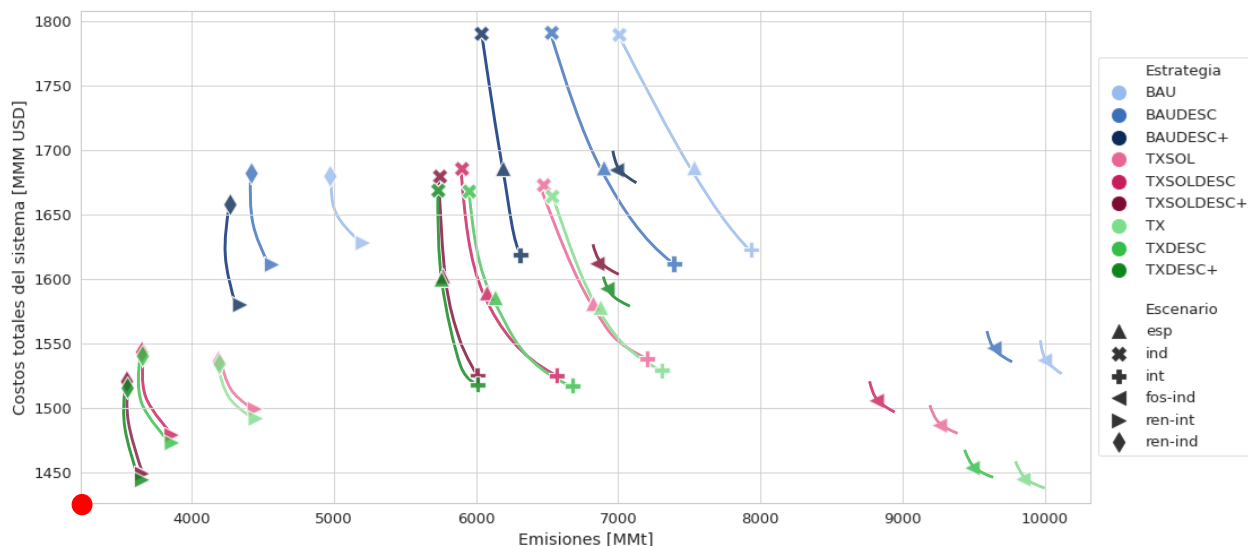


Figura 5.11: Costos totales del sistema versus emisiones en Latinoamérica, agrupadas por escenario.

Se pueden realizar agrupaciones con respecto a los escenarios en cada estrategia que es posible llevar a cabo como se ve en la figura 5.11, aquí es interesante notar cómo los casos fos-ind, ind y esp siguen la tendencia de que los costos totales del sistema se ven aumentados al implementar una estrategia de descarbonización. De forma contraria, se encuentran los escenarios int, ren-int y ren-ind, en que incluso se ve disminuido el costo total de sistema al implementar estrategias de descarbonización, más aún en DESC+. Esto se debe a la disminución de costos en mantenimiento, operación y combustibles al retirar mayor cantidad de máquinas fósiles del sistema.

Otro aspecto que es visible en la figura 5.12 es la disminución de la variación de emisiones cuando se tiene mayor capacidad solar instalada en el sistema, como lo es en los escenarios ren\*, con un rango de 800 MMt y 30 MMM USD en los casos ren-ind y 900 MMt y 50 MMM USD en el escenario ren. En los escenarios fos-ind se tiene un rango en torno a 3000 MMt y 150 MMM USD para las estrategias BAU\* y TX\*, sólo disminuido a 2500 MMt y 130 MMM USD en el caso TXSOL\*.

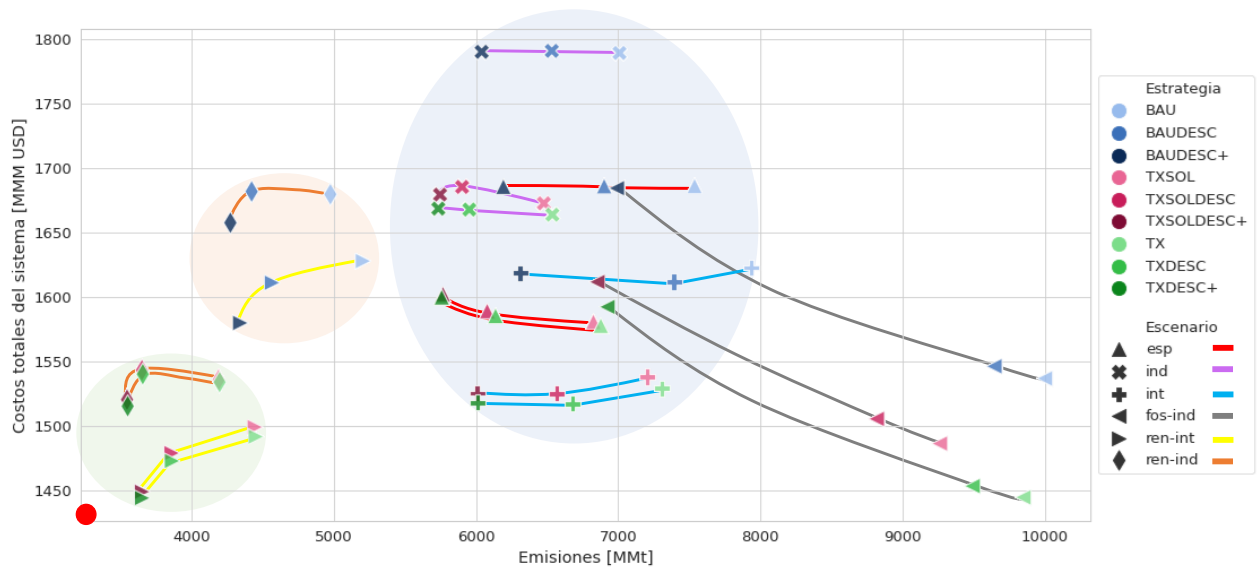


Figura 5.12: Costos totales del sistema versus emisiones en Latinoamérica, agrupadas por estrategia.

### 5.7.1.2. Costos variables de M&O y costos de inversión

Cuando se comparan los costos de inversión y costos variables de operación y mantenimiento como se ve en la figura 5.13, las 3 familias de escenarios que se forman producto de los costos de capital y combustibles se diferencian mucho más. Nuevamente el punto rojo indica el óptimo del problema de planificación, donde la familia de renovables se encuentra en un rango más cercano, siendo el margen de los ren-ind de 25 MMM USD en costos de inversión y 7 MMM USD en costos variables de operación y mantenimiento. El conjunto de ren-int por su parte tiene rangos de 40 MMM USD en costos de inversión y 4 MMM USD en costos variables O&M.

Por otra parte, se encuentran los costos en un escenario fos-ind donde la estrategia por escoger influye en la cantidad final que se va a desembolsar para aplicar dicha estrategia. Es así como el margen en costos de inversión es de 350 MMM USD y el margen de costos variables es de 25 MMM USD aproximadamente.

