



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

PARQUE ÓPTIMO DE GENERACIÓN CONSIDERANDO RIESGOS EN LA CADENA DE  
SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

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

CARLOS RODRIGO SEPÚLVEDA HUERTA

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA  
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE  
2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL  
GRADO DE: Magister en ciencias de la ingeniería,  
mención eléctrica  
POR: Carlos Rodrigo Sepúlveda Huerta  
FECHA: 2022  
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Moreno Vieyra

## PARQUE ÓPTIMO DE GENERACIÓN CONSIDERANDO RIESGOS EN LA CADENA DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES

Los sistemas de generación eléctrica térmica convencional dependen críticamente de un suministro confiable de combustibles, sin él, se ven expuestos a potenciales fallas masivas que no se encuentran consideradas en los modelos actuales de planificación. Estos riesgos pueden ser desencadenados por la ocurrencia de eventos meteorológicos extremos, los que son cada vez más comunes producto del cambio climático. En el presente trabajo, se aborda la planificación en generación de sistemas eléctricos considerando riesgos en la cadena de suministro de combustibles, se propone un modelo matemático de optimización estocástica de dos etapas, que determina las decisiones de inversión en generación y almacenamiento de combustibles, bajo escenarios de incertidumbre hidrológicos, de generación y de suministro de combustibles. La demanda eléctrica y las energías solar y eólica se modelan como puntos de operación temporales. El modelo mitiga riesgos con unidades que utilizan más de un tipo de combustible e invirtiendo en sistemas que lo almacenen. El modelo se aplicó para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), caracterizado por tener riesgos reales en la cadena de suministro de combustibles. Bajo distintos casos de estudio, se verifica que la inversión en almacenamiento de combustibles corresponde a una medida de mitigación de riesgos efectiva.

*A mi madre, apoyo incondicional*

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a Rodrigo Moreno por la brindarme la oportunidad de trabajar con él, por su confianza, y por todos los buenos consejos brindados a lo largo de este proceso. Adicionalmente, quiero agradecer a Francisco Muñoz y al proyecto Fondecyt-1190228 por el apoyo económico brindado.

También quiero agradecer a mi madre, por su eterno apoyo, palabras de aliento y comprensión en todo momento. A mi familia, por su cariño y compañía durante todo este proceso y siempre.

A mis amigos tanto del colegio como de la universidad, por las risas brindadas, por escucharme, apoyarme y entenderme en todo momento.

A Mabel, por ser una gran compañera, quien me escucha, aconseja y brinda siempre valiosos *insights*.

# TABLA DE CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>1</b>
1.1	Motivación .....	1
1.2	Hipótesis de investigación .....	3
1.3	Objetivos .....	3
1.3.1	Objetivo general .....	3
1.3.2	Objetivos específicos .....	3
1.3.3	Alcances.....	4
1.4	Estructura del documento.....	4
<b>2</b>	<b>Estado del arte y contribuciones .....</b>	<b>5</b>
2.1	Estado del arte .....	5
2.2	Contribuciones .....	8
<b>3</b>	<b>Metodología.....</b>	<b>9</b>
3.1	Nomenclatura .....	9
3.1.1	Conjuntos.....	9
3.1.2	Parámetros .....	10
3.1.3	Variables.....	11
3.2	Descripción general.....	11
3.3	Modelo matemático.....	12
3.3.1	Función objetivo .....	12
3.3.2	Restricciones de balance de capacidad instalada y almacenamiento de combustibles.....	13
3.3.3	Restricciones adicionales.....	15
<b>4</b>	<b>Casos de estudio y parámetros de entrada .....</b>	<b>16</b>
4.1	Casos de estudio.....	16
4.2	Parámetros de entrada .....	17
4.2.1	Parámetros generales del sistema .....	17
4.2.2	Tecnologías utilizadas y costos de inversión.....	18
4.2.3	Tipos de combustibles y costos de inversión en almacenamiento.....	18
4.2.4	Costos variables.....	19
4.2.5	Probabilidades de escenarios de falla .....	20
4.2.6	Perfiles de demanda, generación solar y eólica .....	21
<b>5</b>	<b>Resultados y discusión .....</b>	<b>24</b>

5.1	Resultados principales.....	24
5.1.1	Costos .....	24
5.1.2	Capacidades instaladas .....	26
5.2	Margen de potencia respecto de indisponibilidades .....	27
5.2.1	Indisponibilidad de generadores .....	27
5.2.2	Indisponibilidad de combustibles .....	28
5.3	Sensibilidad respecto al impuesto al carbono .....	30
5.4	Sensibilidad respecto del costo de falla .....	32
<b>6</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro.....</b>	<b>34</b>
	<b>Bibliografía.....</b>	<b>36</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Porcentaje de clientes sin suministro eléctrico por condado en durante la crisis, entre los días domingo 7 a jueves 13 de febrero de 2021 [5]. .....	2
Figura 3.1: Diagrama general del modelo .....	12
Figura 4.1: Histograma de escenarios de falla de generadores por rangos de probabilidad. 21	
Figura 4.2: Histograma de falla de escenarios de falla de generadores por rangos de probabilidad. ....	21
Figura 4.3: Perfil de demanda eléctrica. ....	22
Figura 4.4: Perfil de generación solar. ....	22
Figura 4.5: Perfil de generación eólica. ....	23
Figura 5.1: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad física de los generadores en % para una falla máxima de suministro de combustibles de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente. ....	28
Figura 5.2: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de combustibles en % para una falla máxima de suministro de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente. ....	29
Figura 5.3: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de diésel en % para una falla máxima de suministro de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente. ....	30
Figura 5.4: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de los generadores en %, considerando un impuesto al carbono de 100 \$/tCO <sub>2</sub> , para una falla máxima de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente. ....	31
Figura 5.5: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de combustibles en %, se considera un impuesto al carbono de 100 \$/tCO <sub>2</sub> para una falla máxima de cuatro días (izquierda) y catorce días (derecha) respectivamente. ....	31
Figura 5.6: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de diésel en % considerando un impuesto a las emisiones de dióxido de carbono de 100 \$/tCO <sub>2</sub> , para fallas máximas de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente. ....	32
Figura 5.7: Costo esperado de falla en función del VOLL para el escenario base (e). ....	33

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Descripción de casos de estudio.....	16
Tabla 4.2: Montos de inversión utilizados por central de acuerdo con su tecnología de generación [37]. .....	18
Tabla 4.3: Costo combustibles y tasa de emisión de dióxido de carbono [23].....	19
Tabla 4.4: Montos de inversión en almacenamiento de combustibles y anualidad de inversión en .....	19
Tabla 4.5: Tiempo medio de falla y reparación de generadores y combustibles.....	20
Tabla 5.1: Resumen de costos por escenario para una falla de suministro máxima posible de cuatro días, valores en MM\$. .....	25
Tabla 5.2: Resumen de costos por escenario para una falla de suministro máxima posible de catorce días, valores en MM\$. .....	25
Tabla 5.3: Capacidad instalada por escenario para una falla de suministro de combustibles máxima de 4 días, valores en MW. ....	26
Tabla 5.4: Capacidad instalada por escenario para una falla de suministro de combustibles máxima de 14 días, valores en MW. ....	27



# 1 Introducción

## 1.1 Motivación

Para lograr una descarbonización masiva de los sistemas eléctricos se hace necesario balancear adecuadamente tres aspectos fundamentales en su diseño: asequibilidad, sustentabilidad y confiabilidad. Mientras que asequibilidad se entiende como el diseño de un sistema a mínimo costo, sustentabilidad se refiere a que los sistemas deben tener un impacto mínimo de emisiones de carbono equivalentes a la atmósfera, ambos objetivos no pueden ser realizados sin la confiabilidad, ya que la sociedad espera y exige un suministro ininterrumpido de energía eléctrica. Estas expectativas se mantienen incluso frente a eventos meteorológicos extremos tales como olas de calor, noches gélidas, marejadas o desastres naturales mayores [1], [2].

Los sistemas de combustibles son críticos para la confiabilidad de los sistemas eléctricos, ya que la generación térmica convencional requiere de un suministro de combustibles seguro y confiable, especialmente cuando las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) son escasas. Históricamente, la confiabilidad en el suministro de combustibles ha sido considerada como un problema aparte de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, no obstante, eventos extremos pueden originar fallas en el suministro, desencadenando a su vez fallas mayores en los sistemas eléctricos. Entre los efectos del cambio climático se encuentra una mayor ocurrencia de eventos meteorológicos extremos, los cuales pueden tener gran impacto en los sistemas eléctricos, ya sea en forma directa afectando su infraestructura, o indirecta, afectando sistemas o subsistemas críticos para su funcionamiento, entre los que se encuentra la cadena de suministro de combustibles [1].

En febrero de 2021 en Texas, tuvo lugar una crisis energética sin precedentes, producto de una tormenta invernal la temperatura de la zona disminuyó a mínimos históricos durante varios días, desencadenando problemas en la infraestructura energética y dejando sin suministro a más de 10 millones de personas, provocando además otros problemas relacionados, como escasez de agua potable, comida y calefacción, provocando incluso la pérdida de vidas humanas [3]. Esta crisis mostró cómo los sistemas eléctricos pueden fallar masivamente producto de la escasez algún recurso energético primario, para el caso de Texas, de gas natural, al no estar debidamente preparados para funcionar frente eventos extremos [4].

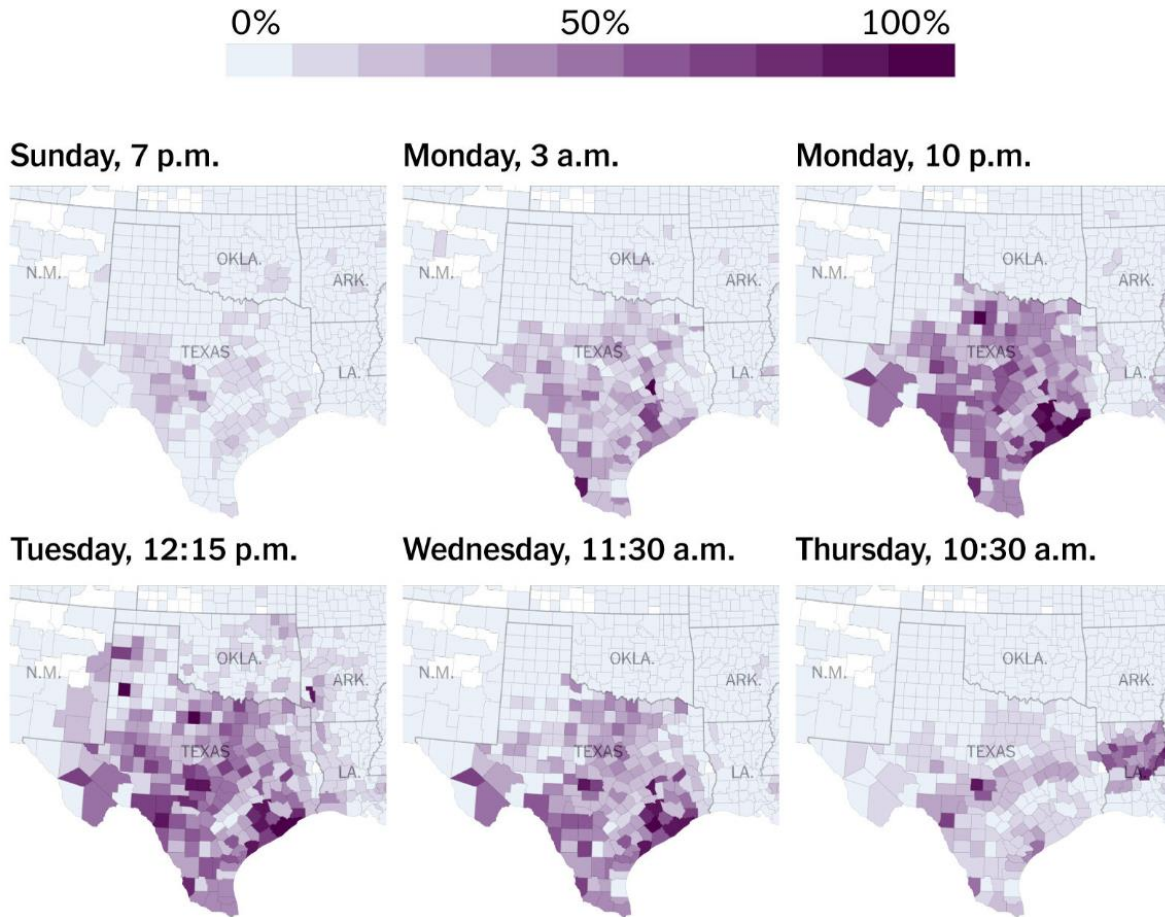


Figura 1.1: Porcentaje de clientes sin suministro eléctrico por condado en durante la crisis, entre los días domingo 7 a jueves 13 de febrero de 2021 [5].

El SEN no está exento de riesgos en la cadena de suministro de combustibles, por ejemplo, durante agosto de 2021, luego de registrarse uno de los peores años hidrológicos desde 1998, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ofició a seis empresas que incumplieron sus obligaciones de generación por eventos de limitación de combustible diésel [6]. Adicionalmente, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) proyectó que los requerimientos de diésel diarios podrían aumentar desde 7.000 m<sup>3</sup>/día hasta 15.000 m<sup>3</sup>/día, sin embargo, Enap informó que sólo podría disponer de 4.800 m<sup>3</sup>/día adicionales, teniéndose un déficit de 3.200 m<sup>3</sup>/día de diésel [7]–[10]. Durante 2022 se sumó a la crisis un paro de camioneros y subcontratistas de Enap, lo que dificultó el suministro de diésel, por su parte, las empresas eléctricas reportaron disminuciones en los estanques de almacenamiento asociados a las centrales generadoras en un 15% aprox., reduciéndose la autonomía operacional desde más de 20 horas a menos de 7 en los casos más críticos, además, las empresas mostraron su preocupación sobre la seguridad de suministro del sistema dadas las dificultades presentadas con el suministro de combustibles [11]. Debido a este problema, se hace necesario desarrollar metodologías de planificación que permitan abordar los riesgos en el suministro de combustibles adecuadamente [6]–[12].

