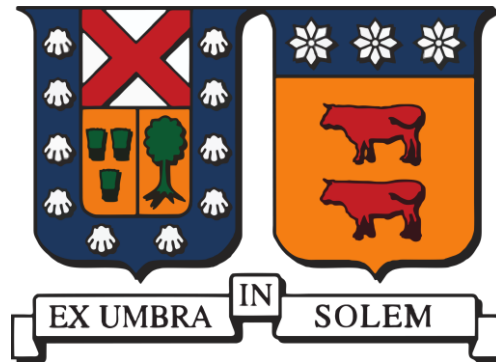


Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



**Co-optimización de la expansión de la generación y
transmisión para una transición económica y segura
hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile**

Matías Ignacio Reyes Marty

Memoria de titulación para optar al título de:

Ingeniero Civil Electricista

Profesor Guía:

Ricardo Álvarez M.

Correferente:

Ángela Flores

Valparaíso, Agosto 2023

Índice de Contenidos

Índice

Índice	3
Índice de Figuras	4
Variables	6
Parámetros	6
1. Introducción	9
1.1. Planteamiento del problema	9
1.2. Motivación	11
1.3. Objetivos de la Memoria.....	12
2. Proceso de la Expansión de la Generación y de la Transmisión Eléctrica	13
2.1. Política Energética Nacional.....	14
2.2. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)	15
2.3. Plan de Expansión Anual de Transmisión	17
2.4. Estudio de Franjas	18
2.5. Licitación de Obras de Transmisión	19
2.6. Plan de descarbonización energética nacional	19
3. Formulación del modelo para la co-optimización de la Generación y Transmisión a largo plazo	21
3.1. Consideraciones generales del modelo	21
3.2. Formulación matemática del modelo	23
3.3. Metodología de descomposición.....	36
4. Sistema eléctrico modelado	46
4.1. Sistema de transmisión.....	46
4.2. Capacidad instalada actual en el Sistema Eléctrico Nacional	48
4.3. Descarbonización del SEN	50
4.4. Demanda eléctrica	50
5. Resultados obtenidos	57
5.1. Evolución de la capacidad instalada en el SEN	57
6. Conclusiones.....	74
Bibliografía.....	76

Índice de Figuras

Figura 1 Proceso de la Expansión de la Transmisión. (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)	13
Figura 2 Pilares de la Política Energética Nacional (Fuente: Ministerio de Energía, 2020)	14
Figura 3 Escenarios Energéticos PELP 2018-2022. (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)	15
Figura 4 Metodología EdF (Fuente: franjas.minenergia.cl)	18
Figura 5 Rutas de descarbonización IAA 2020 (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)	20
Figura 6 Costos de inversión por tecnología	25
Figura 7 Costos variables por tecnología	27
Figura 8 Sistema de transmisión modelado	47
Figura 9 Capacidad de generación año 2021	48
Figura 10 Tecnología de generación por región año 2021	49
Figura 11 Capacidad de la infraestructura en construcción	49
Figura 12 Descarbonización modelada.....	50
Figura 13 Porcentaje por sector año 2021	52
Figura 14 Porcentaje por sector año 2050	53
Figura 15 Demanda por área y por región año 2021	53
Figura 16 Demanda por área y por región año 2050	54
Figura 17 Demanda proyectada	54
Figura 18 Demanda de los días representativos año 2021	55
Figura 19 Demanda de los días representativos año 2050	55
Figura 20 Evolución de la capacidad instalada	57
Figura 21 Evolución de la capacidad ERNC y Almacenamiento.....	58
Figura 22 Evolución de la generación por tecnología	59
Figura 23 Evolución de la capacidad por zona	60
Figura 24 Generación por hora año 2021.....	61
Figura 25 Generación por hora año 2050.....	62
Figura 26 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Alto Jahuel	63
Figura 27 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Charrua	63
Figura 28 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Lagunas	63
Figura 29 Vertimiento de las ERNC durante la simulación	64

Figura 30 Costo de inversión de generación por tecnología y por año.....	66
Figura 31 Costo de inversión de sistemas de transmisión por año.....	67
Figura 32 Costo de inversión de sistemas de almacenamiento por año.....	68
Figura 33 Costo de la operación y mantenimiento por año.....	69
Figura 34 Porcentaje de error entre cada iteración	71
Figura 35 Figura 33 Comparación del costo de la operación y mantenimiento por año	71
Figura 36 Diferencia en los costos de O&M	72
Figura 37 Vertimiento de las energías renovables con sistemas de almacenamiento y sin	73

Nomenclatura

Variables

$I_{e,h}$	:	Unidades de sistema de almacenamiento e instaladas en el año h
$I_{g,h}$	:	Generadores g instalados en el año h
$I_{p,h}$	:	Variable binaria que indica que el proyecto p de transmisión se instala en el año h
$Z_{e,y}$	:	Inversión acumulada del sistema de almacenamiento e , en el año y
$Z_{g,y}$	:	Inversión acumulada del generador g , en el año y
$Z_{p,y}$	:	Inversión acumulada del proyecto de transmisión p , en el año y
$P_{g,y,k,t}$	:	Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]
$p_{g,y,k,t}^{RESshed}$	:	Recorte de generación del generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW]
$D_{b,y,k,t}^{shed}$	:	Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW]
$p_{b,y,t}^{dump}$	:	Exceso de generación en la barra b en hora t , día k , año y [MW]
$E_{g,y,k,t}^{CSP}$	:	Energía del generador CSP g en la hora t , día k , año y [MWh]
$E_{e,y,k,t}$	:	Energía del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MWh]
$P_{e,y,k,t}^c$	:	Potencia de carga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
$P_{e,y,k,t}^d$	:	Potencia de descarga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
$F_{l,y,k,t}$	:	Flujo por la línea l en la hora t , día k , en el año y [MW]
θ_{y,k,t,u_l}	:	Ángulo de fase asociado a la barra b en la hora t , día k , año y [rad]
$p_{g,y,k,t}^{pump}$	:	Potencia bombeada de la central de bombeo g en la hora t , día k , año y [MW]
$Q_{g,y,k,t}^{dump}$	:	Caudal vertido del generador g en la hora t , día k , año y [m ³ /s]
$Q_{g,y,k,t}^{leak}$	:	Filtración del generador g en la hora t , día k , año y [m ³ /s]
$V_{r,y,k,t}$	:	Volumen del embalse r en la hora t , día k , año y [Hm ³]
$Q_{g,y,k,t}^{dumpNF}$	:	Caudal ficticio vertido del embalse r en la hora t , día k , año y [m ³ /s]
$Q_{g,y,k,t}^{inNF}$	:	Afluente ficticio del embalse r en la hora t , día k , año y [m ³ /s]

Parámetros

$c_{e,h}^{inv}$	:	Costo anualizado de inversión del sistema de almacenamiento e en el año y [USD]
$c_{g,y}^{INV}$	:	Costo total de la inversión del generador g en el año y [USD]
$c_{p,y}^{INV}$	:	Costo total de la inversión del proyecto p en el año y [USD]

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

$c_{g,y}^{o\&mfix}$	:	Costo de operación y mantenimiento del generador g en el año y [USD]
$c_{g,y}$	:	Costo variable del generador g en el año y [USD/MW]
$c_{b,y}^{lshed}$	:	Costo de la demanda no servida en la barra b en el año y [USD/MWh]
$c_{g,y}^{dump}$	:	Penalización por exceso de generación en la barra b en el año y [USD/MWh]
$c_{g,y}^{RESShed}$	:	Penalización por recorte de generación del generador ERNC g en el año y [USD/MWh]
$c_{r,y}^{dumpNF}$	:	Penalización por vertimientos/inflows ficticios del embalse r en el año y [USD/m ³ /s]
q	:	Tasa de descuento
z_e^0	:	Unidades existentes del sistema de almacenamiento e
z_g^0	:	Unidades existentes del generador g
z_l^0	:	Parámetro que indica si la línea l es existente o no
$\bar{Z}_{e,y}$	:	Número de unidades del sistema de almacenamiento e disponibles para inversión en el año y
$\bar{Z}_{g,y}$	:	Número de unidades de generación g disponibles para inversión en el año y
$\bar{p}_{g,y}$	:	Potencia máxima del generador g [MW]
$\bar{E}_{g,y,k,t}$	:	Energía máxima del generador CSP g [MWh]
$\bar{f}_l$	:	Límite operacional de la línea l [MW]
x_l	:	Reactancia de la línea l [pu]
$d_{b,y,k,t}$	:	Demanda en la barra b en la hora t , día k , año y [MW]
M_l^A	:	Parámetro disyuntivo para la restricción flujo DC de la línea l agregada
M_p^R	:	Parámetro disyuntivo para la restricción flujo DC de la línea l retirada
$\bar{p}_{e,y}$	:	Potencia máxima del sistema de almacenamiento e [MW]
$\bar{E}_{e,y}$	:	Energía máxima del sistema de almacenamiento e [MWh]
μ_e	:	Eficiencia del sistema de almacenamiento e
y_e^{build}	:	Año de entrada del sistema de almacenamiento e
$\alpha_{g,y,k,t}$	:	Generación disponible para el generador ERNC g en la hora t , día k , año y [pu]
μ_g	:	Eficiencia del generador hidráulico g [MW/m ³ /s]
α_g^{leak}	:	Tasa de filtración del embalse r
$\underline{v}_r$	:	Volumen mínimo del embalse r [Hm ³]
$\bar{v}_r$	:	Volumen máximo del embalse r [Hm ³]
$\bar{Q}_g$	:	Máximo caudal vertido del generador g en la hora t , día k , año y [m ³ /s]
$w_{r,y,k,t}$	:	Afluente del embalse r en la hora t , día k , año y [m ³ /s]
σ_k	:	Peso asociado al día k

Resumen

la incorporación de sistemas de generación renovable se erige como un pilar fundamental para lograr un sistema eléctrico eficiente, económicamente viable y respetuoso con el medio ambiente. A medida que las energías renovables, como la solar y la eólica, toman protagonismo, se reducen los costos operativos y la dependencia de recursos no renovables, al tiempo que disminuyen las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta transición no solo reduce la huella ambiental, sino que también conlleva beneficios económicos, incluida la estabilidad en los precios.

Además, la integración de sistemas de almacenamiento y nuevas líneas de transmisión es esencial para maximizar el potencial de las energías renovables. Al superar desafíos como la intermitencia, los sistemas de almacenamiento optimizan la generación eléctrica al acumular excesos de energía y liberarlos en momentos de alta demanda. Esto no solo asegura el suministro constante, sino que también mejora la rentabilidad y reduce los costos operativos asociados con la gestión de la red eléctrica. En tanto un sistema de transmisión eficiente permite superar limitaciones geográficas y capturar energía generada en áreas ricas en recursos. Un sistema de transmisión optimizado garantiza la estabilidad y confiabilidad de la red, al minimizar riesgos de congestión y desequilibrios, fomentando la inversión en energías renovables.

Por último, la metodología de optimización adoptada, centrada en la técnica de generación de columnas, demuestra su eficacia al abordar problemas de manera exitosa y eficiente. A través de iteraciones y la obtención de soluciones sucesivas, se logra un rendimiento positivo y se alcanza una convergencia precisa en el proceso de simulación.

Capítulo 1

1. Introducción

1.1. Planteamiento del problema

El mayor desafío al que nos vemos enfrentados hoy en día a nivel mundial es el calentamiento global, producto principalmente de la emisión de gases de efecto invernadero (**GEI**) a la atmosfera. Ante este escenario, diversos países han asumido el compromiso de reducir la emisión de GEI y detener así, el cambio climático. Entre otros, una de las medidas que se están adoptando es la descarbonización de los sistemas eléctricos de potencia (**SEP**), en donde la incorporación masiva de energías renovables no convencionales (**ERNC**) juega un rol fundamental.

Desde el punto de vista nacional, Chile presenta una matriz energética fuertemente hidrotérmica, en donde el 19 % de la capacidad total del Sistema Eléctrico Nacional (**SEN**) es producida mediante carbón, logrando cubrir el 40 % de la demanda. Para contribuir a la disminución de las emisiones de GEI, el Gobierno de Chile presentó en el año 2019 un plan de descarbonización para el SEN llamado “*Energía Zero Carbón*”. Este contempla el retiro de todas las centrales a carbón para el año 2040, logrando así, carbono neutralidad para el año 2050. Para ello, se requiere una integración masiva de energías renovables no convencionales, como la energía eólica y energía solar fotovoltaica, lo que significa un cambio fundamental de la matriz energética nacional. La transición segura desde el sistema actual hacia un sistema con alta participación de ERNC involucra grandes desafíos técnicos y económicos. En primer lugar, se requiere reforzar el sistema de transmisión, para poder evacuar la energía generada desde los nuevos puntos de inyección hacia los consumos. En segundo lugar, el SEP debe estar preparado ante la variabilidad e incertidumbre de las ERNC, debido que este tipo de tecnología depende fuertemente de factores climáticos, provocando en cualquier momento desbalances de energía. Por lo tanto, una solución para poder mitigar los desbalances de energía es contar con sistemas de almacenamiento, ya que estos a través de control logran reestablecer el equilibrio entre la demanda y la generación, debido a su capacidad de inyectar y acumular energía. Finalmente, a diferencia de los generadores síncronos convencionales, las centrales ERNC como parques eólicos y/o plantas solares fotovoltaicas, generalmente no contribuyen a la regulación de frecuencia del sistema ni aportan con respuesta inercial durante grandes desbalances entre carga y generación. La inercia de un SEP y su capacidad de regulación de frecuencia afectan directamente la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, que busca evitar el desprendimiento de carga durante falla, es decir, el reemplazo de centrales de generación convencional por ERNC, conducirá a una disminución del desempeño de la regulación de frecuencia

durante la operación normal y a un empeoramiento de la estabilidad de frecuencia frente a grandes desbalances de energía. Es por este motivo, las plantas Solares de Concentración de Potencia (**CSP**) logran una ventaja ante las centrales fotovoltaicas y eólicas, debido a que estas inyectan energía a la red a través de una turbina a vapor, logrando de esta forma aportar inercia a la red, otro punto a destacar de las CSP es que estas pueden almacenar energía permitiendo tener generación ERNC durante las 24 horas del día.

Debido a que la co-optimización de la generación y transmisión es un problema extremadamente complejo, especialmente por el horizonte de simulación y la cantidad de variables asociadas, es que usualmente se divide en subproblemas de menor envergadura para poder acelerar la solución. Para lograr esto se ocupan diferentes técnicas de descomposición, de las cuales la más usada es Benders, pero las dificultades que presenta este modelo es que solo acepta una cantidad limitada de restricciones y presenta tiempos de solución extensos al agregar gran cantidad de variables enteras, por lo tanto, al establecer un modelo de co-optimización complejo y con un horizonte de trabajo extenso (más de 10 años), es que esta técnica presenta dificultades.

1.2. Motivación

Hoy en día existe interés por la búsqueda de metodologías y desarrollo de herramientas que permitan resolver el problema de co-optimización de la generación y transmisión de una manera rápida, óptima y que representen un modelo lo más detallado posible para las unidades eléctricas generadoras y el sistema eléctrico. Si bien actualmente existen modelos cada vez más detallados, en general, no todas las restricciones del sistema eléctrico son consideradas simultáneamente, esto quiere decir, que en varios casos se estudia por separado el problema de generación y transmisión, debido a su alto nivel de complejidad de solución. Entonces resulta necesario obtener un modelo que permita agregar la mayor cantidad de restricciones operativas, tanto como para la generación y transmisión con el fin de conseguir un funcionamiento más real del sistema.

En la actualidad en Chile se necesita determinar una transición económica y segura desde un sistema hidrotérmico a un sistema ERNC, además de incluir la descarbonización año a año que plantea al Ministerio de Energía con el objetivo del sece de estas centrales. Por lo tanto, la implementación de un modelo que ya obtenga la información operacional del SEN y también se agregue a este la salida de servicio de las centrales a carbón y la posibilidad de inversión de centrales ERNC, almacenamiento y CSP apoyaría a la toma de decisiones a largo y mediano plazo para que la transición sea lo más óptima posible. Además, otro punto a destacar es la cantidad de energía a evacuar por las centrales ERNC que se obtendrá en un futuro, entonces agregar la posibilidad de inversión de líneas de transmisión y/o de mejorar las líneas ya existentes aportará una mejora sustancial en el sistema de transmisión nacional.

Entonces la herramienta computacional que se presentará en este trabajo de memoria de título buscará resolver el problema de co-optimización de la generación y transmisión cumpliendo tanto los objetivos que buscan representar operativamente el SEN de tal forma de acercarse a un modelo lo más real posible y los objetivos de obtener una transición económica y segura con el fin de la inclusión de las centrales ERNC.

1.3. Objetivos de la Memoria

El objetivo general del presente trabajo consiste en determinar el rol de los sistemas de almacenamiento de energía y plantas solares de concentración de potencia (CSP) para una transición costo-eficiente y segura hacia un sistema de baja inercia con harta participación de energías renovables no convencionales (ERNC).

Los objetivos específicos son:

- Caracterizar el estado del arte en cuanto a técnicas de optimización y estrategias de modelación para la expansión óptima de Sistemas Eléctricos de Potencia con alto potencial de energías renovables
- Desarrollar modelo de co-optimización de la expansión de la generación y transmisión considerando restricciones de flexibilidad para la operación de corto plazo
- Implementar herramienta de co-optimización en un caso de estudio para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
- Determinar el rol de los sistemas de almacenamiento y plantas solares de concentración de potencia en la transición del Sistema Eléctrico actual, hacia un sistema con harta penetración de energías renovables

Capítulo 2

2. Proceso de la Expansión de la Generación y de la Transmisión Eléctrica

Desde la promulgación de la Ley 20.936, que introdujo modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), se instauró un nuevo procedimiento para la planificación tanto energética como de transmisión dentro del Sistema Eléctrico Nacional. Este proceso se concibió con el propósito de orientar el desarrollo de la infraestructura de transmisión eléctrica hacia la promoción de un mercado de generación más competitivo, con el fin de reducir los costos de energía para el consumidor final. Además de este objetivo económico, se persigue la mejora sustancial de los estándares de seguridad y calidad en la prestación del servicio eléctrico, en aras de fortalecer la robustez del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Las distintas etapas que componen la planificación energética y de transmisión se suceden en orden cronológico, como se ilustra de manera clara en el esquema presentado en la Figura 1. En este esquema, se destacan las distintas entidades que participan en cada fase. Cabe resaltar que todas estas etapas deben estar alineadas con la política energética nacional, cumpliendo con sus directrices y objetivos preestablecidos.

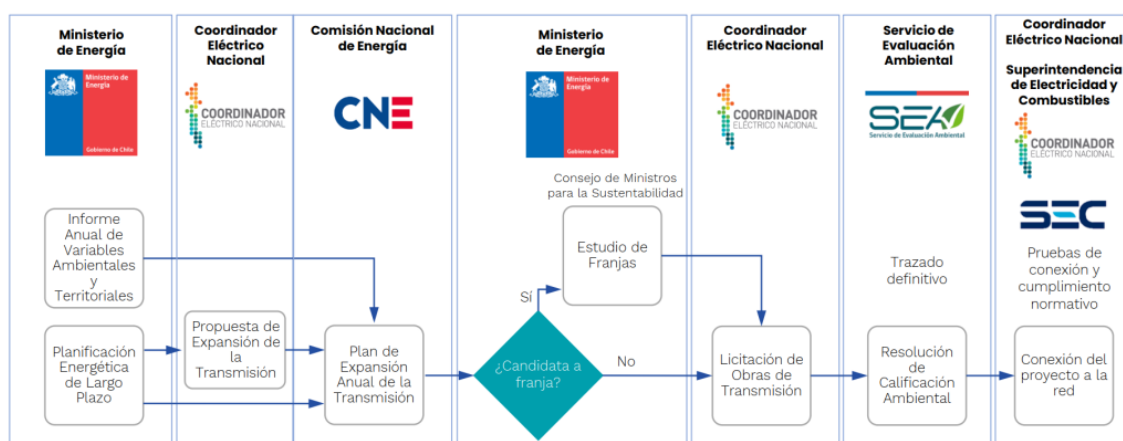


Figura 1 Proceso de la Expansión de la Transmisión. (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)

2.1. Política Energética Nacional

La política energética plantea una perspectiva del sector energético al 2050, orientada hacia la construcción de un sector caracterizado por su fiabilidad, sustentabilidad, inclusividad y competitividad. En este sentido, el propósito primordial consiste en asegurar y preservar la confiabilidad de la totalidad del sistema energético, concomitantemente con el acatamiento de principios de sostenibilidad e inclusión.