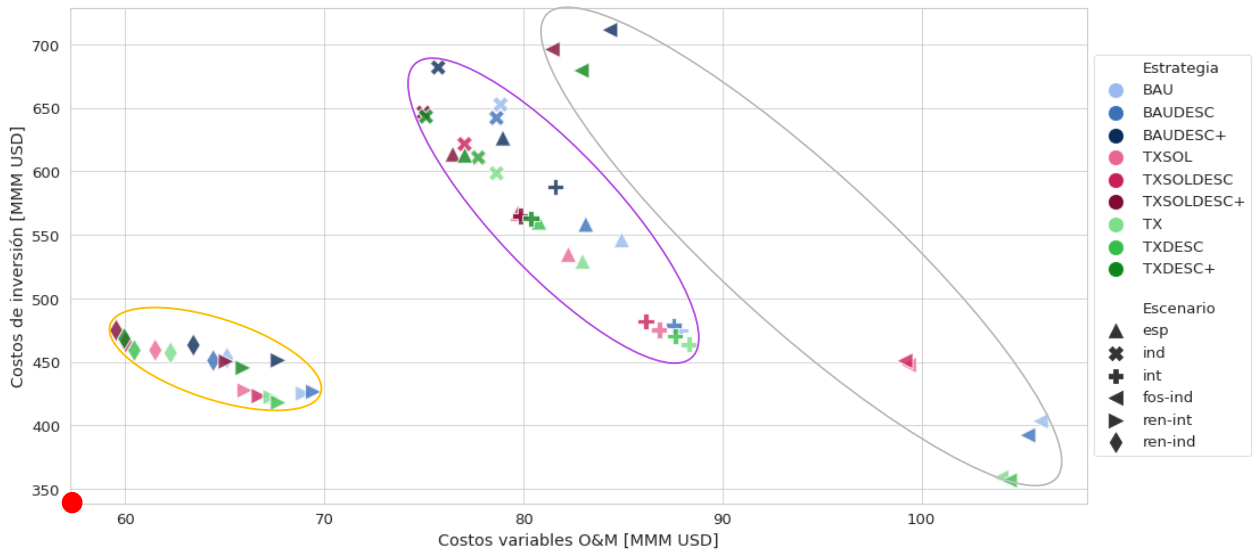


Figura 5.13: Costos de inversión versus costos variables de O&M en Latinoamérica.

### 5.7.1.3. Costos marginales y capacidad instalada solar

Es interesante comparar la variación que toman los costos marginales cuando se tiene una mayor capacidad instalada de energías renovables, particularmente de energía solar. En la figura 5.14 se puede ver esta comparación.

Se comprueba un aspecto fundamental: a mayor capacidad instalada solar, los costos marginales son menores. El rango en el cual varían los costos en las estrategias TXSOL\* es de 44 USD/MWh, en el caso de las estrategias TX\* es 48 USD/MWh y en los casos BAU\* es de 58 USD/MWh. Es así como se puede en la figura 5.14 como las estrategias se desplazan en dirección del óptimo indicado con el punto rojo a medida que se tiene mayor transmisión y penetración solar en Chile.

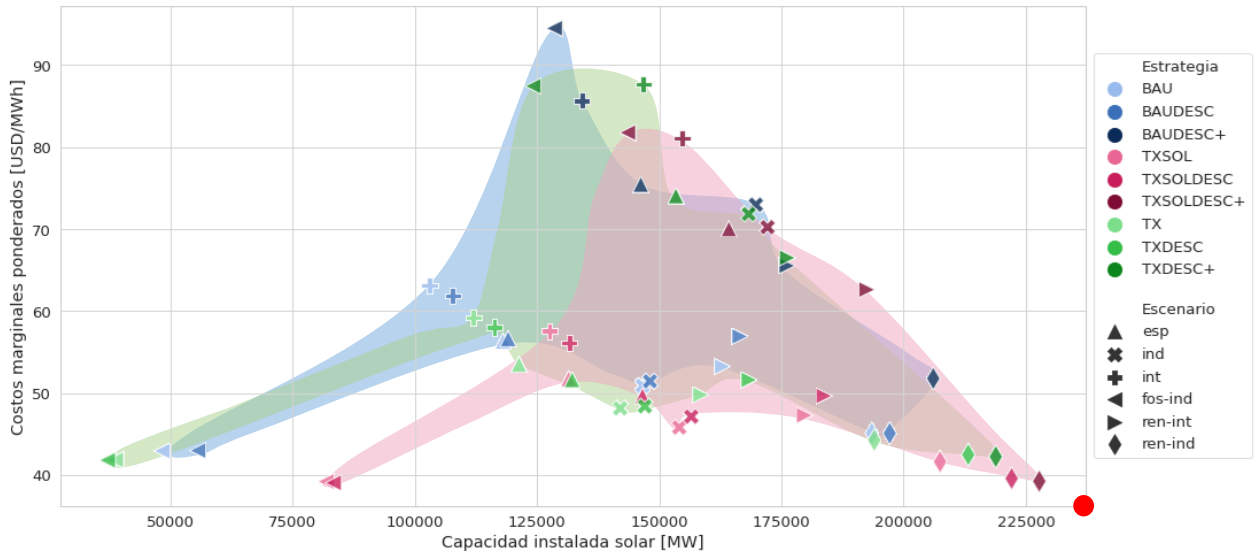


Figura 5.14: Costos marginales ponderados versus capacidad instalada solar en Latinoamérica.

#### 5.7.1.4. Recomendación en base al análisis en Latinoamérica

Como se puede ver en las 3 comparaciones realizadas para Latinoamérica, se observan las ventajas de optar por estrategias con un portafolio amplio de líneas de transmisión y con descarbonización forzada, como lo son los casos TXDESC+\* y TXSOLDESC+\*. Entre estas dos estrategias, la diferencia de costos totales y emisiones es muy baja y, aún cuando las estrategias TXDESC+\* tienen un costo menor a las estrategias TXSOLDESC+\*, presentan menos emisiones, como se puede ver en las figuras 5.11 y 5.12. Un comportamiento similar se observa en la figura 5.13, en donde los conjuntos de estrategias TX\* y TXSOL\* se encuentran siempre más cerca del punto óptimo indicado con un punto rojo.

La diferencia entre estos conjuntos de estrategias se hace más visible en la figura 5.14, donde el conjunto TXSOL\* siempre tiene costos más bajos y mayor penetración solar que el conjunto TX\*. En cuanto a considerar o no descarbonización, aún cuando los costos marginales de las estrategias TXSOLDESC+ son mayores que los de TXSOLDESC y TXSOL, si se observa la tabla 5.29, el costo marginal de la región presenta menos desviación estándar entre los países. Esto puede traducirse en menor compensación entre éstos. De igual modo, considerando los beneficios de tener menor variación de emisiones, independiente del escenario que resulte, se recomienda aplicar la estrategia TXSOLDESC+.

## 5.7.2. Chile

En el caso de Chile se presentará a continuación los análisis comparativo por los diferentes aspectos.