En este trabajo de tesis se propone un modelo matemático de optimización estocástica de dos etapas, que determina las decisiones de inversión en generación y almacenamiento de combustibles, considerando, además, los riesgos en la cadena de suministro de combustibles para el SEN.

## **1.2 Hipótesis de investigación**

En el presente trabajo se busca demostrar las siguientes hipótesis de investigación:

- Existen estrategias de planificación de sistemas eléctricos que presentan un mejor desempeño desde el punto de vista económico y de confiabilidad al incorporar riesgos en la cadena de suministro de combustibles.
- Los portafolios de generación robustos al suministro de combustibles permiten un diseño más confiable y eficiente de los sistemas, en comparación con estrategias que no los consideran.
- Es posible plantear un modelo matemático de simulación estocástica que considere todos los escenarios de falla de suministro de combustibles en un tiempo computacionalmente acotado.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Determinar una planificación de generación de sistemas eléctricos considerando riesgos en la cadena de suministro de combustibles mediante la formulación un modelo matemático de optimización. Se busca con ello decidir un parque óptimo de generación que minimice los costos medios de inversión, operación y falla para ser aplicado en el Sistema Eléctrico Nacional.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Desarrollar un modelo de optimización de costos de inversión, operación y falla de un sistema eléctrico que integre la representación total de los estados de falla de generación y de suministro de combustibles del sistema.
- Implementar las simplificaciones matemáticas necesarias y suficientes para que el modelo matemático sea resoluble en un tiempo computacionalmente acotado, sin comprometer la calidad de los resultados encontrados.
- Incorporar la posibilidad de invertir en medidas que mitiguen el riesgo de suministro de combustibles como parte del proceso de optimización, ya sea en

unidades que utilicen más de un tipo de combustible o bien en almacenamiento de combustibles.

- Reunir información representativa del Sistema Eléctrico Nacional para utilizarla en el modelo diseñado.
- Aplicar el modelo diseñado para estudiar la sensibilidad del Sistema Eléctrico Nacional respecto a los riesgos de la cadena suministro de combustibles.

### **1.3.3 Alcances**

A continuación, se presentan limitaciones, supuestos y alcances del trabajo desarrollado:

- Determinar la capacidad instalada eficiente de distintas alternativas de generación, considerando la tasa de fallas de los equipos eléctricos, como también la tasa de fallas de los equipos de suministro de combustibles.
- Determinar la cantidad de capacidad instalada a invertir en tecnologías que mitigan riesgos en almacenamiento de combustibles, como pueden ser unidades dual o infraestructura de almacenamiento de combustibles
- No se consideran sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con dependencia inter temporal.
- El modelo planteado es uninodal, no se consideran restricciones de transmisión.
- Se consideran escenarios de incertidumbre de disponibilidad de generadores de combustibles y escenarios hidrológicos.
- Se modelan todos los escenarios de falla de generadores y suministro de combustible.

## **1.4 Estructura del documento**

En el segundo capítulo del presente trabajo se muestra el estado del arte del problema, en particular, se analiza la crisis energética de Texas de 2021 y los avances de planificación de sistemas eléctricos con análisis de confiabilidad relacionado al suministro de combustibles desarrollados en la literatura internacional, adicionalmente, se analizan los avances en el análisis de riesgo en la cadena de suministro de combustibles. En el tercer capítulo se muestra la metodología, cuyo fin es describir y formular el modelo matemático de optimización. Luego, en el cuarto capítulo se presentan las características generales de los casos de estudio y los datos de entrada al modelo. En el quinto capítulo se muestran y analizan los resultados del modelo aplicado a los casos de estudio. Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las conclusiones obtenidas y se plantea el trabajo futuro a desarrollar.

## 2 Estado del arte y contribuciones

### 2.1 Estado del arte

En Texas durante febrero de 2021, tuvo lugar una crisis energética sin precedentes [4], la cual dejó sin electricidad a más de 10 millones de personas por varios días. Esta se produjo por el paso de una tormenta invernal llamada Uri que duró varios días, la temperatura en el sur de Estados Unidos a mínimos históricos [12]. Producto del frío, aumentó la demanda de gas natural para calefacción residencial, adicionalmente, debido a la poca preparación de los pozos de gas natural contra el frío, su productividad disminuyó, mermando la capacidad de generación eléctrica a gas, además disminuyó la capacidad de generación de las centrales a carbón, nuclear, eólica y a gas natural ya que los sistemas no estaban preparados para operar a tales temperaturas, esto se suma al hecho que generación a gas natural representa más del 50% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico de Texas [13], [14]. Entre los factores que propiciaron la crisis, se menciona una excesiva desregulación del sistema, lo que desincentivó una inversión adecuada en confiabilidad [15]. A esto se sumó una falta de planificación por parte del operador del sistema de Texas frente a emergencias extremas a pesar de la existencia de advertencias previas [16]. Entre las fallas de preparación se destaca la falta de preparación a bajas temperaturas de las instalaciones y falta de coordinación con instalaciones críticas, ya que cuando se inició la desconexión de bloques de demanda se le quitó suministro eléctrico a pozos de gas natural críticos para la operación de la red, lo que empeoró aún más la capacidad de generación [17]. El sistema alcanzó déficits de generación superiores a 30 GW, representando un déficit de generación de un 40% respecto de la capacidad instalada total del sistema, llegando a estar a minutos de sufrir un apagón total [18]. El evento tuvo efectos en cascada sobre otros servicios dependientes del suministro eléctrico, como lo es el suministro de agua potable y los servicios médicos, provocando la muerte de al menos 246 personas [21], [22]. Las pérdidas económicas se estiman en más de 130.000 millones de dólares sólo en Texas, siendo el desastre energético más costoso en la historia de Estados Unidos [19]. Esta crisis mostró cómo los sistemas eléctricos pueden no estar debidamente preparados para funcionar ante eventos extremos de falla de suministro de combustibles [3], [4].

Se han publicado numerosos artículos y noticias respecto a la crisis de Texas, en [3] se resumen los principales artículos y análisis que ofrecen un análisis cualitativo del fenómeno, resumiendo las fallas regulatorias y financieras del evento. En [4] se realiza un análisis cuantitativo utilizando información pública del sistema eléctrico de Texas, concluyendo que corresponde a un nuevo tipo de falla en sistemas eléctricos, caracterizado por la falta de suministro de recursos energéticos primarios, siendo el caso de Texas una falla de suministro de gas natural, en contraste con las fallas causadas por una insuficiencia en la capacidad de generación.

Se han propuesto algunos métodos para minimizar los efectos provocados por la crisis, en [20] se analiza cómo se podría mejorar la resiliencia de la red de Texas frente a eventos extremos utilizando recursos energéticos distribuidos tales DSR<sup>1</sup>, además de una debida preparación frente a bajas temperaturas de las instalaciones críticas. El estudio concluye que, de haberse reducido la demanda eléctrica peak en un 25% mediante DSR se habrían evitado los peores efectos de la crisis, además, se habría mejorado el suministro de gas natural en por lo menos un 15%, no obstante, esta es una medida de gestión de la crisis, sin abordar el problema de planificación.

Además de los efectos relacionados a los eventos meteorológicos extremos asociados al cambio climático, en [1] se destaca que los sistemas de generación en base a ERNC no son gestionables, es decir, generan energía en función de la disponibilidad del recurso energético primario (viento o sol), por lo que su instalación conlleva una retirada masiva de instalaciones de generación convencional, exacerbando efectos de pérdida de confiabilidad producto de su incertidumbre, por lo que los sistemas se hacen más dependientes de las instalaciones convencionales ya existentes, las cuales pueden sufrir efectos no deseados en los estudios actuales producto de eventos extremos no considerados en la actualidad. Estos traen asociados sobre costos económicos e impactos sociales de gran envergadura, por lo que es necesario desarrollar metodologías que incluyan tales fenómenos como parte de la planificación de los sistemas. Mientras los sistemas se vuelven más dependientes de las instalaciones convencionales ya existentes, se vuelven a su vez más dependientes del suministro de los recursos energéticos primarios convencionales, ya sea de carbón, gas natural, diésel, o algún otro tipo de combustible.

Los problemas de suministro de combustibles producto de eventos meteorológicos extremos en invierno se consideraban ya un riesgo años antes de la crisis de Texas en el estado de Nueva Inglaterra, el operador ha estudiado la seguridad de suministro de combustibles para su sistema eléctrico, en particular, sus estudios se han enfocado en la escasez de gas natural producto de limitaciones en los gaseoductos [21], [22]. En ellos, se determina que el almacenamiento local de combustibles ya sea de diésel o de gas natural licuado (GNL) representa una solución potencial, sobre todo mediante la reconversión de algunas de sus centrales a gas natural para que operen con dichas alternativas.

En [23] se analiza información histórica del sistema eléctrico de Nueva Inglaterra para concluir que hasta un 25% de las fallas de suministro eléctrico de los últimos años han sido ocasionadas por limitaciones en los gaseoductos de la zona noreste de Estados Unidos, estas fallas además pueden ser mitigadas utilizando almacenamiento de combustibles, ya sea diésel o GNL. En el estudio se hace un análisis econométrico de los costos de falla, como también de los costos de inversión de las nuevas instalaciones, concluyendo que el

---

<sup>1</sup> *Demand Side Response*, por su acrónimo en inglés.

almacenamiento de combustibles es una potencial alternativa costo-eficiente, incluso comparándola frente a sistemas de almacenamiento de energía eléctrica. El análisis realizado es sólo de carácter económico y no se utilizan modelos de planificación de sistemas eléctricos.

En [24] se propone un modelo de planificación estocástica de dos etapas que coordina sistemas de gas natural y sistemas eléctricos, considerando la implementación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, este modelo incorpora escenarios de incertidumbre en el crecimiento de la demanda eléctrica y de gas natural, como también en el suministro de gas. Si bien este modelo incorpora incertidumbre en el suministro de gas natural, no lo hace con el resto de los combustibles.

En [25], se muestran avances en la resolución del problema de co-planificación entre sistemas eléctricos y de gas natural. Se presenta un modelo que tiene la posibilidad de invertir en almacenamiento de GNL, no obstante, la inversión en esta infraestructura no forma parte del proceso de optimización, correspondiendo a un parámetro de entrada del modelo.

En [26] se propone un modelo dinámico de acoplamiento entre sistemas de gas natural y eléctricos para estudiar su interacción de largo plazo, considerando una alta penetración de ERNC. Este trabajo si bien considera el acople dinámico los sistemas de gas natural con los sistemas eléctricos, no lo hace con otros tipos de combustibles.

En [27], utilizando como caso de estudio la crisis de Texas, se analiza cómo los sistemas eléctricos liberalizados tienden a sub invertir en resiliencia frente a eventos extremos de baja probabilidad, en comparación con sistemas de planificación centralizada con pago de capacidad. A su vez, en [28] se analiza si los incentivos del sistema eléctrico en Texas son suficientes para la debida preparación de las instalaciones, destacando que los riesgos son altos, por lo que la regulación actual puede ser mejorada enfatizando una preparación frente a eventos extremos.

Respecto a los riesgos de la cadena de suministro de combustibles, en [29] se analizan los riesgos en el suministro de biomasa para las plantas de calefacción en Suecia a través de información empírica. El trabajo destaca que la diversificación de fuentes de suministro y redundancias multi nivel permiten que el suministro sea resiliente, no obstante, se menciona que una vulnerabilidad importante recae en el suministro diésel para los camiones de transporte.

En [30] se propone un modelo de optimización estocástico para optimizar el despacho de camiones diésel a centrales eléctricas frente a huracanes, para mitigar de este modo las fallas eléctricas producto de una escasez de suministro de diésel. Este es un modelo logístico que tiene como datos de entrada la demanda estimada de diésel de las centrales e información histórica de fallas producto de estos eventos.

En [31] se analizan los riesgos de 27 cadenas de suministro de combustibles y 6 escenarios secuenciales para cada cadena de suministro en los sistemas de energía. Dentro del análisis se considera el efecto de reducción en la demanda. El estudio utiliza 7 categorías de riesgo

para cada combustible y etapa del escenario, creando una matriz de riesgos para todo el sistema energético. Se analiza un caso de estudio en Reino Unido, en donde se concluye que los recursos energéticos más riesgosos corresponden a los combustibles fósiles y de fisión nuclear, mientras que los menos riesgosos corresponden a los recursos renovables como solar, eólico e hidro. En [32], se analizan las causas de los riesgos, identificando hasta 34 motivos diferentes, estos riesgos son analizados en el sistema energético de Reino Unido. Si bien esta metodología permite una cuantificación directa de los riesgos de suministro de combustibles en los sistemas de energía, no mide su impacto directo en los sistemas eléctricos.

Si bien existen avances en el estudio de la co-planificación entre sistemas eléctricos y sistemas gasíferos, en donde se ha reportado que el almacenamiento de diésel o GNL corresponde a una potencial alternativa costo eficiente frente al riesgo de suministro de gas natural, no se ha elaborado un análisis similar que considere el suministro de otros combustibles. Adicionalmente, se han elaborado metodologías de análisis de riesgos en la cadena de suministro de combustibles, no obstante, no se han encontrado estudios que analicen el riesgo de suministro de combustibles en sistemas eléctricos. No se ha estudiado cómo la inclusión de medidas de mitigación de estos riesgos puede modificar la solución al problema de planificación en sistemas eléctricos.