Con miras a alcanzar tales objetivos, la política se erige sobre cuatro pilares esenciales:



Figura 2 Pilares de la Política Energética Nacional (Fuente: Ministerio de Energía, 2020)

- **Seguridad y Calidad de Suministro:** En este punto se busca que la seguridad de suministro no solo este sujeto a la disponibilidad de energía de forma interrumpida, sino que también esta energía se encuentre disponible a un precio razonable, predecible y que fortalezca la competitividad del país. Con el objetivo de avanzar hacia un sector seguro a nivel local como individual.
- **Energía como Motor de Desarrollo:** Esta política tiene la meta que la totalidad de los proyectos energéticos desarrollados en el país cuenten con un mecanismo donde la participación de la comunidad y el sector empresarial contribuyan al desarrollo local y a un mejor desempeño del proyecto. Además, acceso universal y equitativo a servicios eléctricos modernos, confiables a toda la población.
- **Energía Compatible con el Medio Ambiente:** Los objetivos de este eje son que al menos el 70 % de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables, que las emisiones de GEI del sector eléctrico sean coherentes con las políticas ambientales, promoviendo medidas de mitigación costo-efectivas.
- **Eficiencia y Educación Energética:** Finalmente este pilar tiene como metas que el 100 % de los artefactos eléctricos sean energéticamente eficientes, que en el transporte Chile tome los más altos estándares sobre eficiencia energética y que la cultura energética este instalada en todos los niveles de la sociedad, incluyendo productores, comercializadores, consumidores y usuarios.

2.2. Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)

Cada cinco años, corresponde al Ministerio de Energía llevar a cabo un proceso de planificación energética a largo plazo, abordando diversos escenarios energéticos (tal como se ilustra en la Figura 3) que involucren la expansión tanto de la generación como del consumo energético. Este ejercicio de planificación se extiende en una proyección temporal de al menos treinta años. Paralelamente, de forma anual, el Ministerio posee la facultad de emitir el Informe de Actualización de Antecedentes (IAA). El propósito central de este informe radica en otorgar un enfoque de carácter comparativo, sin embargo, sin menoscabar la preservación de la definición de los escenarios energéticos y los polos de desarrollo previamente establecidos.

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	Libre (Baja)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	+ Costo (Media)	+ Costo (Media)
2. Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Figura 3 Escenarios Energéticos PELP 2018-2022. (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)

Como se aprecia en la Figura 3 existen distintos factores para realizar los escenarios de la planificación de la generación, los cuales se describen a continuación:

- **Disposición social para proyectos:** Se relaciona con la dificultad para llevar a cabo proyectos de generación eléctrica en ciertas zonas del país. En particular, para las tecnologías de generación térmica en todo el país, e hidroeléctrica y eólica en el sur.
- **Demanda energética:** Entre los principales determinantes de largo plazo de la demanda energética se encuentran: la climatización eléctrica, electro-movilidad, eficiencia energética y crecimiento económico.

- **Cambios tecnológicos en almacenamiento de baterías:** El desarrollo y costo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica en baterías de litio, considerando el aporte que esta tecnología puede significar para el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- **Costos de externalidades ambientales:** Las externalidades ambientales y el costo internalizado que el sector energético tendrá en el largo plazo, donde se han considerado tanto las emisiones locales y globales.
- **Costos de inversión en tecnologías renovables:** El costo de inversión que algunas de las tecnologías renovables tendrán en el futuro, en particular la eólica y solar fotovoltaica, y también otras tecnologías como la concentración solar de potencia.
- **Precio de combustibles fósiles:** Los precios de los combustibles fósiles utilizados para generación eléctrica, en particular, los del gas natural, considerando que antes del año 2040 se realizaría el retiro de todas las unidades generadoras a carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

El propósito de la en la generación de estos escenarios energéticos, tanto en el marco de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) 2018-2022 como en las actualizaciones del Informe de Actualización de Antecedentes (IAA), radica en orientar el proceso anual de expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica, a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE). Estos escenarios cumplen diversas funciones, entre las cuales se encuentran:

- Facilitar el suministro de información sustancial al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) con el propósito de contribuir a la formulación de la propuesta concerniente a la expansión de la infraestructura de transmisión.
- Proporcionar los insumos necesarios para la determinación y evaluación de metas energéticas y de desarrollo.
- Analizar y evaluar los impactos derivados de la introducción de nuevas tecnologías, las cuales pueden contribuir al avance y fortalecimiento de la matriz energética.
- Brindar una orientación al sector energético que permita establecer señales claras en términos de localización territorial, en apoyo al despliegue de proyectos energéticos de diversa naturaleza.

En última instancia, la elaboración de estos escenarios cumple un rol crítico al proporcionar una base informada para la toma de decisiones en el ámbito energético, promoviendo un desarrollo coherente, eficiente y sostenible de la infraestructura y los proyectos en el sector.

2.3. Plan de Expansión Anual de Transmisión

De manera anual, corresponde a la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevar a cabo un proceso de planificación específico dirigido a la infraestructura de transmisión. Este proceso se encuentra obligado a abarcar un horizonte proyectivo que se extienda por lo menos durante un período de veinte años. El alcance de esta planificación abarca las obras de expansión que resulten necesarias para el sistema de transmisión a nivel nacional, tanto en términos de polos de desarrollo, zonificación y obras dedicadas utilizadas por las concesionarias de servicios públicos de distribución. Este suministro está orientado a los usuarios sometidos a la regulación de precios, o también aquellas obras necesarias para garantizar dicho suministro, según sea pertinente.

En el marco de este proceso, se exige la consideración obligatoria de la planificación energética a largo plazo que el Ministerio de Energía lleva a cabo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 83° de la Ley 20.936. Asimismo, es imperativo alinear la planificación de la transmisión con los objetivos primordiales fijados por la legislación para el sistema eléctrico, los cuales abarcan la promoción de la eficiencia económica, la competencia, la seguridad y la diversificación. En consecuencia, la planificación de la infraestructura de transmisión deberá llevarse a cabo bajo el imperativo de considerar:

- La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades, tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas
- La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio
- Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en conformidad a lo señalado en el artículo 86° de la Ley 20.936 [1]
- La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente

2.4. Estudio de Franjas

Una vez que la CNE emita el plan de expansión anual de transmisión el Ministerio de Energía se encarga de hacer los Estudios de Franjas (EdF) de los proyectos, con el fin de orientar las mejores alternativas de localización de estos. Contemplando consideraciones ambientales, socioculturales y las vocaciones productivas del territorio.

Para que el EdF cumpla con las políticas energéticas actuales, se realizan Evaluaciones Ambientales Estratégicas (EAE), las cuales son comandadas con el Ministerio de Medio Ambiente y a la vez una participación social, en donde se contemplan tanto las identidades privadas y la ciudadanía.

Para llevar a cabo el EdF el Ministerio de Energía sigue la metodología mostrada en la Figura 4 la cual contempla cuatro etapas:

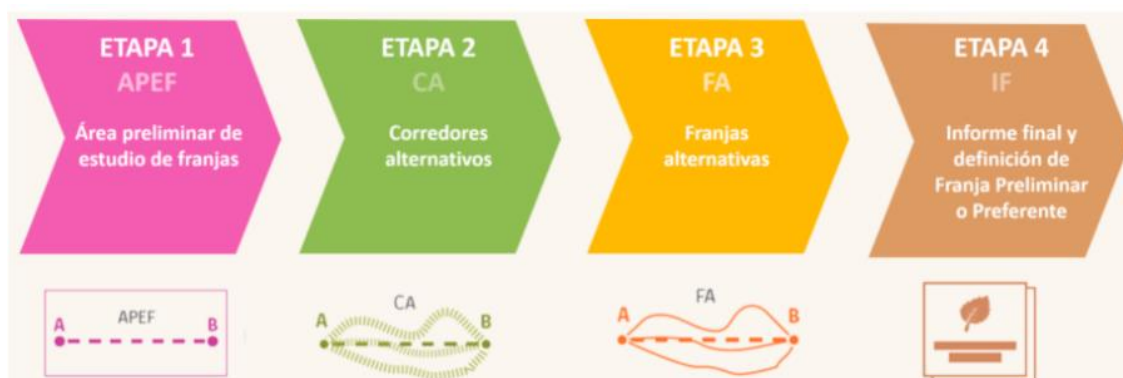


Figura 4 Metodología EdF (Fuente: franjas.minenergia.cl)

- **Etapa 1:** el EdF comienza con un área extensa (en el caso del primer estudio un polígono de 420 km de largo y aproximadamente 90 km de ancho), en la que se sistematizará la información ambiental y sociocultural ya existente
- **Etapa 2:** a partir de la información de la etapa 1, junto con los antecedentes y valoraciones obtenidas en la EAE y en los talleres de participación ciudadana y de los pueblos originarios, se analizarán y representarán cartográficamente Corredores Alternativos (entre 3 y 7 km)
- **Etapa 3:** en esos mismos corredores determinados en la etapa 2, se determinarán Franjas (entre 1 y 3 kilómetros)
- **Etapa 4:** el Ministerio de Energía deberá escoger una y proponerla al Consejo de Ministros para la Sustentabilidad. Una vez aprobada recién ahí se licitará una obra de transmisión y la empresa adjudicada deberá definir por Ley el trazado solo en esa Franja de Territorio

2.5. Licitación de Obras de Transmisión

Al finalizar EdF recién el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) le corresponde efectuar el proceso de licitación pública internacional de los proyectos de expansión de la transmisión del SEN.

Las bases de licitación de las obras nuevas y de ampliación solo serán elaboradas por el CEN y, a lo menos, deben especificar las condiciones objetivas que serán consideradas para determinar la licitación, la información técnica y comercial que deberán entregar las empresas participantes.

La CNE será el organismo a cargo de fijar el valor máximo de las licitaciones, valor que se mantendrá oculto hasta la apertura de las ofertas por parte de las empresas. Por lo tanto, si las ofertas de la licitación exceden el precio determinado por la CNE, dicha licitación se determinará desierta y el CEN podrá licitarla nuevamente.

2.6. Plan de descarbonización energética nacional

En el año 2019, se anunció el plan de descarbonización energética “Energía Zero Carbón”, que contempla importantes anuncios que sitúan a Chile en el camino para alcanzar la carbono-neutralidad al 2050, con hitos específico, que permitirán propiciar un desarrollo sustentable y sostenible para la comunidad, los cuales son:

- Retiro de ocho unidades generadoras a carbón al año 2024, por una capacidad de 1.047 MW
- Cese total de generación eléctrica en base a carbón al año 2040
- Carbono neutralidad al año 2050

El desafío de retirar las centrales a carbón es grande, debido a que hoy en día el carbón contribuye con casi el 40 % de la generación eléctrica del país y su reemplazo requiere de más proyectos renovables y una infraestructura de transmisión más robusta y moderna, y un sistema eléctrico flexible.

Con el fin de incorporar este proceso a la PELP, el retiro de centrales a carbón del SEN se asocia al factor “Disposición social de proyectos” y se determinaron tres rutas distintas, las cuales se muestran en la Figura 5 donde se puede apreciar la diferencia entre el IAA 2019 y 2020 mostrando un proceso más acelerado en el último informe.

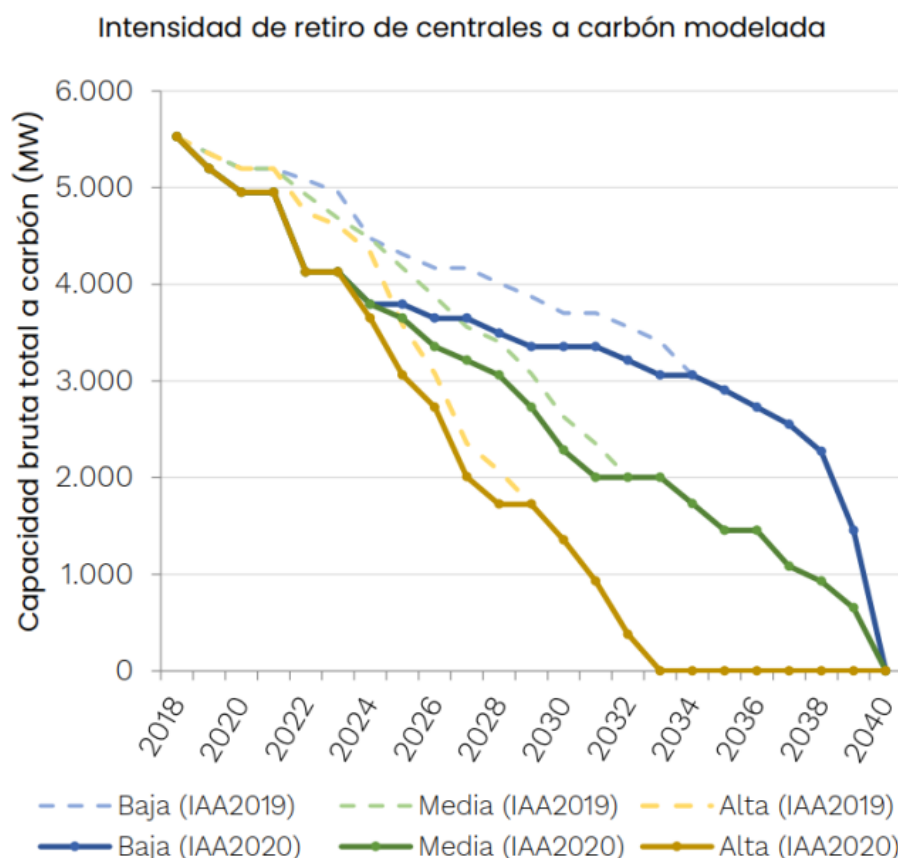


Figura 5 Rutas de descarbonización IAA 2020 (Fuente: Ministerio de Energía, IAA 2020)

Pero los efectos sobre el clima hoy son claramente visibles: el total del sector energético chileno es responsable del 78 % de las emisiones del país. De los cuales solamente el 32 % genera la electricidad. Entonces la descarbonización del SEN traerá efectos favorables para controlar las emisiones de gases de efecto invernadero, debido que habrá una reducción de la producción de CO_2 actual.

Capítulo 3

3. Formulación del modelo para la co-optimización de la Generación y Transmisión a largo plazo

3.1. Consideraciones generales del modelo

Para el modelo de Co-optimización de la Generación y Transmisión a largo plazo los datos de entrada deberán ser:

1. Curvas de costos de inversión anuales para cada generador y bacteria en expansión, obtenidas del IAA 2020
2. Costo de inversión de cada línea de transmisión en expansión
3. Demanda horaria de los días representativos (4 días) para cada año del horizonte de trabajo
4. Penalizaciones:
 - Costo del recorte de generación ERNC
 - Costo de la energía no suministrada
 - Costo del exceso de energía
 - Costo de variables virtuales
5. Modelo de las unidades ERNC:
 - Perfil horario de cada unidad
 - Límites técnicos de operación
 - Restricciones de operación
6. Modelo de las unidades térmicas:
 - Costo de operación de las unidades
 - Límites técnicos de operación
 - Restricciones de operación
7. Modelo de las unidades hidráulicas de pasada y embalse:
 - Capacidad horaria de caudales y afluentes
 - Relaciones entre, caudal, potencia, volumen almacenado y su respectiva cota
 - Límites técnicos de operación
 - Restricciones de operación
8. Modelo de los sistemas de almacenamiento:
 - Relaciones entre la energía almacenada y la potencia
 - Límites técnicos de operación
 - Restricciones de operación
9. Modelo de transmisión:
 - Parámetros de las líneas

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

- Límites técnicos de operación
- Consideración de transformadores
- Consideración de líneas que se encuentran conectadas o desconectadas del sistema
- Dependencia entre los proyectos de expansión de las líneas

10. Condiciones iniciales:

- Unidades existentes de generación y sistemas de almacenamiento al comienzo del horizonte de trabajo
- Líneas de transmisión existentes al comienzo del horizonte de trabajo

Sobre la salida del modelo se espera obtener:

1. Costo de inversión total
2. Costo de operación total
3. Potencia total a entregar por cada tecnología de generación
4. Evolución de la capacidad de potencia por cada tecnología de generación
5. Energía no suministrada
6. Recorte total de las tecnologías ERNC
7. Costos Marginales
8. Inversión por tecnología de generación
9. Inversión de nuevas líneas de transmisión

3.2. Formulación matemática del modelo

En este trabajo se propone un modelo de programación entera mixta por lo que la función objetivo y las restricciones consideradas en la modelación son las siguientes:

3.2.1. Función Objetivo

$$\text{Min} \sum_{y \in Y} \frac{1}{q^{y-y_0}} \left[\sum_{p \in P} c_{p,y}^{INV} + \sum_{e \in E} c_{e,y}^{INV} + \sum_{g \in G} c_{g,y}^{INV} + c_y^{OP} \right]$$

Variables:

$c_{p,y}^{INV}$: Costo total de la inversión del proyecto p en el año y [USD]

$c_{e,y}^{INV}$: Costo total de la inversión del sistema de almacenamiento e en el año y [USD]

$c_{g,y}^{INV}$: Costo total de la inversión del generador g en el año y [USD]

c_y^{OP} : Costo total de operación y mantenimiento del generador g en el año y [USD]

Parámetro:

q : Tasa de descuento

3.2.1.1. Costos de inversión

$$c_{p,y}^{INV} = \sum_{h \leq y} I_{p,h} c_{p,h}^{inv}$$

$$c_{e,y}^{INV} = \sum_{h \leq y} I_{e,h} c_{e,h}^{inv}$$

$$c_{g,y}^{INV} = \sum_{h \leq y} I_{g,h} c_{g,h}^{inv}$$

Variables:

$I_{e,h}$: Unidades de sistema de almacenamiento e instaladas en el año y

$I_{g,h}$: Generadores g instalados en el año y

$I_{p,h}$: Variable binaria que indica que el proyecto p de transmisión se instala en el año y

Parámetro:

$c_{e,h}^{inv}$: Costo anualizado de inversión del sistema de almacenamiento e en el año y [USD]

$c_{g,h}^{inv}$: Costo anualizado de inversión del generador g en el año y [USD]

$c_{p,h}^{inv}$: Costo anualizado de inversión del proyecto p en el año y [USD]

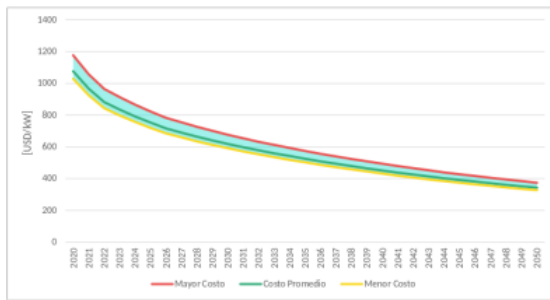
Costo de inversión de generadores y sistemas de almacenamiento

Para efectos de definición de costos de inversión de las distintas tecnologías candidatas de generación, se ha considerado la base de datos del IAA 2020, informe que construye los costos de inversión considerando las siguientes fuentes:

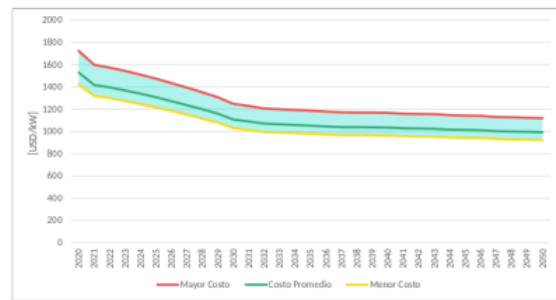
- Para definir el punto de partida: Informe de Costos de Tecnologías de Generación 2020, publicado por la Comisión Nacional de Energía
- Proyecciones a largo plazo: Bloomberg New Energy Finance y National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy

Con lo anterior los costos de inversión por tecnología quedan

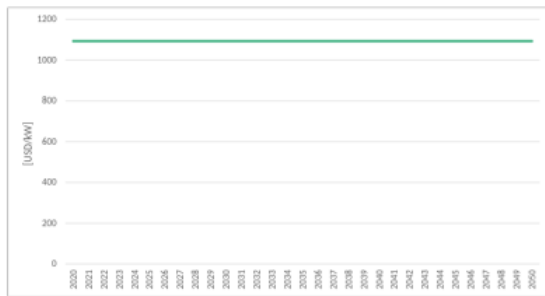
Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile



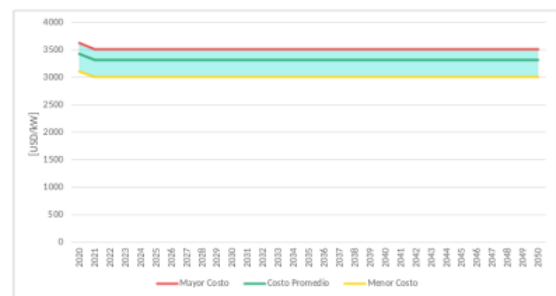
(a) Solar Fotovoltaica



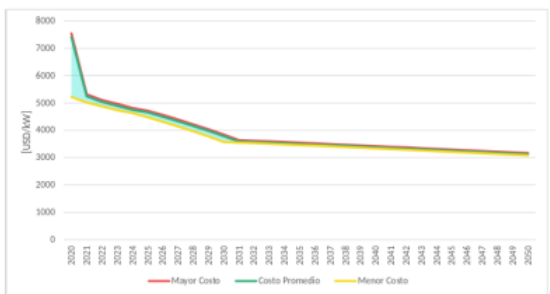
(b) Eólica



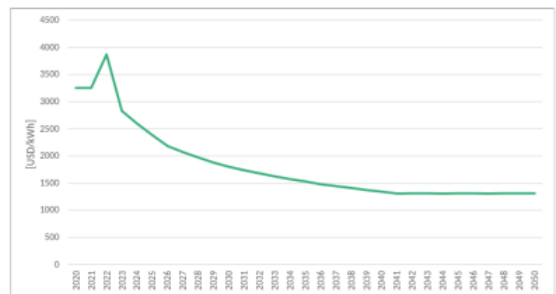
(c) Bombeo



(d) Pasada



(e) CSP



(f) Baterías

Figura 6 Costos de inversión por tecnología

3.2.1.2. Costos de operación

$$C_y^{OP} = C_y^{O\&Mfix} + C_y^{var} + C_y^{LoadShed} + C_y^{RESShed} + C_y^{Dump} + C_y^{NFdump+inflow}$$

donde

$$\begin{aligned} C_y^{O\&Mfix} &= \sum_{g \in G} c_{g,y}^{o\&mfix} \bar{p}_{g,y} \\ C_y^{var} &= \sum_{d \in D} \sum_{t \in T_k} \sigma_k \sum_{g \in G} c_{g,y} P_{g,y,k,t} \\ C_y^{LoadShed} &= \sum_{d \in D} \sum_{t \in T_k} \sigma_k \sum_{b \in B} c_{b,y}^{lshed} D_{b,y,k,t}^{shed} \\ C_y^{RESShed} &= \sum_{d \in D} \sum_{t \in T_k} \sigma_k \sum_{g \in G^{RES}} c_{g,y}^{RESShed} P_{g,y,k,t}^{RESShed} \\ C_y^{Dump} &= \sum_{d \in D} \sum_{t \in T_k} \sigma_k \sum_{b \in B} c_{b,y}^{dump} P_{b,y,t}^{dump} \\ C_y^{NFdump+inflow} &= \sum_{d \in D} \sum_{t \in T_k} \sigma_k \sum_{r \in R} [c_{r,y}^{dumpNF} Q_{r,y,t}^{dumpNF} + Q_{r,y,t}^{inNF}] \end{aligned}$$

Variables:

- $P_{g,y,k,t}$: Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]
- $D_{b,y,k,t}^{shed}$: Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW]
- $P_{g,y,k,t}^{RESShed}$: Recorte de generación del generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW]
- $P_{b,y,t}^{dump}$: Exceso de generación en la barra b en hora t , día k , año y [MW]
- $Q_{r,y,t}^{dumpNF}$: Caudal vertido del generador g en la hora t , día k , año y [m³/s]
- $Q_{r,y,t}^{inNF}$: Afluente ficticio del embalse r en la hora t , día k , año y [m³/s]

Parámetros:

- $c_{g,y}^{o\&mfix}$: Costo de operación y mantenimiento del generador g en el año y [USD]
- $\bar{p}_{g,y}$: Potencia máxima del generador g [MW]
- $c_{g,y}$: Costo variable del generador g en el año y [USD/MW]
- $c_{b,y}^{lshed}$: Costo de la demanda no servida en la barra b en el año y [USD/MWh]

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

- $c_{g,y}^{REShed}$: Penalización por recorte de generación del generador ERNC g en el año y [USD/MWh]
 $c_{g,y}^{dump}$: Penalización por exceso de generación en la barra b en el año y [USD/MWh]
 $c_{r,y}^{dumpNF}$: Penalización por vertimientos/inflows ficticios del embalse r en el año y [USD/m³/s]
 σ_k : Peso asociado al día k

Costo variable de los generadores térmicos

Para efectos de definición de costos variables de las distintas tecnologías de generación térmica, se ha considerado la base de datos del IAA 2020, informe que construye los costos considerando la siguiente fuente:

- Annual Energy Outlook 2020 (AEO 2020), del U.S. Energy Information Administration (EIA)

Con lo anterior los costos de inversión por tecnología quedan:

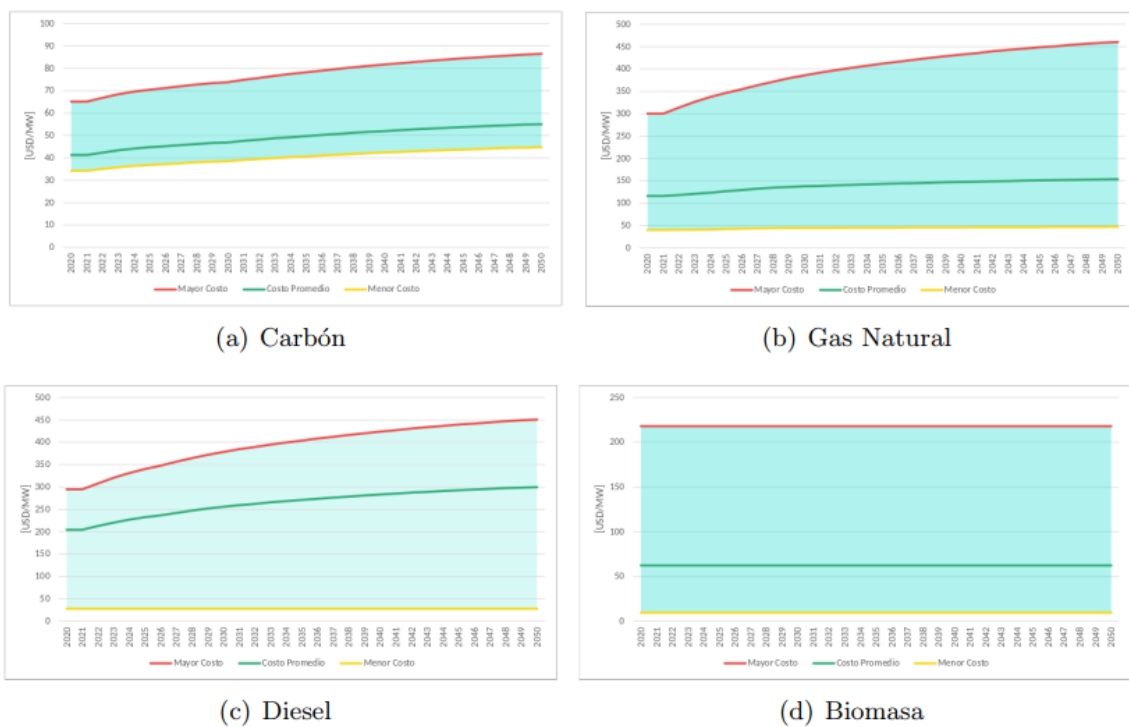


Figura 7 Costos variables por tecnología

3.2.2. Restricciones de operación

3.2.2.1. Balance de potencia para cada barra

$$\sum_{g \in G_b} P_{g,y,k,t} - \sum_{g \in G_b \cap G^{pump}} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in E} (P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c) + \sum_{l \in L_b^{in}} F_{l,y,k,t} - \sum_{l \in L_b^{out}} F_{l,y,k,t} - D_{b,y,k,t}^{shed} = d_{b,y,k,t} \quad \forall y, k, t, b$$

Variables:

- $P_{g,y,k,t}$: Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]
- $P_{e,y,k,t}^d$: Potencia de descarga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
- $P_{e,y,k,t}^c$: Potencia de carga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
- $F_{l,y,k,t}$: Flujo por la línea l en la hora t , día k , en el año y [MW]
- $D_{b,y,k,t}^{shed}$: Demanda no servida en barra b en hora t , día k , año y [MW]

Parámetros:

- $d_{b,y,k,t}$: Demanda en la barra b en la hora t , día k , año y [MW]

3.2.2.2. Restricciones de las líneas de transmisión

Flujo máximo por las líneas

$$|F_{l,y,k,t}| \leq \bar{f}_l \left(z_l^0 + \sum_{p \in A_l} Z_{p,y} - \sum_{p \in R_l} Z_{p,y} \right) \quad \forall y, k, t, l$$

Flujo DC

- Líneas sin expansión:

$$\left| \frac{F_{l,y,k,t}}{SBase} - \frac{\theta_{y,k,t,u_l} - \theta_{y,k,t,v_l}}{x_l} \right| \leq 0 \quad \forall y, k, t, l \in L_0$$

- Líneas con expansión

$$\left| \frac{F_{l,y,k,t}}{SBase} - \frac{\theta_{y,k,t,u_l} - \theta_{y,k,t,v_l}}{x_l} \right| \leq M_l^A \left(1 - z_l^0 - \sum_{p \in A_l} Z_{p,y} \right) + \sum_{p \in R_l} M_p^R Z_{p,y} \quad \forall y, k, t, l \in L^{new}$$

Variables:

- $F_{l,y,k,t}$: Flujo por la línea l en la hora t , día k , en el año y [MW]
 θ_{y,k,t,u_l} : Ángulo de fase asociado a la barra u_l en la hora t , día k , año y [rad]
 $Z_{p,y}$: Inversión acumulada del proyecto de transmisión p , en el año y

Parámetros:

- $SBase$: Potencia base del sistema
 $\bar{f}_l$: Límite operacional de la línea l [MW]
 x_l : Reactancia de la línea l [pu]
 M_l^A : Parámetro disyuntivo para la restricción flujo DC de la línea l agregada
 M_p^R : Parámetro disyuntivo para la restricción flujo DC de la línea l retirada
 z_l^0 : Parámetro que indica si la línea l es existente o no

3.2.2.3. Restricciones de generadores ERNC sin almacenamiento

Potencia generada

$$P_{g,y,k,t} + P_{g,y,k,t}^{RESShed} = \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} (z_g^0 + Z_{g,y}) \quad \forall y, k, t, g \in G^{RES}$$

Variables:

$P_{g,y,k,t}$: Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]

$P_{g,y,k,t}^{RESShed}$: Recorte de generación del generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW]

$Z_{g,y}$: Inversión acumulada del generador g , en el año y

Parámetros:

$\bar{p}_{g,y}$: Potencia máxima del generador g [MW]

$\alpha_{g,y,k,t}$: Generación disponible para el generador ERNC g en la hora t , día k , año y [pu]

z_g^0 : Unidades existentes del generador g

3.2.2.4. Restricciones de los Generadores CSP

Balance de energía

$$E_{g,y,k,t}^{CSP} = E_{g,y,k,t-1}^{CSP} + \bar{p}_{g,y} \alpha_{g,y,k,t} (z_g^0 + Z_{g,y}) + \frac{P_{g,y,k,t}}{\mu_g} + P_{g,y,k,t}^{RESshed} \quad \forall y, k, t, g \in G^{CSP}$$

Límite de energía de CSP

$$0 \leq E_{g,y,k,t}^{CSP} \leq \bar{E}_{g,y,k,t} (z_g^0 + Z_{g,y}) \quad \forall y, k, t, g \in G^{CSP}$$

Energía inicial CSP

$$E_{g,y,k,0}^{CSP} = E_{g,y,k,T_k}^{CSP} \quad \forall y, k, t, g \in G^{CSP}$$

Variables:

- $P_{g,y,k,t}$: Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]
- $P_{g,y,k,t}^{RESshed}$: Recorte de generación del generador ERNC g en hora t , día k , año y [MW]
- $E_{g,y,k,t}^{CSP}$: Energía del generador CSP g en la hora t , día k , año y [MWh]
- $Z_{g,y}$: Inversión acumulada del generador g , en el año y

Parámetros:

- $\bar{p}_{g,y}$: Potencia máxima del generador g [MW]
- $\alpha_{g,y,k,t}$: Generación disponible para el generador ERNC g en la hora t , día k , año y [pu]
- $\bar{E}_{g,y,k,t}$: Energía máxima del generador CSP g [MWh]
- μ_g : Eficiencia del sistema de almacenamiento g
- z_g^0 : Unidades existentes del generador g

3.2.2.5. Restricciones del sistema de almacenamiento

Balance de energía del sistema de almacenamiento

$$E_{e,y,k,t} = E_{e,y,k,t-1} + \mu_e P_{e,y,k,t}^c - \frac{P_{e,y,k,t}^d}{\mu_g} \quad \forall y, k, t, e$$

Límite de potencia de los sistemas de almacenamiento

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{p}_{e,y} (z_e^0 + Z_{e,y}) \quad \forall y, k, t, e$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^d \leq \bar{p}_{e,y} (z_e^0 + Z_{e,y}) \quad \forall y, k, t, e$$

Límite de energía de sistemas de almacenamiento

$$E_{e,y,k,t} \leq \bar{E}_{e,y} (z_e^0 + Z_{e,y}) \quad \forall y, k, t, e$$

Energía inicial y final de sistemas de almacenamiento

$$E_{e,y,k,0} = E_{e,y,k,T_k} \quad \forall y, k, e$$

Variables:

- $E_{e,y,k,t}$: Energía del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MWh]
 $P_{e,y,k,t}^c$: Potencia de carga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
 $P_{e,y,k,t}^d$: Potencia de descarga del sistema de almacenamiento e en la hora t , día k , año y [MW]
 $Z_{e,y}$: Inversión acumulada del sistema de almacenamiento e , en el año y

Parámetros:

- μ_e : Eficiencia del sistema de almacenamiento e
 z_e^0 : Unidades existentes del sistema de almacenamiento e

3.2.2.6. Restricciones de los embalses

Balance hidráulico

$$\begin{aligned}
 V_{r,y,k,t} = & V_{r,y,k,t-1} \\
 & + 0.0036 \left(\sum_{g \in G^{end} \cap G^{hydro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\mu_g} + \sum_{g \in G^{end} \cap G^{pump}} Q_{g,y,k,t}^{dump} \right. \\
 & + \sum_{g \in G^{end} \cap G^{leak}} Q_{g,y,k,t}^{leak} + \sum_{g \in G^{end} \cap G^{pump}} P_{g,y,k,t}^{pump} - \sum_{g \in G^{in} \cap G^{hydro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\mu_g} \\
 & - \sum_{g \in G^{in} \cap G^{pump}} Q_{g,y,k,t}^{dump} - \sum_{g \in G^{in} \cap G^{leak}} Q_{g,y,k,t}^{leak} - \sum_{g \in G^{in} \cap G^{pump}} P_{g,y,k,t}^{pump} \\
 & \left. - Q_{g,y,k,t}^{dumpNF} + Q_{g,y,k,t}^{inNF} + w_{r,y,k,t} \right) \quad \forall y, k, y, r
 \end{aligned}$$

Cotas iniciales y finales

$$\begin{aligned}
 V_{r,y,0,0} &= 0.5(\underline{v}_r + \bar{v}_r) \\
 V_{r,y,|D|,0} - \sigma_{|D|}(V_{r,y,|D|,0} - V_{r,y,|D|,|T_k|}) &= 0.5(\underline{v}_r + \bar{v}_r) \quad \forall y, r
 \end{aligned}$$

Traspaso de energía de los embalses en día representativo

$$V_{r,y,k+1,0} = V_{r,y,k,0} - \sigma_k(V_{r,y,k,0} - V_{r,y,k,|T_k|}) \quad \forall y, k, r$$

Límites de vertimiento

$$0 \leq Q_{g,y,k,t}^{dump} \leq \bar{Q}_g \quad \forall y, k, t, g$$

Filtración

$$Q_{g,y,k,t}^{leak} = \alpha_g^{leak} V_{r_g^{ini},y,k,t-1} \quad \forall y, k, t, g$$

Límites de potencia de bombeo

$$0 \leq P_{g,y,k,t}^{pump} \leq \bar{p}_g^{pump} \quad \forall y, k, t, g$$

Límite de volumen embalses

$$\underline{v}_r \leq V_{r,y,k,t} \leq \bar{v}_r \quad \forall y, k, t, r$$

Variables:

$V_{r,y,k,t}$: Volumen del embalse r en la hora t , día k , año y [Hm^3]

$P_{g,y,k,t}$: Potencia generador g en hora t , día k , año y [MW]

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

- $Q_{g,y,k,t}^{dump}$: Caudal vertido del generador g en la hora t , día k , año y [m^3/s]
- $Q_{g,y,k,t}^{leak}$: Filtración del generador g en la hora t , día k , año y [m^3/s]
- $P_{g,y,k,t}^{pump}$: Potencia bombeada de la central de bombeo g en la hora t , día k , año y [MW]
- $Q_{g,y,k,t}^{dumpNF}$: Caudal ficticio vertido del embalse r en la hora t , día k , año y [m^3/s]
- $Q_{g,y,k,t}^{inNF}$: Afluente ficticio del embalse r en la hora t , día k , año y [m^3/s]

Parámetros:

- μ_g : Eficiencia del generador hidráulico g [MW/ m^3/s]
- $w_{r,y,k,t}$: Afluente del embalse r en la hora t , día k , año y [m^3/s]
- $\underline{v}_r$: Volumen mínimo del embalse r [Hm^3]
- $\bar{v}_r$: Volumen máximo del embalse r [Hm^3]
- σ_k : Peso asociado al día k
- $\bar{Q}_g$: Máximo caudal vertido del generador g en la hora t , día k , año y [m^3/s]
- α_g^{leak} : Tasa de filtración del embalse r

3.2.3. Restricciones de inversión

3.2.3.1. Inversión acumulada de proyectos de transmisión

$$Z_{p,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{p,h} \leq 1 \quad \forall y, p \in P$$

3.2.3.2. Exclusiones de los proyectos de transmisión

$$\sum_{p \in \delta} Z_{p,y} \leq 1 \quad \forall y, \delta \in P^{ex}$$

3.2.3.3. Dependencia de proyectos de transmisión

$$Z_{p,y} \leq \sum_{p_d \in P_p^{dep}} Z_{p_d,y} \quad \forall y, p \in P$$

3.2.3.4. Año de entrada de proyectos de transmisión

$$Z_{p,y} \leq 0 \quad \forall y \leq y_p^{build}, p \in P$$

3.2.3.5. Inversión acumulada de proyectos de almacenamiento

$$Z_{e,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{e,h} \leq \bar{Z}_{e,y} \quad \forall y, e \in E$$