### 5.7.2.1. Costos totales del sistema y emisiones en Chile

Uno de los primeros aspectos que se puede notar en la figura 5.15 es que, al igual que en Latinoamérica, se observan tres principales familias de escenarios: la primera, más cercana al punto óptimo, corresponde a los escenarios ren-int y ren-ind. Al medio del gráfico se observa la familia de costos bases: esp, int e ind. Por ultimo, más alejado del punto óptimo, son los escenarios fos-ind.

En el caso de Chile hay que destacar que los escenarios con mayor reducción de emisiones se presentan en las estrategias TX\* y TXSOL\*. No obstante, se tienen costos totales en el sistema mayores. Ahora bien, es importante tener en cuenta que la inversión que se realiza para llevar a cabo una estrategia TX\* y TXSOL\* permiten transformar a Chile en un exportador de energía al resto de Latinoamérica.

En el caso de las estrategias BAU\*, también hay que considerar el nivel de energía a importar a Chile, lo cual es un costo que también impactará en el balance final que se tenga para cada país. El rango de emisiones dentro de las familias de escenarios esp, int e ind es de 300 MMt para las estrategias BAU\* y este se alejan de sus equivalentes TX\* y TXSOL\* en torno a los 200 MMt.

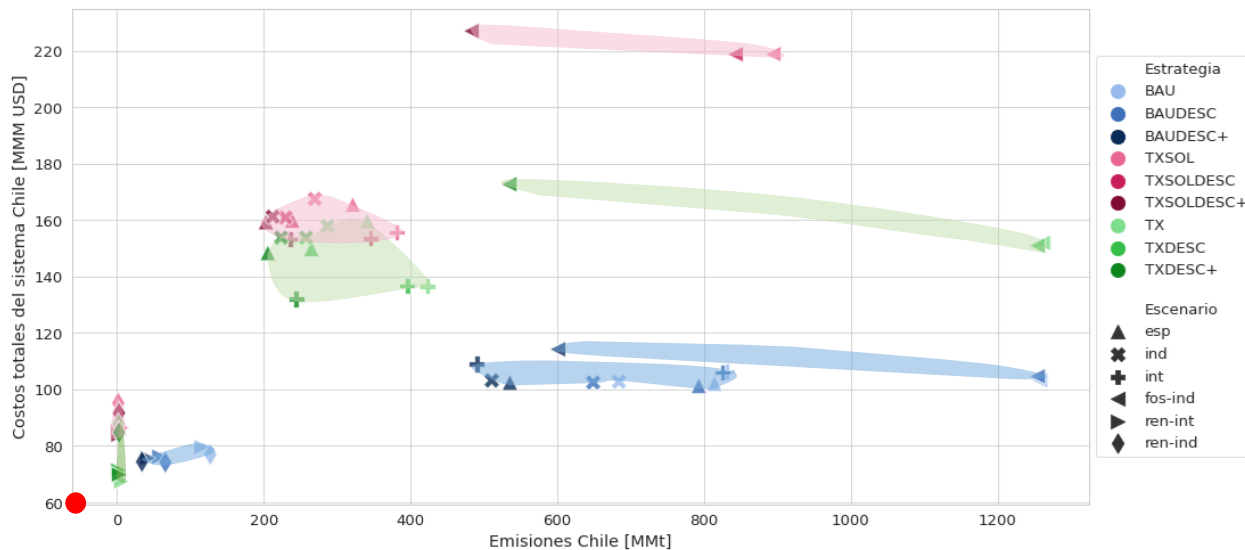


Figura 5.15: Costos totales del sistema versus emisiones visto por estrategia en Chile.

También se puede realizar la división en torno a cada escenario, como muestra la figura 5.16. Aquí se ve cómo en los escenarios fos-ind la variación según estrategia es mayor que en otros escenarios, teniendo un margen de 130 MMM USD de diferencia. De igual modo, son los escenarios fos-ind los que se alejan más del objetivo.

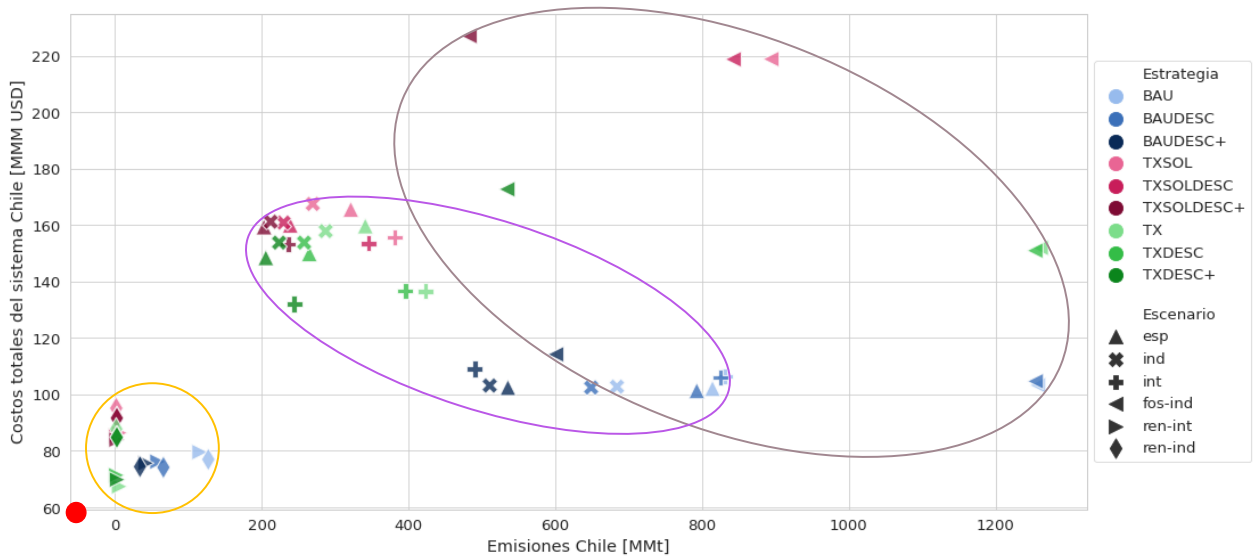


Figura 5.16: Costos totales del sistema versus emisiones por escenario en Chile.

### 5.7.2.2. Costos variables de M&O y costos de inversión en Chile

La comparación entre costos variables de M&O y costos de inversión en Chile, al igual que en Latinoamérica se puede dividir en 3 familias de escenarios que se ordenan en el mismo orden con respecto al punto óptimo como se puede ver en la figura 5.17. En esta se observa que los escenarios ren-int y ren-ind presentan la menor variación en costos de inversión y variables de operación y mantenimiento con un rango de 30 MMM USD y 1,5 MMM USD, respectivamente. La segunda familia correspondiente a los costos bases, con un rango de costos de inversión entre 80 MMM USD y 3 MMM USD, esto en costos variables O&M. Por último, los escenarios fos-ind presentan el mayor rango de variabilidad con 140 MMM USD en costos de inversión y 3,5 MMM USD en costos O&M.



