



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

ALGORITMO DE CLUSTERIZACIÓN Y DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS PARA LA  
PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN CON SEGURIDAD ESTOCÁSTICA Y  
CONDICIONES CLIMÁTICAS EXTREMAS

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

LUCAS NEIRA MARTELLI

PROFESOR GUÍA:  
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ALEXANDRE STREET DE AGUIAR  
MARCOS ORCHARD CONCHA

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por FONDECYT N° 1181928

SANTIAGO DE CHILE  
2019

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA  
Y AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: LUCAS NEIRA MARTELLI  
FECHA: 2019  
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

## ALGORITMO DE CLUSTERIZACIÓN Y DESCOMPOSICIÓN DE BENDERS PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN CON SEGURIDAD ESTOCÁSTICA Y CONDICIONES CLIMÁTICAS EXTREMAS

La seguridad de suministro es de gran relevancia para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, no obstante, para planificar sistemas seguros se requiere resolver modelos de optimización del diseño de las redes con un alto nivel de complejidad. Dicha complejidad se debe a la necesidad de considerar un sinnúmero de escenarios para asegurar que la solución final presente los adecuados niveles de robustez ante distintas contingencias en el sistema. Principalmente, se catalogan estos modelos en las siguientes categorías: modelos determinísticos N-k y modelos probabilísticos. La ventaja de los modelos determinísticos es su mayor simplicidad tanto en la implementación como en el cálculo de la solución. Los modelos probabilísticos, en cambio, requieren de una mayor complejidad computacional, lo cual no ha permitido su masificación en la industria. Un problema adicional está dado por el valor de las probabilidades, las cuales dependen de las condiciones específicas a las cuales se enfrentan durante la operación (por ejemplo, las condiciones del clima) y cuya condicionalidad usualmente se ignora, utilizando en los cálculos el valor marginal (o promedio) de dichas probabilidades para las múltiples condiciones de operación.

Para abordar lo mencionado, este trabajo contribuye en dos líneas. Primero se propone una herramienta de descomposición del modelo probabilístico que permite identificar las contingencias relevantes en la solución del problema, logrando de esta manera reducir la cantidad de escenarios a evaluar dentro del modelo de planificación y facilitando la aplicación en sistemas de mayor escala. Y segundo, se integra al modelo estocástico las condiciones climáticas de cada operación permitiendo evaluar los beneficios de reconocer la dependencia entre las probabilidades de falla de los elementos del sistema y las condiciones climáticas de la operación en la toma de decisiones.

A modo de evaluar el desempeño de la metodología propuesta se realiza primero una validación de esta, mostrando el comportamiento de las decisiones en un sistema pequeño y estudiando las características de la metodología y sus parámetros. Luego se demuestra la escalabilidad sobre el sistema de 24 barras IEEE RTS, comparando el desempeño con otras herramientas de la literatura y mostrando que la estrategia de identificación de contingencias permite reducir los tiempos de convergencia.

Finalmente se estudia los beneficios de integrar las condiciones del clima dentro del modelo de planificación, mostrando que al no considerar dichas condiciones tanto decisiones en inversión de transmisión como de operación son subóptimas. Bajo el criterio de planificación determinístico las decisiones tienden a reforzar la transmisión disminuyendo en gran medida el riesgo incluso ante eventos más críticos, mientras que las soluciones probabilísticas evitan grandes costos de inversión y se exponen a mayor riesgo resultando así mejor balance

de costos. En el caso probabilístico la decisión de inversión al considerar el clima depende de la estructura del sistema, llegando, en nuestros casos de estudio, a invertir más que la probabilística tradicional (con probabilidad marginal) si le permite reducir el riesgo no solo en los climas más adversos, o menos si le conviene resolver dichos climas a través de medidas operativas ahorrando en la inversión.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Revisión bibliográfica y contribuciones . . . . .	2
1.2.1. Estándar determinístico de seguridad . . . . .	2
1.2.2. Estándar probabilístico de seguridad . . . . .	3
1.2.3. Resiliencia a través del estándar probabilístico . . . . .	4
1.2.4. Métricas de riesgo . . . . .	7
1.2.5. Contribuciones . . . . .	7
1.3. Hipótesis propuesta . . . . .	8
1.4. Objetivos generales . . . . .	8
1.4.1. Objetivos específicos . . . . .	8
1.5. Estructura del documento . . . . .	8
<b>2. Metodología</b>	<b>9</b>
2.1. Nomenclatura del capítulo . . . . .	9
2.1.1. Variables de decisión . . . . .	9
2.1.2. Variables duales . . . . .	10
2.1.3. Conjuntos . . . . .	10
2.1.4. Parámetros . . . . .	11
2.1.5. Funciones . . . . .	12
2.2. Formulación monolítica del problema de planificación probabilístico con restricciones de seguridad . . . . .	12
2.3. Descripción de la metodología . . . . .	14
2.3.1. Módulo de inversión y operación (I+O) . . . . .	15
2.3.1.1. Módulo de inversión (I) . . . . .	15
2.3.1.2. Módulo de operación (O) . . . . .	15
2.3.1.3. Algoritmo entre módulos de inversión y operación . . . . .	17
2.3.2. Módulo de riesgo (R) . . . . .	18
2.3.2.1. Clúster de contingencias . . . . .	19
2.3.2.2. Problema bi-nivel . . . . .	21
2.3.3. Algoritmo entre módulos de I+O y R . . . . .	23
2.4. Metodología de curvas de probabilidad de falla . . . . .	24
2.5. Metodología de análisis <i>Out of Sample</i> . . . . .	25
<b>3. Casos de estudio</b>	<b>27</b>
3.1. Caso de estudio ilustrativo: validación y análisis en sistema de 4 barras . . . . .	27

3.1.1.	Descripción de la red . . . . .	27
3.1.2.	Validación de metodología . . . . .	28
3.1.3.	Análisis de decisiones en la planificación . . . . .	29
3.1.4.	Calidad de contingencias representativas . . . . .	30
3.2.	Aplicación en sistema IEEE RTS . . . . .	33
3.2.1.	Descripción de la red . . . . .	34
3.2.2.	Análisis de decisiones óptimas . . . . .	37
3.2.2.1.	Análisis <i>Out of Sample</i> de las soluciones . . . . .	41
3.2.3.	Desempeño computacional . . . . .	42
<b>4.</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>46</b>
4.1.	Conclusiones . . . . .	46
4.2.	Trabajo futuro . . . . .	47
	<b>Bibliografía</b>	<b>47</b>

# Índice de Tablas

3.1. Información de líneas y generadores del sistema de 4 barras. . . . .	28
3.2. Costos total de inversión, operación y riesgo ante las tres metodologías de planificación. . . . .	29
3.3. Costo esperado de acciones correctivas post-contingencia, para cada bloque. .	30
3.4. Despacho durante bloque de demanda punta. D: planificación determinística, M: planificación marginal, $C^f$ : planificación condicional en bloque de clima favorable, $C^a$ : planificación condicional en bloque de clima adverso. . . . .	30
3.5. Descomposición de los clústers de contingencias, en caso de considerar 3, 5 o 9 clústers. G: Generadores, L: Líneas, términos en suma representan una falla de cada elemento. . . . .	32
3.6. Descomposición de los clústers de contingencias, en caso de 20 clústers. G: Generadores, L: Líneas, términos en suma representan una falla de cada elemento.	33
3.7. Perfil de demanda por nodo. . . . .	34
3.8. Duración de cada bloque de operación. . . . .	36
3.9. Costos de inversión (y cantidad de elementos), operación y riesgo en soluciones probabilística independiente del clima y probabilística dependiente del clima, bajo contingencias generadas por simulación Montecarlo. . . . .	38

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Estructura de los módulos de la metodología. . . . .	14
2.2.	Diagrama de metodología del módulo de inversión y operación. . . . .	17
2.3.	Diagrama del módulo de riesgo. . . . .	21
2.4.	Diagrama completo de la metodología. . . . .	23
2.5.	Diagrama de proceso de construcción de curvas de probabilidad según velocidad del viento. . . . .	25
2.6.	Diagrama de operación del estudio <i>Out of Sample</i> . . . . .	26
3.1.	Topología del sistema de 4 barras. . . . .	27
3.2.	Cantidad de contingencias representativas según metodología. . . . .	31
3.3.	Topología del sistema IEEE RTS. . . . .	35
3.4.	Condiciones de demanda, viento de zona 138 kV y viento de zona 220 kV. . . . .	36
3.5.	Curvas de probabilidad de ocurrencia de falla (izq) y de probabilidad de ocurrencia de viento (der), normalizadas. . . . .	37
3.6.	Curvas eventos por año respecto a velocidad del viento resultante. . . . .	37
3.7.	Uso de flujos en zona de transmisión desde zona norte a zona 138 kV. . . . .	39
3.8.	Uso de potencias en zona 138 kV. . . . .	39
3.9.	Uso de reservas en zona 138 kV. . . . .	39
3.10.	Riesgo en cada bloque de operación. . . . .	42
3.11.	Tiempo de convergencia de módulo <b>I+O</b> , al considerar solo peores contingencias. . . . .	43
3.12.	Tiempo promedio del módulo <b>R</b> y número de contingencias representativas encontradas según cantidad de clústers de contingencias. . . . .	44
3.13.	Tiempo total de convergencia según cantidad de clústers de contingencias. . . . .	45

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

La planificación de expansión en la red de transmisión cumple un rol fundamental en la seguridad de los sistemas eléctricos. Entre los beneficios asociados a la inversión en nuevas líneas de transmisión se encuentra la capacidad de mejorar la confiabilidad del sistema y de suministrar energía de manera económicamente eficiente [1]. Tradicionalmente, el diseño de las redes de transmisión se ha realizado mediante criterios deterministas, los cuales cumplen con asegurar la capacidad de suministro del sistema ante un conjunto creíble de contingencias típicamente denominado N-1, debido a que se consideran todas las contingencias en que falla un único elemento del sistema. Sin embargo, existen dos razones por las que este criterio no resulta eficiente en la resolución del problema de seguridad: primero, es incapaz de valorar adecuadamente las acciones correctivas necesarias ante cada contingencia [2], llegando a sobrestimar las decisiones de inversión, y segundo, existe evidencia de grandes desconexiones de demanda en distintos sistemas [3] (más allá de las que considera el criterio N-1), mostrando que el sistema sigue expuesto a riesgo ante otras contingencias.

Con el fin de determinar las decisiones óptimas de inversión y operación que resuelvan el problema de seguridad es necesario que el modelo de planificación en expansión de la transmisión considere no solo el balance entre los costos de inversión y operación, sino también el costo esperado de acciones correctivas tras contingencia [2]. Para valorar correctamente dichas acciones es fundamental conocer el impacto que tiene cada contingencia al igual que en el criterio determinista, pero además del impacto es necesaria la probabilidad de ocurrencia de estas, ya que no implica el mismo riesgo una contingencia de alto impacto con una alta probabilidad de ocurrir que la misma con una baja probabilidad de ocurrir.

Aun así, la probabilidad de falla no es un dato intrínseco de cada elemento, depende de diversos factores, entre ellos las condiciones de operación. Es decir, existen situaciones como altas temperaturas, fuertes vientos, nevadas u otras en las cuales los elementos de sistema son más o menos propensos a fallar. Es debido a lo anterior que considerar la condición de operación en la probabilidad (es decir, el conjunto de probabilidades condicionadas a una situación específica en lugar de utilizar un conjunto de probabilidades marginales o

“promedios”) de cada contingencia es necesario para valorar las acciones correctivas y por ende para determinar las decisiones óptimas tanto en inversión como en operación.

## 1.2. Revisión bibliográfica y contribuciones

### 1.2.1. Estándar determinístico de seguridad

La seguridad en los sistemas eléctricos ha sido abordada tradicionalmente como la capacidad de mantener al sistema operando dentro de sus límites técnicos y sin desconexión de demanda ante un conjunto de contingencias creíble, definiendo el estándar de seguridad determinístico [2, 4]. Dicho conjunto suele considerar contingencias de uno ( $N-1$ ) o más ( $N-k$ ) elementos del sistema, dejando fuera del análisis aquellas contingencias que no se encuentran en él. Bajo este criterio se ignora la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia, por lo que la solución no considera el valor esperado del costo social producto de cada contingencia, generando decisiones redundantes que no necesariamente se justifican económicamente.

El estándar ha resultado históricamente popular en la literatura principalmente al ser aplicable sin requerimiento del conocimiento particular de la probabilidad de cada contingencia. Los estudios basados en el estándar responden tanto al problema de operación [5, 6, 7], determinando decisiones de predespacho y reservas en el corto plazo, como en estudios de planificación [8, 9, 10, 11], resolviendo decisiones de inversión que permitan suplir el estándar de seguridad en el largo plazo. En ambos casos el modelo determinístico integra un set de restricciones donde cada una representa la operación post contingencia de una contingencia creíble, restringiendo a que el balance de dicha operación se mantenga sin incurrir en el desprendimiento de demanda.

En cuanto a las características del estándar en [7] se discute la carencia de este al considerar acciones correctivas durante contingencia, como por ejemplo la capacidad de redespacho de generación, el uso de sistemas de protección, el uso de sistemas de control inteligente o gestión de la demanda, mostrando a través de una propuesta metodológica que el sistema cuenta con la capacidad y que resultan medidas útiles en la seguridad. También se discute en [6] que la creciente incertidumbre en los sistemas debido a la integración de energía renovable reduce la flexibilidad en la operación requiriendo de adaptar las medidas de seguridad, proponiendo una metodología determinística que permite aprovechar la energía renovable sin sacrificar seguridad, a cambio de mayor robustez.

En [11] los autores discuten la complejidad computacional de problemas con restricciones de seguridad que resultan difíciles de abordar en sistemas de gran escala debido a la magnitud del set de restricciones de operación post contingencia [12], proponiendo una metodología para enfrentar el problema determinístico de planificación con restricciones de seguridad y demostrando la escalabilidad de la propuesta. El mecanismo de la metodología consiste en reformular el modelo determinístico en un problema de tres niveles, donde el primer nivel determina las decisiones de inversión y operación pre contingencia, el segundo nivel identifica la contingencia que mayor daño le hace al sistema, y finalmente el tercer nivel restringe a que

la peor contingencia opere dentro de los límites permisibles definiendo las medidas operativas a considerar. El problema tri nivel se soluciona unificando los últimos niveles a través de propiedades duales de la formulación y descomponiendo el primer y segundo nivel mediante cortes de Benders. Resultando así un proceso iterativo en el cual cada paso determina cuál (si existe) es la contingencia que más demanda no suministrada genera, decidiendo las medidas operativas y/o de inversión que permitan suministrar la demanda en aquella contingencia, y repitiendo el proceso hasta que no exista demanda no suministrada bajo el conjunto de contingencias creíbles en cuestión.

### 1.2.2. Estándar probabilístico de seguridad

Principalmente en función de reducir los niveles de redundancia que implica el estándar determinístico, los cuales no necesariamente reflejan una solución económica al problema de seguridad, la literatura plantea el estándar probabilístico [2]. Este estándar considera el balance entre los costos asociados a las decisiones de operación (e inversión en caso del problema de planificación) con los costos esperados de no suministro dentro de un conjunto de contingencias potenciales, permitiendo incrementar el costo en las decisiones de inversión y operación pre contingencia a medida que resulte económicamente eficiente para la reducción del riesgo. Al evaluar el riesgo se asocia a la desconexión de demanda esperada un costo tradicionalmente llamado *Value of Loss Load* (VoLL), el cual no es sencillo de definir debido a que integra múltiples factores como por ejemplo lo son el momento de la falla o el tipo de clientes afectados, siendo ampliamente analizado en la literatura [13, 14].

En el marco de la evaluación del riesgo para realizar el balance apropiado, la probabilidad de ocurrencia de cada contingencia resulta un requisito esencial. Esta permite valorar correctamente las acciones correctivas, logrando integrar a los modelos distintas medidas de mitigación de riesgo que no implican necesariamente generar decisiones infraestructurales costosas o redundantes, sino también evaluar medidas de operación, planes de acción o nueva infraestructura que den espacio a realizar acciones para mantener al sistema operativo (o disminuyendo la desconexión de suministro) durante la contingencia. Varias de estas acciones correctivas han sido evaluadas en la literatura, como por ejemplo en [15] se resuelve el problema de operación sujeto a acciones de redespacho post contingencia, mostrando que el estándar probabilístico permite evaluarlas adecuadamente y llegar a reducir decisiones menos eficientes que suelen decaer en redundancia. También en [16] se repite nuevamente la aplicación en un estudio de operación pero mostrando el beneficio a través de las ventajas que pueden ofrecer los recursos distribuidos (DER) durante contingencia, permitiendo reducir los costos de operación.

En el contexto de la complejidad computacional que implican los modelos con restricciones de seguridad [12], el problema probabilístico no solo acarrea el crecimiento en variables y restricciones según la cantidad de contingencias creíbles consideradas, sino que al incorporar al problema un mayor número de contingencias creíbles aumenta la complejidad dificultando su aplicación. Una estrategia para afrontar la escalabilidad parte de la característica de que es posible definir un subconjunto representativo de todas las contingencias creíbles con el cual obtener una solución idéntica, o cercana, al problema original [17]. De esta manera se pueden reducir las restricciones y variables que definen la operación post contingencia del problema,

disminuyendo los requerimientos de cómputo del problema de seguridad. Esta estrategia requiere de definir apropiadamente los subconjuntos, es decir, identificar las contingencias que tienen impacto en la solución del problema. Un primer acercamiento se propone en [18], donde se presenta una metodología de identificación de contingencias representativas en el problema de operación sin necesidad de calcular cada contingencia a fuerza bruta. También en [19] se presenta una estrategia para reconocer las contingencias representativas a través de los multiplicadores de lagrange asociados a las restricciones de seguridad. Aun así, si bien ambas estrategias permiten identificar un conjunto de contingencias representativas y facilitar la resolución en otros estudios de operación bajo condiciones de operación similares, no se adaptan de igual manera al problema de planificación, en donde las condiciones cambian de acuerdo a las decisiones y por ende el conjunto depende no puede ser estudiado de antemano.

Los autores de [20] aplican el concepto presentado del subconjunto de contingencias representativas al problema probabilístico de planificación con restricciones de seguridad. La metodología propuesta, corresponde a un proceso iterativo en el cual una primera etapa evalúa las decisiones de inversión y operación pre contingencia sujetas a las restricciones de seguridad del subconjunto en construcción (inicialmente vacío), para luego en una segunda etapa evaluar la operación post contingencia, de cada contingencia por separado, permitiendo identificar aquella con mayor costo esperado para luego agregarla al subconjunto de contingencias representativas. El proceso converge una vez el costo esperado identificado en la segunda etapa es lo suficientemente pequeño, asumiendo que las contingencias restantes ya no tienen mayor relevancia en la solución. En esta estrategia se logra abordar el problema de planificación reconociendo las contingencias representativas de acuerdo a los posibles perfiles de decisiones, pero estas se deben calcular evaluando cada contingencia a fuerza bruta, en cada paso y para cada estado de operación, dificultando la escalabilidad.

### 1.2.3. Resiliencia a través del estándar probabilístico

Diferentes eventos catastróficos como tormentas, huracanes o terremotos en los últimos años han mostrado grandes consecuencias en el sistema eléctrico, llegando a desconectar gran cantidad de elementos y por ende dejando a parte de la población sin suministro. Estas situaciones han causado un gran impacto en la sociedad, tanto a nivel residencial como comercial o industrial. En consideración de estos eventos se emplea en la literatura una distinción de conceptos entre aquellas contingencias comunes (o conocidas) ante las cuales el sistema debe estar preparado para reducir sus consecuencias y aquellos eventos catastróficos de muy baja probabilidad de ocurrencia. Situaciones que incluso posiblemente no han ocurrido anteriormente, pero de gran impacto en el sistema (HILP), los cuales pueden llegar a dañar gran número de elementos de la infraestructura del sistema por largos períodos de tiempo. El primero corresponde al concepto tradicional de confiabilidad, mientras que el segundo se asocia con el concepto de resiliencia, representando la capacidad del sistema de estar preparado para anticipar o recuperar la operación frente a una catástrofe [21].