## 2.2 Contribuciones

- Formular un modelo matemático de planificación de la generación de un sistema eléctrico considerando indisponibilidad en el suministro de combustibles. Además de la indisponibilidad tradicional considerada en generadores eléctricos, se establece que si hay indisponibilidad en los combustibles que utiliza el generador no puede inyectar energía a la red, por lo que la disponibilidad eléctrica real de los generadores corresponde a un estado dependiente entre su disponibilidad física y la disponibilidad de los recursos energéticos primarios que utilice.
- El modelo de planificación considera la posibilidad de invertir en almacenamiento de combustibles, de esta forma, es posible mitigar el riesgo de suministro de combustibles en la generación eléctrica.
- El modelo realiza la enumeración total de los estados de falla, incluyendo las indisponibilidades de generadores y combustibles durante 1 año, no obstante, para lograrlo el modelo recurre a la simplificación de que todas las unidades generadoras posean el mismo tamaño, adicionalmente, no existe correlación temporal entre los estados del sistema.
- El modelo considera la posibilidad de invertir en unidades que funcionen con más de un tipo de combustible.



## 3 Metodología

En el presente capítulo se presenta la formulación matemática del modelo de optimización utilizado, junto con los conjuntos, variables y parámetros que utiliza, además, se incorpora la nomenclatura, una breve descripción con sus unidades de medida. Luego, se hace una descripción general del modelo con sus principales características, función objetivo y las restricciones que lo componen.

### 3.1 Nomenclatura

#### 3.1.1 Conjuntos

<b>Parámetro</b>	<b>Descripción</b>
<i>F</i>	Conjunto de combustibles
<i>I</i>	Conjunto de tecnologías convencionales
<i>J</i>	Conjunto de tecnologías no convencionales
<i>T</i>	Conjunto de bloques temporales
<i>U</i>	Conjunto de escenarios de indisponibilidad de generadores
<i>V</i>	Conjunto de escenarios de indisponibilidad en el suministro de combustibles

### 3.1.2 Parámetros

Parámetro	Descripción	Unidad
$c_f$	Costo del combustible $f$ .	\$/MWh
$c_i^{IGC}$	Costos fijos anuales y anualidad de inversión por central para la tecnología $i$ .	MM\$
$c_j^{IGNC}$	Costos fijos anuales y anualidad de inversión por central para la tecnología $j$ .	MM\$
$c_i^{IFS}$	Anualidad de inversión en almacenamiento de combustibles por central para la tecnología $i$ .	MM\$
$cv_{i,v}$	Costos variables anualizados para la tecnología $i$ en el escenario $v$ .	\$/MWh
$cvm_f$	Costo variable de mantenimiento del combustible $f$ .	\$/MWh
$\bar{D}$	Demanda eléctrica máxima del sistema.	MW
$d_t$	Perfil de demanda eléctrica normalizada en el bloque $t$ .	%
$ER_f$	Tasa de emisión de dióxido de carbono del combustible $f$ .	tCO2/MWh
$FE_{f,v}$	Indicatriz que señala la disponibilidad o indisponibilidad del combustible $f$ en el estado de combustibles $v$ .	-
$FORG$	Tasa de fallas de generadores.	-
$FORF_f$	Tasa de fallas del combustible $f$ .	-
$FQ_{i,v}$	Indicatriz que señala la disponibilidad de la tecnología $i$ en el escenario de generadores $v$ .	-
$G_u$	Proporción de generadores disponibles en el escenario de generadores $u$ .	%
$\bar{NG}$	Número máximo de generadores considerados a instalar en el sistema.	-
$HIDRO_0$	Número inicial de centrales hidro.	-
$WIND_0$	Número inicial de centrales eólicas.	-
$SOLAR_0$	Número inicial de centrales solares.	-
$\bar{P}$	Potencia nominal de los generadores.	MW
$TAX^{CO2}$	Impuesto a las emisiones de dióxido de carbono.	\$/tCO2
$VOLL$	Costo de carga no suministrada.	\$/MWh
$\rho_u$	Probabilidad del escenario $u$ .	-
$\rho_v$	Probabilidad del escenario $v$ .	-
$\rho_{u,v}$	Probabilidad conjunta de los escenarios $u$ y $v$ .	-
$\sigma_{t,j}$	Perfil de generación de la tecnología $j$ en el bloque temporal $t$ .	%
$\omega_t$	Número de horas del año que representa el bloque temporal $t$ .	h

<sup>2</sup> En esta tesis se usará el signo \$ para referirse al dólar de Estados Unidos de América.

### 3.1.3 Variables

Variable	Descripción	Unidad
$K_i$	Número de unidades de almacenamiento de combustibles para la tecnología $i$ .	-
$LL_{t,u,v}$	Carga no suministrada en el bloque temporal $t$ , para los escenarios $u$ y $v$ .	MW
$M_j$	Número total de centrales de tecnología $j$ .	-
$N_i$	Número total de centrales de tecnología $i$ .	-
$P_{t,i,u,v}$	Potencia despachada en el bloque $t$ , para la tecnología $i$ , en los escenarios $u$ y $v$ .	MW

## 3.2 Descripción general

Se propone un modelo de optimización estocástica de dos etapas que toma decisiones de inversión para un sistema eléctrico uninodal. En la primera etapa, su objetivo es minimizar los costos esperados de inversión, operación y falla durante un año. En la segunda etapa, se determina la operación de las centrales bajo diferentes escenarios de incertidumbre.

Las decisiones de inversión corresponden a la instalación de centrales eléctricas e infraestructura de almacenamiento de combustibles. Para las centrales eléctricas se elige su tecnología de operación, lo que determina el tipo de combustible que utilizan, estas tecnologías se dividen en dos tipos: convencionales y no convencionales. Las tecnologías convencionales son despachables y utilizan uno o más tipos de combustibles, mientras que, las no convencionales no son despachables y se encuentran sujetas a la disponibilidad de su recurso energético primario, el cual puede ser solar o eólico.

Las fuentes de incertidumbre provienen de escenarios de falla de equipos generadores, escenarios de falla en la cadena de suministro de combustibles y escenarios hidrológicos. Todos los escenarios son independientes entre sí, sin embargo, para que un generador pueda despachar energía a la red requiere estar físicamente disponible y que algún combustible que utilice también lo esté, por lo tanto, la disponibilidad de un generador para despachar energía a la red depende tanto de su disponibilidad física como de la disponibilidad de los combustibles que utilice. Además de la incertidumbre, se consideran perfiles de operación horarios para la demanda eléctrica, generación solar y eólica. El perfil de demanda eléctrica usado corresponde a la demanda agregada real del SEN para el año 2021, mientras que los perfiles de generación solar y eólica son extraídos desde los exploradores solar y eólico respectivamente del Ministerio de Energía [33]–[35].

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama general del modelo.

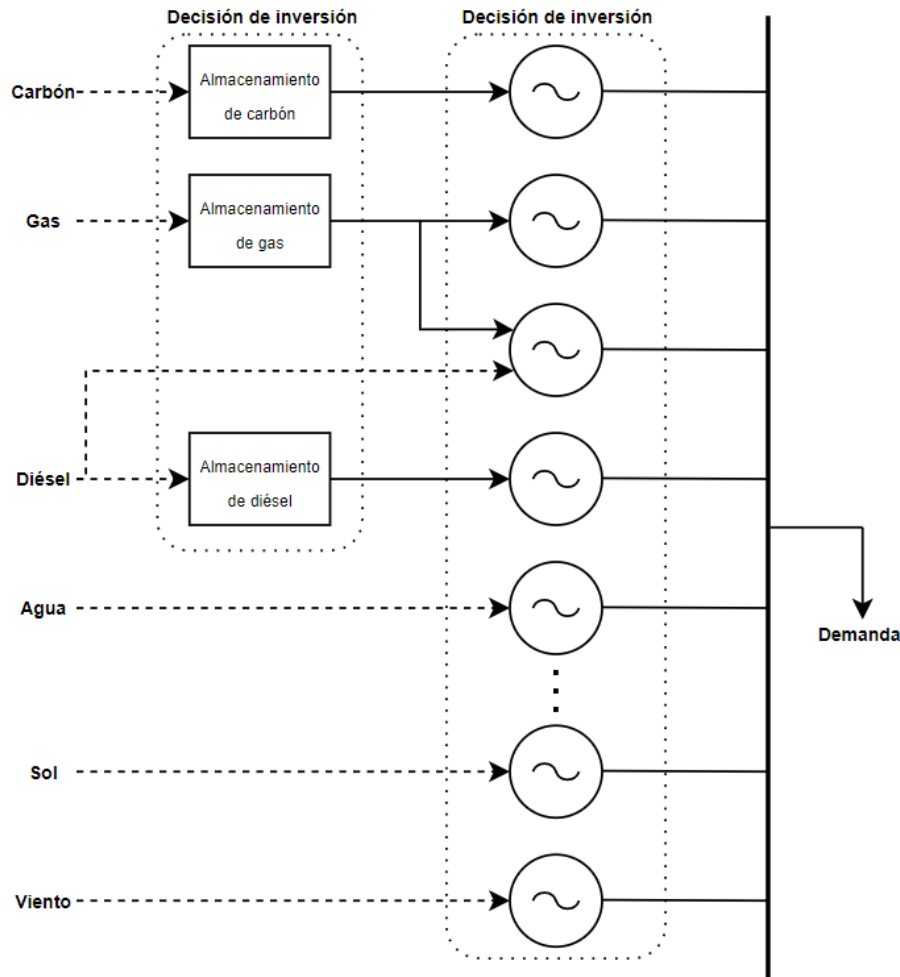


Figura 3.1: Diagrama general del modelo

## 3.3 Modelo matemático

### 3.3.1 Función objetivo

La función objetivo ( 1 ) busca minimizar el costo anualizado de inversión, costo esperado de operación y costo esperado de falla para un año representativo, es decir, los costos de inversión son anualizados para que sean directamente comparables con los costos de operación, en caso de utilizarse un horizonte de planificación diferente, es necesario escalar los costos de inversión de acuerdo con el horizonte de planificación. Cada escenario tiene una probabilidad de ocurrencia asignada. El modelo considera 300 unidades generadoras idénticas con los estados disponible/indisponible, 3 combustibles con los estados disponible/indisponible y 2 escenarios hidrológicos del tipo seco/húmedo, los que totalizan  $2^{304}$  estados posibles, no obstante, los generadores al ser idénticos permiten una representación mediante 301 estados en lugar de  $2^{300}$  sin pérdida de información, los que corresponden a todos los estados posibles de falla  $N - k$ , con  $k \in \{0, \dots, 300\}$ , lo que reduce el número de estados que representan el sistema a  $301 \cdot 2^4 = 4.816$ .

$$FO = \min\{\text{Costos fijos} + \text{Costo esperado de operación} + \text{Costo esperado de falla}\} \quad (2)$$

Los costos fijos definidos en ( 3 ) incluyen los costos de mantenimiento fijos y anualidad de inversión de las centrales eléctricas de acuerdo con su tipo de tecnología, ponderado por el número de estas instalada. La anualidad de inversión en almacenamiento de combustibles corresponde al pago que permite colocar las instalaciones necesarias para almacenar el combustible suficiente para que 1 MW de capacidad instalada opere por el tiempo máximo posible de falla considerado.

$$\text{Costos fijos} = \bar{P} \sum_{\substack{i \in I \\ j \in J}} (N_i c_i^{IGC} + K_i c_i^{IFS} + M_j c_j^{IGNC}) \quad (4)$$

El costo total esperado de operación definido en ( 5 ) corresponde a la suma ponderada de los costos de mantenimiento variables y costos de combustible para las centrales de tecnología convencional en todos los escenarios de incertidumbre. El costo total esperado corresponde a la suma de la potencia despachada por las centrales para cada tiempo, tecnología, escenario de falla de generadores y de suministro de combustibles, multiplicados por sus respectivos costos variables por la probabilidad de ocurrencia del escenario respectivo y el número de horas que representa cada bloque temporal.

$$\text{Costo esperado de operación} = \sum_{\substack{t \in T \\ i \in I \\ u \in U \\ v \in V}} \omega_t P_{t,i,u,v} c v_{i,v} \rho_{u,v} \quad (6)$$

El costo esperado de falla definido en ( 7 ), corresponde al producto del costo de energía no suministrada  $VOLL$  con la pérdida de carga esperada. Esta última corresponde a la suma ponderada de las cargas no suministradas  $LL$  por el número de horas que representa cada cluster temporal y su probabilidad de ocurrencia.

$$\text{Costo esperado de falla} = VOLL \sum_{\substack{t \in T \\ u \in U \\ v \in V}} \omega_t \rho_{u,v} LL_{t,u,v} \quad (8)$$

### 3.3.2 Restricciones de balance de capacidad instalada y almacenamiento de combustibles

La restricción de balance de capacidad instalada se muestra ( 9 ), esta relaciona la potencia máxima disponible con la demanda eléctrica y la carga no suministrada, esta desigualdad exige que la capacidad instalada disponible del sistema, representada en el lado izquierdo,

sea mayor o igual en todo momento a la demanda eléctrica, ya que en caso contrario se tiene energía no suministrada a costo de falla.

$$\sum_{i \in I} P_{t,i,u,v} + G_u \bar{P} \sum_{j \in J} M_j \sigma_{t,j} \geq \bar{D} d_t - LL_{t,u,v} \quad \forall t \in T, u \in U, v \in V \quad (10)$$

La potencia despachable para las centrales convencionales se muestra acotada superiormente en ( 11 ) por la capacidad instalada convencional disponible de acuerdo con cada escenario. La capacidad instalada disponible depende tanto de la disponibilidad promedio de los generadores  $G_u$ , como también de la disponibilidad de los combustibles que utilice y si dispone o no de almacenamiento de combustibles, el cual en caso existir para el tiempo máximo posible de falla ( $K_i = N_i$ ) permite que la potencia despachable sea máxima frente a todo escenario de falla de suministro de combustibles, ya que, si un combustible utilizado está disponible se tiene que  $FQ_{i,v} = 1$ , en caso contrario  $FQ_{i,v} = 0$ .