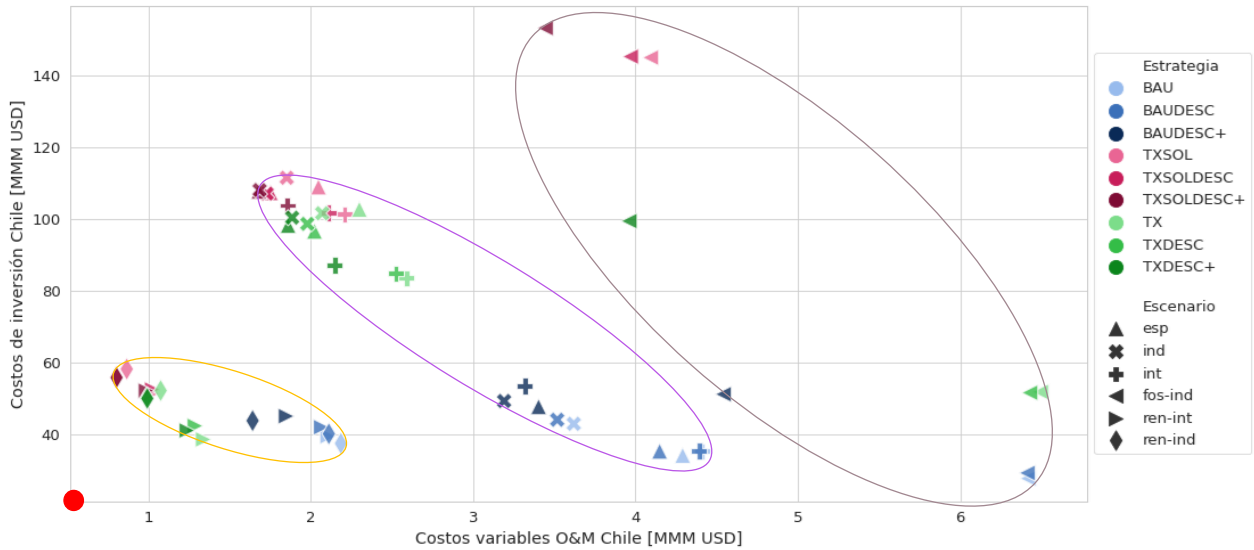


Figura 5.17: Costos de inversión versus costos variables de O&M en Chile.

En el caso particular de Chile, es posible agrupar tendencias con respecto a las estrategias, así como muestra la figura 5.18. En ella se puede ver que, a medida que disminuyen los costos variables, se aumenta el costo de inversión. Las estrategias BAU\* se encuentran más alejadas del punto óptimo, luego vienen las estrategias TX\* y TXSOL\*. El rango en las estrategias BAU\* es de 30 MMM USD en costos de inversión y 5 MMM USD en costos de operación y mantenimiento. En cuanto a las estrategias TX\* tienen un rango de 60 MMM USD en costos de inversión y 5,5 MMM USD costos O&M. Por ultimo se encuentra las estrategias TXSOL\* con un rango de 100 MMM USD en costos de inversión y 3,2 MMM USD en costos O&M.

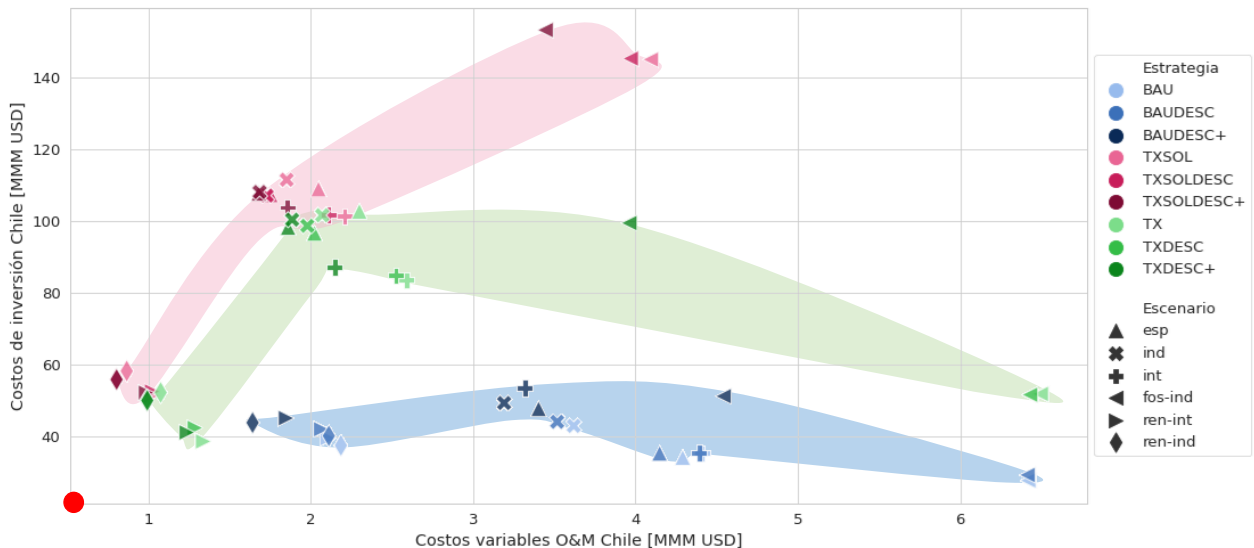


Figura 5.18: Costos de inversión versus costos variables de O&M en Chile por estrategias.

### 5.7.2.3. Costos marginales y capacidad instalada solar en Chile

Si se comparan los costos marginales y la capacidad instalada solar de Chile, como en la figura 5.19, se extrae que las estrategias de TXSOL\* son las que tienen menor variación en los costos marginales. Estas estrategias tienen una capacidad instalada mayor de 53 GW para cualquier escenario y se encuentra más cerca del punto óptimo. Es notorio también como la variación de los costos marginales disminuye en las estrategias TX\*.