En función de los acontecimientos catastróficos la literatura plantea distintas maneras de identificar el comportamiento de la resiliencia al ocurrir una contingencia. Este comportamiento se analiza a través de un trapecioide de resiliencia como los construidos en [22, 23], los cuales representan la capacidad de resiliencia del sistema en distintas etapas del proceso. En

particular en [24] se describe el proceso a través de tres etapas que marcan el comportamiento durante la catástrofe, posterior a la catástrofe, y finalmente en el proceso de reparación. La primera etapa representa el período durante el cual se desarrolla el evento, reduciendo la capacidad de resiliencia debido a la pérdida de infraestructura u otros impactos del evento. La segunda etapa, representa el período posterior al evento durante el cual el sistema se encuentra degradado pero aun sin iniciar las labores de recuperación, y por ende mantiene una menor capacidad de resiliencia. Finalmente, la tercera etapa se inicia con el proceso de reparación y por ende permite aumentar nuevamente el nivel de resiliencia hasta el momento en el cual se restablece el nivel inicial. En base a esto se definen diferentes indicadores que permiten cuantificar métricas de resiliencia en el trapecioide, como por ejemplo, cuán profundo y rápido disminuye la resiliencia durante el evento, por cuánto se mantiene el estado degradado luego de la contingencia, y que tan rápido se recupera el estado de resiliencia inicial.

En [25] se catalogan distintas estrategias a través de las cuales mejorar la resiliencia de los sistemas. Estas se dividen en aquellas acciones de largo plazo, como medidas de planificación en infraestructura o planes de procedimientos de operación, y aquellas acciones de corto plazo, encasillando decisiones de operación preventivas y acciones correctivas. Entre las estrategias de largo plazo se encuentran medidas estructurales como el refuerzo en líneas de transmisión y la redundancia o reubicación de las mismas, medidas de prevención como el manejo del riesgo y planes de emergencia, y medidas de control inteligente como sistemas de almacenamiento, generación distribuida, microrredes u otros sistemas de control. Entre las estrategias de corto plazo se encuentran medidas preventivas como consideración del clima dentro de las decisiones de operación, mantenimiento preventivo de los equipos y la aplicación de sistemas inteligentes de control, medidas durante contingencia que implican monitoreo y coordinación del suceso, o acciones correctivas en la operación del sistema, y finalmente se tienen medidas posteriores al evento que implican las acciones de restauración del sistema y de la operación.

La literatura aborda en diversos estudios las estrategias presentadas tanto en estudios de planificación como operación. En [26] se presenta un modelo de operación con decisiones correctivas de redespacho de generación con fines de mejorar la resiliencia. En [27] se propone un modelo de planificación en el refuerzo de elementos de transmisión a través de un flujo de potencia AC simplificado para mejorar la resiliencia del sistema. En [28] se presenta una estrategia para enfrentar climas extremos mostrando que se puede mejorar a través de la separación del sistema en islas, esta estrategia construye curvas de fragilidad de torres de transmisión a través de las cuales evaluar el impacto del evento en estudio. En [29] se presenta una estrategia para construir curvas de fragilidad que representan las probabilidades de falla de elementos condicionadas al clima, mostrando además que los incrementos en la resiliencia al reforzar torres de líneas genera el mayor impacto al comparar con otras estrategias como generar redundancia en líneas o mejorar los tiempos de respuesta en los equipos de mantenimiento.

Entre los eventos naturales a los cuales se ve expuesto el sistema, los climas extremos representan una gran parte de estos con un impacto considerable en la operación y seguridad de los sistemas, generando la pérdida de suministro eléctrico hasta por varios días y afectando por ende la resiliencia del mismo [30, 31]. Dichos eventos climáticos consideran situaciones como altas temperaturas, fuertes vientos durante tormentas o huracanes, heladas

o nevadas, tormentas eléctricas e incluso lluvias o aluviones. Entre los efectos que generan estas situaciones dentro de los sistemas se ha observado que el sistema se encuentra propenso a reducción en sus límites en transmisión, daños infraestructurales en subestaciones, líneas de transmisión o centrales generadores, sobrecargas de corriente que pueden desencadenar en desconexión de circuitos mediante los equipos de protección, y daños en la aislación de los sistemas, generando cortocircuitos e incluso incendios a través de los aisladores [32].

En particular Chile se ha visto afectado por grandes catástrofes naturales, no solo climáticas, sino también derivadas de terremotos y consecuencias de estos. En base al panorama de la región, se buscan constantemente maneras de establecer parámetros de seguridad que satisfagan las necesidades dentro del país, resultando un eje fundamental en las políticas energéticas planteadas para el año 2050 [33]. Esta menciona explícitamente la necesidad de encaminar el sistema a una red robusta y resiliente, preparada para enfrentar eventos naturales dentro de las medidas de seguridad y calidad de suministro. Para alcanzar las metas planteadas al año 2050 se presenta dentro de los planes de acción considerar medidas económicamente eficientes en la toma de decisiones para mejorar la seguridad del sistema, las cuales incluyen medidas de prevención, suficiencia de suministro, interconexión de sistemas, desarrollo de infraestructura y otras medidas que permitan mejorar la flexibilidad.

En consideración de las necesidades de resiliencia se observa que en los estudios de planificación probabilística con restricciones de seguridad mencionados se emplea tradicionalmente probabilidades de contingencias marginales, es decir, no se considera la dependencia entre la probabilidad de ocurrencia y la condición en la cual se opera, sino que corresponde al promedio obtenido de un registro histórico de eventos durante un período largo de operación. Aun así, parte de la literatura muestra que la probabilidad de ocurrencia de estos eventos se encuentra condicionada a distintos factores externos, entre ellos la condición climática, que determinan la probabilidad en situaciones particulares [34, 35, 36, 37], mostrando que las contingencias deben abordarse a través de probabilidades condicionales. De esta manera, no considerar la condición de operación no permite representar apropiadamente la probabilidad de ocurrencia de los eventos catastróficos, impidiendo evaluar estrategias de resiliencia en el sistema.

El impacto que conlleva incorporar la probabilidad condicionada al clima (como factor externo) en estudios que aborden la seguridad del sistema, se ha discutido y estudiado en parte de la literatura [38, 39, 40], mostrando su influencia sobretodo en los costos esperados de no suministro. Bajo esta premisa, y en consideración de que definir una relación entre la probabilidad de falla de los elementos y el clima no es una tarea sencilla, se han desarrollado estrategias para representar esta relación a través de curvas de fragilidad. En [41], que se propone una metodología para estimar la probabilidad de falla de líneas de transmisión a través de datos históricos de eventos y condiciones de viento y de descargas eléctricas, permitiendo generar curvas de fragilidad. Por otro lado la literatura también muestra los efectos de esta consideración en las decisiones de operación, como en [2] que se realiza un análisis del efecto del clima sobre las decisiones de operación en el problema probabilístico con restricciones de seguridad, mostrando que a fin de establecer una solución económicamente eficiente se puede generar redistribución de flujos en las líneas de transmisión que faciliten proteger al sistema luego de contingencias, señal de que las decisiones de inversión en consideración de eventos catastróficos podrían diferir de las decisiones abordadas en el problema con probabilidades

marginales.

#### 1.2.4. Métricas de riesgo

Al abordar el problema de optimización de manera estocástica se consigue modelar la incertidumbre del problema atribuyendo a cada fuente de incertidumbre distintos escenarios con su probabilidad de ocurrencia, en otras palabras asociando una distribución de probabilidades. Un enfoque sobre el cual la literatura suele abordar el problema estocástico corresponde a optimizar el valor esperado de la distribución, enfoque en el cual se apunta a una solución económica pero neutra al riesgo [42]. Otros enfoques buscan en cambio soluciones con tendencias mayormente adversas al riesgo, las cuales implican la utilización de métricas de riesgo como pueden ser la varianza, *Value-at-Risk* (VaR) o *Conditional Value-at-Risk* (CVaR) entre otras, que en distintos estudios son integradas a las restricciones del problema para establecer límites de exposición al riesgo. En particular en [43] se aplica un enfoque *chance constrained* en un problema de operación bajo incertidumbre, en el cual se establece un umbral límite a la probabilidad de que la transmisión del sistema se llegue a exceder los límites de operación, representando otro enfoque con tendencia a ser adverso al riesgo. También en [44] se presenta un estudio para aprovechar la capacidad de generación eólica, donde se muestra que ante la incertidumbre de la generación eólica la utilización de *chance-constrained* logra aprovechar mejor la generación eólica en eventos particulares, mientras que al utilizar el valor esperado se obtiene un mejor aprovechamiento en promedio, resultado que luego busca complementar mediante la combinación de ambas métricas.

Debido a que el trabajo se desarrolla bajo un enfoque principalmente económico en el cual se espera determinar el nivel de riesgo óptimo según determinadas decisiones de inversión se adopta durante su desarrollo la métrica de valor esperado, que permitirá obtener un resultado consistente con los análisis económicos costo-beneficio que se realizan para justificar las inversiones en infraestructura. Si bien existen estudios como [45] donde se presenta análisis de inversión con aversión al riesgo, los alcances del trabajo desarrollado en esta tesis no incluyen dichas consideraciones de aversión al riesgo.

#### 1.2.5. Contribuciones

En base al panorama actual planteado y en particular a la complejidad computacional que implica evaluar el riesgo en el planificación con expansión en la transmisión, esta tesis desarrolla una metodología capaz de determinar eficientemente un subconjunto de contingencias representativas en el problema permitiendo resolver sistemas de gran escala. Además, debido a la relevancia de las condiciones climáticas en los nuevos estándares de la seguridad de los sistemas esta tesis demuestra que al no considerar las probabilidades condicionadas al clima se puede recurrir en decisiones de inversión que no resultan económicamente eficientes ante eventos extremos. Esto es importante porque la gran mayoría de los análisis de inversión en la actualizad utilizan probabilidades marginales o “promedio”.

### 1.3. Hipótesis propuesta

El efecto sobre la probabilidad de falla de los elementos debido a las condiciones climáticas dentro de cada estado de operación puede ser un factor relevante a considerar en las decisiones de planificación en expansión de la transmisión, logrando evitar subestimar o sobrestimar las decisiones de inversión al marginalizar probabilidades (es decir, al considerar una probabilidad “promedio”, contrario a la probabilidad condicional).

### 1.4. Objetivos generales

El objetivo general de esta tesis es evaluar los beneficios de considerar las probabilidades condicionales dentro de un modelo estocástico de operación y de inversión de redes de transmisión eléctrica, recurriendo a la implementación de una propuesta metodológica del modelo probabilístico de planificación en expansión de la transmisión aplicable a sistemas de gran escala.

#### 1.4.1. Objetivos específicos

- A través de un caso de estudio de 4 barras validar la metodología propuesta y analizar las decisiones de inversión y operación ante decisiones de planificación con probabilidades condicionales, al comparar con la solución determinística y la solución bajo probabilidades marginales.
- Mostrar los beneficios de considerar probabilidades condicionadas al perfil de viento con datos empíricos del sistema Chileno sobre las decisiones de inversión en la seguridad del sistema, a través de medidas de riesgo.
- Mostrar la escalabilidad de la metodología sobre sistema RTS de 24 barras comparando con estrategias abordadas en la literatura.

### 1.5. Estructura del documento

La estructura de este documento consta de 4 capítulos. El Capítulo 1 presenta la motivación, un análisis bibliográfico del panorama actual en el área de investigación y las contribuciones, seguido de la hipótesis y los objetivos del estudio. El Capítulo 2 presenta tanto el problema que se aborda dentro de la investigación como la propuesta metodológica que se plantea al problema de expansión en la transmisión. El Capítulo 3 presenta los casos de estudio que permiten analizar las decisiones de inversión y la escalabilidad de la metodología propuesta. Finalmente el Capítulo 4 presenta las conclusiones obtenidas y el trabajo futuro propuesto.

# Capítulo 2

## Metodología

### 2.1. Nomenclatura del capítulo

#### 2.1.1. Variables de decisión

$a_{it}^G$	Variable binaria de disponibilidad, equivalente a 0 si el generador $i$ se encuentra fuera de servicio en el bloque $t$ , o 1 en caso contrario.
$a_{lt}^L$	Variable binaria de disponibilidad, equivalente a 0 si la línea $l$ se encuentra fuera de servicio en el bloque $t$ , o 1 en caso contrario.
$a_{itc}^G$	Variable binaria de disponibilidad, equivalente a 0 si el generador $i$ se encuentra fuera de servicio en contingencia $c$ en el bloque $t$ , o 1 en caso contrario.
$a_{ltc}^L$	Variable binaria de disponibilidad, equivalente a 0 si la línea $l$ se encuentra fuera de servicio en contingencia $c$ en el bloque $t$ , o 1 en caso contrario.
$f_{lt}$	Flujo de potencia de línea $l$ , al tiempo $t$ , in estado pre contingencia.
$f_{lt}^s$	Flujo de potencia de línea $l$ , al tiempo $t$ , en contingencia $s$ .
$gs_{sit}$	Desconexión de generación en el generador $i$ , al tiempo $t$ , en contingencia $s$ .
$ll_{sbt}$	Demanda no suministrada en el nodo $b$ , al tiempo $t$ , en contingencia $s$ .
$p_{it}$	Potencia del generador $i$ , en bloque $t$ , en estado pre contingencia.
$p_{it}^s$	Potencia del generador $i$ , en bloque $t$ , en contingencia $s$ .
$r_{it}^u$	Reserva de subida en giro disponible por el generador $i$ , al tiempo $t$ .
$r_{it}^d$	Reserva de bajada en giro disponible por el generador $i$ , al tiempo $t$ .
$u_{it}$	Variable binaria equivalente a 1 si el generador $i$ se encuentra despachado, o 0 en caso contrario.
$v_l$	Variable binaria equivalente a 1 si la línea candidata $l$ es instalada, o 0 en caso contrario.

$\alpha_{st}$	Corte de Benders que representa el riesgo asociado a la contingencia $s$ en el bloque $t$ .
$\delta$	Corte de Benders que representa el costo de operación y riesgo.
$\theta_{bt}$	Ángulo de fase en el nodo $b$ , al tiempo $t$ , en estado pre contingencia.
$\theta_{bt}^s$	Ángulo de fase en el nodo $b$ , al tiempo $t$ , en contingencia $s$ .
$\Delta_t$	Costo de acciones correctivas post contingencia en bloque $t$ , durante peor contingencia.
$\Delta_{tc}$	Costo de acciones correctivas post contingencia en bloque $t$ , para la contingencia $c$ , durante peor contingencia.
$\Phi_{st}$	Variable binaria con valor 1 si la contingencia $s$ es parte del conjunto de contingencias en el bloque $t$ , o 0 en caso contrario.

### 2.1.2. Variables duales

$\beta_{bt}$	Variable dual asociada a la ecuación de balance nodal en el nodo $b$ para el bloque $t$ .
$\eta_{it}^+, \eta_{it}^-$	Variable dual asociada a las restricciones de máximo y mínimo técnicos de generación para el generador $i$ en el bloque $t$ .
$\hat{\eta}_{it}^+, \hat{\eta}_{it}^-$	Variables que permiten linealizar $\eta_{it}^+ a_{it}^G$ y $\eta_{it}^- a_{it}^G$ , para cada generador $i$ en el bloque $t$ .
$\pi_{lt}^+, \pi_{lt}^-$	Variable dual asociada a las restricciones de límite superior e inferior de flujo, para la línea de transmisión o subestación $l$ en el bloque $t$ .
$\hat{\pi}_{lt}^+, \hat{\pi}_{lt}^-$	Variables que permiten linealizar $\pi_{lt}^+ a_{lt}^L$ y $\pi_{lt}^- a_{lt}^L$ , para cada línea de transmisión o subestación $l$ en el bloque $t$ .
$\sigma_{lt}^+, \sigma_{lt}^-$	Variable dual asociada a las restricciones de límites de flujo para la línea de transmisión o subestación $l$ en el bloque $t$ .
$\hat{\sigma}_{lt}^+, \hat{\sigma}_{lt}^-$	Variables que permiten linealizar $\sigma_{lt}^+ a_{lt}^L$ y $\sigma_{lt}^- a_{lt}^L$ , para cada línea de transmisión o subestación $l$ e el bloque $t$ .
$\phi_{bt}^{L+}$	Variable dual asociada al límite superior de demanda no suministrada en el nodo $b$ para el bloque $t$ .
$\phi_{it}^{G+}$	Variable dual asociada al límite superior de desconexión de generación en el generador $i$ para el bloque $t$ .

### 2.1.3. Conjuntos

$\mathcal{I}$	Conjunto de todos los generadores.
$\mathcal{I}_b$	Conjunto de índices de generadores conectados al nodo $b$ .

$\mathcal{L}$	Conjunto de índices de todas las líneas de transmisión y subestaciones ( $\mathcal{L}^C \cup \mathcal{L}^F$ ).
$\mathcal{L}^C$	Conjunto de índices de líneas de transmisión y subestaciones candidatas.
$\mathcal{L}^F$	Conjunto de índices de líneas de transmisión y subestaciones existentes.
$\mathcal{N}$	Conjunto de nodos.
$\mathcal{S}$	Conjunto de contingencias creíbles.
$\mathcal{S}_t^k$	Conjunto de contingencias representativas en la iteración $k$ para el bloque $t$ .
$\mathcal{S}_t^c$	Conjunto de contingencias en el clúster $c$ para el bloque $t$ .
$\mathcal{T}$	Conjunto de bloques de operación.

#### 2.1.4. Parámetros

$h_t$	Tiempo de duración del bloque $t$ .
$x_l$	Reactancia de la línea $l$ .
$A_{is}^G$	Estado de disponibilidad del generador $i$ durante contingencia $s$ .
$A_{ls}^L$	Estado de disponibilidad de la línea de transmisión o subestación $l$ durante contingencia $s$ .
$C_i^P$	Costo de producción del generador $i$ .
$C_i^U$	Costo de reservas hacia arriba del generador $i$ .
$C_i^D$	Costo de reservas hacia abajo del generador $i$ .
$C_l^T$	Costo fijo de inversión en línea de transmisión $l$ .
$C^{ll}$	Costo de demanda no suministrada.
$C^{gs}$	Costo por desconexión de generación.
$D_{bt}$	Demanda en nodo $b$ , al tiempo $t$ .
$\bar{F}_l$	Capacidad de flujo por la línea $l$ .
$M$	Valor suficiente para Big M.
$\bar{P}_i$	Capacidad del generador $i$ .
$\underline{P}_i$	Mínimo técnico del generador $i$ .
$\bar{R}_i^U$	Límite de reserva hacia arriba del generador $i$ .
$\bar{R}_i^D$	Límite de reserva hacia abajo del generador $i$ .
$\rho_{st}$	Probabilidad de ocurrencia de contingencia $s$ en el bloque $t$ .
$\bar{\Phi}$	Máxima cantidad de fallas simultaneas posibles dentro del conjunto de contingencias.

## 2.1.5. Funciones

$fr(l)$	Indica el nodo de inicio de la línea $l$ .
$node(i)$	Indica el nodo del generador $i$ .
$to(l)$	Indica el nodo de fin de la línea $l$ .
$\rho_t(a_t^L, a_t^G)$	Indica la probabilidad de contingencia en función del estado de generadores, líneas de transmisión y subestaciones para el bloque $t$ .

## 2.2. Formulación monolítica del problema de planificación probabilístico con restricciones de seguridad

El problema de planificación en expansión de la transmisión con restricciones de seguridad probabilísticas busca identificar las decisiones de operación e inversión más económicas para el sistema. La formulación monolítica de este problema se encuentra representada entre las ecuaciones 2.1 a la 2.18, integrando las restricciones de seguridad mediante el valor esperado del desbalance de energía en operación post contingencia. Debido a que la formulación monolítica requiere de calcular la operación post contingencia para cada una de las contingencias consideradas en la solución el problema crece tanto en número de restricciones como en número de variables de operación, resultando en un problema de elevado requerimiento computacional a medida que el número de contingencias aumenta.