3.2.3.6. Año de entrada de proyectos de almacenamiento

$$Z_{e,y} \leq 0 \quad \forall y \leq y_e^{build}, e \in E$$

3.2.3.7. Inversión acumulada de proyectos de almacenamiento

$$Z_{g,y} \leq \sum_{h \leq y} I_{g,h} \leq \bar{Z}_{g,y} \quad \forall y, g \in G$$

3.2.3.8. Año de entrada de proyectos de almacenamiento

$$Z_{g,y} \leq 0 \quad \forall y \leq y_g^{build}, g \in G$$

Variables:

- $Z_{p,y}$: Inversión acumulada del proyecto de transmisión p , en el año y
- $I_{p,h}$: Variable binaria que indica que el proyecto p de transmisión se instala en el año h
- $Z_{e,y}$: Inversión acumulada del sistema de almacenamiento e , en el año y
- $I_{e,h}$: Unidades de sistema de almacenamiento e instaladas en el año h
- $Z_{g,y}$: Inversión acumulada del generador g , en el año y
- $I_{g,h}$: Generadores g instalados en el año h

3.3. Metodología de descomposición

3.3.1. El problema Maestro y los Subproblemas

La estructura de las restricciones dentro de un problema de programación lineal (LP) debe ser la adecuada para que la técnica de descomposición sea útil. Es por ello, que en este caso se definirán las restricciones en bloques y las complicadas, las primeras restricciones permiten que el problema sea separado en distintos subproblemas y las segundas impiden que el problema LP tenga una solución por bloques. Para poder representar esta situación se presenta el siguiente problema LP

$$\begin{aligned} & \min c_1x_1 + c_2x_2 + c_3x_3 + c_4x_4 \\ & st \\ & e_{11}x_1 + e_{12}x_2 = f_1 \\ & e_{21}x_1 + e_{22}x_2 = f_2 \\ & e_{33}x_3 + e_{34}x_4 = f_3 \\ & a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + e_{14}x_4 = b_1 \\ & x_1, x_2, x_3, x_4 \geq 0 \end{aligned}$$

cómo se puede apreciar en el programa de optimización mostrado, la última restricción es la que no permite separar el problema en bloques (restricción complicada), por lo tanto, si se relajara esta restricción el problema se podría descomponer en subproblemas, quedando:

Subproblema 1

$$\begin{aligned} & \min c_1x_1 + c_2x_2 \\ & st \\ & e_{11}x_1 + e_{12}x_2 = f_1 \\ & e_{21}x_1 + e_{22}x_2 = f_2 \\ & x_1, x_2 \geq 0 \end{aligned}$$

Subproblema 2

$$\begin{aligned} & \min c_3x_3 + c_4x_4 \\ & st \end{aligned}$$

$$e_{33}x_3 + e_{34}x_4 = f_3$$

$$e_{43}x_3 + e_{44}x_4 = f_4$$

$$x_3, x_4 \geq 0$$

El efecto que tiene separar el problema en subproblemas y relajar la restricción complicada es que en vez de resolver el problema original se deben resolver dos problemas de forma iterativa, el problema maestro el cual tiene indirectamente las restricciones complicadas y los problemas esclavos, los cuales dependen de las restricciones en bloques. Entonces, si cada subproblema se resuelve p veces con funciones objetivo diferentes y arbitrarias, suponer que las p soluciones básicas son solución de los problemas relajados.

$$\begin{matrix} x_1^1 & x_2^1 & \dots & x_n^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_1^p & x_2^p & \dots & x_n^p \end{matrix}$$

donde x_j^s es la componente j de la solución s , entonces los valores de la función objetivo son:

$$\begin{matrix} z^1 \\ z^2 \\ \vdots \\ z^p \end{matrix}$$

donde z^s es el valor de la función objetivo de la solución s .

Los valores de las m restricciones complicadas de las p soluciones son:

$$\begin{matrix} r_1^1 & r_2^1 & \dots & r_m^1 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ r_1^p & r_2^p & \dots & r_m^p \end{matrix}$$

donde r_i^s es:

$$r_i^s = \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j^s$$

Las p soluciones factibles de los subproblemas se utilizan para producir una solución en el problema original (no relajado), en el caso de que dichas soluciones no generen una solución factible, se comienza a resolver el problema ponderado, que es llamado el

Problema Maestro

$$\begin{aligned}
 MP &:= \text{Min} \sum_{s=1}^p z^s u_s \\
 st \\
 \sum_{s=1}^p r_i^s u_s &= b_i \quad : \quad \lambda_i \quad i = 1, \dots, m \\
 \sum_{s=1}^p u_s &= 1 \quad : \quad \sigma \\
 u_s &\leq 0 \quad ; \quad s = 1, \dots, p
 \end{aligned}$$

del cual se pueden hacer algunas observaciones:

- Cualquier solución del problema maestro es una combinación convexa de las soluciones factibles del problema relajado
- Como se imponen las restricciones complicadas, la solución del problema maestro es una solución básica factible del problema original (no relajado)
- Las variables λ_i y σ corresponden a los valores duales del problema maestro

Asumir que existe una solución básica z y que las restricciones complicadas tienen valor $r_1, \dots, r_m$.

$$\begin{aligned}
 MP &:= \text{Min} \sum_{s=1}^p z^s u_s + zu \\
 st \\
 \sum_{s=1}^p (r_i^s u_s + r_i u) &= b_i \quad : \quad \lambda_i \quad i = 1, \dots, m \\
 \sum_{s=1}^p u_s + u &= 1 \quad : \quad \sigma \\
 u_s, u &\leq 0 \quad ; \quad s = 1, \dots, p
 \end{aligned}$$

Para poder mejorar la solución básica del problema original, se debe encontrar una nueva variable de ponderación u , y para ello se debe inspeccionar el costo reducido de esta, el cual se describe en la siguiente ecuación

$$d = z - \sum_{i=1}^m \lambda_i r_i - \sigma$$

donde

$$z = \sum_{j=1}^n c_j x_j$$
$$r_i = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j$$

entonces si se reemplazan las dos ecuaciones anteriores en el costo reducido resulta:

$$d = \sum_{j=1}^n \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i a_{ij} \right) x_j - \sigma$$

por lo tanto, si se quiere sumar al problema maestro la tentativa solución factible, el costo reducido asociado a la variable de ponderación debe ser negativo y preferentemente mínimo. De este modo para encontrar el costo reducido mínimo de la variable de ponderación u se resuelve el siguiente problema

$$\text{Min} \sum_{j=1}^n \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i a_{ij} \right) x_j - \sigma$$

st

$$\sum_{j=1}^n e_{ij} x_j = f_i$$
$$0 \leq x_j \leq x_j^{up}$$

donde la restricción corresponde a las ecuaciones en bloques.

Si la variable dual σ se elimina del problema anterior toma la misma estructura que el problema relajado, pero con diferentes funciones objetivas. Entonces, se puede resolver en bloques y se generan los subproblemas

Subproblema K

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i a_{ij} \right) x_j \\ \text{st} \quad & \\ & \sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} e_{ij} x_j = f_i \\ & 0 \leq x_j \leq x_j^{up} \end{aligned}$$

Una vez resueltos los subproblemas, el valor optimo del problema relajado V^0 es:

$$V^0 = \sum_{j=1}^n \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i^0 a_{ij} \right) x_j^0$$

donde x_j^0 es la solución factible del problema relajado y λ_i^0 son los valores óptimos de las variables duales asociadas a las restricciones complicadas, entonces el mínimo costo reducido para una variable de ponderación es:

$$d^0 = V^0 - \sigma^0$$

donde σ^0 corresponde a la variable dual de la restricción convexa

Con el valor reducido se puede determinar si la solución factible tentativa se integra al problema maestro, ya que:

- Si $V^0 \geq \sigma^0$, el costo reducido es positivo y por lo tanto la solución tentativa no conlleva a ningún beneficio para el problema principal y esta no puede ser incluida en el problema maestro
- Si $V^0 \leq \sigma^0$, el costo reducido es negativo y por lo tanto la solución tentativa mejora el problema principal y esta puede ser incluida en el problema maestro

3.3.2. Generación de columnas

En un problema LP se puede tener acceso a los puntos extremos de la región factible, puntos que ayudan a crear una combinación lineal de posibles soluciones del problema principal, entonces las variables se pueden representar de la forma:

$$x_i = \sum_{p=1}^P x_{pi} u_p$$

$$\sum_{p=1}^P u_p = 1$$

$$u_p \geq 0$$

donde x_{pi} son los puntos extremos de la variable x_i . Entonces si reemplazan los puntos extremos en la función objetivo principal y en las restricciones complicadas, se obtiene el problema maestro con la totalidad de posibles proyectos tentativos, quedando

$$MP := \text{Min} \sum_{p=1}^P \left(\sum_{i=1}^n c_i x_{pi} \right) u_p$$

st

$$\sum_{p=1}^P \left(\sum_{i=1}^n r_{pi} \right) u_p = b_i \quad : \quad \lambda_i \quad i = 1, \dots, m$$

$$\sum_{p=1}^P u_p = 1 \quad : \quad \sigma$$

$$x_i = \sum_{p=1}^P x_{pi} u_p$$

$$x_i \geq 0$$

Para casos en donde la cantidad de posibles soluciones se vuelve prohibitiva y ni siquiera se pueden representar la totalidad de variables en el problema maestro descrito anteriormente, es que surge la idea de generación de columnas, ya brinda la posibilidad de trabajar con un subconjunto de variables suficientemente significativo, formando el llamado problema maestro restringido (RMP). En el cual se van agregando más variables

cuando solo sea necesario, lo cual se describe en la sección posterior con el método de descomposición de Dantzig-Wolfe.

3.3.3. Descomposición de Dantzig-Wolf (Algoritmo)

3.3.3.1. Paso 0: Iniciación

- Se inicia el contador de las iteraciones $\nu = 1$
- Se obtienen p^ν soluciones distintas del problema relajado resuelto / veces para cada subproblema k

Entonces Subproblema k :

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & \sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i a_{ij} \right) x_j \\ \text{st} \quad & \\ & \sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} e_{ij} x_j = f_i \\ & 0 \leq x_j \leq x_j^{up} \end{aligned}$$

donde c_j son los costos arbitrarios para obtener las p^ν soluciones iniciales de los r subproblemas.

3.3.3.2. Paso 1: Problema Maestro

$$\begin{aligned} MP := \text{Min} \quad & \sum_{s=1}^{p^\nu} z^s u_s \\ \text{st} \quad & \\ & \sum_{s=1}^{p^\nu} r_i^s u_s = b_i \quad : \quad \lambda_i \quad i = 1, \dots, m \end{aligned}$$

$$\sum_{s=1}^{p^v} u_s = 1 \quad : \quad \sigma$$

$$u_s \leq 0 \quad ; \quad s = 1, \dots, p^v$$

se obtienen las soluciones $u_1^v, \dots, u_{p^v}^v$ y las variables duales $\lambda_1^v, \dots, \lambda_m^v$ y σ^v

3.3.3.3. Paso 1: Solución del problema relajado

Con la obtención de las variables duales del problema maestro, se determina la solución

de los k subproblemas que se puedan generar del problema original

$$\text{Min} \quad \sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i^v a_{ij} \right) x_j - \sigma_j$$

st

$$\sum_{j=n_{k-1}+1}^{n_k} e_{ij} x_j = f_i$$

$$0 \leq x_j \leq x_j^{up}$$

se obtiene la solución relajada del problema, $x_1^{p^{v+1}}, \dots, x_n^{p^{v+1}}$ y su valor

$$V^v = \sum_{j=1}^n \left(c_j - \sum_{i=1}^m \lambda_i^v a_{ij} \right) x_j^{p^{v+1}}$$

la función objetivo del problema principal tiene valor

$$z^{p^{v+1}} = \sum_{j=1}^n c_j x_j^{p^{v+1}}$$

y finalmente los valores de las restricciones complicadas son

$$r^{p^{v+1}} = \sum_{j=1}^n a_{ij} x_j^{p^{v+1}}$$

3.3.3.4. Paso 3: Convergencia

- Si $V^v \geq \sigma^v$ se ha logrado la solución óptima del problema original (no relajado), por lo tanto, la solución óptima es:

$$x_j^* = \sum_{s=1}^{p^v} u_s^v x_j^s$$

$$z^* = \sum_{j=1}^n c_j x_j^*$$

- Si $V^v \leq \sigma^v$, la solución del problema relajado se usa para mejorar la solución del problema principal

$$v = v + 1$$

$$p^{v+1} = p^v + 1$$

3.3.3.5. Límite inferior y superior de la función objetivo

Para problemas PL que tienen una gran cantidad de variables y restricciones puede suceder que la cantidad de iteraciones para obtener la solución del problema principal tomen un tiempo no razonable, entonces es interesante inspeccionar el límite inferior y superior de la función objetivo del problema original, con el fin de fijar una tolerancia específica para poder detener la simulación.

El límite superior viene dado por la solución del problema maestro, ya que este es una versión restringida del problema principal, entonces el valor del problema maestro es mayor al problema original.

$$z_{up}^v = \sum_{i=1}^{p^v} z^i u_i^v$$

El límite inferior viene dado por la solución de los subproblemas, ya que esta solución es la relación del problema principal, por lo tanto, el valor del problema relajado es menor al problema original

$$z_{down}^v = V^v + \sum_{i=1}^m \lambda_i^v b_i$$

Capítulo 4

4. Sistema eléctrico modelado

Con el objetivo de obtener un escenario energético de expansión de la generación y transmisión se ha realizado una representación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al respecto, el enfoque es incorporar dentro del modelo la cantidad de barras que entreguen una adecuada representación a nivel regional de los recursos disponibles, además de considerar de la mejor manera los recursos renovables a lo largo del país, entendiendo que estas tecnologías en el mediano y largo plazo predominan en la expansión de la matriz de generación eléctrica y, por ende, son parte sustancial de la toma de decisiones en los análisis de optimización.

4.1. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión modelado quedó reducido en 26 subestaciones y con sus respectivas líneas de transmisión que las conectan entre sí. Logrando una mejor representación del SEN en las simulaciones de co-optimización, tanto en la situación actual como en la evolución futura, considerando como dato de entrada las obras de expansión que ya están decretadas, en construcción y/o en planes de expansión vigentes.

En la Figura 8 se observa que las subestaciones y líneas de transmisión modeladas están energizadas en 220 kV y en 500 kV. Respecto al sistema de 220 kV, este representa aquellas zonas del norte que están enmalladas en dicho nivel de tensión, y en aquellas subestaciones en que coexisten ambas tensiones, se modelaron también los respectivos transformadores de 500/220 kV, tal que permitan el transporte de energía entre dichos niveles de voltaje.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

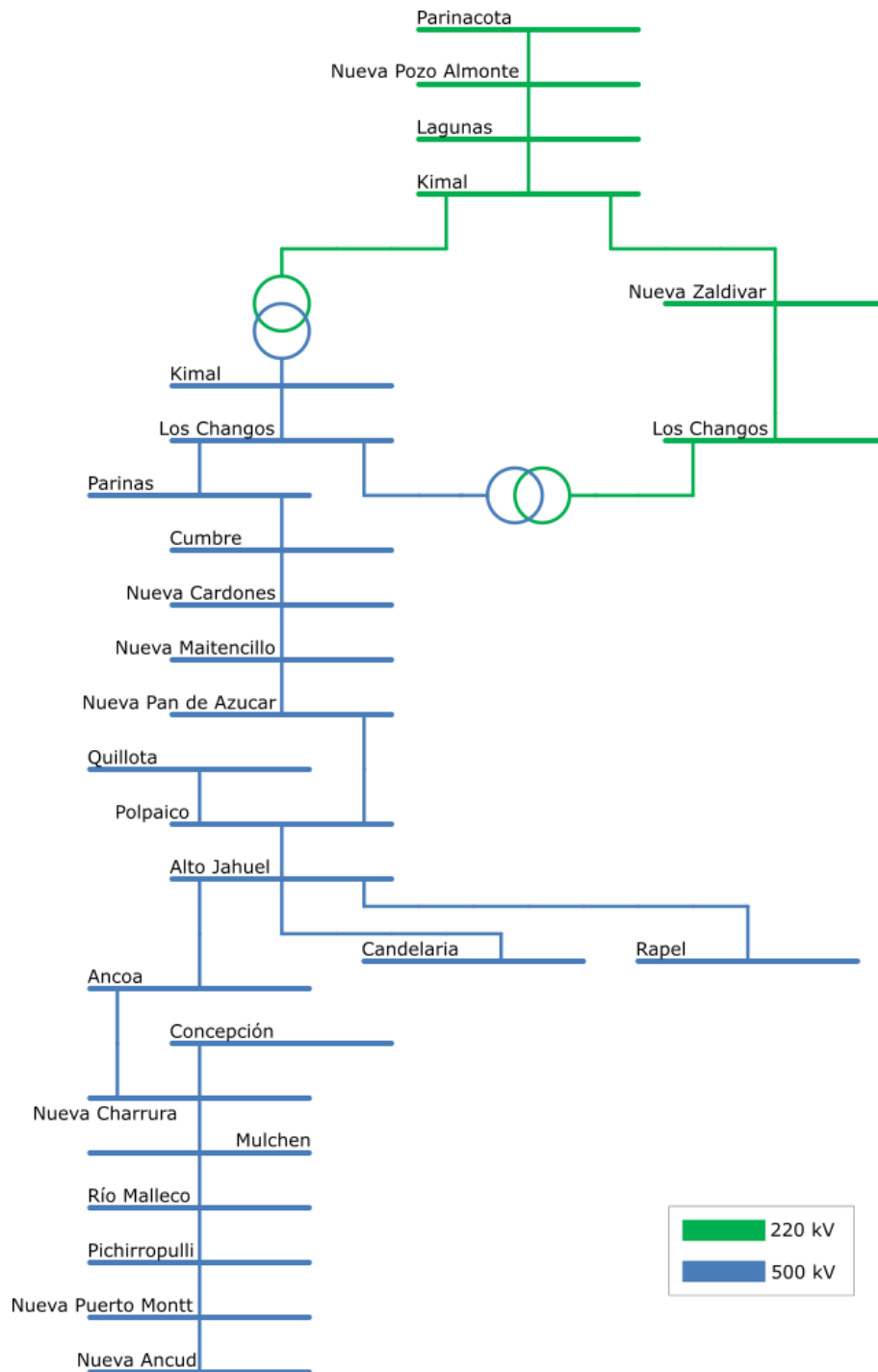


Figura 8 Sistema de transmisión modelado

4.2. Capacidad instalada actual en el Sistema Eléctrico Nacional

Para realizar la modelación de la generación se necesitó de las siguientes características: puntos de conexión a nivel troncal, parámetros y restricciones operacionales, generación horaria representativa para las centrales eólicas y solares, y caudales