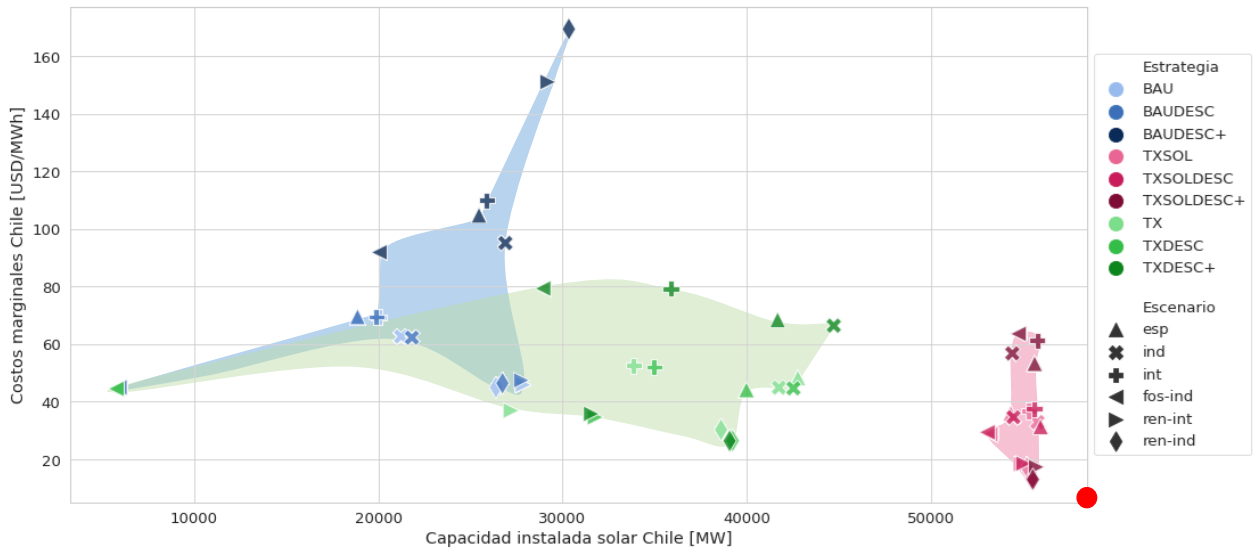


Figura 5.19: Costos marginales versus capacidad instalada solar en Chile.

### 5.7.2.4. Recomendación en base al análisis en Chile

Cuando se realiza el análisis enfocándose en Chile, es importante tener en consideración que en los casos en que Chile se convierte en exportador de energía a la región no se tiene contemplado el beneficio económico que conlleva esto en ninguna de las gráficas anteriores. No obstante, al considerar la gran inversión que se realiza para el conjunto de estrategias TX\* y TXSOL\*, se permite disminuir considerablemente las emisiones producidas en Chile para cualquier escenario futuro, en especial en las estrategias TXDESC+ y TXSOLDESC+. De igual modo, los costos variables ante ese tipo de inversión siempre son inferiores y, por ende, más cercanos al punto óptimo en las estrategias TXSOLDESC+. Al ver la figura 5.19 es innegable el beneficio local al aplicar las estrategias TXSOL\* donde se ve un costo marginal local reducido. Estas estrategias siempre son mejores que los conjuntos completos BAU\* y TX\*, independiente del escenario futuro. A vista de la tabla de intercambio neto de energía 5.18, se aprecian los beneficios de ser un país exportador, sumados a los beneficios medioambientales. Así, la estrategia recomendada nuevamente es la TXSOLDESC+.

# Capítulo 6

## Conclusiones

### 6.1. Conclusiones generales y recomendaciones

La planificación de la expansión de los sistemas eléctricos presenta grandes desafíos, los cuales, ante diferentes escenarios futuros, complican la elección de cursos de acción a los tomadores de decisiones. Esta tesis permite abordar estos desafíos al contribuir con el objetivo de disponer de un análisis actualizado de la expansión de generación-transmisión en Latinoamérica, el cual permite apoyar en la toma de decisiones sobre la red en los próximos años. Para esto, el trabajo desarrolla y propone una metodología actualizada de la planificación de la expansión de generación-transmisión, basado en los estudios previos realizados por el equipo de investigación.

En concreto, se realiza una expansión al año 2040, donde se extiende la modelación e implementación en el ámbito de representación cronológica de consumos, sistemas de almacenamiento, generación distribuida y visualización de resultados. En este trabajo se hizo un acercamiento especial a Chile por su gran potencial de energías renovables. La investigación se realiza mediante la simulación de 54 casos de estudio, caracterizados por escenarios (condiciones externas que podrían definir el futuro) y estrategias (conjuntos de cursos de acción que se podrían tomar sobre la red).

En conformidad con el objetivo de esta tesis, al igual que los objetivos específicos, se genera un análisis actualizado de la planificación en Latinoamérica, que es una herramienta de apoyo a las decisiones al evaluar cada una de las estrategias propuestas en diferentes futuros posibles, identificando tendencias y estructuras que conforman las variaciones y sensibilidades que se aplican a cada uno de los casos de estudio. De igual modo, el estudio puede visualizar la particularidad que presenta cada uno de los países participantes. Sin embargo, se entrega la visión particular de Chile, dado el interés particular que genera por su potencial renovable, especialmente solar.

Una de las principales conclusiones corresponde al beneficio que se tiene al dar mayor disponibilidad a interconectar la región latinoamericana. Esto no solamente se traduce en un beneficio económico, sino que también en una disminución en las emisiones de gases de efecto invernadero.

En tanto a las recomendaciones en la sección de análisis integrado del capítulo de Re-

sultados, las tendencias se pueden evaluar mediante la curva Pareto que está más cercana al punto óptimo en cada gráfico de comparación. Es de este modo que, al comparar costos totales del sistema con las emisiones acumuladas en el horizonte completo de planificación para Latinoamérica, las estrategias TX\* y TXSOL\* son prácticamente iguales en todos los escenarios posibles y son siempre más favorables. Por lo tanto, se recomienda seguir estrategias en que las interconexiones estén presentes. Lo mismo se observa al comparar costos de inversión versus costos variables O&M, donde los puntos que se encuentran en el borde más cercano al punto óptimo son los TX\* y TXSOL\*. Ahora bien, al comparar costos marginales ponderados de la región versus capacidad instalada es de esperar que las estrategias TXSOL\* prevalezcan al disminuir los costos marginales.

Por otra parte, sin ser una recomendación, dado que no se puede elegir el futuro que nos depara, al observar las figuras que destacan los escenarios como lo son la figura 5.12 y 5.13, se ve que los escenarios ren\* siempre son los más cercanos al punto óptimo, lo cual se puede tomar como una señal e interpretar que, impuestos a los combustibles fósiles, incentivar la generación renovable entrega menos incertidumbre a futuro.

Por otra parte, en el análisis integrado de Chile, en cuanto a cuál estrategia se debiera optar, no es directo ver los beneficios de una estrategia u otra sólo comparando costos totales del sistema, costos de inversión y costos de operación, dado que Chile en la mayoría de los casos con estrategias TX\* y TXSOL\* se convierte en un exportador de energía. Por lo tanto, incrementa la inversión en generación para lograr ser exportador y, en particular en TXSOL\*, porque se potencia su incremento de forma forzada. Ahora bien, si se consideran las emisiones, las estrategias TX\* y TXSOL\* sí son la mejor opción. Al observar los costos marginales donde incluso se homogeneizan para cualquier escenario, TXSOL\* sería la alternativa más cercana al óptimo.

Es por esto que, para confirmar que para Chile también se tiene como mejor opción una estrategia TXSOL\* se hace relevante observar las tablas de evolución de exportaciones energéticas donde, para cualquier futuro posible con las estrategias TXSOL\*, siempre resulta un gran exportador de energía, lo cual conlleva una monetización adicional que no es visible en las tablas de costos totales.

En Chile a partir de las figuras donde se resalta el comportamiento que se tiene por escenario, se observa el mismo comportamiento que en Latinoamérica, siendo los escenarios ren\* los que entregan menor variabilidad.