La estructura de esta formulación inicia con la función objetivo de la ecuación 2.1, representando tres costos principales: los costos de operación pre contingencia, considerando costos de generación y de reservas; los costos de inversión en transmisión; y los costos esperados de operación post contingencia, correspondiente al valor esperado de desbalance de energía en operación post contingencia.

$$\text{Min} \quad \sum_{\substack{i \in \mathcal{I} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t (C_i^P p_{it} + C_i^U r_{it}^u + C_i^D r_{it}^d) + \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l + \sum_{\substack{t \in \mathcal{T} \\ s \in \mathcal{S}}} h_t \rho_{st} \left( C^{ll} \sum_{b \in \mathcal{N}} ll_{sbt} + C^{gs} \sum_{i \in \mathcal{I}} gS_{sit} \right) \quad (2.1)$$

La ecuación 2.2 representa el balance nodal de energía, en el cual la energía que se genera, entra o sale de un nodo debe mantenerse igual a la demanda, para cada bloque de operación.

$$\text{s.a:} \quad \sum_{i \in \mathcal{I}_b} p_{it} = \sum_{l \in \mathcal{L} | fr(l)=b} f_{lt} - \sum_{l \in \mathcal{L} | to(l)=b} f_{lt} + D_{bt} \quad \forall b \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (2.2)$$

Los límites de operación pre contingencia se muestran entre las ecuaciones 2.3 y 2.10, partiendo por los límites superior e inferior de reservas y de generación. Luego se establecen las restricciones de flujo bajo una aproximación de flujo en corriente continua para las líneas

existentes y finalmente para las líneas candidatas. Cabe destacar que para definir los límites de las líneas candidatas se implementa a través de un Big M, el cual se encarga de dejar libres los ángulos de los nodos correspondientes en caso de no instalarse la línea.

$$r_{it}^u \leq \bar{R}_i^U u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.3)$$

$$r_{it}^d \leq \bar{R}_i^D u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.4)$$

$$p_{it} + r_{it}^u \leq \bar{P}_i u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.5)$$

$$p_{it} - r_{it}^d \geq \underline{P}_i u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.6)$$

$$-\bar{F}_l \leq f_{lt} \leq \bar{F}_l \quad \forall l \in \mathcal{L}^F, t \in \mathcal{T} \quad (2.7)$$

$$f_{lt} = (\theta_{to(l),t} - \theta_{fr(l),t}) / x_l \quad \forall l \in \mathcal{L}^F, t \in \mathcal{T} \quad (2.8)$$

$$-\bar{F}_l v_l \leq f_{lt} \leq \bar{F}_l v_l \quad \forall l \in \mathcal{L}^C, t \in \mathcal{T} \quad (2.9)$$

$$-M(1 - v_l) \leq f_{lt} - (\theta_{to(l),t} - \theta_{fr(l),t}) / x_l \leq M(1 - v_l) \quad \forall l \in \mathcal{L}^C, t \in \mathcal{T} \quad (2.10)$$

La ecuación 2.11 representa el balance nodal de energía post contingencia, para cada contingencia y en cada bloque de operación. Dentro de este balance se debe cumplir que tanto la generación como la suma de flujos en cada nodo corresponda a la demanda o en su defecto sea compensado por los desbalances de energía de cada nodo.

$$\sum_{i \in \mathcal{I}_b} p_{it}^s = \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ fr(l)=n}} f_{lt}^s - \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ to(l)=n}} f_{lt}^s - ll_{sbt} + \sum_{i \in \mathcal{I}_b} g_{sit} + D_{bt} \quad \forall s \in \mathcal{S}, b \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (2.11)$$

Los límites de operación post contingencia se muestran entre las ecuaciones 2.12 y 2.18. Se consideran primero los límites de desbalance de energía: en 2.12 la demanda no suministrada y en 2.13 la desconexión de generación. Luego se establecen los límites de generación post contingencia, sujeto al estado de operación de los generadores en cada contingencia. Y finalmente se establecen las restricciones de flujo considerando el estado de operación de las líneas para cada contingencia, empleando Big M para dejar en libertad los ángulos de los respectivos nodos en caso de líneas fuera de operación o líneas que no se han invertido.

$$ll_{sbt} \leq D_b \quad \forall s \in \mathcal{S}, b \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (2.12)$$

$$g_{sit} \leq p_{it} \quad \forall s \in \mathcal{S}, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.13)$$

$$(p_{it} - r_{it}^d) A_{is}^G \leq p_{it}^s \leq (p_{it} + r_{it}^u) A_{is}^G \quad \forall s \in \mathcal{S}, i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T} \quad (2.14)$$

$$-\bar{F}_l A_{ls}^L \leq f_{lt}^s \leq \bar{F}_l A_{ls}^L \quad \forall s \in \mathcal{S}, l \in \mathcal{L}^F, t \in \mathcal{T} \quad (2.15)$$

$$-M(1 - A_{ls}^L) \leq f_{lt}^s - (\theta_{to(l),t}^s - \theta_{fr(l),t}^s) / x_l \leq M(1 - A_{ls}^L) \quad \forall s \in \mathcal{S}, l \in \mathcal{L}^F, t \in \mathcal{T} \quad (2.16)$$

$$-\bar{F}_l v_l A_{ls}^L \leq f_{lt}^s \leq \bar{F}_l v_l A_{ls}^L \quad \forall s \in \mathcal{S}, l \in \mathcal{L}^C, t \in \mathcal{T} \quad (2.17)$$

$$-M(1 - v_l A_{ls}^L) \leq f_{lt}^s - \left( \theta_{to(l),t}^s - \theta_{fr(l),t}^s \right) / x_l \leq M(1 - v_l A_{ls}^L) \quad \forall s \in \mathcal{S}, l \in \mathcal{L}^C, t \in \mathcal{T} \quad (2.18)$$

### 2.3. Descripción de la metodología

La metodología propuesta corresponde una descomposición de la formulación monolítica del problema de inversión y operación con restricciones de seguridad estocásticas. La estructura de esta descomposición se conforma principalmente de dos módulos (diagramados en la figura 2.1). El primero corresponde al módulo de inversión y operación (**I+O**) y el segundo corresponde al módulo de riesgo (**R**). El módulo **R** determina que contingencias generan el mayor impacto en el riesgo del sistema y las agrega a un subconjunto de contingencias, además encuentra los multiplicadores de lagrange que permiten representar el costo de las acciones post contingencia de ese subconjunto en el siguiente módulo. El módulo **I+O** toma las decisiones de inversión y operación pre-contingencia que balancean el riesgo de manera de minimizar el costo del sistema. Ambos módulos iteran hasta el punto en que el riesgo asociado a las contingencias encontradas por el módulo **R** se encuentran debajo de determinado umbral.

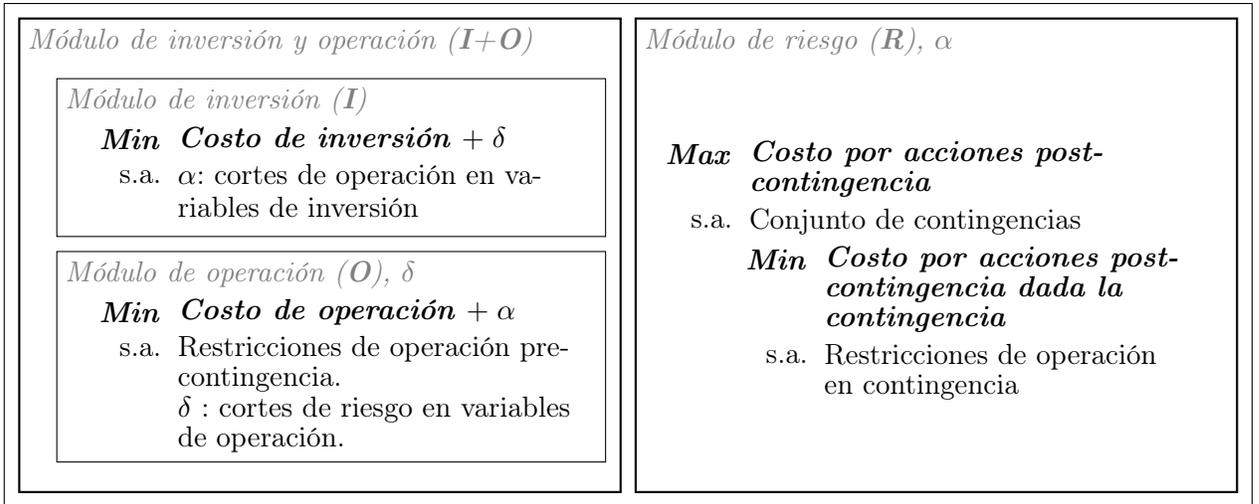


Figura 2.1: Estructura de los módulos de la metodología.

Debido a que cada uno de los módulos principales es a la vez un problema bi-nivel, y con el fin de facilitar la comprensión de la metodología, esta sección se divide de la siguiente manera: primero se presenta el módulo **I+O** detallando su descomposición, formulación y algoritmo de operación entre sus módulos internos, luego se presenta el módulo **R** detallando su formulación y explicando el proceso de solución de dicho problema bi-nivel. Finalmente se presenta a detalle el algoritmo iterativo entre los módulos **I+O** y **R**.

### 2.3.1. Módulo de inversión y operación (I+O)

Este módulo tiene como objetivo determinar las decisiones de inversión y operación pre-contingencia del problema. Debido al escalamiento computacional exponencial que conlleva juntar las decisiones de inversión y predespacho en un mismo problema se separan mediante cortes de Benders. El problema maestro, o módulo de inversión (**I**), determina las decisiones de inversión, y el problema esclavo, o módulo de operación (**O**), toma las decisiones de predespacho y de operación pre contingencia.

#### 2.3.1.1. Módulo de inversión (I)

Este módulo recibe la información del módulo **O** en cada iteración  $m$  para tomar las decisiones de inversión en líneas de transmisión o subestaciones. Para esto se define la función objetivo de la ecuación 2.19. Esta representa en su primer término el costo de inversión del sistema y en su segundo término a la aproximación por cortes de Benders del costos de operación y del costo esperado por acciones correctivas durante operación post contingencia.

$$\text{Min}_{v_l} \quad \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l + \delta \quad (2.19)$$

La restricción 2.20 define el valor de los cortes de Benders a agregar tras cada iteración del módulo **I+O**. Dicha restricción está compuesta por la información recibida del subproblema, es decir, los costos de generación y reservas y la información dual asociada a la variable de decisión de este módulo.

$$\begin{aligned} \text{s.a: } \delta \geq & \sum_{\substack{i \in \mathcal{I} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \left( C_i^P p_{it}^{(j)} + C_i^U r_{it}^{u(j)} + C_i^D r_{it}^{d(j)} \right) + \\ & \sum_{\substack{l \in \mathcal{L}^C \\ t \in \mathcal{T}}} \left( v_l - v_l^{(j)} \right) \left[ \bar{F}_l \left( \kappa_{lt}^{(j)-} - \kappa_{lt}^{(j)+} \right) - M \left( \mu_{lt}^{(j)+} - \mu_{lt}^{(j)-} \right) - \right. \\ & \left. \sum_{\substack{s \in \mathcal{S}_k^u \\ k \in 1..n-1}} \omega_{st}^{(j)} \left( \left( \hat{\sigma}_{lt}^{(s)-} + \hat{\sigma}_{lt}^{(s)+} \right) M - \left( \hat{\pi}_{lt}^{(s)-} + \hat{\pi}_{lt}^{(s)+} \right) \bar{F}_l \right) \right] \\ & \forall j \in 1..m-1 \quad (2.20) \end{aligned}$$

#### 2.3.1.2. Módulo de operación (O)

La función objetivo 2.21 se calcula para cara bloque  $t$  y está compuesta por dos terminos: el primero corresponde al costo de operación pre-contingencia, dado por el costo generación y por el costo de sostener reservas; y el segundo representa el costo esperado por acciones

correctivas post-contingencia, definido por cortes de Benders para cada contingencia  $s$  en el bloque  $t$ .

Durante la operación pre contingencia el balance de energía está representado por la restricción 2.22. Las restricciones 2.23 y 2.24 representan los límites de reservas dispuestos para cada máquina. En las restricciones 2.25 y 2.26 se establecen los límites de generación y reserva disponibles para cada generador. Entre las restricciones 2.27 a la 2.30 se definen los flujos a través de las líneas del sistema bajo el supuesto de una aproximación lineal en corriente continua. La restricción 2.31 define los cortes de Benders con las variables duales y de operación post-contingencia del módulo **R**.

$$\begin{array}{l} \text{Min} \\ u_{it}, v_l, \alpha_{st} \\ p_{it}, r_{it}^u, r_{it}^d \\ f_{it}, \theta_{bt} \end{array} \sum_{i \in \mathcal{I}} h_t (C_i^P p_{it} + C_i^U r_{it}^u + C_i^D r_{it}^d) + \sum_{s \in \mathcal{S}} h_t \rho_{st} \alpha_{st} \quad (2.21)$$

$$\text{s.a:} \quad \sum_{i \in \mathcal{I}_b} p_{it} = \sum_{l \in \mathcal{L} | fr(l)=b} f_{lt} - \sum_{l \in \mathcal{L} | to(l)=b} f_{lt} + D_{bt} \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.22)$$

$$r_{it}^u \leq \bar{R}_i^U u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.23)$$

$$r_{it}^d \leq \bar{R}_i^D u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.24)$$

$$p_{it} + r_{it}^u \leq \bar{P}_i u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.25)$$

$$p_{it} - r_{it}^d \geq \underline{P}_i u_{it} \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.26)$$

$$-\bar{F}_l \leq f_{lt} \leq \bar{F}_l \quad \forall l \in \mathcal{L}^F \quad (2.27)$$

$$f_{lt} = (\theta_{to(l),t} - \theta_{fr(l),t}) / x_l \quad \forall l \in \mathcal{L}^F \quad (2.28)$$

$$-\bar{F}_l v_l \leq f_{lt} \leq \bar{F}_l v_l : (\kappa_{lt}^+, \kappa_{lt}^-) \quad \forall l \in \mathcal{L}^C \quad (2.29)$$

$$\begin{array}{l} -M(1 - v_l) \leq f_{lt} - (\theta_{to(l),t} - \theta_{fr(l),t}) / x_l \leq \\ M(1 - v_l) : (\mu_{lt}^+, \mu_{lt}^-) \end{array} \quad \forall l \in \mathcal{L}^C \quad (2.30)$$

$$\begin{array}{l} \alpha_{st} \geq \left[ \Delta l_{ts}^{(k)} + \sum_{i \in \mathcal{I}} (p_{it} - p_{its}^{(k)}) (\eta_{its}^{(k)-} - \phi_{its}^{(k)G+} - \eta_{its}^{(k)+}) + \right. \\ \sum_{l \in \mathcal{L}^C} (v_l - v_l^{(k)}) ((\sigma_{lts}^{(k)-} + \sigma_{lts}^{(k)+}) M - (\pi_{lts}^{(k)-} + \pi_{lts}^{(k)+}) \bar{F}_l) + \\ \sum_{l \in \mathcal{L}^C} (r_{it}^u - r_{its}^{(k)u}) (-\eta_{its}^{(k)+}) + \\ \left. \sum_{l \in \mathcal{L}^F} (r_{it}^d - r_{its}^{(k)d}) (-\eta_{its}^{(k)-}) \right] : (\omega_{st}) \end{array} \quad \forall k \in 1..n-1, \quad s \in \mathcal{S}_t^k \quad (2.31)$$

### 2.3.1.3. Algoritmo entre módulos de inversión y operación

La interacción entre los módulos de operación y de inversión representa el proceso de  $m$  iteraciones que se encuentra diagramado en la figura 2.2, descrito a continuación:

1. Caso base, etapa  $j = 1$ . Con inversión inicial arbitraria se resuelve **O** para cada bloque (paralelizable). Se retorna la siguiente información de operación y dual:  $p_{it}^{(j)}$ ,  $r_{it}^{u(j)}$ ,  $r_{it}^{d(j)}$ ,  $\kappa_{lt}^{(j)-}$ ,  $\kappa_{lt}^{(j)+}$ ,  $\mu_{lt}^{(j)-}$ ,  $\mu_{lt}^{(j)+}$  y  $\omega_{st}^{(j)}$ .
2. Con  $j = j + 1$ , se agrega restricción de corte de Benders al módulo **I** y se retorna la decisión de inversión  $v_l^{(j)}$ . Se define la cota inferior según la ecuación 2.32.

$$CI = \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l^{(j)} + \delta^{(j)} \quad (2.32)$$

3. Dada la inversión de la etapa  $j$  se resuelve **O** para cada bloque (paralelizable) y se retorna la información de operación con sus duales asociados. Se define la cota superior según la ecuación 2.33.

$$CS = \min \left\{ CS, \sum_{\substack{i \in \mathcal{I} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \left( C_i^P p_{it}^{(j)} + C_i^U r_{it}^{u(j)} + C_i^D r_{it}^{d(j)} \right) + \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l^{(j)} + \sum_{\substack{t \in \mathcal{T} \\ s \in \mathcal{S}}} h_t \rho_{st} \alpha_{st}^{(j)} \right\} \quad (2.33)$$

4. Si  $\frac{CS-CI}{CS} \leq \epsilon$  se finaliza el módulo de inversión y operación y se retorna la solución, sino, se vuelve al paso 2.

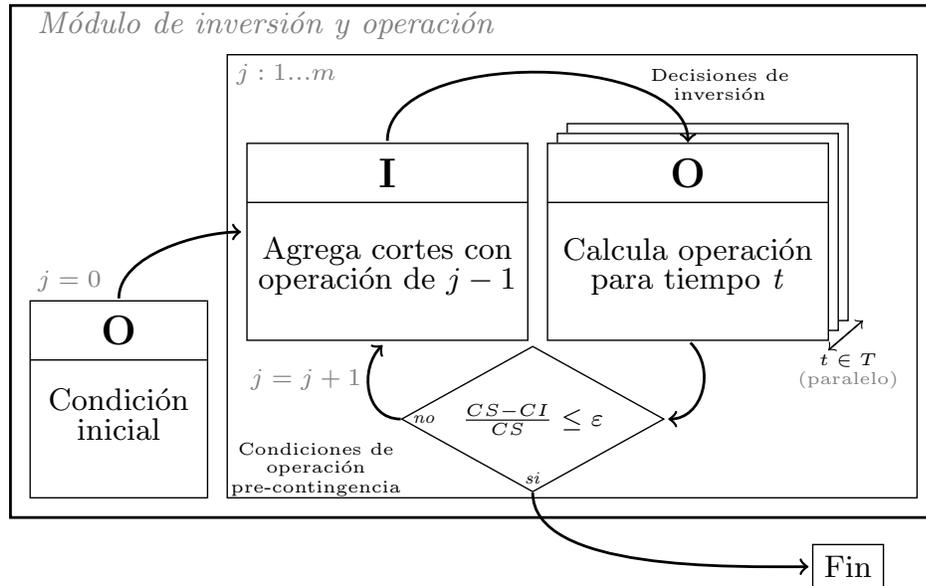


Figura 2.2: Diagrama de metodología del módulo de inversión y operación.

### 2.3.2. Módulo de riesgo (R)

La función del modulo es evaluar la decisión de inversión y operación pre-contingencia dada por el módulo **I+O** (representadas con el subíndice ( $j$ )) y determinar la contingencia que produce el costo esperado por acciones correctivas post-contingencia más alta dentro del conjunto  $\mathcal{S}_t$ , para cada bloque  $t$ .

La formulación sin descomposición de este problema se muestra entre las ecuaciones 2.34 y 2.46. Corresponde a un problema bi-nivel donde la función objetivo del primer nivel, ecuación 2.34, representa el costo esperado por acciones correctivas de una contingencia del conjunto  $\mathcal{S}_t$ , a través de una expresión no lineal. Esta se encuentra sujeta a las restricciones 2.35 y 2.36, que limitan a las contingencias candidatas al conjunto de contingencias  $\mathcal{S}_t$ . A la restricción 2.37, que a través de un problema de segundo nivel establece que la contingencia que maximiza el problema de primer nivel debe respetar operar a mínimo costo por acciones correctivas. De esta manera el problema finalmente selecciona la contingencia que mayor impacto tiene en el riesgo del sistema dadas las decisiones de **I+O**.