$$P_{t,i,u,v} \leq G_u \bar{P} (N_i FQ_{i,v} + K_i [1 - FQ_{i,v}]) \quad \forall t \in T, i \in I, u \in U, v \in V \quad (12)$$

Como las tablas de escenarios totales es finita, se hace necesario acotar el número de centrales a instalar de acuerdo con el tamaño máximo de las tablas de probabilidad de escenarios diseñada, es relevante que esta restricción se mantenga inactiva para no alterar la calidad de los resultados ( 13 ).

$$\sum_{\substack{i \in I \\ j \in J}} N_i + M_j \leq \bar{NG} \quad (14)$$

Adicionalmente, el almacenamiento de combustibles es acotado superiormente por el número máximo de centrales instaladas, con excepción de hidro, que no posee almacenamiento de agua.

$$K_i \leq N_i \quad \forall i \in I \setminus \{hidro\} \quad (15)$$

$$K_{hidro} = 0 \quad (16)$$

En el presente trabajo se considera que no existe expansión de capacidad instalada hidráulica, con el fin de representar un sistema con expansión de capacidad instalada mediante tecnologías renovables y convencionales con excepción de la energía hidráulica, por lo tanto, el sistema considera capacidades instaladas solar, eólica e hidráulica representativas de noviembre de 2022 en el SEN. No se incorpora una capacidad instalada mínima de generación convencional con el fin de estudiar cuanta capacidad instalada más

(o menos) invierte el sistema al ser estudiado mediante diferentes escenarios de escasez de combustibles.

$$N_{hidro} = HIDRO_0 \quad (17)$$

$$M_{solar} \geq SOLAR_0 \quad (18)$$

$$M_{eólica} \geq WIND_0 \quad (19)$$

### 3.3.3 Restricciones adicionales

A continuación, se muestran las restricciones de cota de las variables de decisión. Las variables que indican el número de centrales instaladas son variables enteras no negativas, mientras que el resto son continuas no negativas.

$$N_i, M_j \in \mathbb{Z}_0^+ \quad \forall i \in I, j \in J \quad (20)$$

$$K_i \geq 0 \quad \forall i \in I \quad (21)$$

$$P_{t,i,u,v} \geq 0 \quad \forall t \in T, i \in I, u \in U, v \in V \quad (22)$$

$$LL_{t,u,v} \geq 0 \quad \forall t \in T, u \in U, v \in V \quad (23)$$

## 4 Casos de estudio y parámetros de entrada

En el presente capítulo, el modelo detallado en el capítulo anterior se aplica en el SEN. Como se mencionó en el capítulo 1, es interesante incorporar el análisis de riesgo en el suministro de combustibles en los sistemas eléctricos debido a que ya existen antecedentes sobre las consecuencias de no incorporarlo en la planificación de estos, como por ejemplo las crisis energéticas ocurridas en Texas, las que produjeron importantes sobrecostos que habrían podido ser evitados al menos en parte, o bien, los problemas de suministro de diésel ocurridos en el SEN durante 2021, los que develan que los riesgos de tener una escasez energética producto de una insuficiencia en el suministro de combustible y no en la infraestructura eléctrica corresponde a un riesgo real.

### 4.1 Casos de estudio

El modelo descrito en el capítulo 3 se utiliza para estudiar el SEN bajo diferentes casos de estudio que se resumen en la Tabla 4.1. En el caso (a), se considera que sólo los generadores poseen tasa de fallas, mientras que los combustibles poseen disponibilidad perfecta, lo que es equivalente a un análisis de confiabilidad clásico. A partir de (b), se agrega la posibilidad de que los combustibles posean tasa de fallas que afectan a todos los generadores que lo utilicen por igual, no obstante, en este escenario no se agrega ningún método que permita mitigar sus riesgos, esto permite cuantificar los riesgos de falla de suministro de combustibles no considerados previamente en (a). En (c), se agrega la posibilidad de invertir en almacenamiento de combustibles. En (d) se permite invertir en unidades dual gas-diésel, pero no en almacenamiento de combustibles. Finalmente, en (e) se permite invertir tanto en almacenamiento de combustibles como en unidades dual. Todos los escenarios son simulados utilizando tiempos máximos de falla de suministro de combustibles de cuatro y catorce días respectivamente, estos tiempos fueron determinados a partir de los tiempos máximos de falla registrados en Nueva Inglaterra [23] y Texas [36], representan la duración máxima posible supuesta de una falla de suministro de combustibles, es decir, se asume que toda falla de suministro de combustibles tendrá una duración menor o igual a dichos tiempos. Se estudian ambos valores para determinar la sensibilidad del sistema respecto del tiempo máximo posible de falla considerado, lo que tiene impacto directo en los montos de inversión asociados al almacenamiento de combustibles.

Tabla 4.1: Descripción de casos de estudio.

Caso	Tasa de fallas	Almacenamiento de combustibles	Dual gas-diésel
(a)	Sólo generadores	No	No
(b)	Generadores y combustibles	No	No
(c)	Generadores y combustibles	Si	No
(d)	Generadores y combustibles	No	Si
(e)	Generadores y combustibles	Si	Si



Todos los casos de estudio son modelados considerando todos los estados posibles de falla, el cálculo de la probabilidad de cada estado se muestra en la sección 4.2.5.

Los casos anteriormente descritos son estudiados mediante el análisis del margen de potencia del sistema, es decir, se estudia la diferencia entre la capacidad instalada y su demanda máxima mediante la variación de: (i) la tasa de fallas de los generadores, (ii) la tasa de fallas de todos los combustibles simultáneamente y, (iii) la tasa de fallas del diésel, estos análisis se realizan considerando los tiempos de fallas máximas posibles de suministro de combustibles de 4 y 14 días respectivamente. Adicionalmente, se estudia la sensibilidad del margen de potencia para los casos (b) y (e) respecto del costo de carga no suministrada *VOLL*.

El estudio de la sensibilidad del margen de potencia del sistema muestra de forma directa cuánta capacidad instalada se requiere en cada escenario, por lo que, si el margen de potencia se reduce, se tiene que la cobertura de riesgos es efectiva. Por su parte, estudiar la dependencia del margen de potencia del sistema respecto de la indisponibilidad del combustible diésel es relevante porque el SEN no dispone de un suministro firme de este combustible, de acuerdo con lo indicado en el capítulo 2, finalmente, la sensibilidad del margen de potencia respecto del impuesto al dióxido de carbono y costo de falla, permite identificar cómo estas magnitudes afectan la planificación del sistema.

## 4.2 Parámetros de entrada

El sistema descrito en el capítulo anterior tiene como parámetros de entrada la potencia nominal  $\bar{P}$  de los generadores, los costos anualizados de inversión  $c^{IGC}$ ,  $c^{IFS}$  y  $c^{IGNC}$ , el costo variable  $cv$  de las unidades, el número de horas  $\omega$  de cada bloque temporal, las probabilidades por estado de falla  $\rho$ , el costo de energía no suministrada *VOLL* y los perfiles de demanda eléctrica, generación solar y generación eólica. Los valores de estos parámetros se detallan en las próximas secciones.

### 4.2.1 Parámetros generales del sistema

La demanda eléctrica máxima del sistema corresponde a la demanda máxima proyectada para el SEN en el año 2030, su valor es de 13.262 MW [33], la potencia nominal de los generadores es de 200 MW y el *VOLL* considerado para el sistema es de 10.000 \$/MWh. La potencia nominal de los generadores fue elegida como el menor valor posible tal que al considerar 300 unidades de generación, no se generen resultados en los cuales la restricción del número máximo de generadores esté activa, adicionalmente, estos valores se eligieron por permitir que el sistema sea resuelto en tiempos de trabajo acotados. Finalmente, el valor del *VOLL* fue elegido para representar un sistema que sufre de sobrecostos relevantes en caso de disponer de escenarios con pérdida de carga.

## 4.2.2 Tecnologías utilizadas y costos de inversión

Las tecnologías candidatas, junto con su tipo (convencional o no convencional), costos fijos y variables de mantenimiento, inversión, anualidad de inversión y capacidad instalada inicial se muestran en la Tabla 4.2. Los costos corresponden a los del SEN, mientras que las capacidades instaladas iniciales representan su capacidad instalada en estas tecnologías para el año 2022. La tasa de descuento utilizada es del 8%, mientras que la capacidad instalada inicial de las centrales térmicas es cero para determinar si se modifica o no el parque generador óptimo de generación al permitir la inversión en almacenamiento de combustibles, generación dual gas-diésel o ambos, de acuerdo con los diferentes escenarios descritos en la sección 4.2.5.

Tabla 4.2: Montos de inversión utilizados por central de acuerdo con su tecnología de generación [37].

Tecnología	Tipo de tecnología	Vida útil [años]	Costo fijo de mantenimiento [\$/kW-año]	Costo variable de mantenimiento [\$/MWh]	Inversión [\$/kW-año]	Anualidad de inversión [\$/kW-año]	Capacidad instalada inicial [MW]
Carbón	Convencional	35	31,2	4,7	2.765	237,2	0
Gas natural de ciclo combinado	Convencional	25	9,8	2,0	1.090	102,1	0
Diésel	Convencional	25	17,1	3,4	666	62,4	0
Dual gas-diésel [38]	Convencional	25	20,0	3,8	1.200	115,2	0
Hidroeléctrica	Convencional	45	14,7	2,6	3.472	112,4	7.200
Solar	No convencional	25	21,3	0	1.200	112,4	5.200
Eólica	No convencional	20	46,0	0	1.491	151,9	3.600

## 4.2.3 Tipos de combustibles y costos de inversión en almacenamiento

Los combustibles utilizados son tres: carbón, gas natural y diésel. Los montos de inversión necesarios para la infraestructura de almacenamiento se estiman de acuerdo con parámetros termodinámicos según el tipo de combustible [23], se consideran los tiempos máximos de falla de suministro de combustibles posible de 4 y 14 días respectivamente, de acuerdo con lo descrito en la sección 4.1. Además del costo de inversión en la infraestructura de almacenamiento, es necesario llenar los estanques con combustible para que la infraestructura pueda estar disponible frente a eventos de escasez de suministro.

Los costos combustibles y las tasas de emisión de dióxido de carbono se muestran en la Tabla 4.3, adicionalmente, se considera un impuesto al carbono igual a 50 \$/tCO<sub>2</sub>, de acuerdo con el límite inferior recomendado por la CPLC (Carbon Pricing Leadership Coalition, por su acrónimo en inglés) para 2030 [39]. Los montos de inversión en almacenamiento de combustibles junto con su anualidad se muestran en la Tabla 4.4, la tasa de descuento utilizada es de 8%, mientras que la vida útil considerada es de 25 años.

Tabla 4.3: Costo combustibles y tasa de emisión de dióxido de carbono [23].

Tipo de combustible	Costo \$/MWh	Tasa de emisión tCO2/MWh
Carbón	64,65	0,95
Gas natural	122,94	0,44
Diésel	239,80	0,78

Tabla 4.4: Montos de inversión en almacenamiento de combustibles y anualidad de inversión en

Combustible	Inversión en almacenamiento de combustible M\$/central		Anualidad de inversión M\$/central	
	4 días	14 días	4 días	14 días
Carbón	1.241,31	4.344,60	116,28	407,00
Gas natural	2.410,93	8.313,26	225,85	778,78
Diésel	4.607,85	16.127,48	431,66	1.510,80

#### 4.2.4 Costos variables

Los costos variables  $cv_{i,v}$  dependen de la tecnología  $i$ , ya que esta determina el o los combustibles que se utilizan, mientras que el escenario de falla de combustibles  $v$  determina cuál de éstos es utilizado según su disponibilidad, además, se suman los costos variables de mantenimiento por tecnología con el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono, el cual es modelado como un costo variable adicional para los combustibles de las centrales convencionales, de este modo, el impuesto se representa como un desincentivo a la inversión en tecnologías convencionales al aumentar sus costos operacionales, se calcula multiplicando la tasa de emisión del combustible respectivo con el impuesto, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$cv = c_f + cvm_f + ER_f \cdot TAX^{CO2} \quad (24)$$

Para las tecnologías de carbón, gas natural y diésel se ocupan los costos combustibles, costos variables de mantenimiento y tasas de emisión del combustible correspondiente para todo escenario, para la tecnología dual en cambio, se utiliza el costo y factor de emisión del gas natural siempre que esté disponible, en caso contrario, se utiliza el costo y factor de emisión del diésel.

## 4.2.5 Probabilidades de escenarios de falla

El modelo mostrado en el capítulo 3 posee todas las centrales eléctricas de idéntico tamaño, esto permite reducir el número total de escenarios de indisponibilidad de generadores necesarios a considerar gracias a la simetría de permutaciones, haciendo que sólo sea necesario calcular  $\overline{NG}$  escenarios y representar con ellos los  $2^{\overline{NG}}$  escenarios totales, lo que corresponde a todos los escenarios de contingencias  $N - k$ , siendo la probabilidad de cada uno de estos escenarios de falla generadores calculada como:

$$\rho_u = \binom{\overline{NG}}{u} FORG^{\overline{NG}-u} (1 - FORG)^u, \quad u \in \{0, \dots, \overline{NG}\} = U$$

Cada combustible posee sólo dos estados posibles: disponible o indisponible, a su vez, cada combustible posee una tasa de indisponibilidad  $FORF_f$ . El agua posee dos escenarios hidrológicos equiprobables: normal, con factor de planta de 50% y seco, con factor de planta de 30%. El número de escenarios posibles de los combustibles más el agua corresponde a la combinatoria total de todos los estados posibles entre ellos, formando 16 estados cuya probabilidad se calcula como el producto de las disponibilidades o indisponibilidades, según el estado del combustible respectivo en el estado  $v$ :

$$\rho_v = \prod_{f \in F} [FORF_f \cdot FE_{f,v} + (1 - FORF_f)(1 - FE_{f,v})], \quad v \in V$$

La probabilidad conjunta de los escenarios de falla de generadores  $u$  y los escenarios de falla de combustibles  $v$  se obtiene al asumir independencia entre ambos tipos de falla.

$$\rho_{u,v} = \rho_u \rho_v, \quad \forall u \in U, v \in V$$

Finalmente, la probabilidad de falla base para los generadores se calcula en base al tiempo medio de falla de generadores y el tiempo medio de reparación, por su parte, para la falla de suministro de combustibles se utiliza una indisponibilidad promedio, estos valores se muestra en la Tabla 4.5. Estos valores corresponden al promedio de los últimos 5 años para el SEN.