Del conjunto TXSOL\*, las estrategias DESC no generan mayor impacto en la disminución de emisiones que genera la matriz energética, dado que el mayor retiro de centrales contaminantes se realiza al final del horizonte de planificación. En contraste, la estrategia DESC+ sí genera una disminución notoria al restringir año a año el número de emisiones y estas resultan estrictamente decrecientes año a año. Más aún, fuera de lo esperado, la descarbonización en todos los futuros posibles no representa un aumento sustancial de los costos totales en el sistema, producto de que al retirar centrales contaminantes se dejan de pagar costos fijos de operación y mantenimiento. Por otro lado, cuando se tienen escenarios posibles donde el combustible fósil es más elevado, definitivamente la opción es retirarlas, disminuyendo incluso los costos totales. Es por esto que, considerando los beneficios medioambientales independiente

del escenario con mayor o menor costo total, la estrategia TXSOLDESC+ es la recomendada, tanto para Latinoamérica como para Chile.

Adicionalmente, se destaca la evolución en la capacidad instalada y generación en Chile en estrategias TXSOLDESC+. Sin ser el objetivo de esta tesis estudiar la opción 100 % renovable al 2040, es importante destacar y considerar éste como un indicador sobre el camino que Chile puede seguir.

## 6.2. Trabajo futuro

Considerando la cantidad de resultados y casos de estudios recorridos, el trabajo futuro y recomendaciones o mejoras que se puede realizar son de igual o mayor magnitud, por lo cual algunas son las siguientes:

- Mejorar, actualizar e incluir nuevos perfiles de proyección de demanda y costos, que permitan enriquecer aún más posibles futuros.
- Reconsiderar la metodología de pérdidas en las líneas, e incluir efectos que pueden darse al tener un gran número de interconexiones HVDC.
- Considerar nuevas estrategias que se están evaluando en el mundo y Chile, tales como nuevas tecnologías o metas particulares, ya sean medioambientales o sociales.
- Incorporar estrategias más drásticas en el portafolio de líneas.
- Indagar en otros sistemas de almacenamientos y formulación que debe establecerse para su incorporación en el sistema.
- Reconsiderar los mecanismos en que se utilizan para la suficiencia en la región, más aún en presencia de sistemas de almacenamiento.

En cuanto a propuestas para el trabajo futuros:

- Evaluar otros aspectos fundamentales y compararlos entre sí para robustecer la herramienta de apoyo a tomadores de decisión.
- Es interesante realizar las preguntas: ¿Y si el futuro es diferente a los considerados? ¿qué pasa con la estrategia escogida? Ante esta pregunta, sería interesante poder evaluar cada uno de los casos planteados en un futuro diferente. Esto da lugar a un estudio *trade-off risk*, donde se evalúa el riesgo de la decisión o bien aplicando otras técnicas de decisión bajo incertidumbre. Esto se puede llevar a cabo evaluando la operación del sistema en un escenario diferente y ver cómo se comporta esa planificación pensada para otro escenario.
- En este trabajo se considera una demanda estática, por lo cual sería importante explorar la incorporación de gestión de la demanda.

- Incorporar nuevas restricciones medioambientales y sociales que permitan mitigar efectos tales como el *hydropeaking*, que pone en riesgo la biodiversidad marítima en embalses hídricos. Junto con esto, también se planea incluir seguridad alimenticia, y que esté conectada directamente con el uso del recurso hídrico. Así como también tener en cuenta alguna cota que permita indicar que efectivamente la contaminación producto de biomasa está siendo mitigada conforme la reforestación. También, añadir indicadores que permitan visibilizar el efecto ante oposiciones de la población a proyectos y el impacto territorial que estos generan.

# Bibliografía

- [1] U.S. Energy Information Administration. Annual energy outlook 2020 - with projections to 2050, 2020.
- [2] Terence Conlon, Michael Waite, and Vijay Modi. Assessing new transmission and energy storage in achieving increasing renewable generation targets in a regional grid. *Applied Energy*, 250:1085 – 1098, 2019.
- [3] G. Papaefthymiou and Ken Dragoon. Towards 100 % renewable energy systems: Uncapting power system flexibility. *Energy Policy*, 92:69 – 82, 2016.
- [4] Carlos Gaete-Morales, Alejandro Gallego-Schmid, Laurence Stamford, and Adisa Azapagic. A novel framework for development and optimisation of future electricity scenarios with high penetration of renewables and storage. *Applied Energy*, 250:1657 – 1672, 2019.
- [5] Michael Child, Claudia Kemfert, Dmitrii Bogdanov, and Christian Breyer. Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100 % renewable energy system in europe. *Renewable Energy*, 139:80 – 101, 2019.
- [6] Enzo Sauma, Samuel Jerardino, Carlos Barria, Rodrigo Marambio, Alberto Brugman, and José Mejía. Electric-systems integration in the andes community: Opportunities and threats. *Energy Policy*, 39(2):936 – 949, 2011. Special Section on Offshore wind power planning, economics and environment.
- [7] Zhenya Liu. Chapter 7 - r&d on global energy interconnection and practice. In Zhenya Liu, editor, *Global Energy Interconnection*, pages 273 – 342. Academic Press, Boston, 2015.
- [8] Juan Roberto Paredes. La red del futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para américa latina, 2017.
- [9] Mohammad Sedegh Sepasian Hossein Seifi. Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions. *Springer*, 2011.
- [10] Soliman Abdel hady Soliman and Ahmad M. Al-Kandari. 9 - electric load modeling for long-term forecasting. In Soliman Abdel hady Soliman and Ahmad M. Al-Kandari, editors, *Electrical Load Forecasting*, pages 353 – 406. Butterworth-Heinemann, Boston, 2010.
- [11] Partha Das, Jyotirmay Mathur, Rohit Bhakar, and Amit Kanudia. Implications of short-term renewable energy resource intermittency in long-term power system planning. *Energy Strategy Reviews*, 22:1 – 15, 2018.
- [12] Veronika Grimm, Alexander Martin, Martin Schmidt, Martin Weibelzahl, and Gregor Zöttl. Transmission and generation investment in electricity markets: The effects of