El segundo nivel está formulado a partir de la función objetivo 2.37, representando el costo por acciones correctivas para una contingencia particular, definida por los estados  $a_{it}^L$  y  $a_{it}^G$ , sumando tanto la componente de demanda no suministrada como la de operación bajo mínimo técnico de generación. La restricción 2.38, corresponde al balance de energía nodal. Las restricciones 2.39 y 2.42, representan los flujos bajo aproximación lineal de corriente continua en caso de contingencia. Las restricciones 2.43 y 2.46, definen los límites de generación en caso de contingencia. Y finalmente las restricciones 2.44 y 2.45 establecen los límites de demanda no suministrada y operación bajo mínimo técnico.

$$\begin{array}{l} \text{Max} \\ \rho(a_{it}^L, a_{it}^G) \\ \Delta_t, \Phi_{st} \\ a_{it}^L, a_{it}^G \end{array} \quad \left\{ \rho_t(a_{it}^L, a_{it}^G) \Delta_t \right. \quad (2.34)$$

$$\text{s.a:} \quad \sum_{s \in \mathcal{S}} \Phi_{st} = |\mathcal{S}| - 1 \quad (2.35)$$

$$\sum_{l \in \mathcal{L}} (A_{ls}^L - (2 A_{ls}^L - 1) a_{lt}^L) - \sum_{i \in \mathcal{I}} (A_{is}^G - (2 A_{is}^G - 1) a_{it}^G) \leq \bar{\Phi} \Phi_{st} \quad \forall s \in \mathcal{S}_t \quad (2.36)$$

$$\Delta_t = \text{Min}_{\substack{p_{it}, f_{it}, \theta_{it} \\ ll_{bt}, gs_{it}}} \left[ \sum_{b \in \mathcal{N}} V^{ll} ll_{bt} + \sum_{i \in \mathcal{I}} V^{gs} gs_{it} \right] \quad (2.37)$$

$$\text{s.a:} \quad \sum_{i \in \mathcal{I}_b} p_{it} = \sum_{l \in \mathcal{L} | fr(l)=n} f_{lt} - \sum_{l \in \mathcal{L} | to(l)=n} f_{lt} - ll_{bt} + \sum_{i \in \mathcal{I}_b} lg_{it} + D_{bt} : (\beta_{bt}) \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.38)$$

$$-\bar{F}_l a_{it}^L \leq f_l \leq \bar{F}_l a_{it}^L : (\pi_{lt}^+, \pi_{lt}^-) \quad \forall l \in \mathcal{L}^F \quad (2.39)$$

$$-M(1 - a_{it}^L) \leq f_{lt} - (\theta_{to(l)t} - \theta_{fr(l)t}) / x_l \leq M(1 - a_{it}^L) : (\sigma_{it}^+, \sigma_{it}^-) \quad \forall l \in \mathcal{L}^F \quad (2.40)$$

$$-\bar{F}_l v_l^{(j)} a_{lt}^L \leq f_{lt} \leq \bar{F}_l v_l^{(j)} a_{lt}^L : (\pi_{lt}^+, \pi_{lt}^-) \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.41)$$

$$\begin{aligned} -M(1 - v_l^{(j)} a_{lt}^L) \leq f_{lt} - (\theta_{to(l)t} - \theta_{fr(l)t}) / x_l \leq \\ M(1 - v_l^{(j)} a_{lt}^L) : (\sigma_{lt}^+, \sigma_{lt}^-) \quad \forall l \in \mathcal{L}^C \end{aligned} \quad (2.42)$$

$$\begin{aligned} (p_{it}^{(j)} - r_{it}^{d(j)}) a_{it}^G \leq p_{it} \leq \\ (p_{it}^{(j)} + r_{it}^{u(j)}) a_{it}^G : (\eta_{it}^+, \eta_{it}^-) \quad \forall i \in \mathcal{I} \end{aligned} \quad (2.43)$$

$$0 \leq l_{bt} \leq D_{bt} : (\phi_{bt}^{L+}) \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.44)$$

$$0 \leq l_{git} \leq p_{it} : (\phi_{it}^{G+}) \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.45)$$

$$p_{it} \geq 0 \} \quad i \in \mathcal{I} \quad (2.46)$$

La formulación anterior presenta dos desafíos: el primero es la no linealidad en la función objetivo del primer nivel, y el segundo es la composición como problema bi-nivel max-min que dificulta resolverlo como un problema de optimización convencional. El primero de ellos se soluciona relajando el problema a conjuntos de contingencias, o clústers, que agrupan contingencias con probabilidades similares y por lo tanto se asume una probabilidad  $\rho_{ct}$  constante. El segundo, a través del problema dual equivalente del segundo nivel. Ambas implementaciones se explican a continuación.

### 2.3.2.1. Clúster de contingencias

Esta tesis considera para la construcción de la metodología un método de agrupación de contingencias similares en cuanto a sus probabilidades donde a cada grupo se le asocia la probabilidad promedio de sus contingencias, de ahora en adelante clústers de contingencias. Este método surge de la necesidad de linealizar la función objetivo 2.34, para lo cual se plantea resolver el problema de optimización de dicha función como distintos problemas de optimización pero en donde la función objetivo de cada uno es lineal ya que se asume constante la probabilidad de falla de cada problema bajo el argumento de que las probabilidades de cada clúster son parecidas.

La aplicación de clústers en la metodología presenta dos casos particulares, aquel en que cada cluster representa una pura contingencia, y aquel en que un único clúster alberga todas las contingencias. En el primer caso la solución del módulo **R** permite identificar con absoluta precisión la contingencia que mayor riesgo implica para el sistema, mientras que en el segundo caso la probabilidad constante asumida no es representativa de todas las contingencias en el conjunto por lo que la solución del modulo puede errar en la identificación de las contingencias. Aun así, el primer caso requiere de un gran numero de problemas de operación para cada una de las contingencias, mientras que en el segundo caso basta con resolver un único caso.

Además, para formular los clúster de contingencias se aplica algún algoritmo de clustereización, como por ejemplo *k-means* el cual en particular permite agrupar en un número arbitrario de conjuntos minimizando la desviación estándar entre las probabilidades de los conjuntos. Distintos algoritmos pueden entregar distintos resultados dependiendo de como se distribuyan los clústers, por lo que puede ser importante considerar la elección dentro de cada problema.

Respecto a la formulación la no linealidad de la función objetivo 2.34 es resuelta al separar el conjunto de contingencias  $\mathcal{S}_t$  en clústers de contingencias con probabilidades similares en cada uno, permitiendo asumir una probabilidad constante dentro de las contingencias de cada clúster (promedio ponderado de probabilidades de cada contingencia) y disminuyendo la cantidad de problemas que se deben resolver. Así se consiguen los subconjuntos de contingencias  $\mathcal{S}_t^c$  (clúster de contingencias) con probabilidad de ocurrencia  $\rho_{tc}$ , para cada cluster  $c$  perteneciente al conjunto de clústers  $\mathcal{C}$  y para cada bloque  $t$ . Finalmente, resolviendo el problema definido por 2.34 y 2.46 para cada subconjunto se consigue la formulación **(C)** entre las ecuaciones 2.47 y 2.51.

$$\begin{array}{l} \text{Max} \\ \Delta_{tc}, \Phi_{stc} \\ a_{ltc}^L, a_{itc}^G \end{array} \quad \left\{ \rho_{tc} \Delta_{tc} \right. \quad (2.47)$$

$$\text{s.a:} \quad \sum_{s \in \mathcal{S}} \Phi_{stc} = |\mathcal{S}^c| - 1 \quad (2.48)$$

$$\begin{aligned} \sum_{l \in \mathcal{L}} (A_{ls}^L - (2A_{ls}^L - 1) a_{ltc}^L) + \sum_{i \in \mathcal{I}} (A_{is}^G - (2A_{is}^G - 1) a_{itc}^G) \leq \\ \bar{\Phi} \Phi_{stc} \quad \forall s \in \mathcal{S}_t^c \end{aligned} \quad (2.49)$$

$$\Delta_{tc} = \begin{array}{l} \text{Min} \\ p_{itc}, f_{ltc}, \theta_{ltc} \\ ll_{btc}, g_{sitc} \end{array} \quad \left[ \sum_{b \in \mathcal{N}} V^l ll_{btc} + \sum_{i \in \mathcal{I}} V^g g_{sitc} \right. \quad (2.50)$$

$$\text{s.a:} \quad \left. (2.38 \text{ a } 2.46) \right\} \quad (2.51)$$

La metodología propuesta se muestra en el diagrama de la figura 2.3. Esta resuelve la formulación **C** para cada bloque  $t$  y para cada cluster  $c$  y busca dentro del conjunto de contingencias  $\mathcal{S}_t$  aquella que cumple con la ecuación 2.52.

$$\text{Max}_s \left\{ \rho_{st} \Delta_{tc} : \forall s \in \mathcal{S}_t^c, c \in \mathcal{C} \right\} \quad (2.52)$$

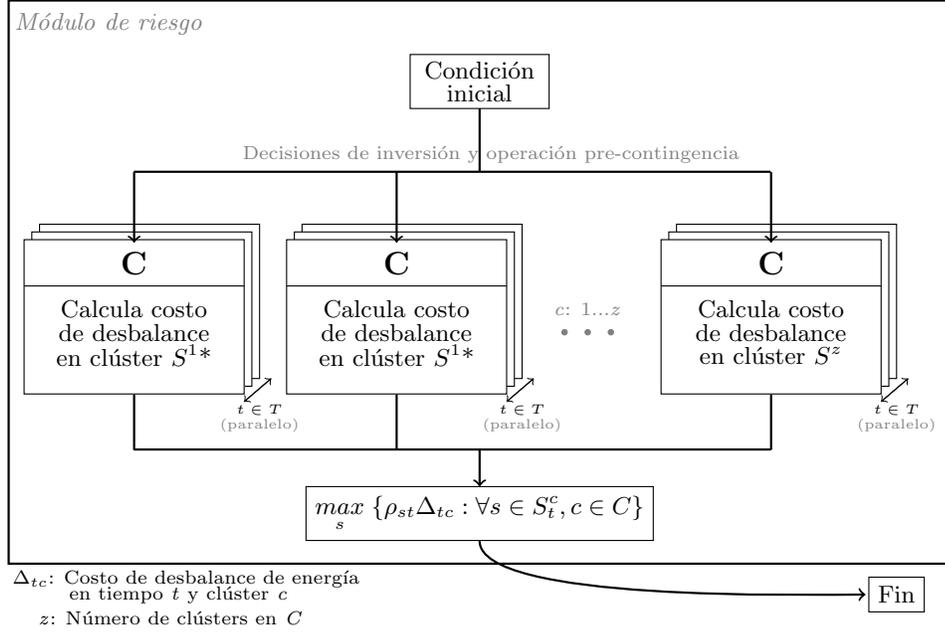


Figura 2.3: Diagrama del módulo de riesgo.

### 2.3.2.2. Problema bi-nivel

El primer paso para descomponer el problema bi-nivel parte de lo planteado en [11] consiste en reescribir la minimización del segundo nivel del bloque **C** como su problema dual de maximización, Como ambos problemas comparten la misma solución se unifica dentro de una sola maximización consiguiendo la formulación mostrada entre 2.53 y 2.61. La función objetivo 2.53 continua representando el costo por desbalance de energía dentro del conjunto de contingencias  $S_t^c$  para cada bloque  $t$ . Las restricciones 2.54, 2.55 y 2.56 derivan de la potencia, flujo y ángulo respectivamente. Las restricciones 2.57 y 2.58 representan la energía no suministrada y operación bajo mínimo técnico.

$$\begin{aligned}
 & \rho_{tc} \left[ \sum_{b \in \mathcal{N}} D_{bt} (\beta_{btc} - \phi_{btc}^{L+}) - \sum_{i \in \mathcal{I}} [p_{it}^{(j)} \phi_{itc}^{G+}] - \right. \\
 & \sum_{i \in \mathcal{I}} [(p_{it}^{(j)} + r_{it}^{u(j)}) a_{itc}^G \eta_{itc}^+ - (p_{it}^{(j)} - r_{it}^{d(j)}) a_{itc}^G \eta_{itc}^-] - \\
 & \sum_{l \in \mathcal{L}^F} [\bar{F}_l \pi_{itc}^+ + \bar{F}_l \pi_{itc}^-] a_{itc}^L - \sum_{l \in \mathcal{L}^C} [\bar{F}_l v_l^{(j)} \pi_{itc}^+ + \bar{F}_l v_l^{(j)} \pi_{itc}^-] a_{itc}^L - \\
 & \sum_{l \in \mathcal{L}^F} M[(\sigma_{itc}^+ - a_{itc}^L \sigma_{itc}^+) + (\sigma_{itc}^- - a_{itc}^L \sigma_{itc}^-)] - \\
 & \left. \sum_{l \in \mathcal{L}^C} M[(\sigma_{itc}^+ - a_{itc}^L \sigma_{itc}^+ v_l^{(j)}) + (\sigma_{itc}^- - a_{itc}^L \sigma_{itc}^- v_l^{(j)})] \right]
 \end{aligned} \tag{2.53}$$

s.a:

$$(2.48 \text{ a } 2.49)$$

$$\beta_{node(i)tc} + \eta_{itc}^- - \eta_{itc}^+ \leq 0 \quad \forall i \in \mathcal{I} \tag{2.54}$$

$$\beta_{to(l)tc} - \beta_{from(l)tc} + \pi_{ltc}^- - \pi_{ltc}^+ + \sigma_{ltc}^- - \sigma_{ltc}^+ = 0 \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.55)$$

$$\sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ to(l)=n}} (\sigma_{ltc}^+ - \sigma_{ltc}^-) / x_l - \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ fr(l)=n}} (\sigma_{ltc}^+ - \sigma_{ltc}^-) / x_l = 0 \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.56)$$

$$V^{ll} - \beta_{btc} + \phi_{btc}^{L+} \geq 0 \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.57)$$

$$V^{gs} + \beta_{node(b)tc} + \phi_{itc}^{G+} \geq 0 \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.58)$$

$$\eta_{itc}^+, \eta_{itc}^-, \phi_{itc}^{G+} \geq 0 \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.59)$$

$$\pi_{ltc}^+, \pi_{ltc}^-, \sigma_{ltc}^+, \sigma_{ltc}^- \geq 0 \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.60)$$

$$\phi_{btc}^{L+} \geq 0 \quad \forall b \in \mathcal{N} \quad (2.61)$$

El segundo paso es linealizar la formulación. Para esto se asocia a cada términos no lineales de la formulación  $a_{itc}^G \eta_{itc}^+$ ,  $a_{itc}^G \eta_{itc}^-$ ,  $a_{ltc}^L \pi_{ltc}^+$ ,  $a_{ltc}^L \pi_{ltc}^-$ ,  $a_{ltc}^L \sigma_{ltc}^+$  y  $a_{ltc}^L \sigma_{ltc}^-$  la variable  $\hat{\eta}_{itc}^+$ ,  $\hat{\eta}_{itc}^-$ ,  $\hat{\pi}_{ltc}^+$ ,  $\hat{\pi}_{ltc}^-$ ,  $\hat{\sigma}_{ltc}^+$  y  $\hat{\sigma}_{ltc}^-$  respectivamente. Luego, a través de la metodología *Big M* se genera el problema lineal entero mixto formulado entre 2.62 y 2.68. Las restricciones 2.63 a la 2.66 linealizan los términos mencionados.

$$\begin{aligned} & \rho_{tc} \left[ \sum_{b \in \mathcal{N}} D_{bt} (\beta_{btc} - \phi_{btc}^{L+}) - \sum_{i \in \mathcal{I}} [p_{it}^{(j)} \phi_{itc}^{G+}] - \right. \\ & \text{Max} \quad \sum_{i \in \mathcal{I}} \left[ (p_{it}^{(j)} + r_{it}^{u(j)}) \hat{\eta}_{itc}^+ - (p_{it}^{(j)} - r_{it}^{d(j)}) \hat{\eta}_{itc}^- \right] - \\ & a_{ltc}^L, a_{itc}^G, \Phi_{stc}, \beta_{btc} \quad \sum_{l \in \mathcal{L}^F} [\bar{F}_l \hat{\pi}_{ltc}^+ + \bar{F}_l \hat{\pi}_{ltc}^-] - \sum_{l \in \mathcal{L}^C} [\bar{F}_l v_l^{(j)} \hat{\pi}_{ltc}^+ + \bar{F}_l v_l^{(j)} \hat{\pi}_{ltc}^-] - \\ & \eta_{itc}^+, \eta_{itc}^-, \hat{\eta}_{itc}^+, \hat{\eta}_{itc}^- \quad \sum_{l \in \mathcal{L}^F} M [(\sigma_{ltc}^+ - \hat{\sigma}_{ltc}^+) + (\sigma_{ltc}^- - \hat{\sigma}_{ltc}^-)] - \\ & \pi_{ltc}^+, \pi_{ltc}^-, \hat{\pi}_{ltc}^+, \hat{\pi}_{ltc}^- \quad \sum_{l \in \mathcal{L}^C} M [(\sigma_{ltc}^+ - \hat{\sigma}_{ltc}^+ v_l^{(j)}) + (\sigma_{ltc}^- - \hat{\sigma}_{ltc}^- v_l^{(j)})] \\ & \sigma_{ltc}^+, \sigma_{ltc}^-, \hat{\sigma}_{ltc}^+, \hat{\sigma}_{ltc}^- \quad \left. \right] \\ & \phi_{btc}^{L+}, \phi_{itc}^{G+} \end{aligned} \quad (2.62)$$

$$\text{s.a:} \quad (2.48 \text{ a } 2.49) \text{ y } (2.54 \text{ a } 2.61)$$

$$-M (1 - a_{itc}^G) \leq \hat{\eta}_{itc}^- - \eta_{itc}^-, \hat{\eta}_{itc}^+ - \eta_{itc}^+ \leq M (1 - a_{itc}^G) \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.63)$$

$$\hat{\eta}_{itc}^-, \hat{\eta}_{itc}^+ \leq M a_{itc}^G \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.64)$$

$$-M (1 - a_{ltc}^L) \leq \hat{\pi}_{ltc}^+ - \pi_{ltc}^+, \hat{\pi}_{ltc}^- - \pi_{ltc}^-, \hat{\sigma}_{ltc}^+ - \sigma_{ltc}^+, \hat{\sigma}_{ltc}^- - \sigma_{ltc}^- \leq M (1 - a_{ltc}^L) \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.65)$$

$$\hat{\pi}_{ltc}^+, \hat{\pi}_{ltc}^-, \hat{\sigma}_{ltc}^+, \hat{\sigma}_{ltc}^- \leq M a_{ltc}^L \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.66)$$

$$\hat{\eta}_{itc}^+, \hat{\eta}_{itc}^- \geq 0 \quad \forall i \in \mathcal{I} \quad (2.67)$$

$$\hat{\pi}_{ltc}^+, \hat{\pi}_{ltc}^-, \hat{\sigma}_{ltc}^+, \hat{\sigma}_{ltc}^- \geq 0 \quad \forall l \in \mathcal{L} \quad (2.68)$$

### 2.3.3. Algoritmo entre módulos de I+O y R

Tal como se mencionó en un comienzo en esta sección se presenta el algoritmo entre los módulos **I+O** y **R**. La metodología se muestra en el diagrama de la figura 2.4, el cual opera de la siguiente manera.

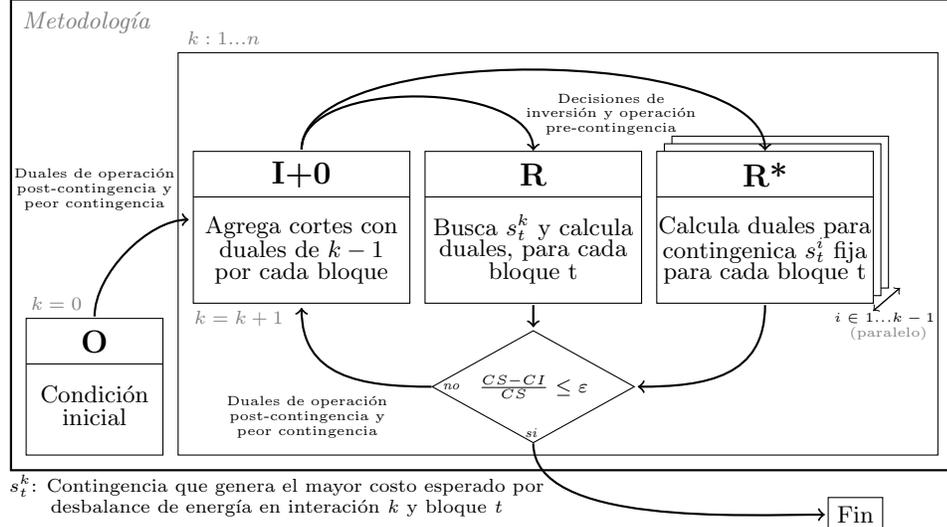


Figura 2.4: Diagrama completo de la metodología.