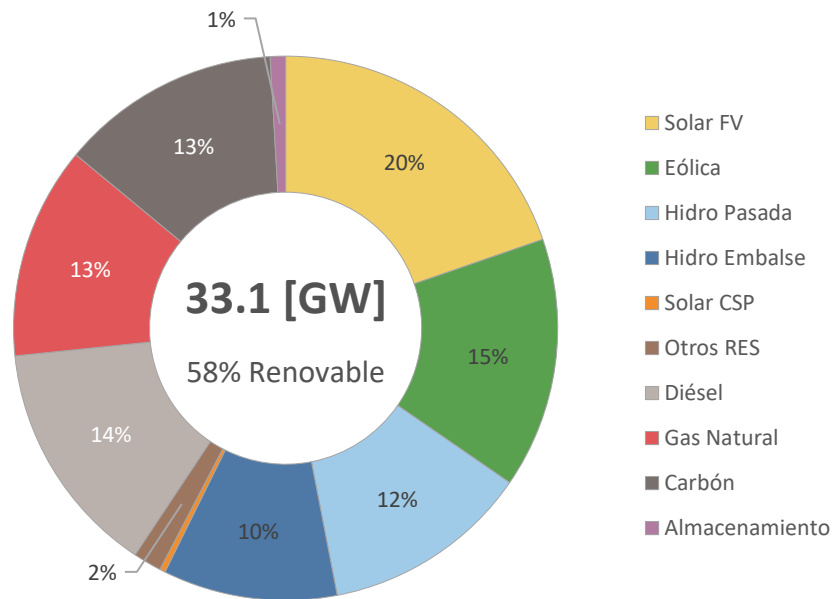


Figura 9 Capacidad de generación año 2021

semanales de todas las centrales hidráulicas, incluyendo las conexiones de afluentes principales del Sistema Eléctrico Nacional. Con ello las tecnologías de generación del SEN quedaron distribuidas según se muestra en la Figura 9, donde la participación del carbón tiene un gran porcentaje de contribución en la matriz energética al comienzo de la simulación, es por ello por lo que uno de los objetivos de este trabajo es hacer que esta tecnología sea reemplazada por energías renovables.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

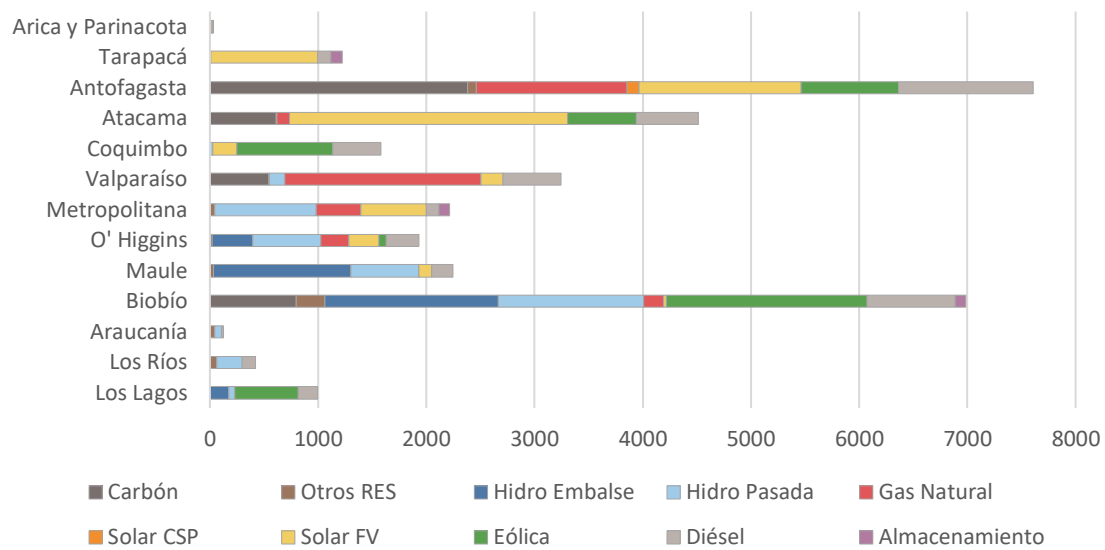


Figura 10 Tecnología de generación por región año 2021

Uno de los puntos a favor de esta medida es que la región donde más hay generación a carbón, es la zona con más potencial de energías renovables y por consecuencia sistemas de almacenamiento, esto es debido a que la región de Antofagasta presenta los índices de radiación mas altos en el mundo y además, ostenta grandes ráfagas de viento, factor que la ubica como una región viable para la construcción de centrales eólicas.

Además de la capacidad de generación en el año 2021, hay que considerar la infraestructura que ya esta en proceso de construcción y por ende estas entran en servicio entre medio de la simulación, esta capacidad se demuestra en la Figura 11.

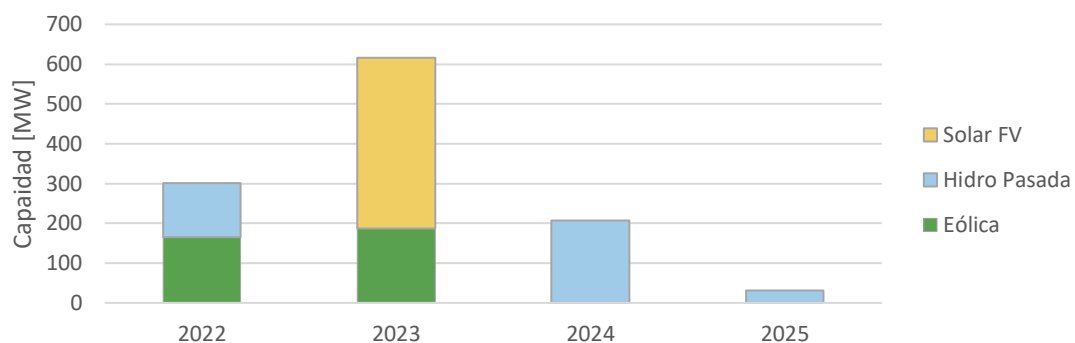


Figura 11 Capacidad de la infraestructura en construcción

4.3. Descarbonización del SEN

Como uno de los objetivos es eliminar la generación a carbón, es que dentro del modelo se programó prescindir de esta tecnología en los primeros cinco años lo que se demuestra en la Figura 11.

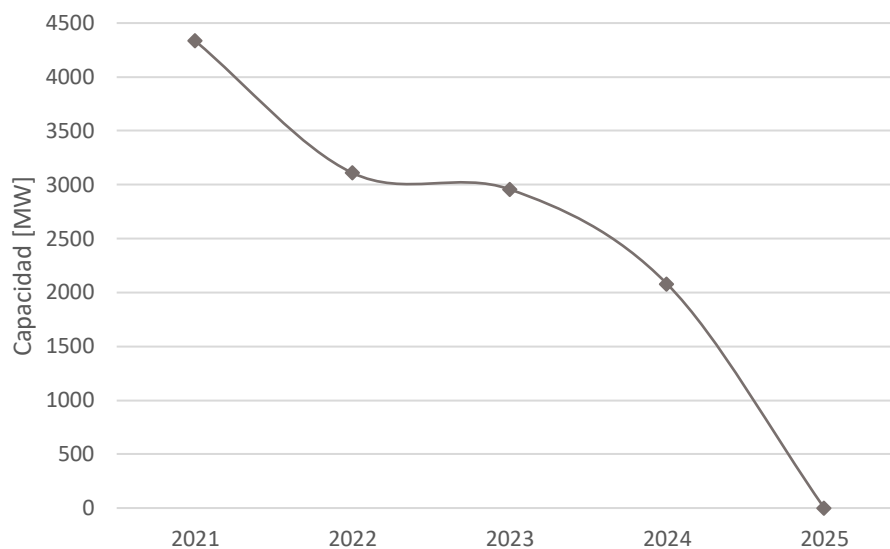


Figura 12 Descarbonización modelada

Como la descarbonización es acelerada, es de esperar que el sistema requiera aumentar la matriz energética rápidamente o que se invierta en la transmisión de tal forma que la energía pueda ser distribuida para poder mitigar el déficit por la eliminación de la tecnología a carbón.

4.4. Demanda eléctrica

Para realizar la planificación a largo plazo es necesario considerar la proyección de la demanda energética. Esto implica que la proyección no solo se debe realizar para el caso eléctrico, sino para todos los energéticos que se consumen en el país. Además, uno de los insumos principales del modelo de proyección de la demanda energética es la evolución del Producto Interno Bruto del país. Este parámetro impacta a cada uno de los sectores de forma distinta y bajo sus propias dinámicas.

Por lo tanto, con el fin de presentar el desarrollo y los parámetros que tienen incidencia en las proyecciones de demanda energética en cada sector, se exponen las subsecciones a continuación.

4.4.1. Producción minera

Un parámetro determinante en la demanda energética es la producción de la minería del cobre del país. Esta producción, entre otras variables como la ley del mineral y la eficiencia de los procesos, determina directamente cual será su nivel de su consumo energético. Lo anterior da una relación entre el consumo energético en el proceso de la minería del cobre y la producción total del cobre. Entonces, como parámetro de entrada se consideran las proyecciones de producción de cobre fino en el país anualmente que publica COCHILCO (ref).

4.4.2. Eficiencia energética

La aplicación de medidas de Eficiencia Energética es considerada en la proyección de demanda energética, debido a que es uno de los principales agentes de cambio de la misma. Al respecto, se debe considerar que el país ya ha implementado diversas medidas de eficiencia energética, que han penetrado en diversos sectores y usos energéticos.

La metodología para la estimación de penetración de medidas de eficiencia energética se basa en el modelamiento de acciones específicas que se aplican a distintos sectores consumidores de energía, tales como:

- Industria y Minería
- Transporte
- Residencial
- Comercial y Público

Estas medidas, dependiendo de sus características particulares y a como esté modelado cada sector, pueden disminuir las intensidades de consumo de usos energéticos (ej. calefacción) o procesos particulares (ej. motriz en minería), incrementar eficiencias de equipos específicos o modificar la partición de usos de combustibles o tecnologías para satisfacer una demanda.

4.4.3. Transporte eléctrico

Tal como se mencionó anteriormente, el modelo de demanda energética considera todos los sectores y subsectores del Balance Nacional de Energía, dentro de los cuales se encuentra el de Transporte. En este, específicamente, se consideraron los tipos de

transporte caminero, ferroviario, aéreo y marítimo, con sus respectivos modos de transporte (ej. taxi, bus, automóvil, tren, etc.).

En esta línea, se consideró la estimación del aumento de la demanda eléctrica producto de la incorporación de vehículos eléctricos en el país, para el tipo de transporte caminero.

Específicamente, el modelo recibe como entrada la distribución del parque total de vehículos particulares para cada tecnología (bencinero, diésel, híbridos, eléctricos, etc.). A su vez, también recibe el rendimiento de cada uno de estos vehículos y el nivel de actividad del segmento.

4.4.4. Demanda obtenida

Con lo descrito anteriormente el porcentaje de cada sector al comienzo de la simulación se describe en la Figura 9, en donde se aprecia que el Transporte, Industria y Minería son las áreas que más demanda tienen. En tanto a la proyección hasta el 2050 (Figura 10), se describe un aumento en el sector minero, esto se debe al aumento de la producción y además de la implementación de desaladoras para el abastecimiento de agua de las mineras.

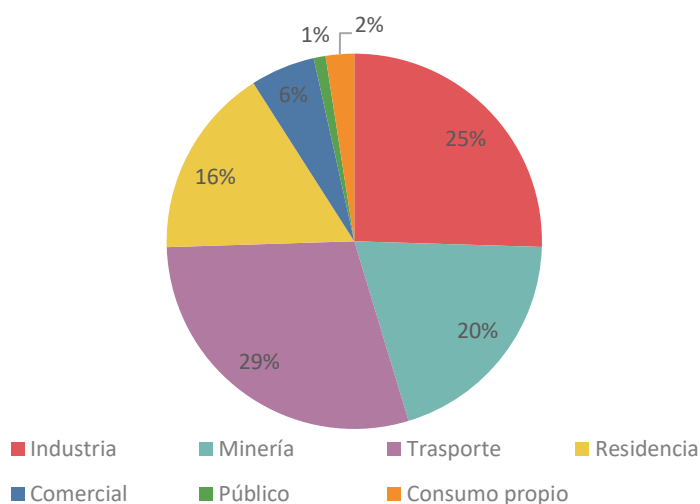


Figura 13 Porcentaje por sector año 2021

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

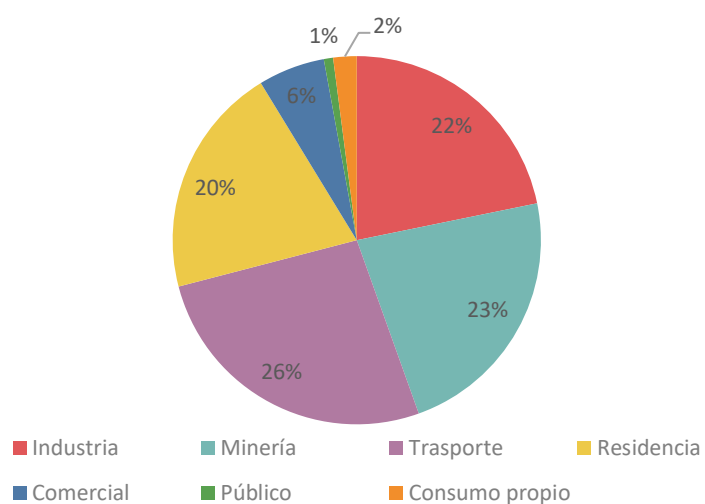


Figura 14 Porcentaje por sector año 2050

Con el fin de obtener un desglose a nivel nacional, es que a continuación se muestra la demanda eléctrica por área y por región.

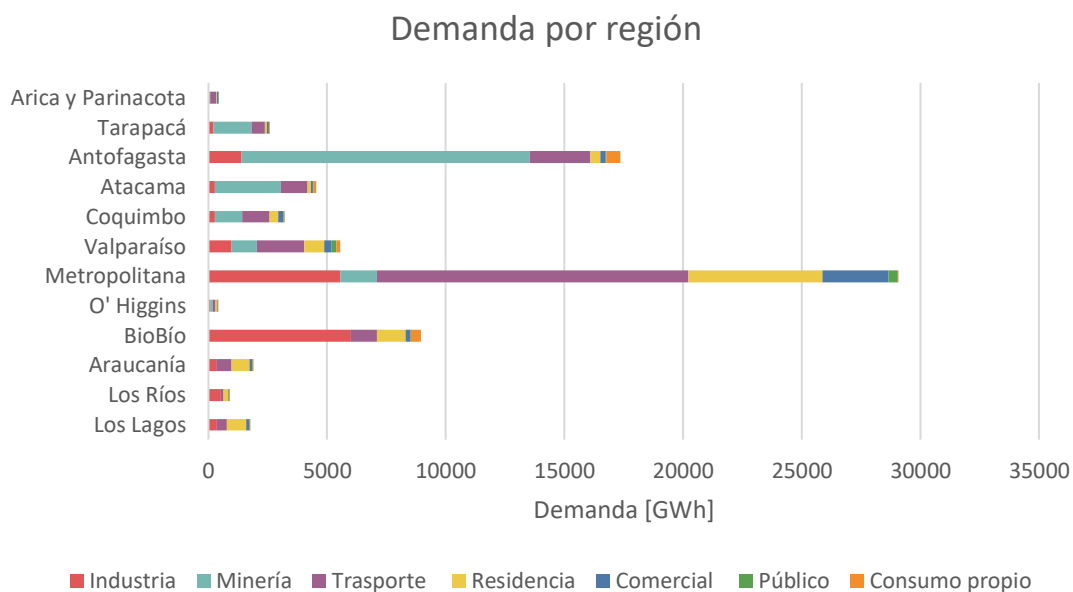


Figura 15 Demanda por área y por región año 2021

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

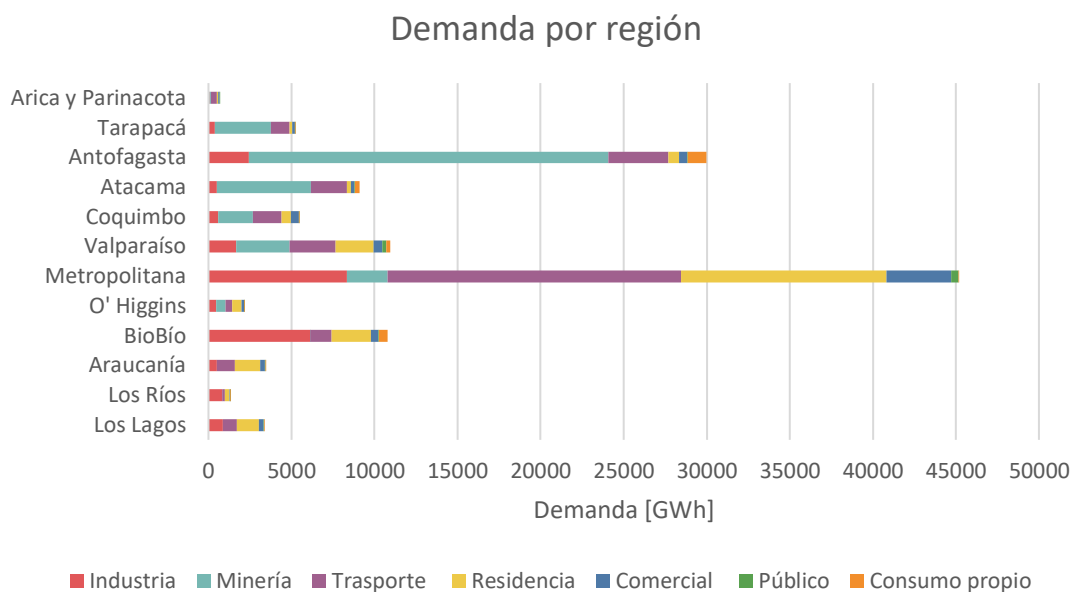


Figura 16 Demanda por área y por región año 2050

Entonces, dado lo anterior la demanda proyectada para la co-optimización de la generación y transmisión queda descrita en la Figura 13. Esta estimación busca incluir las medidas de mitigación que permiten alcanzar la carbono neutralidad y limpiar la matriz energética en general. Ello, además, permitirá un consumo energético más eficiente, que junto a medidas de eficiencia energética permitirán un menor consumo energético resultante, en definitiva, se propone una energía mejor utilizada y renovable.

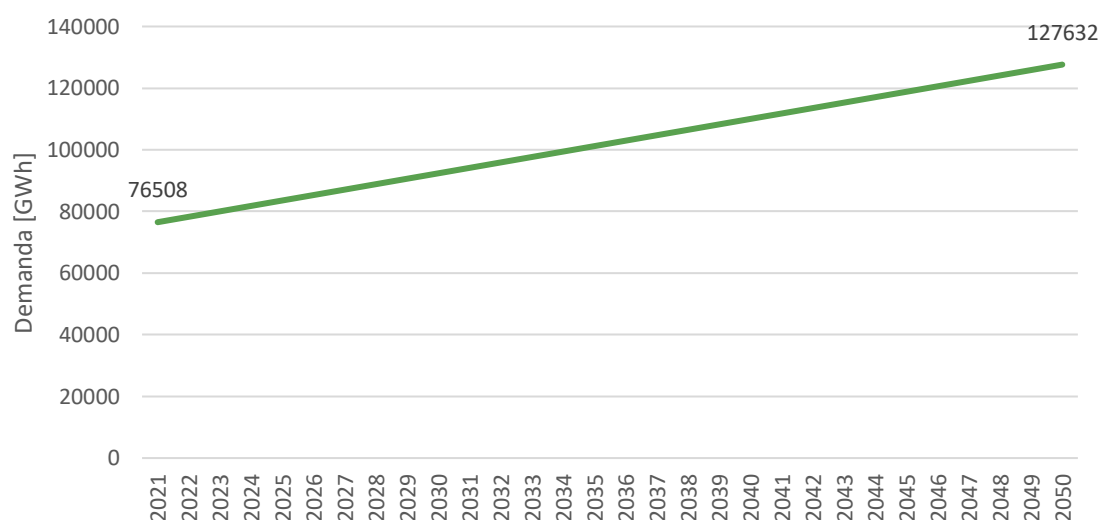


Figura 17 Demanda proyectada

4.4.5. Curvas de demanda

Con objetivo de tener un modelo representativo de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional, es que como entrada a la simulación se eligieron 4 días representativos, los que representan cada estación del año.