Tabla 4.5: Tiempo medio de falla y reparación de generadores y combustibles

Parámetro	Valor
Tiempo medio de falla de generadores	1.199 horas
Tiempo medio de reparación de generadores	77 horas
Indisponibilidad media de combustibles	0,16%

En la Figura 4.1 se muestra el histograma de escenarios de falla de generadores de acuerdo con los rangos de probabilidad marginal, es posible observar que los escenarios de mayor probabilidad son a su vez minoritarios, por lo que, a pesar de la baja probabilidad del resto de escenarios, estos corresponden a más del 90% del total. Análogamente, en la Figura 4.2

se muestra el histograma de las probabilidades marginales de falla de suministro de combustible en el que se observa que dos escenarios son los de mayor probabilidad, no obstante, los escenarios de falla no previstos en metodologías tradicionales suman aproximadamente un 0,5% de la probabilidad total.

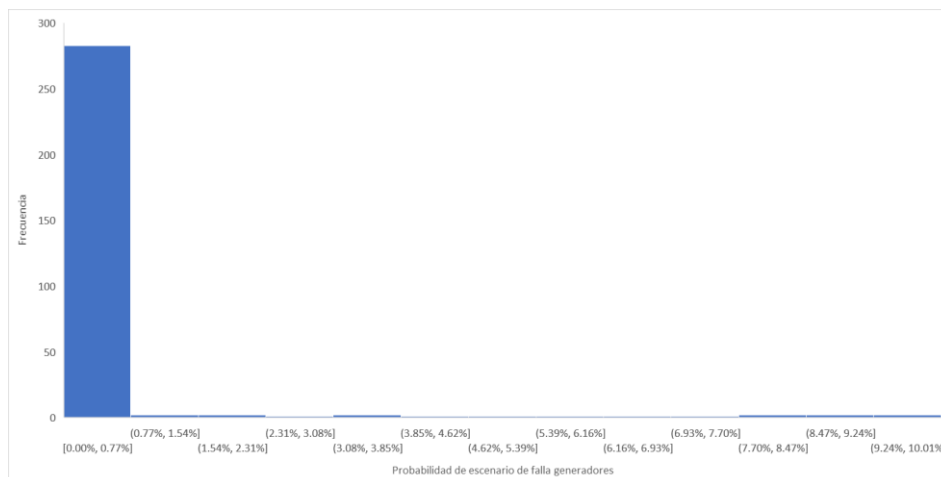


Figura 4.1: Histograma de escenarios de falla de generadores por rangos de probabilidad

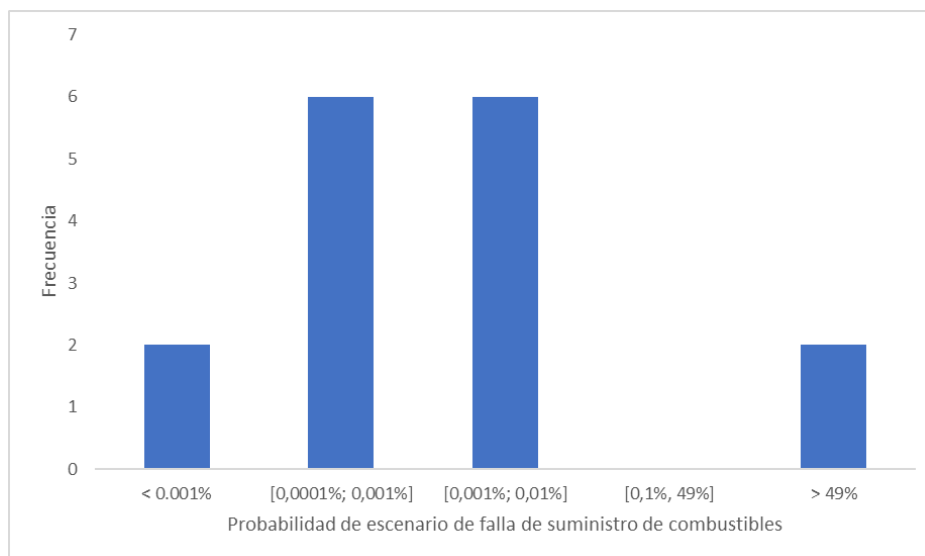


Figura 4.2: Histograma de escenarios de falla de generadores por rangos de probabilidad.

## 4.2.6 Perfiles de demanda, generación solar y eólica

Los perfiles de demanda eléctrica, generación solar y eólica poseen 100 bloques horarios que representan las 8.760 horas del año y son calculados mediante el algoritmo k-means [40] para los tres perfiles en conjunto. Se utiliza el perfil de demanda agregada para el SEN

del año 2021, mientras que se usan los perfiles horarios anuales de generación solar y eólica para la ciudad de Santiago [34], [35]. En las figuras 4.1, 4.2 y 4.3 se muestran los perfiles de demanda eléctrica, generación solar y generación eólica durante los meses del año respectivamente.

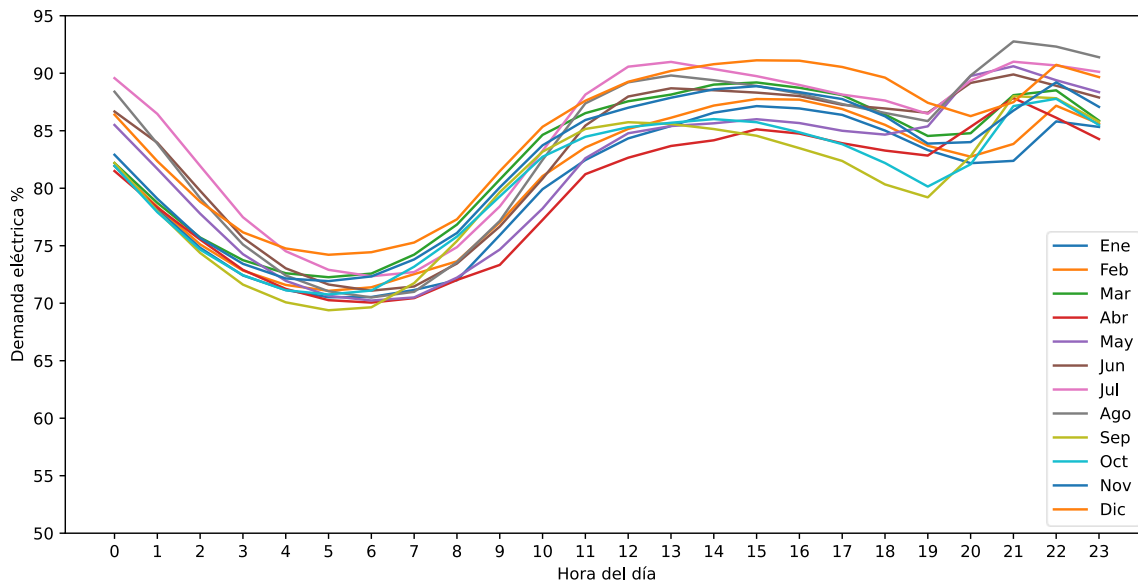


Figura 4.3: Perfil de demanda eléctrica.

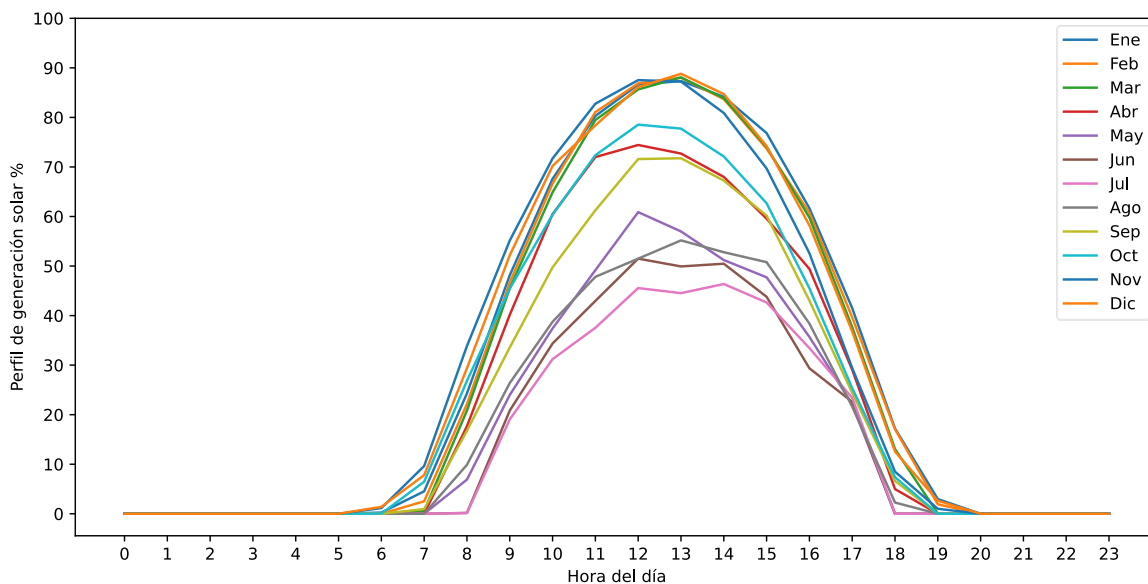


Figura 4.4: Perfil de generación solar.

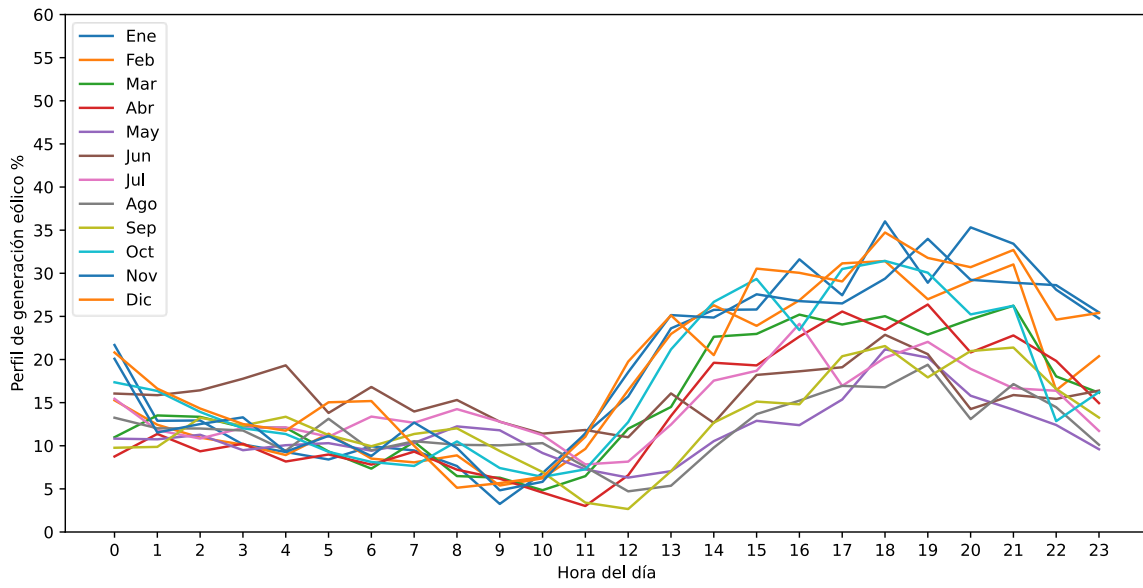


Figura 4.5: Perfil de generación eólica.

## 5 Resultados y discusión

En el presente capítulo se muestran los resultados de los casos de estudio descritos en el capítulo 0. En la sección 5.1 se muestran los costos y capacidades instaladas para cada caso. En la sección 5.2 se muestran los márgenes de potencia respecto a las indisponibilidades de generadores, combustibles en general y diésel en particular. Finalmente, en la sección 5.3 se estudia la sensibilidad del margen de potencia para cada caso, con un impuesto al carbono aumentado a 100 \$/MWh, como también respecto del VOLL.

Todos los resultados se muestran para tiempos máximos de falla de 4 y 14 días respectivamente, para destacar los escenarios en los que el sistema muestra sensibilidad entre ambos tiempos de falla. Finalmente, la sensibilidad del margen de potencia respecto de las indisponibilidades muestra cuánta capacidad instalada de respaldo requiere el sistema para minimizar tales riesgos, ya sean de generación, de suministro de combustibles o de diésel en particular. El estudio de este último caso es relevante porque el SEN no posee un suministro firme de éste, de acuerdo con lo descrito en el capítulo 2.

### 5.1 Resultados principales

#### 5.1.1 Costos

Los costos del sistema se muestran en las tablas 4.1 y 4.2 para los tiempos máximos de falla de suministro de 4 y 14 días respectivamente. A partir de ambas tablas se observa que, al pasar desde (a) a (b), los costos totales aumentan un 1,9% al considerar fallas de suministro de combustibles, los costos de inversión aumentan 0,2%, mientras que los costos operacionales aumentan 2,5% y los costos de falla aumentan 739%. Estos cambios se deben a que la indisponibilidad real de los generadores en (b) es superior a su indisponibilidad física, ya que dependen del suministro de combustibles. Las fallas en el suministro de combustibles son comunes para todas las unidades, por lo que su falla afecta a todas las centrales del sistema que lo utilicen, de este modo, el modelo cubre esta menor disponibilidad real aumentando la capacidad instalada como respaldo, lo que no evita mayores costos operacionales por la utilización de combustibles más costosos, además de un aumento en el costo de falla.