1. Caso base, etapa  $k = 1$ . Se resuelve **R** con valor inicial de inversión y decisiones de operación nulas, sobre el conjunto de todas las contingencias candidatas  $\mathcal{S}$ . Se retorna la peor contingencia  $s_t^{(k)}$  y los valores duales  $\Delta_{ts}^{(k)}$ ,  $\eta_{its}^{(k)-}$ ,  $\eta_{its}^{(k)+}$ ,  $\phi_{its}^{(k)G+}$ ,  $\sigma_{lts}^{(k)+}$ ,  $\sigma_{lts}^{(k)-}$ ,  $\pi_{lts}^{(k)+}$ ,  $\pi_{lts}^{(k)-}$ .
2. Se actualiza el conjunto de peores contingencias  $\mathcal{S}_t^k$  agregando la contingencia  $s_t^{(k)}$  en el bloque correspondiente.
3. Con  $k = k + 1$ , se agrega corte de Benders al módulo **I+O**. Se resuelve el módulo y retorna la decisión de inversión  $v_l^{(k)}$  y las decisiones de operación  $p_{its}^{(k)}$ ,  $r_{its}^{(k)u}$ ,  $r_{its}^{(k)d}$ . Se define la cota inferior  $CI$  según la ecuación 2.69.

$$CI = \sum_{\substack{i \in \mathcal{I} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \left( C_i^P p_{it}^{(k)} + C_i^U r_{it}^{(k)u} + C_i^D r_{it}^{(k)d} \right) + \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l^{(k)} + \sum_{\substack{s \in \mathcal{S} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \rho_{st} \alpha_{st}^{(k)} \quad (2.69)$$

4. Con decisiones de inversión y operación de etapa  $k$ :
  - (a) Se resuelve **R** sobre el conjunto de todas las contingencias menos las contingencias encontradas en los pasos anteriores, es decir el conjunto  $\mathcal{S} \cap \mathcal{S}_t^k$  para cada bloque  $t$ . Se obtiene  $\Delta_t^{(k)}$
  - (b) los duales para actualizar los cortes asociados a las contingencias encontradas en iteraciones anteriores. Esto se hace sobre **R** considerando que el conjunto de solución es solo la contingencia  $s_t^i$ , para cada iteración  $i$  entre  $i$  y  $k-1$ , esta modificación se nombra **R\*** en el diagrama.

Se retorna la peor contingencia  $s_t^{(k)}$  y los valores duales  $\Delta_{ts}^{(k)}$ ,  $\eta_{its}^{(k)-}$ ,  $\eta_{its}^{(k)+}$ ,  $\phi_{its}^{(k)G+}$ ,  $\sigma_{lts}^{(k)+}$ ,  $\sigma_{lts}^{(k)-}$ ,  $\pi_{lts}^{(k)+}$ ,  $\pi_{lts}^{(k)-}$ .

5. Se actualiza el conjunto de peores contingencias  $S_t^k$  agregando la contingencia  $s_t^{(k)}$  en el bloque correspondiente.
6. Se define la cota superior  $CS$  según la ecuación 2.70.

$$CS = \min \left\{ CS, \sum_{\substack{i \in \mathcal{I} \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \left( C_i^P p_{it}^{(k)} + C_i^U r_{it}^{(k)u} + C_i^D r_{it}^{(k)d} \right) + \sum_{l \in \mathcal{L}^C} C_l^T v_l^{(k)+} + \sum_{\substack{s \in \mathcal{S} \cap \mathcal{S}_t^k \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \rho_{st} \Delta_t^{(k)} + \sum_{\substack{s \in \mathcal{S}_t^k \\ t \in \mathcal{T}}} h_t \rho_{st} \Delta_{st}^{(k)} \right\} \quad (2.70)$$

7. Si  $\frac{CS-CI}{CS} \leq \varepsilon$  se finaliza el módulo de inversión y operación y se retorna la solución. De lo contrario, se retorna al paso 3.

## 2.4. Metodología de curvas de probabilidad de falla

La curva de probabilidad propuesta en esta metodología se construye a través de la probabilidad condicional, y cumple dentro del modelo de planificación el rol de identificar la probabilidad de ocurrencia correspondiente a cada contingencia según los distintos estados de operación, los cuales se determinan de acuerdo no solo a niveles de demanda, sino también a la condición climática en la cual se encuentra. De esta manera se integra en el problema de planificación la información necesaria para evaluar el riesgo que representa cada condición climática y determinar las decisiones de inversión óptimas al problema planificación.

La construcción de la curva es a través de la probabilidad condicional 2.71, donde  $F$  representa un evento de falla de un elemento y  $V$  representa un evento climático como la velocidad del viento.

$$P(F|V) = \frac{P(F \cap V)}{P(V)} \quad (2.71)$$

De esta manera  $P(V)$  está representando la probabilidad de que ocurra una velocidad de viento,  $P(F \cap V)$  está representando la probabilidad de que ocurra la falla de un elemento a cada velocidad de viento y finalmente  $P(F|V)$  está representando la probabilidad de falla de un elemento dada la velocidad de viento.

El proceso para construir la curva de probabilidad se encuentra diagramado en la figura 2.5, y depende de 3 fuentes de datos: un historial de fallas de elementos (fecha de la falla), la georreferencia de cada elemento (ubicación de cada elemento, o tramo del elemento en caso de líneas), y un historial de velocidad de viento en distintas ubicaciones (velocidad del viento, fecha y lugar de ocurrencia). Los pasos se describen de la siguiente manera:

1. Recolección de datos.
2. Para cada elemento fallado:

- (a) Identificar fecha de la falla y ubicación del elemento, o de los tramos del elemento en caso de una línea.
  - (b) Asociar a cada elemento (o tramo del elemento), en la fecha correspondiente, la velocidad de viento más próxima a su ubicación.
  - (c) En caso de ser un elemento por tramos, se asume que la falla se produce en el punto con velocidad de viento más alta.
  - (d) Se retorna la velocidad de viento encontrada asociada a la falla.
3.  $P(F \cap V)$ , Con la velocidad asociada a cada falla se genera una curva de número de ocurrencias de falla según intervalos de velocidad de viento.
  4.  $P(V)$ , Con el historial de velocidades de viento se genera una curva de número de ocurrencias de viento según intervalos de velocidad de viento.
  5. Se ajustan las curvas, distribuciones como LogNormal o HalfNormal suelen representar bien estos datos.
  6. Se calcula con las curvas ajustadas  $P(F|V)$ .
  7. (Adicional) En caso de buscar calcular la curva para un subconjunto particular de elementos el proceso debe realizarse únicamente con ese grupo de elementos, siempre y cuando se cuente con suficientes eventos para estimar una curva.

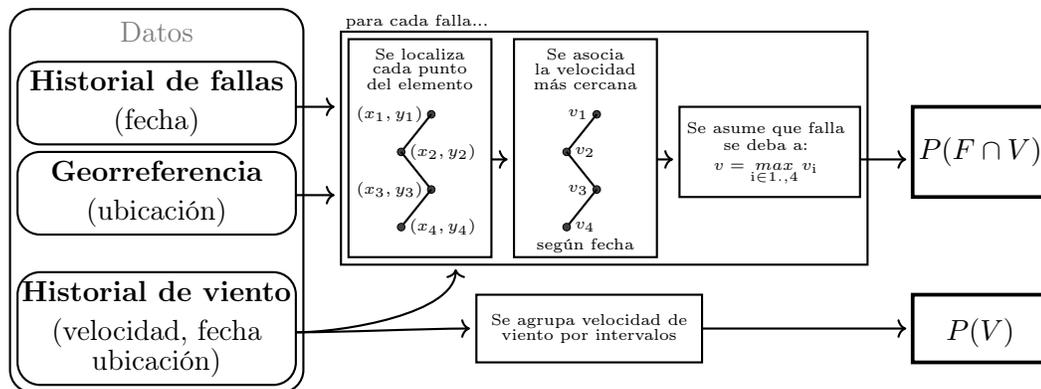


Figura 2.5: Diagrama de proceso de construcción de curvas de probabilidad según velocidad del viento.

## 2.5. Metodología de análisis *Out of Sample*

El análisis *Out of Sample* permite evaluar las decisiones de inversión y operación obtenidas a través del problema de planificación ante una simulación de Montecarlo. El proceso tras el cual se opera esta herramienta se encuentra diagramado en la figura 2.6 y se explica a continuación.

Durante la metodología se expone a las decisiones de inversión y planificación, que fueron resueltas a través de un conjunto creíble de contingencias, ante distintos eventos generados aleatoriamente. Estos eventos contemplan contingencias con fallas de generadores y líneas donde el estado de cada elemento es definido aleatoriamente según su tasa de falla de acuerdo,

dependiente del estado de operación en el cual se encuentra. Luego se evalúa la operación post contingencia sujeta a la contingencia generada aleatoriamente y a las decisiones de inversión, predespacho y de reservas sostenidas, obteniendo los costos de operación post contingencia. El proceso se repite un número arbitrario de veces suficiente para capturar gran cantidad de contingencias, recordando que los estados de contingencia generados pueden resultar en su mayoría con todos sus elementos operativos (estado sin contingencia), sin sumar costo en las acciones post contingencia. Finalmente se promedian los resultados para obtener los valores esperados del riesgo, u otras medidas de riesgo a utilizar durante el análisis.

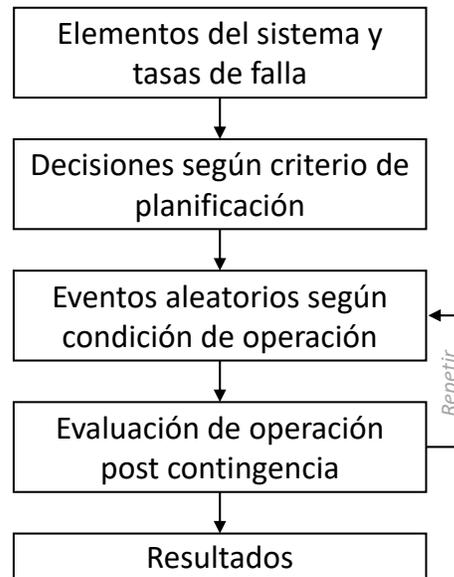


Figura 2.6: Diagrama de operación del estudio *Out of Sample*.

# Capítulo 3

## Casos de estudio

### 3.1. Caso de estudio ilustrativo: validación y análisis en sistema de 4 barras

Esta sección permite ilustrar mediante un sistema de pequeña escala los efectos en la planificación al considerar o no considerar la dependencia del clima en la probabilidad de falla de los elementos, validando el modelo a través de este ejemplo.

#### 3.1.1. Descripción de la red

La figura 3.1 muestra la topología del sistema de 4 barras, compuesta de 6 líneas y 4 generadores. Las características de cada uno de los elementos del sistema se muestran en la tabla 3.1.

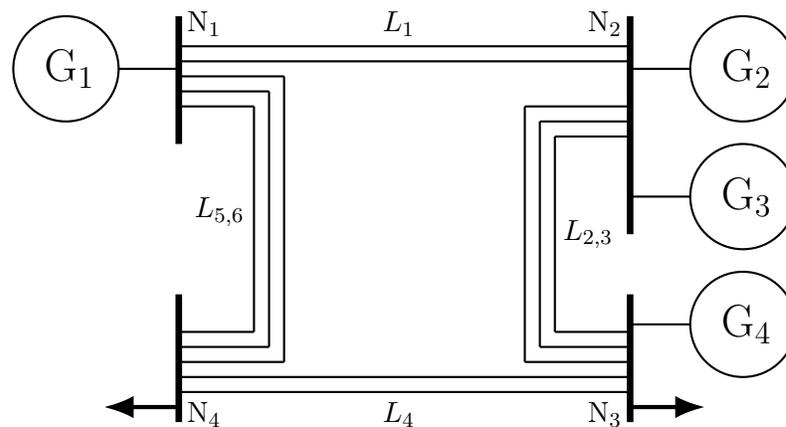


Figura 3.1: Topología del sistema de 4 barras.

Tabla 3.1: Información de líneas y generadores del sistema de 4 barras.

		Capacidad		Tasa de falla según clima				Capacidad		Mínimo técnico Reservas		Costo generación y reservas		Tasa de falla	
		MW	oc/año	$\lambda^f$	$\lambda^a$			MW	\$/MWh	oc/año					
<b>Líneas</b>	$L_{1,2}$	20	0.3			<b>Generadores</b>	$G_1$	150	10	30	10	15			
	$L_{3,4,5}$	50	0.4				$G_2$	150	10	30	15	16			
	$L_{6,7}$	30	0.5	12.0			$G_3$	100	10	30	30	17			
	$L_{8,9,10}$	40	0.6	13.0			$G_4$	70	10	30	50	18			

Las líneas de transmisión  $L_{1,2,3}$  presentan tasas de falla siempre marginales  $\lambda \leftarrow \lambda^f = \lambda^a$ , es decir, independientes del clima. Las líneas  $L_{4,5,6}$  presentan tasa de falla condicionales según el clima al cual están expuestas:  $\lambda^f$  durante climas favorables y  $\lambda^a$  durante climas adversos.

El sistema considera 106 estados de contingencias que representan todas las contingencias N-1 (14) y N-2 (91), además del estado base sin contingencias (1). La probabilidad de cada estado se calcula asumiendo que cada falla es independiente entre si y distribuye de manera exponencial según la ecuación 3.1. [20]

$$\rho_s = \prod_{c \in S^C} (P_c) \prod_{u \in S^U} (1 - P_u), \text{ donde } P_i = 1 - e^{-\lambda_i T} \approx \lambda_i T \quad (3.1)$$

Donde  $P_i$  representa la probabilidad de falla del elemento  $i$  durante un período de tiempo  $T$  (una hora en este caso de estudio). El conjunto  $S^C$  representa los elementos desconectados y el conjunto  $S^U$  representa los elementos que permanecen conectados durante la falla.

La demanda se ubica en los nodos 3 y 4 y depende del estado operativo, siendo de 100 MW en cada nodo durante demanda punta, y 70 MW en cada nodo durante demanda fuera de punta. Además, los costos asociados a la respuesta en demanda (RD) y a respuesta en generación (RG) post-contingencia se establecen en 15 k\$/MWh y 30 k\$/MWh respectivamente.

### 3.1.2. Validación de metodología

A modo de validar los resultados de la metodología se comparó la solución del modelo monolítico con la solución obtenida a través de la metodología, obteniéndose para distintas sensibilidades de la topología y parámetros del sistema la misma solución. De esta manera se logra afirmar que tanto la metodología representa el modelo monolítico de planificación con restricciones de seguridad presentado, y que además su solución es independiente de los parámetros de la metodología.

### 3.1.3. Análisis de decisiones en la planificación

El estudio de planificación se realiza sobre la operación de un año y considera un costo anualizado de inversión de 25 k\$/MW, permitiendo incrementar la capacidad de las líneas en bloques de a 10MW. Además, se considera un total de 4 bloques de operación, combinando demanda punta y fuera de punta con clima favorable y adverso. La duración del bloque con demanda punta y tiempo favorable ( $t_1$ ), demanda fuera de punta y clima favorable ( $t_2$ ), demanda punta y clima adverso ( $t_3$ ) y demanda fuera de punta y clima adverso ( $t_4$ ) es 400, 8240, 40 y 80 horas respectivamente.

En la tabla 3.2 se muestra el resultado de distintos modelos de planificación ante las condiciones de operación con contingencias N-2 de tasa de falla condicional del caso de estudio. Los tres modelos de planificación en estudio corresponden a los siguientes:

1. **Determinística:** Corresponde a la planificación determinística que considera abastecer toda la demanda ante cualquier contingencia N-1.
2. **Marginal:** Corresponde a la planificación probabilística con tasas de falla marginales, es decir, la tasa de falla no depende de las condiciones de operación. En particular se considera como tasa de falla el promedio ponderado de las fallas condicionales, resultando en tasas de falla de 0.95 para  $L_4$  y 1.09 para  $L_5$  y  $L_6$ .
3. **Condicional:** Corresponde a la planificación probabilística con tasas de falla condicionales, es decir, la tasa de falla depende de las condiciones de operación en particular del si el clima es adverso o favorable durante el bloque de operación.

Tabla 3.2: Costos total de inversión, operación y riesgo ante las tres metodologías de planificación.

	Costo de [10 <sup>6</sup> \$/año]					<b>Total</b>
	Inversión	Generación	Reservas	RG	RD	
Determinística	1.00	19.23	14.949	0.00	0.09	<b>35.26</b>
Marginal	0.50	18.91	14.454	0.09	0.50	<b>34.45</b>
Condicional	0.25	18.14	14.453	0.04	1.48	<b>34.37</b>

Primero se observa que la solución determinística aun se encuentra expuesta a riesgo de no suministro de demanda, lo cual se debe a contingencias que no están consideradas en su solución. Además, se observa que si bien esta solución se encuentra expuesta a menos riesgo que las otras, el costo total no justifica las decisiones tomadas bajo este modelo.

Segundo se observa que la solución condicional, la cual decide invertir menos e incluso operar a menor costo, resulta económicamente más eficiente que la solución marginal y determinística. Más aun, en la tabla 3.3 que muestra para cada planificación el costo esperado por las acciones correctivas necesarias durante cada bloque horario, se observa que aun bajo dichas decisiones de inversión y operación esta solución permite reducir el riesgo del bloque de clima adverso  $t_3$ .

Tabla 3.3: Costo esperado de acciones correctivas post-contingencia, para cada bloque.

	Riesgo en bloque [\$/h]			
	$t_1$	$t_2$	$t_3$	$t_4$
Determinista	15.24	9.46	27.80	12.67
Marginal	952.50	9.46	3288.55	13.29
Condicional	1355.70	112.69	1124.10	118.13

Además con la tabla 3.4, que muestra la localización de los recursos de operación tanto para generación como para reservas en el bloque de demanda punta, se observa que la relocalización de las reservas y el despacho en la planificación condicional durante clima adverso permite disminuir el riesgo durante el bloque de clima adverso sin necesidad invertir más. Cabe destacar también de que al invertir menos se incrementa el riesgo durante el bloque de clima favorable, lo cual es compensado con la reducción en el riesgo del bloque de clima adverso.

Tabla 3.4: Despacho durante bloque de demanda punta. D: planificación determinística, M: planificación marginal,  $C^f$ : planificación condicional en bloque de clima favorable,  $C^a$ : planificación condicional en bloque de clima adverso.

Nodo	Generación [MW]				Reservas Sub/Baj [MW]			
	D	M	$C^f$	$C^a$	D	M	$C^f$	$C^a$
1	77.5	92	106	86	30/0	30/0	30/0	30/22.7
2	87.5	108	94	104	47.5/0	60/0	60/0	44/0
3	35	0	0	10	30/0	0/0	0/0	0/0

Finalmente, en base a los resultados presentados se obtiene que las decisiones de la planificación condicional apuntan a la reducción del riesgo particularmente en los bloques de operación menos favorables. Estas decisiones permiten reducir el riesgo durante dichos bloques de operación sin necesidad de invertir tanto como se invierte en la solución marginal, pero generando a la vez que dado los límites de transmisión el problema prefiera aumentar el riesgo durante los climas favorables sin elevar los costos de operación.

### 3.1.4. Calidad de contingencias representativas

Con el objetivo de determinar la calidad de las contingencias representativas de la metodología propuesta se presentan en la figura 3.2 la cantidad de contingencias requeridas por las siguientes metodologías en su solución:

- **Monolítica** (M), la solución monolítica entrega una base de contingencias que representa el mínimo requerido para obtener la solución original del problema, las cuales son identificadas a través de un proceso iterativo de ensayo y error en el cual se extrae una contingencia del conjunto y se evalúa si hay o no cambio en la solución.

- **Reducida (R)**, corresponde a la metodología presentada en [20] que permite identificar contingencias representativas a través de un proceso de filtrado iterativo consistente en evaluar la operación post contingencia de cada evento para determinar las contingencias con mayor impacto en la solución. Luego el conjunto identificado es evaluado sobre una descomposición del modelo monolítico con un conjunto de contingencias reducido a las contingencias identificadas.
- **Propuesto 105 clústers (P105)**: corresponde a la metodología propuesta considerando la cota superior de número de clústers, en este caso 105 clústers. Esto equivale al proceso de filtrado de contingencias de la solución reducida, pero ahora la solución se resuelve integrando la operación post contingencia a través de cortes de benders.
- **Propuesto 1 clúster (P1)**: corresponde a la solución propuesta considerando la cota inferior de número de clústers, en este caso un único clústers que agrupa cada contingencia. Corresponde al peor caso de identificación de contingencias en el cual se asume que cada contingencia cuenta con la misma probabilidad de ocurrencia.