Día 63 Verano

Día 208 Invierno

Día 164 Otoño

Día 312 Primavera

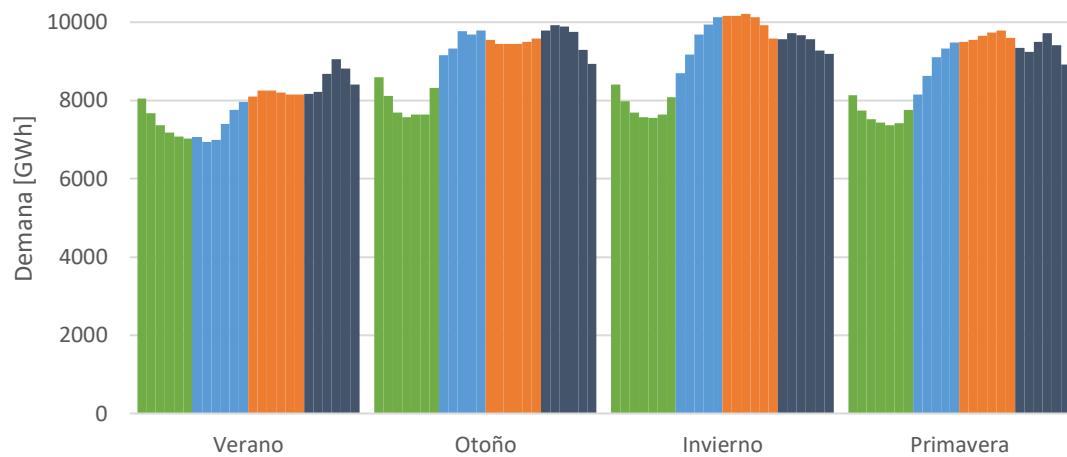


Figura 18 Demanda de los días representativos año 2021

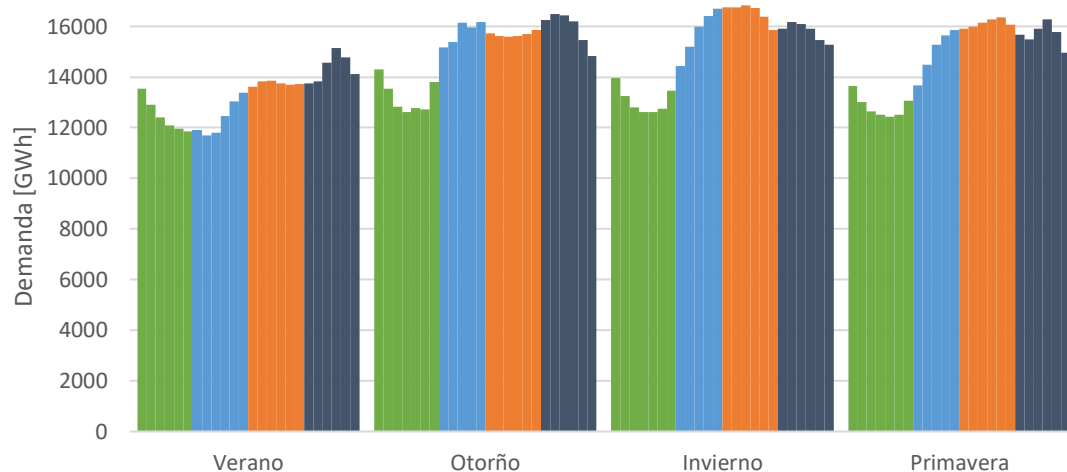


Figura 19 Demanda de los días representativos año 2050

Con el propósito de calcular la demanda total anual, se establece la asignación de un peso a cada día representativo. En esta instancia, se ha asignado un peso uniforme a cada día, con lo cual el valor del peso correspondiente a cada jornada se define mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_k = \frac{365}{4} = 91.25$$

Capítulo 5

5. Resultados obtenidos

En la presente sección se presentan los resultados de la co-optimización del Sistema Eléctrico Nacional a largo plazo. Con el fin de poder visualizar el impacto que tienen los sistemas de almacenamiento como posible inversión, es que se realizó un caso en donde se anula la posibilidad de agregar dicha tecnología en el SEN. Entonces en primer lugar se expondrá el caso base y luego la comparación para realizar el análisis respectivo del impacto y cuál es la variable de la función objetivo que se ve más afectada por los sistemas de acumulación.

5.1. Evolución de la capacidad instalada en el SEN

El principal resultado del modelo corresponde a la proyección de la generación eléctrica para cada tecnología y por zona geográfica representativa del sistema eléctrico. A su vez, también, se deriva la generación eléctrica para cada uno de éstos. Por último, se presenta el análisis de corto y largo plazo del sistema eléctrico para cada uno de los planes de obras resultantes.

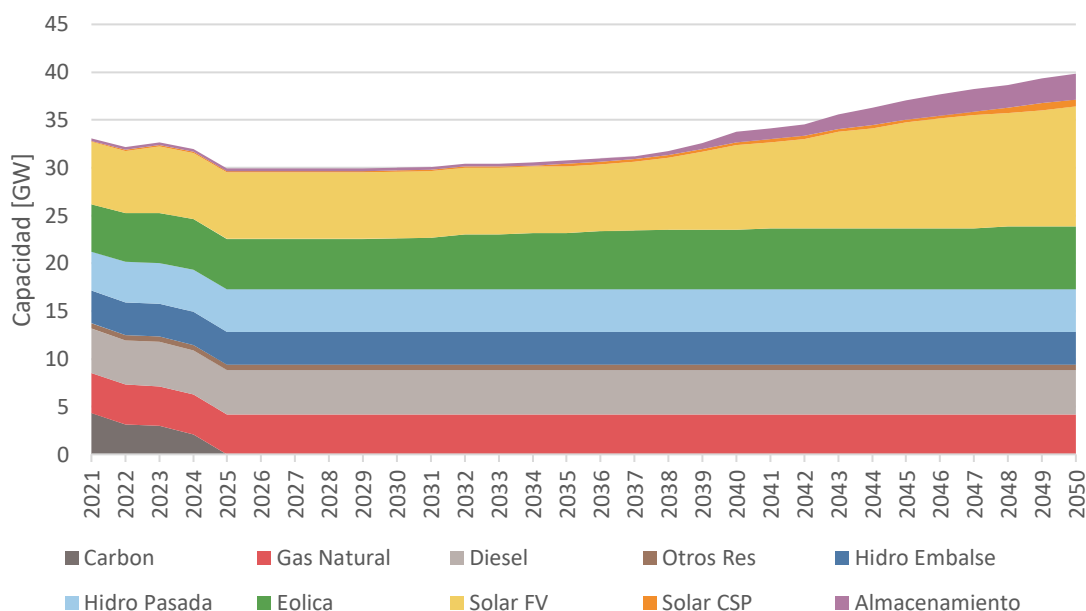


Figura 20 Evolución de la capacidad instalada

Como resultado, se puede apreciar la disminución de la capacidad del sistema en los primeros cinco años, esto ocurre por la descarbonización acelerada del sistema. Luego

de los primeros años se observa que el aumento en la capacidad instalada se realiza principalmente a través de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. A su vez, se observa el incipiente ingreso de centrales CSP cerca del final del período de estudio. Por lo tanto, el ingreso de proyectos fotovoltaicos y eólicos en el corto plazo será muy relevante para hacer frente ante el déficit que se presenta por la descarbonización del SEN. En el largo plazo se observa una tendencia de inversión hacia los sistemas de almacenamiento (Baterías y CSP), lo que ayudaría a la disminución del costo de operación del Sistema Eléctrico Nacional y al vertimiento de las centrales renovables.

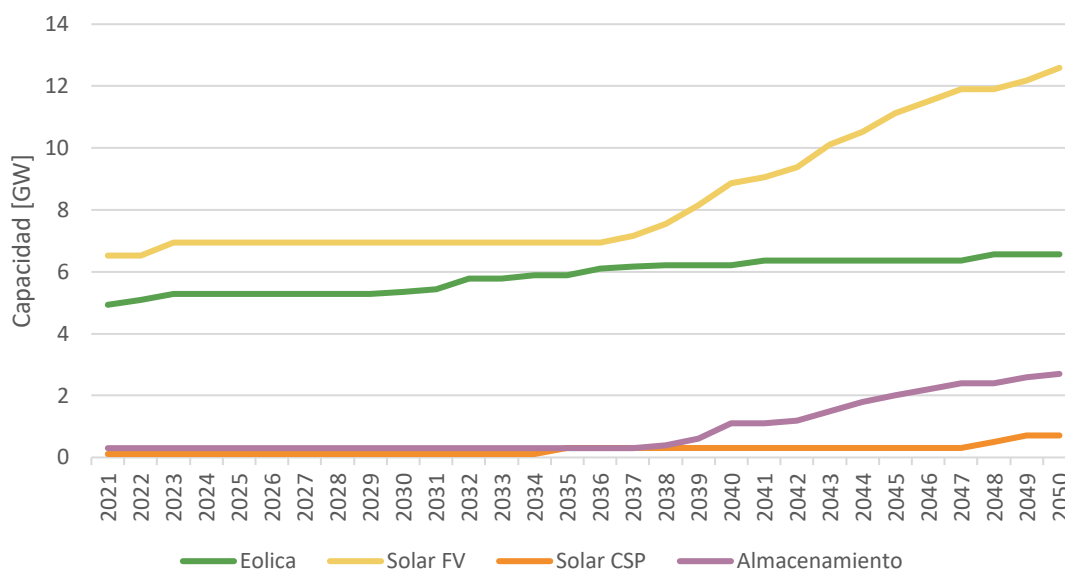


Figura 21 Evolución de la capacidad ERNC y Almacenamiento

En la Figura 19 se muestra con mayor claridad el aumento de la capacidad de los sistemas fotovoltaicos, eólicos y de almacenamiento. En los primeros años se aprecia un crecimiento debido a que entran los proyectos en construcción considerados al comienzo de la simulación. Luego hay un estancamiento de la inversión, esto se debe a que en los primeros años no es posible agregar sistemas de transmisión hasta el año 2025. Recién en el año 2030 el programa decide comenzar con la inversión de generación de energías renovables, la cual comienza a ser de forma progresiva hasta el fin del programa. Los sistemas de almacenamiento recién al año 2040 se observa un aumento considerable de este tipo de tecnología, y en especial, las centrales de Concentración Solar de Potencia los últimos tres años se visualiza que estas comienzan a tener mayor importancia dentro de la expansión de la generación.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

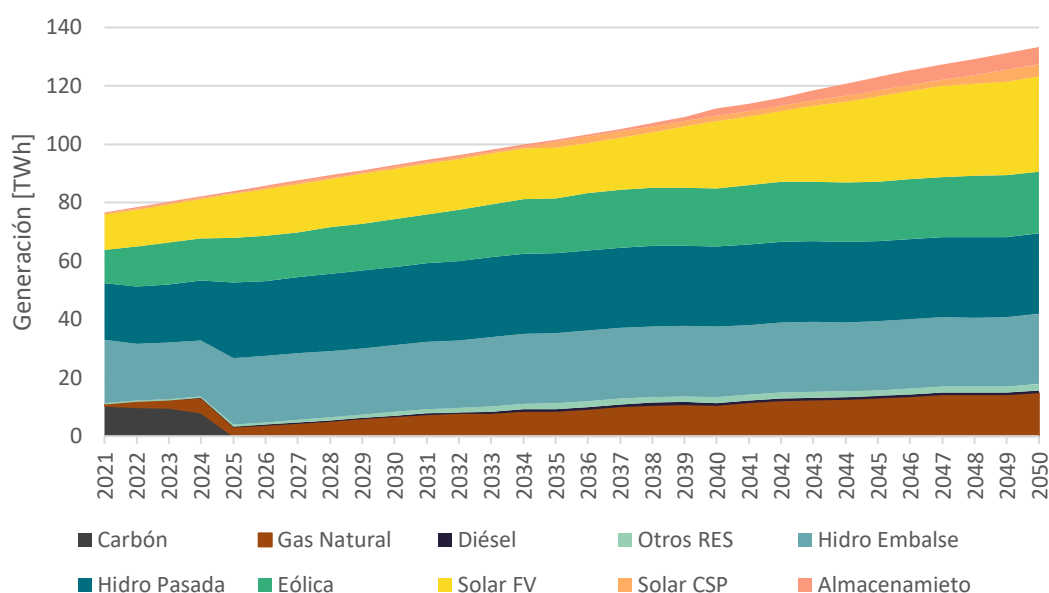


Figura 22 Evolución de la generación por tecnología

Como se puede verificar en la Figura 22 la generación renovable en el largo plazo es un componente fundamental sector energético a nivel nacional, esto con el propósito de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático. Además, otra de las ventajas de las energías renovables en el largo plazo es que a medida que avanza la tecnología los costos de instalación y producción disminuyen significativamente, haciendo que estas fuentes sean mas competitivas en el mercado y por lo tanto el mayor aprovechamiento de los recursos no fósiles.

5.2. Evolución del sistema de transmisión

La inversión en un sistema de transmisión eléctrica optimizado desempeña un papel fundamental en la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad del suministro energético en el país. Un sistema de transmisión eléctrica bien planificado y desarrollado tiene una serie de beneficios que impactan positivamente en diversos aspectos de la sociedad y la economía.

Uno de los puntos importantes de tener un sistema de transmisión optimizado es facilitar la integración de fuentes de energías renovables, debido a que estas fuentes de energía están ubicadas en áreas geográficas específicas, las cuales regularmente están lejos de los centros de consumo, por lo tanto, un sistema de transmisión eficiente permite llevar la energía generada por ERNC llegue a los puntos de demanda.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

Con el propósito de facilitar el análisis de la evolución del sistema de transmisión nacional, se procedió a la agrupación de las distintas regiones en zonas geográficas. Esta estrategia permitió discernir con mayor precisión la zona en la cual la expansión de la capacidad de generación adquiere una significativa relevancia.

Estas zonas son:

Zona	Región
Norte	Arica y
	Parinacota
	Tarapacá
	Antofagasta
	Atacama
	Coquimbo
Centro	Metropolitana
	Valparaíso
	O'Higgins
Sur	Bío-Bío
	Araucanía
	Los Ríos
	Los Lagos

Con el propósito de lograr una comprensión adecuada de la figura que se exhibe a continuación, es pertinente destacar que cuando una línea de transmisión atraviesa territorialmente desde una región situada en la zona norte hacia otra en la zona centro, dicha interconexión se clasifica dentro del grupo Centro-Norte. Un ejemplo concreto que ejemplifica esta situación es la línea de transmisión denominada "Nueva Pan de Azúcar – Polpaico".

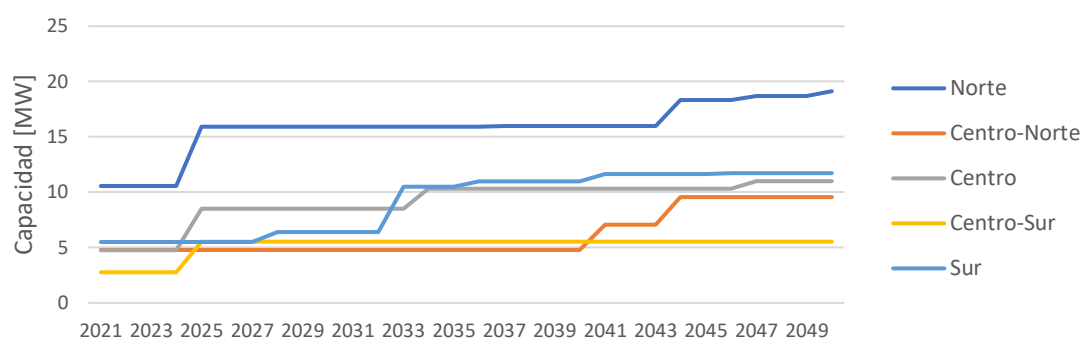


Figura 23 Evolución de la capacidad por zona

Tal y como se puede observar en el diagrama presentado, se manifiesta una marcada tendencia de crecimiento en la inversión de infraestructuras de transmisión, especialmente tras la supresión de la restricción que limitó las inversiones en sistemas de transmisión durante los primeros cinco años. Un aspecto de relevancia en los resultados obtenidos reside en la ampliación de la capacidad de transmisión en la zona norte. Esta particularidad adquiere una significativa trascendencia en el contexto del sistema eléctrico nacional, dado que en dicha área es donde experimenta un notable incremento la generación de energías provenientes de fuentes renovables.

La mencionada capacidad mejorada de transmisión es un elemento de crucial importancia, ya que posibilita la transferencia eficiente de la substancial potencia generada hacia los puntos de consumo. Esta optimización en la transmisión viabiliza el aprovechamiento pleno de la abundante energía renovable disponible, contribuyendo así a atender las demandas de consumo de manera sustentable y eficaz.

5.3. Participación horaria por tecnología

Un aspecto de notable consideración radica en la determinación de los momentos del día en los cuales cada modalidad de tecnología de generación exhibe una presencia más pronunciada. Al iniciar la simulación en el año 2021, se observa que los sistemas de generación solar adquieren una preeminencia marcada durante las horas de radiación solar, mientras que la generación a base de carbón entra en operación predominantemente en los intervalos horarios en los que no prevalece la irradiación solar. Otra cuestión de relevancia reside en la constante preservación de las tecnologías eólicas y las modalidades hidráulicas de generación, ya sean de pasada o a partir de embalses, las cuales mantienen niveles de producción prácticamente invariables a lo largo del transcurso diurno.

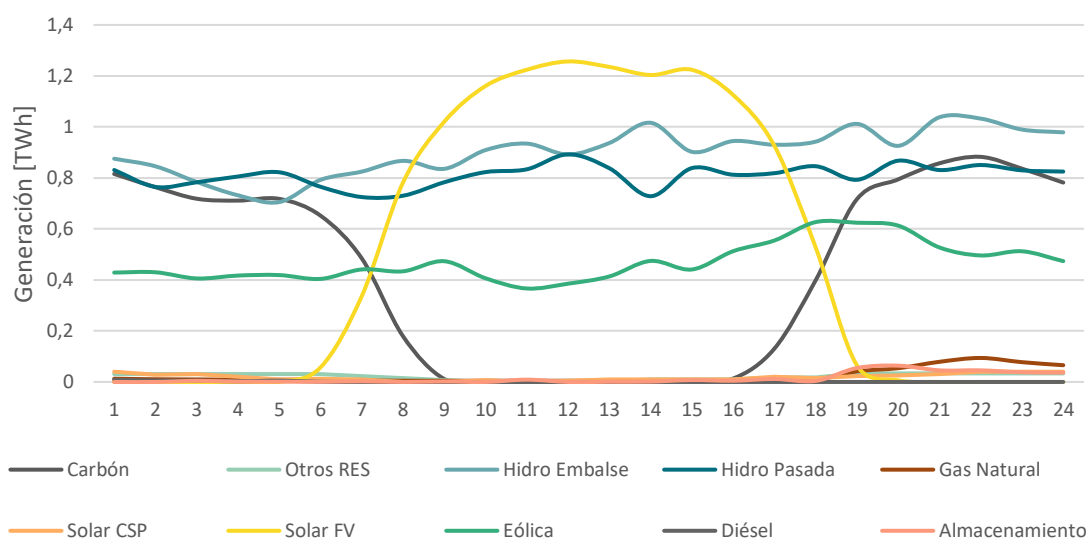


Figura 24 Generación por hora año 2021

Con respecto al año 2050, se constata que los sistemas de almacenamiento adquieren una significativa relevancia durante el intervalo horario comprendido entre las 18:00 y las 24:00 horas. Esta situación se origina debido a la evolución de los sistemas de almacenamiento a lo largo del desarrollo simulado, tal como se expuso en secciones previas. Dicha evolución se traduce en un incremento gradual de la capacidad de almacenamiento a lo largo del periodo de estudio. Asimismo, esta dinámica se justifica por el hecho de que, durante las horas de radiación solar, los sistemas de

almacenamiento alcanzan su máxima capacidad de carga, lo que influye en la distribución temporal de su relevancia en el marco del suministro energético.