En (c), se observa que el costo total esperado aumenta 0,1% y 0,2% respecto de (a), de acuerdo con el número máximo de días de falla de suministro de combustibles. Los costos de inversión en generación y operación se mantienen, mientras que los costos de falla aumentan un 55% para las fallas máximas de 4 días, mientras que para fallas máximas de 14 días se mantienen. Estas variaciones de costos son menores a las vistas en (b), esto se debe al efecto de la inversión en almacenamiento de combustibles, ya que permite ahorrar inversión en generación y tener a las centrales ya instaladas disponibles por más tiempo.

En (d), el costo total aumenta 1,8% respecto de (a), el costo de inversión disminuye 3,1% y 2,4% dependiendo del número de días de falla máxima de suministro de combustibles



considerado, el costo de operación aumenta 5,8% y 5,0%, finalmente, el costo de falla aumenta 779% y 768% respectivamente. Como se observa, tanto los costos totales, de operación y de falla aumentan, mientras que, los costos de inversión disminuyen, esto se debe a una mayor inversión en tecnología diésel, de menor precio, pero que a su vez tiene costos operacionales, adicionalmente, el costo de falla de aumenta debido a una menor inversión en capacidad instalada, por lo tanto, el potencial de mitigación de riesgos de suministro de combustibles es menor en este caso al incorporar la tecnología de unidades dual respecto del almacenamiento de combustibles.

En (e), los costos totales son menores o iguales que cualquier otro escenario descrito anteriormente, ya que corresponde al caso con menor número de restricciones en el modelo de optimización, los costos así obtenidos son similares a (c), siendo ligeramente menores para ambos tiempos de máxima duración.

*Tabla 5.1: Resumen de costos por escenario para una falla de suministro máxima posible de cuatro días, valores en MM\$<sup>3</sup>.*

<b>Falla máxima de 4 días</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>	<b>(e)</b>
<b>Anualidad de inversión en generación</b>	6.445	6.476	6.465	6.261	6.471
<b>Costo esperado de operación</b>	5.966	6.115	5.967	6.310	5.961
<b>Costo esperado de falla</b>	10	86	16	91	16
<b>Anualidad de inversión en almacenamiento de combustibles</b>	-	-	8	-	8
<b>Costo total esperado</b>	12.441	12.678	12.456	12.661	12.456

*Tabla 5.2: Resumen de costos por escenario para una falla de suministro máxima posible de catorce días, valores en MM\$.*

<b>Falla máxima de 14 días</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>	<b>(e)</b>
<b>Anualidad de inversión en generación</b>	6.445	6.476	6.465	6.311	6.465
<b>Costo esperado de operación</b>	5.966	6.115	5.966	6.261	5.965
<b>Costo esperado de falla</b>	10	86	10	89	10
<b>Anualidad de inversión en almacenamiento de combustibles</b>	-	-	23	-	23
<b>Costo total esperado</b>	12.441	12.678	12.463	12.661	12.462

---

<sup>3</sup> Millones de dólares

## 5.1.2 Capacidades instaladas

Los resultados de capacidad instalada se muestran por tecnología por caso de (a) a (e) en las tablas 4.3 y 4.4, para fallas máximas 4 y 14 días respectivamente. Todos los casos presentan una capacidad instalada mayor o igual que (a), esto se debe a que este último no considera los riesgos de suministro de combustibles en la determinación del parque óptimo de generación, por lo que la capacidad instalada sólo supe los riesgos de falla de generadores.

Para (b), se tiene una capacidad instalada 1,8 GW mayor que (a) para cubrir los riesgos de suministro, adicionalmente, existe un aumento en la capacidad instalada de gas y diésel en desmedro del carbón, lo que corresponde a una mayor diversificación en las tecnologías del portafolio de generación del sistema con el fin de mitigar riesgos de suministro sin medidas adicionales.

En (c) y (e) las capacidades instaladas son similares a (a), esto se debe a que el almacenamiento de combustibles mitiga los riesgos de suministro de forma suficientemente efectiva como para que el modelo no requiera de inversión adicional en generación.

Finalmente, en (d) se instalan 600 y 800 MW adicionales de capacidad instalada, de acuerdo con el número máximo de días de falla de suministro de combustible considerados, esta capacidad instalada adicional reemplaza tecnologías a carbón, y gas natural, no obstante, el sistema considera además un aumento en la capacidad instalada diésel.

*Tabla 5.3: Capacidad instalada por escenario para una falla de suministro de combustibles máxima de 4 días, valores en MW.*

<b>Falla máxima de 4 días</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>	<b>(e)</b>
<b>Térmica de carbón</b>	6.000	5.200	6.000	4.000	6.000
<b>Gas natural de ciclo combinado</b>	4.000	4.600	4.000	3.000	4.200
<b>Diésel</b>	1.000	3.000	1.000	1.600	800
<b>Dual gas-diésel</b>	-	-	-	2.800	-
<b>Hidroeléctrica</b>	7.200	7.200	7.200	7.200	7.200
<b>Solar fotovoltaica</b>	10.800	10.800	10.800	11.000	10.800
<b>Eólica</b>	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
<b>Total</b>	32.600	34.400	32.600	33.200	32.600

Tabla 5.4: Capacidad instalada por escenario para una falla de suministro de combustibles máxima de 14 días, valores en MW.

<b>Falla máxima de 14 días</b>	<b>(a)</b>	<b>(b)</b>	<b>(c)</b>	<b>(d)</b>	<b>(e)</b>
<b>Térmica de carbón</b>	6.000	5.200	6.000	4.200	6.000
<b>Gas natural de ciclo combinado</b>	4.000	4.600	4.000	3.200	4.000
<b>Diésel</b>	1.000	3.000	1.000	1.600	1.000
<b>Dual gas-diésel</b>	-	-	-	2.600	-
<b>Hidroeléctrica</b>	7.200	7.200	7.200	7.200	7.200
<b>Solar fotovoltaica</b>	10.800	10.800	10.800	11.000	10.800
<b>Eólica</b>	3.600	3.600	3.600	3.600	3.600
<b>Total</b>	32.600	34.400	32.600	33.400	32.600

## 5.2 Margen de potencia respecto de indisponibilidades

### 5.2.1 Indisponibilidad de generadores

La Figura 5.1 muestra el margen de potencia, que se define como la diferencia entre la capacidad instalada del sistema y la demanda máxima en MW, en función de la indisponibilidad de los generadores, para fallas máximas de suministro de combustibles de 4 y 14 días respectivamente, el rango de análisis corresponde aproximadamente a dos desviaciones estándar respecto de la media de indisponibilidad de combustibles del SEN para los últimos 5 años.

El margen de potencia es creciente para todos los casos, lo que es especialmente relevante en (b), ya que en él se considera la indisponibilidad de combustibles sin añadir medidas de mitigación de riesgos, más allá de invertir en un mayor parque generador de respaldo. Para el resto de los casos el margen de potencia es en general menor. En (c) y (e) las curvas muestran valores mínimos. Para (d), en cambio, se observa que para fallas máximas de 4 días los márgenes de potencia son entre 400 MW a 1.000 MW mayores que en (c) y (e), no obstante, cuando el tiempo máximo de falla máximo aumenta a 14 días dichas diferencias se acentúan a valores entre 400 MW y 1.200 MW. Como (d) muestra sostenidamente valores mayores a (c) y (e), se tiene que las unidades dual no mitigan los riesgos de suministro de combustibles de forma tan efectiva como lo hace el almacenamiento de combustibles.

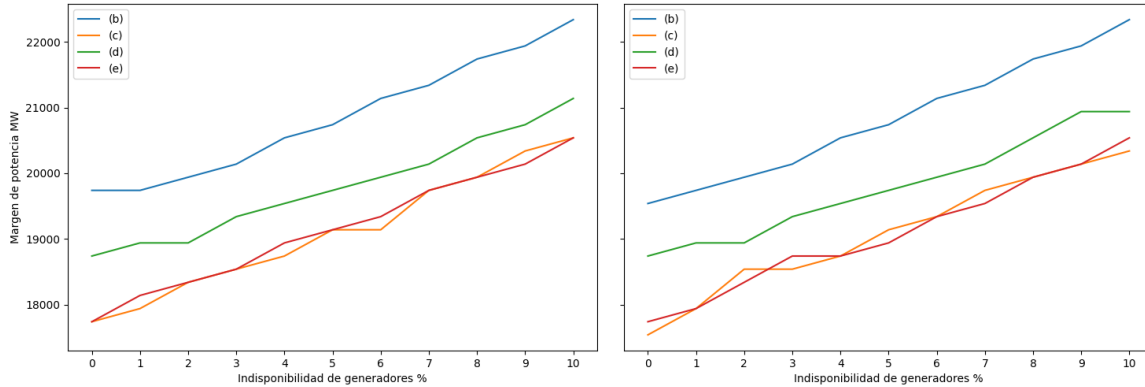


Figura 5.1: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad física de los generadores en % para una falla máxima de suministro de combustibles de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente.

## 5.2.2 Indisponibilidad de combustibles

### 5.2.2.1 Indisponibilidad general de combustibles

En la Figura 5.2 se muestra el margen de potencia en MW respecto de la indisponibilidad de los combustibles para fallas máximas de suministro de combustibles de 4 días y 14 días respectivamente en un rango de indisponibilidades que cubre aproximadamente dos desviaciones estándar respecto de los promedios utilizados de los últimos 5 años.

El margen de potencia se mantiene relativamente constante alrededor de 19,3 GW para (c) y (e), a su vez, es creciente para (b) y (d). En (b), el margen de potencia alcanza valores máximos superiores en 80% y 81% respecto de los valores iniciales. En (d), en cambio, el crecimiento es menor, alcanzando valores máximos de 41% para ambos días máximos respectivamente. Debido a que (c) y (e) muestran un comportamiento similar, se tiene que sus valores dependen de la instalación de almacenamiento de combustibles, el cual se muestra efectivo para desacoplar el sistema respecto de la indisponibilidad de estos. Para (d), en cambio, se observa que la instalación de unidades dual disminuye los requerimientos de margen de potencia en un 22% respecto de (b) aproximadamente, sin embargo, no existe un desacople respecto de la indisponibilidad de combustibles como sí observa en (c) y (e).

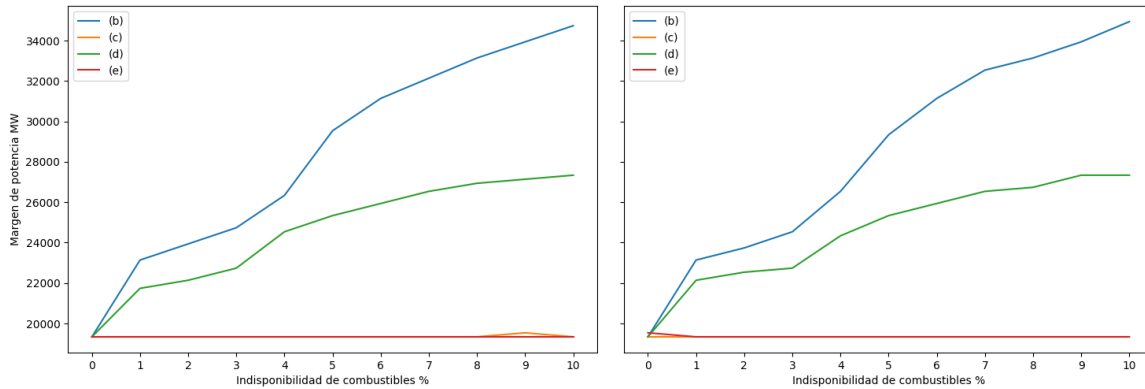


Figura 5.2: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de combustibles en % para una falla máxima de suministro de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente.

### 5.2.2.2 Indisponibilidad de diésel

Como se mencionó en el capítulo 2, el SEN dispone de antecedentes de riesgo de suministro de combustible diésel, por lo tanto, la relevancia de estudiar el margen de potencia respecto a la indisponibilidad dicho combustible radica en cuantificar si la planificación del propio SEN varía de forma relevante al considerar estos riesgos. En la Figura 5.3 se muestra el margen de potencia en MW en función de la indisponibilidad del diésel, para fallas máximas de suministro de combustibles de 4 y 14 días respectivamente, manteniendo además la indisponibilidad del resto de los combustibles constante e igual a la probabilidad de falla base.

De la figura, se observa que (b) tiene un mayor margen de potencia que respecto del resto de casos, no obstante, se mantiene aproximadamente constante, teniendo variaciones máximas de 0,9% y 2,7% entre valores máximos y mínimos respectivamente.

Los casos (c) y (e) muestran márgenes de potencia menores a (b), siendo además los que tienen valores mínimos, mostrando diferencias del 1% entre valores máximos y mínimos respectivamente.

En (d) el comportamiento cambia en función del tiempo máximo de falla. Para una falla máxima de 4 días el margen de potencia muestra valores peak para indisponibilidades del 1% y 2%, no obstante, se mantiene constante para la el resto de la curva. Para una falla máxima de 14 días en cambio, el margen de potencia es totalmente constante. Si bien para ambos casos el margen de potencia es aproximadamente constante, este adquiere valores un 3% mayor respecto de los casos (c) y (d).

Al comparar (d) respecto de (c) y (e), se observa que el potencial de mitigación de riesgos en la cadena de suministro de combustibles es menor para las unidades dual si se compara con el almacenamiento de combustibles, el modelo lo compensa estas diferencias invirtiendo en el primer caso en una mayor capacidad instalada.