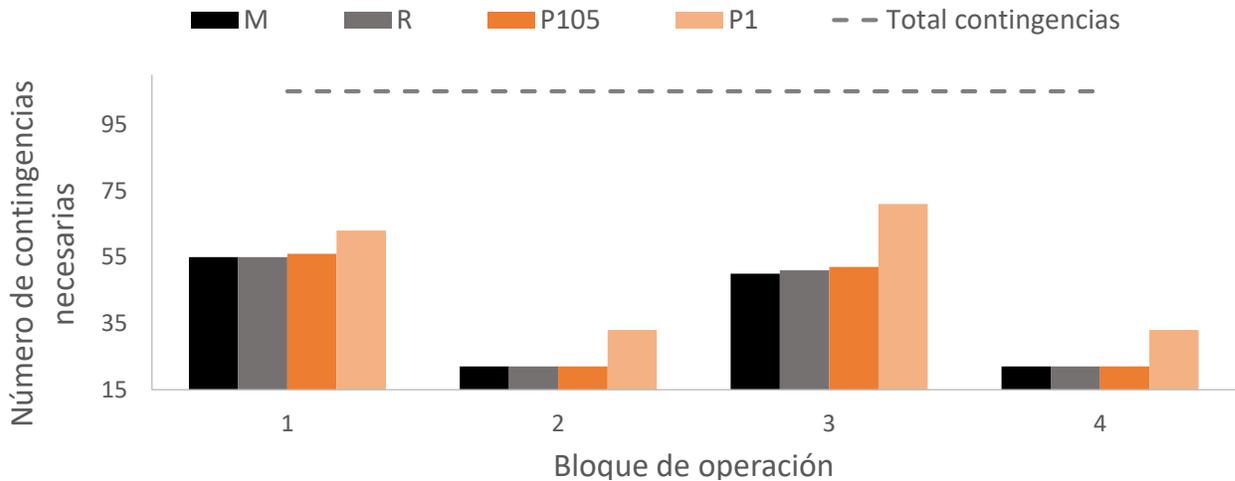


Figura 3.2: Cantidad de contingencias representativas según metodología.

La figura 3.2 muestra que la solución monolítica resulta la cota inferior de contingencias representativas, estando por debajo en cada bloque de operación. Por otro lado se muestra que los bloques con alta demanda son aquellos que requieren mayor número de contingencias representativas de la solución, alcanzando un máximo de 55 en el bloque 1 y de 22 en el bloque 4, de un total de 105 contingencias.

Por otro lado se observa que la solución reducida se encuentra ligeramente por arriba de la solución monolítica únicamente en el bloque 3, mostrando que las contingencias reconocidas mediante la metodología representan efectivamente el subconjunto que define la solución. Las diferencias se asocian netamente a errores numéricos dentro del proceso iterativo, permitiendo reconocer algunas pocas contingencias erróneas en el proceso.

Luego se observa que la cantidad de contingencias representativas definidas en la metodología propuesta es dependiente del parámetro de la metodología (número de clústers). En particular al considerar un gran número de clústers, como es el caso de los 105 conjuntos, el subconjunto construido se encuentra cercano a los de las soluciones monolítica y reducida,

con tendencia a considerar pocas contingencias adicionales en los bloques con mayor demanda. Esto se debe a que se tiene información de cada contingencia, por lo que al evaluar las contingencias con mayor impacto se están considerando las probabilidades correctas en cada una. Por otro lado las contingencias adicionales que se observan en la solución propuesta de 105 clústers se deben a que la solución al problema de operación con la información de solo los cortes de Benders no es muy completa sobretodo en las primeras iteraciones, abriendo la posibilidad a errar en la selección de algunas contingencias en el proceso.

Finalmente, al considerar pocos clústers como es el caso de un único conjunto, las contingencias incorporadas al subconjunto llegan a duplicar las de los demás casos según el bloque de operación. Esto se debe a que a medida que se reduce el número de clústers se reduce también la información sobre cada contingencia, ya que se está asumiendo como probabilidad un promedio ponderado de cada conjunto, razón que indica la importancia de que los clústers de contingencias se organicen adecuadamente (contingencias con probabilidades similares en cada conjunto). Aun así, independiente del parámetro de la metodología siempre se obtiene que el subconjunto considerado se encuentra muy por debajo del total de contingencias.

Luego, con el objetivo de analizar la distribución de contingencias en cada clúster se construyen las tablas 3.5 y 3.6. Estas tablas muestran la organización de contingencias dentro de cada clúster al considerar distintos números de clústers en la resolución de la metodología. En primera instancia el eje horizontal muestra el número de clusters considerados al formar los conjuntos, seguido de el índice de cada clúster y del promedio de probabilidades de cada conjunto. Luego se muestra en el eje vertical el tipo de elemento en falla, seguido de la cantidad de fallas de ese tipo en cada clúster.

En la tabla 3.5 se muestra la distribución al considerar 3, 5 y 9 clústers de contingencias. Se observa de la tabla que las primeras contingencias en desagruparse son aquellas en que falla un único elemento, separando los primeros conjuntos en contingencias asociadas a generadores y líneas y agrupando todas las fallas N-2 dentro de un solo conjunto. Es decir al observar los tres casos se entiende que aumentar el número de clústers privilegia desagrupar en primera instancia las contingencias con mayor probabilidad de falla.

Tabla 3.5: Descomposición de los clústers de contingencias, en caso de considerar 3, 5 o 9 clústers. G: Generadores, L: Líneas, términos en suma representan una falla de cada elemento.

	3 clústers			5 clústers					9 clústers								
	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\rho_c$	1.9e-3	1.5e-3	3.2e-6	2.0e-3	1.8e-3	1.5e-3	1.4e-3	3.2e-6	2.1e-3	1.9e-3	1.8e-3	1.7e-3	1.5e-3	1.4e-3	4.6e-5	3.4e-5	1.1e-6
G	3	1	-	2	2	-	-	-	1	1	1	1	-	-	-	-	-
L	-	5	5	-	-	3	2	5	-	-	-	-	3	2	3	2	-
G+L	-	-	40	-	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-	-	-	40
L+L	-	-	45	-	-	-	-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	45
G+G	-	-	6	-	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	6

Luego, en la tabla 3.6 se observa que a mayor número de clusters de contingencias se comienza a desagrupar también las fallas N-2, con tendencia a mantener agrupada las contingencia según el tipo de elementos fuera de servicio. Acá nuevamente se observa el comportamiento del caso anterior, en el cual las contingencias con mayor probabilidad de falla tienden a mostrarse más desagrupadas que aquellas con menor probabilidad de falla como los últimos dos conjuntos.

Tabla 3.6: Descomposición de los clústers de contingencias, en caso de 20 clústers. G: Generadores, L: Lineas, términos en suma representan una falla de cada elemento.

		20 clústers																			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$\rho_c$		2.1e-3	1.9e-3	1.8e-3	1.7e-3	1.5e-3	1.4e-3	4.6e-5	3.4e-5	4.0e-6	3.8e-6	3.5e-6	3.1e-6	2.9e-6	2.7e-6	2.5e-6	2.4e-6	2.2e-6	2.0e-6	7.3e-8	2.9e-8
G		1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
L		-	-	-	-	3	2	3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
G+L		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	5	5	5	2	-	-	18	2
L+L		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	7	15	20
G+G		-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-

De lo observado en ambas tablas se puede ver que al generar clústers de contingencias mediante *k-means* se obtiene una distribución de conjuntos que minimiza la desviación estándar, favoreciendo en primera instancia desagrupar contingencias con mayor probabilidad de ocurrencia y tendiendo a formar un conjunto con baja probabilidad de ocurrencia que acumula eventos con una amplia gama de ordenes de magnitud de diferencia. Esto muestra que si bien el método de clusterización utilizado permite generar conjuntos y diferenciar distintos tipos de eventos, no es el más apropiada para la aplicación, ya que requiere de un gran número de clústers para cumplir con el supuesto de la metodología propuesta de que cada conjunto tenga probabilidades similares. Dicho supuesto se cumple cuando el orden de magnitud de las probabilidades de cada conjunto es parecido, más que cuando la distancia euclidiana es baja. Esto se puede ejemplificar fácilmente observando la clusterización obtenida al generar 5 conjuntos, en el cual los conjuntos 1, 2, 3 y 4 cuentan con probabilidades de un mismo orden de magnitud, mientras que el conjunto 5 está formado por contingencias que varían en hasta 1000 veces el orden de magnitud.

### 3.2. Aplicación en sistema IEEE RTS

En esta sección se aplica la metodología propuesta sobre el sistema de 24 barras IEEE RTS, buscando evaluar en primera instancia el desempeño computacional de esta. Para esto se presentan y discuten resultados asociados a la capacidad de ser paralelizada y a los tiempos de convergencia respecto a implementaciones de la literatura. Además se analiza los beneficios de considerar la probabilidad condicionada al clima a través de medidas de riesgo en una

simulación de Montecarlo. En particular se considera para la definición de las probabilidades condicionales datos empíricos del sistema eléctrico chileno, consistentes en tasas de falla y velocidades del viento.

### 3.2.1. Descripción de la red

El sistema que se trabaja en la sección corresponde al descrito en [46], de 24 barras, 31 generadores y 38 elementos de transmisión. Con el fin de adecuar el sistema al estudio en cuestión se aplican medidas para incentivar las decisiones de inversión en transmisión. Estas medidas contemplan modificaciones a la demanda, a la generación y a la capacidad de transmisión según se describen a continuación:

1. 200 MW adicionales de demanda en nodo 3.
2. 350 MW adicionales de demanda en nodos 9 y 10.
3. 300 MW de generación térmica en nodo 12.
4. 500 MW de generación térmica en nodos 13, 14, 16, 23.
5. 20 % de aumento de capacidad en líneas de 138kV.
6. 20 % de reducción de capacidad en líneas de 220kV y transformadores 220/138kV.

Respecto al perfil de demanda los incrementos se concentran en los inicios de la zona de 138 kV, permitiendo de esta manera distinguir a la zona de 138 kV como la de mayor demanda pero altos costos de generación. Y manteniendo la zona de 220 kV con la mayor capacidad de generación barata. El perfil de demanda resultante se muestra en la tabla 3.7.

Tabla 3.7: Perfil de demanda por nodo.

Demanda por nodo [%]											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0.029	0.026	0.101	0.020	0.019	0.036	0.033	0.046	0.140	0.145	0.000	0.000
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0.071	0.052	0.085	0.027	0.000	0.089	0.048	0.034	0.000	0.000	0.000	0.000

La topología del sistema se muestra en la figura 3.3 indicando la ubicación de las fuentes de generación demandas y la red de transmisión. Se señalan además en las líneas punteadas de color naranja 10 elementos de transmisión candidatos a inversión, los cuales consideran refuerzos de un 50 % de la capacidad de la línea o subestación a la cual corresponda. Dichas líneas candidatas a inversión consideran costos anualizados de acuerdo a la magnitud de los elementos a instalar, siendo de 100 \$/MW/km para las líneas de transmisión y de 20 k\$/MW para las subestaciones.

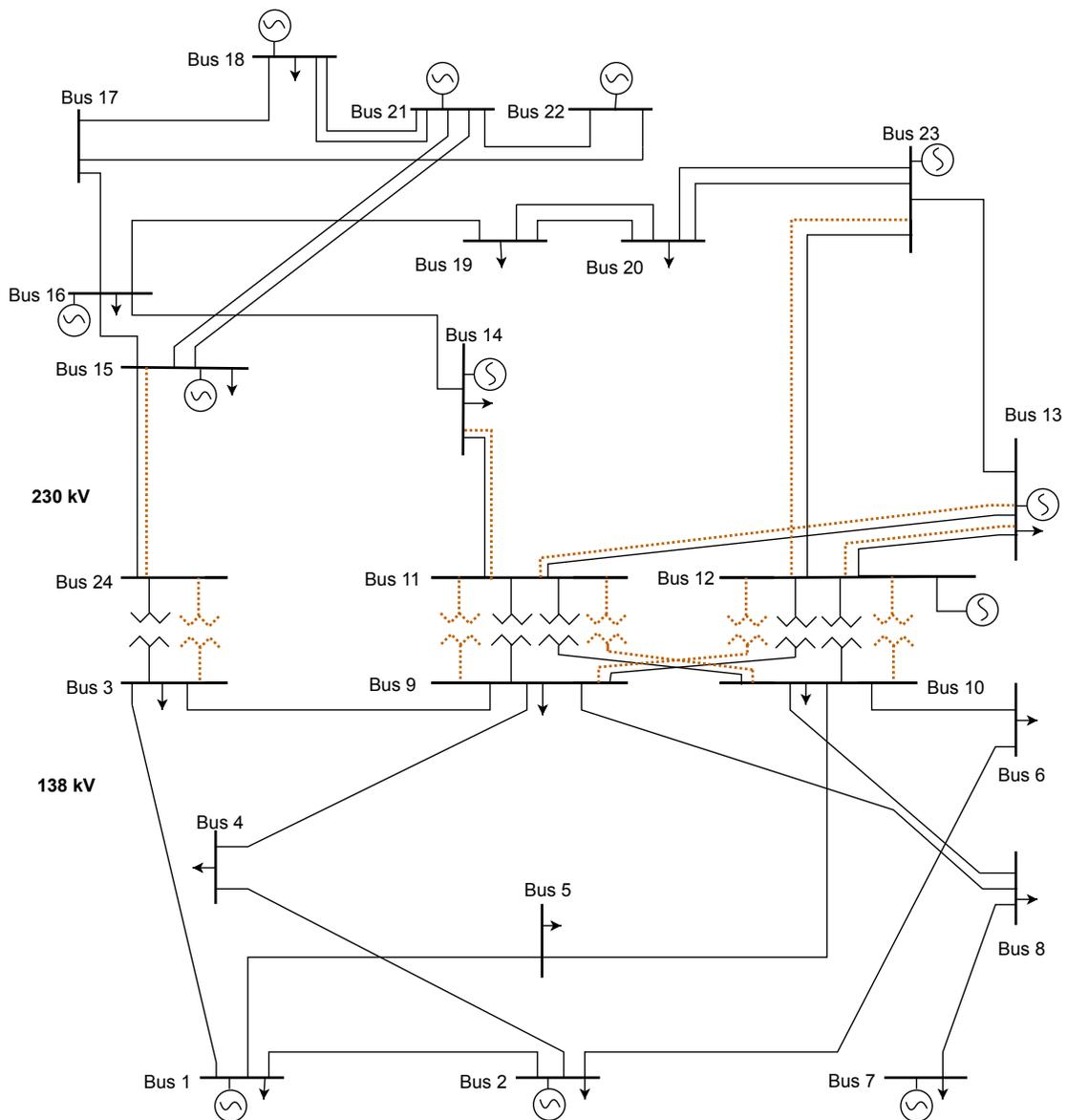


Figura 3.3: Topología del sistema IEEE RTS.

Los costos relacionados a las acciones correctivas tomadas durante la operación post-contingencia son de 30 k\$/MWh para la energía no suministrada y de 1 k\$/MWh para disminución/desconexión de generación no programada. El segundo costo se sobredimensiona con el fin de penalizar operación bajo mínimo técnico de generadores durante contingencia. Los costos de sostener reservas se consideran de 70 \$/MWh para máquinas rápidas y de 30 \$/MWh para máquinas lentas.

Las condiciones de operación se dividen en 40 bloques representativos mostrados en la figura 3.4 y con la duración de la tabla 3.8, contruidos a través de clústers que representa 40 combinaciones de demanda y viento. Los estados de contingencias considerados contemplan todas las fallas N-1 y se agregan además todas las fallas N-2 que cumplen con tratarse de elementos (líneas, subestaciones o generadores) cercanos entre si, generando un total de 280 estados de contingencia. El propósito de considerar estas fallas N-2 es rescatar aquellas con-

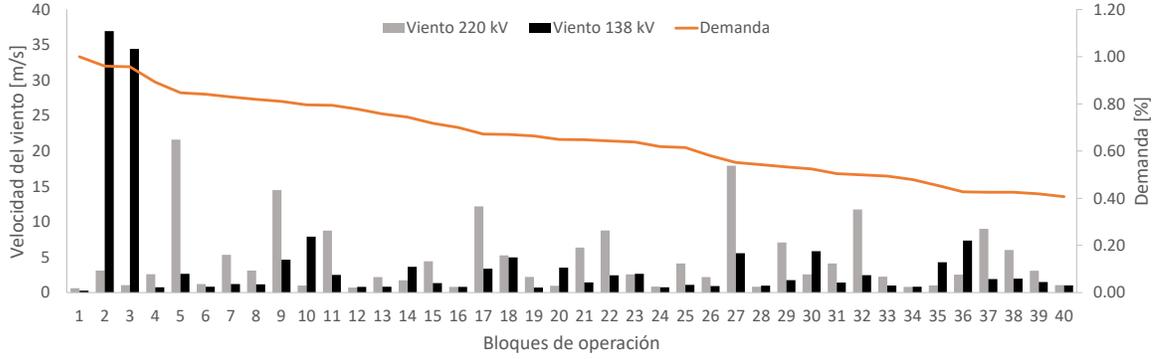


Figura 3.4: Condiciones de demanda, viento de zona 138 kV y viento de zona 220 kV.

tingencias en que pueda existir alguna correlación entre la falla de sus elementos, integrando así contingencias en que el viento pueda afectar una pequeña zona del sistema.

Tabla 3.8: Duración de cada bloque de operación.

Duración del bloque [h]									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	11	15	185	12	360	169	267	39	30
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
105	403	323	162	199	504	59	55	433	135
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
150	146	163	533	262	398	18	630	143	122
31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
298	79	420	623	198	62	77	137	249	580

Finalmente la probabilidad de falla de los elementos, en caso de generadores y subestaciones se obtiene desde el sitio web del sistema interconectado central [47] para el período del 2012 al 2016, mientras que la de las líneas de transmisión se consideran dependiente de la velocidad del viento. Para esto se construye una curva empírica de probabilidad de falla respecto a la velocidad del viento que se explica a continuación.

Para determinar las curvas de probabilidad de falla de distintas líneas de transmisión según la velocidad del viento se consideran datos relacionados al historial de fallas obtenidos en [47], datos relacionados a la georreferencia obtenidos en el sitio del coordinador eléctrico nacional [48] y finalmente las velocidades del viento obtenidas de la herramienta del explorador eólico del departamento de geofísica [49]. El resultado de las curvas  $P(V)$  y  $P(F \cap V)$  se muestra en la figura 3.5 considerando todas las líneas, donde ambas se han ajustado a una distribución Half-Normal que captura mejor los datos a medida que aumenta la velocidad. Se asume además de que la información de fallas a bajas velocidades de viento está influenciada por

muchos factores más, comparada con las fallas a altas velocidades de viento, de manera que la información a bajas velocidades no es tan relevante como a altas velocidades.

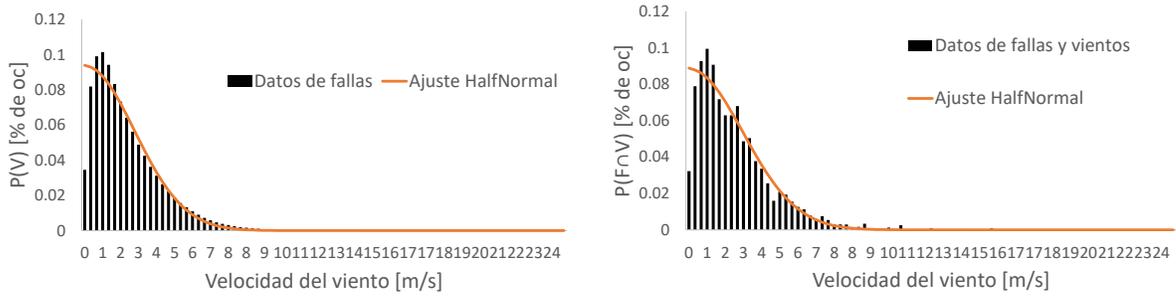


Figura 3.5: Curvas de probabilidad de ocurrencia de falla (izq) y de probabilidad de ocurrencia de viento (der), normalizadas.