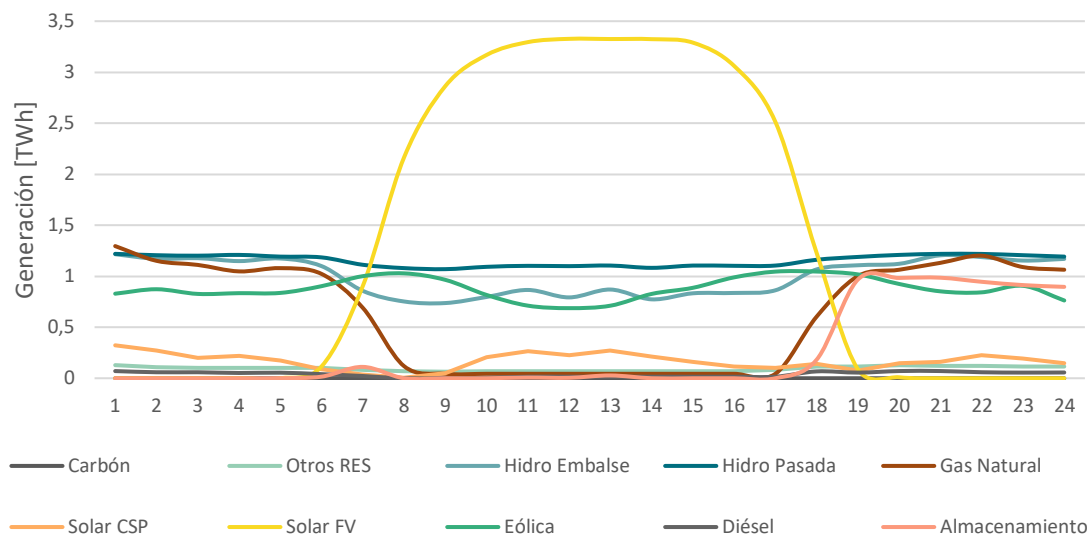


Figura 25 Generación por hora año 2050

5.3.1. Horarios de carga y descarga de los sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento desempeñan un papel crucial en los sistemas de generación eléctrica al permitir la captura, almacenamiento y liberación de energía en momentos estratégicos. Estos sistemas son esenciales para abordar varios desafíos y optimizar la eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad de la generación eléctrica.

Como se puede observar en los gráficos a continuación, los sistemas de almacenamiento permiten capturar el exceso de energía generado durante periodos de alta producción y liberarlo cuando la generación es baja, proporcionando un suministro más constante y estable de electricidad. Este comportamiento permite actuar a los sistemas de almacenamiento como fuentes de energía de respaldo en caso de fallos en la red eléctrica o interrupciones en la generación principal. Esto contribuye a la estabilidad y confiabilidad del suministro eléctrico, evitando apagones y perturbaciones en el servicio.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

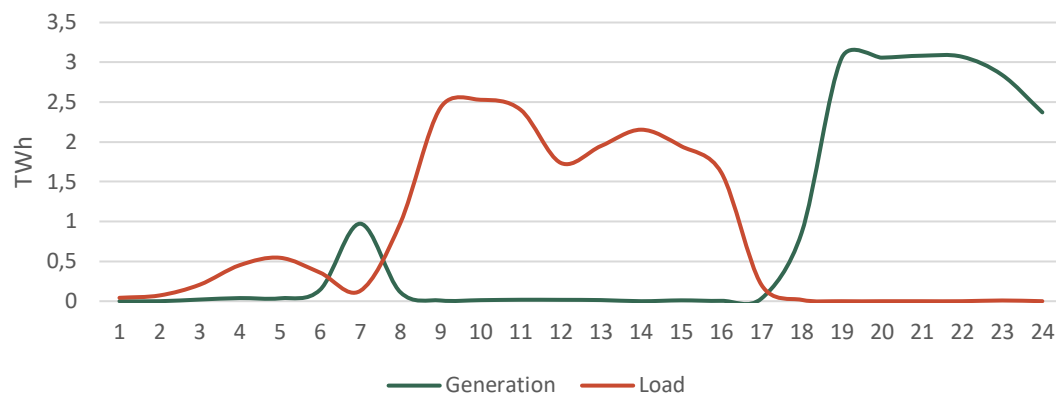


Figura 26 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Alto Jahuel

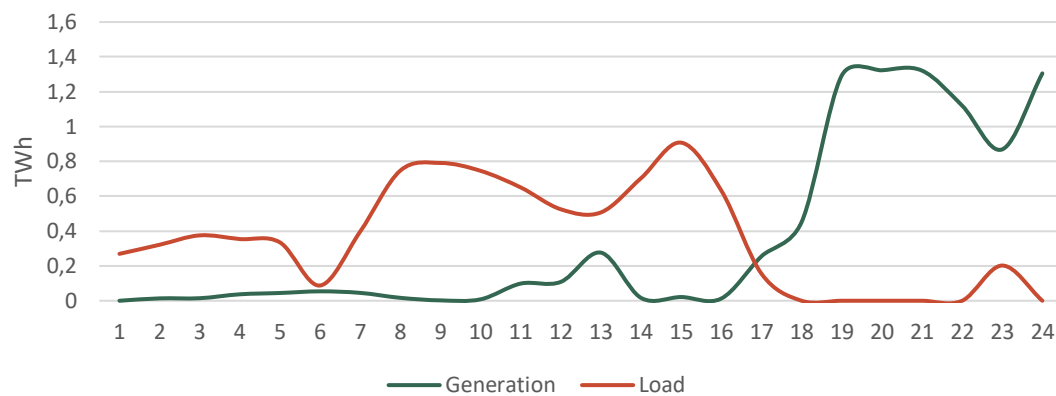


Figura 27 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Charrua

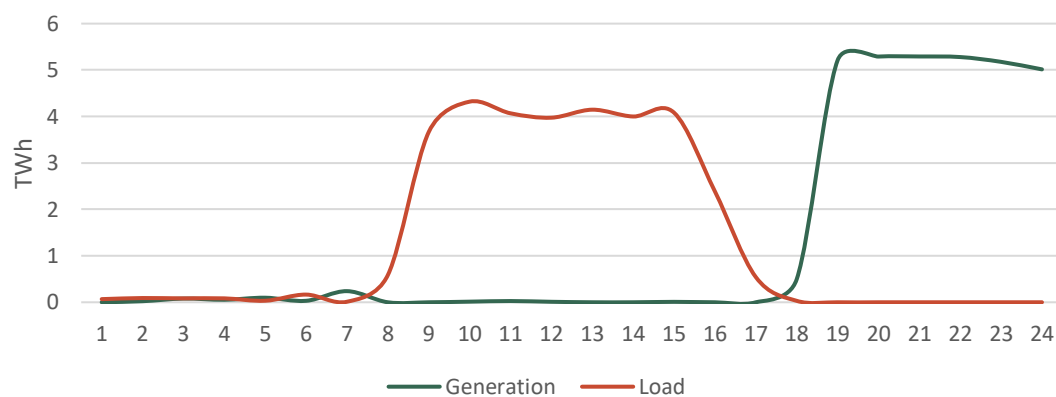


Figura 28 Generación y carga sistema de almacenamiento barra Lagunas

5.4. Vertimiento de las energías renovables

El vertimiento de energía renovable se refiere a la situación en la que la generación de energía a partir de fuentes renovables excede la demanda eléctrica en un determinado momento y no se puede utilizar de inmediato. Esta energía excedente no se almacena

ni se utiliza en la red eléctrica, lo que puede llevar a desperdiciar recursos valiosos y limitar el potencial de las energías renovables.

Para poder abordar el desafío del vertimiento de las energías renovables se requiere:

- **Desarrollo de Almacenamiento:** La inversión en sistemas de almacenamiento de energía, como baterías y tecnologías de almacenamiento térmico, puede ayudar a capturar el exceso de energía durante los períodos de generación excesiva y liberarla cuando sea necesario.
- **Mejora de la Infraestructura del Sistema Eléctrico:** La expansión y modernización de la red eléctrica pueden facilitar una distribución más eficiente de la energía generada.

Por lo tanto, reducir el vertimiento de energía renovable es esencial para maximizar el potencial de las fuentes de energía limpia y avanzar hacia sistemas energéticos más sostenibles y eficientes.

En la Figura 29, se puede evidenciar la validación de la premisa previamente expuesta. Este fenómeno encuentra su explicación en el hecho de que, a partir del año 2025, la simulación incorpora la implementación de inversiones destinadas a la expansión de la infraestructura de transmisión. Esta acción conlleva a una optimización de la distribución energética, permitiendo una mayor eficiencia en el aprovechamiento de los recursos en áreas donde las tecnologías de energías renovables no convencionales (ERNC) predominan de manera significativa.

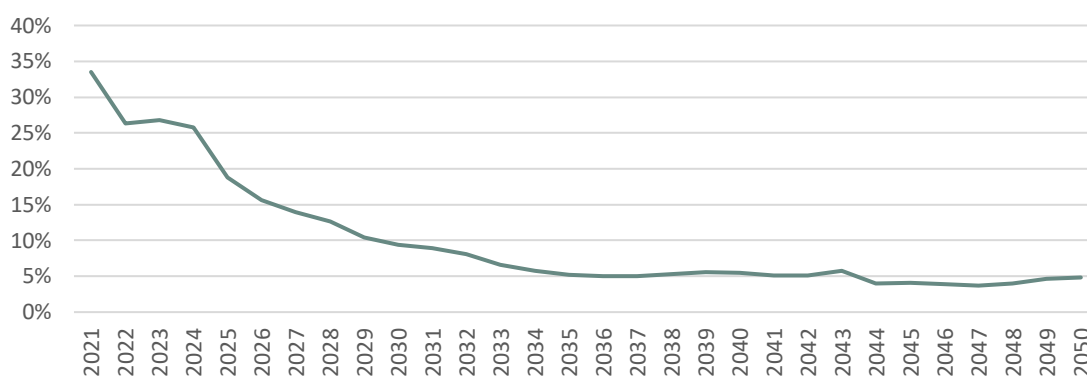


Figura 29 Vertimiento de las ERNC durante la simulación

Adicionalmente, a partir del año 2030, se inicia la integración de sistemas de almacenamiento en el seno del Sistema Eléctrico Nacional. Esta integración representa un hito importante, ya que durante los intervalos horarios en los que las fuentes de ERNC alcanzan su capacidad máxima de generación y la capacidad de transporte se ve

limitada, se habilita la posibilidad de almacenar el excedente de energía producida. Posteriormente, en momentos de mayor demanda o cuando las condiciones lo requieran, esta energía almacenada puede ser movilizadada y aprovechada de manera eficiente, contribuyendo así a una gestión más efectiva y equilibrada de la oferta y la demanda en el sistema eléctrico.

5.5. Costos totales de la función objetivo

Un aspecto de relevancia a considerar a partir de los resultados obtenidos se centra en el valor de la función objetivo. La transición hacia una matriz energética sustentada en fuentes renovables implica una inversión significativa en nuevas tecnologías y en la implementación de un sistema de transmisión eficiente para facilitar la distribución de la energía hacia los puntos de consumo. En este contexto, otro aspecto de notable importancia radica en el análisis de la variación en los costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional.

La eliminación progresiva de la generación basada en carbón debería conllevar a una disminución en los costos de operación del sistema. Esto se deriva de la reducción de los gastos asociados a la utilización de combustibles fósiles y los impactos ambientales vinculados a esta forma de generación. Por tanto, es relevante examinar cómo evoluciona este costo operativo en el contexto de una matriz energética orientada hacia fuentes más limpias y sostenibles.

Con el propósito de reiterar los componentes que conforman la función objetivo, se presenta nuevamente a continuación la expresión que se busca optimizar. Esta reproducción tiene como finalidad permitir un análisis detenido de cada uno de los elementos que la integran.

$$\text{Min} \sum_{y \in Y} \frac{1}{q^{y-y^0}} \left[\sum_{p \in P} c_{p,y}^{INV} + \sum_{e \in E} c_{e,y}^{INV} + \sum_{g \in G} c_{g,y}^{INV} + c_y^{OP} \right]$$

Los primeros tres elementos que configuran la función objetivo engloban la inversión en sistemas de generación, sistemas de almacenamiento y las nuevas líneas de transmisión, mientras que el último componente incluye el costo de operación del sistema. A continuación, se exponen los resultados correspondientes a cada uno de estos elementos.

5.5.1. Costos de inversión de los sistemas de generación

En relación con los costos de inversión en sistemas de generación, se constata que a mediano plazo se inicia la implementación de nuevas tecnologías de generación. Esta tendencia se atribuye principalmente a la incorporación de proyectos de generación al sistema eléctrico nacional durante los primeros años. Otra consideración de importancia radica en el hecho de que, en los primeros períodos, el sistema de transmisión se encuentra limitado en términos de inversión.

Por lo tanto, optar por enfocar las inversiones en sistemas de generación en las etapas iniciales de la simulación podría resultar en costos más significativos. Esta dinámica conllevaría a la amplificación de los gastos y a la elevación del valor total de la función objetivo.

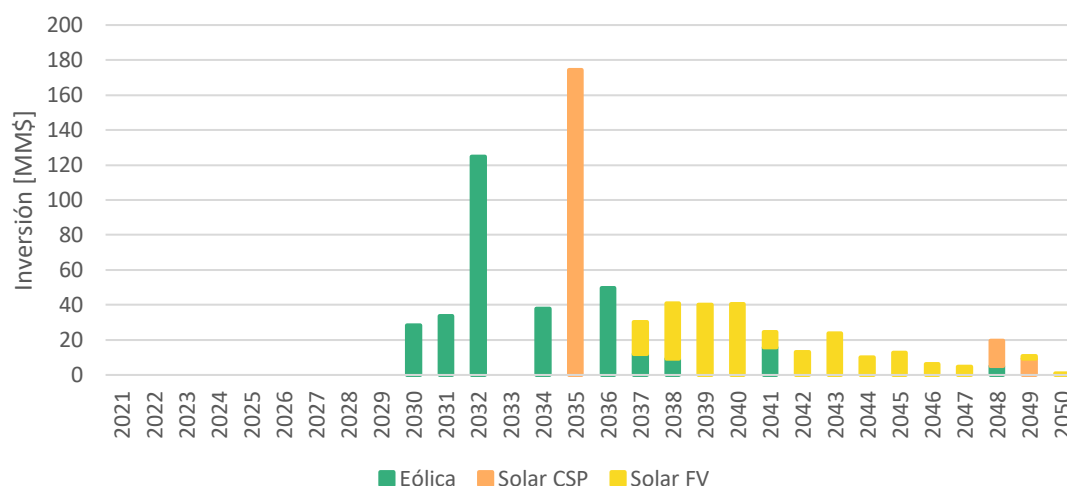


Figura 30 Costo de inversión de generación por tecnología y por año

El costo total de inversión de la generación es de **727.78 millones de dólares [MM\$]**

5.5.2. Costos de inversión de los sistemas de transmisión

Tal y como se observa en la representación gráfica adjunta, se evidencia que la inversión en infraestructuras de transmisión comienza a materializarse en un lapso de corto plazo durante el curso de la simulación, específicamente al removerse la limitación de inversión. Esta inversión, llevada a cabo en el quinto año, desempeña un papel crucial en la capacidad de los sistemas de generación para paliar el déficit energético surgido debido a la acelerada descarbonización del sistema eléctrico nacional.

De este modo, la inversión destinada a la creación de nuevas líneas de transmisión desempeña un papel determinante en el aseguramiento de que la generación eléctrica pueda ser entregada a los puntos de consumo de manera óptima y eficaz, aliviando así la demanda de energía y contribuyendo al logro de un equilibrio energético sostenible.

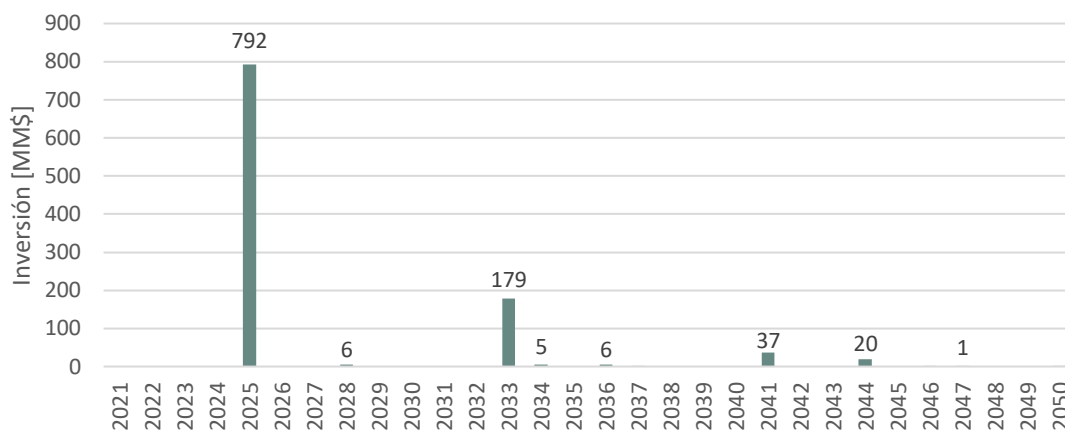


Figura 31 Costo de inversión de sistemas de transmisión por año

El costo total de inversión de la transmisión es de **1,047.34 millones de dólares [MM\$]**

5.5.3. Costos de inversión de los sistemas de almacenamiento

La inversión en sistemas de almacenamiento se inicia en un horizonte de mediano a largo plazo, debido principalmente a los actuales costos considerables asociados a la implementación de tecnologías de acumulación de energía. En consecuencia, es razonable anticipar que, en el transcurso del mediano plazo, a medida que estas tecnologías evolucionen y se desarrollen más a fondo, los costos de inversión se reduzcan, lo que propiciaría una mayor consideración para la introducción de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico nacional.

Además, es pertinente destacar que otro aspecto que contribuye a la inversión en sistemas de almacenamiento es la progresiva predominancia de las fuentes de energía renovable en la matriz energética durante el mediano plazo. Este cambio en la composición energética plantea la necesidad de contar con sistemas de almacenamiento, como baterías, para afrontar situaciones en las cuales la generación renovable no pueda satisfacer la demanda, asegurando así un suministro constante y estable de energía.

En resumen, la implementación progresiva de sistemas de almacenamiento se encuentra ligada tanto al desarrollo tecnológico que reducirá los costos de inversión como a la adaptación a una matriz energética cada vez más renovable y diversificada.

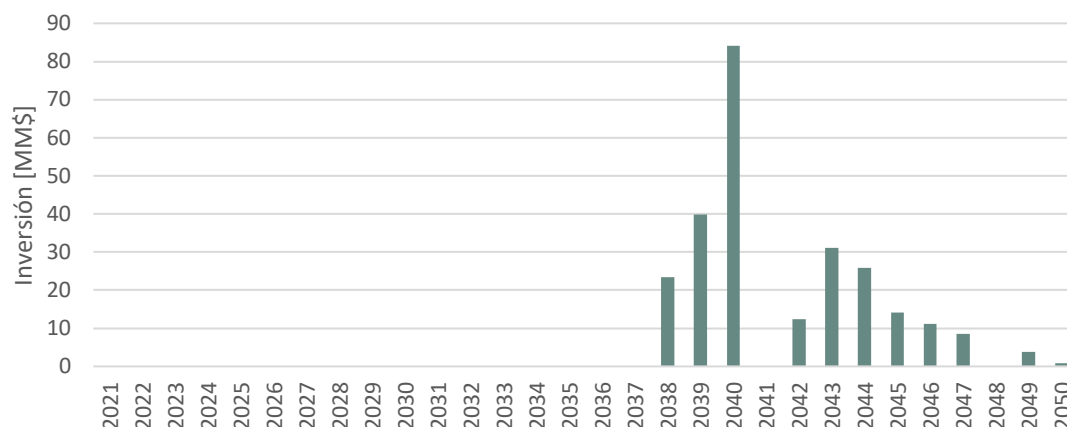


Figura 32 Costo de inversión de sistemas de almacenamiento por año

El costo total de inversión de la transmisión es de **255.13 millones de dólares [MM\$]**

5.5.4. Costos de operación del Sistema Eléctrico Nacional

Un punto importante de los sistemas de generación renovable es el papel que desempeñan es crucial en la reducción de los costos de operación de un sistema eléctrico. La importancia de estas fuentes de energía radica en su capacidad para ofrecer una serie de beneficios económicos y ambientales que contribuyen a la sostenibilidad y eficiencia de la infraestructura energética.