- market splitting and network fee regimes. *European Journal of Operational Research*, 254(2):493 – 509, 2016.
- [13] Joscha Märkle-Huß, Stefan Feuerriegel, and Dirk Neumann. Cost minimization of large-scale infrastructure for electricity generation and transmission. *Omega*, 96:102071, 2020.
- [14] Behnam Alizadeh and Shahram Jadid. A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65:408 – 418, 2015.
- [15] F. Martínez-Conde del Campo. Electric integration and development of a renewable electric grid in latinoamerica, 2017.
- [16] J. Muñoz Muñoz. Análisis de escenarios de interconexiones internacionales de chile con un enfoque en alta penetración de energía solar, 2018.
- [17] Lucas Noura Guimarães. Chapter 1 - is there a latin american electricity transition? a snapshot of intraregional differences. In Lucas Noura Guimarães, editor, *The Regulation and Policy of Latin American Energy Transitions*, pages 3 – 20. Elsevier, 2020.
- [18] Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Larissa S.N.S. Barbosa, and Christian Breyer. Analysing the feasibility of powering the americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105:187 – 205, 2019.
- [19] Cindy Viviescas, Lucas Lima, Fabio A. Diuana, Eveline Vasquez, Camila Ludovique, Gabriela N. Silva, Vanessa Huback, Leticia Magalar, Alexandre Szklo, André F.P. Lucena, Roberto Schaeffer, and Juan Roberto Paredes. Contribution of variable renewable energy to increase energy security in latin america: Complementarity and climate change impacts on wind and solar resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113:109232, 2019.
- [20] Levy Alberto; Tejada Ricardez Jesus; Di Chiara Lorena. Integración eléctrica regional: Oportunidades y retos que enfrentan los países de américa latina y el caribe, 2020.
- [21] Larrea Sylvia Virginia; Binato Silvio; Provenzano Dario; Jeifetz Carlos. Arco norte electrical interconnection study, 2016.
- [22] Larrea Sylvia Virginia; Bonzi Teixeira Augusto; Cova Bruno; Binato Silvio; Parodi Alejandro. Arco norte electrical interconnection study - component ii: Pre-feasibility study, 2017.
- [23] Claudio A. Agostini, Andrés M. Guzmán, Shahriyar Nasirov, and Carlos Silva. A surplus based framework for cross-border electricity trade in south america. *Energy Policy*, 128:673 – 684, 2019.
- [24] Echevarría Carlos; Jesurun-Clements Nancy; Mercado Díaz Jorge Enrique; Trujillo Carlos. Integración eléctrica centroamericana: Génesis, beneficios y perspectiva del proyecto siepac: Sistema de interconexión eléctrica de los países de américa central, 2017.
- [25] ENU. CEPAL. Integración eléctrica en américa latina: antecedentes, realidades y caminos por recorrer, 2013.
- [26] United Nations. Paris agreement, Dec 2015.



- [27] Ministerio de energías gobierno de Chile. Planificación energética de largo plazo periodo 2018-2022, 2019.
- [28] Gerencia de planificación de la transmisión-Coordinador eléctrico Nacional. Estudio de operación y desarrollo del sen sin centrales a carbón, 2018.
- [29] © Energy Exemplar. Plexos documentation, *última revisión Octubre 2020*.
- [30] © Energy Exemplar. Practical applications - plexos mixed chronology, EMFC - Las Vegas 2019.
- [31] © Energy Exemplar. Mohamed Abukaram and Abhimanyu Das Choudhury. Plexos fundamentals, EMFC - Las Vegas 2019.
- [32] F. Nadeem, S. M. S. Hussain, P. K. Tiwari, A. K. Goswami, and T. S. Ustun. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems. *IEEE Access*, 7:4555–4585, 2019.
- [33] A.G. Olabi, C. Onumaegbu, Tabbi Wilberforce, Mohamad Ramadan, Mohammad Ali Abdelkareem, and Abdul Hai Al – Alami. Critical review of energy storage systems. *Energy*, page 118987, 2020.
- [34] Maria C. Argyrou, Paul Christodoulides, and Soteris A. Kalogirou. Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94:804 – 821, 2018.
- [35] Guido Francesco Frate, Lorenzo Ferrari, and Umberto Desideri. Energy storage for grid-scale applications: technology review and economic feasibility analysis. *Renewable Energy*, 2020.
- [36] M. G. Molina. Energy storage and power electronics technologies: A strong combination to empower the transformation to the smart grid. *Proceedings of the IEEE*, 105(11):2191–2219, 2017.
- [37] Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poullikkas, and Venizelos Efthimiou. Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6):1513 – 1522, 2009.
- [38] A. Alhamali, M. E. Farrag, G. Bevan, and D. M. Hepburn. Review of energy storage systems in electric grid and their potential in distribution networks. In *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, pages 546–551, 2016.
- [39] Ali Ehsan and Qiang Yang. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. *Applied Energy*, 210:44 – 59, 2018.
- [40] Zeineb Abdmouleh, Adel Gastli, Lazhar Ben-Brahim, Mohamed Haouari, and Nasser Ahmed Al-Emadi. Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, 113:266 – 280, 2017.
- [41] Vishwamitra Oree, Sayed Z. Sayed Hassen, and Peter J. Fleming. Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69:790 – 803, 2017.

- [42] Energy Exemplar. Idb la clean energy rg. *PHASE II Report*, 2016.
- [43] U.S. Energy Information Administration (EIA). Annual energy outlook 2020 - with projections to 2050, 2020.
- [44] Enerdata-EnerFuture. Asian and european gas prices will converge by 2030- executive brief, 2018.
- [45] Jannik Haas. Inputs for LEELO (Long-term Energy Expansion Linear Optimization), August 2018.

# Anexo A

## Glosario

### A.1. Índices de variables y parámetros

$t$ :	Índice asociado a cada intervalo de tiempo.
$T$ :	Tiempo total de simulación.
$g$ :	Índice asociado a cada generador.
$c$ :	Tipo de tecnología de la central generadora.
$G$ :	Número total de generadores.
$G_c$ :	Conjunto de generadores pertenecientes al tipo de tecnología $c$ en $t$ .
$b$ :	Índice asociado a cada sistema de almacenamiento de energía (ESS).
$B$ :	Número total de sistemas de almacenamiento de energía (ESS).
$m, n$ :	Índices asociados a los nodos del sistema.
$z$ :	Índice asociado a una zona en particular.
$N$ :	Número total de nodos.
$N_z$ :	Conjunto de nodos de la zona $z$ (ejemplo: una zona puede representar un país).
$i$ :	Índice asociado al número de líneas que pueden haber en entre dos nodos.
$I(n, m)$ :	Número total de líneas entre los nodos $n, m$ .

### A.2. Variables y parámetros de entrada

$\text{CostBuildG}^g$ :	Costos de inversión del generador $g$ .
$\text{CapG}^g$ :	Capacidad máxima instalada del generador $g$ .
$\text{CV}^g$ :	Costos variables totales del generador $g$ .