Finalmente la curva de probabilidad de falla respecto a la velocidad del viento resultante se muestra en la figura 3.6 y está representada por la ecuación 3.2.

$$\lambda(v) = \alpha \frac{\sigma_2}{\sigma_1} \exp\left(\frac{(\sigma_1^2 - \sigma_2^2)v^2}{2\sigma_1^2\sigma_2^2}\right) \quad (3.2)$$

Los parámetros  $\sigma_1$  y  $\sigma_2$  son independientes de la tensión y tienen los valores 6.68 y 6.28 respectivamente, el parámetro  $\alpha$  depende de la tensión y toman los valores de 2.4, 1.2, 0.8 y 1.1 oc/año/100km en los intervalos 0 a 100 kV, 100 a 220 kV, 200 a 500 kV y sobre 500kV respectivamente.

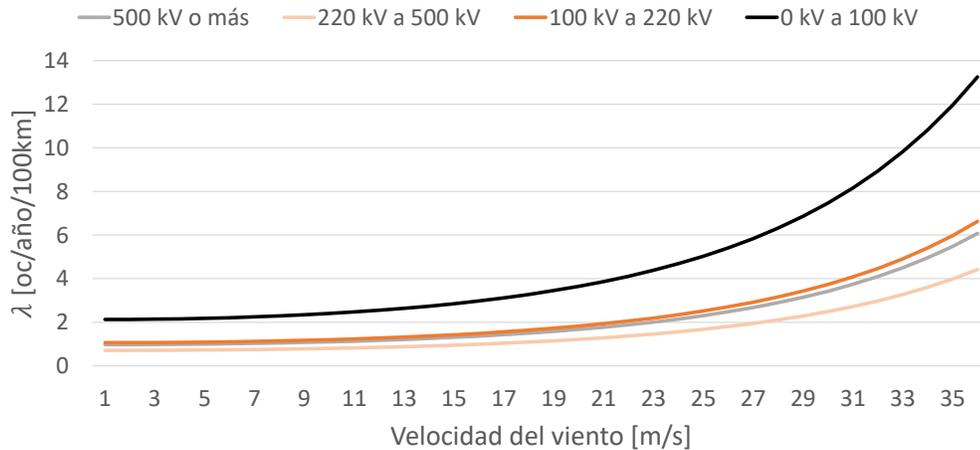


Figura 3.6: Curvas eventos por año respecto a velocidad del viento resultante.

### 3.2.2. Análisis de decisiones óptimas

Se analizan 3 casos de estudio para determinar el efecto del clima sobre las decisiones en el sistema descritos a continuación:

1. **Determinístico:** Corresponde a la planificación robusta ante fallas N-1, es decir, las decisiones de la planificación consideran preparar a sistema para abordar cualquier contingencia un único elemento en falla suministrando toda la demanda.
2. **Marginal:** Corresponde a la planificación probabilística con tasas de falla marginales, es decir, la tasa de falla no depende de las condiciones de operación. En particular se considera como tasa de falla el promedio ponderado de las fallas condicionales de acuerdo a la duración de cada bloque de operación.
3. **Condiciona:** Corresponde a la planificación probabilística con tasas de falla condicionales, es decir, la tasa de falla depende de las condiciones de operación en particular de la velocidad del viento en cada bloque de operación.

La tabla 3.9 muestra los resultados de los tres casos de planificación. Se muestra tanto información relativa a las decisiones de inversión y operación de los ejercicios de planificación, como al análisis *out of sample* que indica medidas de riesgo a las cuales se exponen las diferentes decisiones resultantes. En particular el análisis considera información obtenida de 3 millones de estados de contingencia simulados, incluyendo el estado sin contingencia con lo cual las contingencias efectivamente reconocidas no son todas. Como medida del riesgo se muestra ante cada caso el riesgo asociado a las decisiones de desconexión de generación, a las decisiones de desconexión de demanda, el beneficio total y finalmente el  $CVar_{99}\%$ , representando el costo esperado del 1% de las contingencias más costosas.

Tabla 3.9: Costos de inversión (y cantidad de elementos), operación y riesgo en soluciones probabilística independiente del clima y probabilística dependiente del clima, bajo contingencias generadas por simulación Montecarlo.

	Costo de [ $10^6$ \$/año]						
	Inversión (n°)	Generación	Reservas	RG	RD	Total	$CVaR_{99}\%$
Determinístico	18.8 (9)	242.1	84.0	0.0	1.6	<b>346.4</b>	155.9
Marginal	3.7 (2)	211.9	60.8	16.8	8.9	<b>302.2</b>	1929.2
Condiciona	7.3 (3)	208.5	61.4	5.1	2.7	<b>286.8</b>	1102.7

En las figuras 3.7, 3.8 y 3.9 se muestra información relevante de la operación pre contingencia comparando los casos de estudio determinístico, marginal y condicional. En particular la figura 3.7 muestra para cada bloque de operación el porcentaje de flujo neto entre la zona de 220 kV y la de 138 kV. En la figura 3.8 se muestra para cada bloque de operación el porcentaje de generación en la zona de 138 kV respecto a la capacidad total de dicha zona. Por último en la figura 3.9 se muestra la distribución de reservas entre zonas mostrando el porcentaje de reservas ubicadas en la zona de 138 kV respecto al total de reservas sostenidas.

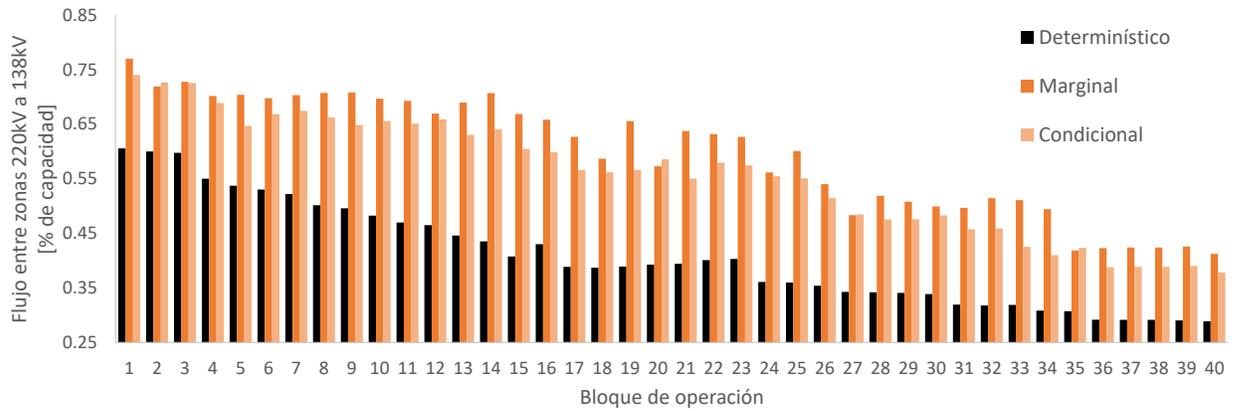


Figura 3.7: Uso de flujos en zona de transmisión desde zona norte a zona 138 kV.

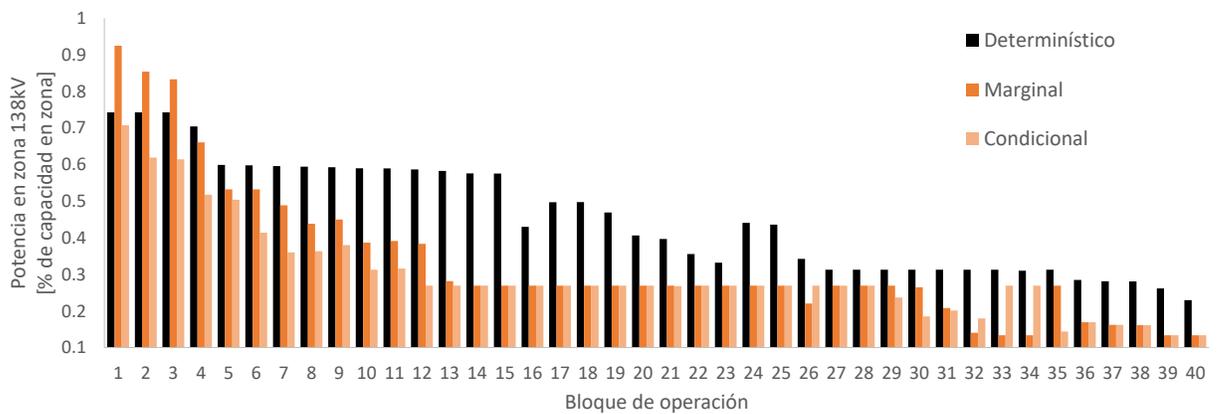


Figura 3.8: Uso de potencias en zona 138 kV.

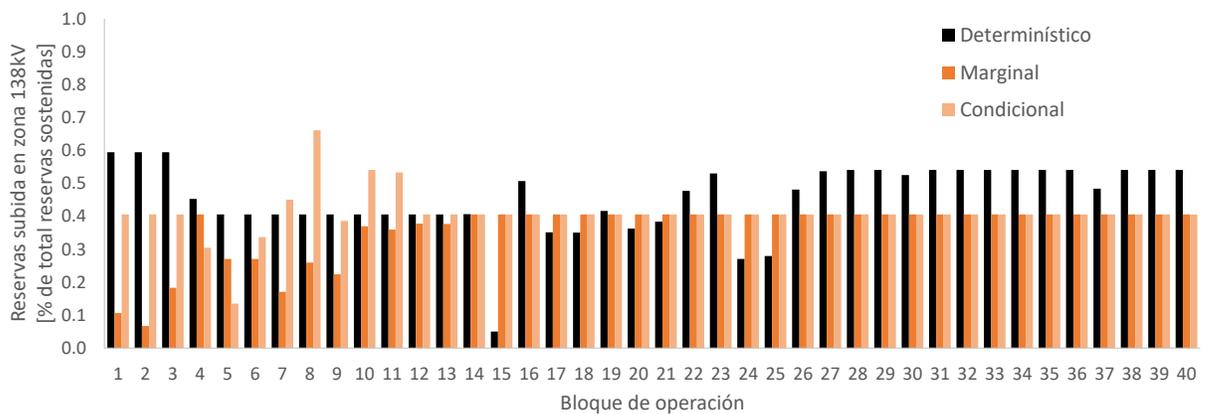


Figura 3.9: Uso de reservas en zona 138 kV.

### Caso Determinístico

De la tabla 3.9 se observa que el caso determinístico toma la mayor inversión de un total de \$18.8 millones en 9 elementos, repartidos en 5 subestaciones y 4 líneas de transmisión.

Además, las decisiones de operación tanto en generación como en reservas alcanzan los mayores valores, con un total de \$242.1 y \$84 millones respectivamente. De esta manera resulta una solución con alto nivel de redundancia en inversión y en disposición de la operación, necesaria para abordar todas las contingencias N-1 sin incurrir en desabastecimiento de la demanda.

En la figura 3.7 se puede corroborar que si bien este caso realiza una gran inversión en el refuerzo de la interconexión de la zonas, la operación pre contingencia no utiliza más allá de un 60% de la capacidad en los bloques más críticos, respecto a un 75% que alcanzan los otros casos. De la figura 3.8 se observa que este caso tiende a mantener más generación en la zona de 138 kV (zona con generación más cara) a excepción de los bloques con demanda más alta. Dicha forma de operar le permite al sistema disponer de máquinas que si bien son caras entregan suficiente capacidad de reserva durante todos los bloques como se observa en la figura 3.9, lo cual le permite abordar contingencias de caída de generadores en la zona de 220 kV.

### **Caso Marginal**

De la tabla 3.9 se observa que el caso marginal toma la menor inversión de un total de \$3.7 millones en 2 elementos, repartidos en 1 subestacion y 1 línea de transmisión. En este caso el costo de las reservas baja a \$60.8 millones, siendo el con menos reservas consideradas. Estas decisiones que en magnitud se encuentran por debajo del caso determinístico no necesariamente son capaces de sobrellevar cada contingencia, sino que a través del balance con el costo esperado de las acciones correctivas permiten identificar aquellas contingencias ante las cuales protegerse genera un beneficio, sin requerir de invertir u operar en redundancia.

En este caso la figura 3.7 indica que los flujos entre zonas se encuentran más estresados que en el caso determinista sobretodo en las demandas más altas, debido a que solo se invierte en 2 elementos. Además la figura 3.8 muestra que el caso marginal tiende a disminuir la generación en la zona más cara durante demandas más bajas. Por último se observa de la figura 3.9 que la zona de 138 kV mantiene cerca de un 40% de las reservas durante demandas bajas, pero disminuye considerablemente durante las demandas más altas. Estas medidas muestran que durante los bloques de alta demanda el sistema prefiere optar por generar a un alto en la zona de 138 kV asegurando mantener un remanente de transmisión y sacrificando capacidad de reserva dentro de dicha zona. En cambio, durante períodos de baja demanda, debido a que disminuye el uso de transmisión entre zonas el sistema toma la decisión de mantener reservas en la zona 138 kV y disminuir la generación.

### **Caso Condicional**

Por otro lado la tabla 3.9 muestra que el caso condicional aumenta la inversión a \$7.3 millones en 3 elementos, esta vez con 2 subestaciones y una línea de transmisión. Además los costos de las reservas aumentan también alcanzando el valor de \$61.4 millones ligeramente superior al del caso marginal. De esta manera el sistema decide enfrentar la dependencia del clima a través del refuerzo en la transmisión de la zona de 220 kV a la de 138 kV y de redistribuir o aumentar las reservas.

De la figura 3.7 lo primero que se observa es que al invertir más los flujos netos entre

las zonas aprovechan menos la capacidad que en el caso marginal durante operación pre contingencia. Aun así, se muestran casos particulares como el bloque 2, 20 o 35 en los cuales se aprovecha mejor las inversiones de transmisión fuera de contingencia. En la figura 3.8 se observa que la generación aumenta a medida que aumenta la demanda, pero siempre por debajo del caso determinístico, reflejando que la mayor parte de la generación se concentra en la zona de 220 kV debido a los menores costos de generación. Por último la figura 3.9 muestra que las reservas se mantienen distribuidas 60 % en la zona de 220 kV y 40 % en la de 138 kV el mayor número de bloques, aun así se observan dos grandes diferencias particulares una en el bloque 5, con disminución de reservas en la zona de mayor demanda, y otra en el bloque 8, con aumento de reservas en la misma zona. En general las decisiones tomadas apuntan a aprovechar la capacidad de transmisión adicional permitiendo disminuir la generación cara de la zona de la demanda y aprovechando las reservas de la misma zona.

Entre los casos particulares se encuentran los bloques 2 y 3, que presentan el clima más desfavorable en la zona de 138 kV. Esta condición implica que el sistema se ve altamente expuesto a que la transmisión en 138 kV falle por con baja exposición a fallas en la transmisión entre zonas. Durante estos bloques las decisiones apuntan a aumentar la exportación desde la zona de 220 kV y disminuir la generación dentro de la zona 138 kV, ya que las fallas que impiden transmitir esta última generación son más probables. Aun así mantiene suficientes reservas en ambas zonas, lo que le permite disponer de recursos en ambas zonas dependiendo de la contingencia. Otro caso particular es el bloque 5, el cual presenta clima desfavorable en la zona de 220 kV. Esta condición genera que la transmisión de flujo entre zonas sea más propensa a fallar, lo cual se refleja en las decisiones de disminuir dicho flujo y aumentar la generación dentro de la zona 138 kV. Además concentra la mayor parte de la reserva en la generación más barata, ya que al disminuir el flujo permite disponer de capacidad de transmisión en caso de contingencia, al precio de generar a mayor costo.

### 3.2.2.1. Análisis *Out of Sample* de las soluciones

La tabla 3.9 muestra a través del costo total el beneficio de considerar el enfoque probabilístico y el de considerar probabilidades condicionales. Es decir, al no valorar las acciones correctivas en función de la probabilidad las decisiones de inversión y operación implican costos que no compensan la reducción del riesgo frente a otros problemas. Por otro lado, al no considerar la dependencia del clima dentro de la planificación las decisiones de inversión y operación incurren en un mayor riesgo. Aun si bien el balance de estas decisiones presenta una mejor solución frente a la planteada en el problema determinístico, las decisiones que se pueden abordar en consideración de las condiciones del clima permiten disminuir el riesgo y entregar una solución más eficiente. Esta situación se respalda también a través del CVaR<sub>99%</sub> mostrando que se puede reducir la exposición al riesgo.

En la figura 3.10 se muestra el riesgo separado para cada bloque de operación. Se observa que la solución planteada en el caso condicional no solamente se encuentra afectando a aquellos bloques con condiciones climáticas extremas, sino que la inversión en transmisión afecta también a beneficio de la mayoría de bloques reduciendo el riesgo. Por otro lado, los bloques con condiciones más críticas como son el 2, 3 y 5 aportan solo una pequeña fracción del total del riesgo, siendo más influyentes aquellos bloques en que la duración es mayor.

De esta manera si bien se puede lograr diferencias en la inversión en transmisión por efecto del perfil de probabilidades condicionado al clima, la menor influencia en el riesgo total de situaciones extraordinarias orientan favorecer soluciones a nivel operacional.

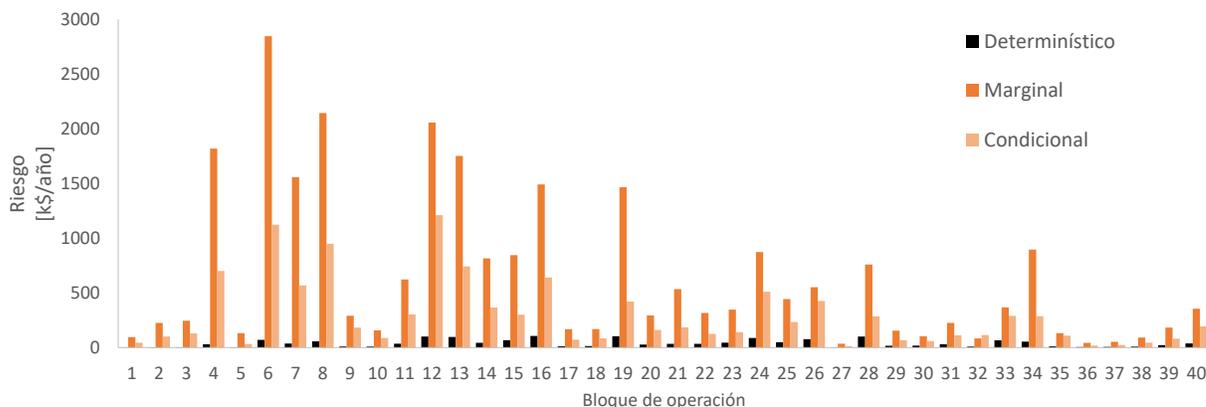


Figura 3.10: Riesgo en cada bloque de operación.

### 3.2.3. Desempeño computacional

Esta sección busca determinar el desempeño computacional de la metodología propuesta. Para lo cual la metodología es resuelta los servidores del Laboratorio Nacional de Computación de Alto Rendimiento (NLHPC) del Centro de Modelamiento Matemático (CMM) de la Universidad de Chile. El programa de optimización utilizado para la resolución de los modelos es CPLEX 12.6.1, el cual es ejecutado a través del lenguaje de programación Julia 0.6.0. En su mayoría las simulaciones son ejecutadas en una máquina de 15 Gb de memoria y 6 procesadores, a excepción de los casos de estudio que indiquen un número distinto de procesadores empleados.

Un primer análisis busca evaluar el desempeño de integrar el riesgo a través de cortes de Benders y su capacidad de ser paralelizado. Para lograr esto se realiza un estudio solo sobre el módulo **I+O** de la metodología, manteniendo fijas las contingencias representativas determinadas por la solución final. En particular se comparan los tiempos de convergencia del módulo de inversión y operación en los siguientes dos casos:

- **Reducido:** corresponde a la solución al problema de expansión en la transmisión con restricciones de seguridad probabilísticas, pero sujeto solo a las contingencias definidas como representativas. En este caso el módulo **I+O** integra la operación post contingencia a través de un conjunto de restricciones de operación.
- **Propuesto:** corresponde a la solución propuesta al problema en el cual la operación post contingencia es integrada al problema a través de cortes de Benders, dichos cortes consideran la información relativa a las contingencias representativas definidas finalmente en la solución.

La figura 3.11 muestra los tiempos de convergencia de ambos casos de estudio ante distinto número de procesos paralelos (entre 1 y 20 procesos).