Esto es gracias a que las fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, hidroeléctrica, no requieren combustibles fósiles para generar electricidad. Esto significa que los costos asociados con la adquisición, transporte y almacenamiento de combustibles se eliminan o se reducen significativamente. Además, las tecnologías ERNC suelen tener costos de operación y mantenimiento más bajos en comparación con las centrales eléctricas tradicionales que dependen de combustibles fósiles. Esto se debe a que las instalaciones de energía renovable tienen menos partes móviles y no requieren el mismo nivel de mantenimiento continuo que las plantas de energía convencionales.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

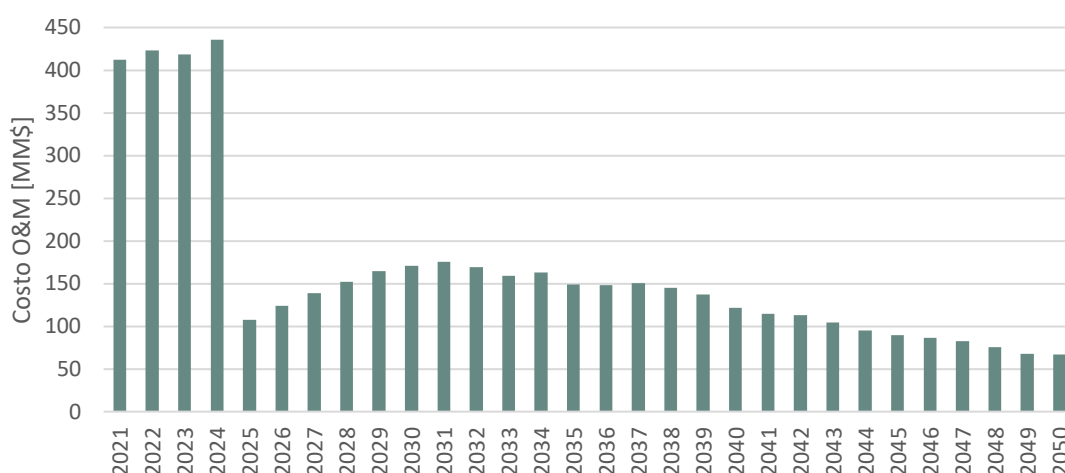


Figura 33 Costo de la operación y mantenimiento por año

Conforme se observa en la Figura 33, la inversión en nuevas líneas de transmisión durante el quinto año exhibe un impacto significativo en la reducción de los costos de operación del sistema eléctrico. Este efecto es consecuencia directa de la interrupción de la generación basada en carbón en el mismo período, coincidiendo con la habilitación de las nuevas líneas de transmisión. Estas infraestructuras juegan un papel crucial al facilitar la óptima utilización de fuentes de generación renovable en todo momento y al permitir su acceso a las áreas de consumo pertinentes.

El costo total de operación y mantenimiento es de **4,960.67 millones de dólares [MM\$]**

En síntesis, la implementación exitosa de nuevos generadores de energía renovable respaldados por un sistema de transmisión robusto, que garantice una entrega eficaz de energía a la demanda, conlleva una contribución significativa a la reducción de los costos asociados con la operación de un sistema eléctrico. Aunque la inversión desempeña un papel preponderante en el contexto de la función objetivo, este enfoque también fomenta la sustentabilidad del sistema eléctrico a nivel nacional y conlleva una notable disminución de las emisiones de carbono. La dirección tomada por el sistema eléctrico a largo plazo se alinea con la aspiración de que el país avance hacia una matriz energética con una mayor participación de fuentes renovables, coherente con las expectativas de desarrollo sostenible.

El costo total de la función objetivo es de **6,990.92 millones de dólares [MM\$]**.

5.6. Desempeño del modelo de optimización

Uno de los aspectos de suma relevancia dentro del ámbito de la presente investigación se centra en el análisis del desempeño de la metodología de optimización adoptada. El propósito fundamental de emplear la técnica de generación de columnas reside en la intención de agilizar los tiempos de simulación en contraste con la aplicación de enfoques metodológicos convencionales.

Dado que la metodología de descomposición opera en un enfoque iterativo con el fin de alcanzar la solución óptima del problema de optimización, resulta necesario definir un margen mínimo entre las iteraciones k y $k+1$. En esta instancia, se ha determinado que el margen mínimo sea de 0.001%.

Asimismo, otro aspecto de significativa trascendencia radica en la asignación de un límite superior de iteraciones al programa, con el propósito de evitar que la simulación exceda los límites temporales establecidos o, alternativamente, garantizar su convergencia. En esta instancia, se ha optado por asegurar la consecución de una solución definitiva al modelar un número total de 1000 iteraciones

Con el fin de alcanzar una solución, fue necesario llevar a cabo un total de 129 iteraciones utilizando la metodología propuesta. Este proceso permitió alcanzar un gap de 0.0008%, lo cual satisface el requisito previamente establecido del 0.001%. Cabe destacar que el período de tiempo empleado en la ejecución de la simulación abarcó un lapso de 4 días, 21 horas y 11 minutos.

En la figura que se expone a continuación, se ilustra cómo a medida que se suceden las iteraciones y se obtienen soluciones sucesivas, el gap asociado a estas soluciones experimenta una disminución progresiva. Esta tendencia es un indicativo alentador que sugiere un rendimiento favorable por parte de la metodología de descomposición empleada. Este comportamiento se ajusta a la expectativa de que en cada iteración se produzca una mejora con respecto a la solución previa, como se hace presente en la representación gráfica presentada.

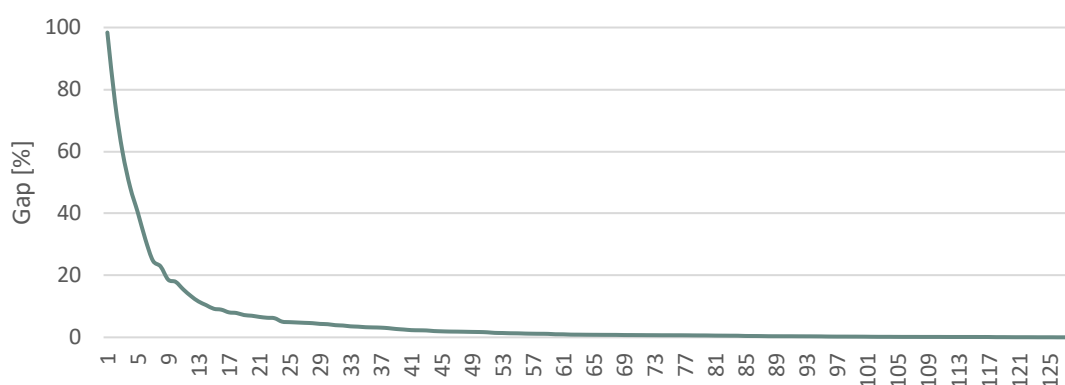


Figura 34 Porcentaje de error entre cada iteración

5.7. Comparación de los resultados sin sistemas de almacenamiento

Con el propósito de evaluar la significancia de los sistemas de almacenamiento, se procedió a llevar a cabo una simulación excluyendo la consideración de dichas tecnologías dentro del conjunto de opciones de inversión. Esta metodología se empleó con el propósito de discernir de manera efectiva el alcance del impacto que estos sistemas ejercen en el Sistema Eléctrico Nacional.

Tal como se evidencia en las representaciones gráficas que siguen, el impacto substancial ejercido por los sistemas de almacenamiento se refleja de manera más preponderante en los costos asociados a la operación y al mantenimiento del sistema eléctrico. Este fenómeno es atribuible al hecho de que, durante los periodos en los que las fuentes de energía renovable no convencional carecen de capacidad para generar electricidad, en lugar de recurrir a la activación de generadores alimentados por combustibles fósiles, los sistemas de almacenamiento son activados. Este despliegue de los sistemas de almacenamiento conlleva a una gestión operativa más económica del SEN.

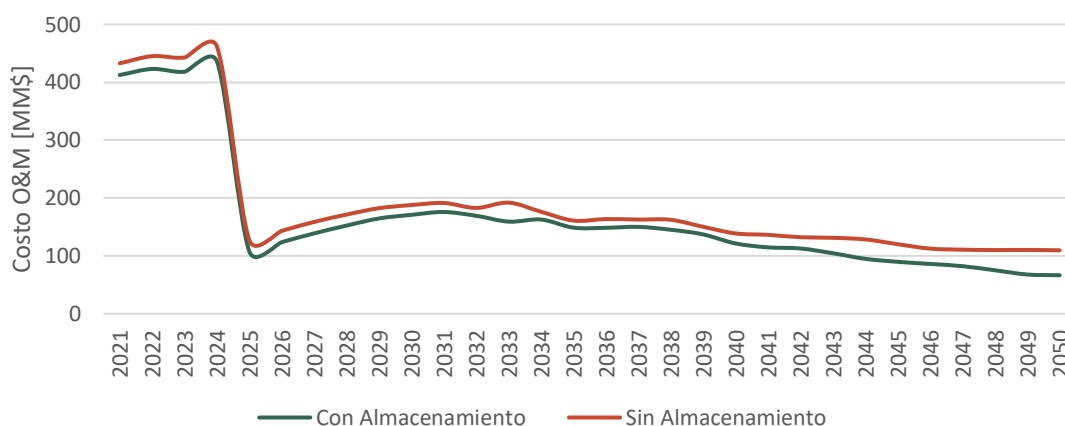


Figura 35 Comparación del costo de la operación y mantenimiento por año

En la instancia en la cual no se incorporaron sistemas de almacenamiento, el valor resultante de la función objetivo se estableció en **7,497.11 millones de dólares [MM\$]**. Esta cifra exhibe una disparidad de **506.2 millones de dólares [MM\$]** en relación a los resultados obtenidos con la inclusión de dichos sistemas. Dicha diferencia encuentra su origen, en su mayoría, en los aspectos previamente discutidos acerca de los costos inherentes a la operación y el mantenimiento del Sistema Eléctrico Nacional.

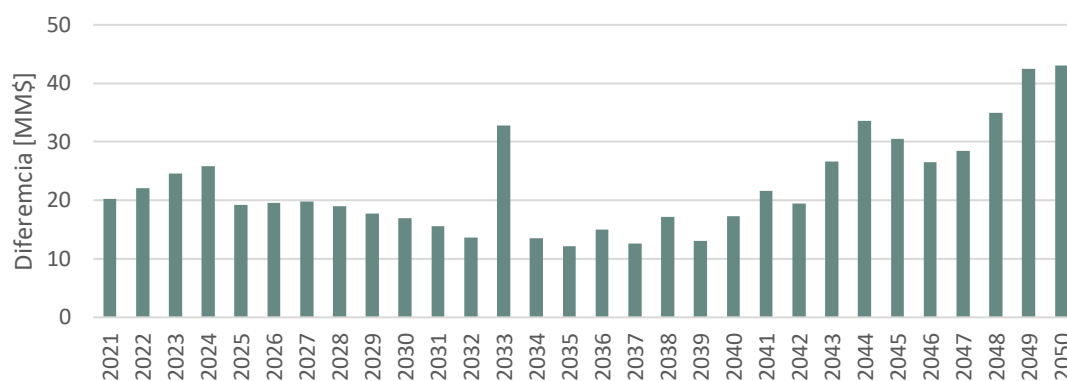


Figura 36 Diferencia en los costos de O&M

Aunque un sistema de transmisión óptimo desempeña un papel fundamental en la eficiente utilización de las energías renovables, la integración de sistemas de almacenamiento complementa de manera significativa la implementación de estas fuentes energéticas. Esta complementariedad se deriva de la capacidad de los sistemas de almacenamiento para abordar situaciones en las cuales las tecnologías no convencionales no pueden proporcionar el 100% de la energía debido a limitaciones en el sistema de transmisión.

En aquellos momentos en los cuales las tecnologías renovables no pueden entregar la totalidad de la energía generada debido a restricciones en la transmisión, los sistemas de almacenamiento entran en funcionamiento, acumulando el exceso de energía producida para su uso futuro. Posteriormente, esta energía almacenada puede ser liberada y empleada según la demanda, contribuyendo así a optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles.

Esta sinergia entre las energías renovables y los sistemas de almacenamiento se verifica mediante el análisis de vertimientos de energía no utilizada en un sistema que incorpora tecnologías de almacenamiento, tal como se ilustra en la representación gráfica presentada a continuación. Este gráfico evidencia cómo la inclusión de sistemas de almacenamiento minimiza la pérdida de energía excedente, mejorando la eficiencia global del sistema y potenciando la viabilidad de las energías renovables como fuente energética confiable y sostenible.

Co-optimización de la expansión de la generación y transmisión para una transición económica y segura hacia un sistema eléctrico sustentable en Chile

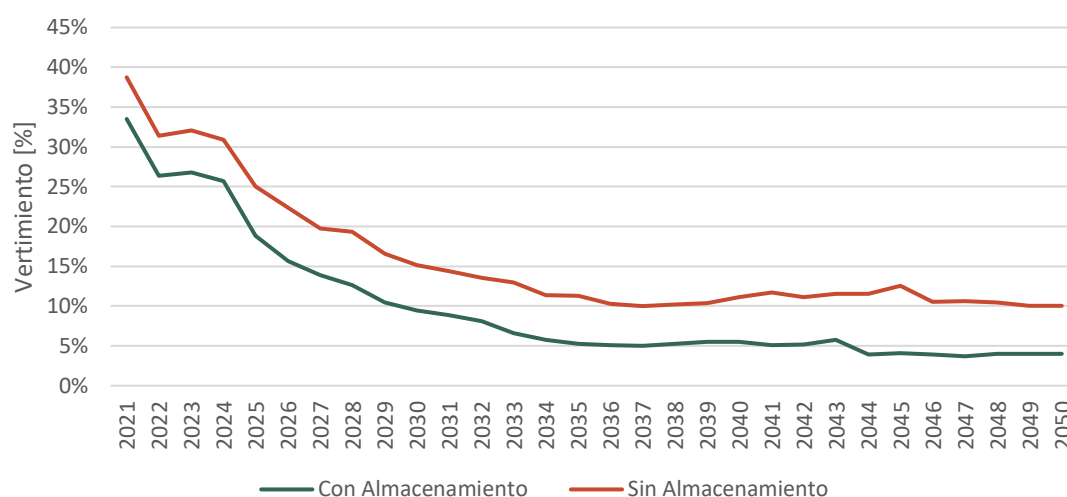


Figura 37 Vertimiento de las energías renovables con sistemas de almacenamiento y sin

Capítulo 6

6. Conclusiones

La incorporación de sistemas de generación renovable emerge como un pilar fundamental para lograr un sistema eléctrico eficiente, económicamente viable y respetuoso con el medio ambiente. A medida que las fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica, toman protagonismo en la matriz energética, se reduce la dependencia de recursos no renovables y se disminuyen los costos operativos asociados con la generación convencional. La integración de estas tecnologías no solo conlleva a una reducción significativa en las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también brinda estabilidad a largo plazo al sistema eléctrico al diversificar sus fuentes de suministro.

La transición hacia un modelo energético sostenible no solo se traduce en una menor huella ambiental, sino que también se traduce en beneficios económicos sustanciales. La producción de electricidad a partir de fuentes renovables no solo tiende a ser más económica a lo largo del tiempo debido a la gratuidad inherente de los recursos naturales, sino que también reduce la volatilidad en los precios de la energía al depender menos de la fluctuación de los precios de los combustibles fósiles. Además, la creación de empleo en la industria de las energías renovables y el fomento de la innovación tecnológica son factores que contribuyen al desarrollo sostenible de las comunidades y las economías.

Además, la integración de sistemas de almacenamiento marca un hito crucial en la maximización del potencial de las energías renovables en nuestra matriz energética. Al superar el desafío inherente de la intermitencia y la variabilidad de fuentes como la solar y la eólica, los sistemas de almacenamiento abren nuevas fronteras en la eficiencia y la sostenibilidad de nuestra generación eléctrica.

Al permitir que el exceso de energía producido en momentos de alta generación sea almacenado y liberado en momentos de alta demanda, estos sistemas no solo aseguran un suministro constante y confiable, sino que también optimizan la producción de energía. Esta optimización se traduce en una mayor rentabilidad para los inversores en energías renovables y una reducción significativa en los costos operativos asociados con la gestión de la red eléctrica.

En tanto a los sistemas de transmisión estos se erigen como el pilar fundamental para desbloquear el máximo potencial de las energías renovables en nuestra red eléctrica. Al establecer una infraestructura de transmisión eficiente y adaptable, podemos superar las limitaciones geográficas y maximizar la captura de energía generada en regiones ricas en recursos renovables.

Además, un sistema de transmisión optimizado contribuye a la estabilidad y la confiabilidad de la red, al minimizar los riesgos de congestiones y desequilibrios en la distribución de energía. Esto no solo asegura un suministro constante para los consumidores, sino que también fomenta la inversión en proyectos de energías renovables al brindar un entorno más predecible y atractivo para los inversionistas.

En última instancia, el trabajo también se ha centrado en evaluar la efectividad de la metodología de optimización adoptada, enfocándose en la técnica de generación de columnas como una alternativa para agilizar los tiempos de simulación en comparación con enfoques convencionales. A lo largo del estudio, se ha demostrado que la metodología de descomposición iterativa es capaz de abordar de manera exitosa el problema de optimización planteado. El logro de un gap del 0.0008% en un lapso de 4 días, 21 horas y 11 minutos valida la eficacia de esta metodología en términos de precisión y eficiencia.

Bibliografía

- [1] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri y R. Moreno, «A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration,» *ELSEVIER*, 2016.
- [2] R. Alvarez, C. Rahmann, R. Palma-Behnke y P. A. Estévez, «A novel meta-heuristic model for the multi-year transmission network expansion planning,» *ELSEVIER*, 2010.
- [3] C. Lara, D. Mallapragada, D. Papageorgiu, A. Venkatesh y I. Grossman, «Deterministic electric power infrastructure planning: Mixed-integer programming model and nested decomposition algorithm,» *ELSEVIER*, 2018.
- [4] G. Desaulniers, J. Desrosiers y M. Solomon, *Column Generation*, Springer, 2005.
- [5] M. Lübbecke, «Column Generation,» *EORMS*, 2010.
- [6] D. Bertsimas y J. Tsitsiklis, *Introduction to Linear Optimization*, Athena Scientific, 1997.
- [7] J. Zou, S. Ahmed y X. A. Sun, «Stochastic Dual Dynamic Integer Programming,» 2017.
- [8] B. Palmintier, «Impact of Unit Commitment Constraints on Generation Expansion Planning with Renewables,» *IEEE*.
- [9] A. Flores Quiroz, «Planificación de la expansión en generación en escenarios de alta penetración de energías renovables,» 2014.
- [10] F. Venderbeck, *Implementing Mixed Integer Column Generation*, 2003.
- [11] M. d. Energía, *Proceso de Planificación Eléctrica a Largo Plazo 2018*, 2018.
- [12] M. d. Energía, *Informe de Actualización de Antecedentes 2019*, 2019.
- [13] M. d. Energía, *Política Energética de Chile*, 2017.
- [14] M. d. Energía, *Informe de Actualización de Antecedentes 2020*, 2020.
- [15] M. d. Energía, «Proyecciones Energéticas (Gráficos interactivos y descargables),» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/pelp/proyeccion-energetica>.
- [16] M. d. Energía, *Informe de Actualización de Antecedentes 2021*, 2021.
- [17] M. d. Energía, *Informe de Actualización de Antecedentes 2022*, 2022.

- [18] M. d. Energía, «Ley 20936 ESTABLECE UN NUEVO SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y CREA UN ORGANISMO COORDINADOR INDEPENDIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [19] Pandas, «User Guide,» [En línea]. Available: https://pandas.pydata.org/docs/user_guide/index.html.