$P_{gen}^g$ :	Potencia generada por el generador $g$ .
$CF^g$ :	Costos fijos del generador $g$ .
$CostBuildL^{n,m,i}$ :	Costos de inversión de la línea de transmisión $i$ entre los nodos $n,m$ .
$CapL^{n,m,i}$ :	Capacidad máxima instalada de la línea $i$ entre los nodos $n,m$ .
$CostBuildESS^b$ :	Costos de inversión del sistema de almacenamiento $b$ .
$CapESS^b$ :	Capacidad instalada del sistema de almacenamiento $b$ .
$VoLL$ :	Costo de no abastecimiento de la demanda.
$USE^n$ :	Demanda no suministrada en el nodo $n$ .
$P_{ess}_t^{n,b \text{ discharge}}$ :	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento $b$ .
$P_{ess}_t^{n,b \text{ charge}}$ :	Potencia de carga del sistema de almacenamiento $b$ .
$F_t^n$ :	Flujo de intercambio neto en el nodo $n$ .
$P_{loss}_t^n$ :	Pérdidas en las líneas correspondiente al nodo $n$ .
$P_{Load}_t^n$ :	Potencia demandada en el nodo $n$ .
$F_t^{n,m}$ :	Flujo en la línea $i$ entre los nodos $n,m$ en el instante $t$ .
$\overline{CapL}_t^{n,m}$ :	Máximo flujo por la línea $i$ entre los nodos $n,m$ en el instante $t$ .
$\underline{CapL}_t^{n,m}$ :	Mínimo flujo por la línea $i$ entre los nodos $n,m$ en el instante $t$ .
$CapESS_t^{\text{charge } b}$ :	Potencia máxima instalada a plena carga del sistema de generación $b$ , incluyendo pérdidas del inversor en el tiempo $t$ .
$CapESS_t^{\text{discharge } b}$ :	Potencia máxima instalada a plena descarga en el punto de conexión del sistema de generación $b$ , es decir, excluyendo las pérdidas del inversor en el tiempo $t$ .
$EndVol_t^b$ :	Energía almacenada por la unidad de almacenamiento $b$ al final del tiempo $t^1$ .
$EnergyESS_t^b$ :	Potencial técnico de energía de la unidad de almacenamiento $b$ en el tiempo $t$ .
$\eta^{\text{charge}}$ :	Eficiencia de carga del sistema de almacenamiento $b$ .
$\eta^{\text{discharge}}$ :	Eficiencia de descarga del sistema de almacenamiento $b$ .
$FirmCapG_t^{n,g}$ :	Capacidad firme de la unidad generadora en $t$ .
$MCRM$ :	Margen de suficiencia. Se define entre 0 y 1.

<sup>1</sup> Considerar que durante cada período  $t$  se pueden construir más unidades de sistemas de almacenamiento.

$\text{PeakLoad}_t^n$ :	Carga máxima planificada en $t$ .
$\text{CapGForced}_t^{n,g}$ :	Capacidad instalada de los generadores de tecnología $G_c$ impuesta por el modelador para un conjunto de nodos de la zona $N_z$ en $t$ .
$\text{ProdRateCO}_2_t^g$ :	Define al velocidad de producción de emisiones de $\text{CO}_2$ como una función del combustible consumido.
$\overline{\text{Emissions}}_{T_p}$ :	Límite del período $T_p$ de emisiones para todo el sistema. Esta cantidad es una restricción impuesta por el modelador.
$\text{CMg}_t^n$ :	Corresponde a los costos marginales de corto plazo en el nodo $n$ para el tiempo $t$ .
$\text{Pgen}_t^{n,g}$ :	Energía generada por el generador $g$ en el instante de tiempo $t$ .
$\text{CapG}_t^g$ :	Capacidad instalada del generador $g$ en el tiempo $t$ .
$\text{CostBuildG}_t^g$ :	Costos de inversión $g$ en el tiempo $t$ .
$\text{CapL}_t^{m,n,i}$ :	Capacidad instalada de la línea $m, n, i$ en el tiempo $t$ .
$\text{CostBuildL}_t^{m,n,i}$ :	Costos de inversión de la línea $m, n, i$ en el tiempo $t$ .
$\text{CostBuildEss}_t^b$ :	Costo de inversión del sistema de almacenamiento en el tiempo $t$ .
$\text{CV}_t$ :	Costos variables de operación y mantenimiento en el tiempo $t$ .
$\text{CF}_t$ :	Costos fijos de operación y mantenimiento en el tiempo $t$ .
$\text{F}_t^{m,n,i}$ :	Flujo por la línea $m, n, i$ en el tiempo $t$ .
$\text{Emissions}_t$ :	Emisiones de gases de efecto invernadero $\text{CO}_2$ , $\text{NO}_x$ y $\text{SO}_x$ en el tiempo $t$ .

### A.3. Abreviaciones y acrónimos

PLEXOS:	Software comercial utilizado en mercados eléctricos perteneciente a la compañía Energy Exemplar.
Power BI:	Software que permite la visualización de datos perteneciente a la compañía Microsoft.
Python:	Lenguaje de programación <i>open source</i> .
CPLEX:	Optimizador comercial desarrollado por la empresa IBM.
LEELO:	Conjunto de datos de entrada, elaborado por Jannik Haas, denominado <i>Long-term Energy Expansion Linear Optimization</i> .
BID:	Banco Interamericano del Desarrollo.
CE-FCFM:	Centro de Energía de la Universidad de Chile.

GEI:	Emisiones de gases de efecto invernadero.
TEP:	Planificación de la expansión de transmisión.
GEP:	Planificación de la expansión de generación.
GTEP:	Planificación de la expansión generación-transmisión.
ENTSO-E:	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.
MER:	Mercado Eléctrico Regional de América Central.
EOR:	Ente Operador Regional de America Central.
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica de América central.
SIEPAC:	Sistema de interconexión Eléctrica para países de América Central.
MERCOSUR:	Interconexiones compuestas por Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.
BAU:	Business as Usual.
ERNC:	Energía renovable no convencional.
INDC:	Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional.
PELP:	Planificación energética de Largo Plazo.
PHES:	Tipo de almacenamiento llamado bombeo hidroeléctrico.
CAES:	Tipo de almacenamiento llamado aire comprimido.
TES:	Tipo de almacenamiento llamado térmico.
FESS:	Tipo de almacenamiento llamado volante de inercia.
BESS:	Tipo de almacenamiento de sistemas de baterías.
FC-HES:	Tipo de almacenamiento de hidrógeno.
GD:	Generación distribuida.
BAU*:	Conjunto de estrategias realizadas en este trabajo de carácter Business as Usual.
MCRM:	Margen de suficiencia.
TX*:	Conjunto de estrategias realizadas en este trabajo donde se extiende el portafolio de proyectos de transmisión.
TXSOL*:	Conjunto de estrategias realizadas en este trabajo donde se extiende el portafolio de proyectos de transmisión y aumento de energía solar en Chile mayor o igual a 53 GW.
S/D:	Estrategias sin descarbonización implementada en este trabajo.

DESC:	Estrategias de descarbonización que exigen el retiro de centrales de carbón y diésel al final del período de planificación en este trabajo.
DESC+:	Estrategias de descarbonización donde se limitan gradualmente las emisiones de CO <sub>2</sub> en este trabajo.
esp:	Diminutivo del escenario Esperado propuesto en este trabajo.
int:	Diminutivo del escenario Integración propuesto en este trabajo.
ind:	Diminutivo del escenario Independiente propuesto en este trabajo.
ren-ind:	Diminutivo del escenario Renovable independiente propuesto en este trabajo.
ren-int:	Diminutivo del escenario Renovable integración propuesto en este trabajo.
fos-ind:	Diminutivo del escenario Fósil independiente propuesto en este trabajo.