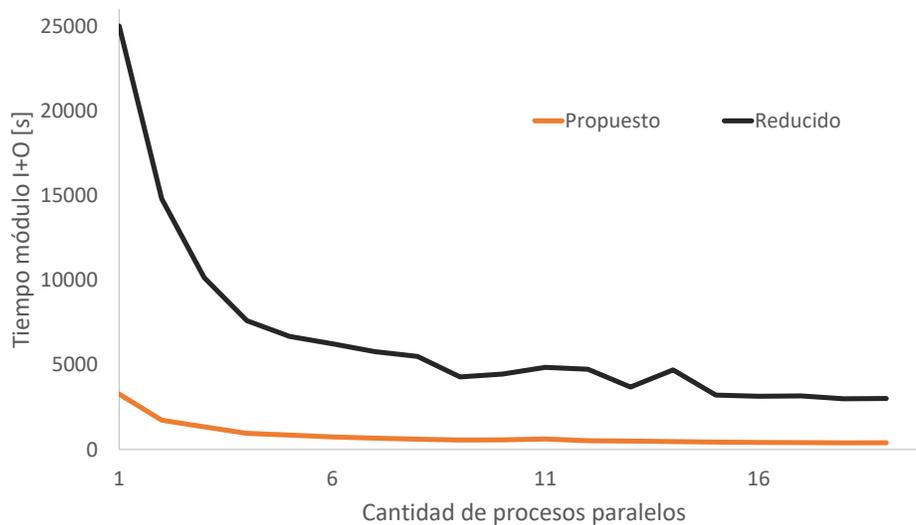


Figura 3.11: Tiempo de convergencia de módulo **I+O**, al considerar solo peores contingencias.

Se observa de la figura que la integración del riesgo a través de cortes de Benders al problema de planificación permite reducir los tiempos de ejecución en promedio a un 12.39%. Es decir, los cortes de Benders permiten reducir la dimensión del problema pasando de requerir una gran cantidad de variables y restricciones para representar cada una de las contingencias a una única restricción y variable para cada contingencia. Finalmente, se logra resolver con mayor eficiencia el bloque **I+O** independiente de la cantidad de procesos paralelos utilizados.

Además, se obtiene de lo observado en la figura que ambos casos cuentan con una capacidad similar de ser paralelizados siendo ambos capaces de reducir los tiempos de convergencia a un 20% al emplear 6 procesadores. Esta capacidad de ser paralelizable permite finalmente a la metodología abordar problemas de mayor número de bloques de operación de acuerdo a los recursos computacionales de los que se disponga.

Un segundo análisis busca evaluar el desempeño general de la metodología propuesta, para lo cual se realiza una sensibilidad sobre el parámetro de la metodología que corresponde a la cantidad de clústers de contingencias a considerar. Para lograrlo se varía la sensibilidad del parámetro hasta 280 clústers, correspondiente a la situación base de comparación que significa identificar la contingencia representativa a través del cálculo de la operación post contingencia para cada contingencia por separado, y desde 1 único clúster, correspondiente a identificar la contingencia representativa mediante una única optimización pero asumiendo a la vez que todas cuentan con la misma probabilidad de ocurrencia.

Se muestra primero en la figura 3.12 los tiempos promedios empleados en la resolución del módulo **R** y la cantidad de contingencias representativas promedio encontradas para los distintos valores del parámetro de la metodología.

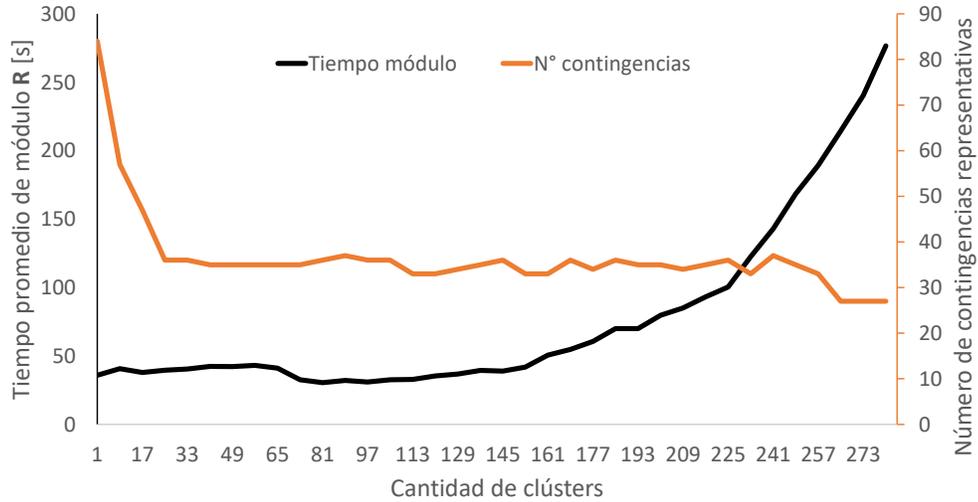


Figura 3.12: Tiempo promedio del módulo  $R$  y número de contingencias representativas encontradas según cantidad de clústers de contingencias.

La primera observación que se rescata de la figura es que el tiempo promedio empleado en la resolución del módulo  $R$ , módulo que permite identificar las contingencias representativas, presenta un comportamiento creciente y exponencial. Esto refleja que la metodología permite reducir los tiempos de computo dentro del módulo al agrupar contingencias en clústers. Aún así, el comportamiento exponencial indica que reducir el número de clústers es más efectivo al considerar más clústers. Esto se debe a que considerar un menor número de clústers significa tener más contingencias por cada uno, generando por lo tanto que la restricción que define a cada clúster dentro del submódulo  $C$  crezca en número de variables aumentando la complejidad de la optimización.

La segunda observación que se puede rescatar de la figura es que la cantidad de contingencias representativas promedio encontradas depende de la cantidad de clústers utilizados. En particular se observa que al utilizar pocos clústers de contingencias se tiene a identificar un gran número de contingencias, mientras que al utilizar un número muy alto de clústers se obtiene el mínimo de contingencias representativas encontrado. El comportamiento observado se debe a que la metodología asume que las contingencias dentro de cada clúster de contingencias cuentan con una probabilidad de ocurrencia similar. Al agrupar muchas contingencias dentro de un solo clúster el supuesto de la metodología no se cumple, permitiendo que se agreguen al conjunto de contingencias representativas casos en los cuales la probabilidad real de la contingencia resulta mucho menor de la asumida.

Además, de la curva de contingencias, se observa que si bien ambos extremos del parámetro (máximo y mínimo de cantidad de clústers) muestran diferencias sustanciales, existe también una zona llana en donde las diferencias menores no se ven definidas por el parámetro necesariamente.

Complementando los resultados de la figura 3.12 se muestra en la figura 3.13 el tiempo total de convergencia dependiendo del parámetro de la metodología.

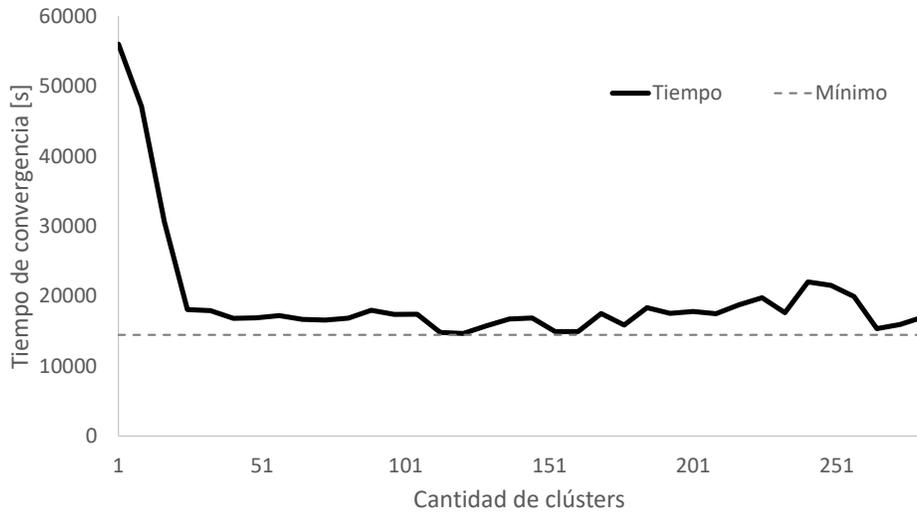


Figura 3.13: Tiempo total de convergencia según cantidad de clústers de contingencias.

Una primera observación de la figura es que el tiempo de convergencia presenta una tendencia a ser convexa, mostrando que al agrupar contingencias en clústers se puede reducir los tiempos de convergencia respecto a no agruparlas, y que en particular existe un valor del parámetro para el cual se minimizan los tiempos de convergencia.

Luego se observa que existe una gran correlación entre los tiempos de convergencia, el número de contingencias representativas promedio y el tiempo promedio del módulo **R**. Esto se debe a que la metodología requiere realizar más iteraciones a medida que reconoce más contingencias representativas, generando que la solución tarde más tiempo en converger. De esta manera, si bien una solución con mayor cantidad de clústers erra menos al identificar las contingencias representativas, el tiempo que implica en la solución del módulo **R** no necesariamente compensa dicho error. De esta manera se consigue que la curva de tiempos de convergencias tienda a presentar el comportamiento convexo mencionado.

Finalmente la magnitud del aporte de la metodología en la reducción de los tiempos de convergencia depende de la complejidad del módulo **R**, al resultar tiempos de computo muy bajos en la resolución de la operación post contingencia los tiempos empleados en el resto de la metodología predominan, generando que la ventaja de agrupar clústers sea mayor.

# Capítulo 4

## Conclusiones y trabajo futuro

### 4.1. Conclusiones

El trabajo propone un modelo capaz de definir las decisiones óptimas de inversión en líneas de transmisión ante un perfil de condiciones climáticas. La consideración del condicionamiento de las probabilidades de falla ante las condiciones de clima permite definir una solución que contempla condiciones extremas de operación claves en la resiliencia de los sistemas eléctricos, permitiendo que tanto decisiones de inversión como operación se balanceen correctamente con el riesgo y definiendo la solución óptima.

Mediante criterios de riesgo se demuestra el beneficio de considerar las condiciones del clima en las decisiones de planificación por sobre métodos de probabilidades marginales. Particularmente las decisiones tomadas sin consideración del clima subestiman el riesgo al cual se exponen generando que las inversiones en transmisión consideradas se puedan encontrar por sobre o por debajo el óptimo. Aun así, se muestra también que las diferencias en condiciones extremas se ven mayoritariamente adjudicadas a decisiones de operación en bloques particulares que no necesariamente requieren de reforzar la transmisión.

El trabajo propone una metodología de planificación para el problema probabilístico de expansión en la transmisión que permite reducir la complejidad en dos escalas. Primero se consigue reducir los tiempos del problema de inversión y operación al integrar el riesgo como cortes de Benders, logrando una solución paralelizable y eficiente en cuanto a los tiempos de convergencia del módulo. Segundo se consigue determinar las contingencias representativas de la solución sin necesidad de evaluar cada contingencia, de manera que se logra estimar el riesgo de manera más eficiente. En términos generales la metodología resulta dependiente de la complejidad considerada en las posibilidades de operación pre y post contingencia, permitiendo calibrar mediante el parámetro con fines de obtener la solución en un tiempo mínimo.

## 4.2. Trabajo futuro

La integración recursos flexibles en sistema permite gestionar acciones específicas a cada estado de operación, prometiendo generar valor adicional en condiciones de operación críticas y reemplazando la inversión en transmisión que resulta costosa si no trae beneficios en varios estados de operación dentro del sistema. Por lo tanto puede ser conveniente integrar estos recursos en las decisiones de planificación y operación.

Respecto a la metodología un primer factor clave que afecta en su eficiencia es la estrategia de acuerdo a la cual se forman los clústers. Dentro de este trabajo se ha analizado que *k-means* no proporciona los conjuntos con mejores características dentro de la aplicación, por lo que se propone definir una estrategia más adecuada a la metodología. Por otro lado, la selección del parámetro de la metodología (el número de clústers) depende de distintos factores y no se ha definido un valor óptimo de este, lo cual sería interesante de analizar.

# Bibliografía

- [1] M. Shahidehpour and F. Tinney, “Impact of security on power systems operation,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 11, pp. 2013–2025, Nov 2005.
- [2] G. Strbac, D. Kirschen, and R. Moreno, “Reliability standards for the operation and planning of future electricity networks,” *Foundations and Trends® in Electric Energy Systems*, vol. 1, pp. 143–219, 12 2016.
- [3] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Major Grid Blackouts: Analysis, Classification, and Prevention*. IEEE, 2013. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6482751>
- [4] P. Kundur and C. Taylor, “Blackout experiences and lessons, best practices for system dynamic performance, and the role of new technologies,” 07 2007.
- [5] D. Bertsimas, E. Litvinov, X. A. Sun, J. Zhao, and T. Zheng, “Adaptive robust optimization for the security constrained unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 52–63, Feb 2013.
- [6] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, “Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, May 2012.
- [7] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, and S. Granville, “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 175–180, Feb 1987.
- [8] I. de J Silva, M. J. Rider, R. Romero, A. V. Garcia, and C. A. Murari, “Transmission network expansion planning with security constraints,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 152, no. 6, pp. 828–836, Nov 2005.
- [9] S. Huang and V. Dinavahi, “A branch-and-cut benders decomposition algorithm for transmission expansion planning,” *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 1, pp. 659–669, March 2019.
- [10] H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, and J. Quintero, “A mixed-integer linear programming approach for multi-stage security-constrained transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 1125–1133, May 2012.

- [11] A. Moreira, A. Street, and J. M. Arroyo, “An adjustable robust optimization approach for contingency-constrained transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 4, pp. 2013–2022, July 2015.
- [12] Y. Chen, A. Casto, F. Wang, Q. Wang, X. Wang, and J. Wan, “Improving large scale day-ahead security constrained unit commitment performance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 4732–4743, Nov 2016.
- [13] R. Billinton and A. Ronald, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Springer, aug 1996. [Online]. Available: <https://www.xarg.org/ref/a/0306452596/>
- [14] M. J. Sullivan, B. Noland Suddeth, T. Vardell, and A. Vojdani, “Interruption costs, customer satisfaction and expectations for service reliability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 2, pp. 989–995, May 1996.
- [15] C. Murillo-Sanchez, R. Zimmerman, C. Anderson, and R. J. Thomas, “A stochastic, contingency-based security-constrained optimal power flow for the procurement of energy and distributed reserve,” *Decision Support Systems*, vol. 56, p. 1–10, 12 2013.
- [16] H. Moghimi, A. Ahmadi, J. Aghaei, and A. Rabiee, “Stochastic techno-economic operation of power systems in the presence of distributed energy resources,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 45, p. 477–488, 02 2013.
- [17] F. Bouffard, F. D Galiana, and J. Arroyo, “Umbrella contingencies in security-constrained optimal power flow,” 01 2005.
- [18] A. J. Ardakani and F. Bouffard, “Identification of umbrella constraints in dc-based security-constrained optimal power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3924–3934, Nov 2013.
- [19] F. Bouffard, F. D Galiana, and J. Arroyo, “Umbrella contingencies in security-constrained optimal power flow,” 01 2005.
- [20] R. Moreno, D. Pudjianto, and G. Strbac, “Transmission network investment with probabilistic security and corrective control,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3935–3944, Nov 2013.
- [21] M. Panteli and P. Mancarella, “The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 13, no. 3, pp. 58–66, May 2015.
- [22] M. Ouyang and L. Dueñas-Osorio, “Time-dependent resilience assessment and improvement of urban infrastructure systems,” *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science*, vol. 22, no. 3, p. 033122, 2012. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1063/1.4737204>
- [23] D. Henry and J. Emmanuel, “Generic metrics and quantitative approaches for system resilience as a function of time,” *Reliability Engineering and System Safety*, vol. 99, p. 114–122, 03 2012.

- [24] M. Panteli, P. Mancarella, D. N. Trakas, E. Kyriakides, and N. D. Hatziargyriou, “Metrics and quantification of operational and infrastructure resilience in power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4732–4742, Nov 2017.
- [25] M. Panteli and P. Mancarella, “Review,” *Electric Power Systems Research*, vol. 127, no. Complete, pp. 259–270, 2015.
- [26] G. Huang, J. Wang, C. Chen, J. Qi, and C. Guo, “Integration of preventive and emergency responses for power grid resilience enhancement,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 6, pp. 4451–4463, Nov 2017.
- [27] H. Nagarajan, E. Yamangil, R. Bent, P. Van Hentenryck, and S. Backhaus, “Optimal resilient transmission grid design,” in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, June 2016, pp. 1–7.
- [28] M. Panteli, D. N. Trakas, P. Mancarella, and N. D. Hatziargyriou, “Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2913–2922, Nov 2016.
- [29] M. Panteli, C. Pickering, S. Wilkinson, R. Dawson, and P. Mancarella, “Power system resilience to extreme weather: Fragility modeling, probabilistic impact assessment, and adaptation measures,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 5, pp. 3747–3757, Sep. 2017.
- [30] D. M. Ward, “The effect of weather on grid systems and the reliability of electricity supply,” *Climatic Change*, vol. 121, 11 2013.
- [31] U. Knight, *Power systems in emergencies: From contingency planning to crisis management*, 01 2013.
- [32] M. Panteli and 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, 10 2015.
- [33] Ministerio de Energía, Gobierno de Chile, “Energía 2050, Política Energética de Chile,” [http://www.minenergia.cl/archivos\\_bajar/B\\_EAE/04\\_Politica\\_Energetica\\_2050\\_Documento\\_version\\_final.pdf](http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/B_EAE/04_Politica_Energetica_2050_Documento_version_final.pdf), accessed: 2019-07-03.
- [34] N. Balijepalli, S. S. Venkata, C. W. Richter, R. D. Christie, and V. J. Longo, “Distribution system reliability assessment due to lightning storms,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 2153–2159, July 2005.
- [35] G. Li, P. Zhang, P. B. Luh, W. Li, Z. Bie, C. Serna, and Z. Zhao, “Risk analysis for distribution systems in the northeast u.s. under wind storms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 889–898, March 2014.
- [36] A. Kouassi, J. Bourinet, S. Lalléchère, P. Bonnet, and M. Fogli, “Reliability and sensitivity analysis of transmission lines in a probabilistic emc context,” *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 58, no. 2, pp. 561–572, April 2016.

- [37] B. Ruzczak and M. Tomaszewski, “Extreme value analysis of wet snow loads on power lines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 457–462, Jan 2015.
- [38] M. R. Bhuiyan and R. N. Allan, “Inclusion of weather effects in composite system reliability evaluation using sequential simulation,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 141, no. 6, pp. 575–584, Nov 1994.
- [39] M. A. Rios, D. S. Kirschen, D. Jayaweera, D. P. Nedic, and R. N. Allan, “Value of security: modeling time-dependent phenomena and weather conditions,” in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, vol. 2, July 2003, pp. 634–.
- [40] Y. Liu and C. Singh, “A methodology for evaluation of hurricane impact on composite power system reliability,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 145–152, Feb 2011.
- [41] S. Yang, W. Zhou, S. Zhu, L. Wang, L. Ye, X. Xia, and H. Li, “Failure probability estimation of overhead transmission lines considering the spatial and temporal variation in severe weather,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 131–138, Jan 2019. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0370-4>
- [42] A. Conejo, L. Baringo, J. Kazempour, and A. Siddiqui, *Investment in Electricity Generation and Transmission*, 06 2016.
- [43] D. Bienstock, M. Chertkov, and S. Harnett, “Chance constrained optimal power flow: Risk-aware network control under uncertainty,” *SIAM Review*, vol. 56, 09 2012.
- [44] C. Zhao, Q. Wang, J. Wang, and Y. Guan, “Expected value and chance constrained stochastic unit commitment ensuring wind power utilization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2696–2705, Nov 2014.
- [45] T. Lagos, R. Moreno, A. Navarro, M. Panteli, R. Sacaan, F. Ordonez, H. Rudnick, and P. Mancarella, “Identifying optimal portfolios of resilient network investments against natural hazards, with applications to earthquakes,” *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1–1, 2019.
- [46] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh, “The iee reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 3, pp. 1010–1020, Aug 1999.
- [47] “Coordinador eléctrico nacional, calidad de suministro: Estadísticas y cálculos de Índices de indisponibilidad,” <https://sic.coordinador.cl/informes-y-documentos/fichas/indice-de-desempeno/>, accessed: 2018-03-15.
- [48] “Coordinador eléctrico nacional, mapa georreferencial instalaciones,” <https://infotecnica.coordinador.cl/>, accessed: 2018-03-15.

- [49] “Explorador solar, explorar recurso solar y datos meteorológicos, datos horarios 2004-2016.” <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/>, accessed: 2018-03-15.