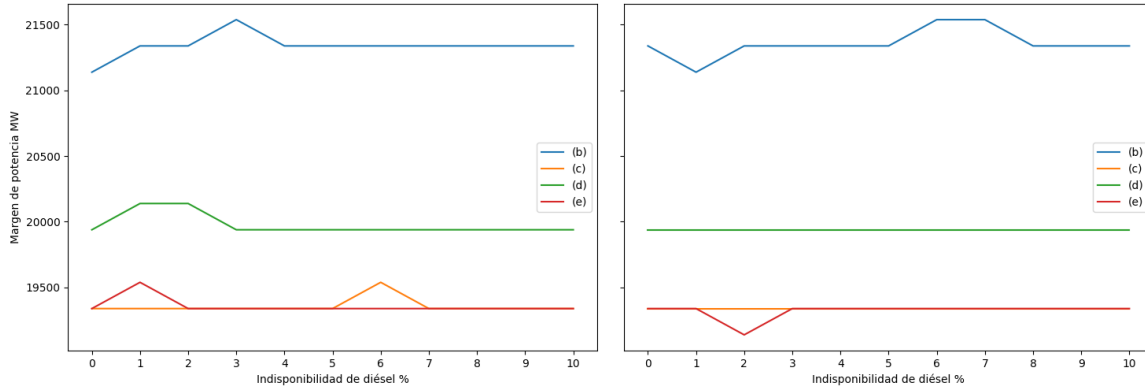


Figura 5.3: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de diésel en % para una falla máxima de suministro de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente.

### 5.3 Sensibilidad respecto al impuesto al carbono

En la presente sección, se estudia el comportamiento del margen de potencia del sistema aumentando el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono a 100 \$/tCO<sub>2</sub>. En la Figura 5.4 se muestra el margen de potencia en MW vs la indisponibilidad de los generadores en %, para fallas máximas de suministro de combustibles de 4 días y 14 días respectivamente, considerando el aumento del impuesto a las emisiones.

Al compararla con la Figura 5.1, se observa que el margen de potencia aumenta para todos los casos e indisponibilidades. En (b) el margen de potencia deja de ser estrictamente creciente y se estabiliza en valores cercanos a 26 GW, esto se debe a que, al tener un mayor impuesto a las emisiones, el aumento en costo debido al aumento de emisiones no compensa los ahorros producto de tener un menor costo de falla.

En (c) y (e) se sigue observando un comportamiento similar, no obstante, el margen de potencia final aumenta de 2,6 GW a 3,0 GW aproximadamente para ambos casos. A diferencia de (b), un aumento en la capacidad instalada de respaldo compensa los costos de falla, a pesar del aumento de costo debido al mayor impuesto a las emisiones.

En (d), el margen de potencia es mayor para los primeros valores de indisponibilidad, para luego acoplarse con (c) y (e). Esto significa que en un inicio la tecnología dual muestra un potencial de mitigación de riesgos limitado respecto del almacenamiento de combustibles, no obstante, para indisponibilidades mayores el potencial de mitigación es equiparado.

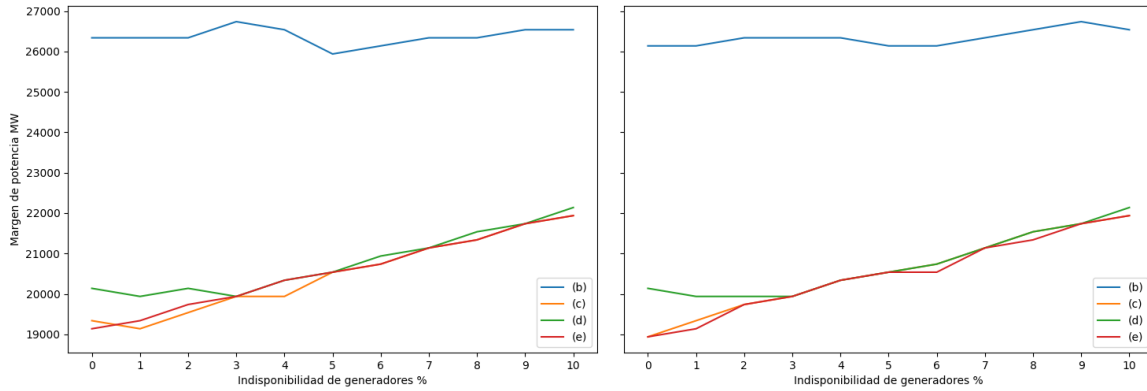


Figura 5.4: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de los generadores en %, considerando un impuesto al carbono de 100 \$/tCO<sub>2</sub>, para una falla máxima de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente.

En la Figura 5.5, se muestra el margen de potencia en MW en función de la indisponibilidad de los combustibles en %, para fallas máximas de suministro de 4 días y 14 días respectivamente, considerando el aumento al impuesto a las emisiones.

En comparación a la Figura 5.2, (b) tiene un mayor margen de potencia para todas las indisponibilidades, variando estos aumentos entre un 17% y 14% respecto de los valores iniciales, alcanzando valores finales aproximadamente 6,0 GW y 5,2 GW mayor.

Los casos (c) y (e) no muestran cambios de comportamiento, manteniéndose, por lo tanto, el almacenamiento de combustibles sigue siendo una opción efectiva para mitigar los riesgos de indisponibilidad de combustibles para todos los valores de indisponibilidad frente a un aumento del impuesto a las emisiones.

En (d) también se registra aumentos del margen de potencia para todas las indisponibilidades, siendo estos entre un 7% a 23% mayores, alcanzado un margen de potencia 6,4 GW superior, por lo tanto, la efectividad de las centrales dual en la mitigación de riesgos en la cadena de suministro de combustible no se ve alterada en comportamiento frente a un aumento en el impuesto a las emisiones.

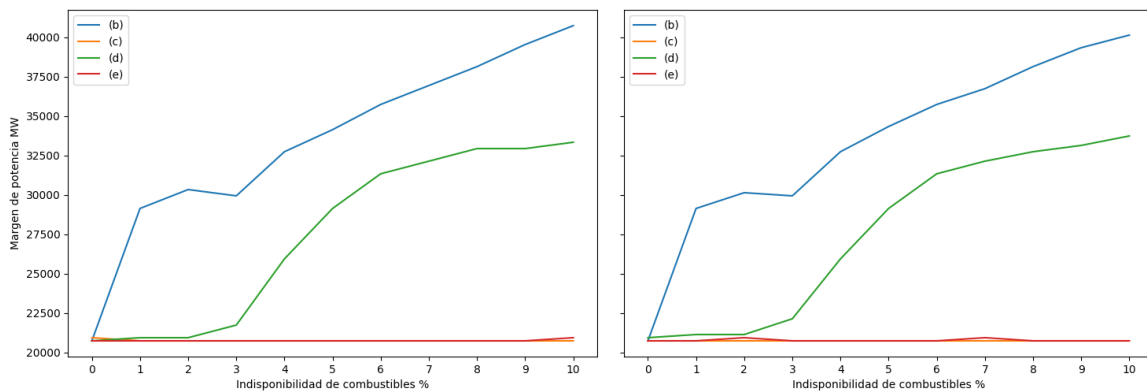


Figura 5.5: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de combustibles en %, se considera un impuesto al carbono de 100 \$/tCO<sub>2</sub> para una falla máxima de cuatro días (izquierda) y catorce días (derecha) respectivamente.

Finalmente, en la Figura 5.6, se tiene el margen de potencia en MW en función de la indisponibilidad del diésel en % para fallas máximas de suministro de 4 y 14 días respectivamente, considerando el aumento en el impuesto a las emisiones de dióxido de carbono.

Al compararla con la Figura 5.3, el margen de potencia en (b) aumenta 4,8 GW aproximadamente para todas las indisponibilidades, sin mostrar cambios de tendencia.

Los casos (c) y (e) conservan un comportamiento relativamente constante, lo que significa que el almacenamiento de combustibles conserva su efectividad, manteniendo el margen de potencia desacoplado de la indisponibilidad de diésel a pesar del aumento en el impuesto a las emisiones.

Para (d), en cambio, el sistema muestra un margen de potencia ligeramente superior a los casos (c) y (e), no obstante, la diferencia cuando existe es de 200 MW a 400 MW, sin embargo, también se observa un desacople respecto de la indisponibilidad del diésel, por lo tanto, la mitigación de riesgos también es completa.

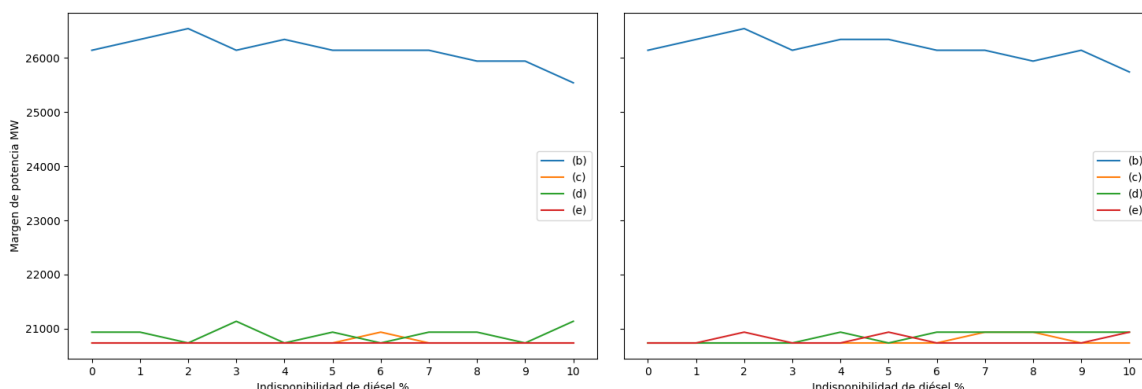


Figura 5.6: Margen de potencia en MW vs indisponibilidad de diésel en % considerando un impuesto a las emisiones de dióxido de carbono de 100 \$/tCO<sub>2</sub>, para fallas máximas de 4 días (izquierda) y 14 días (derecha) respectivamente.

## 5.4 Sensibilidad respecto del costo de falla

En la Figura 5.7 se muestra la evolución del costo esperado de falla para el escenario (e) considerando fallas máximas de 4 y 14 días respectivamente. Para los menores valores de VOLL el sistema no invierte lo suficiente para mitigar la totalidad de los riesgos, dando como resultado un costo esperado de falla mayor, no obstante, a partir a los 3000 \$/MWh el costo esperado de falla alcanza valores mínimos que se mantienen en rangos acotados entre 5 y 20 MM\$ aproximadamente, sin que se observen cambio de tendencia al considerar fallas máximas de 4 y 14 días respectivamente.



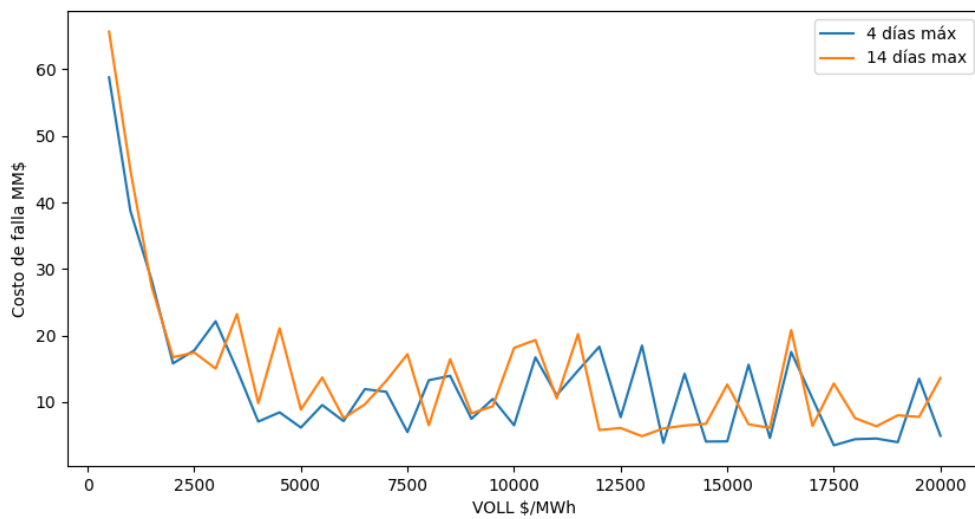


Figura 5.7: Costo esperado de falla en función del VOLL para el escenario base (e).

## 6 Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se presentó un modelo de optimización matemática que permite la planificación de portafolios de generación en sistemas eléctricos considerando riesgos en la cadena de suministro de combustibles. Se optimizaron las decisiones de inversión en generación e infraestructura de almacenamiento de combustibles, utilizando como fuentes de incertidumbre la disponibilidad de los generadores, la disponibilidad en el suministro de combustibles y dos escenarios hidrológicos. Para la demanda eléctrica, generación solar y eólica se utilizaron puntos de operación temporales, para incorporar su variabilidad, estacionalidad y disponibilidad.

En general, cuando se considera la indisponibilidad de combustibles, los costos, ya sean totales, de inversión o de falla aumentan alrededor de un 1,9%, 0,3% y 730% respectivamente, por lo que corresponden a sobrecostos no considerados en la metodología inicial, no obstante, estos pueden ser mitigados de forma total o parcial ya sea considerando almacenamiento de combustibles o unidades dual, es decir, que operen con más de un tipo de combustible, reduciéndolos en más de un 90% en algunos casos, alcanzando la capacidad instalada una magnitud similar al caso inicial que no considera indisponibilidad de combustibles. Esta mitigación de sobrecostos se verifica para diferentes valores de indisponibilidad de generadores y de combustibles, como también para diferentes valores de costo de falla e impuesto al dióxido de carbono, por lo tanto, la utilización del modelo planteado verifica la hipótesis de investigación, ya que se demostró la existencia de estrategias de planificación de sistemas eléctricos que presentan un mejor desempeño económico al integrar los riesgos asociados a la cadena de suministro de combustibles, además, la inclusión de tecnologías que permiten mitigar tales riesgos permite un diseño más confiable y eficiente.

Los resultados mostrados en secciones anteriores muestran que los riesgos en el suministro de combustibles incurren en sobrecostos relevantes que son subestimados por las metodologías tradicionales de planificación de inversión en generación, la capacidad instalada de los sistemas eléctricos es sub dimensionada, por lo que se incurre en sobre costos de falla imprevistos. La capacidad instalada es sub dimensionada por lo menos un 6% con respecto a la solución óptima sin considerar medidas de mitigación.

Los casos de estudio muestran que la inclusión de tecnologías robustas a la indisponibilidad de combustibles, como son los generadores duales que utilizan más de un tipo de combustibles, o de infraestructura de almacenamiento de combustibles, permiten desacoplar parcial o totalmente los riesgos asociados de suministro. Para las unidades dual, el desacople de riesgos es parcial, ya que el margen de potencia muestra una reducción respecto del caso base de estudio (b) al variar la indisponibilidad de los combustibles, este desacople pierde efectividad a medida que aumenta la indisponibilidad. Al aumentar de forma independiente la indisponibilidad del diésel, existe desacople total mediante unidades dual y almacenamiento de combustibles, no obstante, el margen de potencia requerido por las unidades dual es mayor, por lo tanto, el almacenamiento de combustibles se muestra una alternativa costo eficiente.

La sensibilidad del sistema ante una mayor indisponibilidad del diésel es reducida si se compara con un aumento en la indisponibilidad de todos los combustibles a la vez, además, esta sensibilidad puede ser mitigada eficientemente mediante el almacenamiento de combustibles para todos los casos de estudio analizados.

La sensibilidad del costo de falla frente a un mayor de VOLL es decreciente, ya que a mayores valores de VOLL resulta más conveniente que el sistema invierta en sistemas que permitan mitigar riesgos, ya sea producto de falla de generadores o de suministro de combustibles, mientras que los riesgos de falla de generadores se cubren con un mayor margen de potencia, los riesgos de suministro de combustibles son mitigados mediante el almacenamiento de combustibles o la instalación de unidades dual.

El margen de potencia del sistema no muestra en general cambios de sensibilidad a la indisponibilidad ya sea de generadores o combustibles cuando el tiempo máximo de falla posible aumenta de 4 a 14 días, sin embargo, al aumentar el impuesto al dióxido de carbono la sensibilidad del margen de potencia respecto a la indisponibilidad de generadores disminuye, porque los ahorros obtenidos por una mayor confiabilidad no compensan los gastos adicionales producto de la mayor inversión en generación.

Como trabajo futuro, se propone que el modelo pueda utilizar centrales eléctricas de cualquier tamaño, para lograrlo es necesario desarrollar algoritmos de aproximación que sean robustos, es decir, que lleguen al resultado correcto y además que sean eficientes, es decir, que lo logren en el menor tiempo posible, de este modo, se logrará representar de forma adecuada el mayor número posible de escenarios de falla de unidades generadoras. Entre las técnicas para lograr estos avances se propone la implementación de la descomposición de Benders y los métodos de Monte Carlo. También se propone considerar el recurso solar y el eólico como escenarios de incertidumbre, de forma de obtener resultados más generales y no en base a promedios como se presenta en este trabajo.

El modelo no incluye sistemas de almacenamiento de energía con interdependencia temporal, como son los bancos de baterías, las centrales hidroeléctricas de embalse, las centrales eléctricas de bombeo y los estanques de almacenamiento de GNL. Estos sistemas son fundamentales para la transición de los sistemas eléctricos basados en combustibles tradicional a las ERNC, almacenando energía en horarios de abundancia energética (precios bajos) e inyectándolas a la red en momentos de escasez (precios altos), además, estos sistemas aportan a la seguridad de suministro ofreciendo nuevos tipos de servicios complementarios. Adicionalmente, los sistemas hidroeléctricos de embalse son una parte fundamental del SEN, por lo que requieren de un tratamiento adecuado. Por lo tanto, incorporarlas permitiría aprovechar mejor los recursos renovables y se reducirían las dependencias de combustibles sin perjudicar la suficiencia de energía y potencia del sistema.

## Bibliografía

- [1] “Redefining Resource Adequacy for Modern Power Systems - A Report of the Redefining Resource Adequacy Task Force 2021, Energy Systems Integration Group”, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.esig.energy/reports-briefs>.
- [2] M. Panteli y P. Mancarella, “Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies”, *Electric Power Systems Research*, vol. 127, pp. 259–270, oct. 2015, doi: 10.1016/J.EPSR.2015.06.012.
- [3] J. W. Busby *et al.*, “Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas”, *Energy Research and Social Science*, vol. 77. Elsevier Ltd, 1 de julio de 2021. doi: 10.1016/j.erss.2021.102106.
- [4] G. Zhang, H. Zhong, Z. Tan, T. Cheng, Q. Xia, y C. Kang, “Texas electric power crisis of 2021 warns of a new blackout mechanism”, *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 8, n° 1, pp. 1–9, ene. 2022, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.07720.
- [5] N. Popovich, T. Wallace, V. Penney, y S. Reinhard, “Winter Storm and Texas Power Outage Map - The New York Times”. <https://www.nytimes.com/interactive/2021/02/16/us/winter-storm-texas-power-outage-map.html> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [6] K. Peña, “Coordinador Eléctrico endurece postura y denuncia a seis empresas de incumplir obligación de generación | Diario Financiero”. <https://www.df.cl/empresas/energia/coordinador-electrico-endurece-postura-y-denuncia-a-seis-empresas-de> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [7] J. C. Olmedo y E. Huber, “Estado de situación del Sistema Eléctrico Nacional”, Accedido: 3 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: [https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=234845&prmTipo=DOCUMENTO\\_COMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=234845&prmTipo=DOCUMENTO_COMISION)
- [8] J. Esturillo O., “Bomba de tiempo en el sector eléctrico: riesgo de apagones, precio de la energía disparado y alza en cuentas de luz amenazan al próximo gobierno - Ecom Energía”. <https://www.ecomenergia.cl/blog/bomba-de-tiempo-en-el-sector-electrico-riesgo-de-apagones-precio-de-la-energia-disparado-y-alza-en-cuentas-de-luz-amenazan-al-proximo-gobierno/> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [9] “Generadoras de Chile - La necesaria adaptación del sistema eléctrico ante la nueva realidad”. <http://generadoras.cl/prensa/la-necesaria-adaptacion-del-sistema-electrico-ante-la-nueva-realidad> (accedido 3 de noviembre de 2022).

- [10] “Generadoras de Chile - Cinco factores de riesgo para el sistema eléctrico chileno en 2022”. <http://generadoras.cl/prensa/cinco-factores-de-riesgo-para-el-sistema-electrico-chileno-en-2022> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [11] K. Peña, “Eléctricas acusan dificultades para adquirir combustible diésel tras paros de camioneros y ENAP | Diario Financiero”. <https://www.df.cl/empresas/energia/electricas-acusan-dificultades-para-adquirir-combustible-diesel-tras> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [12] U. Irfan, “Is climate change what brought winter storm Uri to Texas? - Vox”. <https://www.vox.com/22287295/texas-uri-climate-change-cold-polar-vortex-arctic> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [13] V. Penney, “How Texas’ Power Generation Failed During the Storm, in Charts - The New York Times”. <https://www.nytimes.com/interactive/2021/02/19/climate/texas-storm-power-generation-charts.html> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [14] D. Searcey, “What Caused the Blackouts in Texas? - The New York Times”. <https://www.nytimes.com/2021/02/17/climate/texas-blackouts-disinformation.html> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [15] C. Krauss, M. Fernandez, I. Penn, y R. Rojas, “Texas Power Grid Run by ERCOT Set Up the State for Disaster - The New York Times”. <https://www.nytimes.com/2021/02/21/us/texas-electricity-ercot-blackouts.html> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [16] A. Natter y J. A. Dlouhy, “Texas Was Warned a Decade Ago Its Grid Was Unready for Cold - Bloomberg”. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-02-17/texas-was-warned-a-decade-ago-its-grid-was-unprepared-for-cold> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [17] J. Root, E. Dexheimer, y J. Blackman, “This simple paperwork blunder left Texans cold during the deadly freeze”. <https://www.houstonchronicle.com/politics/texas/article/Simple-paperwork-blunder-Texans-cold-winter-storm-16032163.php> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [18] E. Douglas, “Texas was minutes away from monthslong power outages, officials say | The Texas Tribune”. <https://www.texastribune.org/2021/02/18/texas-power-outages-ercot/> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [19] R. Gold, “The Texas Electric Grid Failure Was a Warm-up – Texas Monthly”. <https://www.texasmonthly.com/news-politics/texas-electric-grid-failure-warm-up/> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [20] W. Pan y Y. Li, “Improving Power Grid Resilience Under Extreme Weather Conditions With Proper Regulation and Management of DERs—Experiences

- Learned From the 2021 Texas Power Crisis”, *Front Energy Res*, vol. 10, jul. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.921335.
- [21] “Operational Fuel-Security Analysis Key Project”. <https://www.iso-ne.com/committees/key-projects/implemented/operational-fuel-security-analysis> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [22] J. M. Adder, “ISO New England Dual Fuel Capabilities to Limit Natural Gas and Electricity Interdependencies”, abr. 2016, doi: 10.2172/1415774.
- [23] G. M. Freeman, J. Apt, S. Blumsack, y T. Coleman, “Could on-site fuel storage economically reduce power plant-gas grid dependence in pipeline constrained areas like New England?”, *The Electricity Journal*, vol. 34, n° 5, p. 106956, jun. 2021, doi: 10.1016/J.TEJ.2021.106956.
- [24] B. Zhao, A. J. Conejo, y R. Sioshansi, “Using electrical energy storage to mitigate natural gas-supply shortages”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, n° 6, pp. 7076–7086, nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2850840.
- [25] S. Blumsack y Y. Wu, “Should Natural Gas Be Shipped or Stored to Supply Power Plants?”, Accedido: 3 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://hdl.handle.net/10125/59795>
- [26] M. Esmaceli, M. Shafie-khah, y J. P. S. Catalão, “A system dynamics approach to study the long-term interaction of the natural gas market and electricity market comprising high penetration of renewable energy resources”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 139, p. 108021, jul. 2022, doi: 10.1016/J.IJEPES.2022.108021.
- [27] J. Mays, M. T. Craig, L. Kiesling, J. C. Macey, B. Shaffer, y H. Shu, “Private risk and social resilience in liberalized electricity markets”, *Joule*, vol. 6, n° 2, pp. 369–380, feb. 2022, doi: 10.1016/J.JOULE.2022.01.004.
- [28] K. Gruber, T. Gauster, G. Laaha, P. Regner, y J. Schmidt, “Profitability and investment risk of Texan power system winterization”, *Nature Energy* 2022 7:5, vol. 7, n° 5, pp. 409–416, abr. 2022, doi: 10.1038/s41560-022-00994-y.
- [29] O. Olsson, A. Eriksson, J. Sjöström, y E. Anerud, “Keep that fire burning: Fuel supply risk management strategies of Swedish district heating plants and implications for energy security”, *Biomass Bioenergy*, vol. 90, pp. 70–77, jul. 2016, doi: 10.1016/J.BIOMBIOE.2016.03.015.
- [30] H. Yang, D. Duque, y D. P. Morton, “Optimizing diesel fuel supply chain operations to mitigate power outages for hurricane relief”, <https://doi.org/10.1080/24725854.2021.2021461>, vol. 54, n° 10, pp. 936–949, 2022, doi: 10.1080/24725854.2021.2021461.

- [31] C. J. Axon y R. C. Darton, “Measuring risk in fuel supply chains”, *Sustain Prod Consum*, vol. 28, pp. 1663–1676, oct. 2021, doi: 10.1016/J.SPC.2021.09.011.
- [32] C. J. Axon y R. C. Darton, “The causes of risk in fuel supply chains and their role in energy security”, *J Clean Prod*, vol. 324, p. 129254, nov. 2021, doi: 10.1016/J.JCLEPRO.2021.129254.
- [33] “Informe Definitivo de Previsión de Demanda 2021-2041 Sistema Eléctrico Nacional y Sistemas Medianos”, 19 de enero de 2022. [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/Res.Exta.\\_N%C2%B0-37\\_Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda.\\_19-01-2022.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/01/Res.Exta._N%C2%B0-37_Aprueba-Informe-Def-Prev-Dda._19-01-2022.pdf) (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [34] “Explorador Solar”. <https://solar.minenergia.cl/inicio> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [35] “Explorador Eólico”. <https://eolico.minenergia.cl/inicio> (accedido 3 de noviembre de 2022).
- [36] J. W. Busby *et al.*, “Cascading risks: Understanding the 2021 winter blackout in Texas”, *Energy Res Soc Sci*, vol. 77, p. 102106, jul. 2021, doi: 10.1016/J.ERSS.2021.102106.
- [37] A. Inzunza, F. D. Muñoz, y R. Moreno, “Measuring the effects of environmental policies on electricity markets risk”, *Energy Econ*, vol. 102, p. 105470, oct. 2021, doi: 10.1016/J.ENECO.2021.105470.
- [38] C. Logan *et al.*, “ISO New England Dual Fuel Capabilities to Limit Natural Gas and Electricity Interdependencies”, abr. 2016, doi: 10.2172/1505811.
- [39] J. Stiglitz *et al.*, “Report of the High-Level Commission on Carbon Prices”, 2017. [En línea]. Disponible en: [www.carbonpricingleadership.org](http://www.carbonpricingleadership.org).
- [40] F. Pedregosa *et al.*, “Scikit-learn: Machine Learning in Python”, *Journal of Machine Learning Research*, vol. 12, pp. 2825–2830, 2011, Accedido: 3 de noviembre de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.cluster.KMeans.html>